

**KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN
ATRIBUT AMPLITUDO SEISMIK DAN INVERSI SEISMIK
IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN “DALIHAN
NATOLU” FORMASI BATU RAJA CEKUNGAN SUMATERA
SELATAN**

SKRIPSI

Oleh :
MANDALA TUNGGUL SINAGA
135090707111002



**JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU
PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
MALANG
2017**

**KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN
ATRIBUT AMPLITUDO SEISMİK DAN INVERSI SEISMİK
IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN “DALIHAN
NATOLU” FORMASI BATU RAJA CEKUNGAN SUMATERA
SELATAN**

SKRIPSI

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

Oleh :

**MANDALA TUNGGUL SINAGA
135090707111002**



**JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU
PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
MALANG
2017**

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI

**KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN
ATRIBUT AMPLITUDO SEISMIK DAN INVERSI SEISMIK
IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN “DALIHAN
NATOLU” FORMASI BATU RAJA CEKUNGAN SUMATERA
SELATAN**

Oleh :

**MANDALA TUNGGUL SINAGA
135090707111002**

**Telah dipertahankan di depan Majelis Penguji
Pada tanggal 28 Desember 2017
dan dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar
Sarjana Sains dalam bidang fisika**

Pembimbing I

Pembimbing II

**Drs. Adi Susilo, M.Si., Ph.D
NIP. 19631227 199103 1 002**

**Yudi Yanto
NIK. 20060193**

**Mengetahui,
Ketua Jurusan Fisika
Fakultas MIPA Universitas Brawijaya**

**Prof. Dr.rer.nat Muhammad Nurhuda
NIP. 19640910199021001**

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Mandala Tunggul Sinaga

NIM : 135090707111002

Prodi/Jurusan : Geofisika/Fisika

Penulis skripsi berjudul :

**KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN
ATRIBUT AMPLITUDO SEISMIK DAN INVERSI SEISMIK
IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN “DALIHAN
NATOLU” FORMASI BATU RAJA CEKUNGAN SUMATERA
SELATAN**

Dengan ini menyatakan bahwa:

1. Tugas akhir ini adalah benar-benar karya saya sendiri dan bukan hasil plagiat dari karya orang lain. Karya-karya tercantum dalam Daftar Pustaka tugas akhir ini, semata-mata digunakan sebagai rujukan atau referensi.
2. Apabila di kemudian hari diketahui bahwa isi tugas akhir saya merupakan hasil plagiat, maka saya bersedia menanggung akibat dari keadaan tersebut.

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

Malang, 28 Desember 2017

Yang menyatakan,

(Mandala Tunggul Sinaga)

NIM. 135090707111002

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

**KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN
ATRIBUT AMPLITUDO SEISMIK DAN INVERSI SEISMIK
IMPEDANSI AKUSTIK
PADA LAPANGAN “DALIHAN NATOLU” FORMASI BATU
RAJA CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

ABSTRAK

Studi ini dilakukan untuk menganalisis penyebaran reservoir berdasarkan atribut amplitudo seismik serta mengidentifikasi karakter reservoir berdasarkan hasil inversi impedansi akustik dan peta persebaran porositas hasil inversi impedansi akustik pada Lapangan Dalihan Natolu. Data yang digunakan pada penelitian ini berupa data sumur, data checkshot, dan data seismik 3D PSTM (*Post Stack Time Migration*). Berdasarkan data log *Neutron Porosity* dan log *Density* pada sumur Aganis didapatkan informasi potensi kandungan gas pada Lapangan Dalihan Natolu yang menjadi pendorong untuk dilaksanakannya penelitian ini. Berdasarkan hasil analisis sensitivitas batuan, antara log Porositas dan Impedansi-P dengan pewarnaan Saturasi air, didapatkan bahwa pada saat nilai impedansi batuan kurang dari 20000(ft/s)(g/cc), nilai impedansi batuan memiliki harga saturasi air dibawah 65% atau 0.65 dengan nilai porositas batuan lebih dari 25 %. Karakter reservoir pada Lapangan Dalihan Natolu berdasarkan hasil analisis atribut amplitudo seismik memiliki nilai amplitudo antara 4000 – 21000, dan berdasarkan hasil inversi seismik memiliki nilai impedansi akustik berkisar antara 11000(ft/s)(g/cc) – 45000(ft/s)(g/cc), serta berdasarkan persebaran porositas hasil inversi seismik memiliki nilai porositas maksimal 0,45 atau 45%. Area yang memiliki potensi terkandungnya hidrokarbon pada Lapangan Dalihan Natolu yaitu area yang memiliki nilai amplitudo yang relatif rendah, nilai impedansi < 20000 (ft/s)(g/cc) dan harga porositas maksimal sebesar 0,42 atau 42%.

Kata Kunci : Atribut amplitudo seismik, analisis sensitivitas, inversi seismik impedansi akustik, prediksi penyebaran porositas

CHARACTERIZATION OF RESEVOIR BY USING AMPLITUDE OF SEISMIC ATTRIBUTE AND SEISMIC ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION ON “DALIHAN NATOLU” FIELD, BATU RAJA FORMATION, SOUTH SUMATERA BASIN

ABSTRACT

This study was conducted in order to analyze the distribution of reservoir based on seismic amplitude. In addition, this study was also to indentify the characeristics of reservoir based on acoustic impedance inversion, and also the distribution of porosity, resulted from acoustic impedance inversion on Dalihan Natolu field. The data used in this research are well, checkshot and 3D seismic PSTM (Post Stack Time Migration) data. Based on Neutron Porosity log and Density log at Aganis well, the hidrocarbon can be obtained on Dalihan Natolu field. Thus the condition can be used as supporting for this research. Based on the result of rock sensitivity analysis between Porosity log and P-Impedance with coloring water saturation, when rock impedance value less than 20000(ft/s)(g/cc), it was found that water saturation value below 65% or 0.65 within rock porosity value more than 25%. The resevoir characteristic on Dalihan Natolu which based on seismic amplitude analysis result has acoustic impedance value ranging from 11.000(ft/s)(g/cc) to 45.000(ft/s)(g/cc) and based on porosity distribution from seismic inversion result has the maximum porosity value 0.45 or 45%. The area that has the hydrocarbon potential on Dalihan Natolu field was characterized with low amplitude, impedance value less than 20000(ft/s)(g/cc) and the maximum porosity value is 0.42 or 42 %.

Keywords : Seismic amplitude atribute, sensitivity analysis, accoustic impedance seismic inversion, prediction of porosity distribution

KATA PENGANTAR

Shalom, Salam Sejahterah bagi kita semua. Terima kasih Tuhan Yesus Kristus, penulis haturkan terlebih dahulu atas kasih, karunia, dan penyertaannya, penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir yang berjudul **Karakterisasi Reservoir Menggunakan Atribut Amplitudo Seismik dan Inversi Seismik Impedansi Akustik Pada Lapangan “Dalihan Natolu”, Formasi Batu Raja, Cekungan Sumatera Selatan** untuk memenuhi persyaratan kelulusan sarjana tingkat Strata-1 (S1) di Jurusan Fisika Universitas Brawijaya.

Laporan Tugas Akhir ini disusun oleh penulis sebagai laporan pelaksanaan penelitian di PT. Medco Energi, Devisi Eksplorasi selama kurang lebih dua bulan. Banyak pihak yang terlibat dan memberikan kontribusi ilmiah, moril dan materil baik secara langsung maupun tidak langsung kepada penulis dalam pelaksanaan penelitian dan penyusunan skripsi ini. Bersama ini penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua penulis, papa dan mama, terima kasih atas perhatian, kasih sayang, terkhusus doa yang kalian panjatkan yang tiada terukur sehingga penulis dapat menyelesaikan dan mendapatkan gelar Sarjana. Tuhan Yesus memberkati papa dan mama.
2. Teruntuk kedua saudari penulis, Novtalia Debora Sinaga, dan Sharon Kristin Sinaga, terima kasih telah menjadi alasan untuk penulis terus berjuang. Tuhan Yesus memberkati kalian berdua.
3. Keluarga besar Sinaga dan Batubara, yang menjadikan penulis menjadi dewasa dalam mendefinisikan kehangatan keluarga sebenarnya.
4. Bapak Prof. Dr.rer.nat Muhammad Nurhuda selaku ketua jurusan Fisika FMIPA Universitas Brawijaya, atas segala bimbingan selama penulis menjalani studi S-1.
5. Bapak Drs. Alamsyah Mohammad Juwono, Msc.,Ph.D selaku Ketua Program Studi Geofisika FMIPA Universitas Brawijaya atas segala dukungan selama penulis menjalani studi S-1.

6. Bapak Drs. Adi Susilo, M.Si., Ph.D selaku pembimbing I Tugas Akhir yang telah bersedia memberikan waktu yang sangat berharga dan pengertian serta pengarahan kepada penulis.
7. Ibu Joan Caroline Lumban Tobing selaku manager dan Bapak Dodi Sagita yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk melaksanakan Tugas Akhir di PT Medco Energi.
8. Bapak Yudi Yanto selaku pembimbing II perusahaan yang dengan sabar meluangkan waktunya ditengah kesibukan dan memberikan penjelasan lebih lanjut tentang penelitian Tugas Akhir ini. Semoga kesehatan dan rejeki terus melimpah untuk Bapak.
9. Abang Ismail, Abang Jeki, Abang Gerry Hutabarat, Abang Dinar beserta seluruh Manager dan Staff PT. Medco Energi lantai 33 yang bersedia *sharing* pengalaman dan ilmu pengetahuannya.
10. Mei Cyntia Sabrina Tambunan, pribadi yang menjadi lentera, pendoa yang setia, penyemangat, dan rumah dalam setiap keluhan pergumulan. Tuhan Yesus memberkati.
11. Bapak tua Jakarta sekeluarga, terima kasih telah bersedia memberikan tempat tinggal bagi penulis selama melaksanakan Tugas Akhir. Tuhan Yesus memberkati.
12. Daud Sitorus, Vincentius EKP, Yossi Ardianto, Olben Siahaan, Giftson Hutabarat, Tomi Bakara, Gomes (Pele), Frans Nainggolan dan Hafidz Farhan yang telah menjadi saudara, sahabat dalam berproses selama kurang lebih 4 tahun di Malang. *See you on top my brother.*
13. Ito Lidya, Ito Regina, Lae Baren, Lae Mangara, Lae Poltak, Imelda, Veronica, dan Nanda yang telah menjadi keluarga kedua penulis selama di Malang.
14. Sahabat-sahabat Geofisika 2013 atas semua dukungan dan perjuangan bersama-sama.
15. Teman kost Mt. Haryono, Naposobulung HKBP Malang, teman kontrakan Simpang Cengger Ayam, terima kasih telah mengisi hari-hari penulis selama di Malang.
16. Penghuni CL (CitraLand Brawijaya), terima kasih telah memberikan definisi warna kehidupan perkuliahan.

17.Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, yang telah banyak membantu penulis, terima kasih banyak.

Penulis secara pribadi menyadari bahwa masih banyak kekurangan dalam penyusunan Tugas Akhir ini. Penulis sangat mengharapkan saran dan kritik dari semua pihak demi perbaikan dimasa yang akan datang. Semoga Tugas Akhir yang telah disusun dapat menjadi berkat dan ilmu yang bermanfaat terkhusus di bidang Eksplorasi Cekungan Sumatra Selatan, Tuhan Yesus Memberkati.

Malang,7 Desember 2017

Mandala Tunggul Sinaga

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI.....	iii
LEMBAR PERNYATAAN	v
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	ix
KATA PENGANTAR.....	xi
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL	xxi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Masalah.....	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Tujuan Penelitian	2
1.4 Manfaat Penelitian	2
1.5 Batasan Masalah	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan	5
2.1.1 Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan.....	5
2.1.2 Teknostratigrafi Cekungan Sumatera Selatan.....	7
2.1.3 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan	9
2.1.4 Sistem Perminyakan Cekungan Sumatera Selatan	12
2.2 Gelombang Seismik	16
2.2.1 Gelombang Badan (<i>Body Waves</i>).....	17
2.2.2 Gelombang Permukaan (<i>Surface Waves</i>)	18
2.3 Konsep Dasar Seismik Refleksi.....	19
2.3.1 Impedansi Akustik.....	20
2.3.2 Koefisien Refleksi	21

2.3.3 Jejak Seismik	21
2.3.4 Fase Gelombang Seismik.....	21
2.3.5 Polaritas	22
2.3.6 Resolusi Seismik.....	23
2.4 <i>Well Logging</i>	24
2.4.1 Log Radioaktif.....	25
2.4.2 Log Sonik.....	29
2.4.4 Log Listrik	31
2.5 Metode Atribut Seismik	35
2.6 Metode Inversi Seismik.....	37
2.6.1 Inversi <i>Pre-stack</i>	38
2.6.2 Inversi <i>Post-Stack</i>	39
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	45
3.1 Waktu dan Tempat Pelaksanaan.....	45
3.2 Perangkat Penelitian.....	45
3.3 Ketersediaan Data	45
3.3.1 Data Seismik	45
3.3.2 Data Sumur	46
3.4 Prosedur Pengolahan Data	47
3.4.1 Diagram Alir Pengolahan Data	47
3.4.2 <i>Conditioning</i> Data Seismik	48
3.4.3 <i>Conditioning</i> Data Sumur	48
3.4.4 <i>Well Seismic Tie</i>	48
3.4.5 Interpretasi Horizon	50
3.4.6 Peta Struktur Waktu dan Kedalaman	51
3.4.7 Pembuatan Model Inisial Inversi	52
BAB IV HASIL dan PEMBAHASAN.....	55
4.1 Analisis Sensitivitas	55

4.2 Analisis <i>Tuning Thickness</i>	58
4.3 Peta Struktur Waktu dan Kedalaman	58
4.4 Analisis Atribut Seismik	62
4.5 Analisis Inversi Seismik.....	63
4.6 Analisis Area Prospek.....	66
4.7 Rekomendasi Titik Eksplorasi	68
BAB V PENUTUP	71
5.1 Kesimpulan	71
5.2 Saran	72
DAFTAR PUSTAKA.....	73
LAMPIRAN	77

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1	Peta Indeks Cekungan.	5
Gambar 2. 2	Peta Index Cekungan Sumatera Selatan	6
Gambar 2.3	Elemen-elemen struktur utama Cekungan Sumatera Selatan	7
Gambar 2.4	Tipe-tipe dari gelombang elastik	17
Gambar 2. 5	Deformasi dari sebuah medium yang dilalui gelombang dari kiri ke kanan: pada bagian kiri merupakan gelombang longitudinal dan bagian kanan merupakan gelombang transversal.....	17
Gambar 2. 6	Gerakan partikel dari Gelombang Rayleigh	18
Gambar 2. 7	Gerakan partikel dari Gelombang Love	18
Gambar 2. 8	Gelombang ketika melewati medium yang berbeda menurut hukum Snelius.....	20
Gambar 2. 9	Jenis-jenis Wavelet (a) Zero Phase, (b) Maximum Phase, (c) Minimum Phase, dan (d) Mixed Phase.....	22
Gambar 2. 10	Polaritas Gelombang Seismik.....	23
Gambar 2. 11	Respon Log Gamma Ray terhadap batuan	26
Gambar 2. 12	Respon log densitas terhadap batuan.....	27
Gambar 2. 13	Respon Log Neutron.....	29
Gambar 2. 14	Respon Log sonic pada litologi batuan.....	30
Gambar 2. 15	Karakteristik respon log SP pada beberapa kondisi tertentu.....	32
Gambar 2. 16	Lingkungan sumur bor dan simbol yang digunakan dalam interpretasi log	34
Gambar 2. 17	Diagram Isometrik yang menunjukkan jejak seismik kompleks yang memiliki bagian real dan imajiner yang dimana memiliki pegeseran 90° pada kedua bagian	36
Gambar 2. 18	Macam-macam metode inversi seismik	37
Gambar 2. 19	Diagram alir metode inversi Bandlimited.....	41
Gambar 2. 20	Diagram alir penyelesaian inversi model based	43
Gambar 3. 1	Data Seismik 3D pada Lapangan Dalihan Natolu	46
Gambar 3. 2	Diagram Alir Pengolahan Data.....	47
Gambar 3. 3	Amplitude Spectrum (a) Sebelum Bandpass Filter dan (b) Sesudah Bandpass Filter	48
Gambar 3. 4	Wavelet Statical Fase Minimum (a)Respon Waktu ; (b)Respon Amplitudo dan Fase	49

Gambar 3. 5 Proses Well Seismic Tie	49
Gambar 3. 6 Posisi data marker pada horizon jejak seismik	50
Gambar 3. 7 Peta struktur waktu pada Horizon (a) BRF_Top; (b) Basement dengan jarak kontur 50ms	51
Gambar 3. 8 Model Inisial pada Inline 2154	53
Gambar 3. 9 Model Inisial pada Xline 10134.....	53
Gambar 3. 10 Analisis Kesalahan (error) Inversi (a) Modelbased ; (b) Bandlimited	54
Gambar 4. 1 (a) Crossplot Gamma Ray dengan Impedansi-P; (b) Cross Section Crossplot.....	55
Gambar 4. 2 (a) Crossplot Porositas dengan Impedansi-P; (b) Cross Section Crossplot.....	57
Gambar 4. 3 Hasil intepretasi horizon pada (a) Inline 2154 , (b) Xline 10134	59
Gambar 4. 4 Peta struktur waktu pada Horizon (a) BRF_Top; (b) Basement dengan jarak kontur 50ms	60
Gambar 4. 5 Peta struktur kedalaman pada horizon (a) BRF_Top ; (b) Basement dengan jarak kontur 100m.....	61
Gambar 4. 6 Hasil atribut seismik pada (a)Inline 2154 dan (b)Xline 10134	63
Gambar 4. 7 Hasil inversi Modelbased pada (a)Inline 2154 dan (b)Xline 10134.....	64
Gambar 4. 8 Hasil Prediksi Penyebaran Porosotas bedasarkan hasil inversi Modelbased pada (a) Inline 2154 dan (b) Xline 10134	65
Gambar 4. 9 Overlay peta struktur dengan hasil slicing atribut amplitudo seismik pada horizon BRF_Top +10ms dengan kontur 50ms	66
Gambar 4. 10 Overlay peta struktur dengan hasil slicing inversi Modelbased pada horizon BRF_Top +10ms dengan kontur 50ms	67
Gambar 4. 11 Overlay peta struktur dengan hasil slicing prediksi porositas pada horizon BRF_Top +10ms dengan kontur 50ms	67
Gambar 4. 12 Lokasi Sumur Rekomendasi	69
Gambar 4. 13 Letak sumur pada penampang seismik	69

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Variasi harga densitas batuan dengan kandungan fluida tertentu dari beberapa lapangan minyak bumi.....	28
Tabel 2. 2 Perhitungan matematika R_w dari nilai SSP.....	32
Tabel 3. 1 Data Completion Log.....	47
Tabel 3. 2 Tabel nilai korelasi pada tiap <i>wavelet</i> yang digunakan pada sumur “Aganis”	50
Tabel 4. 1 Skala penentuan kualitas nilai porositas batuan.....	58
Tabel 4. 2 Hasil analisa <i>tuning thickness</i>	58

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Dalam kurung waktu \pm 100 tahun terakhir, Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan di Indonesia yang telah dieksplorasi dan memiliki bukti nyata memiliki kandungan hidrokarbon dengan mengamati \pm 100 lapangan pengeboran yang telah memproduksi minyak dan gas pada Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan memiliki cadangan hidrokarbon \pm 25% dari cadangan total hidrokarbon di Indonesia.

Formasi Batu Raja merupakan salah satu reservoir pada Cekungan Sumatera Selatan yang telah terbukti memiliki kandungan hidrokarbon. Singkapan pada Formasi Batu Raja merupakan campuran dari *wackestone*, *packstones*, *grainstones*, dan terumbu karang (Hadi dan Simbolon, 1976). Eksplorasi yang telah dilakukan pada Formasi Batu Raja telah dilakukan sejak tahun 1930 di mana total cadangan ditemukan bekisar 590 MMBO dan 4.2 TCF dengan rasio minyak sebesar 46% dan gas sebesar 54% (Ginger dan Fielding,, 2005).

Metode geofisika yang bertujuan untuk mengkarakterisasi reservoir pada penelitian ini menggunakan atribut seismik dan inversi seismik. Metode atribut seismik didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Barnes, 1999). Analisis atribut seismik diperlukan sebagai alat bantu dalam interpretasi seismik untuk menunjukkan anomali yang tidak terlihat secara jelas dari data normal seismik. Inversi seismik adalah suatu teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000).

Hal yang menjadi faktor pendorong untuk dilaksanakannya penelitian pada reservoir Batu Raja yang berada di Lapangan Dalihan Natolu adalah faktor reservoir Batu Raja pada Cekungan Sumatera Selatan di mana telah ditemukannya kandungan hidrokarbon. Tujuan penelitian ini adalah untuk menganalisis karakter dari reservoir Batu Raja berdasarkan atribut amplitudo seismik dan inversi seismik serta dapat mengidentifikasi area

prospek pada reservoir berdasarkan inversi seismik dan prediksi penyebaran porositas.

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan uraian dari latar belakang yang telah dijelaskan, adapun rumusan masalah pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Bagaimanakah konsep karakterisasi reservoir seismik?
2. Apakah metode seismik atribut dan seismik inversi dapat digunakan untuk mengidentifikasi daerah penelitian?
3. Berdasarkan hasil atribut seismik, bagaimanakah penyebaran reservoir pada daerah penelitian ?
4. Berdasarkan hasil inversi dan prediksi penyebaran porositas berdasarkan hasil inversi, bagaimana potensi yang terdapat pada reservoir daerah penelitian ?
5. Koordinat rekomendasi sumur baru untuk pelaksanaan eksplorasi lanjutan pada daerah penelitian ?

1.3 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini antara lain :

1. Mengidentifikasi kualitas reservoir berdasarkan analisa sensitivitas batuan.
2. Menganalisis karakterisasi reservoir berdasarkan atribut amplitudo seismik dan inversi seismik akustik impedansi.
3. Menganalisis area yang memiliki potensi berdasarkan hasil impedansi akustik dan prediksi porositas hasil inversi seismik.
4. Menentukan lokasi sumur yang direkomendasikan untuk eksplorasi pada daerah penelitian.

1.4 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat yang didapatkan dari penelitian ini diantaranya ialah:

1. Bagi Keilmuan:
 - Mengaplikasikan bidang keilmuan geofisika dan geologi yang diperoleh selama perkuliahan dalam bidang industri migas.
 - Mengetahui kualitas reservoir pada Lapangan Daihan Natolu berdasarkan analisis atribut dan inversi seismik.
 - Mengetahui zona yang berpotensi terkandungnya gas berdasarkan analisis atribut amplitudo seismik dan seismik inversi.

