

**ANALISIS KARAKTERISTIK RESERVOIR MENGGUNAKAN  
METODE SEISMIC INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK UNTUK  
MENENTUKAN KEMENERUSAN RESERVOIR MINYAK  
LAPANGAN BINAYA FORMASI CIBULAKAN ATAS,  
CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

**SKRIPSI**

**Oleh:**

**DIMAS AYU ELSANTI  
155090701111011**



**JURUSAN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
MALANG  
2019**

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

**ANALISIS KARAKTERISTIK RESERVOIR  
MENGUNAKAN METODE SEISMIC INVERSI IMEDANSI  
AKUSTIK UNTUK MENENTUKAN KEMENERUSAN  
RESERVOIR MINYAK LAPANGAN BINAYA FORMASI  
CIBULAKAN ATAS, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

**SKRIPSI**

**Oleh:**

**DIMAS AYU ELSANTI  
155090701111011**



**JURUSAN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
MALANG  
2019**

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

**ANALISIS KARAKTERISTIK RESERVOIR  
MENGUNAKAN METODE SEISMIC INVERSI IMPEDANSI  
AKUSTIK UNTUK MENENTUKAN KEMENERUSAN  
RESERVOIR MINYAK LAPANGAN BINAYA, FORMASI  
CIBULAKAN ATAS, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

**SKRIPSI**

Sebagai salah satu syarat memperoleh gelar Sarjana Teknik dalam  
bidang geofisika

**Oleh:**

**DIMAS AYU ELSANTI  
155090701111011**



**JURUSAN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
MALANG  
2019**

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

**LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI**

**ANALISIS KARAKTERISTIK RESERVOIR  
MENGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI  
AKUSTIK UNTUK MENENTUKAN KEMENERUSAN  
RESERVOIR MINYAK LAPANGAN BINAYA, FORMASI  
CIBULAKAN ATAS, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

**Oleh:  
DIMAS AYU ELSANTI  
155090701111011**

Setelah dipertahankan di depan Majelis Penguji  
pada tanggal .....  
dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar Sarjana  
Teknik dalam bidang Geofisika

**Pembimbing I**

**Pembimbing II**

**Drs. Wasis, M.AB  
NIP. 195511091984031001**

**Ermin Retnowati, S.Si., M.T  
Nopeg. 747028**

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

**Prof. Dr.rer.nat. Muhammad Nurhuda  
NIP. 19600421 1988 02 1001**

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



## LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Dimas Ayu Elsanti  
NIM : 155090701111011  
Jurusan : Fisika /Teknik Geofisika  
Penulis Skripsi berjudul :

**Analisis Karakteristik Reservoir Menggunakan Metode  
Seismik Inversi Impedansi Akustik Untuk Menentukan  
Kemenerusan Reservoir Minyak Lapangan Binaya  
Formasi Cibulakan Atas, Cekungan Jawa Barat Utara**

Dengan ini menyatakan bahwa:

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

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

**Malang, 6 Oktober 2019**  
**Yang menyatakan,**

**Dimas Ayu Elsanti**  
**NIM.155090701111011**

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# ANALISIS KARAKTERISTIK RESERVOIR MENGGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK UNTUK MENENTUKAN KEMENERUSAN RESERVOIR MINYAK LAPANGAN BINAYA FORMASI CIBULAKAN ATAS, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA

## ABSTRAK

Lapangan Binaya merupakan lapangan eksplorasi minyak yang sudah terbukti berproduksi adanya minyak. Lapangan tersebut merupakan bagian dari Cekungan Jawa Barat Utara. Dimana zona reservoir pada lapangan tersebut terletak pada Formasi Cibulakan Atas. Zona reservoir minyak pada lapangan ini memiliki litologi *shaly sandstone*.

Minyak bumi merupakan salah satu komponen penting untuk *supply* energi yang produksinya semakin lama semakin mengalami penurunan. Perlu adanya eksplorasi dalam skala besar agar memenuhi kebutuhan minyak dalam negeri. Salah satu caranya yaitu menggunakan metode karakteristik reservoir pada lapangan minyak yang sudah terbukti berproduksi. Hal ini bertujuan untuk menentukan kemenerusan zona reservoir minyak yang terdapat pada lapangan tersebut. Salah satu metodenya adalah karakterisasi reservoir inversi seismik akustik impedansi. Dalam penelitian ini menggunakan data seismik 2D yang berjumlah 6 lintasan seismik sebagai input, dan 3 data sumur sebagai kontrol.

Hasil dari penelitian ini adalah Nilai impedansi akustik pada zona reservoir minyak berdasarkan penelitian ini adalah 2200 sampai dengan 7000 m.g/s.cc. Dapat diketahui karakteristik reservoir Formasi Cibulakan Atas pada Lapangan Binaya memiliki nilai impedansi akustik yang rendah dan tersebar pada sepanjang *line* 11, *line* 21, bagian barat laut *line* 10, bagian timur *line* 18, sepanjang *line* 20 namun tidak menerus kearah barat. Kemudian daerah perpotongan antara *line* 11, *line* 07, dan *line* 20. Untuk sumur usulan sebaiknya dilakukan di daerah *line* 10 bagian tengah, dengan koordinat koordinat 6°37'17.740"LS dan 108°11'26.723"BT yang berjarak 5.236 meter dari sumur UB-04.

**Kata Kunci** : Formasi Cibulakan Atas, inversi seismik, impedansi akustik

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# **ANALYSIS OF RESERVOIR CHARACTERISTICS USING THE IMPEDANCE ACOUSTIC INVERSION METHOD FOR DETERMINING THE CONTINUITY OF THE RESERVOIR OIL IN BINAYA FIELD, UPPER CIBULAKAN FORMATION, NORTHWEST JAVA BASIN**

## **ABSTRACT**

Binaya Field is an oil exploration field that has been proven to produce oil. The field is a part of the North West Java Basin. The reservoir zone in this field is located at the Upper Cibulakan Formation. This field is unique because it has shaly sandstone oil reservoir lithology that is located between carbonate lithology formations.

Petroleum is one of some important components of energy supply whose production has been decreasing over time. Large scale exploration is needed to provide domestic oil needs. Seismic inversion acoustic impedance for Reservoir characterization is one of the methods that can be used in a productive oil field, to determine the continuity of oil reservoirs. This project has six 2D seismic lines as data input and 3 well data as a data controller.

The result of this project is acoustic impedance value in oil reservoir zone is 2200 until 7000 m.g/s.cc. It can be known the reservoir characteristics of the Upper Cibulakan Formation at Binaya Field have low acoustic impedance value spreads along line 11, line 21, northwest of line 10, east of line 18, along line 20, but discontinue to the west of this line. And well recommendation located in line 10 area. With coordinate 6°37'17.740" Southern Latitude and 108°11'26.723" East longitude. the distance of well recommendation is 5.236 meters from well UB-04

**Keywords** : Upper Cibulakan Formation, seismic inversion, acoustic impedance.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kami panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas limpahan rahmat, taufiq, serta hidayah-Nya kami dapat menyelesaikan Laporan penelitian Tugas Akhir yang berjudul **“Analisis Karakteristik Reservoir Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik Untuk Menentukan Kemenerusan Reservoir Minyak Lapangan Binaya Formasi Cibulakan Atas, Cekungan Jawa Barat Utara”**.

Penulis menyadari sepenuhnya bahwa dalam proses penulisan tugas akhir ini banyak sekali bantuan dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, penulis ingin menyampaikan terima kasih kepada:

1. Orang tua dan keluarga yang selalu mendukung dan memberikan doa kepada penulis selama melaksanakan kuliah di Universitas Brawijaya
2. Bapak Drs. Wasis, M.AB selaku Dosen Pembimbing I yang telah memberikan ilmu dan membimbing penulis selama pelaksanaan tugas akhir ini.
3. Ibu Ermin Retnowati selaku Dosen Pembimbing II dan Pembimbing Lapang di Pertamina UTC yang telah memberikan ilmu dan membimbing penulis selama pelaksanaan tugas akhir ini.
4. Bapak Prof. Dr.rer.nat. Muhammad Nurhuda selaku Ketua Jurusan Fisika Fakultas MIPA Universitas Brawijaya
5. Bapak Drs. Alamsyah Juwono, Ph.D selaku Ketua Program Studi Teknik Geofisika Jurusan Fisika Fakultas MIPA Universitas Brawijaya.
6. Bapak M. Noor Alamsyah selaku alumni Geofisika Universitas Brawijaya yang selalu peduli terhadap perkembangan geofisika UB dalam hal materi, dan telah banyak memberikan persiapan berupa ilmu yang tidak didapatkan di dalam kelas kepada mahasiswa geofisika UB.
7. Mbak Putri dan Mas Danang yang selalu membantu penulis ketika menemui kesulitan disaat mengolah data.
8. Teman seperjuangan tugas akhir yaitu Nada Revita, Farhan Farabi, Aisyah Endah, Marella, Gigih, dan Febi atas segala hiburan dan tempat penulis berbagi keluh kesah, sekaligus sudah menjadi teman se frekuensi.

9. Alfian Aiman Shubhi yang telah membantu penulis dalam persiapan maupun pelaksanaan tugas akhir.
10. Khansa, Almarhumah Septiana, Dina, Esti serta Wanda yang telah menjadi teman belajar dan teman curhat serta tergantung dalam grup “Rempong” selama berkuliah berkuliah di Universitas Brawijaya.
11. Teman – teman Teknik Geofisika Universitas Brawijaya angkatan 2015 yang telah menjadi partner terbaik selama menjalani perkuliahan di Universitas Brawijaya.
12. Keluarga besar Ikatan Mahasiswa Geofisika Universitas Brawijaya.
13. Seluruh dosen dan staff akademik jurusan Fisika dan Fakultas MIPA Universitas Brawijaya.
14. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu-persatu.

Penulis menyadari bahwa dalam penyusunan laporan ini masih jauh dari kesempurnaan. Maka dari itu, saran dan kritik yang bersifat membangun sangat kami harapkan demi kesempurnaan penulisan di kemudian hari. Akhirnya, penulis berharap semoga laporan penelitian tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi penulis, pembaca, dan masyarakat luas terutama dalam hal menambah wawasan mengenai pengembangan geofisika di Indonesia.

Malang, 6 Oktober 2019

Penulis



# DAFTAR ISI

Halaman

<b>LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI</b> .....	<b>v</b>
<b>LEMBAR PERNYATAAN</b> .....	<b>vii</b>
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>ix</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>xv</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>xix</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>xxi</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	<b>xxiii</b>
<b>DAFTAR ISTILAH DAN SINGKATAN</b> .....	<b>xxv</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan Penelitian .....	2
1.4 Batasan Masalah .....	2
1.5 Manfaat Penelitian .....	2
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	<b>3</b>
2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara .....	3
2.1.1 Cekungan Jawa Barat Utara.....	3
2.1.2 Struktur Cekungan Jawa Barat Utara.....	5
2.1.3 Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara.....	6
2.2 Formasi Cibulakan Atas Sebagai Target .....	11
2.3 Konsep Dasar Seismik Refleksi.....	12
2.3 Komponen Data Seismik Refleksi.....	14
2.3.1 Impedansi akustik .....	14
2.3.2 Koefisien refleksi .....	14
2.3.3 Polaritas seismik .....	15

2.3.4 Fase.....	15
2.3.5 <i>Wavelet</i> .....	16
2.3.6 Resolusi vertikal gelombang seismik .....	16
2.4 <i>Well Seismic Tie</i> .....	16
2.4.1 Seismogram sintetik.....	16
2.5 Data Sumur .....	17
2.5.1 Log <i>Gamma Ray</i> .....	17
2.5.2 Log Sonik .....	18
2.5.3 Log Densitas.....	19
2.5.5 Log Porositas Neutron.....	21
2.6 Inversi Seismik .....	22
<b>BAB III METODE PENELITIAN.....</b>	<b>25</b>
3.1 Waktu dan Tempat Penelitian .....	25
3.2 Peralatan yang Digunakan .....	25
3.2.1 Hardware.....	25
3.2.2 Software .....	25
3.3 Ketersediaan Data .....	25
3.3.1 Data literatur .....	25
3.3.2 Data seismik.....	25
3.3.3 Data sumur .....	26
3.3.4 Data <i>Well Marker</i> .....	27
3.4 Prosedur Penelitian .....	27
3.4.1 Input data.....	27
3.4.2 Analisis <i>miss tie</i> .....	28
3.4.3 Interpretasi data sumur.....	28
3.4.4 Analisis sensitivitas.....	28
3.4.5 Analisis <i>tuning thickness</i> .....	28
3.4.6 Estimasi <i>wavelet</i> dan <i>well seismic tie</i> .....	29
3.4.7 Interpretasi Horizon .....	29

3.4.8 Model awal inversi.....	30
3.4.9 Analisis inversi .....	30
3.4.10 Inversi.....	30
3.4.11 Analisis kemenerusan zona target .....	31
3.5 Diagram Alir.....	32
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....</b>	<b>33</b>
4.1 Analisis <i>Miss Tie</i> .....	33
4.2 Interpretasi Data Sumur .....	34
4.3 Analisis Sensitivitas.....	36
4.4 Analisis <i>Tuning Tickness</i> .....	38
4.5 Estimasi <i>Wavelet</i> dan <i>Well Seismic Tie</i> .....	39
4.6 Interpretasi Horizon.....	40
4.7 Model Awal Inversi .....	42
4.8 Analisis Pre Inversi.....	45
4.9 Hasil Inversi.....	47
4.10 Analisis Kemenerusan Zona Reservoir Pada Lapangan Binaya.....	51
4.11 Analisis Sumur Usulan .....	58
<b>BAB V KESIMPULAN.....</b>	<b>61</b>
5.1 Kesimpulan.....	61
5.2 Saran .....	61
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>63</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>65</b>
Lampiran 1 Analisis Sensitivitas.....	65
Lampiran 2 Hasil Well Seismic Tie.....	67
Lampiran 3 Model Awal Inversi .....	70
Lampiran 4 Hasil Inversi.....	74

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR GAMBAR

Halaman

Gambar 2.1 Struktur utama Cekungan Jawa Barat Utara (Remington and Pranyoto, 1985).....	4
Gambar 2.2 Kolom stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Noble, 1997).....	10
Gambar 2.3 Lingkungan Pengendapan ( <a href="https://www.gurugeografi.id">https://www.gurugeografi.id</a> ) .....	11
Gambar 2.4 Prinsip Huygen (Aspirini, 2011) .....	12
Gambar 2.5 Prinsip Hukum Snellius (Castagna and Backus, 2013) ..	13
Gambar 2.6 Prinsip Fermat (Munadi, 2002) .....	13
Gambar 2.7 Polaritas Seismik (Sherrif and Geldart, 1995).....	15
Gambar 2.8 Fase gelombang seismik (Sherrif and Geldart, 1995) ....	15
Gambar 2.9 Interpretasi Lapisan Batuan dengan GR Log (Kristanto, 1996).....	18
Gambar 2.10 Interpretasi Lapisan Batuan dengan Density Log (Rider, 1996).....	20
Gambar 2.11 Respon log porositas neutron terhadap batuan (Rider, 1996).....	22
Gambar 2.12 Inversi AI mengubah data seismik menjadi impedansi akustik dengan kontrol sumur .....	23
Gambar 3. 1 <i>Basemap</i> seismik .....	26
Gambar 3. 2 Diagram Alir Penelitian.....	32
Gambar 4.1 Perbandingan hasil sebelum (a) dan sesudah (b) dilakukan <i>miss tie</i> .....	33
Gambar 4.2 Hasil <i>miss tie</i> menggunakan arbitrary line.....	34
Gambar 4.3 Zona target pada UB – 02.....	34
Gambar 4.4 Zona target pada UB – 05.....	35
Gambar 4.5 Zona target pada UB – 04.....	35
Gambar 4.6 Crossplot AI vs neutron porosity dengan <i>color key log gamma ray</i> .....	37
Gambar 4.7 <i>cross section</i> dari zona target.....	37
Gambar 4.8 Wavelet Usewell 3 well; fungsi terhadap amplitudo (atas), fungsi frekuensi terhadap amplitudo (bawah).....	40
Gambar 4.9 Hasil interpretasi horizon line 11.....	41
Gambar 4.10 Hasil interpretasi horizon line 10.....	41
Gambar 4.11 Model Awal Line 11.....	43
Gambar 4.12 Model awal line 10 .....	44

Gambar 4.13	Jendela Analisis Inversi UB-02 .....	46
Gambar 4.14	Jendela Analisis Inversi UB-04 .....	46
Gambar 4.15	Jendela Analisis Inversi UB-05 .....	47
Gambar 4.16	Hasil Inversi Line 11 .....	48
Gambar 4.17	Hasil inversi Line 10.....	49
Gambar 4. 18	Quality control hasil inversi.....	50
Gambar 4. 19	Peta slicing kedalaman pada zona target .....	53
Gambar 4. 20	Hasil Inversi disekitar sumur UB-05 .....	55
Gambar 4. 21	Hasil Inversi disekitar UB-02 .....	56
Gambar 4. 22	Hasil inversi disekitar line 10 .....	57
Gambar 4. 23	Sumur usulan .....	58
Gambar 4. 24	<i>Basemap</i> yang terdapat sumur usulan.....	59
Gambar 4. 26	Antiklin pada line 10 .....	60

## DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2.1 Nilai Resistivitas Batuan ( <i>De Caster, 1974</i> ) .....	21
Tabel 3.1 Ketersediaan data sumur .....	27
Tabel 3.2 Data Well Marker .....	27
Tabel 4.1 Kedalaman target lapisan zona target pada setiap sumur ...	36
Tabel 4.2 Nilai IA dan porositas neutron berdasarkan crossplot log sumur .....	38
Tabel 4.3 Analisis Tuning Thickness pada setiap sumur .....	39
Tabel 4.4 Error log impedansi dan nilai korelasi trace seismik sintetik dengan trace seismik asli .....	45

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



## DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
Gambar 1 Hasil Analisis Sensitivitas UB-04 .....	65
Gambar 2 Hasil Analisis Sensitivitas UB-05 .....	66
Gambar 3 Hasil well seismik tie Sumur UB -02 .....	67
Gambar 4 Hasil well seismik tie Sumur UB -04 .....	68
Gambar 5 Hasil well seismik tie UB-05 .....	69
Gambar 6 Model awal inversi line 07 .....	70
Gambar 7 Model awal inversi line 18 .....	71
Gambar 8 Model awal inversi line 20 .....	72
Gambar 9 Model awal inversi line 21 .....	73
Gambar 10 Hasil inversi line 07 .....	74
Gambar 11 Hasil inversi line 20 .....	75
Gambar 12 Hasil inversi line 18 .....	75
Gambar 13 Hasil inversi line 21 .....	75

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR ISTILAH DAN SINGKATAN

<b>Istilah/Singkatan</b>	<b>Keterangan</b>
Reservoir	Batuan berpori yang dapat menampung fluida
<i>Trace</i>	Pulsa seismik panjang hasil survei seismik maupun hasil pemodelan
<i>Wavelet</i>	Pulsa Seismik Pendek
Horizon	Suatu lapisan bawah permukaan
<i>Vintage</i>	Tahun akuisisi seismik
IA	Impedansi Akustik
<i>Slicing</i>	Penyayatan pada suatu kedalaman tertentu
Horizon	Suatu lapisan bawah permukaan
GR	Gamma Ray
Litologi	Karakteristik batuan
<i>Sandstone</i>	Batu Pasir
<i>Shalestone</i>	Batu Lempung
<i>Limestone</i>	Batu Karbonat
<i>Line</i> Seismik	Lintasan Seismik
Kemenerusan	Pengendapan sebuah lapisan batuan sampai menipis dan menghilang pada batas dimana lapisan tersebut diendapkan.
Penampang Seismik	Rekaman data seismik yang digambarkan sepanjang lintasan tertentu.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Minyak bumi merupakan salah satu komponen penting untuk *supply* energi baik di Indonesia maupun di dunia. Meskipun dewasa ini banyak potensi energi terbarukan, namun ketergantungan pada minyak bumi di dunia tidak bisa dipungkiri, ataupun diabaikan. Menurut Nugroho (2014) Dengan populasi dan pertumbuhan ekonomi yang tinggi, permintaan energi di dalam negeri yang terus meningkat serta penurunan produksi minyak bumi di dalam negeri telah menggiring Indonesia menjadi pengimpor energi dengan volume yang terus membesar. Menurut informasi dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral tahun 2015, cadangan minyak yang masih ada saat ini terbukti akan bertahan untuk sekitar 23 tahun. Melihat hal tersebut perlu dilakukan optimalisasi produksi minyak bumi. Salah satu cara untuk meningkatkan produksi minyak bumi adalah melakukan karakteristik reservoir pada lapangan migas yang sudah berproduksi.

Salah satu lapangan yang sudah berproduksi adalah Lapangan minyak Binaya yang merupakan bagian dari Cekungan Jawa Barat Utara. Target lapangan ini berada pada Formasi Cibulakan Atas. Dimana litologi pada Formasi Cibulakan Atas merupakan lapisan batupasir dengan perselingan serpih didalamnya. Untuk mendapatkan hasil produksi yang optimal, harus diperhatikan kemenerusan zona reservoir minyak tersebut. Salah satu cara untuk mengetahui kemenerusan zona reservoir adalah dengan menggunakan seismik inversi impedansi akustik.

Impedansi akustik adalah sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur. Dimana nilai impedansi akustik dikendalikan oleh kecepatan gelombang.

Berdasarkan uraian diatas, mendorong dilakukan inversi seismik akustik impedansi pada Lapangan Binaya untuk mengetahui kemenerusan zona reservoir minyak berdasarkan nilai akustik impedansi pada Formasi Cibulakan Atas Cekungan Jawa Barat Utara.

## **1.2 Rumusan Masalah**

Berdasarkan latar belakang di atas, rumusan masalah pada penelitian ini dapat berupa:

1. Bagaimana kemenerusan zona reservoir minyak pada daerah Lapangan Binaya berdasarkan nilai impedansi akustik?
2. Dimanakah sumur usulan yang akan direkomendasikan pada Lapangan Binaya berdasarkan nilai akustik impedansi?

## **1.3 Tujuan Penelitian**

1. Untuk menganalisis kemenerusan zona reservoir minyak pada daerah target berdasarkan nilai impedansi akustik.
2. Untuk menentukan sumur usulan yang akan direkomendasikan pada Lapangan Binaya berdasarkan nilai akustik impedansi.

## **1.4 Batasan Masalah**

1. Menggunakan data seismik 2D *Post Stack Time Migration* yang berjumlah 6 *line*.
2. Zona target berada pada Formasi Cibulakan Atas dibagian bawah.

## **1.5 Manfaat Penelitian**

Manfaat dari disusunnya tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Dapat digunakan sebagai referensi penelitian setelahnya.
2. Dapat memberi kontribusi pada pengumpulan riset terutama dalam bidang minyak dan gas bumi.

## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara**

##### **2.1.1 Cekungan Jawa Barat Utara**

Cekungan Jawa Barat Utara terletak di barat laut Jawa dan meluas sampai lepas pantai utara Jawa. Cekungan Jawa Barat Utara secara umum dibatasi oleh Cekungan Bogor di sebelah selatannya, di bagian barat laut dibatasi oleh *Platform* Seribu, di bagian utara dibatasi oleh Cekungan Arjuna serta bagian timur laut dibatasi oleh Busur Karimunjawa (Narpodo, 1996).

Cekungan Jawa Barat Utara secara regional merupakan sistem busur belakang (*back arc system*) yang terletak diantara lempeng mikro sunda dan tunjaman lempeng India-Australia. Cekungan Jawa Barat Utara dipengaruhi oleh sistem *block faulting* yang berarah utara-selatan. Sistem patahan yang berarah utara-selatan ini membagi Cekungan Jawa Barat Utara menjadi *graben* atau beberapa *sub-Cekungan* dari barat ke timur, yaitu sub-Cekungan Ciputat, *sub-Cekungan* Pasir Putih dan *sub-Cekungan* Jatibarang. Masing-masing sub-Cekungan dipisahkan oleh tinggian (blok naik dari sesar) (Narpodo, 1996).





### 2.1.2 Struktur Cekungan Jawa Barat Utara

Secara tektonik, sejarah cekungan Jawa Barat Utara tidak terlepas dari tektonik global Indonesia bagian Barat dimana tatanan tektoniknya berupa *system active margin*, antara Lempeng Hindia dengan Lempeng Asia. Sistem ini dicirikan dengan adanya zona subduksi (penunjaman) dan busur magmatik. Fase-fase tektonik yang terjadi dalam sejarah geologi Cekungan ini adalah :

#### a. Fase tektonik pertama

Pada zaman akhir Kapur awal tersier, Cekungan Jawa Barat Utara dapat diklasifikasikan sebagai *fore arc basin*. Pada awal tersier, peristiwa tumbukan antara Lempeng Hindia dengan Lempeng Eurasia mengaktifkan sesar mendatar pada Kraton Sunda. Sesar-sesar ini mengawali pembentukan cekungan-cekungan Tersier di Indonesia Bagian Barat dan membentuk Cekungan Jawa Barat Utara.

Pada masa ini terbentuk endapan lakustrin dan vulkanik dari Formasi Jatibarang yang menutup rendahan-rendahan yang ada. Proses sedimentasi ini terus berlangsung dengan dijumpainya endapan transisi Formasi Talang Akar. Sistem ini kemudian diakhiri dengan diendapkannya lingkungan karbonat Formasi Baturaja.

#### b. Fase tektonik kedua

Fase tektonik kedua terjadi pada permulaan Neogen (Oligosen-Miosen) dan dikenal sebagai Neogen *Compressional Wrenching*. Ditandai dengan pembentukan sesar-sesar geser akibat gaya kompresif dari tumbukan Lempeng Hindia-Australia. Sebagian besar pergeseran sesar merupakan reaktifasi dari sesar normal yang terbentuk pada periode Paleogen.

Peristiwa ini mengakibatkan terbentuknya jalur penunjaman baru di selatan Jawa. Jalur vulkanik periode Miosen Awal yang sekarang ini, terletak di lepas pantai selatan Jawa. Deretan gunung api ini menghasilkan endapan gunungapi bawah laut yang sekarang dikenal sebagai *old andesit* yang tersebar di sepanjang selatan Pulau Jawa. Pola tektonik ini disebut Pola Tektonik Jawa yang merubah pola tektonik tua yang terjadi sebelumnya, menjadi berarah barat-timur dan menghasilkan suatu sistem sesar naik,

dimulai dari Selatan (Ciletuh) bergerak ke Utara. Pola sesar ini sesuai dengan sistem sesar naik belakang busur.

