

SKRIPSI

**DISTRIBUSI KUALITAS RESERVOAR DENGAN
MENGUNAKAN INVERSI SEISMIC MODEL BASED PADA
LAPANGAN “ISTIMEW”, SUB CEKUNGAN JAMBI**

***DISTRIBUTION OF RESERVOIR QUALITY BY USING
SEISMIC INVERSION MODEL BASED ON FIELD “ISTIMEW”,
SUB JAMBI BASIN***

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memenuhi gelar Sarjana Strata Satu (S-1)
Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknologi Mineral,
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta



Muhamad Fajri Fathreza

115.130.041

**JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA**

2018

HALAMAN PENGESAHAN

SKRIPSI

**DISTRIBUSI KUALITAS RESERVOAR DENGAN MENGGUNAKAN
INVERSI SEISMIK MODEL BASED PADA LAPANGAN “ISTIMEW”,
SUB CEKUNGAN JAMBI**

Telah dipersiapkan dan disusun oleh:

MUHAMAD FAJRI FATHREZA
115.130.041

Telah dipertahankan di depan Tim Penguji
pada tanggal 20 September 2018

Susunan Tim Penguji

Pembimbing I



Dr. Ir. Suharsono, M.T.
NIP. 1962023.199003.1.001

Penguji I



Indriati Retno Palupi, S.Si., M.Si.
NIK. 2.8610.12.0355.1

Pembimbing II



Wiji Raharjo, S.Si., M.Sc.
NIK. 2.8702.15.0446.1

Penguji II



Wrego Seno Giamboro, S.T., M.Si.
NIK. 2.8612.16.0453.1

Mengetahui,

Ketua Jurusan
Teknik Geofisika



Ir. FirdausMaskuri, MT.
NIP. 19580822.199203.1.001

PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Saya menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi dari skripsi adalah asli karya ilmiah saya, dengan ini saya menyatakan bahwa dalam rangka menyusun, berkonsultasi dengan dosen pembimbing hingga menyelesaikan skripsi ini, tidak melakukan penjiplakan (plagiasi) terhadap karya orang atau pihak lain baik karya lisan maupun tulisan, baik secara sengaja maupun tidak sengaja.

Saya menyatakan bahwa apabila di kemudian hari terbukti bahwa skripsi ini mengandung unsur penjiplakan (plagiasi) dari karya orang atau pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, diluar tanggung jawab Dosen Pembimbing.

Yogyakarta, 24 September 2018

Yang menyatakan,



Muhamd Fajri Fathreza

Nomor Hp/ Telepon : 081213945947
Alamat e-mail : mffathreza@gmail.com
Nama dan Alamat Orang tua : Moh. Noor Hazzuna, Komplek Ui Blok B 1
Rt. 06, Pancoranmas, Depok, Jawa Barat

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum.Wr.Wb.

Maha Suci Allah atas segala limpahan karunia-Nya serta kemudahan yang diberikan sehingga penulis dapat menyelesaikan laporan skripsi ini dengan baik. Tidak lupa penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Keluarga penulis terkhususnya kedua orang tua penulis yang tiada hentinya selalu mendukung secara moril maupun material dalam segala hal yang dilalui penulis.
2. Bapak Dr. Ir. Suharsono, M.T. selaku dosen pembimbing I, Bapak Wiji Raharjo, S.Si, M.Sc selaku dosen pembimbing II yang telah membimbing dengan sabar dalam proses penyusunan laporan skripsi ini sehingga menjadi pembahasan ilmiah yang bermanfaat bagi banyak orang.
3. Bapak Dody Apriadi, Mas Yoga, Kang Iyan, Pak Adi dari *team* departemen eksplorasi JOB Pertamina-Talisman Jambi Merang yang telah meluangkan waktunya untuk membimbing penulis secara teknis dalam tahap pengolahan data & interpretasi.
4. Rekan-rekan **GEOTHERMAL** dan kepada semua pihak yang telah menjadi teman diskusi dalam pelaksanaan penelitian skripsi hingga penyusunan skripsi dan menjadi keluarga kedua penulis.

Penulis menyadari bahwa Laporan Skripsi ini masih jauh dari kesempurnaan, baik dari segi bahasa maupun isi. Oleh karena itu, penulis dengan senang hati menerima kritik dan saran yang bersifat membangun dalam penyempurnaan Laporan Skripsi ini.

Wassalamu'alaikum.Wr.Wb.

Yogyakarta, 24 September 2018

Penulis

Muhamad Fajri Fathreza

INTISARI

DISTRIBUSI KUALITAS RESERVOAR DENGAN MENGGUNAKAN INVERSI SEISMIK MODEL BASED PADA LAPANGAN “ISTIMEW”, SUB CEKUNGAN JAMBI

Muhamad Fajri Fathreza
115.130.041

Sub Cekungan Jambi masuk kedalam bagian Cekungan Sumatra Selatan berumur Tersier. Formasi Baturaja pada Sub Cekungan Jambi dikenal adanya *KLimestone* yang pelamparannya luas dan memiliki 2 fasies yaitu, fasies karbonat *reefal build up* dengan dibawahnya berupa fasies karbonat *platform* dengan umur Miosen Awal. Lapangan “ISTIMEW” dibagi menjadi 2 blok, yaitu blok “ASIK” dan blok “NTAP”. Sebelum mengetahui bagaimana kualitas reservoir pada daerah penelitian harus dapat mengetahui bagaimana karakteristik reservoir dan persebaran impedansi akustik pada Formasi Baturaja.

Dalam penelitian ini menggunakan seismik inversi *model based* untuk mendapatkan peta persebaran impedansi akustik kemudian mengubah nilai impedansi akustik dengan nilai porositas dengan menggunakan *equation* dari *regresi linier* pada *crossplot* antara impedansi akustik dengan *log* porositas.

Hasil dari penelitian ini merupakan peta persebaran impedansi akustik dan peta persebaran porositas pada daerah penelitian. Nilai dari peta impedansi akustik memiliki rentang 20000 - 45000 ((ft/s)*(g/cc)). Rentang nilai 30000 - 45000 ((ft/s)*(g/cc)) dengan nilai porositas 0.03 – 0.1 (v/v) merupakan daerah sekitar kompartemen blok “ASIK”. Rentang nilai 20000 – 30000 ((ft/s)*(g/cc)) dengan nilai porositas 0.1 - 0.14 (v/v) merupakan daerah sekitar kompartemen blok “NTAP”. Nilai porositas tinggi pada peta tersebut memiliki nilai lebih dari 0.1 (v/v) sedangkan nilai rendah memiliki nilai kurang dari 0.09 (v/v). Analisis inversi menunjukkan pada blok “NTAP” lebih *porous* dibandingkan blok “ASIK”.

Kata kunci: *Formasi Baturaja, Reservoir, Impedansi Akustik, Model Based.*

ABSTRACT

DISTRIBUTION OF RESERVOIR QUALITY BY USING SEISMIC INVERSION MODEL BASED ON FIELD “ISTIMEW”, SUB JAMBI BASIN

Muhamad Fajri Fathreza
115.130.041

Jambi Basin is include to South Sumatra Basin with tertiary age. In Jambi Basin, there are K-Limestone that include in Baturaja Formation and has 2 facies which are; carbonate reefal build up dengan and carbonate platform with early miosen age. The “ISTIMEW” field divided into 2 blocks, “ASIK” and “NTAP”. Reservoir characteristics and distribution of acoustic impedance on Baturaja Formation data are needed to measure the quality of reservoir on the field test.

This research used model based seismic inversion to obtain the acoustic impedance distribution on the map, then transform acoustic impedance value to porosity value by using equation from linier regression on crossplot between acoustic impedance with porosity log.

The result of this research are map distribution of acoustic impedance distribution and porosity distribution on research area. The value from acoustic impedance map has range of 20000 – 450000 ((ft/s)*(g/cc)). Range value of 30000 – 45000 ((ft/s)*(g/cc)) with porosity value of 0.03 – 0.1 (v/v) indicate area around “ASIK” block compartment, while the range value of 20000 – 30000 ((ft/s)*(g/cc)) with porosity value of 0.1 – 0.14 (v/v) indicate area around “NTAP” block compartment. High porosity value classified with value more than 0.1 or >0.1 (v/v), whereas, low porosity value classified with value less than 0.09 or <0.09 (v/v). Therefore, from this inversion analysis, it can be concluded that “NTAP” block is more porous than “ASIK” block.

Keywords: *Baturaja Formation, Reservoir, Acoustic Impedance, Model Based.*

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH	iii
KATA PENGANTAR	iv
INTISARI	v
ABSTRACT.....	vi
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	x
DAFTAR TABEL.....	xii
DAFTAR PUSTAKA	58

BAB I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.3. Maksud dan Tujuan	2
1.4. Batasan Masalah	2
1.5. Waktu dan Tempat Penelitian	3

BAB II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Tinjauan Umum	4
2.2. Geologi Regional Sub Cekungan Jambi	5
2.3. Tektonik dan Struktur Geologi Sub Cekungan Jambi	6
2.4. Stratigrafi Sub Cekungan Jambi	8
2.5. <i>Petroleum System</i> Sub Cekungan Jambi	11
2.5.1. Batuan Induk	11
2.5.2. Batuan Reservoir	11
2.5.3. Batuan Penutup	11
2.5.4. Jebakan	11
2.5.5. Migrasi	12

BAB III. DASAR TEORI

3.1. Batuan Karbonat	13
3.1.1. Pendahuluan Batuan Karbonat	13
3.1.2. Komponen Penyusun Batuan Sedimen Karbonat	13
3.1.3. Klasifikasi Batuan Karbonat	15
3.1.4. Lingkungan Pengendapan dan Fasies Batuan Karbonat	17
3.1.5. Terumbu Karbonat Sebagai Batuan Reservoar	18
3.1.6. Porositas Batuan Karbonat	18
3.1.7. Batuan Karbonat Pada Data Seismik	20
3.2. Seismik Refleksi	21
3.3. Parameter Seismik	22
3.2.1. Impedansi Akustik	22
3.2.2. Koefisien Refleksi	22
3.2.3. <i>Wavelet</i>	23
3.2.4. Seismogram Sintetik	23
3.2.5. <i>Checkshot Survey</i>	24
3.2.6. Pengikatan Data Seismik dan Sumur (WST)	24
3.4. Seismik Inversi	25
3.5. Inversi <i>Model Based</i>	28
3.5. <i>Wireline Log</i>	30
3.6.1. <i>Caliper Log</i>	30
3.6.2. <i>Gamma Ray Log</i>	31
3.6.3. <i>Sonic Log</i>	32
3.6.4. <i>Resistivity Log</i>	33
3.6.5. <i>Density Log</i>	33
3.6.6. <i>Neutron Log</i>	34

BAB IV. METODE PENELITIAN

4.1. Sistematika Penelitian	35
4.2. Pengumpulan Data	37
4.2.1. Data Seismik	37
4.2.2. Data Sumur	38
4.2.3. Data <i>Marker</i>	39

4.3. Perangkat Lunak	39
4.4. Pengolahan Data	40
4.4.1. Analisis Zona Target	40
4.4.2. Analisis <i>Well Seismic Tie</i>	41
4.4.3. Analisis <i>Picking Horizon</i> dan <i>Time Structure Map</i>	43
4.4.4. Analisis Pra-Inversi	45
BAB V. HASIL DAN PEMBAHASAN	
5.1. Analisis Sensitifitas	47
5.1.1. <i>Crossplot Log Impedansi Akustik vs Log Density</i>	47
5.2. Analisis Impedansi Akustik	48
5.2.1. <i>Background Model</i>	48
5.2.2. Inversi Impedansi Akustik	49
5.3. Analisis Porositas	51
BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN	
6.1 Kesimpulan	53
6.2 Saran	53
DAFTAR PUSTAKA	54
LAMPIRAN I Analisis <i>Crossplot</i>	57
LAMPIRAN II <i>Well Seismic Tie</i>	59
LAMPIRAN III Analisis Pra-Inversi	61

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Lokasi daerah penelitian.....	3
Gambar 2.1. Peta lokasi lapangan penelitian	4
Gambar 2.2. Geologi regional Sumatra Selatan	5
Gambar 2.3. Tektonik utama Sub Cekungan Jambi	6
Gambar 2.4. Stratigrafi Sub Cekungan Jambi	8
Gambar 2.5. <i>Play</i> hidrokarbon pada Sub Cekungan Jambi	12
Gambar 3.1. Komposisi penyusun batuan karbonat.	15
Gambar 3.2. Klasifikasi batuan karbonat berdasarkan komponen	16
Gambar 3.3. Klasifikasi berdasarkan Dunham dan Embry & Klovan	16
Gambar 3.4. Jenis <i>wavelet</i> berdasarkan konsentrasi energi	23
Gambar 3.5. Seismogram sintetik	23
Gambar 3.6. Survei <i>checkshot</i>	24
Gambar 3.7. Contoh <i>well tie</i> yang dihasilkan dari teknik pengikatan sumur	25
Gambar 3.8. Metode inversi seismik.....	26
Gambar 3.9. Diagram <i>forward modelling</i> dan <i>inverse modelling</i>	27
Gambar 3.10. Respon <i>caliper log</i>	31
Gambar 3.11. Respon <i>gamma ray log</i>	32
Gambar 3.12. Respon <i>sonic log</i>	32
Gambar 3.13. Respon <i>resistivity log</i>	33
Gambar 3.14. Respon <i>density log</i>	34
Gambar 3.15. Respon <i>neutron log</i>	34
Gambar 4.1. Diagram alir penelitian	35

Gambar 4.2. Ilustrasi diagram konsep inversi <i>Model Based</i>	36
Gambar 4.3. Penampang <i>arbitrary line</i> pada lapangan “ISTIMEW”	38
Gambar 4.4. <i>Base map</i> posisi sumur dalam <i>Xline</i> dan <i>Inline</i> seismik	39
Gambar 4.5. Korelasi <i>Top</i> Formasi Baturaja lapangan “ISTIMEW”	40
Gambar 4.6. <i>Wavelet history</i>	42
Gambar 4.7. <i>Wavelet ricker</i>	42
Gambar 4.8. Hasil <i>well seismic tie</i> pada sumur ASIK-2	43
Gambar 4.9. Hasil <i>picking horizon</i> pada <i>arbitrary line</i>	44
Gambar 4.10. <i>Time structure map</i> Formasi Baturaja lapangan “ISTIMEW”	45
Gambar 4.11. Analisis Pra-Inversi <i>model based</i> pada sumur NTAP-1	46
Gambar 5.1. <i>Crossplot</i> pada sumur ASIK-2 Formasi Baturaja	48
Gambar 5.2. Model awal inversi (<i>background model</i>) pada <i>Inline</i> 1339.....	49
Gambar 5.3. Penampang inversi impedansi akustik <i>arbitrary line</i>	50
Gambar 5.4. <i>Slice volume</i> AI <i>Top</i> Formasi Baturaja +5ms	50
Gambar 5.5. <i>Crossplot</i> impedansi akustik (AI) dengan <i>log porosity</i>	51
Gambar 5.6. <i>Slice volume porosity Top</i> Formasi Baturaja +5ms	52

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1. Data <i>log</i> tiap sumur pada lapangan “ISTIMEW”	38
Tabel 4.2. Data <i>marker well</i> pada lapangan “ISTIMEW”	39
Tabel 4.3. Tabel korelasi <i>well seismic tie</i> tiap sumur	43
Tabel 4.4. Analisis Pra-Inversi <i>model based</i> pada tiap sumur	46

DAFTAR ISTILAH

<i>Acoustic Impedance</i>	Kemampuan suatu medium untuk melewati gelombang seismik yang dilaluinya sehingga dapat menjelaskan karakteristik batuan serta kandungannya.
<i>Amplitude</i>	Pergeseran datum maksimal terhadap nilai rata-ratanya.
<i>Arbitrary line</i>	Garis penampang seismik yang ditampilkan dengan lebih dari satu <i>line</i> seismik.
<i>Crossplot</i>	Suatu diagram yang digunakan untuk menghubungkan setidaknya dua parameter yang berbeda.
<i>Inversion</i>	Perhitungan turunan data terukur menjadi model sehingga dapat melihat kondisi bawah permukaan.
<i>Joint Operating Body</i>	Badan operasi bersama yang dibentuk dari konsorsium dua atau lebih operator.
<i>Model Based</i>	Suatu proses yang dilakukan dengan cara membuat model impedansi akustik kemudian dibandingkan dengan rekaman seismik yang dilakukan secara berulang-ulang sampai didapatkan kesalah terkecil diantara keduanya.
<i>Porosity</i>	Kemampuan suatu batuan untuk menyimpan fluida.
<i>Prospect</i>	Suatu luasan area yang terkarakterisasi secara geologi maupun geofisika.
<i>Reflection Coefficient</i>	Suatu variabel yang muncul ketika adanya perbedaan nilai impedansi akustik.
<i>Reservoir</i>	Suatu tempat terakumulasinya minyak dan gas bumi.
<i>Seismic</i>	Suatu metode yang dapat melakukan estimasi bentuk dan properti fisis pada lapisan bawah permukaan berdasarkan pemantulan dan perambatan gelombang.

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Sub Cekungan Jambi masuk kedalam bagian Cekungan Sumatra Selatan yang merupakan cekungan belakang busur (*back arc basin*) berumur Tersier (Bishop, 2000). Menurut (Davis, 1990) Formasi Baturaja di Sub Cekungan Jambi tidak berkembang dengan baik seperti di Sub Cekungan Palembang tetapi pada Sub Cekungan Jambi dikenal adanya *K-Limestone* yang pelamparannya luas dengan umur Miosen Awal. Formasi Baturaja memiliki dua fasies yaitu, fasies karbonat *reefal buil up* dengan dibawahnya berupa fasies karbonat *platform*.

Karakterisasi reservoir merupakan suatu proses untuk mendeskripsikan secara kualitatif atau kuantitatif karakter reservoir dengan menggunakan data yang ada (Sukmono, 2002). Dengan adanya karakterisasi reservoir, maka kita dapat model reservoir secara lengkap baik litologi, porositas, maupun fluida di dalamnya. Pada tahap ini kita berusaha meneliti kehadiran hidrokarbon dengan pendekatan geologi maupun geofisika. Pendekatan secara geologi meliputi studi geologi regional, stratigrafi, kehadiran *source rocks*, *reservoir rocks*, *seal rocks*, jalur migrasi. Pendekatan secara geofisika meliputi gambaran reservoir dengan cakupan yang luas.

Metode inversi merupakan teknik memprediksi model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol inversi (Sukmono, 2002). Melalui model geologi yang telah diperoleh diharapkan karakterisasi reservoir dapat dilakukan dengan baik. Dalam penelitian ini menggunakan inversi *model based* karena mendapatkan hasil yang lebih optimal dibandingkan metode yang lainnya. Prinsip metode inversi *model based* adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data *real* seismik (Russel, 1999).

Hasil yang diinginkan pada penelitian ini adalah mengetahui distribusi kulit reservoir pada lapangan "ISTIMEW" dengan 2 parameter fisika (impedansi akustik dan *trace math log porosity*). Impedansi akustik adalah parameter batuan

pada seismik yang didapat melalui perkalian antara *log sonic* dengan *log density* sehingga dapat merepresentasikan litologi maupun fluida yang terkandung didalam batuan tersebut. Analisis yang dilakukan dengan parameter-parameter tersebut diharapkan dapat memberikan informasi lebih mengenai karakteristik reservoir pada Formasi Baturaja serta anomali-anomali yang terhubung atas hadirnya hidrokarbon secara komprehensif dengan pendekatan geologi maupun geofisika.

1.2. Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan, terdapat beberapa rumusan masalah yang mendasari penelitian ini, yaitu :

1. Bagaimana persebaran hasil inversi impedansi akustik pada Formasi Baturaja?
2. Bagaimana karakteristik reservoir pada Formasi Baturaja?
3. Bagaimana persebaran zona hidrokarbon pada Formasi Baturaja?

1.3. Maksud dan Tujuan

Maksud dari penelitian ini adalah untuk mengetahui dan menganalisa model persebaran porositas berdasarkan inversi seismik impedansi akustik (AI) metode *Model Based*. Tujuan dari penelitian ini adalah :

1. Untuk mengetahui persebaran impedansi akustik reservoir batugamping pada daerah penelitian.
2. Untuk mengetahui karakteristik reservoir pada daerah penelitian dengan menggunakan inversi seismik impedansi akustik (AI) *Model Based*.
3. Untuk menganalisa nilai distribusi porositas reservoir secara lateral pada daerah penelitian.

1.4. Batasan Masalah

Adapun batasan masalah dalam penelitian ini yaitu :

1. Penelitian ini menggunakan data seismik 3D *post stack time migration* (PoSTM) terdiri dari *inline* 1001-1756 dan *crossline* 1001-3082.

2. Penelitian ini menggunakan empat sumur dengan polaritas SEG *reverse* fasa *zero phase*.
3. Penelitian ini difokuskan pada Formasi Baturaja.
4. Penelitian ini tidak membahas struktur.

1.5. Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan selama dua bulan setengah mulai 2 Oktober sampai 15 Desember 2017 di Departemen Eksplorasi, JOB Pertamina – Talisman Jambimerang, PHE Tower, Jalan Ratya T.B. Simatupang Kav. 99, Jakarta Selatan 12520. Daerah penelitian ini berada pada Sub Cekungan Jambi, yang termasuk ke dalam Cekungan Sumatra Selatan (**Gambar 1.1.**).



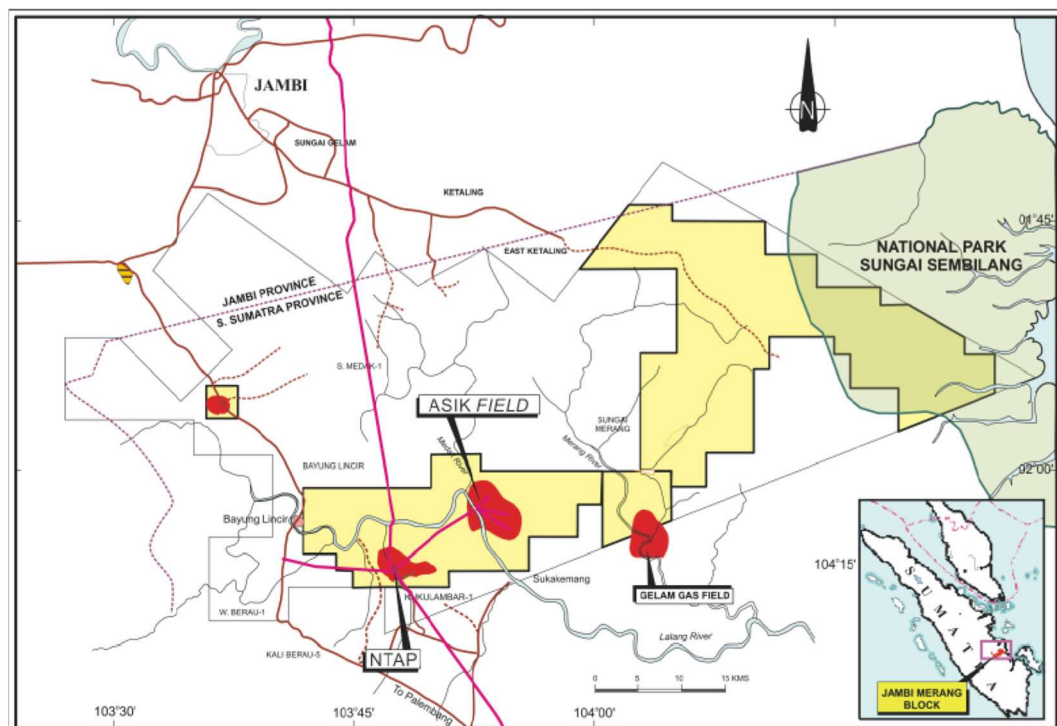
Gambar 1.1. Lokasi daerah penelitian ditandai kotak warna merah terletak di Kecamatan Bayung Lencir, Kabupaten Musi Banyuasin (Anonim, 2006)

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Tinjauan Umum

Kabupaten Musi Banyuasin memiliki luas wilayah 14.265, 96 km² atau sekitar 15 % dari luas Provinsi Sumatra Selatan, secara geografis terletak pada posisi antara 1, 3° sampai dengan 4° Lintang Selatan dan 103° sampai dengan 104° 45' Bujur Timur dan dibatasi oleh Provinsi Jambi di sebelah utara, Kabupaten Muara Enim di sebelah selatan, Kabupaten Banyuasin di sebelah timur dan Kabupaten Musi Rawas di sebelah barat. Kabupaten Musi Banyuasin merupakan daerah rawa, lebak, danau-danau kecil dan sungai besar serta kecil. Untuk aliran sungai Musi sebelah timur dipengaruhi oleh pasang surutnya air laut. Daerah lainnya merupakan dataran tinggi dan perbukitan dengan ketinggian antara 20 sampai dengan 140 m di atas permukaan laut.



