

**KARAKTERISASI RESERVOAR DENGAN MENGGUNAKAN  
METODE SEISMIC INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA) DAN  
MULTIATRIBUT SERTA APLIKASI METODE SIMULASI  
MONTE CARLO UNTUK ESTIMASI SUMBERDAYA  
PADA LAPANGAN “ PRO ”**

(Skripsi)

Oleh

**Perdana Rizki Ordas**



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
FAKULTAS TEKNIK  
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
2019**

**RESERVOIR CHARACTERIZATION USING ACOUSTIC IMPEDANCA  
(AI) INVERSION SEISMIC AND MULTIATRIBUTTE METHOD AND  
THE APPLICATION OF MONTE CARLO SIMULATION METHOD TO  
ESTIMATE RESOURCES IN “PRO” FIELD**

By

**Perdana Rizki Ordas**

**ABSTRACT**

Analysis of the physical character of sandstone reservoirs in this research is carried out using acoustic impedance inversion and seismic multiattribute method. By using this method, we can separate between sandstone and shale Plover Formation found in “PRO” field, Bonaparte Basin. Acoustic inversion seismic method used in the research is model-based, while for multiattribute seismic used is linear regression multi-attribute to map the volume, density, porosity and saturation of water (SW). Sandstone reservoir that contains dominant hydrocarbon can be found in the southern part of the research area, indicated by acoustic impedance value of 10.000 – 35.000 (ft/s)\*(g/cc), and density value (RHOB) of 2.4-2.6 gr/cc, effective porosity value (PHIE) of 15-20%, and low SW value of 10-20%, which shows that the hydrocarbon in the form of gas. Calculating the value of resources is important after knowing the physical characteristics of the reservoir, thus the value of acoustic impedance inversion and seismic multiattribute can be used in conducting resource calculation. Resource calculation is carried out using the Monte Carlo Simulation method. This method, probabilistic modeling, is used because of the high uncertainty at the bottom of the surface, thus the mathematical function must be random sampling. Based on the resource calculation using Monte Carlo Simulation method, a resource value in the hydrocarbon reservoir P10 is 365.72 BCF (billion cubic feet), in P50 is 214.04 BCF and in P90 is 86.32 BCF.

Keywords : acoustic impedance, multiattribute seismic, monte carlo simulation, sandstone, hydrocarbon, resources.

# **KARAKTERISASI RESEVOAR DENGAN MENGGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA) DAN MULTIATRIBUT SERTA APLIKASI METODE SIMULASI MONTE CARLO UNTUK ESTIMASI SUMBERDAYA PADA LAPANGAN “ PRO ”**

Oleh

**Perdana Rizki Ordas**

## **ABSTRAK**

Analisis mengenai karakter fisis pada reservoir batupasir dalam penelitian ini dilakukan dengan menggunakan metode inversi impedansi akustik dan multiatribut seismik. Dengan menggunakan metode ini, kita dapat memisahkan dengan baik antara batupasir dan serpih Formasi Plover yang terdapat pada Lapangan “PRO”, Cekungan Bonaparte. Metode seismik inversi akustik yang digunakan dalam penelitian yaitu *Model based*, sedangkan untuk seismik multiatribut yang digunakan adalah multiatribut regresi linier dalam memetakan volume densitas, porositas, dan saturasi air (SW). Reservoir batupasir (*sandstone*) yang mengandung hidrokarbon dominan berada pada bagian selatan daerah penelitian dengan ditunjukkan oleh nilai impedansi akustik sebesar 10.000 – 35.000  $(ft/s)*(g/cc)$ , serta nilai densitas (RHOB) sebesar 2.4 – 2.6 gr/cc, nilai porositas efektif (PHIE) sebesar 15 – 20%, dan nilai SW yang rendah sekitar 10 – 20% yang mengindikasikan hidrokarbon berupa gas. Menghitung nilai sumber daya merupakan hal yang penting setelah mengetahui karakter fisis suatu reservoir, sehingga hasil dari inversi impedansi akustik dan multiatribut seismik dapat digunakan dalam melakukan perhitungan sumber daya. Perhitungan sumber daya dilakukan dengan menggunakan metode simulasi monte carlo. Digunakannya metode simulasi monte carlo yang merupakan pemodelan probabilistik karena pada bawah permukaan memiliki *uncertainty* (ketidakpastian) yang tinggi, sehingga fungsi matematikanya harus bersifat random sampling. Berdasarkan perhitungan sumber daya dengan metode simulasi monte carlo, didapatkan P10 nilai sumber daya yang terdapat di dalam reservoir hidrokarbonnya sebesar 365.72 BCF (*bilion cubic feet*), kemudian pada P50 214.04 BCF (*bilion cubic feet*) dan P90 memiliki nilai sumber daya sebesar 86.32 BCF (*bilion cubic feet*).

Kata Kunci: impedansi akustik, multiatribut seismik, simulasi monte carlo, batupasir, hidrokarbon, sumber daya.

**KARAKTERISASI RESERVOAR DENGAN MENGGUNAKAN  
METODE SEISMIC INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA)  
DAN MULTITRIBUT SERTA APLIKASI METODE  
SIMULASI MONTE CARLO UNTUK ESTIMASI  
SUMBERDAYA PADA LAPANGAN “ PRO ”**

Oleh

*Perdana Rizki Ordas*

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar  
SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Universitas Lampung



KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
FAKULTAS TEKNIK  
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
2019

Judul Skripsi : **KARAKTERISASI RESERVOAR DENGAN  
MENGUNAKAN METODE SEISMIK  
INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA)  
DAN MULTIATRIBUT SERTA APLIKASI  
METODE SIMULASI MONTE CARLO  
UNTUK ESTIMASI SUMBERDAYA PADA  
LAPANGAN "PRO"**

Nama Mahasiswa : **Perdana Rizki Ordas**

Nomor Pokok Mahasiswa : 1515051048

Program Studi : Teknik Geofisika S-1

Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik

**MENYETUJUI**

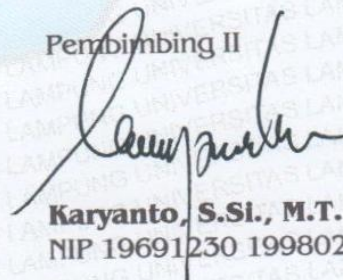
**1. Komisi Pembimbing**

Pembimbing I



**Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**  
NIP 19661222 199603 1 001

Pembimbing II



**Karyanto, S.Si., M.T.**  
NIP 19691230 199802 1 001

**2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika**



**Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.**  
NIP 19750911 200012 1 002

**MENGESAHKAN**

**1. Tim Penguji**

**Ketua : Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.** .....

**Sekretaris : Karyanto, S.Si., M.T.** .....

**Penguji  
Bukan Pembimbing : Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.** .....



**Prof. Dr. Suharno, M.Sc., Ph.D.**  
NIP 19620717 198703 1 002

**Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 17 Mei 2019**

## PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah dilakukan orang lain, dan sepanjang pengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka, selain itu saya menyatakan pula bahwa skripsi ini dibuat oleh saya sendiri.

Apabila pernyataan saya tidak benar maka saya bersedia dikenai sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 10 Mei 2019

Penulis



  
Perdana Rizki Ordas

## RIWAYAT HIDUP



Perdana Rizki Ordas dilahirkan di Jakarta pada tanggal 23 Juli 1997. Penulis merupakan anak pertama dari Bapak Ordas Dewanto dan Ibu Dwi Mukti Asri. Penulis menyelesaikan pendidikan Taman Kanak-kanak di TK Al-Azhar 4 pada tahun 2002. Sekolah Dasar di SD Al-Azhar II pada tahun 2009. Sekolah Menengah Pertama di SMP Al-Kautsar pada tahun 2011. Sekolah Menengah Atas di SMA Negeri 3 Bandar Lampung pada tahun 2015. Saat di SMA penulis mengikuti organisasi Palang Merah Remaja (PMR) dan Majelis Permusyawaratan Kelas (MPK). Pada tahun 2013-2014 penulis menjabat sebagai Ketua Palang Merah Remaja (PMR) di SMA Negeri 3 Bandar Lampung.

Kemudian tahun 2015 penulis terdaftar sebagai mahasiswi Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung dengan jalur SBMPTN. Pada Tahun 2016 penulis menjadi anggota Himpunan Mahasiswa (HIMA) TG Bhuwana Universitas Lampung dan menjadi anggota bidang Kesetariatan (KRT). Pada Tahun 2016 penulis menjadi Student Volunteer Pit HAGI ke-41 dan tahun 2017 penulis bergabung menjadi anggota Himpunan Ahli Geofisika Indonesia



(HAGI). Pada Tahun 2018 di bulan Januari-Maret, penulis melakukan Kerja Praktek (KP) di Imbondeiro Global Solution, BSD City dengan mengambil tema “ Penerapan Metode Post Stack 3D Time Migration (PSTM) untuk Meningkatkan Resolusi Penampang Data Seismik di Lapangan “PRO”. Pada bulan Juli-Agustus penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Pelindung Jaya, Kecamatan Gunung Pelindung, Kabupaten Lampung Timur. Penulis juga terdaftar sebagai asisten dosen mata kuliah Eksplorasi Seismik pada tahun 2018 dan mata kuliah Seismik Stratigrafi pada tahun 2019. Kemudian bulan September-November penulis melakukan Tugas Akhir untuk penulisan skripsi di PPTMBG LEMIGAS, Jakarta Selatan yang berjudul **KARAKTERISASI RESEVOAR DENGAN MENGGUNAKAN METODE SEISMİK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA) DAN MULTIATRIBUT SERTA APLIKASI METODE SIMULASI MONTE CARLO UNTUK ESTIMASI SUMBERDAYA PADA LAPANGAN “ PRO ”**.

## **PERSEMBAHAN**

*Bismillahirrohmaanirrohiim*

Dengan rasa syukur dan penuh kebahagiaan, ku persembahkan karyaku untuk:

*Ibu dan Bapak Tersayang*

Salah satu tujuan hidupku untuk membahagiakan kedua orangtuaku

I Love You

*Adiku dan TanteKu*

Yang selalu memberi dukungan yang sangat luar biasa

## MOTTO

*Allah tidak Membebani Seseorang Melainkan Sesuai Dengan  
kesanggupannya*

(QS Al-Baqarah : 286)

*Jangan pernah menyerah jika kamu masih ingin mencoba.  
Jangan biarkan penyesalan datang, karena kamu selangkah lagi  
untuk menang*

(R.A. Kartini)

*All our dreams can come true if we have the courage to pursue them*

(Walt Disney)

*Belum tentu saat ini yang dibanggakan akan menjadi emas kelak  
nanti*

(Penulis)

## **KATA PENGHANTAR**

Puji syukur senantiasa saya hanturkan kehadirat Allah SWT yang telah memberikan nikmat dan kesempatan sehingga penulis dapat menyelesaikan Skripsi ini dengan tepat waktu. Tak lupa shalawat serta salam mari kita hanturkan kepada Nabi Muhammad SAW yang telah mengantarkan kita melewati masa jahiliyah sampai ke masa sekarang ini. Skripsi ini berjudul “ **Karakterisasi Reservoir Dengan Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik (IA) dan Multiatribut Serta Aplikasi Metode Simulasi Monte Carlo Untuk Estimasi Sumber Daya Pada Lapangan PRO**”. Yang dilaksanakan di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (**PPPTMBG LEMIGAS**) Skripsi ini merupakan salah satu Tugas Akhir dalam mendapatkan gelar S1 Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan dari skripsi ini, maka apabila ditemukan kesalahan pada skripsi ini, kiranya dapat memberikan saran maupun kritik pada penulis. Demikianlah kata penghantar yang dapat penulis sampaikan, apabila ada salah kata saya mohon maaf, kepada Allah SWT saya mohon ampun.

**Penulis**

**Perdana Rizki Ordas**

## SANWACANA

Puji syukur senantiasa saya hanturkan kehadiran Allah SWT yang telah memberikan nikmat dan kesempatan serta selalu diberikan petunjuk sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan tepat waktu. Skripsi ini berjudul “**Karakterisasi Reservoir Dengan Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik (AI) dan Multiatribut Serta Aplikasi Metode Simulasi Monte Carlo Untuk Estimasi Sumber Daya Pada Lapangan “PRO”**”. Penulis berharap karya yang merupakan wujud dari kerja dan pemikiran yang maksimal ini akan bermanfaat di kemudian hari.

Penulis menyadari selama melakukan skripsi ini tidak lepas dari bimbingan, dukungan serta doa dari beberapa pihak. Oleh karena itu dengan segala hormat penulis mengucapkan terimakasih kepada :

1. Allah SWT
2. Kedua orangtua saya, Bapak Ordas Dewanto dan Ibu Dwi Mukti Asri yang selalu senantiasa mendoakan, memberi dukungan serta semangat yang tiada henti-hentinya dalam hal pendidikan. Terimakasih juga kepada Adik saya Nurul Rizki Ordas yang selalu menemani saat berlangsungnya pembuatan skripsi sampai saya mendapatkan gelar sarjana.

3. Mbah Siti Aminah yang selalu memperhatikan saya dikala lupa akan makan dan Tante Ani yang selalu mendukung dan mendoakan saya.
4. Terimakasih kepada Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung, Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
5. Bapak Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing akademi (PA) terimakasih selama 3tahun 5bulan penulis selalu diberikan dukungan dalam hal apapun.
6. Terimakasih kepada PPPTMBG LEMIGAS yang telah memberikan kesempatan dalam melaksanakan Tugas Akhir.
7. Terimakasih kepada Bapak Egi Wijaksono, S.T., M.T. selaku pembimbing lapangan di PPPTMBG LEMIGAS Eksplorasi 3 atas ilmu yang diberikan selama 2bulan 2minggu sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir.
8. Terimakasih kepada Bapak Franciscus Sinartio, Bapak Kusnarya dan Bapak Sulis telah memberikan ilmu-ilmu dan bimbingan serta senantiasa selalu menjadi tempat bertanya dalam melakukan tugas akhir.
9. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku pembimbing 1 saya, terimakasih atas bimbingan dan saran dalam proses penyelesaian tugas akhir ini.
10. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku pembimbing 2 saya, terimakasih atas bimbingan dan saran dalam proses penyelesaian tugas akhir ini.
11. Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si. selaku pembahas dalam tugas akhir.
12. Terimakasih kepada Dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung atas semua ilmu yang selama ini diberikan.
13. Terimakasih kepada Pak Legino, Mbak Dhea, dan Babe yang selalu membantu dalam proses administrasi.

14. Terimakasih kepada Kak Idon, Awal, Kak Ika dan Kak Tedy yang senantiasa menjadi tempat bertanya dan diskusi dalam tugas akhir.
15. Aditya Nugroho terimakasih selama masa perkuliahan telah menjadi partner dalam hal apapun serta selalu memberi dukungan dan motivasi sampai akhirnya penulis mendapatkan gelar sarjana.
16. Zeallin Istiqomah Rizal dan Aditya Nugroho terimakasih telah menjadi teman seperjuangan tugas akhir di PPPTMBG LEMIGAS sehingga kita dapat menyelesaikan tugas akhir dengan tepat waktu.
17. Sahabat-Sahabatku (bego-bego lucu) Zeallin Istiqomah Rizal, Rindi Antika Sari dan Firda Aulia Larasati terimakasih telah menjadi partner dalam perkuliahan dan selalu memberi dukungan dalam menyelesaikan skripsi ini.
18. Terimakasih kepada Tata, Desy, Ayu Yuliani, Nopi, Maul, Dyna, Sunar, Risma, Fauzan, Tiara, Lia, Rani selalu memberi motivasi dan semangat serta menjadi tempat berdiskusi dalam mengerjakan revisi skripsi di Lab Eksplorasi Geofisika.
19. Terimakasih kepada keluarga besar Teknik Geofisika 2015 atas kerjasama dalam menjalani perkuliahan dan selalu memberi motivasi dalam mengerjakan skripsi.
20. Terimakasih kepada Rona, Opi, Talla, Rahma, Rista, Firstya, Febitri, Uli dan Tasya teman mainku disaat ku jenuh dan lelah mengerjakan skripsi.

Penulis menyadari masih terdapatnya kekurangan dalam melakukan penulisan skripsi ini, maka dari itu penulis mengharapkan saran dan kritik yang membangun demi perbaikan mendatang kemudian penulis sangat berterimakasih kepada kalian semua dalam bantuan, dukungan serta doanya, semoga Allah SWT senantiasa

membalas semua kebaikan kalian semua dan semoga skripsi ini bermanfaat dan berguna bagi kita semua. Amin

Bandar Lampung, 10 Mei 2019

Penulis,

**Perdana Rizki Ordas**



## DAFTAR ISI

	Halaman
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>i</b>
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>ii</b>
<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	<b>iii</b>
<b>HALAMAN PERSETUJUAN</b> .....	<b>iv</b>
<b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....	<b>v</b>
<b>PERNYATAAN</b> .....	<b>vi</b>
<b>RIWAYAT HIDUP</b> .....	<b>vii</b>
<b>PERSEMBAHAN</b> .....	<b>ix</b>
<b>MOTTO</b> .....	<b>x</b>
<b>KATA PENGHANTAR</b> .....	<b>xi</b>
<b>SANWACANA</b> .....	<b>xii</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>xvi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>xx</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>xxv</b>
<b>I. PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian .....	3
1.3 Batasan Masalah.....	3

## TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Penelitian.....	4
2.2 Struktur Geologi .....	5
2.3 Stratigrafi Regional.....	7

## III. TEORI DASAR

3.1 Seismik Inversi .....	10
3.2 Konsep Dasar Seismik Refleksi .....	12
3.3 Konsep Hukum Fisika Gelombang Seismik .....	12
3.3.1 Hukum <i>Snellius</i> .....	12
3.3.2 Prinsip <i>Huygens</i> .....	14
3.3.3 Prinsip Fermat .....	15
3.4 <i>Acoustic Impedance</i> (Impedansi Akustik) .....	15
3.5 Koefisien Refleksi.....	16
3.6 <i>Wavelet</i> .....	17
3.6.1 <i>Zero Phase Wavelet</i> .....	18
3.6.2 <i>Minimum Phase Wavelet</i> .....	18
3.6.3 <i>Maximum Phase Wavelet</i> .....	18
3.6.1 <i>Mixed Phase Wavelet</i> .....	18
3.7 Polaritas <i>Wavelet</i> .....	19
3.8 Resolusi Seismik.....	20
3.8.1 Resolusi Vertikal .....	20
3.8.2 Resolusi Horizontal .....	21
3.9 Seismogram Sintetik .....	21
3.10 Chekshot .....	22
3.11 Well To Seismic Tie .....	23
3.12 Data Sumur .....	24
3.12.1 Log GammaRay .....	24
3.12.2 Log Sonic .....	24
3.12.3 Log Densitas .....	25
3.12.4 Log Neutron .....	25
3.12.5 Log Listrik.....	26

3.12.6 Log Porositas.....	27
3.12.7 Saturasi Air ( <i>SW</i> ) .....	31
3.13 Analisis Multiatribut .....	34
3.13.1 <i>Crossplot</i> Atribut .....	36
3.13.2 Regresi Linier Multiatribut .....	38
3.13.3 Metode <i>Step-wise Regression</i> .....	40
3.13.4 Validasi.....	41
3.14 Seismik Atribut .....	44
3.15 Atribut Input Dalam Analisis Multiatribut .....	45
3.16 Simulasi Monte Carlo .....	47
3.17 Perhitungan Sumber Daya .....	48
3.18 Data Persentil .....	48
3.18.1 Persentil data tunggal.....	49

#### **IV. METODELOGI PENELITIAN**

4.1 Waktu dan Tempat Penelitian .....	50
4.2 <i>Software</i> dan <i>Hardware</i> .....	51
4.3 Data Penelitian .....	51
4.3.1 Data Seismik .....	51
4.3.2 Data Sumur .....	52
4.3.3 Data Marker .....	52
4.3.4 Data <i>Chekshot</i> .....	53
4.4 Tahap Pengolahan Data .....	53
4.4.1 Pengolahan dan Analisis Data Sumur .....	53
4.4.2 <i>Ekstrasi Wavelet</i> .....	56
4.4.3 <i>Well to Seismic Tie</i> .....	57
4.4.4 <i>Picking Horizon</i> .....	58
4.4.5 <i>Picking Fault</i> .....	59
4.4.6 <i>Time Structure Map</i> dan <i>Depth Structure Map</i> .....	60
4.4.7 Analisis Sentitivitas.....	63
4.4.8 Model Inisial .....	63
4.4.9 Inversi Impedansi Akustik dengan Metode Model <i>Base</i> .....	63

4.4.10 Analisis Multiatribut .....	64
4.4.11 Metode <i>Regresi Linier</i> dengan Teknik <i>Step-wise Regression</i> .....	64
4.4.12 Simulasi Monte Carlo .....	65
4.4.13 Perhitungan Volume <i>Bulk</i> Secara Analitis .....	65
4.5 Diagram Alir .....	67

## V. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Pengolahan Data Sumur dan Analisis Log .....	68
5.2 Analisis Sentitivitas .....	72
5.3 Analisis <i>Well to Seismic Tie</i> .....	77
5.4 Model Inisial .....	81
5.5 Inversi Impedansi Akustik .....	85
5.6 Interpretasi Horizon dan <i>Fault</i> .....	87
5.7 <i>Time Structure</i> dan <i>Depth Structure Map</i> .....	89
5.8 Analisis Multiatribut .....	92
5.9 Peta Persebaran Porositas .....	106
5.10 Peta Persebaran $S_w$ .....	107
5.11 Analisis Simulasi Monte Carlo .....	108
5.12 Perhitungan Sumber Daya .....	109

## VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan .....	116
6.2 Saran .....	117

## DAFTAR PUSTAKA

## DAFTAR GAMBAR

	Halaman
<b>Gambar 1.</b> Lokasi penelitian Cekungan Bonaparte .....	4
<b>Gambar 2.</b> Tektonik Cekungan Bonaparte .....	7
<b>Gambar 3.</b> Stratigrafi regional pada Cekungan Bonaparte.....	9
<b>Gambar 4.</b> Pembagian jenis metode seismik inversi .....	11
<b>Gambar 5.</b> Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium untuk gelombang <i>P</i> .....	13
<b>Gambar 6.</b> Prinsip <i>huygens</i> .....	14
<b>Gambar 7.</b> Prinsip <i>fermat</i> .....	15
<b>Gambar 8.</b> Koefisien refleksi.....	17
<b>Gambar 9.</b> Jenis-jenis wavelet (a) <i>Minimum phase</i> (b) <i>Mixed phase</i> (c) <i>Maximum phase</i> (d) <i>Zero phase</i> .....	19
<b>Gambar 10.</b> Polaritas menurut <i>society of exploration geophysicists</i> (SEG) (a) Fase minimum (b) Fase nol .....	20
<b>Gambar 11.</b> Sintetik Seismogram yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan wavelet.....	22
<b>Gambar 12.</b> <i>Conventional cross-plot</i> antara ‘log target’ dan ‘atribut seismik’.	36
<b>Gambar 13.</b> Penerapan transformasi non- <i>linier</i> terhadap target dan atribut mampu meningkatkan korelasi diantara keduanya.....	38