### **c. Fase tektonik akhir**

Pliosen-Pleistosen, dimana terjadi proses kompresi kembali dan terbentuk perangkap-perangkap struktur berupa sesar-sesar naik di jalur Selatan Cekungan Jawa Barat Utara. Sesar-sesar naik yang terbentuk adalah sesar naik Pasir jadi dan sesar naik Subang, sedangkan pada jalur utara Cekungan Jawa Barat Utara terbentuk sesar turun berupa sesar turun Pamanukan. Akibat adanya perangkap struktur tersebut terjadi kembali proses migrasi reservoir minyak.

### **2.1.3 Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara**

Sedimentasi Cekungan Jawa Barat Utara mempunyai kisaran umur dari kala Eosen Tengah sampai Kuartar. Deposit tertua adalah pada Eosen Tengah, yaitu pada Formasi Jatibarang yang terendapkan secara tidak selaras di atas Batuan Dasar. Urutan stratigrafi regional dari yang paling tua sampai yang muda adalah Batuan Dasar, Formasi Jatibarang, Formasi Cibulakan Bawah (Talang Akar, Baturaja), Formasi Cibulakan Atas (*Massive, Main, Pre-Parigi*), Formasi Parigi dan Formasi Cisubuh.

#### **a. Batuan Dasar**

Batuan dasar adalah batuan beku andesitik dan basaltik yang berumur Kapur Tengah sampai Kapur Atas dan batuan metamorf yang berumur Pra-Tersier (Gresko, Suria, and Sinclair, 1995)

#### **b. Formasi Jatibarang**

Formasi Jatibarang tersusun oleh endapan *early synrift*, terutama dijumpai pada bagian tengah dan timur dari Cekungan Jawa Barat Utara. Pada bagian barat cekungan ini (daerah Tambun Rengas dengklok), kenampakan Formasi Jatibarang tidak banyak (sangat tipis) dijumpai. Pada bagian bawah Formasi ini, tersusun oleh *tuff* bersisipan lava (aliran), sedangkan bagian atas tersusun oleh batupasir. Umur Formasi ini adalah dari kala Eosen Akhir sampai Oligosen Awal. Formasi ini terletak secara tidak selaras di atas Batuan Dasar.

### **c. Formasi Talang Akar**

Pada *synrift* berikutnya diendapkan Formasi Talang Akar. Litologi Formasi ini diawali oleh perselingan sedimen batupasir dengan serpih non-marin dan diakhiri oleh perselingan antara batugamping, serpih dan batupasir dalam fasies marin. Ketebalan Formasi ini sangat bervariasi dari beberapa meter di Tinggian Rengasdengklok sampai 254 m di Tinggian Tambun Tangerang, hingga diperkirakan lebih dari 1500 m pada pusat Dalaman Ciputat.

Pada akhir sedimentasi, Formasi Talang Akar ditandai dengan berakhirnya sedimen *synrift*. Formasi ini diperkirakan berkembang cukup baik di daerah Sukamandi dan sekitarnya. Formasi ini diendapkan pada kala Oligosen sampai dengan Miosen Awal. Pada Formasi ini juga dijumpai lapisan batubara yang kemungkinan terbentuk pada lingkungan delta.

### **d. Formasi Baturaja**

Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Talang Akar. Litologi penyusun Formasi Baturaja terdiri dari baik yang berupa paparan maupun yang berkembang sebagai *reef build up* (menandai fase *post-rift*) yang secara regional menutupi seluruh sedimen klastik pada Formasi Talang Akar di Cekungan Jawa Barat Utara. Pada bagian bawah tersusun oleh batugamping masif yang semakin ke atas semakin berpori. Formasi ini terbentuk pada kala Awal-Miosen Tengah (terutama dari asosiasi foraminifera). Lingkungan pembentukan Formasi ini adalah pada kondisi laut dangkal, air cukup jernih, sinar matahari cukup. Ketebalan Formasi ini berkisar pada 50 sampai dengan 300 m.

### **e. Formasi Cibulakan**

Formasi ini terdiri dari perselingan antara serpih dengan batupasir dan batugamping. Batugamping pada satuan ini umumnya merupakan batugamping klastik serta batugamping terumbu yang berkembang secara setempat-setempat. Formasi ini dibagi menjadi 2 (dua) anggota, yaitu anggota Cibulakan Atas dan anggota Cibulakan Bawah. Pembagian anggota ini berdasarkan perbedaan lingkungan pengendapan, dimana

anggota Cibulakan Bawah merupakan endapan transisi (paralik), sedangkan anggota Cibulakan Atas merupakan endapan neritik. Anggota Cibulakan Bawah dibedakan menjadi dua bagian sesuai dengan korelasi Cekungan Sumatera Selatan, yaitu : Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja. Secara keseluruhan Formasi Cibulakan ini berumur Miosen Awal sampai Miosen Tengah. Formasi Cibulakan Atas terbagi menjadi tiga anggota, yaitu :

### **1. *Massive***

Anggota ini terendapkan secara tidak selaras diatas Formasi Baturaja. Litologi anggota ini adalah perselingan batulempung dengan batu pasir yang mempunyai ukuran butir dari halus – sedang. Pada *Massive* ini dijumpai kandungan hidrokarbon, terutama pada bagian atas. Selain itu terdapat fosil *foraminifera planktonic* seperti *Globigerine tribos* serta *foraminifera bentonic* (Arpandi dan Patmokismo, 1975).

### **2. *Main***

Anggota *Main* terendapkan secara selaras di atas anggota *Massive*. Litologi penyusunnya adalah batulempung berselingan dengan batupasir yang mempunyai ukuran butir halus ke sedang.

### **3. *Pre Parigi***

Anggota *Pre-Parigi* terendapkan secara selaras di atas anggota *Main*. Litologinya adalah perselingan batugamping, dolomit, batupasir dan batulanau. Anggota ini terbentuk pada kala Miosen Tengah sampai Miosen Akhir dan diendapkan pada lingkungan neritik tengah sampai neritik dalam (Arpandi dan Patmokismo, 1975)

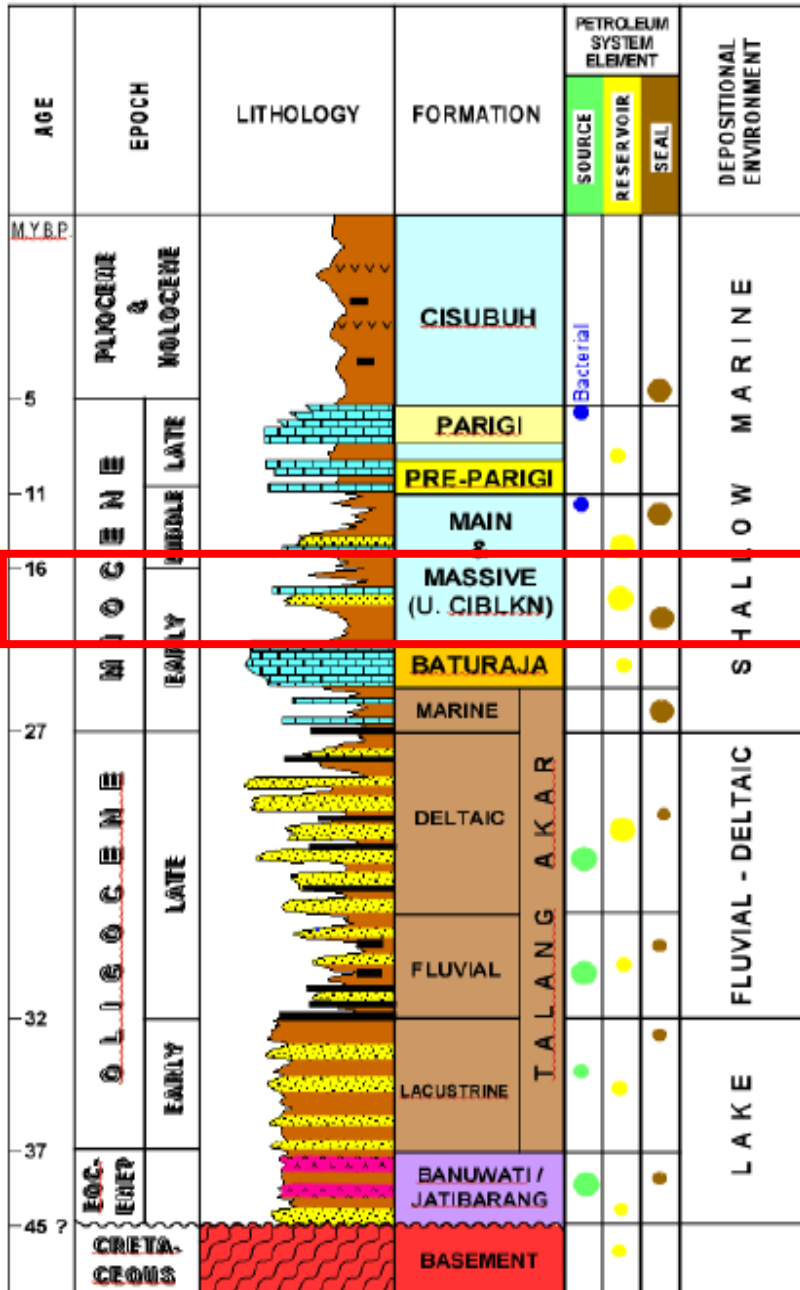
## **f. Formasi Parigi**

Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Cibulakan Atas. Litologi penyusunnya sebagian besar adalah batugamping abu-abu terang, berfosil, berpori dengan sedikit dolomit. Lingkungan pengendapan Formasi ini adalah laut dangkal-neritik tengah (Arpandi dan Patmokismo, 1975). Formasi Parigi berkembang sebagai batugamping terumbu,

namun di beberapa tempat ketebalannya menipis dan berselingan dengan napal. Batas bawah Formasi Parigi ditandai dengan perubahan berangsur dari batuan fasies campuran klastika karbonat dari Formasi Cibulakan Atas menjadi batuan karbonat Formasi Parigi. Kontak antara Formasi Parigi dengan Formasi Cisubuh yang berada di atasnya sangat tegas yang merupakan kontak antara batugamping bioklastik dengan napal yang berfungsi sebagai lapisan penutup. Formasi ini diendapkan pada kala Miosen Akhir-Pliosen.

#### **g. Formasi Cisubuh**

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Parigi. Litologi penyusunnya adalah batulempung berselingan dengan batupasir dan serpih gampingan. Umur Formasi ini adalah kala Miosen Akhir sampai Pliosen Pleistosen. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal.

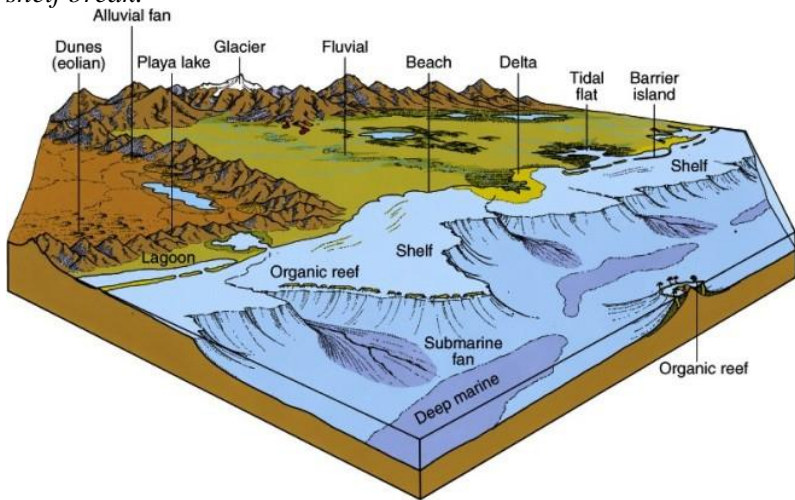


Gambar 2.2 Kolom stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Noble, 1997)

## 2.2 Formasi Cibulakan Atas Sebagai Target

Penelitian ini difokuskan pada Formasi Cibulakan Atas. Menurut Nopyansyah (2007) menyatakan bahwa Formasi Cibulakan Atas juga merupakan reservoir yang penting, pembentukan utama minyak pada formasi ini terdapat pada litologi *sandstone*, merupakan reservoir *profilic* dengan potensi hidrokarbon yang sangat bagus dengan ketebalan yang cukup. Porositas pada reservoir ini sekitas 30% dan permeabilitas mencapai 50mD.

Untuk lingkungan pengendapan pada Formasi Cibulakan atas adalah termasuk lingkungan pengendapan neritik. Lingkungan pengendapan neritik ini bisa juga disebut dengan lingkungan pengendapan *shelf* atau daerah paparan. Dimana lingkungan pengendapan ini berada diantara daerah laut dangkal sampai batas *shelf break*.



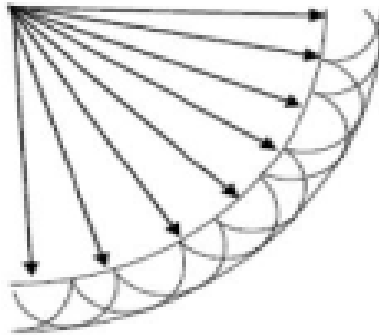
**Gambar 2. 3** Lingkungan Pengendapan  
(<https://www.gurugeografi.id/2017>)

Untuk sedimentasi yang terjadi pada formasi ini, yaitu terjadi pada kala Miosen Tengah yang merupakan fase regresi. Dimana litologi penyusun dari formasi ini adalah batuan sedimen siliklastik seperti batupasir, batulempung, serpih serta sisipan batu gamping. Dimana formasi ini diendapkan pada cekungan yang terbentuk saat *post-rift* (Martodjojo, 2003).

## 2.3 Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik adalah metode eksplorasi yang didasarkan pada pengukuran respon gelombang yang dikirim ke dalam tanah dan kemudian direfleksikan. Respon terukur dengan sensor yang disebut geofon atau hidrofons. Data yang direkam berupa waktu tempuh gelombang yang memberikan informasi mengenai cepat rambat gelombang pada lapisan batuan tersebut.

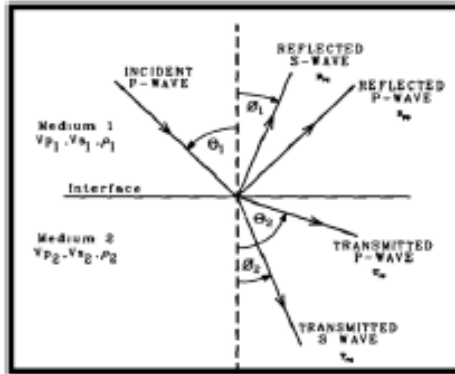
Hukum-hukum yang berlaku pada prinsip gelombang seismik. Prinsip Huygens yang menyatakan bahwa setiap titik pengganggu yang berada di depan muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya deretan gelombang baru (Gambar 2.4). Jumlah energi total deretan gelombang baru tersebut sama dengan energi utama (Munadi, 2002).



**Gambar 2.4** Prinsip Huygen (Aspirini, 2011)

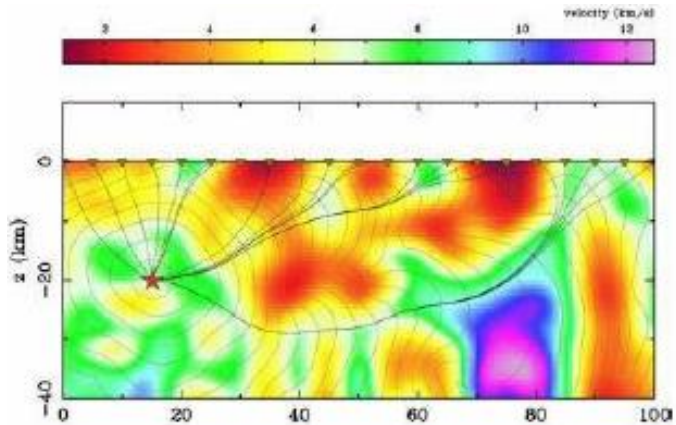
Hukum Snellius menyatakan bahwa apabila suatu gelombang jauh pada bidang batas yang mempunyai perbedaan densitas, maka gelombang tersebut akan dibiaskan, jika sudut datang gelombang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya. Gelombang akan dipantulkan, jika sudut datangnya lebih besar dari sudut kritisnya (Gambar 2.5). Gelombang datang, gelombang bias, gelombang pantul terletak pada suatu bidang datar (Munadi, 2002)





**Gambar 2.5** Prinsip Hukum Snellius (Castagna and Backus, 2013)

Prinsip Fermat menyatakan bahwa jika sebuah gelombang merambat dari satu titik ke titik yang lain, maka gelombang tersebut akan memilih jejak yang tercepat (Gambar 2.6). Kata tercepat ini untuk memberikan penekanan bahwa jejak yang akan dilalui oleh sebuah gelombang adalah jejak yang secara waktu tercepat bukan yang terpendek secara jarak. Tidak selamanya yang terpendek itu tercepat. Dengan demikian, jika gelombang melewati sebuah medium yang memiliki variasi kecepatan gelombang seismik, maka gelombang tersebut akan cenderung melalui zona kecepatan tinggi dan menghindari zona kecepatan rendah (Munadi, 2002).



**Gambar 2.6** Prinsip Fermat (Munadi, 2002)

## 2.3 Komponen Data Seismik Refleksi

Komponen gelombang seismik merupakan komponen sebuah gelombang: amplitudo, puncak, palung, *zero crossing*, dan panjang gelombang. Dari parameter-parameter tersebut kemudian diturunkan menjadi beberapa komponen seperti: impedansi akustik, koefisien refleksi, polaritas, fasa, resolusi vertikal, dan *wavelet*.

### 2.3.1 Impedansi akustik

Impedansi akustik adalah kemampuan suatu lapisan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Impedansi akustik berbanding lurus dengan densitas batuan dan kecepatan gelombang seismik yang melewatinya. Impedansi akustik didapatkan dengan mengalikan log sonik dengan log densitas. Persamaan impedansi akustik dituliskan pada persamaan 2.1 (Bacon, Simm, and Redshaw, 2013).

$$IA = v \times \rho \quad (2.1)$$

Keterangan :

- IA = nilai impedansi (g.m/cm<sup>3</sup>.s)
- $\rho$  = densitas batuan (g/cm<sup>3</sup>)
- v = kecepatan gelombang seismik (m/s)

### 2.3.2 Koefisien refleksi

Koefisien Refleksi adalah suatu nilai yang merepresentasikan bidang batas antara dua lapisan yang memiliki nilai impedansi yang berbeda. Koefisien refleksi juga merepresentasikan amplitudo dan polaritas dari refleksi gelombang dari batas kedua lapisan (Lillie, 1999). Berikut adalah persamaan dari koefisien refleksi :

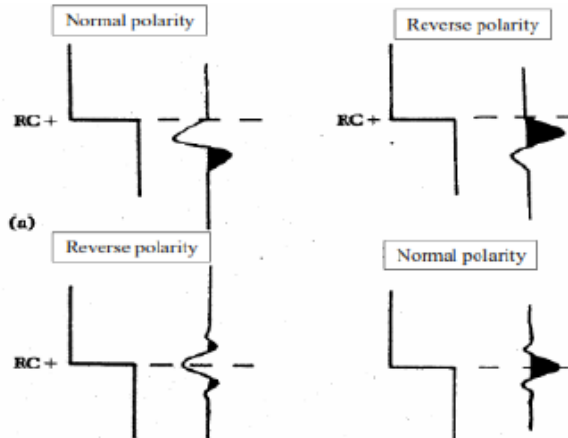
$$KR = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1} \quad (2.2)$$

Keterangan :

- KR = koefisien refleksi
- IA<sub>2</sub> = impedansi akustik lapisan ke-2
- IA<sub>1</sub> = impedansi akustik lapisan ke-1

### 2.3.3 Polaritas seismik

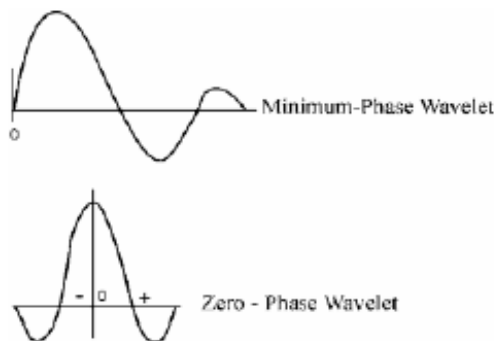
Polaritas seismik menggambarkan koefesien refleksi sebagai suatu gelombang yang bernilai positif atau negatif. Polaritas dapat dibedakan menjadi polaritas normal dan polaritas *reverse* (Gambar 2.6).



**Gambar 2.7** Polaritas Seismik (Sherrif and Geldart, 1995)

### 2.3.4 Fase

Di dalam gelombang seismik, terdapat tiga jenis fasa, yaitu fasa minimum, fasa nol, dan fasa maksimum. Fasa minimum dicirikan dengan sebagian besar energi *wavelet* berada di awal. Untuk fasa nol dicirikan dengan sebagian besar energi *wavelet* berada di tengah-tengah. Sedangkan fasa maksimum dicirikan dengan sebagian besar energi *wavelet* berada di akhir.



**Gambar 2.8** Fase gelombang seismik (Sherrif and Geldart, 1995)

### 2.3.5 Wavelet

*Wavelet* adalah pulsa yang memiliki komponen amplitudo, panjang wavelet, fasa, dan frekuensi. *Wavelet* adalah gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu geofon.

### 2.3.6 Resolusi vertikal gelombang seismik

Resolusi vertikal adalah ketebalan lapisan terkecil yang dapat dipisahkan oleh reflektor seismik. Ketebalan minimal yang masih bisa dibedakan disebut *tuning thickness*. Besar *tuning thickness* adalah  $\frac{1}{4} \lambda$ , di mana  $\lambda = v/f$  dengan  $v$  adalah gelombang seismik dan  $f$  adalah frekuensi.

## 2.4 Well Seismic Tie

Salah satu tahap dalam interpretasi data seismik adalah mencari hubungan antara seismik dengan stratigrafi. Hal ini dilakukan dengan pengikatan data seismik dan sumur untuk meletakkan horizon seismik dalam skala waktu pada posisi sebenarnya. Cara melakukan *well seismic tie* adalah dengan membuat seismogram sintetis dengan memanfaatkan data log sonik dan *checkshot* atau *Vertical Seismic Profiling* (VSP) pada data sumur (Bacon et al., 2013)

### 2.4.1 Seismogram sintetis

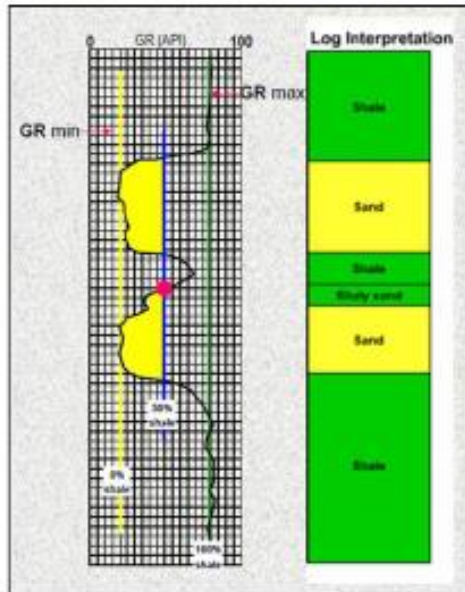
Seismogram sintetis dibuat dengan melakukan pendekatan dan perhitungan untuk menghasilkan respon seismik yang diharapkan dari batuan yang berada pada sumur. Pendekatan tersebut dilakukan dengan cara mengkonversi *wavelet* dengan koefisien refleksi. Gelombang seismik akan dipantulkan pada setiap reflektor dan besar gelombang yang dipantulkan akan proporsional dengan besar koefisien refleksi. Jika lapisan bawah permukaan dianggap terdiri dari beberapa lapisan yang memiliki impedansi akustik (IA) masing-masing, maka koefisien refleksi pada antar muka ke- $n$  dirumuskan pada persamaan 2.2. Seismogram sintetis akhir merupakan superposisi dari refleksi-refleksi semua reflektor. Sintetis biasanya ditampilkan dalam format (polaritas, bentuk gelombang) yang sama dengan rekaman seismik. Sintetis juga berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon (Bacon et al., 2013).

## 2.5 Data Sumur

Selain menganalisis data seismik, perlu dilakukan analisis data sumur yang meliputi beberapa log. Menurut Harsono (1997), log adalah suatu grafik kedalaman, dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur. Analisis data log bertujuan menentukan karakter fisik dari batuan seperti litologi, porositas, dan permeabilitas. Data hasil logging ini digunakan untuk mengidentifikasi zona reservoir, kedalaman, ketebalan, dan membedakan fluida baik itu minyak, gas, dan air, sehingga dapat menghitung hidrokarbon. Dalam analisis data sumur diperlukan beberapa jenis log yaitu:

### 2.5.1 Log *Gamma Ray*

*Gamma Ray Log* adalah metoda untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Radioaktivitas GR log berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada dalam batuan yaitu Uranium (U), Potasium (P), Thorium (Th) yang secara menerus memancarkan *Gamma Ray* dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Tiga unsur radiasi utama yang umumnya ditemukan dibawah tanah, masing-masing mempunyai tingkat tenaga yang berbeda. Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam *shale* dan sedikit sekali terdapat dalam *sandstone*, *limstone*, *dolomite*, *coal*, *gypsum*, dll. Oleh karena itu *shale* akan memberikan respon *Gamma Ray* yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya. Pada Gambar 2.8 menunjukkan contoh interpretasi lapisan batuan untuk mendeskripsikan *sandstone* dari *shale* dengan menggunakan log *Gamma Ray*.



**Gambar 2. 9** Interpretasi Lapisan Batuan dengan GR Log (Kristanto, 1996)

Menurut Harsono (1997) korelasi dari sumur ke sumur sering dilakukan dengan menggunakan log *gamma ray*, dimana sejumlah tanda-tanda perubahan litologi hanya terlihat pada log *gamma ray*. Ringkasan dari kegunaan log *gamma ray* adalah:

- a. Evaluasi kandungan serpih / *shale* (Vsh)
- b. Evaluasi kandungan bijih mineral radioaktif
- c. Evaluasi lapisan mineral yang bukan radioaktif
- d. Korelasi log pada sumur berselubung

### 2.5.2 Log Sonik

*Sonic log* merupakan log akustik dengan prinsip kerja mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu didalam lapisan batuan. Prinsip kerja alat ini adalah bunyi dengan interval yang teratur dipancarkan dari sebuah sumber bunyi (*transmitter*) dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan ( $\Delta t$ ). Lamanya waktu perambatan bunyi tergantung kepada litologi batuan dan porositas batuan. Log sonik mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara. Secara kuantitatif, log sonik dapat digunakan untuk

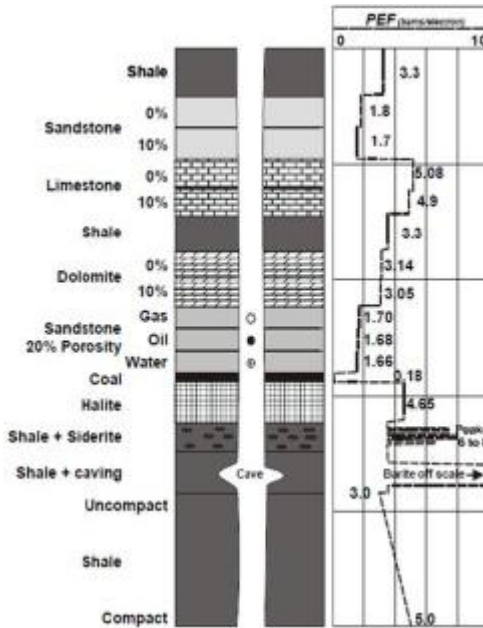
mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida, dalam interpretasi seismik dapat digunakan untuk menentukan *interval velocities* dan *velocity profile*, selain itu juga dapat dikalibrasi dengan penampang seismik (Rider, 1996).