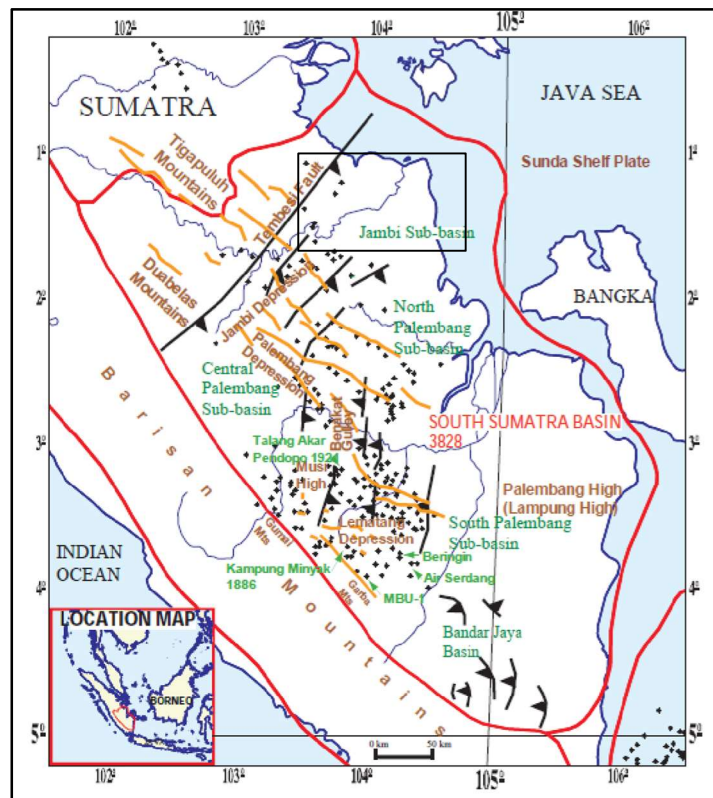
Gambar 2.1. Peta lokasi lapangan penelitian (Anonim, 2006)

Lapangan “ISTIMEW” adalah lapangan *onshore* pada Blok Jambi Merang, Sub Cekungan Jambi yang secara administratif berada di Kecamatan Bayung Lencir, Kabupaten Musi Banyuasin, bagian utara provinsi Sumatra Selatan dapat

dilihat pada (**Gambar 2.1.**) Lapangan “ISTIMEW” dikelola oleh *Joint Operating Body* PT. Pertamina Hulu Energi Jambi Merang, Talisman Ltd. dan *Pacific Oil & Gas* Ltd. Produk utama JOB Pertamina Talisman Jambi Merang adalah gas alam, kondensat dan NGL (*Natural Gas Liquid*).

2.2. Geologi Regional Sub Cekungan Jambi

Daerah penelitian berada pada Sub Cekungan Jambi masuk kedalam bagian Cekungan Sumatra Selatan yang merupakan cekungan belakang busur (*Back Arc Basin*) berumur Tersier yang terbentuk akibat tumbukan antara *Sundaland* dan lempeng Hindia. Secara geografis Sub Cekungan Jambi ini dibatasi oleh Pengunungan Tigapuluh di sebelah utara, Tinggian Lampung di bagian selatan, Paparan Sunda di sebelah timur, dan Bukit Barisan di sebelah barat (**Gambar 2.2.**). Struktur utama yang terbentuk pada cekungan ini yaitu sistem *horst* dan *graben* yang terbentuk pada kala *Paleogene*. *Horst* dan *Graben* ini berarah Timur Laut - Barat Daya. *Horst* ini menyebabkan basemen terangkat membentuk Tinggian Merang dan Tinggian Ketaling sedangkan sistem *graben* membentuk *Ketaling Deep* dan *Merang Deep*.



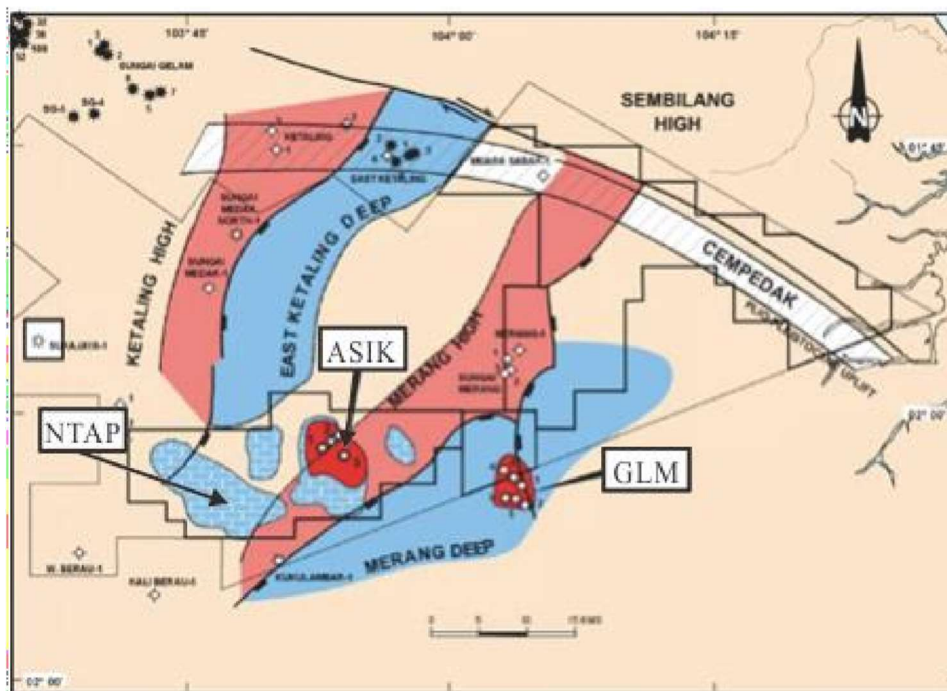
Gambar 2.2. Geologi regional Sumatra Selatan dimana lokasi penelitian berada di Sub

Cekungan Jambi (Bishop, 2000)

Geologi Cekungan Sumatra Selatan merupakan suatu hasil kegiatan tektonik yang berkaitan erat dengan penunjaman Lempeng Indo – Australia, yang bergerak ke arah Utara hingga Timur Laut terhadap Lempeng Eurasia yang relatif diam. Zona penunjaman lempeng meliputi daerah sebelah barat Pulau Sumatera dan selatan Pulau Jawa. Beberapa lempeng kecil (*micro-plate*) yang berada di antara zona *kovergensi* dalam berbagai bentuk dan arah. Tumbukan tektonik lempeng di Pulau Sumatera menghasilkan jalur busur depan, magmatik, dan busur belakang (Bishop, 2000).

2.3. Tektonik dan Struktur Geologi Sub Cekungan Jambi

Sub Cekungan Jambi merupakan cekungan dengan tipe *foreland basin* yang perubahan batimetrinya tidak selalu dipengaruhi oleh perubahan muka air laut global. Struktur utama yang berkembang merupakan sistem *horst* dan *graben* yang terbentuk pada Paleogene dengan orientasi struktur *North East – South West* (**Gambar 2.3.**). Pada area penelitian, Tinggian Merang dan Tinggian Ketaling merupakan *horst* yang diprediksikan sebagai sumber sedimentasi deposenter, sedangkan dalaman Ketaling Timur dan Dalaman Merang merupakan *graben* yang diprediksikan sebagai tempat *source rock* (Clure dan Fiptiani, 2001).



Gambar 2.3. Tektonik utama Sub Cekungan Jambi dengan sistem *horst* dan *graben* dengan arah NE - SW (Clure dan Fiptiani, 2001)

Gerak rotasi Pulau Sumatra berlawanan arah jarum jam telah mengubah arah patahan-patahan yang tua. Perkembangan tersebut menghasilkan elemen elemen tektonik. Patahan berarah NE – SW merupakan patahan tua yang aktif kembali pada kala Miosen. Hal ini terlihat pada ketebalan sedimen pada Formasi Talang Akar dan Formasi Gumai. Patahan – patahan ini membentuk dalaman, *hinge zone*, dan tinggian pada Miosen. Berdasarkan (Davis, 1984) terdapat tiga periode tektonik dan sedimentasi yang mempengaruhi evolusi Sub Cekungan Jambi, yaitu:

1. Periode pertama pada Eosen Awal – Oligosen Awal

Pada periode ini terjadi subduksi antara lempeng Samudera Hindia – Australia dengan lempeng Benua Mikro Sunda yang menyebabkan terbentuknya sesar Sumatra. Sesar ini menimbulkan rekahan sepanjang sesar Sumatra sebagai respon terhadap gerak patahannya. Pada Oligosen Awal terjadi gerak *vertical* akibat berkurangnya kecepatan gerak lempeng. Proses ini menyebabkan terbentuknya *horst* dan *graben* yang kemudian diikuti dengan pengendapan Formasi Lahat (LAF) pada bagian *graben*.

2. Periode kedua pada Oligosen Akhir – Miosen Tengah

Pada periode ini terjadi gerak rotasi lempeng Mikro Sunda berlawanan arah jarum jam yang menimbulkan adanya pengangkatan dan penurunan lokal serta diikuti dengan proses erosi dan pengendapan yang cepat. Periode ini diakhiri dengan fase transgresi yang berturut-turut diendapkan Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai. Formasi Baturaja di Sub Cekungan Jambi tidak berkembang dengan baik seperti di Sub

Cekungan Palembang. Tetapi pada Sub Cekungan Jambi dikenal adanya *KLimestone* yang pelamparannya luas dan *spotted*.

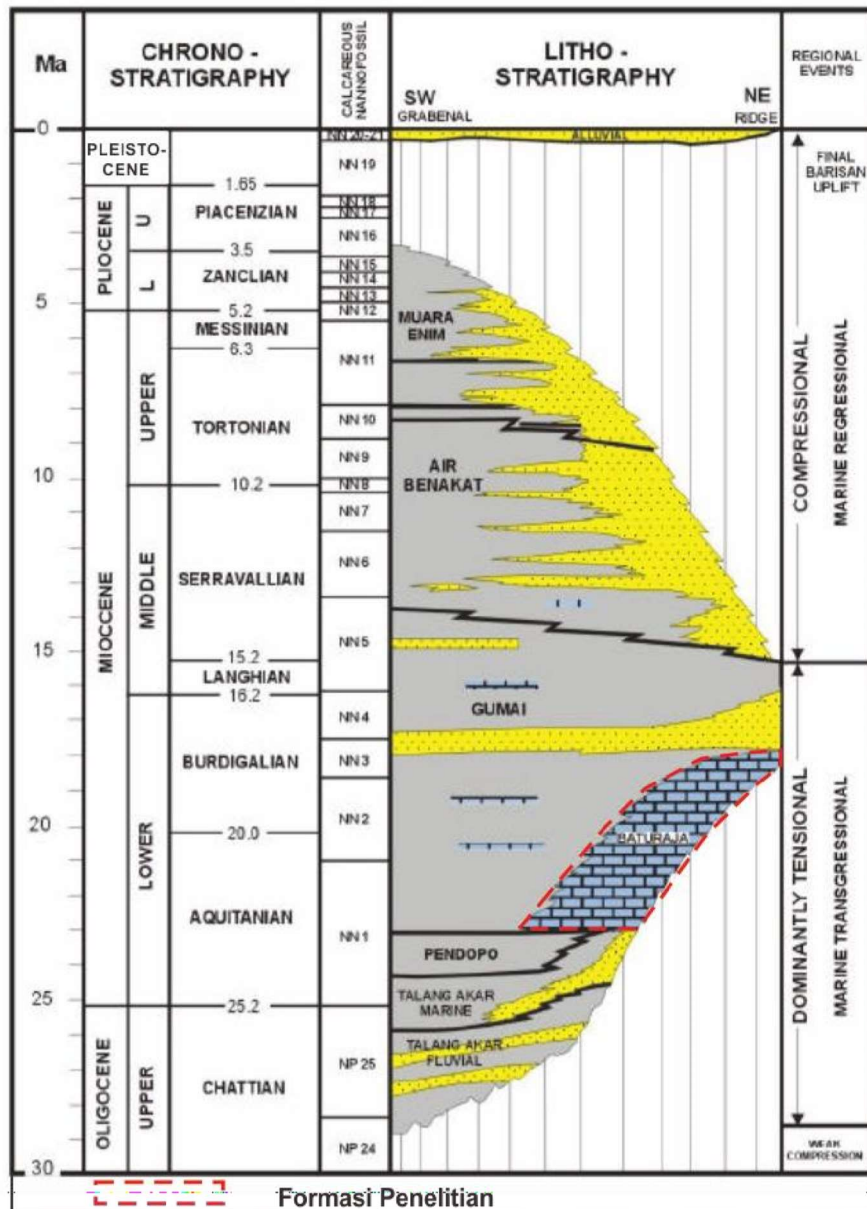
3. Periode ketiga pada Miosen Atas – Sekarang

Pada periode ini gerak lempeng Hindia – Australia meningkat dengan arah $N65^{\circ}E$ dan percepatan gerak lempeng mulai bertambah. Gaya kompresi yang ditimbulkan oleh arah lempeng ini menyebabkan pengangkatan cekungan sehingga terjadi regresi yang diikuti dengan pengendapan Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai. Gaya

kompresi ini mencapai puncaknya pada Plio – Pleistosen yang menyebabkan sedimen-sedimen Tersier terlipat dan terpatahkan.

2.4. Stratigrafi Sub Cekungan Jambi

Stratigrafi daerah Sub Cekungan Jambi terdiri dari beberapa formasi yang dimana berdasarkan fase pengendapannya dibagi menjadi dua fase utama, yaitu fase transgresi dan fase regresi. Bagian awal bawah cekungan merupakan fase transgresi yang mencakup Formasi Lahat, Talang Akar, Baturaja, dan Gumai. Bagian atas cekungan merupakan fase regresi yang mencakup Formasi Air Benakat, Kasai dan Muara Enim. Stratigrafi Sub Cekungan Jambi dari tua ke muda ditunjukkan pada **(Gambar 2.4.)**.



Gambar 2.4. Stratigrafi Sub Cekungan Jambi (Clure dan Fiptiani, 2001)

1. Batuan dasar

Batuan dasar pada Cekungan Sumatra Selatan berumur Pra-Tersier sampai Tersier Awal terdiri dari andesit, porfiri, filit, marmer, granit, diorit, dan granodiorit yang membentuk sistem *horst* dan *graben* (De Coster, 1974).

2. Formasi Lemat/Lahat

Pengendapan pertama Cekungan Sumatra Selatan dimulai selama kala Eosen Akhir sampai Oligosen Tengah (De Coster, 1974). Formasi Lahat didapatkan secara tidak selaras di atas batuan dasar dan juga tidak selaras di bawah Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja. Ketebalan Formasi

ini diperkirakan sampai dengan 3350 meter yang terdiri atas breksi, andesit, tuff, endapan *lava*, aliran *lava* dengan ciri khas batupasir kuarsa di tengah Formasi.

3. Formasi Talang Akar

Bagian bawah Formasi Talang Akar merupakan anggota dari '*Gritsand Member*' (GRM) yang diendapkan pada lingkungan pengendapan *fluviodeltaic* selama kala Oligosen Akhir sampai Miosen Awal (Pulunggono, 1986). Anggota ini didominasi oleh perlapisan tebal *feldspathic arenite* dengan sisipan serpih, lanau dan batubara. Ketebalan anggota ini bervariasi pada setiap Sub Cekungan dengan perkiraan 100 meter – 550 meter. Bagian atas Formasi Talang Akar merupakan anggota dari '*Transition Member*' (TRM) yang diendapkan pada lingkungan pengendapan *paralic* dan *littoral – distal marine* selama kala Miosen Awal (Pulunggono, 1986). Anggota ini terdiri atas perselingan batupasir dan batuserpih dengan sisipan tipis batubara. Ketebalan anggota ini bervariasi pada setiap Sub Cekungan dengan ketebalan maksimum mencapai 300 meter yang tersebar disepanjang cekungan.

4. Formasi Baturaja

Formasi Baturaja hanya dapat berkembang secara baik pada daerah tinggian yang memiliki lingkungan pengendapan laut dangkal selama kala Miosen Awal dengan fasies dominan berupa karbonat *reefal build up* dengan dasar karbonat bertipe fasies *platform*. Adapun jenis litologi batugamping pada Formasi ini berupa *mudstone*, *wackestone*, dan *packestone*. Ketebalan pada Formasi Baturaja bervariasi pada setiap Sub Cekungan dengan rata-rata ketebalan mencapai 10 – 80 meter (De Coster, 1974). Formasi Baturaja pada Sub Cekungan Jambi di Lapangan "ISTIMEW" memiliki ketebalan 30 – 60 meter dengan karbonat yang membentuk *reefal build up*.

5. Formasi Gumai

Formasi Gumai terbagi menjadi 3 bagian yaitu *Lower Gumai*, *Intra Gumai*, dan *Gumai*. Serpih pada Formasi Pendopo diendapkan secara selaras dengan Talang Akar ketika muka air laut naik. Formasi Pendopo juga sering

disebut sebagai *Lower Gumai* yang melampar luas pada kala Awal Miosen. Intra Gumai terdiri dari batupasir glaukonitik dan serpih, karena perubahan muka air laut dari dangkal menuju ke laut dalam. Data seismik menunjukkan Intra Gumai diendapkan secara tidak selaras membentuk *onlap* dan batupasir glaukonitik terlihat *downlapping*. Formasi Gumai mempunyai litologi serpih karena diendapkan saat *maximum flooding surface*. Serpih ini berfungsi sebagai batuan penudung yang sangat baik karena mempunyai ketebalan sekitar 1000 meter.

6. Formasi Air Benakat

Formasi ini diendapkan secara selaras terhadap Formasi Gumai pada Pertengahan Miosen hingga Akhir Miosen. Formasi ini terbentuk pada saat lingkungan pengendapan laut dangkal dengan dominasi litologi batupasir.

7. Formasi Muara Enim

Formasi Muara Enim terendapkan secara selaras terhadap Formasi Air Benakat pada saat lingkungan pengendapan laut dangkal hingga delta pada kala Akhir Miosen - Pliosen. Litologi yang banyak ditemui yaitu batupasir, serpih, dan batubara. Batas antara Formasi Air Benakat dan Formasi Muara Enim ditandai dengan adanya lapisan batubara atau batupasir glaukonitik (De Coster, 1974)

8. Formasi Kasai

Formasi Kasai diendapkan secara selaras di atas Formasi Muara Enim pada Akhir Pliosen – Pleistosen. Lingkungan yang berkembang berupa fluvial dan kipas aluvial dengan litologi pumis tuff, batupasir tuffan, dan batulempung tuffan.

2.5. Petroleum System Sub Cekungan Jambi

Petroleum system merupakan komponen geologi atau proses pada suatu lapangan yang dapat dikaji pada lima faktor. Berdasarkan Clure dan Fiptiani (2001) *petroleum system* pada Sub Cekungan Jambi (**Gambar 2.5.**) dibagi menjadi:

2.5.1. Batuan Induk

Terrestrial coal dan *coaly shale* pada Formasi Talang Akar menjadi batuan sumber yang bagus untuk menghasilkan hidrokarbon. Batuan induk tersebut

diendapkan secara luas pada batas *half-graben*. Batuan induk ini mempunyai jenis tipe fasies kerogen III/II, sehingga batuan sumber dapat menghasilkan hidrokarbon dalam bentuk minyak dan gas. Formasi Talang Akar merupakan formasi yang paling banyak menghasilkan minyak dan gas dengan kandungan material organik yang berkisar 0.5 – 1.5%. Serpih Formasi Pendopo juga terindikasi dapat menjadi batuan sumber, namun karena kurang matang sehingga tidak dapat menghasilkan hidrokarbon. Sedangkan batubara pada Formasi Muara Enim hanya menghasilkan sedikit gas. Selain itu serpih pada Formasi Gumai juga tidak dapat menghasilkan hidrokarbon karena tingkat kematangan yang belum optimal.

2.5.2. Batuan Reservoir

Batuan reservoir pada Sub Cekungan Jambi terdiri dari *Basement*, Karbonat Baturaja, Batupasir Talang Akar, Batupasir Glaukonitik Intra Gumai, dan Batupasir Air Benakat. Namun reservoir yang paling penting pada Sub Cekungan Jambi yaitu reservoir Karbonat Baturaja yang mempunyai porositas bagus.

2.5.3. Batuan Penudung

Serpih dari Formasi Gumai menjadi batuan penudung yang baik dengan ketebalan mencapai 1000 meter. Selain itu serpih dari Pendopo mampu menjadi batuan penudung terhadap Formasi Talang Akar.

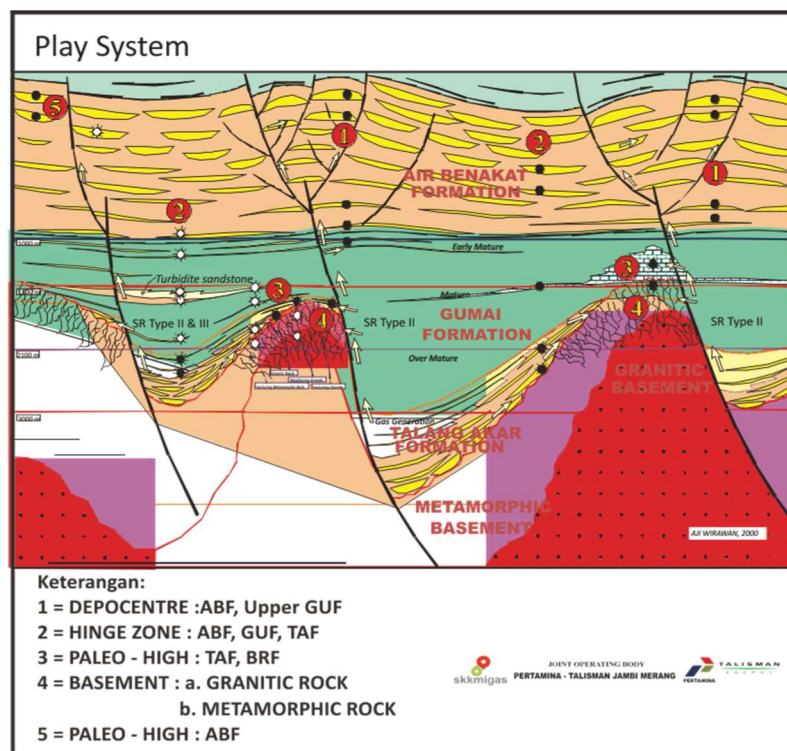
2.5.4. Jebakan

Formasi Baturaja mempunyai jenis jebakan stratigrafi antiklin yang terbentuk sebagai konsekuensi dari perubahan fasies karbonat kompak tipe *platform* yang ada dibagian bawah menjadi karbonat *porous* tipe *reefal build up* di bagian atas dan terendapkan di atasnya secara selaras Formasi Gumai yang berupa litologi serpih tebal. Selain itu, sesar naik yang terbentuk pada Zaman Pliosen-Pleistosen dapat menjadi jebakan struktural karena memotong dari batuan dasar hingga Muara Enim.