<b>Gambar 14.</b> Contoh kasus tiga atribut seismik .....	39
<b>Gambar 15.</b> Plot pada prediksi <i>error</i> terhadap jumlah atribut yang dipakai dalam transformasi.....	41
<b>Gambar 16.</b> Ilustrasi <i>cross-validasi</i> .....	42
<b>Gambar 17.</b> Validasi <i>error</i> .....	44
<b>Gambar 18.</b> Geometri pada data penelitian .....	51
<b>Gambar 19.</b> Tampilan log yang mengandung zona prospek hidrokarbon pada sumur PRO1.....	54
<b>Gambar 20.</b> Tampilan log yang mengandung zona tidak prospek hidrokarbon pada sumur PRO2 .....	54
<b>Gambar 21.</b> Tampilan log yang mengandung zona prospek hidrokarbon pada sumur PRO3.....	55
<b>Gambar 22.</b> Tampilan log yang mengandung zona prospek hidrokarbon pada sumur PRO4.....	55
<b>Gambar 23.</b> Hasil <i>ekstraksi wavelet</i> menggunakan metode <i>statistical</i> .....	57
<b>Gambar 24.</b> Hasil <i>picking horizon</i> .....	59
<b>Gambar 25.</b> Hasil <i>picking fault</i> .....	60
<b>Gambar 26.</b> <i>Time structure map (top_plover)</i> .....	61
<b>Gambar 27.</b> <i>Time structure map (base_plover)</i> .....	61
<b>Gambar 28.</b> <i>Depth structure map (top_plover)</i> .....	62
<b>Gambar 29.</b> <i>Depth structure map (base_plover)</i> .....	62
<b>Gambar 30.</b> Nilai prediksi <i>error</i> paling baik .....	65
<b>Gambar 31.</b> <i>Crosure</i> terluar dan terdalam .....	66
<b>Gambar 32.</b> Mencari nilai <i>acre-feet</i> .....	66

<b>Gambar 33.</b> Diagram alir penelitian .....	67
<b>Gambar 34.</b> Analisis reservoir pada sumur PRO1 .....	69
<b>Gambar 35.</b> Analisis reservoir pada sumur PRO2 .....	70
<b>Gambar 36.</b> Analisis reservoir pada sumur PRO3 .....	71
<b>Gambar 37.</b> Analisis reservoir pada sumur PRO4 .....	72
<b>Gambar 38.</b> <i>Cross plot log gamma ray</i> dengan <i>log p-impedance</i> pada sumur PRO1.....	73
<b>Gambar 39.</b> Tampilan <i>log gamma ray</i> dengan <i>log p-impedance setelah cross plot</i> .....	73
<b>Gambar 40.</b> <i>Cross plot log gamma ray</i> dengan <i>log p-impedance</i> pada sumur PRO2.....	74
<b>Gambar 41.</b> Tampilan <i>log gamma ray</i> dengan <i>log p-impedance setelah cross plot</i> .....	74
<b>Gambar 42.</b> <i>Cross plot log gamma ray</i> dengan <i>log p-impedance</i> pada sumur PRO3.....	75
<b>Gambar 43.</b> Tampilan <i>log gamma ray</i> dengan <i>log p-impedance setelah cross plot</i> .....	75
<b>Gambar 44.</b> <i>Cross plot log gamma ray</i> dengan <i>log p-impedance</i> pada sumur PRO4.....	76
<b>Gambar 45.</b> Tampilan <i>log gamma ray</i> dengan <i>log p-impedance setelah cross plot</i> .....	76
<b>Gambar 46.</b> <i>Wavelet statistical</i> .....	78
<b>Gambar 47.</b> Hasil <i>well seismic tie</i> sumur PRO1.....	79
<b>Gambar 48.</b> Hasil <i>well seismic tie</i> sumur PRO2.....	80

<b>Gambar 49.</b> Hasil <i>well seismic tie</i> sumur PRO3.....	80
<b>Gambar 50.</b> Hasil <i>well seismic tie</i> sumur PRO4.....	81
<b>Gambar 51.</b> Model inisial .....	82
<b>Gambar 52.</b> Analisis model inisial sumur PRO1.....	82
<b>Gambar 53.</b> Analisis model inisial sumur PRO2.....	83
<b>Gambar 54.</b> Analisis model inisial sumur PRO3.....	83
<b>Gambar 55.</b> Analisis model inisial sumur PRO4.....	84
<b>Gambar 56.</b> Hasil inversi .....	86
<b>Gambar 57.</b> Peta persebaran impedansi akustik .....	87
<b>Gambar 58.</b> <i>Picking horizon</i> .....	88
<b>Gambar 59.</b> <i>Picking fault</i> (patahan).....	89
<b>Gambar 60.</b> <i>Time structure map</i> .....	90
<b>Gambar 61.</b> <i>Time structure map</i> bentuk 3D .....	90
<b>Gambar 62.</b> <i>Depth structure map</i> bentuk 3D.....	91
<b>Gambar 63.</b> <i>Depth structure map</i> .....	91
<b>Gambar 64.</b> Hasil input data log <i>porosity</i> (warna merah), data seismik warna hitam) dan inversi seismik (warna biru) dan <i>density</i> (warna biru kolom ke-4).....	93
<b>Gambar 65.</b> Data log <i>porosity</i> setelah di <i>smoot</i> .....	93
<b>Gambar 66.</b> Pemilihan atribut <i>pseudo-porosity</i> .....	94
<b>Gambar 67.</b> Kurva validator <i>pseudo-porosity</i> .....	95
<b>Gambar 68.</b> <i>Cross plot</i> prediksi <i>porosity</i> dan nilai korelasi .....	96
<b>Gambar 69.</b> Hasil <i>training result</i> data pada <i>porosity</i> .....	97
<b>Gambar 70.</b> Hasil <i>validation</i> data pada <i>porosity</i> .....	97



<b>Gambar 71.</b> Volume prediksi <i>pseudo-porosity</i> sumur PRO1 .....	98
<b>Gambar 72.</b> Volume prediksi <i>pseudo-porosity</i> sumur PRO2 .....	98
<b>Gambar 73.</b> Volume prediksi <i>pseudo-porosity</i> sumur PRO3 .....	98
<b>Gambar 74.</b> Hasil input data log <i>density</i> (warna merah), data seismik warna hitam) dan inversi seismik (warna biru) .....	99
<b>Gambar 75.</b> Data log <i>density</i> setelah di <i>smoot</i> .....	100
<b>Gambar 76.</b> Pemilihan atributt <i>pseudo-density</i> .....	100
<b>Gambar 77.</b> Kurva validator <i>pseudo-density</i> .....	101
<b>Gambar 78.</b> <i>Cross plot</i> prediksi <i>density</i> dan nilai korelasi .....	102
<b>Gambar 79.</b> Hasil <i>training result</i> data pada <i>density</i> .....	103
<b>Gambar 80.</b> Hasil <i>validation</i> data pada <i>density</i> .....	103
<b>Gambar 81.</b> Volume prediksi <i>pseudo-density</i> pada sumur PRO1 .....	104
<b>Gambar 82.</b> Volume prediksi <i>pseudo-density</i> pada sumur PRO2 .....	104
<b>Gambar 83.</b> Volume prediksi <i>pseudo-density</i> pada sumur PRO3 .....	105
<b>Gambar 84.</b> Volume prediksi <i>pseudo-density</i> pada sumur PRO4 .....	105
<b>Gambar 85.</b> Persebaran peta <i>porosity</i> .....	107
<b>Gambar 86.</b> Peta <i>Sw</i> .....	108
<b>Gambar 87.</b> Nilai lapisan terluar (garis warna merah) dan terdalam (garis warna kuning) .....	109
<b>Gambar 88.</b> Hasil P10 dan P50 .....	112
<b>Gambar 89.</b> Hasil P90 .....	113
<b>Gambar 90.</b> Kurva distribusi normal untuk mengetahui nilai sumberdaya .....	114
<b>Gambar 91.</b> Grafik hasil perhitungan sumber daya dari metode simulasi monte carlo .....	115

## DAFTAR TABEL

	Halaman
<b>Tabel 1.</b> Kualitas reservoir .....	29
<b>Tabel 2.</b> Densitas matriks dari berbagai macam litologi .....	30
<b>Tabel 3.</b> <i>Time schedule</i> penelitian .....	50
<b>Tabel 4.</b> Kelengkapan data sumur .....	52
<b>Tabel 5.</b> Nilai posisi sumur pada seismik.....	52
<b>Tabel 6.</b> Hasil korelasi.....	58
<b>Tabel 7.</b> Hasil nilai korelasi.....	79
<b>Tabel 8.</b> Hasil korelasi dan <i>error</i> pada model inisial .....	85
<b>Tabel 9.</b> Nilai parameter perhitungan sumber daya.....	110

# I. PENDAHULUAN

## 1.1 Latar Belakang

Seiring berjalanya zaman, sumber daya energi semakin meningkat khususnya pada bahan bakar minyak dan gas bumi. Akan tetapi peningkatan ini tidak diimbangi dengan adanya hidrokarbon yang tereskplorasi, sehingga perlu dilakukannya eksplorasi lebih lanjut. Dalam eksplorasi ini metode seismik yang dimana bagian dari metode geofisika digunakan sebagai pengembangan eksplorasi dibidang industri minyak dan gas bumi. Target utama dalam eksplorasi ini adalah reservoir dimana reservoir adalah tempat terakumulasinya minyak dan gas bumi, untuk mengetahui keberadaan suatu reservoir perlu dilakukannya eksplorasi seismik lanjut dimana akuisisi data seismik merupakan tahap awal dalam kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi dengan menggunakan suatu metode geofisika diantaranya metode seismik yang memanfaatkan suatu penjalaran gelombang yang melewati sumber seismik buatan di bawah permukaan kemudian terekam oleh receiver, yang hasilnya berupa penampang seismik yang menggambarkan sebuah lapisan batuan di bawah permukaan untuk memperlihatkan letak dari reservoir tersebut kemudian dijadikan bahan untuk interpretasi data seismik. Dalam interpretasi data seismik kelengkapan dari data sumur dan data seismik,

salah satu hal yang terpenting dalam eksplorasi hidrokarbon, tujuannya supaya data seismik dan data sumur ini mengintergrasi antar kedua data tersebut agar dapat digunakan dalam beberapa metode seismik, diantaranya metode seismik inversi. Penelitian kali ini menggunakan metode inversi yaitu Impedansi Akustik. Metode Seismik inversi impedansi akustik bertujuan untuk mengidentifikasi litologi di bawah permukaan bumi dengan pola struktur yang ada. Dengan metode inverse *seismic impedansi akustik*, informasi mengenai sifat fisis batuan reservoir dapat diketahui dari data seismik yang dikontrol dengan data log sumur. Hasil dari inversi tersebut berupa informasi impedansi akustik (*AI*) yang merupakan fungsi dari perkalian densitas dan kecepatan gelombang *P* yang dapat membantu menganalisis karakter fisis batuan. Menghitung nilai sumber daya salah satu hal yang penting setelah mengetahui karakter fisis suatu reservoir. Tujuan menghitung sumberdaya yaitu untuk mengetahui besarnya nilai sumberdaya yang mengandung gas secara keseluruhan pada lapangan tersebut.

Dalam penentuan sumber daya hidrokarbon ada beberapa metode yang dapat dilakukan untuk menghitung sumber daya hidrokarbon, diantaranya yaitu metode simulasi monte carlo yang dipakai pada pengolahan dari penelitian ini. Metode simulasi monte carlo merupakan pemodelan yang dilakukan secara probabilistik, yaitu sebuah model yang selamanya tidak konstan, memiliki kecenderungan mengikuti probabilistik tertentu, sehingga pemodelan probabilistik digunakan karena mengakomodir *uncertainty* (Ketidakpastian). Secara teknis, digunakannya metode simulasi monte carlo yang merupakan pemodelan probabilistik karena pada bawah permukaan memiliki *uncertainty* (ketidakpastian) yang tinggi, sehingga fungsi matematikanya harus bersifat random sampling. Kemudian hasil

akhir dari perhitungan dengan simulasi monte carlo ini nantinya yaitu berupa P10, P50 dan P90.

## **1.2 Tujuan Penelitian**

Tujuan dari penelitian ini, yaitu:

1. Menentukan dan mengidentifikasi suatu area pengembangan potensi hidrokarbon.
2. Menentukan persebaran properti reservoir pada lapisan target dengan mengaplikasikan metode inversi impedansi akustik dan multiatribut.
3. Menentukan sumber daya hidrokarbon dengan pembagian nilai probabilitas Metode Monte Carlo.

## **1.3 Batasan Masalah**

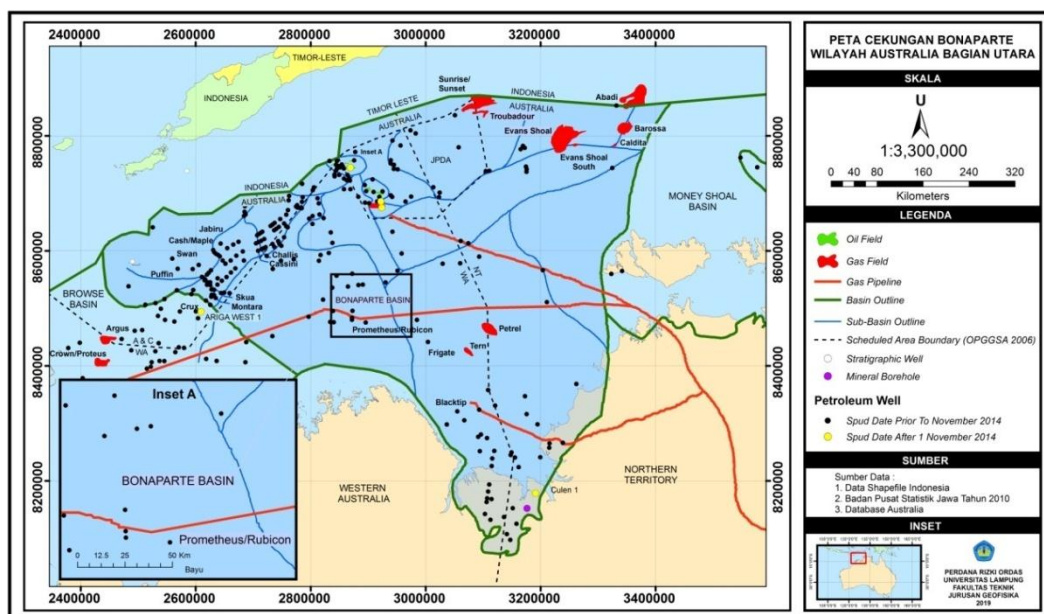
Adapun batasan masalah pada penelitian ini, yaitu:

1. Penelitian ini terdapat 4 sumur dimana hanya 3 sumur yang mengandung hidrokarbon di lapangan "PRO".
2. Dalam melakukan inversi impedansi akustik menggunakan inversi *model based*.
3. Melakukan perhitungan probabilitas.

## II. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian ini terletak di Cekungan Bonaparte yang merupakan bagian dari batas pasif lempeng Australia bagian utara, yang termasuk kedalam Graben Calder, Cekungan Bonaparte. Cekungan Bonaparte ini tersusun atas sub-cekungan berumur Mesozoik dan Paleozoik dan beberapa area paparan. Secara umum pembentukan cekungan di kontrol oleh beberapa fase penting diantaranya ekstensi pada Paleozoik yang diikuti oleh kompresi pada umur Trias dan kembali ekstensi pada Mesozoik yang mengalami puncak ketika pecahnya Gondwana Land di umur Jura Tengah.



Gambar 1. Lokasi penelitian Cekungan Bonaparte (Modifikasi dari O'Brien 1993)

## 2.2 Struktur Geologi

Struktur Cekungan Bonaparte terdiri dari umur Mesozoic dan Paleozoic pada sub-cekungan daerah Platform. Cekungan Bonaparte yang berada dibagian Utara margin Continent Australia yang terletak di lepas pantai (*offshore*) dengan memiliki luas area kurang lebih 270.000 m<sup>2</sup>, kemudian terdapat dua jenis proses dalam pembentukan Cekungan Bonaparte diantaranya pada saat umur Paleozoic yang memiliki daerah fase ekstensi sedangkan pembentukan fase ke dua yaitu pada saat umur akhir Triassic yang mengalami fase kompresi. Selanjutnya pada bagian Utara Cekungan Bonaparte mengalami perbatasan dengan Gap Timor, sedangkan pada bagian Selatan mengalami perbatasan dengan Darwin Australia, dan pada bagian Barat dimana Cekungan ini langsung berbatasan dengan lepas Indonesia. Kemudian Cekungan Bonaparte deposenter pusat utamanya terdapat di lepas pantai (*offshore*), yang terdapat dari ekstensi luar Sub-cekungan Petrel, cekungan pada bagian sebelah Timor Gap merupakan deposenter orthogonal pada Sahul Sinklin dan Malita Graben. Pada daerah bagian Selatan Cekungan Bonaparte ini dibatasi dengan Plover *Shelves* dan Darwin. Dimana pada Sahul *Platform* ini dari Flamingo high tidak menyatu pada Flamingo Sinklin, maka pada hal ini regional konstituen (*constituents*) termasuk bagian dari Sahul *Platform*.

Adapun struktur terbentuknya suatu Cekungan Bonaparte diantaranya:

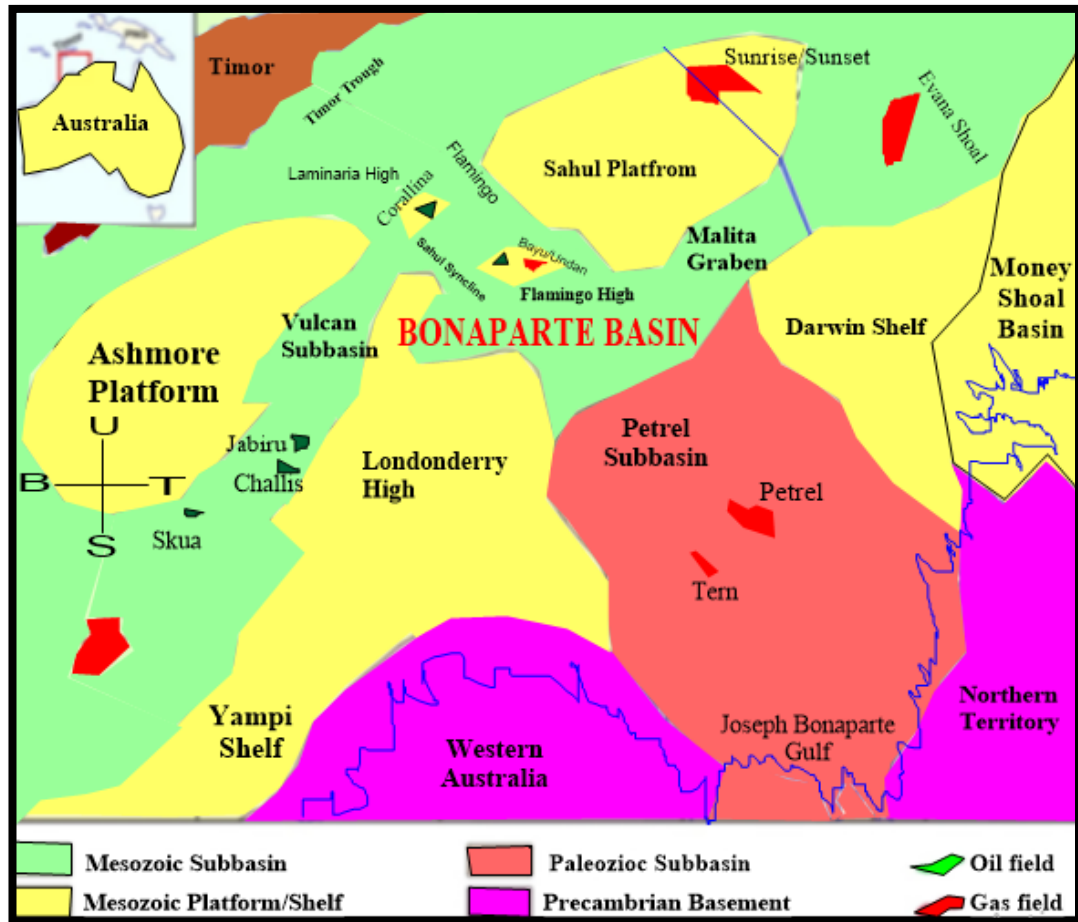
- a. Dalam umur *Cretaceous* dan *Neogene* mengalami terjadinya pengaktifan kembali pada bagian bawah *obliquq*, *left lateral* dan *strongly strike-slip* domain.
- b. Mengalami suatu pengangkatan struktur patahan pada bagian *late jurassic* sampai dengan awal *cretaceous*.

- c. *Rift* selama akhir umur jurassic sampai *creataceous* awal, mengalami terjadinya pengangkatan yang berhubungan dengan patahan dan pada *trend* timor sampai dengan barat terjadinya suatu patahan dari *northeast southeast*.
- d. *Miocene precent day* mengalami peristiwa patahan eskensial yang signifikan *strike-slip assosiation* terhadap bagian utara dari palung timor malita graben sampai selatan.