2. Bagi Industri

Dapat dijadikan referensi dalam melakukan penentuan sumur pengembangan selanjutnya pada Lapangan Dalihan Natolu, Formasi Batu Raja, Cekungan Sumatera Selatan.

1.5 Batasan Masalah

Batasan masalah yang diterapkan dalam penelitian ini adalah:

1. Data yang digunakan adalah data sekunder yang diperoleh dari PT Medco E&P Indonesia.
2. Karakterisasi reservoir hanya terbatas pada Formasi Batu Raja dengan memiliki sumur berjumlah satu.
3. Analisis atribut seismik untuk mengetahui sebaran reservoir berdasarkan nilai amplitudo seismik.
4. Analisis inversi seismik untuk mengetahui nilai impedansi akustik dan prediksi penyebaran porositas.

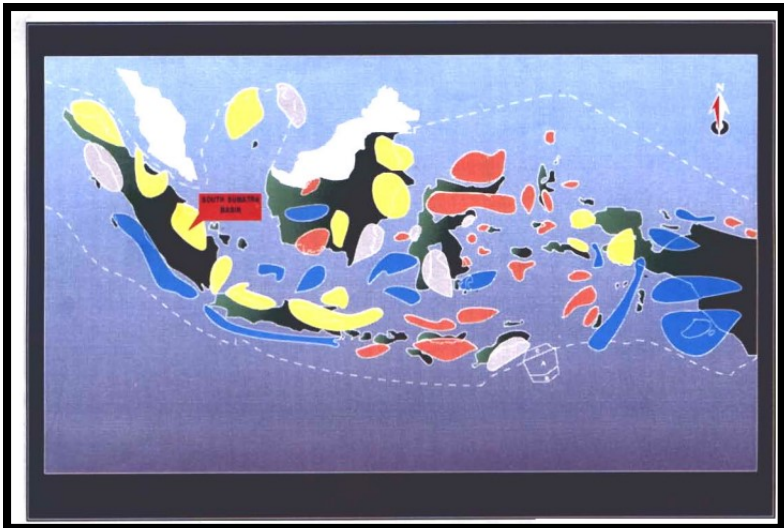
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan

2.1.1 Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan

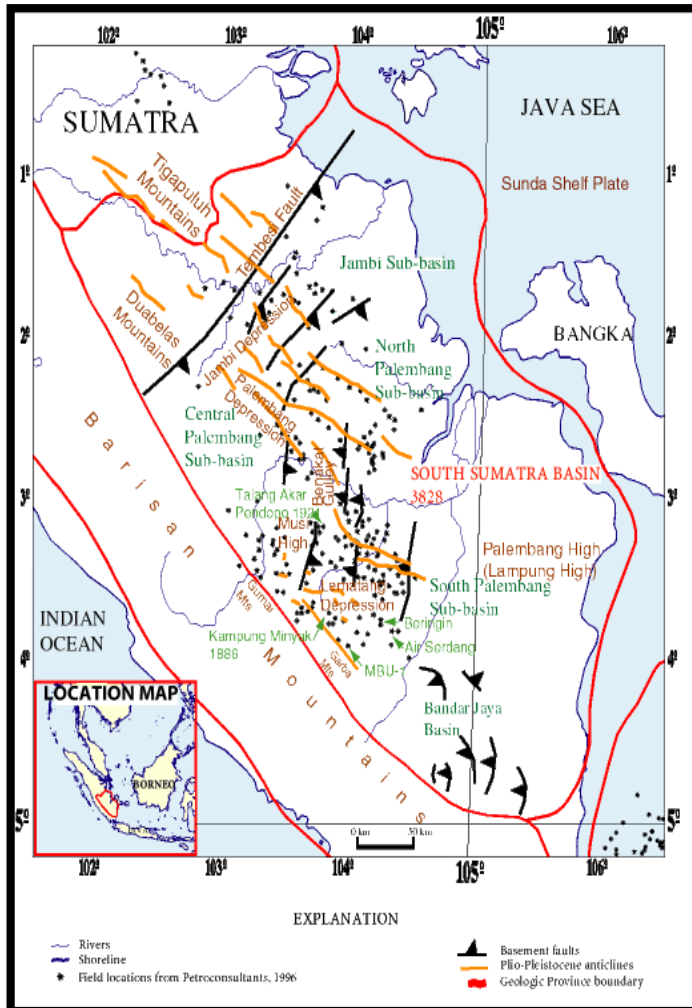
Pada umumnya Pulau Sumatera memiliki tiga buah cekungan besar yang diantaranya ialah Cekungan Sumatera Utara, Cekungan Sumatera Tengah, dan Cekungan Sumatera Selatan. Pada penelitian ini berada pada wilayah Cekungan Sumatera Selatan (Gambar 2.1).



Gambar 2. 1 Peta Indeks Cekungan (Pertamina, 1996). Kotak merah menunjukan lokasi Cekungan Sumatera Selatan.

Cekungan Sumatera Selatan secara geografis terletak memanjang dari Baratlaut – Tenggara pada bagian selatan Pulau Sumatera. Luasan cekungan Sumatera Selatan $\pm 119.000 \text{ km}^2$. Cekungan Sumatera Selatan terbagi menjadi 3 bagian cekungan kecil yaitu Jambi, Palembang Tengah dan Palembang Selatan. Gambar 2.2 menunjukkan distribusi bagian-bagian cekungan kecil pada cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan dibatasi oleh Bukit Barisan pada bagian barat dan barat daya cekungan, pada bagian Timur dibatasi oleh Semenanjung Malaysia, pada bagian Timur Laut dibatasi oleh Paparan Sunda, pada bagian Barat Laut dibatasi oleh

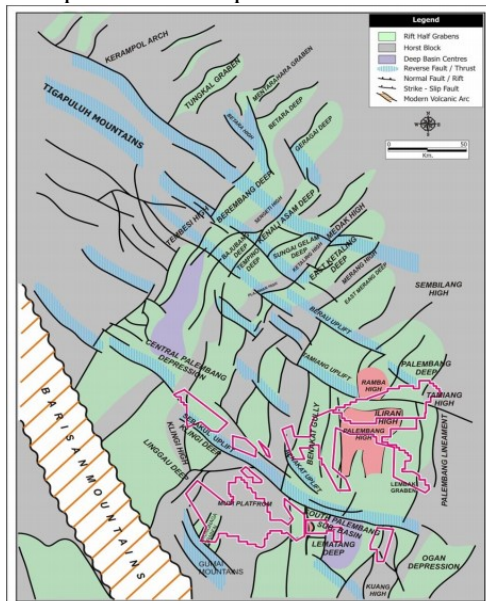
Busur Asahan yang menjadi pemisah antara cekungan Sumatera Utara dengan cekungan Sumatera Tengah. Pada bagian Tenggara cekungan dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh yang menjadi pemisah antara cekungan Sumatera Tengah dengan cekungan Sumatera Selatan. (Heidrick, 1993).



Gambar 2. 2 Peta Index Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001)

2.1.2 Teknostratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Geologi Cekungan Sumatera Selatan adalah suatu hasil kegiatan tektonik yang berkaitan erat dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia, yang bergerak ke arah utara hingga timurlaut terhadap Lempeng Eurasia yang relatif diam (Bishop, 2001). Blake (1989) menyatakan bahwa cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan busur belakang berumur Tersier yang terbentuk diakibatkan adanya interaksi antara Paparan Sunda (sebagai bagian dari lempeng kontinen Asia) dan lempeng Samudera India. Faktor utama yang mempengaruhi pembentukan cekungan Sumatera Selatan adalah konfigurasi dari *basement* dan adanya perubahan pada daerah subduksi secara spasial maupun temporal. Cekungan Sumatra Selatan terbentuk selama ekstensi timur-barat pada akhir pra-Tersier sampai awal Tersier (Daly dkk, 1987). Elemen-elemen struktur yang utama pada cekungan Sumatera Selatan (Gambar 2.3) menunjukkan orientasi regangan berarah timur laut - barat daya pada waktu Eosen - Oligosen yang kemudian terpotong pada saat proses inversi pada waktu Pliosen-Pleistosen.



Gambar 2.3 Elemen-elemen struktur utama Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005)

Pembentukan cekungan Sumatera Selatan terbagi menjadi tiga proses megasekuen tektonik (Ginger dan Fielding, 2005), yaitu:

- Proses *Syn-rift megasequence* (c. 40 – c. 29 Ma)
Hasil dari subduksi di sepanjang Palung Sumatera Selatan, kerak kontinental di Sumatera Selatan menjadi target utama dari ekstensional utama dari waktu eosen sampai awal oligosen. Ekstensi utama ini yang mengakibatkan terbukanya *half-graben* di mana geometri dan orientasinya dipengaruhi oleh sifat heterogen dari basement. Mulanya, ekstensi muncul berorientasi dari arah timur-barat yang menghasilkan urutan *horst* dan *graben* dari utara-selatan. Sumatera Selatan telah berotasi sekitar 15° searah jarum jam sejak waktu miosen menurut (Hall, 1995), yang menghasilkan orientasi *graben* di utara – timur laut dan selatan - barat daya.
- Proses *Post Rift Megasequence* (c. 29 – c. 5 Ma)
Proses *rifting* telah berhenti sekitar 29 Ma yang lalu, namun kerak samudra yang tipis pada bawah cekungan Sumatera Selatan terus turun sebagai penyeimbang dari *lithospheric thermal*. Pada bagian cekungan, seperti pada sub-cekungan Palembang Tengah, *megasequence* ini dapat mencapai ketebalan melebihi 13.000 ft. Cepatnya laju penurunan dasar cekungan relatif menghasilkan transgresi yang mengakibatkan air membanjiri hampir diseluruh cekungan di mana banjir maksimum terjadi sekitar 16 Ma yang lalu. Kelambatan laju penurunan dasar cekungan dan peningkatan pasokan sedimen dalam cekungan terjadi dari 16 Ma sampai 5 Ma yang menghasilkan regresi.
- Proses *Syn-Orogenic/Inversion Megasequence* (c. 5 Ma – Sekarang)
Meluasnya orogeni dan barisan orogeni terjadi di cekungan Sumatera Selatan dari 5 Ma sampai sekarang, walaupun terdapat beberapa bukti pengangkatan lokal selama awal 10 Ma (Chalik dkk, 2004). Perpanjangan barat laut hingga tenggara berorientasi pada lipatan transpresional yang besarnya bervariasi yang dibentuk di seluruh cekungan dan melintasi banyak *syn-rift*.

2.1.3 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Pada dasarnya stratigrafi cekungan Sumatera Selatan terdiri dari satu siklus besar sedimentasi yang dimulai dari tahap transgresi hingga tahap regresi. Pada awal pengendapan terjadi pada lingkungan *non-marine*, dimana Formasi Lahat pada Oligosen Awal diendapkan kemudian diikuti oleh Formasi Talang Akar yang diendapkan di atasnya secara tidak selaras. Kenaikan muka air laut (transgresi) terus terjadi hingga Miosen Awal, kemudian berkembangnya batuan karbonat pada Formasi Batu Raja yang terendapkan pada lingkungan *back reef*, *fore reef* dan intertidal. Pada Formasi Gumai terjadi proses transgresi maksimum yang terdiri dari *deep marine shale* secara luas di atas Formasi Batu Raja. Setelah terjadi proses transgresi maka pada Formasi Gumai bagian atas terjadi pengendapan Formasi Air Banakat secara selaras yang didominasi oleh batupasir pada daerah pantai dan delta. Laut menjadi semakin dangkal pada jaman Pliosen Awal karena terdapat dataran delta *non-marine* yang terdiri dari perselingan batupasir dan batulempung dengan sisipan berupa batubara. Pada saat Pliosen Awal terendapkan batuan konglomerat pada Formasi Muara Enim yang berlangsung sampai Pliosen Akhir yang terdapat pengendapan batuan konglomerat, batu apung dan lapisan batupasir *tuffa*.

1. Batuan Dasar (*Basement*)

Batuan *basement* (pra-tersier) terdiri dari batuan kompleks dan batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku, dan batuan karbonat. Batuan dasar yang paling tua, terdeformasi paling lemah, dianggap bagian dari lempeng mikro Malaka yang mendasari bagian utara dan timur cekungan. Di daerah selatan terdapat lempeng mikro Mergui yang mengalami deformasi kuat yang diduga merupakan fragmen kontinental yang lebih lemah. Lempeng mikro Malaka dan Mergui dipisahkan oleh fragmen terdeformasi dari material yang berasal dari selatan dan mengalami tumbukan. Batuan granit, vulkanik, dan metamorf yang terdeformasi kuat mendasari bagian lainnya dari cekungan Sumatera Selatan. Morfologi batuan *basement* ini dianggap mempengaruhi morfologi *rift* pada zaman Eosen-Oligosen (Ginger dan Fielding, 2005).

2. Formasi Lahat

Formasi Lahat merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan pada cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Pengendapannya terdapat dalam lingkungan darat/aluvial-fluvial sampai dengan lacustrine. Fasies batupasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari batupasir kasar, kerikilan, dan konglomerat. Sedangkan fasies shale terletak di bagian atas (Benakat *Shale*) terdiri dari batu serpih sisipan batupasir halus, lanau, dan tufa. Sehingga *shale* yang berasal dari lingkungan *lacustrine* ini merupakan dapat menjadi batuan induk. Pada bagian tepi graben ketebalannya sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggian intra-graben sub cekungan selatan dan tengah Palembang ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger dan Fielding, 2005).

3. Formasi Lemat

Formasi Lemat dibagi menjadi beberapa bagian yang pertama kelompok *coarse clastic* pada bagian bawah dan atasnya, kelompok *shale* Banakat pada bagian atas (De Coster, 1974) . Kelompok *coarse* diendapkan pada lingkungan benua dengan batupasir, lempung, fragmen batuan, breksi dan granit yang merupakan litologi penyusun dari formasi ini. Beberapa juga terdapat *coal beds* dan *tuff*. Kelompok Banakat terjadi pada posisi pusat dari cekungan, dimana tempat terakumulasinya hingga air payau atau lingkungan pengendapannya adalah lakustrin. Banakat dicirikan dengan lempung yang berwarna abu-abu kecoklatan dengan lapisan *tuffaceous shale*, *siltstone*, batupasir, batubara, karbonat dan glukonit.

Formasi Lemat dibatasi pada bagian atas dan bawah oleh *unconformity* yang bertepatan dengan horizon seismik. Hanya dibagian distal dari cekungan yang mengalami kontak antara Formasi Lemat dan Talangakar yang diinterpretasikan sebagai *paraconformable*. Ketebalan dari lapisan sangat bervariasi, dari beberapa meter hingga maksimum 2500 meter pada pusat cekungan Sumatera Selatan.

4. Formasi Talang Akar

Formasi Talangakar terletak *onlap* pada Formasi Lemat dan *basement* pra tersier. Perbedaan dari seismik refleksi sering

menandakan bagian atas dan bawah yang merupakan batas dari permukaan Talangakar. Talangakar terdiri dari batupasir *fluvial* dan delta, *siltstone*, *shale* dan batubara yang terendapkan pada lingkungan agradasi *braided stream*. Dibagian distal dari cekungan litofasies Talangakar berubah menjadi *marine shales*.

Kenaikan muka air laut relatif terjadi hingga akhir Oligosen yang menghasilkan *basinward shift* pada fasies. Pada area paparan, bukti adanya erosi terjadi hingga 100 m dan ditandai dengan banyak kejadian. Pengisian transgresif subsekuen pada sepanjang permukaan menghasilkan akumulasi sekuen pada kualitas reservoir batupasir *estuarine*. Talangakar merupakan reservoir hidrokarbon yang penting di cekungan Sumatera Selatan dimana terdapat fasies *sandy*.

5. Formasi Baturaja

Formasi Batu Raja terendapkan secara selaras di atas formasi Talang Akar pada waktu miosen awal. Formasi ini tersebar luas terdiri dari sebaran karbonat *platforms* dengan ketebalan 20-75 m dan tambahan berupa karbonat *build-up* dan terumbu karang (*reef*) dengan ketebalan 60-120 m. Didalam batuan karbonatnya terdapat *shale* dan *calcareous shale* yang terendapkan pada lingkungan pengendapan laut dalam dan berkembang di daerah platform dan tinggian (Bishop, 2001).

Karbonat dengan kualitas reservoir terbaik umumnya berada di selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara sub cekungan Jambi (Ginger dan Fielding, 2005). Beberapa distribusi fasies batugamping yang terdapat dalam formasi Batu Raja diantaranya adalah *mudstone*, *wackestone*, dan *packstone*. Bagian bawah terdiri dari batugamping kristalin yang didominasi oleh semen kalsit dan terdiri dari *wackestone bioklastik*, sedikit *plentic form*, dan di beberapa tempat terdapat *vein*.

6. Formasi Gumai dan Telisa

Formasi Gumai terendapkan secara selaras di atas formasi Batu Raja pada waktu oligosen sampai dengan tengah miosen. Formasi Gumai tersusun oleh *fosilliferous marine shale* dan lapisan batugamping yang mengandung *glauconitic* (Bishop, 2001). Bagian bawah formasi ini terdiri dari serpih yang mengandung *calcareous shale* dengan sisipan batugamping, napal dan batu lanau. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan

antara batupasir dan *shale*. Ketebalan dari Formasi Gumai ini diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan. Sedangkan pada batas cekungan dan pada saat melewati tinggian ketebalannya cenderung tipis.

7. Formasi Air Benakat

Pengendapan batuan sedimen di Air Benakat dimulai dengan penurunan muka air laut yang terjadi diakhir masa Miosen Awal, menghasilkan progradasi cekungan pada *shoreface* dan pasang surut sedimen. Regresi awal ini disebut juga "*P sand*" di area Meruo Senami-Malapari. Sedimen ini bersumber dari arah timur. Selaras dengan paket di pertengahan Miosen sekuen *shale marine* dengan mineral *glauconite* yang berlimpah, mikroforam, dan bertambahnya jumlah lapisan batupasir. Sumber sedimen di barat menjadi meningkat sebagai satuan akumulasi penting.

8. Formasi Muara Enim

Formasi Muara Enim memiliki pengendapan sedimen secara umum berupa laut dangkal dengan terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Air Benakat. Formasi Muara Enim secara umum terdiri dari litologi batupasir, batulempung, dan batubara yang memiliki umur Miosen Akhir – Pliosen. Batas bawah dari Formasi Muara Enim pada bagian Selatan dari cekungan biasanya berupa lapisan batubara yang biasanya dipakai sebagai marker.

9. Formasi Kansai

Formasi Kansai merupakan formasi yang paling muda di cekungan Sumatera Selatan. Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Muara Enim dengan lingkungan pengendapannya di lingkungan darat. Formasi ini diendapkan selama Plio-Pleistosen dan dihasilkan dari erosi Pegunungan Barisan dan Pegunungan Tigapuluh. Formasi ini terdiri dari litologi tuf berlapis, batupasir tufaan, batulanau tufaan, batulempung tufaan, gravels, dan lapisan tipis batubara.

2.1.4 Sistem Perminyakan Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan di Indonesia yang telah terbukti produktif sebagai penghasil minyak dan gas. Dalam dewasa ini, banyaknya rembesan minyak dan gas selalu dihubungkan dengan adanya antiklin. Lokasi rembesan ini berada di kaki Bukit Gumai dan Pegunungan Barisan. Sehingga dengan adanya peristiwa rembesan ini, dapat digunakan sebagai

indikasi awal untuk eksplorasi adanya hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan sistem perminyakan (*petroleum system*).

1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan induk *lacustrine* pada Formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* pada Formasi Takang Akar menjadi batuan induk (*source rock*) pada cekungna Sumatera Selatan. Batuan induk *lacustrine* diendapkan pada kompleks *half-graben*, sedangkan *terrestrial coal* dan *coaly shale* secara luas pada batas *half-graben*. Selain itu pada batu gamping Formasi Batu Raja dan *shale* dari Formasi Gumai memiliki kemungkinan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya. Gradien temperatur di cekungan Sumatera Selatan berkisar $\pm 49^{\circ}$ C/km. Gradien ini lebih kecil jika dibandingkan dengan cekungan Sumatera Tengah, sehingga minyak akan cenderung berada pada tempat yang dalam. Formasi Batu Raja dan formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas ermal di beberapa bagian yang dalam dari cekungan, oleh karena itu dimungkinkan untuk menghasilkan gas pada *petroleum system*. (Ginger dan Fielding, 2005)

2. Reservoir

a) Basement Pra Tersier

Beberapa menunjukkan adanya minyak dan gas pada *basement* pra tersier cekungan Sumatera Selatan. Berasosiasi dengan litologi *basement* berupa granit, metasedimen, vulkanik, gamping dan *marble*. Reservoir terdiri dari gamping pra-tercier seperti halnya granit dan batupasir. Granit bervariasi dari yang mengalami alterasi hingga masih *fresh* dan beberapa rekahan alami yang meningkatkan kualitas reservoir.

b) Batupasir Formasi Lahat dan Lemat

Batuan sedimen yang terendapkan di Formasi Lahat merupakan sedimen tertua pada reservoir tersier Cekungan Sumatera Selatan. Akumulasinya terdapat di endapan *fluvial* hingga *lacustrine* yang mengisi pada struktur *graben*. Komponen *coarse clastic* primer memiliki pola sortasi yang buruk hingga sortasi yang moderet. Memiliki sedimentasi berupa konglomerat *polymictic*. Pada formasi ini memiliki

potensial reservoir yang rendah dengan porositas umumnya di bawah 8%..

c) Batupasir Formasi Talang Akar

Formasi Talangakar secara umum terdiri dari fasies kontinental dan margin laut. Batupasir pada Talang Akar bawah merepresentasikan sebagai endapan *alluvial fan* dan *fluvial* dengan sortasi rendah. Pada Talang Akar bagian atas merupakan wilayah delta, laut dangkal, dan endapan pantai dengan memiliki komposisi sedimen yang memiliki ukuran bulir kuarsa dari *fine* hingga medium yang tersortasi dengan baik. Porositas pada reservoir Talangakar berkisar antara 14% dan 29% dengan permeabilitas bervariasi dari di bawah 5 hingga 3000 mD. Formasi ini memiliki hubungan antar rongga yang baik dan dapat memproduksi minyak hingga ± 500.000 bbls.

d) Batugamping Batu Raja

Karbonat pada Formasi Baturaja berkembang pada *basement horst* di sepanjang margin cekungan di mana kondisinya memiliki relief *reef* yang rendah dengan dominasi komponen koral, koralin alga dan benthic forams. Porositas berkembang selama subsekuen penurunan muka air laut ketika gamping mengalami erosi dan karstifikasi. Kontinuitas lateral dari formasi ini sulit diprediksi berdasarkan perubahan fasies. Porositas dari formasi ini berkisar antara 16% hingga 26% dan permeabilitas antara 33 hingga 3800 mD (Ginger dan Fielding, 2005).

e) Batupasir Formasi Telisa dan Gumai

Batuan sedimen *marine* dari Formasi Telisa dan Gumai terdiri dari dominasi *shale*. Satu seri sisipan batupasir dan gamping yang berkembang pada subsekuen paling rendah dan menjadi reservoir di Lapangan Jambi seperti Grissik dan Tempino. Batupasir memiliki warna abu-abu dengan ukuran bulir *fine* dan mengandung glauconit. Porositas bervariasi antara 19% hingga 21%.

f) Batupasir Air Benakat

Air Banakat merupakan sekuen regresif yang terdiri dari *marine shale* dan sisipan batupasir. Reservoir produktif batupasir memiliki bulir bervariasi dari *fine* hingga medium,

sub-angular hingga *rounded*, tersortasi secara moderet, dan mengandung galuconit. Ini terdapat pada Area Jambi di Cekungan Sumatera Selatan. Porositas Air Banakat memiliki rata-rata sekitar 18% hingga 30% tetapi permeabilitasnya rendah karena bergantung pada kandungan *shale*, sehingga kisaran permeabilitas untuk formasi ini adalah 10 hingga 3200 mD.

g) Batupasir Muara Enim

Muara Enim terdiri dari batupasir dengan sisipan *carboneaceous shales* dan *coal*. Batupasir memiliki ukuran butir umumnya medium dan memiliki porositas 18% hingga 28%. Contoh perubahan fasies secara lateral menjadi *seal* terjadi di gamping Formasi Batu Raja dan Batupasir fluvial dari Formasi Talang Akar.