2.5.5. Migrasi

Migrasi hidrokarbon ini terjadi secara lateral dan vertikal dari *source rock* batubara dan serpih pada formasi Talang Akar. Migrasi lateral terjadi pada bagian dalam cekungan. Akibat migrasi ini, terjadi pengisian hidrokarbon pada perangkap

– perangkat stratigrafi yang terbentuk pada zona engsel (*hinge zone*). Migrasi secara vertikal terjadi melalui batupasir pada Formasi Talang Akar secara *up dip* serta melalui sesar – sesar yang ada terbentuk pada Zaman Pliosen – Pleistosen membuka jalur migrasi hidrokarbon melewati serpih Gumai yang tebal. Migrasi sekunder memegang peranan penting dalam proses akumulasi dan pemerangkapan hidrokarbon mengingat posisi perangkat merupakan daerah tinggian purba (*old basement high*).



Gambar 2.5. *Play* hidrokarbon pada Sub Cekungan Jambi (Anonim, 2006)

BAB III

DASAR TEORI

3.1. Batuan Karbonat

3.1.1. Pengertian Batuan Karbonat

Batuan karbonat didefinisikan sebagai batuan dengan kandungan material karbonat lebih dari 50% yang tersusun atas partikel karbonat klastik yang tersemenkan atau karbonat kristalin hasil presipitasi langsung (Hsu & Reijers, 1986). Atau secara singkat, batuan karbonat adalah batuan dengan minimal 50%

komponen utamanya berupa mineral karbonat, sebagai contoh adalah batugamping yang mengandung kalsium karbonat 95%.

Batuan karbonat terbentuk karena proses pengendapan secara kimiawi dari larutan maupun hasil aktivitas organik dan umumnya tersusun oleh *authigenic minerals* (Pettijohn, 1975). *Authigenic minerals* adalah mineral yang terbentuk pada lingkungan sedimentasi. Contohnya *gypsum*, *anhydrite*, kalsit, halit. Batuan karbonat merupakan salah satu batuan sedimen siliklastik. Seluruh proses pembentukan batuan karbonat terjadi pada lingkungan laut, sehingga praktis bebas dari detritus asal darat.

3.1.2. Komponen Penyusun Batuan Sedimen Karbonat

Pada umumnya, selain mengandung mineral karbonat dalam jumlah yang sangat melimpah seperti aragonite, kalsit, dolomit, magnesit dan siderit, batuan karbonat juga memiliki 2 komponen penyusun utama, yaitu:

1. Material yang diendapkan di tempat (*in situ*) langsung dari larutan dan berfungsi sebagai semen (*sparit*).
2. Material yang ditransport ke tempat pengendapan dalam keadaan padat (*ex situ*). Material ini dibagi menjadi dua berdasarkan ukurannya yaitu material yang berukuran lempung atau lanau disebut sebagai lumpur karbonat (*mikrit*/matrik karbonat) serta material yang berukuran pasir atau lebih besar disebut butir atau partikel.

Penyusun batugamping menurut Tucker dan Wright (1990), komponen penyusun batugamping dibedakan atas *non skeletal grain*, *skeletal grain*, *matriks* dan semen.

1. *Non Skeletal grain*, terdiri dari :

a. Ooid dan Pisoid

Ooid adalah butiran karbonat yang berbentuk bulat atau elips yang punya satu atau lebih struktur lamina yang konsentris dan mengelilingi inti. Inti penyusun biasanya partikel karbonat atau butiran kuarsa (Tucker dan Wright, 1990). Ooid memiliki ukuran butir <2 mm dan apabila memiliki ukuran >2 mm maka disebut pisoid. b. Peloid

Peloid adalah butiran karbonat yang berbentuk bulat, elipsoid atau meruncing yang tersusun oleh mikrit dan tanpa struktur internal. Ukuran peloid antara 0,1-0,5 mm. Kebanyakan peloid ini berasal dari kotoran (*faecal origin*) sehingga disebut pellet (Tucker, 1990).

c. Agregat dan Intraklas
Agregat merupakan kumpulan dari beberapa macam butiran karbonat yang tersemankan bersama-sama oleh semen mikrokristalin atau tergabung akibat material organik. Sedangkan intraklas adalah fragmen dari sedimen yang sudah terlitifikasi atau setengah terlitifikasi yang terjadi akibat pelepasan air lumpur pada daerah pasang surut atau *tidal flat* (Tucker, 1990).

2. Skeletal Grain

Skeletal grain adalah butiran cangkang penyusun batuan karbonat yang terdiri dari seluruh mikrofossil, butiran fosil, maupun pecahan dari fosil-fosil makro. Cangkang ini merupakan *allochem* yang paling umum dijumpai dalam batugamping (Sam Boggs, 1987). Komponen cangkang pada batugamping juga merupakan penunjuk pada distribusi invertebrata penghasil karbonat sepanjang waktu geologi (Tucker dan Wright, 1990).

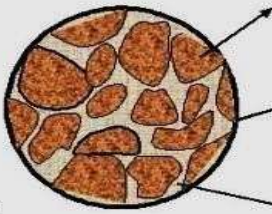
3. Lumpur Karbonat atau Mikrit

Mikrit merupakan matriks yang biasanya berwarna gelap. Pada batugamping hadir sebagai butir yang sangat halus. Mikrit memiliki ukuran butir kurang dari 4 mikrometer. Pada studi mikroskop elektron menunjukkan bahwa mikrit tidak homogen dan menunjukkan adanya ukuran kasar sampai halus dengan batas antara kristal yang berbentuk planar, melengkung, bergerigi ataupun tidak teratur. Mikrit dapat mengalami alterasi dan dapat tergantikan oleh mozaik mikrospar yang kasar (Tucker dan Wright, 1990).

4. Semen

Semen terdiri dari material halus yang menjadi pengikat antar butiran dan mengisi rongga pori yang diendapkan setelah fragmen dan matriks. Semen dapat berupa kalsit, silika, oksida besi ataupun sulfat. (**Gambar 3.1.**)

TEXTURAL PARAMETERS	CARBONATE
Grains	- Bioclasts - Feldspars - Quartz
Matrix	- Clay minerals
Cement	- sparry - Calcite



The diagram shows a circular cross-section of a carbonate rock. It contains several irregular, brownish grains of varying sizes. The spaces between these grains are filled with a lighter-colored material, which is the matrix and cement. Arrows point from the labels 'Grains', 'Matrix', and 'Cement' in the table to their respective parts in the diagram.

Gambar 3.1. Komposisi penyusun batuan karbonat (Pettijohn, 1975)

3.1.3. Klasifikasi Batuan Karbonat

Pada Tucker (1990) terdapat setidaknya tiga jenis sistem klasifikasi batuan karbonat yang masih digunakan dengan pendekatan yang berbeda:

1. Grabau (1904)

Klasifikasi ini merupakan sistem klasifikasi batuan karbonat paling sederhana dengan pendekatan ukuran butir. *Calcirudite* dengan ukuran butir > 2 mm, *Calcarenite* dengan ukuran butir 2 mm – 62 μ m, dan *Calcitutite* dengan ukuran butir < 62 μ m . Konotasi genesa dari metode ini terkait dengan kemungkinan tingkat energi pengendapan material karbonat (Nichols, 1999).

2. Folk (1959 & 1962)

Klasifikasi ini merupakan sistem klasifikasi berdasarkan kandungan komponen dari batuan karbonat yaitu: *Grain (Allochem)*, *Matrix (Micrite)*, dan *Cement (Sparite)* yang telah diuraikan pada sub-bab sebelumnya. Secara umum klasifikasi ini membedakan batuan karbonat dengan dominasi oleh *Sparite* ataupun *Micrite* (Gambar 3.2.).

Principal grains in limestone	Limestone types			
	Cemented by sparite		With a micrite matrix	
Skeletal grains (bioclasts)	Biosparite		Biomicrite	
Ooids	Oosparite		Oomicrite	
Peloids	Pelsparite		Pelmicrite	
Intraclasts	Intrasparite		Intramicrite	
Limestone formed in situ	Biolithite		Fenestral limestone-dismicrite	

Gambar 3.2. Klasifikasi batuan karbonat berdasarkan komponen (Tucker, 1990)

3. Dunham (1962), Embry & Klovan (1971)

Klasifikasi ini membagi batuan karbonat berdasarkan tekstur batuan yaitu: *grainstone*, fragmen tanpa kehadirannya *matrix*; *packstone*, fragmen dengan kehadirannya *matrix*; *wackestone*, kehadirannya fragmen berada pada *matrix* dan *mudstone*, didominasi oleh *matrix* dengan sedikitnya fragmen.

Klasifikasi ini kemudian dimodifikasi oleh A.F. Embry & J.E. Klovan (1971) pada klasifikasi batuan karbonat dengan ukuran butir relatif besar (*floatstone* dan *rudstone*), dan beberapa penyekatan organik pada *boundstone* ketika pengendapan (*bafflestone*, *bindstone*, dan *framstone*) (**Gambar 3.3.**).

Original components not bound together during deposition			Original components bound together	Depositional texture not recognizable	Original components not organically bound during deposition		Original components organically bound during deposition			
Contains lime mud		Lacks mud and is grain supported			>10% grains >2mm	Matrix supported	Supported by > 2mm components	Organisms act as baffles	Organisms encrust and bind	Organisms build a rigid framework
Less than 10% grains	More than 10% grains									
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Crystalline	Floatstone	Rudstone	Baffle stone	Bindstone	Framstone

Gambar 3.3. Klasifikasi berdasarkan Dunham dan Embry & Klovan(Tucker, 1990)

3.1.4. Lingkungan Pengendapan dan Fasies Batuan Karbonat

Meskipun lingkungan pembentukan endapan karbonat dapat terjadi mulai dari zona supratidal sampai cekungan yang lebih dalam di luar *shelf*, paparan cekungan dangkal (*shallow basin platform*) yang meliputi *middle shelf* dan *outer shelf* adalah tempat produksi endapan karbonat yang utama dan kemudian tempat ini disebut sebagai *subtidal carbonate factory*. Pada lingkungan laut yang dalam jarang terbentuk endapan karbonat, kecuali merupakan hasil jatuhnya dari plankton yang mensekresikan kalsium karbonat dan hidup di air permukaan. Terumbu merupakan salah satu sumber produksi endapan karbonat di paparan atau cekungan di luar paparan. Terumbu adalah suatu timbunan karbonat yang dibentuk oleh pertumbuhan organisme yang insitu, mempunyai potensi untuk berdiri tegar dan membenrtuk struktur topografi yang tahan gelombang. James (1979) membagi fasies terumbu masa kini secara fisiografi menjadi 3 macam:

1. Fasies Inti Terumbu (*Reef Core Facies*)

Fasies ini tersusun oleh batugamping yang masif dan tidak berlapis. Berdasarkan litologi dan biota penyusunnya, fasies ini dapa dibagi menjadi 4 subfasies yaitu:

a. Sub - Fasies Puncak Terumbu (*Reef - Crest*)

Litologi berupa *framestone* dan *bindstone*, sebagai hasil pertumbuhan biota jenis kubah dan mengerak dan merupakan *very high energy zone*.

b. Sub - Fasies Dataran Terumbu (*Reef Flat*)

Litologi berupa *rudstone*, *grainstone*, dan *nodule* dari ganggang karbonatan dan merupakan daerah berenergi sedang dan tempat akumulasi rombakan terumbu.

c. Sub - Fasies Terumbu Depan (*Reef Front*)

Litologi berupa *bafflestone*, *bindstone* dan *framestone* dan merupakan daerah berenergi lemah-sedang.

d. Sub - Fasies Terumbu Belakang (*Back Reef*)

Litologi berupa *bafflestone* dan *floatstone* dan merupakan daerah energi lemah dan relatif tenang.

2. Fasies Depan Terumbu (*Fore Reef Facies*)

Litologi berupa *grainstone* dan *rudstone* dan merupakan lingkungan yang mempunyai kedalaman >30m dengan lereng 45 – 60°. Semakin jauh dari inti terumbu (ke arah laut) litologi berubah menjadi *packstone*, *wackstone* dan *mudstone*.

3. Fasies Belakang Terumbu (*Back Reef Facies*)

Fasies ini disebut juga fasies *lagoon* dan meliputi zona laut dangkal (< 30m) dan tidak berhubungan dengan laut terbuka. Kondisi airnya tenang, sirkulasi air terbatas, dan banyak biota penggali yang hidup di dasar. Litologi berupa *packstone*, *wackstone* dan *mudstone* dan banyak dijumpai struktur jejak dan bioturbasi, baik lateral maupun vertikal.

3.1.5. Terumbu Karbonat Sebagai Batuan Reservoir

Terumbu (*reef*) dapat menjadi batuan reservoir yang sangat penting. Pada umumnya terumbu terdiri dari suatu kerangka, coral, ganggang, dan sebagainya yang tumbuh dalam laut yang bersih, berenergi gelombang tinggi, dan mengalami banyak pembersihan sehingga rongga-rongga antaranya khususnya menjadi sangat bersih. Dalam hal ini porositas yang didapatkan terutama dalam kerangka yang berbentuk rongga-rongga bekas binatang hidup yang tersemankan dengan *sparry calcite* sehingga porositasnya diperkecil (Dunham, 1962).

3.1.6. Porositas Batuan Karbonat

Ada beberapa ahli geologi yang mencoba memberikan klasifikasi mengenai tipe-tipe porositas karbonat. Salah satu di antaranya adalah (Choquette & Pray, 1970). Klasifikasi ini mencoba menghubungkan ukuran pori, bentuk kemas dari batuan tersebut. Adapun klasifikasinya, sebagai berikut :

1. Porositas sepenuhnya dikontrol oleh kemas batuan disebut sebagai *fabric selective*, dibagi menjadi:

a. *Interparticle*

Bisa termasuk dalam porositas primer yaitu merupakan pori - pori yang terdapat di antara partikel atau *intergranular*, dan biasanya tidak mengalami

sementasi. Porositas ini bervariasi tergantung pada sortasi, kemas, dan ukuran butiran.

b. *Intercrystalline*

Merupakan pori - pori yang terdapat diantara kristal-kristal yang relatif sama ukurannya, yang tumbuh karena adanya proses rekristalisasi atau dolomitisasi.

c. *Mouldic*

Suatu rongga yang terbentuk karena proses pelarutan fragmen dalam batuan. Porositas ini termasuk porositas sekunder dan termasuk dalam *fabric selective*. Untuk membentuk tipe porositas ini, dibutuhkan perbedaan tingkat kelarutan antara butiran dan struktur yang ada. Terbentuk dalam batuan monomineralik berhubungan dengan perbedaan kristalinitas, ukuran kristal, inklusi organik, porositas primer dan lain - lain. d. *Fenestral*

Merupakan variasi dari *interparticle porosity* yang terbentuk pada lingkungan yang khusus, seperti supratidal *levee*. Terbentuk sebagai akibat hilangnya beberapa butir pembentuk batuan sehingga terbentuk rongga rongga yang besar. e. *Shelter*

Merupakan variasi dari *interparticle porosity*, dimana adanya butiran yang berbentuk lempeng, menjadi semacam payung bagi area di bawahnya, untuk melindungi dari pengisian sedimen yang mengendap. f. *Growth framework*

Pertumbuhan kerangka seperti kerangka koral, yang mengakibatkan rongga yang diisi oleh koral, menjadi terbuka.

2. Porositas tidak dipengaruhi atau dikontrol oleh kemas (*fabric*) batuan, disebut sebagai *not fabric selective*, dibagi menjadi:

a. *Fracture*

Rongga yang berbentuk rekahan, yang terbentuk akibat adanya tekanan luar, dan biasanya terjadi setelah pengendapan, serta berasosiasi dengan proses perlipatan, pensesaran ataupun *salt doming*. Terjadi pada batuan

karbonat yang relatif *brittle*, biasanya homogen, seperti kapur dan dolomit. b. *Channel*

Saluran antar rongga yang terbentuk akibat pelarutan.

c. *Vug*

Lubang yang terbentuk sebagai akibat proses pelarutan, seperti gerowong.

d. *Cavern*

Pelarutan lubang yang bisa membesar, sehingga dapat dimasuki manusia.

3. Porositas bersifat sebagai kedua - duanya, disebut sebagai *fabric selective or not*, dibagi menjadi:

a. *Breccia*

Terbentuk karena adanya proses retakan yang menyebabkan batuan hancur menjadi bongkah-bongkah kecil dan terbentuklah pori - pori yang berada di antaranya.

b. *Boring* :

Pori-pori yang terbentuk karena adanya aktivitas pemboran oleh organisme.

c. *Burrow* :

Porositas yang terbentuk karena penggalian organisme.

d. *Shrinkage* :

Penciutan, dimana sedimen yang telah diendapkan, menjadi kering dan menciut, sehingga terjadi rekahan - rekahan yang dapat menimbulkan pori.

3.1.7. Batuan Karbonat Pada Data Seismik

Refleksi pada seismik berasal bidang batuan yang mempunyai perbedaan nilai impedansi akusik terkait karakteristik batuan berupa litologi, pada kasus tertentu nilai ini juga dipengaruhi oleh fluida yang terkandung dalam batuan. Perubahan nilai impedansi ini adalah kunci dalam pemahaman geologi pada data seismik. Bidang perlapisan yang akan terbentuk pada data seismik dapat menjelaskan karakteristik lithologi, proses pengendapan dan lingkungan pengendapannya.

Menurut Badley (1990), pada batuan karbonat umumnya refleksi pada bidang batas akan menghasilkan koefisien refleksi positif yang disebabkan oleh nilai batuan karbonat yang umumnya mempunyai kecepatan dan densitas yang relatif lebih tinggi jika dibandingkan pada batuan sedimen lainnya. Pada batuan karbonat tipis dapat juga direpresentasikan dengan nilai koefisien refleksi yang tinggi tanpa memperlihatkan seberapa tipis lapisan tersebut. Pada batuan karbonat tipis dapat direpresentasikan dengan nilai koefisien refleksi tinggi tanpa dapat memperlihatkan tebal lapisannya tersebut. Dalam kasus tertentu dengan kondisi batuan karbonat yang sangat poros akan menghasilkan koefisien yang negatif.

Berdasarkan penampakan pada data seismik, batuan karbonat dibagi menjadi 3 jenis (Badley, 1990):

1. Endapan Melembur (*Sheet Deposits*)

Persebaran lateral yang luas dan terdiri atas karbonat dengan ukuran butir halus dengan tipe pengendapan suspensi (*Calcareus Microfossil, Micritic Limestones, Calcareus Claystones* dsb). Dapat dicirikan dengan kenampakan amplitudo yang tinggi, kontinuitas baik, dan jika mempunyai tebal yang cukup akan memiliki kecepatan interval yang tinggi. Namun penampakan ini juga serupa dengan endapan vulkanik seperti tuff, dll.

2. Endapan Bioklastik

Berupa endapan dengan berukuran pasir dan terendapkan dengan energi pengendapan yang tinggi yang akan mempunyai lingkungan pengendapan yang serupa dengan endapan non-karbonat klastik lainnya. Dicitrakan dengan interval kecepatan dan amplitudo yang tinggi. Tipe ini sulit untuk dibedakan antara batuan klastik karbonat ataupun klastik non-karbonat.

3. *Build-up, Reef, Bioherm, Mounded* dsb

Tipe ini berasal dari organisme besar berupa terumbu-karang atau lainnya yang masih mempunyai bentuk organismenya. Dapat dengan mudah diidentifikasi pada seismik dengan bentuk yang khas dengan kecepatan interval yang tinggi.

3.2. Seismik Refleksi

Seismik refleksi adalah metode yang dapat melakukan estimasi bentuk dan properti fisis pada lapisan di bawah permukaan bumi berdasarkan pemantulan gelombang yang merambat pada bawah permukaan (Sen, 2006). Metode ini menggunakan gelombang akustik yang dihasilkan oleh sumber gelombang (dinamit, *vibroseis*, *airgun*, dan lain - lain) direkam oleh penerima yang berupa *geophone* atau *hydrophone* (Sismanto, 1996). Gelombang seismik membawa informasi mengenai litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu rambat (*travel time*), amplitudo refleksi dan variasi fasa. Data seismik digunakan untuk melakukan interpretasi terhadap *horizon* ataupun *fault*. Analisis selanjutnya untuk delinisasi parameter batuan dan determinasi litologi, porositas, fluida pori, dan sebagainya.

3.3.Parameter Seismik

3.3.1. Impedansi Akustik

Impedansi Akustik (AI) merupakan kemampuan suatu medium untuk melewati gelombang seismik yang dilaluinya sehingga dapat menjelaskan karakteristik batuan serta kandungannya. Impedansi Akustik merupakan adalah properti fisis yang berubah terhadap koefisien refleksi pada keadaan normal merupakan kecepatan gelombang P dikalikan dengan densitas (Sheriff, 2002).

Berikut ini persamaan matematis akustik impedansi :

$$AI = (Vp \times \rho) \quad (3.1)$$

dengan : AI : impedansi akustik (m/s*gr/cm³)
 Vp : kecepatan gelombang P
(m/s) ρ : densitas (g/cm³)

3.3.2. Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi (R) atau reflektifitas adalah perubahan AI di dalam bumi yang didefinisikan sebagai hasil perkalian antara kecepatan gelombang P (Vp) dan densitas (ρ). Berikut ini persamaan matematis dari koefisien refleksi :

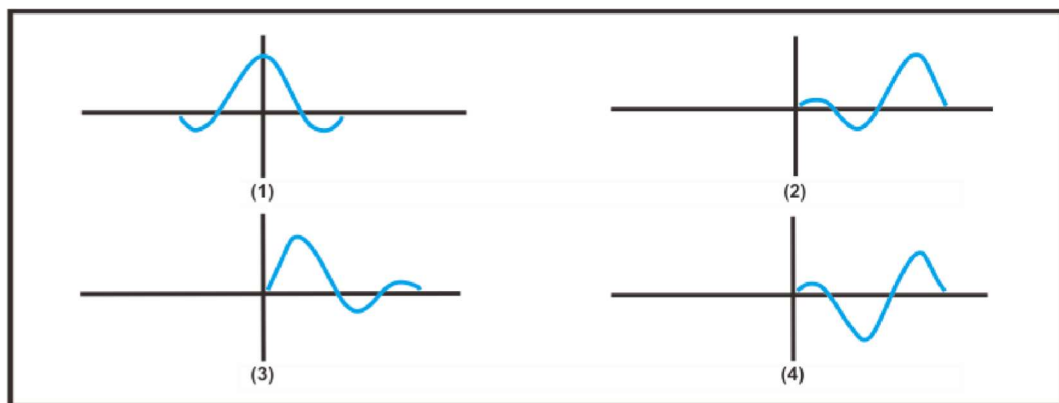
$$R_0 = \frac{A_1}{A_0} = \frac{\rho_2 V_{p2} - \rho_1 V_{p1}}{\rho_1 V_{p1} + \rho_2 V_{p2}} \quad (3.2)$$

dengan : R_0 : koefisien refleksi sudut datang nol (°)

- A_1 : amplitudo gelombang yang dipantulkan pada medium 1 (m)
- A_0 : amplitudo gelombang datang (m)
- ρ_1 : densitas medium 1 (g/cm^3)
- ρ_2 : densitas medium 2 (g/cm^3)
- V_{P1} : kecepatan gelombang P pada medium 1 (m/s)
- V_{P2} : kecepatan gelombang P pada medium 2 (m/s)
- ρV_P : impedansi akustik ($\text{m/s} \cdot \text{gr/cm}^3$)

3.3.3. Wavelet

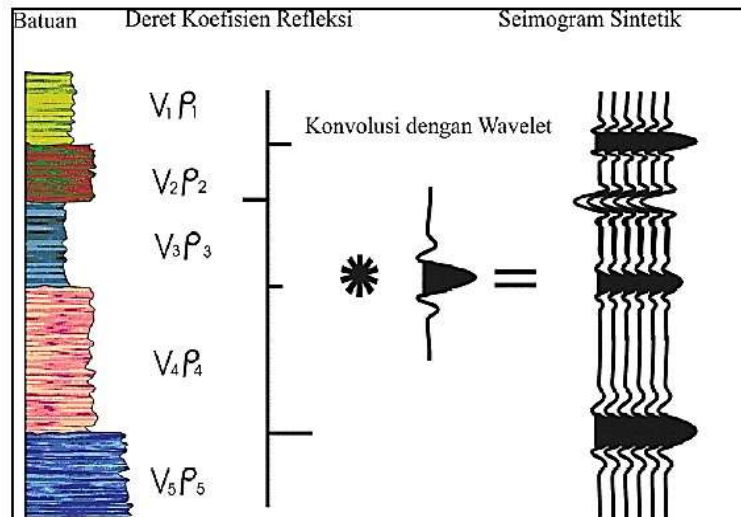
Wavelet adalah gelombang yang memiliki komponen interval waktu, frekuensi, fasa dan amplitudo. Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui seperti ditunjukkan pada (**Gambar 3.4.**), yaitu *zero phase*, *maximum phase*, *minimum phase*, dan *mixed phase* (Sismanto, 1996). Perbedaan pada keempat *wavelet* ini berada pada konsentrasi energi yang digunakan.