Selanjutnya daerah yang komplek pada Cekungan Bonaparte, yang tersusun dari struktur Paleozoik hingga Mesozoik yang terdiri dari dua dua fase ekstensi pada umur Paleozoik diantaranya:

- a. Arah penunjaman (*Trend*) dari Northwest hingga pada umur *Late Devonian-Early Carboniferous* pada sistem pengangkatan (Cekungan Sub Petrel).
- b. Arah penunjaman (*Trend*) Northeast dari umur *Late Carboniferous-Early Permian* pada sistem pengangkatan (Cekungan Sub Proto Vulcam dan Proto Malita Graben).
- c. Pada regional *Late Triassic North-South* Kompresi, mengalami terjadinya struktur antiklin, pengangkatan (*Uplift*), inversi dan erosi.
- d. Saat ekstensi waktu umur akhir Jurrassic berhubungan dengan *Trend Northeast* (Cekungan Sub Vulkam, Calder Graben dan Malita) dan pada arah penunjaman (*Trend Southeast* Graben (Cekungan Sahul Sinklin).
- e. Saat umur *Late Miocene* sampai *pliocene*, mengalami konvorgen lempengan Australia dan Eurasia terjadilah penurunan pada Palung Timor yang mengakibatkan patahan aktif kembali dan meluas (Barret, dkk., 2004).





**Gambar 2.** Tektonik Cekungan Bonaparte (Modifikasi dari Mory, 1988).

### 2.3 Stratigrafi Regional

Dalam Cekungan Bonaparte memiliki stratigrafi yang berturut-turut dari umur tertua sampai umur muda (Pre Cambrian sampai Kwartar) diantaranya:

a. Batuan Sedimen Tertua

Pada umumnya batuan sedimen tertua terbentuk pada umur Jurassic, Cretaceous, Permian, Triassic sampai dengan umur muda yaitu Tertiary. Kemudian terdapat juga umur atas dan bawah (Upper serta Lower) diantaranya pada umur Permian, sedangkan berbeda pada umur Triassic dibagi dalam tiga umur diantaranya Lower, Middle dan Upper.

b. Formasi Johnson (Base Eocene)

Pada Formasi Johnson (Base Eocene) memiliki suatu endapan yang domain pembentukannya mengandung batu lempung napal, calcilutities, interbedded dan batu lempung gampingan.

c. Formasi Wangarlu (Turonian MFS)

Pada Formasi Wangarlu memiliki satuan endapan yang cukup konsisten diantaranya batu lempung (Claystone) dan Formasi ini juga mengandung batu lempung silika.

d. Formasi Echuca Shoal (Base Aptian)

Pada Formasi Echuca Shoal terdapatnya suatu material batu lempung dan jejak material karbonat.

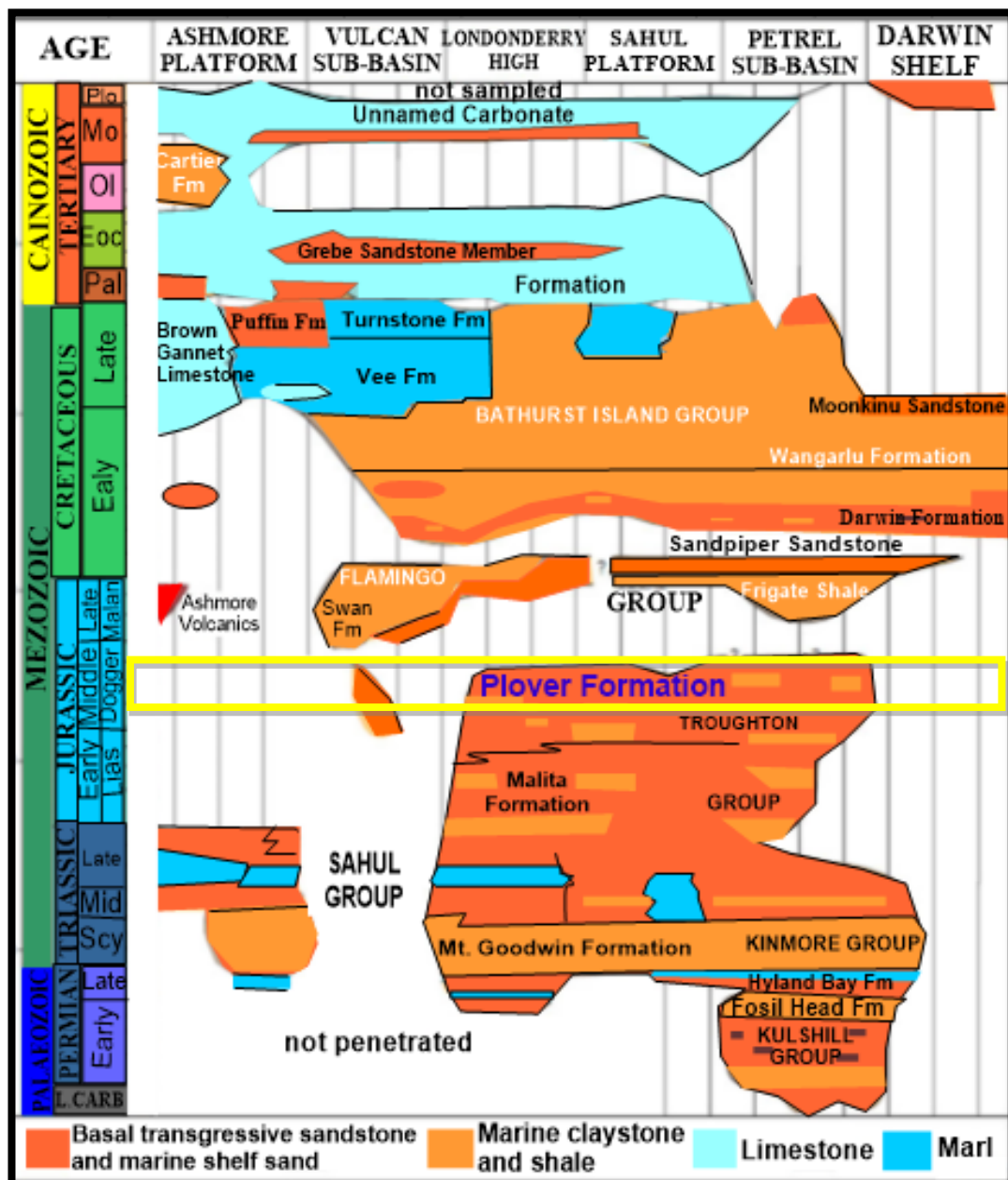
e. Formasi Elang (Base Flamingo)

Formasi Elang terdiri dari batu lempung aillaceous dan batu pasir yang selaras dengan Formasi Flamingo.

f. Formasi Plover

Formasi ini adalah Formasi Plover dimana Formasi ini adalah Formasi pada daerah penelitian. Formasi Plover terdiri dari Plover atas dan Plover bawah yang didominasi oleh batupasir yang berselingan dengan batulempung. Adapun fase yang dimiliki oleh Plover atas yaitu fase *transgresif* yang terdapat pengendapan sikuen fasies laut dangkal hingga *shoreline* (pantai), sedangkan pada plover bawah memiliki fase regresif yang tersusun oleh sikuen fluvio deltaic yang diendapkan. Terdapat juga ciri-ciri dari Formasi Plover atas dan Plover bawah diantaranya: Pada Plover atas mengandung batupasir masif atau berlapis dengan ketebalan lebih dari 5 meter yang tersisipkan oleh batu lempung dan memiliki ukuran yang sedang-kasar,

berbeda dengan Plover bawah yang mempunyai ketebalan dari batupasir lebih tipis dibandingkan batupasir Plover atas sehingga lapisan batupasirnya memiliki butiran yang halus hingga sedang yang tersisipkan oleh batu lempeng.



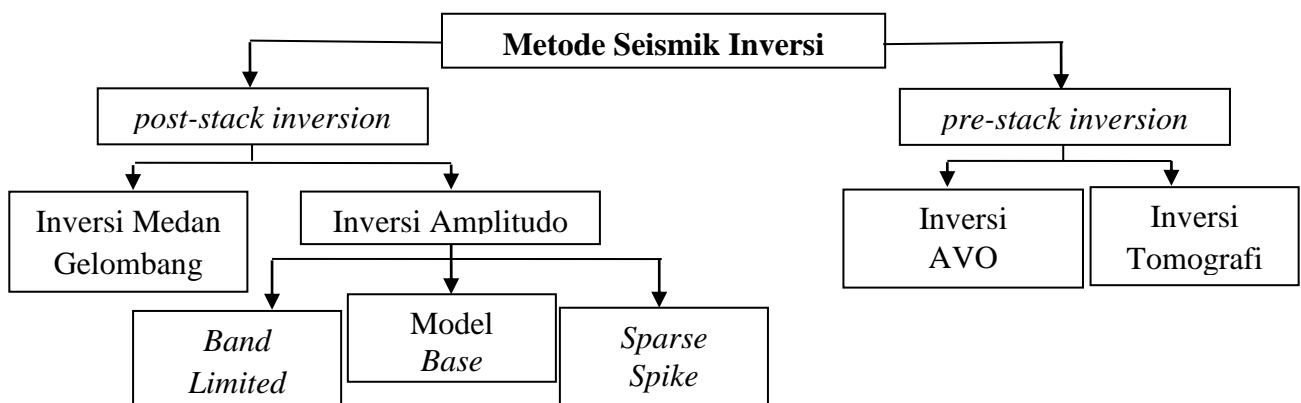
**Gambar 3.** Stratigrafi regional pada Cekungan Bonaparte (Modifikasi dari Struckmeyer, 2006).

### III. TEORI DASAR

#### 3.1 Inversi Seismik

Metode inversi merupakan kebalikan pemodelan dengan metode ke depan atau yang dapat disebut (*forward modelling*) dimana berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi, sehingga inversi seismik dapat dikatakan suatu teknik pembuatan model bawah permukaan dengan menggunakan dua buah data yaitu data seismik sebagai (*input*) dan data sumur sebagai (kontrol) (Russel, 1994). Pada metode seismik inversi dibagi ke dua bagian diantaranya seismik inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*, dimana pada penelitian ini digunakanya inversi *post-stack* yang berhubungan dengan inversi amplitudo, kemudian inversi ini di bagi lagi kedalam beberapa algoritma diantaranya inversi *bandlimited* (rekursif), inversi berbasis *model based* dan inversi *sparse spike*. Pada inversi *bandlimited* (rekursif) algoritma inversi yang mengabaikan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan seolah-olah *trace* seismik merupakan kumpulan koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet* fasa nol. Sedangkan pada inversi *sparse-spike* ini mengasumsikan bahwa reflektivitas yang sebenarnya dapat diasumsikan sebagai seri dari *spike-spike* besar yang bertumpukan dengan *spike-spike* yang lebih kecil sebagai *background*. Kemudian dilakukan estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi model tersebut.

*Sparse-spike* mengasumsikan bahwa hanya *spike* yang besar yang penting. Inversi ini mencari lokasi *spike* yang besar dari *trace* seismik. *Spike-spike* tersebut terus ditambahkan sampai *trace* dimodelkan secara akurat dan pada inversi *model based* yaitu membuat model geologi dan membandingkannya dengan data riil seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbarui model untuk menyesuaikan dengan data seismik. Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan menggunakan metode rekursif. Sehingga pada penelitian ini digunakan inversi *post-stack* dan menggunakan inversi *model based* dengan langkah awal membuat model geologi, kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik kemudian diperbaharui secara iteratif sehingga didapatkan kecocokan yang lebih baik dengan data seismik. Semakin banyak iterasinya maka koefisien korelasi antara seismik sintetik dan seismik riilnya akan semakin besar dan *error* semakin kecil. Keuntungan penggunaan metode inversi berbasis *model based* adalah metode ini tidak menginversi langsung dari seismik melainkan menginversi model geologinya. Sedangkan permasalahan potensial menggunakan metode ini adalah sifat sensitifitas terhadap bentuk *wavelet* dan sifat ketidakunikan (*non-uniqueness*) untuk *wavelet* tertentu.



**Gambar 4.** Pembagian jenis metode seismik inversi (Russel, 1996)

## 3.2 Konsep Dasar Seismik Refleksi

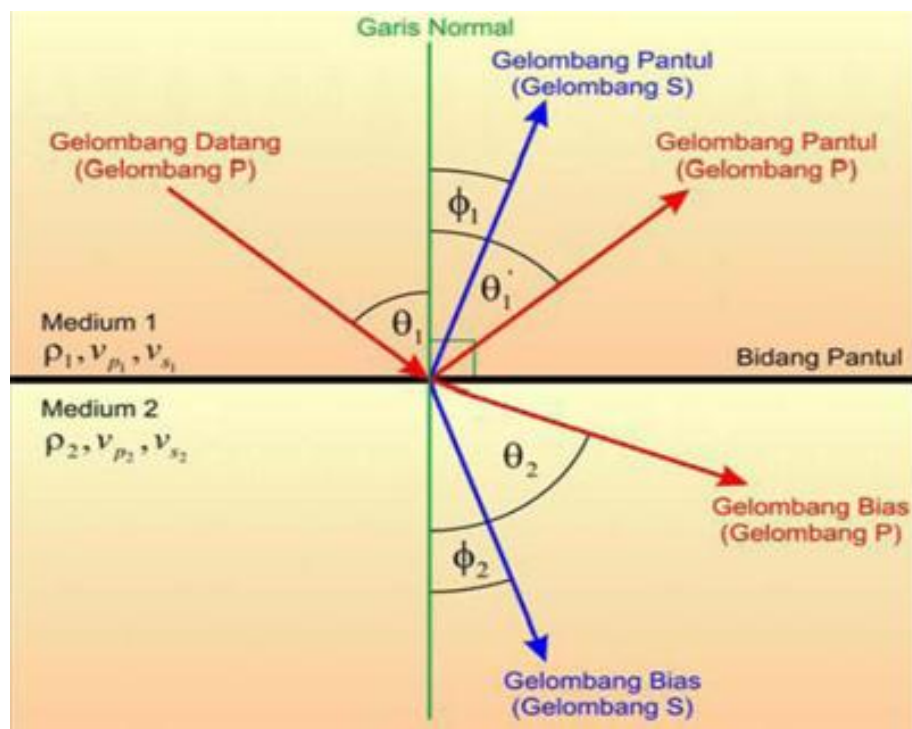
Metode seismik didasarkan pada respon bumi terhadap gelombang seismik yang merambat dari suatu gelombang buatan di permukaan bumi. Sumber gelombang pada permukaan bumi melepaskan energi ke dalam bumi dalam bentuk energi akustik dan dirambatkan ke segala arah. Apabila dalam perambatannya gelombang mengenai bidang batas antara dua medium yang memiliki perbedaan kontras impedansi akustik, maka sebagian energi akan dipantulkan kembali ke permukaan dan sebagian di transmisikan. Pantulan gelombang inilah yang direkam pada permukaan tanah menggunakan alat yang dinamakan *geophone*, jika pengukurannya dilakukan di darat atau *hydrophone* jika pengukurannya dilakukan di laut. Perbedaan kontras impedansi akustik pada umumnya terjadi pada batas antara dua lapisan batuan, maka secara tidak langsung gelombang seismik membawa informasi tentang struktur batuan bawah permukaan bumi (Cordsen dan Pierce, 2000).

## 3.3 Konsep Hukum Fisika Gelombang Seismik

### 3.3.1 Hukum *Snellius*

Konsep hukum *snellius* ini suatu perambatan gelombang seismik dari medium satu ke medium lain, dimana hukum *snellius* memiliki sifat fisik yang berbeda sebagai contoh kecepatan dan densitas yang mengalami perubahan arah saat melewati bidang batas antar medium. Ketika gelombang datang pada bidang batas antara dua medium yang sifat fisiknya berbeda maka akan dibiaskan, jika sudut datang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya dan jika sudut datang lebih besar dari sudut kritis maka akan dipantulkan. Sudut kritis atau sudut datang

ini menyebabkan gelombang dibiaskan  $90^\circ$ . Ketika gelombang  $P$  yang datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda, maka sebagian energi gelombang tersebut akan dipantulkan sebagai gelombang  $P$  dan gelombang  $S$ , dan sebagian lagi akan dibiaskan sebagai gelombang  $P$  dan gelombang  $S$ , seperti yang diilustrasikan pada gambar dibawah ini :



**Gambar 5.** Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium untuk gelombang  $P$  (Bhatia dan Sing, 1986).

Hukum Snellius dapat dinyatakan dalam persamaan sebagai berikut:

$$\frac{\sin \theta_1}{v_{p1}} = \frac{\sin \theta_1'}{v_{p1}} = \frac{\sin \theta_2}{v_{p2}} = \frac{\sin \phi_1}{v_{s1}} = \frac{\sin \phi_2}{v_{s2}} = p \quad (1)$$

Keterangan:

$\theta_1$  = sudut datang gelombang  $P$

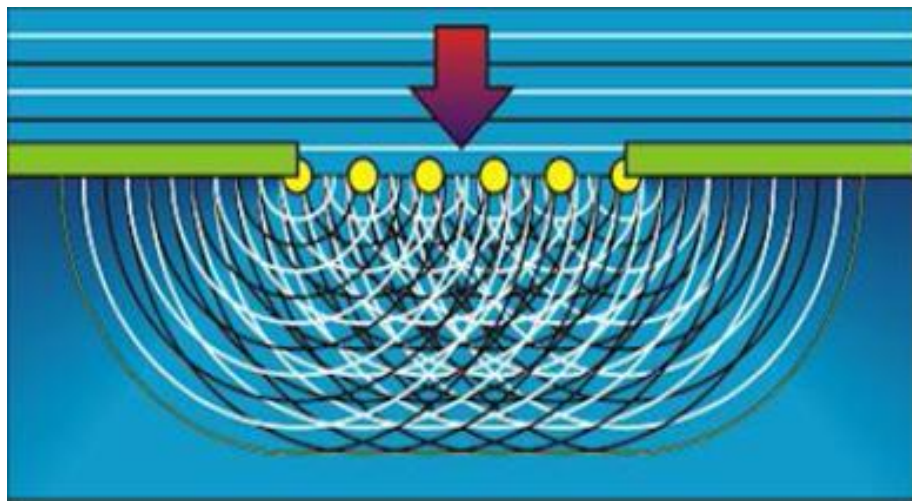
$\theta_1'$  = sudut pantul gelombang  $P$

$\theta_2$  = sudut bias gelombang  $P$

- $\phi_1$  = Sudut pantul gelombang  $S$
- $\phi_2$  = Sudut bias gelombang  $S$
- $Vp_1$  = Kecepatan gelombang  $P$  pada medium pertama
- $Vp_2$  = Kecepatan gelombang  $P$  pada medium kedua
- $Vs_1$  = Kecepatan gelombang  $S$  pada medium pertama
- $Vs_2$  = Kecepatan gelombang  $S$  pada medium kedua
- $p$  = Parameter gelombang

### 3.3.2 Prinsip Huygens

Prinsip Huygens mengatakan ketika gelombang menyebar dari sebuah titik sumber gelombang ke segala arah maka akan terbentuknya suatu gelombang baru, hal ini dikarenakan adanya titik-titik pengganggu atau noise bahkan saat melakukan eksplorasi seismik titik-titik pengganggu ini dapat berupa patahan, antiklin dan rekahan yang berada di depan muka gelombang utama, sehingga terbentuknya sederetan gelombang baru atau yang dapat kita sebut sebagai gelombang difraksi.

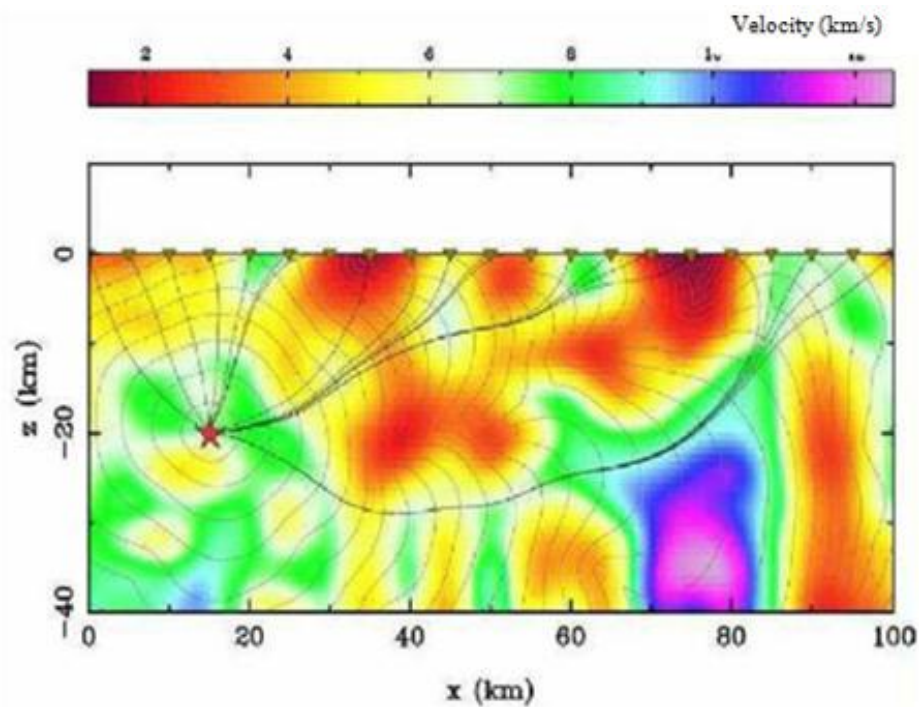


**Gambar 6.** Prinsip *huygens* (Sheriff, 1995)



### 3.3.3 Prinsip Fermat

Pada prinsip Fermat ketika gelombang yang menjalar dari satu titik ke titik lain akan mencari jalur tercepat dengan lintasan yang memiliki waktu tempuh bernilai minimum, dengan memilih lintasan yang bernilai minimum maka dapat dilakukannya penelusuran jejak sinar yang telah merambat dalam medium yang nantinya dapat membantu dalam menentukan posisi reflektor di bawah permukaan. Pada jejak sinar seismik ini tidak selalu berbentuk lurus akan tetapi melengkung-lengkung bercabang pun bisa, seperti gambar 7.



**Gambar 7.** Prinsip Fermat (Abdullah, 2007)

### 3.4 Acoustic Impedance (Impedansi Akustik)

Kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang *acoustic* yang memiliki parameter fisik untuk menentukan karakteristik litologi reservoir hidrokarbon. Impedansi Akustik merupakan hasil dari perkalian dari kecepatan gelombang ( $V_p$ ) dan densitas ( $\rho$ ) yang memiliki persamaan :

$$IA = \rho \cdot V \quad (2)$$

Keterangan:

$IA$  = Impedansi Akustik (m/s)(g/cc)

$\rho$  = Densitas (g/cc)

$V$  = Kecepatan Gelombang (m/s)

Perubahan Impedansi Akustik (*Acoustic Impedance*) ini dapat digunakan sebagai indikator perubahan litologi, porositas, kekerasan, dan kandungan fluida. *Acoustic Impedance* ( $AI$ ) berbanding lurus dengan kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas dan refleksi seismik terjadi ketika adanya perubahan atau kontras pada  $AI$  (Badley, 1985).

