



TUGAS AKHIR - RF141501

KARAKTERISASI RESERVOIR GAS BIOGENIK PADA LAPANGAN
“TG” DENGAN MENGGUNAKAN ATRIBUT INVERSI AI DAN
DEKOMPOSISI SPEKTRAL

NATASSA ADI PUTRI
NRP. 3712100020

Dosen Pembimbing 1:
Dr. Dwa Desa Warnana
NIP. 19760123 200003 1001
Jurusan Teknik Geofisika ITS FTSP

Dosen Pembimbing 2:
Dr. Priatin Hadi Wijaya, S.T, M.T
NIP. 19741114 200502 1006
Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016



TUGAS AKHIR - RF141501

**KARAKTERISASI RESERVOIR GAS BIOGENIK PADA LAPANGAN
“TG” DENGAN MENGGUNAKAN ATRIBUT INVERSI IMPEDANSI
AKUSTIK (IA) DAN DEKOMPOSISI SPEKTRAL**

**NATASSA ADI PUTRI
NRP. 3712100020**

**Dosen Pembimbing 1:
Dr. Dwa Desa Warnana
NIP. 19760123 200003 1001
Jurusan Teknik Geofisika ITS FTSP**

**Dosen Pembimbing 2:
Dr. Priatin Hadi Wijaya, S.T, M.T
NIP. 19741114 200502 1006
Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan**

**JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016**



UNDERGRADUATE THESIS - RF141501

**BIOGENIC GAS RESERVOIR CHARACTERIZATION IN “TG” FIELD
USING ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION AND SPECTRAL
DECOMPOSITION**

**NATASSA ADI PUTRI
NRP. 3712100020**

Supervisor 1:

Dr. Dwa Desa Warnana

NIP. 19760123 200003 1001

Geophysical Engineering Dept. FTSP ITS

Supervisor 2:

Dr. Priatin Hadi Wijaya, S.T, M.T

NIP. 19741114 200502 1006

Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA

Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya 2016

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan **“Karakterisasi Reservoir Gas Biogenik Pada Lapangan ‘TG’ Dengan Menggunakan Inversi Impedansi Akustik dan Dekomposisi Spektral”** adalah benar benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 28 Juli 2016



Natassa Adi Putri

NRP. 3712100020

KARAKTERISASI RESERVOIR GAS BIOGENIK PADA LAPANGAN 'TG' DENGAN MENGGUNAKAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN DEKOMPOSISI SPEKTRAL

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Jurusan Teknik Geofisika
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui,

Dosen Pembimbing 1

Dosen Pembimbing 2

Dr. Dwa Desa Warnana

NIP. 197601232000031001

Dr. Priatin Hadi Wijaya,

NIP. 19741114 200502 1006



Mengetahui,

Kepala Laboratorium

Wien Lestari S.T., M.T.

NIP. 198110022012122003

KARAKTERISASI RESERVOIR GAS BIOGENIK PADA LAPANGAN “TG” DENGAN MENGUNAKAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN DEKOMPOSISI SPEKTRAL

Nama Mahasiswa : Natassa Adi Putri
NRP : 3712100020
Jurusan : Teknik Geofisika FTSP-ITS
Dosen Pembimbing : Dr. Dwa Desa Warnana
Dr. Priatin Hadi Wijaya, S.T., M.T

Abstrak

Gas Biogenik merupakan gas yang relatif dangkal terbentuk pada ekosistem lautan yang dangkal. Telah banyak ditemukan hidrokarbon dengan jenis gas biogenik di Indonesia, salah satunya adalah di Lapangan “TG”. Oleh karena itu, dibutuhkan karakterisasi reservoir pada lapangan ini untuk memvalidasi keterdapatan hidrokarbon dan mengetahui reservoir dari lapangan tersebut. Metode yang digunakan adalah metode inversi seismik model based dengan parameter hard constraint untuk mengetahui properti fisik dari reservoir Lapangan “TG” dan dekomposisi spektral dengan metode Continuous Wavelet Transform (CWT) untuk mengetahui akumulasi dari gas biogenik di reservoir tersebut. Inversi seismik kemudian di korelasikan dengan porositas sehingga membentuk penampang porositas pada daerah yang menjadi ketertarikan studi (interest) dan memiliki indikasi keterdapatan gas biogenik. Didapatkan bahwa Impedansi Akustik tinggi yang menjadi daerah interest merupakan reservoir karbonat dengan IA bernilai $4800-5300 (m/s)(g/cc)$ dan dominan frekuensi pada frekuensi 16 Hz.*

Kata Kunci : Dekomposisi Spektral, Gas Biogenik, Inversi Impedansi Akustik, Porositas

BIOGENIC GAS RESERVOIR CHARACTERIZATION IN “TG” FIELD USING ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION AND SPECTRAL DECOMPOSITION

Name of Student : Natassa Adi Putri
Student ID Number : 3712100020
Department : Geophysical Engineering FTSP-ITS
Supervisor : Dr. Dwa Desa Warnana
Dr. Priatin Hadi Wijaya, S.T., M.T

Abstact

Biogenic gas is a shallow gas accumulation usually founded in shallow marine deposition. This gas occur mostly in the Northern part of Java Island one of them is in “TG” field. Therefore, reservoir characterization in this field for validating hydrocarbon indicator is prominent. Seismic Acoustic Impedance Inversion model-based is one of the method to validate the hydrocarbon using hard constraint parameter. This method allow us to describe physical properties from seismic record. This property can lead us to correlate with porosity to estimate porosity distribution using linear regression. Moreover, this study using spectral decomposition method to identify gas accumulation in biogenic reservoir. By using Continuous Wavelet Transform to identify high frequency anomaly with Morlet wavelet parameter. The result shows interest zone study equivalent to 4800-5300 (m/s)(g/cc) and dominant frequency in 16 Hz.*

Keywords : *Biogenic Gas, Model based Inversion, Porosity, Spectral Decomposition*

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	v
ABSTRAK.....	vii
ABSTRACT	ix
KATA PENGANTAR	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR.....	xvii
DAFTAR TABEL	xx
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	2
1.2 Perumusan Masalah	4
1.3 Tujuan	4
1.4 Manfaat	4
1.5 Batasan Masalah.....	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	6
2.1 Geologi Regional	6
2.1.1 Cekungan Jawa Timur Utara	6
2.1.2 Evolusi Pengendapan Regional	8
2.1.3 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara	10
2.1.4 Formasi Zona Rembang.....	10
2.1.4.1 Formasi Tawun.....	10
2.1.4.2 Formasi Bulu	11

2.1.4.3	Formasi Wonocolo	11
2.1.4.4.	Formasi Ledok	12
2.1.4.5	Formasi Mundu dan Paciran	12
2.1.4.6	Formasi Lidah	13
2.2	Litologi Karbonat.....	15
2.3	Konsep Dasar Seismik Refleksi.....	17
2.4	Tras Sesimik	18
2.5	Resolusi Vertikal	19
2.6	Impedansi Akustik	20
2.7	Seismogram Sintetik	22
2.8	Inversi Seismik	23
2.8.1	Inversi Seismik Post stack Model based	24
2.9	Dekomposisi Spektral	28
2.9.1	Prinsip Dasar Dekomposisi Spektral.....	28
2.9.2	Anomali Frekuensi Rendah.....	29
2.9.3	Anomali Frekuensi Tinggi	32
2.10	Gas Biogenik	34
2.10.1	Faktor-faktor Pembentukan Gas Biogenik	35
2.10.2	Diagenesa Gas Biogenik Pada Lapangan “TG”	35
2.10.3	Penelitian Terdahulu	37
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		38
3.1	Metodologi Penelitian.....	39
3.1.1	Tahap Persiapan	40
3.1.2	Tahap Pengolahan Data.....	40

3.1.3	Tahap Analisa	41
3.1.4	Tahap Akhir	41
3.2	Diagram Alir Pengolahan Data	41
3.2.1	Persiapan Data	43
3.2.2	Penentuan Daerah <i>Interest</i>	44
3.2.2	Inversi Impedansi Akustik	45
3.2.2.1	Well seismic tie	45
3.2.2.2	Analisis Tuning Thickness	47
3.2.2.3	Picking Horizon (Penelusuran Horizon).....	47
3.2.2.4	Inversi Impedansi Akustik.....	48
3.2.2.5	Crossplot Porositas dan Impedansi Akustik	49
3.2.3	Dekomposisi Spektral	49
3.2.4	Interpretasi Reservoir.....	50
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....		51
4.1	Analisis <i>Top</i> dan <i>Bottom</i> Reservoir.....	51
4.2	<i>Input</i> dan <i>Conditioning</i> Data.....	55
4.3	<i>Well Seismic Tie</i>	58
4.4	Analisis <i>Tuning Thickness</i>	60
4.5	Inversi Impedansi Akustik	60
4.5.1	Membuat Model Awal.....	60
4.5.2	Melakukan Analisis Kelayakan Inversi(Quality Control)	61
4.5.3	Nilai Impedansi dan Korelasi	63
4.5.4	Pembuatan Penampang Porositas	68
4.6	Dekomposisi Spektral	70

4.6.1	Conditioning Data	70
4.7.2	Anomali Frekuensi Rendah dan Tinggi	71
4.7	Analisis <i>Crossplot</i>	75
4.7.1	Crossplot Antara Gamma ray dan Impedansi.....	75
4.7.2	Crossplot antara Impedansi P dan Porositas Sumur	76
4.8	Interpretasi Reservoir.....	78
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		81
5.1	Kesimpulan.....	81
5.2	Saran	81
DAFTAR PUSTAKA		83
BIODATA PENULIS		87

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Lapangan "TG" yang menjadi lokasi studi	6
Gambar 2. 2 Peta Geologi Jawa Timur Bagian Utara	8
Gambar 2. 3 Evolusi paleogeografik Jawa	9
Gambar 2. 4 Litostratigrafi Zona Rembang.....	14
Gambar 2. 5 Ilustrasi Lingkungan Pengendapan karbonat sheet.....	15
Gambar 2. 6 Ilustrasi Lingkungan pengendapan karbonat reefs	16
Gambar 2. 7 Ilustrasi Penjalaran Gelombang diantara dua medium.....	17
Gambar 2. 8 Prinsip Konvolusi	18
Gambar 2. 9 Efek Interferensi yang berhubungan dengan IA	19
Gambar 2. 10 Pengaruh beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik	21
Gambar 2. 11 Ilustrasi sintetik seismogram	22
Gambar 2. 12 Pembagian seismik inversi berdasarkan input data seismik	23
Gambar 2. 13 Respon seismik dengan domain frekuensi.....	30
Gambar 2. 14 Reservoir gas yang menunjukkan perbedaan reflektivitas.....	32
Gambar 2. 15 (a) merupakan penampang seismik yang menghubungkan antara lapisan tebal berporositas tinggi dan lapisan tipis berporositas rendah. (b) penampang isofrekuensi 20 Hz. (c) penampang isofrekuensi 50 Hz. (Yangdong Li, 2011).....	33
Gambar 2. 16 Diagram yang menunjukkan perkembangan hidrokarbon seiring dengan peningkatan temperatur dan waktu (Febriyanto,2014)	34

Gambar 2. 17 Ilustrasi fase awal pembentukan batuan induk gas biogenik.....	36
Gambar 3. 1 Metodologi Pelaksanaan Tugas Akhir.....	39
Gambar 3. 2 Diagram alur pengolahan data dan interpretasi	42
Gambar 3. 3 Lokasi lintasan seismik dan sumur dari Lapangan "TG".....	43
Gambar 3. 4 Log yang dilibatkan dalam analisis quicklook untuk menentukan daerah interest dengan kotak merah sebagai indikasi daerah interest.....	45
Gambar 3. 5 Wavelet yang digunakan berupa statistical wavelet.....	46
Gambar 3. 6 Pengikatan data sumur TG-1 dan data seismik.....	46
Gambar 3. 7 Proses penelusuran horizon berdasarkan analisis daerah interest (top dan bottom).....	47
Gambar 3. 8 Alur kerja inversi model based (Hampson and Russell, 1999).....	48
Gambar 3. 9 Spektrum amplitudo pada daerah interest.....	50
Gambar 4. 1 Hasil coring pada sumur TG-1 merupakan reservoir karbonat Globigerina pada kedalaman 941.22 m.....	51
Gambar 4. 2 Gambar daerah interest dan payflag (berwarna kuning di kolom log bagian kiri). Kolom bagian kanan merupakan kurva Vshale dengan batas litologi antara shale dan sand sebesar 0.35.....	52
Gambar 4. 3 Kombinasi antara log porositas dan densitas yang memberikan indikasi terhadap hidrokarbon berupa gas	54
Gambar 4. 4 Data yang sudah dilakukan conditioning dan dimasukkan data checkshot.....	55
Gambar 4. 5 Quicklook Interpretation pada data seismik line TG3-9	57

Gambar 4. 6 Pengikatan Data Sumur ke dalam data seismik pada sumur TG-1 dengan korelasi sebesar 0.763	59
Gambar 4. 7 Model yang digunakan untuk melakukan inversi dengan menggunakan highcut frequency 10-15 Hz	61
Gambar 4. 8 Analisis hasil inversi yang menunjukkan error antara hasil inversi, initial model, dan data log. Target yang dicapai adalah nilai error yang kecil dan korelasi yang besar.	62
Gambar 4. 9 Penampang impedansi hasil inversi dengan inset yang menunjukkan beberapa anomali dalam impedansi	66
Gambar 4. 10 Hubungan Antara Impedansi Inversi dan Impedansi Sumur.....	67
Gambar 4. 11 Hubungan antara impedansi hasil inversi dengan porositas sumur	68
Gambar 4. 12 penampang porositas hasil kalkulasi persamaan linear pada gambar 4.10	69
Gambar 4. 13 Penampang seismik yang telah dilakukan filter bandpass dan structural smoothing kotak merah sebagai daerah reservoir yang akan dianalisis.	70
Gambar 4. 14 Peta Distribusi isofrekuensi pada Trace 412 (a) Wavelet Morlet (b) wavelet Gaussian	71
Gambar 4. 15 Penampang isofrekuensi 13 Hz overlay dengan lintasan seismik TG3-9.....	72
Gambar 4. 16 Penampang isofrekuensi 16 Hz overlay dengan lintasan seismik TG3-9.....	73
Gambar 4. 17 Penampang isoFrekuensi 40 Hz overlay dengan lintasan seismik TG3-9.....	73
Gambar 4. 18 Crossplot antara Impedansi P dan Gamma ray pada sumur TG-1	75
Gambar 4. 19 Hasil cross-section sumur TG-1 dari poligon pada gambar 4.18.....	76

Gambar 4. 20 Crossplot antara Impedansi P dan Porositas Sumur TG-1.....	77
Gambar 4. 21 Hasil Cross-Section sumur TG-1 pada poligon di gambar 4.20 menunjukkan daerah reservoir karbonat dengan kandungan gas biogenik.....	78

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Daftar kelengkapan log untuk tiap sumur.....	43
Tabel 4. 1 Korelasi data sumur dengan data seismik TG3-9.....	59
Tabel 4. 2 Parameter Kelayakan Inversi dan Fungsinya dalam model impedansi awal.....	64

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kepada Allah SWT karena atas rahmat-Nya sehingga laporan Tugas Akhir yang bekerja sama dengan Pusat Pengembangan dan Penelitian Geologi Kelautan (P3GL) berjudul “Karakterisasi Reservoir Gas Biogenik pada Lapangan “TG” dengan Menggunakan Inversi Impedansi Akustik dan Dekomposisi Spektral” ini dapat terselesaikan.

Pelaksanaan dan penyusunan Laporan Tugas Akhir ini tidak terlepas dari bimbingan, bantuan, dan dukungan berbagai pihak. Pada kesempatan ini, saya mengucapkan terima kasih kepada:

1. Orang tua yang senantiasa memberikan dukungan baik secara batin dan jasmaniah
2. Bapak Dr. Widya Utama, DEA selaku ketua jurusan Teknik Geofisika ITS dan membantu penyusunan Tugas Akhir menjadi lebih terintegrasi.
3. Bapak Dr. Dwa Desa Warnana dan Bapak Firman Syaifuddin atas segala ilmu dan bimbingannya.
4. Bapak Dr. Priatin Hadi Wijaya, selaku Pembimbing II yang telah banyak membantu dan bersedia memfasilitasi data instansi serta menjadi pembimbing selama pengerjaan tugas akhir.
5. Seluruh dosen Departemen Teknik Geofisika ITS yang telah banyak memberikan ilmu selama penulis melakukan studi di Jurusan Teknik Geofisika ITS.
6. Staff Departemen Teknik Geofisika ITS, atas bantuan teknis yang penulis dapatkan selama menjadi mahasiswa Teknik Geofisika ITS.
7. Teman-teman TG-1, khususnya tiga sahabat; Yulia, Nova, Innanda yang selalu mendukung dan menyemangati dalam pengerjaan tugas akhir.
8. Seluruh Mahasiswa Teknik Geofisika ITS yang telah menjadi bagian penulis selama kuliah di Jurusan Teknik Geofisika ITS.
9. Semua pihak yang tidak dapat dituliskan satu per satu oleh penulis, terima kasih banyak atas doa dan dukungannya.

Semoga Allah membalas semua kebaikan semua pihak diatas dengan sebaik- baiknya.

Penulis menyadari banyaknya kekurangan dalam penulisan tugas akhir ini, oleh karena itu, kritik dan saran sangat dianjurkan agar angkatan berikutnya dapat menjadi lebih baik lagi.

Surabaya, 28 Juli 2016

Natassa Adi Putri
3712100020

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Aktivitas eksplorasi dan pengembangan metode geofisika untuk menginterpretasikan keadaan bawah bumi memiliki banyak faktor ketidakpastian. Hal ini disebabkan karena struktur dan properti lapisan di bawah permukaan bumi yang kompleks. Salah satu metode geofisika yang baik dalam memetakan struktur dan properti lapisan di bawah permukaan bumi adalah metode seismik. Metode ini menginjeksikan gelombang seismik yang kemudian dipantulkan oleh lapisan bumi dan direkam oleh alat yang bernama *geophone*. Data rekaman seismik ini kemudian di proses untuk menghilangkan gangguan (*noise*) yang diakibatkan dari bermacam-macam sumber. Setelah itu, data seismik yang telah diproses diinterpretasikan untuk memprediksi keberadaan hidrokarbon. Interpretasi data seismik ini kemudian berkembang dari interpretasi secara kualitatif menjadi interpretasi secara kuantitatif. (Avseth,2005)

Interpretasi data seismik bertujuan untuk memberikan gambaran pada data seismik yang bertujuan untuk mengkarakterisasi reservoir, evaluasi prospek hidrokarbon, dan memvalidasi keberadaan hidrokarbon. Metode analisis ini telah banyak berkembang dengan bentuk data yang bersifat *prestack* dan *poststack*. Tujuannya adalah untuk dapat mengekstrak informasi fisis reservoir yang terdapat pada data seismik secara maksimal. Salah satu metode analisis ini dapat dicapai dengan menggunakan inversi dari data seismik dan analisis dari sifat fisik batuan. Inversi seismik sendiri merupakan metode yang cukup akurat dalam melihat persebaran reservoir karena model awal yang digunakan memiliki kontrol dari sumur secara vertikal dan horizon seismik secara lateral. (Sukmono,2002)

Selain inversi seismik, terdapat metode lain untuk mengkarakterisasi reservoir melalui atribut frekuensi, yaitu dekomposisi spektral. Metode ini memanfaatkan anomali yang muncul pada frekuensi rendah dan tinggi di sekitar daerah reservoir hidrokarbon. Hal tersebut dapat terjadi karena terjadinya pergeseran spektral energi ke frekuensi

yang lebih rendah dan diikuti oleh penyerapan energi yang cepat pada frekuensi yang lebih tinggi. Kelemahan metode ini adalah interpretasi yang dilakukan masih bersifat kualitatif. Pada penelitian ini, dekomposisi spektral digunakan untuk memetakan sumber akumulasi gas sehingga dapat diperkirakan batas atas dan batas bawah reservoir.

Metode dekomposisi spektral termasuk ke dalam metode interpretasi yang kualitatif. Oleh karena itu, dibutuhkan analisis secara kuantitatif dengan memanfaatkan data sumur. Penggunaan data sumur ini memberikan informasi yang lebih detail mengenai persebaran litologi dan kandungan hidrokarbon pada sumur tersebut. Sehingga interpretasi yang dilakukan dapat berkorelasi dengan sifat fisik batuan dan geologi pada daerah penelitian (Avseth, 2005). Ketiga metode yang telah disebutkan di atas terbukti telah digunakan dan dapat memberikan gambaran yang baik dalam interpretasi data seismik pada kasus hidrokarbon konvensional. Oleh karena itu, penelitian ini akan melihat interpretasi data seismik dengan metode tersebut pada energi alternatif dalam kasus ini adalah gas biogenik.

Penggunaan energi alternatif sebagai pengganti energi konvensional (minyak dan gas bumi) kini semakin marak. Salah satu dari energi alternatif tersebut adalah energi gas biogenik. Gas ini mulai menjadi sasaran ekonomis yang menjanjikan untuk bahan bakar alternatif. Gas ini merupakan gas yang terbentuk pada lapisan sedimen dangkal, temperatur rendah, dan tekanan rendah oleh bakteri anaerobik yang mengubah komposisi sedimen menjadi sebagian besar gas metan (CH_4). Gas ini dapat ditemui pada daerah dangkal yang ditemukan banyak pada ekosistem rawa. Gas ini berbeda dengan gas konvensional yang terdapat lebih dalam dan membutuhkan temperatur tinggi untuk pematangan kerogenya (Claypool, 1981)

Potensi gas biogenik di Indonesia cukup besar dan menjanjikan. Dikutip dari kepala Puslitbang Geologi Kelautan, Subaktian Lubis bahwa pemetaan geologi kelautan yang dilakukan oleh instansi tersebut menunjukkan indikasi gas biogenik di sepanjang pantai utara Jawa pada tahun 2008. Pemetaan ini menggunakan seismik pantul dangkal dengan resolusi tinggi dan menghasilkan potensi sumber gas biogenik pada sedimen Holosen. Hal di atas menunjukkan bahwa metode seismik dapat digunakan untuk mengidentifikasi akumulasi gas biogenik dan kedalaman reservoir tersebut. Metode yang sama akan digunakan dalam tugas akhir ini yaitu metode seismik. Perbedaan yang terdapat

dalam studi ini adalah target dari reservoir gas biogenik yang dituju, yaitu pada sedimen Plio-Plistosen yang lebih tua dibandingkan dengan sedimen Holosen sehingga metode yang digunakan adalah interpretasi seismik refleksi dan analisis fisik reservoir.

Oleh karena itu, diharapkan penelitian ini dapat memberikan kontribusi untuk perkembangan prospek penelitian dari eksplorasi gas biogenik di Indonesia dengan menggunakan metode pendekatan dari seismik.

1.2 Perumusan Masalah

Adapun masalah yang dihadapi dari Tugas Akhir di PPPGL ini adalah :

1. Bagaimana atribut seismik inversi dapat mengetahui karakteristik reservoir?
2. Bagaimana atribut dekomposisi spektral *Continuous Wavelet Transform* (CWT) dapat memprediksi keberadaan anomali frekuensi tinggi?
3. Bagaimana membuat persebaran porositas pada daerah studi?
4. Bagaimana karakter fisik dari reservoir gas biogenik di lapangan “TG”?