Gambar 3.4. Jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energi, (1) *zero phase*, (2) *maximum phase*, (3) *minimum phase*, (4) *mixed phase* (Sismanto, 1996)

3.3.4. Seismogram Sintetik

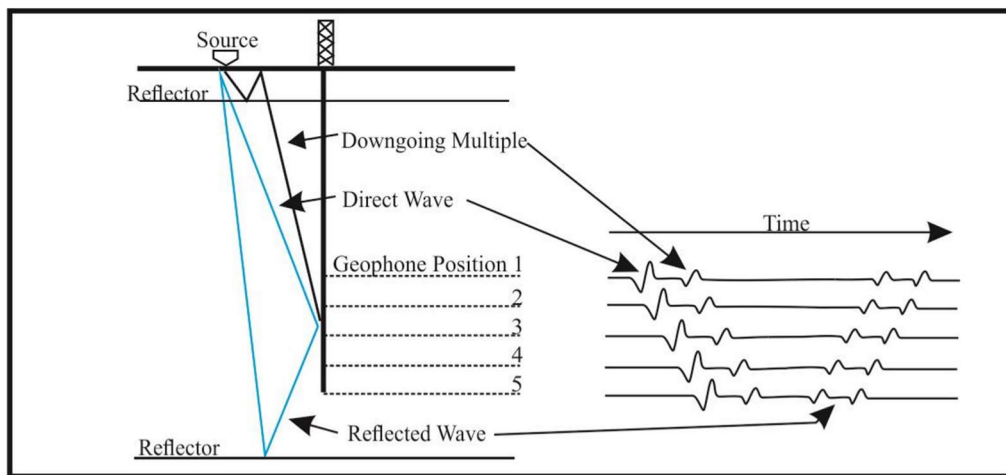
Seismogram sintetik berasal dari hasil konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan *wavelet* (**Gambar 3.5.**). Seismogram sintetik digunakan untuk mengidentifikasi *horizon* seismik yang sesuai dengan geologi bawah permukaan yang diketahui dalam suatu sumur hidrokarbon (Munadi dan Pasaribu, 2004).



Gambar 3.5. Seismogram sintetik (Sukmono, 1999)

3.3.5. Checkshot Survey

Checkshot dilakukan bertujuan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman yang diperlukan dalam proses pengikatan data sumur terhadap data seismik (Brown, 2005). Akuisisi data *checkshot* dapat dilihat pada (Gambar 3.6.).



Gambar 3.6. Survei *checkshot* (Sukmono, 2007)

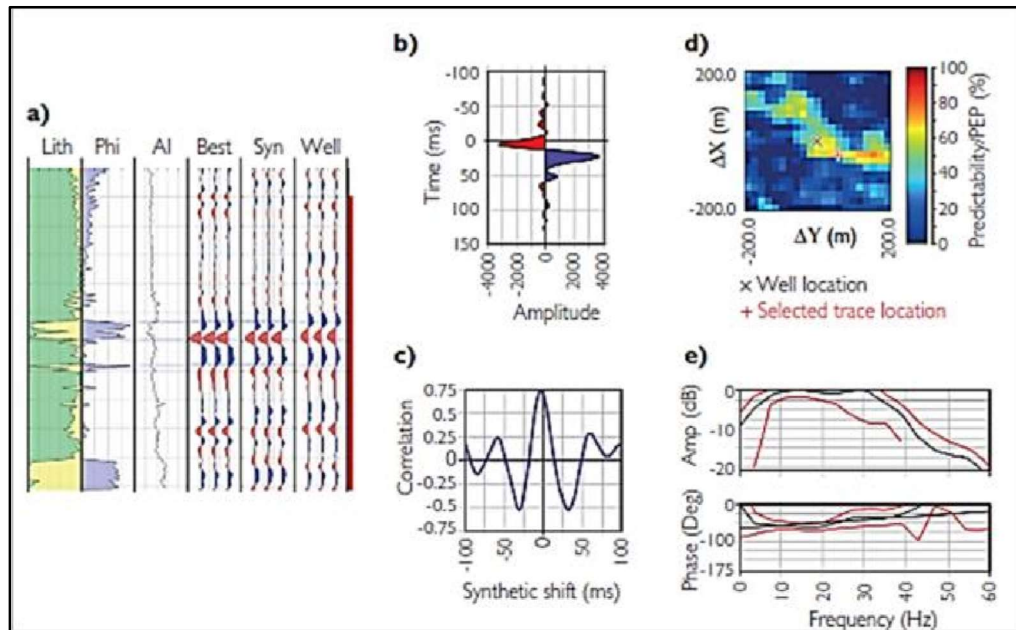
Pada survei *checkshot* atau dikenal dengan survei *Vertical Seismik Profiling* (*VSP*) kecepatan diukur dalam lubang bor dengan sumber gelombang diatas permukaan. Data yang didapatkan berupa *one way time* yang dicatat pada kedalaman yang ditentukan, sehingga didapatkan hubungan antara waktu jalur gelombang seismik pada lubang bor tersebut. Posisi *horizon* yang akan diplot ditentukan dari data *log* dan dilakukan beberapa pengukuran pada *horizon* yang akan diplot tersebut. Waktu *first break* rata - rata untuk tiap *horizon* dilihat dari hasil

pengukuran tersebut. Pada survei ini sebaiknya dipastikan bahwa geofon menempel sempurna pada dinding lubang bor pada saat dilakukan pengukuran.

3.3.6. Pengikatan Data Seismik dan Sumur (*Well Seismic Tie*)

Untuk meletakkan *horizon* seismik (skala waktu) pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang umumnya diplot dalam skala kedalaman, maka perlu dilakukan *well seismic tie*. Banyak teknik yang dapat dilakukan dalam pengikatan ini, namun yang umum dipakai adalah dengan memanfaatkan seismogram sintetis dari hasil survei kecepatan dan *checkshot survey* (Sukmono, 1999). *Well seismic tie* merupakan pengikatan data sumur terhadap data seismik. Tujuannya yaitu untuk meletakkan *horizon* seismik pada posisi kedalaman yang sebenarnya. Data sumur yang diperlukan untuk proses ini adalah *sonic* (DT), *density* (RHOB), dan *checkshot*. Sebelum dilakukan *well seismic tie* dilakukan koreksi dengan memproduksi *sonic corrected checkshot*, besarnya koreksi *checkshot* terhadap *sonic* disebut dengan *DRIFT*. Tahapan berikutnya adalah dengan membuat *reflectivity log* dari data *density* dan *sonic*, lalu membuat seismogram sintetis dengan cara mengkonvolusikan *log* reflektivitas dengan *wavelet*.

Pada (**Gambar 3.7.**) merupakan contoh dari *well seismic tie* dari *North Sea dataset*. (a) ilustrasi *well tie* dengan menggunakan ekstraksi *wavelet* 500 ms, dengan *Lag time* +16 ms dihitung pada saat estimasi *wavelet*. *Well tie* yang cukup baik dengan PEP 71%. (b dan e) merupakan ambiguitas phase sekitar -70° (dengan menggunakan polaritas normal SEG).



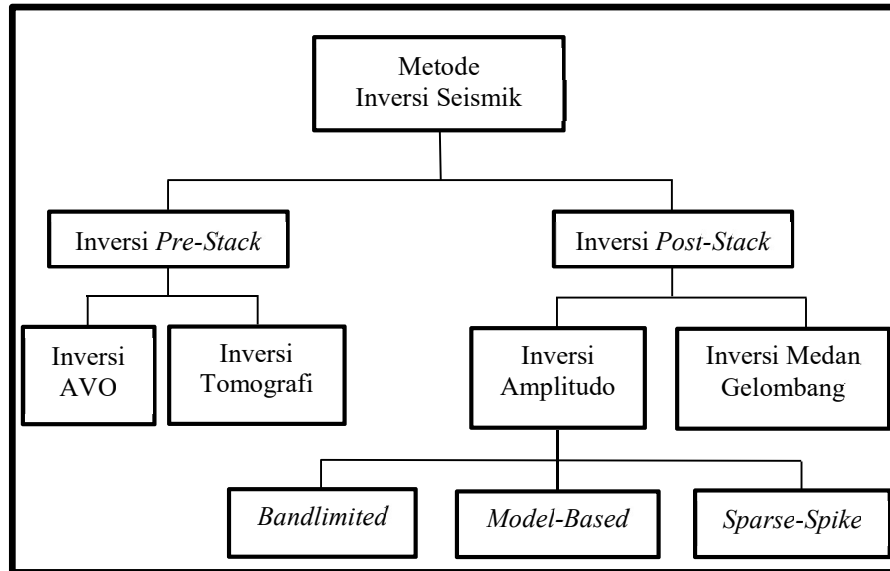
Gambar 3.7. Contoh *well tie* yang dihasilkan dari teknik pengikatan sumur (a) *synthetic trace* “Syn” dibandingkan dengan *trace* di lokasi target “Best”, garis merah merupakan *time segment* untuk dilakukan analisa, (b) ekstraksi wavelet, (c) *cross-correlation* yang dihasilkan 0.75, (d) PEP map yang memperlihatkan lokasi sumur dan kesesuaian lokasi *trace*. (Rob and Mike, 2014)

3.4. Seismik Inversi

Seismik inversi adalah teknik untuk memprediksi model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Model geologi yang dihasilkan oleh seismik inversi ialah model impedansi yang mewakili gambaran bawah permukaan bumi, sehingga lebih mudah untuk dipahami dan lebih mudah diinterpretasi. Tujuan dasar dari inversi seismik adalah melakukan transformasi data seismik refleksi menjadi nilai kuantitatif sifat fisik serta deskripsi reservoir.

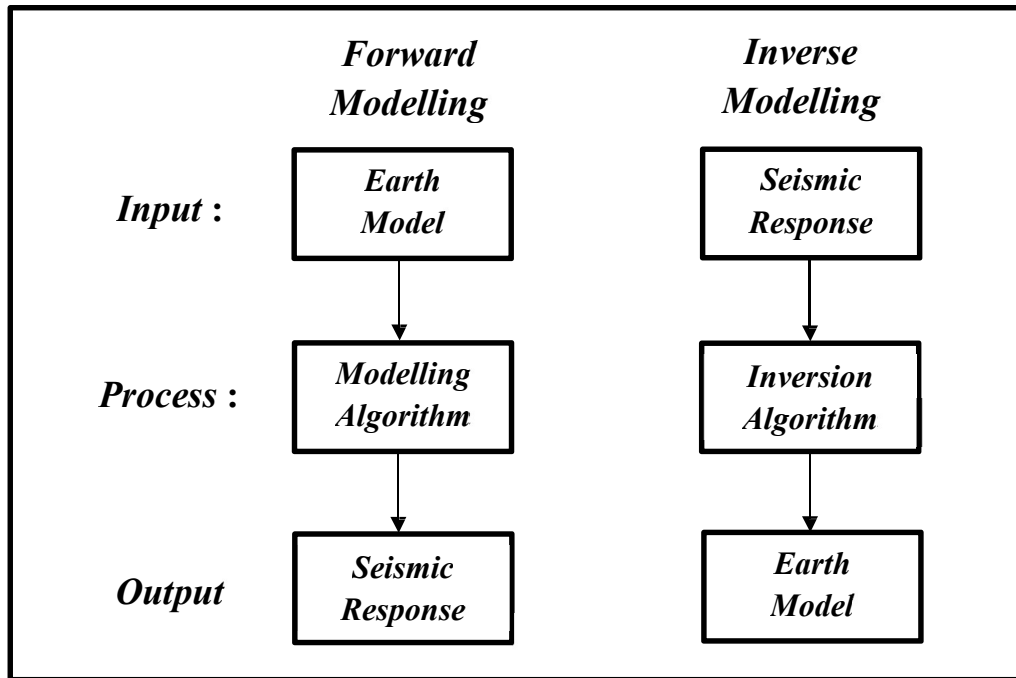
Metode seismik inversi dapat dibagi menjadi 2 jenis berdasarkan data seismik yang digunakan, yaitu : *post-stack seismic inversion* dan *pre-stack seismic inversion* seperti pada (Gambar 3.8.) Data *seismik post-stack* adalah data seismik yang mengasumsikan amplitudo seismik hanya dihasilkan oleh $R(0)$, sehingga *poststack seismic inversion* hanya dapat digunakan untuk menghasilkan tampilan model AI saja. Sementara data seismik *pre-stack* masih mengandung informasi sudut ($R(\theta)$), sehingga *pre-stack seismic inversion* dapat digunakan untuk menghasilkan parameter-parameter, selain AI, seperti : EI, V_p/V_s , serta λ -rho dan μ -rho.

Dalam inversi seismik juga dikenal beberapa metode inversi diantaranya metode *inversi model based*, *band limited*, dan *sparse spike*.



Gambar 3.8. Metode inversi seismik (Russell, 1988)

Secara matematis, seismik merupakan konvolusi antara reflektifitas ditambah noise dengan sebuah wavelet. Dalam dunia geofisika terdapat dua jenis pemodelan yang menjadi dasar yang fundamental yaitu pemodelan ke depan (*forward modelling*) dan pemodelan ke belakang (*inverse modelling*). Proses akuisisi seismik di lapangan merupakan proses pemodelan kedepan (*forward modelling*) dengan jejak seismik berupa produk perkalian antara reflektifitas hasil konvolusi dengan wavelet. Selain itu, proses well seismik tie dalam prosesing juga merupakan suatu pemodelan ke depan (*seismic forward modelling*) yang memprediksi seismogram sintetik dari suatu model impedansi seperti terlihat pada (**Gambar 3.9.**) dan seismik inversi atau *seismic inverse* modeling merupakan suatu teknik pemodelan dengan cara memprediksi sebuah impedansi bawah permukaan dari data seismik. Pada seismik inversi seismik model geologi yang dihasilkan adalah model impedansi akustik yang merepresentasikan gambaran bawah permukaan bumi, sehingga dari model tersebut akan memudahkan untuk dipahami dan lebih mudah di interpretasi.



Gambar 3.9. Diagram *forward modelling* dan *inverse modelling* (Sukmono, 2002).

Dari model impedansi pada inversi seismik, akan di dapatkan karakterisasi reservoir yang dapat dikorelasikan secara kuantitatif dengan parameter fisik dari reservoir yang terukur pada sumur (data sumur) seperti porositas, permeabilitas, saturasi air. Kualitas korelasi hasil inversi seismik antara model dengan data sumur dapat di gunakan untuk memetakan penyebaran reservoir secara lateral yang didasarkan pada parameter fisik reservoir.

3.5. Inversi *Model Based*

Prinsi metode inversi *Model Based* adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data *real* seismik (Russel, 1988). Metode ini dapat mengembalikan frekuensi rendah dan tinggi yang hilang dengan cara mengkorelasikan data seismik dengan respon dari model geologi, karena itu metode inversi ini secara teori memiliki cakupan frekuensi yang luas dibandingkan dengan metode inversi *bandlimited*. Secara matematis digambarkan sebagai berikut :

Model konvolusi 1-D :

$$T_{(i)} = \sum_{j=i}^N r_{(j)}W(i - \tau(j) + 1 + n(i)) \quad (3.3)$$

dimana : $T_{(i)}$ = jejak seismik

$r_{(j)}$ = reflektifitas pada *offset* nol

$r_0(j)$ = ekspresi pertambahan sampel

i, j = jumlah sampel dan pertambahan sampel

dugaan awal koefisien refleksi :

$r_0(j)$ dengan $j = 1, 2, 3, \dots, N$ maka

jejak model :

$$M_{(i)} = \sum_{j=i}^N r_0(j)W(i - \tau(j) + 1) \quad (3.4) \text{ dengan}$$

$M(i)$ = Model dan *error* $e(i)$ atau selisih jejak seismik $T(i)$ dan $M(i)$ dihitung oleh :

$e(i) = T(i) - M(i)$ jika diasumsikan bahwa

reflektifitas sebenarnya adalah :

$$r_{(i)} = r_0(i) + \Delta r(i) \quad (3.5)$$

dengan $\Delta r(i)$ = selisih reflektifitas dugaan awal dengan reflektifitas sebenarnya.

Maka untuk memperoleh $\Delta(i)$ dilakukan dengan cara meminimalkan jumlah *error* atau selisih menggunakan fungsi obyektif :

$$J = \sum_i^{N \text{ sample}} [e(i) - \sum_i^N \Delta r(j)W(i - \tau(j) + 1)]^2 \quad (3.6) \text{ dengan}$$

J sebagai fungsi obyektif.

Metode inversi ini menggunakan suatu metode GLI (*Generalize Linier Inversion*), yaitu suatu proses yang dilakukan dengan cara membuat model seismik (*initial model*) yang kemudian dibandingkan dengan rekaman seismik secara berulang-ulang sampai didapatkan kesalahan terkecil diantara keduanya lalu diubah menjadi impedansi akustik. Metode GLI merupakan suatu proses iterasi. Kunci dari pengembangan metode ini adalah pencarian model yang akan menghasilkan data paling mendekati data asli dan bagaimana memperbaharui model tersebut jika datanya masih belum sesuai dengan data asli. Metode ini digunakan untuk mencari nilai impedansi akustik (AI) dari data jejak seismik. Metode ini memiliki dua tahap, yaitu perhitungan koefisien refleksi (R) dan kemudian perhitungan nilai impedansi akustik (AI). Pada tahap kedua, metode ini menggunakan metode pengulangan atau biasa disebut iterasi. Ada beberapa hal penting yang harus diperhatikan dalam

pengembangan metode inversi ini, salah satunya adalah asumsi – asumsi yang digunakan.

Metode ini dikembangkan dengan asumsi – asumsi umum, sebagai berikut:

1. *Input* dalam metode ini adalah data *Post-stack*.
2. Tidak ada *multiple*.
3. *Noise random*.
4. *Wavelet* konstan.
5. Data seismik telah termigrasi: data jejak seismik hanya bergantung pada sekuen refleksi di bawah lokasi/ posisi jejak.

Metode ini juga dikembangkan dengan asumsi – asumsi khusus, sebagai berikut:

1. Data seismik tersebut ternormalisasi, dengan anggapan bahwa koefisien refleksi dari suatu lapisan memiliki nilai ($-1 < r < 1$) untuk 2 lapisan yang memiliki karakteristik berbeda dan sumber gelombang seismik memiliki nilai maksimum 1 (skala amplitudo).
2. *Wavelet* yang digunakan sebagai representasi sumber gelombang seismik harus ternormalisasi ($-1 < w < 1$) dan harus sama atau mendekati dengan sumber seismik asli.

Metode inversi *model based* mempunyai kelebihan dan kekurangan, sebagai berikut:

Kelebihan :

1. Resolusi meningkat karena proses inversi dilakukan dengan data dari model geologi, bukan seismik.
2. Baik digunakan untuk target yang memiliki reflektivitas rendah.
3. Sudah dapat memberikan kemenerusan lateral impedansi akustik yang baik dalam membedakan lapisan antar batuan.

Kekurangan :

1. Sangat bergantung pada *wavelet* dan model geologi.
2. Kesalahan pada estimasi *wavelet* dan pembuatan geologi, akan mempengaruhi hasil inversi.

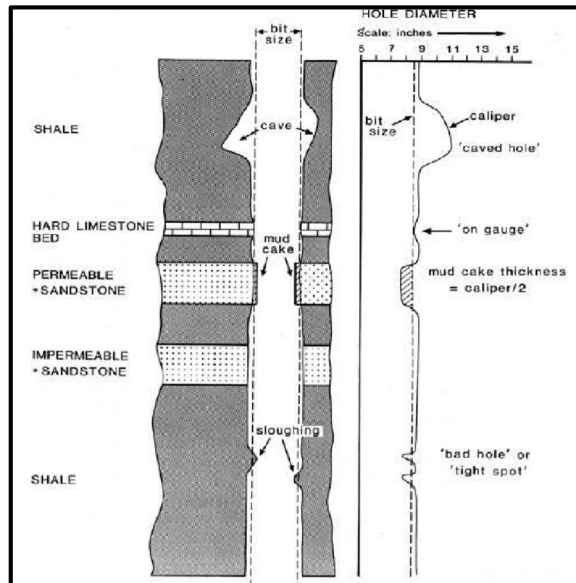
3. Membutuhkan banyak sumur untuk menghasilkan kualitas data yang lebih baik.
4. Detail frekuensi tinggi pada hasil inversi dapat disebabkan oleh model geologinya bukan dari data seismik.

3.6. Wireline Log

Log merupakan suatu grafik kedalaman atau waktu dari suatu set data yang menunjukkan parameter diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur pemboran (Harsono, 1997). Prinsip dasar *wireline log* adalah mengukur parameter fisika formasi pada setiap kedalaman secara kontinyu di dalam sumur pemboran. Parameter sifat-sifat fisik tersebut dapat diinterpretasikan secara kualitatif mengenai litologi dan jenis fluida pada formasi yang tertembus sumur serta secara kuantitatif.

3.6.1. Caliper Log

Caliper Log atau dikenal sebagai (CAL) merupakan perangkat *log* yang mengukur konsistensi diameter lubang sumur (**Gambar 3.10.**). Penggunaan *caliper log* untuk mengidentifikasi kualitas lubang sumur apakah sesuai dengan diameter pahat (*on gauge*), atau mendapatkan perubahan (defleksi). Menurut (Glover, 1999) ukuran lubang bor dapat diidentifikasi sebab terjadinya. Diameter lubang yang sesuai dengan ukuran mata bor (*bit*), terjadi pada formasi *non* - permeabel dengan litologi. Kondisi lubang bor yang lebih besar dari ukuran *bit* terjadi karena formasi lemah dan berongga, sehingga formasi larut dalam lumpur. Lubang bor yang lebih kecil dari ukuran *bit* terjadi karena formasi melebar (*swell*) dan menekan lubang bor. Selain itu juga dapat diakibatkan oleh adanya *mudcake* pada formasi poros dan permeabel.

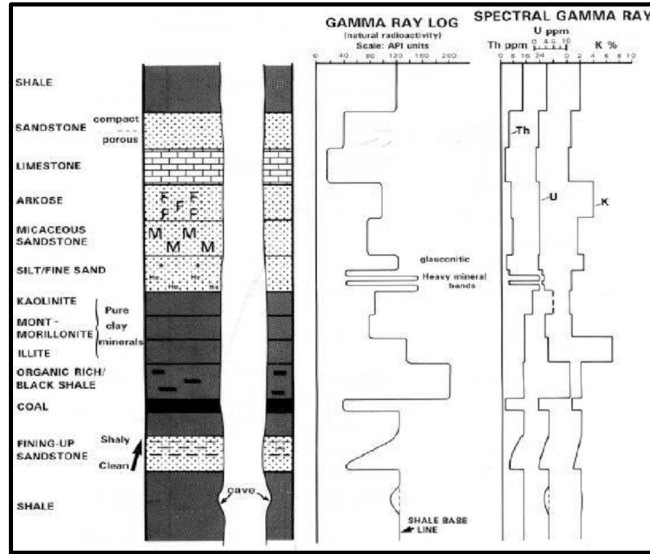


Gambar 3.10. Respon *caliper log* (Rider, 1999)

3.6.2. *Gamma Ray Log*

Gamma Ray Log merupakan *log* pasif yang mengukur tingkat radioaktivitas bumi (Gambar 3.11.). Radioaktivitas bumi berasal dari unsur radioaktif yang terendapkan ketika proses geologi terjadi. Unsur radioaktif tersebut meliputi *Uranium* (U), *Thorium* (Th), dan *Potassium* (K). Unsur radioaktif tersebut akan memancarkan pulsa dengan energi radiasi tinggi, yang menimbulkan pulsa listrik pada detektor. Parameter yang direkam adalah jumlah pulsa yang tercatat persatuan waktu, dengan satuan *Gamma Ray American Petroleum Institut* (GAPI). Satu GAPI = 1/200 didapat dari kalibrasi standar formasi tiruan dengan kuantitas yang diketahui dan diawasi oleh *American Petroleum Institute* (Harsono, 1997).

