

**KARAKTERISASI RESERVOIR HIDROKARBON  
MENGUNAKAN METODE INVERSI SEISMIK  
IMPEDANSI AKUSTIK DAN MULTIATRIBUT PADA LAUT  
ARAFURA SELATAN**

**SKRIPSI**

Oleh:

**ANISAH ANGGUN ARIBAH  
145090701111002**



**JURUSAN FISIKA**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM**

**UNIVERSITAS BRAWIJAYA**

**MALANG**

**2018**



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

**KARAKTERISASI RESERVOIR HIDROKARBON  
MENGUNAKAN METODE INVERSI SEISMIK  
IMPEDANSI AKUSTIK DAN MULTIATRIBUT PADA LAUT  
ARAFURA SELATAN**

**SKRIPSI**

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

Oleh:

**ANISAH ANGGUN ARIBAH  
145090701111002**



**JURUSAN FISIKA**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM**

**UNIVERSITAS BRAWIJAYA**

**MALANG**

**2018**



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

**LEMBAR PENGESAHAN**

**KARAKTERISASI RESERVOIR HIDROKARBON  
MENGUNAKAN METODE INVERSI SEISMİK  
IMPEDANSI AKUSTIK DAN MULTITRIBUT PADA LAUT  
ARAFURA SELATAN**

Oleh:

**ANISAH ANGGUN ARIBAH  
145090701111002**

Setelah dipertahankan di depan Majelis Penguji  
pada tanggal .....,  
dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar  
Sarjana Sains dalam bidang Fisika

Pembimbing I

Drs. Alamsyah M. Juwono, M.Sc., Ph.D.  
NIP. 196004211988021001

Pembimbing II

Hanif Mersil Saleh, ST.  
NIP. 198910262014021001

Mengetahui,  
Ketua Jurusan Fisika

Fakultas MIPA Universitas Brawijaya



Prof. Dr. rer.nat. Muhammad Nurhuda  
NIP. 196409101990021001



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Anisah Anggun Aribah  
NIM : 145090701111002  
Prodi/Jurusan : Geofisika / Fisika  
Penulis skripsi berjudul :

### **Karakterisasi Reservoir Hidrokarbon Menggunakan Metode Inversi Seismik Impedansi Akustik dan Multiatribut pada Laut Arafura Selatan**

Dengan ini menyatakan bahwa:

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

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

Malang, 23 November 2018  
Yang menyatakan,

**Anisah Anggun Aribah**  
**NIM. 145090701111002**

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



repository.ub.ac.id

# KARAKTERISASI RESERVOIR HIDROKARBON MENGUNAKAN METODE INVERSI SEISMIK IMPEDANSI AKUSTIK DAN MULTIATRIBUT PADA LAUT ARAFURA SELATAN

## ABSTRAK

Telah dilakukan penelitian untuk mengkarakteristik reservoir daerah eksplorasi migas, yang terletak di Laut Arafura bagian selatan, Kabupaten Merauke, Provinsi Papua. Laut Arafura adalah daerah yang terletak antara Papua dan bagian dari kontinen Australia, dengan luas cekungan 134200 km<sup>2</sup>. Salah satu reservoir pada Laut Arafura terdapat pada Sekuen Kembelangan, yang menjadi target dalam penelitian ini. Karakterisasi reservoir pada daerah eksplorasi migas dilakukan dengan memetakan nilai impedansi akustik menggunakan metode inversi berbasis model; serta pembuatan peta persebaran properti reservoir berupa, *gamma ray*, densitas, dan porositas menggunakan metode multiatribut seismik. Tahap penelitian yang dilakukan adalah pengikatan data sumur dengan data seismik, prediksi log porositas, perhitungan log impedansi akustik dari data sumur, interpretasi data seismik 2D, inversi berbasis model, serta analisa properti reservoir multiatribut. Berdasarkan peta hasil persebaran properti reservoir, daerah yang berpotensi untuk pengembangan sumur selanjutnya, memiliki nilai impedansi akustik rendah berkisar antara 6000 (m/s) (g/cc) - 12000 (m/s) (g/cc). Daerah reservoir mengarah ke arah barat laut, yang diindikasikan sebagai daerah porous dengan nilai densitas sebesar 1,8 g/cc – 2,2 g/cc, nilai *gamma ray* yang relatif rendah di bawah 50 API, serta nilai porositas sebesar 24 % - 31 %. Diduga litologi pada daerah reservoir hidrokarbon tersebut berupa batupasir.

Kata Kunci : Inversi berbasis model, Multiatribut seismik



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

repository.ub.ac.id

# **HYDROCARBON RESERVOIR CHARACTERIZATION USING ACOUSTIC IMPEDANCE SEISMIC INVERSION AND MULTIATTRIBUTES METHODS IN ARAFURA SEA BASIN**

## **ABSTRACT**

Research has been carried out, in order to characterize the reservoir of oil and gas exploration areas, which are located in the Southern part of Arafura Sea, Merauke Regency, Papua Province. The Arafura Sea is an area located between Papua continent and part of the Australian continent, with a basin area of 134200 km<sup>2</sup>. One of the reservoirs in the Arafura Sea, is in the Kembelangan Sequence, which was targeted in this study. Characterization of reservoirs in the oil and gas exploration area, is carried out by mapping the acoustic impedance values using model-based inversion methods; and by the making of a reservoir property distribution map, in the form of gamma ray, density and porosity using the multi-attribute seismic method. The research stages is the binding of well data with seismic data, porosity log prediction, acoustic log impedance calculation from well data, 2D seismic data interpretation, model-based inversion, and analysis of multi-attribute reservoir properties. Based on the map of the results of reservoir property distribution, areas that have the potential for drilling new wells, are those with low acoustic impedance values, ranging from 6000 (m/s)(g/cc) - 12000 (m/s)(g/cc). The reservoir area leads to the northwest, which is indicated as a porous area with a density value of 1.8 g/cc - 2.2 g/cc, a relatively low gamma ray value below 50 APIs, and porosity values of 24% - 31%. It is suspected that lithology in the hydrocarbon reservoir area is in the form of sandstones

Keywords: Inversion model based, multiattributives



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## KATA PENGANTAR

Segala puji bagi Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan penyusunan penelitian ini yang berjudul **“Karakterisasi Reservoir Hidrokarbon Menggunakan Metode Inversi Seismik Impedansi Akustik dan Multiatribut pada Laut Arafura Selatan”**. Shalawat serta salam kepada junjungan Nabi besar Muhammad SAW beserta keluarga dan sahabat-sahabatnya yang telah memperjuangkan Agama Islam.

Penulisan skripsi ini diajukan untukan memenuhi salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana pada Program Studi Geofisika di Universitas Brawijaya. Dalam penyusunan dan penulisan penelitian ini tidak lepas dari bantuan, bimbingan serta dukungan dari berbagai pihak. Oleh karena itu dalam kesempatan ini penulis menyampaikan terima kasih kepada:

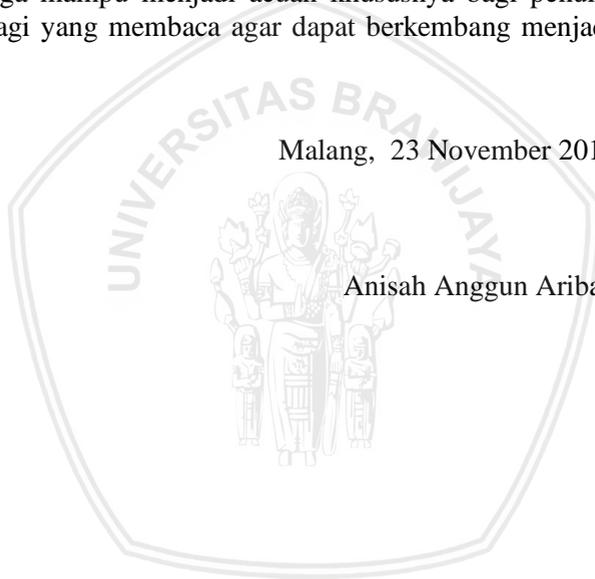
1. Allah SWT Tuhan Yang Maha Esa dan Rasulullah Muhammad SAW.
2. Ayah dan Ibu serta kakak-kakak dan adik-adik yang terus memberikan semangat tiada henti.
3. Pusat Survei Geologi (PSG), Badan Geologi, Kementerian ESDM RI, Bandung yang telah memberikan kesempatan untuk melaksanakan penelitian tugas akhir.
4. Bapak Prof.Dr.Rer.Nat. Muhammad Nurhuda, selaku Ketua Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Brawijaya.
5. Bapak Hanif Mersil, S.T, selaku pembimbing perusahaan atas ilmu yang telah diberikan selama pelaksanaan tugas akhir
6. Bapak Drs. Alamsyah M Juwono, M.Sc., Ph.D, selaku pembimbing kampus, yang telah memberikan ilmu serta bimbingan kepada penulis.
7. Ibuk Cholisina Anik Perwita, S.Si.,M.Sc, selaku pembimbing kampus II, atas ilmu yang telah diberikan selama pelaksanaan tugas akhir.

8. Ibuk Sri Herwiningsih, S.Si.,M.App.Sc.,Ph.D, selaku penguji, yang telah memberikan ilmu serta bimbingan kepada penulis.
9. Segenap Dosen Jurusan Fisika FMIPA UB Malang yang penulis hormati.
10. Teman-teman Geofisika 2014 yang selama ini mendukung dan menjadi tempat berbagi suka dan duka pada masa perkuliahan.
11. Serta semua pihak yang telah membantu.

Penulis sadar bahwasanya laporan ini masih jauh dari sempurna. Kritik dan saran penulis harapkan agar senantiasa diberikan sehingga mampu menjadi acuan khususnya bagi penulis dan umumnya bagi yang membaca agar dapat berkembang menjadi lebih baik.

Malang, 23 November 2018

Anisah Anggun Aribah



## DAFTAR ISI

<b>LEMBAR JUDUL</b> .....	<b>i</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN</b> .....	<b>iii</b>
<b>LEMBAR PERNYATAAN</b> .....	<b>v</b>
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>vii</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>viii</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>ix</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>xi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>xv</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	<b>xvii</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 Manfaat Penelitian.....	2
1.5 Batasan Masalah.....	2
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	<b>3</b>
2.1 Tinjauan Umum Kondisi Regional.....	3
2.2 Stratigrafi Regional.....	4
2.2.1. <i>Pre-Rift</i> (Paleozoikum).....	5
2.2.2. <i>Syn-Rift</i> (Mesozoikum).....	5
2.2.3. <i>Passive Margin</i> (Mesozoikum).....	6
2.3 Konsep Dasar Gelombang Seismik.....	7
2.4 Tipe-Tipe Gelombang Seismik.....	9
2.4.1 Gelombang Badan.....	9
2.4.2 Gelombang Permukaan.....	10
2.5 Komponen Seismik Refleksi.....	11
2.5.1 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi.....	11
2.5.2 <i>Wavelet</i> Seismik.....	12
2.5.3 Polaritas dan Fase.....	12
2.5.4 Resolusi Seismik.....	13
2.5.5 Pengikatan Data Seismik dan Sumur.....	13
2.6 Seismik Inversi.....	14
2.7 Multiatribut Seismik.....	16

2.8	<i>Well Logging</i> .....	17
2.8.1	Log <i>gamma ray</i> .....	18
2.8.2	Log Porositas .....	19
2.8.3	Log Densitas .....	20
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>		<b>23</b>
3.1	Waktu dan Tempat Pelaksanaan .....	23
3.2	Peralatan Penelitian .....	23
3.3	Ketersediaan Data .....	24
3.3.1	Data Sumur ( <i>Well Data</i> ) .....	24
3.3.2	Data Seismik 2D .....	25
3.3.3	Data <i>Checkshot</i> .....	25
3.3.4	Data <i>Marker</i> .....	26
3.3.5	Diagram Alir Penelitian .....	27
3.4	Pengolahan Data .....	28
3.4.1	Korelasi Sumur .....	28
3.4.2	<i>Well to Seismic Tie</i> .....	29
3.4.3	Pemetaan Bawah Permukaan .....	30
3.4.4	Analisa Sensitivitas .....	30
3.4.5	<i>Picking</i> Horison .....	32
3.4.6	Inversi Impedansi Akustik .....	32
3.4.7	Seismik Multiatribut .....	34
<b>BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN .....</b>		<b>37</b>
4.1	Analisa <i>Crossplot</i> .....	37
4.2	Analisa Horison .....	39
4.3	Peta Struktur Kedalaman .....	40
4.4	Inversi Impedansi Akustik .....	41
4.5	Multiatribut <i>Gamma Ray</i> .....	46
4.6	Multiatribut Porositas .....	49
4.7	Multiatribut Densitas .....	52
4.8	Penentuan Daerah Reservoir Prospek .....	55
<b>BAB V PENUTUP .....</b>		<b>57</b>
5.1	Kesimpulan .....	57
5.2	Saran .....	57
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>		<b>59</b>
<b>LAMPIRAN .....</b>		<b>63</b>

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b>	Tektonik wilayah Papua (Simandjuntak & Barber, 1996).....	3
<b>Gambar 2.2</b>	Tektonostratigrafi Cekungan Arafura dan Cekungan Money Shoal (Struckmeyer et al, 2006).....	4
<b>Gambar 2.3</b>	Perambatan gelombang seismik (Braile, 2010) .....	8
<b>Gambar 2.4</b>	Skema penjalaran gelombang longitudinal .....	9
<b>Gambar 2.5</b>	Penjalaran gelombang transversal (Braile, 2010) .....	10
<b>Gambar 2.6</b>	Skema penjalaran gelombang Love (Braile, 2010).....	10
<b>Gambar 2.7</b>	Penjalaran gelombang Rayleigh (Braile, 2010).....	10
<b>Gambar 2.8</b>	Jenis-jenis <i>wavelet</i> (a) Fase nol, (b) Fase maksimum, (c) Fase minimum, (d) <i>Liniear Phase</i> (Sukmono, 1999)..	13
<b>Gambar 2.9</b>	Sintetik seismogram (Sukmono, 1999).....	14
<b>Gambar 2.10</b>	Macam-macam teknik inversi (Russel, 1999) .....	15
<b>Gambar 2.11</b>	Transformasi seismik menjadi impedansi akustik (Veekken P.C.H, 2007). .....	16
<b>Gambar 2.12</b>	Respon log <i>gamma ray</i> terhadap jenis litologi (Harsono, 1997) .....	18
<b>Gambar 3.1</b>	Tektonik wilayah Papua (Simandjuntak & Barber, 1996).....	23
<b>Gambar 3.2</b>	Data sumur .....	24
<b>Gambar 3.3</b>	Data seismik .....	25
<b>Gambar 3.4</b>	Data <i>Checkshot</i> .....	26
<b>Gambar 3.5</b>	Diagram alir penelitian.....	27
<b>Gambar 3.6</b>	Korelasi sumur .....	28
<b>Gambar 3.7</b>	Hasil korelasi pada sumur E-2X ( <i>Hampson Russel Geoview</i> ) .....	29
<b>Gambar 3.8</b>	Hasil korelasi pada sumur E-1X ( <i>Hampson Russel Geoview</i> ) .....	29
<b>Gambar 3.9</b>	<i>Crossplot</i> antara impedansi akustik, densitas dan <i>gamma ray</i> pada sumur E-2x .....	30
<b>Gambar 3.10</b>	<i>Picking</i> horison pada penampang seismik .....	31
<b>Gambar 3.11</b>	Model geologi bawah permukaan.....	33
<b>Gambar 3.12</b>	Proses multiatribut .....	34
<b>Gambar 3.13</b>	Hasil analisa multiatribut terhadap log target (a) <i>trial and error</i> pada atribut (b) Validasi <i>error</i> (c) <i>crossplot</i> log target .....	35
<b>Gambar 4.1</b>	Analisa <i>crossplot</i> .....	38

**Gambar** 4.2 Interpretasi horison penampang seismik..... 40

**Gambar** 4.3 Peta struktur kedalaman ..... 42

**Gambar** 4.4 Perbandingan analisis inversi (a) *linier program sparse spike* (b) *model based* (c) *bandlimite*..... 43

**Gambar** 4.5 Perbandingan hasil inversi (a) *model based* (b) *linier program sparse spike* (c) *bandlimite* (d) *model geologi*.... 44

**Gambar** 4.6 Penampang seismik *model based* ..... 44

**Gambar** 4.7 Peta persebaran nilai impedansi akustik ..... 45

**Gambar** 4.8 Penampang multiatribut *gamma ray*..... 47

**Gambar** 4.9 Peta persebaran *gamma Ray* ..... 48

**Gambar** 4.10 Penampang multiatribut porositas ..... 50

**Gambar** 4.11 Peta persebaran porositas ..... 51

**Gambar** 4.12 Penampang seismik multiatribut densitas ..... 53

**Gambar** 4.13 Peta persebaran Densitas ..... 54

**Gambar** 4.14 Gabungan peta persebaran properti reservoir ..... 55



## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1</b> Ketersediaan atribut dalam analisis multiatribut dan transformasi nonlinier .....	17
<b>Tabel 3.1</b> Daftar kelengkapan data <i>well log</i> .....	25
<b>Tabel 3.2</b> Data <i>marker</i> lapisan batuan pada daerah penelitian .....	38



*Halaman ini sengaja dikosongkan*



## DAFTAR LAMPIRAN

<b>Lampiran</b> 3.1 Data sumur E-2X pada penampang seismik .....	60
<b>Lampiran</b> 3.2 Data sumur E1-X pada penampang seismik .....	60
<b>Lampiran</b> 3.3 Penampang seismik amplitudo .....	61
<b>Lampiran</b> 3.4 Model geologi inversi seismik.....	61
<b>Lampiran</b> 4.1 Data input multiatribut seismik <i>gamma ray</i> .....	62
<b>Lampiran</b> 4.2 <i>Trial and error</i> multiatribut seismik <i>gamma ray</i> .....	62
<b>Lampiran</b> 4.3 Data input multiatribut seismik porositas .....	63
<b>Lampiran</b> 4.4 <i>Trial and error</i> multiatribut seismik porositas.....	63
<b>Lampiran</b> 4.5 Data input multiatribut seismik densitas.....	64
<b>Lampiran</b> 4.6 <i>Trial and error</i> multiatribut seismik densitas .....	64







*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Tahap eksplorasi merupakan tahap yang sangat penting dalam produksi minyak dan gas bumi, dimana tahap ini dilakukan untuk menemukan kemungkinan potensi cadangan hidrokarbon pada daerah eksplorasi migas dengan pendekatan geofisika. Salah satu metode geofisika yang dapat digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon, adalah dengan mengkarakterisasi reservoir cekungan sedimen yang dianggap memiliki potensi akan hidrokarbon. Sukmono (2001) menyatakan bahwa karakterisasi reservoir merupakan suatu usaha yang dilakukan, untuk mengidentifikasi kualitas suatu reservoir beserta penyebarannya yang dapat mempengaruhi produksi reservoir tersebut. Karakterisasi reservoir pada daerah eksplorasi migas dilakukan dengan memetakan nilai impedansi akustik menggunakan metode inversi berbasis model, serta pembuatan peta persebaran properti reservoir menggunakan metode multiatribut. Hal ini digunakan untuk memvisualisasikan keadaan bawah permukaan bumi secara nyata dan mendekati keadaan sebenarnya berdasarkan sifat fisis batuan.