3. Migrasi

Migrasi hidrokarbon ini terjadi secara horisontal dan vertikal dari *source rock* serpih dan batubara pada formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi horisontal terjadi di sepanjang kemiringan *slope*, yang membawa hidrokarbon dari *source rock* dalam kepada batuan reservoir dari formasi Lahat dan Talang Akar sendiri. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun mayor. Terdapatnya resapan hidrokarbon di dalam Formasi Muara Enim dan Air Benakat adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar kala Pliosen sampai Plietosen (Ginger dan Fielding, 2005).

4. Jebakan (*Trap*)

Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara dan menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi. Antiklin ini dibentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat awal miosen dan berkisar pada 2-3 juta tahun yang lalu. Selain itu jebakan hidrokarbon pada cekungan Sumatra Selatan juga diakibatkan karena struktur. Tipe jebakan struktur pada cekungan Sumatra Selatan secara umum dikontrol oleh struktur-struktur tua dan struktur lebih muda. Jebakan struktur tua ini berkombinasi dengan sesar naik sistem wrench fault yang lebih muda. Jebakan struktur tua juga berupa sesar normal regional yang menjebak hidrokarbon. Sedangkan jebakan struktur

yang lebih muda terbentuk bersamaan dengan pengangkatan akhir Pegunungan Barisan (pliosen sampai pleistosen) (Ginger dan Fielding, 2005).

5. Batuan Penutup

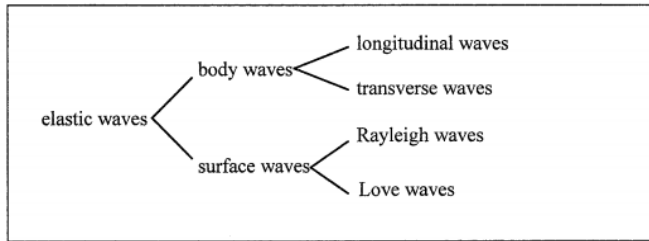
Batuan penutup cekungan Sumatra Selatan secara umum berupa lapisan *shale* cukup tebal yang berada di atas reservoir formasi Talang Akar dan Gumai itu sendiri (*intraformational seal rock*). *Seal* pada reservoir batu gamping formasi Batu Raja juga berupa lapisan *shale* yang berasal dari formasi Gumai. Pada reservoir batupasir formasi Air Benakat dan Muara Enim, *shale* yang bersifat *intraformational* juga menjadi *seal rock* yang baik untuk menjebak hidrokarbon (Ginger dan Fielding, 2005).

2.2 Gelombang Seismik

Suatu benda dapat berubah ukuran dan bentuk apabila mendapatkan gaya dari luar. Untuk mempertahankan bentuk dan ukuran benda semula, benda bereaksi dengan memberikan gaya internal yang melawan gaya eksternal. Sifat benda untuk mempertahankan bentuknya inilah yang disebut dengan sifat elastisitas benda. Gelombang seismik disebut juga gelombang elastik, karena gaya yang ditimbulkan dari gerakan gelombang seismik, melawan gaya elastik bumi.

Pada dasarnya, sumber dari gelombang seismik ialah gempa yang terjadi di bumi, baik itu gempa tektonik maupun gempa vulkanik. Namun untuk keperluan eksplorasi, maka sumber gelombang seismik yang digunakan ialah sumber buatan seperti dinamit, benda jatuh, *air gun*, *boomer*, maupun vibroseis. Prinsip dari sumber gelombang buatan adalah memberikan gangguan sesaat dan bersifat lokal pada sutau medium, sehingga dapat diamati dan dicatat parameter-parameter gelombang seismiknya (Munadi, 2000).

Gelombang seismik atau gelombang elastik berdasarkan tempat menjalarnya terbagi menjadi dua jenis yaitu gelombang tubuh (*body wave*) dan gelombang permukaan (*surface wave*). Gelombang tubuh (*body wave*) adalah gelombang yang energinya ditransfer melalui medium di dalam bumi. Gelombang permukaan (*surface wave*) adalah gelombang yang memiliki amplitudo besar dan frekuensi rendah yang menjalar pada permukaan.



Gambar 2.4 Tipe-tipe dari gelombang elastik (Novotny, 1999)

2.2.1 Gelombang Badan (*Body Waves*)

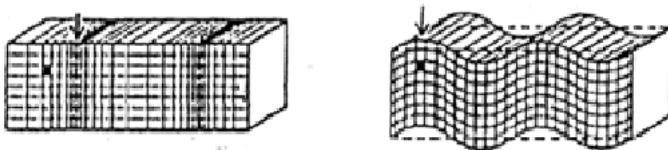
Berdasarkan tipe-tipe dari gelombang elastik (Gambar 2.4), maka gelombang badan dibedakan menjadi dua tipe yaitu gelombang longitudinal dan gelombang transversal, penjelasan dari tipe gelombang badan adalah sebagai berikut :

1. Gelombang Longitudinal

Gelombang longitudinal adalah gelombang yang arah getarnya memiliki arah yang sama dengan arah pergerakan partikel dan penjalarannya. Gelombang ini disebut juga gelombang kompresi karena dihasilkan dari osilasi tekanan yang menjalar dari satu posisi ke posisi lainnya. Gelombang Primer termasuk ke dalam gelombang longitudinal, dan merupakan gelombang yang datangnya paling cepat dibandingkan dengan gelombang lainnya (Giancoli, 2005).

2. Gelombang Transversal

Gelombang transversal adalah gelombang yang arah getarnya tegak lurus dengan arah penjalaran partikel. Gelombang transversal juga disebut gelombang rotasi atau gelombang S. Waktu tiba gelombang ini setelah waktu tiba gelombang P.



Gambar 2.5 Deformasi dari sebuah medium yang dilalui gelombang dari kiri ke kanan: pada bagian kiri merupakan gelombang longitudinal dan bagian kanan merupakan gelombang transversal (Veeken, 2007)

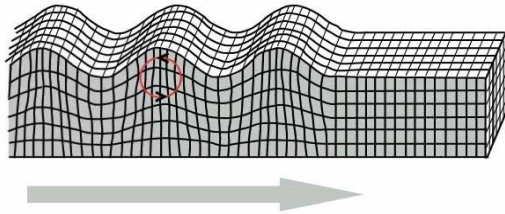
2.2.2 Gelombang Permukaan (*Surface Waves*)

Berdasarkan tipe-tipe dari gelombang elastik pada Gambar 2.4, maka gelombang permukaan dibedakan menjadi dua tipe yaitu gelombang Rayleigh dan gelombang Love, penjelasan dari tipe gelombang permukaan adalah sebagai berikut :

1. Gelombang Rayleigh

Gelombang Rayleigh merupakan gelombang permukaan yang gerakan partikelnya berdasarkan kombinasi gerakan partikel gelombang P dan S. Arah penjalaran gelombang ini adalah longitudinal sedangkan arah pergerakan partikelnya adalah tegak lurus dengan permukaan.

Rayleigh Wave

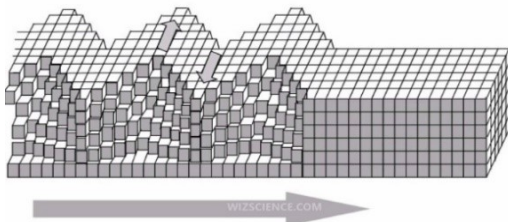


Gambar 2. 6 Gerakan partikel dari Gelombang Rayleigh (Veeken, 2007)

2. Gelombang Love

Gelombang Love merupakan gelombang permukaan yang menjalar dalam bentuk gelombang transversal. Arah penjalaran gelombang Love adalah tegak lurus dengan arah pergerakan partikelnya

Love Wave



Gambar 2. 7 Gerakan partikel dari Gelombang Love (Veeken, 2007)

2.3 Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik didasarkan pada bagaimana respon bumi terhadap perambatan gelombang seismik. Sumber gelombang pada permukaan bumi melepaskan energi ke dalam bumi dalam bentuk energi akustik dan dirambatkan ke segala arah. Apabila dalam perambatannya gelombang mengenai bidang batas antar dua medium yang memiliki perbedaan impedansi akustik, maka sebagian energi akan dipantulkan kembali ke permukaan dan sebagian di transmisikan. Pantulan gelombang inilah yang direkam pada permukaan tanah menggunakan alat yang dinamakan *geophone* dan jika pada laut menggunakan *hydrophone*. Gelombang seismik memiliki sifat gelombang mekanik di mana kecepatan gelombang seismik akan berbeda jika terdapat perbedaan impedansi antar lapisan batuan. Seismik refleksi merupakan metode yang sering digunakan dalam pencarian prospek minyak dan gas bumi karena mampu menggambarkan bawah permukaan dengan baik (Reynold, 1997.)

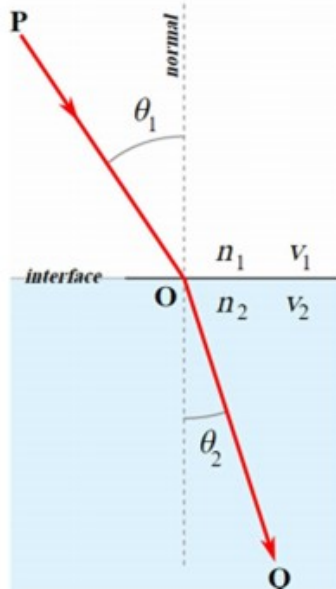
Pada umumnya, dalam seismik eksplorasi gelombang yang diselidiki adalah gelombang kompresi atau gelombang primer (P). Jika gelombang kompresi merambat dalam suatu medium menuju batas medium yang berbeda sifat, maka gelombang akan terpatisi ke dalam empat komponen energi, yaitu energi gelombang pantul, shear pantul, kompresi bias dan shear bias. Jumlah keempat komponen energi sama dengan energi gelombang mula-mula.

Hukum Snellius pada persamaan (2.1) menjelaskan tentang perubahan arah gelombang seismik yang disebabkan karena mengenai batas dua medium yang berbeda.

$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{v_1}{v_2} \quad (2.1)$$

Keterangan :

θ_1 : Sudut datang v_1 : Kecepatan cahaya sinar datang
 θ_2 : Sudut bias v_2 : Kecepatan cahaya sinar bias



Gambar 2. 8 Gelombang ketika melewati medium yang berbeda menurut hukum Snelius (Wolf, 1995)

2.3.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik adalah sifat fisis batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur, sehingga IA dapat digunakan sebagai suatu indikator litologi, porositas, hidrokarbon, serta pemetaan litologi. Secara matematis IA adalah hasil perkalian antara harga kecepatan dengan harga densitas suatu batuan, dengan persamaan sebagai berikut:

$$\text{Impedansi Akustik} = \rho v \quad (2.2)$$

dimana ρ adalah densitas dan v adalah kecepatan gelombang seismik. Impedansi akustik dapat juga bermanfaat untuk mengetahui *acoustic hardness* atau tingkat kepadatan batuan. Sebagai contoh batu gamping dan granit mempunyai IA tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung mempunyai IA rendah (Sukmono dan Abdullah, 2001).

2.3.2 Koefisien Refleksi

Umam (2004) menyatakan bahwa pada saat gelombang datang dengan sudut datang normal, maka gelombang yang direfleksikan dan ditransmisikan akan mempunyai bentuk pulsa gelombang yang sama dengan gelombang datang namun berbeda dalam besar amplitudonya. Perbandingan antara besar amplitudo gelombang yang terpantulkan dan gelombang datang tersebut dinamakan koefisien refleksi (KR), yaitu:

$$KR = \frac{Ar}{Ad} \quad (2.3)$$

dimana Ar adalah amplitudo gelombang refleksi, dan Ad adalah amplitudo gelombang datang. Koefisien refleksi ini akan berubah seiring dengan perubahan densitas (ρ) dan cepat rambat gelombang (v) pada batuan yang dirumuskan dengan:

$$KR = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \quad (2.4)$$

Keterangan:

KR : Koefisien Refleksi IA : Impedansi Akustik

v_1 : Kecepatan gelombang lapisan 1 ρ_1 : Densitas lapisan 1

v_2 : Kecepatan gelombang lapisan 2 ρ_2 : Densitas lapisan 2

2.3.3 Jejak Seismik

Jejak seismik merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan suatu fungsi seismik yang ditambah dengan *noise* (Russel, 1988). Berikut merupakan persamaan dasar dari jejak seismik:

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad (2.5)$$

Keterangan:

$S(t)$ = trace seismik $n(t)$ = noise

$W(t)$ = wavelet seismik * = konvolusi

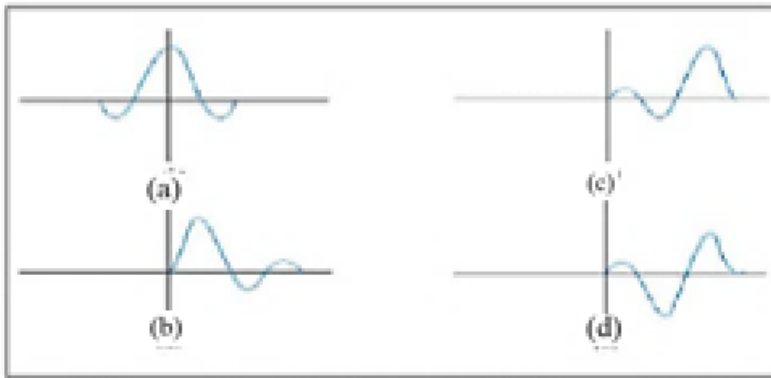
$R(t)$ = reflektivitas bumi

2.3.4 Fase Gelombang Seismik

Fase gelombang seismik atau dapat disebut sebagai *wavelet*, merupakan beda waktu antara puncak putaran terhadap waktu referensi. Fase dinyatakan dalam derajat, yang memberikan fraksi putaran yang puncaknya bergeser dari titik referensi dan dinyatakan dalam $360^\circ \times$ fraksi (Sismanto, 2006). Dalam menganalisis data seismik, mengetahui bentuk pulsa atau fase yang digunakan merupakan sesuatu yang sangat penting (Sukmono dan Abdullah,

2001). Berdasarkan Gambar 2.9, umumnya pulsa seismik yang ditampilkan dikelompokkan menjadi empat jenis fasa, yaitu:

1. *Zero Phase* : fase yang mempunyai komponen frekuensi puncak pada titik referensi nol.
2. *Minimum Phase* : suatu fungsi *wavelet* yang energinya terkonsentrasi di depan.
3. *Maximum Phase* : suatu fungsi *wavelet* yang energinya terkonsentrasi di belakang.
4. *Mixed Phase* : campuran atau jumlahan dari bentuk-bentuk *wavelet* di atas



Gambar 2. 9 Jenis-jenis Wavelet (a) Zero Phase, (b) Maximum Phase, (c) Minimum Phase, dan (d) Mixed Phase (Sukmono dan Abdullah, 2001)

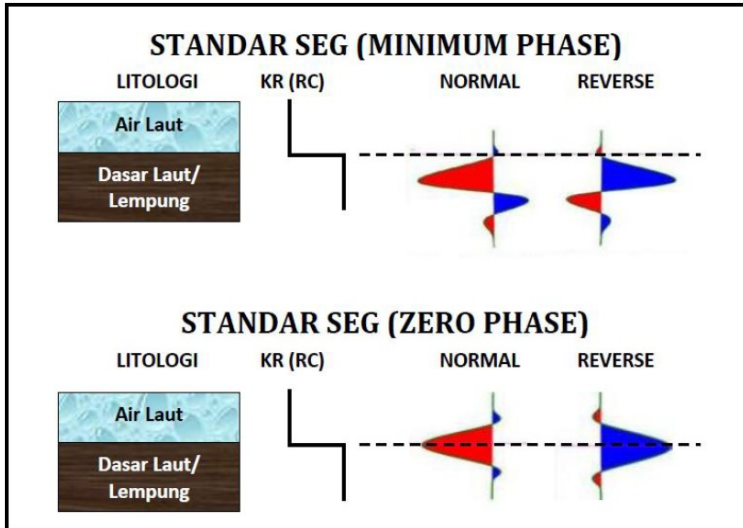
2.3.5 Polaritas

Sukmono (1999) menerangkan bahwa terdapat dua jenis konvensi polaritas yaitu Standar SEG dan Standar Eropa seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.10. Berdasarkan standart SEG polaritas normal didefinisikan sebagai berikut :

- I. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidrofons di air atau pergerakan awal ke atas pada geofons di darat.
- II. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada *tape*, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik. Pada sebuah penampang seismik

dengan tampilan polaritas normal SEG maka akan dihasilkan :

- a) Apabila $IA_2 > IA_1$, batas refleksi pada penampang seismik berupa *trough*.
- b) Apabila $IA_2 < IA_1$, batas refleksi pada penampang seismik berupa *Peak*.



Gambar 2. 10 Polaritas Gelombang Seismik (Sukmono, 1999)

2.3.6 Resolusi Seismik

Resolusi seismik adalah kemampuan dari gelombang seismik untuk memisahkan dua reflektor yang berdekatan yang bermanfaat untuk memberikan informasi bawah permukaan secara kualitatif. Refleksi seismik dibentuk oleh *interface* antara satuan batuan yang menunjukkan kontras densitas dan kecepatan yang cukup. Perkalian antara densitas dan kecepatan akan menghasilkan impedansi akustik pada sebuah lapisan. Nilai dari refleksi tidak hanya berhubungan dengan kontras densitas dan kecepatan tetapi juga bergantung pada beberapa faktor sebagai berikut:

- Bentuk asli dari *wavelet* seismik yang menjadi input.
- Frekuensi dan *bandwidth* dari data perekaman.
- *Filtering*
- Interval kecepatan pada batuan.

Resolusi seismik memiliki dua macam yaitu resolusi vertikal dan resolusi horisontal di mana penjelasannya adalah sebagai berikut:

1. Resolusi Vertikal

Ketebalan minimal yang dapat terbaca disebut dengan tuning thickness. Besarnya ketebalan tuning adalah $\frac{1}{4}$ panjang gelombang seismik (λ). Dimana $\lambda = v/f$ dengan v adalah kecepatan gelombang seismik dan f adalah frekuensi. Resolusi seismik bergantung dari *multi layer* pada jarak vertikal antar lapisan. Resolusi seismik vertikal ditentukan oleh beberapa hal: Frekuensi dari sinyal seismik.

- *Bandwidth*.
- Interval kecepatan dari batuan yang dianalisis.
- Kontras Impedansi akustik.

Spasi jarak antar lapisan terlalu dekat maka interval *two-way-time* antara dua *interface* akan terlalu sempit (Sheriff, 1977). Resolusi ketebalan lapisan pada umumnya berkurang seiring dengan bertambahnya kedalaman. Fenomena ini disebabkan oleh semakin tingginya frekuensi yang terabsorpsi ketika energi seismik melalui lapisan-lapisan seiring dengan bertambahnya kedalaman di dalam kerak bumi.

2. Resolusi Horizontal

Pada sejatinya, tidak hanya resolusi vertikal yang memiliki keterbatasan, pada arah horizontal juga memiliki keterbatasan. Resolusi lateral dikontrol oleh spasi *trace* dan juga jarak antara *subsurface* dengan titik *sampling*. *Common mid point* (CMP) normalnya memiliki range antara 12.5 meter hingga 50 meter. Resolusi lateral dikenal juga dengan zona fresnel. Jari-jari dari zona fresnel bergantung pada panjang gelombang dari sinyal akustik dan juga kedalaman reflektor sebagai penambahan lebar *wavefront* seiring dengan bertambahnya kedalaman. Resolusi lateral dari data seismik bergantung pada *Bandwidth* atau konten frekuensi dan Interval kecepatan.

2.4 *Well Logging*

Well logging merupakan metode pengukuran parameter-parameter fisika dalam lubang bor yang bervariasi terhadap kedalaman sumur. Hasil analisis data *log* sumur dapat digunakan

untuk mengetahui karakteristik reservoir (porositas, saturasi air, dan permeabilitas). Adapun *well log* ini memiliki beberapa tipe yang akan dijelaskan sebagai berikut:

2.4.1 Log Radioaktif

Log radioaktif adalah jenis log yang dihasilkan dari perekaman yang menggunakan parameter radioaktif batuan. Macam-macam log yang menggunakan parameter radioaktif batuan adalah sebagai berikut:

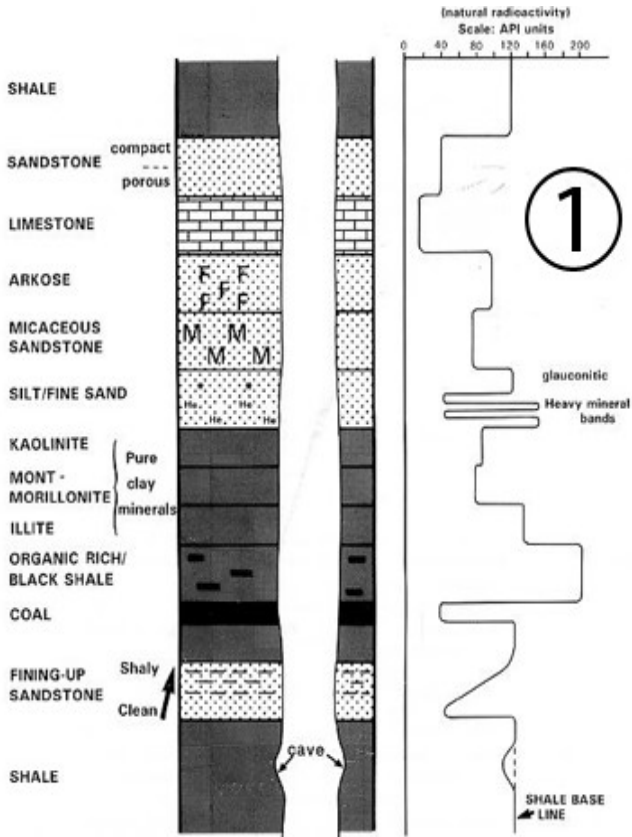
1. Log *Gamma Ray*

Log gamma ray merupakan suatu kurva dimana kurva tersebut menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam formasi. Log ini bekerja dengan merekam radiasi sinar gamma alamiah batuan, sehingga berguna untuk mengevaluasi endapan-endapan mineral radioaktif seperti Potasium (K), Thorium (Th) dan bijih Uranium (U) (Harsono, 1997).