1.3 Tujuan

Adapun tujuan dari tugas akhir di PPPGL ini adalah :

1. Menganalisis atribut seismik inversi dengan menggunakan inversi *model based* untuk mengetahui karakteristik reservoir melalui impedansi akustik
2. Menganalisis atribut dekomposisi spektral *Continuous Wavelet Transform* (CWT) untuk memprediksi keberadaan anomali frekuensi tinggi yang terkait dengan keberadaan gas biogenik.
3. Mengetahui persebaran porositas pada daerah studi dan memprediksi pola penyebarannya secara lateral.
4. Mengetahui karakter fisik dari reservoir gas biogenik berdasarkan analisis fisika batuan yang kemudian dikorelasikan dengan parameter fisik yang didapatkan dari analisis atribut seismik.

1.4 Manfaat

Manfaat dari pelaksanaan Tugas Akhir di PPPGL ini adalah mengetahui karakteristik reservoir gas biogenik pada metode seismik sehingga dapat menjadi acuan bagi kegiatan selanjutnya mengenai eksplorasi gas biogenik. Selain itu, metode interpretasi seismik dapat memperkecil ketidakpastian yang ditampilkan data seismik sehingga dapat mengurangi resiko interpretasi yang merupakan kegiatan acuan untuk kegiatan eksploitasi. Penelitian ini juga dapat dimanfaatkan untuk acuan studi dan referensi baru dalam eksplorasi gas biogenik.

1.5 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah yang digunakan dalam penelitian ini adalah:

1. Proses inversi yang digunakan ditentukan dari hasil korelasi yang lebih tinggi dari model yang dibuat dengan menggunakan inversi *model based*.
2. Interpretasi seismik dilakukan pada 4 lintasan 2D yang mengelilingi sumur.
3. Inversi dilakukan pada 1 lintasan pada penampang 2D, yaitu penampang TG3-9.
4. Hanya terdapat dua sumur yang diikatkan dikarenakan kelengkapan data.
5. Dekomposisi spektral digunakan hanya untuk mengidentifikasi akumulasi gas dikarenakan data seismik yang kurang baik.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional

2.1.1 *Cekungan Jawa Timur Utara*

Lokasi studi berada pada Selat Madura di sebelah Tenggara Pulau Madura dan difokuskan pada Cekungan Jawa Timur Utara seperti yang dapat dilihat pada Gambar 2.1. Cekungan ini terletak di sebelah timur laut Paparan Sunda yang dibatasi oleh Busur Karimunjawa. Berdasarkan posisinya, cekungan ini dapat dikelompokkan sebagai cekungan belakang busur dan berada pada batas tenggara dari Lempeng Eurasia. Secara fisiografi, cekungan ini terletak diantara Pantai Laut Jawa dan sederetan gunung api berarah Barat-Timur yang membatasi bagian selatannya.

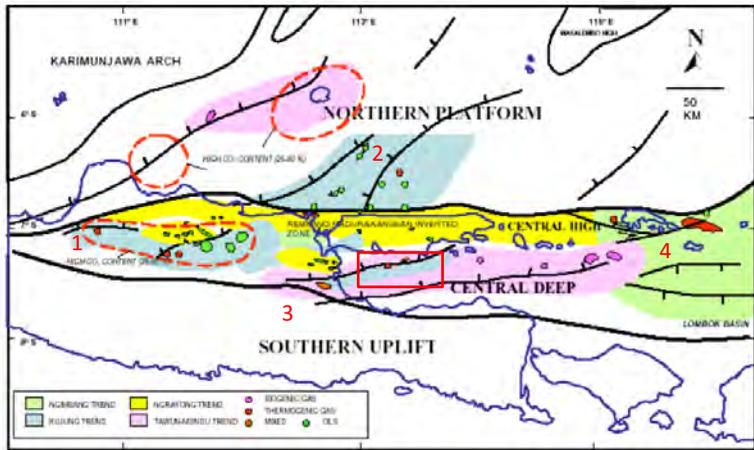


Gambar 2. 1 Lapangan "TG" yang menjadi lokasi studi (ditandai dengan persegi panjang hitam) (Sumber: Google Earth)

Pada penelitian yang dilakukan oleh Hamilton (1977,1979, 1988) menemukan bahwa tektonik di bagian barat Jawa telah mengalami sejarah geologi yang berasal dari konvergensi kompleks antara lempeng

Eurasia dan Indo-Australia. Dari konvergensi ini, Hamilton (1977,1979) dan Baumann (1982) mendapatkan enam elemen morfologi utama yaitu ; Palung Sunda (Jawa), busur akresi, *fore-arc ridge*, cekungan *fore-arc*, busur gunung api, dan cekungan *back-arc*. Cekungan Jawa Timur Utara pada dasarnya merupakan perkembangan dari cekungan *back/retro arc* dari vulkanik aktif di bagian utara Jawa Tengah. *Back/retro arc* ini merupakan bagian batas tenggara dari Lempeng Eurasia. (opcite Susilohadi, 1989). Pada gambar 2.2 dapat dilihat bahwa cekungan ini berbatasan dengan Busur Karimun Jawa di sebelah barat, busur vulkanik di daerah selatan, cekungan Lombok di sebelah timur dan Tinggian *Paternoster* di bagian Utara. (Mudjiono dan Pireno,2002)

Dickinson (1977) mengajukan bahwa evolusi dari cekungan *back-arc*, dikontrol oleh gerakan menunjam kedalam dari batas lempeng regional sebagai respon terhadap tektonik lokal pada ujung lempeng. Proses sedimentasi pada *back-arc* terus terjadi seiring dengan *subsidence*. Hal ini digunakan sebagai dasar bahwa cekungan Jawa Timur memiliki sedimentasi yang tebal dan relatif terus menerus. Laporan dari Lemigas (1969) mengindikasikan bahwa terdapat lebih dari 5000 meter sedimen yang telah didepositkan pada cekungan ini mulai dari Tersier Muda dan belum ada bor yang pernah mencapai dasar dari sedimen cekungan ini. (opcite Susilohadi, 1995)



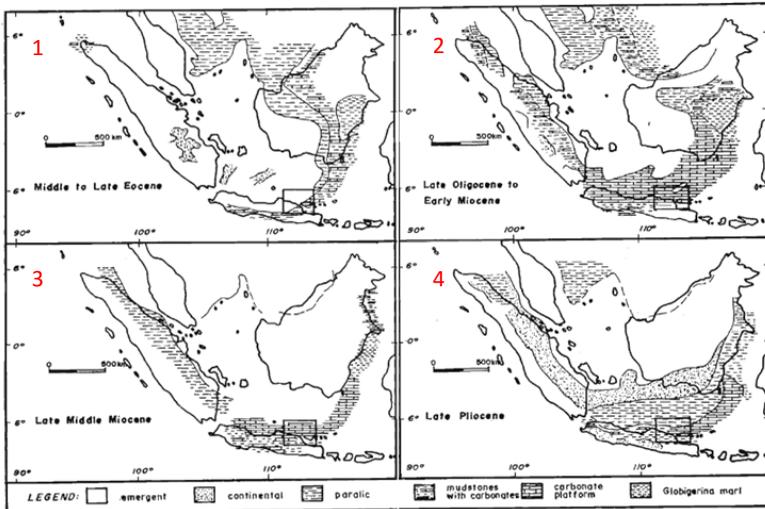
Gambar 2. 2 Peta Geologi Jawa Timur Bagian Utara dengan kotak merah adalah daerah penelitian (Satyana,2006)

Dapat dilihat pada gambar 2.2 bahwa tren struktur dan pengendapan dari sedimentasi pada Lapangan “TG” memiliki arah NE-SW. Tren ini sebagian besar dikendalikan oleh konfigurasi batuan dasar yang dibentuk oleh peristiwa tektonik pada masa Kapur Akhir sampai dengan Tersier Awal. Tektonik ini mengakibatkan adanya kombinasi dari tekanan dan patahan *wrench* yang menghasilkan fitur horst dan graben yang berarah NE-SW dan mengontrol konfigurasi awal pembentukan cekungan. Patahan-patahan di sekitar struktur ini kemudian teraktifkan dan sesar normal tumbuh sehingga mempengaruhi pola sedimentasi. Hal ini kemudian menjelaskan mengapa pada lintasan seismik di Lapangan “TG” memiliki sesar anjakan yang dominan.

2.1.2 Evolusi Pengendapan Regional

Berdasarkan penelitian dari Van Bemmelen (1949), stratigrafi paling tua yang terdapat di Paparan Sunda adalah Paleozoik yang terdiri atas *schists* kristalin yang tidak diketahui umurnya merupakan produk pengendapan dari deposit sedimen yang telah teralterasi oleh kegiatan metamorfosis regional. Baumann (1982) menyadari bahwa terdapat lima siklus sedimentasi yang terjadi di Sumatra dan Jawa pada Era Cenozoik (Eosen Tengah-Oligosen Awal, Oligosen Akhir-Miosen Awal,

Miosen Awal-Miosen Tengah, Miosen Tengah-Miosen Akhir, dan Pliosen-Sekarang). Setiap siklus ini dimulai dengan transgresi dan berakhir dengan fase vulkanik dan tektonik yang berlangsung sejak 10 juta tahun yang lalu setiap siklusnya, Gambar 2.3 menjelaskan mengenai proses paleogeografiknya (Baumann,1982 *opcite* Susilohadi, 1995)



Gambar 2. 3 Evolusi paleogeografik dari daerah barat Jawa (Baumann,1982)

Gambar 2.3 menjelaskan bahwa sedimentasi banyak terjadi pada bagian lingkaran (*rim*) Paparan Sunda dimana gangguan tektonik seperti aktivitas vulkanik lebih dominan. Inti penyusun dari dataran Sunda ini menjadi sumber yang stabil untuk menjadi sedimen pengisi cekungan, dengan tambahan busur vulkanik.

Litologi yang paling tersebar luas di bagian selatan Dataran Sunda adalah batukapur dengan karang (*reefal limestone*) berumur Miosen Awal. Deposit ini kemudian diikuti oleh fase regresif selama *mudstone* disepitkan pada bagian dalam dari sebelah barat Cekungan Laut Jawa. Fase regresif ini berasosiasi dengan *uplift* dan *folding* (Ben-Avraham & Emery,1973). Selama Plio-Pleistosen, sedimentasi laut

berlangsung di Dataran Sunda dan secara bertahap merubah morfologi cekungan menjadi daratan yang datar. Aktivitas magmatik pada Dataran Sunda berlangsung selama Era Tersier dan Kuarter. Vulkanisme terjadi sepanjang lingkaran Dataran Sunda dan berasosiasi dengan kejadian tektonik mayor. (Van Bemmelen, 1949 *op.cite* Susilohadi, 1995)

Dari penelitian yang telah dilakukan oleh Van Bemmelen, Ben Avraham dkk, dan Baumann, dapat disimpulkan bahwa Cekungan Jawa Timur yang berada di Dataran Sunda termasuk ke dalam tipe cekungan *back-arc/ retro-arc*. Tipe dari cekungan ini adalah memiliki akumulasi sedimen yang tebal khususnya yang mengarah kepada busur utama (NE-SW). Selain itu, penyebab utama terbentuknya cekungan ini adalah karena tumbukan antara lempeng Eurasia dan Indo-Australia yang menyebabkan terjadinya deformasi struktur di sekitar cekungan. Struktur ini mengontrol sedimentasi pada Era Tersier dan Kuarter dengan struktur yang paling menonjol adalah depresi berarah Barat-Timur yang sejajar dengan garis tengah Jawa dan graben berarah NE-SW pada Laut Jawa dan Kalimantan. Pada Jawa Timur, terdapat depresi yang berarah timur-barat yang mengandung zona antiklinal yaitu Zona Rembang dan Kendeng. (Susilohadi, 1995)

2.1.3 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara

Stratigrafi dari Cekungan Jawa Timur dibagi menjadi dua yaitu stratigrafi pada Zona Rembang dan Zona Kendeng. Pada subbab ini akan dibahas stratigrafi dari Zona Rembang karena daerah studi termasuk ke dalam Zona Rembang.

Pada Zona Rembang, terdapat tujuh litostratigrafi utama yang berkembang. Mereka adalah Formasi Tawun, Bulu, Wonocolo, Ledok, Mundu, Paciran dan Lidah. Pada zona Kendeng, terdapat pula formasi Lidah karena formasi ini merupakan bentuk dari hasil deposit regional untuk *levelling base* pada akhir Era Pliosen.

2.1.4 Formasi Zona Rembang

2.1.4.1 Formasi Tawun

Sedimen dari formasi Tawun terdepositkan selama pertengahan Miosen yang terdistribusi secara luas pada Zona Rembang dan Pulau Madura. Formasi ini mencapai ketebalan 1500m dan tersusun atas serpih pasiran berwarna abu-abu hingga coklat abu-abu, kemudian disusul

dengan perselingan antara batupasir coklat kemerahan, serpih pasiran dan batugamping kekuningan hingga kecoklatan. Semakin ke atas formasi ini, batugamping menjadi lebih dominan dan mengandung fosil orbitoid yang besar-besar. Bagian ini berasosiasi dengan batupasir kuarsa yang termasuk ke dalam anggota Formasi Ngrayong dan relatif tipis sekitar kurang lebih satu meter. Formasi Ngrayong ini merupakan reservoir hidrokarbon utama yang terdapat pada Zona Rembang (Pringgopawiro,1983).

Berdasarkan fosil-fosil *foraminifera* bentonik yang ditemukan antara lain adalah *Elphidium sp.*, *Pyrgo brady*, *Triloculina sp.*, *Proteonina sp.*, dan *Nonionella sp.*, Formasi Tawun diendapkan pada lingkungan paparan dangkal antara kedalaman 0-50 meter. Terdapatnya kelimpahan foram besar menunjukkan adanya ekosistem terumbu dengan lautan yang dangkal, air hangat, dan jernih. (Pringgopawiro,1983)

2.1.4.2 Formasi Bulu

Sedimen Formasi Bulu terdepositkan pada fasies paralik (perubahan lateral antara *marine* dan sedimen kontinental). Formasi ini terdapat kebanyakan diantara Cepu dan rembang yang mengandung *reefal limestone* dengan beberapa persilangan antara batupasir kuarsa dan calcarenitic *limestone* dengan fragmen berlimpah dari bentonik *foraminifera* dan alga merah. Penentuan umur formasi ini didasarkan pada keterdapatan *foraminifera* bentonik (*Orbitoididae*) seperti ; *Lepidocyclus angulosa*, *Lepidocyclus sumatrensis*, *Cycloclipeus annulatus*, dsb, yang berasosiasi dengan lingkungan neritik tengah. Formasi ini berumur Miosen Akhir memiliki ketebalan sekitar 250meter dan ditutupi oleh Formasi Wonocolo secara selaras (Pringgopawiro,1983)

2.1.4.3 Formasi Wonocolo

Formasi ini merupakan satuan batuan yang tersusun oleh napal, napal lempungan, hingga napal pasiran yang kaya akan foram plankton. Terdapat sisipan kalkarenit dengan tebal lapisan antara 5-20 cm. Formasi ini terdepositkan pada Miosen Tengah sampai Miosen Akhir. Tipe lokasi dari formasi ini adalah berada di area Wonocolo di 15km Timur Laut Cepu. Karakterisasi dari formasi ini adalah karbonat yang kaya akan *Globigerina* dan napal lempungan. Formasi ini kebanyakan

berkembang selama *level* laut tinggi diikuti dengan penurunan *level* laut pada Miosen Tengah. Formasi Wonocolo memiliki ketebalan sekitar 300 meter dan menampakkan sekuens yang semakin kasar ke atas yang berbatasan dengan Formasi Ledok.

2.1.4.4. Formasi Ledok

Formasi Ledok tersusun atas napal pasiran dan kalkarenit dengan napal dan batupasir. Bagian atas dari satuan ini dicirikan batupasir dengan konsentrasi galukonit. Kalkarenitnya menampakkan perlapisan silang-siur. Berdasarkan fosil foram planktonik *Globorotalia pleistumida* yang ditemukan, umur dari Formasi Ledok ini adalah Miosen Akhir dengan kedalaman 100-200 meter. (Pringgoprawiro,1983)

2.1.4.5 Formasi Mundu dan Paciran

Tipe dari lokasi Formasi Mundu adalah di 10 km barat Cepu. Formasi ini terdepositkan selaras dengan Formasi Ledok selama Pliosen Awal – Tengah. (van Bemmelen, 1949). Formasi ini tersusun atas napal yang kaya akan *foraminifera* planktonik, tidak berlapis. Bagian paling atas dari formasi ini ditempati oleh batugamping yang kaya akan *foraminifera* planktonik. Bagian atas Formasi Mundu disebut anggota Selorejo terdiri atas perselingan batugamping pasiran dan napal pasiran (Pringgoprawiro,1983). Persebaran dari formasi ini sangat luas pada Cekungan Jawa Timur dengan fasies utamanya adalah batugamping kalkarenit yang terjadi sepanjang *topografi* tinggi seperti Tuban dan Madura. Di Tuban sendiri, batugamping yang terdapat disana didefinikasn sebagai Formasi Paciran dan di Madura disebut Formasi Madura.

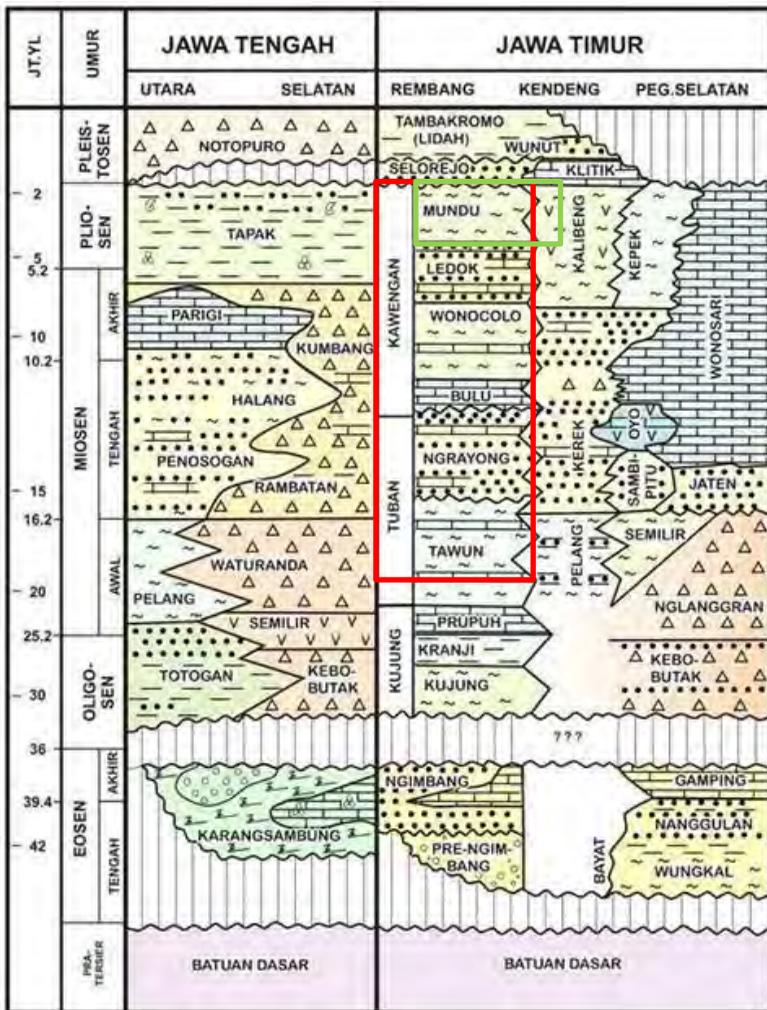
Formasi Mundu terletak pada daerah di antara Bojonegoro dan Pati yang menunjukkan sekuens regresif keatas dari neritik bagian luar hingga neritik bagian dalam. Bagian atas dari Formasi Mundu terdiri atas napal yang terisi *coquina*. Pringgoprawiro,1983 menetapkan batugamping ini sebahai Anggota Selorejo. Anggota Selorejo menebal secara bertahap dari beberapa meter di Bojonegoro sampai sekitar 300 meter pada bagan selatan Rembang.

Anggota Selorejo juga dikarakterisasi dari tipe *foraminifera* bentonik di neritik bagian dalam yang termasuk di dalamnya genus *Nonion*, *Quinqueloculina* dan *Ammonia/Rotalia* (Phleger,1960).

Aminuddin (1981) menyimpulkan bahwa Formasi Selorejo terdepositkan sekana Pliosen Akhir berdasarkan keterdapatan *foraminifera* planktonik.

2.1.4.6 Formasi Lidah

Formasi Lidah tersusun atas satuan batulempung biru tua, masiv, dan tidak berlapis. Satuan ini dapat dipisahkan menjadi bagian atas, tengah, dan bawah. Pada bagian bawah Formasi Lidah merupakan satuan batulempung berwarna biru (anggota Tambakromo). Bagian atasnya terdiri dari batulempung dengan sisipan napal dan batupasir kuarsa mengandung glaukonit (Anggota Turi). Di daerah Antikin Kawengan kehadiran dua satuan ini dipisahkan dengan suatu satuan batugamping coquina. Umur formasi ini adalah Pliosen Atas – Pliosen Bawah yang diendapkan pada lingkungan laut tertutup dan berangsur-angsur menjadi dangkal. Ketebalan lapisan ini bervariasi dari 300-500 meter. (Pringgoprawiro,1983).

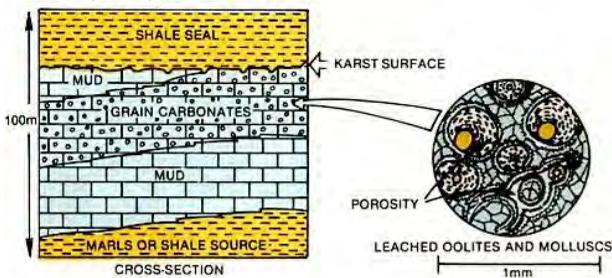


Gambar 2. 4 Litostratigrafi Zona Rembang ditunjukkan pada kotak berwarna merah dan formasi reservoir target studi pada kotak hijau. (Satyana,2006)

2.2 Litologi Karbonat

Karbonat merupakan litologi yang memiliki kompleksitas tinggi karena properti batuan yang memiliki variasi yang banyak. Batuan karbonat memiliki koefisien refleksi positif yang besar karena karbonat biasanya memiliki kecepatan dan densitas yang lebih tinggi dibandingkan dengan sedimen lainnya. Hanya pada kasus tertentu saja seperti karbonat yang sangat berpori dan sangat terkekarkan maka koefisien refleksinya menjadi negatif. Litologi karbonat biasanya menimbulkan masalah resolusi vertikal dikarenakan kecepatannya yang begitu tinggi. Sering dijumpai sebuah sekuen yang tebal menjadi lebih tipis ketika diinterpretasikan pada penampang seismik karena faktor kecepatan tersebut. Kecepatan dari batuan ini berkisar antara 4500-6000 m/s. Dari segi seismik, batuan karbonat dibagi menjadi 3 kelompok yaitu:

- a) Endapan berbentuk *sheet* memiliki penyebaran lateral yang sangat ekstensif dan terdiri atas partikel karbonat berbutir halus. Endapan ini menunjukkan karakter yang sama dengan endapan berbutir halus lainnya. Hal yang membedakannya adalah amplitudo yang tinggi, kontinuitas baik, dan apabila cukup tebal memiliki kecepatan interval yang tinggi. Berikut adalah salah satu contoh model endapan karbonat berbentuk lembar (*sheet*).