Aktivitas eksplorasi telah dimulai pada tahun 1920 pada Laut Arafura dengan pengeboran 3 sumur (Merauke-1, Aripu-1 dan Jaosakor-1) oleh NNGPM (Nederlandse Nieuw Guinea Petroleum Maatschappij), di mana keberadaan hidrokarbon belum diketahui secara pasti pada daerah ini. Hal ini menyebabkan sangat sedikit informasi mengenai pemetaan reservoir pada Laut Arafura. Oleh karena itu diperlukannya penelitian lebih lanjut mengenai karakterisasi reservoir hidrokarbon, serta potensi cadangan hidrokarbon pada daerah eksplorasi migas. Berdasarkan endapan fasies sedimentasinya, Schluter (1983) menyatakan terdapat adanya sekuen di balik paparan bagian luar Arafura yang mengandung serpih, dengan endapan karbonat sebagai potensi batuan induk yang bagus. Schluter (1983) menegaskan adanya kemungkinan perkembangan hidrokarbon di Laut Arafura, pada lapisan

Mesozoikum dengan reservoir batupasir berupa endapan Pra-Kambrium pada Formasi Kembelangan.

## 1.2 Rumusan Masalah

1. Bagaimana karakterisasi reservoir hidrokarbon pada daerah eksplorasi migas, berdasarkan persebaran nilai inversi impedansi akustik serta properti fisis batumannya berupa *gamma ray*, densitas dan porositas?
2. Di mana letak daerah poros yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon, untuk pengeboran sumur selanjutnya pada daerah eksplorasi migas?

## 1.3 Tujuan Penelitian

1. Menentukan karakterisasi reservoir hidrokarbon pada daerah eksplorasi migas, berdasarkan persebaran nilai inversi impedansi akustik serta properti fisis batumannya berupa *gamma ray*, densitas dan porositas.
2. Menentukan daerah poros yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon, untuk pengeboran sumur selanjutnya pada daerah eksplorasi.

## 1.4 Manfaat Penelitian

Hasil dari penelitian ini diharapkan dapat memberikan informasi mengenai karakterisasi reservoir pada daerah eksplorasi migas, berdasarkan peta persebaran inversi impedansi akustik serta properti reservoirnya. Sehingga diharapkan dapat membantu meningkatkan kesuksesan dalam kegiatan eksplorasi pada daerah penelitian.

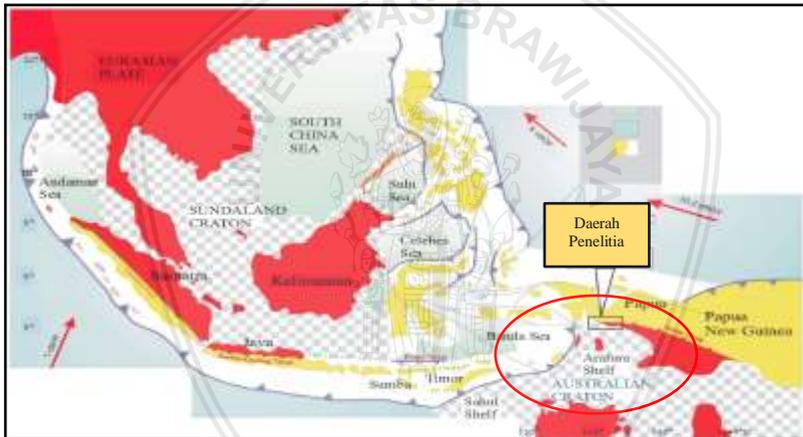
## 1.5 Batasan Masalah

Masalah yang terdapat pada penelitian ini terbatas pada seismik inversi, multiatribut seismik dan impedansi akustik reservoir berupa *gamma ray*, densitas dan porositas. Data seismik yang digunakan merupakan data seismik 2D, sebanyak 8 lintasan, sepanjang 1600 km yang berlokasi di Laut Arafura bagian Selatan.

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Tinjauan Umum Kondisi Regional

Penelitian dilakukan terhadap data yang diperoleh dari Laut Arafura bagian selatan, Kabupaten Merauke, Provinsi Papua dengan panjang lintasan seismik 1600 km. Laut Arafura adalah sebuah paparan laut kontinen yang terletak antara Papua dan bagian dari Kontinen Australia, dengan luas cekungan 134200 km<sup>2</sup>. Pulau Papua merupakan hasil pertumbukan Lempeng Australia dan Lempeng Pasifik, yang berlangsung sejak Kala Miosen Awal hingga sekarang (**Gambar 2.1**). Periode ini lebih dikenal dengan Orogenesa Melanesia, yang mengakibatkan pola struktur Papua menjadi sangat rumit dan khas karena melibatkan berbagai unsur lempeng.

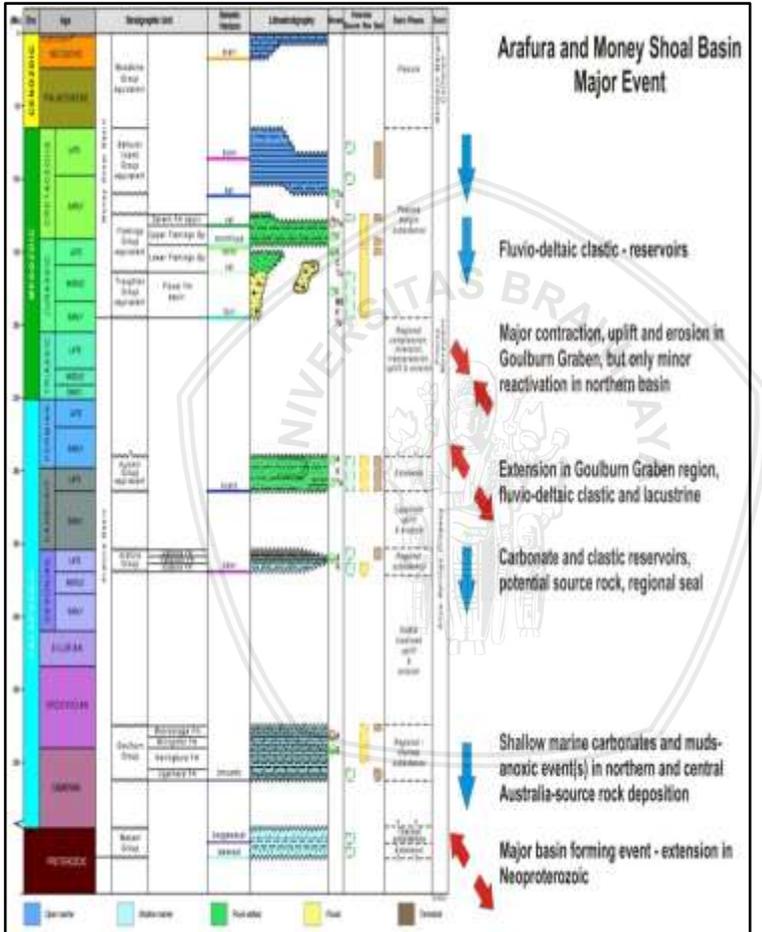


**Gambar 2.1** Tektonik wilayah Papua (Simandjuntak & Barber, 1996)

Kedadaan geologi pada Pulau Papua merupakan hasil dari adanya kompresi pada kala Oligosen-Resen. Kompresi ini disebabkan karena adanya *oblique convergence* antara Lempeng Australia yang bergerak ke Utara dengan Lempeng Pasifik yang bergerak ke arah Selatan (Dow & Sukamto, 1984).

## 2.2 Stratigrafi Regional

Stratigrafi regional Pulau Papua dapat dijelaskan berdasarkan tahapan pemisahan Gondwana dan Asia pada umur Paleozoikum Akhir. Tahap pemisahan Gondwana dan Asia terbagi menjadi 3 sekuen pengendapan yaitu *pre-rift*, *syn-rift* dan *post-rift* (**Gambar 2.2**).



**Gambar 2.2** Tektonostratigrafi Cekungan Arafura dan Cekungan Money Shoal (Struckmeyer et al, 2006)

### 2.2.1 *Pre-Rift* (Paleozoikum)

Pada periode *pre-rift* pembentukan cekungan ditandai dengan munculnya basal vulkanik ke permukaan. Basal vulkanik merupakan sedimen paling tua pada Pulau Papua yang dikenal dengan Formasi Nerewip. Proses tektonik terus berlanjut sehingga menyebabkan terjadinya pengendapan batupasir kuarsa berukuran halus pada lingkungan turbidit, batupasir kuarsa ini dikenal dengan nama Formasi Otomuna. Berdasarkan jejak belah dan mineral *zircon*-nya, Formasi Otomuna terendapkan pada lingkungan dalam hingga luar turbidit. Selanjutnya terjadi proses regresi yang diikuti oleh pengendapan batupasir halus, batulempung dan batulanau yang dikenal sebagai Formasi Tuaba (Panggabean & Hakim,1986).

Proses selanjutnya dalam periode *pre-rift* yaitu proses transgresi pada *shelf – tidal*, yang menyebabkan terendapkannya batuan dolomit, batugamping, batulempung dan batulanau yang dikenal dengan nama Formasi Modio (Panggabean & Hakim,1986). Formasi Modio tersusun oleh perselingan antara batulanau mikaan dengan batupasir berukuran pasir sangat halus, sehingga memperlihatkan perlapisan yang bagus. Formasi Tuaba sendiri ditindih selaras oleh Formasi Modio dan menindih tidak selaras Formasi Otomuna (Rusmana, E dkk, 1995).

Proses sedimentasi terus berlangsung sampai umur Karbon-Permian. Pada periode ini terjadi pengendapan Kelompok Aifam yang terdiri dari 3 formasi dari tua ke muda yaitu Formasi Aimau, Aiduna dan Ainin. Kelompok Aifam berumur Karbon Akhir-Permian terdiri atas batuan silisiklastik serta batubara, dengan lingkungan pengendapan berupa fluvial hingga delta (Panggabean & Hakim,1986).

### 2.2.2 *Syn-Rift* (Mezosoikum)

Sedimen yang terendapkan pada periode *Syn-rift* adalah sedimen Formasi Tipuma, yang terjadi selama Permian Akhir hingga Jura Awal. Formasi Tipuma terendapkan pada graben-graben yang terbentuk pada umur Karbon, sehingga menyebabkan adanya *rifting* di sepanjang batas utara Lempeng Australia. Formasi Tipuma terendapkan secara selaras di atas Kelompok Aifam, Formasi Tipuma merupakan sedimen yang berumur Triasik Awal-Akhir yang

merupakan endapan pertama pada periode *rifting*. Formasi Tipuma terendapkan pada lingkungan *fluviatile* dengan litologi penyusun berupa batulempung abu-abu, batulempung merah, batulempung hijau, batupasir dan konglomerat (Panggabean & Hakim,1986).

Batuan yang terendapkan pada fase *rifting* dikelompokkan ke dalam Formasi Aiduna dan Tipuma yang berumur Permian-Trias. Pada kisaran umur ini terdapat dua komponen utama *rifting* pada batas Kontinental Australia yaitu, pada bagian utara dan bagian barat laut Kontinental Australia (Panggabean & Hakim,1986).

### 2.2.3 *Passive Margin* (Mesozoikum)

Pada umur Jura Tengah-Akhir terjadi proses transgresi, yaitu naiknya muka air laut yang terjadi secara global. Hal ini memberikan dampak lokal bagi kondisi geologi di Papua. Batupasir yang terendapkan pada umur Jura merupakan endapan laut dangkal yang terendapkan pada saat proses transgresi. Pada proses transgresi terjadi pengendapan Kelompok Kembelangan Bawah pada periode Jura Awal–Akhir. Pada Kelompok Kembelangan Bawah dijumpai pengendapan batulempung berwarna coklat gelap, sebagai endapan transgresi laut (Panggabean & Hakim,1986).

Terjadi tahapan *passive margin* pada umur Jura, hal ini ditandai dengan adanya *seafloor spreading* hingga terpecahnya Kontinental Australia pada bagian timurlaut, menjadi lempeng-lempeng kontinen berukuran kecil. Pada periode ini Kelompok Kembelangan terendapkan pada bagian bawah Kontinental Australia secara tidak selaras, yang dikenal dengan Formasi Tipuma (Panggabean & Hakim,1986).

Pengendapan Sekuen Kembelangan dimulai dari proses transgresi, yang diikuti dengan pengendapan batupasir halus dan batulempung karbonatan yang terendapkan pada lingkungan rawa-rawa. Batupasir halus dan batulempung karbonatan ini dikenal sebagai Formasi Kopai. Proses selanjutnya adalah terjadinya penurunan muka air laut yang diikuti oleh proses regresi, dengan terendapkannya material sedimen pada lingkungan fluvial-delta. Batuan sedimen yang terendapkan berupa batupasir, batulanau dan batulempung (Panggabean & Hakim,1986).

repository.ub.ac.id

Pada daerah Papua fase regresi pertama dalam sekuen Kembelangan dikenal dengan nama Formasi Woniwogi. Fase selanjutnya adalah proses transgresi yang diikuti oleh pengendapan material sedimen halus berupa batulempung marin, yang dikenal sebagai Formasi Piniya. Fase terakhir dalam Sekuen Kembelangan adalah proses regresi yang diikuti oleh terendapkannya batupasir dan batulempung pada lingkungan pasang surut (Panggabean & Hakim,1986).

Menurut Perkins dan Livsey (1993) terjadi proses pengangkatan sepanjang zaman Kapur Awal yang dikenal dengan *intra cretaceous uncorformity*, sehingga tidak ada proses sedimen pada Kapur Awal. Pada umur Kapur Akhir diperkirakan terjadi proses pemisahan Kepala Burung dengan wilayah Kontinental Australia, peristiwa ini menyebabkan Formasi Tipuma dan Sekuen Kembelangan mengalami pengangkatan, sehingga menghasilkan erosi pada sedimen yang lebih tua. Kemudian pengurangan suplai sedimen pada umur Kapur Akhir memberikan jalan untuk, berkembangnya batuan karbonat (Batugamping *New Guinea*) yang terdiri atas Formasi Waripi dan Batugamping Yawee pada umur Eosen–Miosen Akhir.

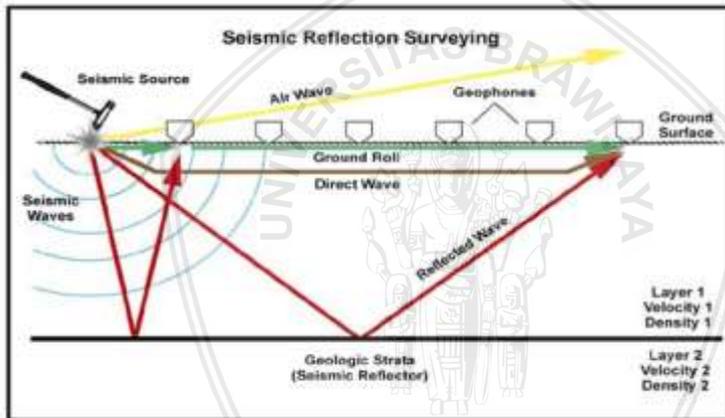
### 2.3 Konsep Dasar Gelombang Seismik

Tujuan eksplorasi seismik adalah untuk mendapatkan informasi mengenai batuan, khususnya letak lapisan dari waktu kedatangan hingga batas tertentu dari variasi amplitudo, frekuensi dan bentuk gelombang (Sheriff, 1995) . Teknik dasar eksplorasi seismik dimulai dari pengukuran waktu yang diperlukan oleh gelombang, untuk bergerak dari sumber menuju serangkaian geofon yang biasanya tersusun sepanjang garis lurus yang mengarah ke sumber. Setelah diketahui jarak tempuh menuju geofon beserta kecepatan gelombangnya, rekonstruksi gelombang seismik dapat dilakukan.

Menurut Sheriff (1995) berdasarkan penjalaran gelombangnya metode seismik dibedakan menjadi 2 metode, yaitu metode seismik refraksi dan metode refleksi. Seismik refraksi efektif digunakan untuk penentuan struktur geologi yang dangkal, sedangkan seismik refleksi digunakan untuk penentuan struktur geologi yang dalam.

Untuk kedua tipe seismik ini jarak tempuhnya tergantung pada sifat fisik batuan dan letak lapisannya.

Menurut Ibrahim dan Subardjo (2005) gelombang seismik merupakan gelombang elastik yang menjalar keseluruhan bagian dalam bumi, akibat adanya lapisan batuan yang patah secara tiba-tiba atau adanya suatu ledakan. Ketika energi dari suatu sumber seismik dilepaskan, maka energi ini akan ditransmisikan melalui bumi sebagai gelombang elastik dan merambat ke dalam lapisan bumi dalam bentuk gelombang seismik. Gelombang seismik akan mengenai lapisan-lapisan batuan yang memiliki kerapatan berbeda, sehingga gelombang seismik akan mengalami pemantulan dan sebagian akan mengalami pembiasan (**Gambar 2.3**).



**Gambar 2.3** Perambatan gelombang seismik (Braile, 2010)

Perambatan gelombang dapat dijelaskan dengan menggunakan prinsip Huygens, prinsip Huygens menyatakan bahwa setiap titik pada muka gelombang dapat dianggap sebagai sumber bagi terbentuknya deretan gelombang sekunder yang baru. Prinsip tersebut dilengkapi oleh Fermat, asas Fermat menyatakan bahwa gelombang akan merambat pada satu lintasan ke lintasan lain dengan waktu lintasan terkecil, sehingga memungkinkan gelombang berpindah dengan waktu tempuh terpendek. Snellius menambahkan prinsip penjalaran gelombang pada batas perlapisan, hukum Snellius

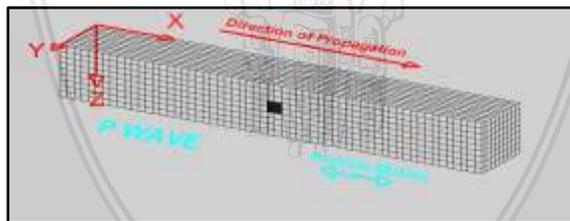
menyatakan ketika gelombang melewati batas perlipisan, maka gelombang akan dipantulkan (refleksi) dan dibiaskan (refraksi). Sudut pantul dan sudut bias merupakan fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang, gelombang akan dibiaskan apabila sudut datang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya (Maryanto, 2016).

## 2.4 Tipe-tipe gelombang seismik

Menurut tempat menjalarnya gelombang seismik dibagi menjadi dua, yaitu gelombang badan yang merambat melalui interior bumi dan gelombang permukaan yang merambat melalui permukaan bumi.

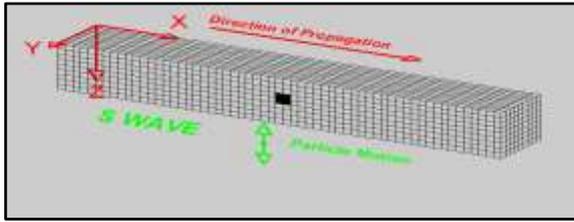
### 2.4.1 Gelombang Badan

Gelombang badan dibedakan menjadi dua berdasarkan arah getarnya yaitu gelombang-P dan gelombang-S. Gelombang-P merupakan gelombang yang arah getarnya memiliki arah yang sama dengan arah pergerakan partikel dan penjarannya (**Gambar 2.4**). Gelombang-P termasuk ke dalam gelombang longitudinal dan dapat merambat melalui zat padat, zat cair dan gas (Ruwanto, 2012).



