

SKRIPSI

**PENERAPAN INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* DAN
ATRIBUT SEISMIK UNTUK MEMPREDIKSI PENYEBARAN
RESERVOAR BATUPASIR KONGLOMERATAN PADA
FORMASI TALANGAKAR BAWAH DI LAPANGAN TABAH,
SUB-CEKUNGAN JAMBI, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN**

***APPLICATION OF ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION AND
SEISMIC ATTRIBUTES FOR PREDICTING THE
DISTRIBUTION OF CONGLOMERATIC SANDSTONE
RESERVOIR IN THE LOWER TALANGAKAR FORMATION IN
TABAHH FIELD, JAMBI SUB-BASIN, SOUTH SUMATRA 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



Oleh:

Hafidz Alawy

115.130.002

**JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"
YOGYAKARTA
2020**

HALAMAN PENGESAHAN

SKRIPSI

PENERAPAN INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* DAN ATRIBUT SEISMIK UNTUK MEMPREDIKSI PENYEBARAN RESERVOAR BATUPASIR KONGLOMERATAN PADA FORMASI TALANGAKAR BAWAH DI LAPANGAN TABAH, SUB-CEKUNGAN JAMBI, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN

Telah dipersiapkan dan disusun oleh

HAFIDZ ALAWY

115130002

Telah dipertahankan di depan Tim Penguji
pada tanggal 4 Maret 2020

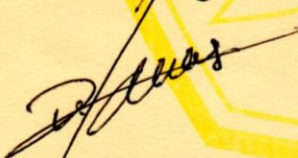
Susunan Tim Penguji

Pembimbing I



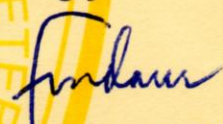
Ir. Mahap Maha, M.T.
NIP. 19570304.198703.1.002

Pembimbing II



Hafiz Hamdalah, ST., M.Sc.
NIDN. 0015069101

Penguji I



Ir. Firdaus Maskuri, M.T.
NIP. 19580822.199203.1.001

Penguji II



Indriati Retno Palupi, S.Si., M.Si.
NIP. 19861013.201903.2.010

Mengetahui,

Ketua Jurusan
Teknik Geofisika



Ir. Firdaus Maskuri, M.T.
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, kecuali secara tertulis diacu dalam naskah ini sebagaimana disebutkan di dalam daftar pustaka. Selain itu saya menyatakan bahwa skripsi ini dibuat oleh saya sendiri.

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, di luar tanggung jawab dosen pembimbing. Oleh karenanya saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan/dicabut gelar kesarjanaan saya oleh Otoritas/Rektor Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta dan diumumkan kepada khalayak ramai.

Yogyakarta, 11 Maret 2020

Yang menyatakan,



Hafidz Alawy

Nomor HP/ Telepon : +6281213005512

Alamat Email : hafidz.alawy54@gmail.com

Nama dan Alamat Orang tua : Perum Bekasi Timur Permai (BTP),
Jl. Gatot kaca 8 F12 no 2, RT/RW 017/012, Bekasi,
Jawa Barat

KATA PENGANTAR

Assalamualaikum, Wr. Wb.

Puji syukur penulis ucapkan atas kehadiran Allah SWT karena berkat Rahmat dan Hidayah-Nya penulis dapat menyusun hingga menyelesaikan laporan akhir ini yang membahas tentang **“Penerapan Inversi *Acoustic Impedance* dan Atribut Seismik Untuk Memprediksi Penyebaran Reservoir Batupasir Konglomeratan Pada Formasi Talangakar Bawah Di Lapangan Tabah, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan”**. Laporan akhir ini dibuat sebagai salah satu syarat untuk memenuhi gelar Sarjana Strata Satu (S-1) Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta. Pada Kesempatan ini, Penulis ingin mengucapkan terimakasih sebesar-besarnya kepada:

1. Allah SWT yang telah memberikan kesehatan, Iman serta Islam dan kemampuan kepada penulis untuk dapat menyelesaikan laporan Skripsi ini.
2. Bapak, Ibu dan juga saudara-saudaraku yang selalu memberikan dukungan, nasihat, dan doa hingga mampu tetap tegar hingga tahap ini.
3. Bapak Ir. Mahap Maha, M.T. selaku dosen pembimbing I dan bapak Hafiz Hamdalah, ST., M.Sc selaku dosen pembimbing II, yang telah memberikan arahan dan masukan yang sangat membangun dalam menyelesaikan Skripsi ini.
4. Bapak M. Risyad selaku pembimbing saya di *Petrochina Companies Ltd* serta seluruh Team Eksplorasi dan Eksploitasi yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu.
5. Teman-teman Teknik Geofisika Angkatan 2013 yang selalu mengingatkan dan memberi motivasi untuk menyelesaikan tugas akhir ini.

Yogyakarta, Maret 2020

Hafidz Alawy

ABSTRAK

PENERAPAN INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* DAN
ATRIBUT SEISMIK UNTUK MEMPREDIKSI PENYEBARAN
RESERVOAR BATUPASIR KONGLOMERATAN PADA
FORMASI TALANGAKAR BAWAH DI LAPANGAN TABAH,
SUB-CEKUNGAN JAMBI, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN

Oleh:
Hafidz Alawy
115.130.002

Lapangan Tabah merupakan lapangan eksplorasi hidrokarbon yang terletak di Sub-Cekungan Jambi, Sumatra Selatan. Target hidrokarbon pada lapangan ini berupa batupasir konglomeratan Formasi Talangakar Bawah dikarenakan menunjukkan keberadaan gas dan kondensat berdasarkan data *Drill Stem Test* (DST). Karakteristik dan distribusi reservoir ditentukan dengan menggunakan atribut seismik dan inversi *model based* sebagai metodenya.

Pemrosesan dimulai dengan menerapkan analisis atribut seismik menggunakan *Root Mean Square (RMS)* dan kuat refleksi atau *envelope* untuk mendapatkan peta distribusi reservoir batupasir konglomeratan dan juga digunakan sebagai indikator hidrokarbon langsung. Metode inversi *model based* digunakan untuk melakukan transformasi data seismik refleksi menjadi nilai kuantitatif sifat fisik (impedansi akustik) serta deskripsi reservoir.

Hasil analisis inversi *model based* diperoleh impedansi akustik reservoir batupasir konglomeratan dari 23.000 hingga 30.000 ((ft/s)*(g/cc)). Dari hasil analisis atribut RMS, reservoir batupasir konglomeratan memiliki nilai yang berkisar dari 2,5 hingga 5 dan hasil analisis kuat refleksi atau atribut *envelope*, reservoir batupasir konglomeratan memiliki nilai yang berkisar antara 2,5 hingga 4. Kesimpulan dari tiga hasil di atas bahwa zona prospek hidrokarbon terletak di struktur tinggian di arah tenggara dekat Sumur Tabah-3 dan arah utara dekat sumur Tabah-4 dan Tabah-5 dengan karakteristik reservoir berupa AI rendah, RMS tinggi, dan *envelope* tinggi.

Kata kunci : Reservoir batupasir konglomeratan, Atribut Seismik, Inversi *Model Based*.

ABSTRACT

APPLICATION OF ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION AND SEISMIC ATTRIBUTES FOR PREDICTING THE DISTRIBUTION OF CONGLOMERATIC SANDSTONE RESERVOIR IN THE LOWER TALANGAKAR FORMATION IN TABAH FIELD, JAMBI SUB-BASIN, SOUTH SUMATRA BASIN

Authored by:
Hafidz Alawy
115.130.002

Tabah Field is a hydrocarbon exploration field located in Jambi Sub Basin, South Sumatra. The hydrocarbon target in this field is the conglomeratic sandstone of the Lower Talangakar Formation because it indicated the presence of gas and condensate based on Drill Stem Test (DST) data. Characteristic and distribution of the reservoir was determined by using seismic attributes and model based inversion as the method.

The processing begins by applying seismic attribute analysis using Root Mean Square (RMS) and Reflection Strength or Envelope to obtain distribution map of conglomeratic sandstone reservoir and used as Direct Hydrocarbon Indicator (DHI). The Model Based Inversion method is used to transform the reflection of seismic data into quantitative values of physical properties (acoustic impedance) and reservoir description.

The result of model based inversion analysis obtained the acoustic impedance of conglomeratic sandstone reservoir from 23.000 to 30.000 ((ft/s)(g/cc). From RMS attribute analysis results, conglomeratic sandstone reservoir has a value that ranges from 2,5 to 5 and the reflection strength or envelope attribute analysis results, conglomeratic sandstone reservoir has a value that ranges between 2,5 and 4. The conclusion of three results above that hydrocarbon prospect zone located at the top structure in the southeast near Tabah-3 well and north direction near the Tabah-4 and Tabah-5 well with characteristic reservoir in the form of low AI, high RMS dan high envelope.*

Keywords : *Conglomeratic sandstone Reservoir, Seismic Attributes, Model Based Inversion.*

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vi
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	x
DAFTAR TABEL.....	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xiii
DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG	xiv

BAB I

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

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1. Geologi Regional Sumatra Selatan	5
2.2. Tektonik dan Struktur Geologi Cekungan Sumatra Selatan	7
2.3. Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan	9
2.3.1 Stratigrafi Blok Jabung.....	9
2.4. <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatra Selatan.....	12
2.5. Stratigrafi Lokal Daerah Penelitian.....	15
2.6. Penelitian Terdahulu	16

BAB III

DASAR TEORI	18
3.1. Metode Seismik Refleksi	18
3.2. Komponen Seismik Refleksi.....	18
3.2.1 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi	18
3.2.2 Polaritas dan Fasa	21
3.2.4 <i>Well Seismic Tie</i>	23
3.2.5 Resolusi Seismik.....	25
3.3. Seismik Atribut	27
3.3.1 Atribut Amplitudo RMS (<i>Root Mean Square</i>)	28
3.3.2 Atribut <i>Envelope</i>	29
3.4. Seismik Inversi.....	30
3.4.1 Inversi Berbasis Model (<i>Model Based Inversion</i>)	31
3.5. Reservoar Konglomerat	33
3.5.1 Reservoar	33
3.5.2 Batuan Reservoar.....	34
3.5.3 Pengertian Konglomerat	34
3.5.4 Klasifikasi Konglomerat.....	35
3.5.5 Lingkungan Pengendapan Konglomerat	37

BAB IV

METODOLOGI PENELITIAN	39
4.1. Ketersediaan Data	39
4.1.1 Data Seismik.....	39
4.1.2 Data Sumur	41
4.1.3 Data <i>Checkshot</i>	41
4.1.4 Data Geologi.....	41
4.1.5 Data <i>Marker</i>	41
4.2. Perangkat Penelitian.....	42
4.3. Diagram Alir Penelitian	43
4.3.1 Pembahasan Diagram Alir Penelitian.....	44

BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN	47
5.1. Analisis Zona Target.....	47
5.2. Analisis <i>Tuning Thickness</i>	49
5.3. Analisis <i>Well Seismic Tie</i>	50
5.4. Analisis <i>Crossplot</i>	52
5.5. Interpretasi <i>Fault</i> dan <i>Horizon</i>	53
5.6. Analisis <i>Peta Time Structure</i>	56
5.7. Analisis Atribut Seismik	57
5.7.1 Analisis Atribut <i>Root Mean Square (RMS)</i>	57
5.8.1 Analisis Atribut <i>Envelope</i>	58
5.8. Analisis Seismik Inversi	59
5.7.1 Analisis Model Awal	59
5.7.2 Analisis Pre-Inversi	60
5.7.3 Analisis Inversi <i>Model Based</i>	62
5.9. Analisis Penentuan Zona Prospek.....	65

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN	69
6.1. Kesimpulan	69
6.2. Saran	69
DAFTAR PUSTAKA	70
LAMPIRAN.....	73

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Lokasi penelitian pada Blok Jabung (Suta, 2016)	4
Gambar 2.1. Peta Cekungan Sumatra Selatan (Barber dkk, 2005)	5
Gambar 2.2. Pembagian Sub-Cekungan Sumatra Selatan (Bishoop, 2001)	6
Gambar 2.3. Elemen struktur utama Cekungan Sumatra Selatan menunjukkan umur Eo-Oligosen dan struktur inversi menunjukkan umur Plio-Plistosen (Ginger dan Fielding, 2005).....	7
Gambar 2.4. Kolom Stratigrafi Blok Jabung (<i>Well Report Petrochina</i> , 2016)	9
Gambar 2.5. Distribusi fasies pada Formasi Talangakar Bawah (Ginger dan Fielding, 2005)	11
Gambar 2.6. <i>Petroleum System</i> Blok Jabung (Suta, 2016).....	13
Gambar 2.7. Kolom stratigrafi lokal berdasarkan data sumur Tabah-4 daerah penelitian	16
Gambar 3.1. Prinsip metode seismik refleksi (Knödel, 2007)	18
Gambar 3.2. Efek beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik (Sukmono, 1999)	19
Gambar 3.3. Hubungan antara Koefisien Refleksi dengan Impedansi Akustik (Simm dan Bacon, 2014)	20
Gambar 3.4. (a) Model <i>Impedance</i> , (b) <i>Wavelet</i> fasa minimum, dan (c) <i>Wavelet</i> fasa nol (Simm dan Bacon, 2014)	21
Gambar 3.5. Jenis-jenis <i>wavelet</i> berdasarkan konsentrasinya, yaitu (1) <i>Mixed wavelet</i> , (2) <i>Minimum Phase wavelet</i> , (3) <i>Maximum phase wavelet</i> , dan (4) <i>Zero phase wavelet</i> (Sismanto, 2006).....	23
Gambar 3.6. Ilustrasi pembentukan seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan <i>wavelet</i> (Simm dan Bacon, 2014).....	24
Gambar 3.7. Efek interferensi yang berhubungan dengan batuan dengan AI tinggi yang terletak pada batuan dengan AI rendah (Sukmono, 1999)	26
Gambar 3.8. Klasifikasi seismik atribut (Brown, 1999).....	28
Gambar 3.9. Ilustrasi perhitungan RMS amplitudo (Sukmono, 2002).....	29
Gambar 3.10. Ilustrasi perbedaan antara <i>forward modeling</i> dan <i>reverse modeling</i> (Sukmono, 2000)	30
Gambar 3.11. Jenis-jenis inversi berdasarkan data masukan (Sukmono, 2000)	31
Gambar 3.12. Diagram alir proses inversi <i>Model Based</i> (Russell, 1988)	32

Gambar 3.13. <i>Input dan output yang dihasilkan dari inversi berdasarkan model (Hampson dan Russel, 2006)</i>	32
Gambar 3.14. Batuan sedimen konglomerat (Smithsonian, 2012).....	34
Gambar 3.15. Klasifikasi konglomerat atau breksi berdasarkan jenis batuan penyusun klastika (Boggs Jr., 2009).....	37
Gambar 3.16. Klasifikasi lingkungan pengendapan (Selley, 2000)	38
Gambar 4.1. <i>Basemap</i> survei seismik Lapangan Tabah beserta posisi sumur	39
Gambar 4.2. Penampang seismik pada <i>arbitrary line</i>	40
Gambar 4.3. Diagram alir penelitian	43
Gambar 5.1. Analisis struktural sumur pada Lapangan Tabah.....	48
Gambar 5.2. Spektrum frekuensi dari data seismik pada Lapangan Tabah	49
Gambar 5.3. Ekstraksi <i>wavelet statistical</i>	51
Gambar 5.4. <i>Well Seismic Tie</i> pada sumur Tabah-2.....	51
Gambar 5.5. <i>Crossplot</i> pada sumur Tabah-4.....	53
Gambar 5.6. <i>Picking fault dan horizon</i> pada <i>arbitrary line</i>	54
Gambar 5.7. <i>Picking fault dan horizon</i> pada <i>xline 1517</i>	55
Gambar 5.8. Peta struktur waktu top <i>conglomeratic sandstone</i>	56
Gambar 5.9. <i>Slicing atribut RMS dengan overlay time structure top conglomeratic sandstone</i>	57
Gambar 5.10. <i>Slicing atribut envelope dengan overlay Time Structure Top Conglomeratic Sandstone</i>	58
Gambar 5.11. Model awal pada <i>arbitrary line</i>	60
Gambar 5.12. Analisis Pre-inversi <i>Model Based</i> pada sumur Tabah-3.....	61
Gambar 5.13. Penampang Impedansi Akustik pada <i>arbitrary line</i>	63
Gambar 5.14. <i>Slicing AI dengan overlay Time Structure Top Conglomeratic Sandstone</i>	64
Gambar 5.15. Peta zonasi area prospek dalam tampilan warna berdasarkan (A) Peta <i>time structure</i> , (B) Peta <i>acoustic impedance</i> , (C) Peta <i>RMS</i> , (D) Peta <i>envelope</i>	66
Gambar 5.16. Peta zonasi area prospek dalam tampilan warna berdasarkan (A) Peta <i>Time Structure</i> , (B) Peta <i>Acoustic Impedance</i> , (C) Peta <i>RMS</i> , (D) Peta <i>Envelope</i>	67
Gambar 5.17. Peta zona prospek hasil integrasi dari peta struktur waktu, peta <i>Acoustic Impedance</i> , peta <i>RMS</i> dan peta <i>Envelope</i>	68

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1. Tipe genetik konglomerat dan breksi (Boggs Jr., 2009)	36
Tabel 4.1. Data sumur pada Lapangan Tabah	41
Tabel 4.2. Data Marker 5 Sumur	42
Tabel 5.1. Analisis hasil <i>tuning thickness</i>	50
Tabel 5.2. Korelasi <i>Well Seismic Tie</i>	52
Tabel 5.3. Korelasi dan error analisis pre-inversi pada setiap sumur.....	61

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A Data Seismik

LAMPIRAN B *Well Seismic Tie*

LAMPIRAN C Hasil Inversi AI

LAMPIRAN D Hasil *Crossplot* Analisis

LAMPIRAN E Analisis Pra Inversi

DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

Singkatan Nama

AI	<i>Acoustic Impedance</i>
DHI	<i>Direct Hydrocarbon Identification</i>
FMI	<i>Formation Micro-Imager</i>
FWR	<i>Final Well Report</i>
KR	Koefisien Refleksi
MD	<i>Measured Depth</i>
MDT	<i>Modular Dynamic Tester</i>
RFT	<i>Repeat Formation Tester</i>
RMS	<i>Root Mean Square</i>
SEM	<i>Scanning Electron Microscopy</i>
SSTVD	<i>Subsea True Vertical Depth</i>
SWC	<i>Sidewall Core</i>
TD	Total Depth
WST	<i>Well Seismic Tie</i>
XRD	<i>X-Ray Diffraction</i>

Lambang

ρ	Densitas (gr/cm ³)
V_p	Kecepatan Gelombang Kompresional (m/s)
AI	Akustik Impedansi (m/s) * (gr/cm ³)
λ	Panjang Gelombang (m)
f	Frekuensi (Hz)
t	Waktu (s)
V	Kecepatan (m/s)

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Kebutuhan terhadap minyak dan gas bumi di Indonesia saat ini masih sangat besar. Berdasarkan data *BP Statistical Review* (2019), kebutuhan konsumsi energi Indonesia meningkat 4,9 % pada tahun 2018, jauh di atas tingkat pertumbuhan rata-rata selama 10 tahun sebesar 2,8% 2007-2017. Kebutuhan terhadap minyak bumi menyumbang 45% terhadap kenaikan persentase kebutuhan konsumsi energi primer pada tahun 2018 dan konsumsi gas alam meningkat sebesar 0,4 Bcm atau 1,1 % pada tahun 2018. Sedangkan berdasarkan data SKK Migas, capaian produksi minyak hingga akhir semester 1 tahun 2019 masih di bawah target APBN 2019 yaitu sekitar 775.000 bph. Produksi minyak hingga akhir Juni 2019 tercatat sebanyak 752.000 barel per hari (bph) dan produksi gas sebanyak 1,05 juta BOEPD. Berdasarkan data kebutuhan konsumsi energi dan produksi migas tersebut, maka produksi minyak dan gas bumi harus terus dikembangkan dengan diiringi kegiatan eksplorasi cadangan migas baru pada cekungan yang berpotensi mengandung hidrokarbon harus terus dilakukan untuk dapat memenuhi kebutuhan energi nasional tersebut.

Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan tipe Tersier yang saat ini masih menjadi target eksplorasi hidrokarbon yang potensial. Salah satu lapangan eksplorasi yang terletak pada Cekungan Sumatra Selatan adalah Lapangan “Tabah”. Lapangan tersebut merupakan salah satu area kerja milik PetroChina Jabung Ltd yang terletak di Blok Jabung, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan. Salah satu reservoir utama pada blok ini berada pada *Lower Talangakar Formation* (LTAF) yang pada umumnya tersusun oleh sedimen dengan ukuran butir *fine to coarse*, kadang terdiri dari *conglomerate*, *well sorted*, relatif bersih, dan batupasir dengan porositas baik (Muhtar, 2017).

Metode eksplorasi untuk mencari keberadaan hidrokarbon dapat dilakukan dengan menggunakan seismik refleksi sebagai metode eksplorasi karena mampu memberikan resolusi tinggi untuk menggambarkan struktur bawah permukaan.

Seismik refleksi merupakan metode eksplorasi minyak dan gas bumi yang mampu memberikan gambaran bawah permukaan dengan resolusi horisontal yang baik namun kurang baik untuk resolusi secara vertikal, sedangkan data sumur memiliki resolusi yang baik secara vertikal namun kurang baik secara horisontal, sehingga untuk mendapatkan hasil yang baik secara vertikal maupun horisontal yaitu dengan menggabungkan kedua data tersebut yang diolah menggunakan metode inversi seismik dan atribut seismik sebagai informasi tambahan untuk interpretasi keberadaan serta penyebaran hidrokarbon. Perpaduan antara atribut dan inversi seismik merupakan metode efektif dalam memberikan informasi geologi bawah permukaan. Hal ini dapat dijadikan sebagai landasan dalam mengambil tindakan-tindakan terhadap pengembangan reservoir, seperti penentuan lokasi sumur baru dan pengembangan sumur yang telah ada.

1.2. Rumusan Masalah

Rumusan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana mengetahui karakteristik reservoir batupasir konglomeratan pada Formasi Talangakar Bawah di Lapangan Tabah?
2. Berapa nilai *Acoustic Impedance* untuk target reservoir batupasir konglomeratan pada Formasi Talangakar Bawah di Lapangan Tabah ?
3. Bagaimana sebaran atau distribusi reservoir batupasir konglomeratan Formasi Talangakar Bawah berdasarkan hasil analisis inversi dan atribut seismik?

1.3. Maksud dan Tujuan

Maksud dari penelitian ini adalah memprediksi persebaran reservoir batupasir konglomeratan pada *Lower Talangakar Formation* (LTAF) di Lapangan Tabah menggunakan perpaduan analisis inversi *Acoustic Impedance* (AI) dengan atribut seismik. Adapun tujuan dari penelitian ini yaitu:

1. Membuat peta sebaran nilai Impedansi Akustik dengan metode pemodelan inversi *Model Based* pada lapisan batupasir konglomeratan Formasi Talangakar Bawah di Lapangan Tabah.

2. Membuat peta sebaran hasil analisis seismik atribut (RMS dan *Envelope*) untuk lapisan batupasir konglomeratan Formasi Talangakar Bawah di Lapangan Tabah.
3. Memperkirakan zona potensial untuk skenario pengembangan selanjutnya berdasarkan hasil analisis atribut dan inversi seismik.

1.4. Batasan Masalah

Adapun pembahasan dalam penelitian ini dibatasi oleh:

1. Data yang digunakan adalah data seismik 3D *Post-Stack* dengan asumsi pada tahap *processing* telah dilakukan sesuai prosedur.
2. Analisis yang digunakan yaitu seismik inversi impedansi akustik *Model Based* dan seismik atribut *Root Mean Square* (RMS) dan *Atribut Envelope*.
3. Penelitian ini terfokus pada reservoir batupasir konglomeratan Formasi Talangakar Bawah

1.5. Lokasi Penelitian

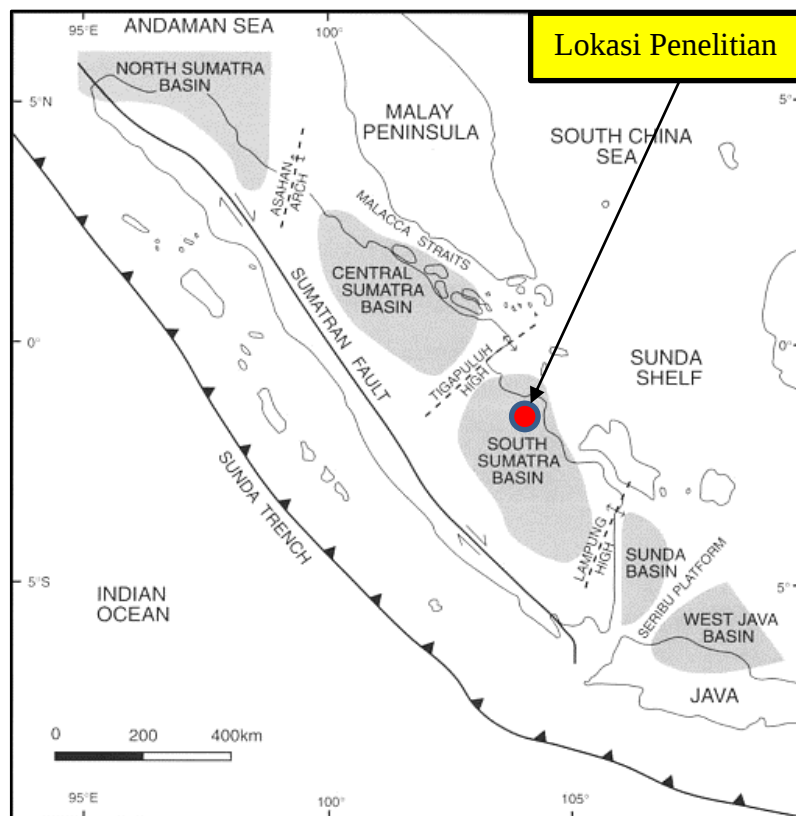
Lokasi penelitian berada pada wilayah teritorial Blok Jabung, Provinsi Jambi, Sumatra Selatan, yang merupakan wilayah kerja *PetroChina International Jabung Ltd.* Secara administratif daerah penelitian termasuk ke dalam wilayah Tanjung Jabung Timur, Provinsi Jambi dengan jarak ± 80 km ke utara dari ibukota Provinsi Jambi seperti ditunjukkan oleh **Gambar 1.1**.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Geologi Regional Sumatra Selatan

Secara umum Pulau Sumatra terdiri atas tiga buah cekungan besar. Ketiga Cekungan itu adalah Cekungan Sumatra Utara (*North Sumatra Basin*), Cekungan Sumatra Tengah (*Central Sumatra Basin*) dan Cekungan Sumatra Selatan (*South Sumatra Basin*). Seperti yang ditunjukkan pada (**Gambar 2.1**).

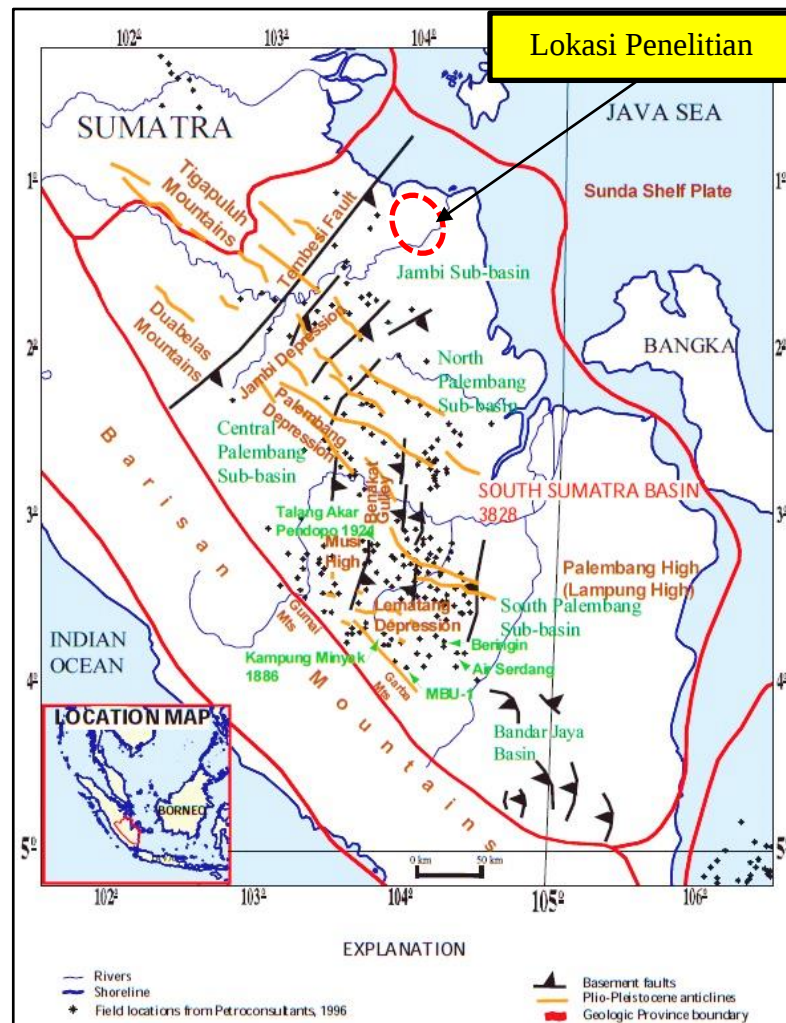


Gambar 2.1. Peta Cekungan Sumatra Selatan (Barber dkk, 2005)

Cekungan Sumatra Selatan adalah salah satu cekungan yang berada di Indonesia bagian barat dengan luas kurang lebih 117.000 km² dan cekungan ini termasuk dalam kategori cekungan busur belakang (*back-arc basin*) yang terbentuk pada saat ekstensi Pra-Tersier dengan arah timur-barat. Cekungan Sumatra Selatan dibagi menjadi empat Sub-Cekungan, yaitu Sub-Cekungan Jambi, Sub-Cekungan Palembang Utara, Sub-Cekungan Palembang Tengah, dan Sub-Cekungan

Palembang Selatan (Bishop, 2001) seperti digambarkan pada **Gambar 2.2**. Menurut Bishop (2001), di bagian Barat laut cekungan ini dijumpai cekungan Sumatra Tengah yang dibatasi oleh Pengunungan Tigapuluh. Pada bagian barat daya, cekungan ini dibatasi oleh Bukit Barisan dan pada bagian timur, dijumpai Cekungan Sunda yang dipisahkan oleh Tinggian Lampung pada laut Jawa.

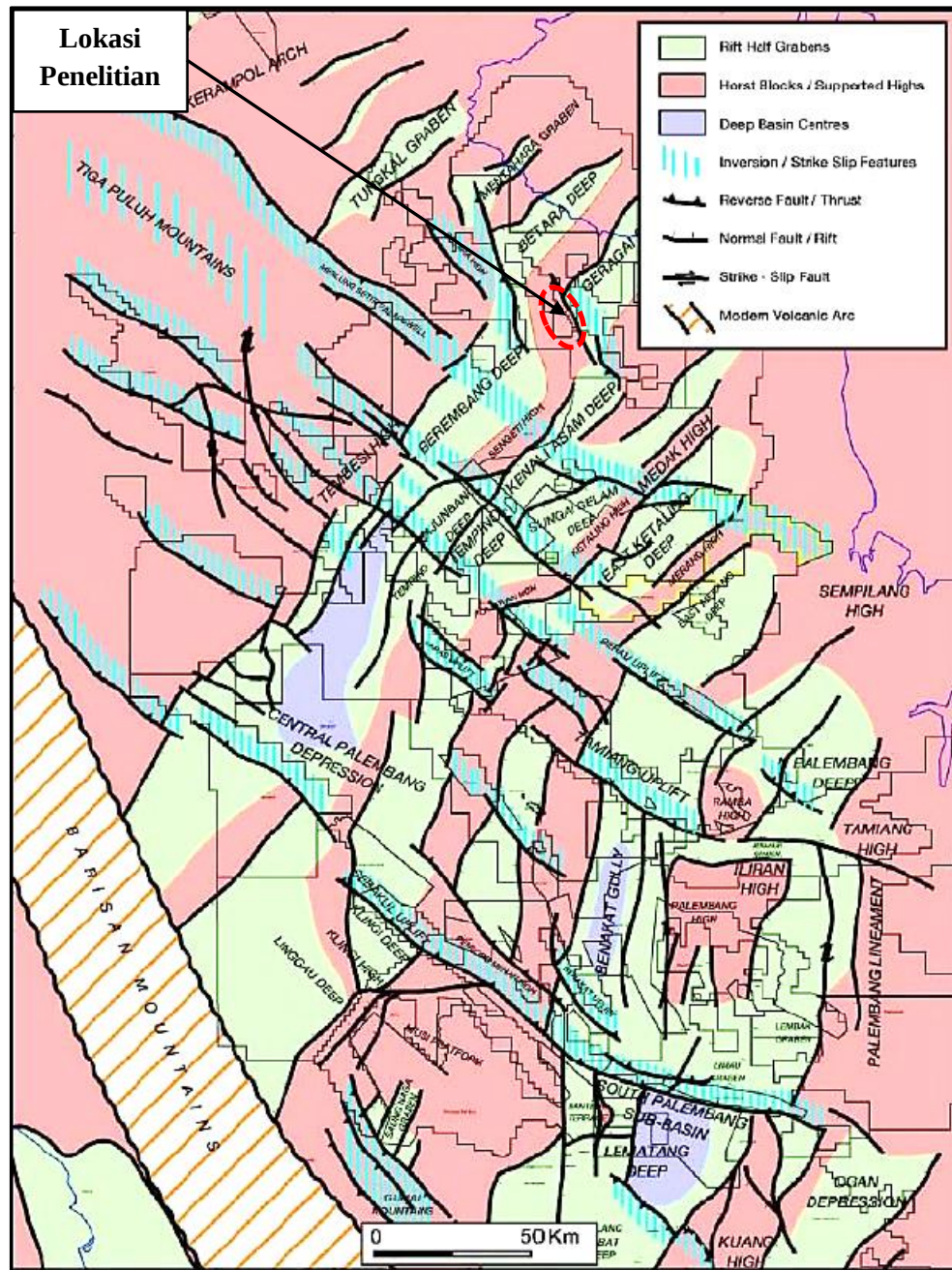
Cekungan Sumatra Selatan terletak di sebelah timur pegunungan barisan dan meluas ke daerah lepas pantai sampai timur laut dibatasi oleh Pegunungan Barisan ke arah barat daya dan Pra-Tersier Paparan Sunda ke arah timur laut (Darman dan Sidi, 2000 dalam Aditama, 2015). Daerah penelitian ini berada pada Lapangan Tabah yang merupakan bagian dari Sub-Cekungan yang berada di regional Sumatra Selatan yaitu Sub-Cekungan Jambi.



Gambar 2.2. Pembagian Sub-Cekungan Sumatra Selatan (Bishoop, 2001)

2.2. Tektonik dan Struktur Geologi Cekungan Sumatra Selatan

Berdasarkan Ginger dan Fielding (2005) sejarah tektonik Cekungan Sumatra Selatan dibagi menjadi tiga megasekuen tektonik seperti pada (**Gambar 2.3**) yaitu:



Gambar 2.3. Elemen struktur utama Cekungan Sumatra Selatan. Orientasi timur laut-barat daya atau utara-selatan menunjukkan umur Eo-Oligosen dan struktur inversi menunjukkan umur Plio-Plistosen (Ginger dan Fielding, 2005)

1. *Syn rift Megasequence* (c.40 - c.29 Ma)

Sebagai hasil subduksi sepanjang palung Sumatra bagian barat, kerak tepi kontinen di daerah Sumatra Selatan terkena tegasan ekstensional besar pada Eosen-Oligosen Awal. Ekstensi ini menghasilkan kerak kontinen yaitu berupa *half graben* yang geometri dan orientasi dipengaruhi oleh heterogenitas *basement* atau batuan umur Pra-Tersier. Mula-mula gaya ekstensional muncul dengan arah orientasi timur-barat menghasilkan beberapa bukaan *horst* dan *graben* dengan arah utara-selatan. Sumatra Selatan mengalami rotasi sebesar 15° berlawanan dengan arah jarum jam sejak Kala Miosen (Hall, 1995 dalam Ginger dan Fielding, 2005) menghasilkan orientasi *graben* yang berarah utara-barat laut dan selatan-tenggara seperti sekarang.