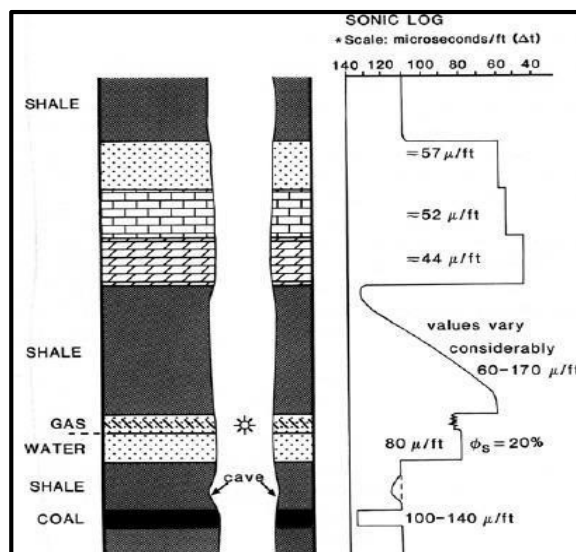
Gamma Ray dapat diindikasikan sebagai *shale* indikator. Karena *log Gamma Ray* memberikan respon yang sensitif terhadap *shale*. Batuan *shale* ketika terjadi pengendapan membawa unsur- unsur radioktif tersebut. Dimana *shale* meberikan nilai *Gamma Ray* tinggi dan lapisan permeabel memberikan respon *Gamma Ray* rendah (Rider, 1999).



Gambar 3.11. Respon gamma ray log (Rider, 1999)

3.6.3. Sonic Log

Sonic Log merupakan hasil dari pengukuran waktu yang diperlukan (*transit time*) gelombang suara (energi akustik) untuk melintasi suatu batuan dengan ketebalan tertentu (Gambar 3.12.). Harga *transit time* ini tergantung pada jenis porositas batuan. Prinsip kerja log sonik adalah dengan memancarkan gelombang bunyi secara teratur pada alat pemancar, waktu penjalaran gelombang (Δt) akan dicatat pada alat penerima. Log sonik bersama dengan log densitas digunakan untuk menentukan nilai koefisien refleksi yang diperlukan dalam pembuatan sintetik seismogram (Rider, 1999).

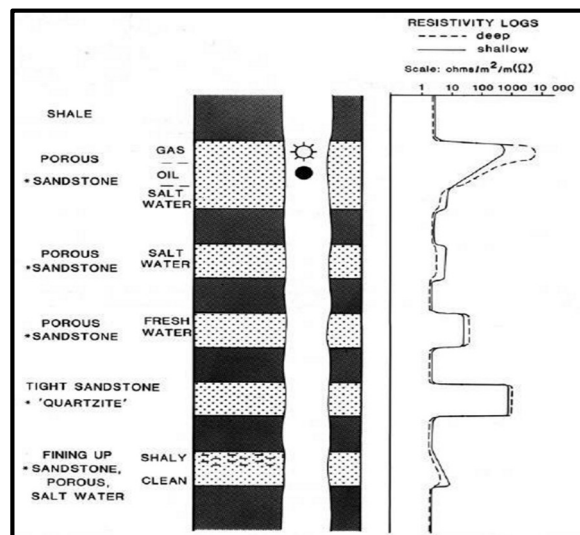


Gambar 3.12. Respon sonic jog (Rider, 1999)

3.6.4. Resistivity Log

Resistivitas batuan adalah kemampuan suatu batuan untuk menghambat arus listrik. Informasi mengenai resistivitas batuan berguna dalam mendeterminasi fluida dalam pori (**Gambar 3.13.**). Log resistivitas dapat digunakan sebagai indikator hidrokarbon dan air, dimana air formasi diindikasikan memiliki kandungan elektrolit tinggi sehingga memberikan nilai resistivitas yang rendah. Sedangkan, hidrokarbon cenderung memiliki *resistivity* yang rendah (Rider, 1999). Pengukuran resistivitas batuan pada lubang sumur sangat dipengaruhi oleh lumpur pemboran.

Pengukuran resistivitas dibedakan menjadi tiga zona, yaitu zona terinvasi (*flushed zone*), zona peralihan (*transition zone*), dan zona tidak terinvasi (*uninvaded zone*). Zona terinvasi merupakan zona dekat lubang bor, yang terisi oleh lumpur filtrat. Zona peralihan adalah zona yang lebih dalam, dimana efek dari invasi lumpur tidak dominan terjadi. Zona tidak terinvasi merupakan zona paling dalam, dan merupakan zona yang tidak dipengaruhi oleh air lumpur filtrat. Penggunaan ketiga log resistivitas ini bertujuan untuk mengetahui apakah pengukuran resistivitas terpengaruh oleh air lumpur filtrat.

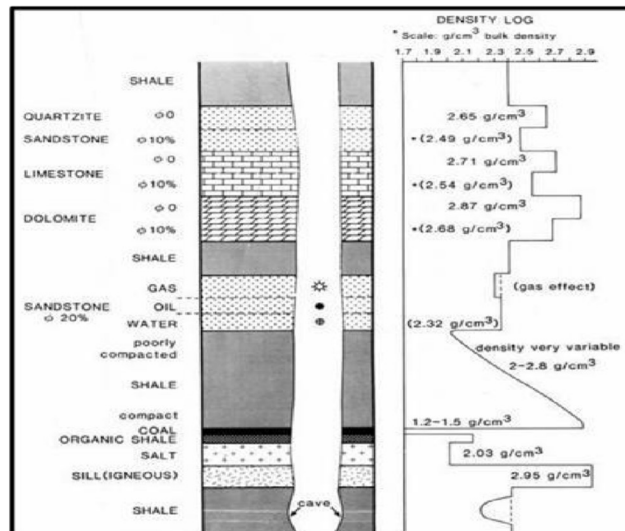


Gambar 3.13. Respon *resistivity log* (Rider, 1999)

3.6.5. Density Log

Density Log merupakan kurva hasil pengukuran dari densitas elektron dalam batuan (**Gambar 3.14.**). Prinsipnya log densitas adalah dengan memancarkan sinar *gamma* dengan intensitas tertentu oleh pemancar di dalam

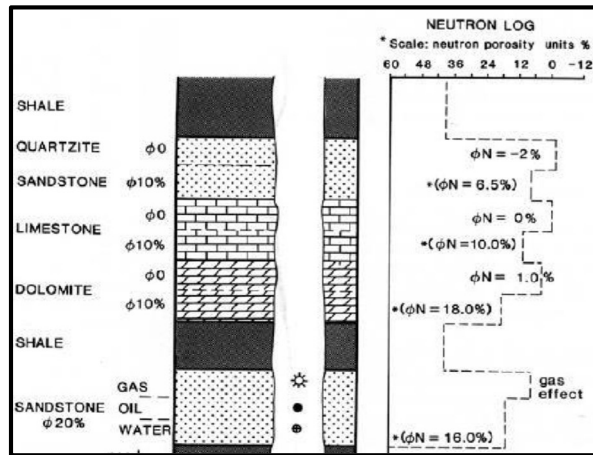
batuan, selanjutnya partikel sinar *gamma* akan bertumbukan dengan elektronelektron dalam batuan (Rider, 1999). Semakin banyak elektron berarti semakin padat batuan tersebut sehingga sinar *gamma* yang kembali akan berkurang intensitasnya.



Gambar 3.14. Respon *density log* (Rider, 1999)

3.6.6. Neutron Log

Neutron Log adalah *log* yang mendeteksi kandungan atom *hydrogen* yang terdapat dalam formasi (**Gambar 3.15**). Prinsip dasar *Neutron* adalah dengan menembakkan atom *Neutron* ke formasi dengan energi yang tinggi (Rider, 1999). Partikel *Neutron* akan memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material hidrogen. Energi yang hilang akibat tumbukan tersebut disebut sebagai porositas formasi (N) \square *Neutron* kehilangan energi yang besar ketika bertumbukan dengan atom dengan massa yang hampir sama.



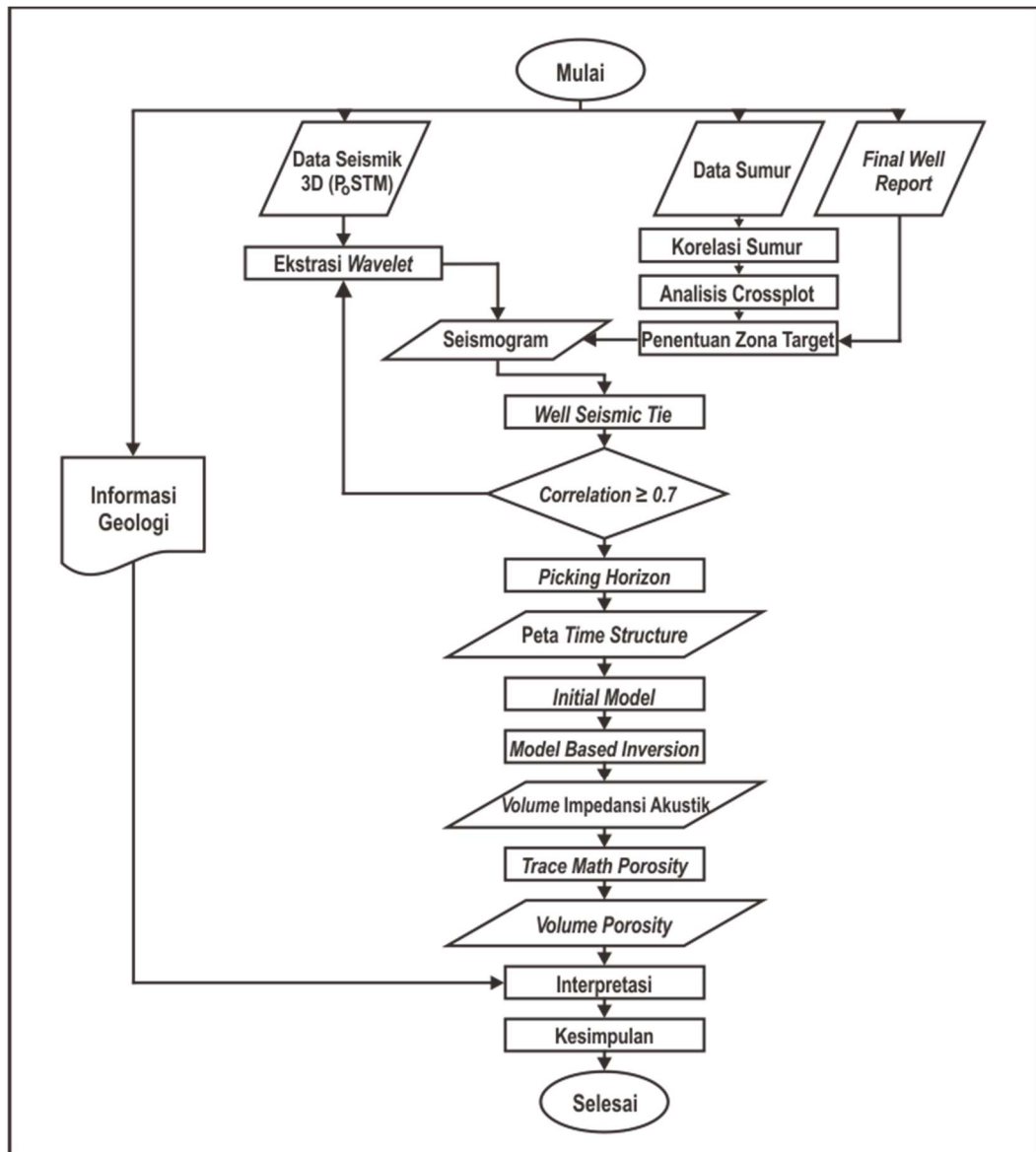
Gambar 3.15. Respon *neutron log* (Rider, 1999)

BAB IV

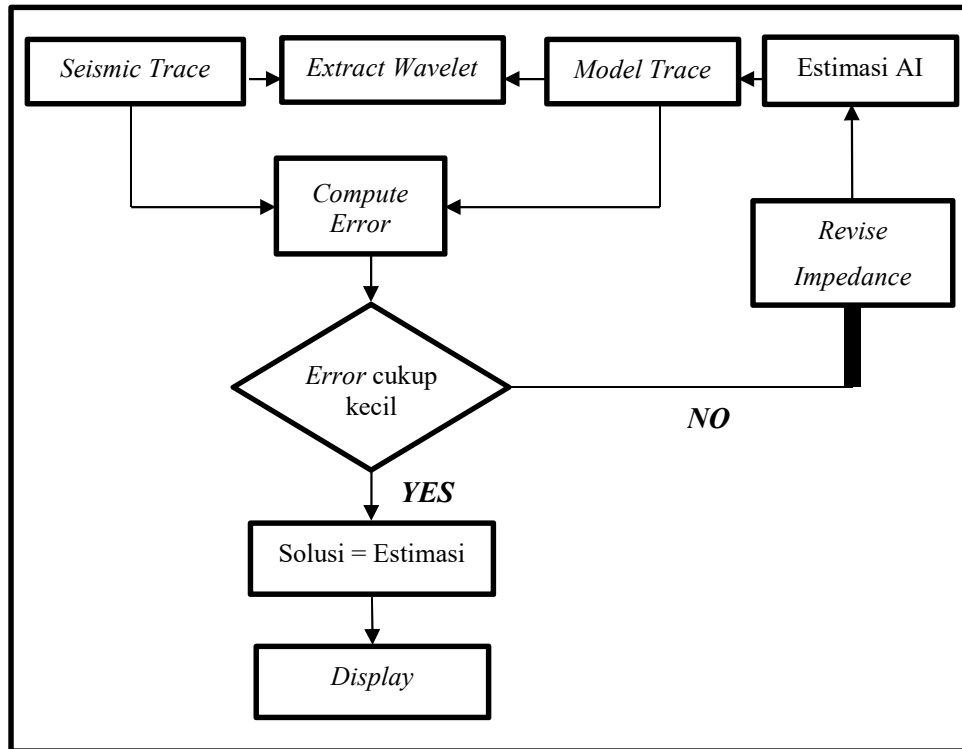
METODE PENELITIAN

4.1. Sistematika Penelitian

Dari diagram alir (**Gambar 4.1.**) dapat dilihat bahwa pengolahan dalam seismik inversi *model based* mempunyai tiga informasi utama yang meliputi informasi geologi, data sumur dan data seismik. Informasi geologi yang digunakan dalam penelitian ini adalah literatur geologi regional Sub Cekungan Jambi. Informasi geologi menjadi tinjauan dasar dari segala aspek pengolahan data, evaluasi data sumur hingga interpretasi.



Gambar 4.1. Diagram alir penelitian



Gambar 4.2. Ilustrasi diagram konsep inversi *model based*

Data sumur yang dimiliki meliputi log *gamma ray*, log *neutron porosity*, log *density*, log *porosity*, log *resistivity*, log *sonic* dan *check shot* yang terlebih dahulu dilakukan analisa pertofisika. Data seismik yang digunakan merupakan data lapangan “ISTIMEW” 3D *Post-Stack Time Migration* dalam format *segy*.

Langkah awal yang dilakukan dalam pengolahan data seismik inversi *model based* adalah *input* data seismik dan data sumur ke dalam *software hompson russell* dan *petrel 2014* selanjutnya evaluasi data sumur untuk mengetahui aspek lingkungan pengendapan formasi, pengetahuan karakteristik batuan dibawah permukaan berdasarkan parameter fisis pada *logging* dan mengetahui zona target formasi pada lapangan penelitian dengan memasukkan data *marker* pada setiap sumur berdasarkan *final well report*. Zona target dalam penelitian ini adalah Formasi Baturaja. Proses evaluasi yang dilakukan adalah analisis *crossplot* untuk meninjau tingkat sensitifitas data sumur terhadap variasi litologi. Langkah selanjutnya adalah pengikatan data sumur terhadap data seismik biasa disebut dengan tahap *well seismic tie*. Pada tahap ini memerlukan *log sonic* dan *log density* untuk menghasilkan koefisien refleksi dan ekstrasi *wavelet* untuk menghasilkan sintetik seismogram. Proses ekstrasi *wavelet* adalah proses yang sangat penting

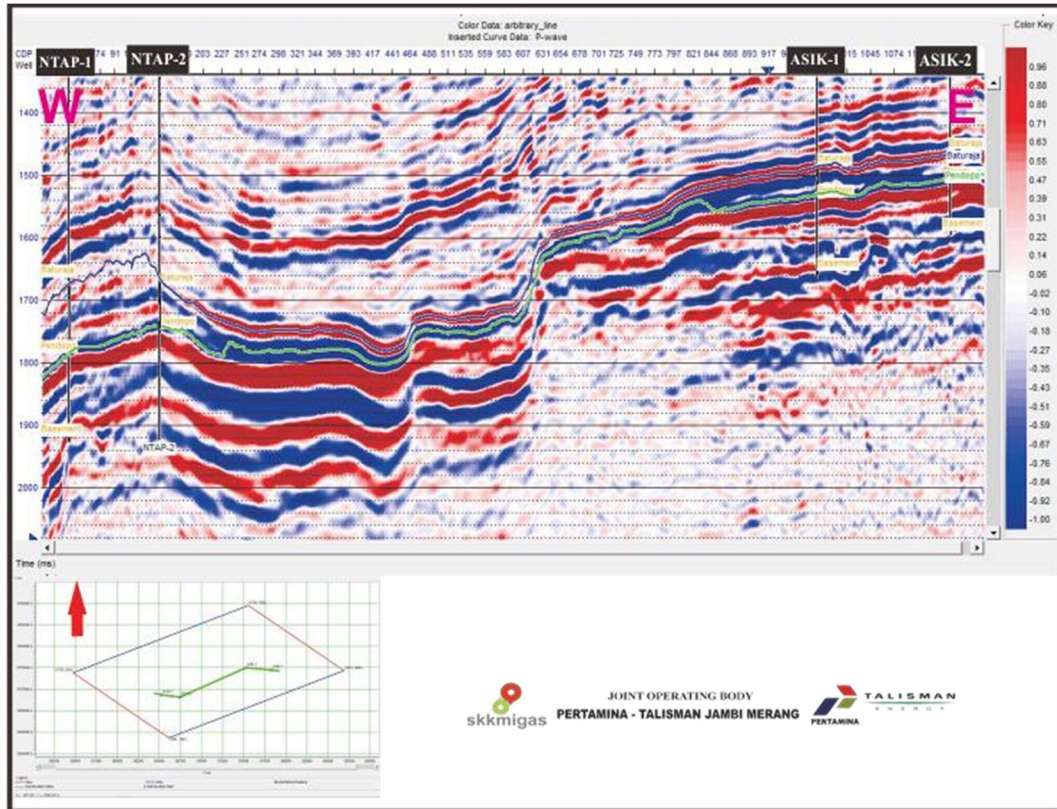
karena dapat mempengaruhi data sumur pada seismik hingga proses inversi yang dilakukan. Ekstraksi *wavelet* didapat dari metode *ricker* dengan memasukan frekuensi dominan dari data seismik. Sintetik seismogram yang dihasilkan dihubungkan dengan data *check shot* yang berupa data *time-depth chart*. Pada tahap *well seismic tie* melakukan ekstraksi *wavelet* sampai nilai korelasi antara keempat sumur $\geq 0,7$ sehingga data yang dimiliki mengikuti data sesungguhnya. Pada tahap selanjutnya adalah melakukan *picking horizon* sesuai dengan *marker* pada setiap sumur.

Hasil yang didapat dari *picking horizon* adalah sebuah peta *top time structure* dari Formasi Baturaja. Pada peta tersebut memperlihatkan kemenerusan dari Formasi Baturaja. Setelah mendapatkan peta *time structure* melakukan analisa selanjutnya yaitu inversi akustik impedansi dengan menggunakan metode *model based* sesuai dengan (**Gambar 4.2.**). Proses seismik inversi adalah tahap untuk mengetahui nilai impedansi akustik pada tubuh batuan Formasi Baturaja. Proses ini menggunakan *intial model* impedansi akustik yang dihasilkan berdasarkan nilai impedansi batuan pada sumur. Nilai akustik Impedansi didapat dari perkalian antara *log sonic* dan *log density*. Hasil dari inversi dapat memperlihatkan persebaran nilai AI secara lateral yang dapat memperlihatkan sifat fisik batuan pada daerah penelitian. Tahap selanjutnya adalah *generate* nilai AI menjadi porositas dengan cara *trace math* nilai dari AI menjadi nilai *porosity*. *Equation* tersebut diperoleh dari *crossplot* nilai impedansi akustik dengan nilai *porosity*. Hasil dari *trace math* adalah *volume porosity*, dimana dalam hal ini nilai porositas berbanding terbalik dengan nilai AI. Hasil dari *volume porosity* dan *volume* impedansi akustik (AI) dilakukan interpretasi sesuai dengan kondisi lapangan pada daerah penelitian.

4.2. Pengumpulan Data

4.2.1. Data Seismik

Pada penelitian ini menggunakan data seismik 3D *Post-Stack Time Migration* (P_oTSM) dengan format *segy*. Terdiri dari *crossline* 1001-3082 dan *inline* 1001-1756 dengan waktu perakaman 5000 ms dan waktu cuplik 3 ms. Polaritas yang digunakan adalah *SEG reverse* dengan menggunakan fasa *zero phase* (**Gambar 4.3.**).



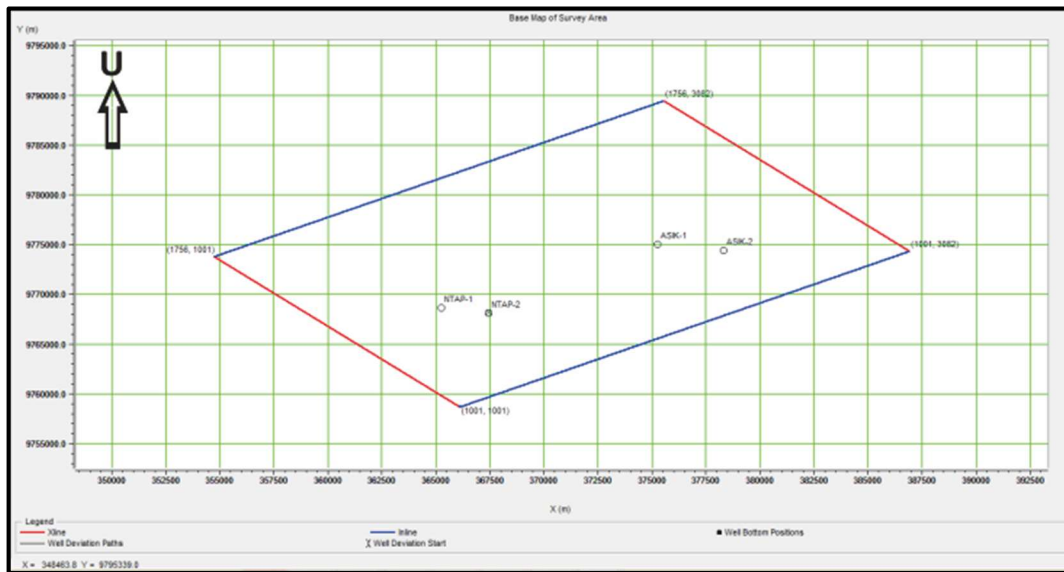
Gambar 4.3. Penampang *arbitrary line* pada lapangan “ISTIMEW”

4.2.2. Data Sumur

Pada penelitian ini menggunakan empat sumur eksplorasi pada lapangan “ISMTIMEW”. Terdapat 7 unit parameter *log* pada keempat sumur tersebut dapat dilihat pada (Tabel 4.1.). Data *log* sangat penting untuk melakukan *well seismic tie* dan penentuan *top marker* formasi. Konfigurasi posisi *Xline* dan *Inline* tiap sumur dapat dilihat pada (Gambar 4.4.).