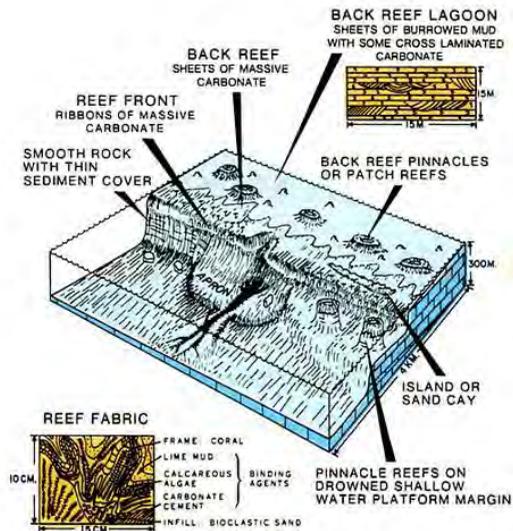


Gambar 2. 5 Ilustrasi Lingkungan Pengendapan Karbonat dengan geometri *sheet* (sumber: sepm.or)

- b) Endapan bioklastik terdiri atas butiran karbonat berukuran pasir yang tertransport dan terendapkan oleh arus energi tinggi

sehingga memiliki lingkungan pengendapan yang hampir sama dengan batuan klastik. Perbedaannya adalah kecepatan interval dan amplitudo refleksinya yang tinggi.

- c) *Buildups, reefs, biotherms, banks, mounds*, dll merupakan macam-macam endapan yang mengandung elemen biologis yang besar terdiri atas sisa-sisa cangkang organisme hidup. Karakteristik yang paling membedakannya adalah bentuknya yang khas dan kecepatan intervalnya yang tinggi



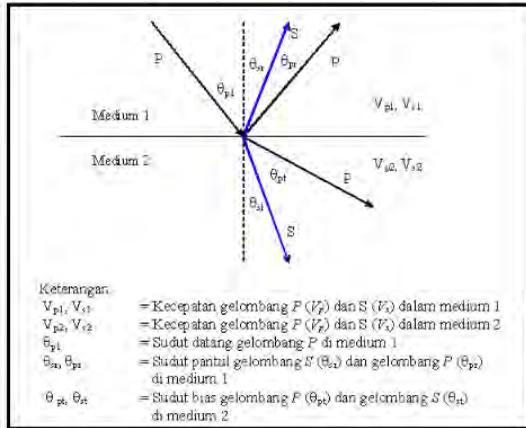
Gambar 2. 6 Ilustrasi Lingkungan pengendapan dari karbonat berbentuk *reefs* (sumber: sepm.or)

Reservoir dalam studi ini termasuk kedalam tipe karbonat bioklastik dilihat dari pembentukan geologinya. Dengan fosil *Globigerina* yang merupakan foram lautan abisal yang kemudian terangkat karena terjadi *upwelling currents* ke wilayah neritik. (Satyana,2006)

2.3 Konsep Dasar Seismik Refleksi

Seismik refleksi merupakan salah satu metode geofisika yang memanfaatkan sifat gelombang mekanik yang merambat melewati

batuan dalam bentuk gelombang elastis. Metode ini merupakan metode aktif yang membutuhkan sumber penghasil gelombang ke bawah permukaan bumi. Selanjutnya gelombang akan direkam dengan menggunakan geofon-geofon yang ditancapkan di permukaan tanah. Gelombang mekanik ini menjalar ke segala arah seperti yang di jelaskan pada ilustrasi Hukum Snellius di bawah ini:



Gambar 2. 7 Ilustrasi Penjalaran Gelombang diantara dua medium (Sukmono,1999)

Bentuk penjalaran gelombang seismik ini dapat diterjemahkan ke dalam kecepatan dan tekanan partikel yang diakibatkan oleh vibrasi selama perjalanan gelombang berlangsung (Sukmono,1999)

Lintasan gelombang diatas memiliki persamaan dengan mengikuti Hukum Snellius sebagai berikut:

$$\frac{\sin\theta_1}{V_{p1}} = \frac{\sin\theta_1'}{V_{p1}} = \frac{\sin\theta_2}{V_{p2}} = \frac{\sin\phi_1}{V_{s1}} = \frac{\sin\phi_2}{V_{s2}} = p \quad (2.1)$$

Dengan keterangan :

θ_1 : Sudut datang gelombang P

θ_2 : sudut transmisi gelombang P

θ_1' : sudut refleksi gelombang P p : parameter gelombang

ϕ_1 : sudut refleksi gelombang S V_p : Kecepatan gelombang P

ϕ_2 : sudut transmisi gelombang S V_s : kecepatan gelombang S

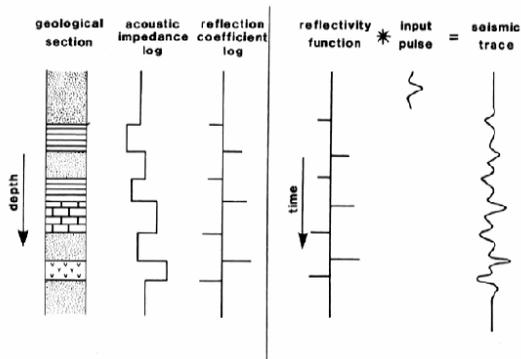
1,2 : indeks yang menunjukkan medium perambatan gelombang

2.4 Tras Sesimik

Gelombang seismik yang direkam kemudian akan menghasilkan kumpulan tras seismik. Tras seismik merupakan model awal hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik yang ditambah dengan *noise* (Russell,1996). Berikut adalah persamaan yang menyatakan tras seismik berdasarkan fungsi waktu.

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad (2.2)$$

Dengan keterangan bahwa $S(t)$ merupakan tras seismik, $W(t)$ merupakan fungsi *wavelet* seismik, $r(t)$ merupakan reflektivitas bumi, dan $n(t)$ merupakan *noise*.



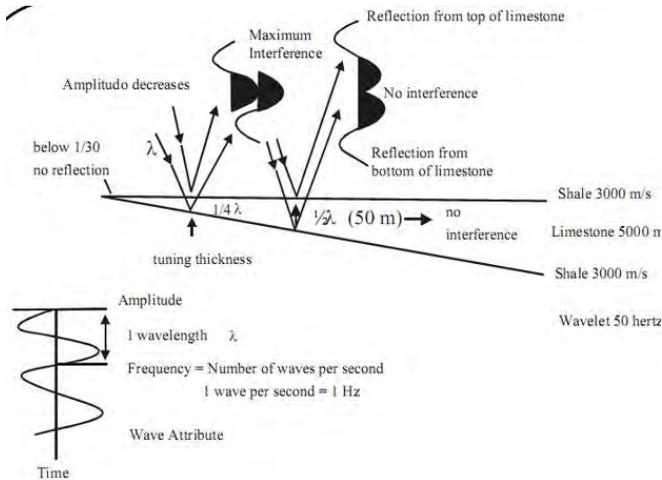
Gambar 2. 8 Prinsip Konvolusi dari sebuah tras seismik (Sukmono,1999)

Konvolusi dapat dinyatakan sebagai penggantian antara koefisien refleksi dengan skala *wavelet*.(Russel,1996). Pada gambar 2.8

diilustrasikan mengenai prinsip konvolusi tras seismik. Dimulai dari model awal yaitu penampang geologi yang dapat diinterpretasikan sebagai impedansi akustik. Kemudian dapat ditentukan koefisien refleksinya dengan menerapkan persamaan 2.2. kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* dan menghasilkan tras seismik.

2.5 Resolusi Vertikal

Resolusi didefinisikan sebagai jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik dan berhubungan erat dengan fenomena interferensi. Seperti yang ditunjukkan pada ilustrasi dibawah ini.



Gambar 2. 9 Efek Interferensi yang berhubungan dengan batuan IA tinggi yang terletak diantara batuan dengan IA rendah (Sukmono,1999)

Pada gambar 2.9 terdapat dua buah *wavelet* akan terpisahkan selama tebal waktu dari lapisan yang memiliki IA yang tinggi (*limestone*) sama atau lebih besar dari $1/2$ panjang gelombang. Bila tebalnya kurang dari $1/2$ panjang gelombang, maka kedua *wavelet* akan menumpuk dan terjadi interferensi. Saat TWT lapisan tersebut mencapai $1/2$ panjang gelombang atau saat tebal waktu lapisan tersebut sama dengan $1/4$ panjang gelombang maka akan terjadi interferensi

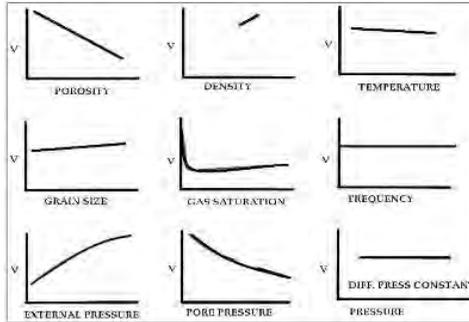
konstruktif maksimum yang dikenal dengan tunung *thickness*. Apabila tebal lapisan tersebut kurang dari ketebalan *tuning thickness* maka gabungan antara refleksi bidang atas dan bidang bawah akan seperti bidang reflector tunggal. Ketebalan minimum tubuh batuan untuk dapat memberikan refleksi sendiri bervariasi dari $1/8 - 1/30$ panjang gelombang yang dikenal dengan *detectable limit*. Semakin bertambahnya kedalaman dimana kecepatan akan semakin tinggi dan frekuensi menjadi lebih kecil maka *tuning thickness* dan *detectable limit* juga akan bertambah besar yang berarti semakin sulit untuk menentukan lapisan yang tipis.

2.6 Impedansi Akustik

Impedansi akustik (IA) merupakan salah satu sifat akustik yang khas pada batuan yang didefinisikan dengan hasil perkalian antara densitas (ρ) dan kecepatan (V) yang dapat dirumuskan sebagai berikut: (Sukmono 1999)

$$IA = \rho V \quad (2.3)$$

Faktor kecepatan batuan memiliki arti penting dalam mengontrol nilai IA dibandingkan dengan densitas dikarenakan orde dari kecepatan lebih besar dibandingkan dengan orde densitas. Anstey (1977), menganalogikan IA dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras dan sukar dimampatkan seperti batugamping dan granit memiliki IA yang tinggi, sedangkan batuan yang lebih lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan memiliki IA yang rendah. Gambar 2.10 menjelaskan beberapa faktor yang dapat mempengaruhi nilai kecepatan gelombang seismik



Gambar 2. 10 Pengaruh beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik (Sukmono,1999)

Namun, karakterisasi dengan menggunakan AI memiliki keterbatasan dalam membedakan efek litologi dengan fluida. Nilai AI rendah yang disebabkan oleh kehadiran fluida hidrokarbon sering tumpang-tindih dengan AI rendah dengan efek litologi.

Energi seismik yang ditembakkan akan terus menjalar ke dalam bumi dan diserap menjadi tiga bentuk, yaitu (Sukmono,1999);

1. *Spherical Divergence* dimana kekuatan gelombang (energi per unit area dari muka gelombang) menurun sebanding dengan jarak akibat adanya spreading geometris. Besar pengurangan densitas energi ini adalah berbanding terbalik dengan kuadrat jarak penjaralan gelombang
2. Absorpsi atau Q, dimana energi berkurang karena terserap oleh massa batuan. Besar energi yang terserap akan meningkat seiring dengan kenaikan frekuensi.
3. Terpantulkan dimana sinar gelombang terpantulkan akibat adanya kontras IA. Konsep ini merupakan dasar penggunaan metode seismik refleksi

Pada keadaan normal, perbandingan antara energi datang dan energi yang dipantulkan dapat ditulis dengan persamaan :

$$E(\text{pantul}) / E(\text{datang}) = KR \times KR \tag{2.4}$$

$$KR = \frac{(IA_2 - IA_1)}{(IA_2 + IA_1)} \tag{2.5}$$

Dengan keterangan:

E : Energi

KR : Koefisien Refleksi

IA₁ : Impedansi akustik lapisan atas

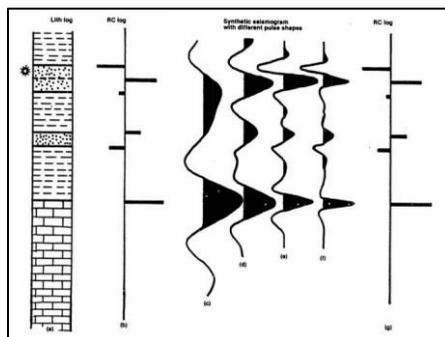
IA₂ : Impedansi akustik lapisan bawah

Harga kontras IA dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras IA nya. Dapat dilihat pada persamaan 2.4 maka hanya sebagian kecil energi yang dipantulkan, sebagian besarnya akan terus dipancarkan pada lapisan yang lebih dalam sehingga memungkinkan terjadi refleksi berikutnya. (Sukmono,1999)

Impedansi akustik merupakan data seismik yang diturunkan dari amplitudo dan dapat mendeskripsikan litologi dibawah permukaan bumi. Untuk dapat mendeskripsikan litologi dari IA maka dilakukan inversi seismik yang pada dasarnya adalah merubah data tras seismik menjadi IA dengan menghilangkan fungsi *wavelet* dan *noise* yang terekam pada saat pengambilan data seismik.

2.7 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman data seismik yang didapatkan dengan mengalikan antara log densitas dan log kecepatan. Kedua log ini akan membentuk fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet* dan digunakan untuk mengkorelasikan antara data seismik dan data sumur.

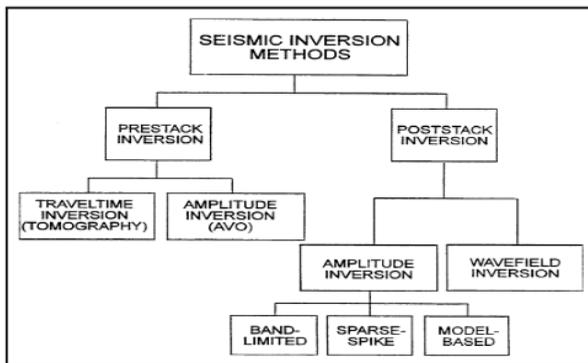


Gambar 2. 11 Ilustrasi sintetik seismogram dengan bermacam-macam frekuensi (Sukmono,1999)

Gambar 2.11 menampilkan beberapa sintetik seismogram berdasarkan besarnya frekuensi. Gambar a menunjukkan model geologi, gambar b merupakan koefisien refleksi, gambar c-f menunjukkan seismogram sintetik pada beberapa frekuensi.

2.8 Inversi Seismik

Pada awal perkembangannya, inversi seismik hanya diterapkan pada data seismik *post stack* dengan parameter IA sebagai outputnya yang diharapkan dapat memperoleh IA semu sepanjang lintasan seismik. Saat ini, inversi seismik telah mengalami banyak perkembangan sehingga tidak hanya dilakukan pada data *poststack* saja tetapi dapat dilakukan pada data *prestack* yang dilakukan pada inversi seismik AVO. (Erlangga,2009). Berikut adalah diagram yang menjelaskan tentang pembagian seismik inversi.



Gambar 2. 12 Pembagian seismik inversi berdasarkan *input* data seismik (Hampson-Russel Manual, 2009)

Dari penjabaran pada gambar 2.12, inversi yang digunakan dalam penelitian ini adalah inversi *poststack* karena keterbatasan data yang digunakan yaitu data *poststack* dengan metode inversi amplitudo berbasis model yang prinsipnya akan dijelaskan pada subbab berikut.

2.8.1 *Inversi Seismik Post stack Model based*

Metode inversi *model based* merupakan metode inversi yang menggunakan prinsip konvolusi dari tras seismik yang telah dijelaskan pada subbab 2.4. Inversi ini membutuhkan model awal untuk mendapatkan data seismogram sintetik sebagai bagian dari algoritmanya. Seperti yang telah dijelaskan pada subbab 2.4 bahwa tras seismik, wavelet, dan noise adalah tidak beraturan dan tidak berkorelasi dengan sinyal. Metode inversi ini memecahkan masalah diatas dengan cara mencari reflektivitas secara iteratif dengan membandingkan perbedaan antara tras seismik yang sebenarnya dengan sintetik seismogram yang didapatkan pada model awal dengan beberapa batasan dan kompensasi yang dapat diatur pada model awal.

Diasumsikan pada lapisan bumi 1-D yang memiliki N lapisan. Parameter yang didapatkan dari lapisan tersebut adalah:

$d(i)$ sebagai ketebalan pada lapisan i

$V(i)$ sebagai kecepatan pada lapisan i

$\rho(i)$ sebagai densitas pada lapisan i , dengan $i = 1, N$

parameter diatas dapat ditransformasi menjadi parameter waktu dengan persamaan:

$$t(i) = 2d(i)/V(i) \quad (2.6)$$

$t(i) = Two\ Way\ Travel\ Time\ (TWT)$ pada lapisan i

Diasumsikan bahwa parameter $t(i)$ diketahui dan berbeda untuk setiap lapisan i karena ketebalan yang berbeda. Sehingga dapat dituliskan dengan persamaan:

$$\tau(i) = \sum_{j=1}^{i-1} t(j), \quad i=1, N \quad (2.7)$$

$\tau(i) = TWT$ dari permukaan bumi sampai ke batas atas lapisan i sampai kembali lagi ke permukaan bumi.

Dari parameter diatas, maka tras seismik yang dapat diukur dari model 1-D ini adalah sebagai berikut:

$$T(i) = \sum_{j=1}^N r(j)W(i - \tau(j) + 1) + n(i) \quad (2.8)$$

Dengan keterangan bahwa i adalah nomor sampel yang pada amplitudo $T(i)$ yang diukur dan $\tau(j)$ diasumsikan sebagai kenaikan sampel.

Misalkan bahwa beberapa parameter model telah diketahui dengan koefisien refleksi yang dituliskan dengan $r_0(j)$, $j = 1, N$. sehingga dapat dikalkulasikan tras model dengan persamaan:

$$M(i) = \sum_{j=1}^N r_0(j)W(i - \tau(j) + 1) \quad (2.9)$$

Model ini kemudian dibandingkan pada tras seismik sebenarnya (hasil observasi), T , karena dua hal. Pertama, karena reflektivitas r_0 berbeda dari nilai r yang sebenarnya dan kedua tras observasi mengandung noise $n(i)$ yang terukur. Dari kedua alasan tersebut dibutuhkan nilai perbandingan untuk melihat perbedaan dari kedua parameter tersebut. Optimisasi *least-square* dapat memecahkan masalah perbedaan tersebut dengan mencari hasil selisih yang sekecil-kecilnya yang dideskripsikan dengan persamaan berikut:

$$e(i) = T(i) - M(i) \quad (2.10)$$

Diasumsikan bahwa reflektivitas yang benar dapat dituliskan sebagai berikut:

$$r(i) = r_0(i) + \Delta r(i), \quad i = 1, N \quad (2.11)$$

Target yang ingin dicapai adalah untuk mencari variabel koreksi $\Delta r(i)$ sehingga kuadrat *error* antara parameter model dan observasi dapat diminimalisir, dengan persamaan :

$$J = \sum_{i=1}^{NSAMP} e(i)^2$$

$$J = \sum_{i=1}^{NSAMP} \left[T(i) - \sum_{j=i}^N \{r_0(j) + \Delta r(j)\} W(i + \tau(j) + 1) \right]^2$$

$$J = \sum_{i=1}^{NSAMP} \left[e(i) - \sum_{j=i}^N \Delta r(j) W(i + \tau(j) + 1) \right]^2 \quad (2.14)$$

Persamaan 2.14 biasanya disebut dengan fungsi objektif. Fungsi ini menghubungkan nilai tunggal, K , dengan parameter yang tidak diketahui $\Delta r(j)$. Parameter J sendiri adalah total *error* atau ketidakselarasan antara tras observasi dan tras model, M yang dihitung dengan persamaan 2.9. Metode optimisasi *least-square* merupakan metode yang paling baik dalam memahami notasi vector. Berikut adalah beberapa parameter yang telah dijelaskan diatas dalam bentuk vektor dengan matriks :

vektor dengan panjang
NSAMP yang memuat
seluruh sample tras seismik

$$T = \begin{bmatrix} T(1) \\ T(2) \\ \vdots \\ T(NSAMP) \end{bmatrix} =$$

$$r = \begin{bmatrix} r(1) \\ r(2) \\ \vdots \\ r(N) \end{bmatrix} = \text{vektor koefisien refleksi yang tidak diketahui sepanjang } N$$

$$W = \begin{bmatrix} W(1) & 0 \\ W(2) & 0 \\ \vdots & W(1) \\ W(m) & W(2) \\ 0 & \vdots \\ 0 & W(m) \\ \vdots & \vdots \\ 0 & 0 \end{bmatrix} = \text{matriks dengan dimensi kolom } N \text{ dan baris } NSAMP \text{ yang mengandung wavelet seismik.}$$

Kolom dari matriks W memuat wavelet yang bergeser jarena TWT $\tau(i)$, diasumsikan diketahui pada batas atas dari setiap lapisan N . Tras model dapat dituliskan dengan :

$$M = \begin{bmatrix} M(1) \\ M(2) \\ \vdots \\ M(NSAMP) \end{bmatrix} = Wr$$

Sehingga vektor *error* dari parameter T dan M adalah

$$e = \begin{bmatrix} e(1) \\ e(2) \\ \vdots \\ e(NSAMP) \end{bmatrix} = T - M$$

Fungsi objektif dari persamaan 2.14 adalah :

$$J = e^T e = (T - Wr)^T (T - Wr) \quad (2.15)$$

Solusi least-square adalah vektor, r , yang menentukan fungsi J bernilai paling kecil. Hal ini dikalkulasi dengan pendekatan turunan dari J yang mendekati sama dengan 0:

$$\frac{\partial J}{\partial r(i)} = 0, i = 1, N \quad (2.16)$$

Sehingga pada persamaan 2.15 dapat dituliskan:

$$W^T W r = W^T T \quad (2.17)$$

Persamaan 2.17 adalah sistem dari persamaan N yang tidak diketahui, yang dapat langsung dipecahkan dengan metode iterasi menjadi solusi persamaan penuh dari persamaan 2.17 :

$$r = (W^T W)^{-1} W^T T \quad (2.18)$$

Persamaan 2.18 mengasumsikan inversi yang stabil, dimana tidak selalu ditemui dalam aplikasinya. Untuk menstabilkan solusi tersebut, dibutuhkan faktor prewhitening. Dalam notasi matematika, prewhitening dapat dituliskan sebagai berikut:

$$r = (W^T W + \lambda I)^{-1} W^T T \quad (2.19)$$

Dengan keterangan λ adalah faktor prewhitening dan I adalah matriks identitas.

Dari seluruh proses penentuan parameter diatas, ada beberapa poin penting yang dapat diketahui yaitu ; bahwa apabila (1) diketahui banyaknya lapisan N, (2) diketahui TWT dari lapisan tersebut, (3) diketahui wavelet seismik, maka persamaan 2.17 dapat dipecahkan untuk mendapatkan set unik dari koefisien refleksi, r, yang memiliki karakter dari model sintetis awal yang paling mirip dengan data tras seismik observasi.

Walaupun begitu, pendekatan ini tidak sepenuhnya sesuai dengan reflektivitas bumi yang sebenarnya. Banyak hal yang menyebabkan ketidakpastian pada reflektivitas bumi tidak dapat didekati dengan persamaan seperti misalnya perbedaan dari wavelet. Kasus yang lebih buruk adalah karena data seismik memiliki noise dan model, r, sangat dipengaruhi dari kehadiran noise ini,

Setiap nilai impedansi bergantung pada koefisien refleksi yang berada diatasnya. Kesalahan yang kecil pada parameter ini akan menjumlahkan keseluruhan *error* sehingga menghasilkan *error* yang sangat besar. Hal ini disebut dengan tren *error* “frekuensi rendah” karena cenderung menghasilkan *error* pada panjang gelombang pada impedansi yang diturunkan.