2. *Post-rift Megasequence* (c.29 - c.5 Ma)

Rifting yang terjadi 29 Ma yang lalu membuat lempeng benua di bawah Cekungan Sumatra Selatan semakin menipis. Di sebagian tempat dari cekungan tersebut seperti Sub-Cekungan Palembang. Megasekuen ini membentuk ketebalan sedimen hingga 13.000 *feet*. Penurunan cekungan yang relatif cepat dan kenaikan muka air laut yang juga cepat menyebabkan masa transgresi bertahan cukup lama di cekungan ini hingga 16 Ma atau Miosen Tengah. Penurunan kecepatan *subsidence* yang melambat menyebabkan naiknya suplai sedimen ke dalam cekungan yang menghasilkan serangkaian regresi. Penurunan muka air laut atau regresi ini tidak menunjukkan adanya proses tektonik lokal.

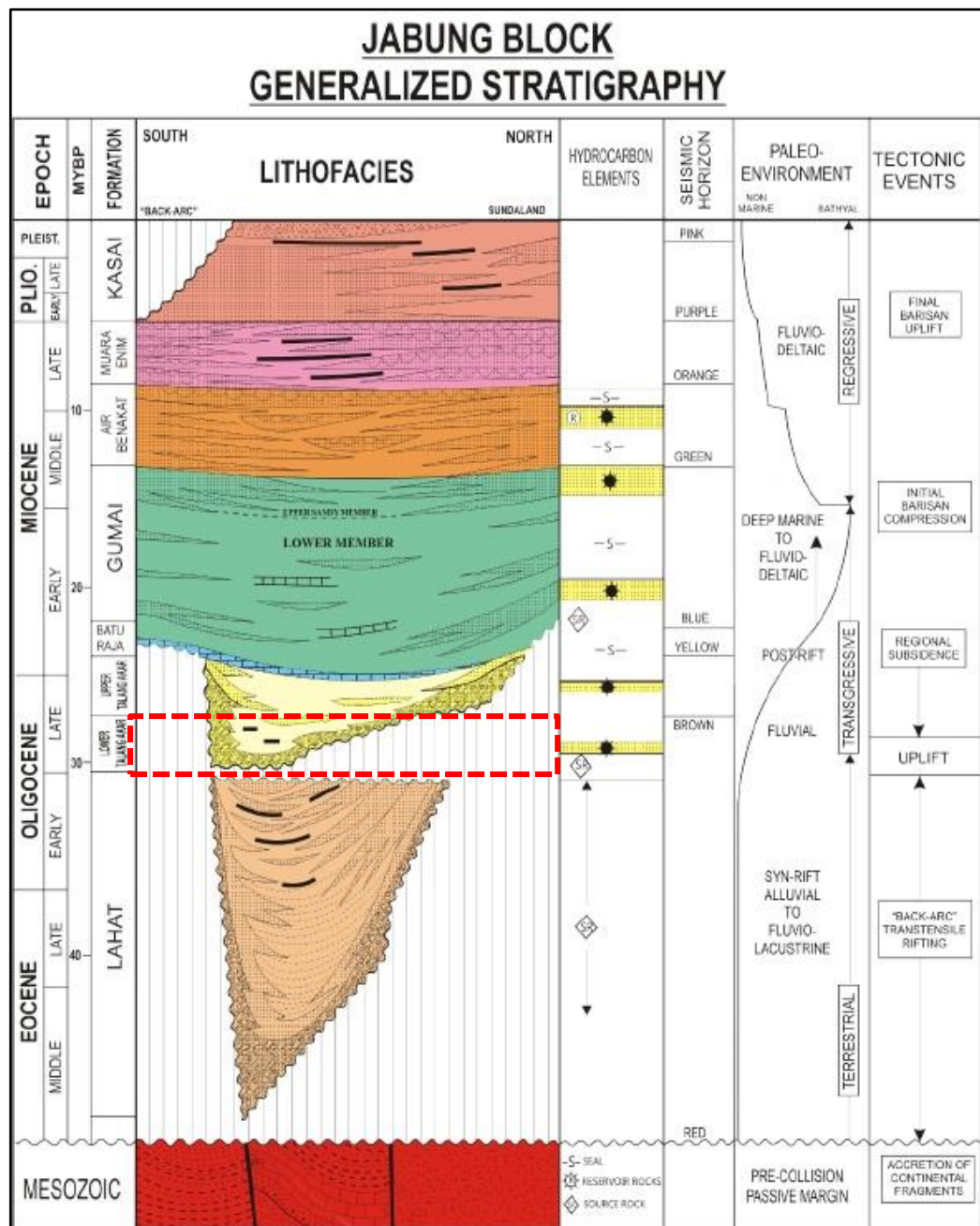
3. *Syn-orogenic/Inversion Megasequence* (c.5 Ma – Sekarang)

Pada proses ini terjadi orogenik, yaitu pembentukan Bukit Barisan, yang terjadi sepanjang Sumatra Selatan dari 5 juta tahun yang lalu hingga saat ini, yang ditandai dengan keberadaan *local uplift*. Lipatan transpressional yang berorientasi memanjang pada arah barat laut - tenggara terbentuk sepanjang cekungan dan memotong tubuh *syn-rift* di bawahnya. Kebanyakan perangkat struktural di bagian tengah cekungan ini dimulai pada megasekuen ini.

2.3. Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan

2.3.1 Stratigrafi Blok Jabung

Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan terdiri dari beberapa formasi, menurut Widianingsih (2017), kronostratigrafi pada Blok Jabung yang diurutkan dari tua ke muda sebagaimana yang digambarkan pada (**Gambar 2.4**) adalah sebagai berikut:



 : Target penelitian berada pada Formasi *Lower Talangakar*

Gambar 2.4. Kolom stratigrafi Blok Jabung, Sumatra Selatan
(Well Report PetroChina, 2016)

1. *Pre Tertiary Basement*

Perselingan yang kompleks dari batuan beku, metamorf dan sedimen yang membentuk *basement* di Blok Jabung disederhanakan menjadi sejumlah lapisan *basement* arah timur laut – barat daya dengan komposisi utama granit dan sebagian kecil dengan arah barat laut – tenggara.

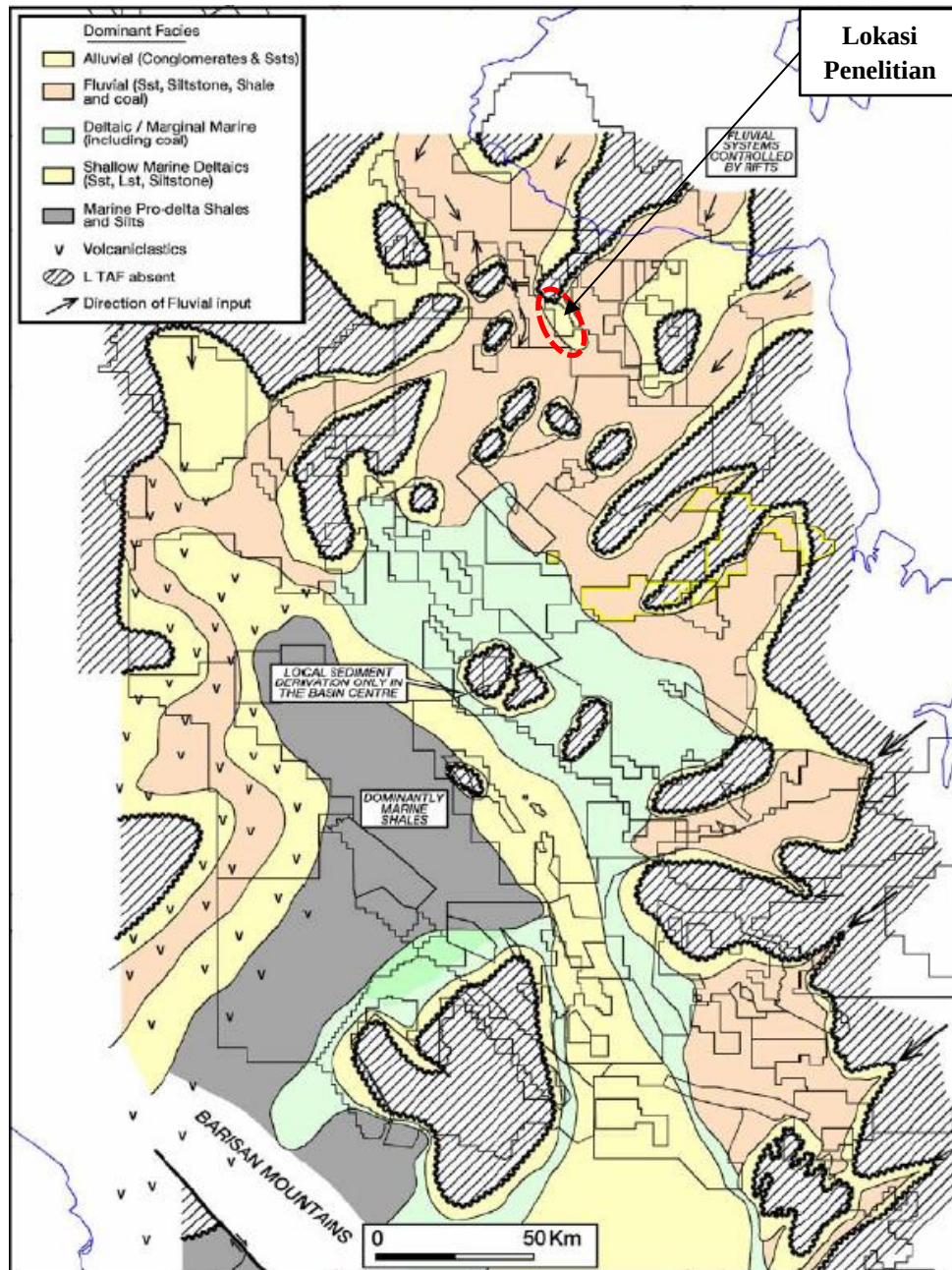
2. Formasi Lahat (*Middle Eocene – Early Oligocene*)

Hasil pengeboran terdiri dari tuf, klastik kasar atau *granite wash* dengan *shale*, *siltstone*, *sandstone*, dan endapan batubara pada lingkungan pengendapan lakustrin.

3. Formasi Talangakar (*Late Oligocene – Lower Early Miocene*)

Selama *late syn rift* sampai awal *post rift* pada fase evolusi tektonik, Cekungan Sumatra Selatan umumnya, dan khususnya pada lokasi Blok Jabung juga mengalami pengendapan pada lingkungan *fluvial* dan *deltaic*. *Lower Talangakar Formation* (LTAF) pada umumnya tersusun oleh sedimen dengan ukuran butir *fine to coarse*, kadang terdiri dari konglomerat, *well sorted* dan suksesi batupasir yang lebih tebal dengan *shale* tipis sebagai salah satu ciri dari formasi yang diendapkan pada lingkungan *alluvial* ke *fluvio-deltaic*. **Gambar 2.5.** merupakan distribusi fasies pada Formasi *Lower Talangakar*.

Dengan terus berlangsungnya pengisian pada topografi rendahan yang umumnya karena penurunan, pada awal Miosen lingkungan pengendapannya secara perlahan berangsur berubah menjadi lingkungan laut. *Upper Talangakar Formation* (UTAF) dicirikan oleh sedimen-sedimen delta sampai laut dangkal yang tersusun oleh suksesi batupasir dan serpih berselingan dan kadang-kadang batugamping.



Gambar 2.5. Distribusi fasies pada Formasi Talangkar Bawah (Ginger dan Fielding, 2005)

4. Formasi Baturaja (*Early Miocene*)

Transgresi berlanjut pada Miosen Awal dengan endapan *shale marine* yang lebih dalam melebihi area *graben* dan kondisi laut yang dangkal pada tinggian tengah cekungan di sisi timur cekungan. Terjadi pengendapan karbonat dan menghasilkan *limestone* pada batas cekungan dan *reef*-nya.

5. Formasi Gumai (*Early Miocene – Middle*)

Transgresi masih berlanjut pada masa ini dan menghasilkan pengendapan *shale* (serpih), *siltstone* (lanau), dan *sandstone* (batupasir) dengan karbonat yang biasanya jarang terbentuk pada tinggian.

6. Formasi Airbenakat (*Middle Miocene*)

Kondisi laut yang dalam perlahan berubah menjadi dangkal kemudian suplai sedimen berkumpul pada garis tepi pantainya. Pada masa pengendapan Formasi Airbenakat (ABF) ini dihasilkan *sandstone* (batupasir) yang kualitasnya bagus sebagai reservoir.

7. Formasi Muaraenim (*Late Miocene*)

Pada masa ini terjadi peningkatan vulkanisme di Bukit Barisan yang menjadi sumber input pada cekungan. Pada sebagian besar sumur di Blok Jabung, Formasi Muaraenim (MEF) ini hanya ditemukan pada lokasi-lokasi tertentu dan kemungkinan sedimennya *fluvial deltaic* dan *coastal swamp*.

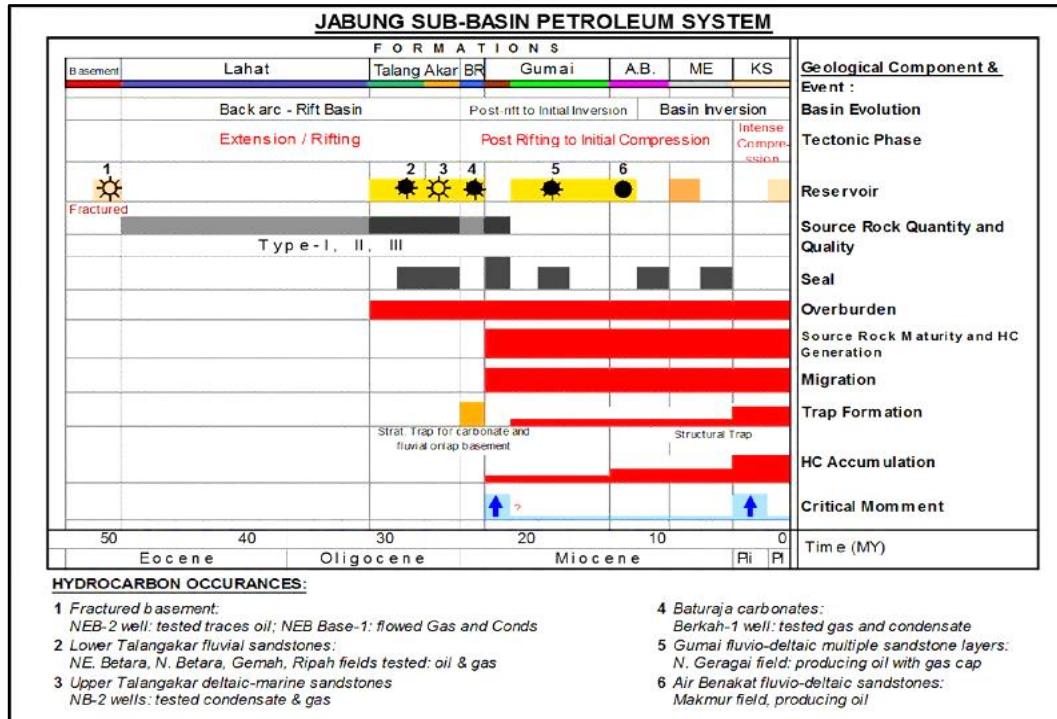
8. Formasi Kasai (*Pliocene-Pleistocene*)

Endapan pada formasi ini berupa tuf, batulempung, dan batupasir vulkanik. Pengendapannya tidak terjadi secara sempurna karena terjadi pengangkatan yang cepat lalu erosi pengaruh lipatan Bukit Barisan dan membentuk morfologi struktur.

2.4. **Petroleum System Cekungan Sumatra Selatan**

Cekungan Sumatra Selatan terdiri dari beberapa sistem *petroleum*. Area dalam penelitian tugas akhir ini yaitu berada pada Blok Jabung dengan sistem *petroleum* Sub-Cekungan Jambi. Cekungan ini telah berproduksi sejak 1995 dari Lapangan *North Geragai* dan Lapangan *Makmur* serta Lapangan *North East Betara* pada tahun 1997 (Marpaung dkk, 2008).

Eksplorasi sistem *petroleum* di cekungan Sumatra Selatan ditandai dengan adanya rembesan minyak dan gas di kaki Bukit Gumai dan Bukit Barisan yang berasosiasi dengan antiklin (Bishop, 2001). Berdasarkan Suta (2016) dalam **(Gambar 2.6)**. Merupakan *petroleum system* yang berkembang di Blok Jabung, Sub-Cekungan Jambi, Sumatra Selatan, sebagai berikut:



Gambar 2.6. Petroleum System Blok Jabung (Suta, 2016)

1. Batuan Induk / Source Rock

Batuan induk merupakan batuan yang berperan sebagai penghasil hidrokarbon yang terdiri dari material organik yang disebut sebagai kerogen yang mengalami proses pematangan (maturasi) menjadi hidrokarbon. *Source rock* yang memungkinkan untuk Cekungan Sumatra Selatan adalah batuan-batuan *fluvio-deltaic*, *marginal marine*, lakustrin yang lokal dan *coaly facies* yang berumur Eosen Akhir sampai Oligosen Awal dari Formasi Lahat/Lemat dan Formasi Talangakar. Formasi Talangakar terdiri dari *oil and gas prone* dengan tipe kerogen I, II dan III sehingga formasi ini memiliki potensi *Sourcerock* yang baik hingga sangat baik dengan TOC berkisar 1.5-8 wt%. Selain itu Oligosen-Miosen *shale* Formasi Gumai memungkinkan matang untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2001).

2. Batuan Reservoir / Reservoir Rock

Reservoir yaitu batuan yang memiliki porositas dan permeabilitas yang berfungsi sebagai menampung fluida. Pada Blok Jabung ini batuan reservoir antara lain yaitu *basement fractured* yaitu area tinggian dari Kala Mesozoik dan Eosen *fractured* terdiri dari granit lapuk dan kuarsit dengan porositas hingga 7% (Sardjito

dalam Bishop, 2001). Formasi Talangakar berumur Kala Oligosen Akhir ke Miosen Awal, yang pengendapannya *onlap* tidak selaras terhadap *basement* dan Formasi Lahat, batuan reservoir Talangakar ini terdiri dari batupasir, batulanau, dan *shale* yang diendapkan di daratan delta. Formasi Talangakar memiliki porositas 15-30 % dengan permeabilitas tinggi sebesar 5 Darcy. Reservoir Talangakar telah terbukti dan masih produksi hingga saat ini di berbagai lapangan di Blok Jabung. Formasi *Lower* Talangakar didominasi oleh pengendapan *non-marine* dan saat ini sudah berkontribusi sebesar 20% dari total akumulasi produksi minyak di Blok Jabung. Reservoir ini mengandung lebih dari 70% dari total cadangan terbukti dan lebih dari 60% sumur eksplorasi di Jabung telah menargetkan formasi ini (Suta dan Xiaoguang, 2005). Formasi Gumai yang terletak pada Miosen Awal-Miosen Tengah juga berperan sebagai reservoir dengan *shallow marine sandstone* berporositas 20%. Formasi Airbenakat yang terbentuk pada Miosen Tengah – Miosen Akhir dengan batupasir yang berporositas 25% yang juga berasosiasi terhadap batubara.

3. Batuan Penutup / *Cap Rock* / *Seal*

Batuan penutup Cekungan Sumatra Selatan secara umum berupa lapisan *shale* cukup tebal, yang berada di atas reservoir Formasi Talangakar dan Gumai itu sendiri (*intraformational seal rock*). *Seal* pada reservoir batugamping, Formasi Baturaja juga berupa lapisan *shale* yang berasal dari Formasi Gumai. Pada reservoir batupasir Formasi Airbenakat dan Formasi Muaraenim, *shale* yang bersifat *intraformational* juga menjadi *seal rock* yang baik untuk menjebak hidrokarbon.

4. Jebakan / *Trap*

Trap yaitu suatu perangkat untuk menjebak dan menutupi hidrokarbon yang terakumulasi. Di Blok Jabung ini *trap* berupa Formasi Gumai *Shale* dengan *High Stand Transgression* dan *Upper* Talangakar, *Upper* Airbenakat dan *Upper* Muaraenim. Sementara untuk jenis *trap* yang berkembang untuk Blok Jabung ini stratigrafi *trap carbonate* hingga struktural *trap* yang dikendalikan oleh sesar hingga formasi yang paling muda.

5. Migrasi / *Migration*

Migrasi yaitu proses perjalanan hidrokarbon dari *source rock* menuju tempat akumulasi. Migrasi hidrokarbon di Blok Jabung, Sub-Cekungan Jambi, Sumatra Selatan mengalami migrasi lateral dan migrasi vertikal yang terjadi pada Kala Miosen hingga Plistosen dari Formasi Gumai sampai dengan Formasi Kasai.

2.5. Stratigrafi Lokal Daerah Penelitian

Berdasarkan data dari sumur-sumur di Lapangan Tabah dapat digolongkan menjadi beberapa satuan batuan/ formasi berdasarkan umur tua ke muda yaitu *Basement* atau batuan dasar dengan umur Pra-Tersier, Formasi Talangakar Bawah dengan umur Oligosen Akhir dan Talangakar Atas dengan umur Miosen Awal yang ditunjukkan pada (**Gambar 2.7**). Berdasarkan data log *gamma ray* sumur Tabah-4 dibuat kolom stratigrafi daerah penelitian karena data log tersebut dapat mewakili stratigrafi lokal daerah penelitian berdasarkan satuan litologinya.

1. *Basement*

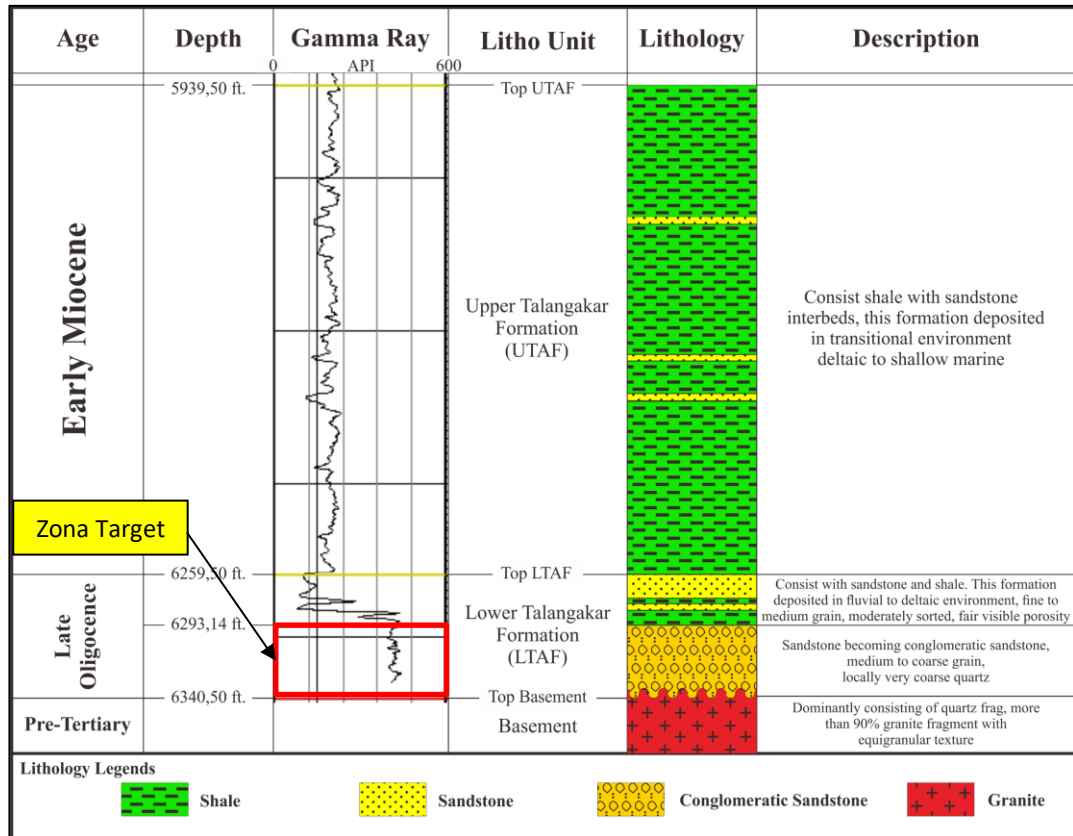
Basement atau batuan dasar dijumpai pada kedalaman 6340,5 ft. *Basement* ini berumur Pra-Tersier dengan litologi penyusunya didominasi oleh batuan granit.

2. Formasi Talangakar Bawah

Formasi Talangakar Bawah dijumpai pada kedalaman 6259,5 ft hingga 6340,5 ft. Formasi ini berumur Oligosen Akhir dengan litologi penyusun berupa batupasir dengan dengan perselingan batulempung. Formasi ini menjadi target penelitian dikarenakan memiliki indikasi keberadaan hidrokarbon. Target penelitian yang dilakukan berada pada interval batupasir konglomeratan yang dijumpai pada kedalaman 6293,14 ft hingga 6340,5 ft.

3. Formasi Talangakar Atas

Formasi Talangakar Atas dijumpai pada kedalaman 5939 ft hingga 6259,5 ft. Formasi ini berumur Miosen Awal. Secara umum litologi penyusun dari formasi ini didominasi oleh endapan berupa batulempung dengan sisipan batupasir dimana merupakan ciri dari lingkungan pengendapan transisi *deltaic to shallow marine*.



Gambar 2.7. Kolom Stratigrafi lokal berdasarkan data sumur Tabah-4 daerah penelitian

2.6. Penelitian Terdahulu

Beberapa peneliti terdahulu yang pernah melakukan penelitian mengenai Blok Jabung, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan sebagai berikut:

1. Suta dan Utomo (2006, dalam Slatt, 2006) melakukan penelitian terintegrasi mengenai karakterisasi pengembangan reservoir dan eksplorasi di daerah Jabung, Sub-cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan. Penelitian yang mereka lakukan yaitu dengan menggunakan data seismik 3D seluas 445 km², log konvensional dari 30 sumur, 4 sumur dengan data RFT dan MDT, data sumur lain seperti SWC, FMI log, data *core*, dan sebagainya. Hasil penelitian tersebut menyebutkan bahwa Formasi Talangakar Bawah merupakan formasi pembawa hidrokarbon yang paling utama di daerah tersebut. Reservoir hidrokarbon pada Formasi Talangakar terbagi menjadi “reservoir atas” dan “reservoir bawah”. Kedua reservoir tersebut terpisahkan oleh lapisan tebal *floodplain shale* dan *marine shale*. Reservoir bagian bawah tersusun dari batupasir tebal, berbutir halus hingga konglomerat dan batu pasir berukuran

kerikil yang terendapkan dari lingkungan sungai teranyam (*braided stream*). Reservoir bagian atas tersusun dari batupasir berbutir halus, sortasi baik dan memiliki kualitas yang bagus sebagai reservoir.

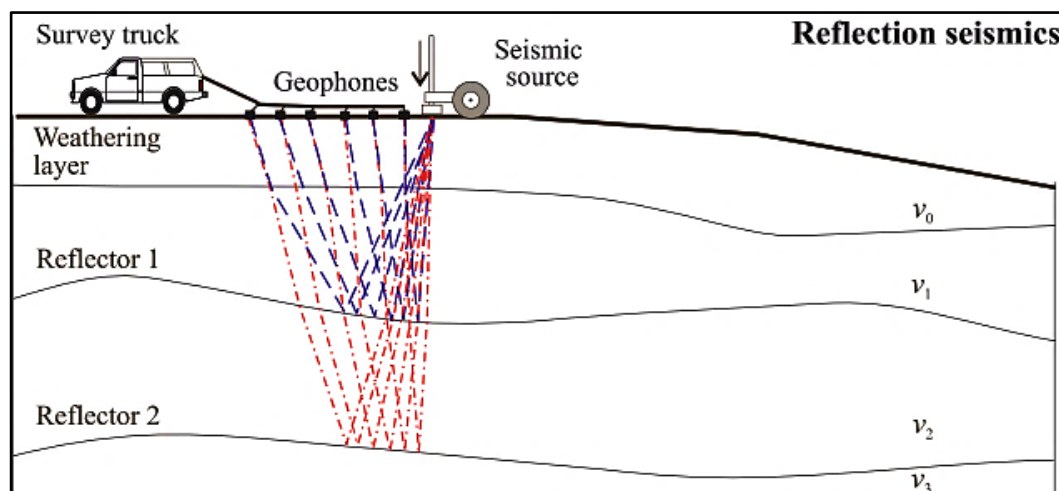
2. Putra (2017) melakukan penelitian analisis fasies, lingkungan pengendapan, perhitungan petrofisika, serta analisis *rock type* pada interval Formasi Talangakar Bawah dan konglomerat di Blok Jabung, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan. Penelitian ini menggunakan data *core*, *sidewall core*, petrografi, XRD, SEM dan elektrofasis pada *well log*. Hasil yang diperoleh yaitu interval Formasi Talangakar Bawah merupakan fasies lingkungan sungai dengan tipe *meandering river* dan interval konglomerat merupakan fasies *talus slope* dan *debris flow* yang terendapkan pada lingkungan *proximal alluvial fan* yang terbentuk di dekat *granitic basement high*.

BAB III

DASAR TEORI

3.1. Metode Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi adalah suatu metode geofisika eksplorasi yang memanfaatkan perambatan gelombang elastik yang dihasilkan oleh suatu sumber pada permukaan untuk mendapatkan gambaran bawah permukaan. Pada survei seismik gelombang elastik diperoleh dari berbagai sumber seperti ledakan dinamit, vibroseis, *weight-drop* atau *sledgehammer*. Gelombang yang terpantulkan dari sumber akan terekam oleh *receiver* yang berupa *geophone* seperti yang digambarkan pada (Gambar 3.1). Hasil yang diperoleh dari survei seismik ini berupa penampang untuk menggambarkan struktur bawah permukaan.



Gambar 3.1. Prinsip metode seismik refleksi (Knödel, 2007)

3.2. Komponen Seismik Refleksi

3.2.1 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi

Bumi sebagai medium rambat gelombang seismik tersusun dari peralapisan batuan yang memiliki sifat fisis yang berbeda-beda, terutama sifat fisis batuan (ρ) dan cepat rambat gelombang (V). Sifat fisis tersebut adalah sifat fisis yang mempengaruhi reflektivitas seismik. Berdasarkan konsep tersebut sehingga dapat dilakukan perkiraan bentuk lapisan/struktur bawah permukaan. Penerapan konsep

tersebut kemudian disebut sebagai Impedansi Akustik, dimana sebagai karakteristik akustik suatu batuan dan merupakan perkalian antara densitas dan cepat rambat gelombang.

$$AI = \rho \cdot V \quad (3.1)$$

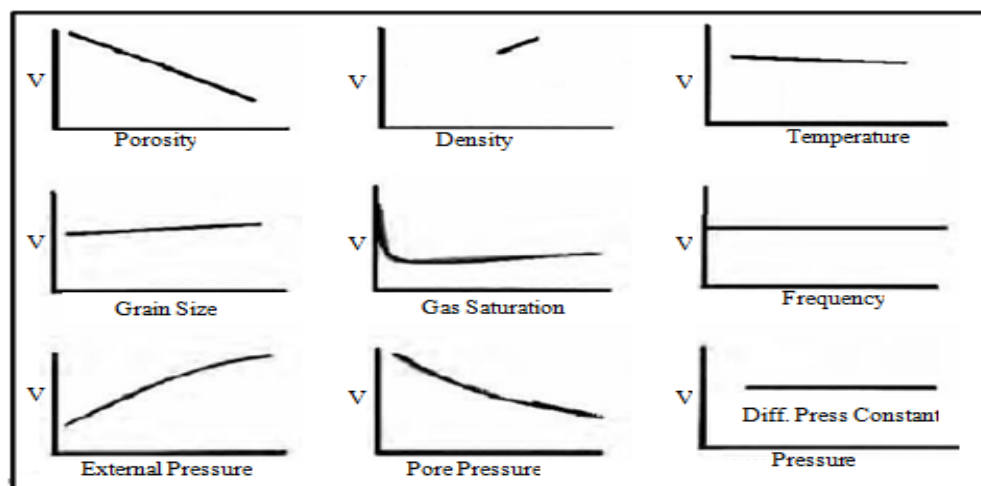
dengan,

AI : Impedansi Akustik (gr/cm^3) * (m/s),

ρ : Densitas (gr/cm^3),

V_p : Kecepatan gelombang kompresional (m/s).

Dalam mengontrol harga AI, kecepatan mempunyai arti yang lebih tinggi daripada densitas (Sukmono, 2002). Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan dari pada densitas. AI dianalogikan dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras (*hard rock*) dan sukar dimampatkan, seperti batugamping mempunyai AI yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai AI rendah. Bidang batas antar lapisan umumnya berkaitan dengan bidang sedimentasi, ketidakselarasan dan lain-lain. Dalam penjalarannya, gelombang seismik sering dituliskan dalam bentuk *raypath*, dan berlaku hukum Snellius. Berikut ini merupakan faktor-faktor yang mempengaruhi kecepatan rambat gelombang seperti pada (**Gambar 3.2**).



Gambar 3.2. Efek beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik (Sukmono, 1999)

Dalam Sukmono (1999), energi seismik yang terus menjalar ke dalam bumi akan diserap dalam tiga bentuk berikut:

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

Refleksi seismik terjadi bila ada perubahan atau kontras pada AI. Koefisien refleksi merupakan cerminan dari bidang batas medium yang memiliki harga impedansi akustik yang berbeda ditunjukkan pada (**Gambar 3.3**). Untuk koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat merupakan perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang, yang dirumuskan:

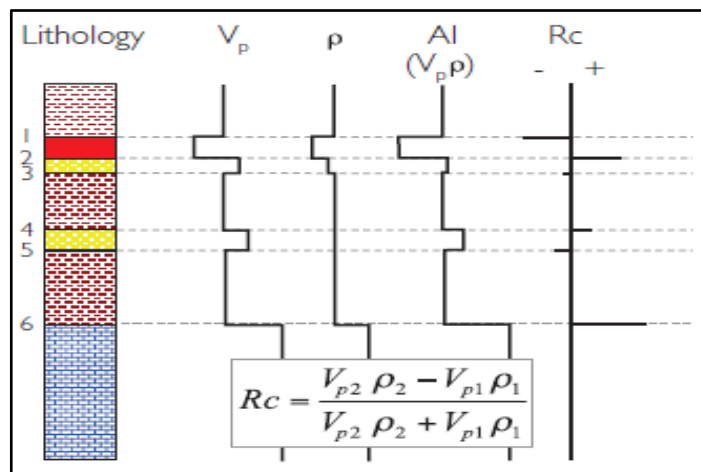
$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (3.2)$$

dengan,

AI_1 : Accoustic Impedance Lapisan Satu

AI_2 : Accoustic Impedance Lapisan Dua

RC : Reflection Coefisient (Koefisien Refleksi)



Gambar 3.3. Hubungan antara Koefisien Refleksi dengan Impedansi Akustik (Simm dan Bacon, 2014)

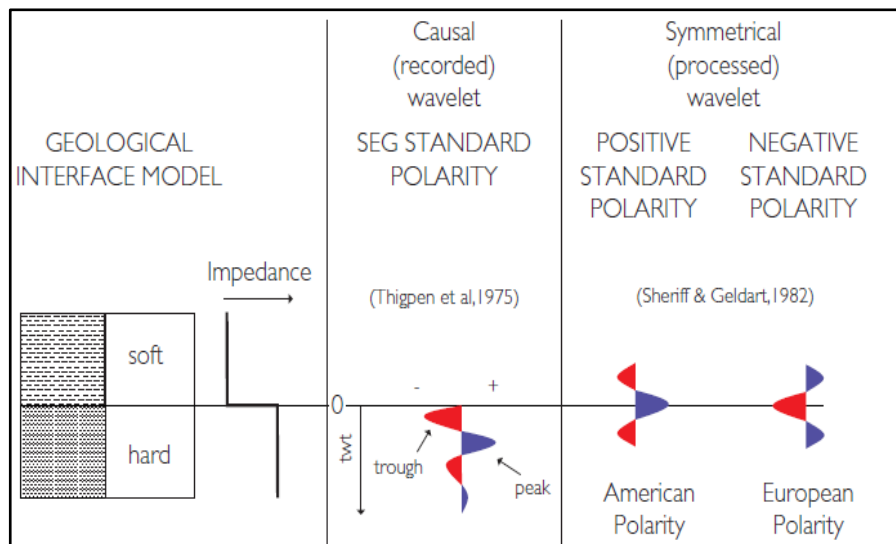
3.2.2 Polaritas dan Fasa

Polaritas merupakan suatu konvensi rekaman dan penampang dari data seismik (**Gambar 3.4**). SEG (*Society Exploration of Geophysics*) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut:

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

Polaritas mempunyai peranan sangat kritis dalam interpretasi dan oleh karenanya harus dipahami pada awal interpretasi. Polaritas dapat ditentukan dari:

1. Keterangan penampang seismik
2. Menghitung jenis polaritas untuk batas impedansi akustik yang pasti.
3. Membandingkan data seismik dengan data sumur pada saat pengikatan data seismik dan sumur.