Pada umumnya, hampir semua batuan sedimen mempunyai sifat radioaktif yang tinggi, terutama terkonsentrasi pada mineral *clay*. Formasi yang bersih (*clean formation*) biasanya mengandung sifat radioaktif yang kecil, kecuali lapisan tersebut mengandung mineral-mineral tertentu yang bersifat radioaktif atau berisi air laut (*brine*) yang mengandung garam-garam potassium yang terlarutkan, sehingga harga sinar gamma akan tinggi.

Kurva *gamma ray* biasanya ditampilkan dalam kolom pertama, bersama kurva SP dan Kaliper dengan skala dari kiri kekanan 0–100 atau 0–150 GAPI. Menurut (Mastoadji, 2007), kegunaan utama dari log GR adalah:

- a) Korelasi dan estimasi fasies
- b) Kontrol kedalaman
- c) Estimasi kandungan serpih atau lempung
- d) Identifikasi aliran air
- e) Rekaman jejak dari prosedur stimulasi.

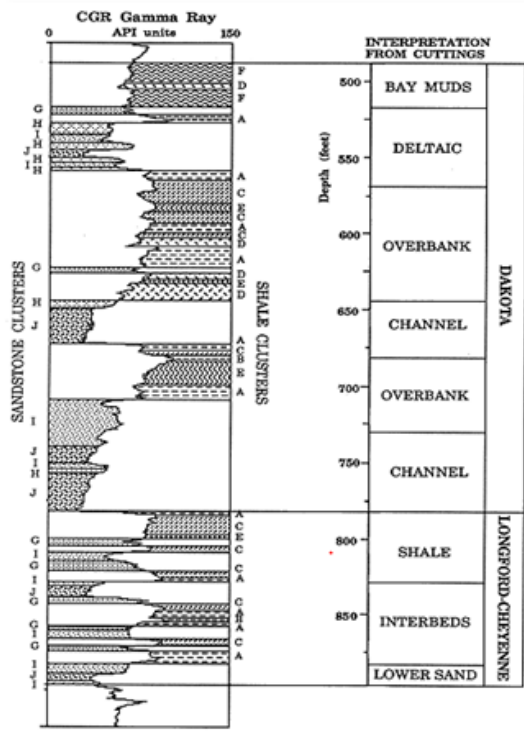


Gambar 2. 11 Respon Log Gamma Ray terhadap batuan (Rider, 1999)

Karakteristik log gamma ray pada batupasir yang tidak memiliki kandungan serpih akan memiliki unsur radioaktif yang relatif rendah, dan memberikan nilai gamma ray yang rendah. Seiring dengan bertambahnya kandungan serpih pada suatu lapisan batuan, maka pembacaan log gamma ray pun akan semakin tinggi seperti pada Gambar 2.11. Log *gamma ray* dinyatakan dalam *API Units* (GAPI) (Asquith dan Krygowski, 2004).

2. Log Densitas

Log densitas merupakan kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gram/cm³. Prinsip kerja log densitas yaitu dengan memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan pada dinding lubang bor. Pada saat sinar gamma menembus batuan, sinar tersebut akan bertumbukkan dengan elektron pada batuan, yang mengakibatkan sinar gamma akan kehilangan sebagian dari energinya dan yang sebagian lagi akan dipantulkan kembali di mana ditangkap oleh detektor respon.



Gambar 2. 12 Respon log densitas terhadap batuan (Rider, 1996)

Gambar 2.12 merupakan respon log densitas di mana interpretasi log Densitas dilakukan dengan mengamati karakteristik grafik yang akan mengalami defleksi ke nilai yang

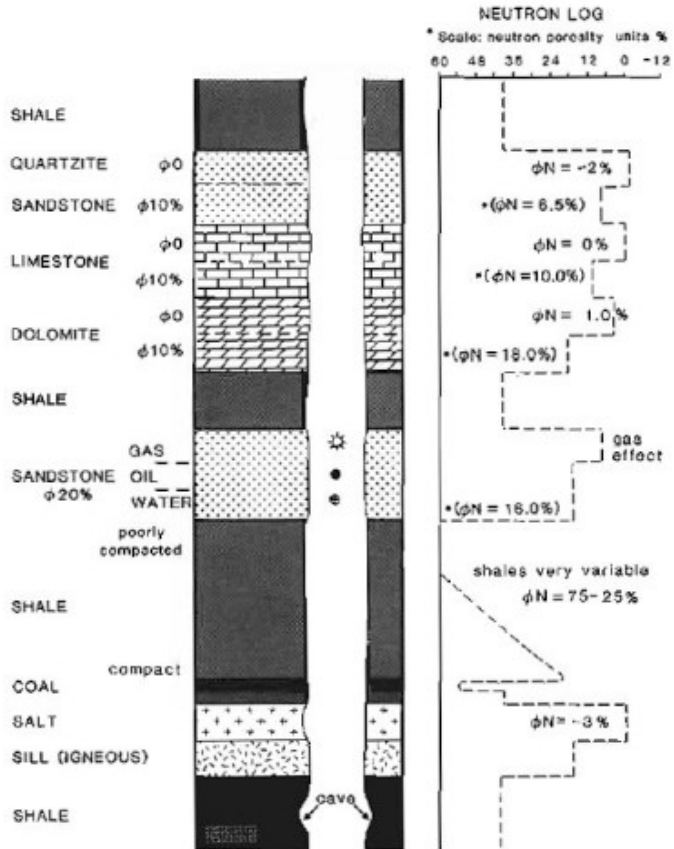
lebih rendah apabila melalui sesuatu yang mengandung fluida berupa gas, sedangkan akan mengalami defleksi ke arah nilai yang lebih tinggi apabila melalui sesuatu yang mengandung fluida air maupun fluida minyak. Nilai densitas pada Tabel 2.1 bersifat tidak mutlak tergantung dari karakteristik batuan setempat, dan untuk meyakinkan adanya zona-zona air asin, minyak, dan gas masih perlu ditunjang dengan data-data lain seperti kurva SP, resistivitas, dan kurva neutron.

Tabel 2. 1 Variasi harga densitas batuan dengan kandungan fluida tertentu dari beberapa lapangan minyak bumi (Harsono, 1997)

Batuan	Kandungan Fluida	Densitas (gram/cc)
<i>Shale</i>	-	2,20-2,50
Lapisan Clean	Air Asin	2,25-2,45
Lapisan Clean	Minyak	2,20-2,35
Lapisan Clean	Gas	2,00-2,25
Lapisan Batubara	-	1,60-1,90

3. Log Neutron

Log neutron merupakan log yang berfungsi untuk menentukan besarnya porositas suatu batuan (Harsono, 1997). Prinsip kerja dari log neutron adalah partikel-partikel netral listrik yang mempunyai massa sama atau hampir sama dengan atom hidrogen akan memancarkan energi tinggi secara berkelanjutan pada suatu sumber radioaktif ke dalam formasi batuan di sekitar lubang bor. Neutron-neutron ini bertabrakan dengan atom-atom hidrogen di dalam formasi. Dalam setiap tabrakan ini neutron mengalami kehilangan sebagian energinya, dan jumlah energi yang hilang akibat tabrakan bergantung kepada massa relatif dari atom yang bertabrakan dengan neutron tersebut. Jadi besarnya energi neutron yang hilang hampir semuanya bergantung pada banyak atau sedikitnya jumlah hidrogen dalam formasi (Telford, 2001).



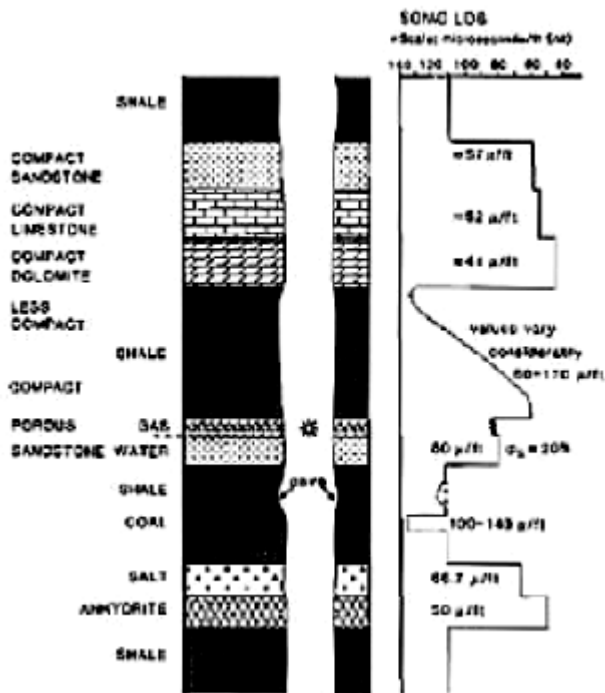
Gambar 2. 13 Respon Log Neutron (Rider, 1996)

Suatu grafik log Neutron akan menunjukkan defleksi ke arah nilai yang lebih tinggi (ke arah kiri) apabila melalui suatu zona berporositas tinggi, dan sebaliknya, grafik akan mengalami defleksi ke kanan apabila melalui zona berporositas rendah seperti pada Gambar 2.13.

2.4.2 Log Sonik

Telford (2001) menyatakan bahwa log sonik disebut juga log kecepatan, yang mengukur waktu cepat rambat gelombang akustik melalui formasi pada jarak tertentu di dalam sumur. Kecepatan gelombang tersebut dipengaruhi oleh litologi, porositas, dan fluida

yang terdapat di dalam formasi. Prinsip kerja alat ini adalah bunyi dengan interval yang teratur dipancarkan dari sebuah sumber bunyi (transmitter) dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan (Δt). Lamanya waktu perambatan bunyi tergantung kepada litologi batuan dan porositas batuanya. Log sonik mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara. Secara kuantitatif, log sonik dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida. Secara kualitatif dapat digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan pasir-*shale* dan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi rekahan (*fractures*) (Rider, 1996).



Gambar 2. 14 Respon Log sonic pada litologi batuan (Rider, 1996)

Respon log sonik terhadap litologi di dalam formasi batuan dapat dilihat pada Gambar 2.14. Log sonik biasanya digunakan untuk mengetahui porositas formasi. Semakin kompak batuan sedimen maka kecepatan akan semakin tinggi, terdapatnya pori-pori pada

batuan akan memperkecil nilai log sonik. Batu gamping memiliki nilai log sonik yang cukup tinggi, karena jenis batuan gamping memiliki tingkat kekerasan dan kekompakan yang lebih tinggi (Rider, 2002).

2.4.4 Log Listrik

Log listrik merupakan alat rekaman paling tua yang telah dipakai dalam industri perminyakan. Kurva-kurva SP dan resistivitas merupakan rekaman standar dalam setiap penampang stratigrafi sumur bor. Kegunaan log listrik adalah untuk interpretasi litologi dan dapat juga digunakan untuk mendeteksi zona yang mengandung minyak atau tidak. Log ini juga dapat digunakan sebagai dasar dalam korelasi bawah permukaan.

1. Log Spontaneous Potensial

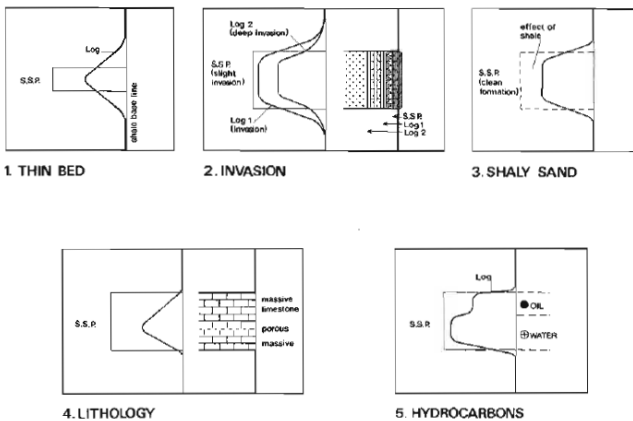
Log *spontaneous potential* (SP) merupakan log listrik yang pertama kali digunakan dalam dunia industri perminyakan dan berkembang memiliki peran yang penting dalam interpretasi *well log*. Log SP digunakan untuk mengidentifikasi zona impermeabel seperti *shale*, zona permeabel seperti pasir. Log SP merupakan perekaman dari *direct current* (DC) mengukur beda tegangan alami antara elektroda bergerak yang berada di dalam sumur bor, dan elektroda yang berada di permukaan dan terukur dalam milivolt. Tegangan listrik yang timbul karena faktor elektrokimia di dalam lubang bor mengakibatkan adanya respon SP. Faktor elektrokimia ini dibawa oleh perbedaan tingkat salinitas antara resistivitas *mud filtrate* (R_{mf}) dan resistivitas air formasi (R_w) di dalam lapisan permeabel. Pada lapisan serpih, kurva SP umumnya berupa garis lurus yang disebut garis dasar serpih, sedangkan pada formasi permeabel kurva SP menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel yang cukup tebal yaitu garis pasir.

Konsep dari *static spontaneous potential* (SSP) sangat penting karena merepresentasikan maksimum SP pada ketebalan formasi, *free-shale*, formasi poros dan permeabel yang memiliki rasio R_{mf}/R_w . SSP ditentukan oleh perumusan atau grafik dan sebuah elemen yang dibutuhkan untuk menentukan nilai akurat dari R_w dan volume *shale*. Nilai SP yang terukur dalam lubang bor dipengaruhi oleh ketebalan lapisan, resistivitas lapisan, invasi, diameter lubang bor, kandungan *shale*, dan yang terpenting

adalah rasio R_{mf}/R_w . Tabel 2.2 merupakan perhitungan matematis untuk menghitung nilai R_w dari SSP :

Tabel 2. 2 Perhitungan matematika R_w dari nilai SSP (Bateman dan Konen, 1977)

• R_{mf} pada $75^\circ F = R_{fm} \text{ temp}^t \times (\text{temp} + 6.67) / 81.77$
• $K = 60 + (0.133 \times T_f)$
• $R_{mfe}/R_{we} = 10^{-SSP/Ktt}$
• $R_{mfe} = (146 \times R_{mf} - 5)(337 \times R_{mf} + 77)$
• Rumus R_{mfe} jika R_{mf} pada $75^\circ < 0.1$
• $R_{mfe} = R_{mf} \times 0.85$
• Rumus R_{mfe} jika R_{mf} pada $75^\circ > 0.1$
• $R_{we} = R_{mfe} / (R_{mfe}/R_{we})$
• R_w pada $75^\circ = (77 \times R_{we} + 5) / (146 - 377 \times R_{we})$
• Rumus R_w pada 75° jika $R_{we} < 0.12$
• R_w pada $75^\circ F = -[0.58 - 10^{(0.69 \times R_{we} - 0.24)}$
• Rumus R_w jika $R_{we} > 0.12$
• R_w pada temperature formasi = R_w pada $75^\circ \times 81.77 / (T_f + 6.77)$



Gambar 2. 15 Karakteristik respon log SP pada beberapa kondisi tertentu (Rider ,2000)

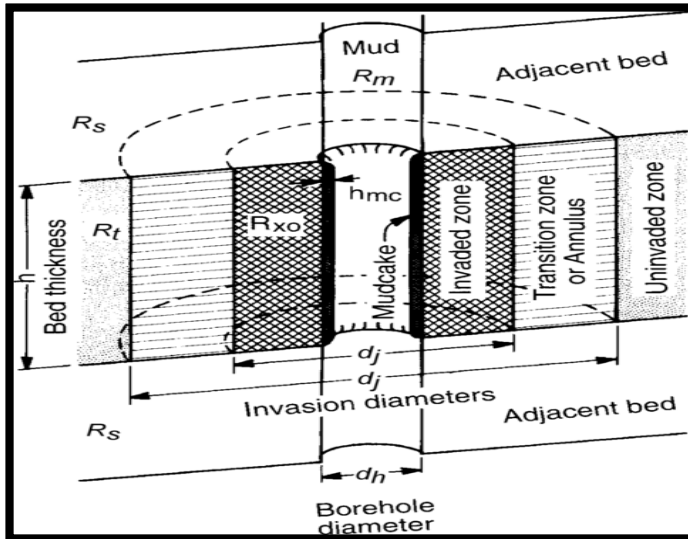
Beberapa bentuk penyimpangan kurva SP, yaitu;

- Kurva SP menunjukkan garis lurus pada lapisan yang mempunyai harga Rmf dan Rw sama.
- Kurva SP akan menyimpang ke kiri, jika Rmf lebih besar dari Rw.
- Kurva SP akan menyimpang ke kanan, jika Rmf lebih kecil dari Rw (air formasi lebih *fresh* daripada lumpur) (Dewan, 1983).

2. Log Resistivitas

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut. Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik (Darling, 2005). Log resistivitas digunakan untuk mendeterminasi zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona permeabel dengan mendeterminasi porositas resistivitas, karena batuan dan matrik tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori.

Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (Rt) terdiri dari dua kelompok yaitu Laterolog dan Induksi. Yang umum dikenal sebagai log Rt adalah LLd (*Deep Laterolog Resistivity*), LLs (*Shallow Laterolog Resistivity*), ILd (*Deep Induction Resistivity*), ILM (*Medium Induction Resistivity*), dan SFL. Adapun macam-macam log resistivitas di atas digunakan untuk penjangkauan zona-zona infiltrasi tersendiri, berikut pembagian zona infiltrasi :



Gambar 2. 16 Lingkungan sumur bor dan simbol yang digunakan dalam interpretasi log (Schlumberger, 1998)

Keterangan :

- R_{xo} = Resistivitas zona terinfasi
- R_i = Resistivitas *invaded zone*
- R_t = Resistivitas zona tidak terinfasi
- R_o = Resistivitas *undisturbed zone* memiliki 100% air saturasi
- R_z = Resistivitas campuran tidak diketahui dalam zona transisi
- R_w = Resistivitas air formasi
- R_m = Resistivitas lumpur
- R_{mf} = Resistivitas lumpur filtrate
- R_{mc} = Resistivitas *mud cake*
- R_s = Resistivitas lapisan sekitar
- R_{sh} = Resistivitas lapisan *shale*
- D_h = Diameter lubang bor
- D_i = Diameter zona invasi
- D_j = Diameter zona terinfasi
- $Bitz$ = Diameter *drill bit (bit size)*
- H_{mc} = Ketebalan *mud cake*

Zona Terinvasi (*Flushed Zone*) merupakan zona infiltrasi yang terletak paling dekat dengan lubang bor serta terisi oleh lumpur filtrat yang mendesak kandungan semula (seperti gas, minyak, maupun air). Air formasi atau hidrokarbon yang terdapat pada formasi terdesak kedalam oleh lumpur filtrat pemboran. Daerah ini disebut daerah terinvasi dengan tahanan jenisnya dan kejenuhan airnya. Zona Peralihan (*Transition Zone*) adalah zona infiltrasi yang lebih dalam dari zona terinvasi, dimana dalam zona ini ditempati oleh campuran dari lumpur filtrat dengan kandungan semula. Karena zona ini posisinya semakin jauh dari lubang bor maka semakin berkurang filtrasi dari lumpur pemboran. Zona tak terinvasi (*Uninvaded Zone*) adalah zona yang terletak paling jauh dari lubang bor, dimana dalam zona ini seluruh batuan terisi oleh kandungan semula dan sama sekali tidak dipengaruhi oleh adanya air lumpur filtrat.

2.5 Metode Atribut Seismik

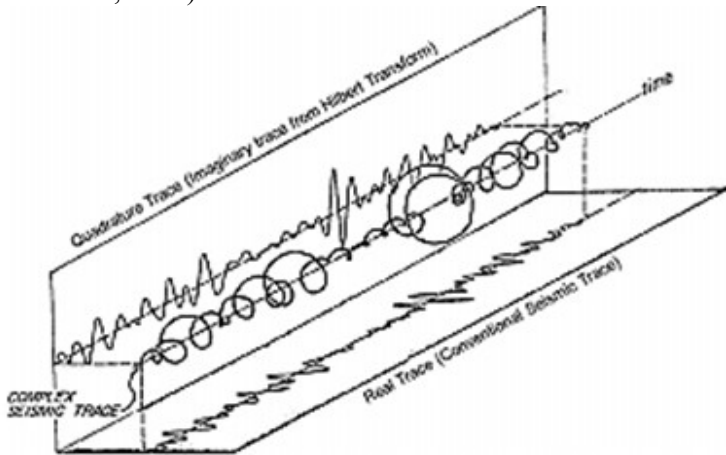
Metode atribut seismik didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Barnes, 1999). Analisis atribut seismik diperlukan sebagai alat bantu dalam interpretasi seismik untuk menunjukkan anomali yang tidak terlihat secara jelas dari data normal seismik. Dalam interpretasi data seismik diperlukan kemampuan untuk mencirikan beberapa perubahan atribut kecil yang dapat dihubungkan dengan keadaan geologi bawah permukaan. Taner (2001) mendefinisikan atribut seismik sebagai seluruh informasi yang diperoleh dari data seismik, baik secara pengukuran langsung maupun dengan perhitungan dan alasan-alasan berdasarkan pengalaman.

Atribut seismik dapat digunakan untuk menyimpulkan sifat fisik formasi, porositas, permeabilitas, dan perubahan ketebalan lapisan (Taner, 2001). Atribut seismik dapat dianggap sebagai nilai turunan matematis dari data seismik langsung, dengan cara meratakan secara aritmatika, minimum dan maksimum berasal dari data matematis mentah. Rata-rata, maksimum, dan statistik lainnya dihitung untuk membantu pemahaman terhadap data. Dengan demikian, atribut seismik bisa lebih berguna bagi peneliti untuk membaca dan menganalisis data seismik.

Tiap-tiap atribut saling berhubungan satu sama lainnya, dimana beberapa atribut memiliki sensitifitas terhadap sifat reservoir tertentu dan beberapa atribut lainnya lebih baik di dalam menampilkan informasi ataupun anomali bawah permukaan yang mula-mula tidak teridentifikasi oleh data konvensional atau bahkan sebagai indikator keberadaan hidrokarbon (*direct hydrocarbon indicator*).

