

TUGAS AKHIR – RF141501

### ANALISIS PENYEBARAN RESERVOAR BATU PASIR FORMASI GUMAI LAPANGAN "FY", CEKUNGAN SUMATERA SELATAN DENGAN METODE SEISMIK MULTIATRIBUT PETROCHINA INTERNATIONAL JABUNG, LTD.

MUHAMMAD FAHMI YAHYA FAIZAN NRP – 3713 100 0032

**Dosen Pembimbing** 

Dr. Widya Utama, DEA NIP. 1961 1024 1988 03 1001

Juan Pandu GNR, S.Si., MT NIP. 1989 0612 2015 04 1003

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA FAKULTAS TEKNIK SIPIL LINGKUNGAN DAN KEBUMIAN INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER SURABAYA 2018



### TUGAS AKHIR – RF141501

### ANALISIS PENYEBARAN RESERVOAR BATU PASIR FORMASI GUMAI LAPANGAN "FY", CEKUNGAN SUMATERA SELATAN DENGAN METODE SEISMIK MULTIATRIBUT PETROCHINA INTERNATIONAL JABUNG, LTD.

MUHAMMAD FAHMI YAHYA FAIZAN NRP – 3713 100 0032

**Dosen Pembimbing** 

Dr. Widya Utama, DEA NIP. 1961 1024 1988 03 1001

Juan Pandu GNR, S.Si., MT NIP. 1989 0612 2015 04 1003

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA FAKULTAS TEKNIK SIPIL LINGKUNGAN DAN KEBUMIAN INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER SURABAYA 2018



### UNDERGRADUATE THESIS - RF141501

### RESERVOAR SPREAD ANALYSIS OF GUMAI FORMATION "FY" FIELD, WITH MULTI-ATTRIBUTE SEISMIC METHOD, SOUTH SUMATERA BASIN PETROCHINA INTERNATIONAL JABUNG, LTD.

MUHAMMAD FAHMI YAHYA FAIZAN NRP – 3713 100 0032

Advisors

Dr. Widya Utama, DEA NIP. 1961 1024 1988 03 1001

Juan Pandu GNR, S.Si., MT NIP. 1989 0612 2015 04 1003

DEPARTMENT OF GEOPHYSICAL ENGINEERING FACULTY OF GEOSCIENCE, ENVIRONMENTAL AND CIVIL ENGINEERING INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER SURABAYA 2018

### ANALISIS PENYEBARAN RESERVOAR BATU PASIR FORMASI GUMAI LAPANGAN "FY", CEKUNGAN SUMATERA SELATAN DENGAN METODE SEISMIK MULTIATRIBUT PETROCHINA INTERNATIONAL JABUNG, LTD.

#### **TUGAS AKHIR**

Diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan Untuk memperoleh Gelar Sarjana Teknik Pada Jurusan Teknik Geofisika Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya, 19 Januari 2018

Menyetujui:

Dosen Pembimbing 1,

Dosen Pembimbing 2,

Ť

Dr. Widya Utama, DEA. NIP. 1961 1024 1988 03 1001

> Mengetahuien epala Laboratorium Petrofisika

Departemen Teknik Geofisika-FTSLK

Wien Lestari, ST. MT NIP. 19811002 201212 2003

### PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "ANALISIS PENYEBARAN RESERVOAR BATU PASIR FORMASI GUMAI LAPANGAN "FY", CEKUNGAN SUMATERA SELATAN DENGAN METODE SEISMIK MULTIATRIBUT" adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 19 Januari 2018

Muhammad Fahmi Yahya Faizan

NRP. 3713 100 0032

### ANALISIS PENYEBARAN RESERVOAR BATU PASIR FORMASI GUMAI LAPANGAN "FY", CEKUNGAN SUMATERA SELATAN DENGAN METODE SEISMIK MULTIATRIBUT, PETROCHINA INTERNATIONAL JABUNG, LTD.

Nama Mahasiswa NRP Departemen Dosen Pembimbing : Muhammad Fahmi Yahya Faizan : 3713 100 0032 : Teknik Geofisika ITS : Dr. Widya Utama, DEA. Juan Pandu GNR, S.Si., MT.

### ABSTRAK

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu penghasil hidrokarbon utama di area Sumatera. Lapangan "FY" merupakan lapangan yang berada dalam tahap pengembangan cekungan Sumatera Selatan. Seiring dengan itu diperlukan metoda-metoda yang semakin mempertinggi nilai ekonomis lapangan ini. Formasi Gumai pada lapangan ini merupakan shaly sand, yang nilai impedansi akustiknya overlap antara sand dengan shale dikarenakan pada formasi gumai ini terjadi fase transgresi dan fase regresi. Data Seismik 3D yang telah diakuisisi dapat diolah untuk mendapatkan model bawah permukaan yang lebih baik. Dengan melakukan analisis multiatribut dan neural network properti densitas, gamma-ray, dan porositas dapat membedakan sand, tight sand, dan shale. Analisa neural network dilakukan untuk meningkatkan hasil pseudo volume. Volume pseudo gamma-ray dan pseudo porositas kemudian dapat digunakan untuk interpretasi akhir pada penelitian. Untuk validasi hasil penelitian, data mudlog yang ada pada beberapa sumur. Hasil yang baik didapatkan dari analisa multiatribut dan neural network untuk memetakan persebaran litologi dan porositas. Hasil dari analisa multiatribut dan neural network kemudian di *overlay* terhadap *depth structure map* yang sudah dibuat. Tujuanya untuk mengetahui persebaran nilai porositas terhadap kedalaman sebenarnya. Nilai densitas < 2.2 gr/cc, nilai Gamma-ray < 100 API, dan nilai porositas > 14% dapat diinterpretasikan sebagai sand. Area potensi pengembangan berada pada bagian barat laut lapangan "FY" berdasarkan hasil dari *overlay* terhadap *depth structure map*.

Kata Kunci : Impedansi Akustik, Analisis Multiatribut, Neural Network, Porositas

### RESERVOAR SPREAD ANALYSIS OF GUMAI FORMATION "FY" FIELD, WITH MULTI-ATTRIBUTE SEISMIC METHOD, SOUTH SUMATERA BASIN, PETROCHINA INTERNATIONAL JABUNG, LTD.

Nama of Student NRP Departement Advisors : Muhammad Fahmi Yahya Faizan : 3713 100 0032 : Teknik Geofisika ITS : Dr. Widya Utama, DEA. Juan Pandu GNR, S.Si., MT.

### ABSTRACT

Sumatera Selatan Basin is one of the main hydrocarbon producers in Sumatera. Field "FY" is a field that is in the development stage basin of South Sumatra. Along with that, methods are needed that enhance this economic value. The Gumai Formation in this field is the shaly sand, where the acoustic impedance overlaps between the sand and the shale in this gumai formation occurs in the transgression phase and regression phase. 3D Seismic data that has been accredited can be processed with a better model. By conducting multiattribute analysis, neural properties, density, gamma rays, and porosity can distinguish sand, narrow sand, and shale. Neural network analysis is done to improve the pseudo volume results. The volume of pseudo gamma-ray and pseudo porosity can then be used to interpret the end of the study. For validation of research results, existing mudlog data on several wells. Good results from multiatribut and neural network analysis to map the distribution of lithology and porosity. The result of multiatribut and neural network analysis is then overlaid on the depth structure of the map that has been made. The goal is to know the distribution of porosity to the truth. Density values  $\langle 2.2 \text{ g} / \text{cc}$ , Gamma-ray <100 API, and porosity> 14% can be interpreted as sand. The area of development potential is in the northwest part of "FY" based on the result of overlay on the depth structure map.

Keywords : Acoustic Impedance, Multiattribute Analysis, Neural Network, Porosity

### KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT karena atas rahmat-Nya laporan Tugas Akhir yang berjudul "ANALISIS PENYEBARAN RESERVOAR BATU PASIR FORMASI GUMAI LAPANGAN "FY", CEKUNGAN SUMATERA SELATAN DENGAN METODE SEISMIK MULTIATRIBUT" ini dapat terselesaikan.

Pelaksanaan dan penyusunan Laporan Tugas Akhir ini dapat terlaksanakan dengan baik, tidak terlepas dari bimbingan, bantuan, dan dukungan berbagai pihak. Pada kesempatan ini, banyak mengucapkan terima kasih kepada:

- 1. Ibu, Ayah, Adik dan semua keluarga berkat dukungan moril maupun materi selama menjalani tugas akhir ini.
- 2. Bapak Dr. Widya Utama, DEA selaku ketua Jurusan Teknik Geofisika ITS.
- 3. Bapak Dr. Widya Utama, DEA dan Bapak Juan Pandu GNR, S.Si., MT selaku pembimbing di perguruan tinggi yang telah meluangkan banyak waktu untuk memberikan bimbingan dan arahannya.
- 4. Bapak Mohammad Risyad, S.T, MT selaku mentor di PetroChina International Jabung, Ltd, yang telah membimbing dan memberikan banyak arahan selama melakukan tugas akhir di perusahaan.
- 5. Seluruh dosen dan staf Jurusan Teknik Geofisika ITS yang telah banyak memberikan ilmu dan membantu secara administrasi selama melakukan studi di Jurusan Teknik Geofisika ITS.
- 6. Ayu, Robi, Adhitama, Aisyah, Anindya, Dara, Faizal, Paul, Wawan, Dwi dan Pegri atas dukungan selama menjalani tugas akhir ini.
- 7. Seluruh teman-teman Teknik Geofisika ITS angkatan 2013 atas semangat dan dukungannya dan semua pihak yang telah membantu yang tidak dapat dituliskan satu per satu.

Dalam penelitian ini masih banyak kekurangan. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pribadi dan pembaca.

Surabaya, 19 Januari 2018 Muhammad Fahmi Yahya Faizan

# DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN	vii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	xi
KATA PENGANTAR	xiii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xx
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Tujuan	2
1.4 Batasan Masalah	2
1.5 Sistematika Penulisan	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan	5
2.2 Kerangka Tektonik	6
2.3 Stratigrafi Regional	7
2.4 Petroleum System	12
2.5. Seismik Refleksi	15
2.6. Hukum Fisika Gelombang Seismik	16
2.7. Komponen Dasar Seismik Refleksi	19
2.8. Komponen Dasar Seismik Refleksi	25
2.9. Checkshot	26
2.10. Well Seismik Tie	27
2.11. Seismik Inversi	28
2.11.1 Metode Inversi Rekursif	29
2.11.2 Metode inversi Sparse Spike	
2.11.3 Metode Inversi Berdasarkan Model (Model Based)	31
2.12. Seismik Attribute	32
2.13. Analisis Multi-Attribute	35
2.13.1 Crossplot Atribut (Tunggal)	
2.13.2 Regresi Linier Multi-Attribute	
2.13.3 Metode Step-Wise Regression	40
2.13.4 Validasi	40
2.13.5 Neural Network	43
2.14. Data Log Sumur	45

2.14.1	Log Sonic	
2.14.2	Log Gamma Ray	
2.14.3	Log Resistivity	
2.14.4	Log Neutron Porositas	
2.14.5	Log Density	
2.15. Fisika	Batuan	
2.15.1	Porositas	
BAB III MI	ETODOLOGI PENELITIAN	
3.1 Lokasi d	lan Waktu Penelitian	51
3.2 Diagram	n Alir Penelitian	
3.3 Perangk	at	
3.4 Data Per	nelitian	
3.4.1	Data Seismik 3D	
3.4.2	Data Sumur	55
3.4.3	Base Map	
3.4.4	Data Geologi Regional	
3.4.5	Data Checkshot	59
3.4.6	Data Marker	59
3.5 Pengola	han Data	
3.5.1	Korelasi Sumur	59
3.5.2	Ekstraksi Wavelet dan Well Seismik Tie	61
3.5.3	Picking Horizon	61
3.5.4	Picking Fault	65
3.5.5	Pembuatan Cross plot	71
3.5.6	Inversi Impedansi Akustik	
	3.5.6.1 Analisa Inversi Impedansi Akustik	
	3.5.6.2 Inversi Model Based	
3.5.7	Seismik Multi-attribute	91
3.5.8	Neural Network	
BAB IV HA	ASIL DAN PEMBAHASAN	
4.1 Hasil An	nalisa Cross Plot	
4.2 Hasil An	nalisa <i>Tuning Thickness</i>	
4.3 Hasil In	versi Impedansi Akustik	
4.4 Hasil An	nalisa Seismik Multiatribut	103
4.5 Hasil A	nalisa Terintegrasi Inversi Impedansi Akustik dan Seisi	nik
Multiatr	ibut	
4.5 Hasil An	nalisa Property Modelling	
BAB V KE	SIMPULAN DAN SARAN	125
5.1 Kesimp	ulan	
5.2 Saran		
DAFTAR F	PUSTAKA	127

# DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Peta Cekungan Pulau Sumatera (Pertamina BPPKA, 1997	
dalam Sapiie dkk, 2008)	5
Gambar 2.2 Peta Daerah Penelitian (Suta, 2016)	6
Gambar 2.3 Stratigrafi regional cekungan Sumatera Selatan	
(Ginger&Fielding, 2005)	8
Gambar 2.4 Petroleum system cekungan Sumatera Selatan (Pertamina,	
2013)	13
Gambar 2.5 Ilustrasi Gelombang Seismik Refleksi (Badley, 1985)	16
Gambar 2.6 Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium	
untuk gelombang P (modifikasi Bhatia dan Sigh, 1986)	17
Gambar 2.7 Konsep dasar Prinsip Huygens (Telford, dkk, 1990)	18
Gambar 2.8 Prinsip Fermat (Abdullah, 2007)	19
Gambar 2. 9 Efek beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik	
(Sukmono, 2001)	20
Gambar 2.10 Impedansi akustik dan koefisien refleksi (pada sudut nol	
derajat) (Bhatia dan Sigh, 1986)	21
Gambar 2.11 Model Konvolusional	22
Gambar 2.12 Jenis-jenis wavelet berdasarkan konsentrasi energinya, yaitu	
mixed phase wavelet (1), minimum phase wavelet (2),	
maximum phase wavelet (3), dan zero phase wavelet (4)	
(Sismanto, 2006)	23
Gambar 2.13 Polaritas menurut ketetapan Society of Exploration	
Gephysics (SEG) (a) fasa minimum (b) fasa nol (Sukmono,	
1999)	24
Gambar 2.14 Ilustrasi akuisisi checkshot (Veeken, 2007)	26
Gambar 2.15 Well Seismik Tie	28
Gambar 2.16 Klasifikasi Atribut Seismik (Brown, 2000)	34
Gambar 2.17 Conventional cross-plot antara "log target" dan "atribut	
seismik" (Russel, dkk, 1997)	36
Gambar 2.18 Penerapan transformasi non-linier terhadap target dan	
atribut mampu meningkatkan korelasi diantara keduanya	•
(Russel, dkk, 1997)	38
Gambar 2.19 Contoh kasus tiga atribut seismik (Russel, dkk, 1997)	39
Gambar 2.20 Plot dari prediksi error terhadap jumlah atribut yang	
digunakan dalam transformasi (Russel, dkk, 1997)	41
Gambar 2.21 Ilustrasi cross-validasi. (Russel, dkk, 1997)	42
Gambar 2.22 Validasi error (Russel, dkk, 1997)	43
Gambar 2.23 Kurva Log Gamma Ray (Harsono, 1997).	46
Gambar 2.24 Kurva Resistivity Log (Harsono, 1997)	47

Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian	. 52
Gambar 3.2 Penampang Seismik pada Arbitrary Line	. 54
Gambar 3.3 Contoh Log pada Sumur FYB-1	. 56
Gambar 3.4 Base Map Lapangan "FY"	. 56
Gambar 3.5 Peta Daerah Penelitian	. 58
Gambar 3.6 Korelasi Antar Sumur	. 60
Gambar 3.7 Wavelet yang digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik	. 61
Gambar 3.8 Hasil Well to Seismic Tie pada Sumur FY-2 dengan korelasi	
0.809	. 62
Gambar 3.9 Diagram Alir Well Seismic Tie	. 63
Gambar 3.10 Hasil Picking Horizon XLine 1560	. 64
Gambar 3.11 Hasil Picking Horizon pada Lapisan GUF	. 65
Gambar 3.12 Hasil Picking Horizon pada Lapisan Int A GUF	. 66
Gambar 3.13 (a) Interpretasi patahan pada inline 1000, (b) Interpretasi	
patahan menggunakan atribut variance pada inline 1000	. 68
Gambar 3.14 (a) Hasil pemetaan struktur domain waktu lapisan GUF, (b)	
Histogram persebaran data domain waktu lapisan GUF	.71
Gambar 3.15 Hasil pemetaan struktur domain waktu lapisan Int A GUF,	
(b) Histogram persebaran data domain waktu lapisan Int A	
GUF	.73
Gambar 3.16 Regresi linier hubungan domain waktu dan kedalaman dari	
data checkshot pada lapisan GUF	.75
Gambar 3.17 Regresi linier hubungan domain waktu dan kedalaman dari	
data checkshot pada lapisan Int A GUF	.76
Gambar 3.18 Peta struktur domain waktu lapisan GUF	. 77
Gambar 3.19 Peta struktur domain kedalaman hasil regresi linier lapisan	
GUF	.78
Gambar 3.20 Peta struktur domain waktu lapisan Int A GUF	. 80
Gambar 3.21 Peta struktur domain kedalaman hasil regresi linier lapisan	
Int A GUF	. 81
Gambar 3.22 Penampang cross plot P-Impedance vs Porositas dalam	
color key Gamma Ray pada sumur FYB-1	. 82
Gambar 3.23 Penampang cross plot P-Impedance vs Porositas dalam	
color key Gamma Ray pada sumur FY-2	. 83
Gambar 3.24 Hasil earth model pada inline 600 dengan frekuensi 15 Hz	. 84
Gambar 3.25 Hasil analisa inversi sumur FYB-1	. 87

Gambar 3.26 Hasil analisa inversi sumur FYE-1	87
Gambar 3.27 Hasil analisa inversi sumur FY-2	88
Gambar 3.28 Hasil Inversi AI Model Based pada Arbitrary Line	90
Gambar 3.29 Jenis atribut seismik yang dipakai	91
Gambar 3.30 Kurva prediksi error dan validasi error untuk multiatribut	92
Gambar 3.31 Kurva hasil aplikasi atribut antara prediksi porositas dengan	
porositas sebenarnya	92
Gambar 3.32 Cross plot antara predicted porositas dengan actctual porosita	s93
Gambar 3.33 Hasil training Probabilistic Neural Network	94
Gambar 3.34 Cross plot antara predicted porositas dengan actual	
porositas setelah menggunakan PNN	94
Gambar 4.1 Penampang cross plot p-impedance vs porositas dalam color	
key gamma ray pada sumur FYB-1	95
Gambar 4.2 Penampang cross plot p-impedance vs porositas dalam color	
key gamma ray pada sumur FY-2	96
Gambar 4.3 Analisa tuning thickness	97
Gambar 4.4 Hasil Inversi AI Model Based pada Arbitrary Line	99
Gambar 4.5 Hasil slicing inversi AI	100
Gambar 4.6 Overlay peta struktur dengan hasil slicing inversi AI pada	
lapisan GUF +10 ms	101
Gambar 4.7 Overlay peta struktur dengan hasil slicing inversi AI pada	
lapisan Int A GUF +10 ms	102
Gambar 4.8 Aplikasi multiatribut untuk <i>linier regression</i>	104
Gambar 4.9 Aplikasi PNN	104
Gambar 4.10 Cross plot korelasi regresi multiatribut dengan coef.	
correlaton = 0.6005	105
Gambar 4.11 <i>Cross plot</i> PNN dengan <b>coef. correlation = 0.8060</b>	105
Gambar 4.12 Penampang porositas pada arbitrary line	106
Gambar 4.13 Hasil <i>slicing</i> PNN porositas	108
Gambar 4.14 Overlay peta struktur dengan hasil slicing volume porositas	
pada lapisan GUF +10 ms	109
Gambar 4.15 Overlay peta struktur dengan hasil slicing volume porositas	
pada lapisan Int A GUF +10 ms	110
Gambar 4.16 (a) Overlay peta struktur dengan hasil slicing inversi AI	
pada lapisan GUF +10 ms, (b) Overlay peta struktur dengan	
hasil slicing volum gamma ray pada lapisan GUF +10 ms,	

(c) Overlay peta struktur dengan hasil slicing volum	
porositas pada lapisan GUF +10 ms	114
Gambar 4. 17 Overlay peta struktur dengan hasil slicing inversi AI pada	
lapisan GUF +10 ms, (b) Overlay peta struktur dengan hasil	
slicing volum gamma ray pada lapisan GUF +10 ms, (c)	
Overlay peta struktur dengan hasil slicing volum porositas	
pada lapisan GUF +10 ms	119
Gambar 1.cross plot p-impedance vs porositas color key resistivity pada	
sumur FYB-1	131
Gambar 2. cross plot p-impedance vs porositas color key gamma ray pada	
sumur FYB-2	131
Gambar 3. cross plot p-impedance vs porositas color key gamma ray pada	
sumur FYE-1	132
Gambar 4. Hasil Well Seismic Tie FY-2	132
Gambar 5. Hasil Well Seismic Tie FY-8	133
Gambar 6. Analisa Inversi Sumur FYB-1	133
Gambar 7. Analisa Inversi Sumur FYB-2	134
Gambar 8. Analisa Inversi Sumur FYE-1	134
Gambar 9. Analisa Inversi Sumur FY-2	135
Gambar 10. Kurva prediksi error dan validasi error untuk multiatribut	135
Gambar 11. Jenis Atribut yang dipakai	136
Gambar 12. Hasil training multiatribut	136
Gambar 13. Hasil Validasi multiatribut	137
Gambar 14. Hasil validasi PNN	137
Gambar 15. Crssplot PNN	138

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Skala Porositas Reservoar (Koesoemadinata, 1978)	47
Tabel 3.1 Jadwal Pelaksanaan Penelitian	49
Tabel 3.2 Kelengkapan Data Log	51
Tabel 3.3 Posisi Sumur Pada Seismik	53
Tabel 4.1 Analisa Tuning Thickness	53

### BAB I PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Pada tahap pengembangan eksplorasi hidrokarbon data bawah permukaan jauh lebih banyak dibandingkan pada tahapan eksplorasi seiring dengan bertmabah banyaknya jumlah sumur yang dibor. Pada tahap pengembangan ini biasanya memanfaatkan data bawah permukaan tersebut untuk mengalibrasi data seismik. Data seismik yang telah terkalibrasi tersebut kemudian dapat digunakan untuk mengukur karakter reservoar dan perubahannya secara lebih kuantitatif.

Pada jaman dahulu, posisi sumur eksplorasi hanya di tentukan berdasarkan informasi struktur geologi saja. Tetapi pada kenyatannya, saat ini struktur geologi yang dianggap dapat mengandung hidrokarbon belum tentu mengandung hidrokarbon yang ekonomis. Maka diperlukan suatu ide baru untuk mengidentifikasi keberadaan reservoar hidrokarbon tersebut, sehingga kesalahan dalam penentuan posisi sumur bor dapat diminimumkan.

Multiatribut pada dasarnya suatu proses ekstraksi beberapa atribut dari data seismik yang mempunyai korelasi yang baik terhadap data log yang pada akhirnya digunakan untuk memprediksi data log pada setiap lokasi di volume seismik. Untuk menentukan atribut seismik mana saja yang akan digunakan dalam proses tersebut, dilakukan uji statistik antara kedua data tersebut (data log dan atribut seismik), sehingga dapat diketahui hubungan antar keduanya. Algoritma multiatribut menghitung data training dari data log original. Proses training ini menghasilkan nilai korelasi dan nilai training error antara log prediksi dan log original. Regresi multiatribut dapat berjalan dengan baik apabila ada relasi linear fungsional yang baik di antara log yang di prediksi dan atribut seismik. Hubungan yang non-linear kita dapat mengaplikasikan transformasi tersebut dengan metoda *neural network* sebagai algoritma prediksi.

Salah satu upaya penelitian serta analisis eksplorasi minyak dan gas bumi, maka dilakukanlah penelitian seismik multiatribut untuk karakterisasi reservoar batupasir yang terdapat pada lapangan "FY" Formasi Gumai Cekungan Sumatera Selatan. Menurut penelitian sebelumnya, Cekungan Sumatera Selatan juga memiliki potensi ketersediaan hidrokarbon yang baik untuk sumur pengembangan yang baru (Ginger dan Fielding, 2005).

### 1.2 Perumusan Masalah

Rumusan masalah dalam Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

- 1. Bagaimana mengetahui karakteristik reservoar pada *formasi Gumai*.
- 2. Bagaimana menentukan persebaran reservoar berdasarkan data multiatribut *gamma ray* dan *porositas*.
- 3. Bagaimana mengetahui daerah yang dianggap prospek berdasarkan data multiatribut *gamma ray* dan *porositas*.

### 1.3 Tujuan

Adapun tujuan penelitian ini adalah memetakan persebaran dan arah pengendapan reservoar pada daerah penelitian berdasarkan hasil seismik multiatribut.