Gambar 3.4. (a) Model *Impedance*, (b) *Wavelet* fasa minimum, dan (c) *Wavelet* fasa nol (Simm dan Bacon, 2014)

Gelombang seismik yang ditampilkan dalam rekaman seismik dapat dikelompokkan menjadi dua jenis yaitu fase minimum dan fase nol. Pada gelombang fase minimum, energi yang berhubungan dengan batas AI terkonsentrasi pada *onset* di bagian muka gelombang tersebut, sedangkan pada fase

nol, batas AI akan terdapat pada *peak* bagian tengah. Dibandingkan dengan fase minimum, fase nol mempunyai beberapa kelebihan:

1. Untuk spektrum amplitudo yang sama, sinyal fase nol akan selalu lebih pendek dan beramplitudo lebih besar daripada fase minimum, sehingga rasio *signal to noise* nya juga akan lebih besar.
2. Amplitudo maksimum sinyal fase nol umumnya akan selalu berimpit dengan *spike* refleksi, sedangkan pada kasus fase minimum amplitudo maksimum tersebut terjadi setelah *spike* refleksi terkait.

3.2.3 Wavelet

Wavelet merupakan gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi menjadi 4 jenis (**Gambar 3.5**), yaitu:

1. Zero Phase Wavelet

Wavelet berfasa nol mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini mempunyai resolusi dan *standout* yang maksimum. *Wavelet* berfasa nol (disebut juga *wavelet* simetris) merupakan jenis *wavelet* yang lebih baik dari semua jenis *wavelet* yang mempunyai spektrum amplitudo yang sama.

2. Minimum Phase Wavelet

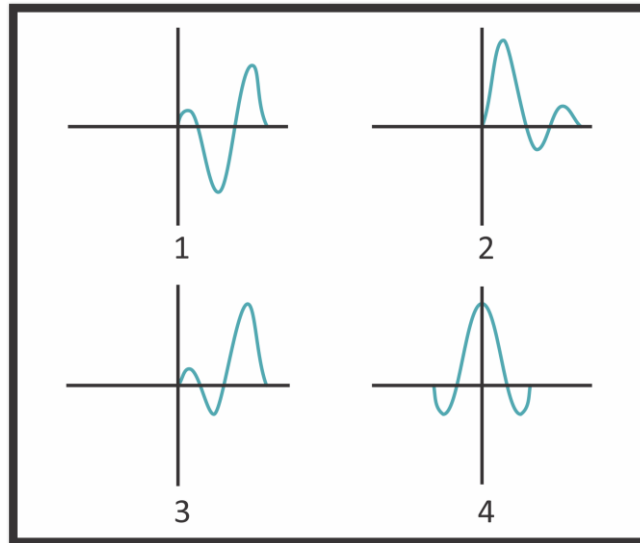
Wavelet berfasa minimum memiliki energi yang terpusat pada bagian depan. Dibandingkan jenis *wavelet* lain dengan spektrum amplitudo yang sama, *wavelet* berfasa minimum mempunyai perubahan atau pergeseran fasa terkecil pada tiap-tiap frekuensi. Dalam terminasi waktu, *wavelet* berfasa minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya.

3. Maximum Phase Wavelet

Wavelet berfasa maksimum memiliki energi yang terpusat secara maksimal di bagian akhir dari *wavelet* tersebut, jadi merupakan kebalikan dari *wavelet* berfasa minimum.

4. *Mixed Phase Wavelet*

Wavelet berfasa campuran merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.



Gambar 3.5. Jenis-jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energinya, yaitu (1) *mixed wavelet*, (2) *minimum phase wavelet*, (3) *maximum wavelet*, dan (4) *zero phase wavelet* (Sismanto, 2006)

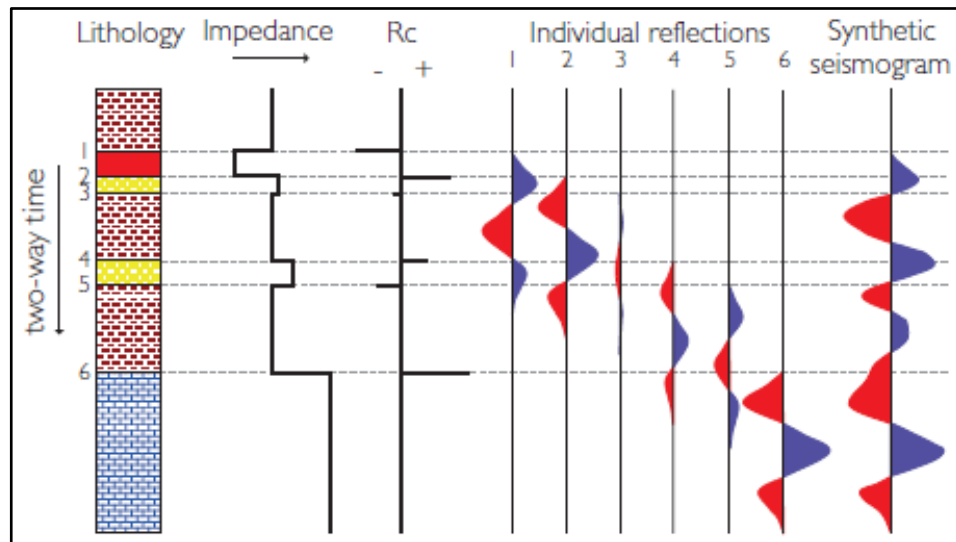
3.2.4 *Well Seismic Tie*

Well Seismic Tie atau pengikatan data seismik dan sumur dilakukan untuk meletakkan horison seismik dalam skala waktu pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang di-*plot* pada skala kedalaman.

a. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik dibuat dengan cara mengkonvolusikan *wavelet* dengan data KR yang ditunjukkan pada (**Gambar 3.6**).

Data koefisien refleksi diperoleh dari data log sonik dan densitas. *Wavelet* yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan *bandwith* yang sama dengan penampang seismik. Seismogram sintetik final merupakan superposisi dari refleksi-refleksi semua reflektor.



Gambar 3.6. Ilustrasi pembentukan seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan *wavelet* (Simm dan Bacon, 2014)

b. *Check-Shot Survey*

Checkshot survey dilakukan untuk mendapatkan *Time-Depth curve* yang digunakan untuk pengikatan data seismik dan sumur, perhitungan kecepatan interval, kecepatan rata-rata dan koreksi data sonik pada pembuatan seismogram sintetik. Pada *checkshot survey*, kecepatan diukur dalam lubang bor dengan sumber gelombang di atas permukaan. Pengukurannya dilakukan pada horison-horison yang ditentukan berdasarkan data log geologi dan waktu *first break* rata-rata untuk tiap horison dilihat dari hasil pengukuran tersebut.

c. *Vertical Seismic Profile (VSP)*

VSP hampir sama dengan *checkshot survey*. Perbedaannya adalah pada VSP dipakai *geophone* yang lebih banyak dan interval pengamatannya tidak lebih dari 30 m, sehingga didapatkan rekaman penuh selama beberapa detik. Gelombang ke bawah berasal dari refleksi *first break* atau multipelnya dan pada rekamannya akan menentukan waktu tempuh yang meningkat terhadap kedalaman. VSP mempunyai beberapa kelebihan, yaitu:

1. refleksi dapat diikat langsung dari rekaman sismik ke data sumur.
2. *multiple* dapat dengan mudah diidentifikasi.
3. refleksi dari reflektor di bawah TD masih dapat dievaluasi.

3.2.5 Resolusi Seismik

Dalam konteks seismik, resolusi dapat didefinisikan sebagai kemampuan untuk membedakan antara dua fitur geologi yang saling berdekatan (Knödel, 2007). Sedangkan menurut (Sukmono, 1999), resolusi didefinisikan sebagai jarak minimum antara dua obyek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik dan berhubungan erat dengan fenomena interferensi.

Resolusi ditentukan oleh panjang gelombang sinyal seismik dan kedalaman target (z). Panjang gelombang pendek (frekuensi lebih tinggi) memberikan hasil dengan resolusi yang lebih baik daripada yang lebih panjang. Panjang gelombang berbanding lurus dengan kecepatan gelombang (v) dalam material yang sesuai dan berbanding terbalik dengan (dominan) frekuensi f dari sinyal seismik: $\lambda = v / f$.

Resolusi seismik sendiri terbagi menjadi 2 macam, yaitu resolusi vertikal dan resolusi lateral.

1. Resolusi Vertikal

Resolusi vertikal adalah kemampuan untuk memisahkan lapisan atas dengan lapisan bawahnya secara vertikal. Widess (1973) dalam Knödel (2007) mengusulkan $1/8 \lambda$ sebagai batas minimal resolusi vertikal. Akan tetapi dengan mempertimbangkan kehadiran *noise* dan efek pelebaran *wavelet* terhadap kedalaman maka batas minimal resolusi vertikal yang dipakai adalah $1/4 \lambda$ (panjang gelombang). Jika ketebalannya kurang dari itu maka hanya akan tampak satu *interface* saja. Ketebalan minimal yang masih dapat dibedakan disebut sebagai *tuning thickness*. Kecepatan gelombang akan bertambah seiring bertambahnya kedalaman, sedangkan frekuensi akan semakin rendah karena efek dari atenuasi. Dengan demikian *tuning thickness* akan bertambah besar. Sebagai contoh, pada (**Gambar 3.7**) menunjukkan tubuh batugamping berkecepatan tinggi yang membaji ke dalam tubuh batulempung yang berkecepatan lebih rendah.

Frekuensi gelombang seismik lebih kecil dibandingkan frekuensi yang dihasilkan pada data log sumur. Semakin kecil frekuensi dan kecepatan maka gelombang akan semakin besar. Panjang gelombang (λ) tergantung pada kecepatan (v) dan Frekuensi (f) seperti pada persamaan berikut:

$$\lambda = v/f \quad (3.3)$$

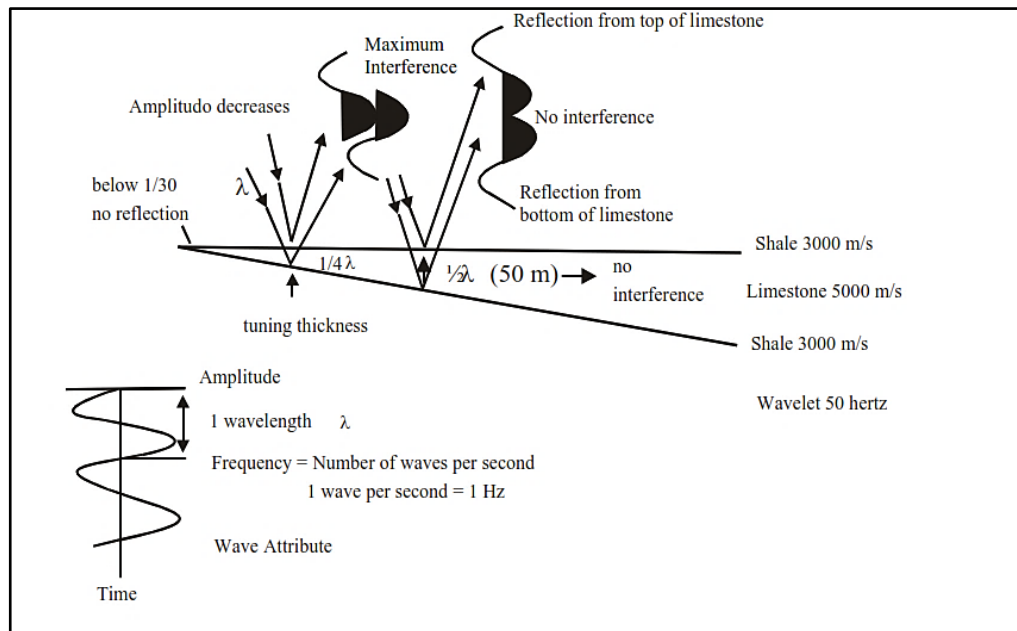
dengan,

λ : Panjang gelombang (m)

v : Kecepatan rata-rata (m/s)

f : Frekuensi dominan seismik (Hz)

Dari persamaan 3.3 dapat diidentifikasi bahwa semakin kecil panjang gelombangnya, maka pelapisan yang dapat terdeteksi semakin kecil.



Gambar 3.7. Efek interferensi yang berhubungan dengan batuan dengan AI tinggi yang terletak pada batuan dengan AI rendah (Sukmono, 1999)

2. Resolusi Horisontal

Resolusi horisontal yaitu kemampuan seismik untuk membedakan dua titik yang berdekatan secara lateral dikenal juga dengan Zona Fresnel yaitu bagian dari reflektor dimana dipantulkan ke *geophone* atau *hydrophone* setelah separuh siklus atau seperempat panjang gelombang setelah terjadinya refleksi pertama. Radius Zona Fresnel ini dapat dihitung dengan rumus berikut:

$$rf = \frac{v}{2} \sqrt{t / f} \quad (3.4)$$

dengan,

rf : Radius zona Fresnel (m)

v : Rata-rata kecepatan (m/s)

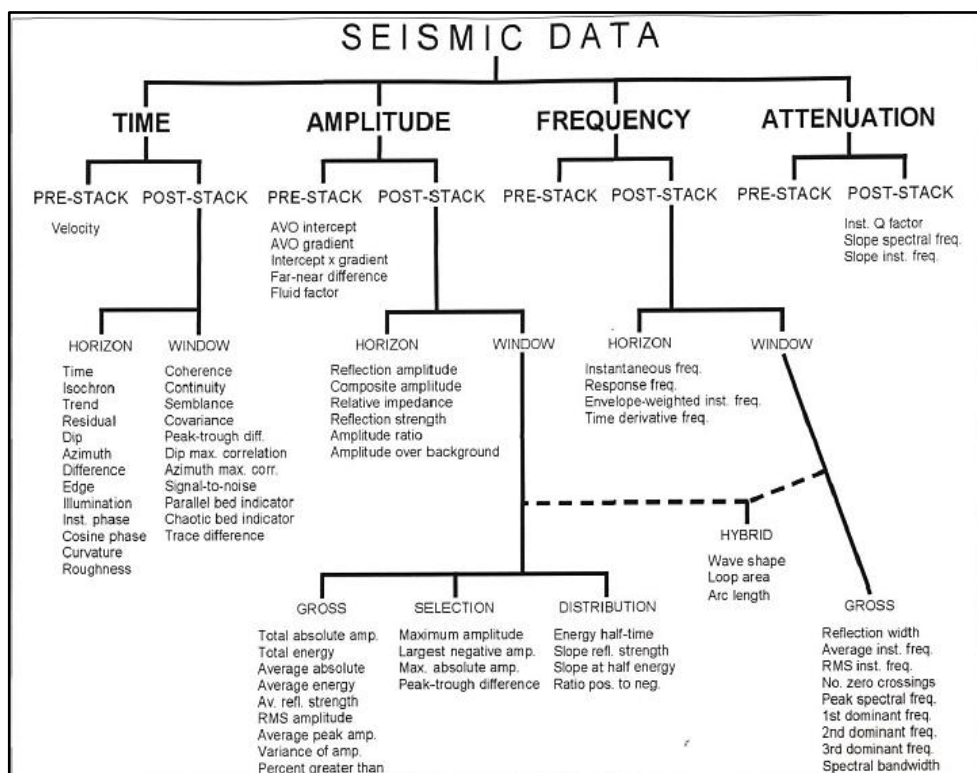
f : Frekuensi dominan seismik (Hz)

t : TWT (s).

3.3. Seismik Atribut

Seismik Atribut didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Barnes, 1999). Seismik atribut adalah semua jenis data seismik yang secara visual dapat membantu dalam meningkatkan atau melakukan kuantifikasi fitur-fitur menarik hasil interpretasi seismik (Chopra dan Marfurt, 2007). Dengan kata lain, seismik atribut adalah turunan atau kuantitas hasil ekstraksi data seismik yang dapat dianalisis untuk memperkaya informasi dari data seismik konvensional. Contoh dari seismik atribut adalah waktu, amplitudo, frekuensi, dan atenuasi.

Atribut seismik sekarang telah mengalami banyak perkembangan sehingga semakin banyak informasi yang dapat diekstrak dan ditampilkan untuk keperluan interpretasi. Brown (1999), membuat klasifikasi atribut yang sering digunakan untuk interpretasi data seismik 3D. Pengelompokan atribut dari data seismik didasarkan pada arti fisis, proses pengolahan dan jenis data. Klasifikasi seismik atribut ditunjukkan pada **Gambar 3.8**.



Gambar 3.8. Klasifikasi seismik atribut (Brown, 1999)

3.3.1 Atribut Amplitudo RMS (*Root Mean Square*)

Dalam penelitian ini penulis menggunakan atribut amplitudo sebagai salah satu metode dalam analisis indikator langsung hidrokarbon. Atribut amplitudo merupakan atribut paling dasar dari jejak seismik yang diturunkan dari perhitungan statistik. Atribut amplitudo ini banyak digunakan untuk mengidentifikasi anomali amplitudo akibat adanya hidrokarbon seperti *bright spot*, *dim spot* maupun *flat spot*. Menurut Anstey (1973) dalam Sukmono (2002) arti penting dari atribut ini adalah bahwa ia menghilangkan pengaruh distorsi dari polaritas refleksi dan fasa *wavelet* dari amplitudo seismik. Hal ini mengakibatkan *brightspot* lebih mudah terlihat dan juga memungkinkan perbandingan relatif antar anomali amplitudo.

Lebih spesifik lagi, dalam penelitian ini penulis menggunakan jenis atribut amplitudo akar kuadrat rata-rata (*Root Mean Square/ RMS*). Prinsip dasar atribut ini adalah akar kuadrat rata-rata dari kuadrat amplitudo dalam interval waktu tertentu. Perhitungan atribut ini dilakukan dengan cara memasukan nilai amplitudo positif dan negatif yang dikuadratkan kemudian diakarkan, sehingga hasilnya akan menunjukkan amplitudo yang bernilai positif. Seperti dirumuskan pada persamaan 3.5, maka komputasi RMS akan sensitif terhadap perubahan nilai amplitudo tinggi

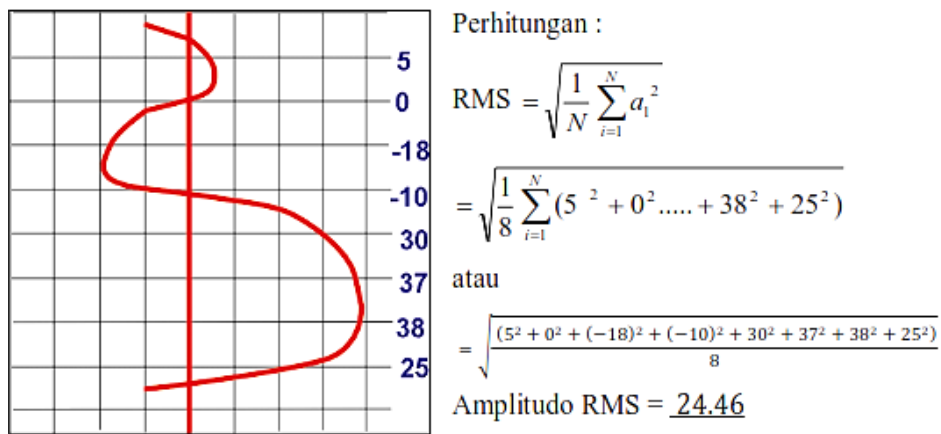
ataupun rendah. Adapun contoh sederhana dari perhitungan amplitudo RMS seperti yang ditunjukkan (**Gambar 3.9**).

$$\text{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2} \quad (3.5)$$

dengan,

N: jumlah sampel amplitudo pada jendela analisis

a : besar amplitudo



Gambar 3.9. Ilustrasi perhitungan RMS amplitudo (Sukmono, 2002)

3.3.2 Atribut *Envelope*

Atribut *Envelope* disebut juga sebagai *Reflection strength* atau disebut juga sebagai *instantaneous amplitude* yang merefleksikan energi total suatu sinyal seismik pada suatu waktu tertentu. Atribut ini merupakan akar total energi sinyal seismik yang terjadi pada waktu sesaat. Atribut *envelope* berhubungan erat dengan nilai amplitudo. Prinsipnya, atribut ini dapat diimajinasikan sebagai sebuah amplop (*envelope*) yang menyelubungi nilai besar dan kecilnya amplitudo seismik. Bila amplitudonya tinggi, maka energi juga akan demikian dan sebaliknya.

Persamaan atribut *envelope* dapat ditulis sebagai berikut:

$$\text{Envelope } A(t) = \sqrt{f^2(t) + h^2(t)} \quad (3.6)$$

dengan,

$f(t)$: trace real

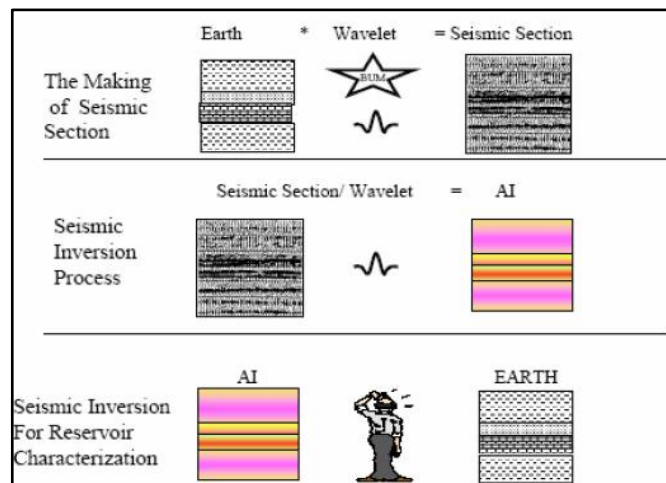
$h(t)$: trace imajiner

Atribut *envelope* sensitif terhadap perubahan akustik impedansi yang secara langsung dapat dikaitkan dengan perubahan litologi, porositas, keberadaan hidrokarbon, dan lapisan tipis. *Reflection strength* yang bernilai tinggi berasosiasi dengan perubahan litologi secara signifikan akibat adanya ketidakselarasan atau perubahan lingkungan pengendapan. Atribut ini juga dapat digunakan sebagai DHI yang ditandai dengan adanya kenaikan atau penurunan impedansi akustik secara signifikan.

Jenis atribut ini sering disebut juga sebagai amplitudo sesaat atau kuat refleksi ($A(t)$) yang berguna dalam identifikasi DHI, menganalisis variasi lateral fluida, litologi dan stratigrafi dalam reservoir. Kelemahan dari atribut *envelope*, karena merata-ratakan semua amplitudo sehingga amplitudo kecil akan hilang dan berkurangnya resolusi vertikal.

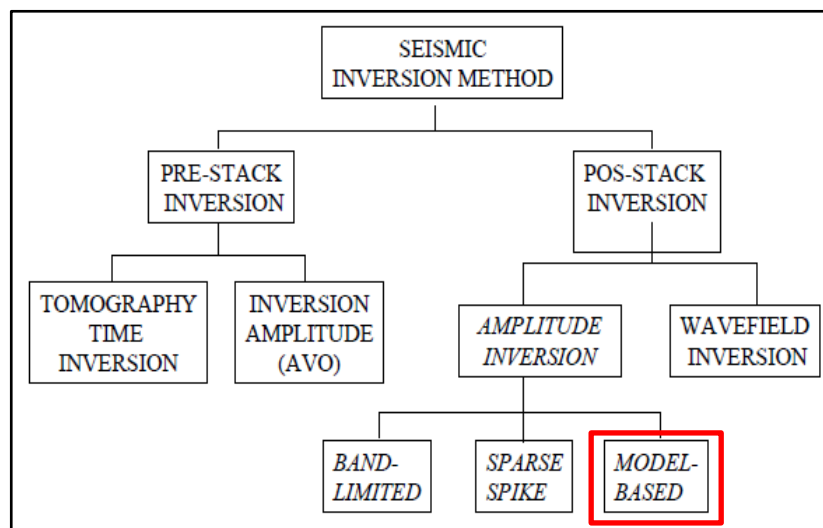
3.4. Seismik Inversi

Seismik inversi dapat didefinisikan sebagai suatu teknik pembuatan model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai pengontrolnya (Sukmono, 2000). Inversi merupakan kebalikan dari pemodelan dengan metoda ke depan (*Forward modelling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi yang ditunjukkan pada (**Gambar 3.10**). Tujuan dasar dari inversi seismik adalah melakukan transformasi data seismik refleksi menjadi nilai kuantitatif sifat fisik serta deskripsi reservoir.



Gambar 3.10. Ilustrasi perbedaan antara *Forward Modeling* (a) dan *Inverse Modeling* (b) (Sukmono, 2000)

Metode seismik inversi secara garis besar dapat dibagi menjadi dua yaitu inversi *post-stack* dan inversi *pre-stack* yang ditunjukkan pada (**Gambar 3.11**). Inversi *pre-stack* merupakan pengolahan data seismik sebelum di *stacking* sedangkan *post-stack* dilakukan setelah data seismik di *stacking*. Inversi *pre-stack* bertujuan untuk menurunkan parameter elastik dalam penentuan karakter batuan, sedangkan inversi *post-stack* bertujuan mendapatkan kembali nilai koefisien refleksi dari rekaman seismik yang selanjutnya digunakan untuk menentukan nilai impedansi akustik lapisan batuan.



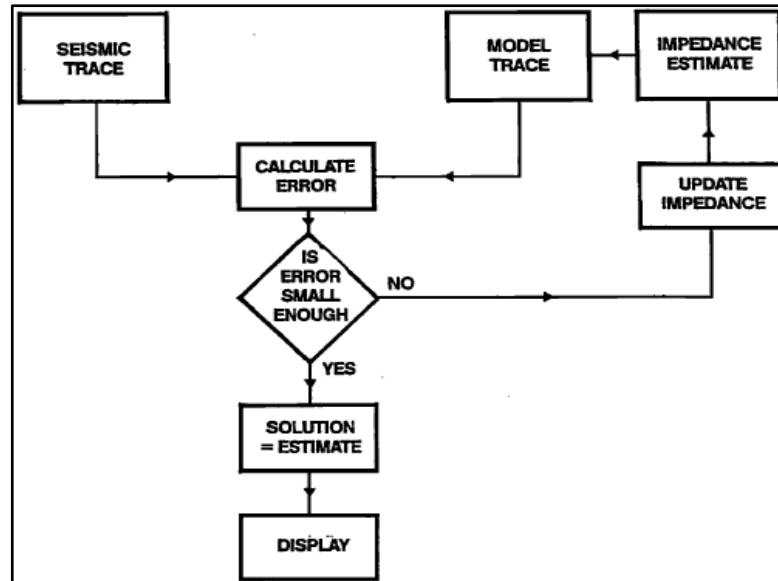
Gambar 3.11. Jenis-jenis inversi berdasarkan data masukan (Sukmono, 2000)

3.4.1 Inversi Berbasis Model (*Model Based Inversion*)

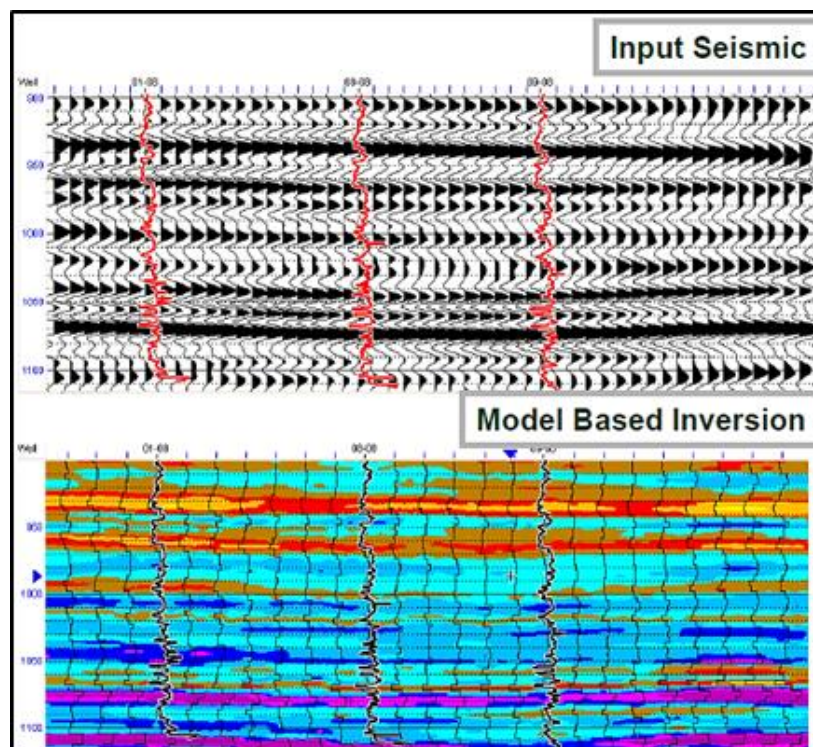
Pada metode ini langkah yang pertama dilakukan adalah membangun model geologi, kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik, diperbaharui secara *iterative* sehingga didapatkan kecocokan yang lebih baik dengan data seismik (**Gambar 3.12**). Semakin banyak iterasinya maka koefisien korelasi antara seismik sintetik dan seismik *real* semakin besar dan *error* semakin kecil. Hasil keluarannya yaitu berupa model yang sesuai dengan data masukan sebagaimana yang digambarkan pada (**Gambar 3.13**).

Hubungan antara model dengan data seismik dapat dijelaskan dengan metode *Generalized Linear Inversion* (GLI), yaitu suatu proses yang dilakukan dengan cara membuat model seismik (impedansi) yang kemudian dibandingkan

dengan rekaman seismik secara berulang-ulang (proses iterasi) sampai didapatkan kesalahan terkecil diantara keduanya. Model seismik dengan kesalahan terkecil yang akan dijadikan penyelesaian untuk diubah menjadi impedansi akustik.



Gambar 3.12. Diagram alir proses inversi *Model Based* (Russell, 1988)



Gambar 3.13. *Input* seismik dan *output* yang dihasilkan dari inversi berdasarkan model (Hampson dan Russel, 2006)

Metode ini juga disebut metode *blocky* karena impedansi akustik yang dihasilkan tersusun atas blok-blok kecil sehingga mempermudah untuk menentukan batas atas dan bawah suatu lapisan. Kelemahan dari metode ini adalah ketidakunikan hasil inversi. Artinya kemungkinan diperoleh lebih dari satu model yang sesuai dengan data seismik aslinya akibat proses iterasi yang digunakan. Keunggulan metode inversi berbasis model adalah resolusi efektif dari model yang dihasilkan jauh lebih baik dari inversi *post-stack* lainnya dan hasil yang didapat memiliki kontrol yang baik karena menghindari inversi langsung dari data seismik.

Hasil akhir dari suatu proses inversi data seismik adalah berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih lengkap dari data seismik. Perubahan amplitudo pada data seismik hanya mencerminkan suatu bidang perlapisan antar batuan. Sedangkan impedansi akustik mencerminkan sifat fisis batuan yang dengan mudah dapat langsung dikonversikan sebagai karakter suatu reservoir, seperti ketebalan, porositas, maupun fluida pengisi batuan.

3.5. Reservoir Konglomerat

3.5.1 Reservoir

Reservoir adalah bagian kerak bumi yang mengandung minyak dan gas bumi. Pada umumnya reservoir memiliki karakteristik yang berbeda-beda tergantung dari komposisi, temperatur dan tekanan pada tempat dimana terjadi akumulasi hidrokarbon di dalamnya. Cara terdapatnya minyak bumi di bawah permukaan haruslah memenuhi beberapa syarat, yang merupakan unsur-unsur suatu reservoir minyak bumi (Koesoemadinata, 1980). Unsur tersebut adalah:

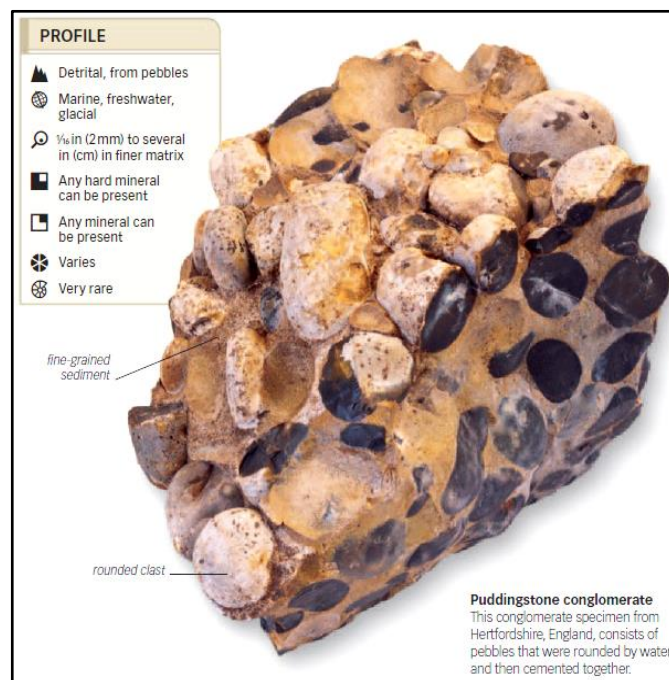
1. Batuan Reservoir, sebagai wadah yang diisi dan dijenuhi oleh minyak dan gas bumi. Biasanya batuan reservoir berupa lapisan batuan yang berongga-rongga ataupun berpori-pori.
2. Lapisan Penutup (*Cap-rock*), yaitu suatu lapisan yang tidak permeabel atau lulus minyak, yang terdapat di atas suatu reservoir dan menghalang-halangi minyak dan gas yang keluar dari reservoir.
3. Perangkap Reservoir (*Reservoir trap*), yaitu suatu unsur pembentuk reservoir yang bentuknya sedemikian rupa sehingga lapisan beserta

penutupnya merupakan bentuk konkav ke bawah dan menyebabkan minyak dan gas bumi berada di bagian teratas reservoir. Bentuk perangkap ini sangat ditentukan oleh cara terdapatnya minyak bumi, yaitu selalu berasosiasi dengan air dimana air mempunyai berat jenis yang jauh lebih tinggi.