**Gambar 2.4** Skema penjaran gelombang longitudinal (Braille,2010)

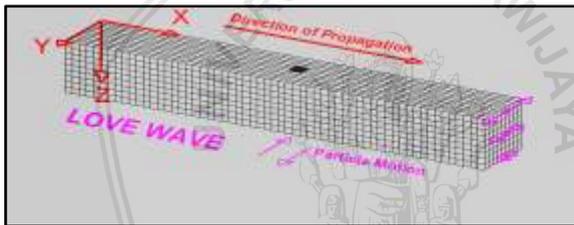
Gelombang-S merupakan gelombang yang arah bergetarnya tegak lurus dengan arah penjaran partikel (**Gambar 2.5**). Gelombang-S termasuk ke dalam gelombang transversal dan hanya dapat merambat melalui zat padat (Ruwanto, 2012).



**Gambar 2.5** Skema penjalaran gelombang transversal (Braile, 2010)

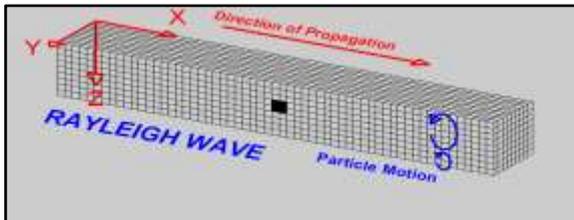
### 2.4.2 Gelombang Permukaan

Gelombang permukaan dapat dibedakan menjadi dua macam yaitu gelombang Love dan gelombang Rayleigh. Gelombang Love menggetarkan permukaan tanah dalam arah bolak balik mendatar, dengan arah pergerakan partikelnya vertikal-transversal (**Gambar 2.6**) (Harsono, 1997).



**Gambar 2.6** Skema penjalaran gelombang Love (Braile, 2010)

Sedangkan gelombang Rayleigh bergerak bolak balik naik turun, dengan arah penjarannya tegak lurus secara horizontal dengan arah pergerakan partikelnya (**Gambar 2.7**) (Harsono, 1997).



**Gambar 2.7** Skema pergerakan gelombang Rayleigh (Braile, 2010)

## 2.5 Komponen Seismik Refleksi

### 2.5.1 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi

Menurut Sukmono (2000) Impedansi Akustik adalah sifat fisis batuan yang dipengaruhi oleh litologi, porositas, kandungan *fluida*, kedalaman, tekanan dan temperatur. Sehingga Impedansi Akustik atau yang biasa disingkat AI (*Acoustic Impedance*), dapat digunakan sebagai indikator dalam membedakan lapisan litologi batuan, porositas serta hidrokarbon suatu resevoir (Sukmono, 1999).

IA dirumuskan sebagai:

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

di mana:

$\rho$  = Densitas,

$v$  = Kecepatan gelombang seismik.

AI merupakan hasil perkalian dari densitas batuan dan kecepatan, di mana semakin kompak suatu lapisan batuan maka semakin tinggi nilai impedansi akustiknya (Russel, 1999). Sukmono (1999) menganalogikan AI dengan *acoustic hardness*, di mana batuan lunak yang mudah dimampatkan seperti lempung dan batu pasir memiliki nilai AI yang lebih rendah, sedangkan batuan keras seperti batu gamping memiliki nilai AI yang lebih tinggi. Batupasir umumnya akan memiliki nilai AI yang lebih rendah daripada batuserpih (Russel, 1999).

AI juga menentukan energi gelombang yang dipantulkan atau diteruskan pada suatu bidang batas. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi yang datang pada keadaan normal disebut koefisien refleksi, yang memiliki rumus sebagai berikut (Sukmono, 1999):

$$KR = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (2.2)$$

di mana:

$KR$  = Koefisien refleksi,

$AI_1$  = Impedansi akustik lapisan atas,

$AI_2$  = Impedansi akustik lapisan bawah.

## 2.5.2 Wavelet Seismik

Sheriff (1995) menyatakan bahwa *wavelet* atau sinyal seismik merupakan suatu fungsi yang menggambarkan amplitudo *wavelet* terhadap waktu. *Wavelet* terdiri dari sejumlah gelombang harmonik yang mempunyai amplitudo, frekuensi, panjang gelombang dan fase yang berbeda. Berdasarkan fasenya, *wavelet* dapat dibedakan sebagai berikut (Sukmono, 2001) :

- a) *Zero phase wavelet*, merupakan *wavelet* yang memiliki komponen frekuensi puncak pada titik frekuensi nol.
- b) *Minimum phase wavelet*, merupakan suatu fungsi *wavelet* yang energinya terkonsentrasi di depan.
- c) *Maksimum phase wavelet*, merupakan suatu fungsi *wavelet* yang energinya terkonsentrasi di belakang.

## 2.5.3 Polaritas dan Fase

Polaritas merupakan penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Polaritas merupakan suatu konvensi rekaman dari data seismik yang merepresentasikan energi dan arah *wiggle*.

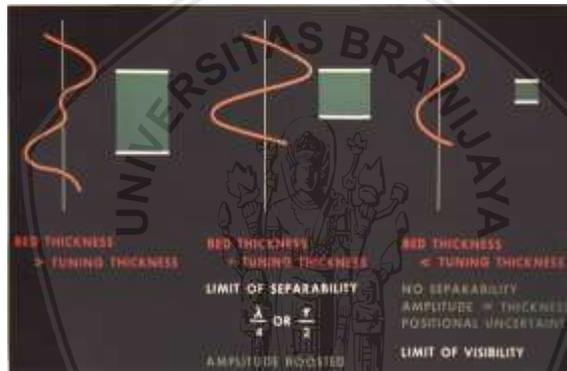
Berdasarkan konvensi SEG (*Society Exploration of Geophysics*), polaritas seismik dapat dihubungkan dengan nilai impedansi akustik dari lapisan-lapisan batuan, sebagai berikut (Sukmono, 2001):

1. Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik, apabila impedansi akustik lapisan bawah  $>$  impedansi akustik lapisan di atasnya.
2. Batas refleksi berupa *peak*, jika impedansi akustik lapisan bawah  $<$  impedansi akustik lapisan di atasnya.

Umumnya pulsa seismik yang ditampilkan dalam rekaman seismik dapat dikelompokkan menjadi dua jenis fasa, yaitu fasa minimum dan fasa nol. Pada pulsa fasa minimum, energi yang berkaitan dengan batas impedansi akustik terletak pada *onset* pada bagian muka pulsa, sedangkan pada fasa nol batas impedansi akustik akan berada pada *peak* bagian tengah pulsa (Sukmono, 2001).

## 2.5.4 Resolusi Seismik

Resolusi seismik merupakan jarak minimum antara dua batas antar lapisan batuan yang dapat diidentifikasi atau dipisahkan oleh gelombang seismik. Resolusi dalam gelombang seismik didefinisikan sebagai kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan dua obyek yang berbeda (Sukmono, 2001). Frekuensi dari seismik hanya berkisar antara 10-70 Hz, sehingga menyebabkan keterbatasan resolusi dari seismik. Oleh karena itu hanya batuan yang memiliki ketebalan di atas  $\frac{1}{4} \lambda$  yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik (**Gambar 2.8**). Apabila ketebalan lapisan kurang dari  $\frac{1}{4} \lambda$ , maka sinyal dari kedua lapisan pemantul akan menyatu dan tidak mampu lagi diidentifikasi sebagai dua lapisan yang terpisah (Sheriff, 1995).

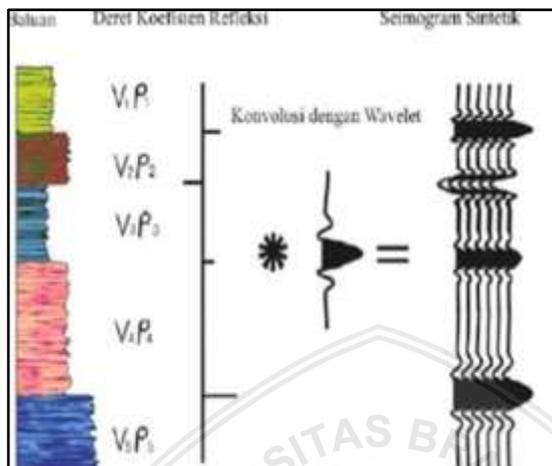


**Gambar 2. 8** Resolusi refleksi (Brown, 1999)

## 2.5.5 Pengikatan Data Seismik dan Sumur ( *Well Seismic Tie* )

*Well Seismic Tie* dilakukan untuk mengikat data seismik yang berada dalam domain waktu dan data sumur yang berada dalam domain kedalaman, sehingga didapatkan hubungan antara keduanya (Sukmono, 1999). Tujuan akhir dari *well seismic tie* adalah untuk meletakkan horison seismik pada posisi kedalaman sebenarnya, sehingga dapat dikorelasikan dengan data geologi yang umumnya berada pada domain kedalaman. Terdapat bermacam teknik dalam

melakukan *well seismic tie*, namun umumnya dengan memanfaatkan seismogram sintetik (**Gambar 2.9**) (Sukmono, 2001).



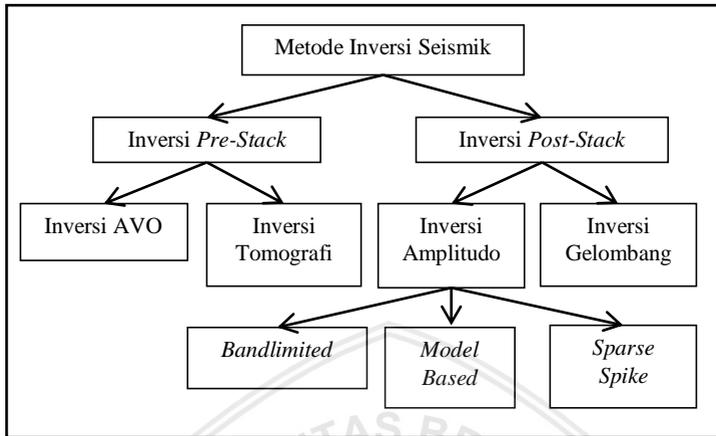
**Gambar 2.9** Sintetik seismogram (Sukmono, 1999)

Seismogram sintetik merupakan rekaman seismik buatan dari data sumur yang digunakan dalam pengikatan data sumur dengan data seismik. Data-data yang digunakan untuk membentuk seismogram sintetik adalah log kecepatan, log densitas dan *wavelet*. Log kecepatan dan densitas akan membentuk fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet*, sehingga didapatkan respon seismik buatan yang berasal dari data sumur (**Gambar 2.9**). Seismogram sintetik ini nantinya akan dikorelasikan dengan respon *trace* seismik pada lokasi sumur, sehingga didapatkan koreksi domain waktu terhadap domain kedalaman (Bacon, 1997).

## 2.6 Seismik Inversi

Seismik inversi merupakan suatu metode yang digunakan untuk mengetahui model bawah permukaan bumi, dengan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol. Gabungan antara data seismik dan data sumur akan memberikan hasil yang baik dalam mengkarakterisasi reservoir hidrokarbon (Sukmono, 2001). Metode inversi merupakan kebalikan

dari metode pemodelan ke depan, di mana dihasilkan model bumi berdasarkan respon gelombang seismiknya (Sukmono, 2000).

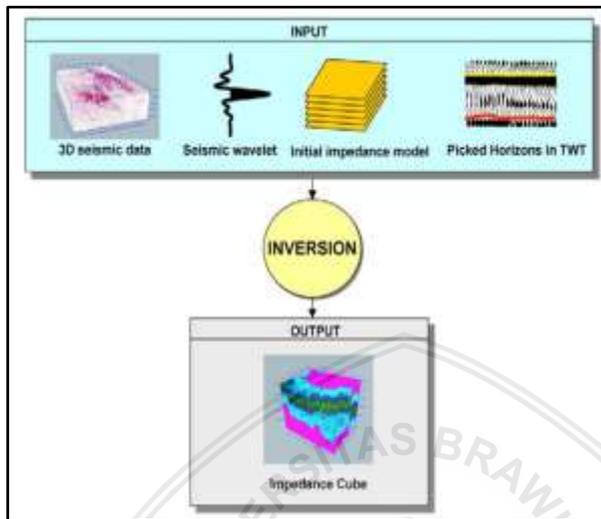


**Gambar 2.10** Macam-macam teknik inversi (Russel, 1999)

Berdasarkan data yang digunakan, metode inversi seismik dibagi menjadi dua yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack* (**Gambar 2.10**). Inversi *pre-stack* terdiri atas inversi *Amplitude Versus Offset* (AVO) dan inversi tomografi, sedangkan inversi *post stack* terdiri atas inversi amplitudo dan inversi medan gelombang. Berdasarkan algoritmanya inversi amplitudo dibedakan menjadi inversi *band limited*, *model based* dan *sparse spike* (**Gambar 2.10**) (Sukmono, 2000).

Beberapa metode yang digunakan untuk menginterpretasi data *post-stack* seismik yaitu dengan menggunakan metode inversi impedansi akustik dan metode multiatribut. Pada metode inversi seismik, *post stack* penampang seismik dikonversi menjadi nilai impedansi akustik yang merepresentasikan kondisi fisik batuan, sehingga lebih mudah untuk diinterpretasi menjadi parameter-parameter petrofisika (Russel, 1999). Transformasi data seismik menjadi impedansi akustik dilakukan dengan menggunakan data *wavelet*. *Wavelet* seismik dibentuk dari transformasi koefisien refleksi menjadi jejak seismik yang dimodelkan ke bentuk impedansi akustik, sehingga didapatkan hubungan secara kuantitatif antara

impedansi akustik dengan karakteristik fisik reservoir yang terukur pada sumur (**Gambar 2.11**) (Veeken P.C.H, 2007).



**Gambar 2.11** Transformasi seismik menjadi impedansi akustik (Veeken P.C.H, 2007).

Proses pemodelan inversi meliputi estimasi *wavelet*, dekonvolusi antara tras seismik dengan *wavelet* dan kalkulasi akustik impedansi dari koefisien refleksi. Teknik seismik inversi akan membangun model geologi dan mengkalkulasi respon seismik dari model berdasarkan data log, data pemboran dan hukum geologi. Kemudian membandingkan respon seismik pada model reservoir dengan data seismik sesungguhnya, memodifikasi parameter model, hingga didapatkan hasil yang optimal dan konsisten dengan data seismik (Sukmono, 2001).

## 2.7 Multiatribut Seismik

Atribut seismik merupakan pengukuran spesifik mengenai sifat geometri, kinematik, dinamik atau statistik hasil turunan data seismik (Sukmono, 2001). Brown (1999) menyatakan multiatribut seismik merupakan modifikasi atau tambahan dari data seismik, yang menggunakan lebih dari satu atribut seismik untuk mendeteksi

repository.ub.ac.id

beberapa parameter fisik dari bumi. Konsepnya adalah dengan mencari hubungan antara data log dan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk mengestimasi nilai log yang mendekati log sebenarnya.

Analisis multiatribut dilakukan dengan memprediksi suatu parameter dari atribut input yang telah diberi bobot secara linier. Selanjutnya dari penjumlahan pembobotan atribut tersebut, digunakan suatu fungsi aktivasi untuk mendapatkan kombinasi atribut yang paling baik dalam memprediksi parameter target (Russel, 1999). Analisis multiatribut melibatkan lebih dari satu atribut sekunder untuk memprediksi parameter utama, beberapa atribut yang tersedia pada software *Hampson-Russel* berasal dari turunan *trace* seismik dan eksternal atribut.

Analisis multiatribut memberikan cara pandang yang berbeda dari data seismik asli. Nilai-nilai yang tidak muncul pada data seismik dapat dilihat dengan mengaplikasikan multiatribut seismik, hal ini dapat memberikan kemudahan dalam proses interpretasi (Brown, 1999). Sukmono (1999) menyatakan informasi mengenai struktur lebih cenderung didapatkan dari atribut turunan waktu, sedangkan informasi mengenai stratigrafi dan reservoir lebih cenderung didapatkan dari atribut turunan amplitudo. Setiap atribut memiliki kelebihan serta kekurangannya masing-masing, suatu atribut akan lebih sensitif dibandingkan atribut lainnya terhadap sifat reservoir tertentu, atau lebih baik dalam hal menampilkan informasi bawah permukaan serta dalam mendeteksi DHI (*Direct Hydrocarbon Indicator*) (Sukmono, 2001).

## **2.8 Well Logging**

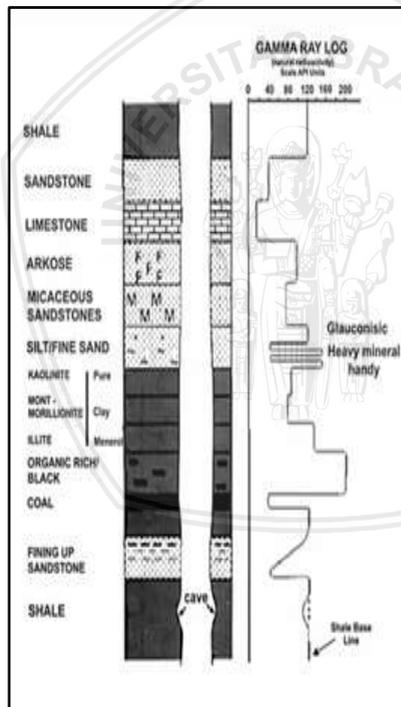
*Well logging* merupakan proses yang sangat penting dalam eksplorasi hidrokarbon. *Well logging* dapat memberikan informasi mengenai formasi-formasi yang ditembus saat dilakukan pengeboran meliputi litologi, ketebalan, porositas dan kejenuhan hidrokarbon pada formasi, serta tanda-tanda mengenai keberadaan potensi hidrokarbon.

Prinsip dasar *wireline log* adalah mengukur parameter fisika formasi pada setiap kedalaman secara kontinu di dalam sumur

pemboran. *Logging* akan memberikan semua data berupa kurva *log* yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sumur pengeboran. Adapun beberapa jenis data log sumur dijelaskan sebagai berikut :

### 2.8.1 Log gamma ray

Log *Gamma Ray* merupakan log pasif yang mengukur tingkat radioaktivitas yang terdapat dalam lapisan batuan di bawah permukaan bumi. Radioaktivitas bumi berasal dari unsur radioaktif yang terendapkan ketika proses geologi terjadi. Unsur radioaktif tersebut meliputi *Uranium* (U), *Thorium* (Th) dan *Potassium* (K). Unsur radioaktif akan memancarkan pulsa dengan energi radiasi tinggi (Harsono, 1997).



**Gambar 2.12** Respon log *gamma ray* terhadap jenis litologi (Harsono, 1997)

**Gambar 2.12** menunjukkan respon *gamma ray* pada jenis litologi lapisan batuan. Pada formasi yang permeabel tingkat radiasi *gamma ray* lebih rendah, sehingga kurva akan turun ke kiri, sebaliknya pada formasi yang tidak permeabel maka kurva akan menunjukkan respon *gamma ray* yang tinggi. *Gamma ray* yang bernilai kecil mengindikasikan keberadaan litologi batupasir (Harsono, 1997).