### 3.5 Koefisien Refleksi

Refleksi seismik terjadi bila terdapat perubahan impedansi akustik di mana suatu gelombang akustik dari amplitudo yang melalui batas antara dua lapisan dengan impedansi akustik yang berbeda. Koefisien refleksi tergantung dari sudut datang gelombang seismik. Koefisien refleksi sudut datang nol adalah besarnya koefisien refleksi untuk gelombang yang datang tegak lurus terhadap bidang pemantul. Koefisien refleksi gelombang  $P$  adalah:

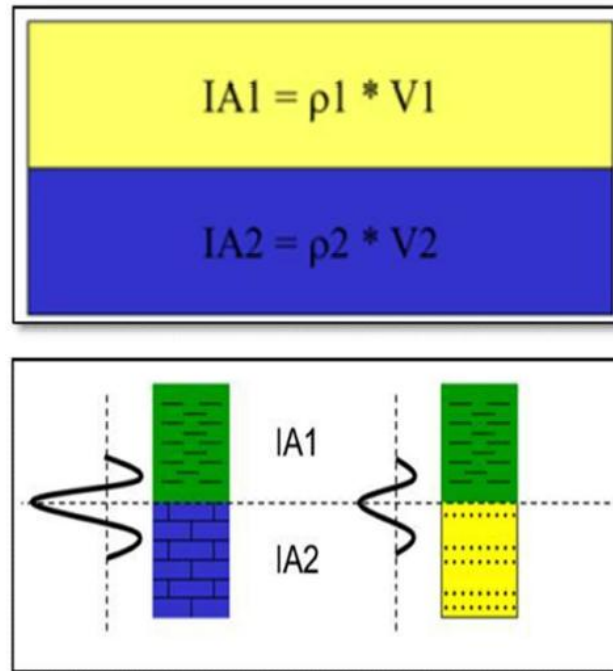
$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (3)$$

Keterangan:

$KR$  = Koefisien refleksi

$IAI$  = Impedansi akustik lapisan atas

$IA_2$  = Impedansi akustik lapisan bawah



**Gambar 8.** Koefisien refleksi (Delisatra, 2012).

### 3.6 Wavelet

*Wavelet* adalah gelombang harmonik yang memiliki interval amplitudo, frekuensi dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). *Wavelet* ini digunakan dalam pembuatan sesismogram sintetis. Dalam inversi seismik, bentuk *wavelet* yang sering dipakai pada penelitian umumnya adalah *wavelet* fasa minimum dan *wavelet* fasa nol (Russel, 1997). Pada *Wavelet* fasa minimum memiliki energi yang terpusat di bagian depan dan mempunyai pergeseran fasa kecil pada setiap frekuensi. *Wavelet* fasa maksimum mempunyai konsentrasi energi di akhir. *Wavelet* fasa nol mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah, yang mempunyai waktu tunda nol dan sempit dalam kawasan waktu. Sedangkan *wavelet* campuran merupakan *wavelet* yang mempunyai energi campuran dari

ketiga bentuk *wavelet* yang lain. Berdasarkan konsentrasi bentuk *wavelet* dapat dibagi menjadi 4 bagian :

### **3.6.1 Zero Phase Wavelet**

*Wavelet* berfase nol (*zero phase wavelet*) sering digunakan untuk penelitian, karena jenis *wavelet* ini lebih baik dari semua jenis *wavelet* lainnya, karena *wavelet* berfase nol (*wavelet* simetris) ini memiliki energi yang terkonsentrasi dibagian tengah dengan waktu tunda nol, dan memiliki resolusi, *standout* serta *spectrum amplitude* yang maksimum dan sama.

### **3.6.2 Minimum Phase Wavelet**

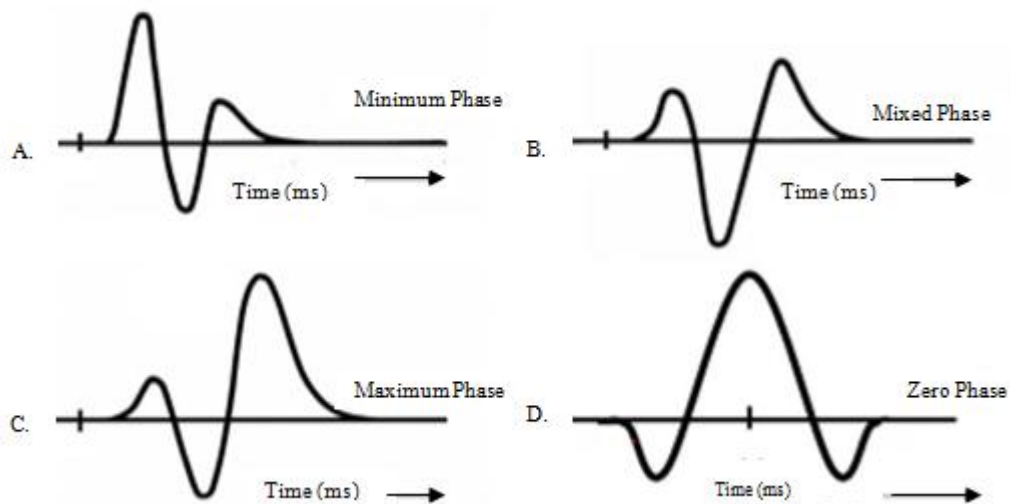
*Wavelet* berfase minimum (*minimum phase wavelet*) *wavelet* yang mempunyai energi terpusat dibagian depan dimana *wavelet* ini pada tiap frekuensinya memiliki perubahan atau pergeseran fasa terkecil sehingga dalam terminasi waktu *wavelet* minimum yang mempunyai waktu tunda dan energi terkecil.

### **3.6.3 Maximum Phase Wavelet**

*Wavelet* berfase maksimum (*Maximum Phase Wavelet*) ini energinya terpusat dibagian akhir yang terpusat secara maksimal dan *wavelet* ini kebalikan dari *wavelet* yang berfase minimum.

### **3.6.4 Mixed Phase Wavelet**

*Wavelet* berfase campuran (*Mixed Phase Wavelet*) merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.



**Gambar 9.** Jenis-jenis *wavelet* (a) *Minimum phase* (b) *Mixed phase* (c) *Maximum phase* (d) *Zero phase* (Sukmono, 1999).

### 3.7 Polaritas *Wavelet*

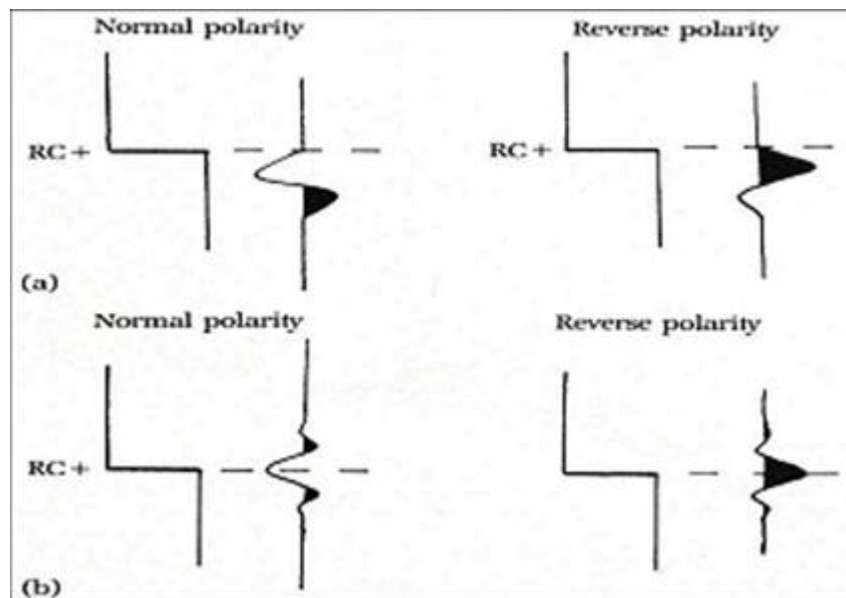
Pada polaritas *wavelet* ini menggambarkan suatu koefisien refleksi positif (+) atau negatif (-) hal ini disebabkan adanya ketidakpastian pada bentuk gelombang seismik yang terekam sehingga perlu dibuat pendekatan suatu polaritas yang berbeda diantaranya polaritas normal dan terbalik (*reverse*). Meskipun penggunaan kata polaritas hanya mengacu pada perekaman, tapi dalam rekaman seismik penentuan polaritas sangat penting. Terdapat beberapa bagian pada polaritas itu sendiri diantaranya polaritas normal atau kata lain yang sering disebut *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) dan polaritas terbalik (*reverse*). Dari *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut :

1. Ketika sinyal seismik positif maka akan menghasilkan suatu tekanan akustik positif dalam *hydrophone* yang terdapat di air atau pada *geophone* yang mengalami pergerakan awal atau ke atas saat di darat.

2. Saat sinyal seismik positif akan terdeteksi sebagai nilai negatif terhadap *tape*, *defleksi* negatif pada monitor dan *trough* di penampang seismik.

Menggunakan konvensi ini, dalam sebuah penampang seismik dengan tampilan polaritas normal *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) kita akan mengharapkan :

1. Bidang batas refleksi dimana  $AI_2 > AI_1$  akan berupa *peak*.
2. Bidang batas refleksi dimana  $AI_2 < AI_1$  akan berupa *trough*.



**Gambar 10.** Polaritas menurut *society of exploration geophysicists* (SEG)  
(a) Fase minimum (b) Fase nol (Sukmono, 1999).

### 3.8 Resolusi Seismik

Resolusi seismik ialah kemampuan yang dapat memisahkan dua kenampakan yang berdekatan (Sheriff, 1992). Ada dua macam resolusi seismik diantaranya :

#### 3.8.1 Resolusi Vertikal

Kemampuan akuisisi seismik yang dapat memisahkan atau membedakan antara dua bidang batas perlapisan batuan secara vertikal. Resolusi ini

dicerminkan oleh suatu batas yaitu kedua *reflector* yang masih dapat dipisahkan, setiap lapisan akan dapat terpisahkan dengan ketebalan  $\frac{1}{4}$  dari panjang gelombang, apabila ketebalannya kurang dari  $\frac{1}{4}$  dari panjang gelombang maka hanya terlihat satu *interface* saja. Pemisahan secara vertikal ini dapat dilakukan dengan analisis *tuning thickness* sebagai proses pertama sebelum interpretasi seismik.

$$r_v = \frac{1}{4} \lambda = \frac{v}{4f} \quad (4)$$

Keterangan :

$r_v$  = Resolusi vertikal

$\lambda$  = Panjang gelombang (m)

$v$  = Kecepatan rata-rata (m/s)

$f$  = Frekuensi (Hz)

### 3.8.2 Resolusi Horizontal

Kemampuan akuisisi seismik yang dapat memisahkan dua kenampakan permukaan reflektor, dimana bagian dari energinya dipantulkan ke *geophone* atau *hydrophone* sesudah separuh siklus atau seperempat dari panjang gelombang setelah terjadinya refleksi pertama, maka resolusi nilai horizontal dan vertikal tergantung pada kecepatan dan frekuensi.

### 3.9 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik digunakan untuk mengikat data sumur yang berada pada domain kedalaman (*depth*) dengan data seismiknya yang berada pada domain

waktu (TWT), akan tetapi sebelum pengikatan tersebut dilakukannya konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat seismogram sintetik dari sumur. dengan menggunakan log kecepatan, densitas serta *wavelet*. Seismogram sintetik ini dapat dikatakan data seismik buatan yang dibuat dari data sumurnya, sehingga apabila kecepatan dikalikan dengan densitas maka di dapatkannya suatu deret koefisien refleksi yang nantinya di konvolusikan dengan *wavelet* maka akan didapatkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut.



**Gambar 11.** Sintetik seismogram yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan *wavelet* (Sukmono, 1999).

### 3.10 Chekshot

*Checkshot* adalah *shot* (tembakan) yang bertujuan untuk mengkoreksi dan mengontrol hasil survei kecepatan. Data *chekshot* sangat penting digunakan untuk melakukan interpretasi seismik, terutama dalam proses pengikatan data sumur dan data seismik atau dapat disebut dengan proses *well seismic tie* yang berfungsi



untuk penerjemahan dari domain kedalaman (data seismik) dan domain waktu (data sumur). Penerjemahan ini dilakukan oleh log *sonic* dari data sumur atau log *sonic* ini berupa *DT* yang dapat diubah menjadi log kecepatan *sonic*. Dalam proses *well seismic tie* masih beberapa kelemahan sehingga diperlukanya data kecepatan lain yaitu data *checkshot*. Metode ini menentukan kecepatan rata-rata sebagai fungsi kedalaman dengan menempatkan *geophone* ke bawah lubang sumur, sedangkan sumber seismiknya diletakkan di permukaan dekat mulut sumur. Waktu yang terjumlahkan di atur dan dikontrol oleh *checkshot time*. Hal ini akan memberikan waktu rambat yang terbaik untuk kontrol waktu di dalam pembuatan seismogram sintetik.

### **3.11 Pengikatan Data Sumur ke Data Seismik (*Well to Seismic Tie*)**

*Well to seismic tie* adalah suatu proses pengikatan data sumur ke data seismik dimana proses ini dilakukan dalam interpretasi seismik. Untuk melakukan proses *well to seismic tie* data log yang dibutuhkan antara lain yaitu log *sonic* (*DT*) dan densitas (*RHOB*), kemudian data sumur tersebut terlebih dahulu harus dikoreksi dengan data *checkshot*, agar lebih mudah dalam pengikatan data sumur dengan data seismik maka digunakanya pula *wavelet*, *wavelet* yang dipilih adalah *wavelet* yang meimiliki frekuensi serta *band width* yang sama dengan penampang seismik, hal ini untuk menyamakan domain sumur dengan data seismik. Secara umum dikatakan bahwa domain pada sumur adalah kedalaman (*depth*) sedangkan domain pada seismik adalah domain waktu (*time*). Pada proses *well to seismic tie* ini merubah domain sumur menjadi domain waktu, yang dimana proses ini untuk mengetahui posisi dari data sumur tepat pada kedalaman data seismik yang sebenarnya.

### 3.12 Data Sumur

#### 3.12.1 Log *Gamma Ray*

*Gamma Ray* mempunyai suatu prinsip kerja, dimana untuk merekam suatu tingkatan radioaktifitas alami yang terjadi karena terdapatnya tiga unsur diantaranya unsur : *Uranium (U)*, *Thorium (Th)*, dan *Potassium (K)* yang terdapat pada batuan. *Gamma Ray* memiliki tingkat ke efektifan untuk membedakan lapisan *permeabel* dan *impermeabel* karena terdapatnya unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam serpih yang *impermeabel*, dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir yang secara umum adalah *permeabel*. Log *gamma ray* biasa digunakan untuk menentukan jenis litologi dari suatu batuan (Harsono, 1997). Adapun fungsi dari log *gamma ray* antara lain :

1. Evaluasi kandungan serpih *Vsh*
2. Evaluasi bijih mineral radioaktif
3. Evaluasi lapisan mineral yang bukan radioaktif
4. Korelasi log pada sumur berselubung
5. Korelasi antar sumur

#### 3.12.2 Log *Sonic*

Log *sonic* bekerja berdasarkan kecepatan rambat gelombang suara, yang dimana dalam log ini waktu yang di butuhkan dalam gelombang suara untuk sampai ke penerima dimana memancarkan suatu formasi kemudian dipantulkan kembali, dan diterima oleh *reciver*. Besarnya selisih waktu tersebut tergantung pada jenis batuan dan besarnya porositas batuan tersebut sebagai fungsi dari parameter *elastik* seperti *K (bulk modulus)*,  $\mu$  (*Shear Modulus*), dan *densitas ( $\rho$ )*

yang terkandung dalam persamaan kecepatan Gelombang *Kompresi* ( $V_p$ ) dan Gelombang *Shear* ( $V_s$ ). Sehingga sering kali log *sonic* ini digunakan untuk mengetahui porositas yang terkandung suatu litologi dan untuk interpretasi data seismik serta membantu mengkalibrasi kedalaman pada formasi. Kemudian ketika suatu batuan yang *porous* log *sonic* memiliki tingkat kerapatan yang lebih kecil sehingga kurva dari log *sonic* ini mempunyai harga lebih besar, akan tetapi jika batuan memiliki tingkat kerapatan yang besar, maka kurva log *sonic* ini mempunyai harga yang kecil seperti contoh pada batuan gamping. Besaran dari pengukuran log *sonic* di tuliskan sebagai harga kelambatan (1 per kecepatan atau *slowness*) (Harsono, 1997).

### 3.12.3 Log Densitas

Log densitas memiliki prinsip kerja untuk memancarkan sinar gamma energi yang menengah kedalam suatu formasi yang nantinya akan bertumbukan dengan elektron-elektron yang ada, tumbukan tersebut akan menyebabkan hilangnya suatu energi sinar gamma yang nantinya akan dipantulkan dan di terima oleh detektor yang akan di direkam ke permukaan, hal ini mencerminkan adanya sungsi dari harga rata-rata pada kecepatan batuan. sehingga kegunaan dari log densitas ini menentukan harga porositas batuan, mendekteksi adanya gas, menentukan densitas batuan dan hidrokarbon serta menentukan suatu kandungan lempung dan jenis *fluida* batuan.

### 3.12.4 Log Neutron

Secara umum prinsip dari log neutron yaitu merekam *hidrogen index* ( $HI$ ) dari formasi, dimana  $HI$  adalah indikator dari banyaknya kandungan higrongen yang ada dalam suatu formasi. Pada pengukuran log neutron ini dengan

melakukan penembakan pada partikel neutron berenergi tinggi maka dapat menyebabkan energi neutron melemah karena adanya tumbukan atom H dengan neutron. Umumnya respon dari log neutron pada batupasir biasanya dapat memberikan respon defleksi yang relatif lebih kecil atau rendah dibandingkan dengan melewati litologi batubara, hal ini dikarenakan pada batupasir kerapatannya lebih rendah dari pada batubara yang lebih kompak (Rider, 1996).

### 3.12.5 Log Listrik

Secara umum log listrik ini suatu pengukuran nilai listrik tiap kedalaman lubang bor, sifat dari log ini yaitu mengukur dengan berbagai variasi konfigurasi elektroda yang diturunkan dalam lubang bor. Diantaranya log listrik dibedakan menjadi dua jenis antarlain:

#### 1. Log SP (*Spontaneous Potential Log*)

Dimana prinsip dari log SP (*Spontaneous Potential Log*) ini yaitu merekam perbedaan potensial listrik anatar elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di lubang bor yang bergerak naik turun. Hal ini dikarena agar log SP dapat berfungsi, sehingga lubang bor harus di isi oleh lumpur konduktif. Umumnya kegunaan dari log SP ini yaitu mengidentifikasi lapisan permeable dan impermeable dari lapisan poros, mencari batas antara lapisan permeable dan korelasi antar sumur, mencari nilai resistivitas air formasi ( $R_w$ ) dan memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih.

#### 2. Log Resistivity

Secara umum log resistivitas merupakan jenis log yang mengukur tahanan jenis dari suatu batuan atau formasi serta fluida terhadap arus listrik yang mengalir melaluinya. Log resistivitas digunakan untuk mengindikasikan zona

pemeable dengan mendeterminasi porositas resistivitas. Alat yang digunakan pada log ini untuk mencari nilai resistivitas ( $Rt$ ) ini terdiri dari dua kelompok diantaranya lateralog yang memiliki prinsip kerja untuk memfokuskan arus listrik secara lateral pada formasi dalam bentukan lembar tipis, kemudian pada log induksi prinsip kerjanya berbeda dimana memanfaatkan arus bolak-balik yang dikenai pada kumparan dan menghasilkan suatu medan magnet bahkan sebaliknya yang nantinya akan menghasilkan arus listrik pada kumparan. Umumnya log  $Rt$  adalah *LLd (Deep Lateralog Resistivity)*, *LLs (Shallow Lateralog Resistivity)*, *ILD (Deep Induction Resistivity)*, *ILm (Medium Induction Resistivity)*, dan *SFL (Spherically Focused Log)*.

### **3.12.6 Porositas**

Porositas secara umum perbandingan volume rongga-rongga pori yang terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam satuan persen. Suatu batuan dikatakan mempunyai porositas efektif apabila bagian rongga-rongga dalam batuan saling berhubungan sehingga rongga dari pori-pori total tersebutpun lebih kecil. Ada dua jenis porositas berdasarkan geologinya diantaranya, yaitu porositas sekunder dan porositas primer. Adapula faktor yang mempengaruhi porositas primer diantaranya ukuran butir, karakter geometris, proses *diagenesis*, kedalaman dan tekanan

1. Porositas sekunder yaitu porositas yang terjadi sesudah proses pengendapan batuan (batuan sedimen terbentuk), yang diakibatkan karena adanya aksi pelarutan air tanah atau akibat rekahan.

2. Porositas primer yaitu porositas yang terjadi bersamaan atau sesudah proses pengendapan batuan. adapun jenis batuan sedimen yang memiliki porositas primer diantaranya batuan konglomerat, karbonat dan batupasir.

Kemudian terdapat juga jenis porositas dalam teknik reservoir, diantara dua jenis ini yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. dituliskan persamaan berikut secara matematis:

$$\phi_{abs} = \frac{V_p}{V_b} \times 100\% \quad (5)$$

Keterangan:

$\phi_{abs}$  = Porositas *absolute* (%)

$V_p$  = Volume pori-pori batuan (cm<sup>3</sup>)

$V_b$  = Volume *bulk* (total) , batuan (cm<sup>3</sup>) (Judson, 1987).

Sedangkan pada porositas efektif yaitu perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total. Dimana secara matematis dapat dituliskan sebagai persamaan berikut:

$$\phi_e = \frac{\text{Volume pori-pori berhubungan}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (6)$$

Keterangan:

$\phi_e$  = Porositas *efektif* (100%)

Seperti dalam Tabel 1 terdapat suatu kelompok kualitas terhadap nilai porositas batuan terhadap reservoir yaitu:

Tabel 1. Kualitas reservoir (Koesoemadinata, 1978).