3.5.2 Batuan Reservoir

Batuan reservoir adalah wadah di bawah permukaan yang mengandung minyak dan gas. Ruangan penyimpanan minyak dalam reservoir berupa rongga-rongga atau pori-pori yang terdapat di antara butiran mineral atau dapat pula di dalam rekahan batuan yang mempunyai porositas rendah. Pada hakikatnya setiap batuan dapat bertindak sebagai batuan reservoir asal mempunyai kemampuan untuk dapat menyimpan serta melepaskan minyak bumi. Dalam hal ini batuan reservoir harus mempunyai porositas yang memberikan kemampuan untuk menyimpan, juga kelulusan atau permeabilitas yaitu kemampuan untuk melepaskan minyak bumi itu. Jadi, secara singkat dapat disebutkan bahwa reservoir harus berongga-rongga atau berpori-pori yang berhubungan (Koesoemadinata, 1980).

3.5.3 Pengertian Konglomerat



Gambar 3.14. Batuan sedimen konglomerat (Smithsonian, 2012)

Batuan Sedimen silisiklastik yang mempunyai ukuran butir lebih dari 2 mm (*gravel size*) disebut sebagai konglomerat atau breksi. Konglomerat memiliki bentuk butir yang membulat sedangkan disebut breksi apabila bentuk butirnya meruncing. Konglomerat atau breksi dibedakan dengan batupasir maupun batulempung berdasarkan persentase material sedimen berukuran *gravel* (Blair & McPherson, 1999), sedangkan menurut (Williams, 1982 dalam Boggs, 2009) menyebutkan batuan sedimen dapat dikatakan sebagai konglomerat jika fragmen berukuran *gravel* lebih dari 50% (**Gambar 3.14**).

Berdasarkan laporan PetroChina (2016) dalam Setyowiyoto (2017) interval konglomerat ialah nama interval pada bagian paling bawah dari *Lower Talangakar Formation* (LTAF) yang berada di antara interval Formasi *Lower Talangakar* dengan batuan dasar granitik. Konglomerat tersusun atas komponen fragmen dan matriks. Fragmen merupakan butir sedimen yang berukuran lebih besar, sedangkan matriks merupakan sedimen berukuran halus yang berfungsi sebagai pengikat fragmen. Berdasarkan butir penyusunnya, konglomerat lebih banyak disusun oleh fragmen klastika batuan daripada individu kristal mineral. Apapun jenis batuan baik berupa batuan beku, *metamorf* atau sedimen dapat hadir dalam bentuk konglomerat, tergantung daripada batuan sumber dan kondisi pengendapannya. Beberapa konglomerat terdiri dari hanya jenis-jenis klastika yang paling stabil dan tahan lama seperti kuarsit, rijang ataupun vena kuarsa (Boggs Jr., 2009).

3.5.4 Klasifikasi Konglomerat

Menurut Pettijohn (1975 dalam Boggs Jr., 2009), konglomerat dan breksi diklasifikasikan menjadi dua bagian berdasarkan asalnya yaitu *extraformational* dan *intraformational*. Konglomerat epiklastik *extraformational* disusun oleh klastika batuan yang berasal dari luar formasi atau cekungan sedimen. Sedangkan, konglomerat *intraformational* disusun oleh klastika batuan yang berada di lingkungan deposisi yang sama. Deposisi ini dapat terjadi dalam hitungan waktu jam atau harian. Selain konglomerat atau breksi epiklastik, terdapat juga breksi vulkanik, breksi kataklastik dan lain-lain seperti disajikan pada **Tabel 3.1**.

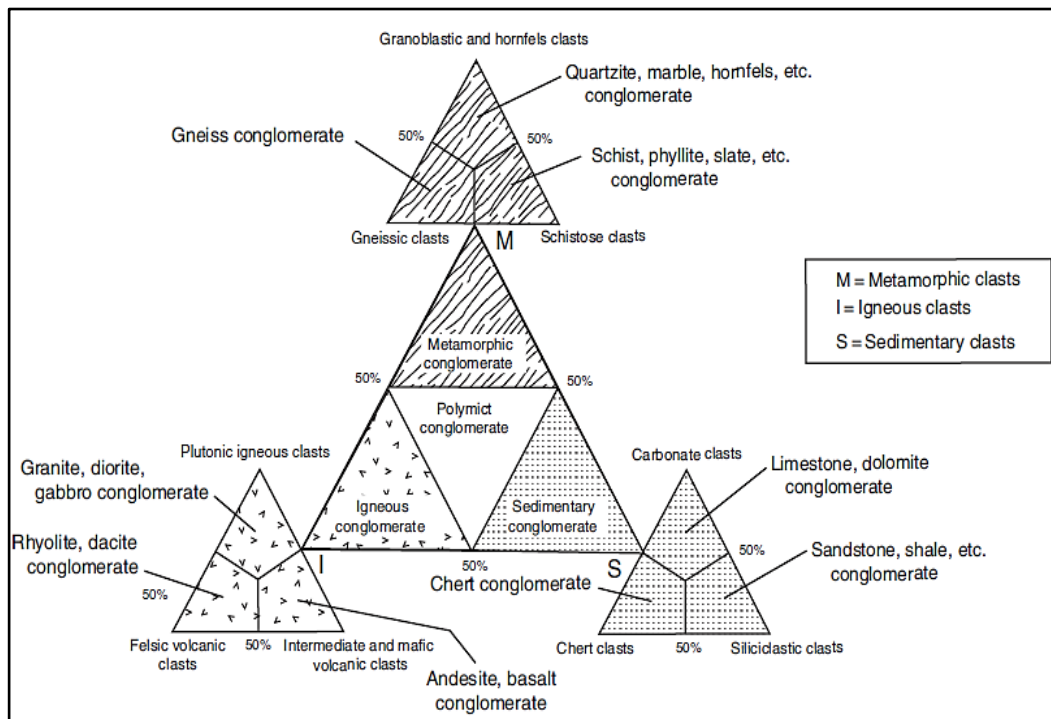
Tabel 3.1. Tipe genetis konglomerat dan breksi (Boggs Jr., 2009)

Major types	Subtypes	Origin of clasts
Epiclastic conglomerate and breccia	Extraformational conglomerate and breccia	Breakdown of older rocks of any kind through the processes of weathering and erosion; deposition by fluid flows (water, ice) and sediment gravity flows
	Intraformational conglomerate and breccia	Penecontemporaneous fragmentation of weakly consolidated sedimentary beds; deposition by fluid flows and sediment gravity flows
Volcanic breccia	Pyroclastic breccia	Explosive volcanic eruptions, either magmatic or phreatic (steam) eruptions; deposited by airfalls or pyroclastic flows
	Autobreccia	Breakup of viscous, partially congealed lava owing to continued movement of the lava
	Hyaloclastic breccia	Shattering of hot, coherent magma into glassy fragments owing to contact with water, snow, or water-saturated sediment (quench fragmentation)
Cataclastic breccia	Landslide and slump breccia	Breakup of rock owing to tensile stresses and impact during sliding and slumping of rock masses
	Tectonic breccia: fault, fold, crush breccia	Breakage of brittle rock as a result of crustal movements
	Collapse breccia	Breakage of brittle rock owing to collapse into an opening created by solution or other processes
Solution breccia		Insoluble fragments that remain after solution of more soluble material; e.g. chert clasts concentrated by solution of limestone
Meteorite-impact breccia		Shattering of rock owing to meteorite impact

Selain menggunakan istilah resmi konglomerat atau breksi, penyebutan nama konglomerat atau breksi juga dapat diakhiri dengan komposisi klastika penyusun konglomerat, misalnya konglomerat kuarsit, konglomerat rijang, dan sebagainya. Selain itu dapat juga dengan menyebutkan ukuran butir dominannya, seperti konglomerat krakalan (*pebble conglomerate*). Penggunaan nama lingkungan pengendapan juga sering disebutkan dalam istilah penamaan konglomerat, misalnya konglomerat *fluvial*, *debris flow conglomerate*, dan sebagainya. Menurut Boggs Jr. (2009) klasifikasi penamaan konglomerat atau breksi dapat menggunakan berbagai metode, salah satunya pengelompokan berdasarkan jenis klastika penyusun konglomerat: batuan sedimen, batuan beku,

batuan metamorf, atau campuran dari ketiganya yang disebut sebagai konglomerat polimik.

Gambar 3.15. menunjukkan klasifikasi konglomerat atau breksi berdasarkan jenis batuan penyusunnya. Klasifikasi deskriptif ini berguna sebagai alat untuk mengidentifikasi perbedaan komposisi konglomerat dan dalam menghubungkan komposisi klastika dengan sumber sedimen asal (*provenance*).



Gambar 3.15. Klasifikasi konglomerat atau breksi berdasarkan jenis batuan penyusun klastika (Boggs Jr., 2009)

3.5.5 Lingkungan Pengendapan Konglomerat

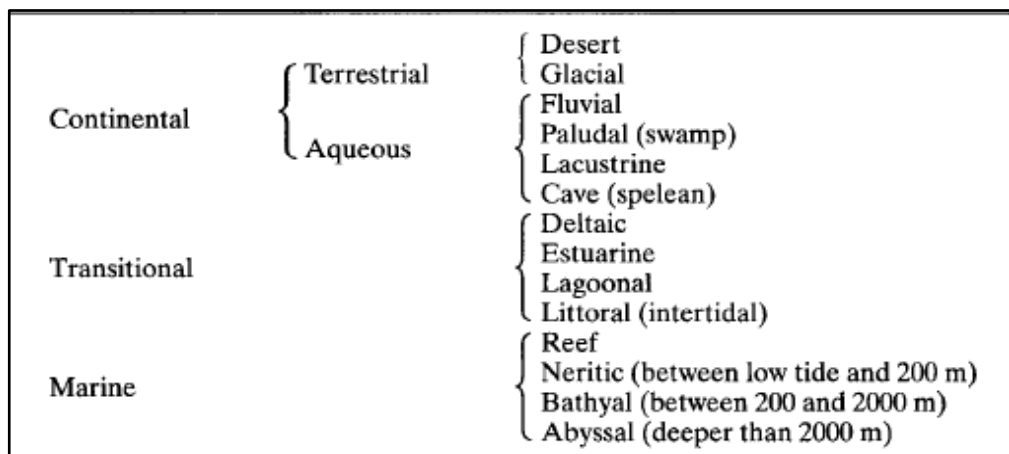
Lingkungan pengendapan adalah bagian dari permukaan bumi dimana proses fisik, kimia dan biologi berbeda dengan daerah yang berbeda dari permukaan bumi yang lainnya. Contohnya termasuk gurun, lembah, sungai dan delta. Faktor yang membedakan suatu lingkungan pengendapan di atas meliputi, flora dan fauna lingkungan, geologi, geomorfologi, iklim, cuaca, dan jika terletak di bawah permukaan air termasuk juga kedalaman, temperatur, salinitas dan sistem arus airnya (Selley, 1985).

Klasifikasi lingkungan pengendapan menurut Selley (2000) secara umum dapat dibagi menjadi tiga lingkungan pengendapan utama yaitu, *continental*,

transitional, dan *marine* (**Gambar 3.16**). Lingkungan pengendapan *continental* meliputi lingkungan pengendapan pada daerah daratan seperti gurun, glacial, fluvial, rawa, *lacustrine* ataupun gua. Lingkungan pengendapan *transitional* meliputi lingkungan pengendapan pada daerah batas antara daratan dan laut seperti delta, *estuarine*, *lagoon* atau daerah pasang surut, sedangkan lingkungan pengendapan *marine* meliputi lingkungan pengendapan laut seperti terumbu, wilayah *neritic*, *bathyal* dan *abyssal*.

Karakteristik tekstur dan struktural konglomerat dihasilkan karena pengendapan kondisi lingkungan tertentu. Kerikil diendapkan di lingkungan modern mulai dari fluvial ke laut dalam oleh berbagai aliran fluida, aliran es, dan proses aliran gravitasi sedimen. Setiap lingkungan tempat konglomerat diendapkan dicirikan oleh serangkaian proses pengendapan tertentu, yang menghasilkan konglomerat dengan tekstur dan struktur sedimen yang berbeda yang mencerminkan proses pengendapan.

Formasi Talangakar menurut penelitian terdahulu, diendapkan dalam lingkungan pengendapan *fluvial* dan *deltaic* sampai laut dangkal. Formasi Talangakar Bawah tersusun dari batupasir tebal, berbutir halus dan batupasir berukuran kerikil yang terendapkan dari lingkungan sungai teranyam (*Braided Stream*) sedangkan interval konglomerat terendapkan pada lingkungan *proximal alluvial fan* yang terbentuk di dekat *granitic basement high*.



Gambar 3.16. Klasifikasi lingkungan pengendapan (Selley, 2000)

BAB IV

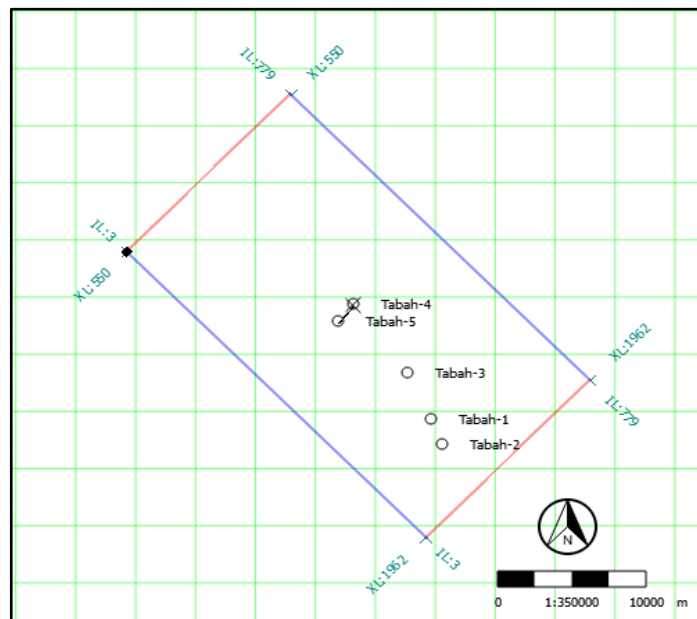
METODOLOGI PENELITIAN

4.1. Ketersediaan Data

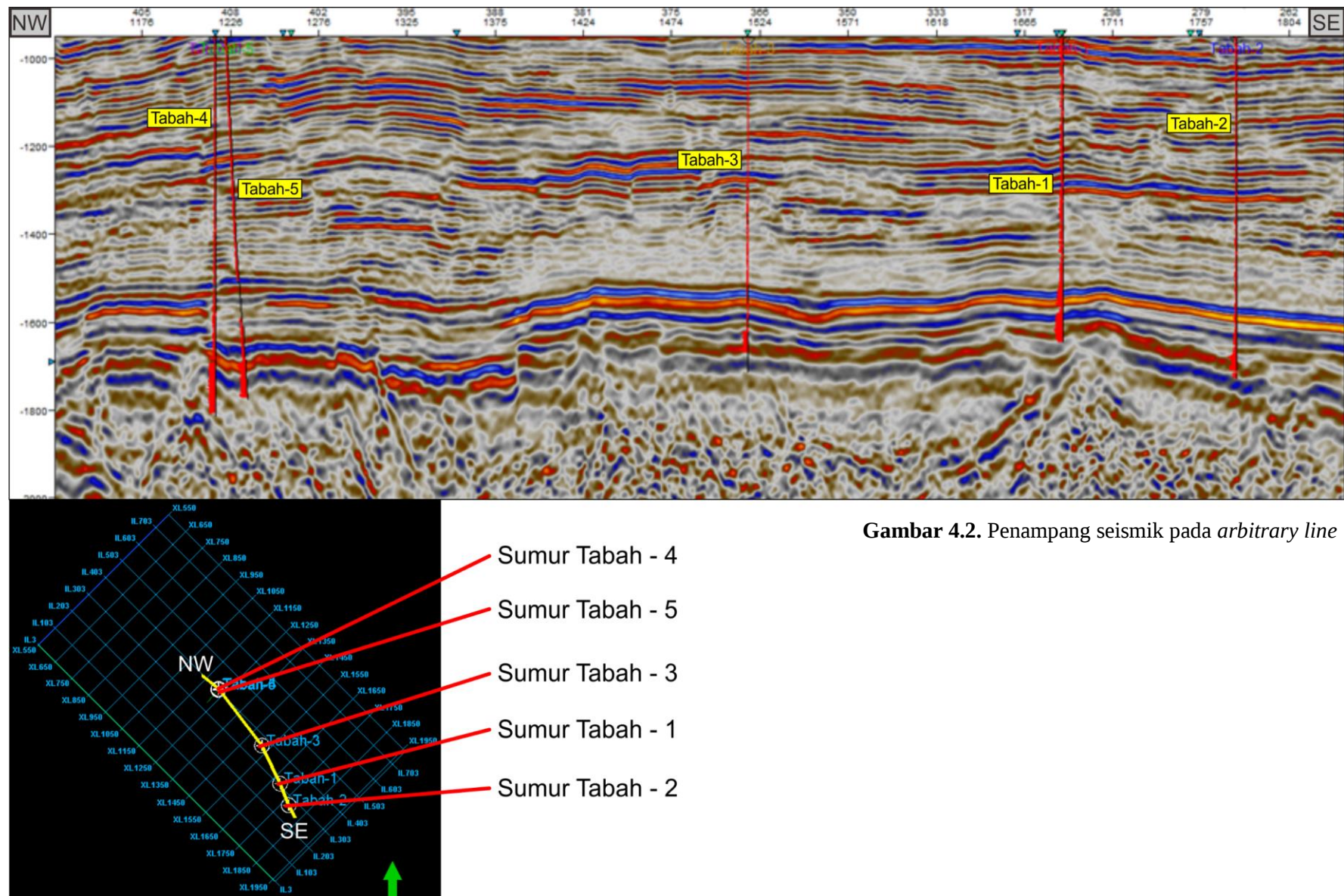
Pada penelitian ini menggunakan beberapa data utama seperti data volume seismik 3D *Post-Stack Time Migration*, data sumur, data survei *checkshot*, data geologi dan data *marker* sebagai berikut:

4.1.1 Data Seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini berupa data seismik 3D *Post-Stack Time Migration* dalam bentuk format SEG-Y dengan panjang perekaman 5000 ms serta memiliki interval pencuplikan sampel (*sampling rate*) sebesar 2 ms dan jenis polaritasnya yaitu *reverse polarity* dengan fasa nol (*zero phase*) dalam ketentuan SEG. Daerah penelitian ini meliputi area yang dibatasi oleh garis *inline* 3-779 dan *xline* 550-1962. **Gambar 4.1** merupakan *Basemap* survei seismik pada Lapangan Tabah beserta posisi sumur. Sedangkan **Gambar 4.2** merupakan penampang seismik pada *arbitrary line*.



Gambar 4.1. *Basemap* survei seismik Lapangan Tabah beserta posisi sumur



Gambar 4.2. Penampang seismik pada *arbitrary line*

4.1.2 Data Sumur

Pada Lapangan Tabah terdapat 5 buah sumur yang terdiri dari 4 sumur vertikal (Tabah-1, Tabah-2, Tabah-3, Tabah-4) dan 1 sumur *directional*/deviasi (Tabah-5). Data sumur ini digunakan dalam proses *well seismic tie* dengan menggunakan log densitas dan log sonik untuk menghasilkan sintetik seismik. Keseluruhan data sumur dilengkapi dengan *Well report*. Data *Drill Stem Test* (DST) yang tersedia digunakan untuk validitas dalam karakterisasi reservoirnya.

Tabel 4.1. Data sumur pada Lapangan Tabah

Nama Sumur	Jenis Log						
	Gamma Ray	Density	Neutron Porosity	Resistivity	Sonic	Total Gas	Check shot
Tabah-1	√	√	√	√	√		√
Tabah-2	√	√	√	√	√		√
Tabah-3	√	√	√	√	√	√	√
Tabah-4	√	√	√	√	√	√	√
Tabah-5	√	√	√	√	√	√	√

4.1.3 Data Checkshot

Data *Checkshot* merupakan data yang digunakan untuk kepentingan WST guna menyamakan domain antara data sumur yang berupa domain kedalaman dengan data seismik yang berupa domain waktu.

4.1.4 Data Geologi

Pada penelitian ini digunakan data geologi sebagai data tambahan berupa informasi geologi regional, struktur geologi, stratigrafi, *petroleum system*, serta litologi log sumur daerah penelitian. Informasi geologi regional, struktur geologi, stratigrafi dan *petroleum system* dapat menjelaskan sejarah pembentukan cekungan daerah penelitian yaitu pada Cekungan Sumatra Selatan dan berfungsi untuk membantu menganalisis dan interpretasi penelitian ini.

4.1.5 Data Marker

Data *marker* merupakan data penanda suatu formasi atau batas lapisan di hasil analisis log sumur. Data marker ini digunakan sebagai acuan dalam melakukan analisis *picking horizon* dan untuk mengetahui zona target. Pada

penelitian ini menggunakan bantuan 5 *marker* mulai dari top BRF hingga top *Basement* sebagaimana disajikan pada **Tabel 4.2.** di bawah ini.

Tabel 4.2. Data Marker 5 Sumur

Well Marker	Nama Sumur				
	Tabah-1	Tabah-2	Tabah-3	Tabah-4	Tabah-5
BRF	5787 ft MD	5927 ft MD	5811 ft MD	5873.5 ft MD	7520 ft MD
UTAF	5889.5 ft MD	6029 ft MD	5919 ft MD	5939.5 ft MD	7741 ft MD
LTAF	6034 ft MD	6337 ft MD	6180.5 ft MD	6257.8 ft MD	8228.5 ft MD
CGL	6065 ft MD	6383 ft MD	6247.5 ft MD	6292 ft MD	8379 ft MD
BSMT	6085 ft MD	6519 ft MD	6515.5 ft MD	6340.5 ft MD	8744 ft MD

4.2. Perangkat Penelitian

Dalam melaksanakan penelitian digunakan beberapa perangkat keras (*hardware*) dan perangkat lunak (*software*) sebagai berikut:

4.2.1 Perangkat Keras

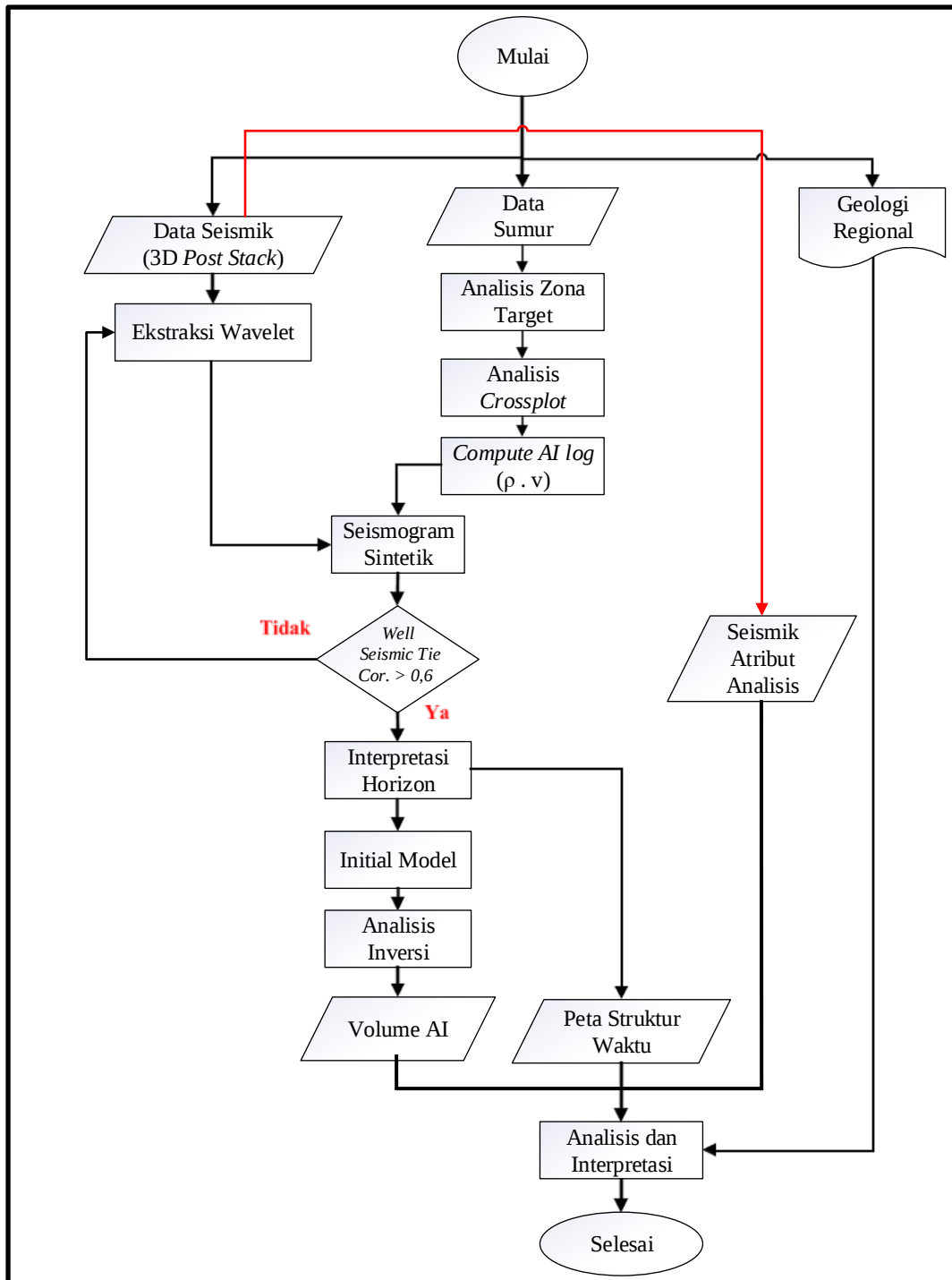
- Satu unit personal laptop Asus VivoBook A442U dengan spesifikasi, Intel Core i5-7200U CPU @ 2.50GHz , memori 8 GB RAM.
- Harddisk eksternal WD My Passport 1TB

4.2.2 Perangkat Lunak

- Software* CGG Hampson-Russell suite (HRS v10.0.2), digunakan untuk *import* data sumur beserta *checkshot* dan *marker*, ekstraksi *wavelet*, *well seismic tie*, analisis *crossplot* tiap sumur, pembuatan model awal dan untuk proses inversi *Acoustic Impedance*.
- Software Schlumberger Petrel* 2015, digunakan untuk analisis korelasi struktural sumur, analisis patahan, *picking horizon*, pembuatan peta *time structure*, dan untuk analisis atribut seismik.
- Microsoft Office* 2016, digunakan untuk membuat laporan penelitian.
- Corel Draw X7*, digunakan dalam proses *editing* gambar.

4.3. Diagram Alir Penelitian

Berikut ini merupakan diagram alir pengerjaan proses seismik inversi dan atribut seismik:



Gambar 4.3. Diagram alir penelitian

4.3.1 Pembahasan Diagram Alir Penelitian

Berikut ini merupakan pembahasan dari diagram alir proses penelitian:

- Sebelum melakukan pengolahan data menggunakan data sumur yang tersedia, dilakukan analisis awal data sumur terlebih dahulu. Hal ini dilakukan untuk memastikan bahwa semua informasi yang dibutuhkan untuk proses selanjutnya tersedia dalam data sumur. Analisis awal ini bertujuan untuk mengetahui kelengkapan data dari masing-masing sumur yang tersedia. Analisis awal yang dilakukan meliputi:

1. Analisis kelengkapan data sumur

Pemeriksaan kelengkapan data sumur meliputi jenis-jenis log yang tersedia dari masing-masing sumur dan melakukan pemeriksaan terhadap satuan yang digunakan dari masing-masing log untuk memastikan tidak ada kesalahan yang dibuat pada proses selanjutnya akibat perbedaan satuan yang digunakan. Proses ini dilakukan pada saat input data baik pada *software Hampson-Russell* maupun *Schlumberger Petrel*.

2. Analisis Zona target

Analisis zona target ditentukan dengan bantuan data geologi sebagai referensi untuk mengetahui formasi yang potensial sebagai penghasil hidrokarbon. Setelah menentukan formasi mana yang akan dijadikan target untuk dianalisis, selanjutnya melihat informasi dari log yang mengindikasikan keberadaan hidrokarbon pada formasi tersebut, log yang digunakan untuk mengindikasi keberadaan hidrokarbon tersebut berupa *log triple combo*.

3. Analisis *Crossplot*

Analisis ini dilakukan untuk mengetahui sensitivitas dari log yang sudah ada maupun dari log turunan dengan melakukan *crossplot* antar log-log tersebut. *Crossplot* analisis berguna untuk memisahkan anomali keberadaan hidrokarbon, perubahan litologi, dan juga digunakan untuk menentukan *cut-off* suatu nilai fisis batuan. Pada penelitian ini, dilakukan

analisis *crossplot* antara log densitas dengan log impedansi akustik menggunakan skala warna *gamma-ray*.

- *Well seismic tie*, pada tahapan ini data yang dipersiapkan berupa data sumur dan data seismik 3D yang akan digunakan dalam pengolahan. Data log yang digunakan berupa *log sonic* dan *log density* untuk membuat sintetik seismogram dimana kedua log tersebut akan menghasilkan log AI. Proses *well seismic tie* merupakan proses pengikatan atau pengkalibrasian data sumur dengan data seismik. Data seismik berada pada domain waktu sedangkan data sumur dalam domain kedalaman sehingga perlu disamakan terlebih dahulu domain dari kedua data tersebut. Pada tahapan *well seismic tie* juga dilakukan ekstraksi *wavelet* dari data seismik untuk menghasilkan *wavelet* yang kemudian akan dikonvolusikan dengan log AI untuk menghasilkan seismogram sintetik. Pada proses *well seismic tie* ini dikontrol oleh nilai korelasi koefisien refleksi yaitu dengan minimum sebesar 0,6. Jika hasil yang diperoleh belum memenuhi nilai minimum 0,6 maka perlu dilakukan ekstraksi *wavelet* ulang untuk mendapatkan hasil koefisien korelasi di atas 0,6.
- *Picking Fault* dan *Picking Horizon*, setelah dilakukannya proses *well seismic tie*, kemudian melakukan analisis *picking fault* dan *picking horizon* pada data seismik. *Picking fault* dilakukan atas dasar ketidakmenerusan reflektor seismik yang mengindikasikan adanya patahan yang menyebabkan berhentinya kemenerusan suatu lapisan yang seharusnya menerus. Analisis *picking horizon* dilakukan untuk mengetahui kemenerusan suatu lapisan dengan mengikuti jejak seismik yang dibantu dengan data *marker* atau *well top*. *Picking horizon* dilakukan sebagai pengontrol lateral dalam melakukan inversi seismik. *Horizon-horizon* ini yang akan memandu proses interpolasi dan ekstrapolasi nilai impedansi akustik dari data sumur sehingga *picking horizon* akan mempengaruhi model awal maupun model impedansi yang akan didapat. Pada proses *picking horizon* ini tidak dilakukan untuk keseluruhan *line* pada survei seismik akan tetapi dilakukan setiap interval 10. Hasil akhir dari proses *picking horizon* akan menghasilkan peta struktur waktu.

- Model Awal (*Initial Model*), merupakan tahapan awal yang dilakukan sebelum proses inversi, model ini berupa volume impedansi akustik yang dihasilkan dari data sumur dan hasil *picking horizon*. Data sumur yang digunakan berupa log AI. Nilai impedansi akustik kemudian dilakukan proses interpolasi dan ekstrapolasi ke arah lateral sesuai dengan kontrol *horizon*. Model awal yang dibangun sangat berpengaruh terhadap hasil akhir inversi seismik.
- Analisis Pra Inversi, tahapan ini dilakukan sebelum melakukan proses inversi. Analisis pra-inversi ini bertujuan untuk memprediksi hasil dari inversi yang akan diperoleh. Analisis ini dilakukan dengan cara mengkorelasikan nilai impedansi akustik hasil inversi dengan log impedansi akustik sumur dan *trace* seismik hasil inversi dengan data seismik riil. Proses analisis ini merupakan *trial and error* yaitu dengan mencoba-coba berbagai parameter tergantung dari jenis inversi apa yang akan digunakan dengan mendapatkan korelasi yang mendekati nilai 1 dan dengan *error* yang kecil.
- Analisis Inversi *Acoustic Impedance*, setelah melakukan analisis pra-inversi selanjutnya diperoleh *pseudo section Acoustic Impedance*. Jenis inversi impedansi akustik yang digunakan yaitu inversi berbasis model (*model-based*) karena metode inversi ini memiliki resolusi yang efektif dari model yang jauh lebih baik dari inversi *post-stack* lainnya dan hasil yang didapat memiliki kontrol yang baik karena menghindari inversi langsung dari data seismik. Penampang hasil inversi AI ini kemudian digunakan sebagai korelasi terhadap hasil atribut seismik.
- Analisis Atribut Seismik, Analisis ini dilakukan sebagai pendukung dalam interpretasi seismik untuk melihat anomali yang tidak terlihat secara langsung dari data seismik normal dengan menonjolkan informasi utama yang terkandung dalam *wiggle* seismik, yaitu informasi waktu, frekuensi, amplitudo dan fasa gelombang.

BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

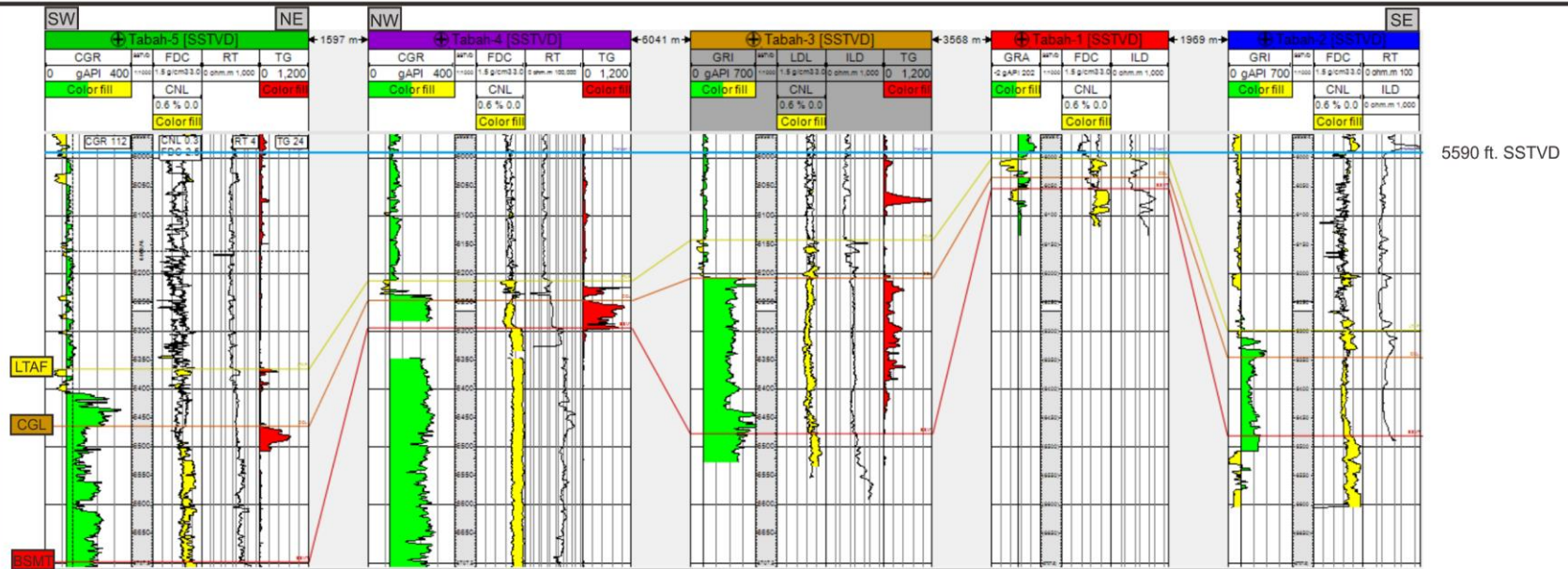
5.1. Analisis Zona Target

Pada penelitian ini analisis zona target dimulai dengan analisis *well correlation* berupa korelasi struktural dengan menyamakan datum pada 5590 ft SSTVD. Analisis struktural sumur yang dilakukan menggunakan *log Gamma Ray*, *log Density*, *log Neutron Porosity*, *log resistivity* dan *log Total Gas*. Sumur yang digunakan dalam korelasi struktural berjumlah 5 buah sumur yang terdiri dari 4 buah sumur vertikal dan 1 buah sumur deviasi. Zona target pada penelitian ini difokuskan pada interval CGL (*Conglomerate*) yang ditunjukkan pada **Gambar 5.1**. Dimana ketebalan masing-masing zona target berbeda-beda. Pada sumur 1 dengan ketebalan 20 ft (6 m), pada sumur 2 dengan ketebalan 138 ft (42 m), pada sumur 3 dengan ketebalan 138 ft (82 m), pada sumur 4 dengan ketebalan 47 ft (14 m) dan pada sumur 5 dengan ketebalan 230 ft (70 m). *Cross Section* analisis struktural sumur ini berorientasi barat daya - timur laut dan barat laut - tenggara.