Tabel 4.1. Data *log* tiap sumur pada lapangan “ISTIMEW”

Well Name	Gamma Ray	Sonic	Log Type			Porosity	Check Shot
			RHOB	NPHI	Resistivity		
ASIK-1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ASIK-2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
NTAP-1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
NTAP-2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>



Gambar 4.4. Base map posisi sumur dalam *Xline* dan *Inline* seismik pada lapangan “ISTIMEW”

4.2.3. Data Marker

Data *marker* ini diperoleh dari (Anonim, 2006) pada tiap sumur dapat dilihat pada (Tabel 4.2.). *Marker* adalah informasi berupa batas *top* maupun *bottom* pada tiap formasi lapangan penelitian. Data *marker* didapatkan berdasarkan deskripsi *cutting* maupun *core* pada hasil pengeboran.

Tabel 4.2. Data *marker well* pada lapangan “ISTIMEW” (Anonim, 2006)

Well Name	Measured Depth Marker (ft)		
	Top Baturaja	Top Pendopo	Basement
ASIK-1	5587.27	6031.82	6546.92
ASIK-2	5460.5	5860	6227
NTAP-1	6750	7637.27	8354
NTAP-2	6750	7408	-

4.3. Perangkat Lunak

Dalam pengerjaan penelitian ini menggunakan dua perangkat lunak sesuai dengan fungsi sebagai berikut:

1. *CGG Hompson-Russel CE8 / R3*

Digunakan untuk melakukan proses *well seismic tie*, analisis sensitifitas sumur dan pengolahan seismik inversi *Model Based*.

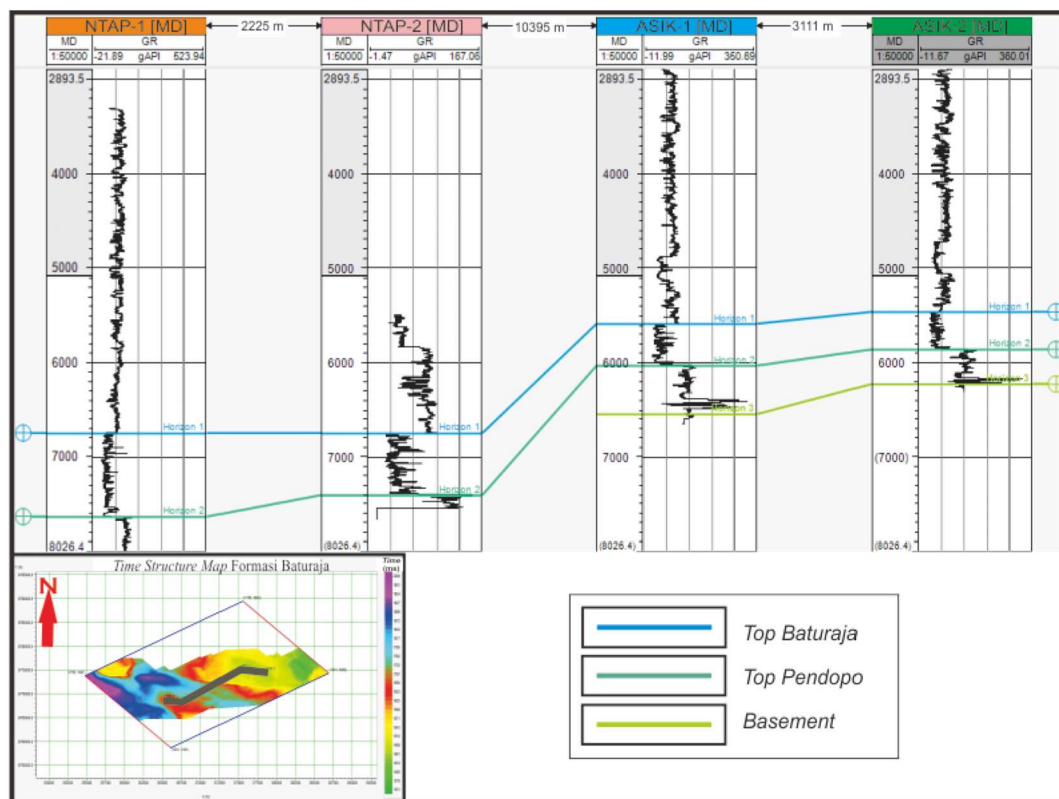
2. *Schlumberger Petrel 2014*

Digunakan untuk melakukan korelasi sumur dan interpretasi.

4.4. Pengolahan Data

4.4.1. Analisis Zona Target

Formasi target pada penelitian ini berada pada Formasi Baturaja. Menurut De Coster (1974) Formasi Baturaja pada Lapangan “ISTIMEW” dibagi menjadi dua bagian fasies, yaitu fasies karbonat tipe *platform* yang tumbuh dibawah Formasi Baturaja dengan litologi *wackestone* dan fasies karbonat tipe *reefal build up* yang tumbuh diatas fasies *platform* dengan litologi *wackestone* dan *packestone*.



Gambar 4.5. Korelasi *Top* Formasi Baturaja lapangan “ISTIMEW”

Pada (**Gambar 4.5.**) menunjukkan korelasi *top* formasi pada tiap sumur yang digunakan dalam penelitian. Penentuan data *marker top* formasi didapatkan dari (Anonim, 2006). Pada data tersebut menunjukkan bahwa sumur ASIK-1 berada

pada kedalaman 5587,27 *feet* sedangkan pada sumur ASIK-2 berada pada kedalaman 5460,50 *feet* dan pada sumur NTAP-1 dan NTAP-2 formasi Baturaja berada pada kedalaman 6750 *feet*. Pada data tersebut juga dapat dilihat *log gamma ray* sumur ASIK-2 pada formasi Baturaja memiliki nilai *gamma ray* yang lebih rendah dibandingkan dengan diatas *marker top* formasi. Pada litologi batugamping memiliki nilai *log gamma ray* yang lebih rendah dibandingkan dengan batulempung. Pada sumur ASIK-1, ASIK-2 dan NTAP-1 nilai *log gamma ray* cenderung konstan tidak ada perubahan sehingga tidak dapat memperlihatkan perbedaan dimana zona lempung dan karbonat.

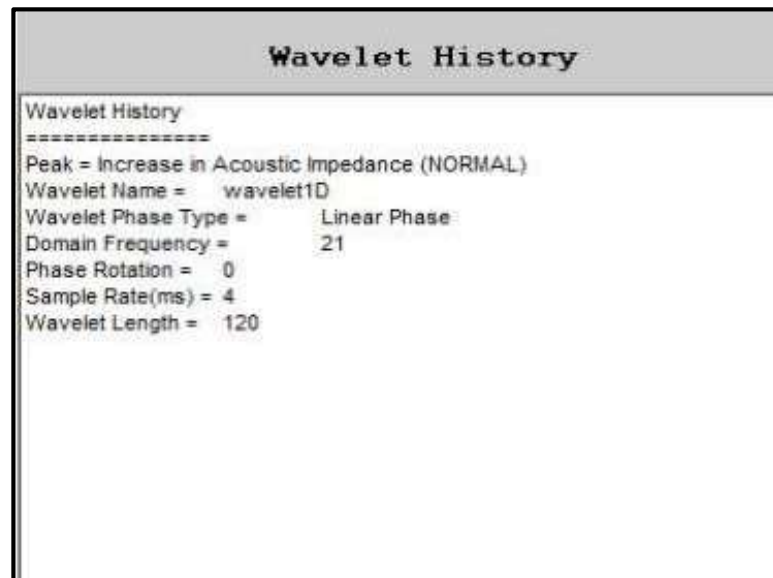
4.2.2. Analisis *Well Seismic Tie* (WST)

Well seismic tie adalah proses pengikatan sumur sintetik seismogram ke data seismik atau dapat dibidang proses ini adalah proses untuk menyamakan domain data sumur yang mempunyai domain data spasial kedalaman dengan satuan *feet* disamakan dengan domain data seismik berupa waktu *two-way-time* dengan satuan ms (*milisecond*) sehingga diperlukan pengkoreksian datum pada sumur terhadap data seismik. Maka dari itu, proses ini sangatlah penting untuk dilakukan, sebelum ke proses interpretasi tingkat selanjutnya. Sebelum melakukan *well seismic tie* dilakukan koreksi *check shot* terhadap *log P-wave*.

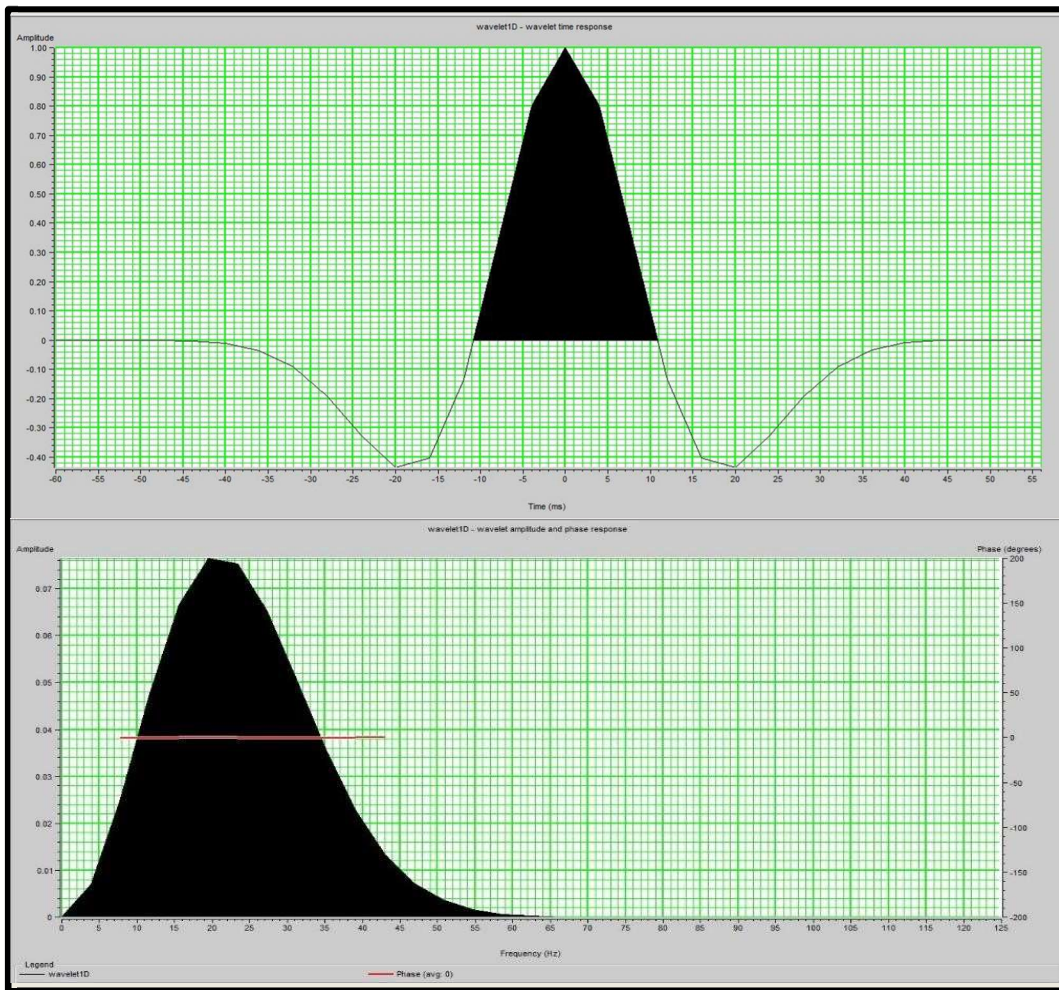
Proses pada pengikatan antara kedua data tersebut memerlukan pemodelan data yang biasa disebut dengan seismogram sintetik. Seismogram sintetik adalah pemodelan yang dihasilkan dari respon bumi kemudian dikonvolusikan dengan koefisien refleksi dan *wavelet* yang didapat berdasarkan data sumur. Koefisien refleksi didapatkan dari data sumur yang berupa hasil perkalian antara *log Vp* dengan *log density* sedangkan *wavelet* dapat dihasilkan melalui beberapa metode, yaitu: *statistical*, *ricker*, *seismic extraction*, dan lain-lain. Pada penelitian ini menggunakan *wavelet* metode *ricker* karena dapat menghasilkan bentuk *wavelet* yang lebih ideal dibandingkan metode yang lainnya. Spesifikasi *wavelet* yang dihasilkan adalah menggunakan fase *zero-phase*, dengan panjang gelombang 120 ms, frekuensi dominan 21 Hz, dan polaritas SEG *reverse* (**Gambar 4.6.**).

Pada tahap selanjutnya di diperlihatkan gambar hasil dari WST pada sumur ASIK-2 (**Gambar 4.8.**). Korelasi yang diperoleh cukup baik dengan nilai 0,858

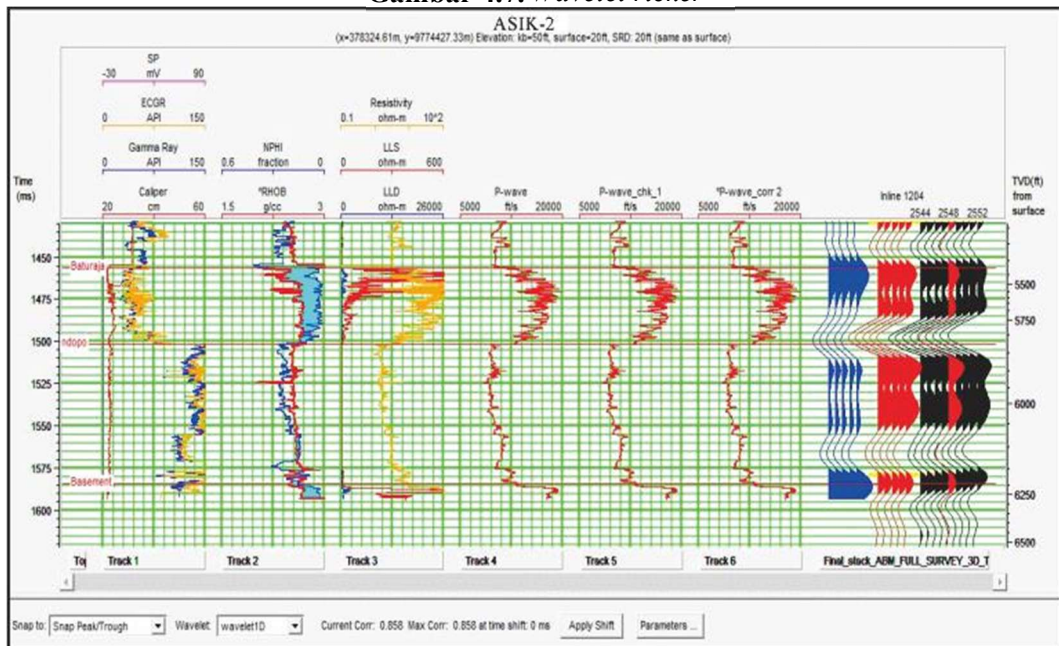
dengan *time shift* 0 ms. Hal ini dapat menjelaskan bahwa posisi datum pada data sumur sudah sesuai dengan data seismik yang telah direpresentasikan oleh model seismogram sintetik. Zona target pada seismik berada pada kedalaman 1455 – 1500 ms. Hasil *well seismic tie* pada semua sumur dapat dilihat pada (Tabel 4.3).



Gambar 4.6. *Wavelet history*



Gambar 4.7. Wavelet ricker



Gambar 4.8. Hasil well seismic tie pada sumur ASIK-2

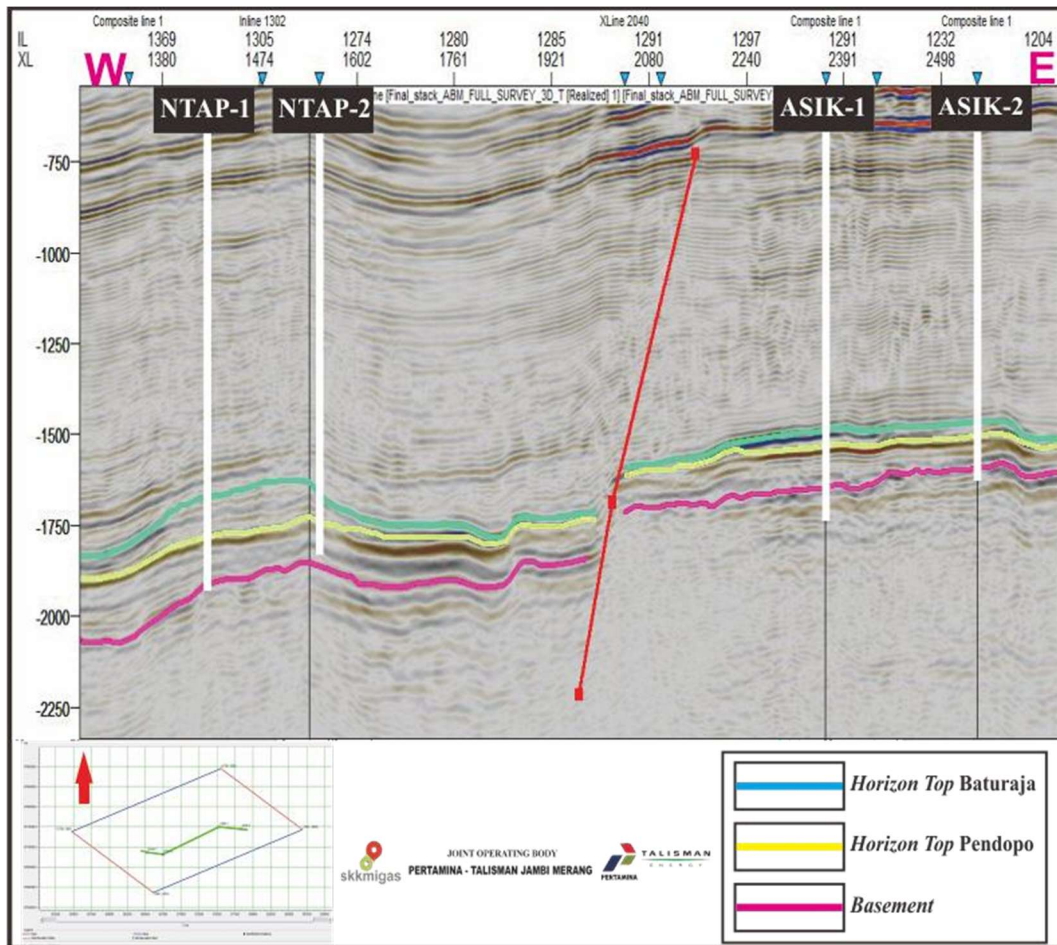
Tabel 4.3. Tabel korelasi *well seismic tie* pada tiap sumur

No	Well Name	Correlation	Shifting
1	ASIK-1	0.766	0
2	ASIK-2	0.858	0
3	NTAP-1	0.796	0
4	NTAP-2	0.841	0

4.4.3. Analisis *Picking Horizon* dan *Time Structure Map*

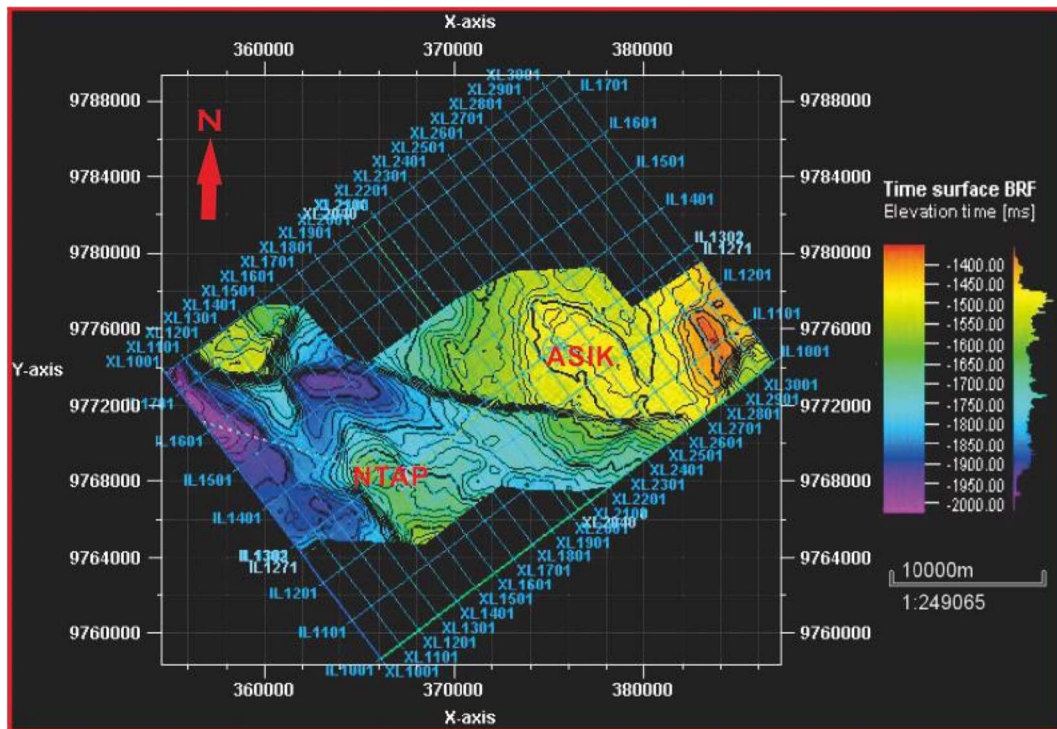
Setelah dilakukan proses *well seismic tie* pada setiap sumur yang digunakan, maka selanjutnya adalah melakukan proses *picking horizon*. Tahap *picking horizon* diawali dengan *input data marker* pada tiap sumur yang diperoleh dari (Anonim, 2006). Setelah data *marker* tersebut di *input*, maka *marker* tersebut akan terlihat pada penampang seismik dan selanjutnya dari *marker* tersebut di *picking horizon* dengan cara menelusuri kemenerusan dari *horizon* seismik sesuai dengan posisi *well marker* zona target hasil dari *well seismic tie*. *Structure map* dihasilkan berdasarkan *picking horizon* pada tiap *line* seismik kemudian melakukan proses interpolasi data.

Pada (**Gambar 4.9.**) menunjukkan proses *picking horizon* dilakukan pada tiga *top* formasi, yaitu Formasi Baturaja, Formasi Pendopo, dan *basement*. Formasi target pada penelitian ini berada pada Formasi Baturaja. Menurut De Coster (1974) Formasi Baturaja pada Lapangan “ISTIMEW” dibagi menjadi dua bagian fasies, yaitu fasies karbonat tipe *platform* yang tumbuh dibawah Formasi Baturaja dengan litologi *wackestone* dan fasies karbonat tipe *reefal build up* yang tumbuh diatas fasies *platform* dengan litologi *wackestone* dan *packestone*. Pada penampang seismik tersebut *top* Formasi Baturaja berbentuk *build up* yang mencirikan pengendapan pada daerah tersebut merupakan pengendapan yang *in situ*. *Horizon* yang telah di *picking* ke *inline* dan *xline* pada seluruh seismik kemudian dilakukan interpolasi yang nantinya akan diperoleh *time structure map* dari Formasi Baturaja.