### 1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah:

- 1. Metode yang digunakan adalah seismik multiatribut dengan pembobotan linier dan non linier.
- 2. Studi terfokus pada prediksi distribusi pada data seismik 3D di Formasi Gumai (GUF).
- 3. Data yang digunakan adalah data seismik 3D Post Stack Time Migration.
- 4. Volum yang di prediksi adalah volum pseudo gamma ray dan volum pseudo porositas.

### 1.5 Sistematika Penulisan

Pada penulisan bab satu membahas mengenai pendahuluan yang menerangkan bagaimana latar belakang penulisan ini, batasan masalah yang akan dibahas, tujuan dari penelitian serta sistematika penulisan.

Bab dua menerangkan tinjauan gelogi regional dari daerah penelitian yang meliputi kondisi geologi regional, sejarah struktural, tinjauan stratigrafi, batuan sumber dan *petroleum system*. Kemudian juga menerangkan teori dasar yang berhubungan dengan penelitian yang mencakup teori dasar penjalaran gelombang seismik, pembuatan sintetik seismogram, inversi seismik dan metode seismik multiatribut untuk mendukung interpretasi.

Pembahasan mengenai proses pengolahan data sampai siap untuk dianalisa dijabarkan pada bab tiga yaitu dengan melakukan korelasi tiap sumur, pembuatan sintetik seismogram, seismik well tie, picking horizon, picking fault, inversi impedansi akustik, penerapan metode multiatribut, melakukan crossplot atribut dengan porositas dan pembuatan peta persebaran porositas.

Proses selanjutnya pada bab empat adalah menganalisa dan membahas semua hasil inversi impedansi akustik model based serta metode seismik multiatribut yang telah di ekstrak, di *overlay* terhadap kontur topografi dan melihat nilai persebaran dari porositas sehingga didapatkan zona reservoar pada lapangan penelitian.

Sedangkan bab lima menyimpulkan semua hasil analisa penelitian, melihat hubungan inversi model based dan seismik multiatibut dengan karakterisasi reservoar.

### BAB II TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan

Secara umum, Pulau Sumatra terdiri atas tiga buah cekungan besar. Ketiga buah cekungan itu adalah Cekungan Sumatera Utara (North Sumatra Basin), Cekungan Sumatera Tengah (Central Sumatra Basin) dan Cekungan Sumatera Selatan (South Sumatra Basin). Wilayah penelitian (lapangan "Simalungun") berada di Cekungan Sumatera Selatan (South Sumatra Basin). Cekungan Sumatera Selatan (South Sumatra Basin) dibatasi oleh Paparan Sunda di sebelah timurlaut, daerah Tinggian Lampung (Lampung High) di sebelah Tenggara, Pegunungan Bukit Barisan di sebelah baratdaya serta Pegunungan Dua Belas dan Tiga puluh (Tiga Puluh High) di sebelah barat laut. Evolusi Cekungan Sumatera Selatan diawali sejak Mesozoic dan merupakan cekungan busur belakang back arc basin (Pulunggono, dkk,1992).

Tektonik Cekungan Sumatera dipengaruhi oleh pergerakan konvergen antara Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Paparan Sunda (Heidrick dan Aulia,1993). Posisi dan batas-batas Cekungan Sumatera Selatan dapat dilihat pada **Gambar 2.1.** 



Gambar 2.1 Peta Cekungan Pulau Sumatera (Pertamina BPPKA, 1997 dalam Sapiie dkk, 2008)



Gambar 2.2 Peta Daerah Penelitian (Suta, 2016)

### 2.2 Kerangka Tektonik

Secara tektonik Lapangan Simalungun terletak di Cekungan Sumatera Selatan yang merupakan cekungan busur belakang (*Back Arc Basin*) Menurut Pulunggono, dkk (1992) struktur regional geologi Sumatera Selatan dipengaruhi oleh tiga fase tektonik, yaitu:

### 1. Fase *Rifting* (Paleogen)

Fase ini dimulai dengan adanya subduksi miring Lempeng Samudra Hindia terhadap Lempeng Benua Asia (*Sunda Land*) pada masa Pre-Tersier (Jura Akhir-Kapur Awal), dengan arah konvergensi N 30 W sebagai fasa kompresi. Gerak penujaman miring ini membentuk sesar geser Jura Akhir dan sesar geser Kapur Awal yang diduga berkembang sebagai sesar geser Musi dan sesar geser Lematang.

### 2. Fase Sagging (Oligosen – Miosen Akhir)

Fasa ini diduga terbentuk karena proses penyeimbanganpenyeimbangan isostatis yang menghasilkan depresi – depresi dangkal yang selanjutnya merubah Cekungan Sumatera Selatan menjadi bersifat "back arc". Dari Oligosen Akhir sampai Miosen, di seluruh cekungan terjadi penurunan (subsidensi) yang meluas. Penurunan ini bergabung dengan perubahan "*eustatic sea level*" mengubah fasies sedimentasi dari yang bersifat darat menjadi laut dangkal (Formasi *Upper* Talangakar/TRM, Baturaja).

### 3. Fase Kompresi (Plio-Pleistosen)

Pada akhir Miosen-Pliosen, Cekungan Sumatra Selatan mengalami peningkatan tektonik sebagai akibat tumbukan konvergensi Lempeng Samudra Hindia dengan Lempeng "Sunda Land". Tektonik kompresi ini mengangkat ukit Barisan dan menjadi "source sediment" baru di bagian barat cekungan. Fasa tektonik kompresi ini sangat penting di dalam industri perminyakan, karena struktur-struktur yang terbentuk pada perioda ini banyak menghasilkan struktur-struktur cebakan minyak bumi. Cebakan-cebakan yang terbentuk bukan hanya terbatas pada sedimen-sedimen berumur Miosen Tengah dan Akhir, tetapi juga memperbesar cebakan-cebakan terdahulu (*Pre-Early Miocene*).

#### 2.3 Stratigrafi Regional

Pada dasarnya stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari satu siklus besar sedimentasi (megacycle) yang dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya. Awalnya siklus ini dimulai dengan siklus non-marine, yaitu proses diendapkannya Formasi Lahat pada Oligosen Awal dan setelah itu diikuti oleh Formasi Talangakar yang diendapkan diatasnya secara tidak selaras. Fase transgresi ini terus berlangsung hingga Miosen Awal, dan berkembang Formasi Baturaja yang terdiri dari batuan karbonat yang diendapkan pada lingkungan back reef, fore reef dan intertidal. Sedangkan untuk fase transgresi maksimum diendapkan Formasi Gumai bagian bawah yang terdiri dari shale laut dalam secara selaras di atas Formasi Batu Raja. Fase regresi terjadi pada saat diendapkannya Formasi Gumai bagian atas dan diikuti oleh pengendapan Formasi Air Benakat secara selaras yang didominasi oleh litologi batupasir pada lingkungan pantai dan delta. Pada Pliosen Awal, laut menjadi semakin dangkal karena terdapat dataran delta dan non-marine yang terdiri dari perselingan batu pasir dan *claystone* dengan sisipan batubara. Pada saat Pliosen Awal menjadi waktu pembentukan dari Formasi Muara Enim yang berlangsung sampai Pliosen Akhir yang terdapat pengendapan batuan konglomerat, batuapung dan lapisan batupasir *tuffa*. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan diawali dengan siklus pengendapan darat, kemudian berangsur menjadi pengendapan laut, dan kembali kepada pengendapan darat. Adapun stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan dapat dilihat pada **Gambar 2.3** berikut.



Gambar 2.3 Stratigrafi regional cekungan Sumatera Selatan (Ginger&Fielding, 2005)

Susunan stratigrafi daerah penelitian dari batuan yang tua ke batuan yang lebih muda keseluruhan formasi yang terendapkan pada cekugan Sumatera Selatan tidak hanya formasi yang ditembus oleh sumur-sumur pemboran dapat diuraikan, sebagai berikut (Koesoemadinata, 1978).

#### 1. Batuan dasar (Basement)

Batuan Pra-Tersier atau basement terdiri dari kompleks batuan Paleozoikum dan batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku, batuan karbonat. Batuan Paleozoikum akhir dan dan batuan Mesozoikum tersingkap dengan baik di Bukit Barisan, Pegunungan Tigapuluh dan Pegunungan Duabelas berupa batuan karbonat berumur permian, granit dan filit. Batuan dasar yang tersingkap di Pegunungan Tigapuluh terdiri dari filit yang terlipat kuat berwarna kecoklatan berumur permian. Lebih ke arah utara tersingkap granit yang telah mengalami pelapukan kuat. Warna pelapukan adalah merah dengan butir-butir kuarsa terlepas akibat pelapukan tersebut. Kontak antara granit dan filit tidak teramati karena selain kontak tersebut tertutupi pelapukan yang kuat, daerah ini juga tertutup hutan yang lebat. Umur granit adalah Jura. Hal ini berarti granit mengintrusi batuan filit.

### 2. Formasi Lahat (LAF)

Formasi Lahat diperkirakan berumur paleosen hingga oligosen awal (Sardjito dkk, 1991). Formasi ini merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan pada Cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Pengendapannya terdapat dalam lingkungan darat/aluvial-fluvial sampai dengan lacustrine. Fasies batu pasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari batu pasir kasar, kerikilan, dan konglomerat. Sedangkan fasies shale terletak di bagian atas (Benakat Shale) terdiri dari batu serpih sisipan batupasir halus, lanau, dan tufa. Sehingga *shale* yang berasal dari lingkungan *lacustrine* ini merupakan dapat menjadi batuan induk. Pada bagian tepi graben ketebalannya sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggian intragraben Sub Cekungan Selatan dan Tengah Palembang ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger dan Fielding, 2005).

### 3. Formasi Talang Akar (TAF)

Formasi Talangakar diperkirakan berumur Oligosen Akhir sampai Miosen Awal (Pulunggono,dkk 1972). Formasi ini terbentuk secara tidak selaras dan kemungkinan *paraconformable* di atas Formasi Lahat dan selaras di bawah Formasi Gumai atau anggota Basal Telisa/Formasi Baturaja. Formasi Talangakar pada Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari batulanau, batupasir dan sisipan batubara yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi. Bagian bawah formasi ini terdiri dari batupasir kasar, serpih dan sisipan batubara. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan serpih. Ketebalan Formasi Talangakar berkisar antara 460 – 610 m di dalam beberapa area cekungan. Variasi lingkungan pengendapan formasi ini merupakan *fluvial-deltaic* yang berupa *braidded stream* dan *point bar* di sepanjang paparan *(shelf)* berangsur berubah menjadi lingkungan pengendapan *delta front, marginal marine,* dan *prodelta* yang mengindikasikan perubahan lingkungan pengendapan ke arah cekungan *(basinward)*. Sumber sedimen batu pasir Talangakar Bawah ini berasal dari dua tinggian pada kala Oligosen Akhir, yaitu berada di sebelah timur (Wilayah Sunda) dan sebelah barat (deretan Pegunungan Barisan dan daerah tinggian dekat Bukit Barisan).

### 4. Formasi Baturaja (BRF)

Formasi Baturaja diendapkan secara selaras di atas Formasi Talangakar pada kala miosen Awal. Formasi ini tersebar luas terdiri dari karbonat *platforms* dengan ketebalan 20-75 m dan tambahan berupa karbonat *build-up* dan *reef* dengan ketebalan 60-120 m. Di dalam batuan karbonatnya terdapat *shale* dan *calcareous shale* yang diendapkan pada laut dalam dan berkembang di daerah *platform* dan tinggian (Bishop, 2001). Produksi karbonat berjalan dengan baik pada masa sekarang dan menghasilkan pengendapan dari batugamping. Keduanya berada pada *platforms* di pinggiran dari cekungan dan *reef* yang berada pada tinggian *intra-basinal.* Karbonat dengan kualitas reservoar terbaik umumnya berada di selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara Sub-Cekungan Jambi (Ginger dan Fielding, 2005).

Beberapa distribusi *facies* batu gamping yang terdapat dalam Formasi Baturaja diantaranya adalah *mudstone*, *wackestone*, dan *packstone*. Bagian bawah terdiri dari batugamping kristalin yang didominasi oleh semen kalsit dan terdiri dari wackstone bioklastik, sedikit plentic foram, dan di beberapa tempat terdapat vein.

### 5. Formasi Gumai (GUF)

Formasi Gumai diendapkan secara selaras di atas Formasi Baturaja pada kala Oligosen sampai dengan Miosen Tengah. Formasi ini tersusun oleh *fosilliferous marine shale* dan lapisan batugamping yang mengandung *glauconitic* (Bishop, 2001). Bagian bawah formasi ini terdiri dari serpih yang mengandung *calcareous shale* dengan sisipan batugamping, napal dan batulanau. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan shale. Ketebalan Formasi Gumai ini diperkirakan 150 m -2700 m dan diendapkan pada lingkungan laut dalam.