Log ini berfungsi untuk mendapatkan harga porositas dari batuan dengan memancarkan gelombang suara dari *transmitter* dan akan diterima oleh *receiver* karena Harga porositas akan berbanding terbalik terhadap waktu rambat gelombang suara tersebut. Secara kuantitatif log ini digunakan untuk:

- Menentukan porositas.
- Menentukan selang kecepatan (*interval velocity*).
- Melakukan kalibrasi seismik.
- Menentukan litologi.
- Korelasi antar sumur pemboran.
- Evaluasi batuan sumber hidrokarbon.

### **2.5.3 Log Densitas**

Log densitas adalah rekaman densitas keseluruhan (*bulk density*) batuan. *Bulk density* ini mencakup densitas *matrix* dan fluida di dalamnya. Secara geologi, densitas ini merupakan fungsi densitas mineral yang menyusun batuan dan volume fluida bebas di dalam pori-pori. Contohnya, densitas batupasir kuarsa tanpa porositas memiliki nilai 2,65 g/cc yaitu densitas dari kuarsa itu sendiri. Kehadiran air dalam porositas batupasir ini akan menghasilkan nilai densitas sebesar 2,49 g/cc. Di dalam formasi yang memiliki densitas tinggi penghamburan elektron jarang dan hanya sedikit yang sampai ke alat detektor sebaliknya di dalam batuan yang berdensitas rendah penghamburan elektron lebih banyak terjadi.



**Gambar 2.10** Interpretasi Lapisan Batuan dengan Density Log (Rider, 1996)

Prinsip kerja log densitas yaitu suatu sumber radioaktif dari alat pengukur dipancarkan sinar gamma dengan intensitas energi tertentu menembus formasi/batuan. Batuan terbentuk dari butiran mineral, mineral tersusun dari atomatom yang terdiri dari proton dan elektron. Partikel sinar gamma membentur elektron-elektron dalam batuan. Akibat benturan ini sinar gamma akan mengalami pengurangan energi (*loose energy*). Energi yang kembali sesudah mengalami benturan akan diterima oleh detektor yang berjarak tertentu dengan sumbernya. Makin lemahnya energi yang kembali menunjukkan makin banyaknya elektronelektron dalam batuan, yang berarti makin banyak/padat butiran/mineral penyusun batuan persatuan volume. Besar kecilnya energi yang diterima oleh detektor tergantung dari:

- Besarnya densitas matriks batuan
- Besarnya porositas batuan
- Besarnya densitas kandungan yang ada dalam pori – pori batuan



## 2.5.4 Log Resistivitas

*Resistivity log* adalah metoda untuk mengukur sifat batuan dan fluida pori seperti minyak, air dan gas disepanjang lubang bor dengan mengukur sifat tahanan kelistrikkannya. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan Ohm Meter, dan biasanya dibuat dalam skala logarithmic dengan nilai antara 0,2 sampai dengan 2000 Ohm Meter. Metoda resistivity logging ini dilakukan karena pada hakekatnya batuan, fluida dan hidrokarbon di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu.

**Tabel 2.1** Nilai Resistivitas Batuan (*De Caster, 1974*)

Material	Resistivitas (Ohm Meter)
Limestone	50 - $10^7$
Sandstone	1 - $10^8$
Shale	20 - $2 \times 10^3$
Dolomite	100 - 10.000
Sand	1 - 1000
Clay	1 - 100
Sea Water	0.2

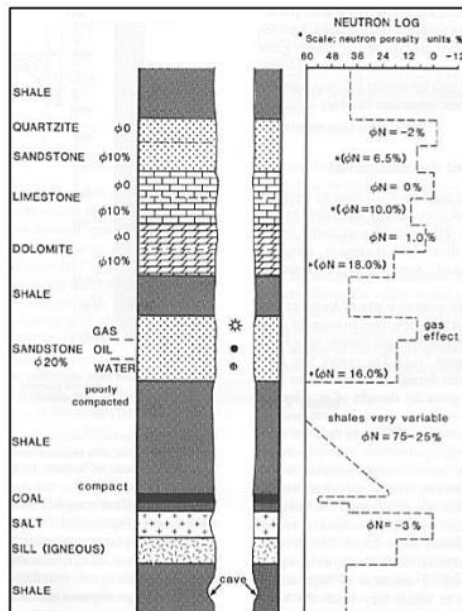
Pada Tabel 1 terlihat adanya nilai resistivitas antara jenis batuan sedimen. Hal ini mengakibatkan interpretasi batuan berdasarkan nilai log resistivitas merupakan pekerjaan yang sangat sulit. Akan tetapi, nilai resistivitas air garam dapat dibedakan dengan baik dari minyak dan gas. Karena air garam memiliki nilai resistivitas yang sangat rendah, sedangkan hidrokarbon (minyak-gas) memiliki nilai resistivitas yang sangat tinggi. Log resistivitas banyak sekali membantu pekerjaan evaluasi formasi khususnya untuk menganalisis apakah suatu reservoir mengandung air garam (*wet*) atau mengandung hidrokarbon, sehingga log ini digunakan untuk menganalisis *Hydrocarbon-Water Contact*.

## 2.5.5 Log Porositas Neutron

Prinsip dari log porositas neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakan neutron ke dalam formasi. Partikel-partikel neutron akan kehilangan energi apabila bertumbukan dengan atom hidrogen.

Besarnya energi yang hilang hampir semuanya tergantung pada banyaknya jumlah atom hidrogen dalam formasi.

Kandungan air dan minyak dalam formasi akan menurunkan nilai porositas neutron. Apabila formasi terisi oleh gas, maka nilai porositas neutron kecil hingga mendekati batuan sangat kompak. Lapisan serpih mempunyai nilai porositas neutron besar sehingga pengaruh serpih dalam lapisan permeabel akan memperbesar harga porositas neutron (Rider, 1996).



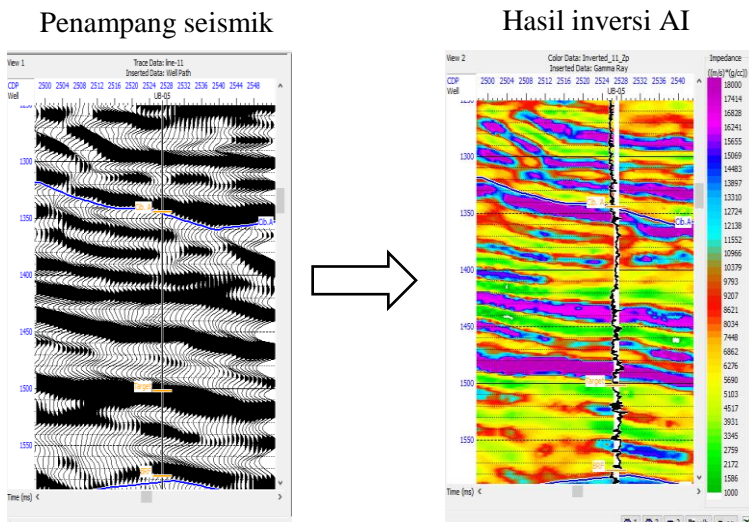
Gambar 2.11 Respon log porositas neutron terhadap batuan (Rider, 1996)

## 2.6 Inversi Seismik

Inversi seismik didefinisikan sebagai suatu teknik pembuatan model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Definisi tersebut menjelaskan bahwa metode inversi merupakan kebalikan dari metode ke depan (*forward modeling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi.

Russel (1998) membagi metode seismik inversi dalam dua kelompok, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *pre-stack* dapat digunakan untuk melihat pengaruh fluida yang dapat

memberikan efek perubahan amplitudo terhadap offset. Inversi seismik merupakan bagian dari teknik inversi geofisika yang melibatkan pemetaan struktur fisis dan properti fisis bawah permukaan bumi, menggunakan data-data yang terukur di permukaan (Russell, 1998). Berbeda dengan *forward modeling* yang bertujuan untuk menghasilkan rekaman seismik berdasarkan kondisi geologi, *inverse modeling* bertujuan untuk membentuk kondisi geologi menggunakan rekaman seismik. Inversi seismik adalah bentuk dari pemodelan ke belakang (*inverse modeling*) di mana data input berupa rekaman seismik yang didekonvolusikan dengan wavelet sehingga menghasilkan penampang impedansi. Dalam pemodelan ke belakang ini, digunakan data sumur untuk mengontrol hasil inversi (Sukmono, 2000).



**Gambar 2.12** Inversi AI mengubah data seismik menjadi impedansi akustik dengan kontrol sumur

Salah satu teknik inversi seismik ialah inversi seismik *model based*. Inversi tipe ini dilakukan dengan membuat model geologi (*initial model*) berdasarkan impedansi seismik dan sumur. Model geologi sebagai model impedansi akustik awal akan dibandingkan dengan data seismik. Hasil perbandingan akan diperbaharui secara iteratif untuk menghasilkan eror antara *inverse modeling* dan *forward modeling* yang bernilai kecil (Russell, 1998). Teknik inversi *model based* tidak menginversi langsung data seismik melainkan

menginvertasi hasil model geologinya. Kekurangan dari teknik ini yaitu hanya menghasilkan satu model akustik saja. Kualitas dari hasil invertasi *model based* ini sangat bergantung pada kualitas model geologi serta pemilihan *wavelet* yang digunakan untuk invertasi seismik. Invertasi pada penelitian ini merupakan invertasi impedansi akustik di mana data seismik diubah menjadi volume impedansi akustik.

## **BAB III METODE PENELITIAN**

### **3.1 Waktu dan Tempat Penelitian**

Pelaksanaan Tugas Akhir ini memiliki alokasi waktu pelaksanaan yaitu selama 1 Juli sampai 18 September 2019. Penelitian Tugas Akhir ini dilaksanakan di PT. Pertamina UTC Jl. Medan Merdeka Timur, Nomor 6 RT. 02/RW. 01, Gambir, Kota Jakarta Pusat, Daerah Khusus Ibukota Jakarta 10110.

### **3.2 Peralatan yang Digunakan**

#### **3.2.1 Hardware**

1. *Personal Work Station* yang berfungsi untuk mengelolah dan menginterpretasi data.
2. Laptop berfungsi untuk membuat laporan tugas akhir

#### **3.2.2 Software**

1. Hampson Russel yang berfungsi untuk melakukan *well seismic tie*, analisis sensitivitas inversi seismik, interpretasi.
2. Petrel 2015 berfungsi untuk analisis *miss tie*.
3. Ms. Office

### **3.3 Ketersediaan Data**

#### **3.3.1 Data literatur**

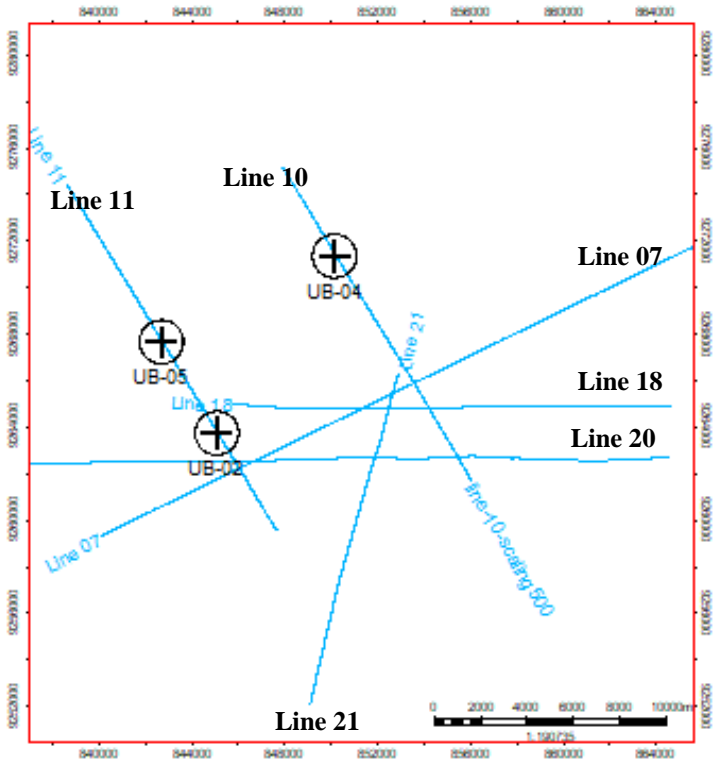
Data literatur pada penelitian ini berupa data geologi regional mengenai studi geologi yang terdiri dari kajian struktural dan stratigrafi daerah penelitian. Adanya data geologi regional memudahkan interpretasi hasil penelitian.

#### **3.3.2 Data seismik**

Data yang digunakan yang digunakan yaitu data seismik PSTM (*Post Stack Time Migration*). Berikut keterangan data yang digunakan :

Jenis Data	: Data SEG-Y – seismik 2D
Jumlah <i>line</i>	: 6 <i>line</i>
<i>Vintage</i>	: 2 Jennis <i>vintage</i> (tahun 1978, dan tahun 1991)

Berikut merupakan *basemap* daeah penelitian :



**Gambar 3. 1** *Basemap* seismik

### 3.3.3 Data sumur

Sumur yang digunakan dalam penelitian ini sebanyak 3 buah yaitu UB-02, UB-04, dan UB-05. Adapun kelengkapan data sumur dapat dijelaskan dalam tabel dibawah. Log GR digunakan untuk interpretasi litologi. Log resistivitas digunakan untuk mengukur sifat batuan dan fluida berpori (gas, minyak, dan air) disepanjang lubang bor dengan mengukur sifat tahanan listrik. Log porositas neutron digunakan untuk mengukur indeks hidrogen yang mengisi pori batuan maupun indeks hidrogen pada fluida didalamnya. Log densitas digunakan untuk mengukur densitas batuan. Log sonik digunakan untuk mengetahui kecepatan gelombang suara yang merambat pada batuan formasi.

**Tabel 3.1** Ketersediaan data sumur

Sumur	UB-02	UB-04	UB-05
Jenis Log			
<i>Gamma Ray</i>	✓	✓	✓
<i>Sonic</i>	✓	✓	✓
<i>Caliper</i>	✓	✓	✓
<i>Neutron Porosity</i>	✓	✓	✓
<i>Density</i>	✓	✓	✓
<i>Resistivity</i>	✓	✓	✓
Jenis Sumur	Vertikal	Vertikal	Vertikal

### 3.3.4 Data Well Marker

Kedalaman *well marker* untuk setiap sumur beda-beda. Data *well marker* ini meliputi *Top Parigi*, *Top Cib. A*, *Top Brf*, dan *Top VJTB*.

**Tabel 3.2** Data Well Marker

Well	Top Parigi (mMD)	Top Cib. A (mMD)	Top BRf (mMD)	Top VJTB (mMD)
UB-02	1256	1564	1902	
UB-04	918.5	1296.5	1777	2165
UB-05	1146	1484	1812	2198

## 3.4 Prosedur Penelitian

### 3.4.1 Input data

Pertama hal dilakukan adalah melakukan input data yang sudah disiapkan yaitu data sumur dan data seismik. Pada saat melakukan input data perlu diperhatikan pengaturan unit, setelah pengaturan unit kemudian pengaturan sistem koordinat untuk mengatur dimana lokasi lapangan yang akan digunakan.

Data seismik yang digunakan terdapat 6 *line* seismik dengan memiliki 2 *vintage* yang berbeda. Kemudian untuk data sumur yang digunakan sebanyak 3 data sumur yaitu sumur UB 02, UB 04, dan UB 05. Ketiga sumur tersebut merupakan sumur vertikal.

### 3.4.2 Analisis *miss tie*

Analisis *mis-tie* dilakukan untuk menyamakan amplitudo pada data seismik. Pada umumnya, analisis *mis-tie* dilakukan dengan menjadikan data seismik terbaru sebagai acuan. Pada penelitian ini, data yang digunakan sebagai acuan adalah data tahun 1991, dimana data tersebut dengan jumlah paling banyak yaitu *line* dari 5 *line* seismik yang digunakan. Analisis *mis-tie* dapat dilakukan sebelum penarikan horizon maupun pada saat penarikan horizon. Perlu dibuat *arbitrary line* yang berfungsi untuk menghubungkan *line* seismik yang saling berpotongan, agar mempermudah analisis *miss tie* yang dilakukan.

### 3.4.3 Interpretasi data sumur

Interpretasi log pada sumur bertujuan untuk menentukan target yang akan digunakan pada tahapan selanjutnya. Pada tahap ini yang perlu diperhatikan adalah log GR, log resistivitas, log *sonic* atau log *P wave*, dan log densitas.

### 3.4.4 Analisis sensitivitas

Analisis sensitivitas adalah tahapan untuk mengevaluasi sensitivitas data log sumur. Analisis sensitivitas bertujuan memisahkan zona reservoir, zona bukan reservoir, dan zona target. Analisis sensitivitas dilakukan dengan melakukan plot data impedansi akustik pada sumbu x, porositas neutron pada sumbu y, dan parameter lainnya pada sumbu z. Hasil *crossplot* akan memperlihatkan hubungan antara porositas neutron dengan impedansi akustik.

### 3.4.5 Analisis *tuning thickness*

Analisis *tuning thickness* dilakukan untuk mengetahui resolusi vertikal dari data seismik. Dengan menganalisis *tuning thickness*, maka dapat diketahui ketebalan minimum dari suatu lapisan batuan yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. *Tuning thickness* didapatkan dari seperempat panjang gelombang ( $\lambda$ ). Di mana panjang gelombang didapatkan dari kecepatan gelombang ( $v$ ) dibagi dengan frekuensi dominan ( $f$ ). Kecepatan gelombang didapatkan dari log sonik pada formasi target dan frekuensi dominan didapatkan dari *amplitude spectrum* penampang seismik.



### 3.4.6 Estimasi *wavelet* dan *well seismic tie*

Estimasi *wavelet* dilakukan untuk mencari *wavelet* yang menghasilkan seismik sintetik yang paling identik dengan *trace* seismik. Dengan kata lain menghasilkan nilai korelasi tertinggi antara seismik sintetik dengan *trace* seismik. Estimasi *wavelet* dilakukan dengan mengekstraksi *wavelet* dari data seismik yang berdomain waktu menjadi domain frekuensi yang kemudian digunakan untuk pembuatan *wavelet*. Estimasi *wavelet* dilakukan dengan menggunakan *wavelet usewell*. Disini estimasi *wavelet* yang digunakan hanya *usewell* dikarenakan sumur yang digunakan banyak atau lebih dari satu sumur. Kemudian penelitian disini tidak menggunakan *statistical* (ekstraksi *wavelet* dari data seismik) karena pada tahap inversi nantinya data sumur digunakan sebagai control, sehingga alangkah baiknya estimasi *wavelet* itu dari *well* juga. Untuk estimasi *wavelet* disini, *wavelet* terbaik yang didapatkan kemudian digunakan dalam proses *well seismic tie* dan inversi seismik.

Proses *well seismic tie* adalah pengikatan data sumur yang memiliki domain kedalaman dengan data seismik yang berdomain waktu. Pengikatan ini berfungsi untuk meletakkan data seismik yang berdomain waktu terhadap kedalaman yang sebenarnya. Proses *well seismic tie* menggunakan log densitas, *log sonic* dan *wavelet* yang telah didapatkan dari hasil estimasi *wavelet* yang telah didapatkan dari hasil estimasi *wavelet*. Proses *well seismic tie* dilakukan pada semua sumur dengan satu *wavelet* terbaik yang diterapkan pada semua sumur. *Quality control* secara kualitatif didapatkan dari kesesuaian *trace* seismik sintetik dengan *trace* seismik asli. Sedangkan secara kuantitatif didapatkan dari nilai korelasi antara *trace* seismik sintesis dengan *trace* seismik asli.

### 3.4.7 Interpretasi Horizon

Interpretasi horizon atau *Picking horizon* adalah suatu proses penelusuran horizon yang digunakan sebagai kontrol secara lateral dari data seismik yang kemudian akan digunakan untuk membuat inisial model pada metode inversi. Dalam penarikan horizon perlu diperhatikan dimana letak *marker* pada data sumur yang telah di-input. Kemudian dilihat juga letak *marker* apakah berada pada posisi *peak* atau *trough*.

### 3.4.8 Model awal inversi

Sebelum melakukan seismik inversi, terlebih dahulu membuat model awal inversi atau biasanya disebut dengan *low frequency model*. Proses ini melibatkan log impedansi akustik pada data sumur, horizon, dan data seismik. Log impedansi akustik pada sumur didapatkan dari perhitungan log densitas dan log kecepatan. Horizon didapatkan dari hasil interpretasi.

Pada dasarnya data seismik memiliki frekuensi yang bersifat *band-limited*, dimana kehilangan komponen frekuensi paling rendah dan komponen frekuensi paling tinggi. Namun pada tahapan inversi nantinya dibutuhkan komponen frekuensi rendah untuk menggambarkan trend nilai absolut impedansi. Dimana komponen frekuensi rendah diperoleh dari data sumur.

Pada penelitian ini komponen frekuensi rendah dari data sumur yang digunakan adalah 10/15 Hz. Pembuatan model awal inversi menggunakan 3 sumur yaitu UB 02, UB 04, UB 05, dan juga ke 6 *line* seismik yaitu *line 11, line 10, line 20, line 21, line 18* dan *line 07*.

### 3.4.9 Analisis inversi

Analisis inversi bertujuan untuk memperoleh parameter inversi yang sesuai untuk digunakan. Parameter dinilai paling sesuai untuk digunakan adalah parameter yang menghasilkan korelasi antara seismik sintetik dengan seismik asli paling besar, dan juga parameter yang menghasilkan error paling kecil. Untuk mendapatkan parameter yang sesuai, dilakukan beberapa percobaan dengan perubahan nilai parameter. Parameter-parameter tersebut antara lain *hard constrain, average block size, dan iteration*. Analisis inversi dilakukan menggunakan semua sumur yang digunakan dalam pembuatan model awal inversi.

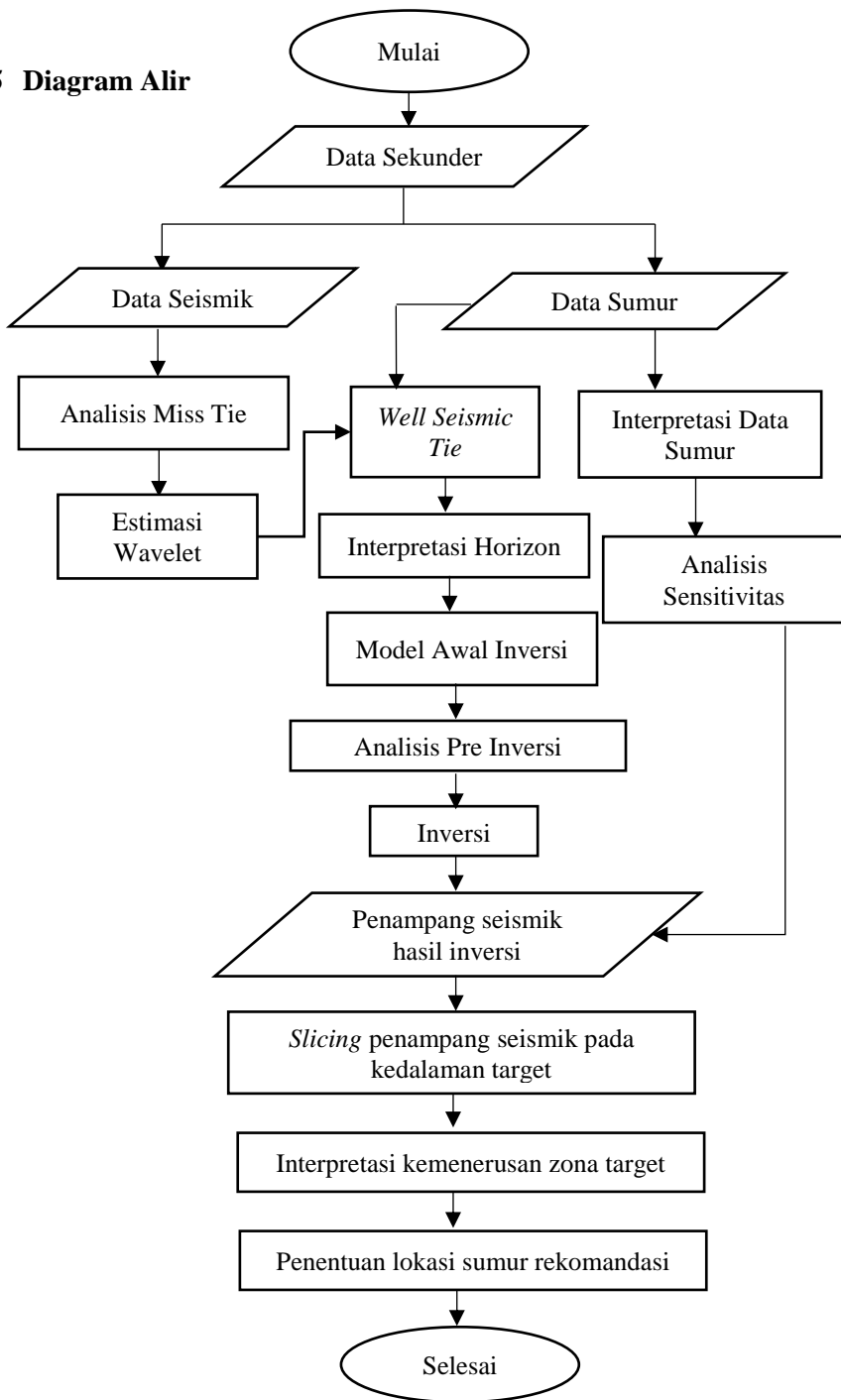
### 3.4.10 Inversi

Proses ini dilakukan setelah mendapatkan parameter inversi yang sesuai untuk diterapkan. Jendela inversi yang diterapkan berada pada Top Parigi dan Top Jatibarang.