Gambar 4.9. Hasil picking horizon pada arbitrary line

Time structure map akan memberikan informasi struktur geologi yang dihasilkan dari interpolasi hasil interpretasi *horizon* tiap *line* seismik pada Formasi Baturaja lapangan “ISTIMEW” (Gambar 4.10). Struktur patahan normal berorientasi barat laut – tenggara membuat area NTAP berada pada blok yang turun dengan skala warna kuning sampai orange dengan *range* waktu 1571 – 1707 ms, sedangkan area ASIK berada pada blok yang naik dengan skala warna hijau sampai kuning dengan *range* waktu 1461 – 1543 ms.

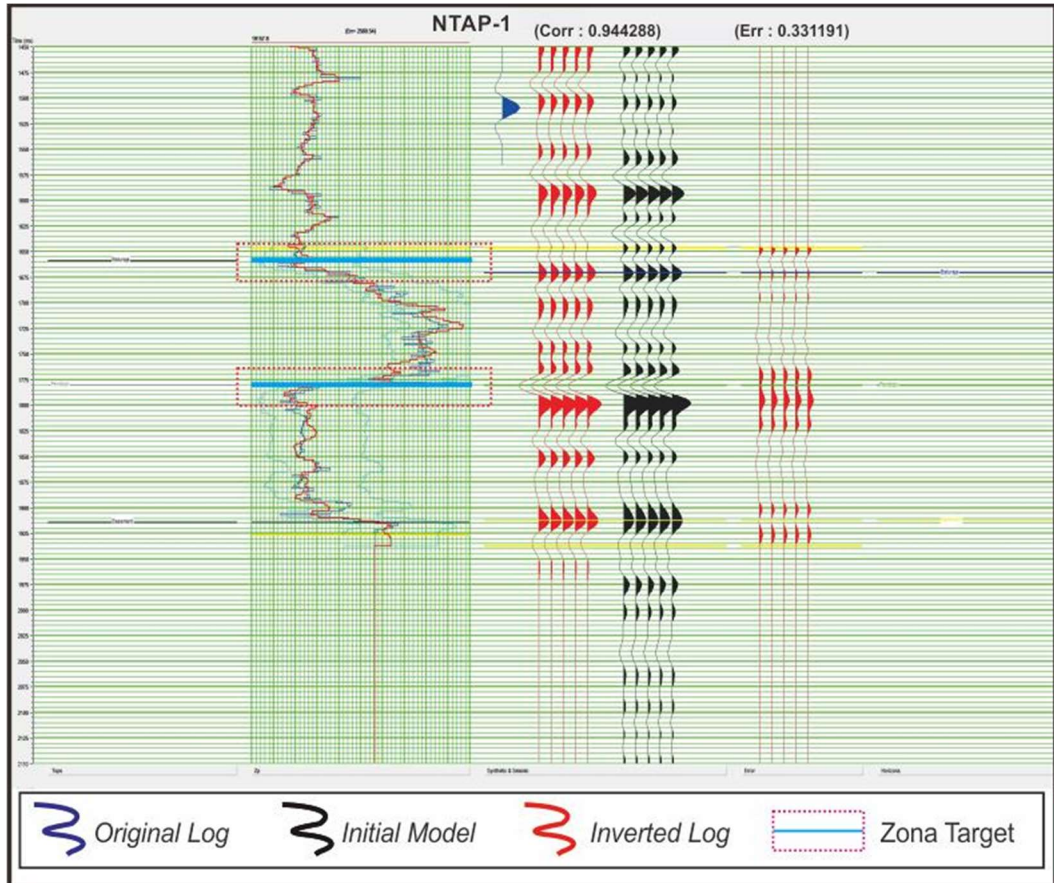


Gambar 4.10. Time structure map Formasi Baturaja lapangan “ISTIMEW”

4.4.4. Analisis Pra-Inversi

Proses inversi *post stack time migration* (P_oSTM) dalam *software CGG Hompson-Russel CE8 / R3* memiliki 3 metode inversi, yaitu *Bandlimited*, *Sparse Spike*, dan *Model Based*. Proses inversi yang dilakukan pada penelitian kali ini adalah metode *Model Based* karena metode ini memiliki nilai korelasi yang lebih tinggi tinggi dibandingkan dengan metode yang lain. Analisis pra-inversi dilakukan terlebih dahulu sebelum melakukan inversi karena bertujuan untuk mencari nilai *error* terkecil dari hasil inversi terhadap nilai impedansi akustik (AI) pada tiap sumur. Analisis pra-inversi juga sebagai *quick look* pada data hasil inversi dengan satu *trace* yang merepresentasikan data secara keseluruhan dengan data sumur.

(Gambar 4.11.) adalah analisi pra-inversi *model based* menunjukkan bahwa sumur NTAP-1 memiliki nilai *correlation trace* sintetik yang dihasilkan terhadap *trace* seismik mencapai 0.944288 dengan *error* 0.331191 (Tabel 4.4.). Dari grafik tersebut memperlihatkan kurva berwarna biru adalah nilai pada data sumur model dan kurva berwarna merah adalah nilai impedansi akustik hasil dari inversi. Grafik kurva pada zona target yang terlihat pada garis merah muda putus-putus menunjukkan kemiripan *trend* data sehingga hasil inversi *model based* diharapkan dapat merepresentasikan data dengan seoptimal mungkin.



Gambar 4.11. Analisis Pra-Inversi *model based* pada sumur NTAP-1

Tabel 4.4. Analisis Pra-Inversi *model based* pada tiap sumur

No	Well Name	Correlation	Error
1	ASIK-1	0.953448	0.314472
2	ASIK-2	0.964179	0.279017
3	NTAP-1	0.944288	0.331191

BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

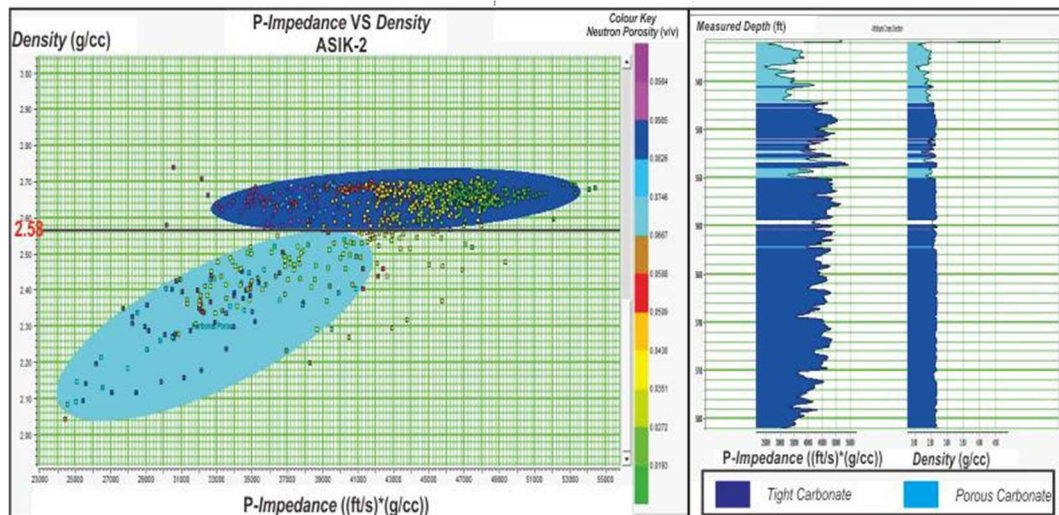
5.1. Analisis Sensitifitas

Analisis sensitifitas dalam penelitian ini dilakukan untuk mencari properti fisika yang sensitif sehingga mampu merepresentasikan porositas dan keberadaan fluida dalam reservoir karbonat. *Crossplot* merupakan salah satu tahap dalam melakukan sensitifitas data *log*. *Crossplot* yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan empat parameter yaitu, *log* impedansi akustik (AI), *log density*, *log neutron porosity* (NPHI), dan nilai kedalaman untuk mengetahui respon perubahan litologi, porositas, dan keberadaan fluida dalam reservoir karbonat. Hasil dari *crossplot* berupa nilai *cut-off* pada properti fisika untuk interpretasi kuantitatif inversi seismik.

5.1.1. *Crossplot Log Impedansi Akustik vs LogDensity*

Proses *crossplot* antara *log* impedansi akustik dan *log density* dengan *colour key log neutron porosity* (NPHI) dilakukan di semua sumur. Tujuan dari *crossplot* ini adalah untuk mengetahui sensitifitas impedansi akustik (AI) dan densitas pada Formasi Baturaja dalam memisahkan litologi *porous carbonate* dengan *tight carbonate*. Dari *colour key neutron porosity* dapat dilihat persebaran litologi *porous carbonate* memiliki nilai *density* dan impedansi akustik (AI) yang rendah, sehingga *trend* dari persebaran tersebut dapat dijadikan acuan dalam menentukan litologi *porous carbonate* atau *tight carbonate*.

Hasil *crossplot* pada sumur ASIK-2 (**Gambar 5.1.**) menunjukkan bahwa nilai impedansi akustik tidak sensitif terhadap perubahan litologi karena terdapat nilai yang saling *overlap* antara *porous carbonate* dengan rentang nilai 24000 - 41000 (ft/s)*(g/cc) dan *tight carbonate* dengan rentang nilai 33000 - 53000 (ft/s)*(g/cc). Sedangkan untuk densitas, *porous carbonate* memiliki nilai yang rendah dengan nilai *cut-off* sebesar 2,58 (g/cc). Sehingga untuk interpretasi hasil inversi seismik akan terdapat ambiguitas karena nilai yang sama pada zona target dan zona non-target. Terlihat pada penampang *log* hasil *crossplot porous carbonate* berada pada bagian atas dan bagian tengah Formasi Baturaja.



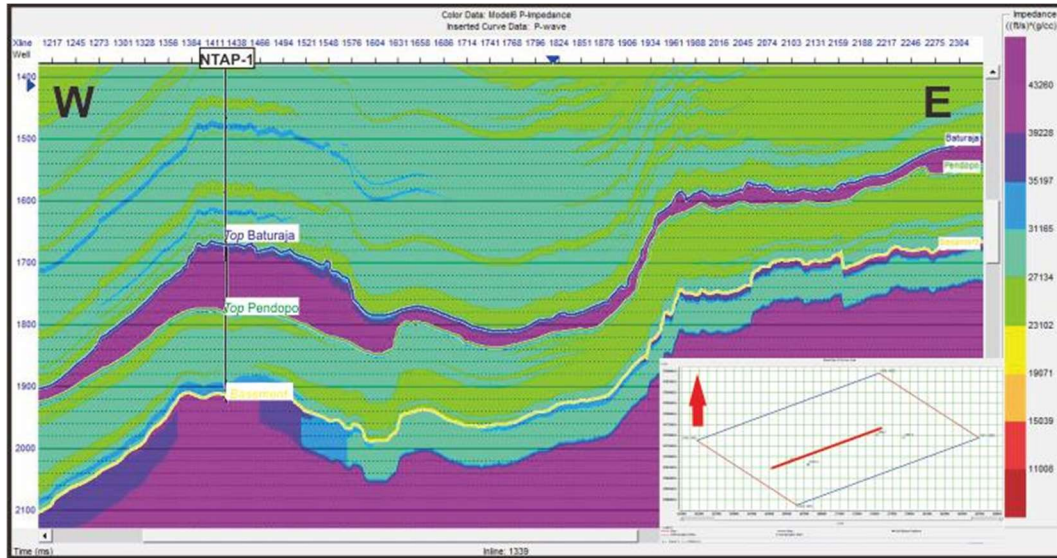
Gambar 5.1. Crossplot pada sumur ASIK-2 Formasi Baturaja

5.2. Analisis Impedansi Akustik

Analisis impedansi akustik (AI) dengan metode *model based* ditujukan untuk mengetahui persebaran litologi batuan karbonat tipe *reefal build up* pada Formasi Baturaja di lapangan “ISTIMEW”. Pada tahap ini akan dijelaskan proses inversi dari data lapangan dengan dengan kontrol data sumur yang ideal. Inversi adalah proses untuk mendapatkan model geologi bawah permukaan yang didapatkan dari parameter-parameter impedansi akustik yang merepresentasikan model bawah permukaan, sehingga akan lebih mudah untuk diinterpretasikan. Proses inversi *post stack time migration* (PSTM) pada *software CGG HompsonRussel CE8 / R3* memiliki 3 metode inversi, yaitu *Bandlimited*, *Sparse Spike*, dan *Model Based*.

5.2.1. Background Model

Proses inversi didahului oleh pembuatan model awal (*background model*) impedansi akustik (AI) pada setiap *line* seismik dengan metode *model based* karena metode ini memiliki nilai korelasi yang lebih tinggi dibandingkan dengan metode yang lainnya. Nilai impedansi akustik merupakan hasil dari perkalian antara *log pwave* dengan *log density* pada tiap sumur kemudian nilai impedansi akustik disebarkan dari data sumur ke data seismik dengan batas *horizon* yang telah diinterpretasikan. *Horizon* seismik digunakan untuk mengontrol tipe stratigrafi pada formasi batuan.

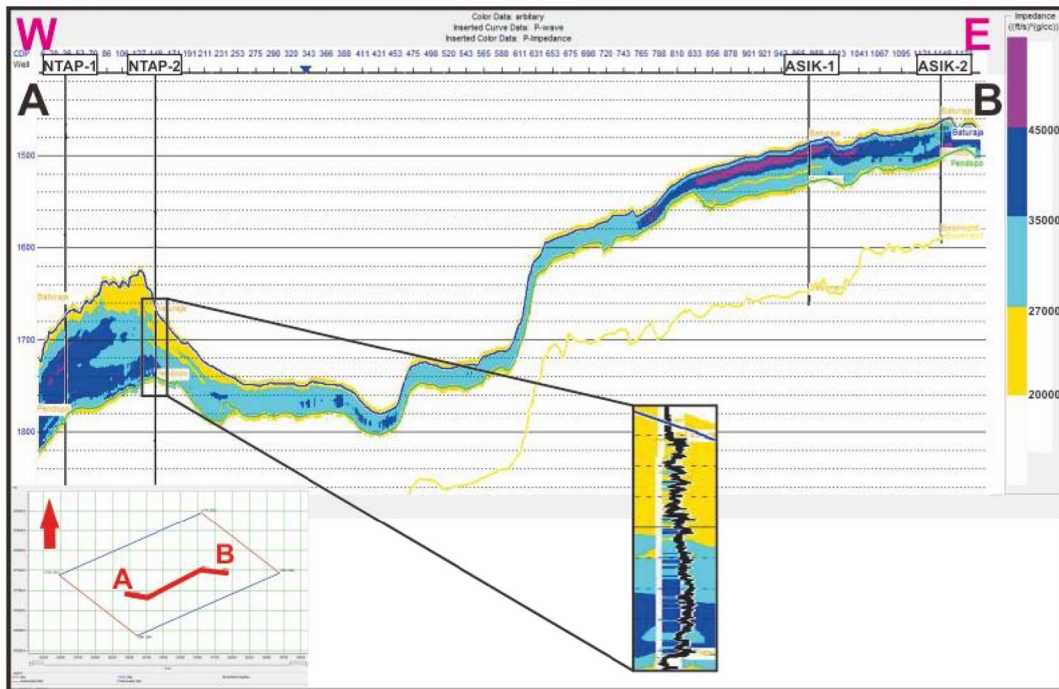


Gambar 5.2. Model awal inversi (*background model*) pada *Inline 1339*

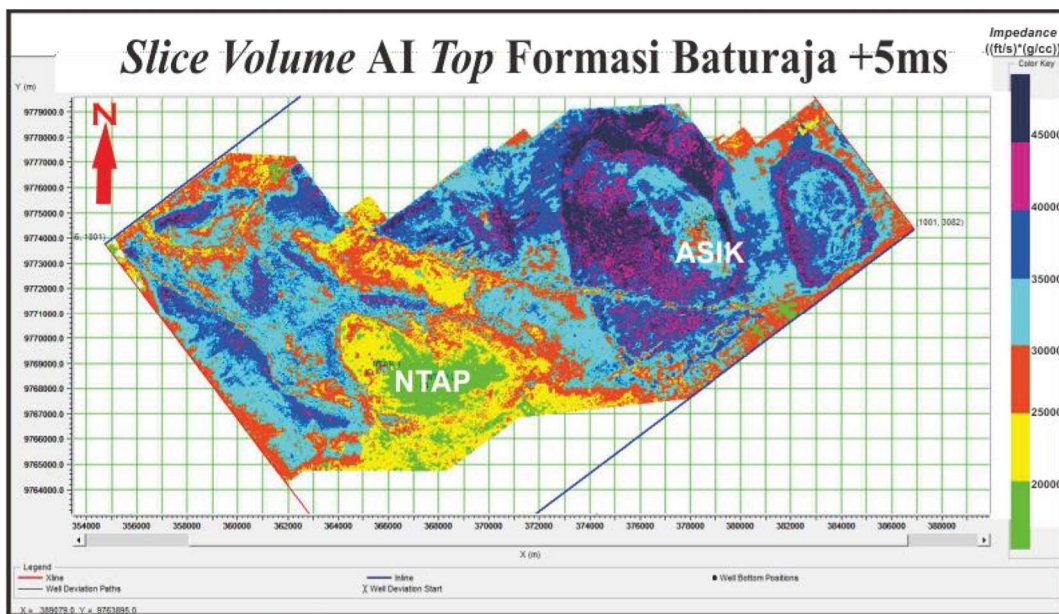
Distribusi impedansi akustik pada *background model* (**Gambar 5.2.**) mempunyai gradasi warna dari nilai rendah hingga tinggi seiring dengan bertambahnya kedalaman. Hal ini sesuai dengan asumsi dasar bahwa nilai impedansi akustik mempunyai hubungan yang linier dengan kedalaman. Pada Formasi Baturaja mempunyai range nilai 31165 hingga 43260 ((ft/s)*(g/cc)) dengan gradasi warna biru tua hingga ungu. Pada lapisan atas Formasi Baturaja mempunyai nilai yang lebih kecil sesuai dengan analisa sensitifitas dengan *crossplot* dimana di lapisan atas Formasi Baturaja merupakan *porous carbonate* dan dibawahnya merupakan *tight carbonate*. Berdasarkan parameter-parameter pada *background model* ini maka dapat dilakukan proses inversi selanjutnya.

5.2.2. Inversi Impedansi Akustik

Hasil inversi impedansi akustik (**Gambar 5.3.**) yang ditunjang dengan hasil analisis sensitifitas sumur menunjukkan nilai AI yang rendah berada pada bagian atas Formasi Baturaja terlihat dengan persebaran berwarna kuning hingga biru muda dengan *range* nilai 20000 hingga 35000 ((ft/s)*(g/cc)). Hal tersebut diindikasikan sebagai karbonat *porous* yang terdapat pada fasies karbonat *reefal buil up* sedangkan pada bagian bawah Formasi Baturaja menunjukkan nilai yang lebih tinggi terlihat dengan persebaran berwarna biru tua hingga ungu dengan *range* nilai 35000 hingga 45000 ((ft/s)*(g/cc)), diindikasikan sebagai karbonat *tight* berupa fasies karbonat *platform*.



Gambar 5.3. Penampang inversi impedansi akustik *arbitrary line*



Gambar 5.4. Slice volume AI Top Formasi Baturaja +5ms

Pada penampang *horizontal* hasil inversi AI menunjukkan persebaran karbonat *porous* yang cukup tebal ditandai dengan nilai AI yang rendah berada pada sekitar “NTAP”, sedangkan pada area “ASIK” ditunjukkan dengan nilai AI yang lebih tinggi (Gambar 5.4.). Hal ini diduga karena proses pengendapan karbonat

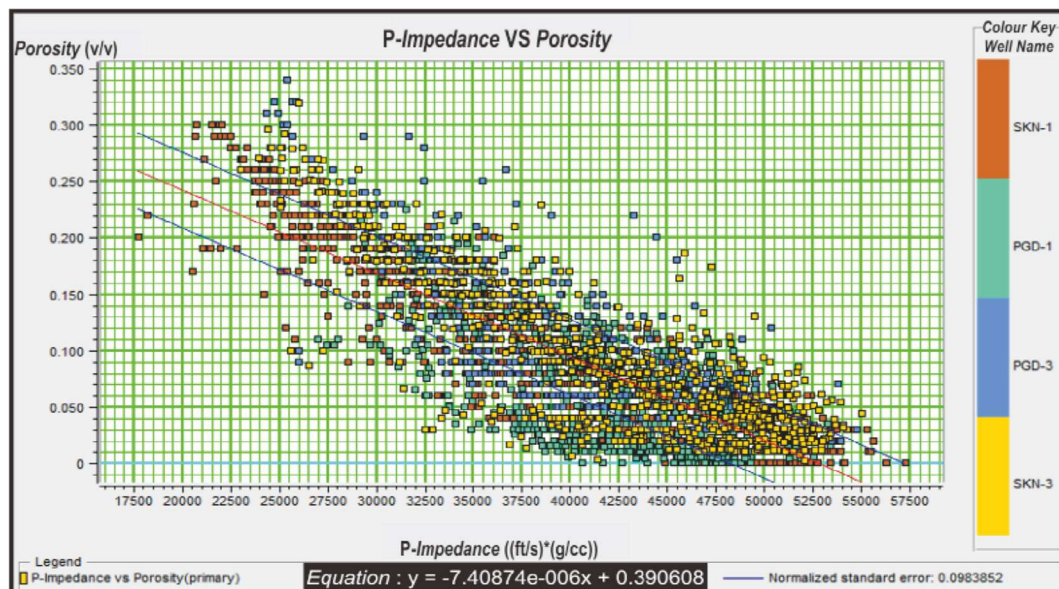
“NTAP” berada pada lingkungan laut dangkal yang sangat optimal. Sehingga pembentukan *reefal build up* menjadi sangat bagus. Setelah karbonat *reefal build*

up terbentuk, air laut kemudian turun sehingga tubuh karbonat ini terekspos ke permukaan, membentuk porositas sekunder.

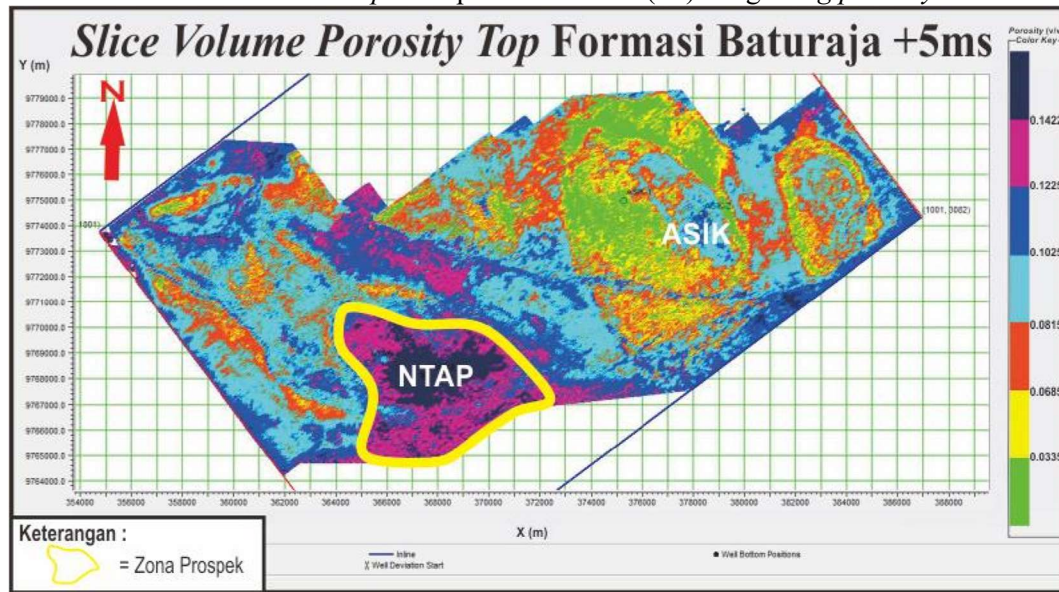
Hasil inversi AI yang ditunjang dengan hasil analisis sensitifitas sumur menunjukkan karbonat *porous* memiliki nilai AI yang rendah dengan rentang nilai 20000 hingga 35000 ((ft/s)*(g/cc)) diindikasikan terdapat hidrokarbon. Indikasi hidrokarbon didapatkan dari perhitungan petrofisika dan ditunjang berdasarkan *final well report* pada setiap sumur. Pada karbonat “ASIK” dan “NTAP” hidrokarbon mengisi di daerah puncak dari *build up* hal ini diyakini migrasi hanya mengumpul pada bagian puncak *build up* karbonat karena tertahan oleh serpih Formasi Intra Gumai. Migrasi fluida terjadi bukan karena patahan normal (NW - SE) yang memotong di sepanjang lapangan “ISTIMEW” karena patahan normal tersebut bersifat *sealing* (saling menutup). Migrasi fluida terjadi secara *up dip* melalui batupasir Formasi Talang Akar menuju tubuh karbonat.