### 6. Formasi Air Benakat (ABF)

Formasi Air Benakat diendapkan selama fase regresi dan akhir dari pengendapan Formasi Gumai pada kala tengah miosen (Bishop, 2001). Pengendapan pada fase regresi ini terjadi pada lingkungan neritik hingga *shallow marine*, yang berubah menjadi lingkungan *delta plain* dan *coastal swamp* pada akhir dari siklus regresi pertama. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat mengandung lignit dan di bagian atas mengandung tufaan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan formasi ini diperkirakan antara 1000-1500 m.

#### 7. Formasi Muara Enim (MEF)

Formasi ini diendapkan pada kala Akhir Miosen sampai Pliosen dan merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai continental sands, delta dan batu lempung. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (Formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batupasir glaukonit dan akumulasi lapisan batubara yang tebal. Pengendapan awal terjadi di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai, sebagian di bagian selatan Cekungan Sumatra Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas. pada lingkungan delta Pengendapan berlaniut plain dengan perkembangan secara lokal sekuen serpih dan batu pasir yang tebal. Siklus regresi kedua terjadi selama kala Miosen Akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik Plio-Pleistosen yang menghasilkan penutupan cekungan dan onset pengendapan lingkungan non marine Batupasir pada formasi ini dapat mengandung glaukonit dan debris vulkanik. Pada formasi ini terdapat oksida besi berupa konkresi-konkresi dan silisified wood. Sedangkan batubara yang terdapat pada formasi ini umumnya berupa lignit. Ketebalan formasi ini tipis pada bagian utara dan maksimum berada di sebelah selatan dengan ketebalan 750 m (Bishop, 2001).

#### 8. Formasi Tuff Kasai (KAF)

Formasi Kasai diendapkan secara selaras di atas Formasi Muara Enim dengan ketebalan 850 m -1.200 m. Formasi ini terdiri dari batupasir tufan dan tefra riolitik di bagian bawah. Bagian atas terdiri dari tuf pumice kaya kuarsa, batupasir, konglomerat, tuf pasiran dengan lensa rudit berkomposisi pumice dan tuf berwarna abu-abu kekuningan, banyak dijumpai sisa tumbuhan dan lapisan tipis lignit serta kayu yang terkersikkan. Fasies pengendapannya adalah fluvial dan alluvial fan. Formasi Kasai berumur Pliosen Akhir- Plistosen Awal.

### 9. Endapan Kuarter

Satuan ini merupakan litologi termuda yang tidak terpengaruh oleh orogenesa Plio-Plistosen. Golongan ini diendapkan secara tidak selaras di atas formasi yang lebih tua yang terdiri dari batupasir, fragmenfragmen konglemerat berukuran kerikil hingga bongkah, hadir batuan vulkanik andesitik-basaltik berwarna gelap.

#### 2.4 Petroleum System

Cekungan Sumatera Selatan sering disebut dengan cekungan penghasil minyak dan gas yang produktif. Hal ini dibuktikan adanya antiklin yang dihubungkan dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang ada. Dimana letak rembesan ini berada di kaki Bukit Gumai dan Pegunungan Barisan. Dengan adanya peristiwa rembesan ini, sehingga dapat diinterpretasikan sebagai indikasi awal adanya hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan *petroleum system*nya.



Gambar 2.4 Petroleum system cekungan Sumatera Selatan (Pertamina, 2013)

### 1. Batuan Induk (Source Rock)

Hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk lacustrine Formasi Lahat dan batuan induk terrestrial coal dan coaly shale pada Formasi Talangakar. Batuan induk lacustrine diendapkan pada kompleks half-graben, sedangkan terrestrial coal dan coaly shale secara luas pada batas half-graben. Selain itu pada batu Formasi Baturaia dan shale dari Formasi Gumai gamping memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hirdrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2001). Gradien temperatur di Cekungan Sumatera Selatan berkisar 49° C/Km. Gradien ini lebih kecil jika dibandingkan dengan Cekungan Sumatera Tengah, sehingga minyak akan cenderung berada pada tempat yang dalam. Formasi Baturaja dan Formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas termal di beberapa bagian yang dalam dari cekungan, oleh karena itu dimungkinkan untuk menghasilkan gas pada *petroleum system* (Bishop, 2001).

#### 2. Reservoar

Dalam Cekungan Sumatera Selatan, beberapa formasi dapat menjadi reservoar yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon, antara lain adalah pada *basement*, Formasi Lahat, Formasi Talangakar, Formasi
Baturaja, dan formasi Gumai. Sedangkan untuk Sub Cekungan Palembang Selatan produksi hidrokarbon terbesar berasal dari Formasi Talangakar dan Formasi Baturaja. Basement yang berpotensi sebagai reservoar terletak pada daerah uplifted dan paleohigh yang di dalamnya mengalami rekahan dan pelapukan. Batuan pada basement ini terdiri dari granit dan kuarsit yang memiliki porositas efektif sebesar 7 %. Untuk Formasi Talangakar secara umum terdiri dari quarzone sandstone, siltstone, dan pengendapan shale. Sehingga pada sandstone sangat baik untuk menjadi reservoar. Porositas yang dimiliki pada Formasi Talangakar berkisar antara 15-30 % dan permeabilitasnya sebesar 5 Darcy. Formasi Talangakar diperkirakan mengandung 75% produksi minyak dari seluruh Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001). Pada reservoar karbonat Formasi Baturaja, pada bagian atas merupakan zona yang porous dibandingkan dengan bagian dasarnya vang relatif ketat (tight). Porositas yang terdapat pada Formasi Baturaja berkisar antara 10-30 % dan permeabilitasnya sekitar 1 Darcy.

## 3. Batuan Penutup (Seal Rock)

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

### 4. Jebakan (*Trap*)

Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah baratlaut ke tenggara dan menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi. Antiklin ini dibentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat Awal Miosen dan berkisar pada 2-3 juta tahun yang lalu (Bishop, 2001). Selain itu jebakan hidrokarbon pada Cekungan Sumatra Selatan juga diakibatkan karena struktur. Tipe jebakan struktur pada Cekungan Sumatra Selatan secara umum dikontrol oleh struktur-struktur tua dan struktur lebih muda. Jebakan struktur tua ini berkombinasi dengan sesar naik sistem *wrench fault* yang lebih muda. Jebakan sturktur tua juga berupa sesar normal regional yang menjebak hidrokarbon. Sedangkan jebakan struktur yang lebih muda terbentuk bersamaan dengan pengangkatan akhir Pegunungan Barisan (Pliosen sampai Pleistosen).

# 5. Migrasi

Migrasi hidrokarbon ini terjadi secara horisontal dan vertikal dari source rock serpih dan batubara pada formasi Lahat dan Talangakar. Migrasi horizontal terjadi di sepanjang kemiringan slope, yang membawa hidrokarbon dari source rock dalam kepada batuan reservoar dari Formasi Lahat dan Talangakar sendiri. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun mayor. Terdapatnya resapan hidrokarbon di dalam Formasi Muara Enim dan Formasi Air Benakat adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar kala Pliosen sampai Pliestosen.

# 2.5. Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi adalah metoda geofisika dengan menggunakan gelombang elastik yang dipancarkan oleh suatu sumber getar yang biasanya berupa ledakan dinamit (pada umumnya digunakan di darat, sedangkan di laut menggunakan sumber getar berupa *air gun*). Gelombang bunyi yang dihasilkan dari ledakan tersebut menembus sekelompok batuan di bawah permukaan yang nantinya akan dipantulkan kembali ke atas permukaan melalui bidang reflektor yang berupa batas lapisan batuan. Gelombang yang dipantulkan ke permukaan ini diterima dan direkam oleh alat perekam yang disebut *geophone* (di darat) atau *hydrophone* (di laut), (Sukmono, 1999).

Setelah gelombang buatan tersebut diberikan, maka gelombang tersebut akan merambat melalui medium tanah/batuan di bawah permukaan, dimana perambatan gelombang tersebut akan memenuhi hukum-hukum elastisitas ke segala arah dan mengalami pemantulan maupun pembiasan sebagai akibat dari adanya perbedaan kecepatan ketika melalui perlapisan medium yang berbeda. Pada jarak tertentu di permukaan, gerakan partikel tersebut direkam sebagai fungsi waktu. Berdasarkan data rekaman tersebut selanjutnya dapat diperkirakan permukaan.



Gambar 2.5 Ilustrasi Gelombang Seismik Refleksi (Badley, 1985)

## 2.6. Hukum Fisika Gelombang Seismik

### • Hukum Snellius

Perambatan gelombang seismik dari satu medium ke medium lain yang mempunyai sifat fisik yang berbeda seperti kecepatan dan densitas akan mengalami perubahan arah ketika melewati bidang batas antar medium. Suatu gelombang yang datang pada bidang batas dua media yang sifat fisiknya berbeda akan dibiaskan jika sudut datang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya dan akan dipantulkan jika sudut datang lebih besar dari sudut kritis. Sudut kritis adalah sudut datang yang menyebabkan gelombang dibiaskan 900. Jika suatu berkas 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 2.6 Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium untuk gelombang P (modifikasi Bhatia dan Sigh, 1986)

Lintasan gelombang tersebut mengikuti hukum Snellius, yaitu:

$$\frac{\sin\theta}{V_{p_1}} = \frac{\sin\theta}{V_{p_1}} = \frac{\sin\theta}{V_{p_2}} = \frac{\sin\phi}{V_{s_1}} = \frac{\sin\phi}{V_{s_2}} = p$$
(2.1)

dimana,

 $\theta 1$ = sudut datang gelombang P  $\theta$ 1' = sudut pantul gelombang P *ø*1 = sudut pantul gelombang S  $\theta 2$ = sudut bias gelombang P  $\theta 2'$ = sudut bias gelombang S VP1 = kecepatan gelombang P pada medium pertama VP2 = kecepatan gelombang P pada medium kedua VS1 = kecepatan gelombang S pada medium pertama VS2 = kecepatan gelombang S pada medium kedua = parameter gelombang, dan  $\Theta 1 = \Theta 1$ ' Р

### • Prinsip Huygens

Huygens mengatakan bahwa gelombang menyebar dari sebuah titik sumber gelombang ke segala arah dengan bentuk bola. Prinsip Huygens mengatakan bahwa setiap titik-titik penganggu yang berada didepan

muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya gelombang baru. Jumlah energi total dari gelombang baru tersebut sama dengan energi utama. Pada eksplorasi seismik titik-titik di atas dapat berupa patahan, rekahan, pembajian, antiklin, dll. Sedangkan gelombang baru tersebut disebut sebagai gelombang difraksi.



Gambar 2.7 Konsep dasar Prinsip Huygens (Telford, dkk, 1990)

### • Prinsip Fermat

Prinsip Fermat menyatakan bahwa gelombang yang menjalar dari satu titik ke titik yang lain akan memilih lintasan dengan waktu tempuh tercepat. Prinsip Fermat dapat diaplikasikan untuk menentukan lintasan sinar dari satu titik ke titik yang lainnya yaitu lintasan yang waktu tempuhnya bernilai minimum. Dengan diketahuinya lintasan dengan waktu tempuh minimum maka dapat dilakukan penelusuran jejak sinar yang telah merambat di dalam medium. Penelusuran jejak sinar seismik ini akan sangat membantu dalam menentukan posisi *reflektor* di bawah permukaan. Jejak sinar seismik yang tercepat ini tidaklah selalu berbentuk garis lurus.



Gambar 2.8 Prinsip Fermat (Abdullah, 2007)

### 2.7. Komponen Dasar Seismik Refleksi

### • Impedansi Akustik (IA)

Bumi sebagai medium rambat gelombang seismik tersusun dari perlapisan batuan yang memiliki sifat fisis yang berbeda-beda, terutama sifat fisis densitas batuan ( $\rho$ ) dan cepat rambat gelombang (v). Sifat fisis tersebut adalah sifat fisis yang mempengaruhi refleksivitas seismik. Berdasarkan konsep tersebut sehingga dapat dilakukan perkiraan bentuk lapisan/struktur bawah permukaan. Penerapan konsep tersebut kemudian disebut sebagai Impedansi Akustik, dimana sebagai karekteristik akustik suatu batuan dan merupakan perkalian antara densitas dan cepat rambat.

$$AI = \rho.V \tag{2.2}$$

Dalam mengontrol harga IA, kecepatan mempunyai arti yang lebih penting dari pada densitas (Sukmono, 2002). Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan dari pada densitas. menganalogikan IA dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras (*hard rock*) dan sukar dimampatkan, seperti batugamping mempunyai IA yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai IA rendah.