Bracewell (1978) menyatakan bahwa jejak seismik konvensional sebagai sinyal analitis yang memiliki bagian nyata dan imajiner, di mana bagian sebenarnya adalah konvensional jejak seismik dan bagian imajiner adalah hasil perhitungan matematis dari jejak seismik konvensional.

Secara visual, memploting jejak seismik kompleks ($F_{HI}(t)$), pada *complex plane*, dapat menjadi vektor dengan variabel panjang, yang dimana akan terus berputar sepanjang *time axis*, dan memiliki lintasan yang berputar secara tidak beraturan (Gambar 2.19). Kedua komponen dari jejak seismik kompleks (nyata dan imajiner), bila diplot secara individu pada bidang maka masing-masing akan memiliki konfigurasi yang sama dengan pergeseran sebesar 90° (Taner dkk., 1979).

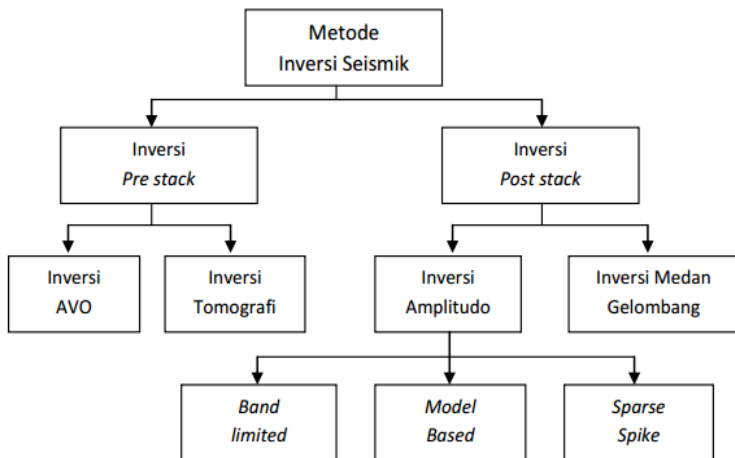


Gambar 2. 17 Diagram Isometrik yang menunjukkan jejak seismik kompleks yang memiliki bagian real dan imajiner yang dimana memiliki pegeseran 90° pada kedua bagian (Taner dkk, 1979)

2.6 Metode Inversi Seismik

Metode inversi seismik adalah suatu teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Proses yang dilakukan dalam metode ini adalah dekonvolusi terhadap data jejak seismik.

Metode inversi seismik dibagi menjadi dua yaitu inversi *pre-stack* inversi dan *post-stack* inversi yang dideskripsikan pada Gambar 2.18. Inversi *pre stack* terdiri atas inversi amplitudo (*Amplitudo Versus Offset*) dan inversi waktu jalar (*travel time*) atau tomografi. AVO merupakan metode inversi yang mencoba menentukan parameter elastisitas dari amplitudo refleksi hasil pengukuran sebagai fungsi *offset* (sudut datang), sedangkan inversi tomografi merupakan inversi yang mencoba menentukan struktur bumi dari sejumlah waktu jalar gelombang seismik hasil pengukuran. Inversi *post stack* terdiri atas inversi amplitudo dan inversi medan gelombang. Inversi amplitudo sendiri berdasarkan algoritmanya dibedakan menjadi inversi *band limited*, *model based*, dan *sparse spike*.



Gambar 2. 18 Macam-macam metode inversi seismik (Sukmono, 2000)

2.6.1 Inversi *Pre-stack*

Inversi seismik *pre-stack* memiliki fungsi yaitu menentukan atau mengestimasi nilai real dari kecepatan gelombang primer (v_p), kecepatan gelombang sekunder (v_s), dan densitas batuan untuk memprediksi sifat litologi dan fluida yang ada di bawah permukaan. (Simmons dan Backus, 1996) melakukan inversi untuk reflektivitas-P (Rp), reflektivitas-S (Rs), dan reflektivitas densitas (Rd) linier, dimana:

$$Rp = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta v_p}{v_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (2.7)$$

$$Rs = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta v_s}{v_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (2.8)$$

$$Rd = \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (2.9)$$

(Simmons dan Backus, 1996) membuat tiga asumsi lain pertama bahwa pada persamaan 2.7 merupakan bentuk dari reflektivitas sedangkan untuk persamaan 2.9 dapat diestimasi dari sudut yang bergantung pada reflektivitas pendekatan Aki-Richards. Densitas dan kecepatan gelombang primer (v_p) sangat berhubungan dengan hubungan Gardner yang memiliki persamaan sebagai berikut:

$$\frac{\Delta \rho}{\rho} = \frac{1}{4} \frac{\Delta v_p}{v_p} \quad (2.10)$$

v_s dan v_p juga berhubungan dengan persamaan Castagna,

$$v_s = \frac{(Vp - 1360)}{1.16} \quad (2.11)$$

Pendekatan inversi linier untuk menyelesaikan bentuk reflektivitas dapat digunakan persamaan 2.7 dan 2.9. Moon dan More (2003) menggunakan pendekatan yang disebut dengan Inversi AVO Bayesin. Tidak seperti Simmons dan Backus (1996). Metode ini diberi parameter $\Delta v_p / v_p, \Delta v_s / v_s, \Delta \rho / \rho$.

Berikut merupakan persamaan pendekatan reflektivitas kecil untuk menghubungkan perubahan parameter menjadi parameter itu sendiri, untuk perubahan Gelombang P dapat dituliskan sebagai berikut :

$$\frac{\Delta v_p}{v_p} = \Delta \ln v_p \quad (2.12)$$

2.6.2 Inversi *Post-Stack*

Pada penelitian yang dilakukan penulis menggunakan metode inversi *post-stack*. Pada metode inversi seismik *post-stack*, seismik dikonversi menjadi nilai AI, yang merepresentasikan kondisi fisik batuan antar lapisan pada bawah permukaan bumi, sehingga lebih mudah untuk diinterpretasi sebagai batasan lapisan oleh parameter-parameter petrofisika. Data seismik konvensional merepresentasikan bawah permukaan bumi sebagai batas antar lapisan batuan, sedangkan data impedansi akustik relative lebih relalitis dalam merepresentasikan bawah permukaan bumi dengan memberikan informasi tentang penyebaran batuan pada bawah permukaan dengan baik secara lateral maupun vertikal.

Hal-hal yang perlu dipersiapkan untuk mendapatkan data seismik impedansi akustik adalah sebagai berikut:

1. Data seismik yang telah diolah namun tetap menjaga keaslian nilai amplitudonya,
2. Hasil intepretasi horizon dan sesar,
3. Data log sumur
4. *Wavelet*

Inversi *Post-Stack* memiliki beberapa macam tipe yang akan dijelaskan sebagai berikut:

1. Inversi *Bandlimited* (Rekursif)

Konsep dasar dari inversi *Bandlimited* atau biasa disebut rekursif adalah data seismik yang diinversi menggunakan algoritma rekursif klasik yang mengasumsikan bahwa jejak seismik adalah deretan koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet zero-phase* dan juga skala *absolute* dari harga koefisien refelksi seismik adalah benar. Karena persamaan diaplikasikan secara rekursif dari atas sampai bawa, nilai kesalahan akan diakumulasikan. *Noise* pada jejak seismik akan diintpretasikan sebagai refleksi dan ikut serta dalam inversi. Metode ini adalah metode yang paling sederhana dengan penurunan rumus adalah sebagai berikut (Russel, 1999):

$$1 + r_i = \frac{Z_{i+1} + Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} + \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} = \frac{2 Z_{i+1}}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2.13)$$

$$1 - r_i = \frac{Z_{i+1} + Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} - \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} = \frac{2 Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2.14)$$

$$\frac{Z_{i+1}}{Z_i} = \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \quad (2.15)$$

$$Z_{i+1} = Z_i \left[\frac{1 + r_i}{1 - r_i} \right] \quad (2.16)$$

Keterangan :

Z_{i+1} = impedansi akustik lapisan ke $i+1$

Z_1 = impedansi akustik lapisan ke i

Persamaan (2.15) menyatakan bahwa apabila impedansi akustik dari suatu lapisan dan koefisien refleksi dari bawah lapisan tersebut diketahui maka impedansi akustik untuk lapisan berikutnya dapat diketahui. Untuk memperoleh impedansi akustik lapisan ke- n (Z_n) dimulai dari lapisan pertama (Z_1), impedansi lapisan berikutnya ditentukan secara rekursif dan tergantung nilai impedansi akustik lapisan di atasnya.

Wavelet pada metode ini tidak digunakan pada proses inversi, sehingga nilai impedansi akustik yang dihasilkan lebih *smooth*. Adapun digram alir dari proses inversi rekursif ditunjukkan pada Gambar 2.19. Kelebihan inversi *Bandlimited* adalah waktu proses komputasi relatif cepat, menggunakan data seismik sepenuhnya dalam perhitungan, dan hasilnya berupa *wiggle trace* yang mirip dengan data seismik (Gambar 2.21). Kekurangan dari metode inversi *Bandlimited* yaitu:

- a) *Noise* dianggap sebagai tras seismik dan diikutkan dalam perhitungan sehingga dapat menghasilkan lapisan baru yang semu.
- b) Metode ini tidak menggunakan kontrol geologi sehingga hampir identik dengan permodelan ke depan.
- c) Kehilangan komponen frekuensi rendah (efek *bandlimited*) dan tinggi mengakibatkan prediksi impedansi akustik kurang baik secara lateral.



Gambar 2. 19 Diagram alir metode inversi Bandlimited (Sukmono, 1999)

2. Inversi Modelbased (Blocky)

Di antara ketiga jenis metode inversi amplitudo, metode inversi *model based* dengan menggunakan teknik inversi *Generalized Linear Inversion (GLI)* memiliki hasil dengan ralat yang terkecil.

Menurut (Russell, 1991), proses inversi linear umum (*GLI*) merupakan proses untuk menghasilkan model impedansi akustik yang paling cocok dengan data hasil pengukuran berdasarkan harga rata-rata kesalahan terkecil (*least square*). Secara matematis, model dan data pengukuran dapat dirumuskan sebagai vektor:

$$M = (m_1, m_2, m_3, \dots, m_k)^T \tag{2.17}$$

$$D = (d_1, d_2, d_3, \dots, d_n)^T \tag{2.18}$$

dengan M adalah vektor model dengan parameter k dan D adalah vektor data pengukuran dengan parameter n .

Hubungan antara model dan data pengukuran dinyatakan dengan persamaan:

$$d_i = F(m_1, m_2, m_3, \dots, m_k) \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \tag{2.19}$$

di mana F adalah suatu fungsi hubungan antara model dan data pengukuran.

Proses ini akan membentuk model dengan metode *trial and error* dengan cara menganalisa perbandingan antara keluaran model dengan data hasil pengukuran dengan memiliki tingkat kesalahan tertentu. Proses ini dilakukan secara berulang-ulang dengan jumlah iterasi tertentu sehingga diperoleh hasil dengan tingkat kesalahan yang terkecil. Secara matematis F dapat dituliskan sebagai berikut:

$$F(M) = F(M_0) + \frac{\delta F(M_0)}{\delta M} \Delta M \quad (2.20)$$

Keterangan:

- M_0 = model awal (*initial model*)
- M = model sebenarnya (koefisien refleksi yang dicari)
- ΔM = selisih antara model awal dengan model sebenarnya
- (M) = seismik trace hasil pengukuran
- (M_0) = *synthetic* seismik trace hasil perhitungan dari model awal
- $\frac{\delta F(M_0)}{\delta M}$ = derivatif parsial dari model sebenarnya

Nilai error antara data hasil pengukuran dan keluaran model secara sederhana dirumuskan seperti pada persamaan (2.21).

$$\Delta F = F(M) - F(M_0) \quad (2.21)$$

Dalam bentuk matriks, persamaan (2.22) dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\Delta F = A F(M) \quad (2.22)$$

A adalah matriks derivatif dengan jumlah baris n dan kolom k . Solusi dari persamaan (2.23) akan menjadi:

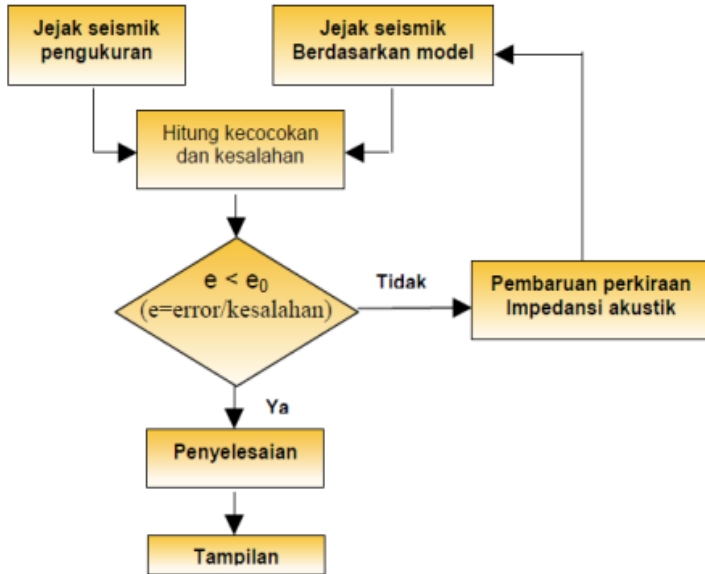
$$\Delta M = A^{-1} \Delta F \quad (2.23)$$

Jika data hasil pengukuran yang lebih banyak daripada parameter model ($n > k$), maka matriks A biasanya bukan persegi, sehingga tidak mempunyai invers sebenarnya. Kasus ini disebut sebagai kasus overdeterminasi. Untuk memperoleh solusi dari kasus ini, maka perlu menggunakan solusi least square yang sering disebut sebagai metode Marquart-Levenburg. Solusi yang diperoleh dapat melalui rumusan berikut (Lines & Tritel, 1984):

$$\Delta M = (A A^T)^{-1} A^T \Delta F \quad (2.24)$$

dengan A^T adalah matriks tranpose dari matriks A .

Metode ini membutuhkan suatu model dugaan impedansi akustik awal yang biasanya diperoleh dari data log sumur, yaitu dengan mengalikan antara data log kecepatan dengan data log densitas untuk mendapatkan data log impedansi akustik sumur. Diagram alir dari metode inversi *model based* dapat dilihat pada Gambar 2.20.



Gambar 2. 20 Diagram alir penyelesaian inversi model based (Russell, 1996)

Keunggulan metode inversi *model based* adalah hasil yang didapatkan memiliki informasi yang lebih akurat karena memasukkan komponen frekuensi rendah (dari data log), kurang sensitif terhadap *noise* karena menghindari inversi langsung dari data seismik, dan nilai impedansi akustik yang didapat rata-rata adalah berbentuk *blocky* yang memiliki harga impedansi akustik yang kontras sehingga mempermudah dalam penentuan batas atas dan batas bawah suatu lapisan reservoir. Adapun kekurangan dari metode *model based* ini antara lain solusi lengkap yang diperoleh secara iteratif dan mungkin tidak pernah dicapai. Dan dimungkinkan bisa didapat

lebih dari satu model yang cocok dengan data seismik. (*no uniqueness*).

3. Inversi Sparse-Spike

Metode sparse-spike yaitu salah satu metode teknik dekonvolusi yang mengasumsikan model reflektivitas tertentu dan membuat estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi model tersebut. Berikut ini merupakan metode inversi sparse-spike (Sukmono dan Abdullah, 2001):

a) Metode inversi sparse-spike maximum likelihood

Metode ini mengasumsikan bahwa reflektivitas bumi terdiri dari suatu deret spike (event) besar yang bertumpukan dengan spike-spike yang lebih kecil sebagai Gaussian background. Secara geologi spike-spike yang besar berhubungan dengan adanya unconformity dan batas-batas litologi utama. Menurut (Russel, 1988), berdasarkan asumsi model, dapat diturunkan fungsi obyektif yang dapat diminimalkan untuk memperoleh reflektivitas yang paling mirip dan kombinasi *wavelet* yang konsisten dengan asumsi statistika.

b) Metode inversi sparse-spike linear programming

Metode *sparse-spike linear programming* adalah metode yang digunakan dalam penyelesaian masalah linear programming, dapat disebut metode L1 norm. Solusi dari linear programming tidak mempunyai komponen frekuensi rendah karena sifat *bandlimited* input seismik. Oleh karena itu, trend frekuensi rendah diimpor dari model awal (Russell,1988).

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Waktu dan Tempat Pelaksanaan

Penelitian dilakukan selama kurang lebih 2 bulan, yang dilakukan mulai tanggal 1 Juli 2017 sampai dengan 30 Agustus 2017. Penelitian bertempat di PT Medco E&P Indonesia, *Tower Energy*, lantai 33, Jakarta Selatan, Indonesia.

3.2 Perangkat Penelitian

Perangkat keras yang digunakan pada penelitian ini berupa 1 buah laptop Toshiba core i5 sebagai perangkat untuk pengolahan data dan penulisan akhir dari penulisan. Perangkat lunak yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Humpson Russel 2008
2. Microsoft Excel 2013
3. Microsoft Word 2013
4. Notepad pada Windows 8.1

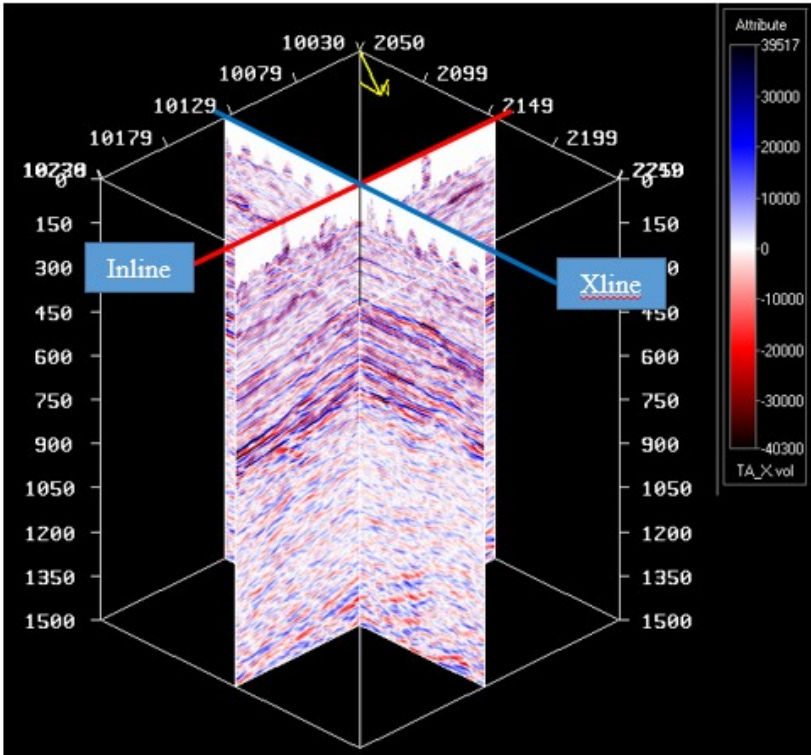
3.3 Ketersediaan Data

Ketersediaan data pada penelitian ini adalah berupa dua data sekunder yang diperoleh dari PT Medco E&P Indonesia dengan penjelasan kedua data sebagai berikut :

3.3.1 Data Seismik

Data seismik yang digunakan pada penelitian ini adalah data sesimik 3D PSTM (*Post Stack Time Migration non Preserved Amplitude*) dengan luasan 20m x 20m yang ditunjukkan pada Gambar 3.1 dengan parameter data seismik sebagai berikut :

- Fase : *Minimum Phase*
- Inline : 2050 – 2250
- Xline : 10030 – 10230



Gambar 3. 1 Data Seismik 3D pada Lapangan Dalihan Natolu

3.3.2 Data Sumur

Data sumur yang digunakan pada penelitian ini adalah berupa data *checkshoot*, data *completion log* dan data marker dengan jumlah sumur hanya 1 sumur . Peran data sumur dalam metode inversi seismik dan atribut seismik adalah sebagai data kontrol dan data validasi. Macam-macam data *completion log* pada sumur “Aganis” dapat dilihat pada Tabel 3.1. Data marker yang didapat dari PT Medco E&P Indonesia yakni *Telisa Sand*, *Top BRF*, dan *Basement*.

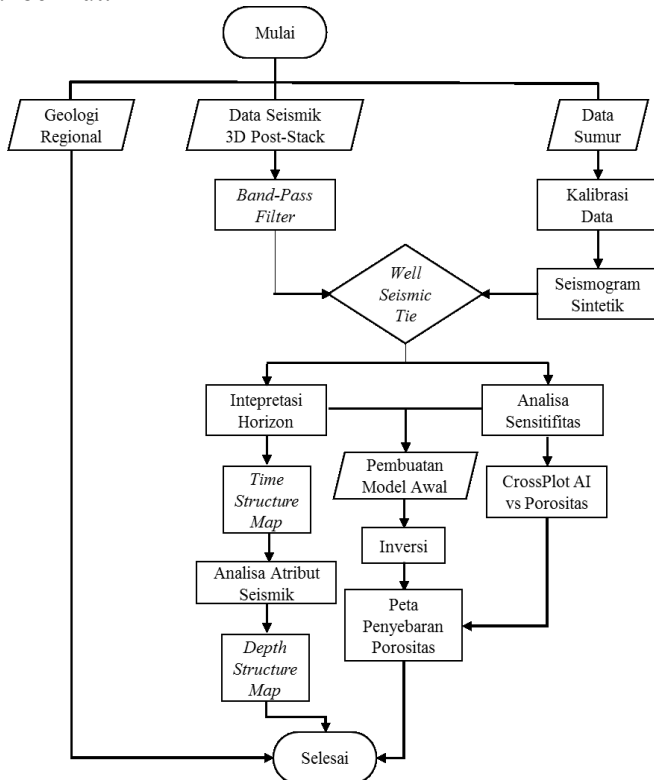
Tabel 3. 1 Data Completion Log

Completion Log	
<i>Gamma Ray</i>	<i>Neutron Porosity</i>
<i>Caliper</i>	<i>PHIT</i>
<i>Resistivity</i>	<i>PHIE</i>
<i>Density</i>	<i>Water Saturation</i>
<i>Sonic</i>	<i>Volume Shale</i>

3.4 Prosedur Pengolahan Data

3.4.1 Diagram Alir Pengolahan Data

Diagram Alir Pengolahan Data pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

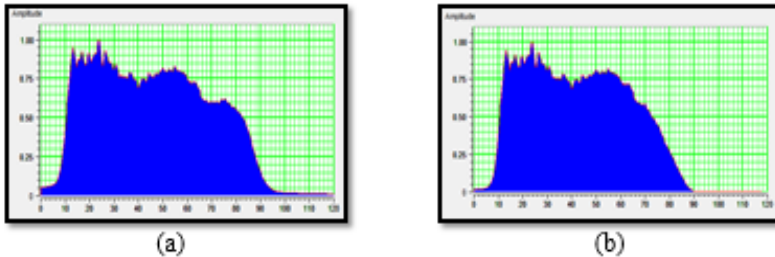


Gambar 3. 2 Diagram Alir Pengolahan Data

3.4.2 Conditioning Data Seismik

Maksud dari *conditioning* data seismik adalah mengkondisikan atau mengolah data seismik agar lebih mudah untuk diinterpretasikan. Pada umumnya, data seismik mungkin masih memiliki *noise* meskipun telah dilakukan *processing* sebelum data diinterpretasi oleh peneliti. Pengkondisian data seismik ini dilakukan agar peneliti dapat lebih mudah menginterpretasi data seismik.