### **3.4.11 Analisis kemenerusan zona target**

Setelah melakukan pengolahan data seismik dan data sumur lalu memperoleh penampang seismik hasil inversi. Pada penampang seismik hasil inversi tersebut dilakukan *slicing* pada kedalaman target. Hal ini bertujuan untuk mengetahui kemenerusan zona target pada masing-masing *line* seismik. Setelah dilakukan *slicing* kemudian dilakukan analisis kemenerusan pada penampang seismik hasil inversi tersebut. Dimana analisis ini dilakukan dengan melihat nilai impedansi akustik yang rendah. Nilai impedansi akustik yang rendah ini merepresentasikan zona target yang merupakan Formasi Cibulakan Atas dengan litologi perselingan antara batupasir dengan batulempung. Hasil dari analisis tersebut nantinya digunakan untuk sebagai acuan penentuan letak sumur usulan yang akan direkomendasikan.

### 3.5 Diagram Alir

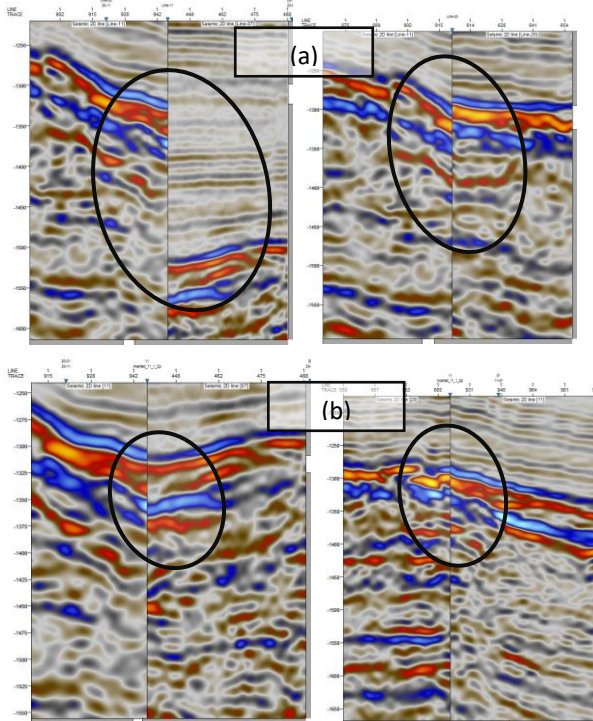


Gambar 3. 2 Diagram Alir Penelitian

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

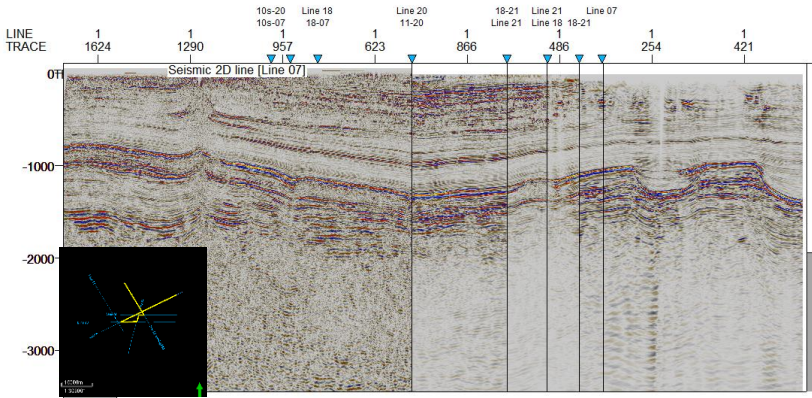
### 4.1 Analisis *Miss Tie*

Perbedaan *vintage* bisa menyebabkan adanya *mis-tie*, yaitu ketidakcocokan antara satu lintasan dengan lintasan lainnya yang saling berpotongan. Berikut ini merupakan perbandingan hasil Analisis *mis-tie* untuk *line* seismik yang berbeda *vintage*.



**Gambar 4.1** Perbandingan hasil sebelum (a) dan sesudah (b) dilakukan miss tie

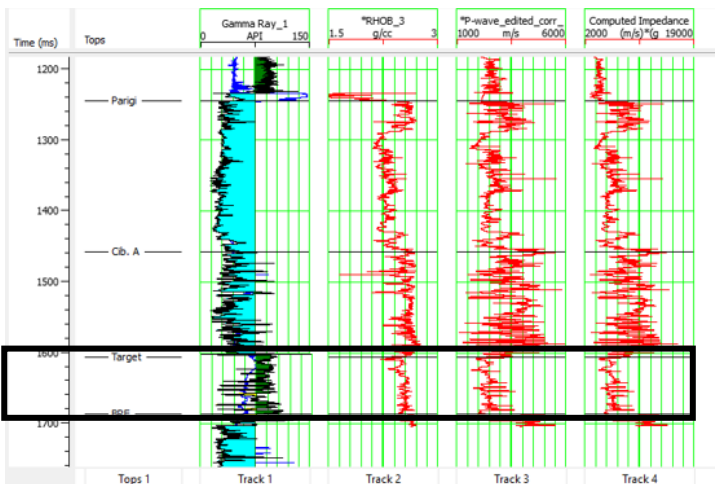
Berdasarkan gambar 4.2 menunjukkan bahwa sudah tidak ada *miss tie* pada semua *line* seismik yang saling berpotongan. Sehingga dari hasil *miss tie* tersebut dapat digunakan untuk tahap pengolahan selanjutnya.



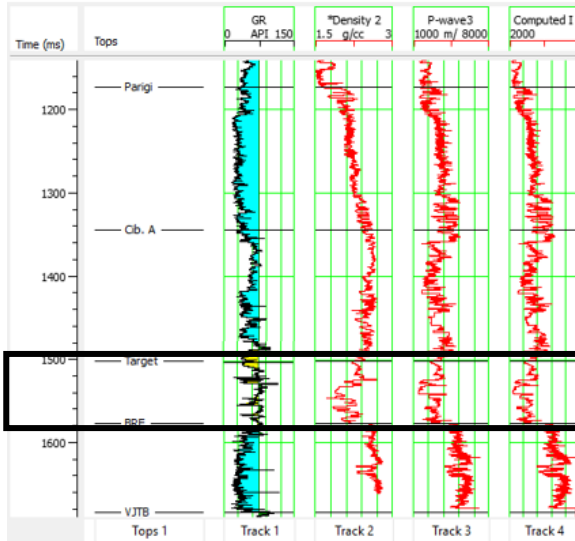
**Gambar 4.2** Hasil *miss tie* menggunakan arbitrary line

## 4.2 Interpretasi Data Sumur

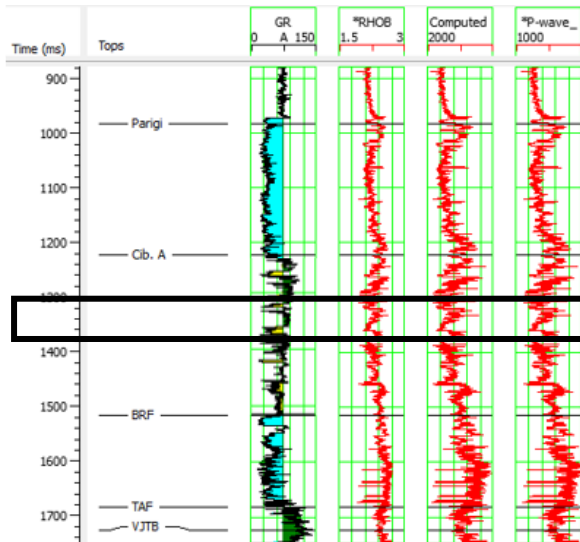
Penentuan zona target ini dilakukan untuk mengetahui kemenerusan lapisan yang diindikasikan terdapat akumulasi hidrokarbon. Dimana log yang digunakan acuan untuk menentukan zona target adalah karakter dari log GR, log *P wave*, dan log densitas.



**Gambar 4.3** Zona target pada UB – 02



Gambar 4.4 Zona target pada UB – 05



Gambar 4.5 Zona target pada UB – 04

Log *gamma ray* yang relatif rendah menunjukkan litologi *sandstone* dan *limestone* hal ini disebabkan karena didalam batupasir dan batuan karbonat memiliki kandungan radioaktif yang rendah dibandingkan dengan *shalestone* yang memiliki kandungan radioaktif

yang tinggi karena unsur radioaktif berasal dari mineral – mineral yang stabil yang banyak terdapat di *shalestone*. Apabila dikorelasikan dengan geologi regional, daerah tersebut merupakan anggota *massive* Formasi Cibulakan Atas yang diendapkan diatas Formasi Baturaja. Litologi anggota ini adalah perselingan antara batu lempung dengan batu pasir atau *shaly sandstone* yang memiliki ukuran butiran halus sampai sedang. Sehingga pada bacaan *log gamma ray* ditandai dengan warna kuning dan hijau.

Kemudian untuk log akustik impedansi diperoleh dari perkalian antara log densitas dan log *P wave*. Hasil interpretasi zona target berdasarkan log akustik impedansi, menunjukkan zona reservoir memiliki nilai yang relatif rendah, karena dipengaruhi oleh litologinya. Dimana nilai densitas yang rendah ini, dipengaruhi oleh keberadaan *sandstone* karena batuananya kurang kompak, dan mudah di mampatkan. Apabila batuan tersebut kurang kompak, maka kecepatan gelombang akan cenderung lebih rendah pada saat melewati batuan tersebut. Sehingga hal tersebut mempengaruhi nilai dari akustik impedansi nya. Dimana zona target ini nantinya akan digunakan sebagai acuan untuk melakukan analisis inversi.

**Tabel 4.1** Kedalaman target lapisan zona target pada setiap sumur

Sumur	Kedalaman lapisan (mMD)	Tebal lapisan reservoir (m)
UB-02	1796 – 1844	48
UB -04	1337 – 1350	13
UB-05	1658 – 1688	30

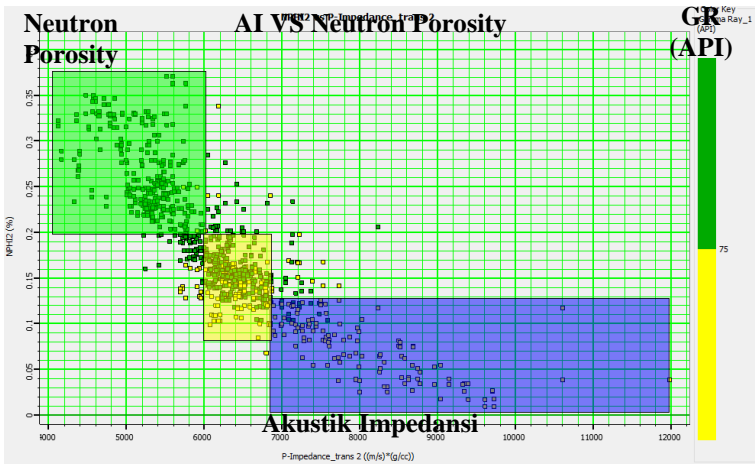
### 4.3 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui seberapa peka data log sumur untuk memisahkan zona reservoir dan non reservoir berdasarkan parameter-parameter tertentu. Parameter yang digunakan pada kali ini adalah porositas neutron, impedansi akustik, dan resistivitas. Analisis sensitivitas ini dilakukan pada setiap sumur dengan melakukan *crossplot* antara impedansi akustik pada sumbu x, *neutron porosity* pada sumbu y. Kemudian parameter log *gamma ray* dan log resistivitas pada *color key* yang digunakan secara bergantian.

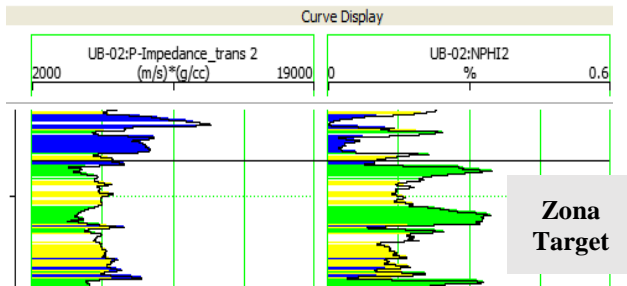
*Crossplot* dengan sumbu z (*color key*) *gamma ray* (GR) dapat memisahkan zona reservoir dengan zona bukan reservoir. Zona



reservoir adalah zona yang memiliki nilai GR kurang dari 75 sedangkan zona bukan reservoir memiliki nilai GR lebih dari 75.



**Gambar 4.6** Crossplot AI vs neutron porosity dengan color key log gamma ray



**Gambar 4.7** cross section dari zona target

Gambar 4.6 adalah *crossplot* pada sumur UB-02 yang memperlihatkan zona reservoir, zona target, dan zona bukan reservoir. Dilihat dari nilai Akustik impedansi dan porositas neutron pada sumur UB-02, zona reservoir memiliki rentan nilai akustik impedansi 5400 sampai 6800 m.g/s.cc dan rentan nilai porositas neutron 0.06 sampai dengan 0.2. Kemudian untuk zona reservoir pada sumur UB-04, memiliki rentan nilai akustik impedansi 5600 sampai 7000 m.g/s.cc dan rentan nilai porositas neutron 0.2 sampai dengan 0.38. Kemudian untuk zona reservoir pada sumur UB-05 memiliki rentan nilai

akustik impedansi 2200 sampai 6600 m.g/s.cc dan rentan nilai porositas neutron 0.36 sampai 0.56.

Hasil dari *crossplot* setiap sumur dapat dilihat pada lampiran 1 yang kemudian dirangkum pada tabel 4.2. Dari tabel tersebut dapat diambil rentan nilai akustik impedansi reservoir adalah 2200 sampai 7000 m.g/s.cc , dan porositas neutron reservoir 0.06 sampai 0.56.

Dari hasil analisis sensitivitas ini, dapat diketahui bahwa karakteristik reservoir pada Lapangan Binaya ini memiliki nilai impedansi akustik rendah dan porositas yang cukup tinggi. Tingginya porositas pada zona reservoir disebabkan oleh adanya perselingan antara batu lempung dengan batu pasir atau biasa yang disebut dengan lapisan serpih. Menurut Rider (1996) lapisan serpih ini mempunyai nilai porositas neutron yang besar, sehingga pengaruh serpih dalam lapisan *permeable* akan memperbesar harga porositas neutron.

**Tabel 4. 2** Nilai IA dan porositas neutron berdasarkan crossplot log sumur

Sumur	AI reservoir (m.g/s.cc)	Porositas Neutron reservoir
UB – 02	6000 – 6800	0.06 – 0.2
UB – 04	5800 – 7000	0.2 – 0.38
UB – 05	2200 – 6600	0.36 – 0.56

#### 4.4 Analisis *Tuning Thickness*

Analisis *tuning thickness* digunakan untuk mengetahui ketebalan minimal dari suatu batuan atau reservoir yang dapat direpresentasikan oleh reflektor seismik. Analisis *tuning thickness* dilakukan pada setiap sumur. Setelah didapatkan *tuning thickness* selanjutnya nilai tersebut dibandingkan dengan ketebalan dari setiap reservoir. Jika ketebalan reservoir lebih besar dari *tuning thickness*, maka reservoir tersebut dapat dipisahkan menjadi reflektor yang berbeda pada data seismik. Namun apabila ketebalan reservoir lebih kecil daripada *tuning thickness*, maka reservoir tersebut tidak akan terpisah atau menjadi satu reflector pada data seismik.

Analisis *tuning thickness* untuk semua sumur diperlihatkan pada tabel 4.3. pada tabel tersebut dapat dilihat bahwa rata-rata kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) berkisar 3700 sampai 4400 m/s dengan frekuensi dominan pada *line* 11 sebesar 11.8 Hz dan *line* 10 sebesar 14.8 Hz. Sehingga didapatkan *tuning thickness* pada Sumur UB-02

sebesar 83.75 m kemudian UB-04 sebesar 63.35 m dan UB-05 sebesar 91.9 m.

Hasil perhitungan *tuning thickness* dapat direpresentasikan sebagai hubungan *tuning thickness* dengan ketebalan reservoir. terlihat bahwa pada semua sumur memiliki ketebalan reservoir yang lebih kecil dari pada *tuning thickness*. Sehingga ketebalan reservoir tidak terepresentasikan dengan baik pada penampang seismik.

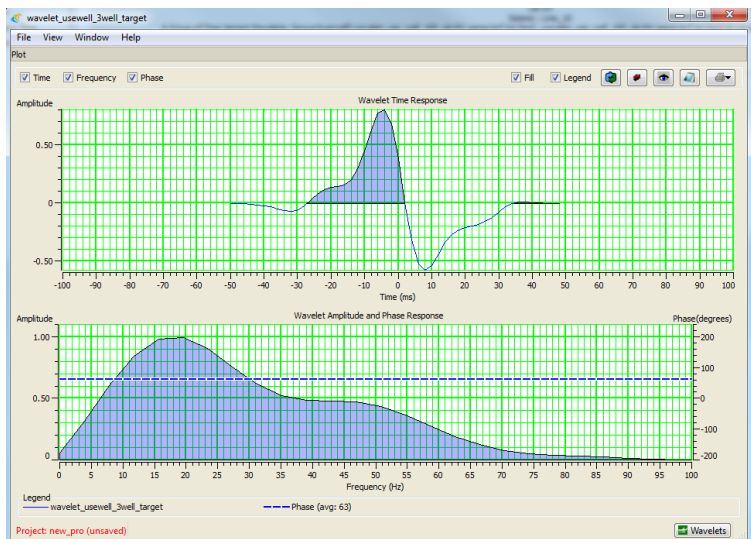
**Tabel 4.3** Analisis Tuning Thickness pada setiap sumur

Sumur	Ketebalan Reservoir (m)	Rata-rata Vp (m/s)	Frekuensi Dominan (Hz)	Panjang Gelombang (m)	Tuning Thickness (m)
UB-02	48	3953	11.8	335	83.75
UB-04	13	4341.5	14.8	293.3	63.35
UB-05	30	3750	11.8	315.2	91.9

#### 4.5 Estimasi Wavelet dan Well Seismic Tie

Proses *well-seismic tie* dilakukan setelah melakukan estimasi *wavelet*. Estimasi *wavelet* dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui *wavelet* terbaik yang akan digunakan dalam proses *well-seismic tie* dengan melihat nilai korelasi yang dihasilkan.

Pada proses estimasi *wavelet* ini, *wavelet* yang digunakan merupakan hasil integrasi dari semua sumur yang ada, hal ini ditujukan untuk mendapatkan hasil yang optimum, karena apabila hanya menggunakan *wavelet* dari 1 sumur dapat menyebabkan bias pada hasil inversi yang dipeorleh. Gambar 4.6 merupakan gambar *wavelet usewell* dari ketiga sumur dimana karakteristik dari *wavelet* tersebut adalah memiliki panjang gelombang 100 ms, berfase minimum.

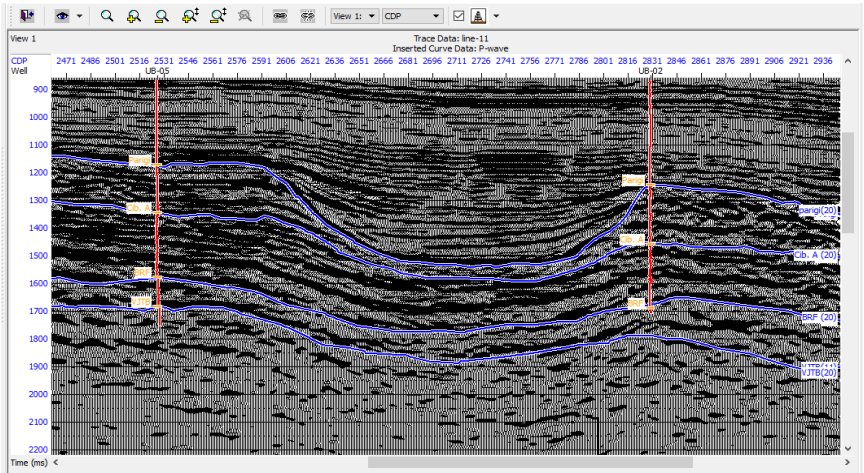


**Gambar 4.8** Wavelet Usewell 3 well; fungsi terhadap amplitudo (atas), fungsi frekuensi terhadap amplitudo (bawah)

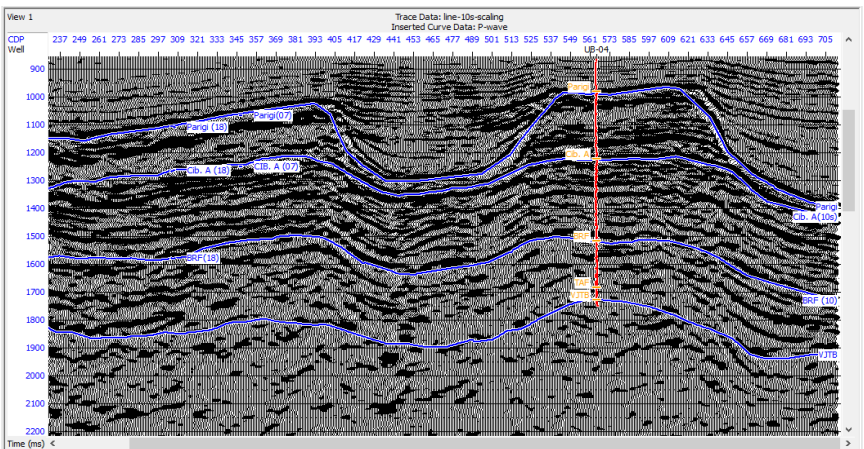
*Well Seismic Tie* bertujuan untuk menghubungkan data sumur yang berdomain kedalaman dengan data seismik yang berdomain waktu. Menghubungkan disini berarti menempatkan posisi data seismik pada kedalaman sebenarnya berdasarkan data kedalaman sumur. Sehingga antara data sumur dan data seismik dapat dikorelasikan. Setelah diaplikasikan *wavelet usewell* tersebut dalam proses *well seismic tie*, diperoleh nilai korelasi yang cukup baik untuk ketiga sumur. Secara berturut-turut nilai korelasi pada sumur UB-02, UB-04, dan UB-05 adalah 0.708 0.748, dan 0.615.

#### 4.6 Interpretasi Horizon

Penarikan kemenerusan horizon dilakukan dengan menelusuri pola reflektor seismiknya. Pada penelitian ini, interpretasi horizon dilakukan berdasarkan data top formasi yang tersedia yaitu *Top Formasi Parigi*, *Top Formasi Cibulakan Atas*, *Top Formasi Baturaja*, *Top Formasi Jatibarang* dan zona target. Horizon tersebut telah disesuaikan dengan proses hasil *well seismic tie*, dimana penarikan kemenerusan horizon dilakukan dengan pada *zero offset* atau penarikannya dilakukan pada antara *peak* dan *through*.



**Gambar 4.9** Hasil interpretasi horizon line 11

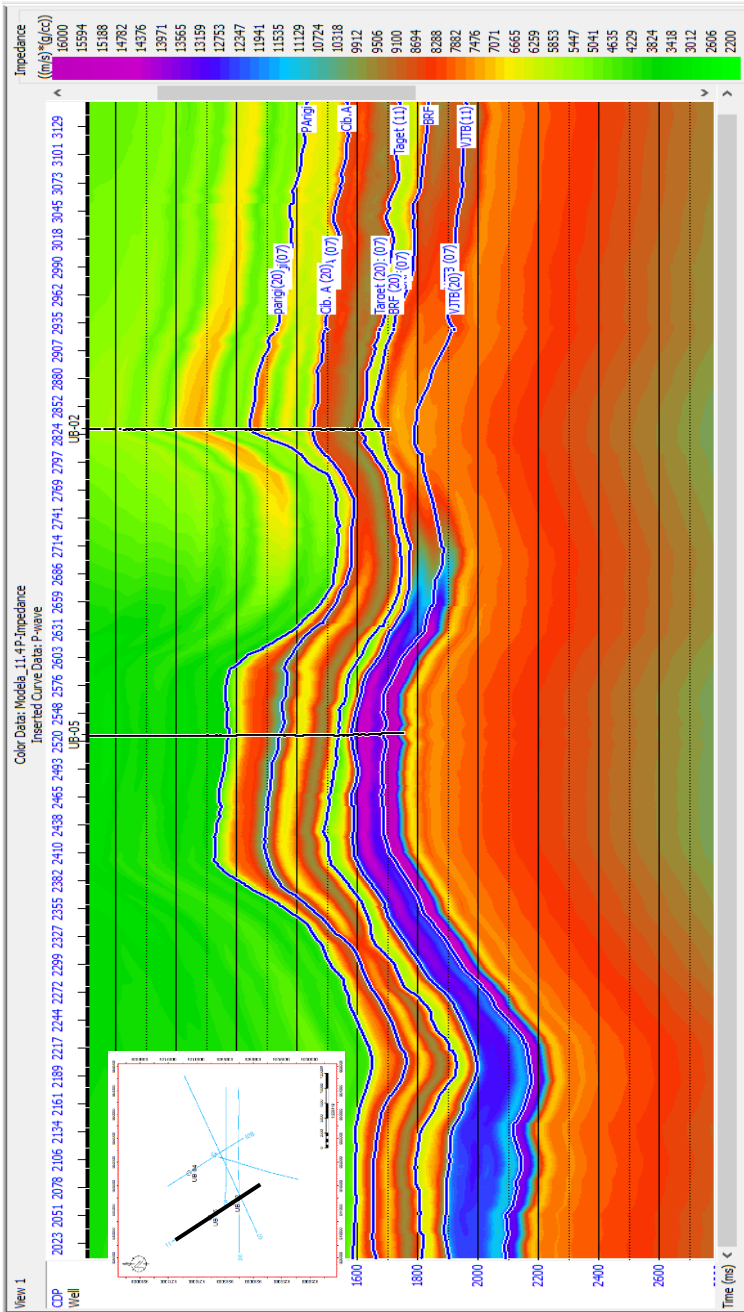


**Gambar 4.10** Hasil interpretasi horizon line 10

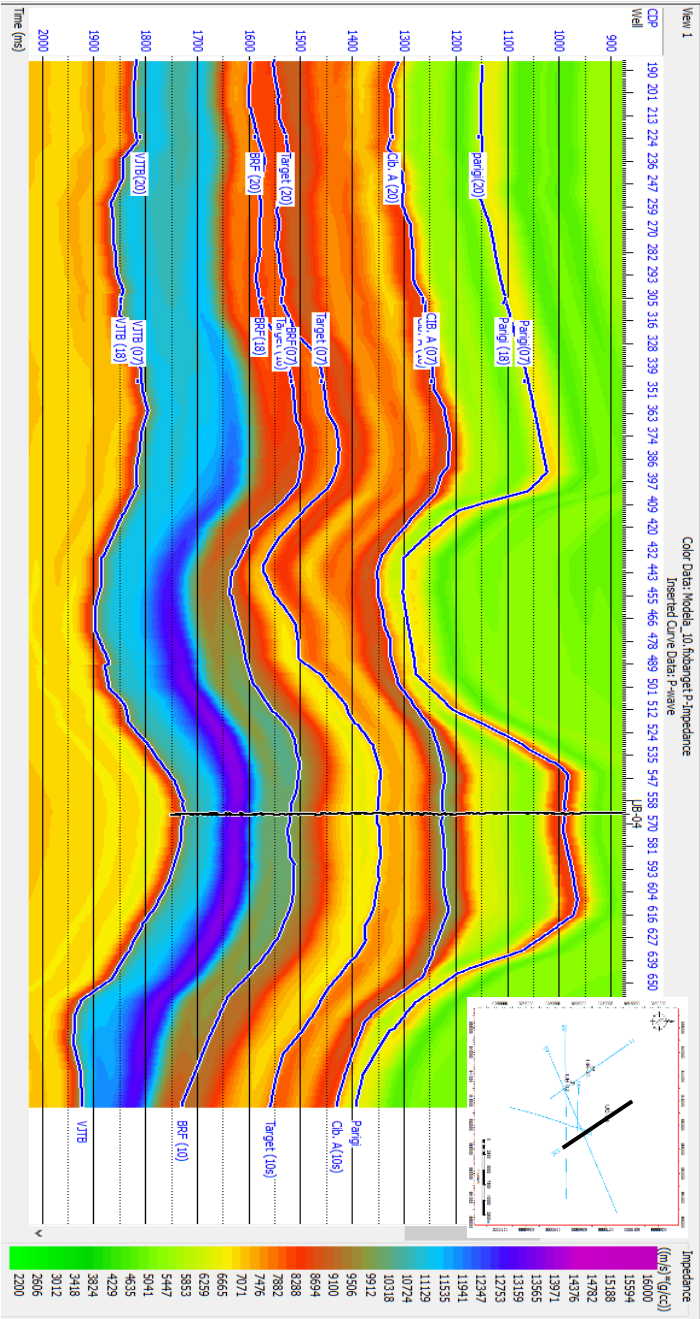
Setelah dilakukan interpretasi horizon di *line* 11 dan *line* 10 maka untuk *line* seismik lainnya yang tidak melewati sumur, untuk interpretasi horizon dilakukan mengacu pada *line* yang saling *cross section* dengan *line* yang melewati sumur. Dari *cross section* tersebut kita dapat mengetahui kemenerusan horizon pada setiap *line*.