Gambar 2.9 Efek beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik (Sukmono, 2001)

### • Keofisien Refleksi

Apabila terdapat dua lapisan batuan yang saling berbatasan dan memiliki perbedaan nilai impedansi akustik, maka refleksi gelombang seismik dapat terjadi pada bidang batas antara kedua lapisan tersebut. Besar nilai refleksi yang terjadi kemudian dinyatakan sebagai koefisien refleksi.

$$KR = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1}$$
(2.3)

Koefisien refleksi menunjukkan perbandingan amplitudo (energi) gelombang pantul dan gelombang datang, dimana semakin besar amplitudo seismik yang terekam maka semakin besar koefisien refleksinya. Penggambaran impedansi akustik dan koefisien refleksi dapat dilihat pada **Gambar 2.10**.



Gambar 2.10 Impedansi akustik dan koefisien refleksi (pada sudut nol derajat) (Bhatia dan Sigh, 1986)

### Model Konvolusi

Sebuah rekaman seismik merupakan hasil konvolusi antara medium bumi (reflektivitas) dengan suatu masukan sumber sinyal seismik (*wavelet*). Proses mendapatkan rekaman seimik ini merupakan sebuah proses pemodelan ke depan (*forward modeling*). Secara matematis ditulis sebagai berikut:

(2.4)

$$St = Wt * Rk$$

dimana:

St	= trace seismik
Wt	= wavelet
Rk	= deret koefisien refleksi

Model konvolusi antara deret koefisien refleksi medium bumi dengan sebuah wavelet dapat dilihat pada **Gambar 2.11**. Dengan mengetahui *wavelet* dan nilai koefisien refleksi, maka sebuah seismogram dapat dibuat. Seismogram buatan ini disebut seismogram sintetik.



Gambar 2.11 Model Konvolusional

#### • Wavelet

Wavelet adalah gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). Berdasarkan konsentrasi energinya wavelet dapat dibagi menjadi 4 jenis yakni zero phase, minimum phase, maximum phase, dan mixed phase, seperti yang ditampilkan pada Gambar 2.12.

Wavelet berfasa nol (zero phase wavelet) mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga wavelet ini mempunyai resolusi dan standout yang maksimum. Wavelet berfasa minimum (minimum phase wavelet) memiliki energi yang terpusat pada bagian depan dengan waktu tunda terkecil dari energinya. Wavelet berfasa maksimum (maximum phase wavelet) memiliki energi yang terpusat secara maksimal dibagian akhir dari wavelet tersebut, jadi merupakan kebalikan dari wavelet berfasa minimum. Wavelet berfasa campuran (mixed phase wavelet) merupakan wavelet yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang (Sismanto, 2006).



Gambar 2.12 Jenis-jenis wavelet berdasarkan konsentrasi energinya, yaitu mixed phase wavelet (1), minimum phase wavelet (2), maximum phase wavelet (3), dan zero phase wavelet (4) (Sismanto, 2006)

# • Polaritas

Polaritas terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik. Berdasarkan **Gambar 2.13** *Society Exploration Geophysics* (SEG) mendefinisikan:

- a) Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidrofon di air atau pergerakan awal ke atas pada geofon di darat.
- b) Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada *tape*, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

Menggunakan konvensi ini, dalam sebuah penampang seismik dengan tampilan polaritas normal SEG kita akan mengharapkan:

- 1. Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik, jika IA2 > IA1.
- Batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik, jika IA2 < IA1.</li>



Gambar 2.13 Polaritas menurut ketetapan Society of Exploration Gephysics (SEG) (a) fasa minimum (b) fasa nol (Sukmono, 1999).

Pulsa seismik dapat dikelompokkan menjadi dua tipe, yaitu fasa minimum dan fasa nol. Pulsa fasa minimum memiliki energi yang terkonsentrasi di awal, seperti umumnya banyak sinyal seismik. Pulsa fasa nol terdiri dari puncak utama dan dua *side lobes* dengan tanda berlawanan dengan amplitudo utama dan lebih kecil. Pada fasa nol, batas koefisien refleksi terletak pada puncak, (Sukmono, 1999).

### 2.8. Komponen Dasar Seismik Refleksi

Resolusi didefinisikan sebagai kemampuan untuk memisahkan dua kenampakan yang sangat berdekatan (Sheriff, 1992). Resolusi seismik sendiri terbagi menjadi 2 macam, yaitu resolusi vertikal dan resolusi lateral.

### • Resolusi Vertikal

Resolusi vertikal seismik adalah kemampuan untuk memisahkan lapisan atas dengan lapisan bawahnya secara vertikal. Pola refleksi ini akan nampak terpisah dengan ketebalan  $\frac{1}{4} \lambda$  panjang gelombang, sedangkan jika ketebalanya kurang dari itu maka hanya akan tampak satu *interface* saja. Pemisahan secara vertikal yang minimal dapat diperlihatkan disebut sebagai *tunning thickness*.

Frekuensi gelombang seismik lebih kecil dibandingkan frekuensi yang dihasilkan pada data log sumur, sehingga kemampuan perubahan seismik jauh lebih besar sekitar 100 kali lipat. semakin kecil frekuensi dan kecepatan maka gelombang akan semakin besar. Panjang gelombang ( $\lambda$ ) tergantung pada kecepatan *V* dan frekuensi *F* seperti pada persamaan dibawah ini:

$$\lambda = \nu/f \tag{2.5}$$

dimana :

 $\lambda$  = Panjang gelombang (m)

V = Kecepatan rata rata (m/s)

F = Frekuensi dominan seismik (Hz)

Dari persamaan diatas dapat diidentifikasi bahwa semakin kecil panjang gelombangnya, maka perlapisan yang dapat terdeteksi semakin kecil.

# Resolusi Lateral

Resolusi lateral atau horizontal dikenal dengan Zona Fresnell yaitu bagian dari reflektor dimana energi dipantulkan ke *geophone* atau *hydrophone* setelah separuh siklus atau seperempat panjang gelombang setelah terjadinya refleksi pertama. Radius Zona *Fresnel* dapat dihitung dengan rumus :

$$rf = \frac{v}{2}\sqrt{t/f} \tag{2.6}$$

dimana:

rf= Radius zona Fresnel (m)V= Rata rata kecepatan (m/s)f= Fekuensi dominan seismik (Hz)t= TWT (s).

### 2.9. Checkshot

Data *checkshot* merupakan komponen penting dalam interpretasi seismik khususnya dalam *well seismik tie* yang bertindak sebagai penerjemah domain kedalaman data-data sumur ke dalam domain waktunya data seismik. Sebenarnya penerjemahan domain kedalaman ke dalam domain waktu dapat dilakukan oleh data sumur yaitu log *sonic*. Log *sonic* berupa pengukuran transit *time* yang disingkat DT dapat diubah menjadi log kecepatan *sonic*. Kecepatan *sonic* inilah yang mampu menerjemahkan domain kedalaman ke dalam domain waktu. Akan tetapi, kecepatan *sonic* dalam *well seismik tie* mempunyai beberapa kelemahan sehingga masih diperlukan data kecepatan lain yang diperoleh sebagaimana data seismik diperoleh yaitu data *checkshot*.



Gambar 2.14 Ilustrasi akuisisi checkshot (Veeken, 2007)

Berdasarkan **Gambar 2.14** kita akan menghitung bagaimana data *checkshot* diperoleh. Parameter yang sudah diketahui adalah

- *Offset* : jarak antara sumur dengan *source*
- TVD-SRC : kedalaman *receiver* dengan ketinggian *source* terhadap MSL sebagai datumnya
- FB : waktu *first break* yaitu waktu tempuh gelombang langsung yang ditangkap oleh *receiver* (Veeken, 2007).

# 2.10. Well Seismic Tie

Well Seismik Tie adalah proses pengikatan data sumur (well) terhadap data seismik. Data sumur yang diperlukan untuk well seismik tie adalah sonic (DT), densitas (RHOB), dan checkshot. Sebelum diproses, data well tersebut harus dikoreksi terlebih dahulu untuk menghilangkan efek Washout Zone, cashing shoe, dan artifak-artifak lainya.

Proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan seismik, karena domain sumur adaalah kedalaman dalam meter, sedangkan domain seismik adalah waktu dalam satuan milisekon. Domain yang diubah adalah domain sumur menjadi domain waktu. Dengan tujuan akhir dari proses pengikatan ini adalah untuk mengetahui posisi atau marker geologi pada data seismik.

Wavelet yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan band width yang sama dengan penamapang seismik. Hal ini akan mempermudah pengikatkan data sumur dengan data seismik. Seismogram sintetik final merupakan superposisi dari refleksi-refleksi semua reflektor. Seismogram sintetik biasanya ditampilkan dengan format (polaritas dan fasa) yang sama dengan rekaman seismik. Seismogram sintetik berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon.



Gambar 2.15 Well Seismic Tie

### 2.11. Seismik Inversi

Inversi seismik didefinisikan sebagai teknik pemodelan geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrolnya (Sukmono,2007). Model geologi yang dihasilkan oleh seismik inversi adalah model impedansi di antaranya berupa AI dan EI yang merupakan parameter dari suatu lapisan batuan, bukan merupakan parameter batas lapisan seperti KR. Oleh karena itu, hasil seismik inversi lebih mudah untuk dipahami dan lebih mudah untuk diinterpretasi.

Dari model impedansi ini dapat dikorelasikan secara kuantitatif dengan parameter fisik dari *reservoar* yang terukur pada sumur seperti porositas, saturasi air, dan sebagainya. Apabila korelasi antara hasil inversi dan data sumur cukup baik, maka hasil inversi dapat digunakan untuk memetakan parameter data sumur tersebut pada data seismik.

Metode seismik inversi dapat dibagi menjadi dua jenis berdasarkan data seismik yang digunakan, yaitu : *post-stack seismik inversion* dan *pre-stackseismikinversion*. Data seismik *post-stack* adalah data seismik yang mengasumsikan amplitude seismik hanya dihasilkan oleh R(0), sehingga

post-stack seismik inversion hanya dapat digunakan untuk menghasilkan tampilan model AI saja. Sementara data seismik pre-stack masih mengandung informasi sudut ( $R(\theta)$ ), sehingga *pre-stack seismik inversion* dapat digunakan untuk menghasilkan parameter–parameter, selain AI, seperti : EI, Vp/Vs, serta *lambda-rho* dan *mu-rho*.

Permodelan kedepan dengan data masukan adalah Impedansi akustik atau koefisien refleksi (KR) pada lapisan bumi yang kemudian dimodelkan kedepan ke dalam rekaman seismik. Permodelan algoritma kedepan adalah proses konvolusi antara wavelet seismik dan KR dari bumi. Sebaliknya permodelan kebelakang seismik inversi, masukan data adalah rekaman seismik yang dimodelkan ke bentuk Impedansi Akustik. Permodelan inversi ini pada dasarnya adalah dekonvolusi antara data rekaman seismik dan gelombang seismik yang kemudian menghasilkan Impedansi akustik (Sukmono, 1999).

### 2.11.1 Metode Inversi Rekursif

Inversi rekursif atau yang sering disebut dengan *bandlimited inversion* merupakan inversi yang mengabaikan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan seolah-olah *trace* seismik merupakan kumpulan koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet* berfasa nol. Metode ini merupakan yang paling sederhana untuk mendapatkan nilai impedansi akustik (Russell,1998):

$$r_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i}$$
(2.7)

perhatikan bahwa,

$$1 + r_i = \frac{Z_{i+1} + Z_i}{Z_{i+1} + Z_I} + \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_I} = \frac{2Z_{i+1}}{Z_{i-1} + Z_i}$$
(2.8)

Dan juga

$$1 - r_i = \frac{Z_{i+1} + Z_i}{Z_{i+1} + Z_I} - \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_I} = \frac{2Z_i}{Z_{i-1} + Z_i}$$
(2.9)

menggunakan persamaan (2.8) dan persamaan (2.9), diperoleh

$$\frac{Z_{i+1}}{Z_i} = \frac{1+r_i}{1-r_i} \tag{2.10}$$

Atau

$$Z_{i+1} = Z_i \left[ \frac{1+r_i}{1-r_i} \right]$$
(2.11)

Persamaan (9) disebut persamaan inversi rekursif diskrit, dan persamaan ini menjadi dasar dari berbagai tehnik inversi saat ini. Persamaan tersebut menyatakan bahwa jika diketahui impedansi akustik dari suatu lapisan serta koefisien refleksinya pada dasar lapisan tersebut maka, impedansi akustik untuk lapisan berikutnya dapat diperoleh. Sebagai contoh, misalkan pada lapisan pertama didapatkan estimasi dari impedansi akustik serta koefisien refleksi, maka untuk lapisan – lapisan berikutnya impedansi akustik diperoleh dengan cara:

$$Z_{2} = Z_{1} \left[ \frac{1+r_{1}}{1-r_{1}} \right], Z_{3} = Z_{2} \left[ \frac{1+r_{2}}{1-r_{2}} \right], Z_{4} = Z_{3} \left[ \frac{1+r_{3}}{1-r_{3}} \right], \dots$$
(2.12)

Untuk mendapatkan impedansi akustik lapisan ke -n dari lapisan pertama,

dapat dirumuskan sebagai berikut (Russell,1998):

$$Z_{n} = Z_{1} \prod_{i=1}^{n-1} \left[ \frac{1+r_{i}}{1-r_{i}} \right]$$
(2.13)

Kelemahan dari inversi rekursif diskrit ini adalah, terjadinya pembatasan pita (*band-limiting*) frekuensi yang menyebabkan hilangnya komponen frekuensi rendah dan frekuensi tinggi (Russell, 1988).