Satu hal untuk menghilangkan efek ini adalah dengan menggunakan batasan (*constraint*). Batasan ini digunakan untuk meminimalisir perkiraan dari model yang tidak unik dengan kontrol impedansi dari data log. Tras yang akan diinversi kemudian di atur batasannya dengan data log impedansi dan diinterpolasi untuk menghasilkan tras impedansi pada setiap tras seismik.

Kelebihan metode ini adalah:

1. Menghasilkan solusi yang lengkap, termasuk informasi frekuensi rendah
2. Secara intuitif, metode ini cukup menjanjikan karena menghindari inversi langsung dari data seismik tersebut.
3. Output yang dihasilkan merupakan suatu model yang sangat sesuai dengan *input* data
4. Nilai *error* dapat terdistribusi dalam solusi inversi.

Kekurangan metode ini adalah:

1. Solusi didasarkan pada proses iterasi
2. Kemungkinan yang tidak terbatas untuk mendapatkan pasangan kecepatan dan kedalaman untuk nilai waktu sama.

Pada studi ini hanya dilakukan satu metode yaitu metode *model based* dengan asumsi bahwa data seismik yang didapatkan memiliki *constraint* terhadap model dan data sumur.

2.9 Dekomposisi Spektral

2.9.1 Prinsip Dasar Dekomposisi Spektral

Dekomposisi Spektral merupakan proses penguraian spektrum frekuensi yang terdapat pada data seismik. Dasar dari proses ini adalah transformasi domain data seismik ke dalam domain frekuensi dengan menggunakan metode *Short Time Fourier Transform* (STFT) atau *Continuous Wavelet Transform* (CWT) dimana metode CWT memberikan solusi yang lebih akurat dibandingkan STFT. Metode transformasi Fourier mendekomposisi sinyal dari fungsi sinus dan kosinus pada frekuensi yang berbeda sedangkan transformasi *wavelet* mendekomposisi sinyal kedalam *wavelet* yang terdilatasi dan tertranslasi. Teknik yang digunakan adalah membuat jendela (window) pada variabel dan mengijinkan penggunaan waktu yang panjang dimana diharapkan frekuensi rendah yang lebih tepat dan waktu yang pendek dimana diinginkan komponen frekuensi yang lebih tinggi. (Haryono, 2012) Tidak seperti metode transformasi fourier yang dibatasi oleh time window yang menyebabkan distorsi spectra dan membuat batasan pada resolusi vertikal, metode transformasi *wavelet* tidak memerlukan time window seperti yang telah disebutkan di atas. Hal tersebut membuat

teknik transformasi *wavelet* lebih unggul dalam menampilkan spectra *wavelet* dibandingkan metode time-window.(Burnett, 2003)

Metode CWT memberikan *window time-frequency* yang secara otomatis mengecil ketika mengobservasi frekuensi tinggi dan membesar ketika mengobservasi frekuensi rendah. Metode ini menggunakan dilatasi dan translasi untuk menghasilkan peta skala-waktu. Dalam persamaan CWT didefinisikan sebagai berikut:

$$W_x(u, s) = \int_{-\infty}^{+\infty} X(t)\Psi_{u,s}^*(t)dt \quad (2.20)$$

Dengan fungsi invers transformasi *wavelet* adalah

$$x(t) = \frac{1}{C_\Psi} \int_0^{-\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} W_x(u, s)\Psi_{u,s}(t)du \frac{ds}{s^2} \quad (2.21)$$

Dengan C_Ψ disebut sebagai kondisi diterima (*admissibility conditions*) u merupakan parameter translasi, s merupakan parameter skala, dan Ψ konjugasi merupakan induk *wavelet* (Nurcahya et.al, 2003).

Dalam persamaan diatas induk *wavelet* berarti berupa gelombang yang digunakan sebagai acuan untuk menghasilkan fungsi jendela yang lain. Parameter translasi berhubungan dengan lokasi jendela yang bergeser sepanjang sinyal.

2.9.2 *Anomali Frekuensi Rendah*

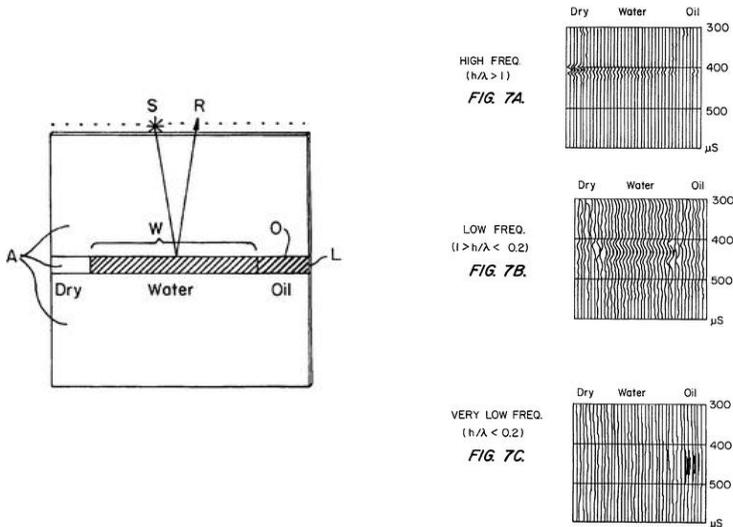
Anomali frekuensi rendah pada seismik merupakan efek dari batuan poros yang tersaturasi fluida yang telah dideskripsikan dengan teori poro-elastik gelombang (Korneev,2004). Secara sederhana koefisien refleksi dari gelombang seismik yang melerati batuan yang poros dan tersaturasi fluida digambarkan dengan persamaan:

$$R = R_0 + (1 + i) \sqrt{\frac{\kappa\rho}{\eta}} \omega R_1 \quad (2.12)$$

Dengan keterangan bahwa ω merupakan frekuensi dari gelombang seismik, ρ merupakan densitas batuan, κ merupakan permeabilitas batuan dan η merupakan viskositas fluda. Persamaan reflektivitas dapat dideskripsikan sebagai berikut:

$$R = \sqrt{\left(R_0 + \sqrt{\frac{\kappa\rho}{\eta}\omega R_1}\right)^2 + \frac{\kappa\rho}{\eta}\omega R_1^2 \left(\cos\left(\arctan\left(\frac{\kappa\rho\omega R_1}{R_0 + \sqrt{\frac{\kappa\rho}{\eta}\omega R_1}}\right)\right)\right) + i \sin\left(\arctan\left(\frac{\kappa\rho\omega R_1}{R_0 + \sqrt{\frac{\kappa\rho}{\eta}\omega R_1}}\right)\right)} \quad (2.13)$$

Nilai reflektivitas akan bernilai maksimum jika nilai $\frac{\kappa\rho}{\eta}\omega R_1$ mendekati nol atau dengan kata lain frekuensi seismik menjadi lebih rendah.

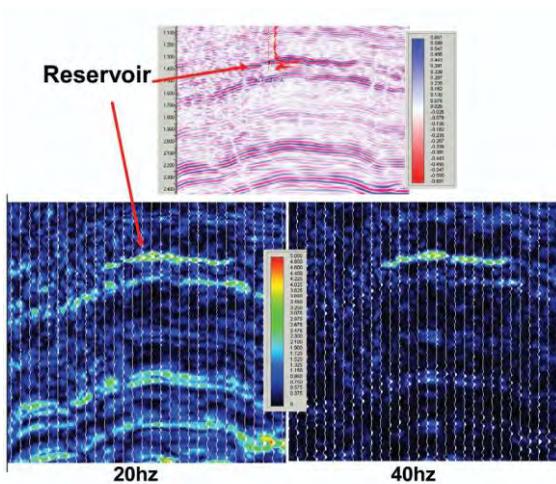


Gambar 2. 13 Respon seismik dengan domain frekuensi pada percobaan laboratorium (Korneev,2004)

Gambar 2.13 menjelaskan respon seismik dengan frekuensi pada percobaan laboratorium yang dilakukan oleh Koneev (2004). Percobaan ini menggunakan model berupa lapisan *sandstone* 7 mm yang

kering dan tersaturasi oleh air dan minyak. Dapat dilihat pada gambar 2.3 bahwa pada zona tersaturasi air dan hidrokarbon didapatkan penyerapan pada frekuensi tinggi (gambar 2.13 7A) sehingga hampir tidak ada refleksi (*reflection free*). Sedangkan pada gambar 2.13 7C didapatkan anomali frekuensi rendah sebagai akibat dari kandungan fluida. Hal ini disebabkan karena koefisien refleksi yang semakin menurun saat frekuensi meningkat. Anomali ini dapat dilihat pula pada gambar 2.11 dimana sintetik seismogram akan sangat berpengaruh dengan wavelet yang memiliki frekuensi yang berbeda.

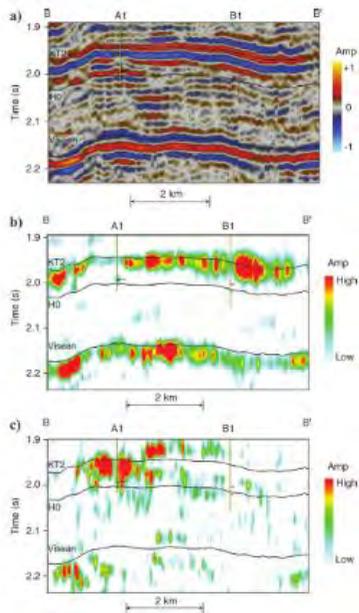
Pada penelitiannya, mengenai reservoir gas di Cekungan Burgos, Mexico, Burnett, (2003) mengaplikasikan dekomposisi spektral berdasarkan metode CWT dimana anomali amplitudo disebabkan karena *tuning* lapisan tipis dan kandungan gas pada reservoir. Pada gambar dibawah ini (gambar 2.14) dapat dilihat pada frekuensi 20Hz tidak menampilkan anomali reflektivitas yang terang apabila dibandingkan dengan frekuensi 40Hz. Hal ini menjelaskan bahwa ketebalan-waktu pada penampang seismik menunjukkan *sand* yang dekat dengan *tuning* dan muncul sebagai dipol. Ketika diisi dengan gas, reflektivitas pasir menjadi lebih tinggi dan amplitudo dari setiap frekuensi meningkat. Anomali ini dapat dilihat pada gambar 2.14 yang ditunjukkan oleh tanda panah merah.



Gambar 2. 14 Reservoir gas yang menunjukkan perbedaan reflektivitas (Burnett,2003)

2.9.3 Anomali Frekuensi Tinggi

Sebelumnya telah dijelaskan bahwa dekomposisi spektral dekomposisi dengan melihat anomali frekuensi rendah terbukti efektif dalam mengkarakterisasi reservoir hidrokarbon. Namun, pada beberapa studi, diketahui bahwa reservoir karbonat dapat menampilkan anomali frekuensi tinggi. Burnett, (2003) mengalami hal tersebut pada cekungan Burgos di Mexico, dimana pada penampang isofrekuensi pada 40 Hz menampilkan amplitudo yang lebih tinggi dibandingkan dengan penampang isofrekuensi 20 Hz (gambar 2.14). Burnett (2003) menyimpulkan bahwa anomali amplitudo ini disebabkan karena lapisan *tuning* dan ketersediaan gas. Ketersediaan gas membuat koefisien refleksi menjadi lebih tinggi dibandingkan dengan reservoir yang terisi *brine* gas. Sedangkan efek lapisan *tuning* merefleksikan frekuensi yang lebih tinggi.



Gambar 2. 15 (a) merupakan penampang seismik yang menghubungkan antara lapisan tebal berporositas tinggi dan lapisan tipis berporositas rendah. (b) penampang isofrekuensi 20 Hz. (c) penampang isofrekuensi 50 Hz. (Yangdong Li, 2011)

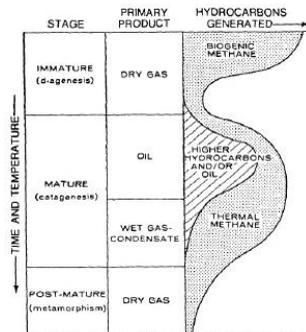
Pada studi yang dilakukan oleh Yangdong Li, et.al (2011). diambil kesimpulan bahwa anomali frekuensi tinggi terlihat lebih jelas pada reservoir karbonat gas dibandingkan dengan anomali frekuensi rendah yang banyak digunakan. Seperti dilihat pada gambar 2.15 (c) dimana penampang isofrekuensi pada 50 Hz memiliki penampang yang lebih jelas dalam akumulasi gas di dalam karbonat dibandingkan dengan peta isofrekuensi 20 Hz. Frekuensi tinggi ini merupakan akibat dari penurunan kecepatan dari reservoir dan menghasilkan porositas yang tinggi. Hal ini akan menyebabkan reflektivitas yang semakin tinggi dan meningkatnya frekuensi dominan dari rekaman data seismik karena

interferensi lapisan tipis. Namun, hal yang harus diperhatikan adalah bahwa litologi yang berlaku merupakan *tight limestone* yang memiliki kecepatan yang sangat tinggi.

Selain itu, reservoir seharusnya memiliki ketebalan yang menengah namun jauh dibawah $\frac{1}{2}$ panjang gelombang. Apabila tidak, efek dari atenuasi akan menjadi kuat dan menyebabkan munculnya *low-frequency shadows*. Substitusi fluida juga tidak berpengaruh banyak pada rekaman seismik apabila ketebalan reservoir tidak tebal dan porositas tidak tinggi.

2.10 Gas Biogenik

Gas Biogenik merupakan gas yang dihasilkan dari dekomposisi material organik oleh mikroorganisme anaerob pada suhu yang rendah. Gas biogenik sangat penting sebagai target eksplorasi karena gas ini terjadi secara geologi dapat diprediksi keadaannya, tersebar luas, serta memiliki jumlah yang banyak pada kedalaman yang dangkal-menengah. Proses awal pembentukan gas biogenik ini sering terjadi di rawa, namun juga dapat terbentuk secara massal sehingga menghasilkan konsentrasi biogas alam yang cukup besar. Gas ini dapat ditambang seperti mengambil gas alam biasa. Namun komponen utamanya metana. Gas ini sering disebut juga sebagai gas metana. (Febriyanto,2014)



Gambar 2. 16 Diagram yang menunjukkan perkembangan hidrokarbon seiring dengan peningkatan temperatur dan waktu (Febriyanto,2014)

2.10.1 Faktor-faktor Pembentukan Gas Biogenik

Pembentukan gas biogenik metana dapat dikontrol oleh beberapa faktor yang harus dipenuhi (Rice dan Claypool, 1981) seperti :

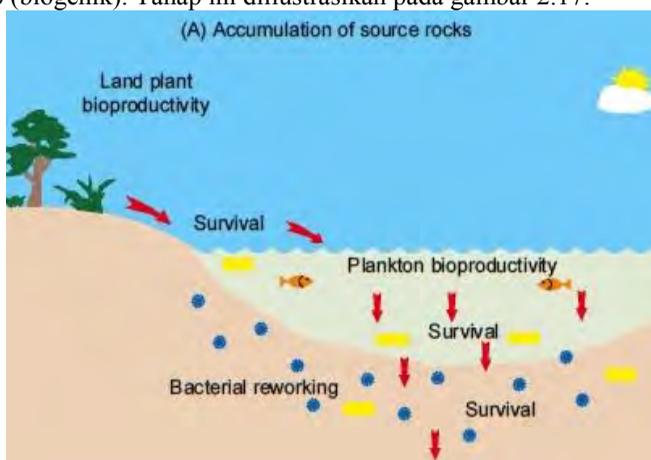
- Lingkungan yang tidak teroksidasi (*anoxic*) Lingkungan ini terbentuk akibat adanya mikroorganisme metanogenik yang bersifat anaerob dan tidak dapat mentolerir kehadiran oksigen.
- Lingkungan yang kekurangan sulfat Lingkungan ini merupakan tempat dimana konsentrasi sulfat dalam air sangat rendah seperti air payau atau air tawar (*fresh water*) sehingga produksi metana dapat dimulai setelah oksigen habis atau menghilang.
- Temperatur pembentukan metana atau metana oleh mikroorganisme dapat terjadi pada kedalaman yang memiliki temperatur antara 0-75° C. Karena pada temperatur tersebut bakteri metanogenik (*Methanobacterium thermoautotrophicus*) dapat tumbuh secara maksimum.
- Kehadiran material organik sangat dibutuhkan untuk proses metanogenesis dan untuk mendukung proses metabolisme. Besar minimum material organik yang dibutuhkan dalam pembentukan metana yaitu 0,5% karbon organik yang terkandung dalam suatu endapan sedimen laut.
- Ruang *minimum* yang dibutuhkan untuk bakteri dalam menjalankan fungsinya biasanya pada sedimen halus yang memiliki ukuran pori sekitar 1-3 nm.

2.10.2 Diagenesa Gas Biogenik Pada Lapangan "TG"

Gas biogenik pada lapangan TG ini berhubungan dengan sistem paleogeografik Jawa Timur yang sudah berumur ratusan tahun. Pada awal Miosen dan Pliosen, Jawa Timur memiliki *embayment* sempit yang memanjang dari Cepu sampai Kangean dengan batas dua tanggian paralel di Utara berupa zona patahan Rembang-Madura-Kangean-Sakala (RMKS). *Embayment* ini memiliki titik terdalam pada di barat laut Lombok yang merupakan wilayah muara sungai Sunda Purba (*Molengraaf*). Lintasan sungai ini kemudian dikenal dengan Formasi Mundu di Selat Madura, Formasi Paciran di selatan Kangean, dan Formasi Selorejo di Cepu (Satyana,2004). Proses ini merupakan tahap pertama dalam pembentukan gas biogenik di Lapangan "TG" yang diilustrasikan pada gambar 2.3 pada kotak ke 3.

Gas biogenik di Lapangan "TG" memiliki peran bakteri *Globigerina* dalam pembentukannya. Seperti yang diketahui, karena

berumur Pliosen-Pleistosen maka formasi ini memiliki kedalaman yang relative dangkal dan masih masuk ke dalam zona neritik. Padahal, *Globigerina* sendiri merupakan foram laut dalam sehingga awal mula bakteri ini adalah pada bagian timur dari *embayment* yang disebutkan di atas. Dengan pengetahuan paleo-oseanografi dapat diketahui bahwa sepanjang umur Pliosen, terdapat pola arus ke arah barat dari Kangean menuju Cepu pada *embayment* tersebut. Kemudian terjadi *upwelling currents* yang membawa foram *Globigerina* di wilayah laut dalam (abyssal) naik ke wilayah yang lebih dangkal (neritik). Tempat tersebut kemudian mengalami deposisi dan *reworking* yang disebabkan karena badai. Hal ini dibuktikan dari hasil *coring* yang dilakukan oleh Santos pada Lapangan “TG” memiliki pola seperti tunjaman dan permukaan yang tererosi yang menunjukkan bahwa hal tersebut adalah hasil dari *reworking* pada wilayah neritik. Pembentukan dari gas biogenik ini berdasarkan pembentukan hidrokarbon yang disebabkan oleh makhluk hidup (biogenik). Tahap ini diilustrasikan pada gambar 2.17.



Gambar 2. 17 Ilustrasi fase awal pembentukan batuan induk gas biogenik

Seharusnya, *upwelling* yang dipicu dua tinggian utara-selatan itu akan naik ke kedua arah, baik ke arah utara dan selatan. Akan tetapi faktanya, sisi utara lebih ideal untuk deposisi *globigerina*. Hal ini disebabkan karena pola arus yang lebih cenderung pada *upwelling* di sisi bagian utara. Karena hal tersebut, semua lapangan dengan *globigerina* baru terbukti di sisi utara sejak dari Kangean – Cepu (Lapangan gas

biogenik : Terang-Sirasun-Madura-Maleo-Oyong-Selorejo). Untuk melihat sisi selatan, diharuskan untuk melihat efek deposisi volkanoklastik dari jalur volkanik pada umur Pliosen- Pleistosen. (Satyana,2004)

2.10.3 Penelitian Terdahulu

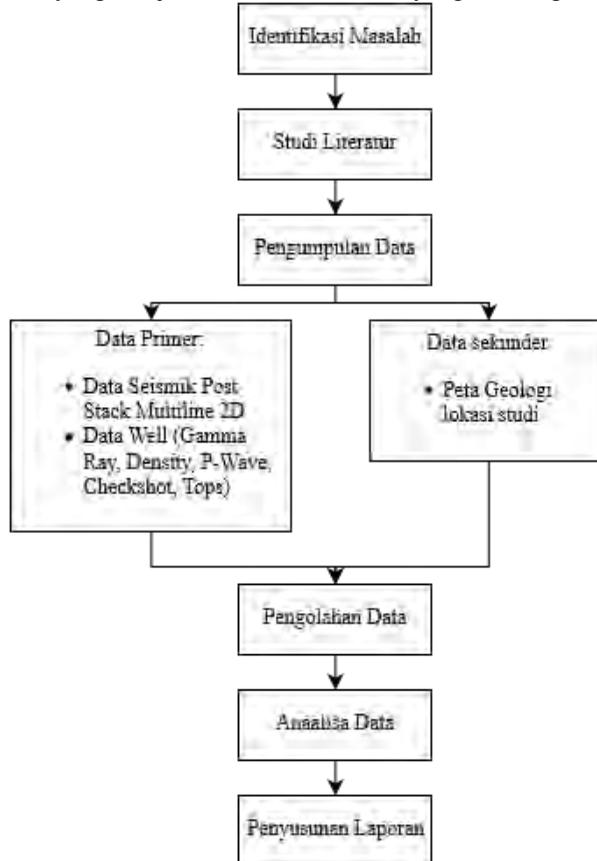
Penyelidikan potensi gas biogenik di delta Sungai Kapuas Kalimantan Barat telah dilakukan oleh Puslitbang Geologi Kelautan pada tahun 2004, 2005 dan 2008. Pada tahun 2004 penyelidikan mendapatkan indikasi sumber daya energi alternatif ini di Pulau Sepok Laut yang merupakan bagian dari sistem delta Sungai Kapuas. Indikasi ini didapatkan dari sumur bor milik penduduk yang tadinya direncanakan untuk mencari sumber daya air; indikasi ini berupa semburan sedimen pasir hingga mencapai ketinggian 4 hingga 6 meter dari permukaan yang diikuti oleh kobaran api. Penyelidikan tahun 2005 merupakan penyelidikan komprehensif yang memetakan sebaran gas tersebut menggunakan metoda geologi dan geofisika kelautan. Penyelidikan terakhir ini diketahui bahwa dari rekaman seismik pantul dangkal resolusi tinggi, gas tersebar ke arah delta.