Nilai Porositas	Skala
0 – 5%	Diabaikan ( <i>neigligible</i> )
5 – 10%	Buruk ( <i>poor</i> )
10 – 15%	Cukup ( <i>fair</i> )
15 – 20%	Baik ( <i>good</i> )
20 – 25%	Sangat Baik ( <i>very good</i> )
>25%	Istimewa ( <i>excellent</i> )

Secara umum pada nilai porositas batuan biasanya dihasilkan dengan perhitungan data sumur yaitu diantaranya data log densitas, log neutron dan log kecepatan. Berikut merupakan perhitungan porositasnya.

#### 1. Porositas densitas ( $\emptyset D$ )

$$\emptyset D = \frac{pma - pb}{pma - pf} \quad (7)$$

#### - Koreksi porositas densitas ( $\emptyset Dc$ )

$$\emptyset Dc = \emptyset D - (\emptyset Dsh \times Vsh) \quad (8)$$

Keterangan:

$Pma$  = Densitas matriks batuan (gr/cc)

$Pb$  = Densitas matriks batuan dari pembacaan log, densitas *bulk* formasi (gr/cc)

$pf$  = Densitas fluida batuan (gr/cc)

$\emptyset Dsh$  = Porositas densitas *shale* (%)

$Vsh$  = Volume *shale* dari nilai  $Vsh$  min

Tabel 2. Densitas matriks dari berbagai macam litologi (Schlumberger, 1972).

Litologi	<i>Pma</i> (gr/cc)
Batupasir	2.648
Batu gamping	2.710
Dolomit	2.876
Anhidrit	2.977
Garam	2.032

2. Porositas neutron ( $\phi N$ )

- Total porositas ( $\phi Tot$ )

$$\phi_{tot} = \frac{\phi N + \phi D}{2} \quad (9)$$

- Koreksi porositas neutron ( $\phi Nc$ )

$$(\phi Nc) = \phi N - (\phi Nsh \times Vsh) \quad (10)$$

3. Porositas densitas-neutron ( $\phi e$ )

$$\phi e = \sqrt{\frac{\phi^2 Dc + \phi^2 Nc}{2}} \quad (11)$$

Secara umum porositas pada batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, hal ini dikarenakan semakin dalamnya batuan akan semakin kompak karena akibat efek tekanan di atasnya. Nilai porositas juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan



maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan sebaliknya (Sukmono, 2000).

### 3.12.7 Saturasi Air ( $S_w$ )

Saturasi air ( $S_w$ ) adalah persentase volume air yang terdapat di dalam pori-pori batuan reservoir dibandingkan dengan volume total fluida yang mengisi pori-pori batuan reservoir tersebut. Berikut ini rumus sederhana dari saturasi air ( $S_w$ ).

$$S_w = (1 - \text{Saturasi hidrokarbon}) \times 100\% \quad (12)$$

Dalam penentuan  $S_w$  ini dapat dikerjakan dengan banyak persamaan perhitungan seperti *Archie*, *Sw Indonesia*, *Simandoux*, *Dual water*, dll. Pemilihan persamaan tersebut disesuaikan dengan keadaan sebenarnya di lapangan (Dewanto, 2016).

#### 3.12.7.1 Archie

Pada persamaan *Archie* ini formula *Archie* ini dapat digunakan apabila suatu reservoir yang akan kita teliti tidak memiliki kandungan *shale/clay* sehingga dapat dikatakan reservoir bersih.

$$S_w^n = \frac{a}{\% m} \frac{R_w}{R_t} \quad (13)$$

Keterangan:

$S_w$  = Saturasi Air

$R_w$  = Resistivitas Air

$R_t$  = Resistivitas batuan yang di jenuhi air kurang dari 100%

$a$  = Konstanta batuan (*Sandstone* = 0.81 dan *Limestone* = 1)

- $\emptyset$  = Porositas batuan (%)  
 $m$  = Faktor sementasi  
 $n$  = Faktor saturasi ( Harsono, 1997).

### 3.12.7.2 Sw Indonesia

Pada persamaan  $S_w$  Indonesia ini persamaan yang menggunakan pendekatan porositas efektif. Porositas efektif adalah porositas total yang terkoreksi terhadap kandungan serpih atau *shale* dalam formasi, dimana persamaan ini adalah persamaan empiris yang diturunkan dari persamaan *Archie* untuk formasi bersih.

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left[ \frac{Vsh \left(1 - \frac{Vsh}{2}\right)}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\emptyset_e^{m/2}}{\sqrt{a.Rw}} \right] \cdot S_w^{n/2} \quad (14)$$

Keterangan:

- $S_w$  = Saturasi air (%)  
 $Rt$  = Resistivitas formasi (ohm.m)  
 $Rw$  = Resistivitas air formasi (ohm.m)  
 $Rsh$  = Resistivitas *shale* (ohm.m)  
 $Vsh$  = Volume *shale* (%)  
 $\emptyset_e$  = Porositas efektif (%)  
 $a$  = Faktor *turtuositi* (Gamping = 1 dan Batupasir = 0.62)  
 $m$  = Faktor sementasi (Gamping = 2 dan Batupasir = 2.15)  
 $n$  = Eksponen saturasi (1.8 – 2.5 dengan nilai umum 2.0) (Harsono, 1997).

### 3.12.7.3 Sw Simandoux

*Simandoux* adanya kontrol dari perhitungan pengotor lempung, biasanya untuk formasi batuan yang lempungan atau yang masih mengandung material pengotor seperti *clay* dan shale (Dewanto, 2016).

$$S_w = \frac{0.4 \cdot R_w}{\phi e^2} \left[ - \left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) + \sqrt{\frac{S \cdot \phi e^2}{R_w \cdot R_t} + \left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2} \right] \quad (15)$$

Keterangan:

- $S_w$  = Saturasi air (%)
- $R_t$  = Resistivitas formasi (ohm.m)
- $V_{sh}$  = Volume shale (%)
- $R_{sh}$  = Resistivitas shale (ohm.m)
- $R_w$  = Resistivitas air formasi (ohm.m)
- $\phi e$  = Porositas efektif (%) (Harsono, 1997).

#### 3.12.7.4 Dual Water

Pada *dual water* ada kontrol dari suatu perhitungan pengotor lempung dan volume *wat clay* yang dianggap sebagai penjumlahan dari volume *dry clay* ditambah dengan volume *bound water* (Dewanto, 2016). Penentuan suatu parameter saturasi air ( $S_w$ ) merupakan proses yang sangat menentukan dalam perhitungan parameter-parameter petrofisika, saturasi air juga merupakan parameter penting dimana saturasi air dapat menentukan nilai saturasi hidrokarbon pada reservoir. Akan tetapi ada sedikit kesalahan dalam proses interpretasi saturasi air sehingga kesalahannya akan mempengaruhi proses perhitungan *original oil in place* (OOIP) atau *original gas in place* (OGIP).

Dalam saturasi air ( $S_w$ ) terdapat juga suatu penentuan jenis kandungan dalam reservoir (air, minyak dan gas) yang di dapatkannya perhitungan dari hasil kejenuhan air formasi ( $S_w$ ). Secara umum terdapat harga  $S_w$  untuk daerah lapangan yang mengandung reservoir.

1. Harga  $S_w$  rata-rata  $>70\% - 75\%$  , maka perkiraan jenis reservoir yang mengandung reservoir air
2. Harga  $S_w$  rata-rata  $<50\% - 70\%$  , maka perkiraan jenis reservoir yang mengandung reservoir minyak.
3. Harga  $S_w$  rata-rata  $<60\%$  , maka perkiraan jenis reservoir yang mengandung reservoir minyak dan gas.
4. Harga  $S_w$  rata-rata  $<50\%$  , maka perkiraan jenis reservoir yang mengandung reservoir gas (Dewanto, 2016).

### **3.13 Analisis Multiatribut**

Analisis multiatribut menurut (Hampson dkk, 2001) merupakan metode yang memakai lebih dari satu atribut atau dapat di sebut metode statistik untuk memprediksi beberapa dari properti fisik bumi. Pada proses analisis multiatribut ini dicari hubungan antara data log dengan data seismik pada lokasi sumur, untuk mengestimasi atau memprediksi volume yang terdapat di properti log pada tiap lokasi volume seismik. Statistik dalam karakteristik reservoir ini berfungsi sebagai estimasi serta mensimulasikan hubungan spasial variabel pada nilai yang diinginkan pada lokasi yang tidak memiliki data sampel terukur. Hal ini didasarkan pada kenyataan yang sering terjadi di alam bahwa pada pengukuran

suatu variabel di suatu area yang berdekatan adalah sama, sehingga kesamaan anatar dua pengukuran tersebut akan menurun seiring dengan bertambahnya jarak pengukuran. (Schlutz dkk, 1994) mengidentifikasi tiga sub-kategori utama pada teknik analisa multiatribut geostatistik, diantaranya:

1. Perluasan dari *co-kriging* yang menggunakan lebih dari satu atribut sekunder dalam memprediksikan parameter utama.
2. Metode yang digunakan dalam memprediksi suatu parameter secara linear dari atribut input yang telah diberi bobot dengan menggunakan matriks kovariansi.
3. Metode dengan menggunakan teknik optimisasi non-linear atau *Artificial Neural Networks* (AANs) yang mengkombinasikan beberapa atribut seismik menjadi perkiraan dari parameter sesuai dengan yang diinginkan.

Pada penelitian ini menggunakan metode yang ke dua untuk menganalisis sifat fisis pada reservoir. Secara umum kasus yang paling umum, mencari sebuah fungsi yang akan mengkonversi multiatribut yang berbeda ke dalam sebuah properti yang diinginkan dapat diketahui dari sebuah fungsi persamaan secara matematis yaitu:

$$P(x,y,z) = F[A_1(x,y,z), \dots, A_m(x,y,z)] \quad (16)$$

Keterangan:

$P$  = Properti dari log, sebagai fungsi dari koordinat x,y,z

$F$  = Fungsi hubungan antara atribut seismik dan properti log

$A_i$  = Atribut m, dimana  $i = 1, \dots, m$

Permasalahan sederhana, hubungan antara atribut seismik dengan properti log dapat dilihat seperti persamaan jumlah pembobotan linier.

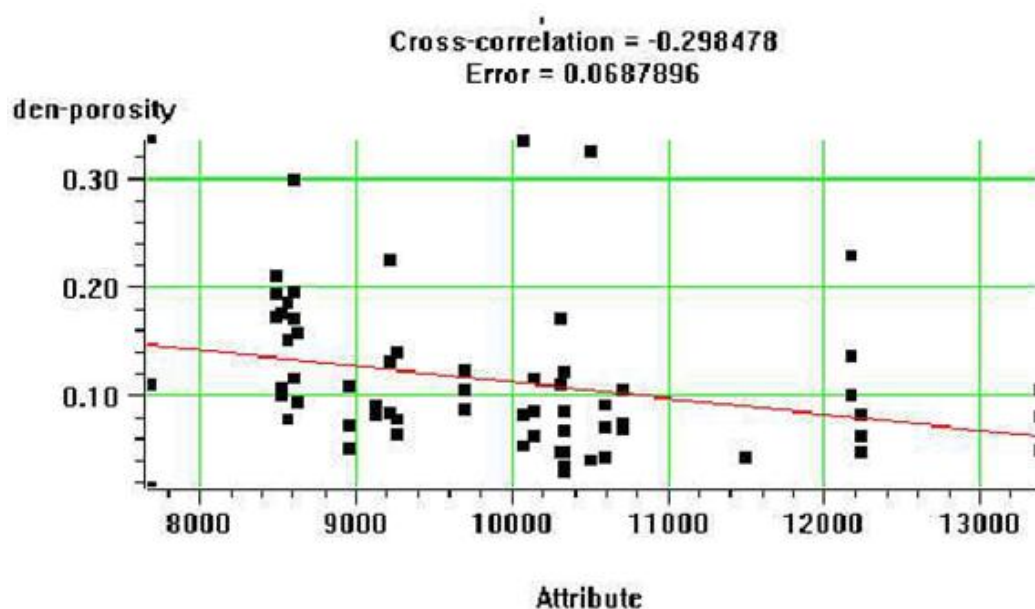
$$P = W_0 + W_1A_1 + \dots + W_mA_m \quad (17)$$

Keterangan:

$W_i$  = Nilai bobot dari  $m+1$ , dimana  $i = 0, \dots, m$

### 3.13.1 Crossplot Atribut

Menentukan hubungan antara kedua data (data log target dan atribut seismik) dilihat dari *crossplot* antara kedua data tersebut.



**Gambar 12.** Conventional cross-plot antara ‘log target’ dan ‘atribut seismik’ (Russel, 1997).

**Gambar 12.** Menunjukkan *cross-plot* anantara log target “den-porosity” dengan atribut seismik. Hal ini mengasumsikan bahwa log target sudah di konversi menjadi satuan waktu serta memiliki *sample rate* yang sama dengan atribut seismik. Pada setiap titik *cross-plot* memiliki hubungan dengan sample waktu tertentu.

Adapun hubungan linier antara log target dan atribut dapat ditunjukkan dengan garis lurus yang memiliki persamaan:

$$y = a + bx \quad (18)$$

pada persamaan (18) koefisien a dan b diperoleh dengan meminimalkan *mean-square prediction error*.

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - b x_i)^2 \quad (19)$$

Dalam penjumlahan ini dilakukan pada setiap titik *cross-plot*, dimana dalam aplikasi garis persamaan regresi linier tersebut dapat menghasilkan suatu prediksi pada atribut target, selanjutny dihitung nilai kovariansi pada persamaan ini:

$$P = \frac{\partial xy}{\partial x \partial y} \quad (20)$$

Dimana:

$$\partial xy = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - mx)(y_i - my)$$

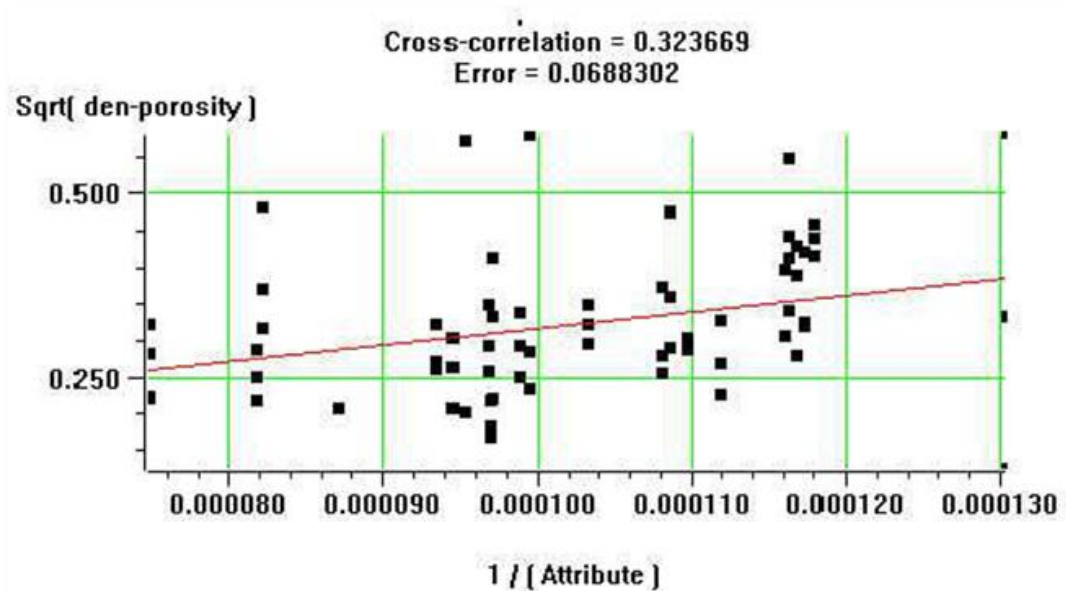
$$\partial x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - mx)^2$$

$$\partial y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - my)^2$$

$$mx = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i$$

Hubungan linier ini kemungkinan dihasilkan dengan mengaplikasikan transformasi non-linier pada data atribut atau data log target, atau pada kedua data tersebut:



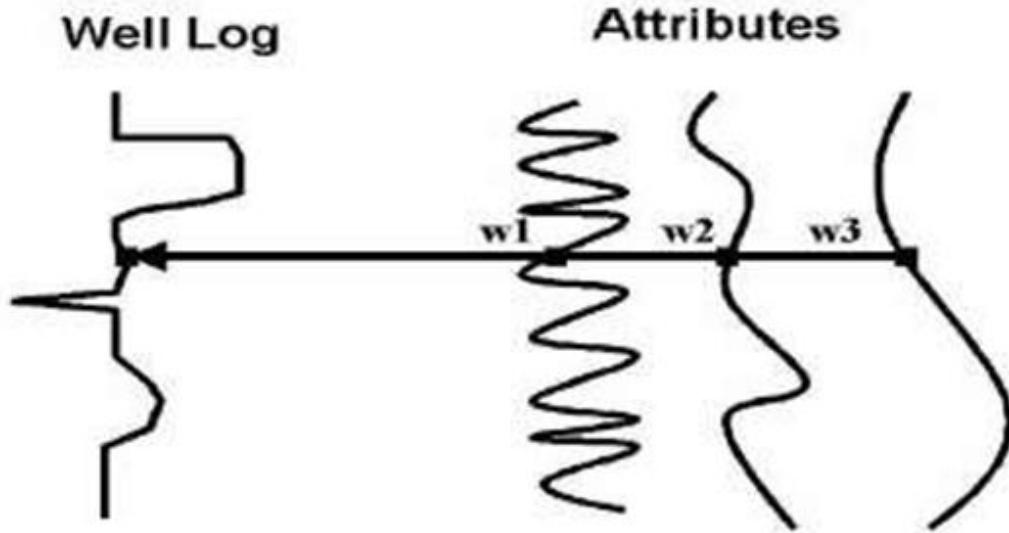
**Gambar 13.** Penerapan transformasi non-linier terhadap target dan atribut mampu meningkatkan korelasi diantara keduanya (Russel, 1997).

### 3.13.2 Regresi Linier Multiatribut

Pada metode regresi linier multiatribut bertujuan untuk menentukan sebuah operator, yang digunakan untuk memprediksi log sumur dari data seismik yang berada di sekitarnya. Dalam kenyataan, menganalisis data seismik bukan merupakan data dari atribut seismik itu sendiri. alasan kita melakukan hal ini karena menggunakan data atribut seismik lebih menguntungkan daripada data seismik itu sendiri, karena banyak atribut yang bersifat non-linier, sehingga dapat meningkatkan kemampuan untuk prediksi. Pada pengembangan (*extension*) analisis linier konvensional terdapat *regresi linier multiatribut* atau *multiple*



atribut. Sebagai penyederhanaan terdapatnya tiga atribut seperti gambar 14 tersebut.



**Gambar 14.** Contoh kasus tiga atribut seismik (Russel, 1997)

Dalam setiap sample waktu, log target ini dimodelkan pada persamaan linier sebagai berikut:

$$L(t) = W_0 + W_1 A_1(t) + W_2 A_2(t) + W_3 A_3(t) \quad (21)$$

Kemudian dalam persamaan ini pembobotan dihasilkan dengan meminimalkan *mean-squared prediction error*:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - W_0 - W_1 A_{1i} - W_2 A_{2i} - W_3 A_{3i})^2 \quad (22)$$

Di dalam kasus atribut tunggal, *mean squared error* dihitung dengan pembobotan, hal ini merupakan pengukuran kesesuaian untuk transformasi tersebut. Contohnya dalam koefisien korelasi, yang dimana koordinat X merupakan nilai log yang diprediksi dan pada koordinat Y merupakan hasil nilai real dari data log.

### 3.13.3 Metode *Step-wise Regression*

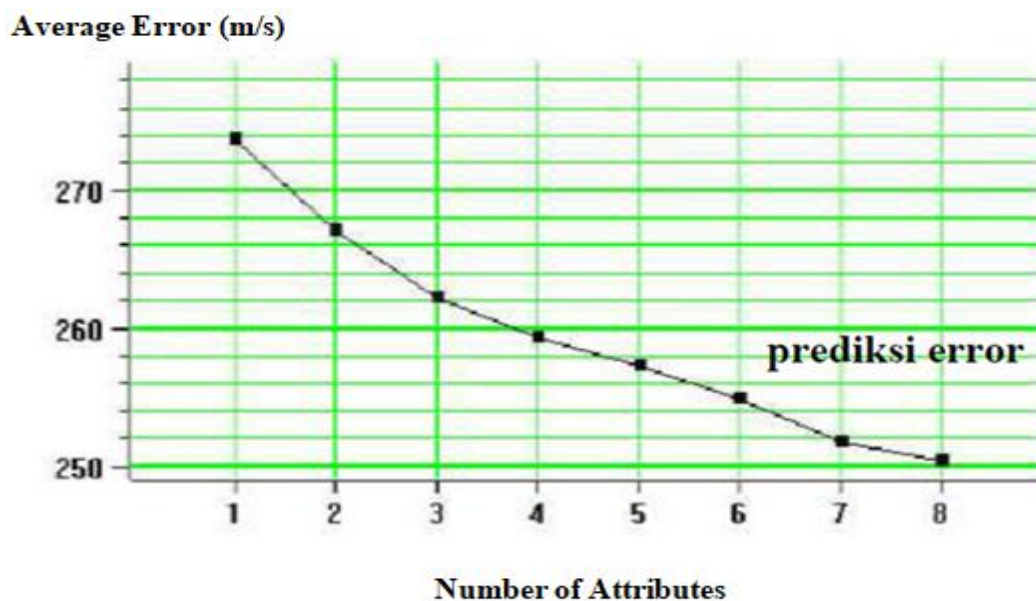
Pada penelitian ini menggunakan metode ini untuk memilih suatu atribut-atribut yang baik, yang nantinya digunakan untuk memprediksi log target, yang nantinya akan dilakukan sebuah teknik *step-wise regression*. Adapun teknik pemilihan atribut dengan *step-wise regression* yaitu:

1. Dalam mencari atribut tunggal pertama yang paling baik, dilakukanya *trial and error*. Kemudian pada masing-masing atribut yang terdapat di *software* dihitung *error* prediksinya. Jika hasil tersebut menghasilkan *error* prediksi yang terendah, maka atribut tersebut di anggap atribut yang paling baik. Sehingga atribut tersebut dapat disebut atribut A.
2. kemudian untuk mencari pasangan atribut A, diasumsikan dari atribut A pasangan yang paling baik adalah pasangan yang menghasilkan *error* paling rendah, maka atribut ini disebut dengan atribut B.
3. Selanjutnya untuk mencari pasangan dalam tiga atribut paling baik, di cari dengan atribut yang menghasilkan nilai prediksi yang *errornya* paling rendah dengan mengasumsikan dari kedua anggota atribut A dan atribut B.