#### 2.11.2 Metode inversi Sparse Spike

Metode inversi Sparse Spike menggunakan batasan ekstra yang dapat digunakan dalam estimasi *full bandwidth* reflektivitas. Metode inversi Sparse Spike mengasumsikan bahwa hanya nilai spike yang besar saja yang menandakan adanya perbedaan nilai impedansi akustik antar lapisan. Metode ini mencari spike yang besar dari seluruh seismik trace. Spike tersebut ditambahkan sampai trace termodelkan secara akurat. Inversi sparse spike menggunakan parameter yang sama dengan inversi model based. Parameter yang harus ditambahkan adalah parameter untuk menghitung berapa banyak spike yang akan dipisahkan

dalam setiap *trace*. *Spike* yang baru lebih kecil daripada spike sebelumnya. (Hampson & Russell, 2006: 48).

Dalam perhitungan, metode ini menggunakan data seismik sebagai input dengan model sumur yang digunakan untuk kontrol geologi sekaligus memberikan informasi frekuensi rendah pada hasil inversi. Secara statistik, metode inversi ini baik digunakan untuk data yang mempunyai problem *noise* (bising).

## 2.11.3 Metode Inversi Berdasarkan Model (Model Based)

Pada metode ini langkah yang pertama dilakukan adalah membangun model geologi, kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik, diperbarui secara iteratif sehingga didapatkan kecocokan yang lebih baik dengan data seismik. Semakin banyak iterasinya maka koefisien korelasi antara seismik sintetik dan seismik riilnya semakin besar dan error semakin kecil. Hasil keluarannya berupa model yang sesuai dengan data masukan. Hubungan antara model dengan data seismik dapat dijelaskan dengan metode Generalized Linear Inversion (GLI). Jika terdapat sebuah data observasi geofisika, metode GLI akan menurunkan model geologi yang paling sesuai dengan data observasi. GLI menganalisis deviasi kesalahan antara model keluaran dan data observasi, kemudian parameter model diperbaharui untuk menghasilkan keluaran dengan kesalahan sekecil mungkin. Metode ini membutuhkan suatu model impedansi akustik awal yang biasanya diperoleh dari hasil perkalian antara data log kecepatan dengan data log densitas

$$IA = \rho \cdot v \tag{2.14}$$

dengan:

AI = Impedansi Akustik (m/s. g/cm)  $\rho$  = densitas (g/cm3) v = kecepatan (m/s)

Harga koefisien refleksi ini dikonvolusikan dengan wavelet untuk mendapatkan seismogram sintetik yang sama dengan jejak seismik berdasarkan harga impedansi model dengan rumusan:

$$s(t) = w(t) * r(t)$$
 (2.15)

dengan:	
s(t)	= seismogram intetik
w(t)	= wavelet
r(t)	= deret koefisien refleksi.

Hasil seismogram sintetik ini dibandingkan dengan jejak seismik riil secara iteratif dengan mengubah-ubah parameter pada model awal untuk memperoleh korelasi yang bagus antar kedua data ini dengan tingkat kesalahan yang terkecil. Kelebihan metode inversi model based adalah hasil yang didapatkan memiliki informasi yang lebih akurat dan jelas karena memasukkan komponen frekuensi rendah (dari data log), dan nilai impedansi akustik yang didapat rata-rata memiliki harga impedansi akustik yang kontras sehingga mempermudah dalam penentuan batas atas (top) dan batas bawah (bottom) suatu lapisan reservoar.

Hasil akhir dari suatu proses inversi data seismik adalah berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih lengkap dibandingkan data seismik. Perubahan amplitudo pada data seismik hanyalah mencerminkan suatu bidang batas antar lapisan batuan sehingga bisa dikatakan bahwa data seismik adalah attribut dari suatu bidang batas lapisan batuan. Sedangkan impedansi akustik mencerminkan sifat fisis dari batuan. Secara matematis impedansi akustik batuan adalah hasil perkalian antara harga kecepatan dengan harga densitas suatu batuan. Impedansi akustik merupakan sifat fisis batuan yang dengan mudah dapat langsung dikonversikan menjadi karakter suatu batuan (reservoar) seperti ketebalan, litologi, maupun fluida pengisi batuan (Tabah dan Hernowo, 2010:88-89).

### 2.12. Seismik Atribut

Seismik atribut didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Barnes, 1999). Dengan kata lain seismik atribut merupakan pengukuran spesifik dari geometri, dinamika, kinematika dan juga analisis statistik yang diturunkan dari data seismik. Informasi yang dihasilkan dari ekstraksi attribut akan memberikan tampilan yang berbeda dari data seismik berdasarkan fungsi matematis yang kita inginkan. Informasi yang diberikan dapat memudahkan kita untuk memberikan interpretasi seismik (seperti penentuan *horizon*) pada penampang seismik. Informasi utama dari seismik atribut adalah amplitudo, frekuensi, dan atenuasi yang selanjutnya akan digunakan sebagai dasar pengklasifikasian atribut lainnya seperti ditunjukan pada **Gambar 2.16.** 

Secara umum, atribut turunan waktu akan cenderung memberikan informasi perihal struktur, sedangkan atribut turunan amplitudo lebih cenderung memberikan informasi perihal stratigrafi dan reservoar. Peran atribut turunan frekuensi sampai saat ini belum betulbetul dipahami, namun terdapat keyakinan bahwa atribut ini akan menyediakan informasi tambahan yang berguna perihal reservoar dan stratigrafi. Atribut atenuasi juga praktis belum dimanfaatkan saat ini, namun dipercaya bahwa atribut ini dimasa datang akan berguna untuk lebih memahami informasi mengenai permeabilitas.

Menurut (Chen dan Sidney, 1997) atribut seismik dapat dibagi dalam 2 kategori yaitu:

- 1. *Horizon-based attributes*, yaitu dihitung sebagai nilai ratarata antara dua horizon
- 2. Sample-based attributes merupakan transformsi dari trace input untuk menghasilkan trace output lainnya dengan jumlah yang sama dengan trace input (nilainya dihitung sampel per sampel).

Atribut yang digunakan dalam analisis multiatribut dengan menggunakan perangkat EMERGE harus dilakukan dalam bentuk *sample-based attributes*, dimana 23 jenis atribut yang digunakan sebagi *input*, atribut- atribut tersebut dapat dikelompokkan ke dalam 6, kategori, yaitu :

- 1. Atribut sesaat, meliputi:
  - a) Instantaneous Phase
  - b) Instantaneous frequency
  - c) Cosine Instantaneous Phase
  - d) Apparent Polarity
  - e) Amplitude Weighted cosine phase
  - 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 Hz 45/50 Hz
  - e) 45/50 55/60 Hz
  - f) 55/60 65/70 Hz
- 4. Derivative Attributes
  - a) Derivative of the seismik trace
  - b) Derivative Instantaneous Amplitude
  - c) Second Derivative of the seismik trace
  - d) Second derivative instantaneous Amplitude
- 5. Integrated Attributes
  - a) Integrated seismik trace
  - b) Integrated reflection Strenght
- 6. Atribut waktu



Gambar 2.16 Klasifikasi Atribut Seismik (Brown, 2000)

### 2.13. Analisis Multi-Attribute

Analisis seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada analisa ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volume dari properti log pada semua lokasi pada volum seismik. Statistik dalam karakteristik reservoar digunakan untuk mengestimasi dan mensimulasikan hubungan spasial variable pada nilai yang diinginkan pada lokasi yang tidak mempunyai data sampel terukur. Hal ini didasarkan pada kenyataan yang sering terjadi di alam bahwa pengukuran suatu variabel di suatu area yang berdekatan adalah sama. Kesamaan antara dua pengukuran tersebut akan menurun seiring dengan bertambahnya jarak pengukuran. Schultz dkk. (1994) mengidentifikasi tiga subkategori utama pada teknik

analisa multiatribut geostatistik, yaitu:

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

Analisis multiatribut pada penelitian ini menggunakan kategori yang kedua. Prosesnya sendiri melibatkan pembuatan dari volume *pseudo* log yang nantinya akan digunakan untuk memetakan penyebaran batupasir dan serpih Dalam kasus yang paling umum, kita mencari sebuah fungsi yang akan mengkonversi multiatribut yang berbeda ke dalam properti yang diinginkan, ini dapat ditulis sebagai:

$$P(x,y,z) = F[Ai(x,y,z),...,Am(x,y,z)]$$
(2.16)

Dimana :

Р	= properti log, sebagai fungsi dari koordinat x,y,z
F	= fungsi hubungan antara atribut seismik dan properti log.
Ai	= atribut m, dimana i = 1,, $m$ .

Untuk kasus yang paling sederhana, hubungan antara log properti dan atribut seismik dapat ditunjukkan oleh persamaan jumlah pembobotan linier.

$$P = w_0 + w_1 A_1 + \dots + w_m A_m$$
(2.17)

dengan 1 = 0,...,*m* dimana : wi = nilai bobot dari m+1

#### 2.13.1 Crossplot Atribut (Tunggal)

Prosedur sederhana untuk menentukan hubungan antara data log target dan atribut seismik adalah dengan melakukan *cros-plot* diantara kedua data tersebut.



Gambar 2.17 Conventional *cross-plot* antara "log target" dan "atribut seismik" (Russel, dkk, 1997).

**Gambar 2.17**. memperlihatkan *cross- plot* antara log target dalam hal ini *den-porositas* dengan sebuah atribut seismik, yang disebut *Attribute*. Dengan asumsi bahwa log target telah dikonversi ke dalam satuan waktu dan memiliki *sample rate* yang sama dengan atribut seismik. Tiap titik pada *cross plot* terdiri dari sejumlah data yang berhubungan dengan sampel waktu tertentu. Hubungan linier antara log target dan atribut ditunjukkan oleh sebuah garis lurus yang memenuhi persamaan :

$$y = a + bx \tag{2.18}$$

Koefisien a dan b pada persamaan ini diperoleh dengan meminimalisasikan *mean-square prediction error* 

$$E^{2} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} \left( (y - a - b_{Xi})^{2} \right)^{2}$$
(2.19)

Dimana penjumlahan dilakukan pada setiap titik di cross-*plot*. Pengaplikasian garis regresi tersebut dapat memeberikan prediksi untuk atribut target. Lalu dihitung kovariansi yang didefinikan dalam persamaan berikut.

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \tag{2.20}$$

dimana

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} (x_i - m_x)(y_i - m_y)$$
(2.21)

$$\sigma_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} (x_i - m_x)^2$$
(2.22)

$$\sigma_{y} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} \left( (y_{i} - m_{y})^{2} \right)^{2}$$
(2.23)

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} x_i$$
 (2.24)

$$m_{y} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} y_{i}$$
(2.25)

Sebagai catatan, hubungan linier kemungkinan diperoleh dengan menerapkan transformasi non-linier pada data log target atau data atribut, ataupun pada kedua data tersebut.



Gambar 2.18 Penerapan transformasi non-linier terhadap target dan atribut mampu meningkatkan korelasi diantara keduanya (Russel, dkk, 1997)

### 2.13.2 Regresi Linier Multi-Attribute

Dalam metoda ini, tujuan kita adalah untuk mencari sebuah operator, yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik didekatnya. Pada kenyataannya, kita menganalisis data atribut seismik dan bukan data seismik itu sendiri. Salah satu alasan kenapa kita melakukan hal ini karena menggunakan data atribut seismik lebih menguntungkan dari pada data seismik itu sendiri, banyak dari atribut ini bersifat non linier, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi. Pengembangan (*extension*) analisis linier konvensional terhadap *multiple* atribut (*regresi linier multivariat*) dilakukan secara langsung. Sebagai penyederhanaan, kita mempunyai tiga atribut seperti yang terlihat pada **Gambar 2.19**.



Gambar 2.19 Contoh kasus tiga atribut seismik (Russel, dkk, 1997).