Penyelidikan rinci pada tahun 2008 di daerah Muara Kakap, Kalimantan Barat mendapatkan bahwa gas terjebak dalam *reservoir* pasir yang ditutup oleh lapisan sedimen *semi-impermeable* di atasnya berupa lempung yang kaya unsur organik karbon. Kondisi *semi-impermeable* ini menyebabkan terjadinya gelembung-gelembung gas di atas lapisan lempung organik tersebut pada kolom air saat pasang. Pemboran tepat di indikasi gelembung ini mendapatkan *reservoir* gas berupa lapisan pasir dengan ketebalan sekitar 11 meter. Gas ini telah dilakukan uji coba utilisasi dan berhasil untuk menghidupkan kompor gas tekanan rendah serta generator listrik berbahan bakar gas kapasitas 500 watt yang cukup untuk sebuah rumah sederhana di daerah terpencil.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metodologi Penelitian

Metode yang dipergunakan dalam penelitian ini merupakan metode gabungan, yang menyatukan antara studi pustaka yang penulis lakukan dengan data-data yang diperoleh dari instansi terkait. Berikut adalah diagram alir yang menjelaskan metode umum yang akan digunakan:



Gambar 3. 1 Metodologi Pelaksanaan Tugas Akhir

3.1.1 Tahap Persiapan

a. Identifikasi Masalah

Kegiatan ini bertujuan untuk mengidentifikasi permasalahan yang ada. Adapun permasalahan yang akan diselesaikan pada penelitian ini adalah mengenai karaktersasi reservoir gas biogenik biogenik pada Lapangan “TG” yang umumnya berada pada kedalaman yang dangkal. Permasalahan lain adalah bagaimana cara mengidentifikasi gas yang berada di dekat permukaan dengan metode inversi impedansi akustik dan dekomposisi spektral .

b. Studi Literatur

Kegiatan ini dilakukan untuk mencari pustaka yang terkait dengan penelitian berupa teori, rumus, data dari buku, jurnal, *proceeding*, dan lainnya. Referensi yang digunakan adalah mengenai penelitian gas biogenik yang telah dilakukan dan prinsip interpretasi dasar yang digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir gas biogenik pada Lapangan “TG”.

c. Pengumpulan Data

- i. Data Primer didapatkan dari instansi terkait yang menyediakan data bagi mahasiswa Tugas Akhir merupakan data seismik 2D *multiline* dengan kasus gas biogenik dan data *well* yang bersangkutan. Dalam penelitian ini, instansi terkait adalah Puslitbang Geologi Kelautan. Data yang didapatkan adalah 4 line seismik 2D dengan 2 sumur.
- ii. Data sekunder didapatkan dari instansi terkait mengenai informasi geologi dari daerah studi seperti karakter fisik dari reservoir tersebut; yaitu reservoir karbonat *Globigerina*.

3.1.2 Tahap Pengolahan Data

Pengolahan data dilakukan dengan dua perangkat lunak dengan fungsi sebagai berikut:

- d. Perangkat 1 untuk melakukan seismik well tie, inversi seismik, dan analisis *crossplot* (porositas)
- e. Perangkat 2 OpenDtect untuk melakukan dekomposisi spektral dan *conditioning* data seismik.

3.1.3 Tahap Analisa

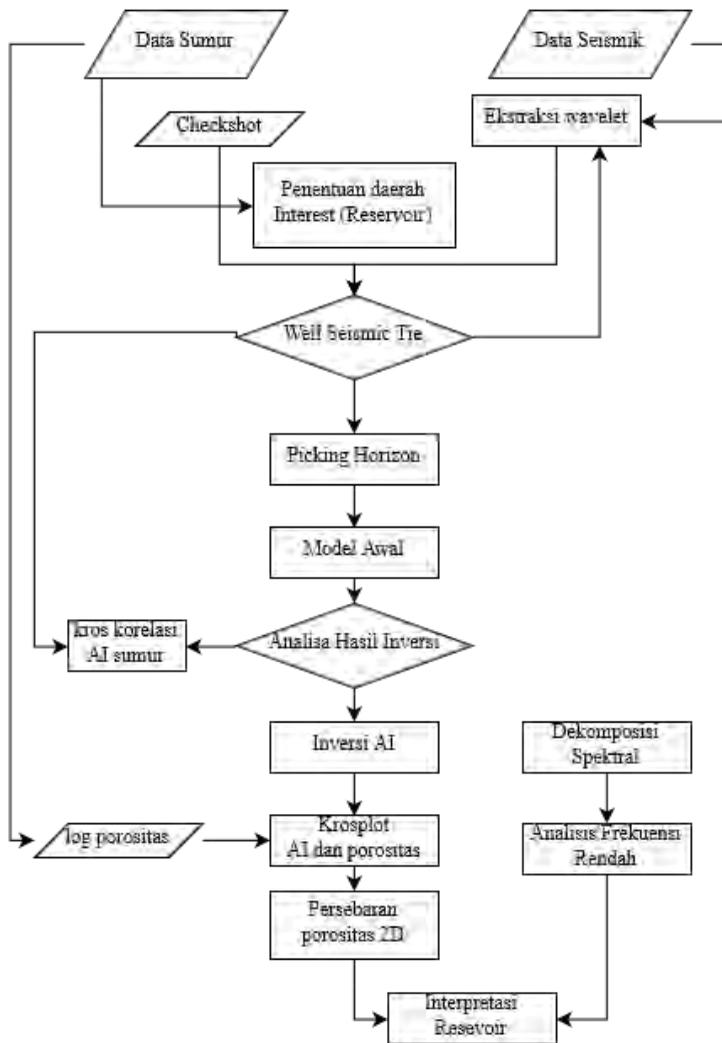
Setelah dilakukan analisa terhadap data yang diperoleh, maka dapat ditarik kesimpulan dari hasil studi yang dilakukan

3.1.4 Tahap Akhir

Tahap akhir dalam penelitian ini adalah pembuatan laporan. Laporan berisikan mengenai hasil dari seluruh kegiatan dari awal, proses, hingga akhir studi.

3.2 Diagram Alir Pengolahan Data

Berikut adalah diagram yang lebih detail untuk proses dan interpretasi data:



Gambar 3. 2 Diagram alur pengolahan data dan interpretasi

3.2.1 Persiapan Data

Persiapan data dilakukan dengan cara menganalisis secara cepat keseluruhan data yang didapatkan untuk bisa diproses dengan tujuan terkait. Berikut adalah data yang didapatkan dari instansi terkait:



Gambar 3. 3 Lokasi lintasan seismik dan sumur dari Lapangan "TG"

Kotak merah pada gambar 4.1 menunjukkan daerah telitian yang digunakan karena memiliki data paling banyak sehingga dapat mengurangi ketidakpastian dalam proses interpretasi.

Tabel 3. 1 Daftar kelengkapan log untuk tiap sumur

No	Nama Sumur/Kelengkapan Log	TG-1	TG-2ST	TG-3	TG-Q1	TS-21A	TW-1
1	Gamma ray	✓	✓	✗	✓	✓	✓
2	Density	✓	✓	✗	✓	✓	✓
3	SP	✓	✓	✗	✓	✗	✓
4	Resistivity	✓	✓	✗	✓	✓	✓
5	Sonic - P Wave	✓	✓	✗	✓	✓	✓
6	Caliper	✓	✓	✗	✓	✓	✗

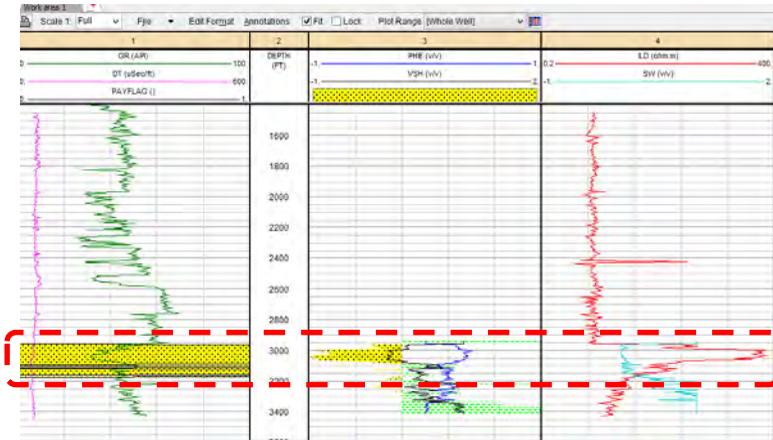
7	Checkshot	✓	✓	✓	✗	✗	✗
---	-----------	---	---	---	---	---	---

Dari kelengkapan data yang ditampilkan pada tabel 3.1, maka akan digunakan 2 sumur yang paling lengkap dan 4 line seismik yang berada di sekitarnya. Hal ini dilakukan untuk mengurangi ketidakpastian interpretasi. Karena apabila dibandingkan dengan data seismik, data sumur memiliki tingkat kepercayaan yang lebih tinggi dilihat dari kandungan noise, resolusi vertikal, dan data *coring* yang tersedia. Data seismik yang digunakan adalah lintasan TG3-9, TG3-17, TG3-8, dan TG4-3 serta data sumur yang digunakan adalah yang paling lengkap yaitu TG-1 dan TG-2ST.

3.2.2 Penentuan Daerah *Interest*

Penentuan daerah *interest* dilakukan dengan melakukan analisis log secara kualitatif. Proses ini dinamakan dengan *Well Log Quicklook* dimana dilakukan deskripsi awal terhadap daerah *interest* dengan mengidentifikasi karakter fisiknya. Dalam studi ini, reservoir yang menjadi target adalah reservoir karbonat dengan rentang kecepatan adalah 4500-5500 (m/s)*(g/cc) dengan porositas sangat baik yaitu 30%-40%. Parameter porositas didapatkan dari informasi geologi yang didapatkan dari instansi terkait sedangkan parameter kecepatan didapatkan dari referensi mengenai karbonat Plio-Plistosen pada Lapangan "TG". Kemudian dari parameter tersebut, kemudian ditentukan batas atas dan batas bawah dari daerah *interest* untuk selanjutnya dilakukan analisis yang lebih detail mengenai lokasi reservoir yang berpotensi mengandung gas biogenik.

Gambar 3.4 menunjukkan beberapa log utama yang ditampilkan untuk melakukan *quicklook*. Proses ini dilakukan untuk menentukan daerah *interest* serta mengidentifikasi reservoir dan keterdapatannya hidrokarbon di dalam sumur. Pada gambar 3.4 digunakan log *Gamma ray*, Resistivity (ILD), NPHI (Neutron Porosity), RHOB (Densitas), *Vshale* yang didapatkan dari hasil kalkulasi Indeks *Gamma ray*, porositas efektif, dan saturasi air. Hasil penentuan daerah *interest* ini akan dibahas pada bab selanjutnya.



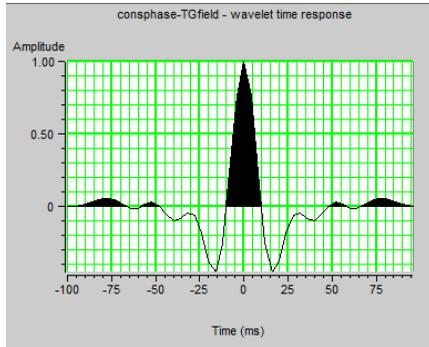
Gambar 3. 4 Log yang dilibatkan dalam analisis *quicklook* untuk menentukan daerah *interest* dengan kotak merah sebagai indikasi daerah *interest*

3.2.2 Inversi Impedansi Akustik

3.2.2.1 *Well seismic tie*

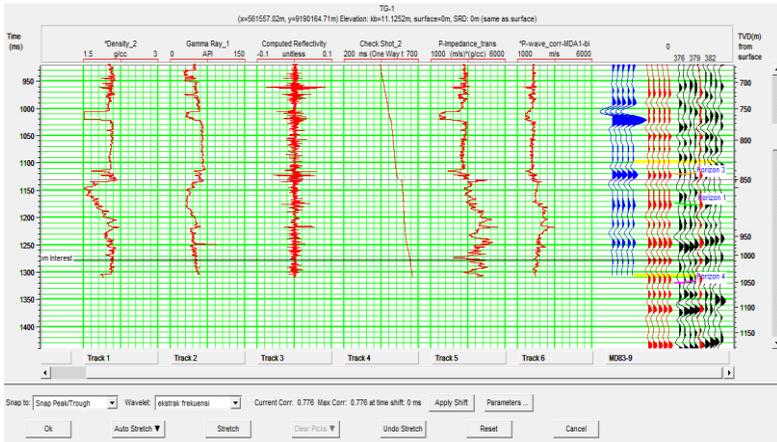
Well seismic tie merupakan tahapan untuk mengikatkan data sumur ke data seismik yang berguna untuk memposisikan event reflektor seismik pada kedalaman yang sebenarnya dengan menggunakan data *checkshot*, sehingga akan mempermudah korelasi informasi geologi di daerah kajian. Pada dasarnya, *seismic well tie* adalah mencocokkan *event* refleksi pada data seismik dengan seismogram sintetik yang bersesuaian dengan suatu bidang batas. Pencocokan dilakukan dengan mengkoreksi nilai tabel *time-depth* dari data *checkshot* tiap sumur agar event dari TWT seismogram sintetik sama dengan data seismik.

Proses ini memiliki beberapa langkah yang pertama dilakukan adalah mengekstraksi *wavelet* dari data seismik (*statistical wavelet*) atau *wavelet* dari data seismik. *Wavelet* yang digunakan adalah *wavelet* zero phase dengan *wavelet* length sebesar 200ms, taper length sebesar 25ms dan berfase nol.



Gambar 3. 5 Wavelet yang digunakan berupa *statistical wavelet*

Selanjutnya *wavelet* dikonvolusi dengan KR (log reflektivitas) sehingga memperoleh seismogram sintetik. Seismogram sintetik kemudian dilakukan *bulk-shift* dan *stretch squeeze* sehingga diperoleh nilai korelasi yang tinggi dengan data seismiknya. Bobot korelasi yang baik adalah 0.7, apabila kurang dari itu, maka proses diulangi dari tahap ekstraksi *wavelet* dengan parameter yang berbeda. Gambar 3.6 menunjukkan proses pengikatan data sumur TG-1 pada data seismik.



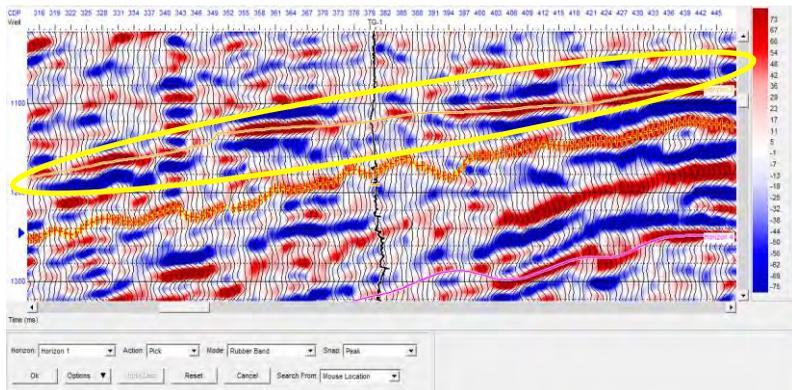
Gambar 3. 6 Pengikatan data sumur TG-1 dan data seismik

3.2.2.2 Analisis Tuning Thickness

Proses ini dilakukan untuk melihat ketebalan minimum dari lapisan reservoir yang dapat diidentifikasi. Proses ini membutuhkan nilai frekuensi dominan dan kecepatan rata-rata daerah *interest*. Nilai frekuensi dominan dilakukan dengan cara mengekstrak spektrum amplitudo pada daerah yang diinginkan. Pada proses ini diberikan batasan pada daerah yang ditinjau yaitu pada trace 320-490 dan pada kedalaman waktu 1000-1400 ms. Kemudian didapatkan panjang gelombang yang kemudian dapat ditentukan *tuning thickness* dari daerah *interest*.

3.2.2.3 Picking Horizon (Penelusuran Horizon)

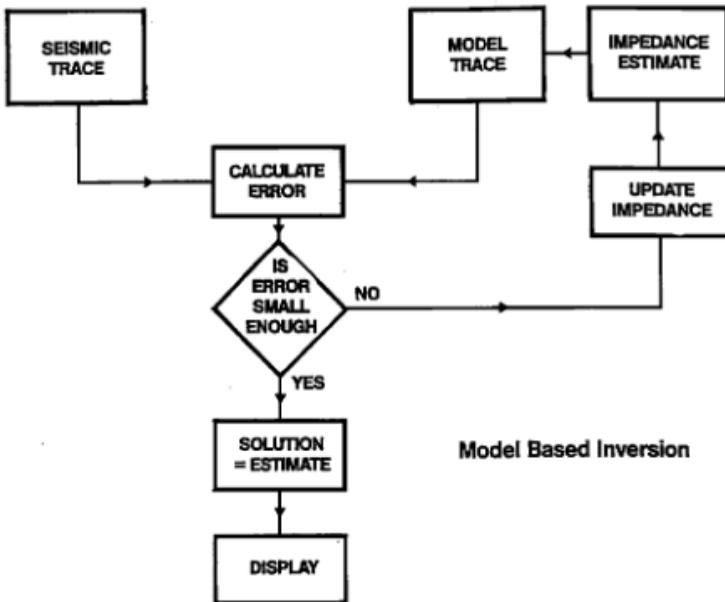
Proses ini adalah proses menelusuri jejak seismik dan kemenerusannya pada penampang seismik dari sebuah reflektor atau bidang batas lateral. Tahapan ini bertujuan untuk menelusuri daerah yang akan diinterpretasi. *Horizon* yang didapatkan berfungsi sebagai kontrol lateral dan sangat berpengaruh pada proses pembuatan model awal. Proses ini bergantung pada informasi dari data marker dan informasi geologi pada zona target. Hasil dari penelusuran horizon ini adalah peta struktur waktu yang selanjutnya digunakan untuk interpretasi dan analisa. Lingkaran kuning pada gambar 3.7 merupakan salah satu horizon yang di picking sebagai batas atas dari reservoir karbonat



Gambar 3. 7 Proses penelusuran horizon berdasarkan analisis daerah *interest* (*top* dan *bottom*)

3.2.2.4 Inversi Impedansi Akustik

Langkah pertama yang dilakukan dalam inversi impedansi akustik ini adalah membuat model awal. Model awal berupa volum impedansi akustik yang dibuat berdasarkan data log impedansi akustik (*P-Impedance Log*) pada setiap sumur yang kemudian dilakukan interpolasi dan ekstrapolasi dengan kontrol lateral dari *horizon* dan kontrol vertikal dari log impedansi akustik yang telah diikat dengan data seismik. Peran data sumur juga sebagai acuan nilai impedansi sedangkan *horizon* digunakan sebagai panduan dalam melakukan interpolasi dan ekstrapolasi nilai impedansi gelombang P. Gambar 3.8 menunjukkan alur yang digunakan dalam inversi *model based* dalam penelitian ini.



Gambar 3. 8 Alur kerja inversi *model based* (Hampson and Russell, 1999)

Berdasarkan gambar 3.8, inversi *model based* membutuhkan input berupa tras seismik, tras model, log impedansi, dan wavelet

seismik. Model awal digunakan untuk memperkirakan impedansi yang akan diinversi dengan batas nilai impedansi log dengan pendekatan koefisien refleksi. Impedansi yang dihitung akan diubah menjadi koefisien reflektivitas dengan persamaan 2.5. Setelah impedansi hasil analisis kelayakan diketahui, selanjutnya *error* antara tras seismik observasi dengan model dikalkulasi dengan persamaan 2.10. Proses ini kemudian dilulangi hingga menghasilkan nilai *error* yang sekecil-kecilnya. Apabila analisis hasil kelayakan inversi telah memiliki nilai *error* yang kecil maka inversi dilakukan dengan menggunakan parameter yang ditentukan oleh *user*. Dalam penelitian ini, digunakan metode hard constraint untuk membatasi nilai impedansi model yang dihitung agar model yang dihasilkan tidak berbeda terlalu jauh dari tras seismik hasil observasi.

Quality control dilakukan dengan menganalisis *crossplot* antara nilai impedansi dari log sumur dan hasil inversi dilakukan untuk. Apabila kros korelasi antara keduanya sudah baik, maka proses selanjutnya dapat dilakukan yaitu membuat peta persebaran porositas.

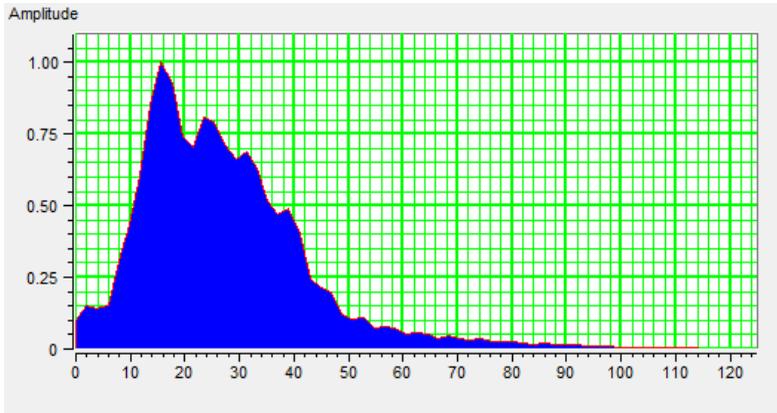
3.2.2.5 Crossplot Porositas dan Impedansi Akustik

Pada tahap ini, *crossplot* antara log porositas (dihitung dengan menggunakan log densitas yang dibatasi pada daerah *interest*) dan hasil inversi IA dari seismik. Proses ini dilakukan untuk mencari hubungan antara parameter keduanya untuk membuat penampang porositas. Pendekatan regresi linear dilakukan dengan dasar bahwa porositas yang tinggi akan menghasilkan nilai IA yang rendah. Tahap ini dilakukan untuk membuat persebaran porositas pada lintasan seismik TG3-9. Asumsi awal yang digunakan adalah karena IA reservoir bernilai tinggi pada batuan karbonat, maka porositas yang diasumsikan adalah rendah, dalam kasus ini porositas rendah dilihat dari seluruh *range data* yang didapatkan.

3.2.3 Dekomposisi Spektral

Tahap ini dilakukan setelah dilakukan persiapan data seismik yang akan digunakan. Metode yang digunakan adalah berbasis CWT (*Continous Wavelet Transform*) untuk melihat daerah akumulasi gas yang terdapat pada reservoir di Lapangan "TG". Karena kasus pada studi ini adalah batuan karbonat dengan kandungan gas, maka dilakukan analisis frekuensi rendah dan tinggi secara bersamaan. Sebelumnya,

dilakukan *conditioning* data agar data seismik yang memiliki *high frequency content* tidak menyebabkan kesalahan interpretasi (pitfall). Ekstraksi frekuensi didapatkan dari data seismik di sekitar daerah *interest* dan mendapatkan spectrum frekuensi sebagai berikut. Dari gambar 3.9 dapat diketahui bahwa frekuensi dominan dari daerah *interest* adalah 16 Hz.



Gambar 3. 9 Spektrum amplitudo pada daerah *interest*

Analisis dekomposisi spektral masih bersifat kualitatif. fungsi utama dari analisis ini adalah untuk memetakan akumulasi gas pada daerah reservoir.

3.2.4 Interpretasi Reservoir

Dari keseluruhan proses yang dilakukan, hal selanjutnya adalah melakukan interpretasi reservoir dengan melakukan crossplot antara Porositas – Impedansi P dan Impedansi P – Gamma Ray yang berasal dari data sumur untuk melihat posisi reservoir gas. Dalam tahap ini juga diintegrasikan hasil dari proses identifikasi karakter fisik dengan fasies yang terdapat pada Lapangan TG.

BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis *Top* dan *Bottom Reservoir*

Lapangan “TG” memiliki reservoir gas biogenik dengan litologi berupa batuan karbonat yang didalamnya terdapat fosil *Globigerina* yang diketahui dari hasil *coring* pada sumur TG-1 pada kedalaman 941.22 meter (3088 feet). Gambar 4.1 merupakan foto dari hasil karbonat *Globigerina*. Reservoir ini memiliki nilai porositas yang sangat baik yaitu sekitar 30-40% yang dibuktikan dari data *coring*.