Prediksi dari nilai *error*,  $E_n$ , untuk  $n$  atribut selalu akan lebih kecil atau sama dengan  $E_{n-1}$  untuk  $n-1$  atribut dengan tidak melihat atribut mana yang digunakan.

### 3.13.4 Validasi

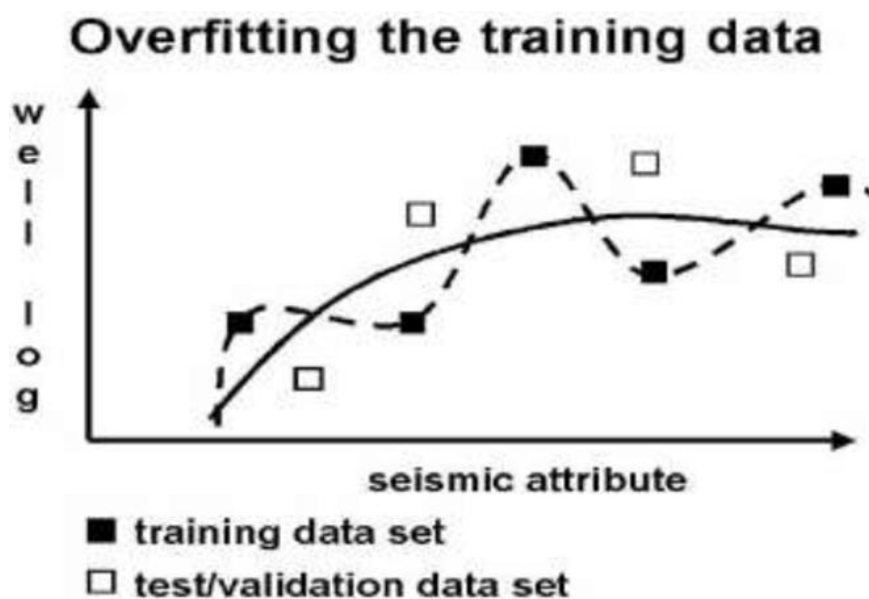
Dalam transformasi multiatribut pada jumlah  $N+1$  selalu mempunyai suatu prediksi *error* yang lebih kecil atau sama dengan transformasi dengan  $N$  atribut. Dengan bertambahnya jumlah atribut, sehingga diharapkan penurunan secara asimptotis dari prediksi *error*, seperti pada gambar 15.



**Gambar 15.** Plot pada prediksi *error* terhadap jumlah attribut yang dipakai dalam transformasi (Russel, 1997).

Bertambahnya suatu atribut-attribut maka semakin meningkatnya kemiripan atau kecocokan dari data *training*. Akan tetapi dalam hal ini akan berdampak buruk apabila diterapkan pada data yang terbaru atau bukan pada set data *training*, atau yang biasa kita sebut “*over training*”. Kemudian saat mengukur kendala dari kemiripan order atribut yang besar dengan menerapkan teknik-teknik statistik telah dihasilkan. Teknik ini kebanyakan diterapkan pada regresi linier, bukan prediksi linier dengan menggunakan *neural network* hal tersebut dikarenakan dalam melakukan pemilihan pada proses *cross-plot validasi* sehingga dapat diterapkan pada semua jenis prediksi. Kemudian pada *cross validasi* membagi

seluruh data training kedalam dua bagian, diantaranya data training dan data validasi. Dalam data validasi memiliki kegunaan yaitu untuk mengukur hasil akhir prediksi *error* akan tetapi pada data *training* digunakan untuk menghasilkan suatu transformasi. Sehingga dapat diasumsikan bahwa pada *over-training* pada data *training* akan mendapatkan kemiripan yang tidak bagus pada data validasi. Adapun ilustrasi dari hal tersebut pada **gambar 16**.



**Gambar 16.** Ilustrasi *cross-validasi* (Russel, 1997)

Dalam kedua kurva tersebut digunakan untuk mencocokkan titik-titik data, dimana pada kurva tegas yaitu polinomial order kecil, kemudian kurva garis putus-putus adalah polinomial order tinggi. Kurva garis putus-putus mencocokkan data *training* secara lebih baik, tetapi menunjukkan kecocokan yang kurang baik jika dibandingkan dengan data validasi. Kemudian data *training* terdiri dari suatu sample *training* dari semua sumur, kecuali beberapa sumur yang tidak diperlihatkan, kemudian data validasi terdiri dari sample dari data sumur yang tidak diperlihatkan. Sehingga proses *cross validasi* ini diulang beberapa kali pada

semua sumur pada setiap pengukuran. Kemudian validasi *error* total merupakan rata-rata rms *error* individual.

$$E_v^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e_{vi}^2 \quad (23)$$

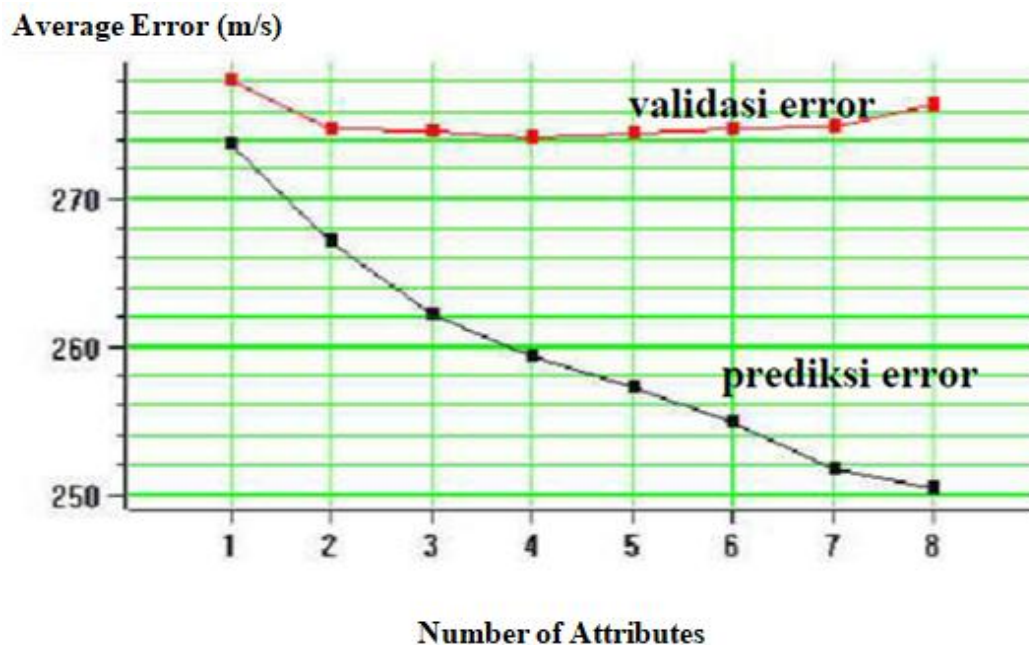
Keterangan:

$E_v$  = Validasi *error* total

$E_{vi}$  = Validasi *error* untuk sumur i

N = Jumlah sumur

Dalam melakukan *training error* akan selalu menghasilkan nilai yang lebih kecil dari validasi *error*nya dalam setiap jumlah atribut. Hal ini dikarenakan pada hasil kemampuan suatu prediksi dalam melakukan pemindahan suatu sumur dari *set training* akan menurunkan. Pada validasi *error* secara grafik tidak mengalami penurunan secara spontan. Secara nyata kurva tersebut menunjukkan lokal minimum di setiap area empat atribut dan secara perlahan-lahan mengalami peningkatan. Dalam penambahan setiap atribut yang ke empat, dapat diinterpretasi bahwa sistem akan *over training*. Secara umum apabila kurva validasi *error* menunjukkan paling minimum, dapat di asumsikan bahwa jumlah atribut pada titik tersebut adalah optimum. Akan tetapi jika kurva validasi *error* memperlihatkan regional minimum maka dapat memilih titik dimana kurva berhenti menurun secara meyakinkan.



**Gambar 17.** Validasi *error* (Russel, 1997).

Pada gambar 17 plot yang sama kecuali validasi *error* total sekarang menunjukkan sebagai kurva paling atas, dan dapat di ketahui setelah atribut yang kedua, atribut lainnya akan menunjukkan validasi *error* dengan peningkatan yang kecil kemudian secara perlahan pun mengalami peningkatan pada prediksi *error* (Niko, 2018).

### 3.14 Seismik Atribut

Secara umum menurut (Barnes, 1999) seismik atribut merupakan karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal. Pada seismik atribut ini, informasi yang paling utama adalah frekuensi, amplitudo, serta atenuasi yang kemudian menjadi dasar dalam klasifikasi atribut seismik, dari informasi tersebut dapat memudahkan dalam interpretasi seismik untuk penentuan

horizon pada penampang seismik. Secara umum, dari atribut turunan amplitudo akan cenderung menunjukkan informasi tentang stratigrafi dan reservoir sedangkan atribut turunan waktu akan lebih cenderung memberikan informasi-informasi perihal struktur. Akan tetapi atribut turunan frekuensi dan atribut *atenuasi* hingga saat ini belum benar-benar dipahami, namun dipercaya pada masa yang akan datang atribut ini akan berguna dalam menganalisa *reservoir*, *stratigrafi* dan dapat mengetahui informasi tentang *permeabilitas*.

### 3.15 Atribut Input Dalam Analisis Multiatribut (Internal Atribut)

Menurut (Chen dan Sidney, 1997) atribut seismik dibagi menjadi dua, diantaranya:

1. *Horizon-based attributes* : atribut ini dihitung untuk menentukan nilai rata-rata antara dua horizon.
2. *Sample-based attributes* : merupakan transformasi dari *trace input* untuk menghasilkan *trace output* lainnya dengan jumlah yang sama dengan *trace input* (nilainya dihitung sampel per sampel).

Pada atribut yang digunakan untuk menganalisis multiatribut yaitu dengan menggunakan perangkat lunak EMERGE pada *Software HRS* dimana digunakan dalam bentuk *sample-based attributes*, yang terdiri dari 22 jenis *attributes* yang digunakan sebagai tahap input. *Attributes* tersebut dapat dikelompokkan ke dalam 5 bagian, diantaranya:

1. *Attributes Sesaat*
  - a. *Instantaneous Phase*

- b. *Instantaneous Frequency*
  - c. *Cosine Instantaneous Phase*
  - d. *Apparent Polarity*
  - e. *Amplitude Weighted Frequency*
  - f. *Amplitude Weighted Frequency*
  - g. *Amplitude Weighted Phase*
2. *Windowed Frequency Attributes*
- a. *Average Frequency Amplitude*
  - b. *Dominant Frequency*
3. *Filter Slice (Band Filter)*
- a. 5/10 – 15/20 Hz
  - b. 15/20 – 25/30 Hz
  - c. 25/30 – 35/40 Hz
  - d. 35/40 – 45/50 Hz
  - e. 45/50 – 55/60 Hz
  - f. 55/60 – 65/70 Hz
4. *Derivative Attributes*
- a. *Derivative of the seismic trace*
  - b. *Derivative instantaneous amplitudo*
  - c. *Second derivative of the seismic trace*
  - d. *Second derivative instantaneous amplitudo*
5. *Integrated Attributes*
- a. *Integrated seismic trace*



*b. Integrated reflection strenght*

### **3.16 Simulasi Monte Carlo**

Pada tahun 1940 masa pengembangan bom atom di Los Alamos monte carlo digunakan untuk simulasi pertama kalinya. Simulasi ialah suatu teknik numerik untuk melakukan eksperimen pada suatu komputer digital yang berkaitan dengan dasar perhitungan matematika dan model logika tertentu. Metode Monte Carlo ini dikatakan dasar dari langkah perhitungan dari metode simulasi monte carlo atau dapat disebut algoritma yang dapat digunakan untuk suatu penyelesaian masalah, dan metode ini juga untuk mengevaluasi model deterministik yang melibatkan suatu bilangan acak sebagai salah satu input, kemudian menentukan suatu angka random dari data sample atau merupakan suatu teknik statistika atau metode percobaan statistik. Seperti bentuk distribusi, probabilitas, variasi dan standar deviasi. Suatu model deterministik yang menjadi model statistik merupakan salah satu hasil dari input yang berupa bilangan random, yang nantinya pemodelan deterministik ini merupakan suatu model pendekatan yang akan diketahui dengan pasti dan pada model statistik merupakan pemodelan yang belum pasti, sehingga pada metode simulasi monte carlo ini dapat dibilang metode untuk menganalisis perambatan ketidakpastian atau yang dapat digolongkan sebagai metode sampling karena input dibangkitkan secara random dari suatu distribusi probabilitas untuk proses sampling dari suatu data. Dimana dalam operasionalnya Monte Carlo melibatkan pemilihan secara acak terhadap keluaran masing-masing secara berulang sehingga diperoleh solusi dengan nilai pendekatan tertentu (Rosiana, 2013).

### 3.17 Perhitungan Sumber Daya

Sumber daya adalah

$$OOIP = \frac{7758 \times A \times h \times \emptyset (1-Sw)}{Boi} \quad (24)$$

Keterangan:

OOIP = Original oil in place

7758 = Faktor *konversi* dari *acre/ft*

$\emptyset$  = Porositas (%)

$S_w$  = Saturasi air (%)

$Boi$  = Oil formation volume faktor

$$OGIP = \frac{43560 \times A \times h \times \emptyset (1-Sw)}{Bgi} \quad (25)$$

Keterangan:

OGIP = Original gas in place

43560 = Faktor *konversi* dari *acre/ft*

$\emptyset$  = Porositas (%)

$S_w$  = Saturasi air (%)

$Bgi$  = Gas formation volume faktor (Triwibowo, 2010).

### 3.18 Data Persentil

Data persentil merupakan 100 sekumpulan data yang menjadi 100 bagian yang sama, kemudian menghasilkan 99 pembagian secara berturut-turut yang dinamakan persentil pertama, persentil kedua, ..., persentil ke -99.

### 3.18.1 Persentil data tunggal

Menentukan suatu persentil data tunggal ini dapat dilakukan dengan mengurutkan suatu data dari yang terkecil hingga terbesar yang nantinya untuk menentukan letak persentil adapun rumus menentukan suatu letak persentil sebagai berikut:

$$P_i = \frac{i(n+1)}{100} \quad (26)$$

Keterangan:

$P_i$  = Persentil ke-

$n$  = Jumlah data

$i$  = Urutan persentil (Walpole, 1982).



## 4.2 Software dan Hardware

Pada penelitian ini *software* yang digunakan adalah:

1. *Interactive Petrophysics (IP)*
2. *Hampson Russell (HRS)* versi 10.0.2
3. *Hampson Russell (HRS)* versi 08
4. *Petrel* versi 2008
5. *Microsoft Office Excel* 2007

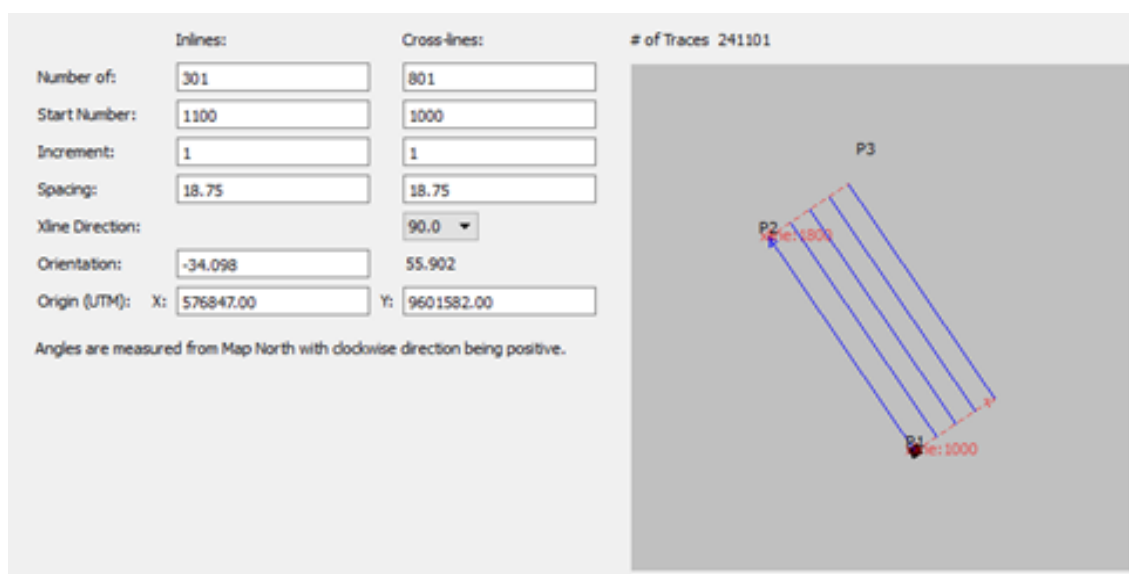
Kemudian untuk *hardware* yang digunakan yaitu berupa laptop asus dengan spesifikasi *intel core i3-6006U Nvidia Geforce 920mx*.

## 4.3 Data Penelitian

Pada penelitian ini data yang digunakan diantaranya:

### 4.3.1 Data Seismik

Penelitian ini menggunakan data seismik 3 Dimensi (3D) *Post Stack Time Migration (PSTM)* yang memiliki *interval sampling rate* 4 ms dengan jumlah *Inline* 301 dan *Cross line* 801.



**Gambar 18.** Geometri pada data penelitian

### 4.3.2 Data Sumur

Penelitian ini menggunakan 4 sumur diantaranya Sumur PRO1, PRO2, PRO3 dan PRO4 dimana pada ke-empat sumur ini diliputi dengan log *GammaRay*, log *Resistivity*, log NPHI, log RHOB, log *Capiler* dan log *P-Wave*.

Tabel 4. Kelengkapan data sumur

No.	Nama Sumur	Log GR	Log Resistivity	Log RHOB	Log NPHI	Log Capiler	Log Sw	Log PHIE	Log PHIT	Log P-wave
1.	PRO1	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak	Ada	Ada
2.	PRO2	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak	Ada	Ada
3.	PRO3	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak	Ada	Ada
4.	PRO4	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak	Ada	Ada

Tabel 5. Nilai posisi sumur pada seismik

No.	Well Name	Units	X Location	Y Location	Inline	Xline	CDP
1.	PRO1	ft	576718.89	9607811.60	1281	1279	145261
2.	PRO2	ft	575254.17	9609975.42	1281	1418	145400
3.	PRO3	ft	577524.63	9606357.71	1273	1191	138765
4.	PRO4	ft	575556.76	9608086.56	1237	1326	110064

### 4.3.3 Data Marker

Data *marker* sangat digunakan dalam melakukan *picking horizon* dan *welltie to seismic tie*. Karena pada data *marker* ini berisi informasi-informasi dari suatu batas-batas formasi, yang nantinya akan digunakan untuk melakukan *picking horizon* dan *welltie to seismic tie*. Pada penelitian ini terdapat 4 data *marker* diantaranya marker CB1, CB2, CB3 dan CB4.

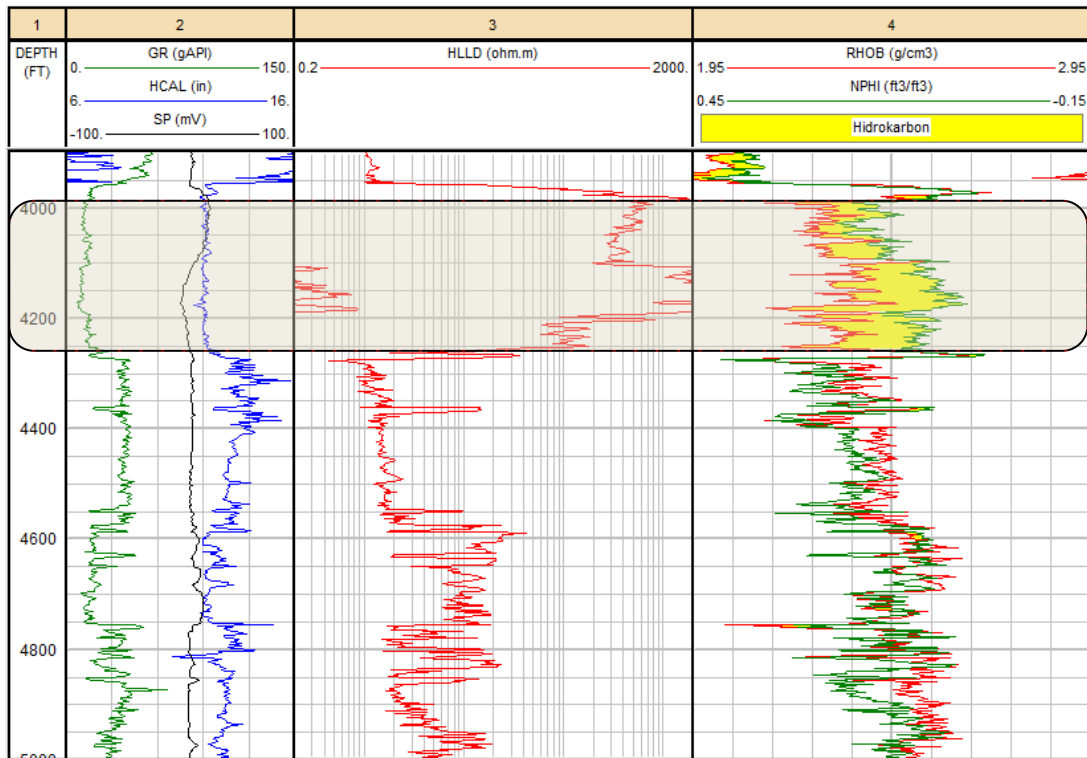
#### **4.3.4 Data Checkshot**

Data *checkshot* digunakan sebagai pengikatan data sumur terhadap data seismik, dimana kita ketahui bahwa data sumur berada dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik berada dalam domain waktu. Sehingga data *checkshot* sangat digunakan untuk mendapatkan hubungan antara domain kedalaman dengan domain waktu, yang nantinya digunakan untuk mengkonversi data dari domain waktu menjadi domain kedalaman atau sebaliknya.