Amplitude spectrum pada data seismik menjadi parameter batas *low cut* dan *high cut* frekuensi pada Bandpass filter. *Amplitude Spectrum* pada data seismik berisi data frekuensi dan amplitudo. Filter frekuensi pada data seismik yakni batas *low cut* sebesar 5Hz, *low pass* sebesar 10Hz, *high cut* sebesar 70Hz, dan *high pass* sebesar 90Hz. Peneliti menginterpretasi bahwasanya frekuensi >90Hz adalah noise.



Gambar 3. 3 *Amplitude Spectrum* (a) Sebelum Bandpass Filter dan (b) Sesudah Bandpass Filter

3.4.3 Conditioning Data Sumur

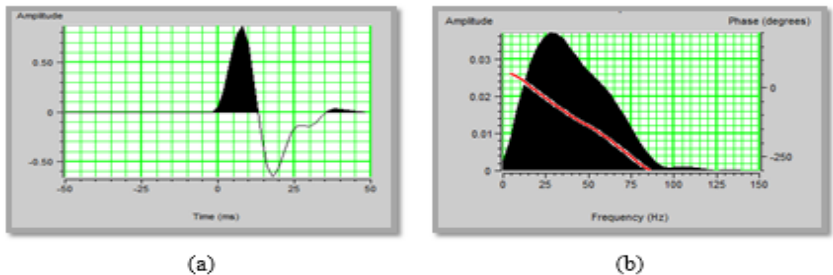
Conditioning data sumur pada penelitian ini merupakan langkah sebelum proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Pada dasarnya, data sumur memiliki parameter pengukuran pada domain kedalaman dan data seismik dalam domain waktu. Sebelum mengikat data sumur dengan data seismik, maka peneliti menggunakan data *checkshot* untuk mendapatkan korelasi antara kedalaman dengan waktu di mana data *checkshot* yang memiliki parameter satuan waktu dan kedalaman.

3.4.4 *Well Seismic Tie*

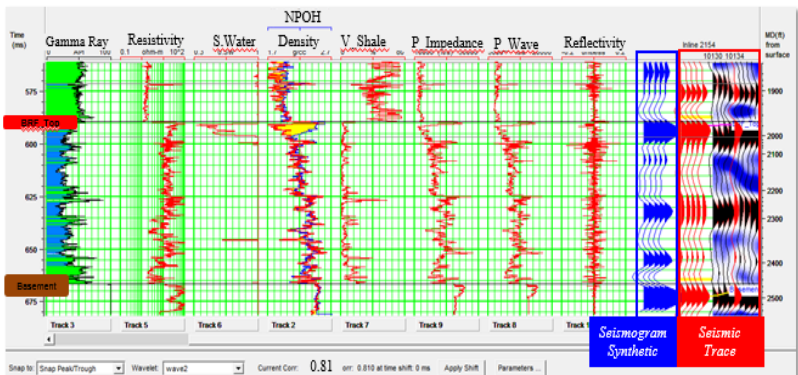
Well Seismic Tie merupakan metode pengikatan data sumur dengan data seismik. Pengikatan data sumur dengan data seismik perlu dilakukan untuk mendapatkan informasi bawah permukaan

yang baik secara lateral maupun vertikal karena data seismik memiliki resolusi lateral yang baik namun resolusi vertikal yang buruk sedangkan data sumur memiliki resolusi vertikal yang baik namun resolusi lateral yang buruk.

Langkah awal untuk mengikat data sumur dengan data seismik adalah dengan membuat sebuah *wavelet*. *Wavelet* merupakan gelombang mini atau 'pulsa' yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. Pada penelitian ini, peneliti telah membuat tujuh buah *wavelet* yang dapat dilihat pada Tabel 3.2 di mana memiliki tujuan untuk mencari nilai korelasi yang paling tertinggi dengan parameter parameter yang sesuai dengan *Amplitude Spectrum* dari data seismik. Peneliti memilih *wavelet statical* dengan nilai korelasi sebesar 0.81.



Gambar 3. 4 *Wavelet Statical* Fase Minimum (a)Respon Waktu ; (b)Respon Amplitudo dan Fase



Gambar 3. 5 Proses *Well Seismic Tie*

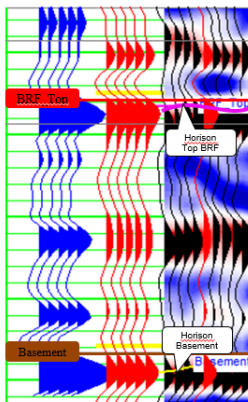
Dalam proses *well seismic tie* dilakukan pengikatan even antara seismogram sintetik dengan jejak seismik di mana terletak pada *zero crossing* agar sesuai dengan parameter fase gelombang seismik pada data seismik ialah *minimum phase*.

Tabel 3. 2 Tabel nilai korelasi pada tiap wavelet yang digunakan pada sumur “Aganis”

Wavelet	Korelasi
Statical 100ms(0-1500ms)	0.775
Statical 100ms(-50ms BRF sampai +50ms Basement)	0.81
Statical 115ms(-50ms BRF sampai +50ms Basement)	0.736
Statical 120ms(-50ms BRF sampai +50ms Basement)	0.774
Ricker 90	0.765
Ricker 100	0.774
BandPass Filter	0.013

3.4.5 Interpretasi Horizon

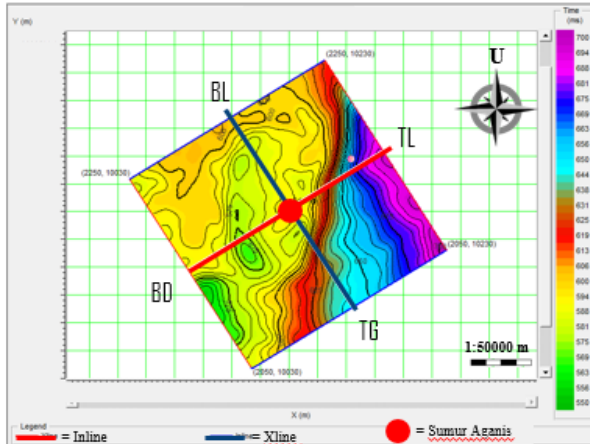
Tujuan dilakukannya interpretasi horizon adalah untuk mengidentifikasi kemenerusan lapisan batuan pada data seismik dan juga untuk menentukan batas atas dan bawah reservoir. Pada penelitian ini, interpetasi horizon berada pada *zero crossing* yang berdasarkan parameter fase gelombang seismik pada data seismik ialah *minimum phase*. Gambar 3.6 menunjukkan korelasi antar data marker pada data sumur dengan penarikan horizon pada jejak seismik.



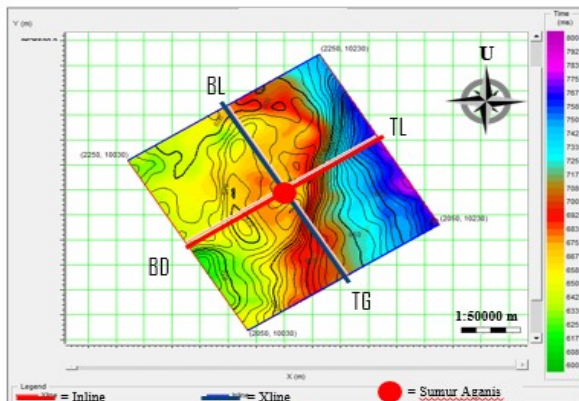
Gambar 3. 6 Posisi data marker pada horizon jejak seismik

3.4.6 Peta Struktur Waktu dan Kedalaman

Pada dasarnya, peta struktur merupakan sebuah pemampang geometri dengan domain tertentu. Data seismik pada dasarnya berdomain waktu, maka dari itu peta struktur pada penelitian ini adalah peta struktur waktu. Peta struktur berdomain waktu pada penelitian ini menampilkan pemampang geometri pada batas atas dan bawah dari target reservoir yang dapat dilihat pada Gambar 3.7.



(a)

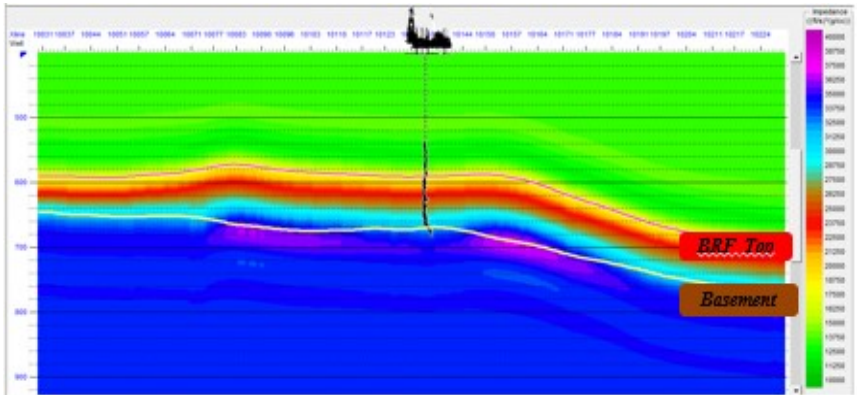


Gambar 3. 7 Peta struktur waktu pada Horizon (a) BRF_Top; (b) Basement dengan jarak kontur 50ms

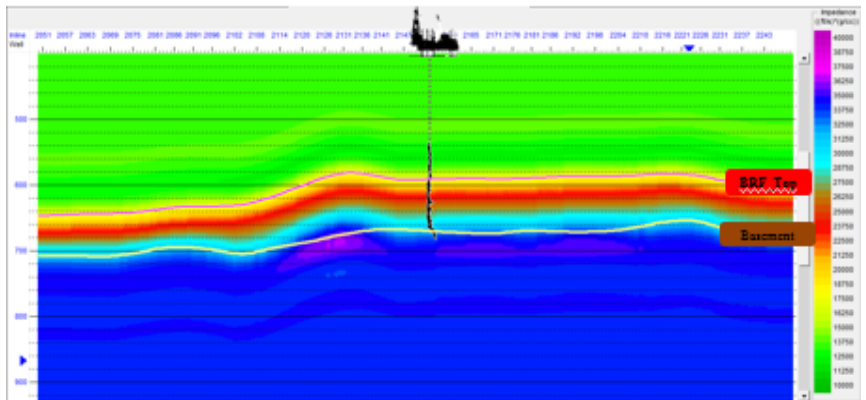
Gambar 3.7 merupakan penampang geometri pada marker *Top BRF* dengan domain waktu yang sesuai dengan domain data seismik dengan jarak kontur mayor sebesar 50ms, dan jarak kontur minor sebesar 10ms. Dapat dilihat pada Gambar 3.7 bahwasanya waktu terpendek ditunjukkan dengan warna hijau sedangkan waktu terpanjang ditunjukkan dengan warna ungu. Peta struktur domain waktu tidak dapat mendefinisikan elevasi kedalaman dari reservoir, maka dari itu dilakukan proses konversi dari peta struktur waktu menjadi peta struktur kedalaman dengan bantuan data checkshoot. Untuk mengkonversi peta struktur yang berdomain waktu menjadi peta struktur berdomain kedalaman adalah dengan membuat hubungan linear antara kecepatan dengan elevasi di mana menghasilkan sebuah persamaan linear satu atau dua periode.

3.4.7 Pembuatan Model Inisial Inversi

Inversi seismik merupakan teknik dalam membuat kondisi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai pengontrol. Dalam melakukan proses inversi seismik, langkah pertama adalah membuat model inisial atau model awal bawah permukaan. Model inisial adalah representatif dari bawah permukaan bumi yang didapatkan dari data log densitas, log sonik, dan log impedansi-P pada data sumur yang diinterpolasi dan ekstrapolasi serta dikontrol secara lateral oleh horizon pada data seismik. Gambar 3.8 dan Gambar 3.9 merupakan representatif bawah permukaan pada Lapangan Dalihan Natolu di mana terdapat 3 lapisan di antara marker *BRF_Top* dan *Basement* berdasarkan harga impedansi akustik. Setelah dilakukan pembuatan model awal impedansi akustik, maka dilakukan proses analisis kesalahan (*error*) inversi impedansi akustik di mana bertujuan untuk menganalisis nilai *error* dari hasil inversi seismik sebelum melakukan proses inversi impedansi akustik.



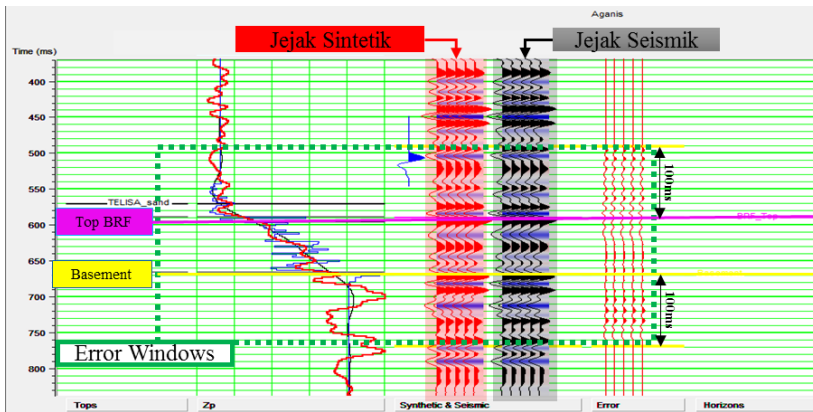
Gambar 3. 8 Model Inisial pada Inline 2154



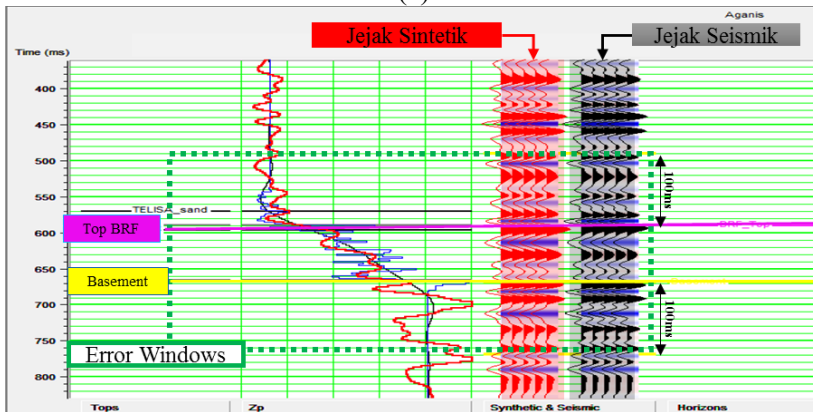
Gambar 3. 9 Model Inisial pada Xline 10134

Parameter awal untuk menganalisa inversi diantaranya yakni lebar *error window* yaitu -100ms dari marker *Top BRF* dan +100ms dari marker *Basement* dengan *processing time window* dari 0-1500ms mrnggunakan wavelet *Statical* dengan panjang gelombang 100ms. Pada penelitian ini, terdapat dua analisis inversi impedansi akustik yakni analisis inversi *Modelbased* dan analisis inversi *Bandlimited*.

Pada inversi *Model Based*, parameter yang digunakan yaitu *soft constrain* sebesar 0.03, *prewhitening* sebesar 1% dan jumlah iterasi sebesar 10. Dan pada inversi *Bandlimited* yaitu *constrain high-cut frequency* sebesar 10Hz.



(a)



(b)

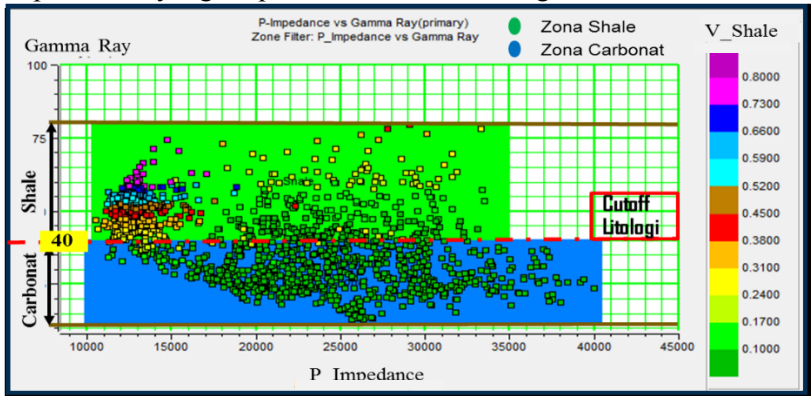
Gambar 3. 10 Analisis Kesalahan (*error*) Inversi (a) *Modelbased* ; (b) *Bandlimited*

Gambar 3.10 mepresentasikan hasil analisis kesalahan (*error*) pada inversi *Modelbased* dan *Bandlimited*. Dari hasil analisis kesalahan (*error*) menunjukkan bahwa pada inversi *Modelbased* nilai korelasinya sebesar 0.98 sedangkan pada inversi *Bandlimited* nilai korelasinya sebesar 0.95. Dari besar nilai korelasi dan perbedaan wavelet antara inversi *Modelbased* dan inversi *Bandlimited* maka pada penelitian ini menggunakan inversi *Modelbased* untuk analisis karakteristik reservoir.

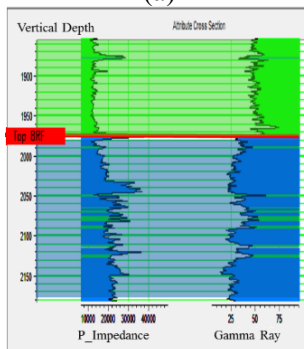
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas bertujuan untuk mengetahui karakteristik dari reservoir berdasarkan data sumur. Analisis sensitivitas ini dilakukan dengan membuat *crossplot* antara log *gamma ray* dan data impedansi-P (hasil perkalian antara log *densitas* dan P-wave) dengan *colour key* data volume *shale* untuk mengetahui litologi batuan dan *crossplot* antara log porositas dan data impedansi-P dengan *colour key* menggunakan data petrofisika saturasi air untuk mengetahui nilai impedansi-P yang berpotensi memiliki kandungan hidrokarbon.



(a)

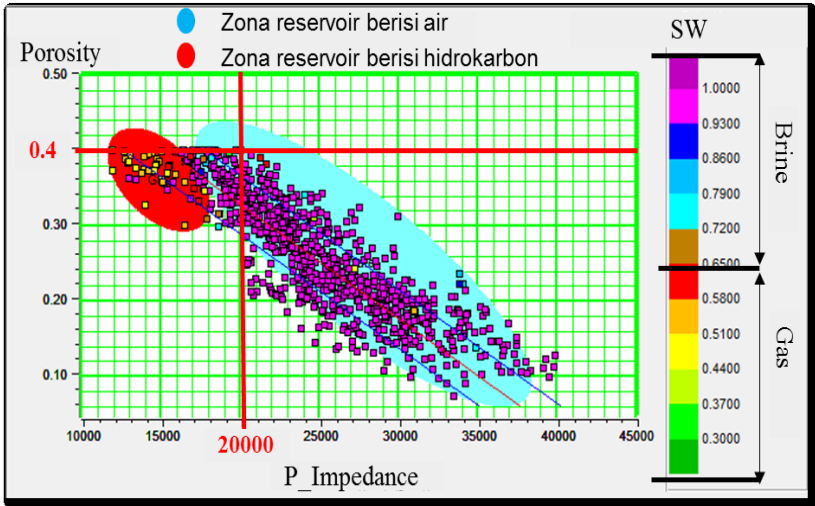


(b)

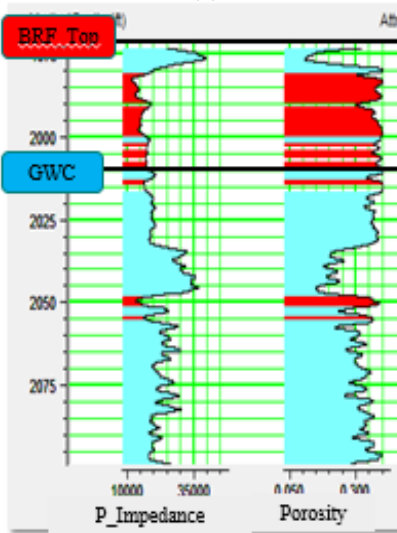
Gambar 4. 1 (a) Crossplot Gamma Ray dengan Impedansi-P; (b) Cross Section Crossplot

Gambar 4.1(a) merupakan *crossplot* antara log *gamma ray* dengan impedansi-P pada sumur Aganis yang mempresentasikan adanya pemisahan litologi batuan antara zona litologi *shale* (hijau) dan litologi karbonat (biru), dengan menggunakan *colour key* berdasarkan data volume *shale* didapatkan harga cutoff sebesar 40 API yang dimana memiliki pengertian bahwa diatas nilai *gamma ray* sebesar 40 API memiliki litologi batuan *shale* dan litologi batuan yang memiliki nilai *gamma ray* di bawah 40 API merupakan litologi batuan karbonat. . Pada *crossplot* ini zona reservoir berada pada nilai *gamma ray* di bawah 80 API, data impedansi-P dengan range nilai 10000-40000 (ft/s) (g/cc). Gambar 4.1(b) merupakan *crosssection* batas litologi batuan berada pada kedalaman 1988 ft di mana disesuaikan dengan data marker *BRF_Top*.

Gambar 4.2(a) merupakan *crossplot* antara log porositas dengan data impedansi-P. Harga impedansi-P pada *crossplot* memiliki range nilai sebesar 10000 - 40000 (ft/s) (g/cc), nilai porositas maksimal 0,4 dan nilai saturasi air sebesar 0,3 – 1. Dari hasil *crossplot* berdasarkan 3 parameter di mana korelasi berdasarkan kedalaman pada data sumur Aganis mendapatkan hasil bahwasanya jika nilai impedansi di bawah 20000(ft/s) (g/cc), di mana memiliki saturasi air yang relatif rendah dengan nilai porositas batuan yang tinggi mencapai 40%. Dengan harga nilai saturasi air yang rendah, dan memiliki porositas lebih dari 0.25 atau 25% (tergolong isitimewa (Koesoemadinata, 1978)), maka 20000 (ft/s) (g/cc) merupakan nilai batas impedansi-P yang berpotensi memiliki kandungan hidrokarbon. Gambar 4.2(b) menunjukan *cross section* kandungan saturasi air pada data impedansi-P dan log porositas di mana GWC (*Gas Water Contact*) atau batas antara air dengan gas berada pada kedalaman 2017 ft.