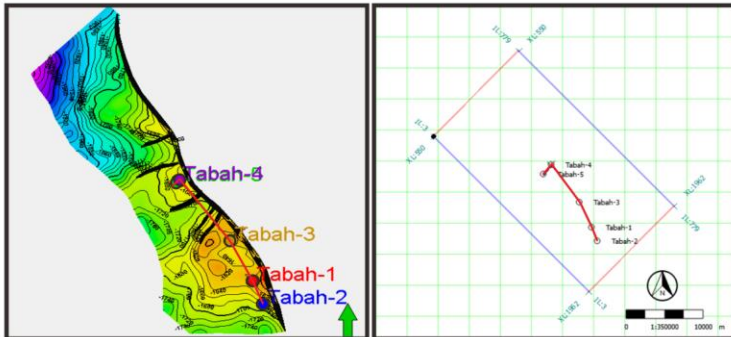
Analisis korelasi sumur yang dilakukan yaitu dengan mengamati pola *log Gamma Ray*, dimana interval batupasir konglomeratan memiliki nilai *gamma ray* dengan nilai yang tinggi berkisar antara 300 - 530 API, kemudian mengamati pola *log density* dengan *neutron porosity*, dimana pada interval batupasir konglomeratan kedua log tersebut saling *cross over* yang artinya keterdapatan hidrokarbon pada interval tersebut.

Interval batupasir konglomeratan yang merupakan bagian dari *Lower Talangakar Formation* (LTAF) menunjukkan adanya potensi keberadaan hidrokarbon berdasarkan analisis *log Total Gas* yang menunjukkan nilai yang tinggi.

KORELASI STRUKTURAL SUMUR PADA LAPANGAN TABAH



Keterangan : Datum 5590 ft. SSTVD



Gambar 5.1. Korelasi struktural sumur pada Lapangan Tabah

5.2. Analisis *Tuning Thickness*

Analisis *tuning thickness* merupakan kemampuan data seismik untuk meresolusikan atau membedakan tebal minimal suatu lapisan berdasarkan panjang gelombang dan frekuensi dari data seismik tersebut. Analisis *tuning thickness* berguna untuk mengetahui resolusi seismik secara vertikal. Analisis ini dilakukan untuk mengetahui resolusi minimum gelombang seismik agar ketebalan lapisan dapat terbaca dengan baik. Ketika berada di atas *tuning* maka dapat terbaca dengan baik sedangkan sebaliknya jika di bawah *tuning* maka lapisan tidak terbaca oleh gelombang seismik. Pada penelitian ini ketebalan *tuning* didapatkan dari persamaan:

$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (5.1)$$

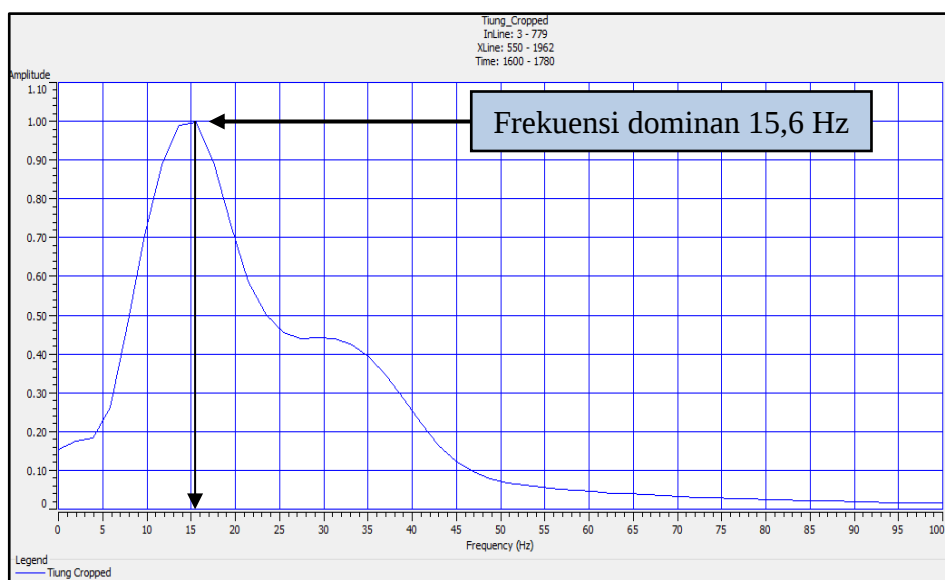
dimana,

λ : Panjang gelombang (m)

v : Kecepatan (m/s)

f : Frekuensi (Hz)

Zona target memiliki frekuensi dominan sebesar 15,6 Hz sebagaimana disajikan dalam **Gambar 5.2.** yang merupakan spektrum seismik dari Lapangan Tabah.



Gambar 5.2. Spektrum frekuensi dari data seismik Lapangan Tabah

Tabel 5.1. merupakan hasil perhitungan analisis *tuning thickness* yang dilakukan pada masing-masing sumur dengan dilakukannya perhitungan menggunakan persamaan 5.1.

Tabel 5.1. Analisis hasil *tuning thickness*

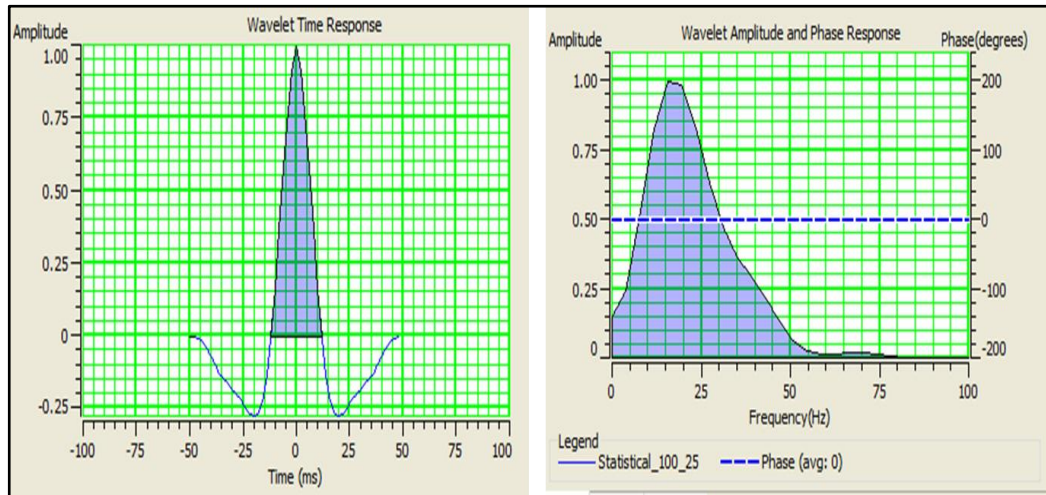
Well	V (m/s)	f (Hz)	λ (m)	$1/4 \lambda$ (m)	Ketebalan Target (m)
Tabah-1	3083.20	15.6	197.64	49.41	6
Tabah-2	3578.64	15.6	229.40	57.35	42
Tabah-3	3237.32	15.6	207.52	51.88	82
Tabah-4	3170.36	15.6	203.23	50.81	14
Tabah-5	3091.56	15.6	198.18	49.54	70

Pada sumur Tabah-1 dengan nilai $1/4 \lambda$ yaitu sebesar 49,41 m dengan tebal 6 m, pada sumur Tabah-2 dengan nilai $1/4 \lambda$ yaitu sebesar 57,35 m dengan tebal 42 m, sumur Tabah-3 dengan nilai $1/4 \lambda$ yaitu sebesar 51,88 m dengan ketebalan 82 m, sumur Tabah-4 dengan nilai $1/4 \lambda$ 50,81 m dengan ketebalan 14 m, dan sumur Tabah-5 dengan nilai $1/4 \lambda$ yaitu sebesar 49,54 m dengan ketebalan 70 m. Pada Tabel 5.1. tersebut terdapat nilai ketebalan target masing-masing sumur dimana dengan menggunakan frekuensi dominan 15,6 Hz ketebalan yang dapat tercover oleh gelombang seismik yaitu pada sumur Tabah-3 dan Tabah 5 sedangkan pada sumur yang lain nilai ketebalannya berada di bawah nilai *tuning* atau $1/4 \lambda$.

5.3. Analisis Well Seismic Tie

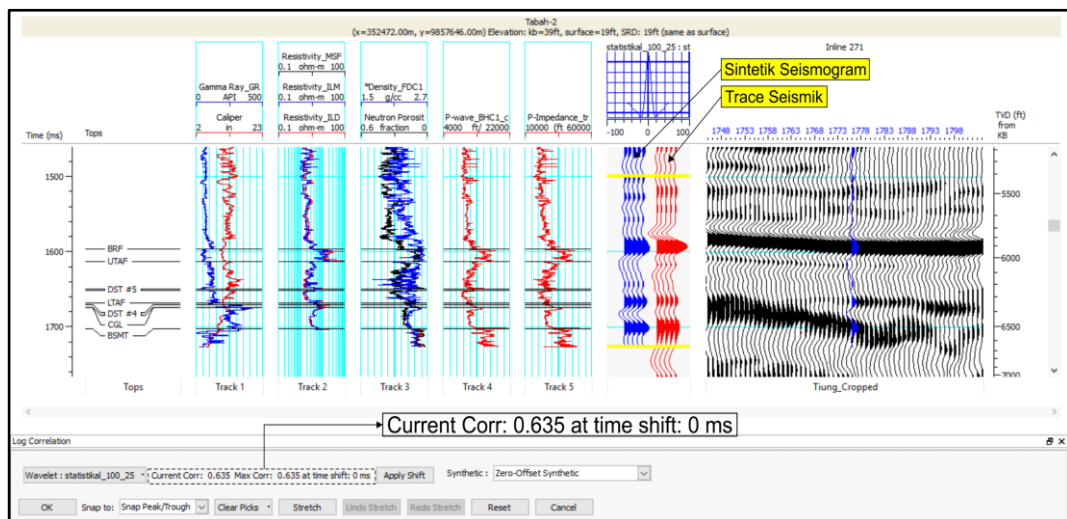
Well Seismic Tie merupakan proses pengikatan data sumur dengan data seismik yang bertujuan untuk menyamakan domain antara data sumur dengan data seismik. Salah satu tahapan penting dalam proses analisis *Well Seismic Tie* adalah pembuatan seismogram sintetik yang merupakan hasil dari konvolusi antara koefisien refleksi dengan *wavelet*. Pembuatan seismogram sintetik ini menggunakan data log sonik dan log densitas. Sedangkan untuk *wavelet* yang digunakan pada penelitian ini berjenis *wavelet zero phase*. *Wavelet* ini didapatkan dari hasil ekstraksi *wavelet* secara statistik dari *trace* seismik di sekitar sumur penelitian dengan *wave length* 100 ms dan *taper length* 25 ms. Ekstraksi *wavelet*

ini ditunjukkan pada **Gambar 5.3**. *Wavelet* ini selanjutnya akan digunakan sebagai input pada proses inversi seismik.



Gambar 5.3. Ekstraksi *wavelet statistical*

Sintetik seismogram yang telah dibuat selanjutnya dicocokkan dengan data seismik riil untuk melihat nilai korelasinya. Pada proses *well seismic tie* untuk mendapatkan hasil korelasi yang lebih tinggi dapat dilakukan *shifting* (pergeseran), *stretching* (peregangan) dan *squeeze* (perapatan), namun alangkah baiknya proses tersebut dilakukan seminimal mungkin agar tidak merubah data log sonik secara keseluruhannya. Pada **Gambar 5.4**. merupakan proses *well seismic tie* yang dilakukan pada sumur Tabah-2 yang memiliki total korelasi yang bagus di atas 0,6 dengan nilai 0,635 dari nilai maksimal 1 dan *time shift* 0 ms.



Gambar 5.4. *Well Seismic Tie* pada sumur Tabah-2

Data sumur yang dilakukan WST sebanyak 5 buah sumur dengan nilai koefisien korelasi sebagaimana dapat dilihat pada **Tabel 5.2.** dan hasil dari WST keseluruhan sumur dapat dilihat pada halaman lampiran.

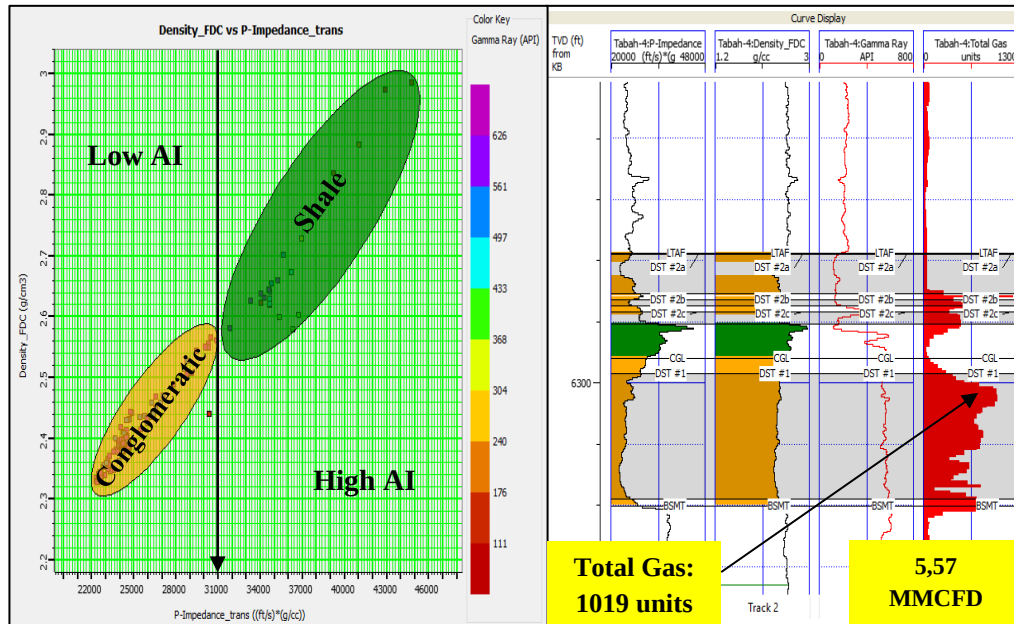
Tabel 5.2. Korelasi *Well Seismic Tie*

Nama Sumur	Korelasi
Tabah-1	0,756
Tabah-2	0,635
Tabah-3	0,809
Tabah-4	0,652
Tabah-5	0,630

5.4. Analisis *Crossplot*

Analisis *crossplot* log digunakan untuk mengetahui sensitivitas data log dalam membedakan litologi dan kandungan fluida di dalam reservoir. Pada penelitian ini analisis *crossplot* yang dilakukan bertujuan untuk memisahkan zona reservoir dengan zona non reservoir serta mengetahui rentang nilai impedansi akustik reservoir batupasir konglomeratan. Hasil daripada analisis *crossplot* ini akan digunakan sebagai petunjuk dalam interpretasi hasil inversi seismik selanjutnya.

Gambar 5.5. merupakan hasil analisis *crossplot* pada sumur Tabah-4 dengan *crossplot* area berada pada kedalaman 6280 ft – 6338 ft TVD. Hasil analisis *crossplot* pada sumur ini memiliki dua zona. Zona yang menjadi reservoir diindikasikan dengan warna kuning yang berupa batupasir konglomeratan sedangkan warna hijau merupakan zona non reservoir. Berdasarkan hasil *crossplot* didapatkan rentang nilai *P-impedance* antara 22.000 ft/s*g/cc – 31.000 ft/s*g/cc. Analisis *crossplot* dari masing-masing sumur dapat dilihat pada halaman lampiran.

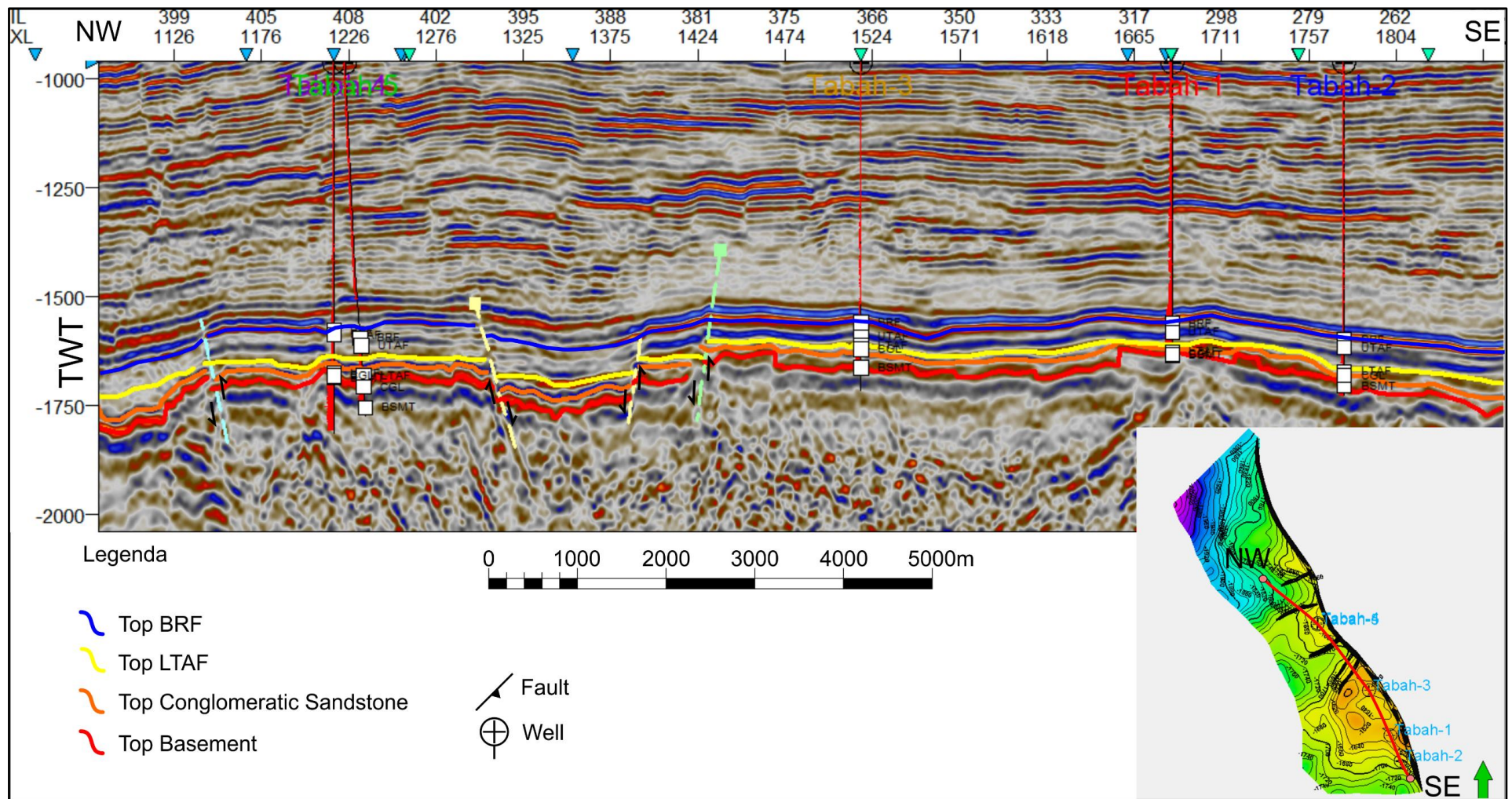


Gambar 5.5. Crossplot pada sumur Tabah-4

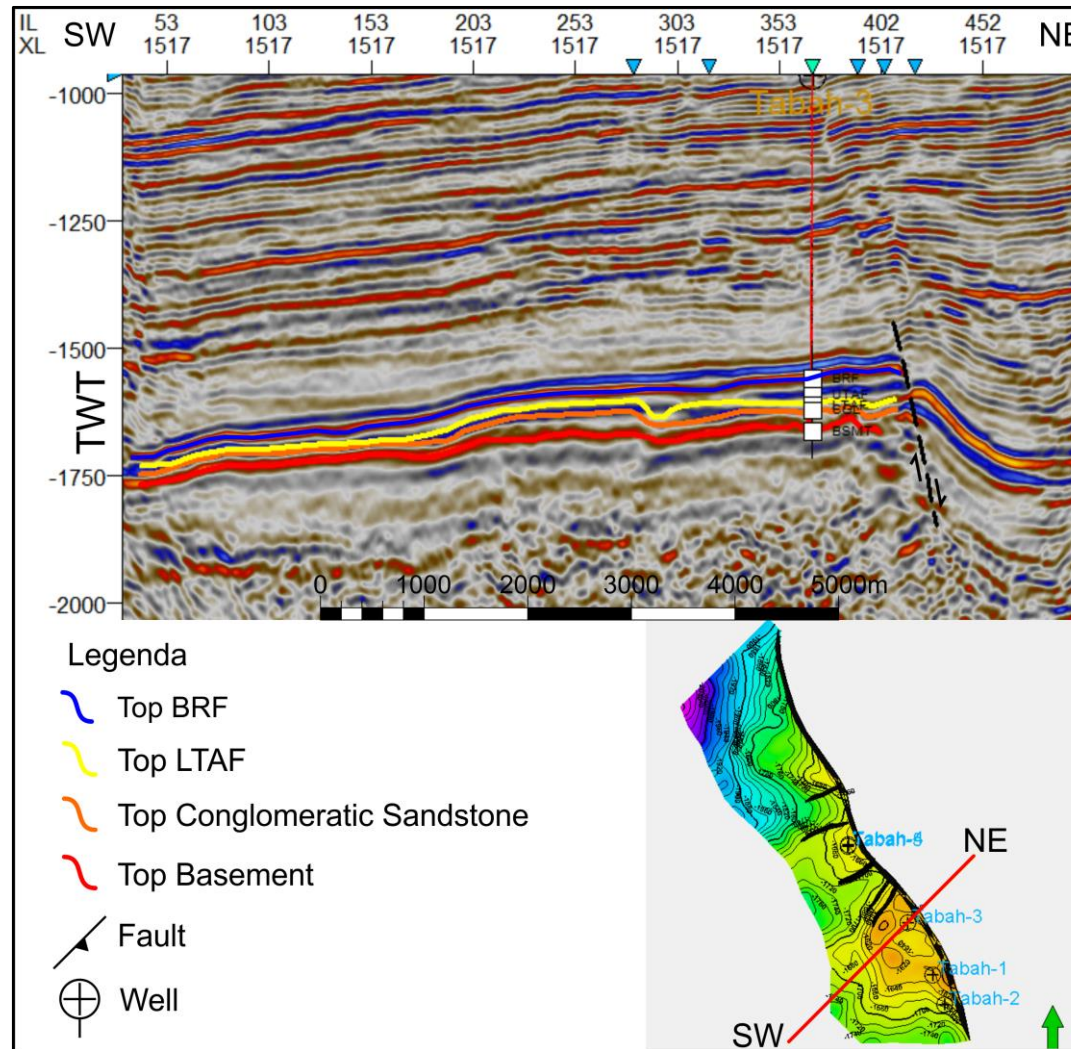
5.5. Interpretasi *Fault* dan *Horizon*

Pada penelitian ini, *picking horizon* dilakukan secara konsisten pada bagian *peak* maupun *trough* dan melihat kemenerusan *wiggle* agar *horizon* yang dibuat merupakan litologi yang sama. *Picking horizon* dilakukan berdasarkan *marker* dari data sumur yang telah dilakukan proses *well seismic tie* sebagai pengontrol sepanjang kemenerusan reflektor seismik. Proses *picking horizon* dilakukan dengan analisis sesar/*fault* untuk mengetahui adanya ketidakterusan suatu reflektor seismik.

Berdasarkan analisis terhadap informasi geologi dan indikasi reservoir yang sebelumnya didapatkan dari hasil *crossplot* dan analisis log maka dibuat 3 tiga *horizon* yaitu Top LTAf pada *Peak*, Top Conglomeratic Sandstone pada *trough* dan Top Basement pada *Peak*. Horizon yang telah dibuat sebagai acuan dikorelasikan terhadap penampang-penampang seismik lainnya melalui perpotongan antar *line* untuk melanjutkan proses *picking*.



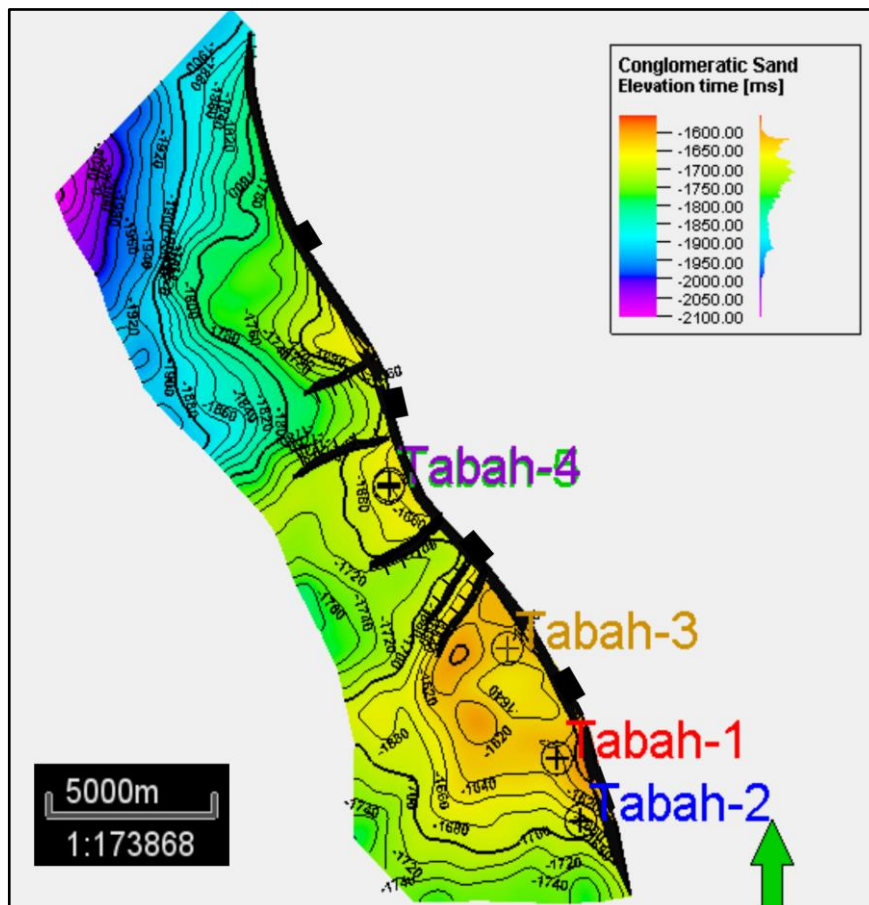
Gambar 5.6. Picking fault dan horizon pada arbitrary line



Gambar 5.7. *Picking fault dan horizon pada xline 1517*

5.6. Analisis Peta *Time Structure*

Proses pemetaan geologi bawah permukaan berupa *time structure map* dilakukan setelah proses interpretasi *picking horizon* di daerah penelitian. Peta *time structure map* atau peta struktur waktu diperoleh dari hasil proses *gridding* hasil *picking horizon* yang telah dilakukan pada seluruh *line* seismik baik *inline* maupun *crossline*. **Gambar 5.8** merupakan peta struktur waktu dari *top conglomeratic sandstone* pada lapangan penelitian yang memberikan informasi mengenai struktur bawah permukaan dalam satuan waktu yang bervariasi antara 1600 hingga 2100 dengan satuan ms. Posisi sumur disimbolkan dengan bentuk lingkaran berwarna hitam, sedangkan daerah tinggian ditunjukkan dengan warna hijau hingga merah, serta daerah rendahan ditunjukkan dengan warna biru hingga ungu. Pada peta struktur waktu tersebut terdapat sesar yang berorientasi barat laut – tenggara dan timur laut – barat daya. Berdasarkan informasi geologi pada daerah penelitian, lokasi lapangan berada pada bagian *basement high* atau *horst* yang dibatasi dengan sesar normal pada bagian timur dari lapangan ini.



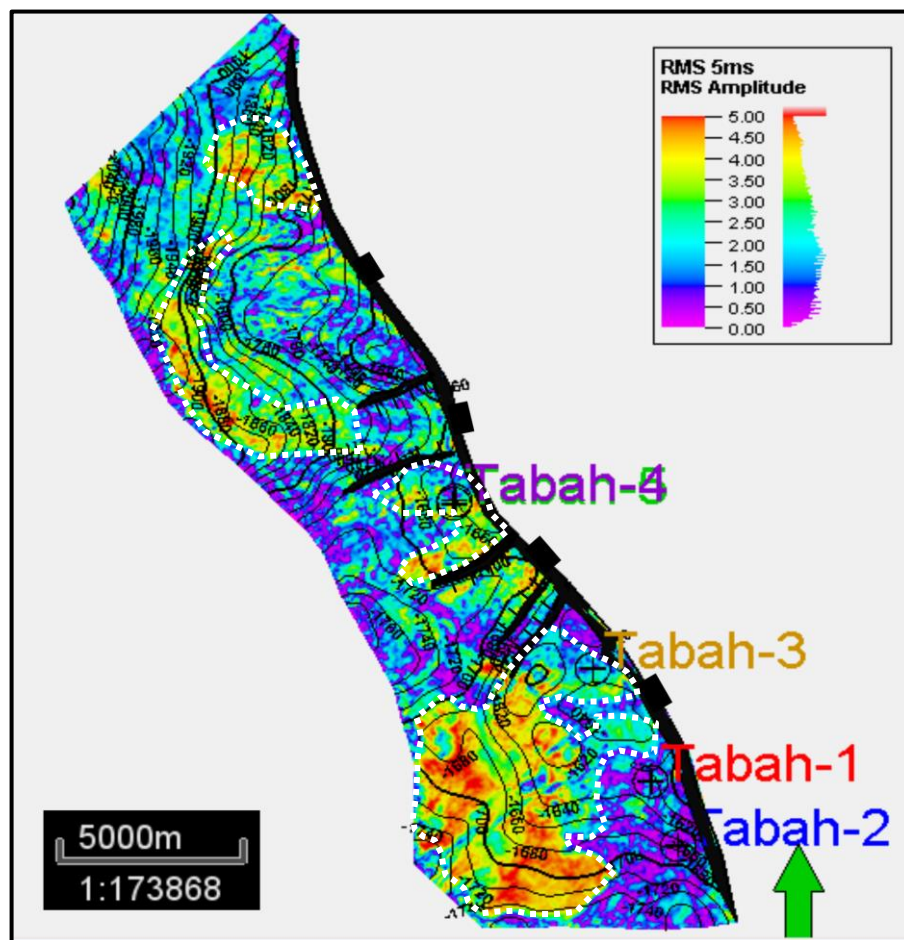
Gambar 5.8. Peta struktur waktu *Top Conglomeratic Sandstone*

5.7. Analisis Atribut Seismik

Analisis atribut seismik yang digunakan pada penelitian ini hanya dua jenis atribut yang merupakan turunan dari atribut amplitudo yaitu atribut *Root Mean Square* (RMS) dan atribut *envelope*.

5.7.1 Analisis Atribut *Root Mean Square* (RMS)

Root Mean Square (RMS) merupakan atribut yang seringkali digunakan untuk menunjukkan zona penyebaran hidrokarbon. Analisis anomali amplitudo berguna untuk melacak perubahan litologi yang ekstrim. Analisis RMS dilakukan dengan membuat volume atribut menggunakan data seismik dan horizon sebagai *input*. Tujuan atribut ini untuk melihat persebaran nilai RMS pada lapisan batupasir konglomeratan secara lateral berdasarkan parameter amplitudo dengan domain waktu pada penampang seismik.

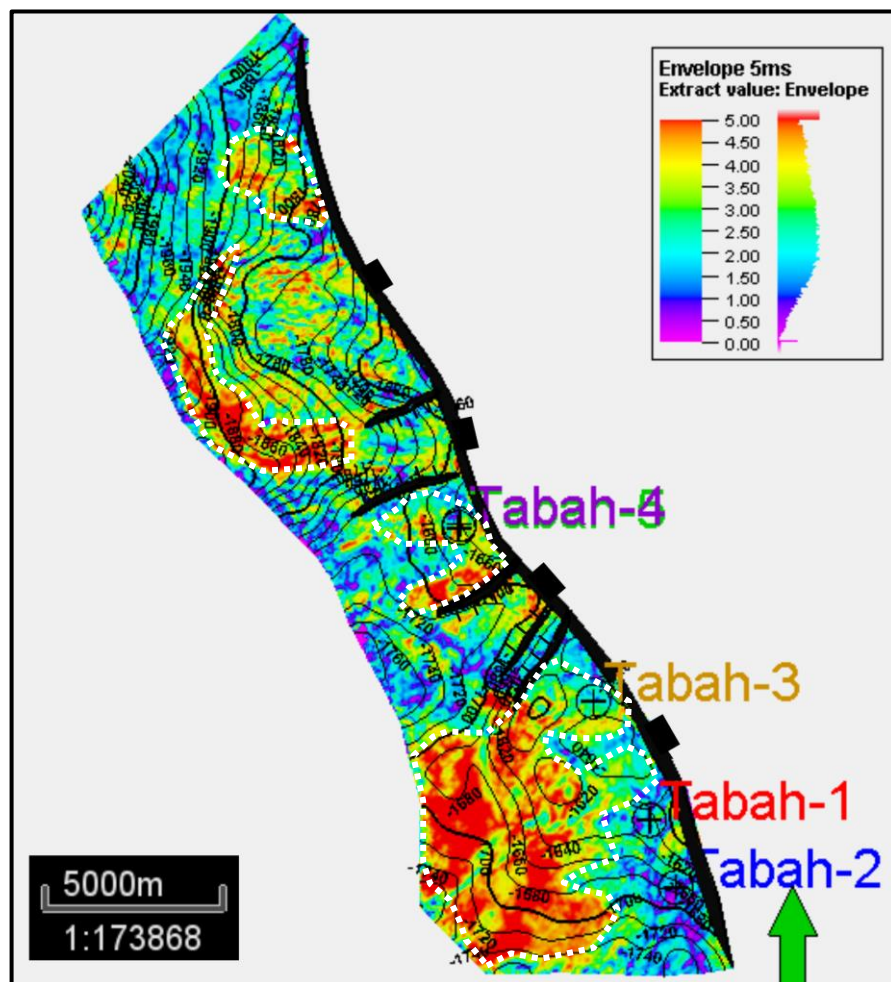


Gambar 5.9. Slicing Atribut RMS dengan overlay time structure top conglomeratic sandstone

Gambar 5.9. merupakan *slicing map* dari analisis atribut RMS pada lapisan batupasir konglomeratan. Nilai amplitudo tinggi dapat diasosiasikan sebagai zona persebaran reservoir batupasir konglomeratan dengan kisaran skala nilai antara 2,5 sampai dengan 5 dengan indikator warna hijau hingga merah. Pada peta ini terlihat persebaran batupasir konglomeratan di bagian barat laut dan tenggara wilayah penelitian. Analisis RMS yang digunakan yaitu dengan *search window below* 5 ms.

5.7.2 Analisis Atribut *Envelope*

Atribut *envelope* atau disebut juga kuat refleksi (*Reflection Strenght Attribute*) memiliki kemampuan yang sensitif terhadap perubahan amplitudo yang berasosiasi dengan karakter lapisan yang terakumulasi adanya hidrokarbon.