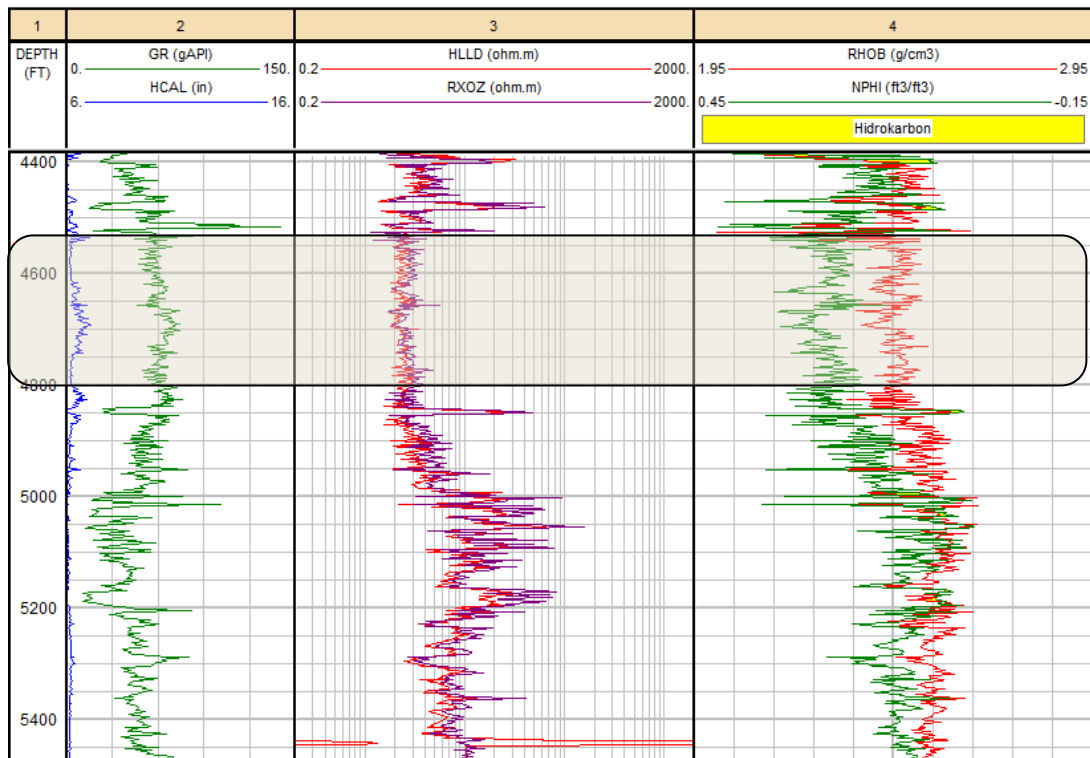
### **4.4 Tahap Pengolahan Data**

#### **4.4.1 Pengolahan dan Analisis Data Sumur**

Pengolahan data sumur adalah tahap awal dalam melakukan penelitian ini, untuk menentukan suatu zona prospek hidrokarbon, dimana untuk menentukan zona prospek yang mengandung hidrokarbon penulis membuat *triple combo* yang terdiri dari log *gamma ray*, log *capiler*, log SP, log *resistivity*, log RHOB (*density*) dan log NPHI (*neutron-porosity*). Kemudian untuk menentukan zona prospek yang mengandung hidrokarbon dilihat dari kurva log RHOB (*density*) dan log NPHI (*neutron-porosity*) yang rendah dan ditandai dengan adanya sparasi.



**Gambar 19.** Tampilan log yang mengandung zona prospek hidrokarbon pada sumur PRO1

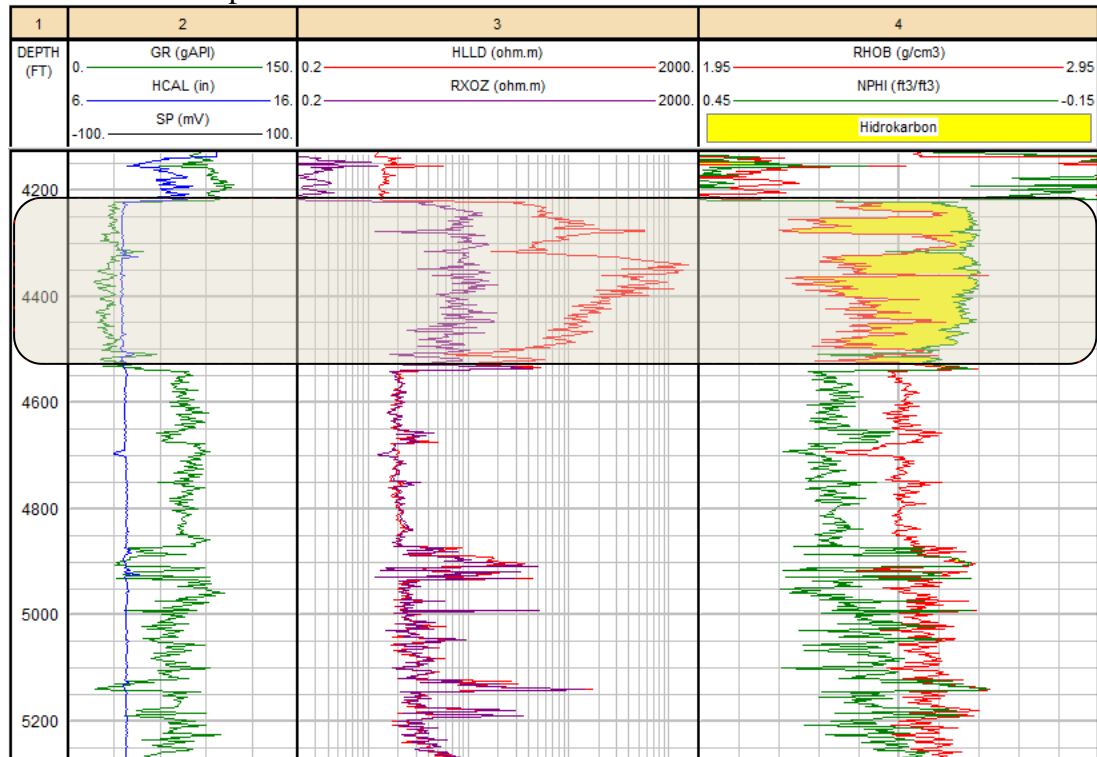


**Gambar 20.** Tampilan log yang mengandung zona tidak prospek hidrokarbon pada sumur PRO2





**Gambar 21.** Tampilan log yang mengandung zona prospek hidrokarbon pada sumur PRO3



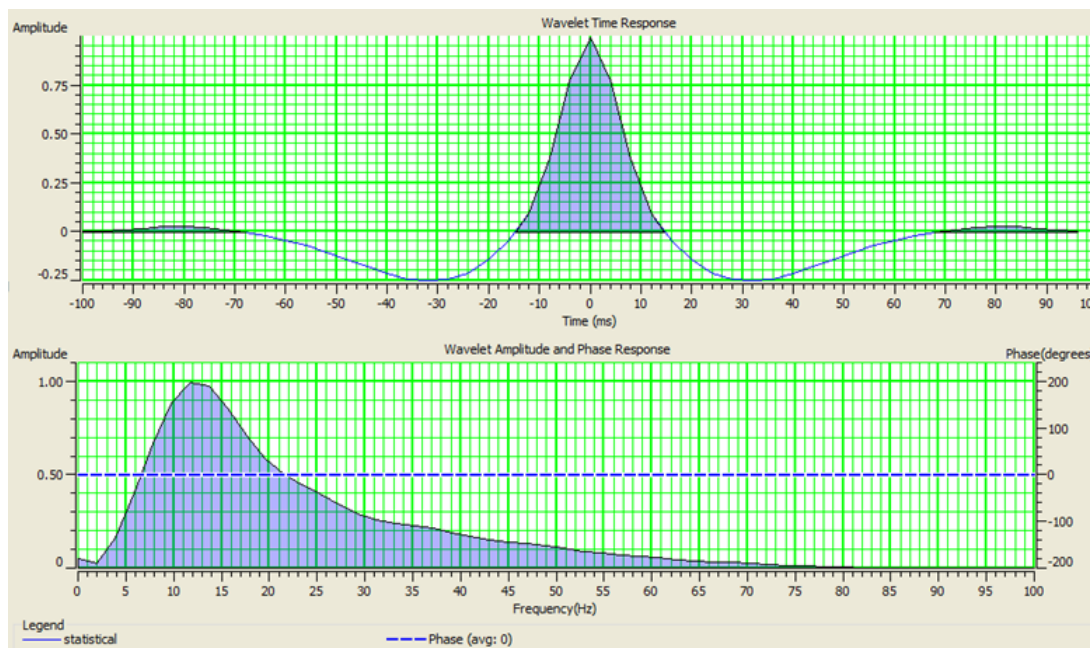
**Gambar 22.** Tampilan log yang mengandung zona prospek hidrokarbon pada sumur PRO4

#### 4.4.2 Ekstraksi Wavelet

*Wavelet* salah satu hal yang paling penting dalam proses pengikatan data seismik terhadap data sumur. *Wavelet* hasil ekstrak dari seismik akan menggambarkan data seismik di sekitar log, semakin cocok *wavelet* yang digunakan, maka semakin *match* antara sintetik dengan *trace* seismiknya yang nantinya akan digunakan sebagai acuan dalam proses *well seismic tie*. Ada beberapa metode dalam melakukan ekstrak *wavelet*, diantaranya:

1. *Statistical* : Metode ini menggunakan data *trace* seismik untuk dilakukan ekstrak *wavelet*.
2. *Bandpass* : pembuatan *wavelet* ini memerlukan beberapa parameter diantaranya *low cut*, *low pass*, *high cut*, *high pas*, *sample rate* dan panjang gelombang.
3. *Bandpass* : pembuatan *wavelet* ini memerlukan beberapa parameter diantaranya *low cut*, *low pass*, *high cut*, *high pas*, *sample rate* dan panjang gelombang.
4. *Ricker* : pembuatan *wavelet* ini memerlukan empat parameter diantaranya frekuensi dominan, rotasi fasa, *sample rate* dan panjang gelombang.
5. *Usingwell* : pembuatan *wavelet* ini menggunakan data log dengan menganalisis data berupa data sonic , densitas dan data seismik.

Dalam penelitian ini menggunakan metode metode *statistical* sebagai *ekstraksi wavelet*.



**Gambar 23.** Hasil ekstraksi wavelet menggunakan metode *statistical*

#### 4.4.3 Well To Seismic Tie

Setelah *wavelet* dibuat kemudian *wavelet* dikonvolusi dengan koefisien refleksi untuk membuat *seismogram sintetik* yang akan digunakan dalam proses *well seismic tie* yaitu pengikatan data seismik berdomain waktu (*time*) terhadap data sumur berdomain kedalaman (*depth*), untuk menempatkan *reflektor* seismik pada kedalaman sebenarnya. Pada proses *well seismic tie* data sumur yang digunakan berupa data log densitas (*RHOB*) dan log *sonic* (*DT*) yang kemudian data log tersebut dikonversi terlebih dahulu menggunakan data *chekshot* yang ada, hali ini agar domainnya berubah menjadi domain waktu (*time*). Kemudian pada proses *well seismic tie* dimana untuk memperoleh suatu nilai korelasi yang ditinggi dilakukanya *auto shifting* dan *stretch*. *Shifting* merupakan proses memindahkan seluruh komponen seismogram ke posisi yang diinginkan sedangkan *stretch* proses perenggangan anantara dua amplitudo yang berdekatan dengan seismogram,

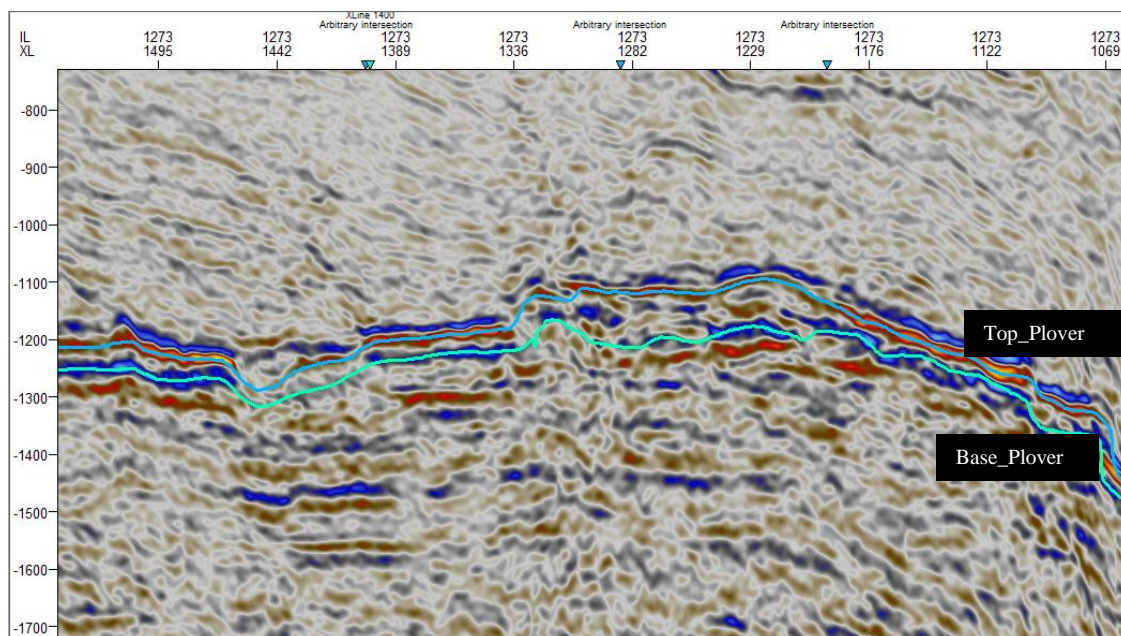
sehingga bila terlalu banyak melakukan *stretch* maka akan mengubah data sumur atau mempengaruhi *reflektor* ke posisi yang sebenarnya.

Tabel 6. Hasil korelasi

No.	Nama Sumur	Nilai Korelasi
1.	Sumur PRO1	0.897
2.	Sumur PRO2	0.888
3.	Sumur PRO3	0.905
4.	Sumur PRO4	0.802

#### 4.4.4 *Picking Horizon*

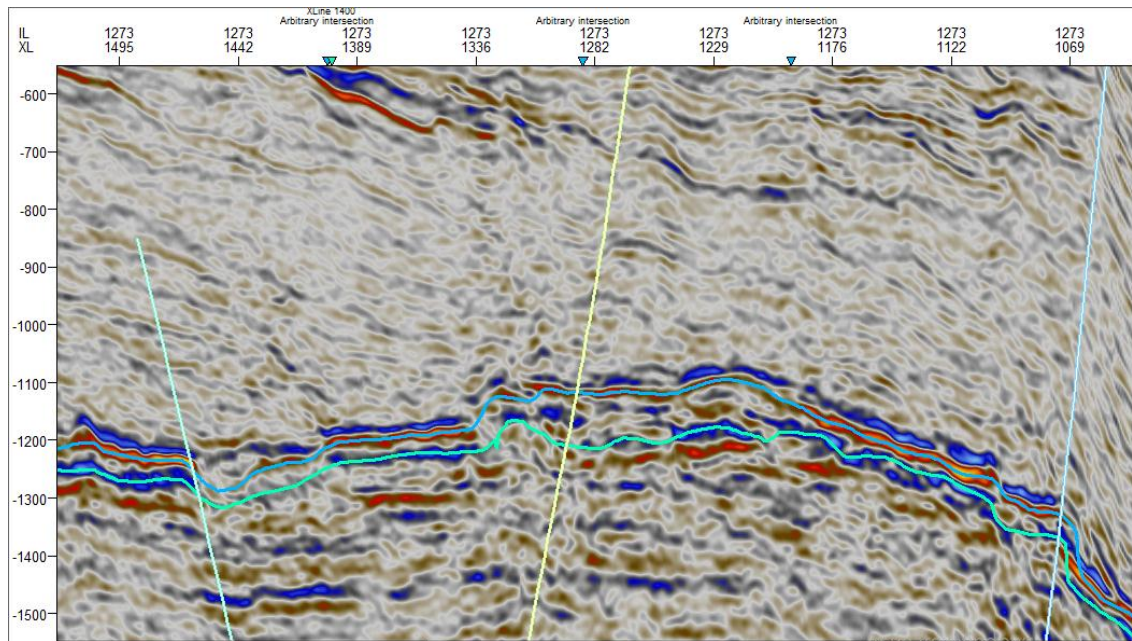
*Picking horizon* ini dilakukan dengan menggunakan *software petrel* versi 2008. *Picking horizon* ini dilakukan dengan cara membuat garis kemenerusan pada penampang seismik untuk memperlihatkan keteraturan kenampakan refleksi dan puncak formasi yang potensial serta suatu batas antar lapisan, untuk mempermudah melakukan *picking horizon* diperlukanya data marker sebagai acuan lokasi zona target, Hasil dari *picking horizon* akan digunakan sebagai acuan dalam proses inversi.



**Gambar 24.** Hasil *picking horizon*

#### 4.4.5 *Picking Fault*

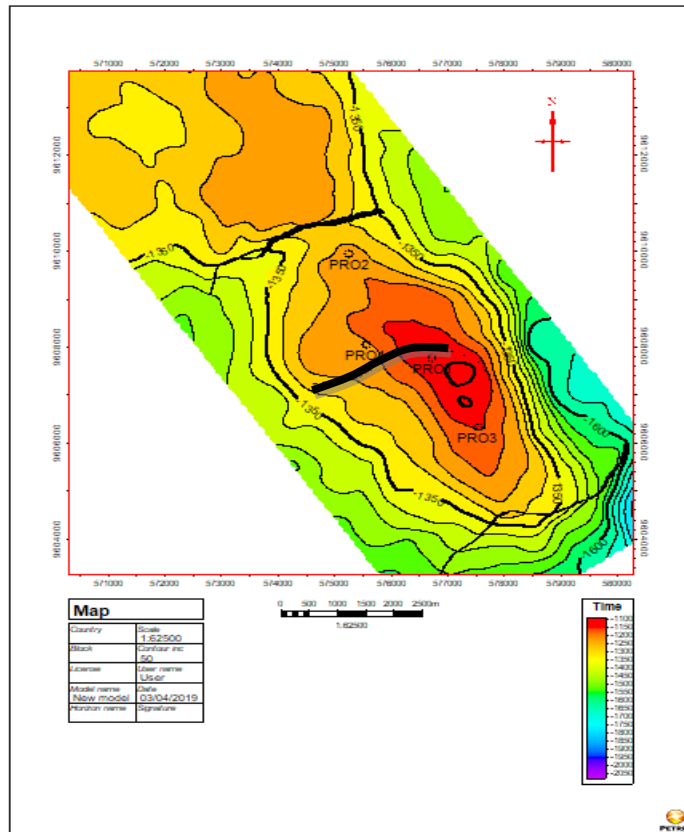
*Picking fault* dilakukan untuk melihat pergeseran yang di akibatkan dari gerakan massa batuan, dimana *fault* ini terjadi ketika batuan mengalami tekanan dan suhu yang rendah sehingga terjadinya pergeseran horizon yang tampak jelas. Untuk melakukan *picking fault* perlu dilakukannya dengan mengamati indikasi-indikasi sesar pada penampang seismik, indikasi itu ditandai dengan adanya perubahan secara tiba-tiba kemiringan horizon, adanya *difraksi* yang memancarkan energi seismik yang berasal dari reflektor yang biasanya berbentuk kurva hiperbolik.



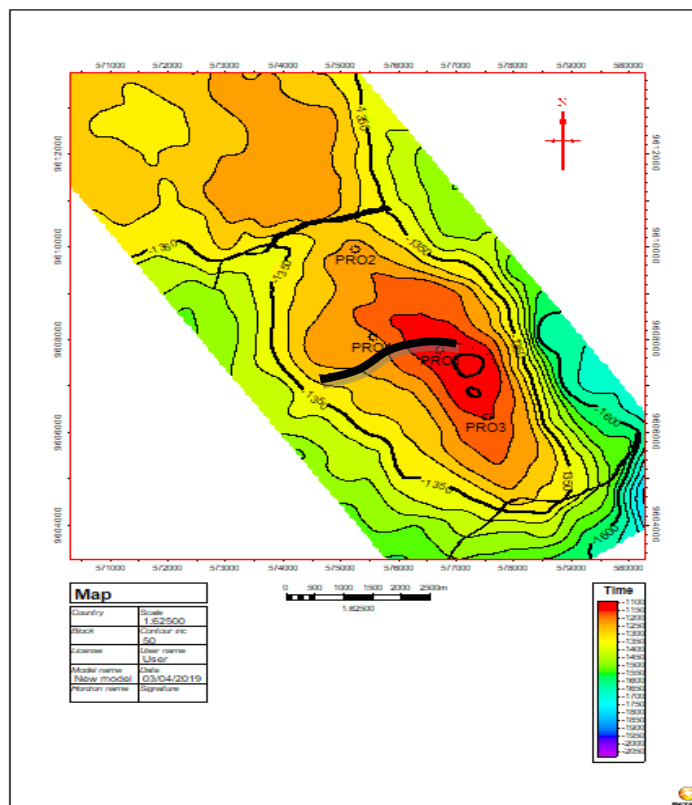
**Gambar 25.** Hasil *picking fault*

#### 4.4.6 *Time Structure Map dan Depth Structure Map*

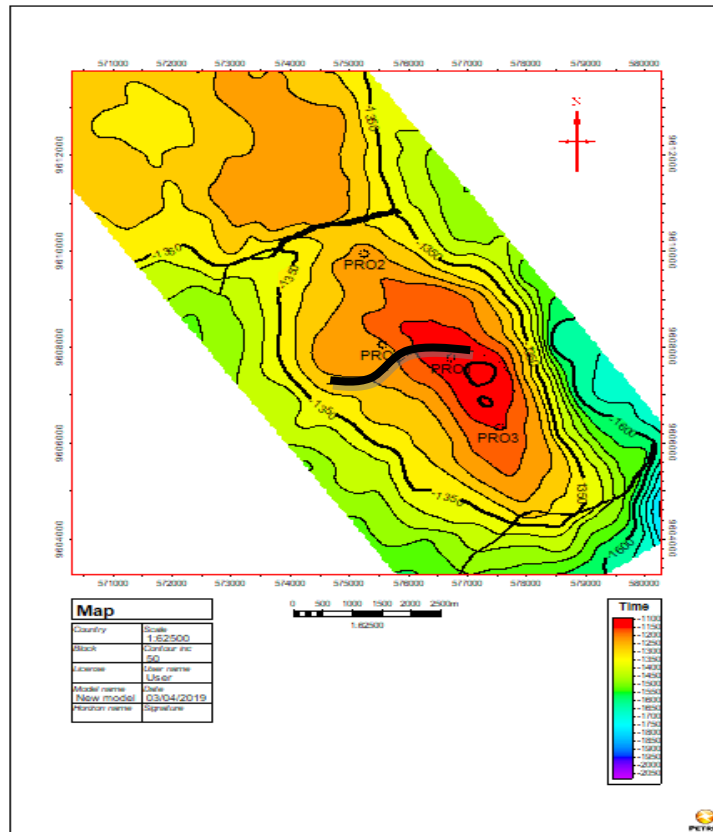
Pembuatan *time structure map* dan *depth structure map* ini dilakukan setelah proses *picking horizon* dan *picking fault* yang nantinya digunakan untuk memperlihatkan bentuk struktur pada lapangan penelitian dalam domain waktu yang kemudian akan di konversi menjadi domain kedalaman. Kemudian pembuatan *depth structure map* digunakan untuk memperlihatkan bentuk struktur pada lapangan penelitian serta mengitung luasan area tiap kontur.