(a)



(b)

Gambar 4. 2 (a) Crossplot Porositas dengan Impedansi-P; (b) Cross Section Crossplot

Tabel 4. 1 Skala penentuan kualitas nilai porositas batuan (Koesoemadinata, 1978)

Harga Porositas (%)	Skala
0-5	Diabaikan
5-10	Buruk
10-15	Cukup
15-20	Baik
20-25	Sangat Baik
>25	Istimewa

4.2 Analisis *Tuning Thickness*

Analisis *tuning thickness* dilakukan untuk mengetahui ketebalan minimum dari resevoir yang masih dapat dibaca oleh data seismik. Sebagaimana perhitungan untuk mengetahui ketebalan *tuning* didapatkan dari perhitungan seperempat dari panjang gelombang pada data seismik sehingga data yang dibutuhkan adalah data kecepatan(v), frekuensi dominan data seismik, dan ketebalan resevoir dari data sumur Aganis. Kemampuan dalam memberikan informasi secara vertikal (resolusi vertikal) data seismik lebih rendah daripada data sumur yang dimana pada penelitian ini resolusi vertikal data seismik sebesar 86ft sedangkan ketebalan lapisan yang berpotensi mengandung gas sebesar 32ft yang menyebabkan data seismik tidak dapat memberikan informasi terdapatnya akumulasi gas.

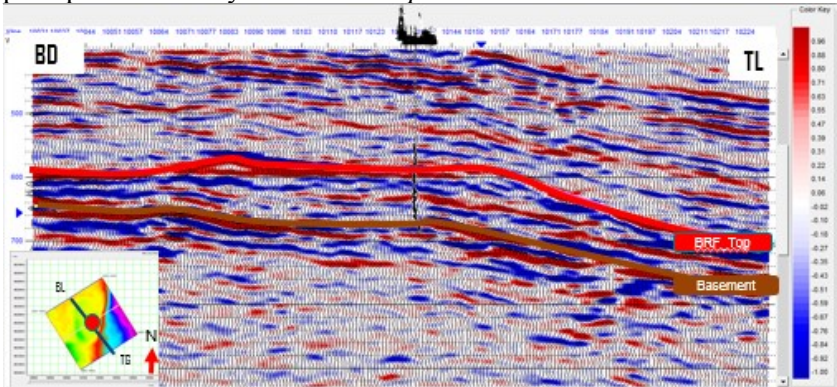
Tabel 4. 2 Hasil analisis *tuning thickness*

Sumur	Tebal reservoir (ft)	Kecepatan Rata-rata (ft/s)	Frekuensi Dominan (Hz)	<i>Tuning Thickness</i> ($1/4\lambda = v/f$)
Aganis	32	8589	25	86

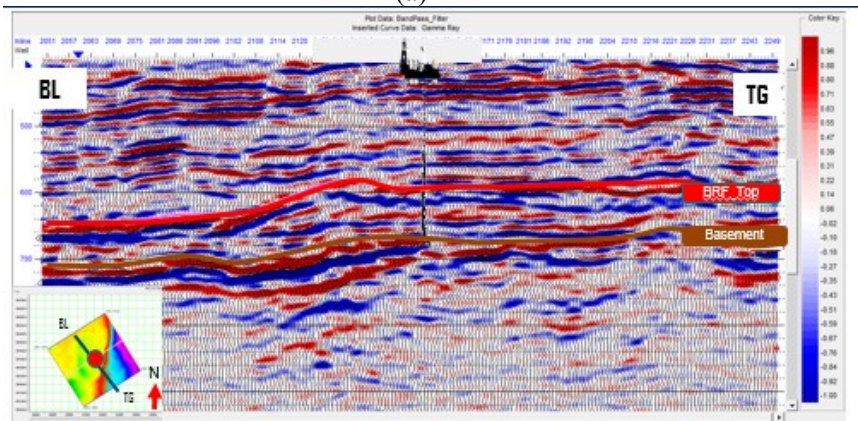
4.3 Peta Struktur Waktu dan Kedalaman

Pada dasarnya, peta struktur merupakan sebuah penampang geometri dengan domain tertentu. Data seismik pada dasarnya berdomain waktu, maka dari itu peta struktur pada penelitian ini adalah peta struktur waktu di mana tidak memberikan informasi tentang elevasi kedalaman. Interpretasi horizon dilakukan pada

penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi lapisan pada data seismik secara lateral yang disesuaikan dengan data marker pada sumur Aganis. Pada penelitian ini, proses *picking* horizon berada pada *zero crossing* di mana berada pada puncak dari *Peak* ataupun *Trough* yang disesuaikan dengan parameter fase gelombang seismik pada penelitian ini yaitu *minimum phase*.



(a)

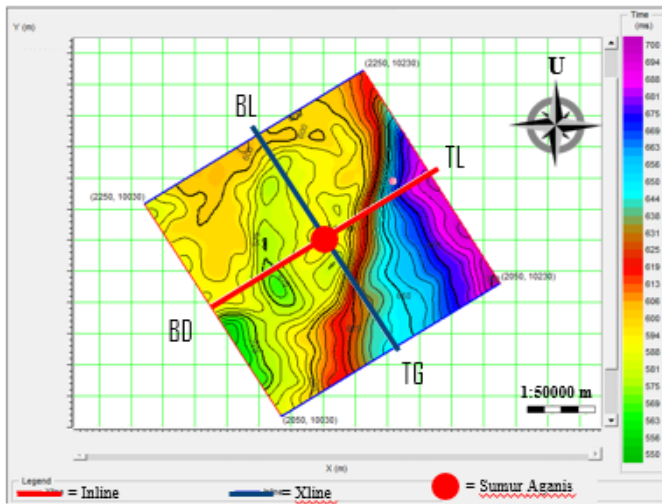


(b)

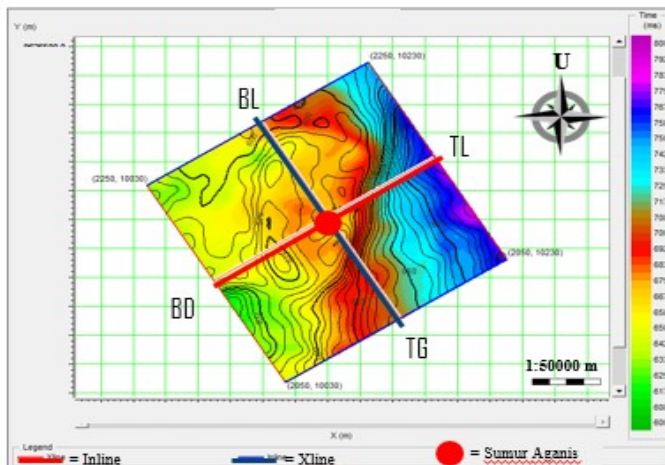
Gambar 4.3 Hasil interpretasi horizon pada (a) Inline 2154 , (b) Xline 10134

Gambar 4.4 merupakan peta struktur waktu berdasarkan horizon *BRF_Top* dan *Basement* pada *Inline 2154* dan *Xline 10134*. Range besaran waktu pada marker *Top_BRF* sebesar 550ms – 700ms

dan *Basement* sebesar 600ms – 800ms di mana besar waktu penjalaran gelombang seismik tersingkat direpresentasikan oleh warna hijau sedangkan waktu terlama direpresentasikan oleh warna ungu.

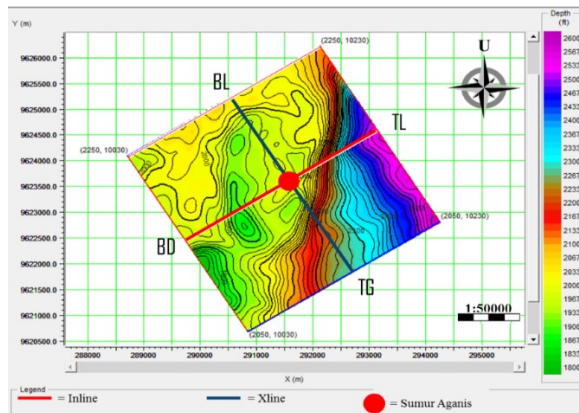


(a)

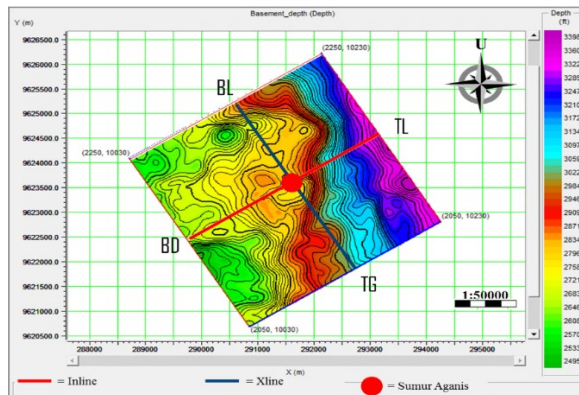


Gambar 4. 4 Peta struktur waktu pada Horizon (a) BRF_Top; (b) Basement dengan jarak kontur 50ms

Peta struktur dalam domain waktu tidak dapat memberikan informasi perbedaan elevasi kedalaman. Pada penelitian ini, untuk mendapatkan peta struktur kedalaman, maka dilakukannya konversi domain waktu menjadi kedalaman dengan menggunakan hubungan linear antara waktu dan kedalaman pada data *checkshot*. Gambar 4.5 merupakan peta struktur kedalaman pada horizon *BRF_Top* dan *Basement* yang memiliki elevasi kedalaman terdangkal direpresentasikan oleh warna hijau dan elevasi kedalaman terdalam direpresentasikan oleh warna ungu.



(a)

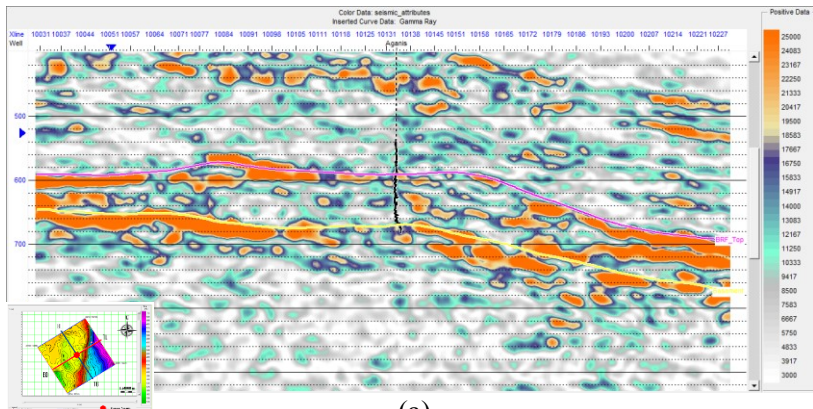


(b)

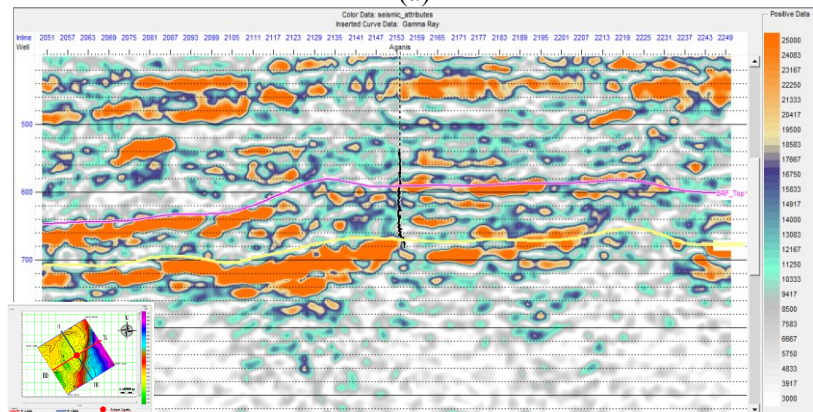
Gambar 4. 5 Peta struktur kedalaman pada horizon (a) *BRF_Top* ; (b) *Basement* dengan jarak kontur 100m

4.4 Analisis Atribut Seismik

Atribut seismik didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Barnes, 1999). Analisis atribut seismik diperlukan sebagai alat bantu dalam interpretasi seismik untuk mengidentifikasi anomali yang tidak terlihat secara jelas dari data seismik konvensional. Pada penelitian ini, analisis atribut seismik digunakan untuk mengetahui penyebaran reservoir pada Lapangan Dalihan Natolu berdasarkan nilai amplitudo seismik. Gambar 4.6 merupakan contoh penampang seismik berdasarkan nilai amplitudo sesaat (*instantaneous amplitude*) pada Inline dan Xline sumur Aganis pada Lapangan Dalihan Natolu. Gambar 4.6 merupakan penampang atribut amplitudo seismik yang memiliki nilai antara 4000 – 21000. Warna putih pada Gambar 4.6 merepresentasikan nilai amplitudo terkecil, sedangkan warna orange merepresentasikan nilai amplitudo terbesar. Perubahan amplitudo secara lateral, diindikasikan memiliki pengendapan batuan yang berbeda, pada Gambar 4.6 terlihat terdapatnya *build up* yang ditandai dengan perubahan nilai amplitudo tinggi menjadi rendah secara lateral yang dibatasi oleh horizon *BRF_Top* dan *Basement*.



(a)

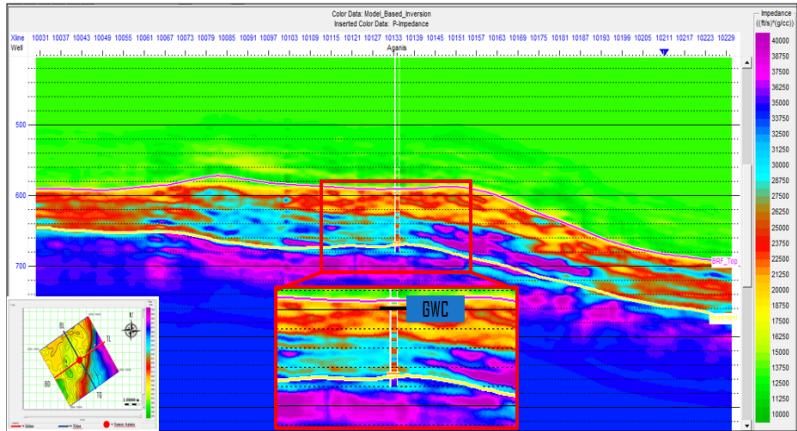


(b)

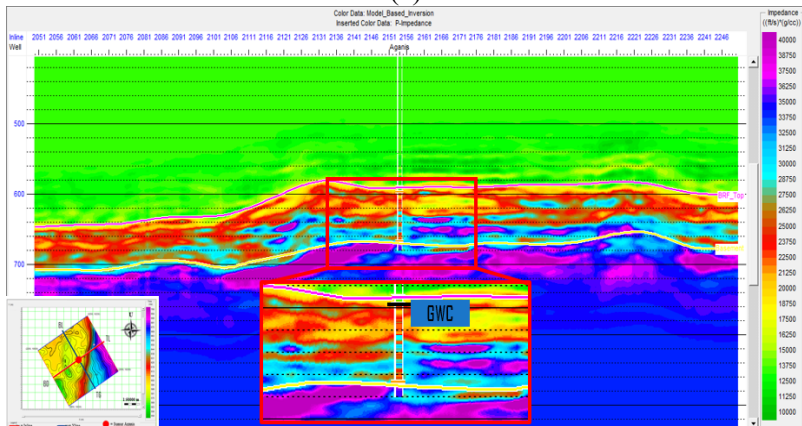
Gambar 4. 6 Hasil atribut seismik pada (a)Inline 2154 dan (b)Xline 10134

4.5 Analisis Inversi Seismik

Gambar 4.7 merupakan hasil inversi seismik akustik impedansi dengan range nilai impedansi sebesar 11000 – 45000 (ft/s)(g/cc) di mana nilai impedansi yang tinggi direpresentasikan oleh warna ungu dan nilai impedansi yang rendah direpresentasikan oleh warna hijau.



(a)

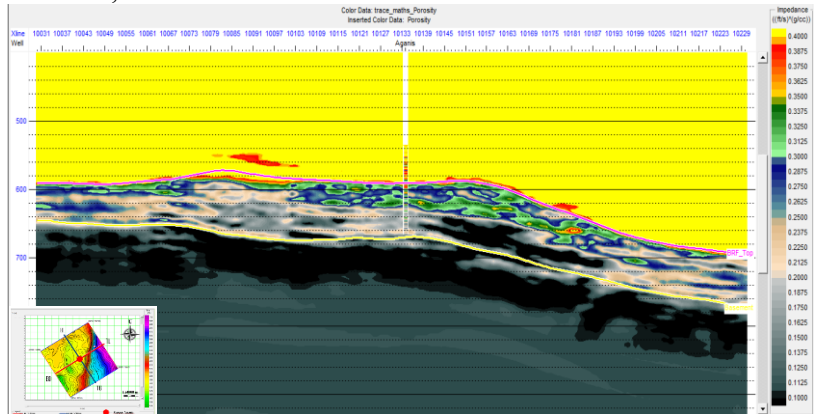


(b)

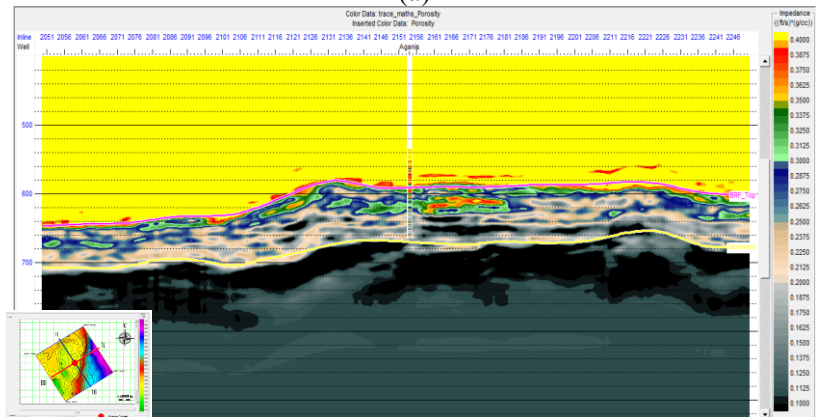
Gambar 4. 7 Hasil inversi *Modelbased* pada (a)Inline 2154 dan (b)Xline 10134

Untuk mengetahui penyebaran porositas reservoir pada Lapangan Dalihan Natolu maka dilakukan pembuatan prediksi penyebaran porositas berdasarkan hasil inversi *Modelbased* dengan menggunakan hubungan regresi antara impedansi-P dengan log porositas. Hubungan regresi antara impedansi dengan log porositas pada analisis sensitivitas (Bab 4.1) yang mendapatkan sebuah persamaan $y = -1.51042e-005x + 0.630421$, dengan y merupakan

nilai prediksi porositas, dan x adalah nilai impedansi dengan error sebesar 0,09.



(a)



(b)

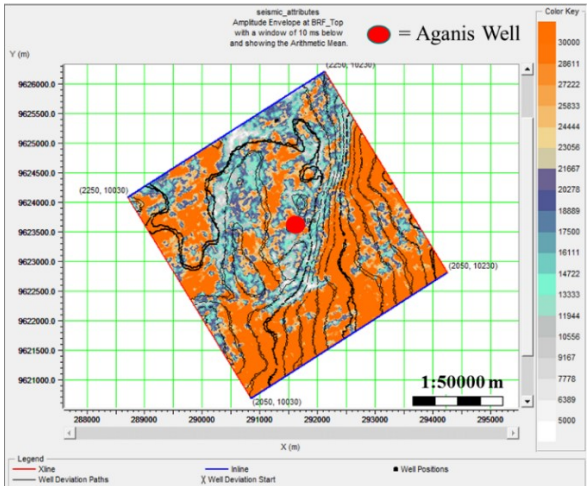
Gambar 4. 8 Hasil Prediksi Penyebaran Porositas berdasarkan hasil inversi *Modelbased* pada (a) Inline 2154 dan (b) Xline 10134

Gambar 4.8 merupakan contoh prediksi penyebaran porositas berdasarkan hasil inversi *Modelbased* pada Inline 2154 dan Xline 10134. Berdasarkan hasil prediksi penyebaran porositas, penyebaran nilai maksimal porositas pada reservoir Batu Raja di Lapangan Dalihan Natolu sebesar 0,45. Warna kuning pada Gambar 4.8

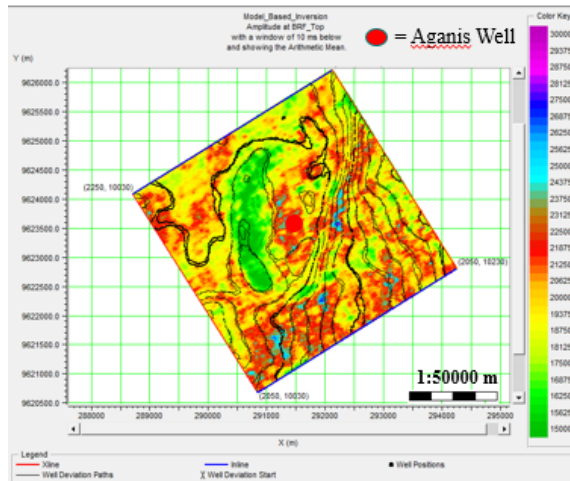
merepresentasikan harga porositas tertinggi, sedangkan warna hitam merepresentasikan harga porositas terendah.

4.6 Analisis Area Prospek

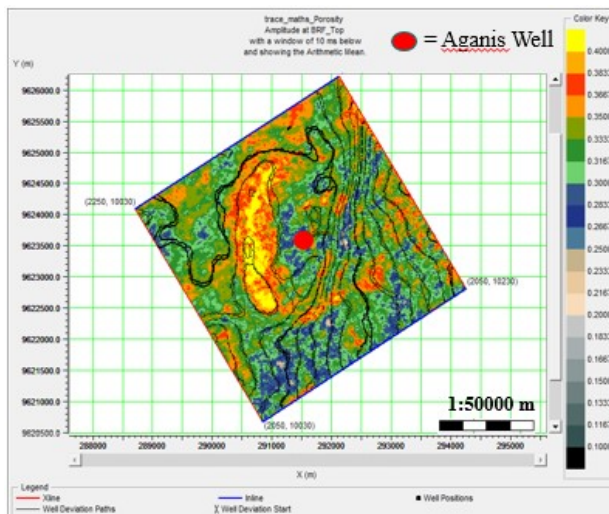
Dari hasil analisis atribut seismik dan inversi seismik, maka dilakukannya analisis area prospek menggunakan penampang geometri berdasarkan *slicing* +10ms dari *BRF_Top* pada atribut seismik dan inversi seismik.