Gambar 5.10. *Slicing atribut envelope dengan overlay time structure top conglomeratic sandstone*

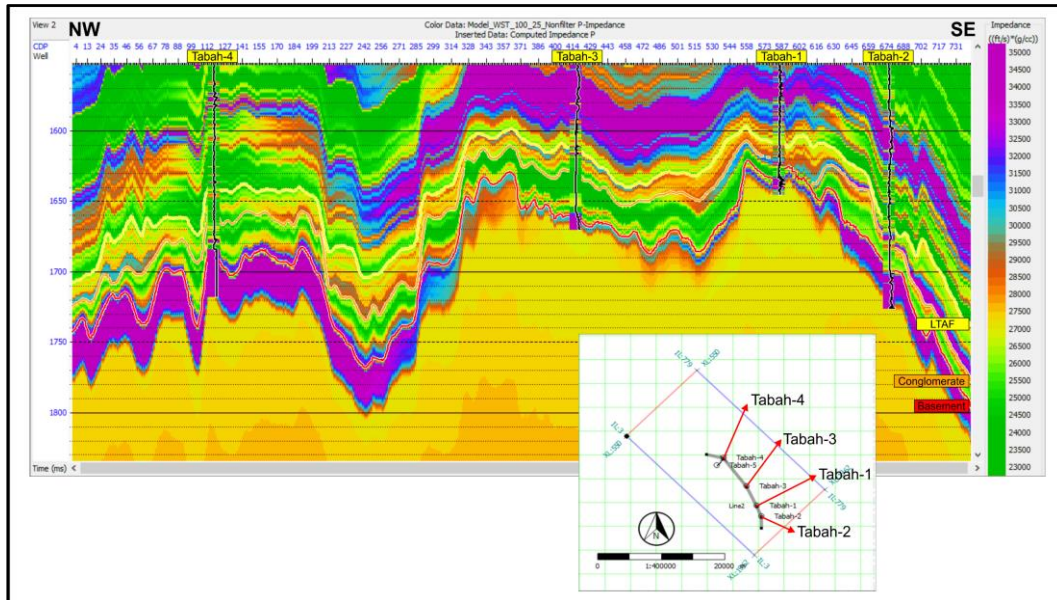
Gambar 5.10. merupakan hasil *slicing* atribut *envelope* atau *reflection strength* pada lapisan batupasir konglomeratan. Nilai amplitudo tinggi dapat diasosiasikan sebagai zona persebaran reservoir batupasir konglomeratan dengan kisaran skala nilai antara 2,5 sampai dengan 4 dengan indikator warna hijau hingga merah. Pada peta ini terlihat persebaran batupasir konglomeratan di bagian barat daya dan tenggara wilayah penelitian. Analisis *Envelope/Reflection strength* yang digunakan yaitu dengan *search window below 5 ms*.

5.8. Analisis Seismik Inversi

5.8.1 Analisis Model Awal

Model awal atau model inisial dalam proses inversi seismik berupa model impedansi akustik yang dibangun berdasarkan kontrol sumur berupa log impedansi akustik dari sumur yang kemudian diinterpolasi dan diekstrapolasi ke dalam volume seismik mengikuti batas *horizon* yang digunakan. Hasil dari model awal ini dipengaruhi oleh hasil daripada *picking horizon* dan hasil *well seismic tie* yang telah dilakukan sebelumnya. Hasil *picking horizon* menjadi batas untuk mengontrol proses inversi secara lateral sedangkan data sumur yang digunakan sebagai pengontrol secara vertikal. **Gambar 5.11.** menunjukkan hasil model awal yang telah dibuat pada *arbitrary line*.

Pembuatan model awal ini menunjukkan korelasi vertikal yang cukup baik dengan log impedansi sumur. Zona yang menunjukkan warna ungu pada bagian atas *Upper Talangakar* merupakan Formasi Baturaja yang didominasi dengan batuan karbonat sehingga menunjukkan nilai impedansi yang relatif tinggi. Zona LTAF hingga interval *conglomeratic sandstone* menunjukkan nilai impedansi yang relatif sedang hingga rendah sedangkan pada zona *basement* memiliki nilai impedansi yang relatif tinggi dikarenakan didominasi oleh batuan granitik sebagai batuan dasar.

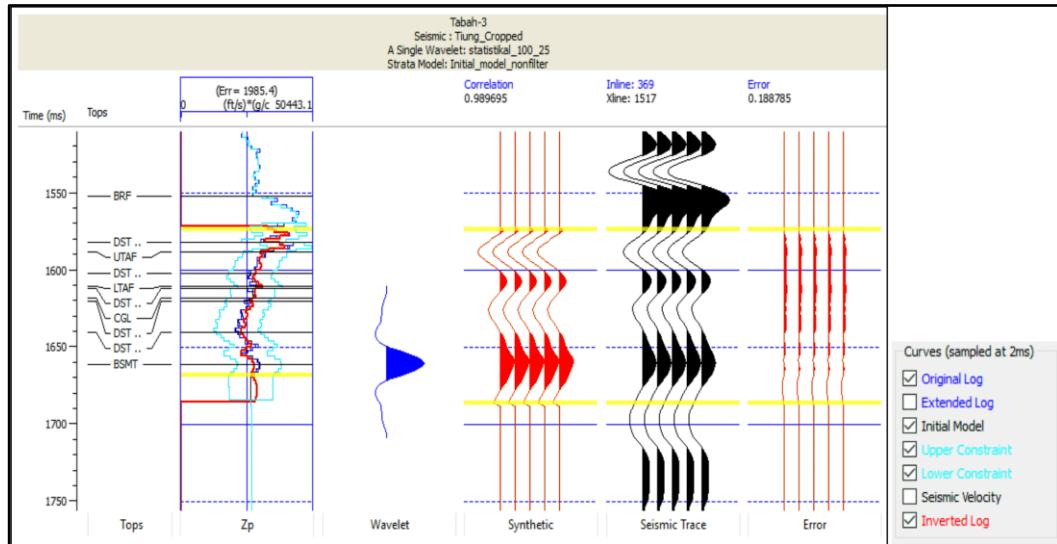


Gambar 5.11. Model awal pada *arbitrary line*

5.8.2 Analisis Pre-Inversi

Sebelum dilakukan proses inversi seismik terlebih dahulu melakukan proses pra inversi. Analisis pra inversi ini bertujuan untuk memperoleh parameter inversi yang menghasilkan korelasi yang tinggi dengan *trend* impedansi akustik yang hampir sama dengan aslinya begitu juga antara *trace* sintetik dengan *trace* seismik. Kecocokan tersebut dapat ditunjukkan dengan melihat nilai *error* yang didapatkan. Analisis ini dapat dikatakan bagus apabila memiliki nilai korelasi yang tinggi dengan nilai *error* yang kecil begitupun dengan sebaliknya. Pada penelitian ini analisis pre-inversi dilakukan dengan cara *trial & error*. Berikut parameter inversi *model based* yang digunakan:

- *Inversion option* : *Hard constrain*
- *Max impedance change* : *Upper 30% dan Lower 30%*
- *Average block size* : *2 ms*
- *Prewhitening* : *1%*
- *Number of iterations* : *10*



Gambar 5.12. Analisis Pre-Inversi *Model Based* pada sumur Tabah-3

Pada **Gambar 5.12**, merupakan contoh dari analisis pre-inversi yang dilakukan pada sumur Tabah-3 dimana pada kolom paling kiri terdapat kurva warna biru yang merupakan log Impedansi Akustik (*original log*), warna hitam merupakan kurva dari *initial model* yang digunakan dan warna merah merupakan log hasil perhitungan inversi (*inverted log*), tras warna merah merupakan tras seismik hasil inversi sedangkan tras warna hitam merupakan seismik riil. Hasil analisis pre-inversi tersebut pada sumur Tabah-3 sudah dapat dikatakan baik karena mendapatkan nilai korelasi yang cukup besar yaitu 0.989695 dengan *error* sebesar 0.188785. Nilai korelasi dan *error* yang dihasilkan pada masing-masing sumur disajikan pada **Tabel 5.3**.

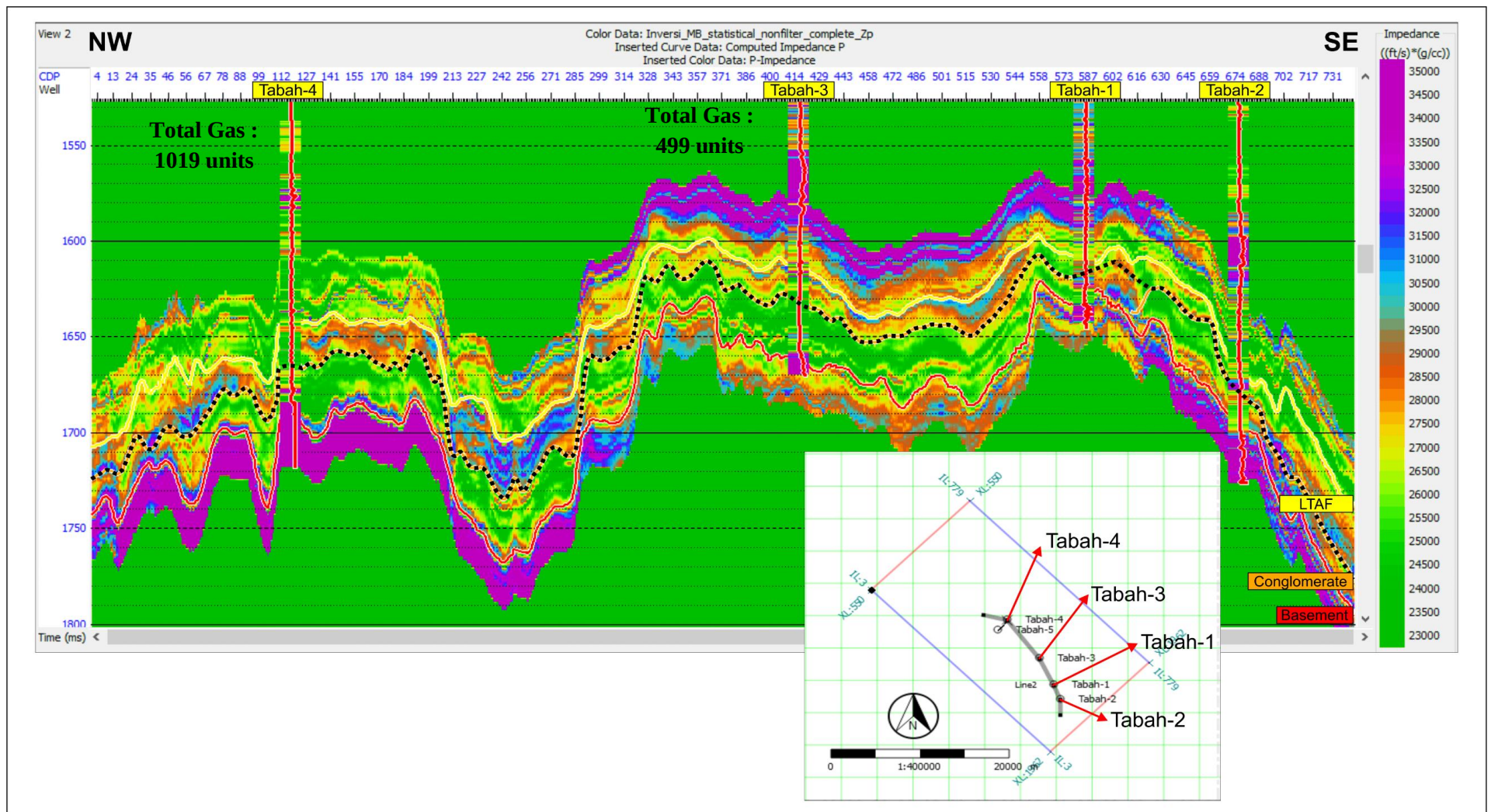
Tabel 5.3. Korelasi dan *error* analisis pre-inversi pada setiap sumur

Sumur	korelasi	<i>Error</i>
Tabah-1	0.998202	0.107685
Tabah-2	0.995108	0.112587
Tabah-3	0.989695	0.188785
Tabah-4	0.999621	0.0532114
Tabah-5	0.99932	0.0622635

5.8.3 Analisis Inversi *Model Based*

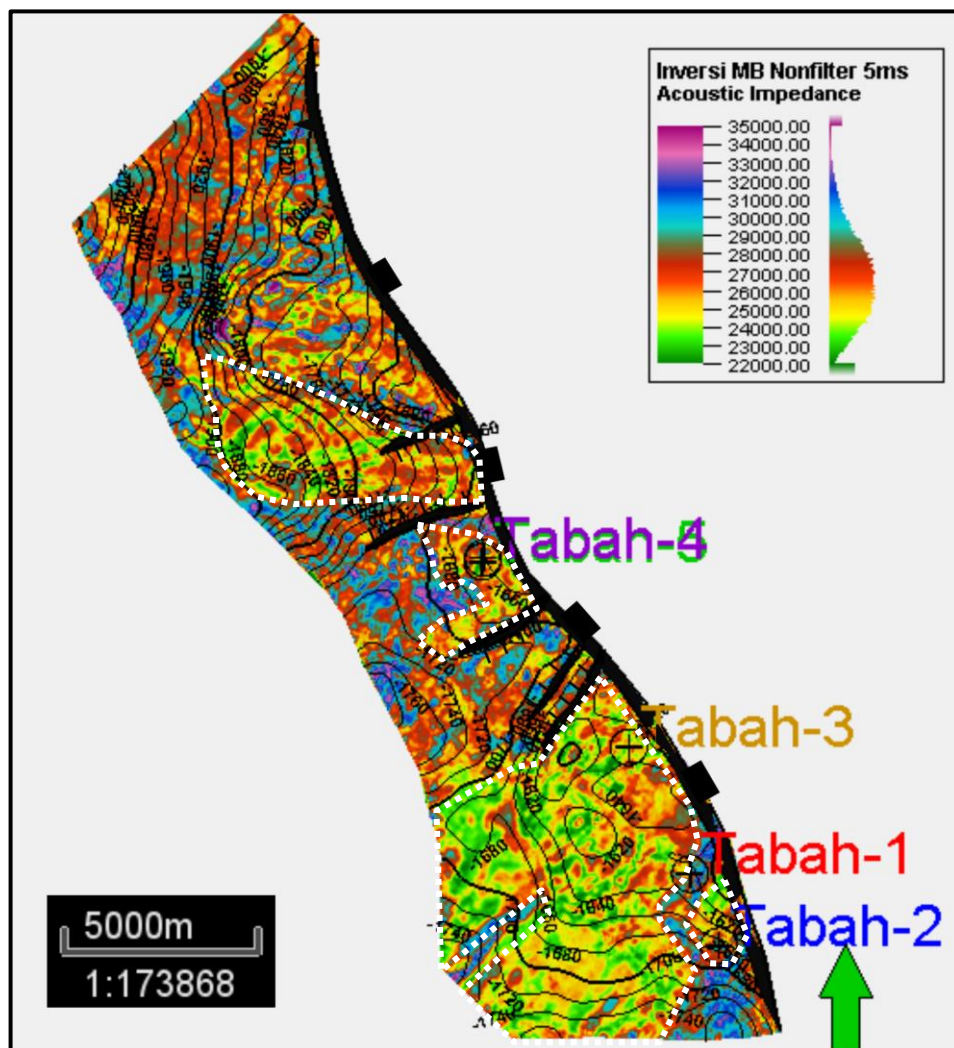
Analisis yang digunakan dalam penelitian ini adalah inversi berbasis model. Setelah melakukan analisis pre-inversi sebagaimana yang telah dijelaskan pada sub-bab sebelumnya, selanjutnya melakukan proses inversi yang akan menghasilkan penampang seismik dengan volume AI. **Gambar 5.13.** menunjukkan *output* hasil proses inversi *model based* pada *arbitrary line* yang telah dilakukan analisis seperti parameter yang digunakan pada proses pre-inversi dengan batas inversi yaitu 35 ms di atas *horizon top LTAF* sampai 25 ms di bawah *horizon top basement*. Penampang tersebut memiliki jangkauan impedansi akustik sebesar 23.000 hingga 35.000 (ft/s)*(g/cc). Jangkauan nilai tersebut diindikasikan dengan indikator warna dimana nilai tertinggi dengan warna ungu sedangkan nilai terendah diindikasikan dengan warna hijau.

Zona target batupasir konglomeratan yang berada di bawah *horizon top Conglomeratic_sand* menunjukkan nilai impedansi yang rendah hingga sedang yaitu sebesar 23.000 – 30.000 (ft/s)*(g/cc). Sedangkan nilai impedansi akustik tinggi yang diindikasikan dengan warna ungu tersebut merupakan litologi *limestone* dari Formasi Baturaja dan litologi granit pada bagian *basement*.



Gambar 5.13. Penampang impedansi akustik pada *arbitrary line*

Pada (**Gambar 5.14**) merupakan peta hasil *slicing window* dari horizon *Top conglomeratic sandstone* 5 ms. Berdasarkan gambar tersebut diketahui bahwa persebaran nilai impedansi akustik rendah cenderung berorientasi barat laut ke tenggara. Pembagian nilai impedansi akustik yang tinggi dan rendah dibagi menjadi dua gradasi warna yaitu antara hijau ke biru muda ($22.000 \text{ (ft/s)} \cdot \text{(g/cc)}$ – $30.000 \text{ (ft/s)} \cdot \text{(g/cc)}$) yang diinterpretasikan sebagai reservoir batupasir konglomeratan dan nilai impedansi akustik tinggi yaitu antara warna biru tua hingga ungu ($31.000 \text{ (ft/s)} \cdot \text{(g/cc)}$ – $35.000 \text{ (ft/s)} \cdot \text{(g/cc)}$) cenderung berada pada wilayah barat yang diinterpretasikan sebagai *shale*.

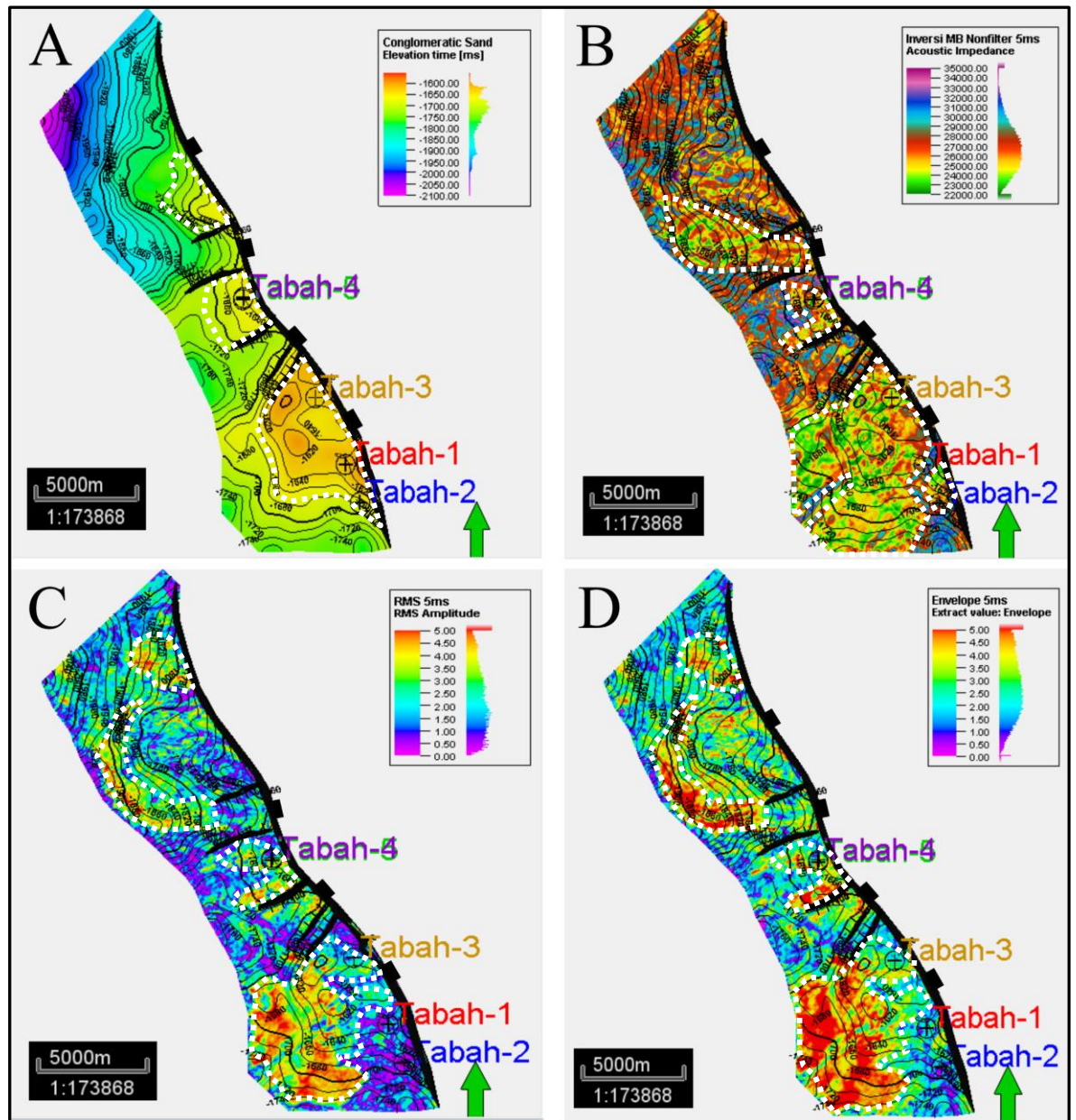


Gambar 5.14. *Slicing AI dengan overlay time structure top conglomeratic sandstone*

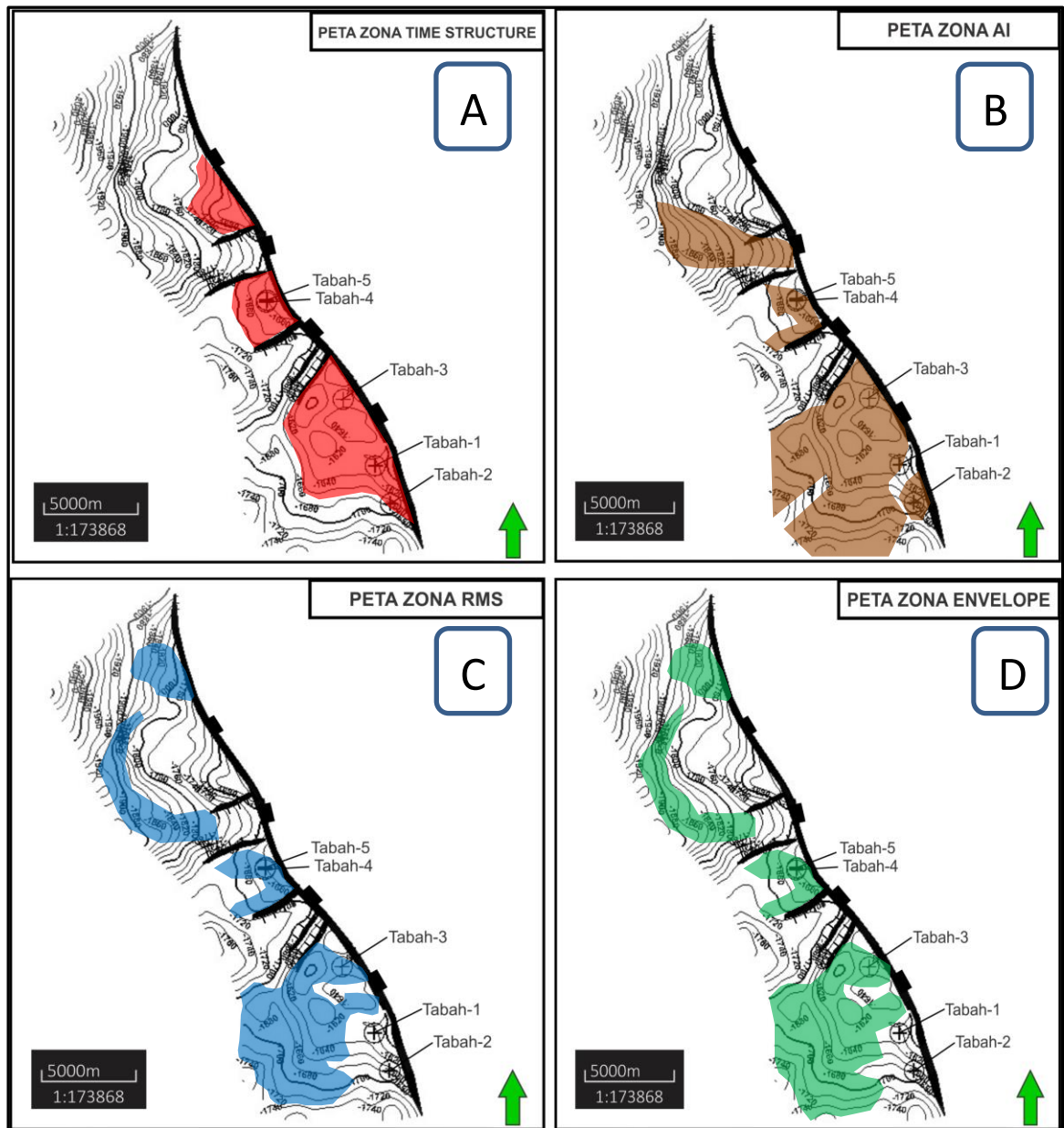
5.9. Analisis Penentuan Zona Prospek

Analisis zona prospek pada penelitian ini menggunakan hasil dari empat buah peta yaitu, peta *time structure*, peta persebaran nilai Impedansi Akustik, peta *slicing* atribut RMS dan peta *slicing* atribut *envelope*. keempat peta tersebut digunakan untuk membantu dalam melakukan interpretasi zona prospek pada lapangan penelitian sebagaimana ditunjukkan pada **Gambar 5.15**.

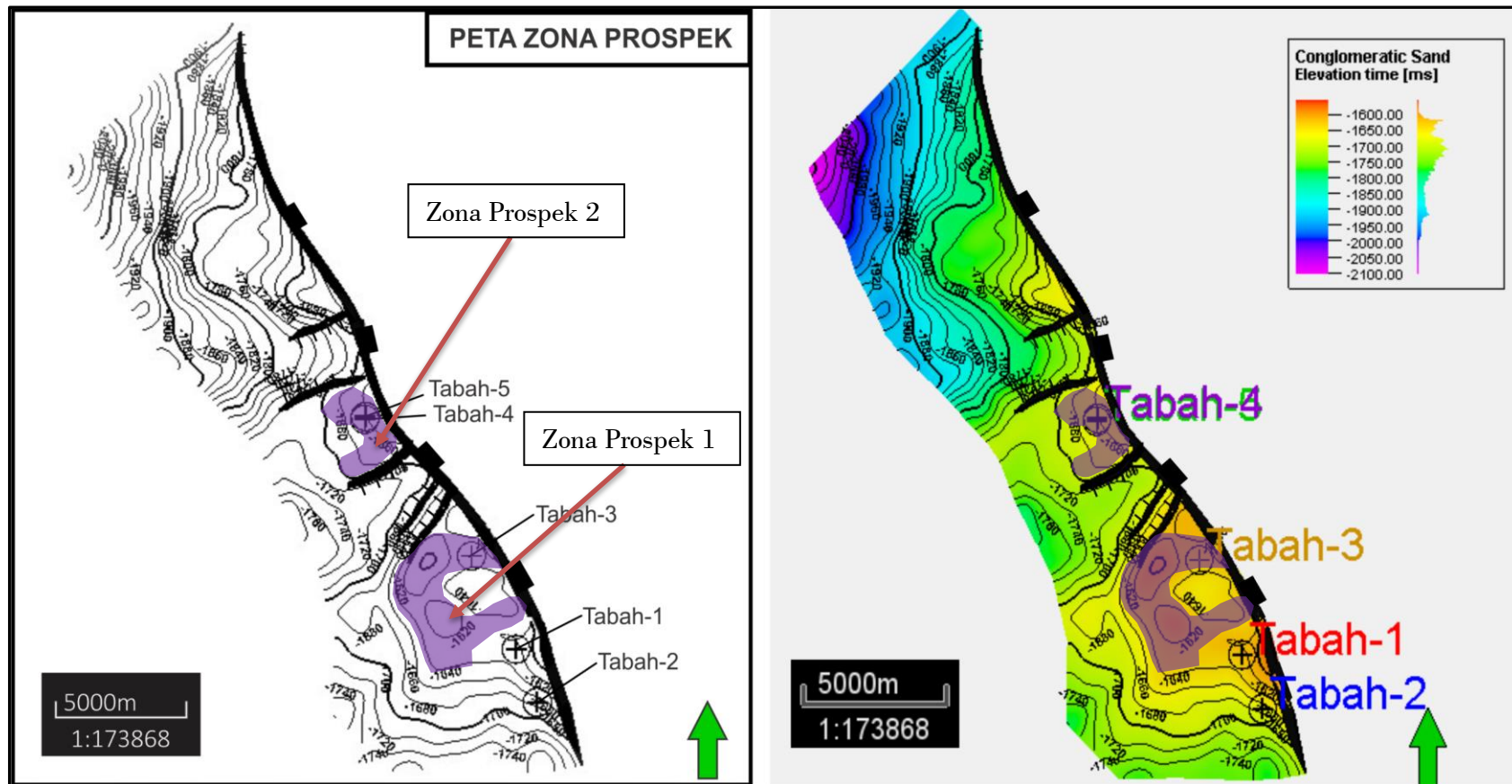
Hasil *slicing* peta AI pada 5 ms *horizon Conglomeratic Sand* dengan window *below* 5 ms menunjukkan persebaran reservoir batupasir konglomeratan dengan nilai *P-impedance* rendah hingga sedang berkisar antara 23.000 – 30.000 (ft/s)*(g/cc) yang ditunjukkan dengan warna hijau hingga oranye yang menyebar pada bagian barat daya hingga tenggara. Hasil *slicing* peta RMS pada window *below* 5 ms *horizon Conglomeratic Sand* menunjukkan persebaran reservoir batupasir konglomeratan pada Lapangan Tabah dengan kontras nilai RMS *amplitude* yang tinggi dengan indikator warna hijau hingga merah dengan rentang nilai antara 2,5 sampai dengan 5 yang menyebar pada bagian barat laut dan tenggara. Hasil *slicing envelope/ Reflection strength* pada window *below* 5 ms *horizon Conglomeratic Sand* menunjukkan persebaran reservoir batupasir konglomeratan pada Lapangan Tabah berada di bagian barat laut dan tenggara wilayah penelitian dengan kontras nilai *envelope* antara 2,5 – 4 yang ditunjukkan dengan gradasi warna hijau hingga merah. **Gambar 5.16**. merupakan peta zonasi area prospek dari keempat peta yang disebutkan sebelumnya yang digambarkan dengan warna yang berbeda-beda dan **Gambar 5.17**. merupakan peta zonasi area prospek untuk sumur pengembangan pada Lapangan Tabah berdasarkan hasil dari *overlay* antara peta *time structure*, peta persebaran nilai AI, peta RMS dan peta *envelope*. Berdasarkan hasil analisis dari keempat peta tersebut, terdapat dua zona prospek keberadaan hidrokarbon pada reservoir batupasir konglomeratan dengan karakter reservoir berupa AI rendah, dengan nilai RMS dan *envelope* relatif tinggi dengan penyebaran pada struktur tinggian. Sehingga zona yang direkomendasikan sebagai usulan skenario pengembangan selanjutnya digambarkan dengan area berwarna ungu yang terletak di bagian tenggara daerah penelitian dan di bagian utara dekat dengan sumur Tabah-4 dan Tabah-5.



Gambar 5.15. Peta zonasi area prospek berdasarkan (A) Peta *time structure*,
(B) Peta *acoustic impedance*, (C) Peta *RMS*, (D) Peta *envelope*



Gambar 5.16. Peta zonasi area prospek dalam tampilan warna berdasarkan
 (A) Peta *time structure*, (B) Peta *acoustic impedance*,
 (C) Peta *RMS*, (D) Peta *envelope*



Gambar 5.17. Peta zona prospek hasil integrasi dari peta struktur waktu, peta *acoustic impedance*, peta *RMS* dan peta *envelope*

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang dilakukan pada Lapangan Tabah menggunakan metode inversi seismik *model based* dan atribut seismik berupa RMS dan *envelope* pada interval batupasir konglomeratan Formasi Talangakar Bawah dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Berdasarkan hasil analisis *crossplot* nilai impedansi akustik dari reservoir batupasir konglomeratan berkisar antara 23.000 - 31.000 (ft/s)*(g/cc), sementara untuk potensi reservoir berkisar antara 23.000 – 30.000 (ft/s)*(g/cc).
2. Berdasarkan hasil analisis atribut seismik RMS dan *envelope* reservoir batupasir konglomeratan ditunjukkan dengan nilai RMS *amplitude* berkisar antara 2,5 sampai dengan 5 dan *envelope* yang relatif tinggi dengan kisaran nilai 2,5 sampai dengan 4.
3. Hasil dari integrasi antara peta *time structure*, peta persebaran nilai AI, peta atribut RMS dan *envelope*, zona yang berpotensi sebagai reservoir dan juga diusulkan untuk skenario pengembangan selanjutnya berada pada struktur tinggian di bagian tenggara dan di bagian utara dekat dengan sumur Tabah-4 dan sumur Tabah-5.

6.2. Saran

Setelah dilakukan analisis terhadap reservoir batupasir konglomeratan pada Formasi Talangakar Bawah dengan menggunakan metode seismik inversi *model based* dan Analisis atribut RMS dan *envelope*, dapat diberikan saran untuk menambah informasi mengenai reservoir dapat dilakukan analisis kandungan fluida dalam batuan dengan menggunakan analisis AVO (*Amplitude variation with offset*) serta melakukan studi lanjutan terhadap reservoir batupasir konglomeratan baik analisis seismik lainnya ataupun petrofisika.

DAFTAR PUSTAKA

- Aditama, Iqbal Fauzi dan Nursina, Mawar Indah, 2015. *The Application of Seismic Attributes for Fault identification in the oil field exploration*. SEG New orleans Annual Meeting.
- Barber, A.J., Crow M.J., dan Milsom J.S, 2005. *Sumatra: Geology, Resources and Tectonic Evaluation*, Geological Society Memoir No. 31, London: The Geological Society.
- Barnes, A.E, 1999. *Seismic Attributes Past, Present, and Future*, SEG Technical Program Expanded Abstracts.
- Bishop, M.G, 2001. *South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*. U.S. Geological Survey.
- Blair, T.C dan McPherson, J.G, 1999. *Grain-Size Textural Classification of Coarse Sedimentary Particles*. Journal of Sedimentary Research.
- Boggs, Sam, 2009. *Petrology of Sedimentary Rocks 2nd Edition*, New York: Cambridge University Press.
- British Petroleum, 2019. *BP Statistical Review 2019*, “Indonesia’s energy market in 2018” diakses melalui (bp.com/statsreview)
- Brown, A.R., 1999. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data (5th Edition)*, AAPG Memoir 42. SEG Investigations in Geophysics No 9: Oklahoma, U.S.A
- Ginger, D. dan Fielding, K, 2005. *The Petroleum Systems and Future Potential of the South Sumatra Basin*. Jakarta: Proceedings Indonesia Petroleum Association, 30th Annual Convention & Exhibition.
- Hampson-Russel (HRS), 2006. *STRATA: Seismic Inversion Workshop Theory and Exercises*.
- Knödel, K., Lange, G., dan Voigt, H.J, 2007. *Environmental Geology: Handbook of Filed Methods and case Studies*. Springer Berlin Heidelberg New York
- Koesoemadinata, R.P, 1980. *Geologi Minyak Dan Gas Bumi Jilid 1 dan 2*, Institut Teknologi Bandung.
- Marpaung, L P., Suta, I Nyoman., Satyana, Awang H dan Paju, J.A, 2008. *Gas Geochemistry of Betara Complex, Jabung Area, South Sumatra Basin: Genetic Characterization And Habitat of Natural Gases*. Bandung: Prosiding Pertemuan Ilmiah Tahunan IAGI ke-37.
- Muhtar, 2017. *Kuantifikasi Ketidakpastian Dalam Pemodelan Reservoir Dengan Metode Inversi Geostatistika Pada Formasi Talangakar Bagian Bawah, Lapangan Kayyisa, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan* Tesis Magister, Yogyakarta: UGM (tidak dipublikasikan).
- Petrochina, 2016. *Well Report Tiung Field*.