#### 4.7 Model Awal Inversi

Sebelum melakukan inversi, hal yang dilakukan sebelumnya adalah membuat model awal inversi. Pada pembuatan model awal yang digunakan adalah *wavelet*, data sumur, dan hasil interpretasi horizon. *Wavelet* yang digunakan adalah *wavelet usewell* (gambar 4.6). Horizon yang digunakan adalah *Top* Formasi Parigi, *Top* Formasi Cibulakan Atas, *Top* Formasi Baturaja, dan *Top* formasi Jatibarang, dan zona target dengan sumur yang digunakan adalah ketiga sumur (UB-02, UB-04, dan UB-05). Data sumur yang digunakan dalam proses ini adalah log densitas dan log kecepatan atau log *P wave* untuk memperoleh nilai impedansi akustik sumur.



Gambar 4.11 Model Awal Line 11



Gambar 4.12 Model awal line 10



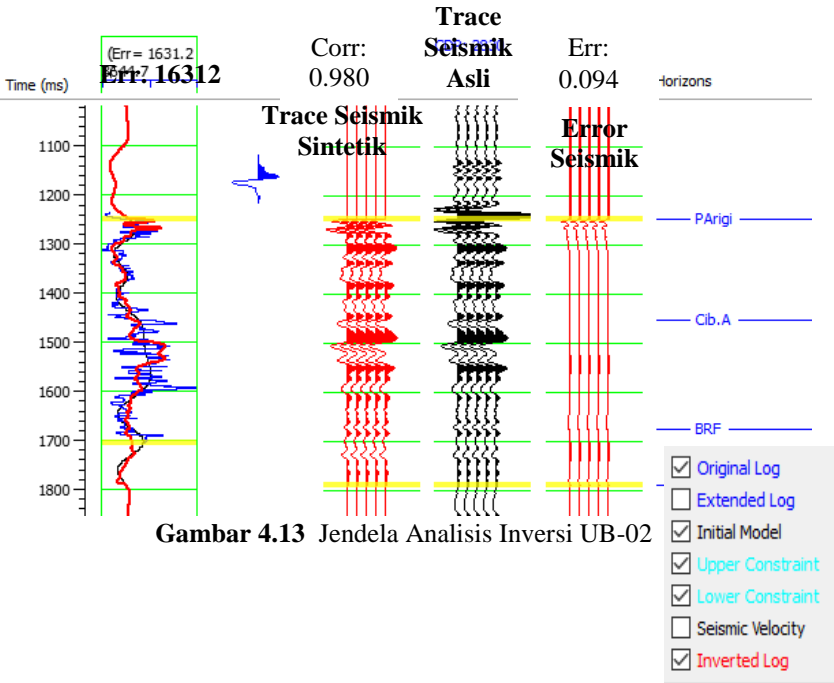
## 4.8 Analisis Pre Inversi

Analisis inversi dilakukan dengan tujuan untuk memperoleh parameter inversi saat korelasi antara data sumur dan data seismik memiliki nilai yang tinggi. Selain itu juga untuk mendapatkan *error* impedansi dan *error* seismik terendah. Analisis inversi dilakukan pada sumur UB-02, UB-04, dan UB-05 yang disesuaikan dengan sumur yang digunakan dalam pembuatan model awal inversi. Dimana zona yang dilakukan untuk analisis inversi dari *Top* Formasi Parigi sampai *Top* Formasi Jatibarang. Pencarian parameter inversi yang dilakukan dengan *system trial and error*. Sehingga didapat nilai *hard constrain* yang didapat adalah 100, *average block size* 1, dan iterasi 10. *Hard constrain* berarti pembatasan secara ketat, dimana kita bisa mengatur perubahan hasil inversi kita dari model awal pada *upper* dan *lower*, artinya perubahan keatas dan kebawah seberapa besar. *Average block size* adalah rata-rata lebar dari log inversi impedansi, dan iterasi adalah pengulangan perhitungan pada proses inversi.

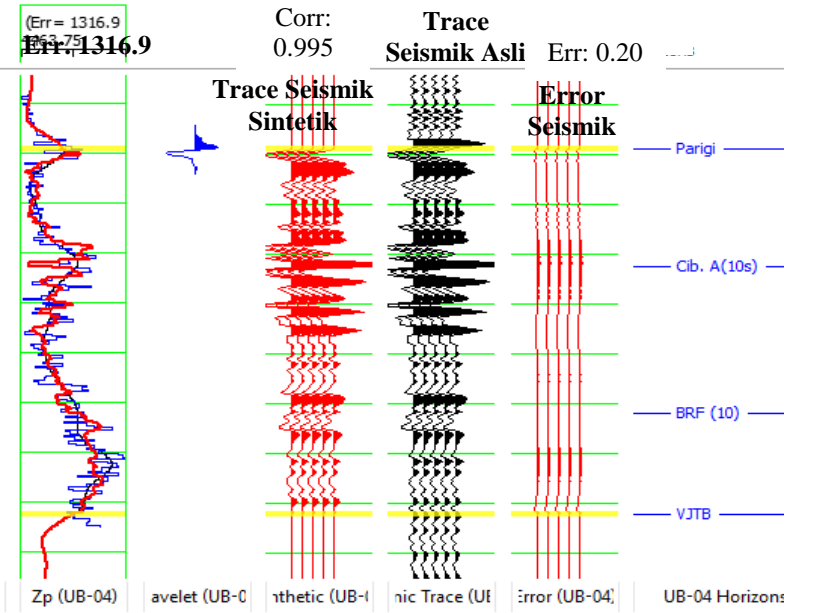
Dengan menerapkan nilai parameter-parameter yang dipilih, didapatkan nilai *error* impedansi, *error* seismik, dan korelasi seismik sintetik dengan seismik asli untuk setiap sumur. *Error* dan korelasi tersebut berbeda-beda untuk setiap sumur. Nilai tersebut diperlihatkan pada tabel 4.3.

**Tabel 4.4** Error log impedansi dan nilai korelasi trace seismik sintetik dengan trace seismik asli

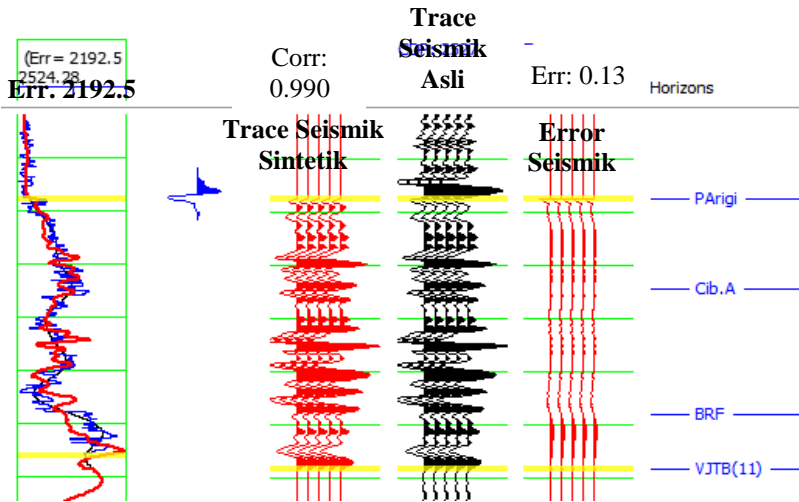
Sumur								
UB – 02			UB – 04			UB – 05		
Err.Imp	Corr	Err	Err Imp	Corr	Err	Err Imp	Corr	Err
1631.2	0.98	0.2	1316.9	0.995	0.094	2192.5	0.99	0.13



Gambar 4.13 Jendela Analisis Inversi UB-02



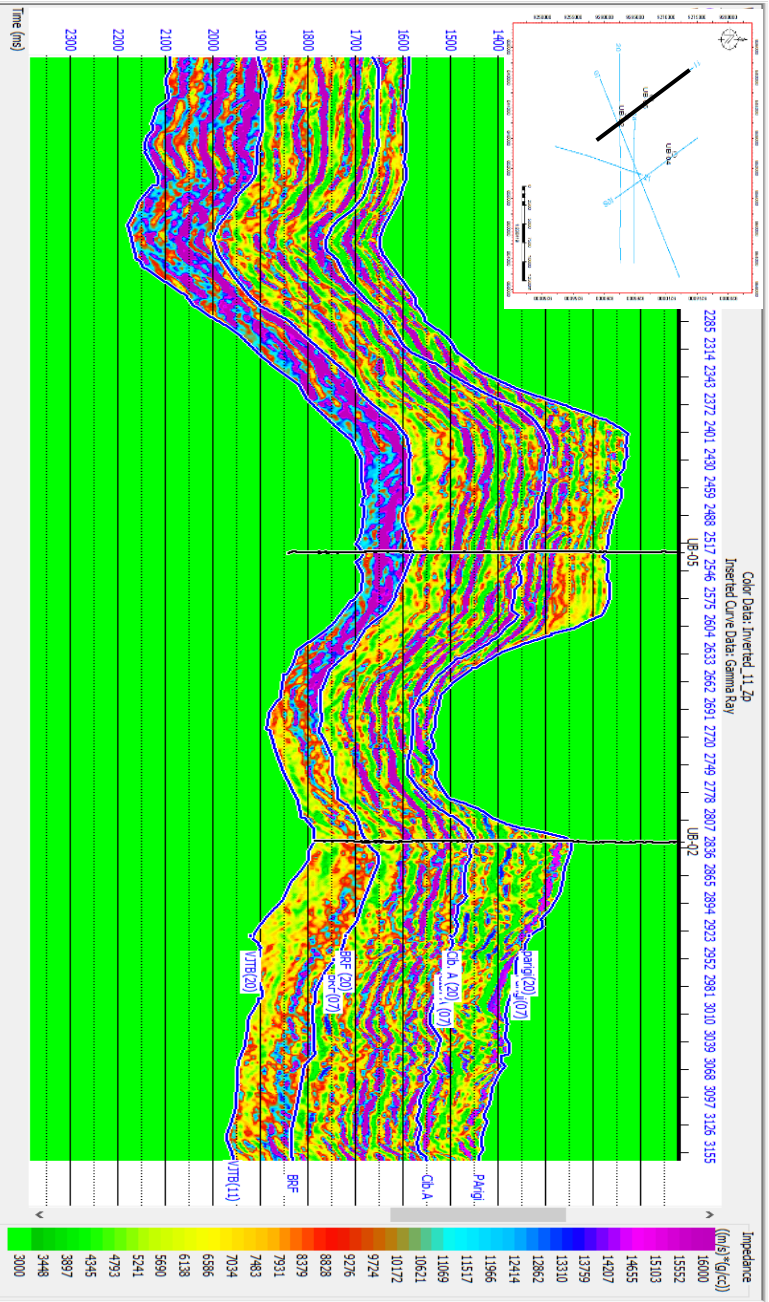
Gambar 4.14 Jendela Analisis Inversi UB-04



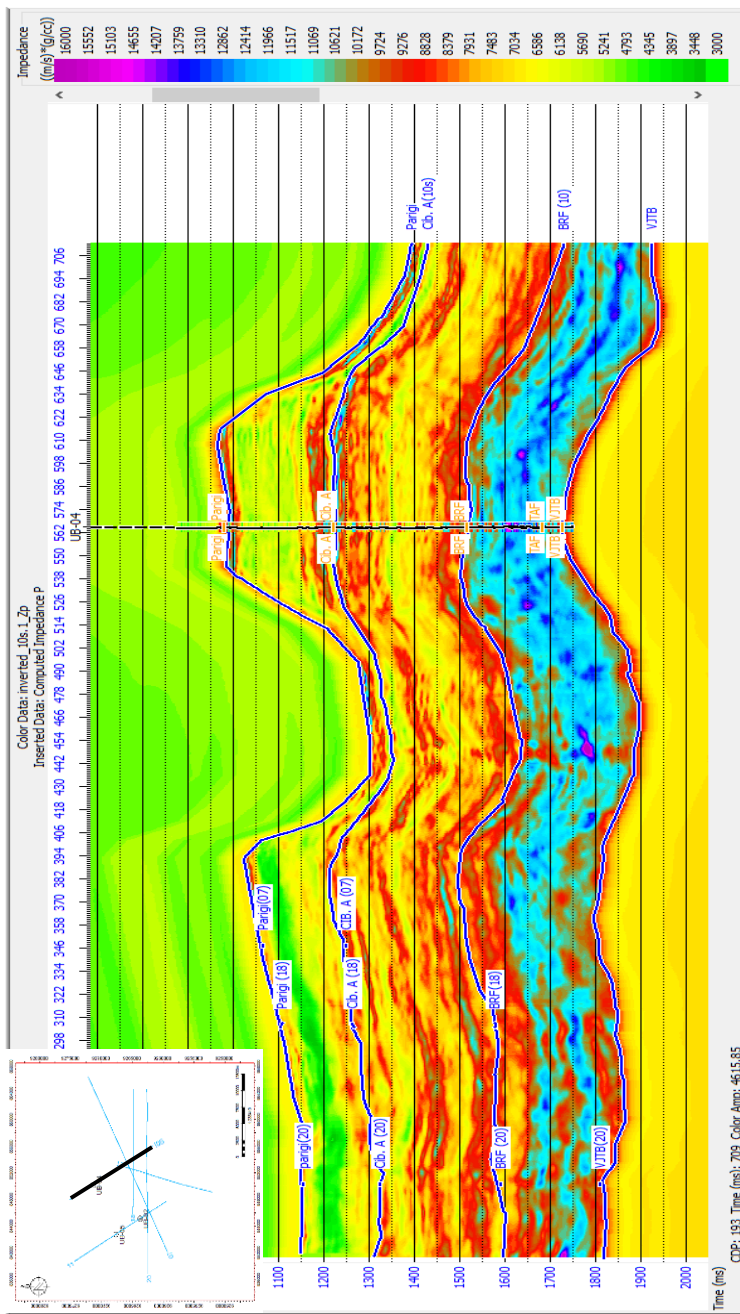
**Gambar 4.15** Jendela Analisis Inversi UB-05

## 4.9 Hasil Inversi

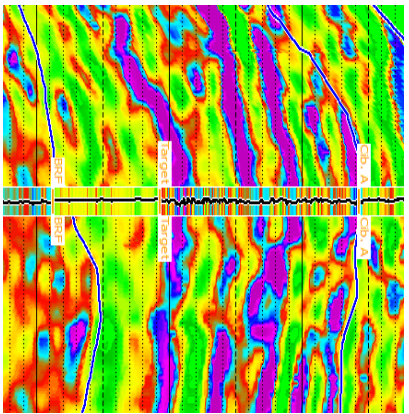
Gambar 4.12 merupakan hasil inversi akustik impedansi dari *line* 11 yang melewati sumur UB-02 dan sumur UB-05. Berdasarkan pembahasan pada sub bab 4. 3 diketahui pada sumur UB-02 zona reservoir tersebut pada kedalaman 1607 mMD yang memiliki nilai akustik impedansi sebesar 5200 sampai 6800. Kemudian untuk sumur UB-05 zona reservoir tersebut pada kedalaman 1524 mMD yang memiliki nilai akustik impedansi sebesar 2600 sampai 7800. Kemudian untuk sumur UB-04 zona reservoir tersebut terdapat pada kedalaman 1524 mMD yang memiliki nilai akustik impedansi sebesar 2200 sampai 6800.



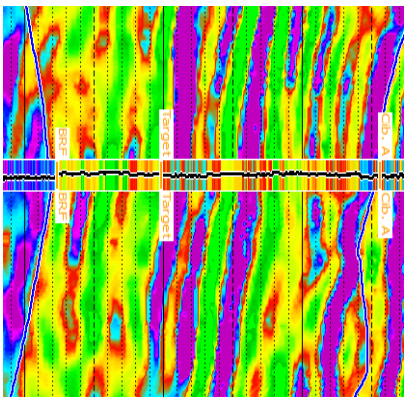
Gambar 4.16 Hasil Inversi Line 11



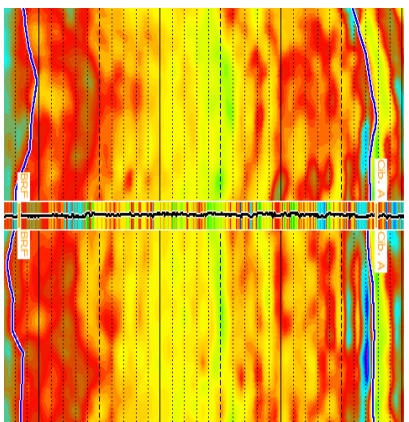
**Gambar 4.17** Hasil inversi Line 10



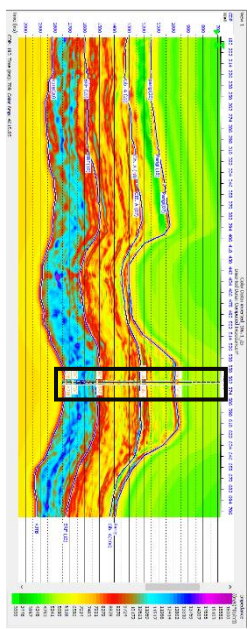
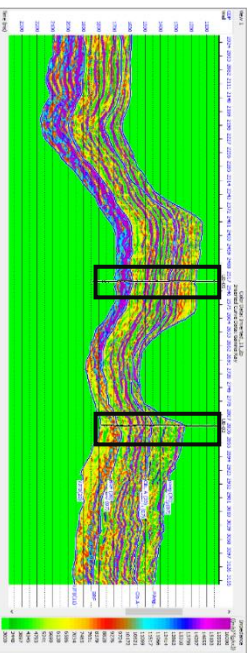
UB-02



UB-05



UB-04



Gambar 4. 18 Quality control hasil inversi

#### 4.10 Analisis Kemenerusan Zona Reservoir Pada Lapangan Binaya

Analisis kemenerusan zona target reservoir minyak dilihat pada persebaran nilai impedansi akustik (IA). Analisis tersebut dilakukan dengan cara *slicing* atau penyayatan permukaan pada zona target. Dimana pada penelitian ini zona target reservoir minyaknya memiliki nilai akustik impedansi yang rendah yang direpresentasikan oleh warna hijau sampai kuning muda pada penampang seismik hasil inversi.

Gambar 4.19 memperlihatkan hasil *slicing* pada kedalaman target pada setiap *line* seismik. Berdasarkan gambar tersebut pada *line* 11 memiliki nilai akustik yang bervariasi. *Line* 11 memiliki orientasi arah dari barat laut ke arah tenggara. Pada daerah sekitar sumur UB-05 zona reservoir menerus ke arah barat laut. Kemudian untuk daerah sekitar sumur UB-02 yang menerus sampai tenggara. Sehingga dapat dikatakan bahwa sepanjang *line* 11 memiliki porositas yang cukup bagus. Maka disimpulkan bahwa apabila dilihat berdasarkan persebaran impedansi akustiknya secara lateral pada kedalaman target terdapat reservoir minyak sepanjang *line* 11. Kemudian dapat dilihat *line* seismik 11 saling berpotongan dengan *line* 20 dan *line* 07.

Pada *line* 20, persebaran nilai impedansi akustiknya bervariasi. *Line* 20 memiliki orientasi arah dari barat ke timur. Pada *line* 20 bagian barat cenderung memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi, kemudian ke arah barat nilai impedansi akustiknya semakin menurun. Sehingga dapat dikatakan bahwa pada *line* 20 ini, pada bagian barat porositasnya kurang baik. Maka dapat diindikasikan bahwa reservoir minyak tidak menerus ke bagian barat *line* 20. Kemudian untuk *line* 20 yang berpotongan dengan *line* 11, memiliki nilai impedansi akustik yang rendah dan menerus sampai ujung timur *line* 20. Berdasarkan hal tersebut dapat dikatakan bahwa daerah tersebut memiliki nilai porositas yang cukup bagus. Maka dapat disimpulkan, apabila dilihat berdasarkan persebaran impedansi akustik secara lateral pada kedalaman target terdapat reservoir minyak sepanjang *line* 20 namun terhenti pada bagian barat *line* 20 karena pada bagian barat *line* tersebut memiliki porositas yang kurang baik, sehingga reservoir minyak tidak dapat menerus pada bagian barat *line* tersebut.

Kemudian untuk *line* 07 memiliki orientasi arah barat daya ke timur laut yang memiliki nilai akustik impedansi yang bervariasi. dari arah barat daya, memiliki nilai akustik impedansi yang cukup tinggi.

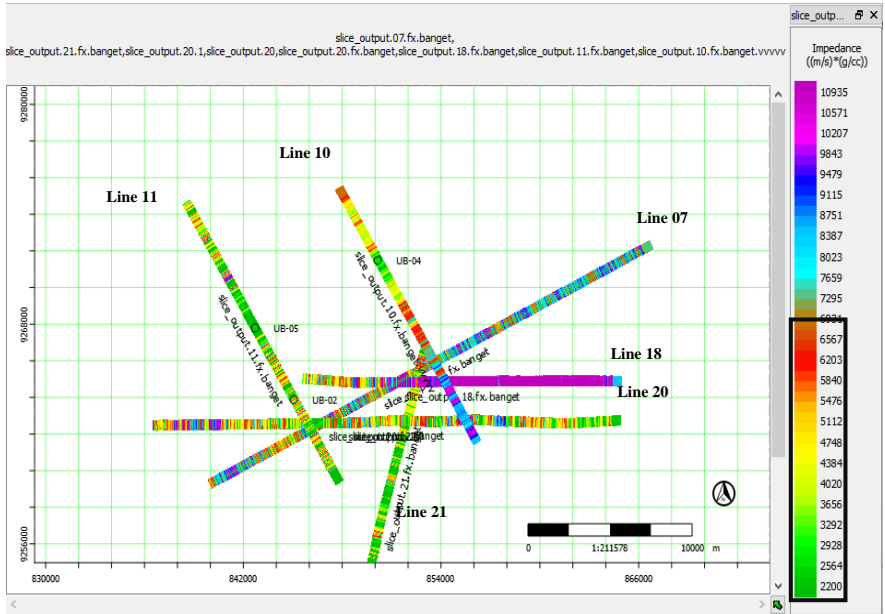
Kemudian bertemu dengan *line* 11 yang saling berpotongan, di daerah tersebut memiliki nilai akustik impedansi yang cukup rendah. Hal ini disebabkan karena masih dipengaruhi oleh sumur UB-02 sebagai kontrol. Kemudian semakin ke arah timur laut nilai impedansi akustiknya semakin tinggi. Sehingga dapat dikatakan pada *line* 07 ini, yang memiliki porositas yang cukup bagus sebagai reservoir minyak yaitu disekitar *line* 07 yang saling berpotongan dengan *line* 11. Sehingga berdasarkan hal tersebut reservoir minyak tidak menerus menuju arah timur laut, dan arah barat daya. Kemudian semakin ketimur laut *line* 07 berpotongan dengan *line* 18, *line* 21 dan *line* 10. Didaerah ini nilai akustik impedansinya cenderung meningkat.

Selanjutnya untuk *line* 10 yang memiliki orientasi arah dari arah barat laut ke tenggara. Pada *line* 10 memiliki satu data sumur sebagai kontrol, yaitu Sumur UB-04. Berdasarkan hasil inversi, pada bagian barat laut memiliki nilai impedansi akustik yang cukup rendah. Namun setelah *line* 10 saling berpotongan dengan *line* 07, nilai akustik impedansi nya menjadi tinggi. Sehingga dapat dikatakan bahwa pada *line* 10 ini, pada bagian barat laut memiliki porositas yang cukup bagus. Sehingga memungkinkan terdapat reservoir minyak pada daerah tersebut. Namun porositas yang cukup bagus tersebut tidak menerus ke arah tenggara, dikarenakan pada daerah tersebut memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi. Sehingga reservoir minyak tidak menerus pada bagian tenggara *line* tersebut.

Untuk *line* 21 yang memiliki orientasi arah dari utara ke selatan, berdasarkan gambar menunjukkan bahwa *line* 21 memiliki nilai akustik impedansi yang bervariasi, dan memiliki variasi nilai akustik impedansi yang sama dengan *line* 11. Sehingga dapat dikatakan bahwa sepanjang *line* 11 memiliki porositas yang cukup bagus. Maka disimpulkan bahwa apabila dilihat berdasarkan persebaran impedansi akustiknya secara lateral pada kedalaman target terdapat reservoir minyak sepanjang *line* 21.

Kemudian untuk *line* 18 yang memiliki orientasi arah barat ke timur. Didaerah timur *line* 18 memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi kemudian semakin ke barat *line* 18 nilai akustik impedansi nya semakin menurun. Berdasarkan hal tersebut porositas yang cukup bagus pada *line* 18 ini terdapat pada bagian barat barat. Sehingga memungkinkan terdapat akumulasi hidrokarbon minyak. Namun reservoir minyak tidak menerus ke arah timur *line* 18. Hal ini dikarenakan adanya porositas yang kurang baik yang direpresentasikan oleh warna ungu pada peta *slicing*.