Harsono (1997) menyatakan bahwa log *gamma ray* sangat baik digunakan sebagai indikator dalam menentukan lapisan permeabel, serta mendeteksi terhadap mineral-mineral radioaktif pada reservoir hidrokarbon. Log *Gamma ray* akan menunjukkan respon yang lebih rendah pada batupasir dibandingkan batuserpih, hal ini terjadi karena unsur-unsur radioaktif cenderung mengendap di lapisan batuan yang impermeabel yang terjadi selama proses perubahan geologi batuan.

Sifat batuserpih yang impermeabel menyebabkan unsur radioaktif terjebak dalam batuan, sehingga memberikan nilai radioaktifitas yang tinggi. Pada lapisan permeabel unsur radioaktif cenderung akan terbawa (*leaching*) oleh material lain yang melewati batuan, sehingga unsur radioaktif cenderung berkurang (Harsono, 1997). Rider (2002) menyatakan bahwa umumnya batupasir yang tidak memiliki kandungan serpih akan memiliki unsur radioaktif yang relatif rendah.

## 2.8.2 Log Porositas

Porositas merupakan perbandingan antara volume semua ruang yang terdapat di dalam batuan (pori batuan, rekahan, retakan, celah dan lubang), terhadap volume total keseluruhan batuan (Hearst dan Nelson, 1985). Besarnya nilai suatu porositas pada formasi renggang (*unconsolidated formation*) bergantung pada distribusi ukuran butiran, tidak pada ukuran butiran mutlak.

Suatu formasi batuan yang mempunyai ukuran butiran yang hampir sama akan memiliki nilai porositas batuan yang relatif tinggi, sedangkan formasi batuan yang mempunyai ukuran butir yang bervariasi, akan cenderung memiliki nilai porositas batuan yang relatif

rendah. Berdasarkan dari proses pembentukannya porositas dapat dibagi menjadi dua, yaitu (Harsono, 1997):

- a) Porositas primer, merupakan pori-pori alami yang terdapat di dalam lapisan batuan yang dipengaruhi oleh bentuk, ukuran serta penyortiran antar butirnya.
- b) Porositas Sekunder, merupakan pori-pori yang terbentuk setelah lapisan batuan terendapkan (patahan atau rekahan).

Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan maka lapisan batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Selain itu porositas juga memiliki efek pada kecepatan gelombang, semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil dan demikian pula sebaliknya (Harsono, 1997).

Log porositas sangat jarang didapatkan langsung dari hasil *well logging*, sehingga dilakukan prediksi dengan menggunakan log *Neutron Porosity* (NPHI). log NPHI tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan mengukur kandungan hidrogen yang ada di dalam lapisan batuan (Harsono, 1997).

Neutron log mengukur konsentrasi atom hidrogen yang terkandung dalam lapisan batuan dengan cara memancarkan partikel neutron dari suatu sumber. Ketika bertumbukan dengan atom hidrogen, partikel neutron akan melemah karena kehilangan sebagian energinya. Kehilangan energi tersebut akan bergantung pada kandungan *fluida* yang terdapat pada lapisan batuan. Semakin berpori batuan maka semakin banyak kandungan hidrogen dan semakin tinggi indeks hidrogennya, sehingga formasi batuan yang banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi (Hearst dan Nelson, 1985).

### 2.8.3 Log Densitas

Log densitas merupakan kurva hasil pengukuran dari densitas elektron dalam batuan. Densitas merupakan karakter fisis suatu batuan yang dapat berubah terhadap faktor kedalaman ataupun *fluida*

yang mengisi pori batuan. Prinsip pengukuran log densitas adalah dengan memancarkan sinar *gamma* dengan intensitas tertentu oleh pemancar di dalam batuan, selanjutnya partikel sinar *gamma* akan bertumbukan dengan elektron-elektron dalam batuan. Banyaknya intensitas sinar *gamma* yang tertangkap oleh batuan, menunjukkan densitas elektron dari batuan tersebut. (Telford *et al.*, 2001). Pada hakikatnya suatu reservoir yang memiliki nilai porositas tinggi, belum tentu terisi oleh *fluida* minyak, gas atau air. Menganalisis persebaran nilai densitasnya akan membantu dalam mengidentifikasi jenis *fluida* yang terdapat dalam reservoir.

Suatu nilai densitas batuan reservoir akan turun secara cepat pada reservoir gas dibandingkan reservoir minyak, karena nilai densitas sangat berpengaruh pada nilai kecepatan dan gelombang. Sebaliknya benda dengan massa besar dan volume kecil akan mempunyai nilai densitas yang tinggi. Oleh karena itu nilai densitas berperan penting dalam interpretasi data seismik untuk mengidentifikasi daerah reservoir (Harsono, 1997).

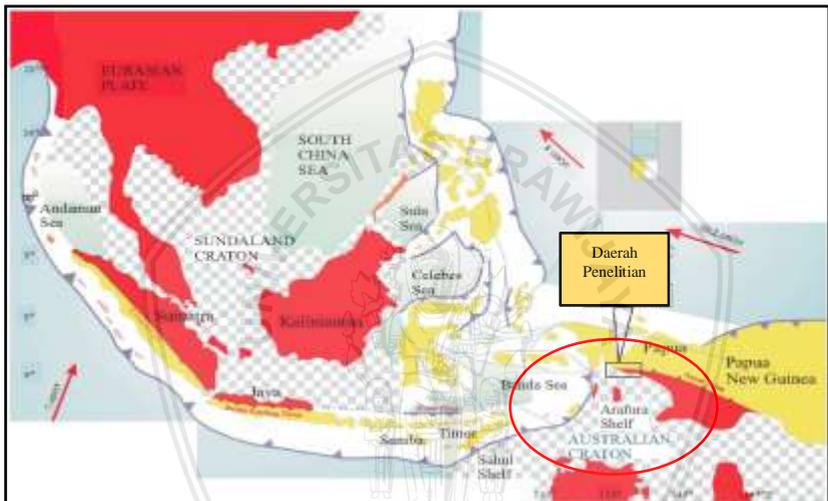




## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Waktu dan tempat Pelaksanaan

Penelitian Tugas Akhir dilaksanakan pada tanggal 15 Januari 2018 s/d 15 April 2018, bertempat di Pusat Survei Geologi (PSG), Badan Geologi, Kementerian ESDM RI, Bandung. Data penelitian terletak di Laut Arafura bagian selatan, Kabupaten Merauke, Provinsi Papua (**Gambar 3.1**).



**Gambar 3.1** Tektonik wilayah Papua (Simandjuntak & Barber, 1996)

### 3.2 Peralatan Penelitian

Peralatan yang digunakan selama penelitian adalah sebagai berikut:

1. Perangkat lunak (*software*)
  - a. *Petrel 2008* oleh *Schlumberger*,
  - b. *Humpson Russel*,
  - c. *Microsoft Word 2010*,
  - d. *Microsoft Excel 2010*.

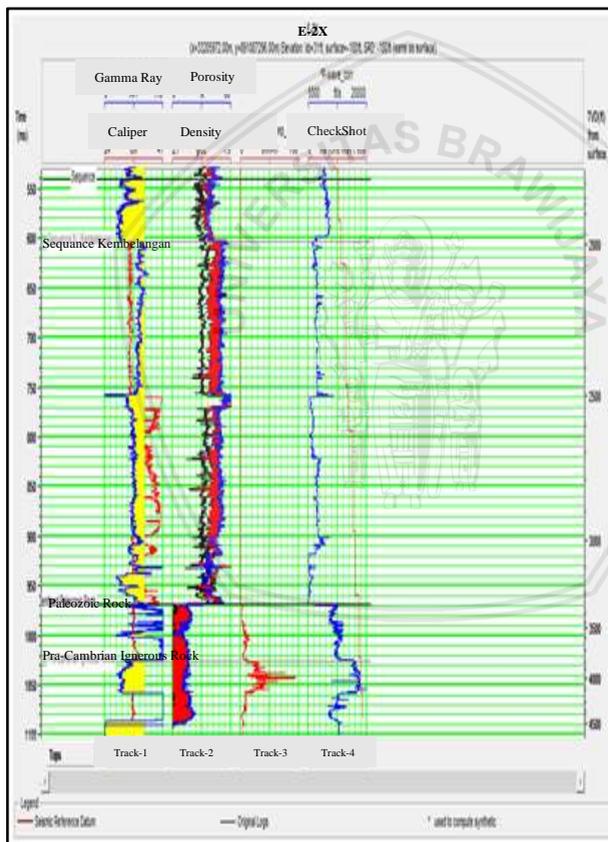
## 2. Perangkat Keras

- a. Laptop Toshiba *Processor* AMD A4-3330 MX.
- b. Printer

## 3.3 Ketersediaan Data

### 3.3.1 Data Sumur (*Well Data*)

Dalam penelitian ini digunakan 2 data sumur yaitu E-1X dan E-2X dengan berbagai macam data log pada masing-masing sumur (**Gambar 3.2**). Kelengkapan data log pada sumur ditunjukkan pada **Tabel 3.1**.



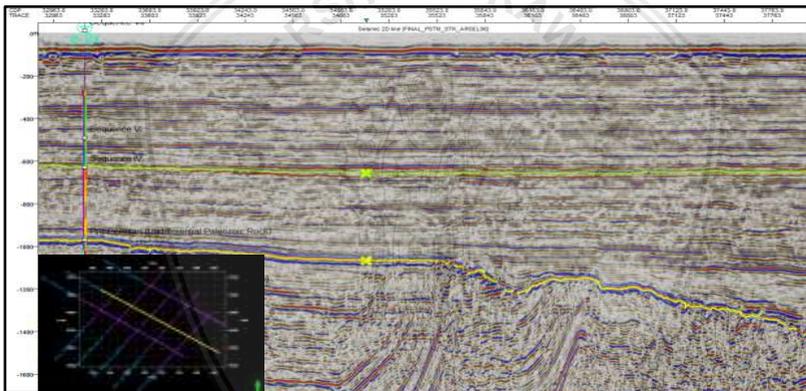
**Gambar 3.2** Data sumur

**Tabel 3.1** Daftar kelengkapan data well log

Nama Sumur	Log <i>Gamma Ray</i>	Log <i>Porosity</i>	Log <i>Density</i>	Log <i>Sonic</i>	<i>Check-shot</i>
E-1x	ada	ada	ada	ada	Ada
E-2X	ada	ada	ada	ada	Ada

### 3.3.2 Data Seismik 2D

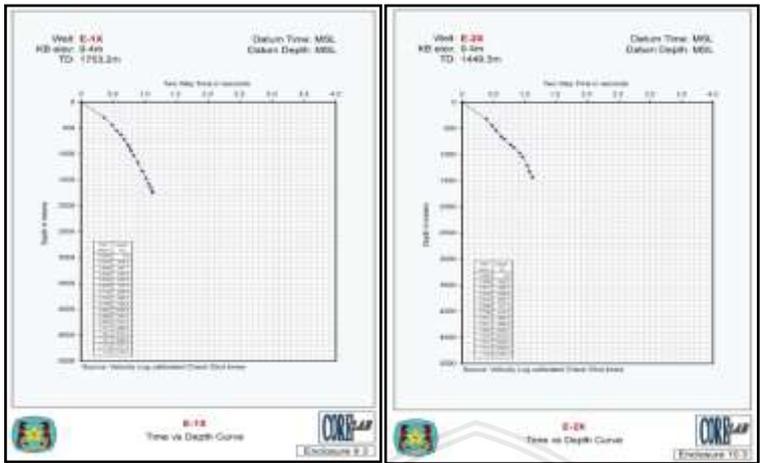
Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini berupa data seismik 2D *post stack time migration* (PSTM). Data seismik berasal dari Laut Arafura bagian selatan, Kabupaten Merauke, Provinsi Papua, sebanyak 8 lintasan seismik, sepanjang 1600 Km. Sepanjang lintasan seismik ditemukan reflektor yang cukup kuat, sehingga secara umum data seismik masih terlihat jelas (**Gambar 3.3**).



**Gambar 3.3** Data seismik

### 3.3.3 Data *Checkshot*

Data *checkshot* digunakan untuk mencari hubungan antara data sumur dengan data seismik, untuk keperluan konversi data sumur dari domain kedalaman ke dalam domain waktu (*time to depth conversion*) (**Gambar 3.4**). Sebagaimana diketahui data seismik umumnya berada dalam domain waktu, sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman.



Gambar 3.4 Data Checkshot

### 3.3.4 Data Marker

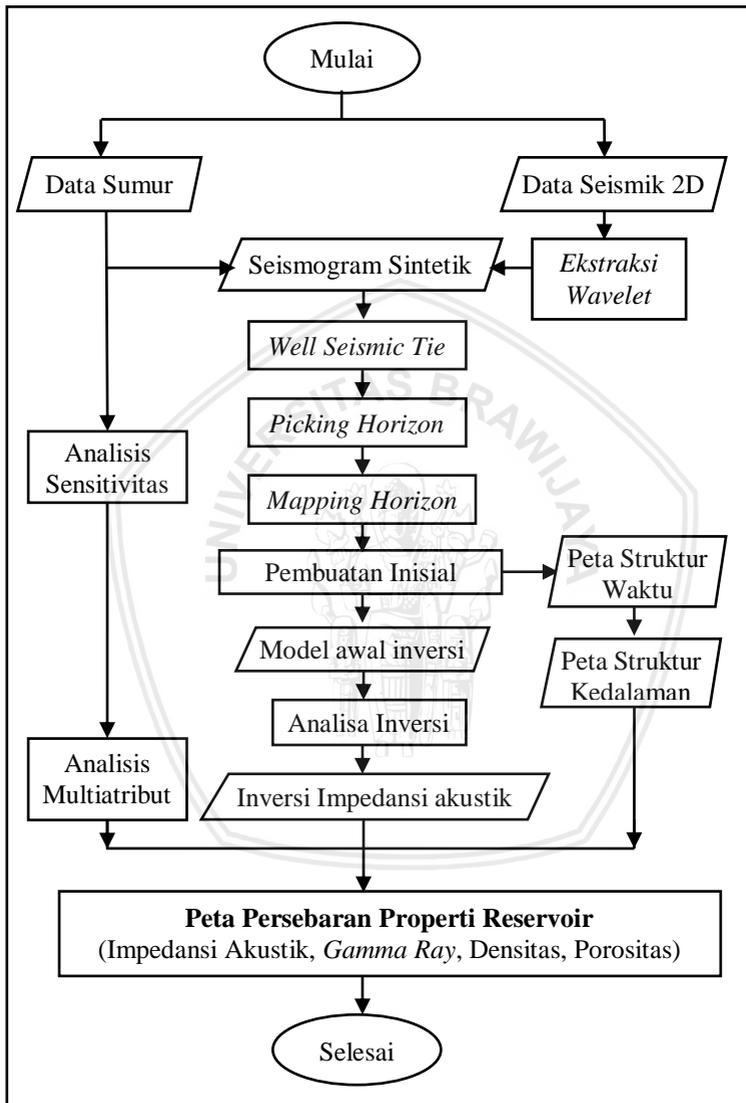
Data *marker* memberikan informasi mengenai batasan antar litologi pada formasi batuan di daerah eksplorasi (Tabel 3.2). Data *marker* digunakan sebagai patokan saat dilakukan korelasi sumur, serta penanda kemenerusan lapisan pada saat dilakukan interpretasi horison.

Tabel 3.2 Data *marker* lapisan batuan pada daerah penelitian

Straigraphic Sequence	EX-2		Straigraphic Sequence	EX-1	
	Top (m)	Kedalaman (m)		Top (m)	Kedalaman (m)
Sequence VII	64,3	484,7	Sequence VII	61,3	462,7
Sequence VI	549	125	Sequence VI	524	113
Sequence IV	674	373,9	Sequence IV	637	91
Pre-Permian	1047,9	173,1	Pre-Permian	889	770
Cryst. Bsmt	1221	228,3	Cryst. Bsmt P	1659	94,2

### 3.3.5 Diagram Alir Penelitian

Diagram alir penelitian dapat dilihat pada **Gambar 3.5**, merupakan tahapan keseluruhan penelitian yang telah dilakukan.

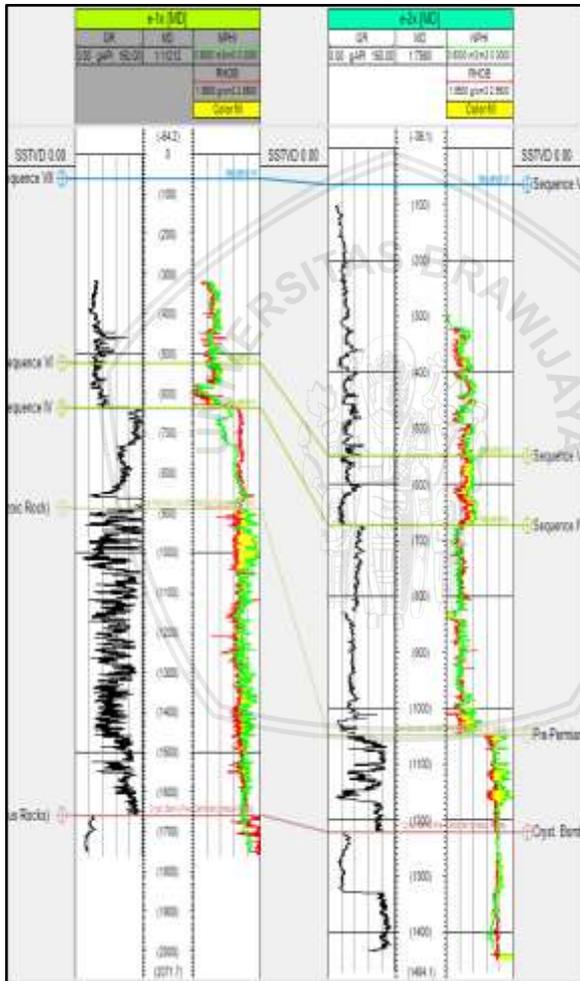


**Gambar 3.5** Diagram alir penelitian

### 3.4 Pengolahan Data

#### 3.4.1 Korelasi Sumur

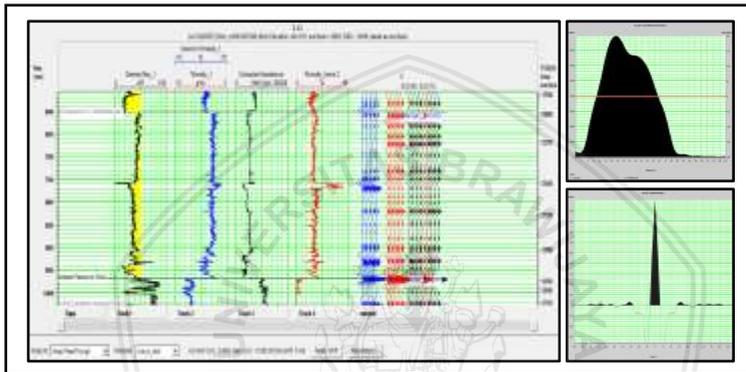
Korelasi sumur merupakan suatu proses yang dilakukan untuk mendapatkan hubungan antara sumur-sumur pada daerah penelitian. Korelasi sumur didasarkan pada kesamaan ciri khas log-log yang ada pada setiap sumur (**Gambar 3.6**).