Pada tiap sampel waktu, log target dimodelkan oleh persamaan linier:

$$L(t) = w_0 + w_1 A_1(t) + w_2 A_2(t) + w_3 A_3(t)$$
(2.26)

Pembobotan (weights) pada persamaan ini dihasilkan dengan meminimalisasi mean-*squared prediction error*:

$$E^{2} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} (Li - w_{0} + w_{1}A_{1i} + w_{2}A_{2i} + w_{3}A_{3i}$$
(2.27)

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar

$$\begin{bmatrix} w_{0} \\ w_{1} \\ w_{2} \\ w_{3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^{2} & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{1i}A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{2i}^{2} & \sum A_{2i}A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i}A_{3i} & \sum A_{2i}A_{3i} & \sum A_{2i}^{2} \end{bmatrix}^{-1} x \begin{bmatrix} \sum L_{i} \\ \sum A_{1i}L_{i} \\ \sum A_{2i}L_{i} \\ \sum A_{3i}L_{i} \end{bmatrix}$$
(2.28)

Seperti pada kasus atribut tunggal, *mean-squared error* yang dihitung menggunakan pembobotan, merupakan pengukuran kesesuaian untuk transformasi tersebut, seperti koefisien korelasi, dimana sekarang koordinat x merupakan nilai log yang diprediksi dan koordinat y merupakan nilai real dari data log.

# 2.13.3 Metode Step-Wise Regression

Cara untuk memilih kombinasi atribut yang paling baik untuk memprediksi log target maka dilakukan sebuah proses yang dinamakan *step-wise regression* :

- 1) Dicari atribut tunggal pertama yang paling baik dengan menggunakan *trial and error*. Untuk setiap atribut yang terdapat pada *software* dihitung *error* prediksinya. Atribut terbaik adalah atribut yang memberikan *error* prediksi terendah. Atribut ini selanjutnya akan disebut atribut-a.
- Dicari pasangan atribut yang paling baik dengan mengasumsikan anggota pasangan yang pertama adalah atributa. Pasangan yang paling baik adalah pasangan yang memberikan *error* paling kecil. Atribut ini selanjutnya akan disebut atribut-b.
- 3) Dicari tiga buah atribut yang berpasangan paling baik, dengan mengasumsikan dua buah anggota yang pertama atribut-a dan atribut-b. Tiga buah atribut yang paling baik adalah yang memberikan prediksi *error* paling kecil.

Prediksi ini berlangsung terus sebanyak yang diinginkan. Prediksi *error*, En, untuk n atribut selalu lebih kecil atau sama dengan En-1 untuk n-1 atribut, tidak peduli atribut mana yang digunakan.

# 2.13.4 Validasi

Transformasi multiatribut dengan jumlah atribut N+1 selalu mempunyai prediksi *error* lebih kecil atau sama dengan transformasi dengan N atribut. Dengan ditambahkannya sejumlah atribut, kita mengharapkan penurunan secara asimptotis dari prediksi error, seperti yang terlihat pada **Gambar 2.20**.



Gambar 2.20 Plot dari prediksi error terhadap jumlah atribut yang digunakan dalam transformasi (Russel, dkk, 1997)

Dengan bertambahnya atribut maka ia akan meningkatkan kecocokan dari data *training*, tetapi hal ini mungkin buruk jika diterapkan pada data baru (bukan pada set data *training*). Hal ini biasanya disebut dengan "over training". Dengan menggunakan jumlah atribut yang besar dapat dianalogikan dengan pencocokan *cross- plot* dengan order polinomial yang besar.

Sejumlah teknik statistik telah dihasilkan untuk mengukur keandalan dari kecocokan order atribut yang besar. Kebanyakan dari teknik ini diterapkan pada regresi linier, dan tidak diterapkan pada prediksi linier menggunakan *neural network*. Karena alasan tersebut kita memilih proses *Cross* Validasi, yang dapat diterapkan pada semua jenis prediksi. *Cross* Validasi membagi seluruh data *training* kedalam dua bagian, yaitu: data *training* dan data validasi. Data *training* digunakan untuk menghasilkan transformasi, sedangkan data validasi digunakan untuk mengukur hasil akhir prediksi *error*. Dengan asumsi bahwa *overtraining* pada data *training* akan mengakibatkan kecocokan yang buruk pada data validasi yang diilustrasikan pada **Gambar 2.21**.



Gambar 2.21 Ilustrasi cross-validasi. (Russel, dkk, 1997)

Kedua kurva digunakan untuk mencocokkan titik- titik data. Kurva tegas adalah polinomial order kecil. Kurva garis putus- putus merupakan polinomial order tinggi. Kurva garis putus- putus mencocokkan data *training* secara lebih baik, tetapi memperlihatkan kecocokan yang buruk jika dibandingkan dengan data validasi.

Data *training* terdiri dari sampel *training* dari semua sumur, kecuali beberapa sumur yang disembunyikan, data validasi terdiri dari sampel dari data sumur yang disembunyikan. Pada proses *Cross* Validasi proses analisis diulang beberapa kali untuk semua sumur setiap pengukuran meninggalkan 40 sumur yang berbeda. Validasi *error* total merupakan rata- rata rms *error* individual.

$$E_{v}^{2} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} e_{vi}^{2}$$
(2.29)

Dengan: E<sub>v</sub> : validasi *error* total e<sub>vi</sub> : validasi *error* untuk sumur i N : jumlah sumur

Validasi *error* untuk setiap jumlah atribut selalu lebih besar dari *training error*. Hal ini disebabkan karena, memindahkan sebuah sumur dari *set training* akan menurunkan hasil kemampuan prediksi. Perlu dicatat bahwa kurva validasi *error* tidak menurun secara monoton. Pada kenyataannya, ia menunjukkan minimum lokal disekitar empat atribut, dan kemudian secara bertahap meningkat. Kita menginterpretasikan ini berarti setiap penambahan atribut setelah yang keempat, sistem akan *over training*. Pada umumnya, jika kurva validasi *error* secara jelas menunjukkan paling minimum, kita mengasumsikan jumlah atribut pada titik tersebut adalah optimum. Jika kurva validasi *error* memperlihatkan minimum regional seperti pada **Gambar 2.22**, atau memperlihatkan sekumpulan minimum lokal, kita memilih titik dimana kurva berhenti menurun secara meyakinkan.



Gambar 2.22 Validasi error (Russel, dkk, 1997).

Plot yang sama seperti **Gambar 2.22**, kecuali validasi *error* total sekarang terlihat sebagai kurva paling atas. Perlu dicatat bahwa setelah atribut kedua, atribut lainnya menyumbang peningkatan kecil pada validasi *error*, dan pada kenyataannya, secara bertahap menyebabkan peningkatan pada prediksi *error*. (Russel, dkk, 1997).

#### 2.13.5 Neural Network

Regresi multiatribut dapat berjalan dengan baik apabila ada relasi linear fungsional yang baik di antara log yang di prediksi dan atribut seismik. Pada kasus hubungan yang non-linear kita dapat mengaplikasikan transformasi tersebut dengan metoda neural network sebagai algoritma prediksi. Dalam pengertian umum Artificial Neural Network (ANN) adalah sekumpulan komponen elektronik atau program komputer yang di desain untuk memodelkan kerja sistem otak. Neural network meniru cara kerja otak dalam dua aspek, yaitu pengetahuan atau data didapatkan dari proses training dan kekuatan koneksi inter-neuron diketahui sebagai bobot sinaptik yang digunakan untuk menyimpan pengetahuan tersebut.

Ide dasar di balik Probabilistic Neural Network (PNN) adalah menggunakan satu data atau lebih yang disebut variabel independen untuk memprediksi variabel dependen tunggal. Variabel independen di representasikan sebagai vektor x = [x1, x2,..., xp] dimana p adalah jumlah variabel independen. Sedangkan variabel dependen adalah y. Tujuan algoritma ini adalah untuk memprediksi variable y' yang tidak diketahui. PNN mempunyai karakteristik mengikuti data sedekat mungkin, namun lebih stabil pada batasan jangkauan jumlah atribut dibanding metoda neural network lainnya. Masalah terbesar pada PNN adalah karena menyertakan seluruh data traini dan membandingkan seluruh output sample dengan setiap training sample, aplikasi bisa sangat lambat.



Gambar 2.23 Kurvaprediksi PNN

Dari Gambar 2.23 diatas dapat dikatakan dalam PNN pembobotan dipasang pada titik itu sendiri seperti persamaan berikut.

 $y = w_1 y_1 + w_2 y_2 + w_3 y_3 \tag{2.30}$ 

Neural network digunakan untuk meningkatkan prediksi densitas, porositas, maupun gamma-ray. Dari neural network ini

diharapkan akan didapatkan peningkatan korelasi antara log prediksi dengan log original pada ketiga pseudo volum, dilihat berdasarkan nilai korelasi, error, maupun blind well test. Ternyata neural network dapat meningkatakan nilai korelasi namun juga memperkecil hasil validasi, tapi selama penurunan nilai validasi hanya sedikit dan masih dapat diterima.

# 2.14. Data Log Sumur

## 2.14.1 Log Sonic

Log Sonic merupakan jenis log yang digunakan untuk mengukur porositas, selain density log dan neutron log dengan cara mengukur interval transite time  $(\Delta t)$ , yaitu waktu yang dibutuhkan oleh gelombang suara untuk merambat didalam batuan formasi sejauh 1 ft. Peralatan sonic log menggunakan sebuah transmitter (pemancar gelombang suara) dan dua buah receiver (penerima). Jarak antar keduanya adalah 1 ft.

# 2.14.2 Log Gamma Ray

Prinsip pengukurannya adalah mendeteksi arus vang ditimbulkan oleh ionisasi yang terjadi karena adanya interaksi sinar gamma dari formasi dengan gas ideal yang terdapat didalam kamar ionisasi yang ditempatkan pada sonde. Secara khusus Gamma Ray Log berguna untuk identifikasi lapisan permeabel disaat Log SP tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya (Rmf = Rw), atau ketika SP tidak dapat merekam karena lumpur yang yang digunakan tidak konduktif (oil base mud). Selain itu Gamma Ray Log juga dapat digunakan untuk mendeteksi dan evaluasi terhadap mineral radioaktif (potassium dan uranium), mendeteksi mineral tidak radioaktif (batubara), dan dapat juga untuk korelasi antar sumur.



Gambar 2.24 Kurva Log Gamma Ray (Harsono, 1997).

Shale dan terutama marine shale mempunyai emisi sinar gamma yang lebih *tinggi* dibandingkan dengan sandstone, limestone dan dolomite. Adanya perbedaan tersebut gamma ray log ini dapat digunakan untuk membedakan antara shale dan non shale sehingga gamma ray sering disebut sebagai log litologi.

# 2.14.3 Log Resistivity

*Resistivity log* adalah suatu alat yang dapat mengukur tahanan batuan formasi beserta isinya, yang mana tahanan ini tergantung pada porositas efektif, salinitas air formasi, dan banyaknya hidrokarbon dalam pori-pori batuan. Gambar *resistivity log* dapat dilihat pada **Gambar 2.24**.



Gambar 2. 25 . Kurva Resistivity Log (Harsono, 1997)

# 2.14.4 Log Neutron Porositas

*Neutron Log* dirancangkan untuk menentukan porositas total batuan tanpa melihat atau memandang apakah pori-pori diisi oleh hidrokarbon maupun air formasi. *Neutron* terdapat didalam inti elemen, kecuali hidrokarbon. *Neutron* merupakan partikel netral yang mempunyai massa sama dengan atom hidrogen. *Neutron Porositas* pada evaluasi formasi ditujukan untuk mengukur indeks hidrogen yang terdapat pada formasi batuan. Indeks hidrogen didefinsikan sebagai rasio dari konsentrasi atom hidrogen setiap cm kubik batuan terhadap kandungan air murni pada suhu 75°F.

*Neutron Porositas log* tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Secara sederhana, semakin berpori batuan semakin banyak kandungan hidrogen dan semakin tinggi indeks hidrogen. Sehingga, *shale* yang banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula.

## 2.14.5 Log Density

Tujuan utama dari *density log* adalah menentukan porositas dengan mengukur *density bulk* batuan, di samping itu dapat juga digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air, digunakan besama-sama dengan *neutron log*, juga menentukan *densitas* hidrokarbon ( $\rho$ h) dan membantu didalam evaluasi lapisan *shaly* (Harsono,1997).

# 2.15. Fisika Batuan

# 2.15.1 Porositas

Porositas batuan merupakan salah satu sifat akustik dari reservoar yang didefinisikan sebagai ukuran kemampuan batuan untuk menyimpan fluida, dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi. Dalam karakterisasi reservoar, porositas terdiri dari dua yaitu :

a) Porositas absolut didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dituliskan dengan persamaan:

$$\Theta = \frac{volume \ pori-pori}{volume \ total \ batuan} \qquad x \ 100\% \tag{2.31}$$

 b) Porositas efektif didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori- pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan dengan persamaan :

$$\Theta \text{ efektif} = \frac{\text{volume pori yang berhubungan}}{\text{volume total batuan}} \ge 100\% \qquad (2.32)$$

Kualitas dari porositas reservoar dikelompokkan menjadi beberapa bagian seperti dalam tabel berikut (Koesoemadinata, 1978).