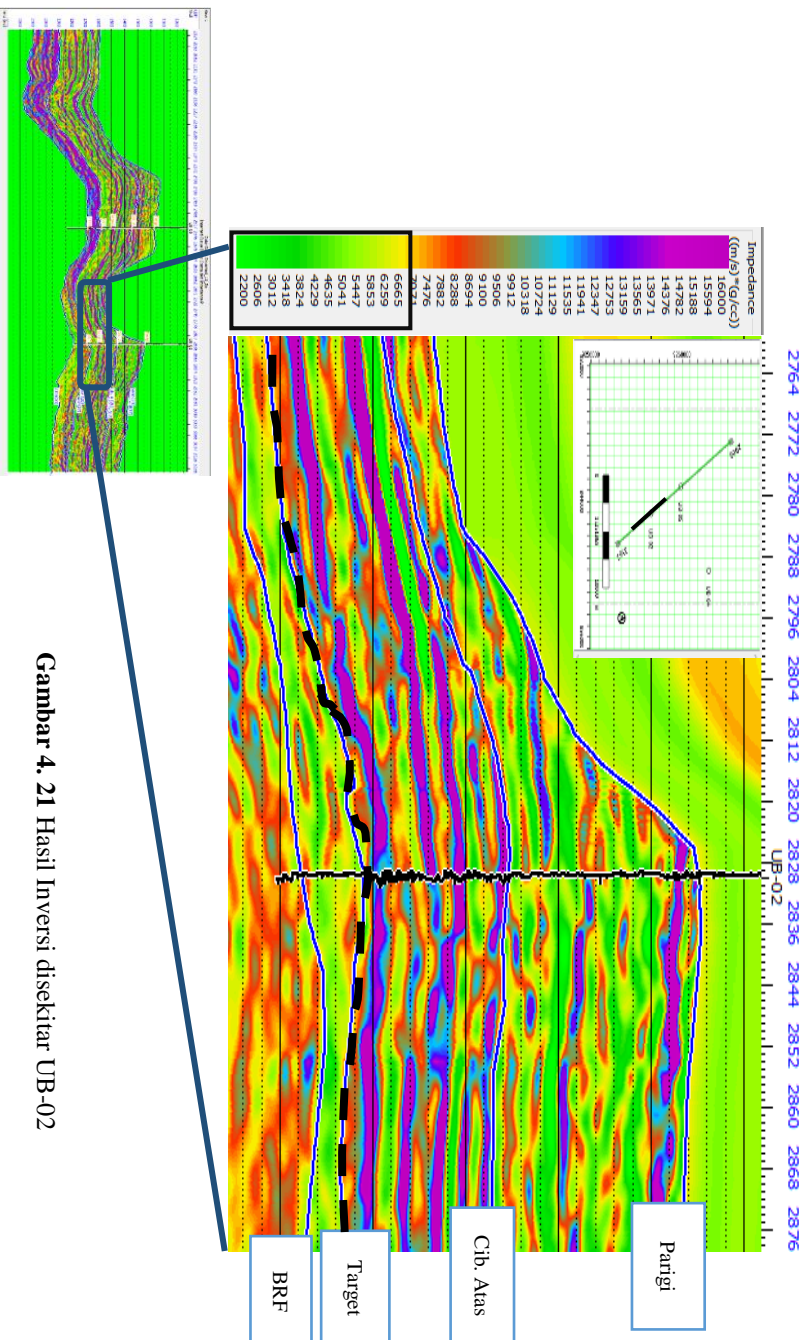
**Gambar 4. 19** Peta slicing kedalaman pada zona target

Kemudian gambar 4.20 dan gambar 4.21 merupakan gambar hasil inversi pada *line* 11 yang terfokus pada sekitar sumur UB-05 dan sekitar UB-02. Berdasarkan gambar tersebut warna hijau merepresentasikan nilai akustik impedansi yang rendah. Nilai impedansi akustik tersebut merepresentasikan adanya porositas yang cukup bagus, sehingga dapat diindikasikan terdapat persebaran lateral dari hidrokarbon minyak. Kemudian apabila dilihat dari gambar hasil inversi, tepatnya pada kedalaman diatas target, terdapat lapisan berwarna ungu. Hal tersebut mengindikasikan adanya lapisan yang memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi. Nilai impedansi akustik yang tinggi merepresentasikan adanya porositas yang buruk. Sehingga dapat dikatakan lapisan ungu tersebut dapat berperan sebagai *cap rock* atau lapisan penutup karena memiliki porositas yang rendah, sehingga dapat menghambat hidrokarbon minyak dari zona target untuk berpindah atau bermigrasi. Maka hidrokarbon minyak akan tetap berada di batuan reservoir.

Gambar 4.22 merupakan gambar hasil inversi *line* 10 yang terfokus pada sumur UB -04 dan sekitarnya. Berdasarkan gambar tersebut warna hijau pada zona target merepresentasikan nilai akustik

impedansi yang rendah. Untuk hasil inversi *line* 10 dengan kontrol sumur UB-04, memiliki variasi nilai yang memiliki *range* nilai warna tidak seperti *line* 11 yang sangat bervariasi. *Line* 10 ini memiliki *range* nilai yang cukup sedikit atau terbatas dari pada *line* 11. Hal ini disebabkan oleh litologi yang berada pada sumur UB-04 pada Formasi Cibulakan Atas yaitu batu pasir yang tersisipi oleh *shalestone*, sehingga *range* nilai impedansi akustik yang hampir sama pada formasi tersebut.





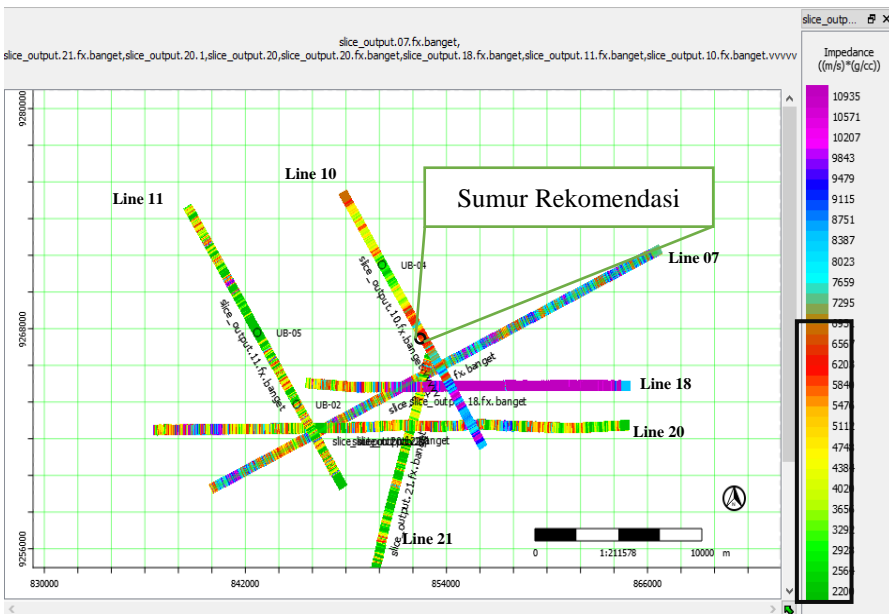
Gambar 4. 21 Hasil Inversi disekitar UB-02



## 4.11 Analisis Sumur Usulan

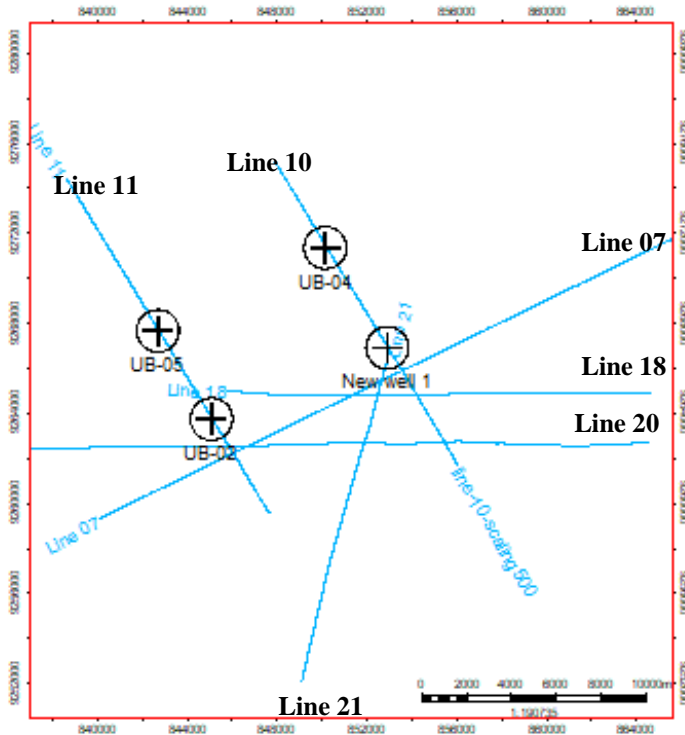
Reservoir dengan litologi perselingan antara *sandstone* dengan *shalestone* pada zona target di Lapangan Binaya sudah terbukti bahwa terdapat persebaran impedansi akustik yang relatif rendah dan porositas yang cukup bagus. Sehingga dapat diindikasikan terdapat persebaran lateral dari hidrokarbon minyak. Kemudian berdasarkan hasil interpretasi data sumur ketebalan reservoir pada zona target cukup tebal. Sehingga sangat memungkinkan untuk dilakukan pengeboran sumur baru.

Berdasarkan peta persebaran akustik impedansi tersebut, sumur usulan yang direkomendasikan sebaiknya berada pada zona impedansi akustik yang rendah sama halnya sumur lainnya. Yaitu pada daerah *line 10* bagian tengah, yang dekat dengan perpotongan antara *line 10* dan *line 07*, *line 10* dan *line 18*, *line 07* dengan *line 21*, *line 07* dengan *line 18*. Sehingga pada daerah tersebut butuh data sumur tambahan untuk mengontrol persebaran nilai akustik impedansinya. Namun, untuk sumur usulan yang direkomendasikan, tidak hanya dilihat dari nilai impedansi akustiknya saja, namun dilihat juga dari strukturnya juga.

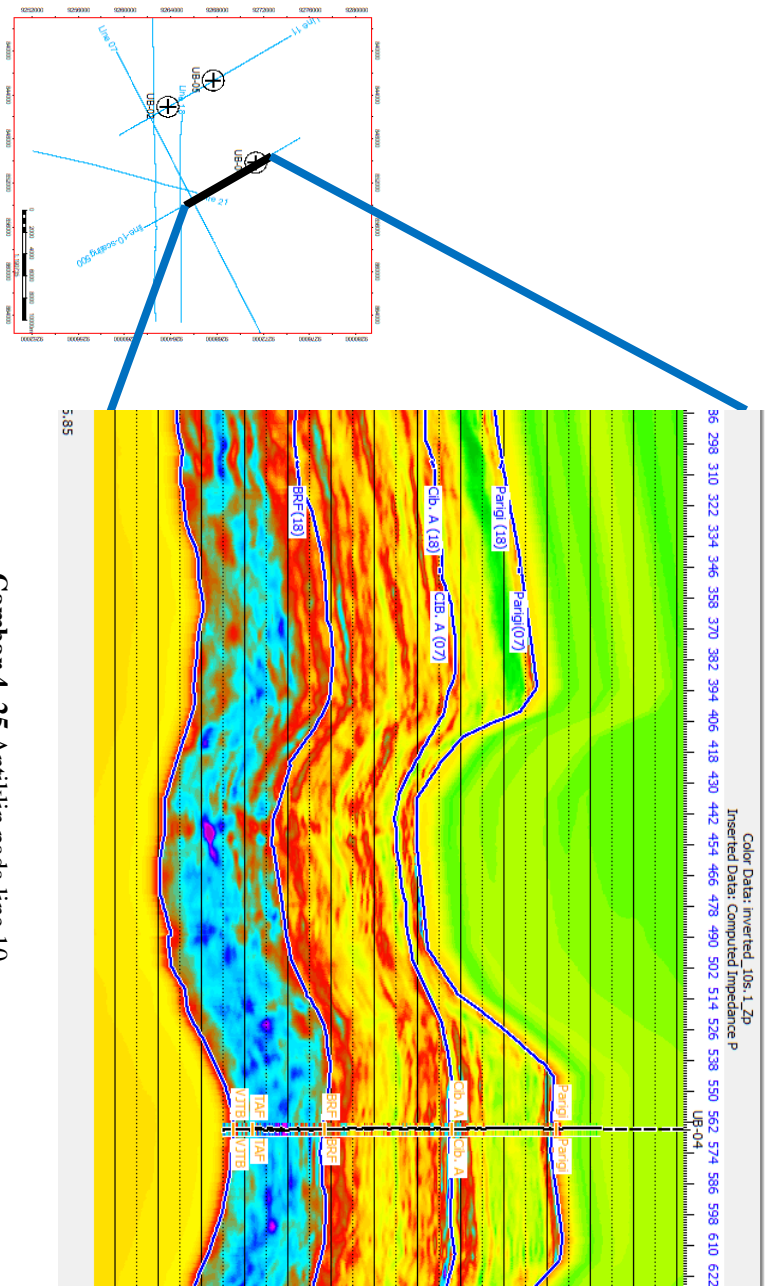


Gambar 4. 23 Sumur usulan

Daerah yang akan diusulkan menjadi sumur baru, apabila dilihat dari penampang seismiknya, terdapat sebuah perangkap struktur yaitu antiklin. Dimana lokasi sumur usulan yang direkomendasikan tersebut memiliki koordinat  $6^{\circ}37'17.740''$ LS dan  $108^{\circ}11'26.723''$ BT yang berjarak 5.236 meter dari sumur UB-04. Dengan jarak tersebut, sudah ideal untuk dilakukan pengeboran sumur baru. Dikarenakan batas minimal antar 2 sumur minyak adalah 500 meter.



Gambar 4. 24 *Basemap* yang terdapat sumur usulan



Gambar 4. 25 Antiklin pada line 10



## **BAB V**

### **KESIMPULAN**

#### **5.1 Kesimpulan**

Berdasarkan hasil penelitian, didapatkan kesimpulan sebagai berikut :

1. Nilai impedansi akustik pada zona reservoir minyak berdasarkan penelitian ini adalah 2200 sampai dengan 7000 m.g/s.cc. Dapat diketahui karakteristik reservoir Formasi Cibulakan Atas pada Lapangan Binaya memiliki nilai impedansi akustik yang rendah dan tersebar pada sepanjang *line* 11, *line* 21, bagian barat laut *line* 10, bagian timur *line* 18, sepanjang *line* 20 namun tidak menerus kearah barat. Kemudian daerah perpotongan antara *line* 11, *line* 07, dan *line* 20.
2. Untuk sumur usulan sebaiknya dilakukan di daerah *line* 10 bagian tengah, dengan koordinat koordinat  $6^{\circ}37'17.740''$ LS dan  $108^{\circ}11'26.723''$ BT yang berjarak 5.236 meter dari sumur UB-04.

#### **5.2 Saran**

1. Perlu adanya data tambahan, seperti penambahan *line* seismiknya, agar bisa dijadikan map surface untuk memudahkan interpretasi.
2. Perlu adanya data tambahan berupa *mud log* setiap sumur, yang bertujuan untuk mengetahui spesifikasi batuan pada zona target

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

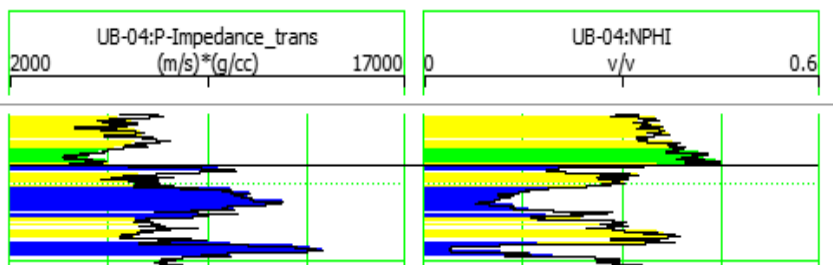
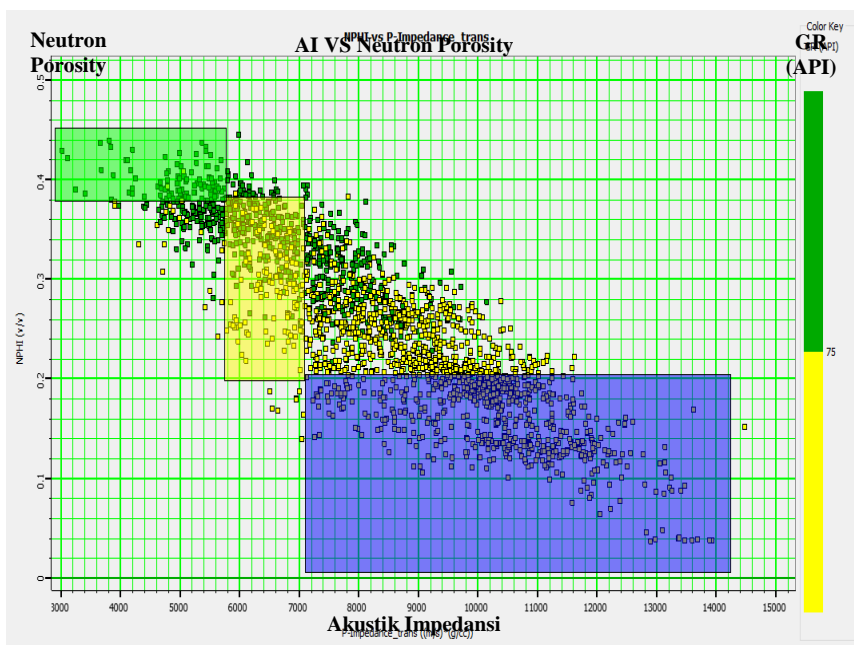
## DAFTAR PUSTAKA

- Arpandi, D., dan Patmokismo, S. (1975). *The Cibulakan Formation as One of The Most Prospective Stratigraphic Unitsin The Northwest Java Basinal Area*. IPA Proceeding, Vol 4th Annual Convention.
- Aspirini, D. (2011). *Penerapan Metode Staking Dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut Perairan Barat Aceh*. Bogor: Institut Pertanian Bogor.
- Bacon, M., Simm, R., and Redshaw, T. (2013). *3-D Seismic Interpretation*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Castagna, J. P., and Backus, M. M. (2013). *Offset Dependent Reflectivity, - Theory and Practice of AVO analysis*. United Stated of America.: Society of Exploration. Geophysics.
- De Caster, G. L. (1974). *The Geology of The Central and South Sumatra Basins*. 3rd Indonesian Petroleum Association (IPA) Proceedings, P. 77-100.
- Gresko, M., Suria, C., and Sinclair, S. (1995). *Basin Evaluatiion Of The Arjuna Rift System and Its Immplications for Hydrocarbon Exploration, Offshore Northwest Java, Indonesia*. IPA Proceedings, 24th Annual Convention IPA.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Service.
- <https://www.gurugeografi.id/2017/03/lingkungan-pengendapan-batuan-sedimen.html> (diakses pada pukul 03.00 tanggal 10 Desember 2019)
- Kristanto, D. (1996). *Basin Well Logging Analysis and Interpretation Petroleum Engineering*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Lillie, R. J. (1999). *Whole Earth Geophysics An Introductory Textbook for Geologist and Geophysicists*. Prentice Hall, USA.

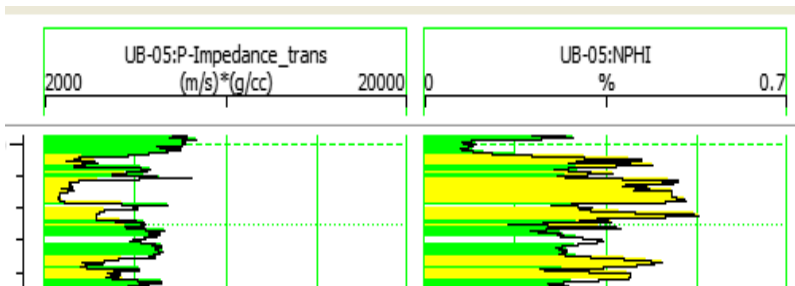
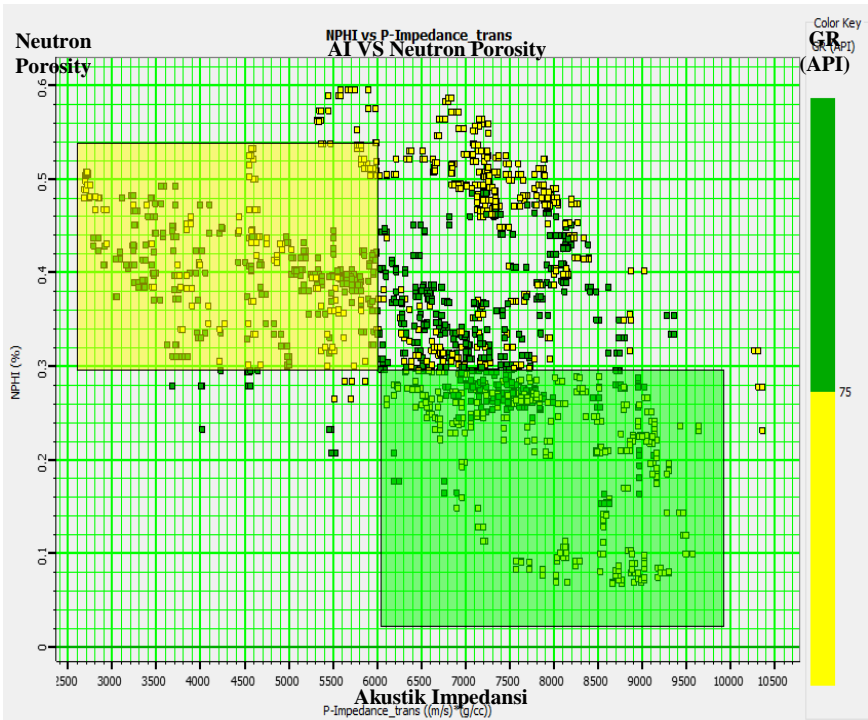
- Martodjojo, S. (2003). *Evaluasi Cekungan Bogor*. Bandung: Penerbit ITB.
- Munadi, S. (2002). *Pengolahan Data Seismik*. Depok: Universitas Indonesia.
- Narpodo, J. (1996). *Konversi Kedalamandengan Metode Stacking Velocity dan Layer Cake di Daerah Jawa Barat*. Yogyakarta: UGM Press.
- Nopyansyah, T. (2007). *Studi Penyebaran Reservoir Berdasarkan Data Log, Cutting, dan Atribut Seismik Pada Lapangan "TNP" Formasi Cibulakan Atas Cekungan Jawa Barat Utara*, Skripsi-S1 Teknik Geologi FTM UPN Veteran Yogyakarta.
- Nugroho, Hanan, (2014). "Indonesia: Pasar Energi (yang tumbuh cepat) di Asia", Kompasiana.com, 20 April 2014, <http://www.kompasiana.com/hanannugroho/indonesia-pasar-energi-yang-tumbuhcepat-diasia54f791d7a33311a3738b477b>, (diakses pada pukul 13.00 tanggal 9 Desember 2019)
- Noble, R. A. (1997). *Petroleum System of Northwest Java*, (Proceeding IPA 97-OR-55).
- Remington, C. H., and Pranyoto, U. (1985). *A Hydrocarbon Generation Analysis in Northwest Java Basin Using Lopatin's Method*. Indonesian Petroleum Association Fourteenth Annual Convention Proceedings.
- Rider, M. (1996). *The Geological Interpretation of Well Logs*. New York: John Wiley & Sons, Inc.
- Russell, B. H. (1998). *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicist.
- Sherrif, E. R., and Geldart, P. L. (1995). *Society of Exploration Geophysicist*. USA: Cambridge University Press.
- Sukmono, S. (2000). *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Bandung: Jurusan Teknik Geofisika, ITB.