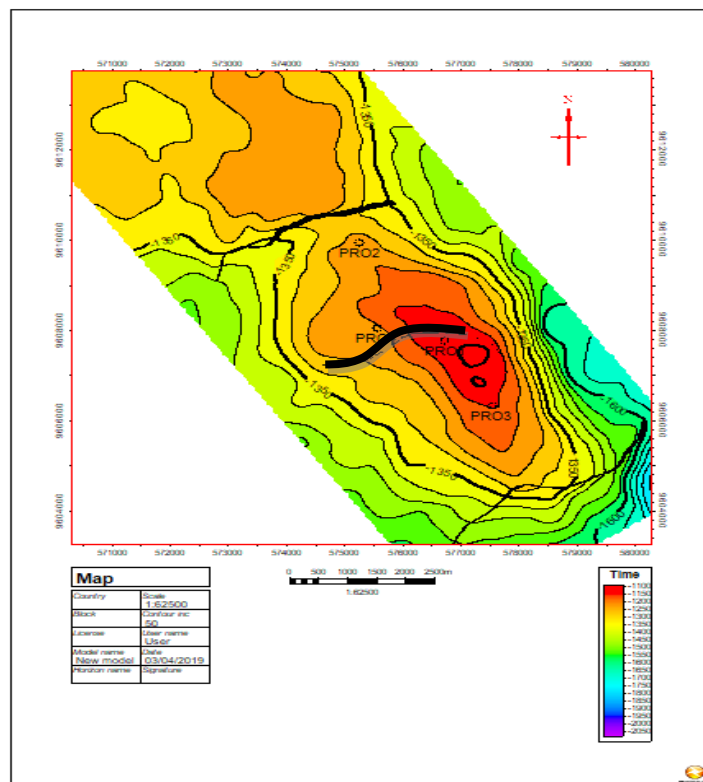
**Gambar 26.** Time structure map (top\_plover)



**Gambar 27.** Time structure map (base\_plover)



Gambar 28. Depth structure map (top\_plover)



Gambar 29. Depth structure map (base\_plover)



#### 4.4.7 Analisis Sentitivitas

Analisis sentitivitas adalah proses terpenting sebelum melakukan tahap inversi untuk dijadikan acuan baik atau tidaknya dalam proses inversi tersebut. Analisis sentitivitas yaitu proses pengecekan zona litologi yang berdasarkan nilai impedansinya dengan *crossplot* antara impedansi dengan sumur, diantaranya sumur tersebut adalah (*gamma ray*, *density*, *porosity*, *resisitvity* dan *P-Impedance*). Setelah melakukan pengecekan zona litologi kemudian dilakukanya suatu pemisahan zonasi antara zona impedansi rendah dan impedansi tinggi yang nantinya akan dilakukan *cross section*.

#### 4.4.8 Model Inisial

Pembuatan model inisial ini digunakan untuk kontrol ketika melakukan proses inversi, dimana pembuatan model inisial ini data yang digunakan berupa data seismik dan data sumur. Diantaranya data sumur impedansi akustik yang di dapat dari log *sonic* (*DT*) dan log densitas (*RHOB*) serta horizon hasil interpretasi, pembuatan model inisial ini terdiri dari semua sumur yang telah dilakukanya *well to seismic tie*. Tujuan dari pembuatan model inisial ini untuk menentukan bagus tidaknya hasil inversi.

#### 4.4.9 Inversi Impedansi Akustik dengan Metode Model Base

Pemodelan bawah permukaan bumi yang dilakukan dengan data seismik sebagai data input dan data log sebagai data kontrol disebut dengan inversi seismik yang nantinya digunakan untuk mendapatkan nilai korelasi yang besar dan nilai eror yang kecil. Analisis ini menggunakan model *base inversion* dan *wavelet statistical* pada masing-masing sumur. Adapun parameter yang digunakan diantaranya :

1. *Sample rate* : 4 ms

2. Jumlah iterasi : 10

Hasil inversi seismik impedansi akustik ini nantinya digunakan untuk proses multiatribut analisis dan perhitungan sumber daya.

#### **4.4.10 Analisis Multiatribut**

Proses analisis multiatribut digunakan untuk persebaran batu pasir dengan menggunakan prediksi porositas dan densitas. Tujuan analisis multiatribut untuk menentukan jumlah atribut yang akan dikombinasikan untuk memprediksi suatu log target. Pada analisis multiatribut data seismik *segy* sebagai atribut internal dan hasil inversi seismik sebagai atribut eksternal. Kemudian pada analisis multiatribut ini kita dapat melihat nilai validasi eror dari setiap *operator length* yang di dapat, apabila validasi eror yang baik akan menunjukkan suatu penurunan nilai validasi pada setiap atribut yang digunakan.

#### **4.4.11. Metode Regresi Linier dengan Teknik Step-wise Regression**

Dalam penelitian ini menggunakan metode *regresi linier* yang bertujuan untuk menemukan operator optimal, kemungkinan *nonlinier* yang dapat memprediksi log sumur terhadap data seismik. Penelitian ini menggunakan teknik *step-wise regression* untuk memilih atribut-atribut yang paling baik yang nantinya digunakan untuk memprediksi log target. Pemilihan suatu atribut dilakukan *trial and eror* untuk mencari atribut pertama yang paling baik, jika dalam pemilihan atribut pertama menghasilkan nilai eror prediksi yang rendah maka atribut tersebut paling baik. Semakin menghasilkan nilai eror yang rendah maka atribut yang digunakan semakin banyak dan semakin baik.

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Porosity	Average Frequency	0.050691	0.060011
2	Porosity	Filter 15/20-25/30	0.043313	0.054013
3	Porosity	1 / ( Density )	0.033523	0.158190
4	Porosity	( AI Inversion )**2	0.024095	0.076035
5	Porosity	Quadrature Trace	0.021190	0.103953
6	Porosity	Amplitude Weighted Phase	0.018793	0.143846
7	Porosity	Filter 45/50-55/60	0.017229	0.121092
8	Porosity	Derivative	0.016042	0.102503
9	Porosity	Amplitude Weighted Frequency	0.014651	0.165838
10	Porosity	Apparent Polarity	0.012977	0.148304

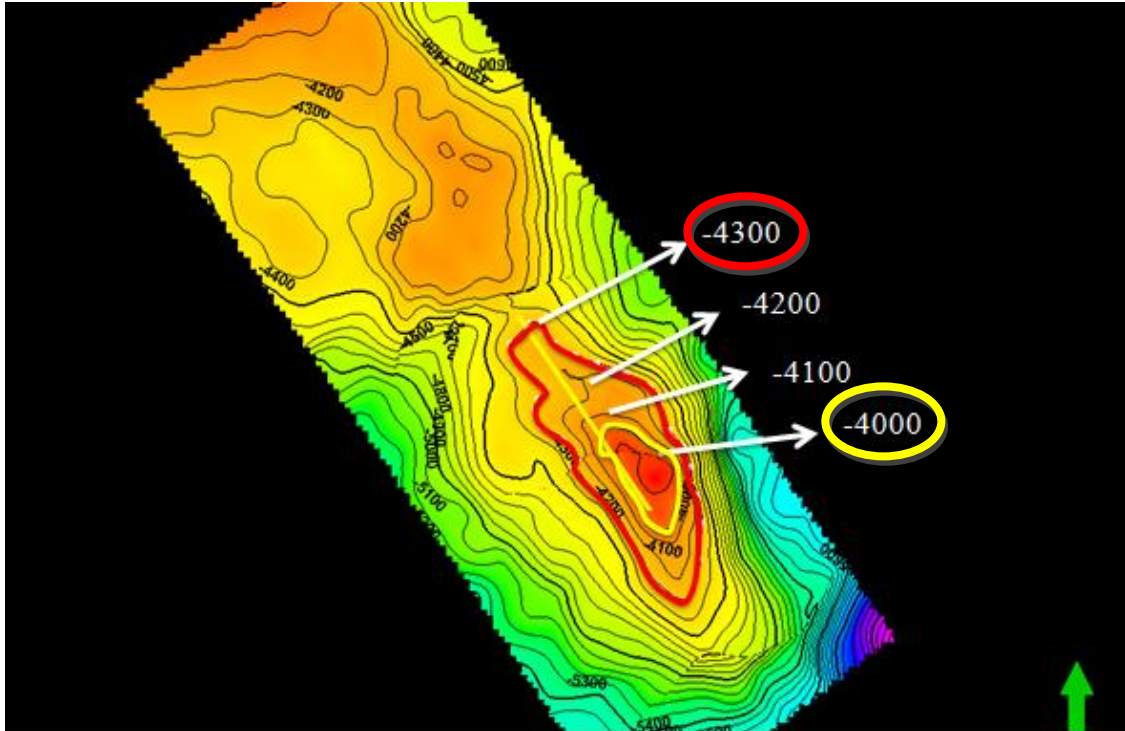
**Gambar 30.** Nilai prediksi *error* paling baik

#### 4.4.12 Simulasi Monte Carlo

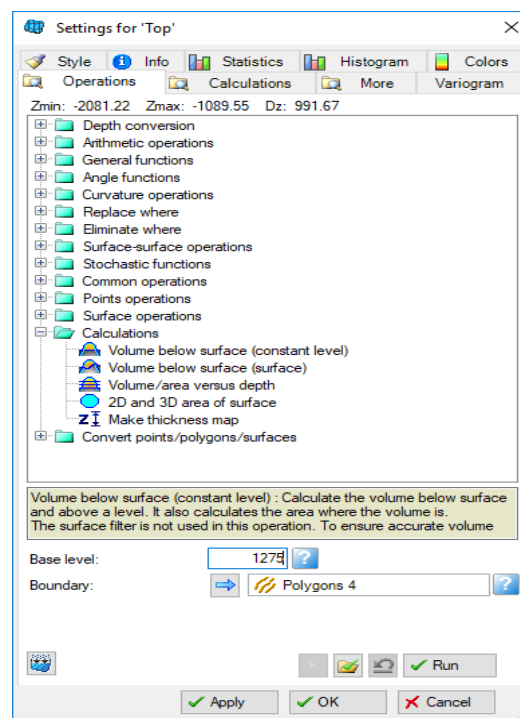
Simulasi monte carlo adalah sebuah simulasi atau prediksi untuk menentukan suatu angka random, dimana tujuan dari simulasi monte carlo dalam penelitian ini untuk perhitungan sumber daya. Dalam penelitian ini simulasi monte carlo adalah contoh dari pemodelan probabilitas dimana pemodelan yang selamanya tidak akan pernah konstan, karena saat melakukan perhitungan pada dunia bawah permukaan terutama yang tidak terukur langsung pasti memiliki ketidakpastian (*uncertainty*) yang tinggi.

#### 4.4.13 Perhitungan Volume *Bulk* Secara Analitis

Perhitungan volume *bulk* dilakukan dengan cara membuat suatu polygon pada *crossure* terluar (garis warna merah) dan terdalam (garis warna kuning) yang terletak di daerah penelitian. Kemudian menentukan ketebalan pada masing-masing kontur untuk mendapatkan nilai *acre-feet* nilai tersebut nantinya akan dilakukan untuk perhitungan sumber daya.



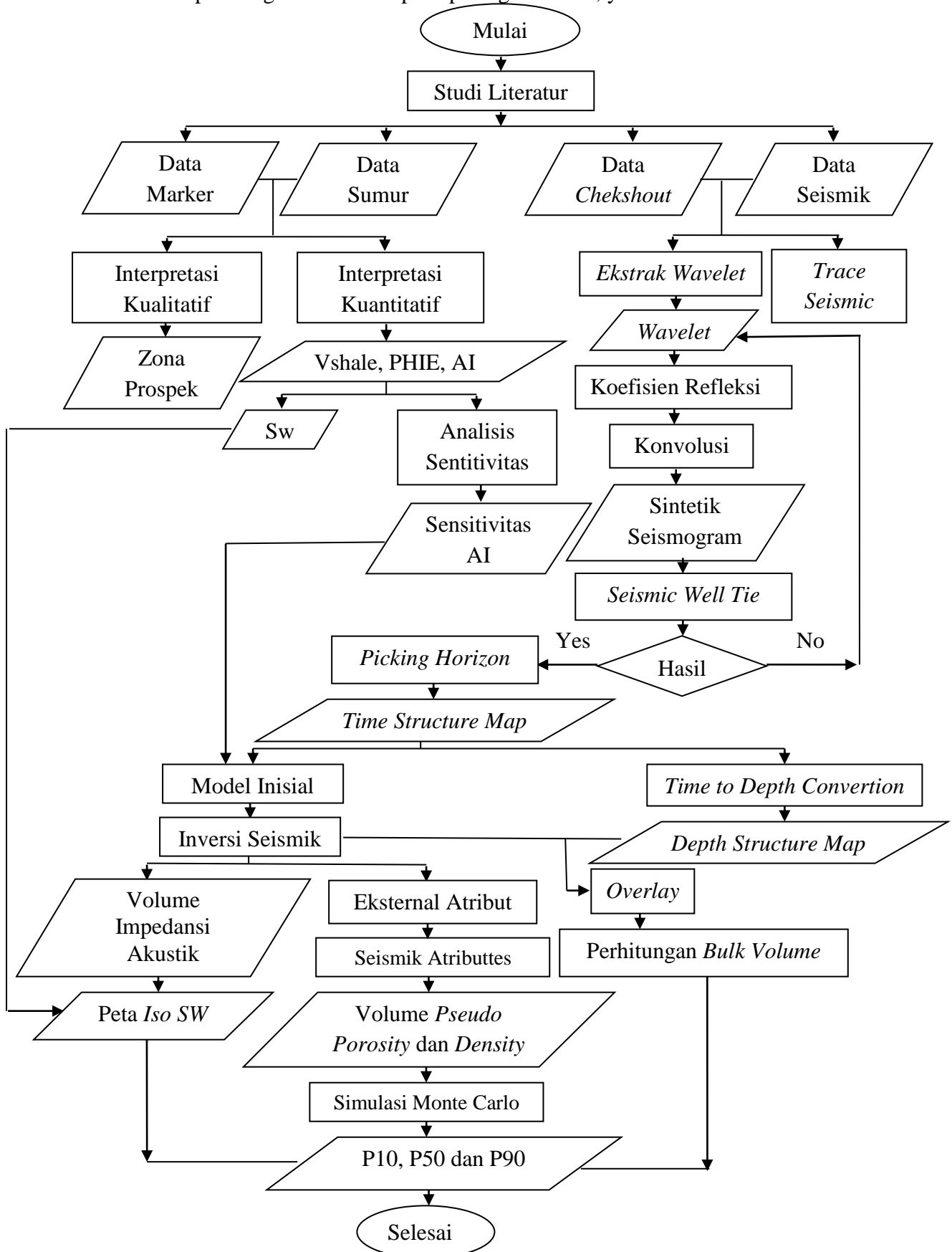
Gambar 31. Crosure terluar dan terdalam



Gambar 32. Mencari nilai acre-feet

#### 4.5 Diagram Alir

Adapun diagram alir ini seperti pada gambar 33, yaitu:



**Gambar 33.** Diagram alir penelitian

## VI. KESIMPULAN DAN SARAN

### 6.1 Kesimpulan

Dari penelitian yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa:

1. Reservoir batupasir (*sandstone*) yang mengandung hidrokarbon ditunjukkan oleh nilai impedansi akustik sebesar 10.000 – 35.000  $(ft/s)*(g/cc)$ .
2. Reservoir batupasir memiliki densitas (RHOB) sebesar 2.4– 2.6 gr/cc, dan nilai porositas efektif (PHIE) sebesar 15 – 20% yang tergolong baik, serta nilai SW yang rendah sekitar 10 – 20% yang mengindikasikan hidrokarbon berupa gas.
3. Parameter Impedansi akustik, densitas, porositas, dan saturasi air menunjukkan pola persebaran yang sama. Reservoir batupasir (*sandstone*) yang mengandung hidrokarbon dominan berada di bagian selatan di sekitar sumur PRO1, PRO3, dan PRO4, sedangkan pada bagian utara dan sumur PRO2 menunjukkan zona yang tidak prospek.
4. Berdasarkan perhitungan sumber daya dengan metode simulasi monte carlo, didapatkan P10, P50, dan P90 yang menunjukkan besarnya nilai sumberdaya dalam satuan BCF (*billion cubic feet*). Pada P10 nilai sumber daya yang terdapat di dalam reservoir hidrokarbonnya sebesar 365.72 BCF

5. (*billion cubic feet*), kemudian pada P50 214.04 BCF (*billion cubic feet*) dan P90 memiliki nilai sumber daya sebesar 86.32 BCF (*billion cubic feet*).
6. Ketiga nilai percentil (P10, P50, dan P90) sudah mendekati nilai pada volumenya sehingga dapat diketahui dari masing-masing percentil memiliki nilai sumberdaya yang sudah mendekati nilai volumenya.

## 6.2 Saran

Adapun saran yang diberikan untuk pelaksanaan penelitian ini untuk keberlanjutannya, diantaranya yaitu :

1. Diperlukan lebih banyak sumur agar data pengontrol semakin banyak.
2. Untuk menguatkan hasil interpretasi, diperlukan analisis lebih lanjut dengan menggunakan data *pre-stack*.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A. 2007. *Ensiklopedi Seismik Online E-book: Seismik Inversi*.
- Badley, M.E., 1985. *Practical Seismic Interpretation*. USA: Prentice Hall.
- Barrett, A. G., Hinde, A.L. dan Kennard, J.M., 2004, *Undiscovered Resource Assessment Methodologies and Application to The Bonaparte Basin*, Geoscience Australia, Canberra.
- Barnes. A.E., 1999. *Seismic attributes past, present, and future*, SEG Technical Program Expanded Abstracts.
- Bhatia, A.B. dan Sing, R.N. 1986. *Mechanics of Deformable Media*. Adam Hilger Imprint, Bristol. University of Sussex Press, England.
- Chen. Q., dan Sidney. S., 1997. Seismic Attribute Technology For Reservoir Forecasting and Monitoring. *The Leading Edge*, V. 16, no. 5, p. 445-456.
- Cordsen, A. dan Pierce, J. 2000. *Planning land 3D seismic surveys*. SEG Geophysical Development.
- Delisatra, G., 2012. Short Course: *Seismic Interpretation & Reservoir Characterization*. Universitas Gajah Mada, Yogyakarta.
- Dewanto, O., 2016. *Buku Ajar Petrofisika Log*, Lampung: Universitas Lampung
- Febridon, M.N, 2018. Analisis Sifat Fisis Pada Reservoir Batupasir Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik (AI) dan Multiatribut pada Lapangan “MNF” Cekungan Bonaparte. (*Skripsi*). Universitas Lampung.



- Hampson, D., Schuelke, J., dan Qurein, J., 2001., *Use of Multiattribute transforms to Predict Log Properties from Seismic Data.*, Houston, Texas: Society of Exploration Geophysics.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Schlumberger Oilfield Services, Jakarta.
- Judson, S., Kauffman, M.E dan Leet, L. D., 1987, *Physical Geology*, 7<sup>th</sup> Ed, New Jersey: Practice-Hall, Inc.
- Koesoemadinata, R., 1987. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*, Bandung: ITB.
- Mory, A.J., 1988. Regional geology of the offshore Bonaparte Basin. In: Purcell, P.G. and Purcell, R.R. (eds), The North West Shelf Australia, *Proceedings of Petroleum Exploration Society of Australia Symposium*, Perth, 1988, 287–309.
- O'Brien, G.W., Etheridge, M.A., Willcox, J.B., Morse, M., Symonds, P., Norman, C. And Needham, D.J., 1993. The Structural Architecture of the Timor Sea, North-Western Australia: Implications for Basin Development and Hydrocarbon Exploration. *The APEA Journal*, 33(1). p. 258-278.
- Rosiani, D. 2013. *Simulasi Monte Carlo Untuk Menentukan Estimasi Cadangan Minyak di Lapangan X*, Jurnal ESDM, Vol.5, No.1, Mei 2013.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs* : Second Edition. Interprint Ltd.: Malta.
- Riduawan, 2009. *Pengantar Statistika Sosial*. Bandung: Alfabeta.
- Walpole, R.E., 1982. *Pengantar Statistika Edisi ke-3*. Jakarta.
- Russel, B., 1994. *Seismic Inversion*. USA: SEG course notes.
- Russel, B., Hampson, D., Schuelke, J., and Qurein, J., 1997. Multi-attribute Seismic Analysis, *The Leading Edge*, Vol. 16
- Schlumberger, 1972. *The Essentials of Log Interpretation Practice*, Service Techniques Schlumberger, France.
- Schultz, P. S., Ronen, S., Hattori, M., dan Corbett, C., 1994., Seismic Guided Estimation of Log Properties., *The Leading Edge*, Vol. 13, hal. 305-315.

- Sherrif, R. E., 1992. *Reservoir Geophysics*, Press Syndicate of The University of Cambridge, USA.
- Sheriff, E.R. 1995. *Geophysical Methods*, University Of Houston, Englewood Cliffs, New Jersey.
- Sismanto, 2006. *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*, Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta
- Struckmeyer, Heike I.M., 2006. *Petroleum Geology of the Arafura and Money Shoal Basins*, Geoscience Australia.
- Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*, Jurusan Teknik Geofisika. Bandung : Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono. S. 2002. *Seismic Attributes for Reservoir Characterization*, Departement of Geophysical Engineering, FIKTM, Institut Teknologi Bandung.
- Triwibowo, B. 2010. Cut-off Porositas, Volume Shale, dan Saturasi Air untuk Perhitungan Netpay Sumur O Lapangan C Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Ilmiah MTG*, 3(2).