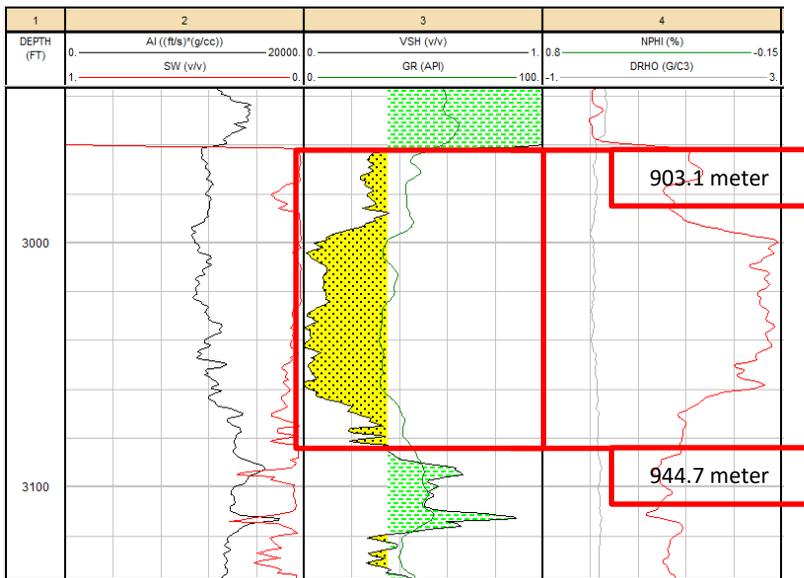


Gambar 4. 1 Hasil *coring* pada sumur TG-1 merupakan reservoir karbonat *Globigerina* pada kedalaman 941.22 m (Sumber: Dokumentasi instansi)

Dari analisis *quicklook*, dapat dilihat pada gambar 3.4, dapat dilihat bahwa log ILD (resistivitas) mengindikasikan keterdapatannya fluida pada nilai *Vshale* yang rendah. Indikasi tersebut berupa nilai resistivitas yang cukup besar dengan nilai porositas efektif yang besar. Selain itu, saturasi air menurun pada daerah tersebut sehingga meningkatkan kemungkinan terdapatnya hidrokarbon berupa gas pada daerah tersebut. dari itu, daerah *interest* ditentukan pada kedalaman 884-1036 meter dengan asumsi bahwa reservoir gas biogenik terdapat pada kedalaman tersebut.

Selain dari nilai resistivitas, dapat dilihat pada gambar 4.2 bahwa daerah indikasi hidrokarbon juga dapat ditentukan melalui nilai Log *Gamma ray*. Log ini digunakan untuk menentukan litologi dari reservoir dengan prinsip kandungan radioaktif yang terdapat dalam

batuan (seperti Kalium dan Feldspar). Unsur radioaktif sangat banyak terkandung pada litologi *shale* dan umumnya sangat sedikit pada litologi *sandstone* dan *limestone*. (Asquith,2004). Karena dalam studi ini reservoir yang terdapat merupakan karbonat, maka dapat dilihat dari nilai *Gamma ray* yang kecil. Nilai log *Gamma ray* ini kemudian dapat diturunkan menjadi volume *shale* (*Vshale*) untuk mengetahui kandungan *shale* yang terdapat pada litologi tersebut. Penentuan *cutoff* dari nilai *Vshale* ini didasarkan pada referensi yang diajukan oleh Asquith (2004) yaitu bernilai 35% untuk *sandstone* dan *limestone*.



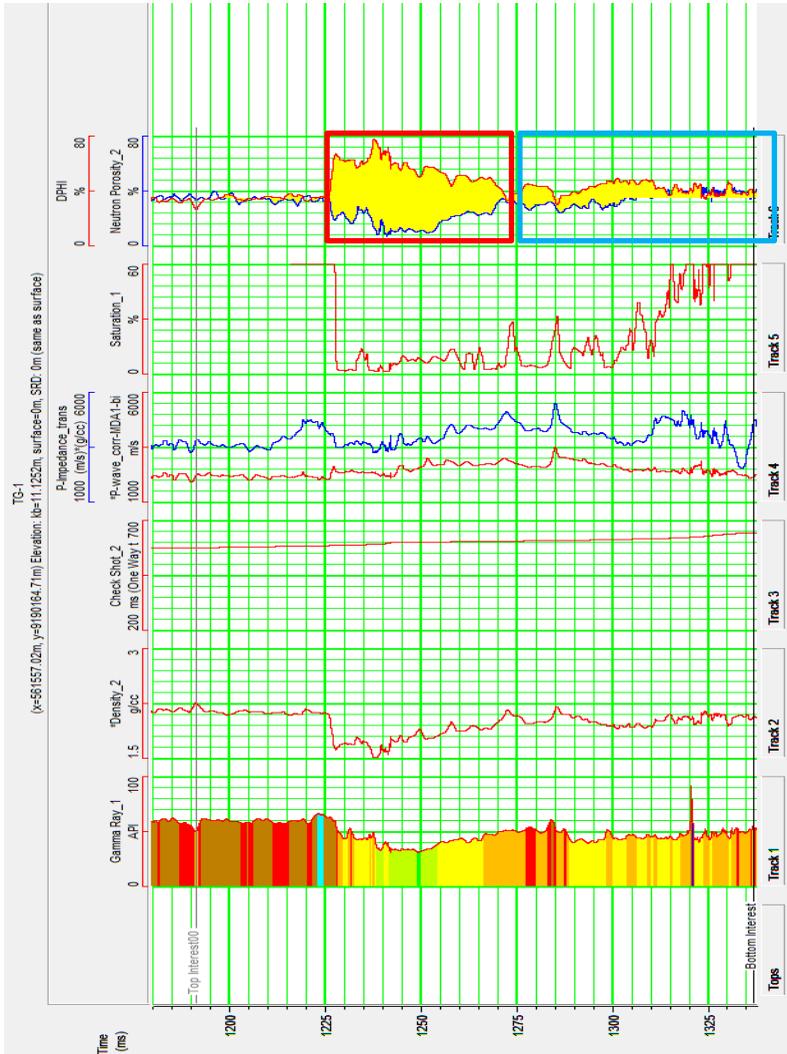
Gambar 4. 2 Gambar daerah *interest* dan payflag (berwarna kuning di kolom log bagian kiri). Kolom bagian kanan merupakan kurva *Vshale* dengan batas litologi antara *shale* dan *sand* sebesar 0.35.

Pada daerah *interest* yang ditentukan pada kedalaman 884-1036 meter, kemudian dilakukan indikasi reservoir gas biogenik dilihat dari karakteristik litologi yang didapatkan dari informasi log pada gambar 4.2 ; Log *Gamma ray* (kolom 2), saturasi air (kolom 1 kurva merah) dan

resistivitas (kolom 3 kurva merah). Ketiga kombinasi log tersebut dapat menunjukkan kandungan hidrokarbon dalam hal ini adalah gas biogenik. Pada daerah yang dibatasi oleh kotak merah, log *gamma ray* menunjukkan nilai yang kecil dengan kisaran 30-40 API yang mengindikasikan bahwa litologi tersebut adalah *limestone*. Selain itu, pada daerah tersebut nilai saturasi air menurun hampir mencapai 0 menunjukkan bahwa tidak ada kandungan air di dalam daerah tersebut yang dapat diindikasikan sebagai keterdapatannya hidrokarbon ataupun *dry rock*. Terakhir adalah pada log resistivitas dimana nilainya memperlihatkan resistivitas yang tinggi dan dapat dijadikan sebagai indikasi hidrokarbon berupa gas. Selain itu, nilai resistivitas dari batuan *limestone* juga sangat tinggi dengan range $50-10^7$ ohm.meter dan nilai resistivitas gas yang lebih tinggi dibandingkan air. Oleh karena itu, daerah yang dibatasi dengan kotak merah, dapat dijadikan indikasi awal untuk menentukan lokasi reservoir gas biogenik.

Kombinasi antara log neutron dan densitas dapat digunakan pula untuk mendeteksi keberadaan gas. Gambar 4. 3 menunjukkan log neutron dan densitas pada kolom ke 6. Gas yang terkandung pada batuan reservoir memberikan nilai porositas (yang diturunkan dari densitas melalui persamaan) yang lebih besar karena gas memiliki nilai densitas yang lebih rendah dibandingkan minyak dan air. Sedangkan nilai *neutron-porosity* akan rendah karena konsentrasi atom hidrogen yang terdapat pada gas dibandingkan dengan minyak dan air. Pola dari kombinasi antara log porositas dan densitas ini memberikan pola *crossover* dimana keduanya akan saling berbanding terbalik. Magnitudo dari pola *crossover* ini tergantung secara kualitatif berhubungan dengan kandungan gas yang terdapat dalam formasi. Semakin banyak gas yang terdapat dalam suatu formasi, maka magnitudo yang dihasilkan akan semakin lebar. Pada gambar 4.3 kotak merah menunjukkan magnitudo yang lebih lebar, berarti memiliki kandungan gas yang lebih banyak dibandingkan dengan kotak berwarna biru.

Dari analisis kualitatif data log yang dilakukan diatas, maka daerah *interest* dan daerah indikasi reservoir akan dijadikan acuan untuk proses selanjutnya.



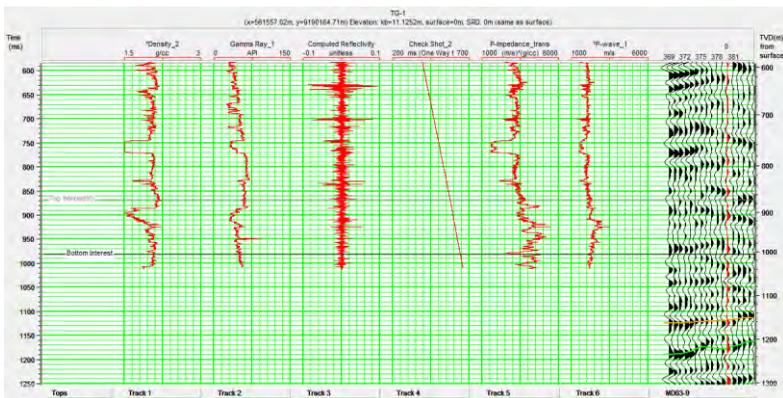
Gambar 4. 3 Kombinasi antara log porositas dan densitas yang memberikan indikasi terhadap hidrokarbon berupa gas

4.2 *Input dan Conditioning Data*

Input dan conditioning data dilakukan pada perangkat lunak 1 untuk melakukan interpretasi awal dan pengikatan data sumur serta data seismik. *Input* yang dilakukan meliputi data berikut:

- Data log yang telah disebutkan pada tabel 3.1 dalam bentuk .las
- Data checkshot dalam bentuk .txt
- Data seismik dalam bentuk .segy.

Selain *input* yang dilakukan kemudian adalah melakukan penyesuaian atau *conditioning* data agar setiap parameter dapat terkorelasi dengan baik. Penyesuaian yang dilakukan adalah koreksi checkshot dengan data log P-wave agar didapatkan hasil pengikatan sumur dengan korelasi yang paling baik. Selain itu juga dilakukan perhitungan Impedansi-P (Z_p) untuk mendapatkan nilai impedansi yang berasal dari perkalian log RHOB (densitas) dan log DT (sonic). Proses ini dilakukan untuk seluruh sumur yang akan diikatkan pada data seismik



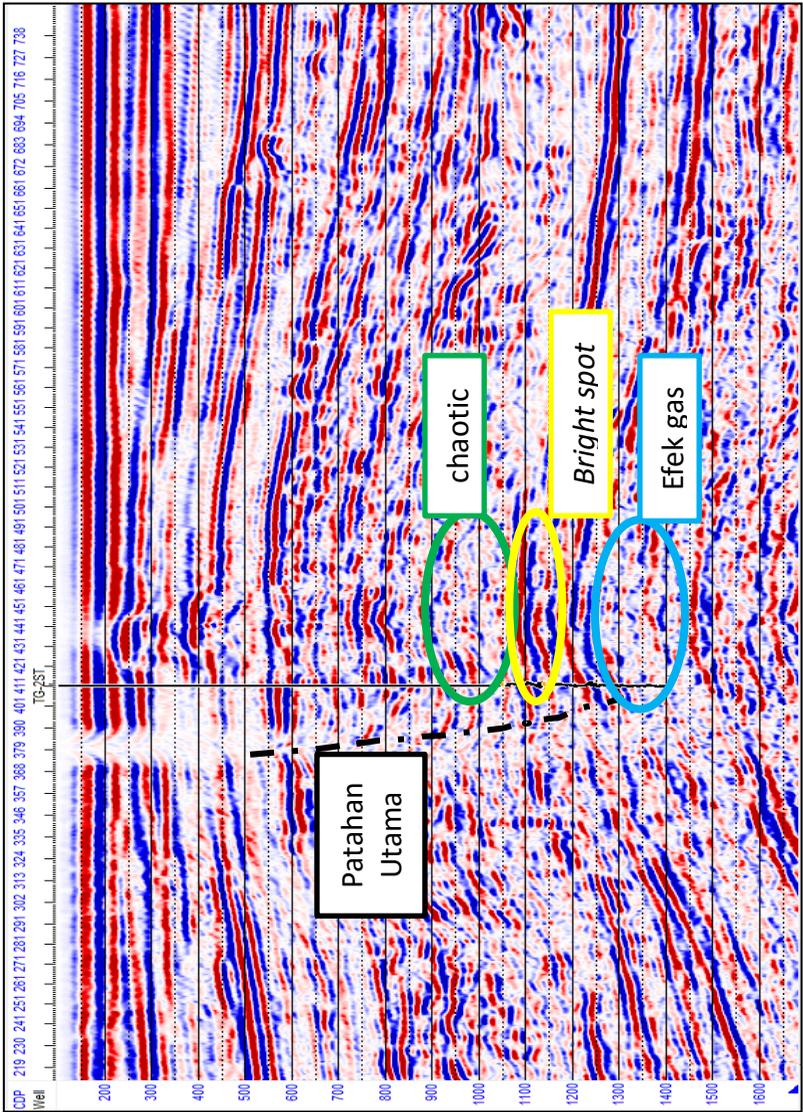
Gambar 4. 4 Data yang sudah dilakukan *conditioning* dan dimasukkan data checkshot.

Untuk *conditioning* data seismik, tahap yang pertama dilakukan adalah mencari anomali yang dapat diindikasikan sebagai reservoir gas biogenik. Gambar 4.5 merupakan data seismik pada lintasan TG3-9. Ditemukan beberapa anomali yang berasosiasi dengan keberadaan

reservoir karbonat dan gas biogenik. Lingkaran kuning menunjukkan adanya *Direct Hydrocarbon Indicator* (DHI) berupa *bright spot*. *Bright spot* ini mengindikasikan litologi karbonat serta kandungan gas yang terdapat pada reservoir tersebut. DHI ini disebabkan karena kecepatan dari batuan karbonat yang tinggi berasosiasi dengan gas yang memiliki kecepatan lebih rendah sehingga koefisien refleksi akan menjadi positif. Kecepatan gelombang seismik akan teradsorpsi pada lapisan gas sehingga menghasilkan akumulasi energi seismik yang ditunjukkan dari tingginya amplitudo. Hal ini kemudian berasosiasi dengan refleksi acak (*chaotic*) yang berada di atas DHI. Anomali ini menunjukkan bahwa reservoir karbonat bersifat porous dan memiliki nilai impedansi yang tinggi. Sehingga, gelombang seismik yang melewati lapisan tersebut terekam sangat cepat dan memberikan penampang yang acak (hampir tidak ada refleksi).

Hal berbeda terjadi pada lingkaran biru muda pada gambar 4.5 yang memiliki refleksi acak seperti refleksi yang terdapat pada lingkaran hijau. Anomali ini disebabkan karena efek gas dangkal yang terdapat pada reservoir. Anomali *bright spot* menjadi tempat absorpsi energi gelombang yang cukup besar sehingga akan menurunkan energi awal gelombang seismik.

Data seismik pada gambar 4.5 terlihat bising dikarenakan kandungan frekuensi dengan rentang yang cukup lebar, yaitu 3-120 Hz . Hal ini dapat mempengaruhi visualisasi terhadap interpreter dan dapat menyebabkan kesalahan interpretasi (*pitfall*). Untuk itu, dilakukan *filter bandpass* (4 13 50 60) untuk menghilangkan efek dari *noise* berupa frekuensi rendah yang disebabkan *groundroll* dan frekuensi tinggi yang disebabkan dari *ambient noise*. (Abdullah,2007)

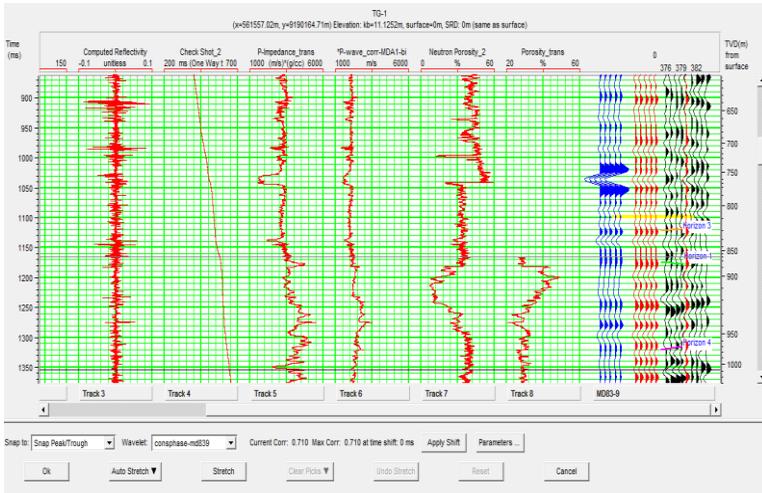


Gambar 4.5 Quicklook Interpretation pada data seismik line TG3-9

4.3 *Well Seismic Tie*

Setelah data seismik *diinputkan* dan dikondisikan, maka tahap selanjutnya adalah pengikatan data sumur ke dalam data seismik. Gambar 4.8 menunjukkan proses dari pengikatan sumur TG-1 dengan lintasan seismik TG3-9. Metode ekstraksi *wavelet* yang digunakan adalah metode *statistical* (*wavelet* diekstrak dari data seismik) dengan fase konstan. Metode ini digunakan untuk memperkecil variasi *wavelet* yang digunakan sehingga terbatas hanya pada tras seismik yang dikehendaki. Dalam proses ini digunakan batas berupa marker *top* dan *bottom* sebagai jendela analisisnya. Parameter dari *wavelet* yang digunakan adalah; panjang gelombang 200 ms, panjang taper 25 ms, dan rotasi fase 0° . Parameter ini akan menghasilkan *wavelet* dengan fasa nol yang paling ideal digunakan dalam pengikatan data sumur ke dalam data seismik,

Setelah dilakukan ekstraksi *wavelet* dan analisis geologi pada data seismik, proses selanjutnya adalah pencocokan antara sintetik seismogram yang didapatkan dari konvolusi antara koefisien reflektivitas dan *wavelet* yang telah di ekstrak dengan data seismik yang terdapat di sekitar sumur. Pencocokan ini dilakukan dengan menggunakan fasilitas *shifting* dan *stretching* pada perangkat satu sehingga seismogram sintetik memiliki korelasi yang baik dengan data seismik. Jendela analisis untuk melakukan proses *shifting* dan *stretching* difokuskan kepada daerah target yaitu *top* dan *bottom* untuk memperkecil ketidakpastian yang terdapat di kedua data seismik dan data log. Pembatasan tersebut diperuntukkan pula untuk memperbesar nilai korelasi antara data seimik dan data log. Proses diatas kemudian diulangi apabila korelasi masih berada di bawah 0.7. Korelasi yang didapatkan dari sumur TG-1 adalah 0.763 dan sumur TG-2ST adalah 0.753.



Gambar 4. 6 Pengikatan Data Sumur ke dalam data seismik pada sumur TG-1 dengan korelasi sebesar 0.763

Beberapa hal yang perlu diperhatikan dalam melakukan pengikatan data sumur dan data seismik ini adalah mengenai event seismik yang berhubungan dengan geologi. Proses *shifting* dan *stretching* sering kali membingungkan para interpreter dikarenakan bentuk sintetik seismogram yang hampir mirip di setiap kedalamannya. Sehingga para interpreter kebanyakan berpatokan pada korelasi yang dihasilkan. Oleh karena itu, pengetahuan geologi diperlukan dalam melakukan proses pengikatan data dan bukan berarti korelasi yang baik menunjukkan kebenaran dari proses pengikatan data. Tabel 4.2 menunjukkan nilai korelasi dari kedua data sumur yang telah diikatkan pada data seismik di lintasa TG3-9

Tabel 4. 1 Korelasi data sumur dengan data seismik TG3-9

No	Nama Sumur	Nilai Korelasi
1	TG-1	0.763
2	TG-2ST	0.753

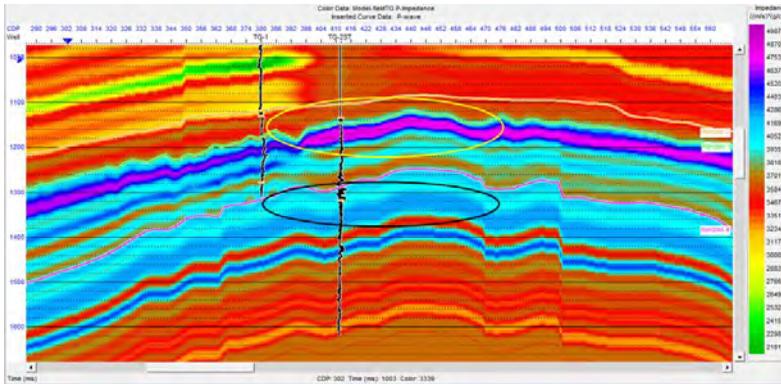
4.4 Analisis *Tuning Thickness*

Analisis *tuning thickness* dilakukan untuk menghindari kesalahan interpretasi. Analisis ini berguna untuk mengidentifikasi lapisan paling tipis yang dapat diidentifikasi dengan data seismik. *Tuning thickness* ini bernilai $\frac{1}{4} \lambda$. Apabila ketebalan lapisan berada dibawah nilai tersebut, maka akan terjadi penguatan amplitudo. Pada daerah *interest* diketahui frekuensi dominan sebesar 16 Hz dan kecepatan rata-rata dari reservoir karbonat bernilai 4800 m/s. Perhitungan nilai kecepatan rata-rata didapatkan dari kurva hubungan waktu dan kedalaman hasil dari proses pengikatan data sumur dan data seismik. Dengan persamaan $\lambda=v/f$, maka didapatkan nilai λ adalah 300 m dan nilai *tuning thickness* 75 meter. Ketebalan 75 meter ini memberi artian bahwa setiap ketebalan lapisan yang bernilai 75 meter akan memberikan visualisasi berupa penguatan amplitudo dikarenakan efek interferensi gelombang seismik. Ketebalan lapisan dibawah 75 meter akan terdeteksi hanya sebagai satu lapisan sampai dengan batas $\frac{1}{30} \lambda$ yang merupakan nilai dari batas deteksi gelombang seismik terhadap suatu lapisan. Sehingga, ketebalan 10 meter tidak akan terdeteksi pada penampang seismik atau akan menghasilkan zona bebas refleksi (*reflection free*)

4.5 Inversi Impedansi Akustik

4.5.1 Membuat Model Awal

Langkah pertama yang dilakukan dalam melakukan proses inversi adalah menentukan model awal impedansi yang akan digunakan sebagai kontrol. Model ini sangat berpengaruh pada hasil inversi, sehingga, perubahan kecil dari parameter model dapat mempengaruhi keseluruhan hasil inversi. Inversi yang digunakan adalah inversi *model based* yang menggunakan kontrol lateral berupa horizon *top interest* dan *bottom interest*, serta kontrol vertikal berupa dua sumur (TG-1 dan TG-2ST) yang telah dilakukan pengikatan. Perlu diperhatikan, bahwa hasil pengikatan sumur ke data seismik akan mempengaruhi hasil inversi. Model awal yang digunakan adalah sebagai berikut:



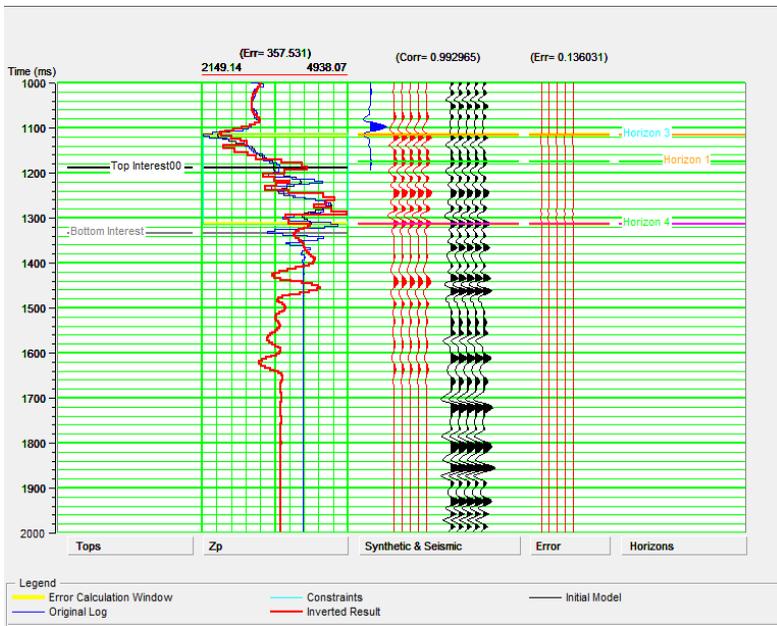
Gambar 4. 7 Model yang digunakan untuk melakukan inversi dengan menggunakan *highcut frequency* 10-15 Hz

Gambar 4.7 menunjukkan model yang akan digunakan untuk proses inversi. Model ini menggunakan filter *high-cut frequency* yang disediakan pada perangkat lunak 1 agar resolusi seismik terlihat lebih baik. Apabila tidak digunakan filter ini, maka diasumsikan bahwa penampang seismik bersifat *low frequency* yang dapat berimbas pada resolusi vertikal hasil dari inversi tersebut. Model pada gambar 4.7 berada pada satuan impedansi dan menunjukkan di bagian atas yang diberi tanda dengan lingkaran kuning menunjukkan impedansi yang tinggi dengan nilai sekitar 5000 $((m/s)*(g/cc))$ dan pada lingkaran hitam menunjukkan impedansi yang lebih rendah dengan nilai sekitar 4100 $((m/s)*(g/cc))$. Lingkaran kuning ini mendeskripsikan model dari *top reservoir* dan lingkaran hitam merupakan model lapisan karena efek gas. Daerah diantara kedua lingkaran tersebut bernilai lebih rendah dan dapat diasumsikan sebagai daerah akumulasi gas biogenik. Selanjutnya untuk melihat apakah daerah tersebut sesuai dengan interpretasi awal yang dilakukan pada subbab 4.2, inversi berbasis model dilakukan.