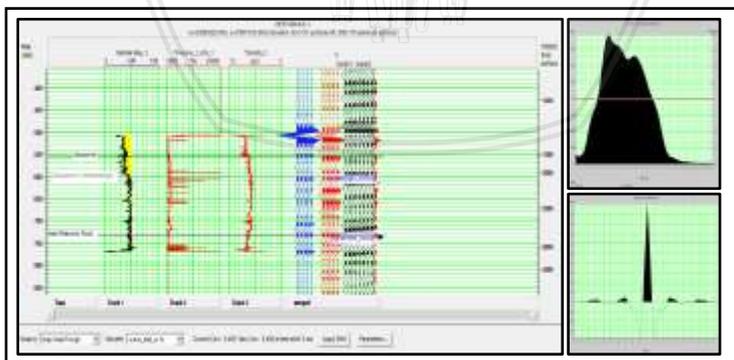
Gambar 3.6 Korelasi sumur

### 3.4.2 Well to Seismic Tie

*Well Seismic Tie* dilakukan untuk mengikat data seismik yang berada dalam domain waktu dan data sumur yang berada dalam domain kedalaman, sehingga didapatkan hubungan antara keduanya (**Gambar 3.6**). Untuk melakukan *well seismic tie* diperlukan adanya *wavelet* dan data sumur berupa data log kecepatan dan log densitas, untuk membentuk seismogram sintetik (**Gambar 3.7**). Seismogram sintetik merupakan rekaman seismik buatan dari data sumur, yang digunakan untuk mengkonversi data sumur ke domain waktu sebelum dilakukan *well seismic tie*.



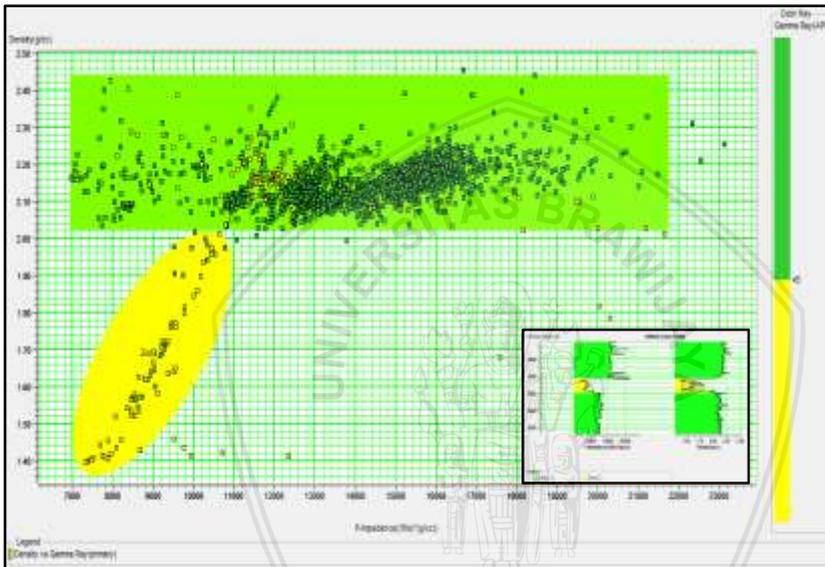
**Gambar 3.7** Hasil Korelasi pada sumur E-2X (*Hampson Russel Geoview*)



**Gambar 3.8** Hasil Korelasi pada sumur E-1X (*Hampson Russel Geoview*)

### 3.4.3 Analisa Sensitivitas

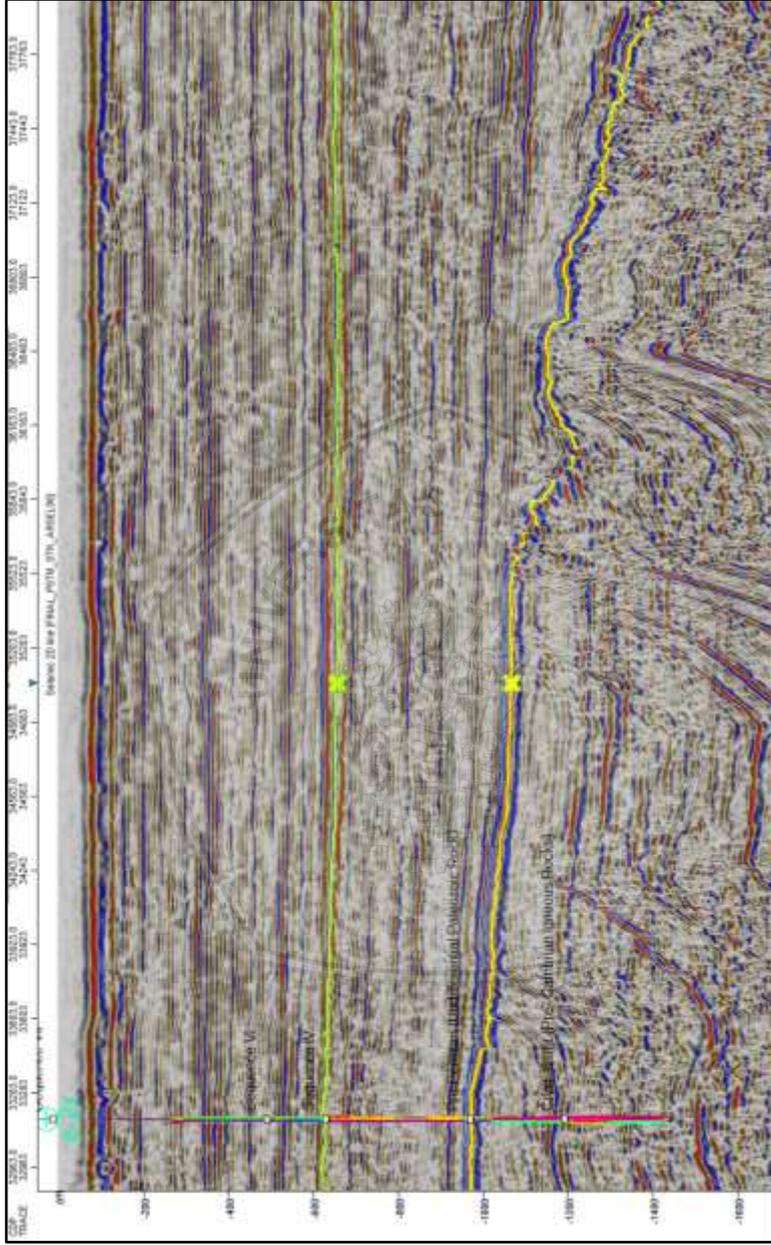
Sebelum dilakukan analisa terhadap data seismik, dilakukan analisa terlebih dahulu terhadap data sumur berupa analisa sensitivitas (**Gambar 3.9**). Analisa sensitivitas dilakukan dengan membuat *crossplot* dengan menggunakan data sumur, untuk memutuskan apakah zona target layak untuk dilakukan inversi, dilihat dari kemampuannya dalam memisahkan antara lapisan batupasir dengan lapisan batuserpih.



**Gambar 3.9** *Crossplot* antara impedansi akustik, densitas dan *gamma ray* pada sumur E-2x

### 3.4.4 Picking Horison

*Picking* horison dilakukan pada daerah reservoir sepanjang lintasan pada masing-masing penampang seismik (**Gambar 3.10**). *Picking* horison dilakukan dengan membuat garis horison secara lateral sepanjang lapisan seismik, dengan acuan data *marker* pada sumur yang menempel pada penampang seismik.



**Gambar 3.10** *Picking* horizon pada penampang seismik

### 3.4.5 Pemetaan Bawah Permukaan

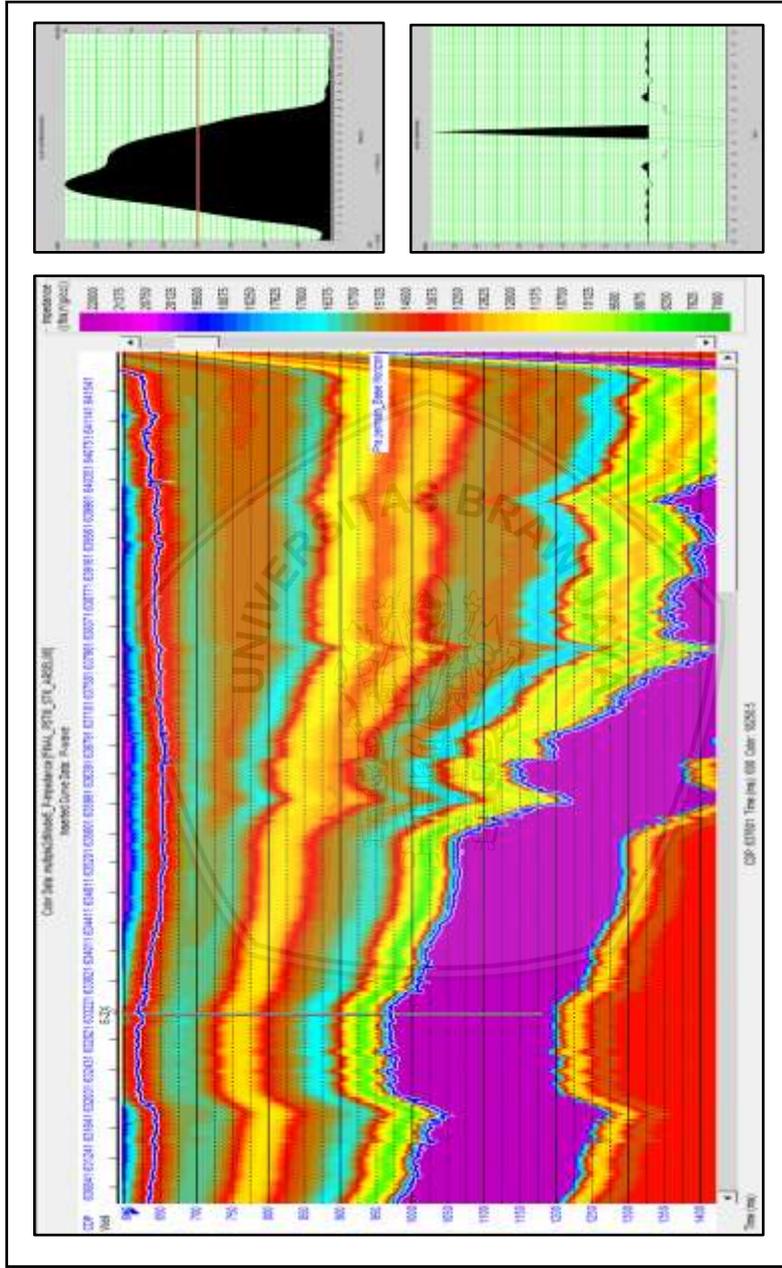
Pemetaan bawah permukaan dilakukan untuk memetakan struktur waktu dan kedalaman pada batas atas dan batas bawah reservoir yang menjadi target penelitian. Pemetaan dilakukan setelah melakukan interpretasi seismik berupa *picking* horison, dari pemetaan bawah permukaan ini maka didapatkan peta struktur waktu dan kedalaman pada daerah eksplorasi. Peta struktur waktu merupakan peta yang menunjukkan struktur namun masih dalam domain waktu, sehingga perlu dilakukan konversi waktu menjadi kedalaman (*time to depth conversion*).

### 3.4.6 Inversi Impedansi Akustik

Tujuan utama dari inversi adalah untuk mengidentifikasi distribusi lateral dari nilai impedansi akustik yang berasal dari sumur. Metode inversi ini sangat cocok digunakan karena ketersediaan sumur yang terbatas. Proses pemodelan inversi meliputi estimasi *wavelet*, dekonvolusi antara tras seismik dengan *wavelet* dan kalkulasi impedansi akustik dari koefisien refleksi.

Teknik seismik inversi membangun model geologi dan mengkalkulasi respon seismik dari model berdasarkan data log, data pemboran dan hukum geologi. Kemudian membandingkan respon seismik pada model reservoir, serta memodifikasi parameter model hingga didapatkan hasil yang optimal dan konsisten dengan data seismik.

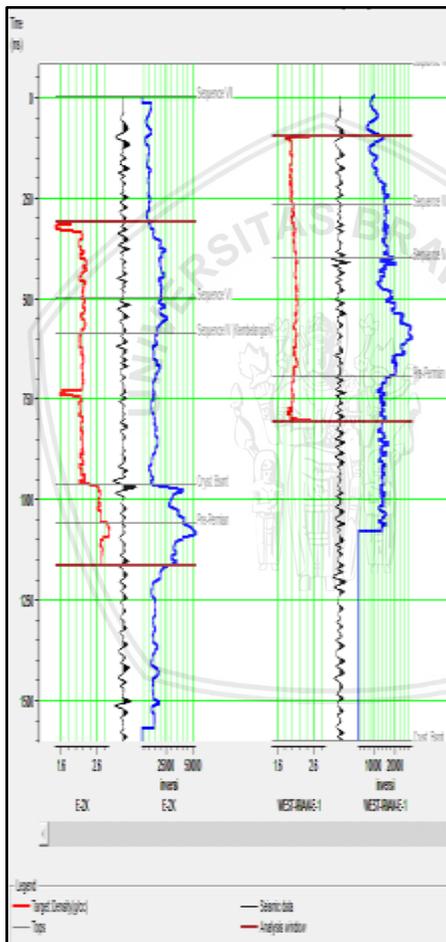
Pada metode inversi langkah awal yang dilakukan adalah membuat model geologi bawah permukaan bumi, model geologi digunakan sebagai input saat proses inversi (**Gambar 3.11**). Selanjutnya dilakukan analisis inversi seismik, pada penelitian ini digunakan 3 metode analisis inversi yaitu *model based*, *bandlimited* dan *linier program sparse spike*, dari tiga analisis metode ini dipilih metode yang paling tepat dalam melihat persebaran karakterisasi reservoir. Kemudian hasil inversi seismik divalidasi dengan menampilkan data log impedansi asli dari sumur.



**Gambar 3.11** Model geologi bawah permukaan

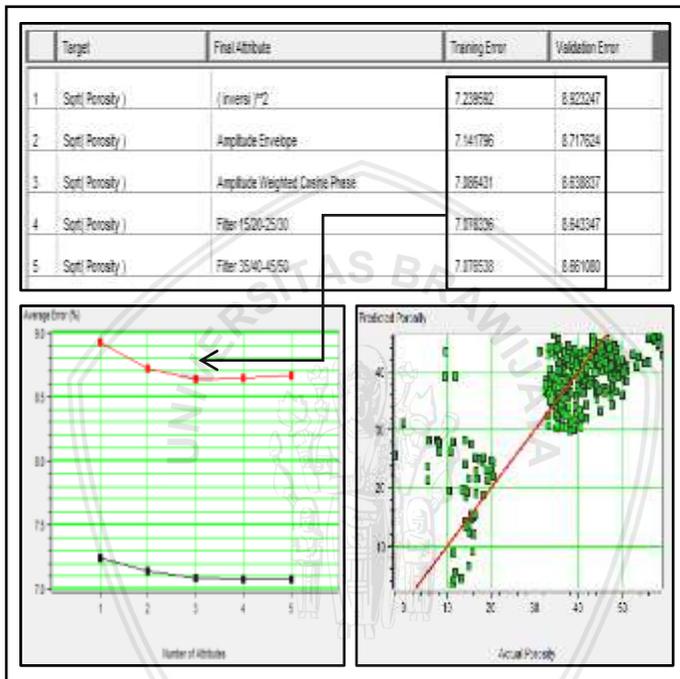
### 3.4.7 Seismik Multiatribut

Analisis multiatribut dilakukan pada beberapa properti reservoir yaitu porositas, densitas dan *gamma ray*. Analisa multiatribut digunakan untuk mengkarakterisasi potensi reservoir hidrokarbon pada daerah penelitian, berdasarkan peta persebaran properti reservoirnya. Proses multiatribut diawali dengan memasukan data seismik, data log target serta seismik hasil inversi sebagai data masukan (**Gambar 3.12**).



**Gambar 3.12** Proses multiatribut

Kemudian dilakukan *trial and error* pada atribut seismik untuk menentukan atribut mana saja yang akan digunakan dalam prediksi multiatribut (**Gambar 3.13 a**). Pada analisis multiatribut sistem akan secara otomatis memberikan peringkat dari korelasi atribut hasil prediksi yang paling tinggi ke yang paling rendah. Nilai prediksi *error* akan menurun sebanding dengan jumlah atribut yang digunakan (**Gambar 3.13 b**).



**Gambar 3.13** Hasil analisa multiatribut terhadap log target (a) *trial and error* pada atribut (b) Validasi *error* (c) crossplot log target

**Gambar 3.13 (c)** merupakan kurva *crossplot* antara log target dan log yang akan diprediksi, dari garis tersebut dapat dilihat seberapa bagus prediksi yang telah dibuat. Titik-titik dalam *crossplot* merepresentasikan nilai log yang akan diprediksi, di mana semakin dekat letak titik-titik tersebut dengan garis linier maka semakin kecil nilai *error*-nya.

## BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

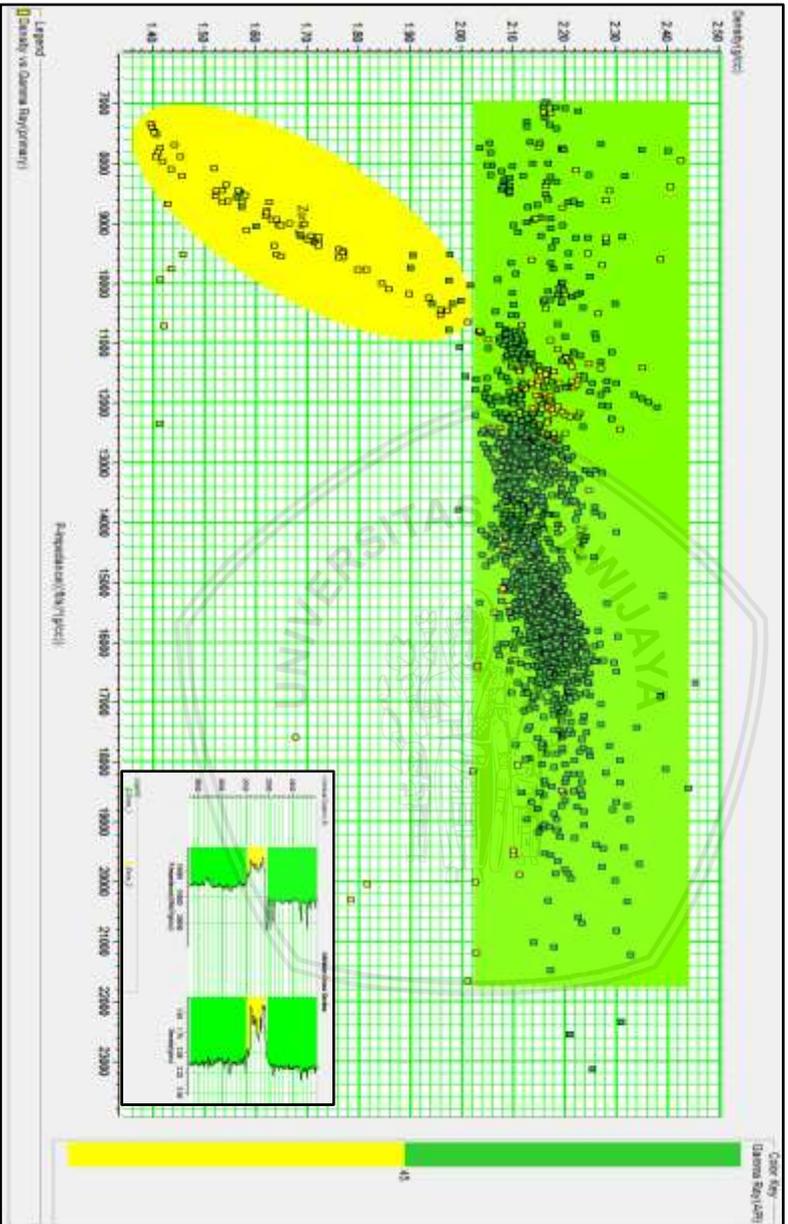
### 4.1 Analisa *Crossplot*

Analisa sensitivitas dilakukan dengan membuat *crossplot* menggunakan data sumur berupa impedansi akustik, *gamma ray* dan densitas. Analisa *crossplot* dilakukan untuk memutuskan apakah zona target layak untuk dilakukan inversi, dilihat dari kemampuannya dalam memisahkan antara batupasir dengan batuserpih pada zona reservoir. Analisa *crossplot* dilakukan pada zona target reservoir dengan interval kedalaman 1997,43 – 3226,99 TVD ft (**Gambar 4.1**).