# LAMPIRAN

## Lampiran 1 Analisis Sensitivitas

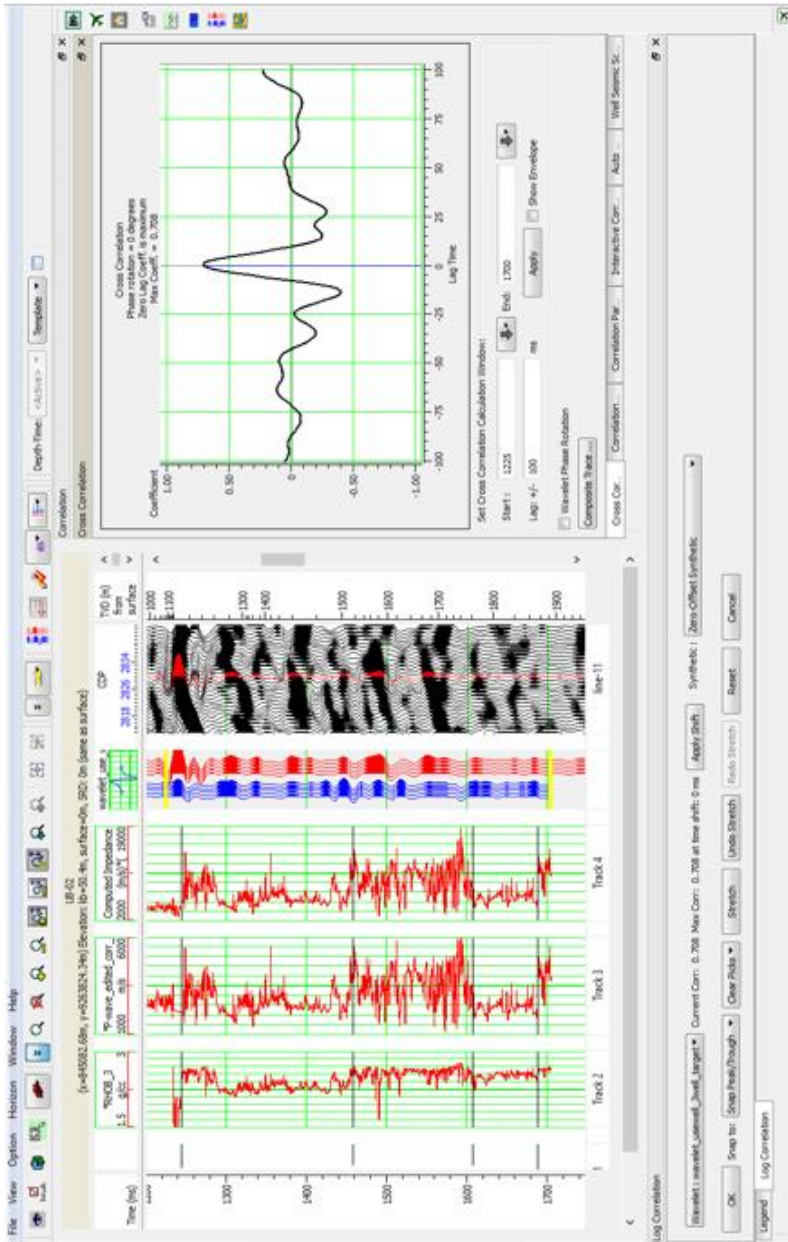


Gambar 1 Hasil Analisis Sensitivitas UB-04



Gambar 2 Hasil Analisis Sensitivitas UB-05

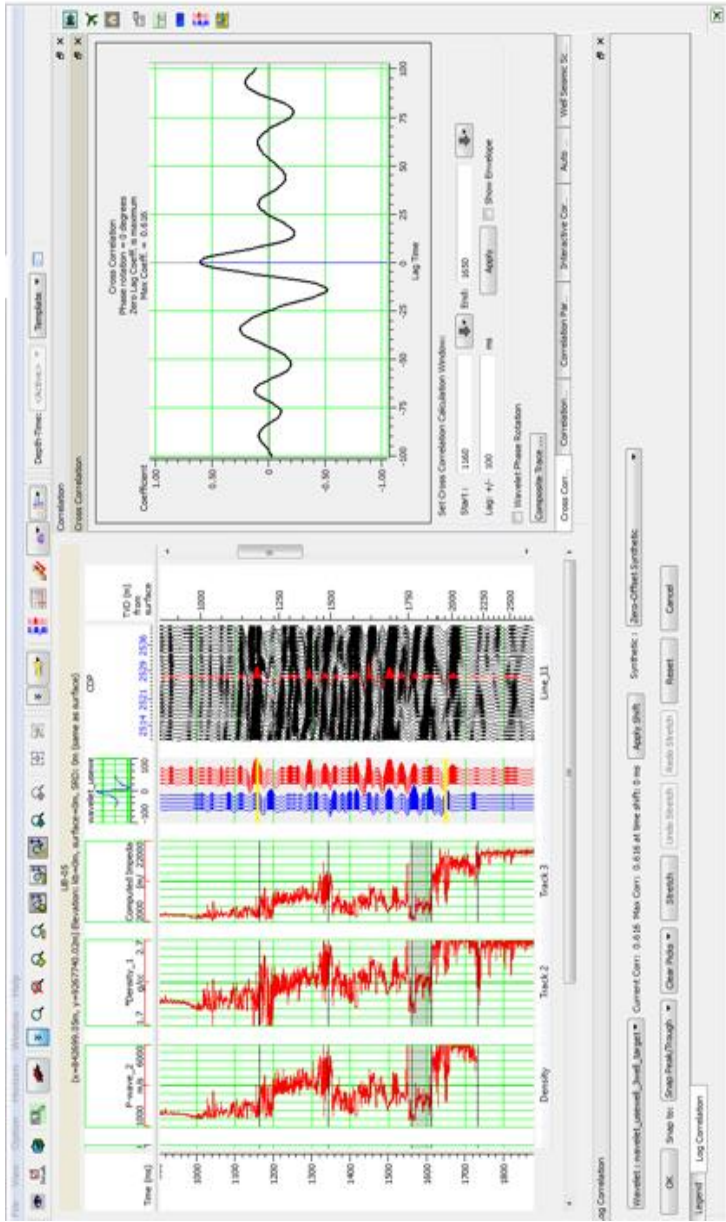
## Lampiran 2 Hasil Well Seismic Tie



Gambar 3 Hasil well seismik tie Sumur UB -02

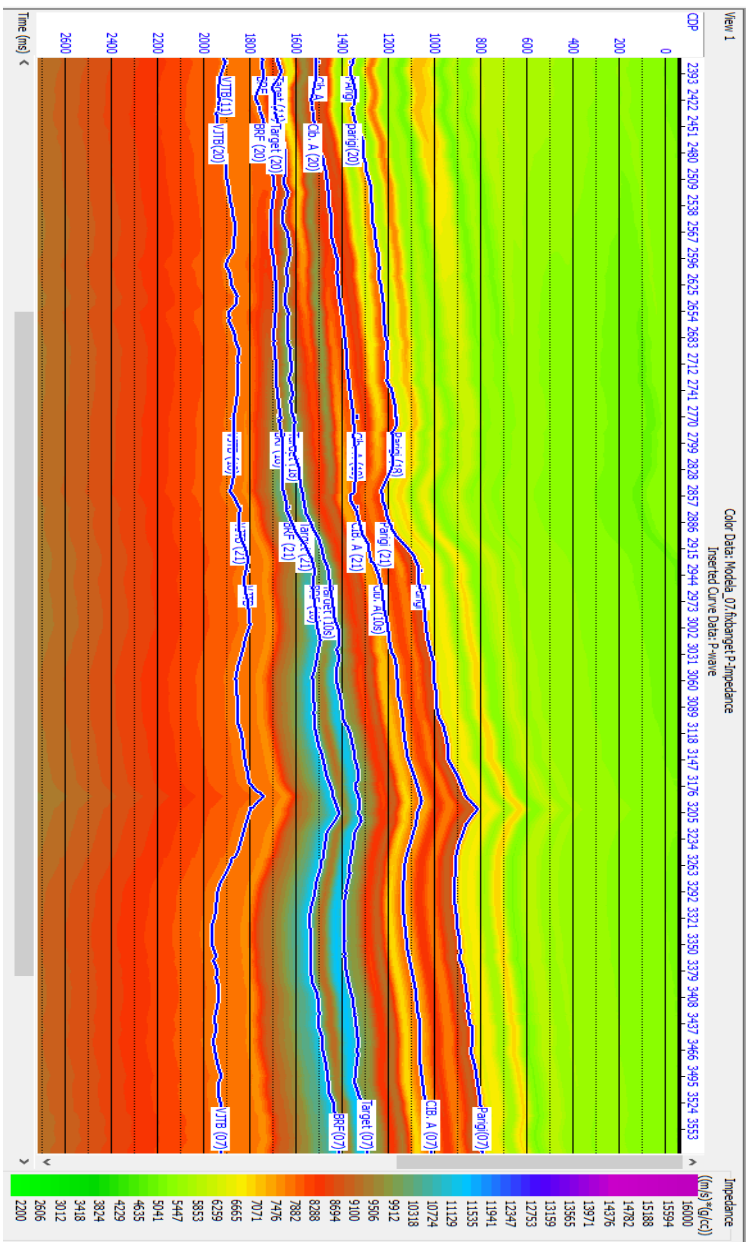




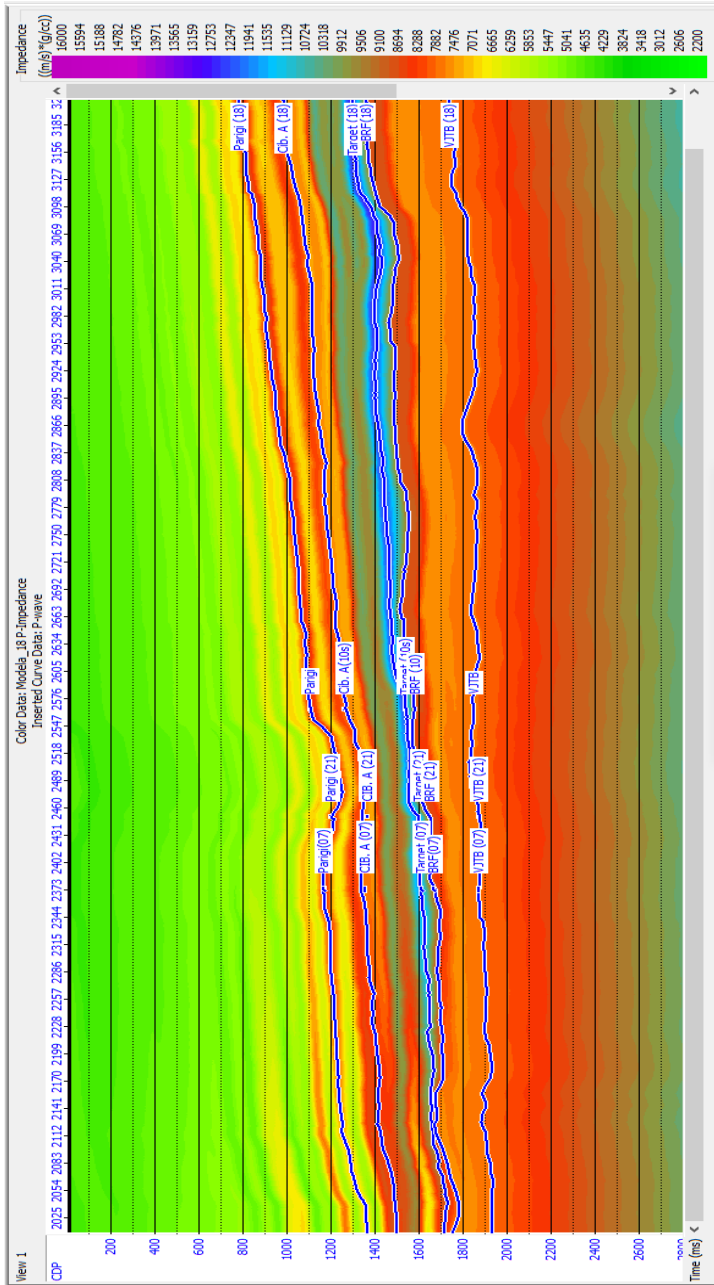


**Gambar 5** Hasil well seismik tie UB-05

# Lampiran 3 Model Awal Inversi

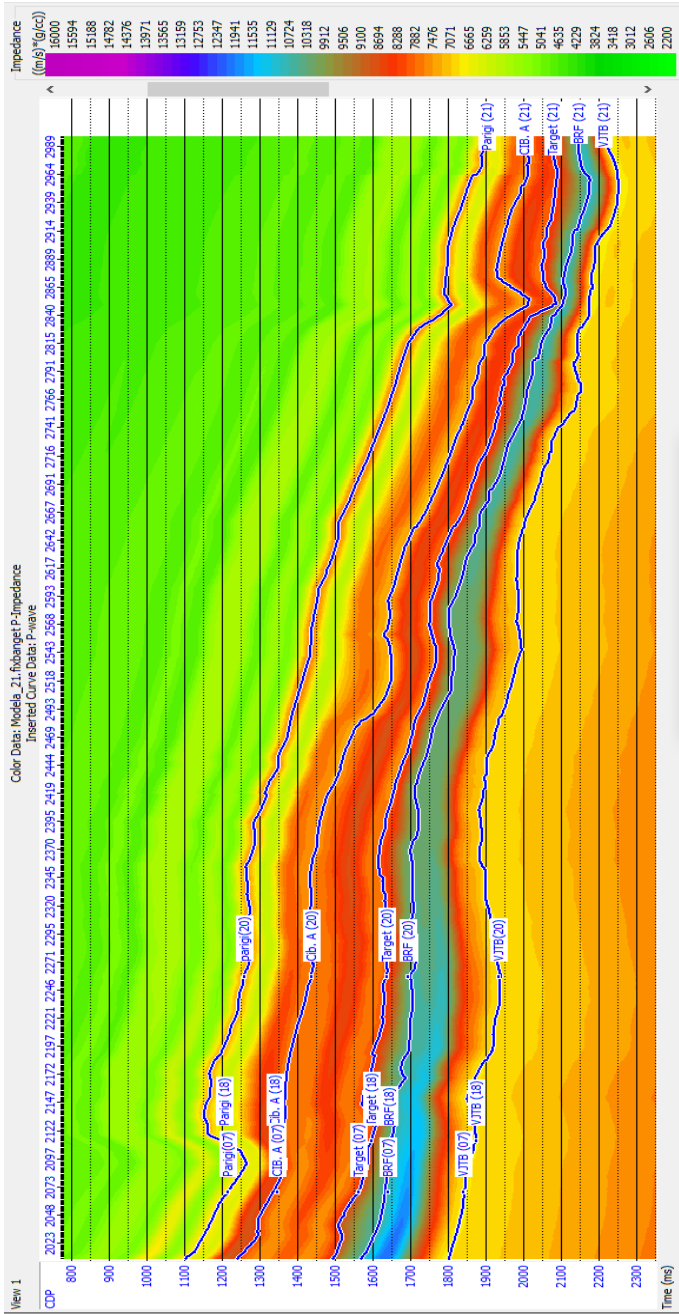


Gambar 6 Model awal inversi line 07



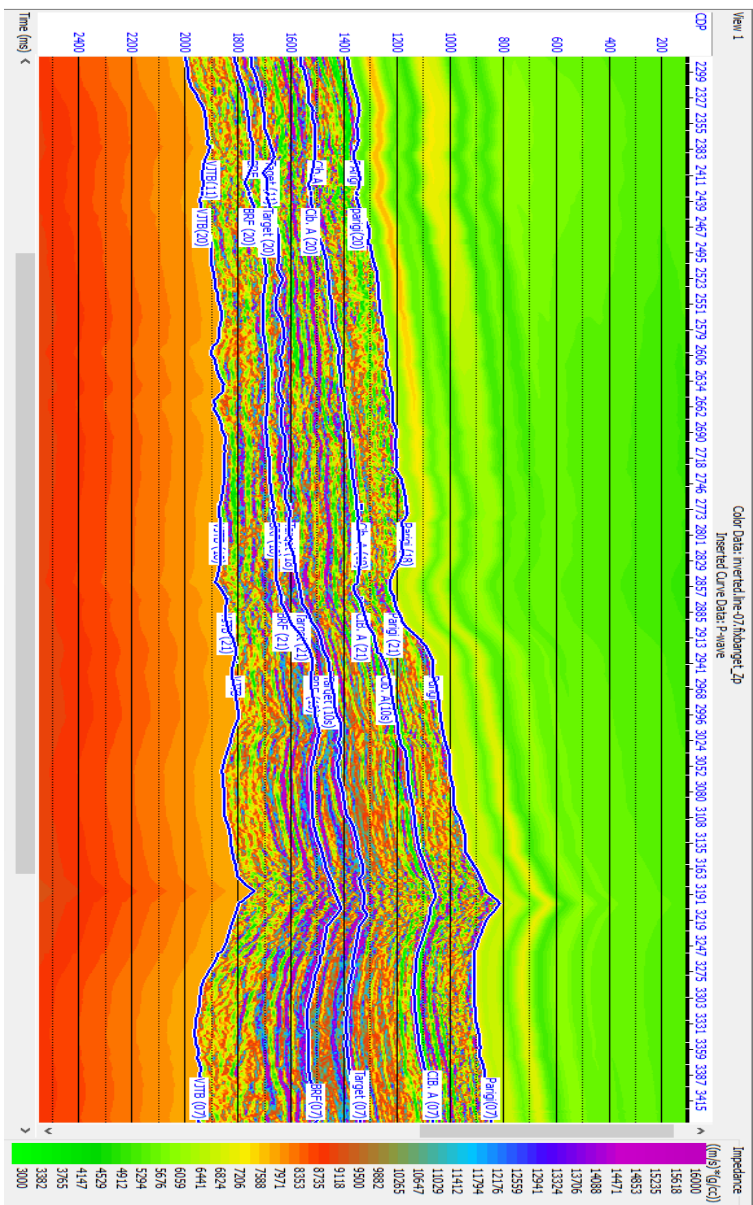
**Gambar 7** Model awal inversi line 18



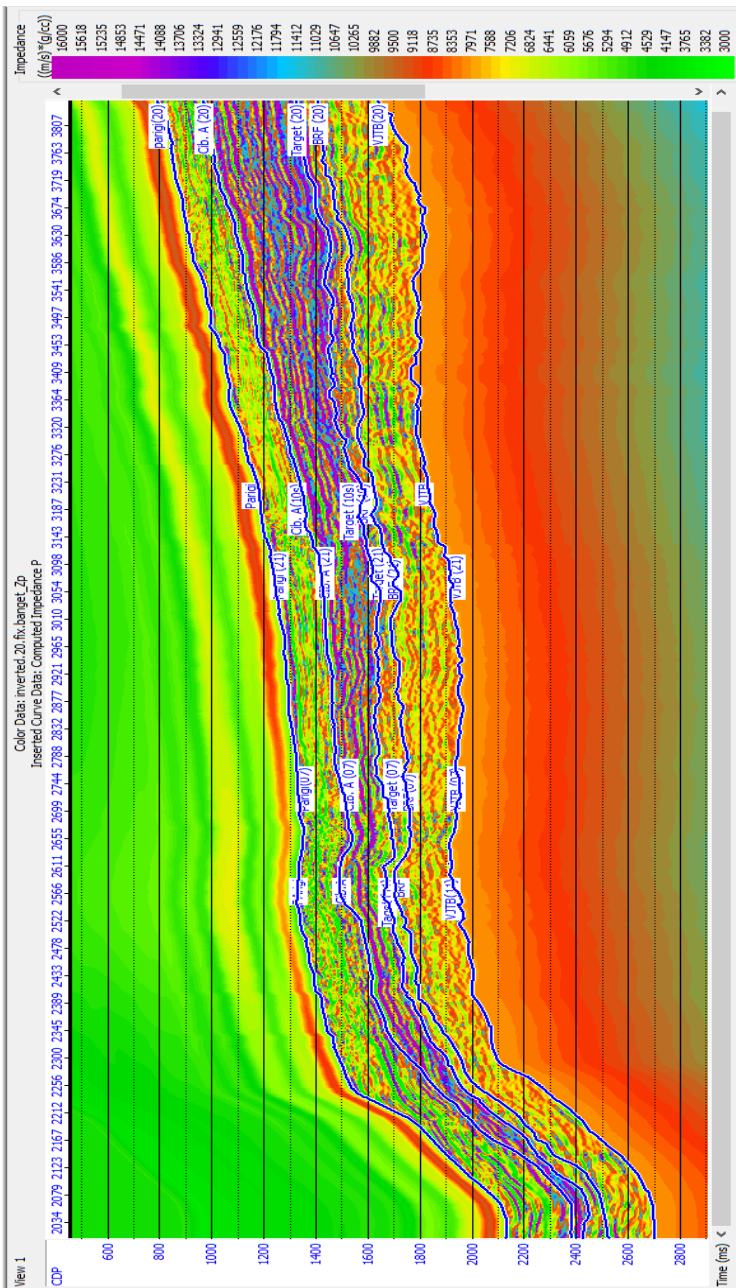


**Gambar 9** Model awal inversi line 21

# Lampiran 4 Hasil Inversi



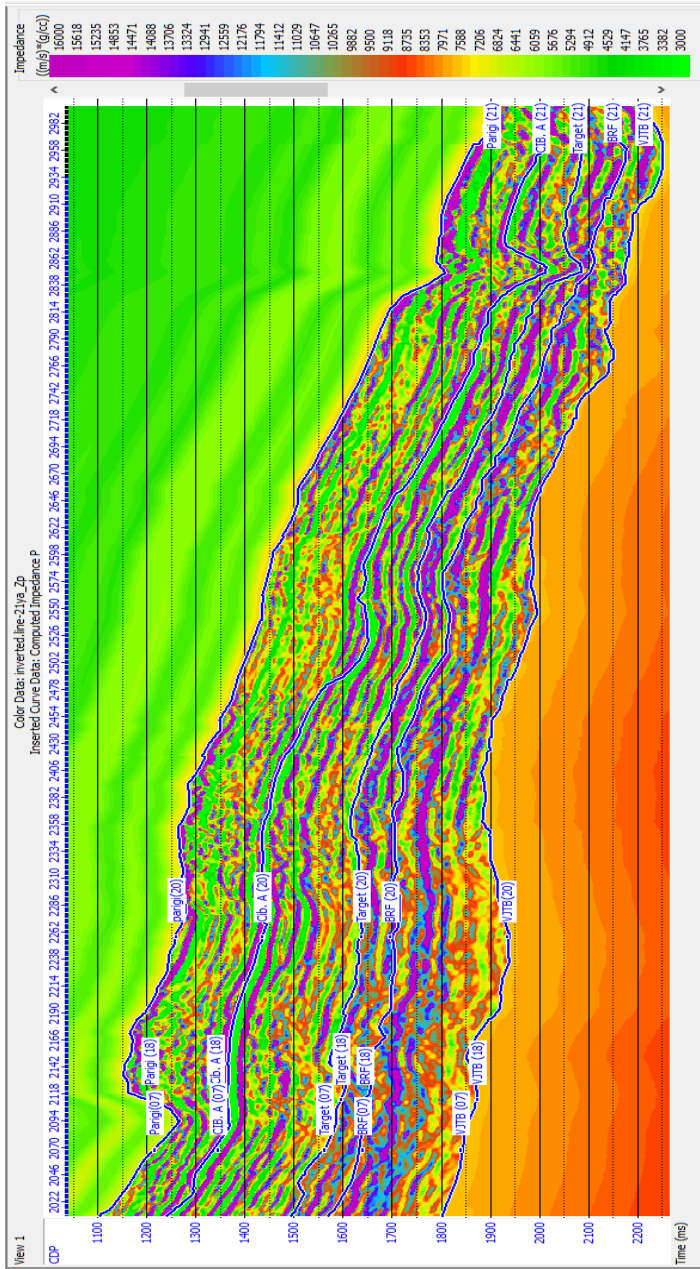
Gambar 10 Hasil inversi line 07



**Gambar 11** Hasil inversi line 20







**Gambar 13** Hasil inversi line 21

# ANALISIS KARAKTERISTIK RESERVOIR MENGGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK UNTUK MENENTUKAN KEMENERUSAN RESERVOIR MINYAK LAPANGAN BINAYA FORMASI CIBULAKAN ATAS, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA

Dimas Ayu Elsanti<sup>1)</sup>, Wasis<sup>2)</sup>, Ermin Retnowati<sup>3)</sup>

<sup>1)</sup>Jurusan Fisika, Fakultas MIPA, Universitas Brawijaya

## ABSTRAK

Minyak bumi merupakan salah satu komponen penting untuk *supply* energi baik di Indonesia maupun di dunia. Di Indonesia sendiri sejak tahun 1990-an produksi minyak di Indonesia telah mengalami tren penurunan produksi. Salah satu cara untuk meningkatkan produksi tersebut adalah melakukan karakteristik reservoir pada lapangan migas yang sudah berproduksi. Lapangan Binaya merupakan lapangan produksi yang terletak di Cekungan Jawa Barat Utara. Dimana zona reservoir pada lapangan tersebut terletak pada Formasi Cibulakan Atas. Dalam penelitian ini, digunakan metode seismik inversi akustik impedansi. Tujuan dari metode ini adalah untuk menganalisis kemenerusan zona reservoir minyak berdasarkan nilai impedansi akustiknya. Hasil dari penelitian ini adalah bahwa nilai impedansi akustik pada zona target yang mengandung reservoir minyak adalah 2200 sampai dengan 7000 m.g/s.cc. Dapat diketahui karakteristik reservoir Formasi Cibulakan Atas pada Lapangan Binaya memiliki nilai impedansi akustik yang rendah dan tersebar pada sepanjang *line* 11, *line* 21, bagian barat laut *line* 10, bagian timur *line* 18, sepanjang *line* 20 namun tidak menerus kearah barat. Kemudian daerah perpotongan antara *line* 11, *line* 07, dan *line* 20. Untuk sumur usulan sebaiknya dilakukan di daerah *line* 10 bagian tengah berjarak 5.236 meter dari sumur UB-04.

**Kata Kunci** : Formasi Cibulakan Atas, inversi seismik, impedansi akustik

## ABSTRACT

Petroleum is one of the important components for supplying energy and in the world. Even though. In Indonesia since the 1990s oil production in Indonesia has been decreased. Base on that, necessary to optimize petroleum production. One of the ways to increase oil production is to make reservoir characteristics in the oil field was produced. Binaya field is a production field located in the North West Java Basin. The reservoir zone in this field is located at the Upper Cibulakan Formation. In this research, use the acoustic impedance of the inversion seismic method. The purpose of this research is to analyze the continuity of the oil reservoir zone based on acoustic impedance value. The result of this project is the acoustic impedance value in the oil reservoir is 2800 until 7000 m.g/s.cc. It can be known the reservoir characteristics of the Upper Cibulakan Formation at Binaya Field have low acoustic impedance values value spreads along line 11, line 21, northwest of line 10, east of line 18, along line 20, but discontinue to the west of this line. And well recommendation located in line 10 area and the distance of well recommendation is 5.236 meters from well UB-04

**Keywords** : Upper Cibulakan Formation, seismic inversion, acoustic impedance.

## PENDAHULUAN

Minyak bumi merupakan salah satu komponen penting untuk *supply* energi baik di Indonesia maupun di dunia. Meskipun dewasa ini banyak potensi energi terbarukan, namun ketergantungan pada minyak bumi di dunia tidak bisa dipungkiri, ataupun diabaikan. Di Indonesia

sendiri sejak tahun 1990-an produksi minyak di Indonesia telah mengalami tren penurunan produksi, hal ini dikombinasikan dengan permintaan domestik yang meningkat sehingga mengubah Indonesia menjadi negara importir minyak dari tahun 2004 sampai saat ini. Menurut informasi dari Kementerian Energi dan

Sumberdaya Mineral (ESDM), cadangan minyak yang masih ada saat ini terbukti akan bertahan untuk sekitar 23 tahun. Melihat hal tersebut perlu dilakukan optimalisasi produksi minyak bumi. Salah satu cara untuk meningkatkan produksi minyak bumi adalah melakukan karakteristik reservoair pada lapangan migas yang sudah berproduksi.

Salah satu lapangan yang sudah berproduksi adalah Lapangan minyak Binaya yang merupakan bagian dari Cekungan Jawa Barat Utara. Target lapangan ini berada pada Formasi Cibulakan Atas. Dimana litologi pada Formasi Cibulakan Atas merupakan lapisan batupasir dengan perselingan batulmpung didalamnya. Untuk mendapatkan hasil produksi yang optimal, harus diperhatikan kemenerusan zona reservoair minyak tersebut. Salah satu cara untuk mengetahui kemenerusan zona reservoair adalah dengan menggunakan seismik inversi impedansi akustik.

Impedansi akustik adalah sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur. Dimana nilai impedansi akustik dikendalikan oleh kecepatan gelombang.

Berdasarkan uraian diatas, mendorong dilakukan inversi seismik akustik impedansi pada Lapangan Binaya untuk mengetahui kemenerusan zona reservoair minyak berdasarkan nilai akustik impedansi pada Formasi Cibulakan Atas Cekungan Jawa Barat Utara.

### METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilaksanakan di PT Pertamina UTC UTC Jl. Medan Merdeka Timur, Gambir, Kota Jakarta Pusat pada tanggal 1 Juli sampai 18 September 2019.