- Putra, Asprila. D. R, 2017. *Fasies Batuan Dan Reservoir Rock Type Untuk Penentuan Zona Prospek Hidrokarbon, Interval Formasi Talang Akar Bagian Bawah Dan Konglomerat, Formasi Talang Akar, Lapangan "X", Blok Jabung, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan*, Skripsi Fakultas Teknik Universitas Gajah Mada, Departemen Teknik Geologi. Yogyakarta: UGM
- Russell, B.H, 1988. *Introduction to Seismic Inversion Methods*, Volume 2, S.N. Domenico, Editor Course Notes Series Society of Exploration Geophysicists.
- Selley, R. C, 1985. *Ancient Sedimentary Environments and Their Sub-Surface Diagnosis Third Edition*. English Language Book Society.
- Selley, R. C, 2000. *Applied Sedimentology Second Edition*. Academic Press: London
- Setyowiyoto, H.A, 2017. *Fasies, Lingkungan Pengendapan dan Petrofisika Reservoir Konglomeratik, Lapangan NIKEN, Cekungan Sumatera Selatan*, Skripsi Fakultas Teknik Universitas Gajah Mada, Departemen Teknik Geologi. Yogyakarta: UGM
- Simm, R., dan Bacon, M, 2014, *Seismic Amplitude An Interpreters' Handbook*, United Kingdom: Cambridge University Press.
- Sismanto, 2006, *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*, Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- SKK Migas, 2019. *Lifting Migas Semester 1 2019*. Diakses melalui <https://www.skkmigas.go.id/berita/lifting-migas-semester-i-2019-mencapai-89-dari-target>
- Slatt, R.M, 2006. *Stratigraphic Reservoir Characterization, Handbook of Petroleum Exploration and Production vol.6*. Amsterdam: Elsevier
- Smithsonian, 2012. *Nature Guide: Rocks and Minerals*. Dorling Kindersley Publishing. United States.
- Sukmono, S, 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung : Bandung
- Sukmono, S, 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung: Bandung
- Sukmono, S, 2002. *Seismik Atribut Untuk Karakterisasi Reservoir*. Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung: Bandung.
- Suta, I Nyoman, dan Xiaoguang, L. 2005. *Complex Stratigraphic and Structural Evolution of Jabung Subbasin and its Hydrocarbon Accumulation: Case Study From Lower talang Akar Reservoir, South Sumatra Basin, Indonesia*. International Petroleum Technology Conference: Qatar, 21-23 November 2005.
- Suta, I Nyoman, 2016. *Jabung Block Exploration Through Time: Discoveries and Challenges*: Indonesian Petroleum Association. Technical Symposium, Indonesia Exploration: Where From – Where To

Widianingsih, Diah Ayu, 2017. *Integrasi Seismik Multiatribut Dalam Pemodelan Geostatistik Reservoir Batupasir Formasi Talangakar, Lapangan West Betara, Cekungan Sumatera Selatan* Tesis Magister, Yogyakarta: UGM (tidak dipublikasikan).