Berdasarkan analisa *crossplot*, korelasi antara impedansi akustik, *gamma ray* dan porositas menunjukkan bahwa terdapat dua zona yang terpisah, yaitu zona bewarna hijau dan zona bewarna kuning (**Gambar 4.1**). Analisa *crossplot* memperlihatkan bahwa daerah reservoir batupasir berada pada daerah yang memiliki nilai impedansi akustik yang rendah, berkisar antara 6000 (m/s) (g/cc) - 12000 (m/s) (g/cc).

Daerah reservoir batupasir ditunjukkan oleh zona kuning yang diindikasikan sebagai daerah poros, dengan nilai *gamma ray* yang relatif kecil di bawah 50 API, serta nilai densitas sebesar 1,4 (g/cc) – 2 (g/cc). Sedangkan daerah batuserpih berada pada daerah yang memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi, berkisar antara 12000 (m/s) (g/cc) - 20000 (m/s) (g/cc).

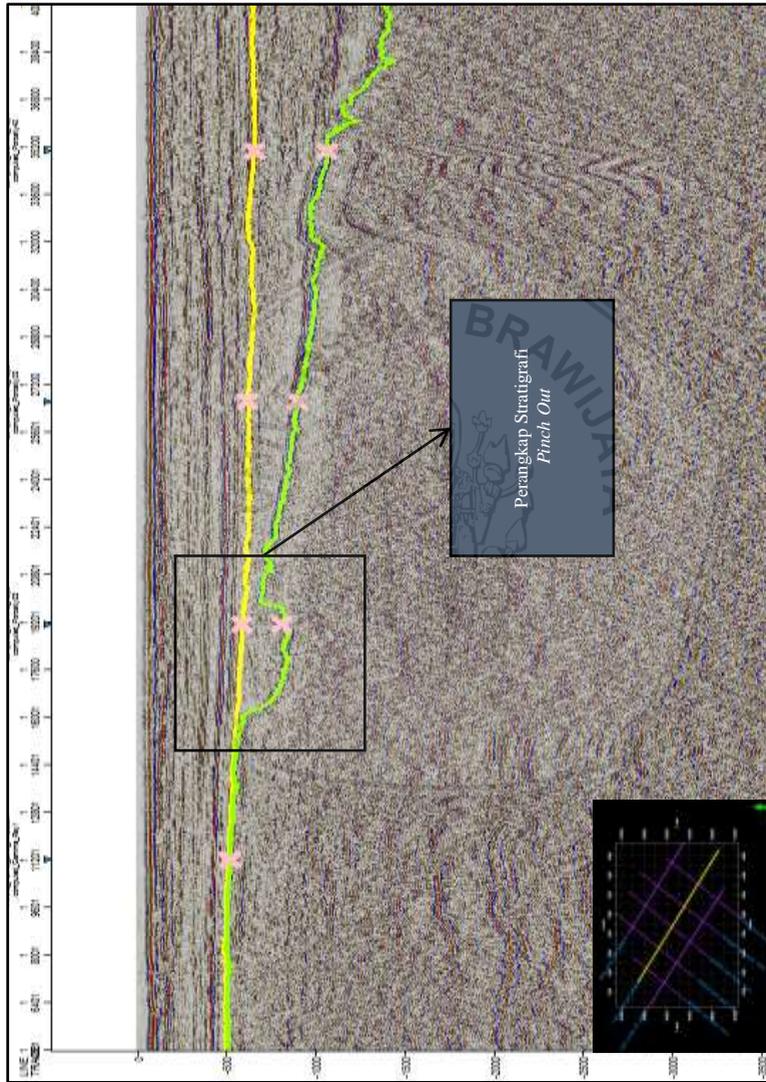
Daerah batuserpih ditunjukkan oleh zona hijau dengan nilai *gamma ray* yang relatif tinggi di atas 50 API, serta nilai densitas sebesar 2,1 (g/cc) – 2,5 (g/cc). Hasil analisa *crossplot* menunjukkan bahwa reservoir target layak dilakukan analisis inversi seismik selanjutnya, karena sudah mampu memisahkan antara daerah batupasir dan batuserpih, dengan mengidentifikasi karakteristik reservoir atau sifat fisik batuan.



Gambar 4.1 Analisa crossplot

## 4.2 Analisa Horison

*Picking* horison dilakukan pada daerah reservoir sepanjang lintasan pada masing-masing penampang seismik, untuk mengetahui kemenerusan lapisan pada daerah reservoir (**Gambar 4.2**).

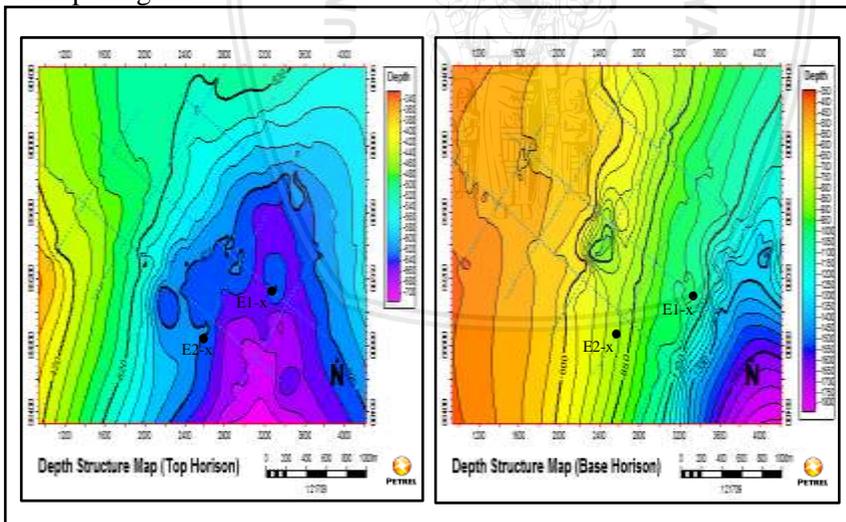


**Gambar 4.2** Interpretasi horison pada salah satu penampang seismik

Berdasarkan hasil interpretasi horison (**Gambar 4.2**) terdapat adanya potensi pemerangkap hidrokarbon pada daerah penelitian, berupa perangkap stratigrafi *pinch out* dari sekuen batugamping Digul pada salah satu line seismik. Hadirnya perangkap stratigrafi *pinch out* disebabkan karena lapisan reservoir, berupa batupasir yang mengalami penipisan pada bagian barat dan ditutupi oleh lapisan penyekat berupa batuserpih.

### 4.3 Peta Struktur Kedalaman

Pada penelitian ini dihasilkan peta struktur kedalaman pada reservoir yang didapatkan setelah dilakukan analisa horison pada setiap data seismik (**Gambar 4.3**). Berdasarkan peta struktur kedalamannya (**Gambar 4.3**), dapat diketahui kedalaman reservoir target pada daerah penelitian. Daerah dangkal ditunjukkan dengan warna merah hingga hijau, yang berada pada bagian barat dengan rata-rata kedalaman 360 m - 600 m. Daerah dalam ditunjukkan dengan warna biru hingga ungu, yang berada pada bagian tenggara dengan kedalaman berkisar 600 m - 1500 m. Dilihat dari nilai ketinggiannya maka zona target merupakan daerah reservoir hidrokarbon yang cukup dangkal.



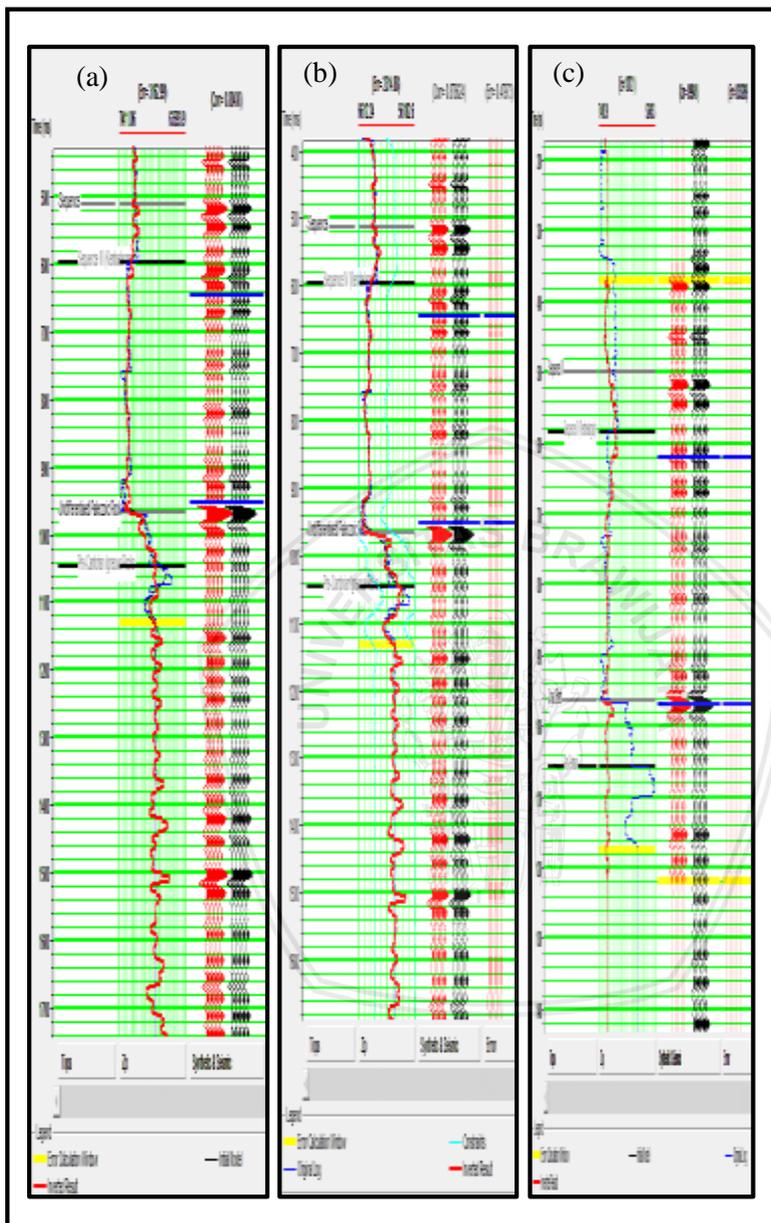
**Gambar 4.3** Peta Struktur Kedalaman

#### 4.4 Inversi Impedansi Akustik

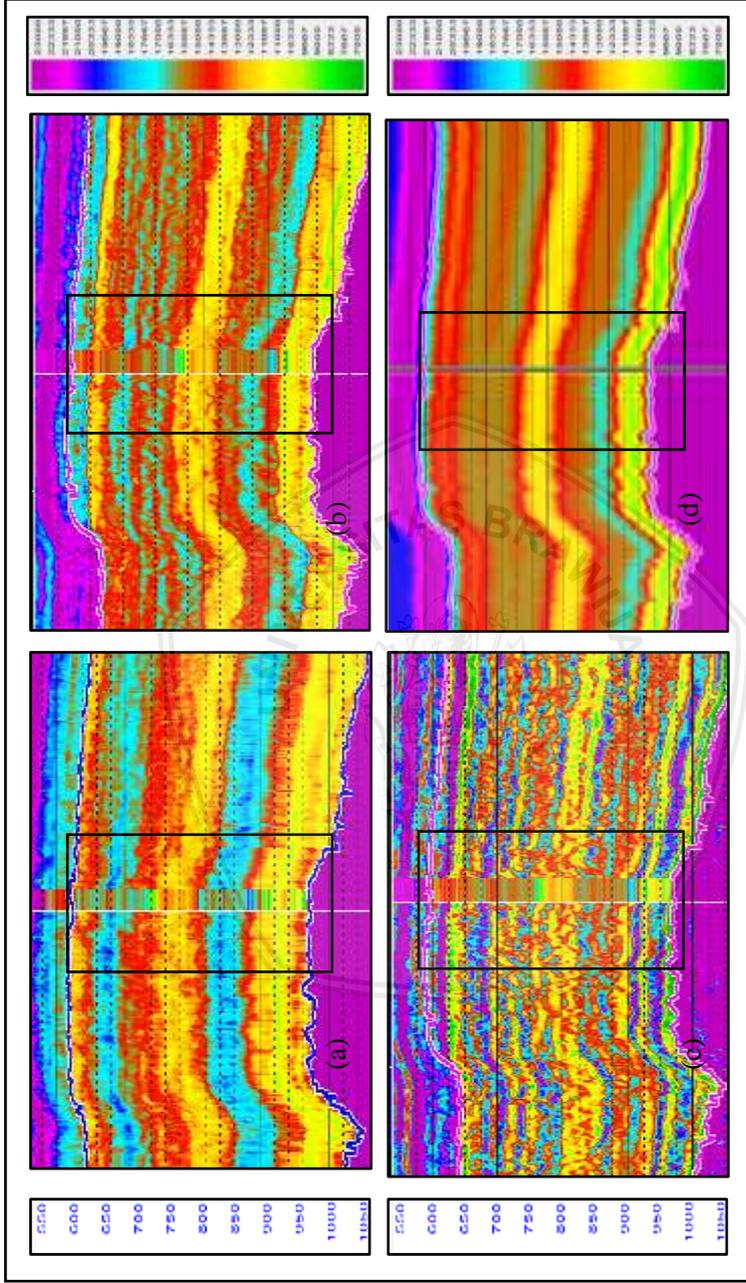
Dari hasil inversi dapat diketahui persebaran lateral nilai impedansi akustik pada penampang seismik, untuk mengarakterisasi potensi reservoir hidrokarbon pada daerah eksplorasi. Pada penelitian ini digunakan tiga metode analisis inversi yaitu *model based*, *bandlimited* dan *linier program sparse spike* (**Gambar 4.4**). Dari tiga analisis metode ini dipilih metode yang paling tepat dalam melihat persebaran reservoir.

**Gambar 4.4** menunjukkan hasil analisis inversi dengan metode *model based*, *bandlimite* dan *linier program sparse spike*. Kurva biru menunjukkan impedansi pada data log sumur, kurva hitam menunjukkan impedansi pada model inisial, dan kurva merah menunjukkan impedansi hasil inversi. Semakin berimpit kurva tersebut maka nilai impedansi hasil analisis inversi akan memiliki nilai yang identik, dengan impedansi pada sumur maupun impedansi pada model inisial. Berdasarkan perbandingan hasil analisis inversi secara kuantitatif (**Gambar 4.4**), *model based* merupakan metode inversi yang memiliki nilai korelasi yang paling baik, dari kedua metode analisis inversi lainnya dalam menganalisis nilai impedansi akustik pada zona target reservoir.

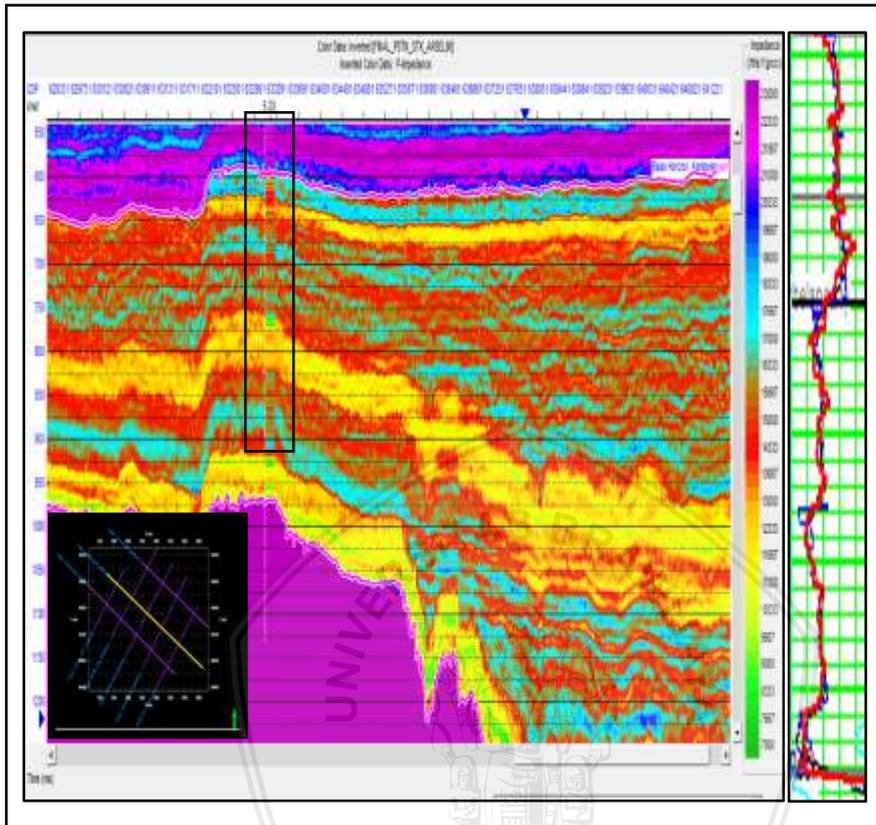
Berdasarkan perbandingan hasil inversi seismik pada *model based*, *bandlimite* dan *linier program sparse spike* (**Gambar 4.4 & Gambar 4.5**). Dapat disimpulkan bahwa *model based* merupakan metode yang paling cocok dalam menampilkan distribusi persebaran nilai impedansi akustik pada zona target reservoir. *Model based* sudah dapat menunjukkan tampilan akhir yang baik dalam memisahkan batas litologi reservoir, serta dapat memberikan kemenerusan lateral yang baik. Sedangkan metode *bandlimited* dan *linier program sparse spike* belum bisa memisahkan batas litologi reservoir pada daerah eksplorasi dengan jelas (**Gambar 4.5 & Gambar 4.6**). Selanjutnya dibuat peta persebaran impedansi akustik di daerah penelitian untuk mempermudah dalam menganalisis potensi reservoir hidrokarbon (**Gambar 4.7**).