### Materi Penelitian

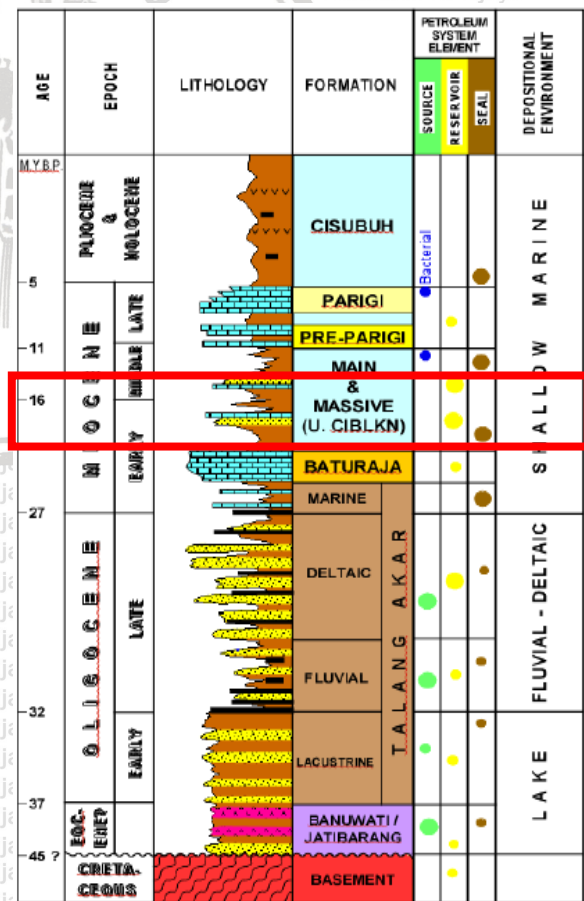
Dalam dilakukannya penelitian ini digunakan beberapa materi penelitian yang berupa data dan perangkat yang digunakan pada saat di lapangan, data sekunder penelitian dan perangkat lunak (*software*) yang digunakan pada saat pengolahan data. Perangkat yang digunakan untuk mengolah data adalah Hampson Russel yang berfungsi untuk melakukan *well seismik tie*, analisis sensitivitas inversi seismik, Petrel 2015 berfungsi untuk analisis *miss tie*, dan Ms. Office. Kemudian data yang diolah adalah data seismik

2D PSTM (*Post Stack Time Migration*) berjumlah 6 line, dan memiliki 2 Jenis vintage (dimana line 11, line 20, line 21, line 18 dan line 07 memiliki tahun akuisisi 1991. Kemudian untuk line 10 memiliki tahun akuisisi 1978) dan 3 data sumur yaitu sumur UB-02, UB-04, dan UB-05.

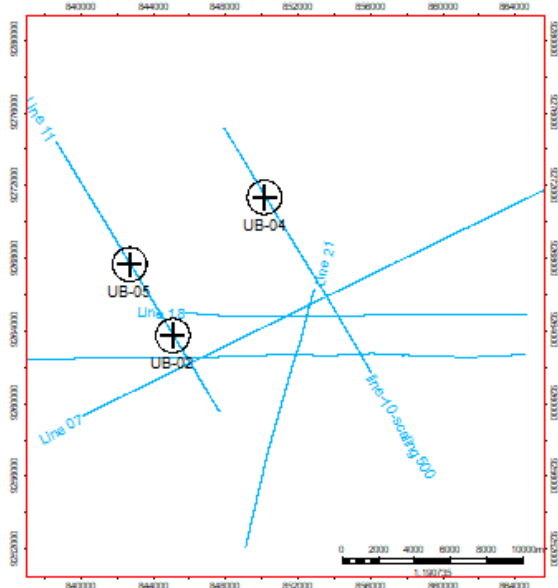
### Prosedur Penelitian

Penelitian ini dibagi menjadi beberapa tahapan, yaitu:

Tahapan pertama yaitu persiapan data dan studi literature geologi daerah penelitian. Data yang disiapkan yaitu berupa data seismik dan data sumur. Kemudian untuk studi literturnya berupa paper dan artikel tentang Cekungan Jawa Barat Utara yang merupakan geologi regional daerah penelitian. Sehingga dapat memberkan gambaran umum kondisi geologi pada daerah penelitian. Tujuan dari tahap ini dapat berupa informasi kualitatif terbaru terhadap penelitian.



Gambar 1 Kolom stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Noble, 1997)

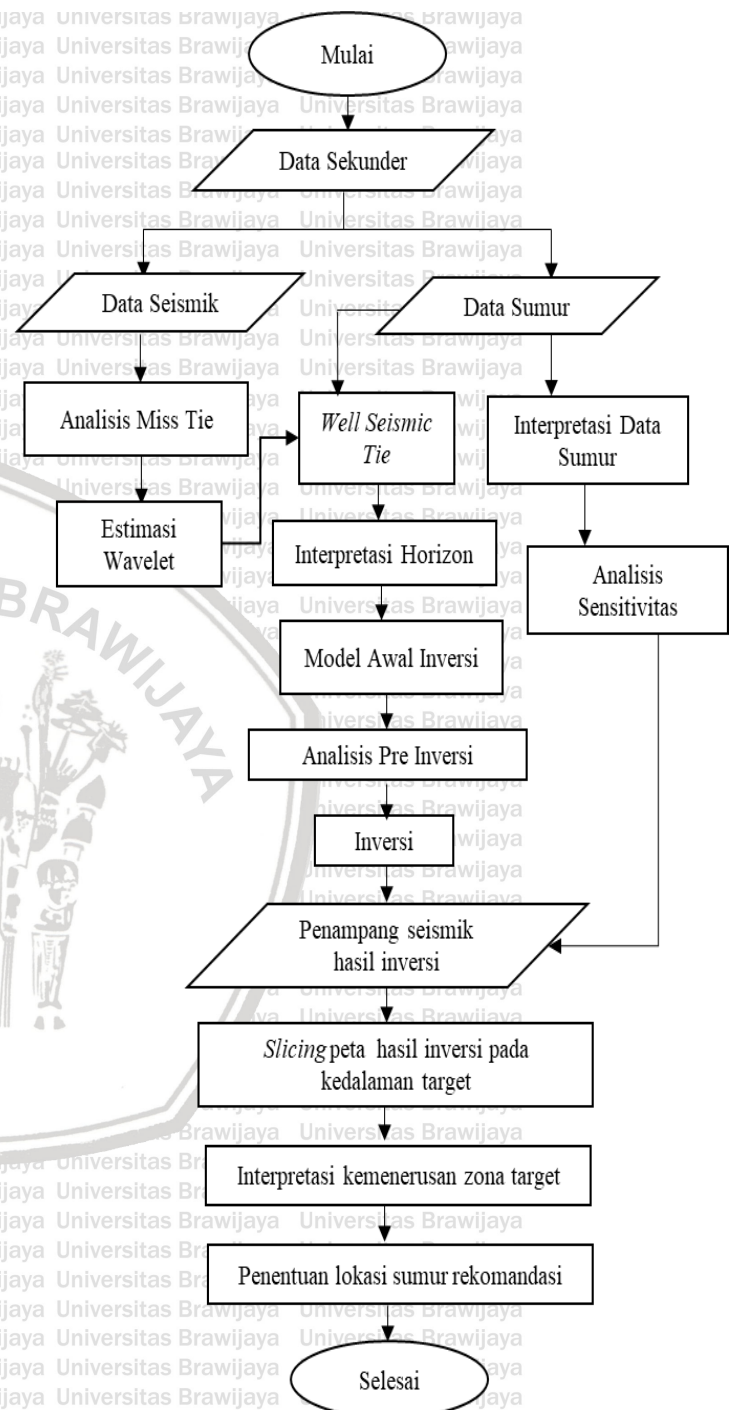


Gambar 2 Basemap

Tahap pengolahan data dilakukan dengan data seismik dan data sumur yang diperoleh. Tahap pengolahan pertama adalah Analisis *mis-tie* dilakukan untuk menyamakan amplitudo pada data seismik. Pada umumnya, analisis *mis-tie* dilakukan dengan menjadikan data seismik terbaru sebagai acuan. Kemudian Interpretasi log pada sumur yang bertujuan untuk menentukan target yang akan digunakan pada tahapan selanjutnya. Selanjutnya, Analisis sensitivitas adalah tahapan untuk mengevaluasi sensitivitas data log sumur. Analisis sensitivitas bertujuan memisahkan zona reservoir, zona bukan reservoir, dan zona target. Kemudian, Analisis *tuning thickness* dilakukan untuk mengetahui resolusi vertikal dari data seismik. Dengan menganalisis *tuning thickness*, maka dapat diketahui ketebalan minimum dari suatu lapisan batuan yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Lalu dilakukan Estimasi *wavelet* yang bertujuan untuk mencari *wavelet* yang menghasilkan seismik sintetik yang paling identik dengan *trace* seismik. Dengan kata lain menghasilkan nilai korelasi tertinggi antara seismik sintetik dengan *trace* seismik. Hasil dari estimasi *wavelet* kemudian digunakan sebagai acuan interpretasi horizon dan inversi.

Tahap analisa dan interpretasi dilakukan secara kualitatif. Analisa kualitatif ini dilakukan dengan menganalisa kemenerusan dari zona target pada hasil inversi penampang seismik.

Diagram alir



Gambar 3 Diagram Alir Penelitian

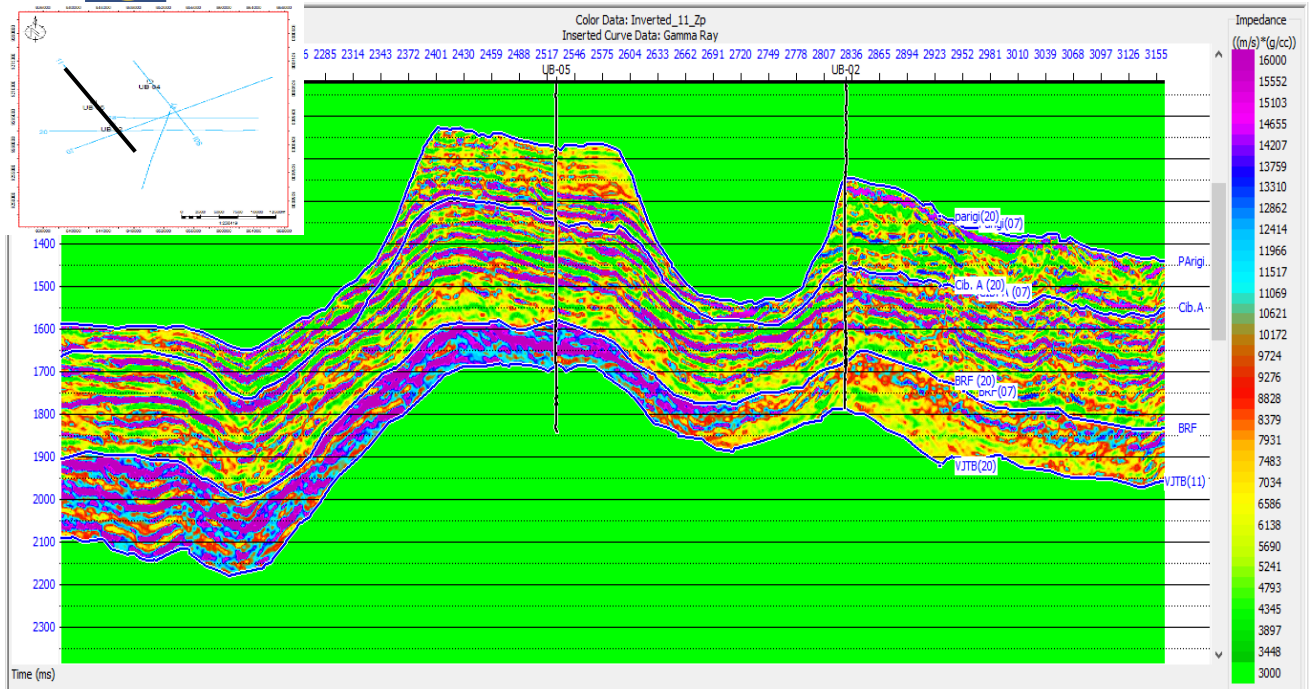
## HASIL DAN PEMBAHASAN

### Hasil Inversi

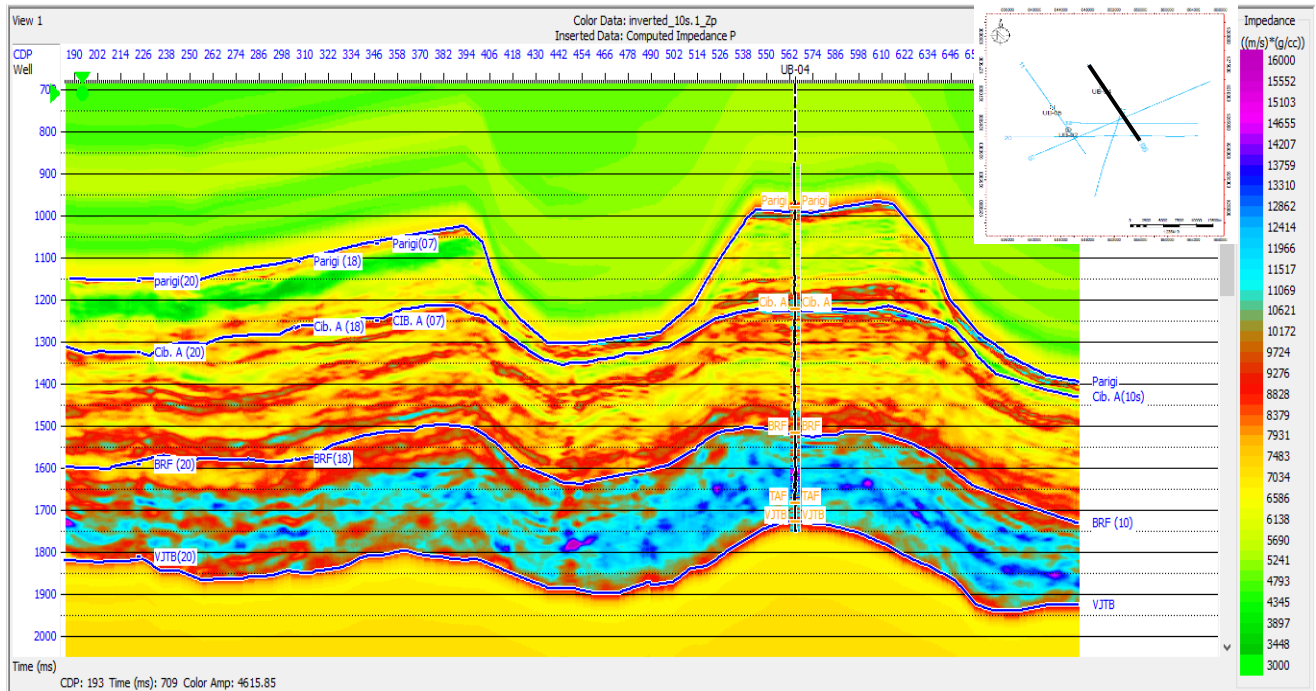
Gambar 4 merupakan gambar line 11 hasil inversi. Diketahui pada sumur UB-02 zona reservoir tersebut pada kedalaman 1607 mMD

yang memiliki nilai akustik impedansi sebesar 5200 sampai 6800. Kemudian untuk sumur UB-05 zona reservoir tersebut pada kedalaman 1524 mMD yang memiliki nilai akustik impedansi

sebesar 2600 sampai 7800. Kemudian untuk sumur UB-04 zona reservoir tersebut terdapat pada kedalaman 1524 mMD yang memiliki nilai akustik impedansi sebesar 2200 sampai 6800.



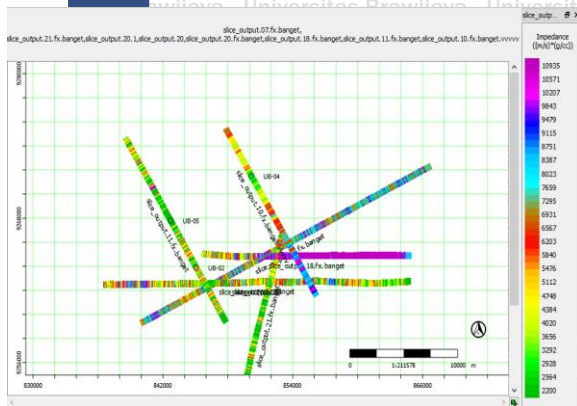
Gambar 5 Hasil Inversi Line 11



Gambar 6 Hasil Inversi Line 10

## Analisis Kemenerusan Zona Reservoir Pada Lapangan Binaya

Analisis kemenerusan zona target reservoir minyak dilihat pada persebaran nilai impedansi akustik (IA). Analisis tersebut dilakukan dengan cara *slicing* atau penyayatan permukaan pada zona target. Dimana pada penelitian ini zona target reservoir minyaknya memiliki nilai akustik impedansi yang rendah yang direpresentasikan oleh warna hijau sampai kuning muda pada penampang seismik hasil inversi.



Gambar 7 Peta slicing kedalaman pada zona target

memperlihatkan hasil *slicing* pada kedalaman target pada setiap *line* seismik. Berdasarkan gambar tersebut pada *line* 11 memiliki nilai akustik yang bervariasi. *Line* 11 memiliki orientasi arah dari barat laut ke arah tenggara. Pada daerah sekitar sumur UB-05 zona reservoir menerus ke arah barat laut. Kemudian untuk daerah sekitar sumur UB-02 yang menerus sampai tenggara. Sehingga dapat dikatakan bahwa sepanjang *line* 11 memiliki porositas yang cukup bagus. Maka disimpulkan bahwa apabila dilihat berdasarkan persebaran impedansi akustiknya secara lateral pada kedalaman target terdapat reservoir minyak sepanjang *line* 11. Kemudian dapat dilihat *line* seismik 11 saling berpotongan dengan *line* 20 dan *line* 07.

Pada *line* 20, persebaran nilai impedansi akustiknya bervariasi. *Line* 20 memiliki orientasi arah dari barat ke timur. Pada *line* 20 bagian barat cenderung memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi, kemudian ke arah barat nilai impedansi akustiknya semakin menurun. Sehingga dapat dikatakan bahwa pada *line* 20 ini, pada bagian barat porositasnya kurang baik. Maka dapat

diindikasikan bahwa reservoir minyak tidak menerus ke bagian barat *line* 20. Kemudian untuk *line* 20 yang berpotongan dengan *line* 11, memiliki nilai impedansi akustik yang rendah dan menerus sampai ujung timur *line* 20. Berdasarkan hal tersebut dapat dikatakan bahwa daerah tersebut memiliki nilai porositas yang cukup bagus. Maka dapat disimpulkan, apabila dilihat berdasarkan persebaran impedansi akustik secara lateral pada kedalaman target terdapat reservoir minyak sepanjang *line* 20 namun terhenti pada bagian barat *line* 20 karena pada bagian barat *line* tersebut memiliki porositas yang kurang baik, sehingga reservoir minyak tidak dapat menerus pada bagian barat *line* tersebut.

Kemudian untuk *line* 07 memiliki orientasi arah barat daya ke timur laut yang memiliki nilai akustik impedansi yang bervariasi. dari arah barat daya, memiliki nilai akustik impedansi yang cukup tinggi. Kemudian bertemu dengan *line* 11 yang saling berpotongan, di daerah tersebut memiliki nilai akustik impedansi yang cukup rendah. Hal ini disebabkan karena masih dipengaruhi oleh sumur UB-02 sebagai kontrol. Kemudian semakin ke arah timur laut nilai impedansi akustiknya semakin tinggi. Sehingga dapat dikatakan pada *line* 07 ini, yang memiliki porositas yang cukup bagus sebagai reservoir minyak yaitu disekitar *line* 07 yang saling berpotongan dengan *line* 11. Sehingga berdasarkan hal tersebut reservoir minyak tidak menerus menuju arah timur laut, dan arah barat daya. Kemudian semakin ketimur laut *line* 07 berpotongan dengan *line* 18, *line* 21 dan *line* 10. Di daerah ini nilai akustik impedansinya cenderung meningkat.

Selanjutnya untuk *line* 10 yang memiliki orientasi arah dari arah barat laut ke tenggara. Pada *line* 10 memiliki satu data sumur sebagai kontrol, yaitu Sumur UB-04. Berdasarkan hasil inversi, pada bagian barat laut memiliki nilai impedansi akustik yang cukup rendah. Namun setelah *line* 10 saling berpotongan dengan *line* 07, nilai akustik impedansi nya menjadi tinggi. Sehingga dapat dikatakan bahwa pada *line* 10 ini, pada bagian barat laut memiliki porositas yang cukup bagus. Sehingga memungkinkan terdapat reservoir minyak pada daerah tersebut. Namun porositas yang cukup bagus tersebut tidak menerus ke arah tenggara, dikarenakan pada daerah tersebut memiliki nilai impedansi akustik

yang tinggi. Sehingga reservoir minyak tidak menerus pada bagian tenggara *line* tersebut.

Untuk *line* 21 yang memiliki orientasi arah dari utara ke selatan, berdasarkan gambar menunjukkan bahwa *line* 21 memiliki nilai akustik impedansi yang bervariasi, dan memiliki variasi nilai akustik impedansi yang sama dengan *line* 11. Sehingga dapat dikatakan bahwa sepanjang *line* 11 memiliki porositas yang cukup bagus. Maka disimpulkan bahwa apabila dilihat berdasarkan persebaran impedansi akustiknya secara lateral pada kedalaman target terdapat reservoir minyak sepanjang *line* 21.

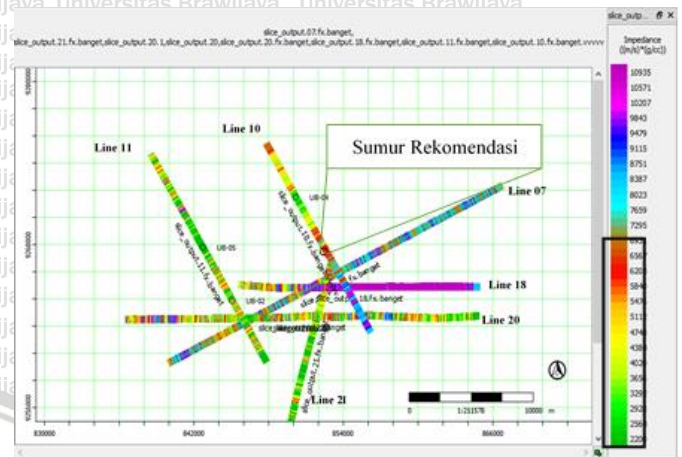
Kemudian untuk *line* 18 yang memiliki orientasi arah barat ke timur. Didaerah timur *line* 18 memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi kemudian semakin ke barat *line* 18 nilai akustik impedansi nya semakin menurun. Berdasarkan hal tersebut porositas yang cukup bagus pada *line* 18 ini terdapat pada bagian barat barat. Sehingga memungkinkan terdapat akumulasi hidrokarbon minyak. Namun reservoir minyak tidak menerus ke arah timur *line* 18. Hal ini dikarenakan adanya porositas yang kurang baik yang direpresentasikan oleh warna ungu pada peta *slicing*.

### Analisis Sumur Usulan

Reservoir dengan litologi perselangan antara *sandstone* dengan *shalestone* pada zona target di Lapangan Binaya sudah terbukti bahwa terdapat persebaran impedansi akustik yang relatif rendah dan porositas yang cukup bagus. Sehingga dapat diindikasikan terdapat persebaran lateral dari hidrokarbon minyak. Kemudian berdasarkan hasil interpretasi data sumur ketebalan reservoir pada zona target cukup tebal. Sehingga sangat memungkinkan untuk dilakukan pengeboran sumur baru.

Berdasarkan peta persebaran akustik impedansi tersebut, sumur usulan yang direkomendasikan sebaiknya berada pada zona impedansi akustik yang rendah sama halnya sumur lainnya. Yaitu pada daerah *line* 10 bagian tengah, yang dekat dengan perpotongan antara *line* 10 dan *line* 07, *line* 10 dan *line* 18, *line* 07 dengan *line* 21, *line* 07 dengan *line* 18. Sehingga pada daerah tersebut butuh data sumur tambahan untuk mengontrol persebaran nilai akustik impedansinya. Namun, untuk sumur usulan yang

direkomendasikan, tidak hanya dilihat dari nilai impedansi akustiknya saja, namun dilihat juga dari strukturnya juga.



Gambar 8 Sumur usulan

Daerah yang akan diusulkan menjadi sumur baru, apabila dilihat dari penampang seismiknya, terdapat sebuah perangkap struktur yaitu antiklin yang berjarak 5.236 meter dari sumur UB-04. Dengan jarak tersebut, sudah ideal untuk dilakukan pengeboran sumur baru. Dikarenakan batas minimal antar 2 sumur minyak adalah 500 meter.

### KESIMPULAN

Nilai impedansi akustik pada zona reservoir minyak berdasarkan penelitian ini adalah 2200 sampai dengan 7000 m.g/s.cc. Dapat diketahui karakteristik reservoir Formasi Cibulakan Atas pada Lapangan Binaya memiliki nilai impedansi akustik yang rendah dan tersebar pada sepanjang *line* 11, *line* 21, bagian barat laut *line* 10, bagian timur *line* 18, sepanjang *line* 20 namun tidak menerus ke arah barat. Kemudian daerah perpotongan antara *line* 11, *line* 07, dan *line* 20.

Untuk sumur usulan sebaiknya dilakukan di daerah *line* 10 bagian tengah yang berjarak 5.236 meter dari sumur UB-04.

### UCAPAN TERIMAKASIH

Dalam pembuatan paper ini, banyak pihak yang membantu penulis sehingga dapat menyelesaikan paper ini, kepada Bapak Wasis M.AB., dan Ibu Ermin Retnowati yang telah

memberikan waktu, tenaga, dan pikiran dalam mengarahkan penulis selama penyusunan, kepada Alfian Aindra Shubhi yang telah bersama memulainya, menemani, membantu, mengarahkan, dan menyelesaikan proses Tugas Akhir dan kepada seluruh Civitas Akademika Teknik Geofisika Universitas Brawijaya yang telah membantu penulis secara langsung dan tidak langsung yang tidak dapat disebutkan satu per satu.

#### DAFTAR PUSTAKA

- [1] Gresko, M., Suria, C., and Sinclair, S. (1995). *Basin Evaluation Of The Arjuna Rift System and Its Implications for Hydrocarbon Exploration, Offshore Northwest Java, Indonesia*. IPA Proceedings, 24th Annual Convention IPA.
- [2] Martodjojo, S. (2003). *Evaluasi Cekungan Bogor*. Bandung: Penerbit ITB.
- [3] Noble, R. A. (1997). *Petroleum System of Northwest Java*, (Proceeding IPA 97-OR-55).
- [4] Russell, B. H. (1998). *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicist.