Gambar 4. 9 Overlay peta struktur dengan hasil *slicing* atribut amplitudo seismik pada horizon *BRF_Top* +10ms dengan kontur 50ms



Gambar 4. 10 Overlay peta struktur dengan hasil *slicing* inversi *Modelbased* pada horizon BRF_Top +10ms dengan kontur 50ms



Gambar 4. 11 Overlay peta struktur dengan hasil *slicing* prediksi porositas pada horizon BRF_Top +10ms dengan kontur 50ms

Dapat dilihat dari Gambar 4.9 bahwasanya penyebaran resevoir berdasarkan atribut amplitudo seismik pada Lapangan “Dalihan Natolu” didominasi dengan amplitudo yang besar, namun

pada sumur memiliki amplitudo yang relatif rendah yang direpresentasikan oleh warna biru menuju putih.

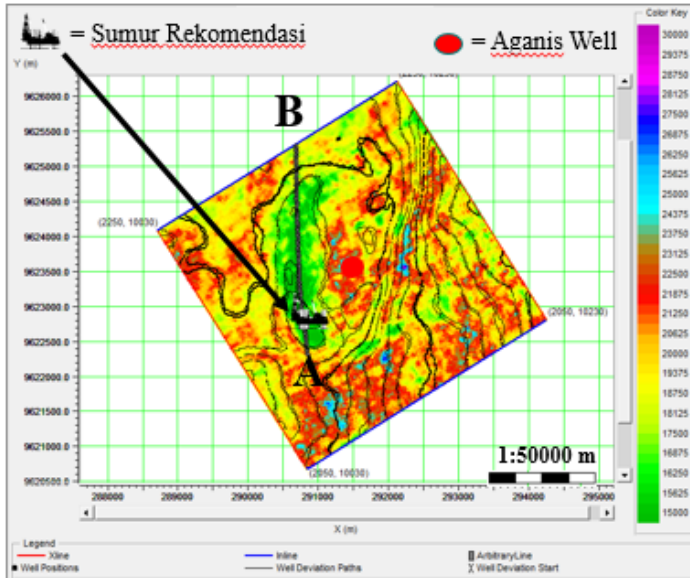
Variasi warna pada Gambar 4.10 merupakan penyebaran nilai impedansi-P dengan range sebesar 15000 – 30000 (ft/s)(g/cc) di mana nilai impedansi terendah direpresentasikan oleh warna hijau sedangkan nilai impedansi-P tertinggi direpresentasikan oleh warna ungu. Berdasarkan analisis sensitivitas, 20000 (ft/s)(g/cc) atau 610000(cm/s)(g/cc) merupakan *cutoff* nilai batas impedansi-P yang berpotensi memiliki kandungan hidrokarbon. Area yang berpotensi memiliki kandungan hidrokarbon berdasarkan peta penyebaran nilai impedansi-P pada Lapangan Dalihan Natolu yaitu area yang memiliki nilai impedansi-P di bawah 20000 (ft/s)(g/cc) atau 610000(cm/s)(g/cc) di mana disesuaikan dengan analisis sensitivitas pada sumur Aganis.

Gambar 4.11 merupakan prediksi peta penyebaran porositas berdasarkan hasil inversi seismik *Modelbased* di mana memiliki harga prediksi porositas maksimal sebesar 0,45 atau 45%. Harga porositas terbesar direpresentasikan oleh warna kuning sedangkan harga porositas yang terkecil direpresentasikan oleh warna hitam.

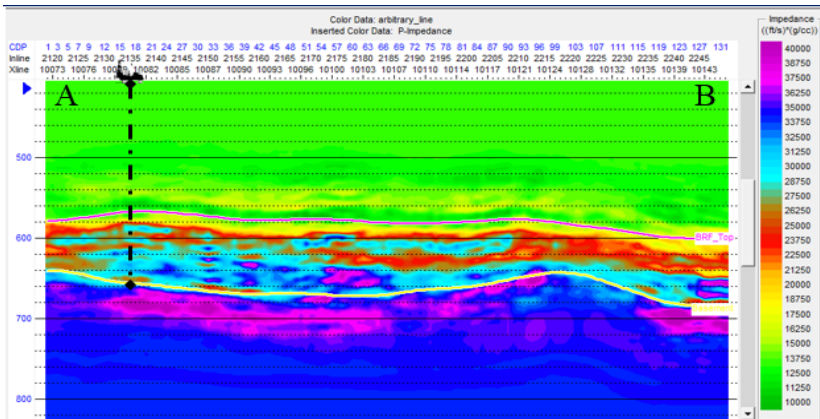
Nilai impedansi-P pada sumur Aganis berdasarkan hasil peta penyebaran impedansi-P pada Lapangan Dalihan Natolu sebesar 20257 (ft/s)(g/cc) dan harga prediksi porositas pada sumur Aganis berdasarkan peta prediksi penyebaran porositas hasil inversi seismik *Modelbased* sebesar 0.32 atau 32%.

4.7 Rekomendasi Titik Eksplorasi

Pada penelitian ini, untuk perkembangan eksplorasi potensi hidrokarbon di Indonesia terkhusus di Formasi Baturaja, Cekungan Sumatera Selatan, penelitian ini merekomendasikan titik sumur untuk pengambilan data dan sampel batuan untuk mengetahui keberadaan hidrokarbon pada Lapangan Dalihan Natolu berdasarkan analisis atribut dan analisis inversi seismik.



Gambar 4. 12 Lokasi Sumur Rekomendasi



Gambar 4. 13 Letak sumur pada penampang seismik

Lokasi sumur yang direkomendasikan untuk pengembangan pada Lapangan Dalihan Natolu berada pada koordinat X= 290809.6; Y= 9622683 dengan nilai amplitudo yang relatif rendah, prediksi nilai impedansi-P sebesar 14271 (ft/s)(g/cc) dan prediksi harga porositas sebesar 0.42 atau 42%.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil dan pembahasan yang telah dilakukan pada penelitian ini didapatkan beberapa kesimpulan yang diantaranya sebagai berikut:

1. Berdasarkan analisis sensitifitas batuan maka didapatkan analisa sebagai berikut:
 - a. Batas litologi batuan karbonat dengan batuan lempung sebesar 40 API yang dimana diperoleh dari cossplot antara *Gamma Ray* dengan Impedansi batuan dengan dukungan pewarnaan oleh volume *shale*.
 - b. Data sumur Aganis memiliki variasi harga impedansi sebesar 10000 - 40000 (ft/s)(g/cc), nilai porositas maksimal 0,4 atau 40% dan nilai saturasi air sebesar 0,3 – 1 yang dibatasi marker *BRF_Top* dan *Basement*. Pada saat harga impedansi di bawah 20000(ft/s)(g/cc), memiliki saturasi air yang relatif rendah dengan nilai porositas lebih dari 0.25 atau 25%. Dengan harga nilai saturasi air yang rendah, dan memiliki porositas lebih dari 25% yang tergolong isitimewa (Koesoemadinata, 1978), maka 20000 (ft/s)(g/cc) merupakan nilai batas nilai impedansi potensi hidrokarbon.
2. Karakterisasi reservoir berbasis analisis atribut amplitudo seismik dan inversi seismik impedansi akustik adalah sebagai berikut :
 - a. Karakterisasi reservoir berbasis atribut amplitudo seismik memiliki sebaran nilai amplitudo yang bervariasi dengan range 4000 – 21000.
 - b. Karakterisasi reservoir berbasis inversi seismik impedansi akustik memiliki sebaran nilai impedansi yang bervariasi dengan range 11000 – 45000 (ft/s)(g/cc) dengan nilai prediksi porositas maksimal 0.45 atau 45 %.
3. Area berpotensi pada Lapangan Dalihan Natolu yaitu area yang memiliki nilai amplitudo yang rendah, nilai impedansi <20000 (ft/s)(g/cc) dan harga porositas batuan lebih dari 0.25 atau 25%.

4. Sumur rekomendasi untuk dilakukannya pengambilan data dan sampel batuan untuk pengembangan pada Lapangan Dalihan Natolu berada koordinat Berdasarkan hasil analisa atribut seismik dan inversi, rekomendasi titik pengeboran baru berada pada koordinat $X= 290809.6$; $Y=9622683$ dengan parameter nilai impedansi $14271 \text{ (ft/s)(g/cc)}$ dengan harga prediksi porositas sebesar $0,42$ atau 42% .

5.2 Saran

Hal yang disarankan untuk penelitian selanjutnya pada Lapangan Dalihan Natolu ialah:

1. Lebih memastikan bagaimana penyebaran fasies dengan menggunakan data *core* batuan.
2. Pengambilan DST (*Drill System Test*) di mana menjadi data pendukung dalam analisis kandungan fluida.
3. Perlu dilakukan analisis multi-atribut di mana sebagai analisis pembandingan.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G. dan Krygowski, D, 2004. *Basic Well Log Analysis 2nd Edition*. Tulsa, Oklahoma.: The American Association of Petroleum Geologist.
- Barnes, A. E., 1999. *Seismik Attributes: past, present and future..* s.l.:SEG 1999 Expanded Abstracts.
- Bateman, R. M., and C. E. Konen,, 1977. The Log Analyst And The Programmable Pocket Calculator: The Log Analyst, .. Volume , v. 18, p. p. 3–11.
- Bishop, M. G., 2001. *SOUTH SUMATRA BASIN PROVINCE,INDONESIA: THE LAHAT/TALANG AKAR*, s.l.: U.S Department of The Interior U.S Geological Survey.
- Blake., 1989. *The Geological Regional and Tectonic of South Sumatera Basins.* s.l.:Proceeding Indonesia Petroleum Association 11th Annual Convention.
- Bracewell, R. N., 1978. *The Fourier Transform and its Application.* 2nd Edition ed. s.l.:McGraw-Hill.
- Daly, M.C., Hooper, B.G.D., dan Smith, D.G, 1987. *tertiary Plate Tectonics and Basin Evolution in Indonesia.* s.l.:16th Annual Convention.
- Darling, T., 2005. *Well Logging and Formation Evaluation.* UK.: Gulf Professional Publishing.
- De Coster, G. L., 1974. The Geology of the Central and South Sumatera Basins. *Proceeding IPA*, pp. 77-110.
- Dewan, T., 1983. *Essentials Of Modern Open-Hole Log Interpretation.* Tulsa, Oklahoma, United State of America.: PennWell Corporation.
- Ginger, D. dan Fielding, K, 2005. The Petroleum System and Future Potential of the South Sumatra Basin. *The Petroleum System and Future Potential of the South Sumatra Basin*, pp. 67-89.
- Hadi. T. and Simbolon, B, 1976. *The Carbonate Rocks of the Batu Raja Formation in its TypeLocality, Batu Raja, South Sumatra.* s.l.:IndonesianPetroleum Association Carbonate Symposium.
- Hall, R., 1995. Plate Tectonic Reconstructions of the Indonesian Region. *Proceedings Indonesian Petroleum Association*, pp. 71-84.

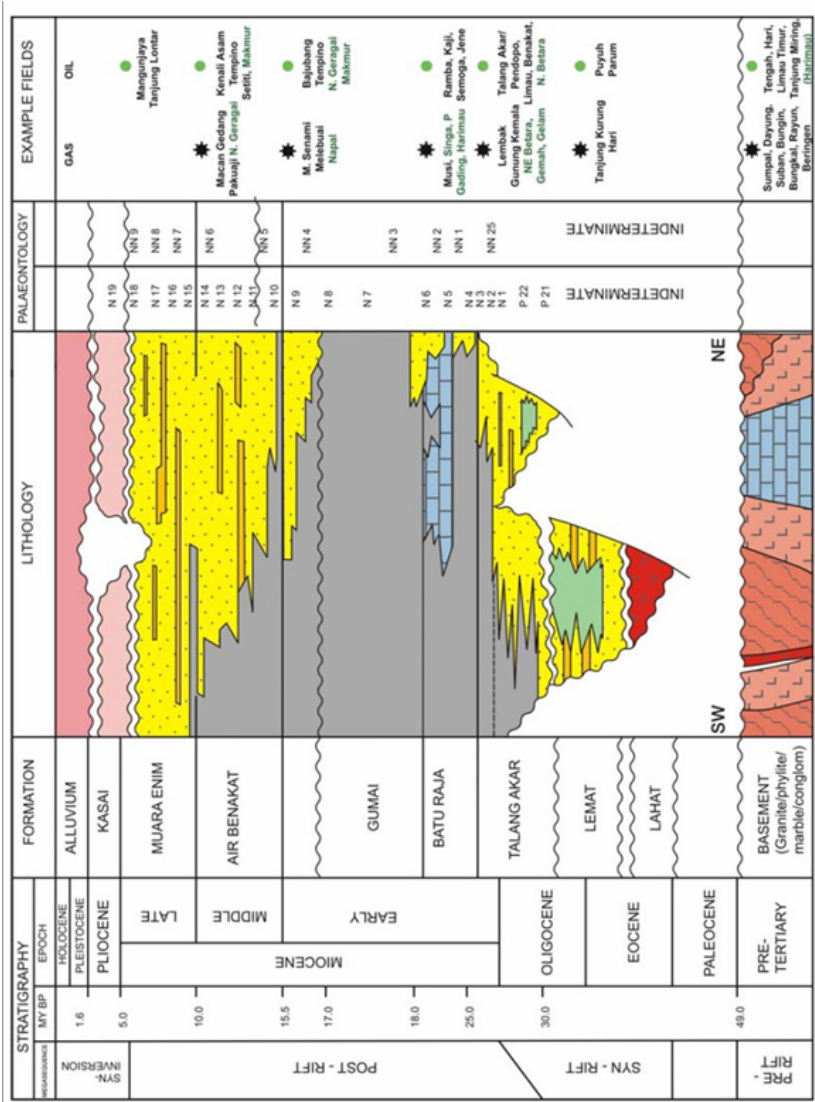
- Harsono, A., 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Edisi ke-8 ed. s.l.:Schlumberger Oilfield Services.
- Harsono, A., 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Services.
- Heidrick, T. a. K. A., 1993. *A Struktural and Tectonic Model of the Coastal Plain Block, Central Sumatra Basin*. 285-303 ed. s.l.:Proceeding Indonesian Petroleum Association, 22nd Annual Convention p.
- Koesoemadinata, R., 1978. *Geologi Minyak Bumi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Mastoadji, E. K., 2007. *Basic Well Log Interpretation*. s.l.:Handout of AAPG SC UNDIP Course.
- Munadi, S. D., 2000. *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Depok: Universitas Indonesia.
- Novotny, O., 1999. *Seismic Surface Waves*. Salvador,Bahia: Unversida Federal Da Bahia Centro De Pesquisa Em Geofisica E Geologia.
- Pertamina, 1996. Petroleum Geology Of Indonesia Basin. *Pertamina BPPKA*, Volume X.
- Pulunggono, A. dan Cameron, N, R.,, 1984. Sumatera Microplates. *Their Characteristic And Their Roll In The Evolution Of The Central And South Sumatera Basins*, May.pp. 121-143.
- Reynold, J., 1997.. *An Introduction to Applied and Environment Geophysics*. USA: Prentice Hall.
- Rider, M., 1999. *The Geological Interpretation of Well Logs*. England: Whittles Publishing Services.
- Rider, M., 1996. *The Geological Interpertation of Well Logs*. Caithness(Scotland): s.n.
- Rider, M., 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition (Second Edi)*. Sutherland, French: French Consulting Ltd..
- Russel, B. H., 1988. *Introduction to Seismic Inversion*. Tulsa: SEG.
- Russel, H., 1999. *Inversion Seismik in Strata..* USA: Software Service Ltd.
- Russell B, H., 1996. *Strata Workshop*. s.l.:Hampson-Russell Software Services Ltd.
- Russell, B. H., 1991. *Introduction to Seismic Inversion Methods*. 3 rd edition ed. s.l.: S.N. Domenico.

- Sheriff, R., 1977. *Limitations on resolution of seismic reflections and geologic detail derivable from them..* AAPG-Memoir No. 26, ed. Tulsa: AAPG.
- Simmons, J.L. and Backus, M.M, 1996. *Waveform-Based AVO Inversion And AVO Prediction-Error, Geophysics, ..* 61 ed. s.l.:s.n.
- Sismanto, 2006. *Dasar - Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik.* Yogyakarta: Laboratorium Geofisika FMIPA, UGM..
- Sukmono, S. dan A. Abdullah, 2001. *Karakteristik Reservoir Seismik.* Bandung: Lab. Geofisika Reservoir Teknik Geofisika ITB. .
- Sukmono, S., 1999. *Karakterisasi Reservoir Seismik.* Bandung: Geofisika, Institute Teknologi Bandung. .
- Sukmono, S., 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir.* Bandung: Departemen Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung.
- Taner, M. T., Koehler, F., Sheriff, R. E., 1979. *Complex Seismic trace analysis.* *Geophysics.* s.l.:s.n.
- Taner, M. T., 2001. *Seismic Attributes.* s.l.: Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder., September.
- Telford, 2001. *Applied Geophysics,* UK: Cambridge University Press.
- Umam, M. S., 2004. *Seismic Interpretation In Petroleum Exploration And Production.* Pekanbaru: Chevron.
- Veeken, P., 2007. *Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation.* 9780 0804 5311 8 ed. Amsterdam(Boston): Elsevier.
- Wolf, K., 1995. *Geometry and Dynamics in Refracting Systems.* pp. 14-20.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

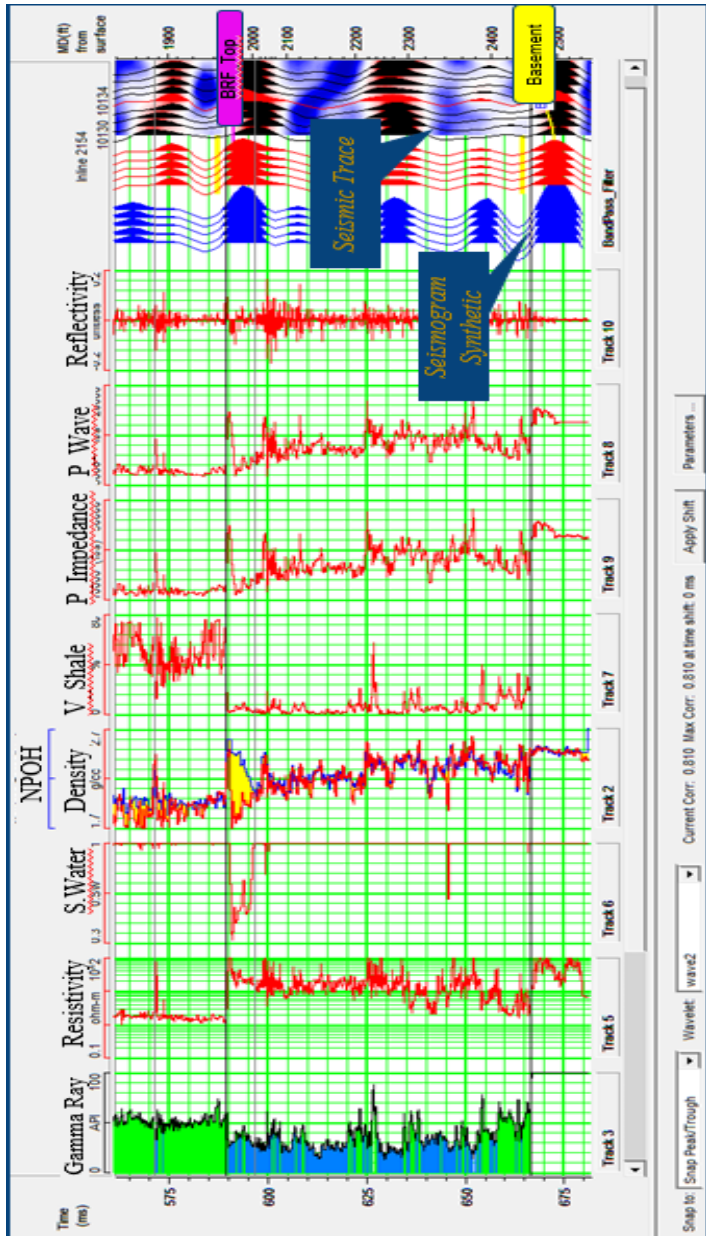
LAMPIRAN

Lampiran 1 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan



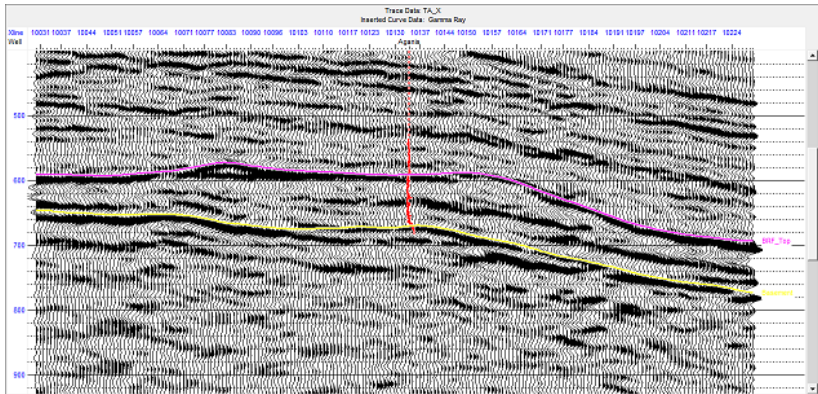
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

Lampiran 2 Data Sumur setelah *Well Seismic Tie*

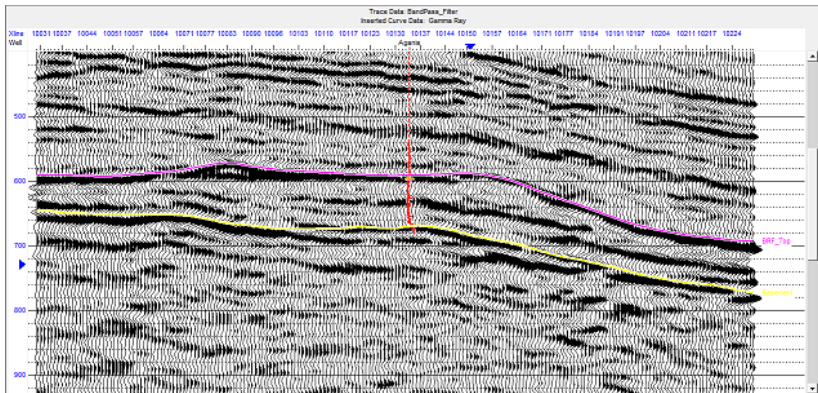


(Halaman ini sengaja dikosongkan)

Lampiran 3 Penampang Data Seismik Sebelum dan Sesudah *filtering*



Sebelum BandPass Filter



Sesudah *BandPass Filter*

(Halaman ini sengaja dikosongkan)