**Gambar 4.4** Perbandingan analisis inversi secara kuantitatif (a) *linier program sparse spike* (b) *model based* (c) *bandlimit*

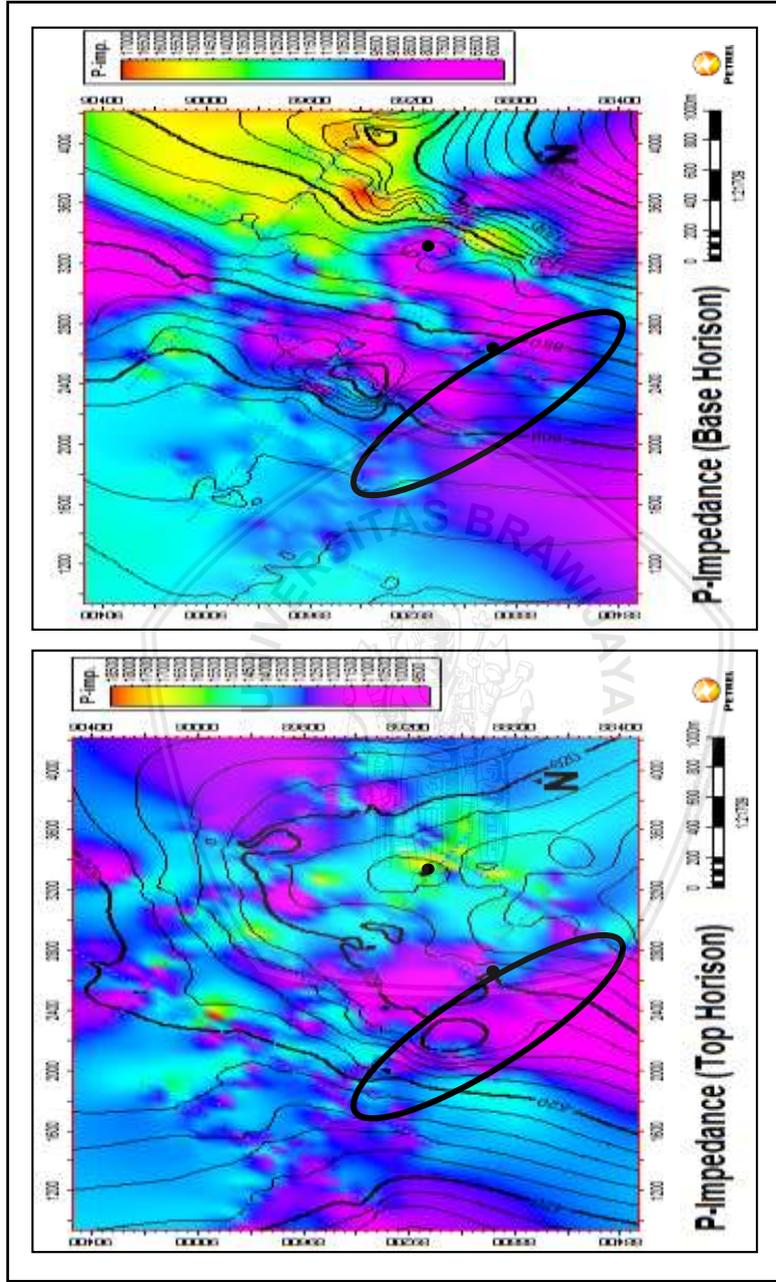


Gambar 4.5 Perbandingan hasil inversi secara kualitatif secara *model based* (b) *linier program sparse spike* (c) *bandlimited* (d) *model geologi*



**Gambar 4.6** Penampang seismik *model based*

Russel (1999) menyatakan bahwa umumnya batupasir akan memiliki nilai impedansi akustik yang lebih rendah dibanding batuserpih. Hal ini disebabkan karena semakin porous suatu lapisan, maka nilai impedansi akustiknya juga akan semakin rendah. Berdasarkan peta persebarannya (**Gambar 4.7**), dapat diidentifikasi bahwa daerah yang memiliki nilai impedansi akustik rendah, merupakan daerah yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon. Daerah reservoir ditunjukkan oleh warna biru sampai ungu pada peta impedansi akustik yang ditandai dengan zona hitam (**Gambar 4.7**). Nilai impedansi akustik reservoir batupasir berkisar antara 6000 (m/s) (g/cc) - 12000 (m/s) (g/cc).



Gambar 4.7 Persebaran nilai Impedansi Akustik

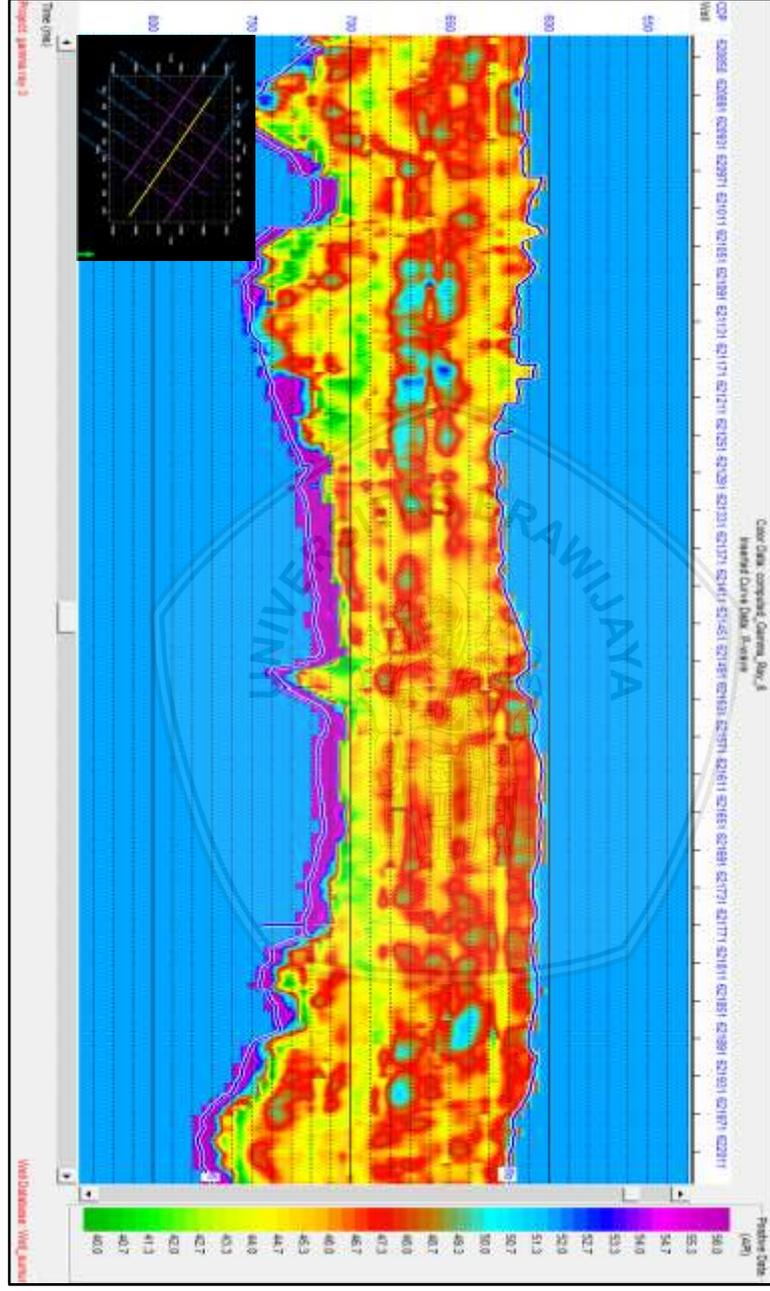
## 4.5 Multiatribut *Gamma Ray*

Nilai *gamma ray* dapat digunakan sebagai suatu indikator dalam menentukan lapisan permeabel, serta mendeteksi terhadap mineral-mineral radioaktif pada reservoir hidrokarbon (Harsono, 1997). Log *Gamma ray* akan menunjukkan respon yang lebih rendah pada batupasir dibandingkan batuserpih, hal ini terjadi karena unsur-unsur radioaktif cenderung mengendap di lapisan batuan yang impermeabel yang terjadi selama proses perubahan geologi batuan.

Sifat batuserpih yang impermeabel menyebabkan unsur radioaktif terjebak dalam batuan, sehingga memberikan nilai radioaktifitas yang tinggi. Pada lapisan permeabel unsur radioaktif cenderung akan terbawa (*leaching*) oleh material lain yang melewati batuan, sehingga unsur radioaktif cenderung berkurang (Harsono, 1997). Rider (2002) menyatakan bahwa umumnya batupasir yang tidak memiliki kandungan serpih akan memiliki unsur radioaktif yang relatif rendah.

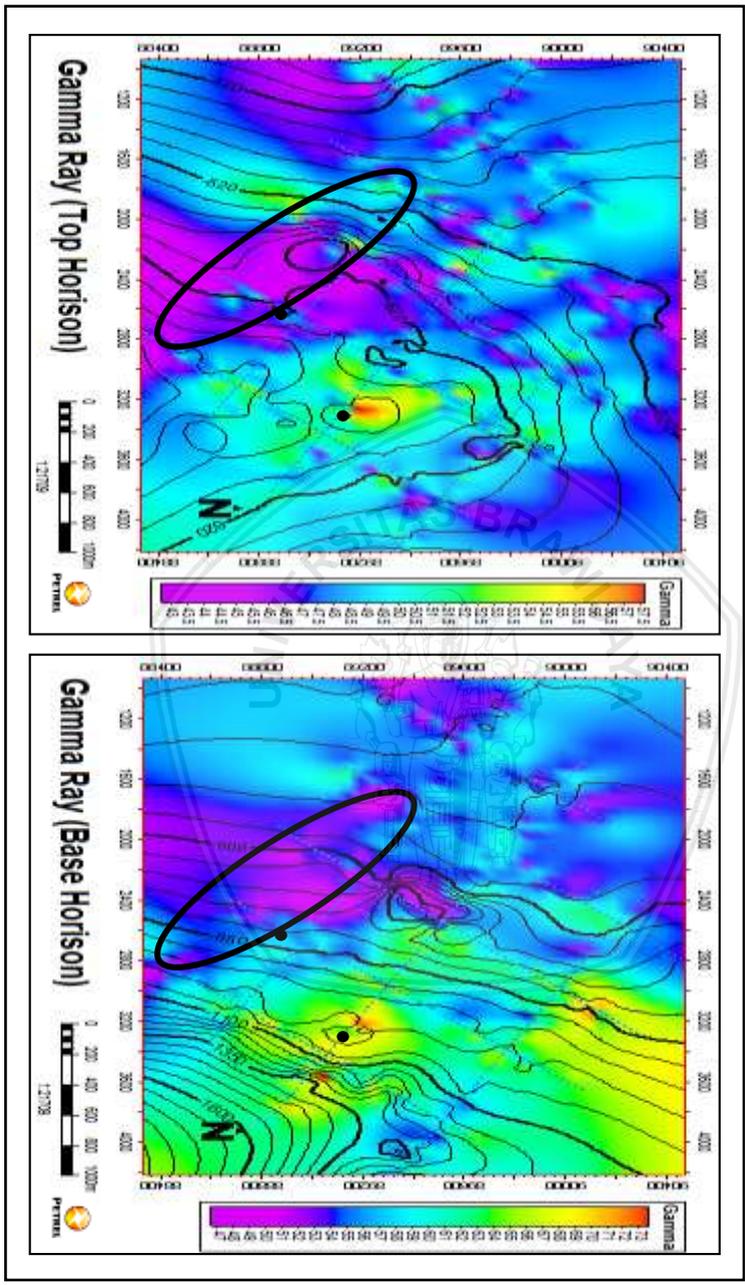
**Gambar 4.8** menunjukkan persebaran lateral nilai *gamma ray* pada salah satu penampang seismik hasil multiatribut, nilai *gamma ray* tinggi ditunjukkan dengan warna ungu sebesar 70 API dan nilai *gamma ray* rendah ditunjukkan dengan warna hijau sebesar 50 API. Selanjutnya dibuat peta persebaran *gamma ray* di daerah penelitian, untuk mempermudah dalam menganalisis potensi reservoir hidrokarbon (**Gambar 4.9**).

Berdasarkan peta persebarannya (**Gambar 4.9**), maka dapat diidentifikasi bahwa daerah yang memiliki nilai *gamma ray* yang rendah, merupakan daerah yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon. Daerah reservoir ditunjukkan oleh warna ungu hingga biru dengan nilai kurang dari 50 API yang dibatasi oleh zona hitam. Namun nilai *gamma ray* hanya dapat membedakan zona reservoir dan non reservoir saja, sehingga tidak dapat memberikan informasi mengenai jenis hidrokarbon yang terdapat pada reservoir tersebut. Oleh sebab itu perlu dilakukannya analisa parameter petrofisika lainnya, untuk mengetahui apakah suatu reservoir mengandung hidrokarbon yang ekonomis atau tidak.



**Gambar 4.8** Penampang multiatribut *gamma ray*

Gambar 4.9 Peta Persebaran multatribut *gamma ray*



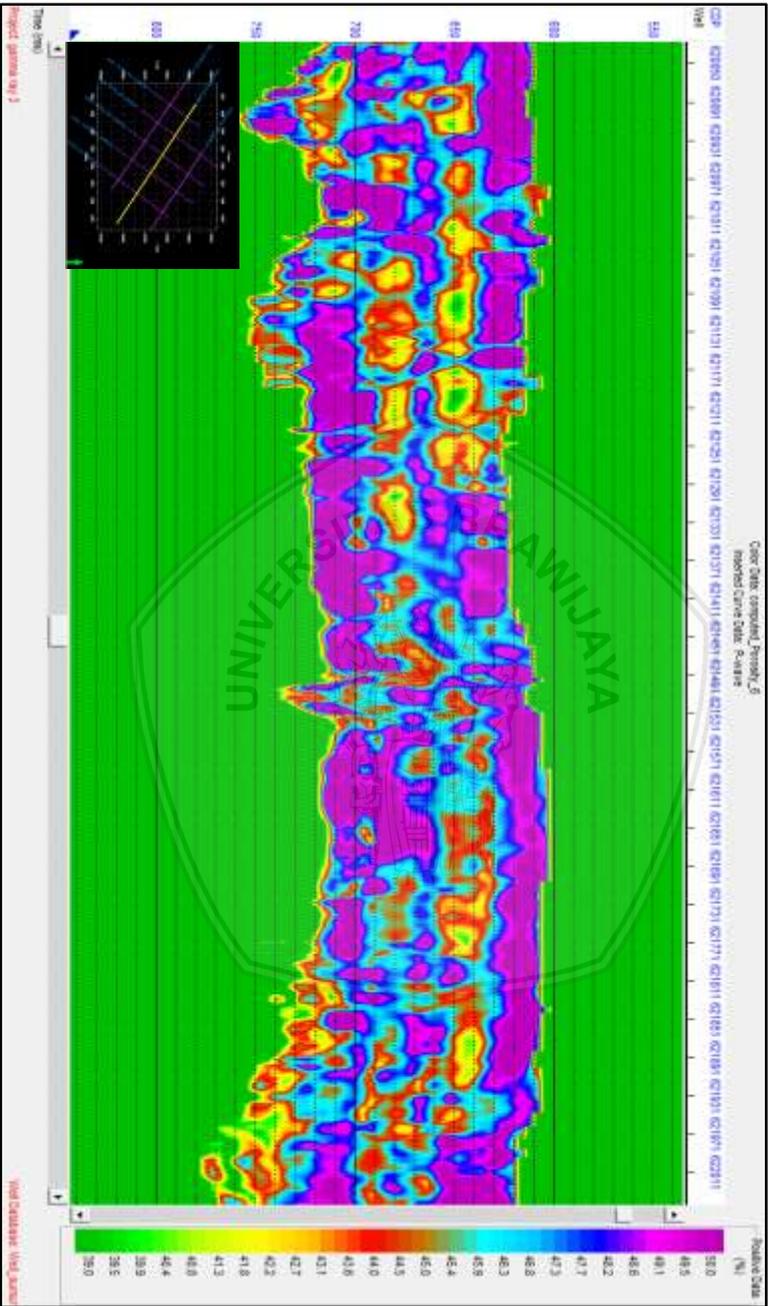
## 4.6 Multiatribut Porositas

Porositas merupakan perbandingan antara volume semua ruang yang terdapat di dalam batuan (pori batuan, rekahan, retakan, celah dan lubang), terhadap volume total keseluruhan batuan (Hearst dan Nelson, 1985). Besarnya nilai suatu porositas pada formasi renggang (*unconsolidated formation*) bergantung pada distribusi ukuran butiran, tidak pada ukuran butiran mutlak.

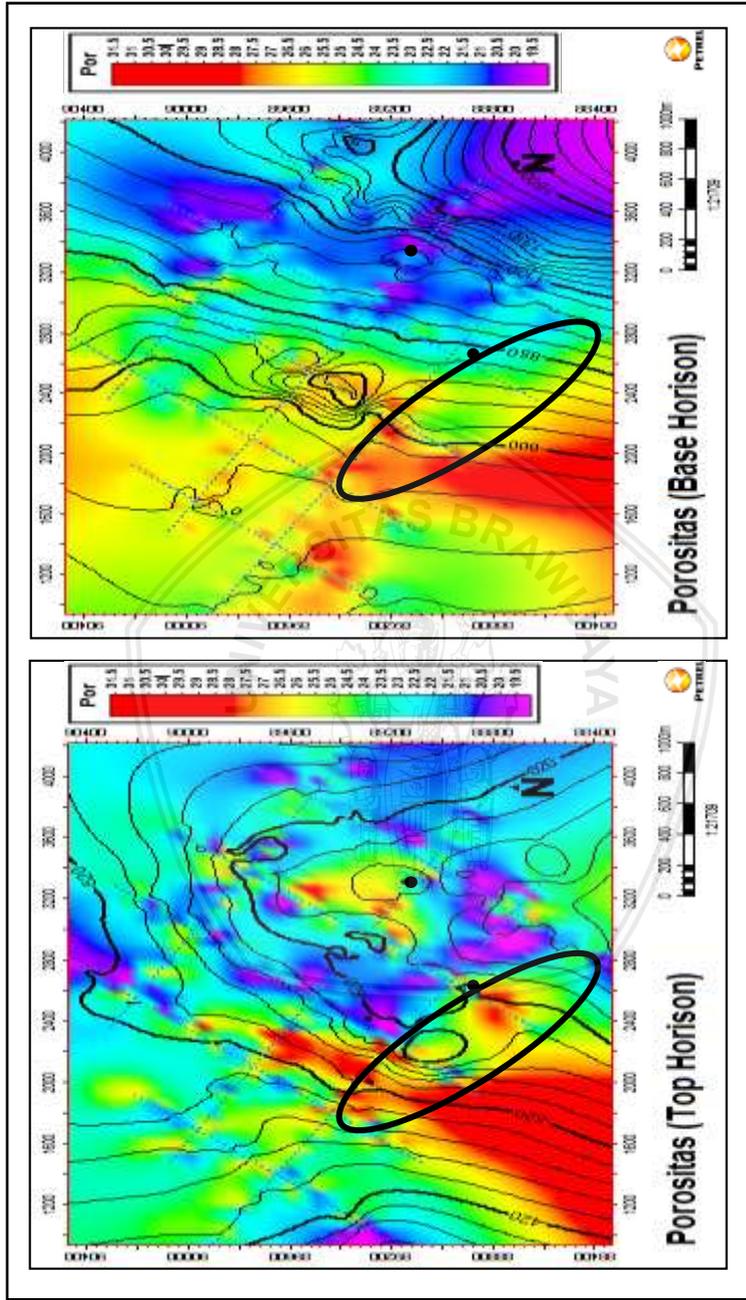
Log porositas sangat jarang didapatkan langsung dari hasil *well logging*, sehingga dilakukan prediksi dengan menggunakan log *Neutron Porosity* (NPHI). log NPHI tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan mengukur kandungan hidrogen yang ada di dalam lapisan batuan (Harsono, 1997). Oleh sebab itu nilai porositas yang didapatkan hanya bisa memperkirakan pola distribusi porositas pada reservoir, namun bukan nilai porositas reservoir sebenarnya.