5.3. Analisis Porositas

Berdasarkan *crossplot* antara impedansi akustik (AI) dengan *log porosity* (**Gambar 5.5.**) menunjukkan persamaan linier dengan korelasi yang tinggi di kedua kompartemen karbonat. Persamaan yang didapatkan dari regresi linier berfungsi untuk *generate volume* AI menjadi *volume porosity* dengan menggunakan *trace math*.



Gambar 5.5. Crossplot impedansi akustik (AI) dengan *log porosity*



Gambar 5.6. Slice volume porosity Top Formasi Baturaja +5ms

Pada penampang *horizontal porosity* (Gambar 5.6.) menunjukkan persebaran nilai porositas pada lapangan “ISTIMEW”. Penampang *porosity* digunakan untuk mendukung hasil interpretasi inversi impedansi akustik untuk mengetahui distribusi porositas pada Formasi Baturaja. Pada kompartemen karbonat “ASIK” menunjukkan nilai porositas hingga 0,1 (v/v), porositas yang tinggi berada di bagian atas Formasi Baturaja. Pada bagian timur kompartemen karbonat “ASIK” mempunyai porositas yang rendah karena fasies karbonat yang lebih bertipe *platform* dan sesuai dengan geometri peta *time structure* dimana karbonat “ASIK” berada didaerah tinggian.

Porositas tinggi 0,14 (v/v) terlihat pada bagian puncak karbonat “NTAP” bertipe *reefal build up*, karena wilayah tersebut yang sering tersingkap ke permukaan sehingga terbentuk porositas sekunder akibat *meteoric water* mengisi karbonat. Pada bagian selatan kompartemen karbonat “NTAP” juga mempunyai porositas relatif tinggi dengan rentang nilai 0,1 - 0,12 (v/v) yang mampu menjadi prospek reservoir di masa depan. karbonat “NTAP”-north mempunyai tipikal porositas yang rendah, namun berdasarkan perhitungan petrofisika dan ditunjang berdasarkan *final well report final well report* dapat disimpulkan Karbonat “NTAP”-north bertipe karbonat kompak terisi fluida. Sehingga dapat diusulkan tipe pemboran yang sesuai terhadap karakteristik karbonat ini dikemudian hari.

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis data penelitian yang dilakukan di Sub Cekungan Jambi pada Formasi Baturaja menggunakan seismik inversi impedansi akustik (AI) metode *model based*, dapat ditarik beberapa kesimpulan, sebagai berikut:

1. Inversi impedansi akustik (AI) pada daerah penelitian memiliki rentang nilai 20000 hingga 45000 ((ft/s)*(g/cc)). Pada blok "NTAP" memiliki rentang nilai 20000 hingga 35000 ((ft/s)*(g/cc)) sedangkan pada blok "ASIK" memiliki rentang nilai 25000 hingga 45000 ((ft/s)*(g/cc)).
2. Hasil inversi impedansi akustik mengindikasikan kehadiran karbonat *porous* dengan rentang nilai 20000 hingga 35000 ((ft/s)*(g/cc)) dengan nilai porositas yang terbentuk berkisar antara 0,09 hingga 0,14 (v/v).

Kompartemen karbonat "NTAP" dan "ASIK" mempunyai zona *porous* terisi fluida gas yang luas dikarenakan tubuh *build up* karbonat terungkap ke permukaan sehingga terkena *influx* air hujan yang mampu membentuk porositas sekunder.

3. Analisis inversi impedansi akustik menunjukkan bahwa distribusi reservoir karbonat "NTAP" lebih *porous* dibandingkan karbonat "ASIK".

6.2. Saran

Saran yang dapat dikemukakan dalam penelitian ini, sebagai berikut:

1. Diperlukan analisis properti fisik lainnya untuk mendukung hasil interpretasi, seperti V_p/V_s , λ/μ , impedansi elastik, dan modulus bulk.
2. Perlu dilakukan analisis multiatribut untuk memprediksi persebaran saturasi hidrokarbon pada daerah penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

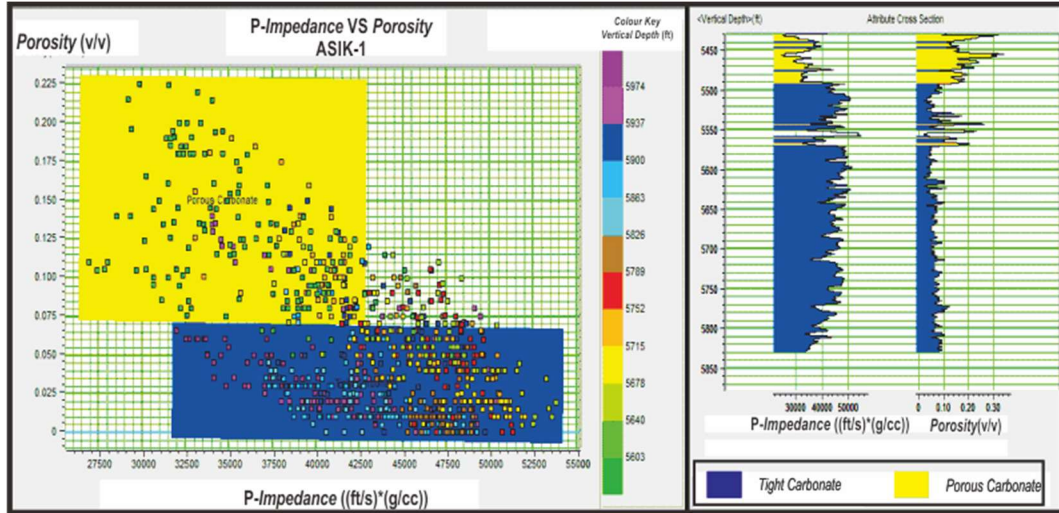
- Anonim, 2006. *Final Well Report*. Departemen Eksplorasi JOB PertaminaTalisman Jambimerang, Jakarta. (Tidak dipublikasikan)
- Badley, M.E., 1990. *Practical Seismic Interpretation*. International Human Resources Development Corporation, University of Michigan.
- Bishop, M.G., 2000. *South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*. Departement of The Interior U.S. Geological Survey, U.S.A.
- Boggs, JR., Sam., 1987. *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*, Fourth Edition. Pearson Prentice Hall. New Jersey.
- Brown, A.R., 2005. *Understanding Seismic Attribute*. Geophysics, vol. 66, No.1, p: 47-48.
- Choquette, P.W. and Pray, L. C., 1970. *Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates*. The American Association Of Petroleum Geologist Bulletin, v.54, p: 207-250.
- Citajaya, N.P., 2008. *Evaluasi Penerapan Metode Inversi Impedansi Akustik dan Multiatribut Neural Network untuk Pemodelan Distribusi Channel dan Porositas, Lapangan Blackfoot Alberta Canada*. ITB, Bandung.
- Clure, J. dan Fiptiani, N., 2001. *Hydrocarbon Exploration in The Merang Triangle, South Sumatra*. 28th Annual Convention & Exhibition Proceedings. Indonesian Petroleum Association, Jakarta.
- Davis, G., H., 1990. *Structural Geology of Rocks and Regions*. John Willey and Sons Inc., New York.
- De Coster, G. L., 1974. *The Geology of The Central and South Sumatra Basin*. Indonesian Petroleum Association.
- Dunham, R. J., 1962. *Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture*. In Ham, W.E., ed.: *Classification of Carbonate Rocks – A Symposium*, AAPG Memoir No.1, p: 108 - 121.
- Embry, A. F. and Klovan, J. E., 1971. *A Late Devonian Reef Tract On Northeastern Banks Island*. NWT. Bull. Can. Petroleum Geol. 19 : 730 – 781.
- Folk, R. L., 1959. *Classification of Carbonat Rock*. Association Petroleum Geologist Member AAPG, Tulsa, Okla.
- Glover, Paul, 1999. *Caliper Log*. Petrophysics Course Notes, U.S.A.
- Grabau, A. W., 1904. *On The Classification of Sedimentary Rocks*. American Geologist, v.33, p: 288-247.
- Harsono, Adi, 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log: edisi 8*. Schlumberger Oilfield Service, Jakarta.

- Hampson-Russell. 2006. Software Service. Ltd. Emerge Analisis Tutorial.
- Hsu, K. J., and Reijers, T. J. A. 1986. *Manual of Carbonate Sedimentology : A Lexicographical Approach*. Academic Press. London.
- James, N. P., 1979. *Introduction to Carbonate Facies Models*. In: R.G. Walker (Edition), *Facies Models Geoscience Canada, Reprint Series*, 1: 105-107.
- Munadi dan Pasaribu, 2004. *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Universitas Indonesia, Depok.
- Nichols, Garry, 1999. *Sedimentology Stratigraphy*. Blackwell Science Ltd, Oxford, p: 1-7, 25-28, & 208-214.
- Nur, Januar, Muhammad, 2017. *Integrasi Inversi Impedansi Elastik dan Neural Network Untuk Mengidentifikasi Zona Prospek Hidrokarbon Pada Reservoir Karbonat di Lapangan "WESTEROS", Sub Cekungan Jambi*. Perpustakaan Fakultas MIPA Universitas Gajah Mada, Yogyakarta.
- Pettijohn, F.J., 1975. *Sedimentary Rocks* (3rd edition). Harper and Row, New York.
- Pulunggono, A., 1986. *Tertiary Structural Features Related to Extensional and Compressive Tectonics in The Palembang Basin, South Sumatra*, 15th Indonesian Petroleum Association (IPA) Proceedings, Jakarta, p: 187-214.
- Rider, Malcolm, 1999. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Whittles Publishing Services, England.
- Rob, S. and Mike, B., 2014. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. University of Cambridge, United Kingdom.
- Russell, B.H. 1988. *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Calgary. Canada. Society of Exploration Geophysicist, U.S.A.
- Sen, M., K., 2006. *Seismic Inversion*. Society of Petroleum Engineers.
- Sheriff, 2002. *Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics: Fourth*, p: 305-345, Society of Exploration Geophysicist, U.S.A.
- Sismanto, 1996. *Akuisisi Data Seismik*. Laboratorium Geofisika Program Studi Geofisika Departemen Fisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Sismanto, 1996. *Pengolahan Data Seismik*. Laboratorium Geofisika Program Studi Geofisika Departemen Fisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Sismanto, 1996. *Interpretasi Data Seismik*. Laboratorium Geofisika Program Studi Geofisika Departemen Fisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Sukmono, S., 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Jurusan Teknik Geofisika, ITB, Bandung.

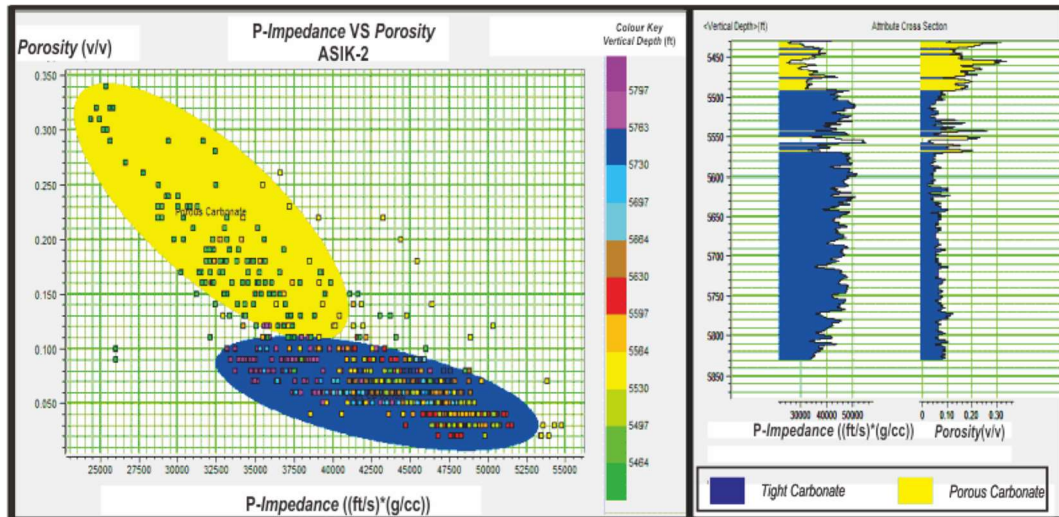
- Sukmono, S., 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Jurusan Teknik Geofisika, ITB, Bandung.
- Sukmono, S., 2002. *Seismik Inversi dan Analisis AVO Untuk Karakterisasi Reservoir*. Jurusan Teknik Geofisika, ITB, Bandung.
- Sukmono, S., 2007. *Seismik Atribut Untuk Karakterisasi Reservoir*. Jurusan Teknik Geofisika, ITB, Bandung.
- Tucker, 1990. *Sedimentary petrology : an introduction to the origin of sedimentary rocks*. Oxford ; Malden, MA : Blackwell Scientific Publication
- Tucker, Maurice E. And Wright V. P., 1990. *Carbonate Sedimentology*. Blackwell Scientific Publication, Oxford, p: 496.

LAMPIRAN I

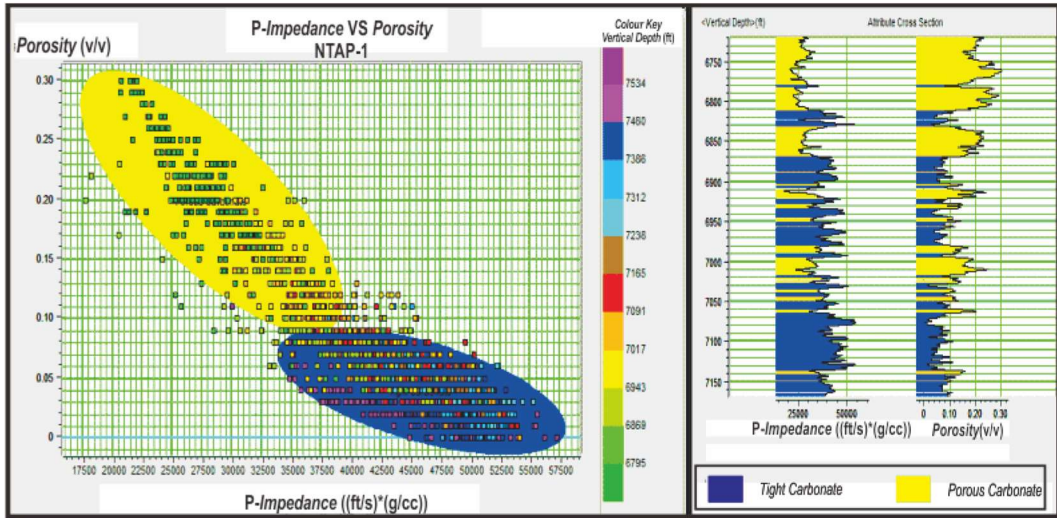
Analisis *Crossplot*



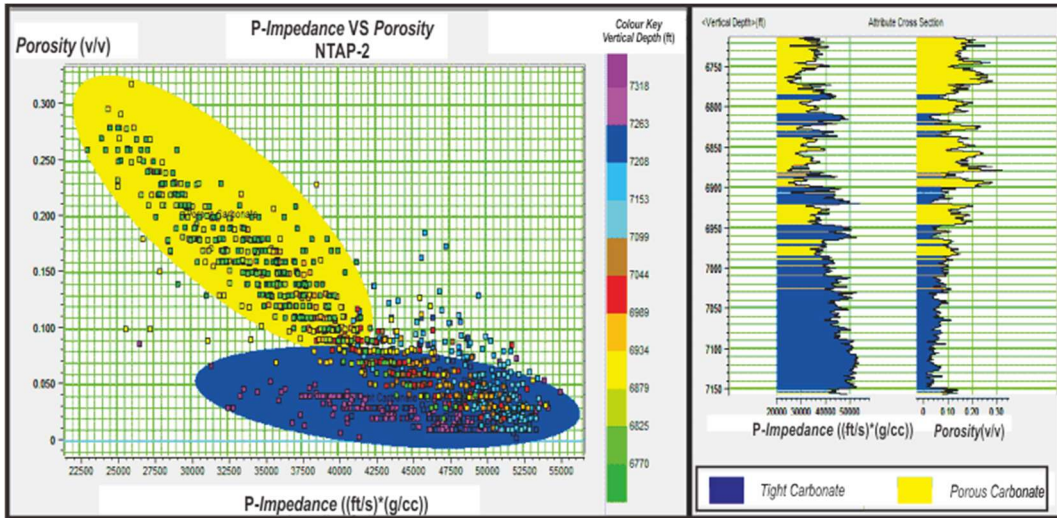
Crossplot pada sumur ASIK-1



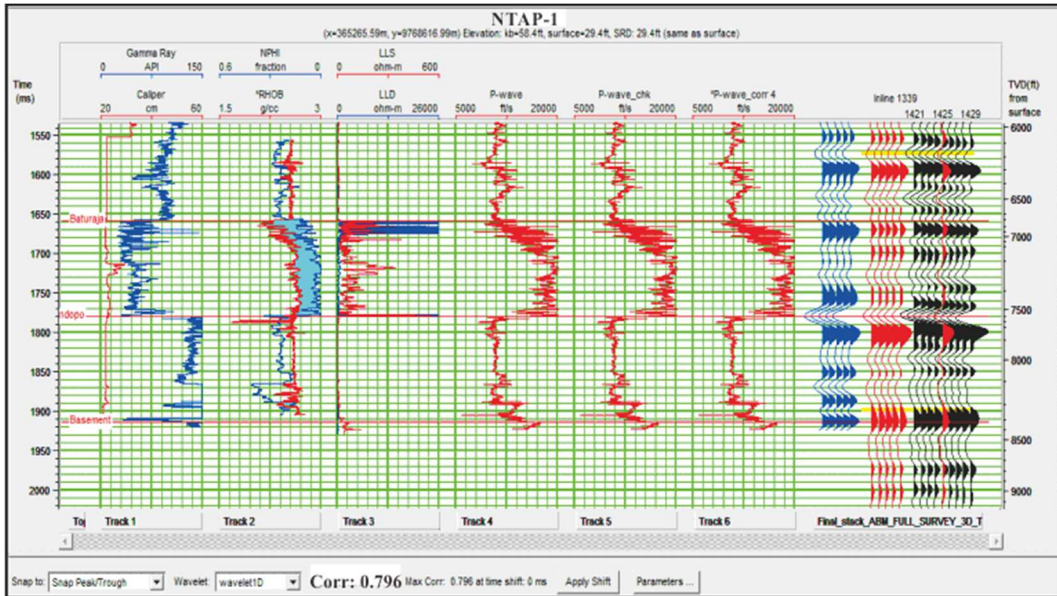
Crossplot pada sumur ASIK-2



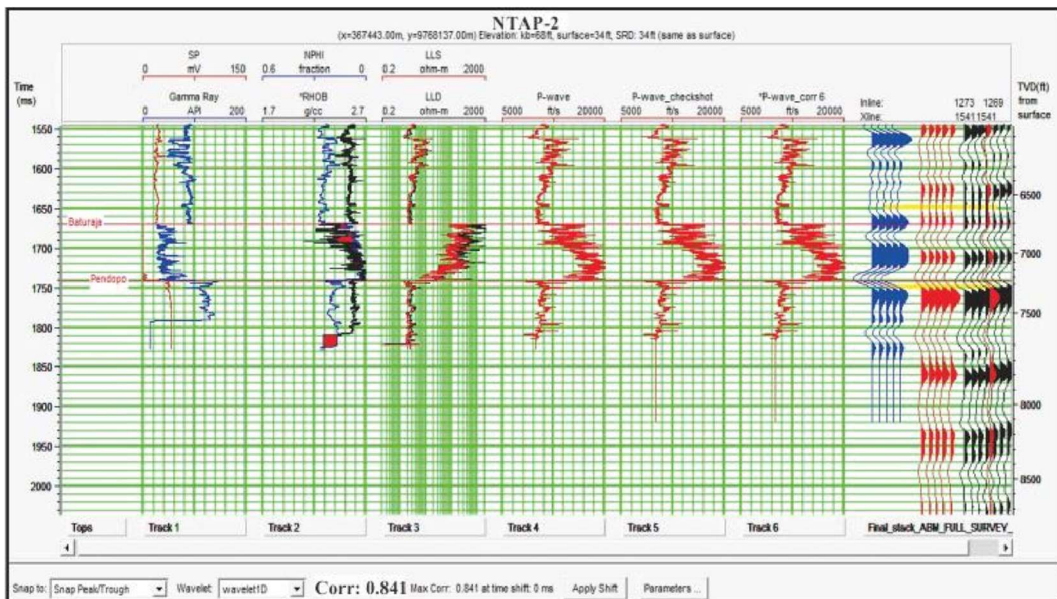
Crossplot pada sumur NTAP-1



Crossplot pada sumur NTAP-2



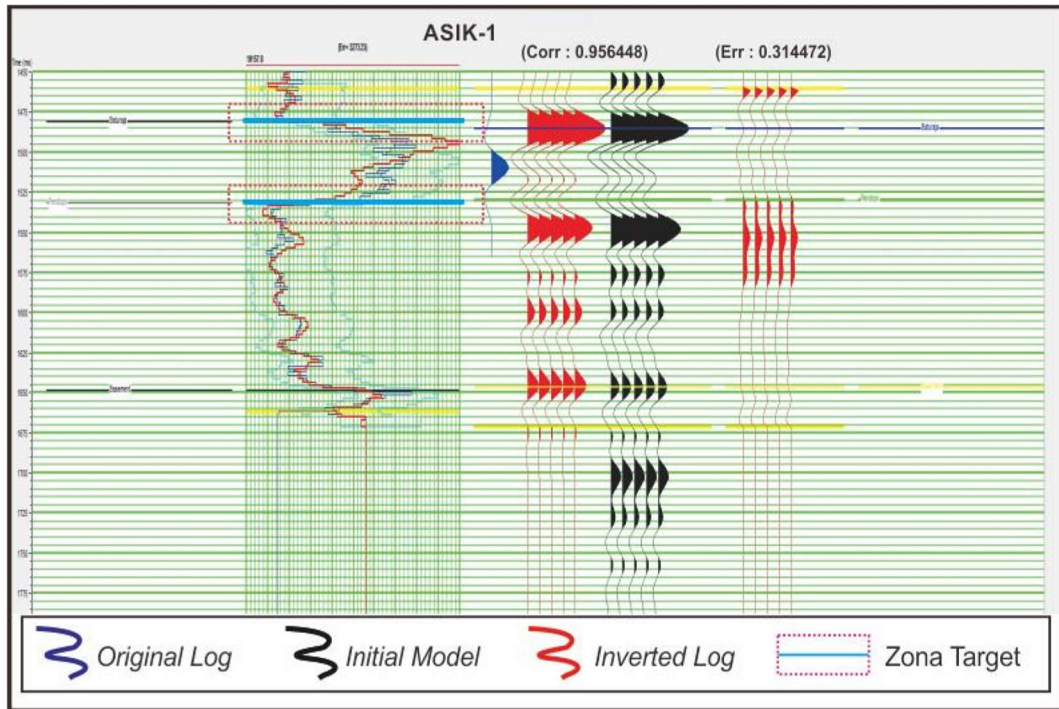
Well Seismic Tie pada sumur NTAP-1



Well Seismic Tie pada sumur NTAP-2

LAMPIRAN III

Analisis Pra-Inversion



Pra-Inversi pada sumur NTAP-1