LAMPIRAN

Lampiran A: Data Seismik

Lampiran B: *Well Seismic Tie*

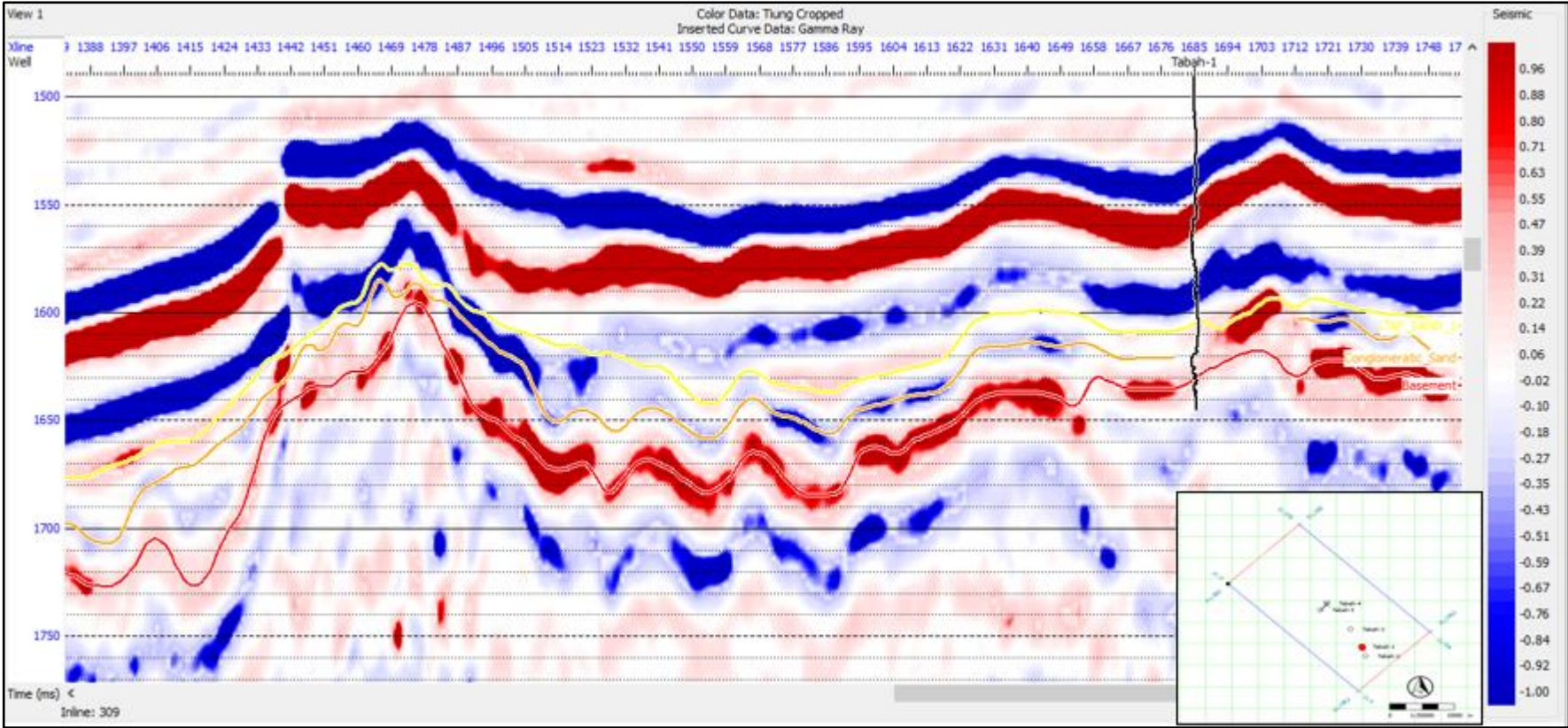
Lampiran C: Hasil Inversi AI

Lampiran D: *Crossplot* Analisis

Lampiran E: Analisis Pra Inversi

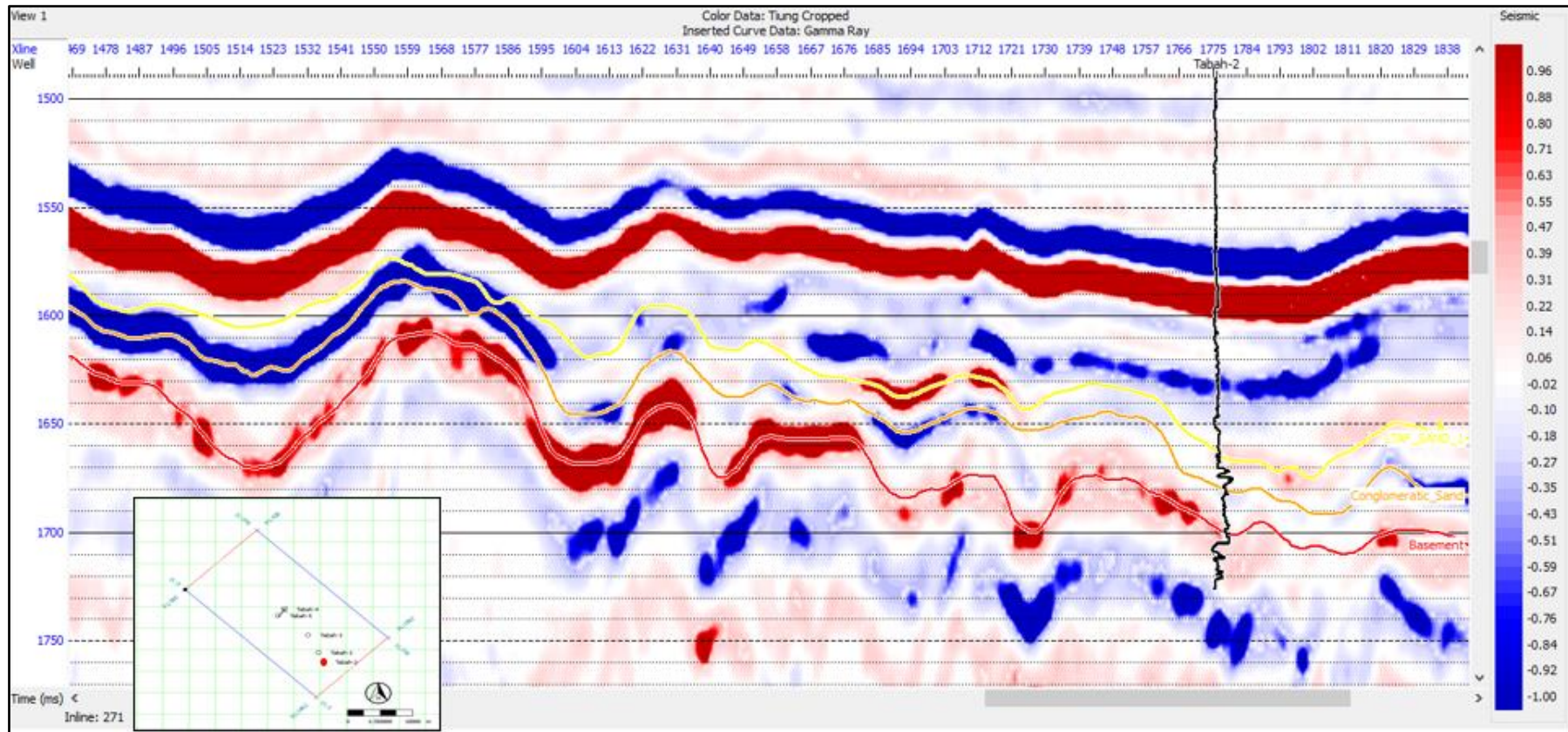
LAMPIRAN A: DATA SEISMIK

Lampiran A.1. Data Seismik Pada *Inline* 309



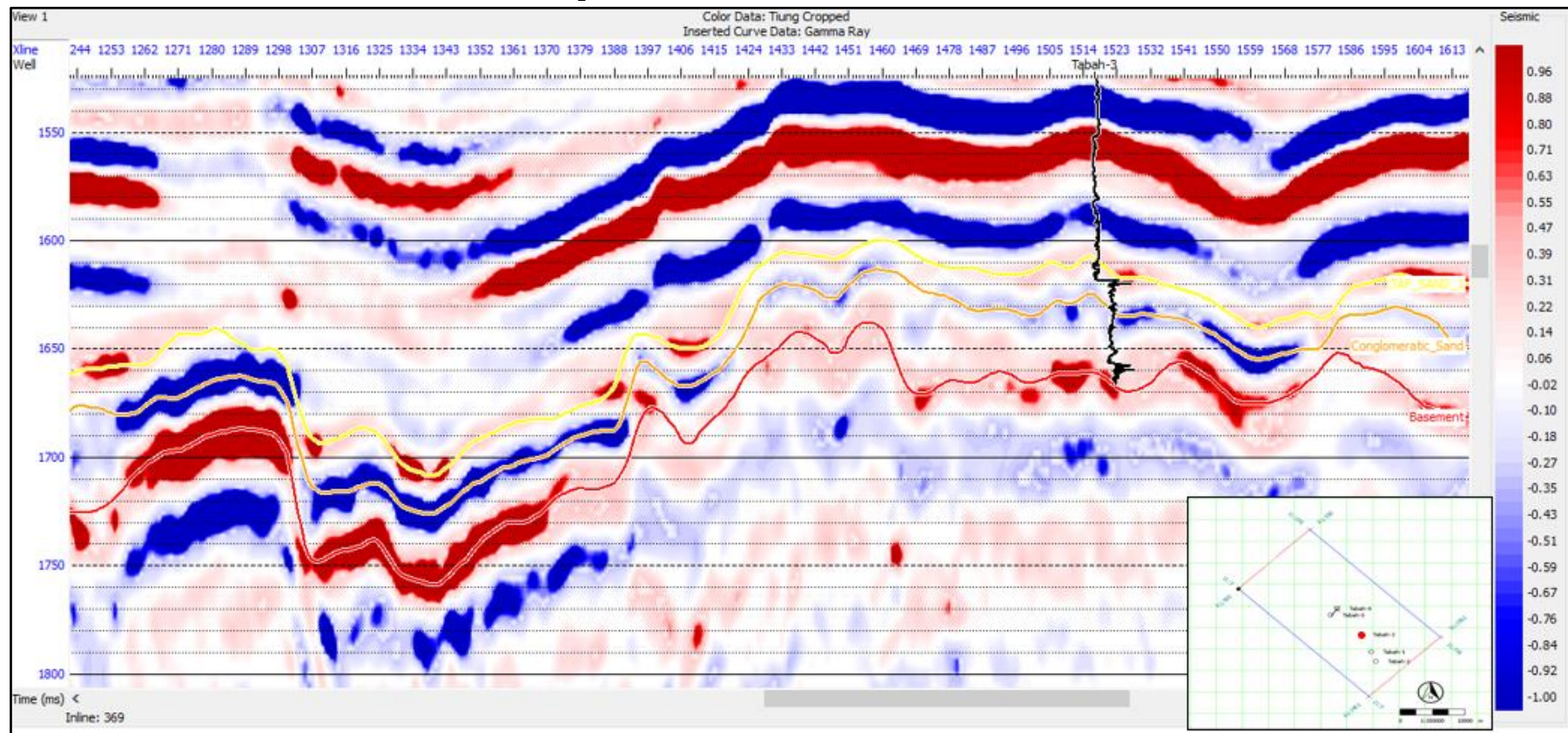
LAMPIRAN A: DATA SEISMIK

Lampiran A.2. Data Seismik Pada *Inline* 271



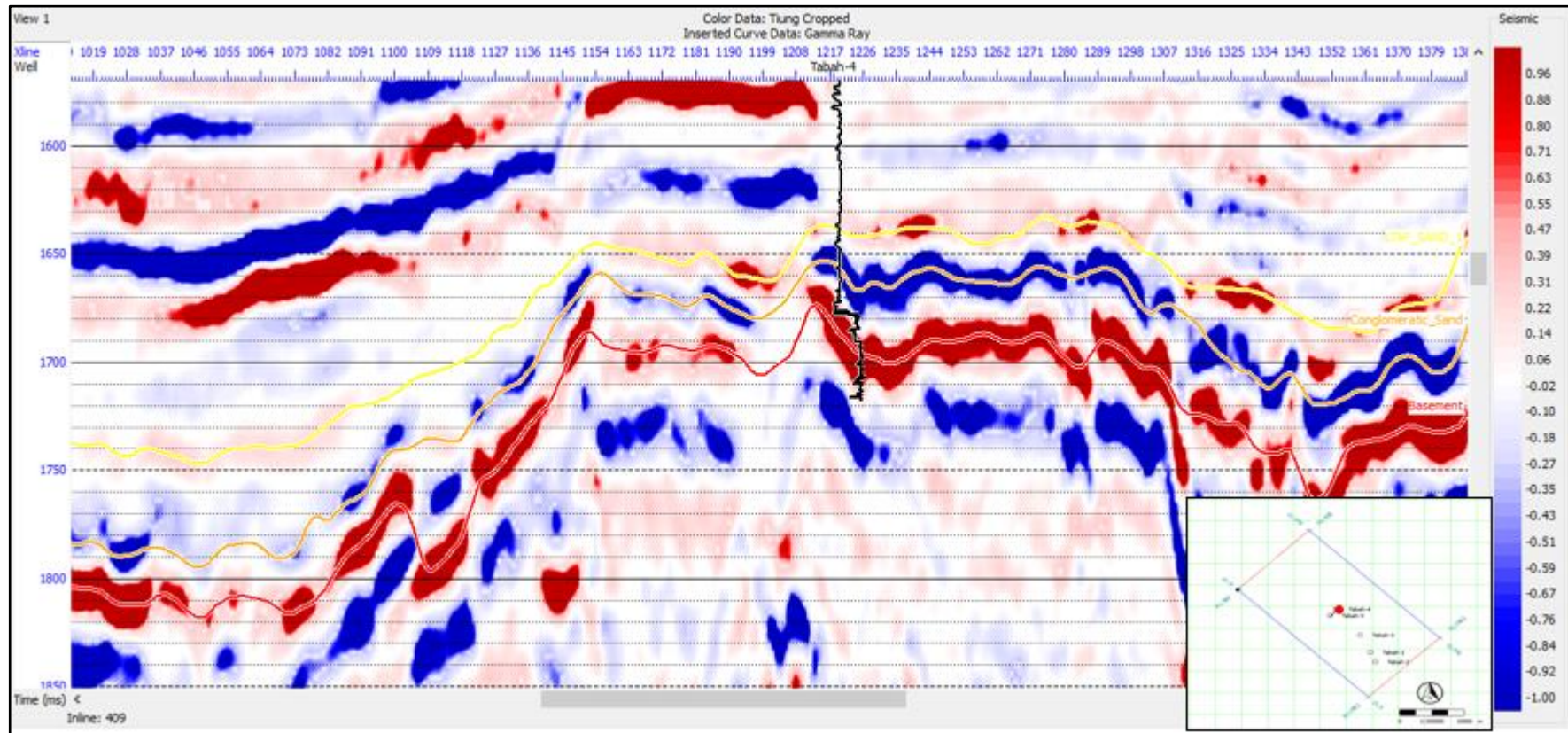
LAMPIRAN A: DATA SEISMIK

Lampiran A.3. Data Seismik Pada *Inline* 369



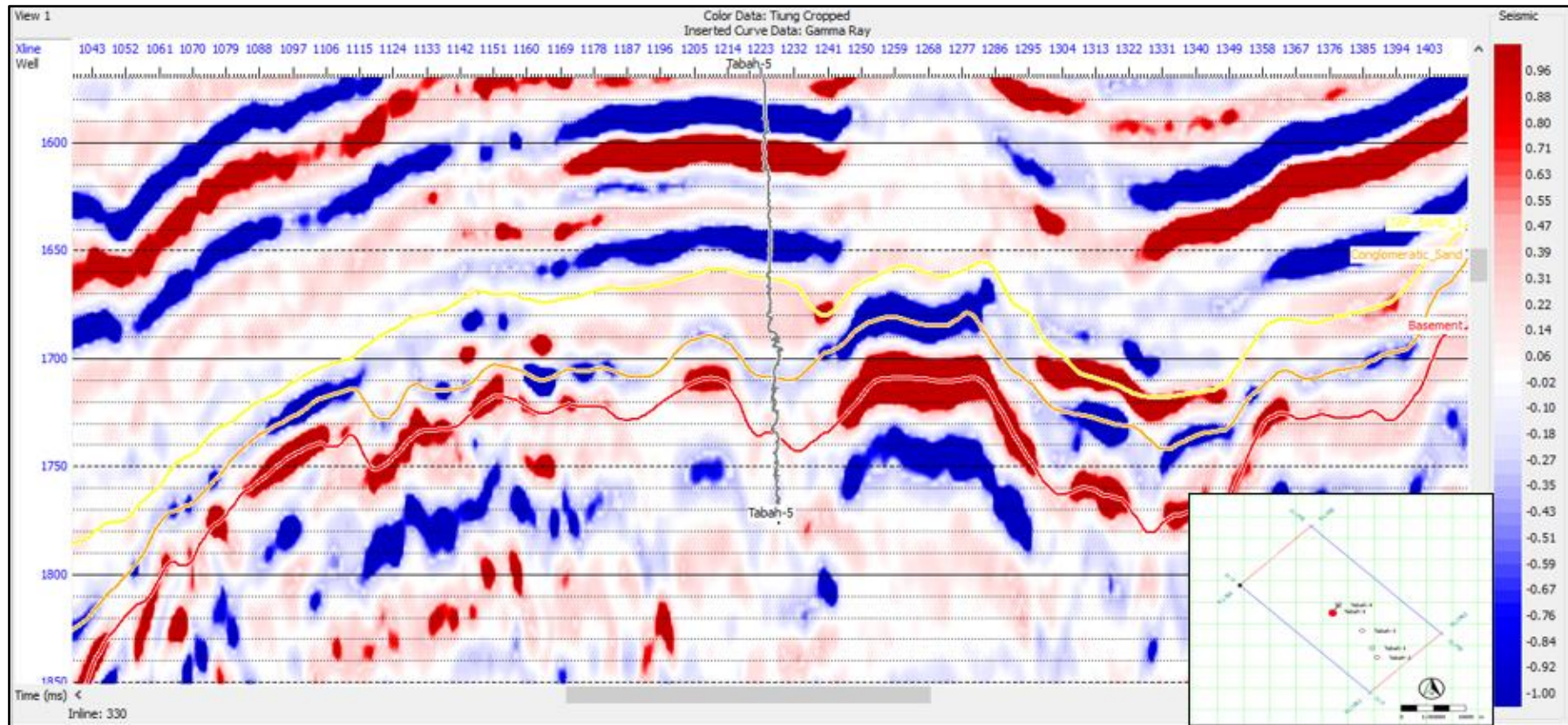
LAMPIRAN A: DATA SEISMIK

Lampiran A.4. Data Seismik Pada *Inline* 409



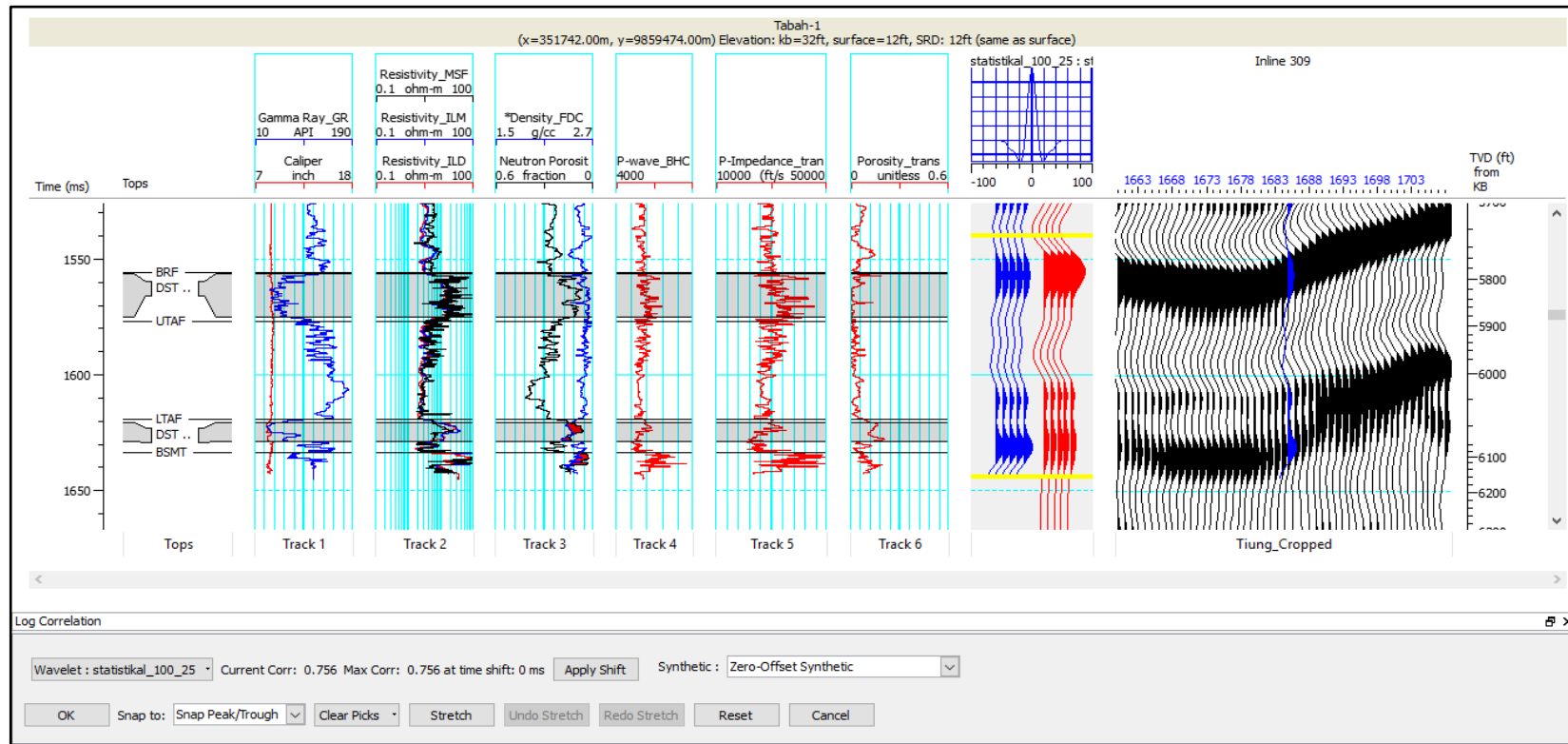
LAMPIRAN A: DATA SEISMIK

Lampiran A.5. Data Seismik Pada *Inline* 330



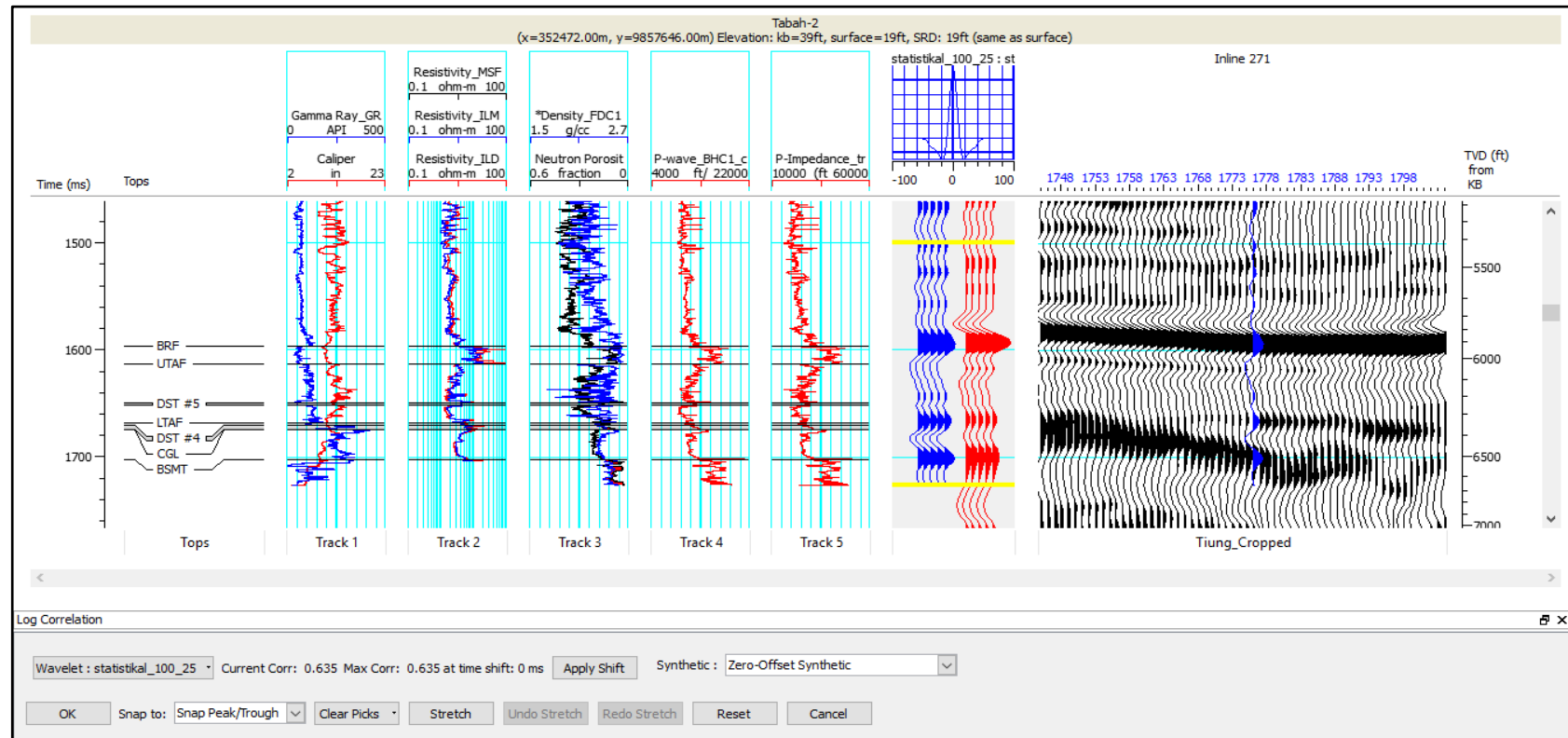
LAMPIRAN B: Well Seismic Tie

Lampiran B.1. Well Seismic Tie Pada Sumur Tabah-1



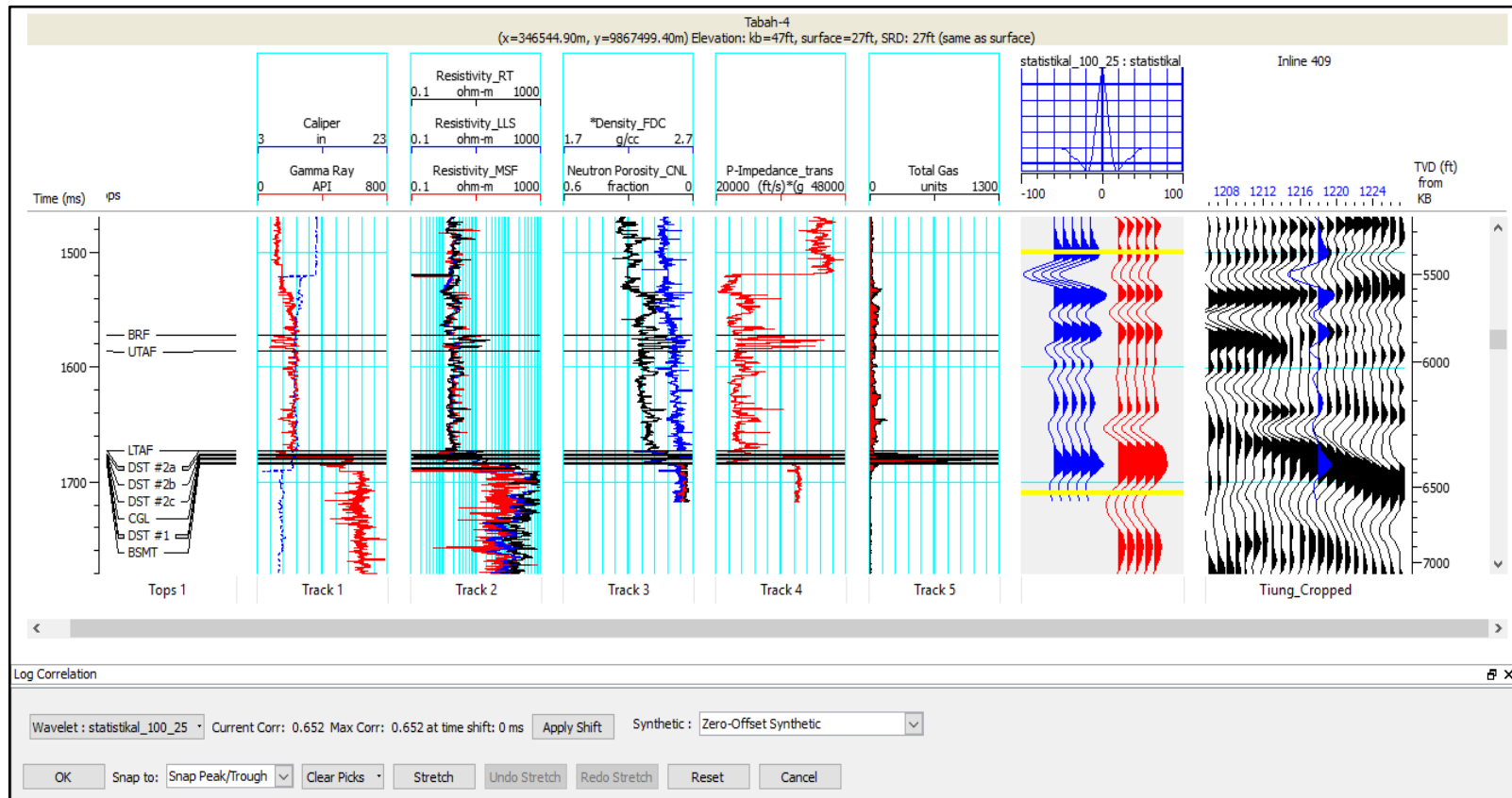
LAMPIRAN B: Well Seismic Tie

Lampiran B.2. Well Seismic Tie Pada Sumur Tabah-2



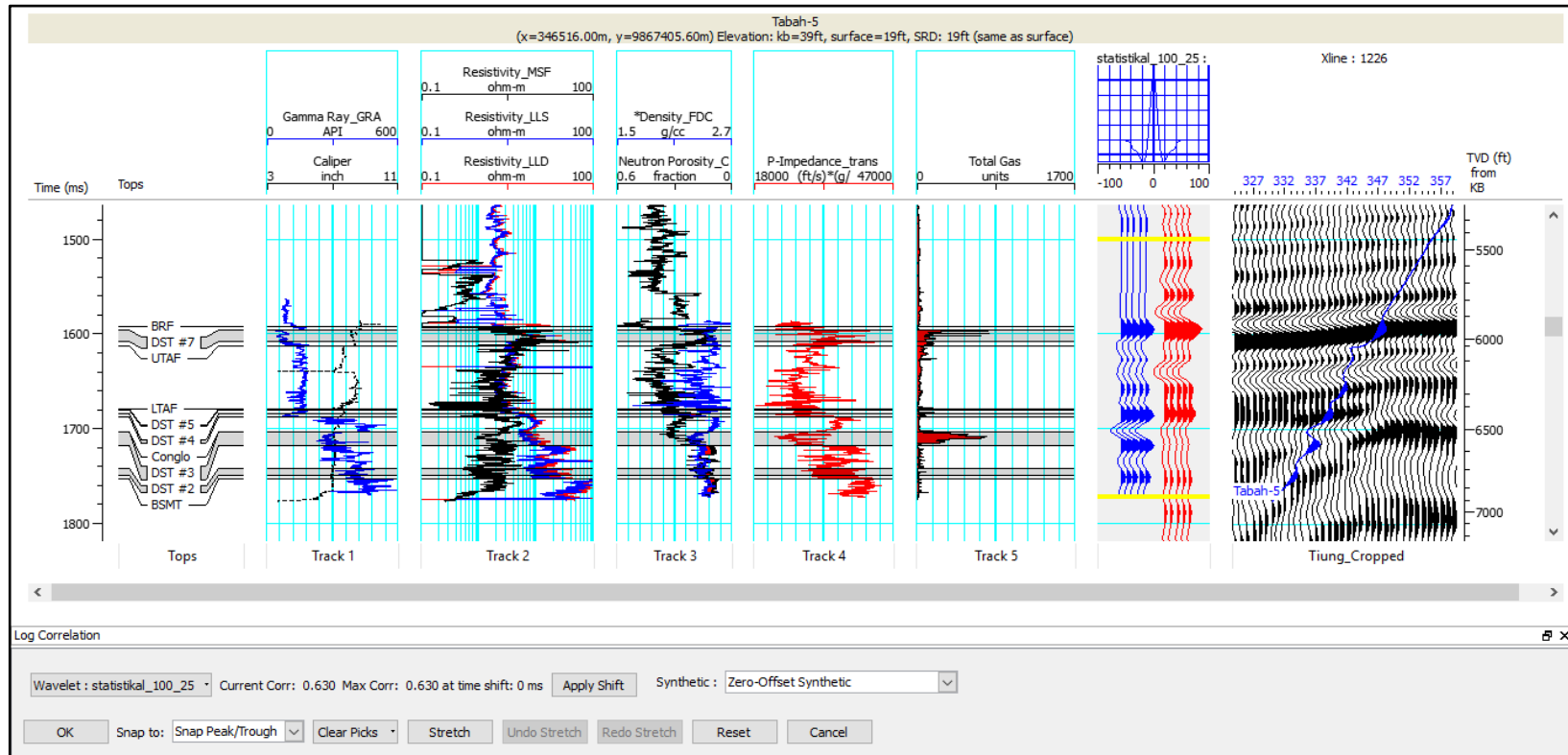
LAMPIRAN B: Well Seismic Tie

Lampiran B.3. Well Seismic Tie Pada Sumur Tabah-4



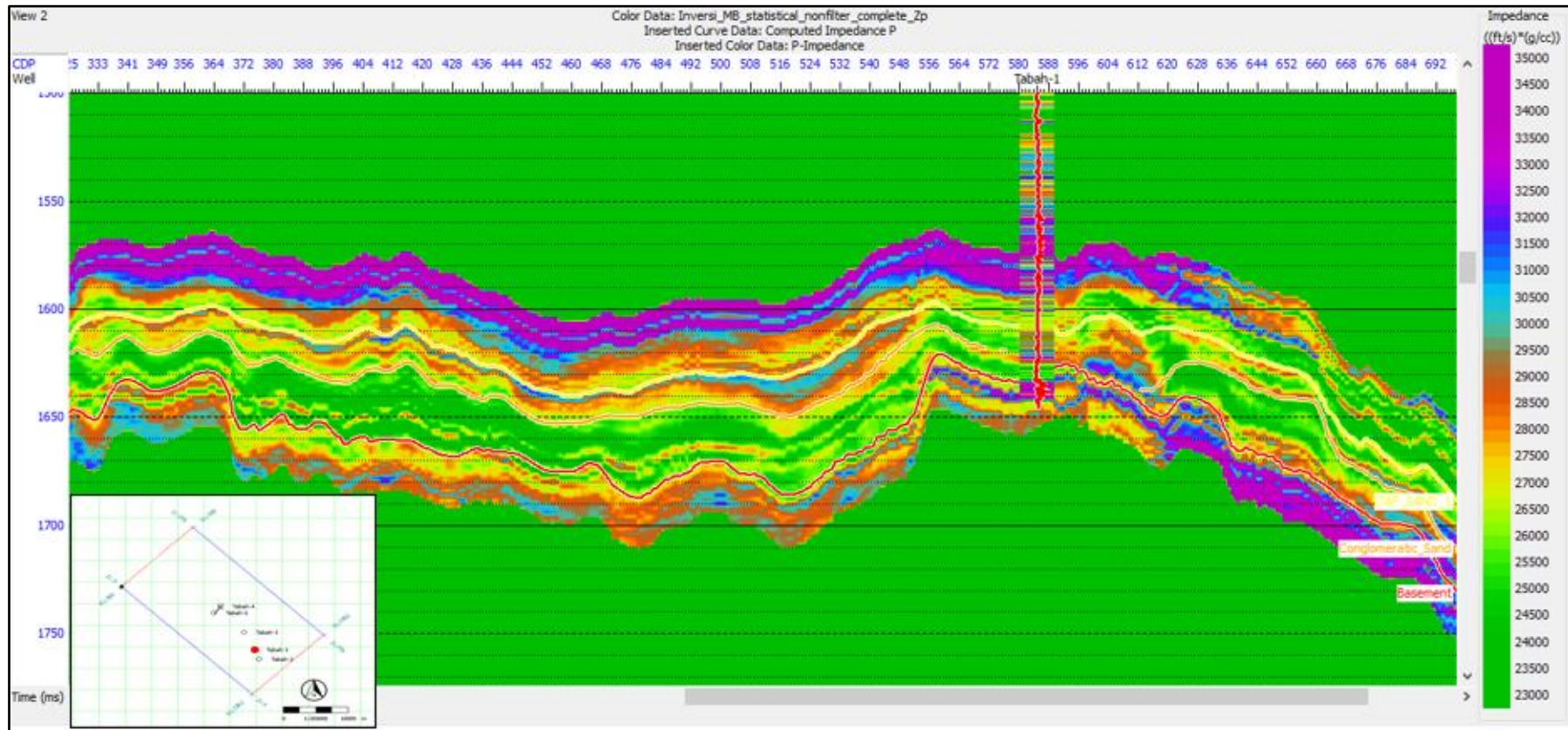
LAMPIRAN B: Well Seismic Tie

Lampiran B.4. Well Seismic Tie Pada Sumur Tabah-5



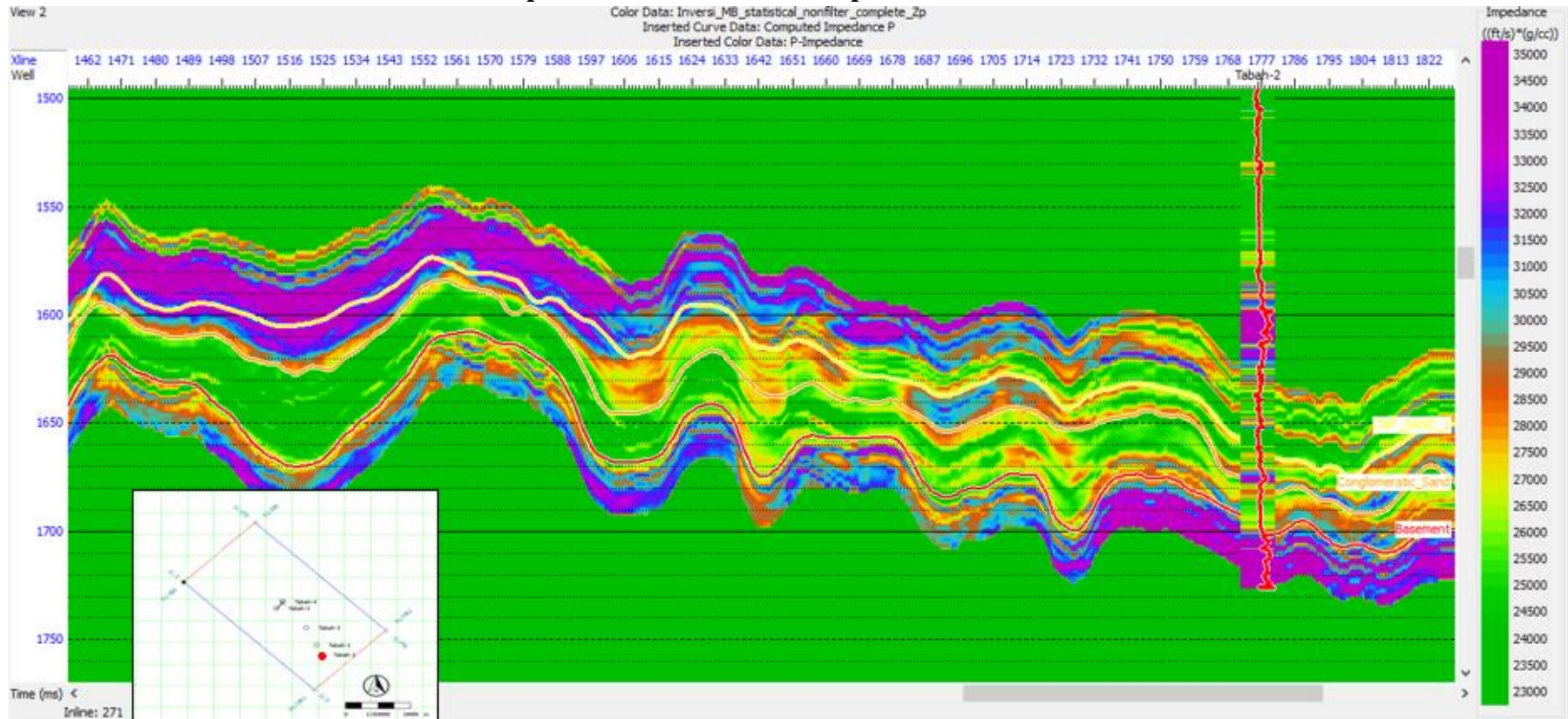
LAMPIRAN C: Hasil Inversi AI

Lampiran C.1. Hasil Inversi AI pada Sumur Tabah-1



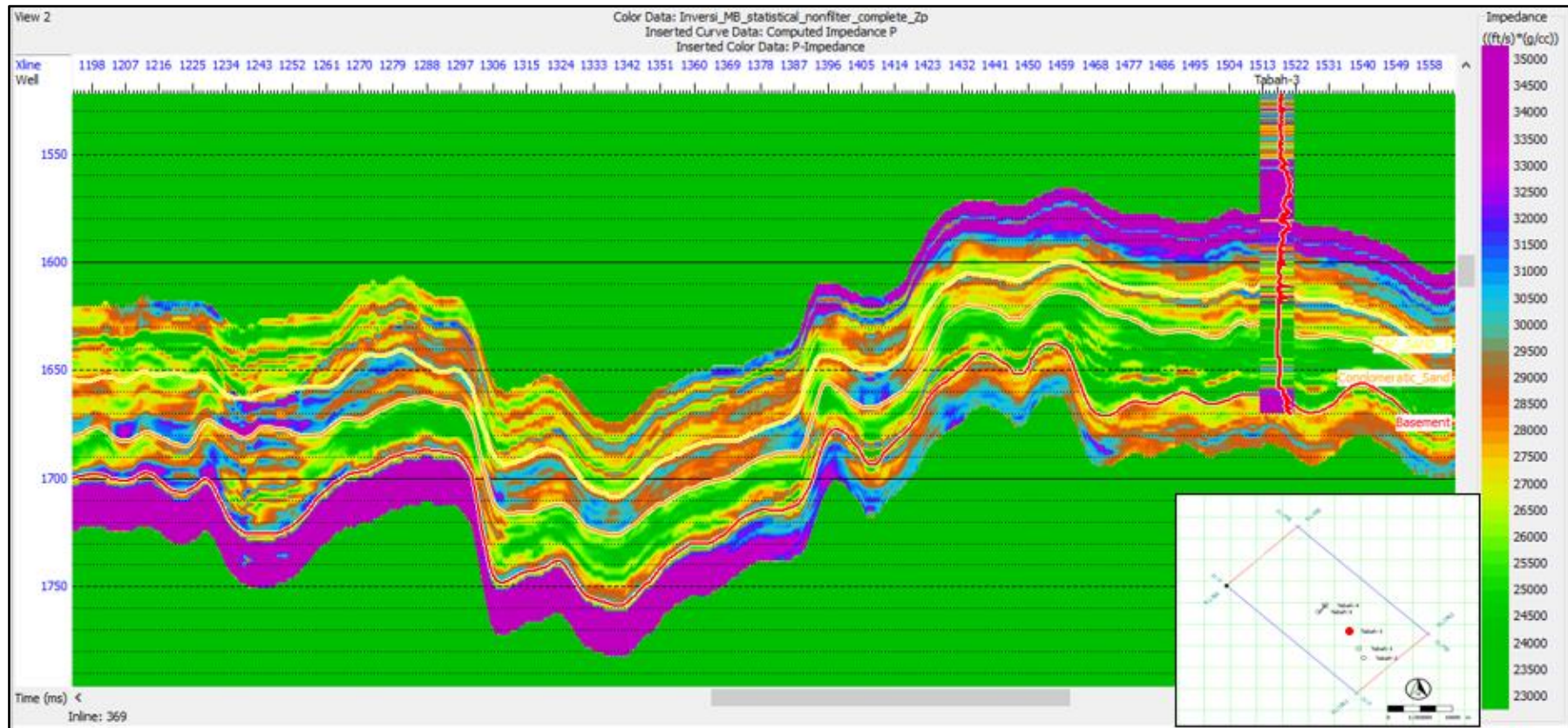
LAMPIRAN C: Hasil Inversi AI

Lampiran C.2. Hasil Inversi AI pada Sumur Tabah-2



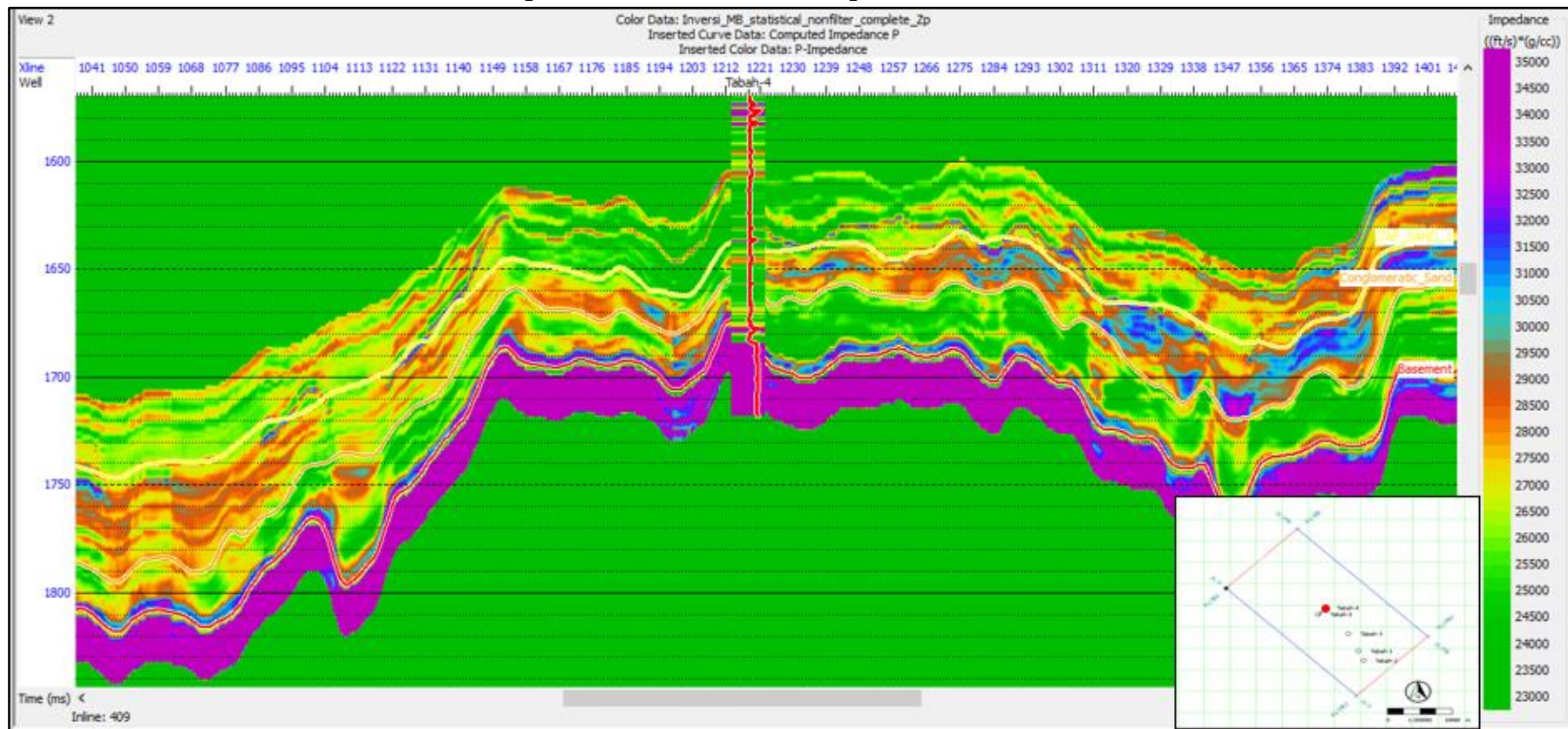
LAMPIRAN C: Hasil Inversi AI

Lampiran C.3. Hasil Inversi AI pada Sumur Tabah-3



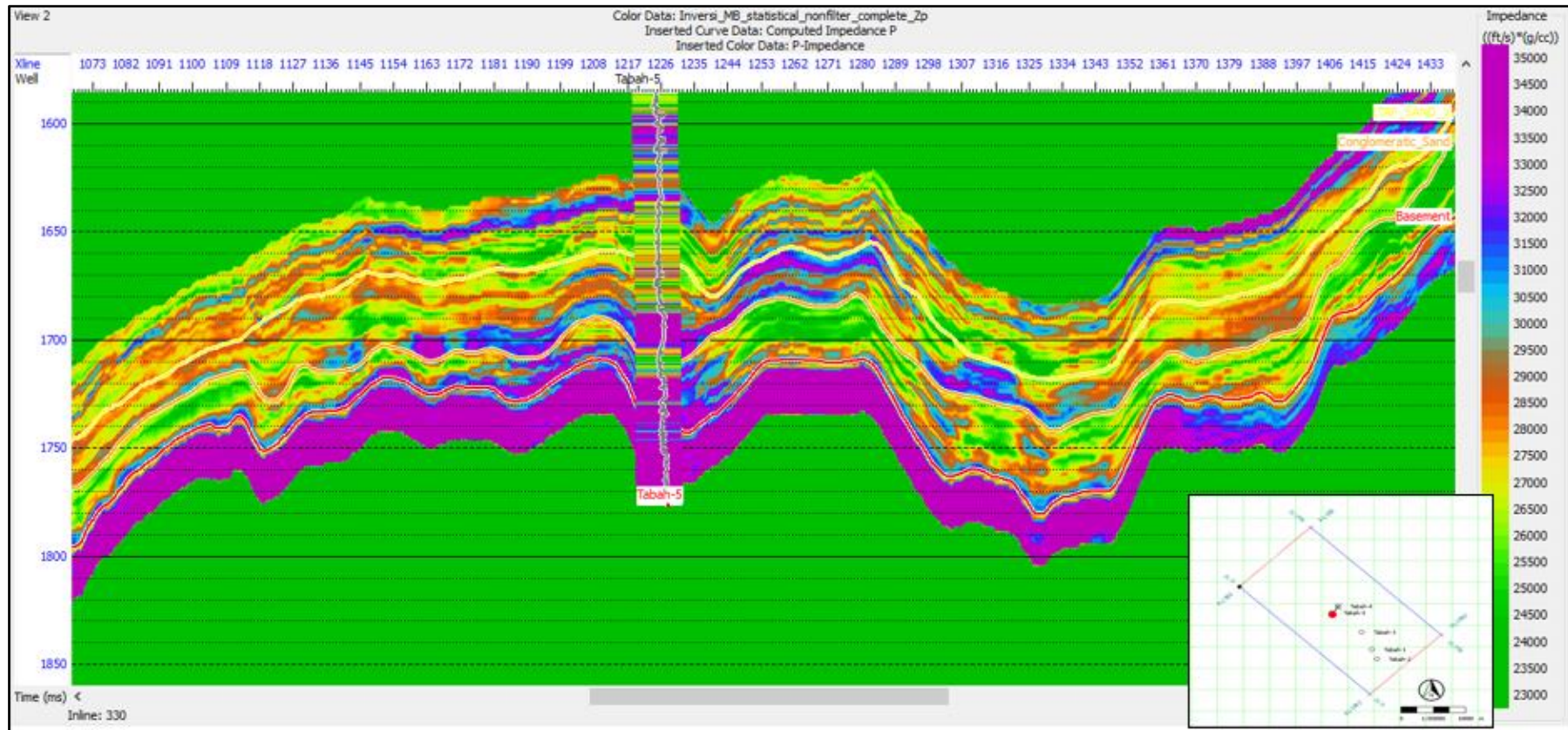
LAMPIRAN C: Hasil Inversi AI

Lampiran C.4. Hasil Inversi AI pada Sumur Tabah-4



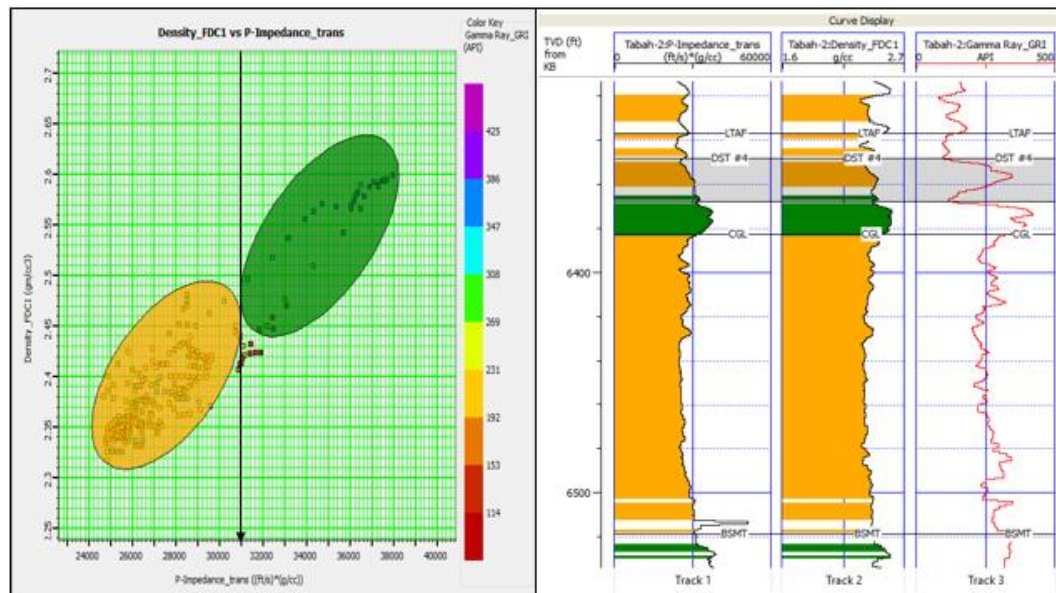
LAMPIRAN C: Hasil Inversi AI

Lampiran C.5. Hasil Inversi AI pada Sumur Tabah-5

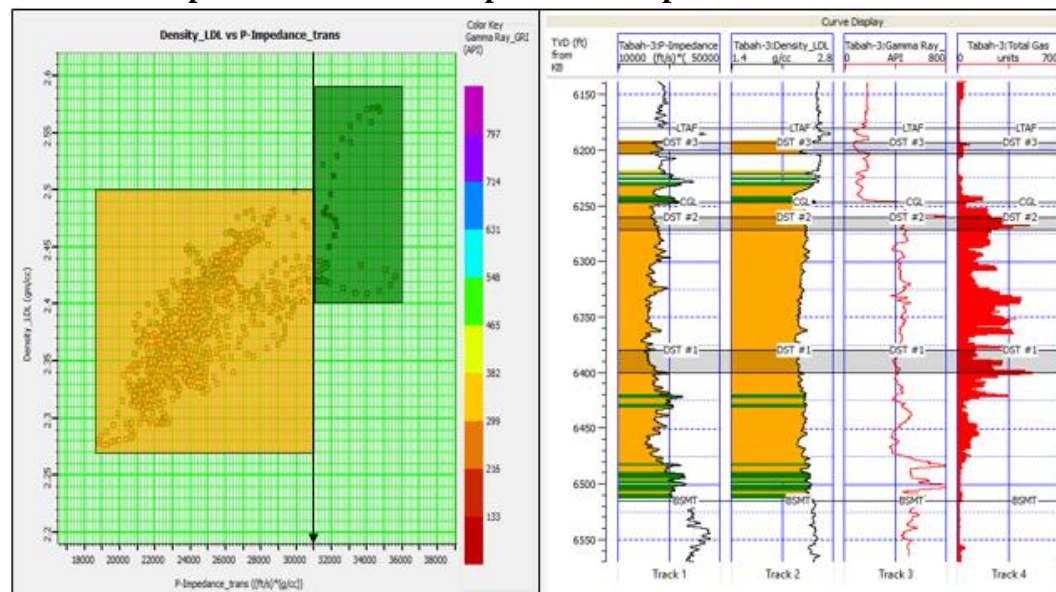


LAMPIRAN D: Hasil *Crossplot* Analisis

Lampiran D.1. Hasil *Crossplot* Analisis pada sumur Tabah-2

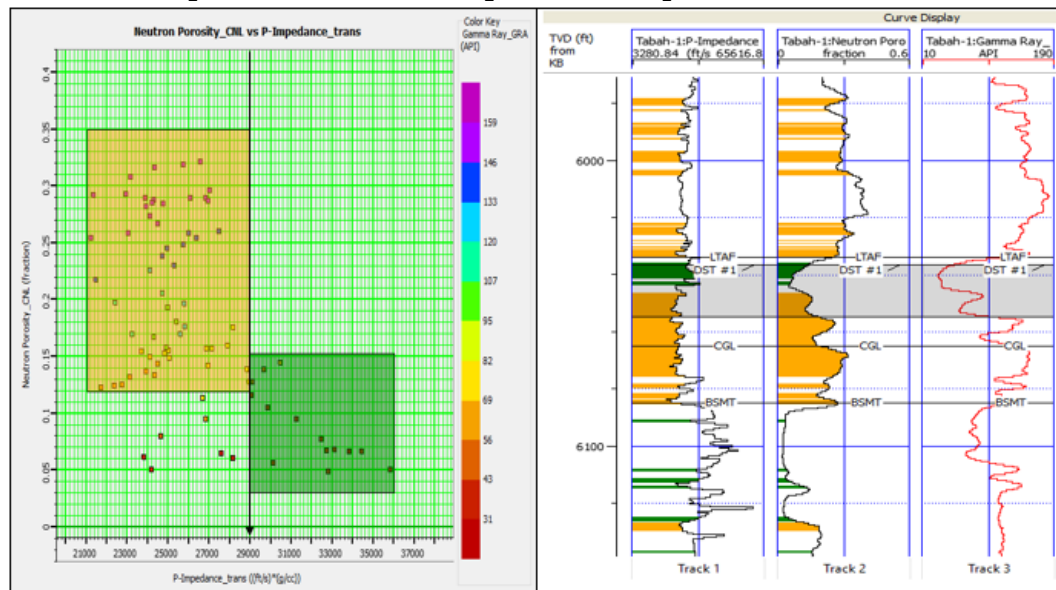


Lampiran D.2. Hasil *Crossplot* Analisis pada sumur Tabah-3

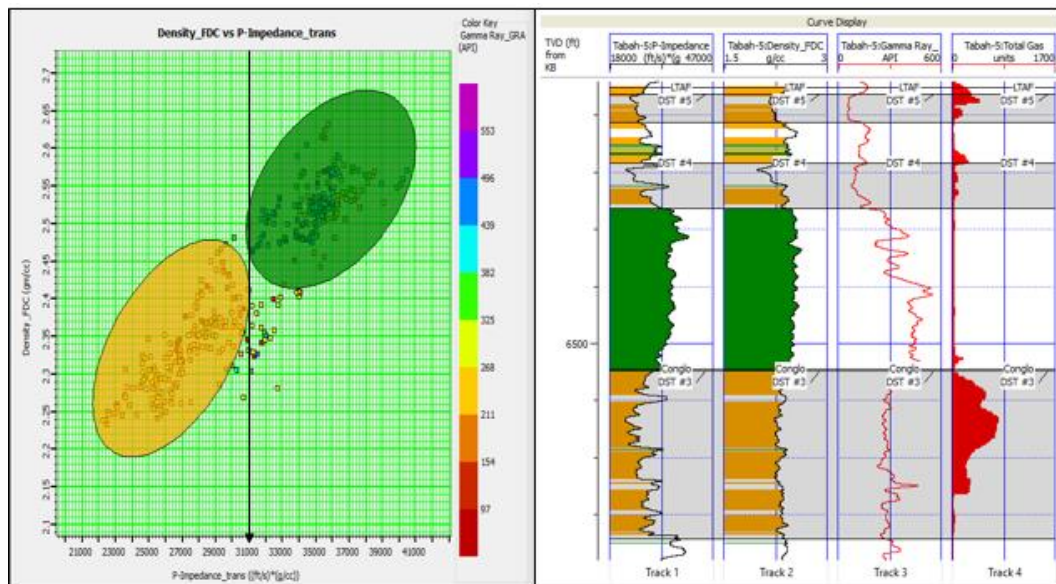


LAMPIRAN D: Hasil *Crossplot* Analisis

Lampiran D.3. Hasil *Crossplot* Analisis pada sumur Tabah-1

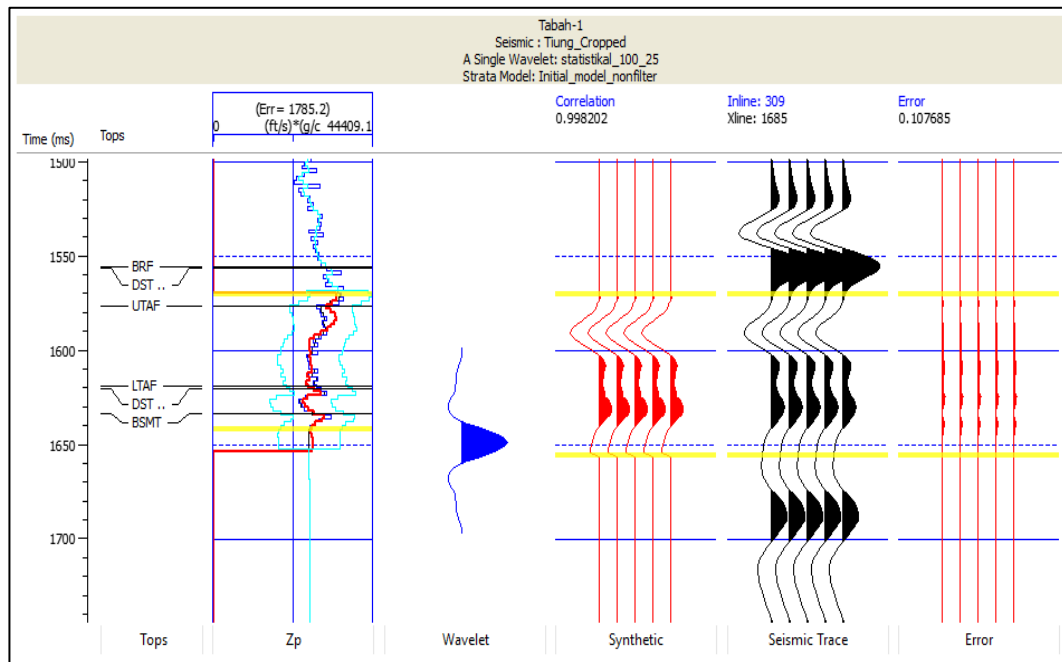


Lampiran D.4. Hasil *Crossplot* Analisis pada sumur Tabah-5

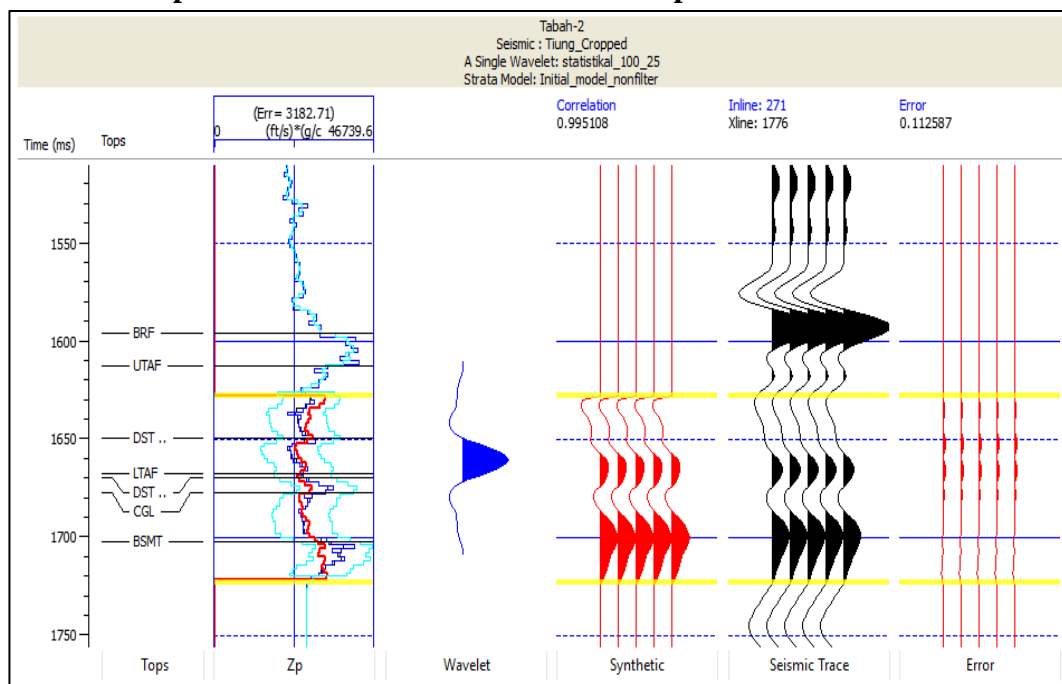


LAMPIRAN E: Hasil Analisis Pra Inversi

Lampiran E.1. Hasil Analisis Pra Inversi pada sumur Tabah-1

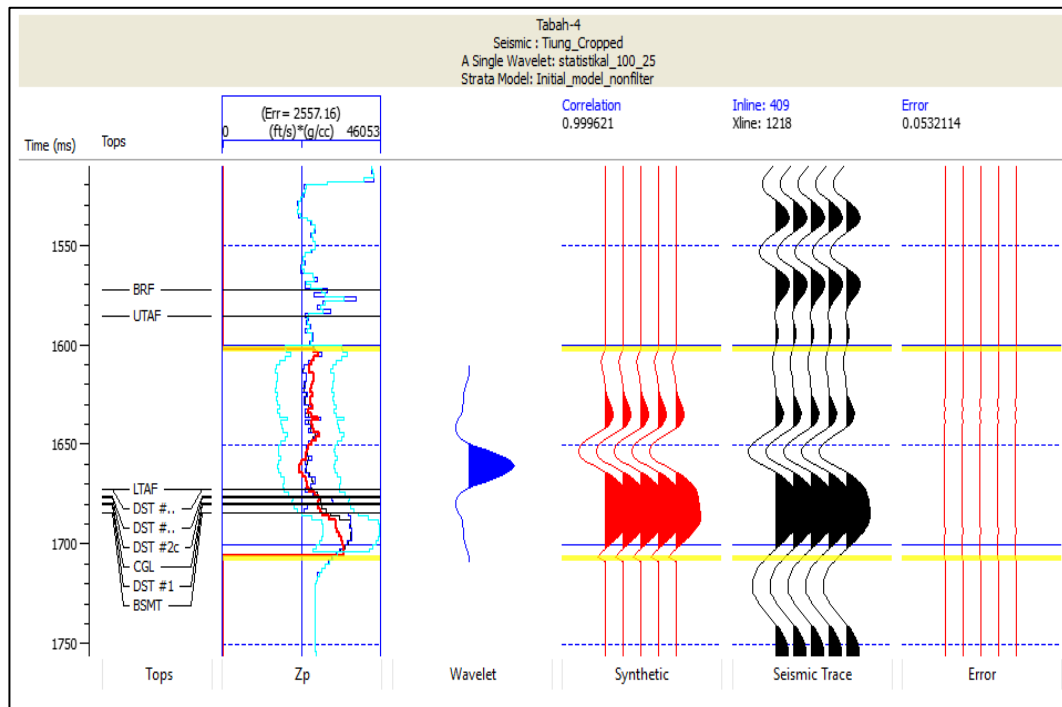


Lampiran E.2. Hasil Analisis Pra Inversi pada sumur Tabah-2



LAMPIRAN E: Hasil Analisis Pra Inversi

Lampiran E.3. Hasil Analisis Pra Inversi pada sumur Tabah-4



Lampiran E.4. Hasil Analisis Pra Inversi pada sumur Tabah-5