**Gambar 4.10** menunjukkan persebaran lateral nilai porositas pada salah satu penampang seismik hasil multiatribut, nilai porositas tinggi ditunjukkan dengan warna ungu sebesar 40 % dan nilai porositas rendah ditunjukkan dengan warna hijau sebesar 30 %. Kemudian dibuat peta persebaran porositas di daerah penelitian, untuk mempermudah dalam menganalisis potensi reservoir hidrokarbon (**Gambar 4.11**).

Porositas batuan dapat mengindikasikan seberapa besar ruang yang terdapat di dalam batuan reservoir yang berpotensi mengandung hidrokarbon (Winardi, 2012). Oleh sebab itu porositas dapat digunakan sebagai salah satu indikator dalam mengidentifikasi daerah reservoir hidrokarbon. Berdasarkan peta persebarannya (**Gambar 4.11**), maka dapat diidentifikasi bahwa daerah yang memiliki nilai porositas yang tinggi, merupakan daerah yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon. Daerah reservoir ditunjukkan dengan warna merah hingga kuning dengan nilai berkisar antara 24 % hingga 31 % yang dibatasi oleh zona hitam.



Gambar 4.10 Penampang multiatribut porositas



Gambar 4.11 Peta persebaran porositas

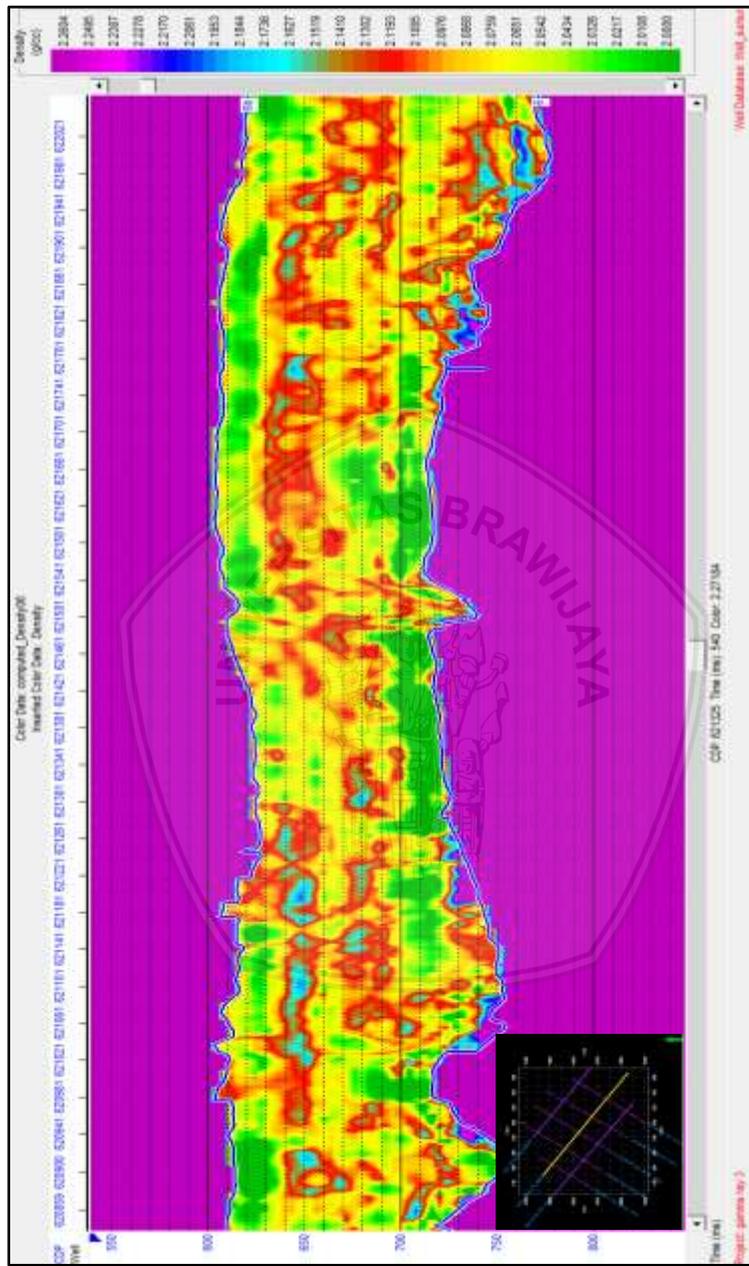
## 4.7 Multiatribut Densitas

Log densitas merupakan kurva hasil pengukuran dari densitas elektron dalam batuan, nilai densitas yang digunakan pada analisis multiatribut diperoleh langsung dari alat *logging* pada sumur eksplorasi. Densitas merupakan karakter fisis suatu batuan yang dapat berubah terhadap faktor kedalaman ataupun *fluida* yang mengisi pori batuan.

Pada hakikatnya suatu reservoir yang memiliki nilai porositas tinggi belum tentu terisi oleh *fluida* minyak, gas atau air, menganalisis persebaran nilai densitasnya akan membantu dalam mengidentifikasi jenis *fluida* yang terdapat dalam reservoir. Suatu nilai densitas batuan reservoir akan turun secara cepat pada reservoir gas dibandingkan reservoir minyak, karena nilai densitas sangat berpengaruh pada nilai kecepatan dan gelombang. Sebaliknya benda dengan massa besar dan volume kecil akan mempunyai nilai densitas yang tinggi (Telford *et al.*, 2001).

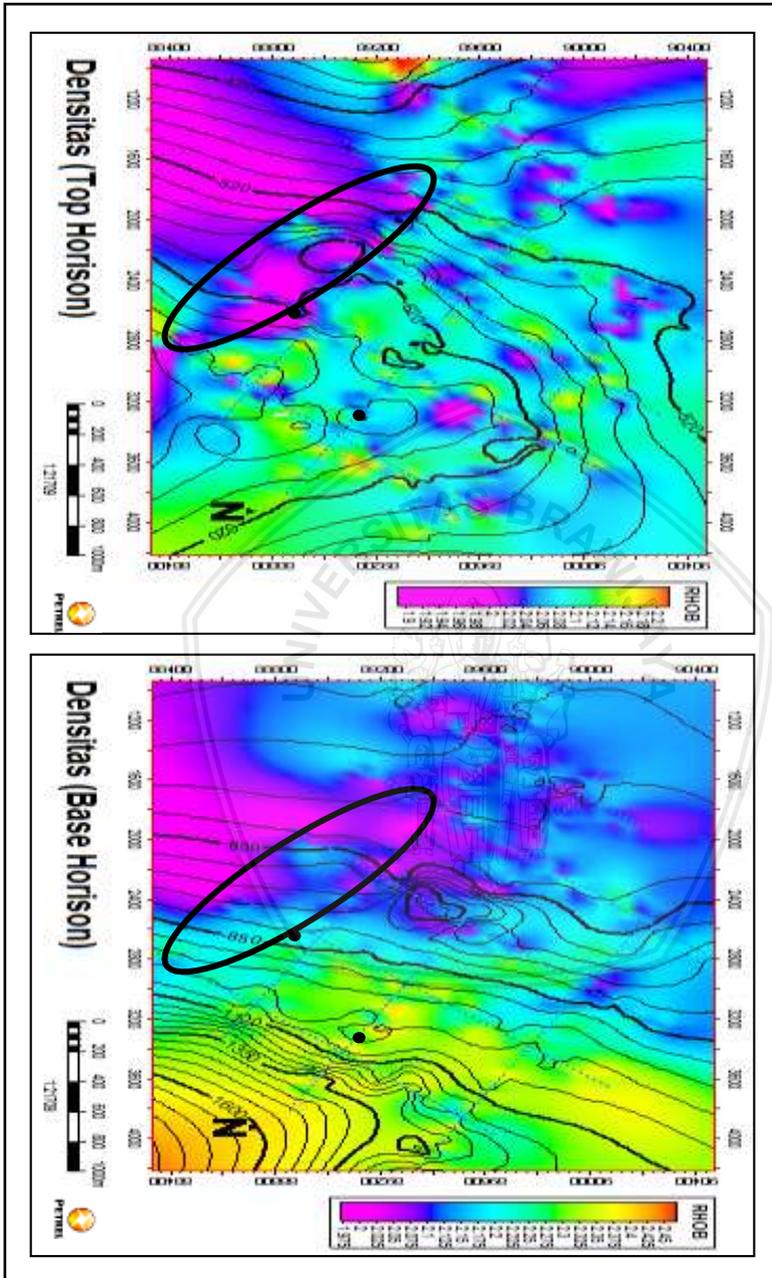
**Gambar 4.12** menunjukkan persebaran lateral nilai densitas pada salah satu penampang seismik hasil multiatribut, nilai densitas tinggi ditunjukkan dengan warna ungu sebesar 2,2 gr/cc dan nilai densitas rendah ditunjukkan dengan warna hijau sebesar 1,2 gr/cc. Selanjutnya dibuat peta persebaran densitas di daerah penelitian, untuk mempermudah dalam menganalisis potensi reservoir hidrokarbon (**Gambar 4.13**).

Berdasarkan peta persebarannya (**Gambar 4.13**), maka dapat diidentifikasi bahwa daerah yang memiliki nilai densitas yang rendah, merupakan daerah yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon. Daerah reservoir ditunjukkan dengan warna biru hingga ungu dengan nilai 1,8 g/cc – 2,2 g/cc yang dibatasi oleh zona hitam. Diasumsikan bahwa hidrogen yang terkandung didalam batuan merupakan gas, namun belum dapat dipastikan apakah hidrokarbon ini merupakan jenis hidrokarbon yang ekonomis dan dapat diproduksi.



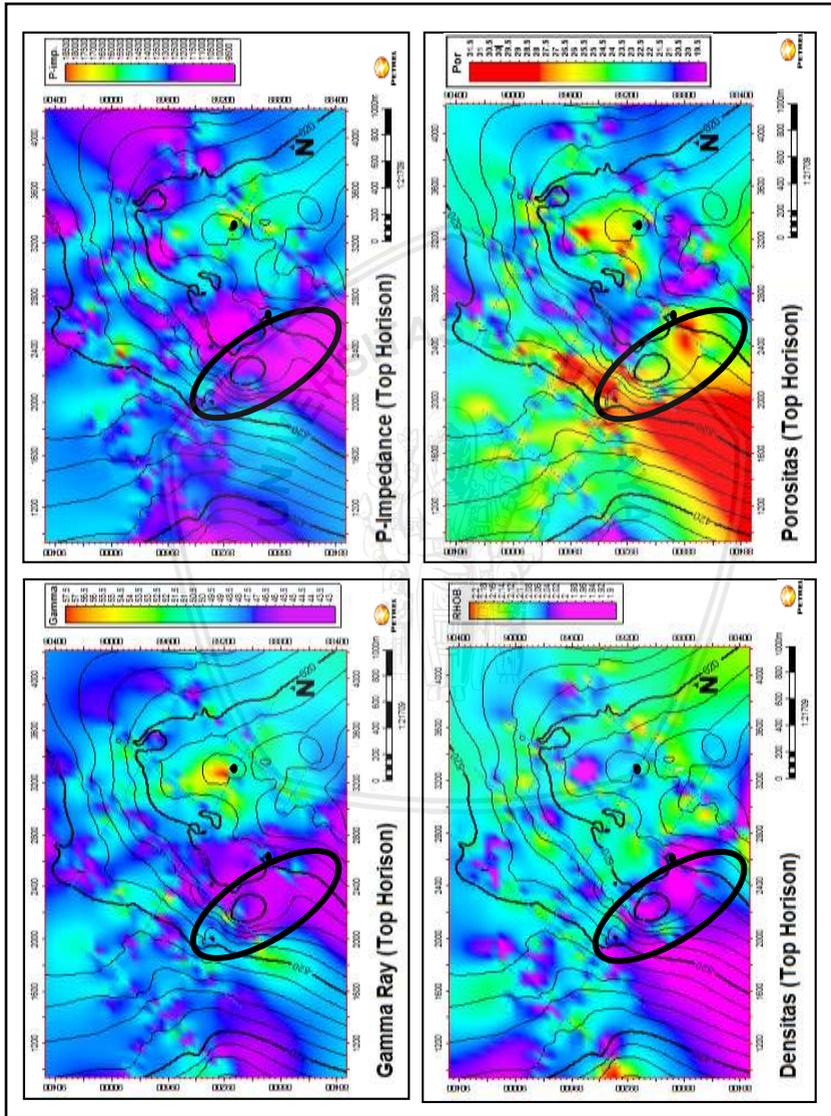
**Gambar 4.12** Penampang seismik multiatribut densitas

Gambar 4.13 Peta persebaran Densitas



### 4.8 Penentuan Daerah Reservoir Prospek

Setelah didapatkan peta persebaran nilai impedansi akustik, *gamma ray*, porositas serta densitasnya, maka dilakukan korelasi pada setiap peta untuk mengkarakterisasi reservoir pada daerah penelitian (**Gambar 4.14**).



Gambar 4.14 Gabungan peta persebaran properti-properti reservoir

repository.ub.ac.id

Berdasarkan peta hasil persebaran properti-properti reservoir pada daerah eksplorasi migas (**Gambar 4.14**), daerah untuk pengembangan sumur selanjutnya memiliki nilai impedansi akustik yang rendah berkisar antara 6000 (m/s) (g/cc) - 12000 (m/s) (g/cc). Daerah reservoir dibatasi oleh zona hitam yang mengarah ke arah barat laut, yang diindikasikan sebagai daerah poros dengan nilai densitas sebesar 1,8 g/cc – 2,2 g/cc dan nilai *gamma ray* yang relatif rendah di bawah 50 API, serta nilai porositas sebesar 24 % - 31%. Sehingga dapat diasumsikan bahwa litologi pada daerah reservoir hidrokarbon berupa batupasir.



## BAB V PENUTUP

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil dan pembahasan penelitian yang telah dilakukan oleh penulis, maka dapat disimpulkan bahwa daerah yang berpotensi sebagai daerah reservoir hidrokarbon untuk pengembangan sumur selanjutnya, memiliki nilai impedansi akustik yang rendah berkisar antara 6000 (m/s) (g/cc) - 12000 (m/s) (g/cc). Daerah reservoir mengarah ke arah barat laut yang diindikasikan sebagai daerah poros, dengan nilai densitas sebesar 1,8 g/cc – 2,2 g/cc dan nilai *gamma ray* yang relatif rendah di bawah 50 API, serta nilai porositas sebesar 24 % - 31 %. Sehingga dapat diasumsikan bahwa litologi pada daerah reservoir hidrokarbon berupa batupasir.

### 5.2 Saran

Berdasarkan hasil penelitian, penulis menyarankan beberapa hal, di antaranya :

1. Penambahan sumur serta lintasan seismik di beberapa lokasi pada daerah eksplorasi, sehingga analisis inversi dan multiatribut dapat memberikan hasil yang lebih akurat.
2. Perlu dilakukannya analisa parameter petrofisika lainnya pada daerah eksplorasi, sehingga dapat dihitung jumlah cadangan hidrokarbon yang terakumulasi.

## DAFTAR PUSTAKA

- Bacon, et al. (1997). *3D Seismic Interpretation*. United Kingdom: Cambridge University Press.
- Braile, L. (2010). *Seismic Wave Demonstrations and Animations*. Purdue University.
- Brown, Alistair. (1999). *Interpretation of Three Dimensional Seismic Data*. USA: AAPG and SEG.
- Dow, D.B. and Sukamto, R. (1984). *Western Papua: the end product of oblique plate convergence in the Late Tertiary. Tectonophysics*. 106, p.109-139.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log: Edisi Revisi-8*. Indonesia: Schlumberger Oil Services.
- Hearst, J. R., & Nelson, P. H. (1985). *Well Logging for Physical Properties*. USA: McGraw Hill Book Company.
- Ibrahim, Gunawan dan Subardjo. (2005). *Pengetahuan Seismologi*. Jakarta: Badan Meteorologi dan Geofisika.
- Maryanto, S. (2016). *Seismik Vulkanologi*. Malang : Tim Ub Press
- Pangabeian, H. dan Hakim, A. S.(1986). *Reservoir Rock Potential of the Paleozoic – Mesozoic Sandstone of the Southern Flank of the Central Range, Papua*. Proceedings Indonesian Petroleum Association 15<sup>th</sup> Annual Convention.
- Perkins, T. W. dan Livsey, A. R. (1993). *Geology of the Jurassic Gas Discoveries in Bintuni Bay, Western Papua Province*. Proceedings Indonesian Petroleum Association 22<sup>nd</sup> Annual Convention, p.793-830.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition*. French: French Consulting Ltd.

repository.ub.ac.id

Rusmana, E., Samodra, H & Sukanta, U. (1995). *Peta Geologi Lembar Timika, skala 1:250.000*. Bandung: Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.

Russel, H. (1999). *Inversion Seismic in Strata*. USA: Software Service Ltd.

Ruwanto, Bambang. (2012). *Asas-Asas Fisika SMA 3A (Edisi Revisi)*. Bogor: Yudhistira.

Schluter. (1983). *Geology and tectonics along the convergent Australian and Banda Sea margins from the Tanimbar trench to the Aru trough; Results of geophysical investigations with the R/V SONNE Cruise SOI 16 111 in 1981*, Report BGR No. 94605, 37 pp.

Sheriff, Robert. (1995). *Exploration Seismologi*. United Kingdom: Cambridge University Press.

Simandjuntak, T.O. and Barber, A.J. (1996). *Contrasting tectonic styles in the Neogene orogenic belts of Indonesia*. In: Hall, R. and Blundell, D., (eds), *Tectonic Evolution of Southeast Asia*. Geological Society Special Publication, 106, p.185-201.

Struckmeyer, H.I.M., Yeung, M., and Pigram, C.J. (1993) . *Mesozoic to Cainozoic plate tectonic and palaeogeographic evolution of the New Guinea Region, Petroleum Exploration and Development in Papua New Guinea, Port Moresby*. Proceedings of 2nd PNG Petroleum Convention, p.261-290.

Sukmono, S. (1999). *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology.

Sukmono, S. (2000). *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Bandung: Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology.

Sukmono, S. (2001). *Karakterisasi Reservoir Seismik*. Bandung: Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology.

Telford, W. M., Geldart, L. P., & Sheriff, R. E. (2001). *Applied Geophysics Secod Edition (Second Edi)*. United States of America: Cambridge University Press.

Veeken P.C.H. (2007). *Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation*. Handbook of Geophysical Exploration, Volume 37.

Winardi, S. (2012). *Pendahuluan Geologi Minyak Bumi*. Yogyakarta: Teknik Universitas Gadjah Mada.