4.5.2 *Melakukan Analisis Kelayakan Inversi(Quality Control)*

Setelah model awal dibuat, kemudian dilakukan analisis kelayakan inversi untuk menentukan parameter yang tepat agar dapat menghasilkan inversi yang baik. Analisis ini dilakukan berulang untuk menyesuaikan impedansi model awal dengan impedansi data log.

Gambar 4.8 menunjukkan proses yang dilakukan untuk analisis kelayakan. Kolom pertama menunjukkan marker *top* dan *bottom* yang digunakan untuk melihat kesesuaian antara event seismik dan geologi, kolom kedua merupakan kurva log impedansi (berwarna biru) dan kurva hasil impedansi (berwarna merah), serta kurva impedansi model awal (berwarna hitam). Kolom ketiga menunjukkan *wavelet* yang digunakan, beberapa tras sintetis dan tras seismik yang kemudian digunakan untuk menghitung korelasi antara keduanya. Kolom keempat merupakan nilai impedansi residual yang diterjemahkan dalam bentuk *error* di bagian atasnya. Kolom terakhir menunjukkan horizon yang dilibatkan dalam analisis ini yaitu horizon 3, horizon 1, dan horizon 4.



Gambar 4.8 Analisis hasil inversi yang menunjukkan *error* antara hasil inversi, initial model, dan data log. Target yang dicapai adalah nilai *error* yang kecil dan korelasi yang besar.

Target yang dicapai dalam proses ini adalah nilai korelasi yang tinggi (mendekati 1) dan nilai *error* RMS dan *error* sintetik seismogram yang paling kecil. Gambar 4.8 menampilkan nilai korelasi pada sumur TG-1 sudah mendekati angka 1 yaitu 0.992965 yang berarti sintetik seismogram antara tras hasil inversi dan seismik sebenarnya memiliki korelasi yang tinggi. Nilai RMS *error* menunjukkan angka 357.53 yang menunjukkan bahwa selisih kuadrat antara impedansi log dan hasil inversi memiliki residu sebanyak 357.53 dalam satuan impedansi ((m/s)*(g/cc)). *Error* pada kolom keempat menunjukkan angka 0.1360. nilai ini berasosiasi dengan nilai korelasi pada tras hasil inversi dan tras seismik sebenarnya.

Dari beberapa percobaan model, model diatas memiliki nilai *error* paling kecil dengan bentukan model impedansi yang paling memenuhi kriteria, yaitu nilai *error* yang kecil dan korelasi yang tinggi. Oleh karena itu, proses selanjutnya akan menggunakan model ini. Hal yang perlu diperhatikan sebelum melakukan inversi *model based* adalah kesesuaian dari model. Karena apabila model awal yang digunakan buruk dalam artian memiliki korelasi yang rendah dengan data asli, maka inversi yang dihasilkan juga akan buruk. Penentuan zona inversi perlu dilihat kembali, sebaiknya inversi yang dilakukan dilakukan terbatas pada daerah reservoir untuk menghindari kesalahan interpretasi pada proses selanjutnya.

4.5.3 Nilai Impedansi dan Korelasi

Setelah dilakukan analisis kelayakan, hal selanjutnya adalah melakukan inversi. Parameter telah ditentukan saat melakukan kelayakan model. Tabel 4.3 menunjukkan parameter yang digunakan dan kegunaan untuk setiap parameter tersebut.

Tabel 4. 2 Parameter Kelayakan Inversi dan Fungsinya dalam model impedansi awal

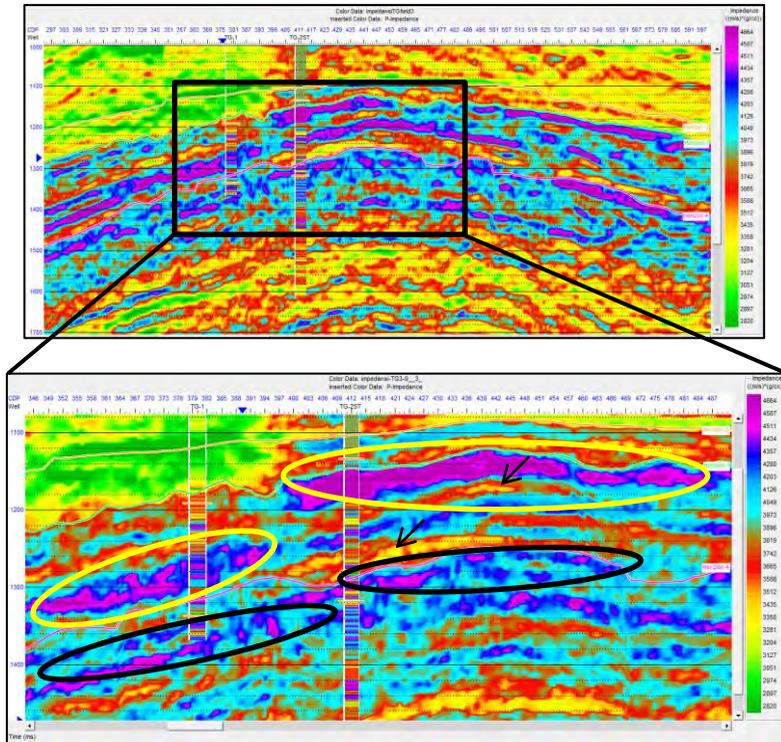
No	Parameter	Nilai	Fungsi dalam model
1	Hard Constraint (maximum impedance change)	10%	Sebagai batas atas dan bawah dalam menghitung impedansi dalam bentuk persentase dari impedansi log. Semakin kecil nilai persentasenya maka akan semakin dekat nilainya dengan impedansi log
2	Average block size	8	Penentu ketebalan blok pada lapisan travel-time model
3	Prewhitening	1%	Menentukan banyaknya noise yang ditambahkan pada model awal impedansi. Semakin besar nilainya maka semakin banyak noise yang terkandung dalam impedansi model awal
4	Iteration	15	Menentukan banyaknya iterasi yang digunakan. Semakin besar iterasi yang dilakukan maka impedansi awal akan semakin konvergen.

Dalam menentukan nilai parameter diatas perlu diperhatikan masalah *error* korelasi yang dihasilkan dalam analisis kelayakan inversi pada proses sebelumnya. Selain itu, perlu diperhatikan pula kesesuaian antara impedansi model awal dengan impedansi log dan seismik. Target yang dicapai dalam penentuan parameter ini adalah *error* pada data impedansi log yang sekecil-kecilnya (mendekati 0) dan korelasi pada

data seismik yang setinggi-tingginya (mendekati 1).

Gambar 4.11 adalah hasil inversi setelah proses dari analisis kelayakan dilakukan. Dapat dilihat pada penampang tersebut bahwa secara kualitatif, hasil inversi impedansi terlihat hampir sama dengan impedansi hasil perhitungan data log densitas dan log *sonic* yang didapatkan dari sumur TG-1 dan TG2-ST. Reservoir karbonat memiliki nilai impedansi yang tinggi.

Pada gambar 4.9, dapat dilihat pada lingkaran berwarna kuning dan hitam. Lingkaran kuning diinterpretasikan sebagai batas atas dari reservoir karbonat dengan nilai impedansi sebesar 5300-4700 ((m/s)*(g/cc)). Sedangkan pada lingkaran hitam diinterpretasikan sebagai batas bawah dari reservoir karbonat dengan nilai impedansi sebesar 4500-5000 ((m/s)*(g/cc)). Kemudian pada tanda panah di antara kedua lingkaran tersebut terdapat nilai impedansi yang lebih rendah dengan nilai sekitar 3500-3800 ((m/s)*(g/cc)) ditunjukkan dengan warna kuning sampai oranye. Hal ini dapat diinterpretasikan sebagai kandungan gas dimana saat gelombang seismik melewati reservoir gas maka akan terjadi penyerapan energi sehingga kecepatan gelombang akan melambat. Impedansi akustik merupakan fungsi dari densitas dan kecepatan. Dari kedua fungsi tersebut kecepatan lebih banyak mempengaruhi perubahan dari impedansi dikarenakan nilai densitas antar batuan yang tidak jauh berbeda. Sedangkan nilai impedansi memiliki jarak yang jauh untuk tiap satu jenis batuan. Oleh karena itu, dapat diinterpretasikan bahwa tanda panah pada gambar 4.9 dapat diinterpretasikan sebagai kandungan hidrokarbon.

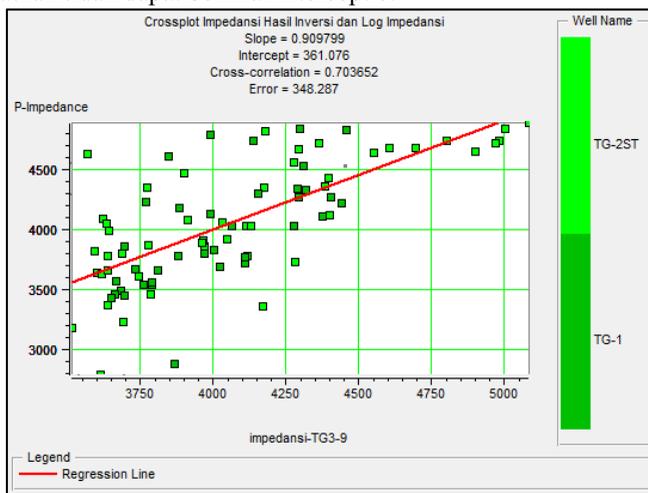


Gambar 4. 9 Penampang impedansi hasil inversi dengan inset yang menunjukkan beberapa anomali dalam impedansi

Selain secara kualitatif, analisis secara kuantitatif dilakukan untuk memperkecil ketidakpastian pada interpretasi kualitatif. Nilai impedansi hasil inversi dan data log kemudian di korelasikan dengan menggunakan *crossplot* untuk melihat persebaran data dan mengetahui ukuran kecocokan dari dua variabel tersebut.

Pada gambar 4.10 dapat dilihat hubungan antara impedansi hasil inversi dengan log impedansi. Pendekatan yang digunakan dalam kurva dibawah adalah regresi linear. kurva dibawah memiliki slope sebesar 0.91 yang berarti memiliki rata-rata pertambahan sebesar nilai

tersebut setiap kenaikan sebesar 1 pada variabel bebas. Slope ini memberikan informasi mengenai peningkatan impedansi log yang dipengaruhi oleh peningkatan impedansi hasil inversi. Intercept sebesar 361.076 yang menunjukkan nilai log impedansi ketika nilai impedansi hasil inversi adalah 0. Variabel ini berhubungan dengan nilai *error* yang dimiliki oleh kurva ini. Nilai *error* sebesar 348.287. seharusnya, apabila korelasi antara kedua impedansi baik maka intercept yang didapatkan adalah 0. Namun karena pada langkah sebelumnya (proses analisis kelayakan) didapatkan *error* RMS bernilai 357.53 sehingga hasil yang didapatkan tidak dapat bernilai intercept 0.

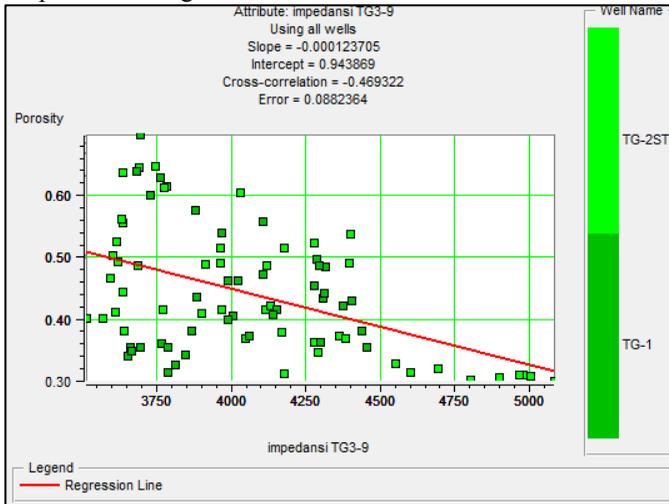


Gambar 4. 10 Hubungan Antara Impedansi Inversi dan Impedansi Sumur

Nilai korelasi pada kurva 4.10 sudah menunjukkan hubungan yang baik antara kedua variabelnya. Persebaran data dalam kurva tersebut belum sepenuhnya terpusat pada garis regresinya. Hal ini dapat disebabkan karena terdapat beberapa data yang memiliki jangkauan yang jauh (*outlier*). Pada analisis ini tidak ada titik yang dihapus untuk mengetahui hubungan antara impedansi log dan hasil inversi kedua sumur secara menyeluruh dan proses ini dianggap memiliki korelasi yang baik dengan *error* yang masih dapat ditoleransi.

4.5.4 Pembuatan Penampang Porositas

Setelah proses korelasi dan interpretasi pada penampang impedansi dilakukan, proses selanjutnya adalah menentukan *crossplot* antara impedansi hasil inversi dengan hasil transformasi log porositas dengan pendekatan log densitas dan resistivitas. Tahap ini dilakukan untuk mendapatkan hubungan linear antara kedua variabel tersebut melalui persamaan regresi.



Gambar 4. 11 Hubungan antara impedansi hasil inversi dengan porositas sumur

Dengan persamaan:

$$y = -0.000123705x + 0.944 \quad (4.1)$$

Gambar 4.11 memberikan gambaran mengenai bagaimana hubungan antara impedansi dan porositas. Hubungannya adalah berbanding terbalik dengan logika umum yang menjelaskan bahwa semakin cepat kecepatan gelombang melewati batuan, maka semakin keras batuan tersebut dengan asumsi nilai ruang didalam batuan tersebut kecil, serta kandungan fluida yang terkandung didalamnya. Secara matematis hubungan yang didapatkan dideskripsikan dalam persamaan

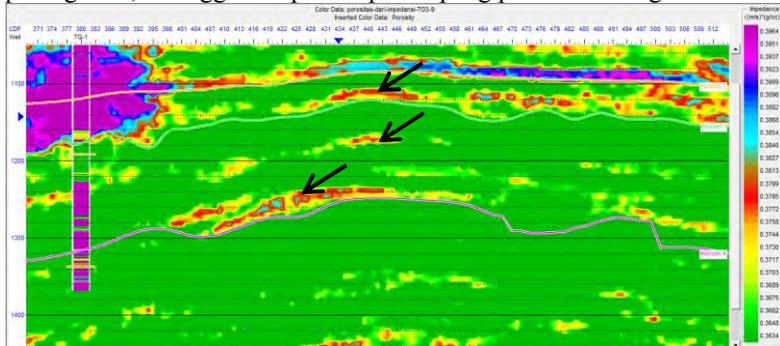
4.1.

Dengan nilai y merupakan variabel bebas berupa porositas dan x adalah variabel terikat berupa impedansi.

Pada persamaan 4.1 dapat diinterpretasikan dengan slope sebesar -0.000123705 yang menunjukkan laju pengurangan nilai impedansi setiap kenaikan porositas sebanyak 1 dan nilai intercept sebesar 0.944. Nilai intercept dapat tidak berarti apapun karena apabila di jelaskan secara fisis bahwa nilai intercept tersebut menjelaskan bahwa dengan impedansi senilai 0 maka porositas yang dimiliki adalah 0.944 dan hal tersebut tidak sesuai dengan prinsip logika umum yang telah dijelaskan diatas.

Persamaan 4.1 juga melibatkan seluruh data yang didapatkan untuk melihat hubungan kedua variabel secara menyeluruh. Karena apabila beberapa data dihapus akan menghilangkan beberapa informasi penting yang terdapat dalam daerah *interest*.

Dari persamaan (4.1) kemudian dimasukkan ke dalam kalkulasi penampang AI yang telah diinversi menggunakan fasilitas pada perangkat 1, sehingga didapatkan penampang porositas sebagai berikut:



Gambar 4. 12 penampang porositas hasil kalkulasi persamaan linear pada gambar 4.10

Gambar 4.12 menampilkan nilai persebaran porositas yang didapatkan dari persamaan 4.1 dan didapatkan beberapa anomali yang ditunjukkan dengan tanda panah. Pada tanda panah menunjukkan nilai porositas yang cukup tinggi di daerah antara batas atas dan batas bawah

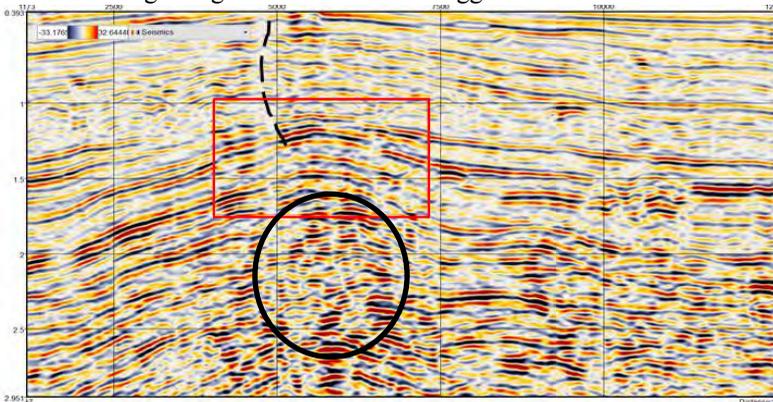
yang diinterpretasikan. Hal ini berasosiasi dengan kandungan gas yang terdapat pada reservoir tersebut sehingga keberadaan hidrokarbon pada reservoir ini semakin terbukti. Nilai porositas yang ditampilkan pada penampang tersebut adalah 0.37-0.39.

Hal yang perlu diperhatikan dalam penggunaan penampang ini adalah bahwa tidak sepenuhnya nilai porositas yang didapatkan bernilai sama dengan porositas aslinya. Penampang ini lebih bertujuan untuk melihat secara lateral persebaran nilai porositas pada reservoir target, sehingga interpretasi yang didapatkan lebih kualitatif. Analisis yang lebih kuantitatif digunakan dengan analisis fisika batuan yang didapatkan dari data log yang akan dijelaskan di bagian selanjutnya

4.6 Dekomposisi Spektral

4.6.1 Conditioning Data

Sebelum dilakukan analisis dekomposisi spektral, dilakukan *conditioning* data dengan melakukan *smoothing*. Proses yang dilakukan adalah *structural smoothing* agar kemenerusan dari data seismik terlihat baik dan menghilangkan efek frekuensi tinggi.



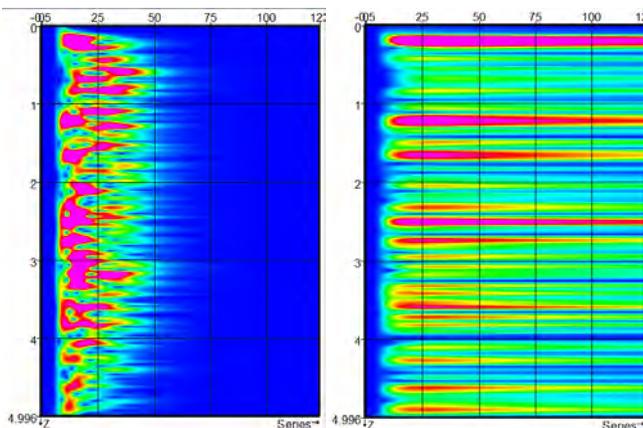
Gambar 4. 13 Penampang seismik yang telah dilakukan *filter bandpass* dan *structural smoothing* kotak merah sebagai daerah reservoir yang akan dianalisis.

Dari gambar 4.13 dapat dilihat walaupun sudah dilakukan *conditioning* data, masih terlihat beberapa daerah yang *chaotic* ditandai

dengan lingkaran hitam. Hal ini dapat disebabkan karena efek dari gas dangkal yang terdapat di dekat permukaan.

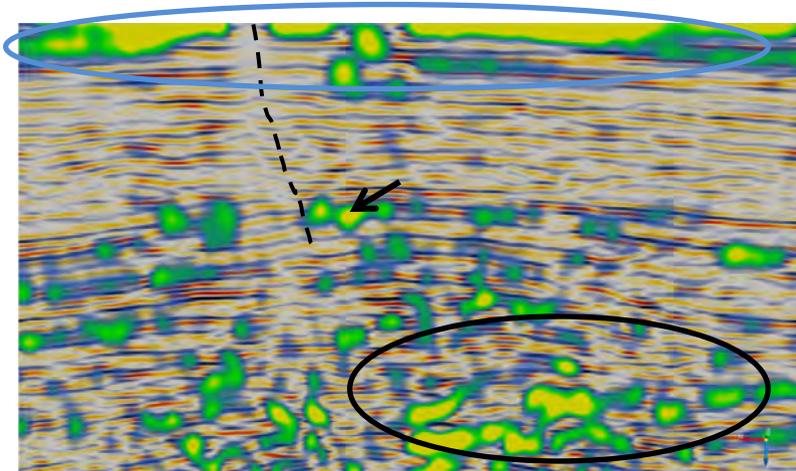
4.7.2 *Anomali Frekuensi Rendah dan Tinggi*

Setelah dilakukan *conditioning* data, kemudian dilakukan analisis spektrum frekuensi pada data seismik. Dari proses ini (subbab 3.2.3), diketahui frekuensi dominan dari data seismik di daerah *interest* adalah 16 Hz. Metode yang digunakan adalah metode *Continuous Wavelet Transform* (CWT) dengan *wavelet* Morlet. Penggunaan *wavelet* ini dimaksudkan untuk meningkatkan resolusi frekuensi yang lebih terlokalisasi. Apabila dibandingkan dengan *Gaussian wavelet* yang lebih terpusat pada resolusi vertikal dari data seismik. Biasanya *Gaussian wavelet* digunakan untuk memetakan lapisan tipis yang berasosiasi dengan hidrokarbon. Gambar 4.14 adalah peta distribusi *time-frequency* pada trace 412 (trace yang dilakukan well tie dengan sumur TG2-ST) dengan *wavelet* Morlet.

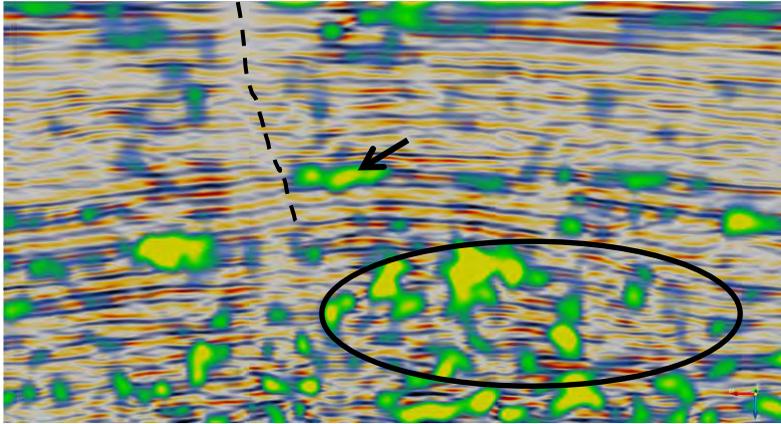


Gambar 4. 14 Peta Distribusi isofrekuensi pada Trace 412 (a) *Wavelet* Morlet (b) *wavelet* Gaussian

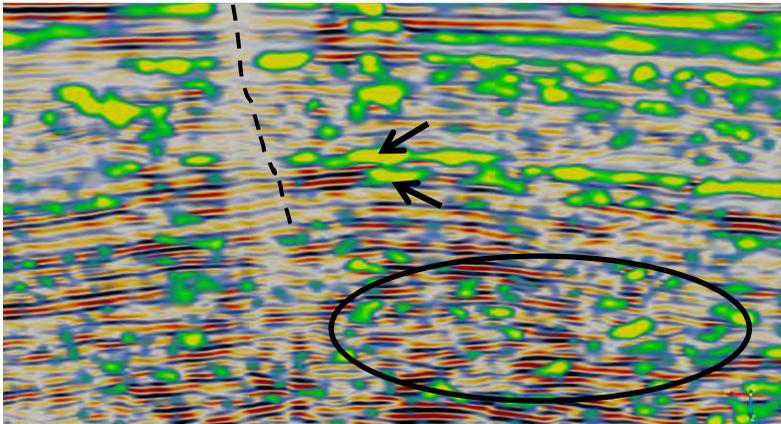
Peak frekuensi pada kurva amplitudo versus frekuensi data seismik yang digunakan menunjukkan frekuensi 16 Hz. Oleh karena itu, dilakukan dekomposisi spektral pada frekuensi tersebut. Ekstrak frekuensi rendah adalah dalam mendeteksi akumulasi gas di Lapangan “TG” adalah 13 Hz dan frekuensi tinggi adalah 40 Hz.



Gambar 4. 15 Penampang isofrekuensi 13 Hz *overlay* dengan lintasan seismik TG3-9



Gambar 4. 16 Penampang isofrekuensi 16 Hz *overlay* dengan lintasan seismik TG3-9



Gambar 4. 17 Penampang isoFrekuensi 40 Hz *overlay* dengan lintasan seismik TG3-9

Dapat dilihat di penampang isofrekuensi 13 Hz pada gambar 4.15, keterdapatan anomali frekuensi rendah terlihat pada tanda panah

berwarna hitam. Penampang ini mengindikasikan keterdapatan akumulasi gas pada daerah *top* reservoir. Dapat dilihat juga pada bagian bawah dari *bottom* reservoir mengindikasikan anomali frekuensi rendah. Apabila daerah ini merupakan reservoir karbonat, maka pada penampang isofrekuensi tinggi (40 Hz) akan terlihat lebih terang juga. Lingkaran biru menunjukkan nilai frekuensi rendah yang terdapat pada penampang dekat permukaan. Hal ini menunjukkan keterdapatan noise dari data seismik. Lingkaran hitam yang terdapat pada penampang menunjukkan daerah dengan frekuensi rendah yang disebabkan karena penyerapan energi yang besar terjadi pada daerah atasnya (daerah reservoir gas). Hal ini sejalan dengan gelombang seismik yang energinya akan semakin menurun disebabkan karena penyerapan energi pada hidrokarbon.

Penampang isofrekuensi pada 16 Hz pada gambar 4.16 mengindikasikan akumulasi gas yang lebih terlokalisasi pada *top* reservoir ditunjukkan dengan tanda panah berwarna hitam. Pada bagian bawah *bottom* reservoir masih terlihat namun tidak seterang pada penampang isofrekuensi 13 Hz. Pada bagian lingkaran hitam, kandungan frekuensi rendah sudah berkurang namun masih tetap kentara. Oleh karena itu diperlukan penampang frekuensi yang lebih tinggi untuk melihat kebenaran dari efek gas (lingkaran hitam).

Penampang isofrekuensi 40 Hz pada gambar 4.17 mengindikasikan keterdapatan akumulasi gas lebih baik pada batas atas dan bawah reservoir. pada bagian bawah *bottom* reservoir sudah tidak seterang seperti kedua penampang sebelumnya. Hal ini dapat merupakan indikasi dari anomali frekuensi rendah di bagian bawah horizon reservoir. hal ini diakibatkan karena atenuasi yang terjadi pada saat frekuensi tinggi melewati daerah hidrokarbon. Pada penampang ini, lapisan tipis lainnya yang tidak teridentifikasi pada isofrekuensi 16 Hz dan 13 Hz terdeteksi dengan jelas memanjang ke bagian kanan dari *top* dan *bottom* reservoir. Lingkaran hitam menunjukkan bahwa frekuensi tinggi tidak terdapat pada daerah tersebut. Hal ini semakin menunjukkan lokasi reservoir dari penampang seismik TG3-9.

Pada bagian atas dari seluruh penampang masih terlihat penyerapan energi yang cukup besar dilihat dari semakin tingginya amplitudo (berwarna kuning) pada seluruh penampang isofrekuensi. Hal ini merupakan akibat dari data rekaman seismik yang memiliki kandungan noise dari frekuensi rendah dan frekuensi tinggi. Hal ini dapat dihilangkan dengan melakukan pengolahan data ulang untuk

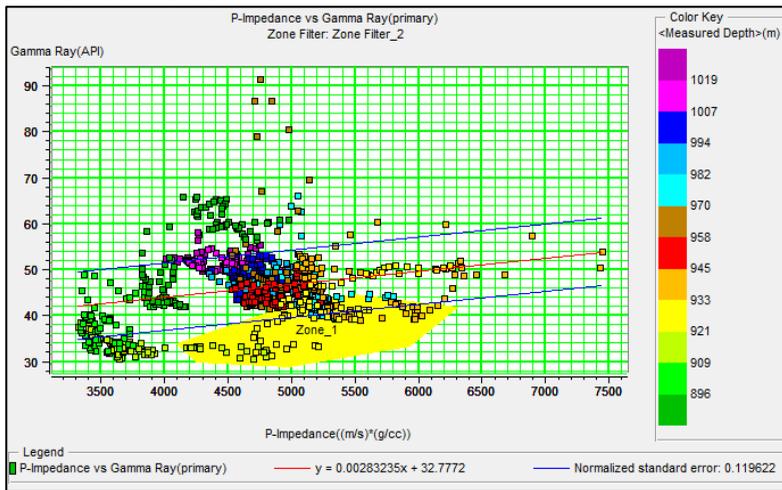
menghilangkan *chaotic* yang terjadi pada bagian seismik.

4.7 Analisis Crossplot

Setelah diekstrak beberapa atribut dari data seismik untuk melihat karakter fisi dari reservoir gas pada Lapangan “TG”, selanjutnya dilakukan analisis *crossplot* untuk melihat persebarannya dalam data sumur. Seluruh interpretasi karakter melalui *crossplot* ini didasarkan pada proses yang telah dilakukan sebelumnya. Berikut adalah analisis *crossplot* tersebut.

4.7.1 Crossplot Antara Gamma ray dan Impedansi

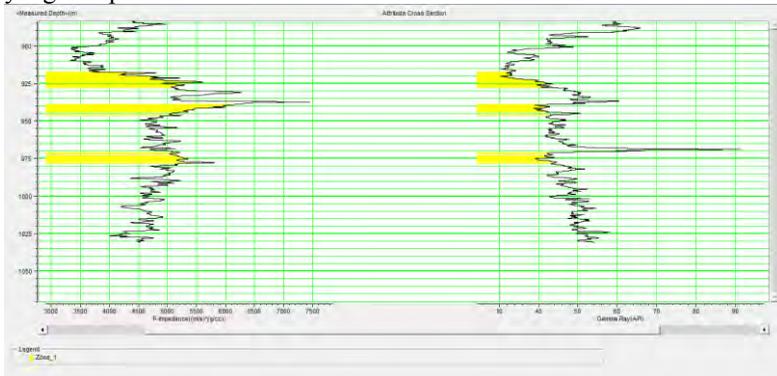
Gamma ray dan impedansi P dapat digunakan untuk mengidentifikasi batuan reservoir sebagaimana telah dijelaskan bahwa *gamma ray* merupakan log yang dapat mengidentifikasi litologi berdasarkan nilai kandungan radioaktif sedangkan nilai impedansi digunakan untuk menentukan parameter kecepatan gelombang dalam melewati suatu batuan. Berikut adalah analisis dari *crossplot* diantara dua variabel tersebut.



Gambar 4. 18 Crossplot antara Impedansi P dan *Gamma ray* pada sumur TG-1

Pada reservoir karbonat, nilai impedansi memiliki kisran yang cukup tinggi dan pada reservoir Lapangan “TG”, diketahui nilai rata-rata

dari reservoir ini adalah $4800 \text{ ((m/s)*(g/cc))}$. Selain itu reservoir ini memiliki nilai impedansi yang relatif kecil yaitu antara 30-40 API. Oleh karena itu, nilai tersebut dijadikan batas (*cutoff*) dalam penentuan daerah reservoir di sumur TG-1. Pada Gambar 4.18 terdapat poligon berwarna kuning yang diinterpretasikan sebagai daerah reservoir dari nilai batas yang didapatkan.

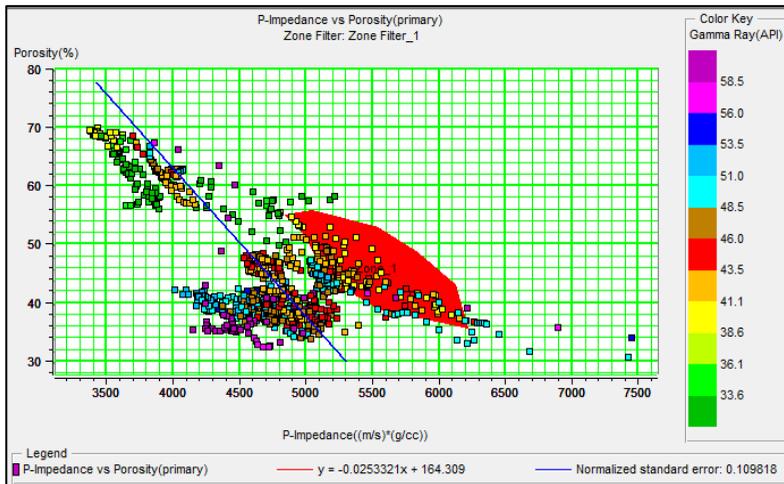


Gambar 4. 19 Hasil cross-section sumur TG-1 dari poligon pada gambar 4.18

Poligon tersebut kemudian diterjemahkan dalam indeks warna yang terdapat pada penampang sumur TG-1. Dari gambar 4.19 diketahui batas atas reservoir adalah 915 m dan batas bawah adalah 980 m. Warna kuning mengindikasikan litologi batuan karbonat yang telah diketahui karakternya melalui proses-proses diatas. Interpretasi ini berdasarkan pada geologi yang dijelaskan pada bab 2 serta hasil analisis data well log yang telah dilakukan pada subbab 4.1.

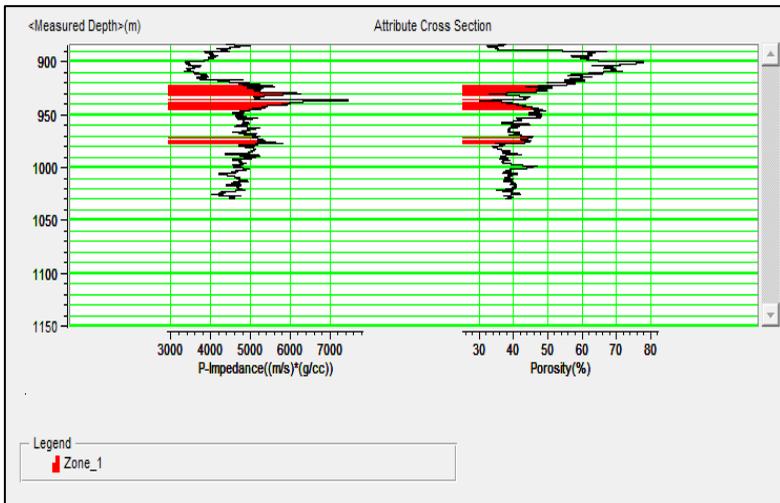
4.7.2 *Crossplot antara Impedansi P dan Porositas Sumur*

Crossplot antara variabel Impedansi P dan porositas dapat digunakan untuk melihat persebaran dari kandungan hidrokarbon dan parameter fisik seperti *gamma ray* dan saturasi air. Berikut adalah *crossplot* antara kedua variabel tersebut.



Gambar 4. 20 Crossplot antara Impedansi P dan Porositas Sumur TG-1

Gambar 4.20 menunjukkan hubungan antara impedansi sumur dan porositas. Terlihat pada gambar tersebut bahwa nilai porositas dan nilai impedansi akustik saling berbanding terbalik. Hal ini dapat dijadikan dasar untuk penentuan daerah reservoir. karakter dari reservoir yang diinterpretasikan adalah batuan karbonat yang memiliki nilai impedansi P yang tinggi. Pada analisis *tuning thickness* diatas, nilai kecepatan rata-rata reservoir adalah 4800 ((m/s)*(g/cc)), sedangkan dalam penentuan porositas reservoir digunakan cutoff sebesar 30%-40% dan memiliki nilai *Gamma ray* yang rendah yaitu 30-40 API. Dari pertimbangan tersebut, nilai-nilai ini akan dijadikan acuan untuk menetapkan batas *cutoff* yang terdapat pada *crossplot*. Hasil yang didapatkan adalah poligon yang menerangkan bahwa daerah tersebut adalah daerah reservoir.



Gambar 4. 21 Hasil Cross-Section sumur TG-1 pada poligon di gambar 4.20 menunjukkan daerah reservoir karbonat dengan kandungan gas biogenik

Gambar 4.21 merupakan hasil penampang yang menunjukkan daerah hasil interpretasi reservoir pada *crossplot* impedansi akustik dan porositas di sumur TG-1 dengan kedalaman sebesar 925-980 m. Kegunaan dari *crossplot* antara impedansi P dan porositas ini adalah menentukan lokasi dari reservoir yang terdapat pada daerah *interest* berdasarkan litologi dan kandungan fluidanya. Sehingga dapat diketahui dari hasil *crossplot* diatas bahwa reservoir gas biogenik berada pada kedalaman 925-1050 m.

4.8 Interpretasi Reservoir

Setelah dilakukan proses karakterisasi dari data log dan data seismik didapatkan nilai-nilai fisik dari reservoir yang terdapat pada Lapangan “TG”. Interpretasi ini didasarkan pada diagenesa dari reservoir tersebut dan karakter fisik yang didapatkan dari proses yang sudah dilakukan diatas.

Apabila dilihat dari penampang seismik yang menunjukkan anomali keberadaan reservoir ini, tipe karbonat pada Lapangan “TG”

adalah karbonat bioklastik yang memiliki butiran seperti pasir dan terendapkan oleh arus energi tinggi sehingga memiliki lingkungan pengendapan yang sama dengan batuan klastik non karbonat. Hal ini diketahui dari sifatnya yang hampir mirip dengan litologi *sandstone* dari data sumur. Hal yang paling membedakan dari litologi karbonat ini dengan sandstone adalah nilai impedansinya yang cukup tinggi dengan kisaran 4800 – 5300 (m/s)*(g/cc). Selain itu ditemukannya foram laut *Globigerina* memperkuat interpretasi bahwa karbonat ini merupakan karbonat bioklastik.

Bentuk naikan seperti antiklin merupakan struktur utama dari jenis karbonat bioklastik yang berbentuk seperti lensa konkordan. Selain itu, bentukan struktur ini dapat dipengaruhi pula akibat pergerakan tektonik yang diindikasikan akibatnya adanya patahan utama. Patahan ini dapat dijadikan indikasi awal sebagai jalur migrasi gas biogenik ke lapisan yang lebih dangkal lagi dan dapat dilihat pada penampang isofrekuensi 40 Hz dimana terdapat banyak akumulasi gas di sekitar patahan.

Karbonat bioklastik ini berumur Plio-Plistosen diketahui dari pola sedimentasinya (lihat subbab 2.1.2 mengenai paleogeografik) dan kedalaman gas biogenik yang relatif tidak terlalu dalam. Walaupun kedalaman yang relatif dangkal, gas ini tersebar dalam cekungan-cekungan berbagai bentuk dengan prospek yang bervariasi.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari studi ini kesimpulan yang dapat diambil adalah:

1. Proses karakterisasi reservoir pada gas biogenik dengan kasus litologi karbonat membutuhkan data yang lengkap dan baik untuk mengurangi ketidakpastian dikarenakan karakter fisik dari karbonat tersaturasi gas yang begitu kompleks. Salah satunya adalah penyediaan data sampel batuan yang telah dikarakterisasi dalam skala laboratorium.
2. Metode dekomposisi spektral berbasis *Continuous Wavelet Transform* dapat memberikan gambaran pada daerah akumulasi gas. Dengan kasus seperti reservoir karbonat, anomali frekuensi tinggi menjadi lebih baik digunakan dibandingkan anomali frekuensi rendah yang selama ini digunakan. Hal ini disebabkan karena asosiasi dengan porositas yang tinggi dan beberapa struktur kompleks yang terdapat pada reservoir karbonat.
3. Impedansi yang tinggi dari karbonat memberikan keuntungan pada karakterisasi dengan menggunakan inversi impedansi akustik karena nilainya yang berbeda cukup jauh dengan nilai impedansi sandstone, bahkan dengan karakter yang sama seperti contohnya karbonat bioklastik.
4. Interpretasi data seismik dapat membuktikan bahwa reservoir gas biogenik dapat diidentifikasi dengan nilai impedansi sebesar $4800-5300 \text{ (m/s)} \cdot \text{(g/cc)}$ dengan nilai porositas yang sangat baik dengan nilai 0.37- 0.50 berada pada kedalaman 920 – 1050 m.

5.2 Saran

Saran yang dapat diambil dari studi ini adalah:

1. Perlu adanya *re-processing* pada data yang bersangkutan untuk menghilangkan *noise* di dekat permukaan karena efek gas

dangkal. Sehingga akan memberikan gambaran yang baik pada setiap metode.

2. Studi mengenai reservoir karbonat *Globigerina* ini masih cukup jarang ditemui, oleh karena itu, diperlukan informasi yang lebih banyak untuk proses pembentukan dan sedimentasi dari reservoir ini.
3. Dibutuhkan data yang lebih banyak dan lengkap dalam penelitian ini untuk mengekstrak karakter fisik batuan dari data seismik seperti misalnya data *pre-stack* untuk analisis AVO.

BIODATA PENULIS



Penulis tugas akhir ini adalah Natassa Adi Putri atau akrab dipanggil Nasa, dilahirkan di Balikpapan pada tanggal 7 Mei 1994. Dan merupakan anak kedua dari 3 bersaudara. Penulis telah menyelesaikan studinya di SD YBBSU Balikpapan, SMPN 4 Bogor, dan SMAN 1 Bogor. Kini, penulis sedang menyelesaikan pendidikan Strata 1 pada Jurusan Teknik Geofisika ITS. Penulis beserta 10 orang rekannya merupakan lulusan pertama dari Teknik Geofisika ITS yang didirikan pada tahun 2012 dengan Teknik Geomatika ITS sebagai induknya. Selama berada di bangku kuliah penulis mengikuti berbagai organisasi keprofesian diantaranya adalah Society of Petroleum Engineer (SPE), American Association of Petroleum Geologist (AAPG), dan Society of Exploration Geophysicist (SEG). Penulis sempat menjadi Ketua Divisi Eksternal untuk SEG serta Ketua Divisi Pengembangan Sumber Daya Mahasiswa untuk Rintisan Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ITS selama 2 tahun. Penulis memiliki hobi berjalan-jalan, mendaki gunung, dan fotografi. Sampai saat ini penulis telah mendaki 8 gunung di Indonesia.

Prestasi dan Pencapaian:

- Anggota penelitian dalam Student Initiative in Developing Island; Student Research and Development Team bekerja sama dengan Wismar University dan DAAD Jerman untuk Pulau Maratua, Kalimantan Timur; 2015
- Ketua Divisi Eksternal dalam Society of Exploration Geophysicist Student Chapter ITS dengan event besar seperti : School Visit (Social Responsibility) dan Honorary Lecture (Mr. Shandeep Chandola | Petronas). 2013-2014.

- Ketua Divisi Pengembangan Sumber Daya Mahasiswa untuk HMTG ITS. Memiliki proyek besar berupa Field Camp dan Orientasi Mahasiswa Baru. 2013-2015
- Dokumentator dan Inspirator pada Kelas Inspirasi 3 Bogor yang merupakan gerakan dari Indonesia Mengajar.
- Publikasi Paper Ilmiah dalam “SIMGRENAS IATMI” dengan Innanda Rizqiani dan Yulia Nur Fajrina : “Fluid Replacement Modelling (FRM) as a Model of The Synthetic Seismic Response Changes Result of CO2 Injection for Enhanced Oil Recovery (EOR) Based on Well Based Modelling and Simulation of Synthetic Seismic in Ngrayong Formation, East Java Basin”
- PKM-KC didanai DIKTI dengan judul: “LED(Landslide Early Detector) EARLY WARNING SYSTEM USING THE PRINCIPLES OF THE MANUAL EXTENSOMETER, CASE STUDY :LANDSLIDE DISASTER IN BOJONEGORO”
- Volunteer dalam Konferensi Nasional SEAPEX yang diadakan oleh AAPG SC ITS.
- Juara 1 dalam Spartan Futsal Championship untuk FTSP ITS membawa nama Teknik Geofisika ITS sebagai kapten tim.
- Volunteer dalam “Penghargaan Energi” yang diadakan oleh ESDM.