No	Nilai Porositas	Skala
1	0-5%	Diabaikan (Negligible)
2	5-10 %	Buruk (Poor)
3	10-15 %	Cukup (Fair)
4	15 - 20 %	Baik (Good)
5	20-25 %	Sangat Baik (Very good)
6	>25 %	Istimewa (Excellent)

**Tabel 2.1** Skala kualitas porositas reservoar (Koesomadinata, 1978)

Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Harga porositas juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya.

Berdasarkan pembentukan batuannya terdapat dua jenis porositas yaitu porositas primer (sedimentasi klastik) dan porositas sekunder (proses tektonik, proses kimiawi, dan lain-lain.). Dan faktorfaktor yang mempengaruhi porositas primer adalah ukuran butir, karakter geometris, proses diagenesis, kandungan semen, kedalaman dan tekanan (Koesomadinata, 1978).
HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

# BAB III METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian dengan judul "Analisis Penyebaran Reservoar Batu Pasir Formasi Gumai Lapangan "FY",Cekungan Sumatera Selatan Dengan Metode Seismik Multiatribut" ini dilaksanakan di Petrochina International Jabung, Ltd pada tanggal 17 Juli – 31 Oktober 2017. Berikut merupakan tabel pelaksanaan kegiatan selama penelitian:



Tabel 3.1 Jadwal Pelaksanaan Penelitian

#### 3.2 Diagram Alir Penelitian



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

#### 3.3 Perangkat

Perangkat yang digunakan dalam penelitian ini berupa perangkat keras dan perangkat lunak. Perangkat keras yang digunakan seperangkat laptop sedangkan perangkat lunak yang digunakan untuk pengolahan data dalam penelitian ini adalah *Software Hampson-Russel Suite* (*HRS10.0.2*), dan *Petrel Schlumberger 2014 Software* Hampson-Russel terdiri dari:

- 1) *Geoview*, untuk penyimpanan data base
- 2) Well explorer, untuk input dan pengolahan data sumur
- 3) *eLog*, untuk melakukan, *crossplot*, *editing*, *ekstraksi wavelet* dan *well seismik tie*
- 4) *Strata*, untuk pembuatan peta struktur waktu
- 5) *Emerge*, untuk melakukan proses multiatribut.

Sedangkan software Petrel Schlumberger 2014. digunakan untuk picking horizon, picking fault dan analisa slicing window.

# 3.4 Data Penelitian

## 3.4.1 Data Seismik 3D

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik 3D PSTM (*Post-Stack Time Migration*). Data siesmik yang digunakan memiliki *sampling rate* 2 ms dengan fasa nol dalam format SEG-Y. *Inline* 540-1430 dan *crossline* 1060-1946 yang selanjutnya digunakan untuk proses seismik inversi dan seismik multiatribut. Gambar data seismik akan ditunjukkan pada Gambar 3.2 berikut.



Gambar 3.2 Penampang Seismik pada Arbitrary Line

## 3.4.2 Data Sumur

penelitian merupakan Daerah lapangan vang sudah dikembangkan, telah banyak dilakukan pemboran dan telah dipastikan terdapat potensi hidrokarbonnya. Terdapat banyak sumur di daerah penelitian, sumur-sumur tersebut memiliki data log gamma ray, log sonik, log densitas dan log porositas. Log sonik dan densitas digunakan untuk pengikatan sumur dengan seismik yang menghasilkan seismik sintetik, sedangkan log lainnya digunakan untuk tras mendukung interpretasi dan pemodelan. Masing-masing data sumur ini (sonik, porositas, densitas, PHIE dan gamma ray) di crossplot terhadap impedansi akustik untuk menentukan properti log yang akan digunakan untuk memisahkan antara batupasir dan batuserpih.

Sumur yang digunakan dalam penelitian ini berjumlah 8 (delapan) sumur, yaitu sumur FYB-1, FYB-2, FYE-1, FY-2, FY-4, FY-6, FY-7 dan FY-8, dan pada setiap sumur memiliki data *checkshot*. Ketersediaan data log pada masing-masing sumur dapat dilihat pada **Tabel 3. Gambar 3.3** merupakan gambar data log yang tersedia.

Well Name	SP	GR	NPHI	RHOB	PHIE	DT	Chk
FYB-1	$\checkmark$	$\checkmark$					$\checkmark$
FYB-2	$\checkmark$	$\checkmark$					$\checkmark$
FYE-1	$\checkmark$	$\checkmark$					
FY-2	$\checkmark$	$\checkmark$					
FY-4	$\checkmark$	$\checkmark$			V		$\checkmark$
FY-6	$\checkmark$	$\checkmark$			V		$\checkmark$
FY-7	$\checkmark$	$\checkmark$					$\checkmark$
FY-8	$\checkmark$	$\checkmark$					$\checkmark$

 Tabel 3.2 Kelengkapan data log



Gambar 3.3 Contoh Log pada Sumur FYB-1

# 3.4.3 Base Map

*Base map* atau peta dasar merupakan suatu penampang x,y yang menunjukkan kerangka survei seismik daerah penelitian. Pada peta dasar ini juga dapat dilihat skala peta dan posisi sumur pada lintasan seismik. **Gambar 3.4** merupakan peta dasar dari lapangan "FY" yang menunjukkan daerah penelitian dengan posisi sumur.



Gambar 3.4 Base Map Lapangan "FY"

Wel 1	Units	X Location	Y Location	CDP
FYB-1	m	322687.90	9873947.70	519238
FYB-2	m	326167.50	9878490.30	385544
FYE-1	m	323942.00	9870215.30	693969
FY-2	m	324032.80	9880342.40	275489
FY-4	m	317936.70	9879327.60	221079
FY-6	m	325270.10	9876687.00	446673
FY-7	m	325241.80	9884114.40	138128
FY-8	m	325538.50	9871032.70	685188

Tabel 3.3 Posisi sumur pada seismik

# 3.4.4 Data Geologi Regional

Data geologi regional digunakan untuk mengetahui gambaran umum mengenai kondisi geologi yang ada daerah target lapangan "FY", cekungan Sumatera Selatan. Didalam data geologi tersebut terdapat beberapa data mengenai kondisi umum regional cekungan sumatera selatan yang berupa kondisi stratigrafi, tektonik, dan *petroleum system*. Data geologi ini digunakan untuk menunjang dan menjadi perpaduan yang efektif dengan data geofisika untuk memberikan gambaran dan karakterisasi reservoar daerah target.



Gambar 3.5 Peta Daerah Penelitian

## 3.4.5 Data Checkshot

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman. Pada dasarnya data sumur sudah dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik masih dalam domain waktu. Oleh karena itu data *checkshot* sangat bermanfaat dalam proses pengikatan sumur dan seismik (*well seismic tie*).

# 3.4.6 Data Marker

Marker merupakan data yang menyediakan informasi dari suatu batas atas suatu formasi. Dalam data marker ini terdapat data time dan measured depth (kedalaman terukur) sebagai informasi top dari formasi tersebut terukur. Data marker digunakan sebagai referensi untuk melakukan *picking horizon*. Selain itu digunakan juga untuk acuan pada saat melakukan pengikatan data sumur dan seismik. Data marker yang digunakan untuk studi ini berasal dari studi sebelumnya. Pada penelitian ini marker-marker tersebut mempunyai nama-nama yang sama dengan horizon yang digunakan.

## 3.5 Pengolahan Data

## 3.5.1 Korelasi Sumur

Korelasi sumur dilakukan dengan tujuan untuk menentukan marker yang berfungsi untuk melihat batas atas dan batas bawah reservoar masing-masing sumur. Dengan demikian kita dapat tahu korelasi ketebalan rata-rata dari masing-masing sumur.

Korelasi ini dilakukan dengan melihat log gamma ray yang dikombinasikan dengan log porositas. Dengan melihat pola yang sama dari sumur satu dengan sumur berikutnya pada data log tersebut, dapat ditarik korelasi yang menunjukan bahwa zona tersebut merupakan satu formasi.



Gambar 3.6 Korelasi Antar Sumur

#### 3.5.2 Ekstraksi Wavelet dan Well Seismic Tie

Well-seismic tie adalah proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan seismik, karena domain sumur adaalah kedalaman dalam meter, sedangkan domain seismik adalah waktu dalam satuan *milisekon* (ms). Yang dirubah domainnya adalah domain sumur menjadi domain waktu. Dengan tujuan akhir dari proses pengikatan ini adalah untuk mengetahui posisi atau marker geologi pada data seismik.

Wavelet yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan band width yang sama dengan penamapang seismik. Hal ini akan mempermudah pengikatkan data sumur dengan data seismik. Seismogram sintetik final merupakan superposisi dari refleksi-refleksi semua *reflektor*. Seismogram sintetik biasanya ditampilkan dengan format (polaritas dan fasa) yang sama dengan rekaman seismik. Seismogram sintetik berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon.



Gambar 3.7 Wavelet yang digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik

Proses ekstrak *wavelet* dapat dilakukan dengan beberapa metode, yaitu metode *statistical*, *ricker*, *bandpass dan use well*. Dalam penelitian ini dilakukan *trial and error* untuk memperoleh *wavelet* terbaik. Dari hasil ekstraksi *wavelet* diperolehlah *wavelet statistical*  sebagai wavelet yang paling sesuai. Wavelength yang digunakan dalam metode *statistical* adalah 200 ms dan taper length adalah 25 ms. Jendela yang digunakan dalam ekskrak ini adalah pada batas zona target lapisan GUF sampai BRF yang bertujuan untuk mendapatkan hasil yang mendekati sebenarnya. Kemudian wavelet yang telah di ekstrak di konvolusi dengan koefisien refleksi untuk mendapatkan seismogram sintetik, yang terlebih dahulu dikonversikan dari domain kedalam menjadi domain waktu dengan bantuan *checkshot*. Dalam proses well seismik tie perlu dilakukan shifting, squeezing dan stretching untuk memperoleh hasil korelasi yang tinggi dan hasil well tie tergolong baik jika nilai time shift mendekati 0 dan nilai korelasi mendekati 1.



Gambar 3.8 Hasil *Well to Seismic Tie* pada Sumur FY-2 dengan korelasi 0.809



Gambar 3.9 Diagram Alir Well Seismic Tie

# 3.5.3 Picking Horizon

Proses *picking* horizon dilakukan setelah pengikatan antara data sumur dengan data seismik. Picking dilakukan dengan cara membuat garis kemenerusan pada penampang seismik. Picking horizon dilakukan pada software Petrel Schlumberger, dengan acuan pada data *marker* pada sumur. *Picking* dilakukan pada lapisan Top Formasi Gumai dan Lapisan antara top formasi Gumai dengan Intra Gumai. Proses ini sama pentingnya dengan proses well seismik tie karena secara lateral berpengaruh pada saat pembuatan model inversi maupun model multiatribut. Pemilihan wiggle (peak/trough) pada seismik sangat berpengaruh apabila salah zona picking, maka inversi yang dilakukan akan tidak sesuai dengan model inisial bumi dan pada multiatribut properti batuan yang diteliti akan tidak sesuai penyebarannya.

Setelah melakukan *picking horizon* kita dapat melihat *time structure* dari tiap horizon untuk melihat hasil *picking horizon* yang telah kita lakukan.



Gambar 3.10 Hasil Picking Horizon XLine 1560



Gambar 3.11 Hasil Picking Horizon pada Lapisan GUF



Gambar 3.12 Hasil Picking Horizon pada Lapisan Int A GUF

Gambar 3.11 adalah hasil *picking horizon* lapisan GUF pada *window 2D*. Terlihat pada gambar diatas merupakan wilayah yang diinterpretasi pada seluruh wilayah data seismic lapangn "FY", selain itu juga terlihat zona wilayah tinggian dan rendahan pada lapisan GUF, hal ini menandakan zona struktur lapisan tersebut. Pada wilayah timur dan barat terdapat patahan yang sanagat besar membelah lapangan "FY".

Gambar 3.12 adalah hasil *picking horizon* lapisan Int A GUF pada *window 2D*. Terlihat pada gambar diatas merupakan wilayah yang diinterpretasi pada seluruh wilayah data seismic lapangn "FY", selain itu juga terlihat zona wilayah tinggian dan rendahan pada lapisan GUF, hal ini menandakan zona struktur lapisan tersebut. Pada wilayah timur dan barat terdapat patahan yang sanagat besar membelah lapangan "FY".

Kedua gambar diatas menunjukkan bahwa pada sisi timur dan barat terdapat patahan major yang terlihat pada data seismik, hal ini ditandakan dengan sinyal seismik pada wilayah tersebut menunjukkan difraksi dan diskontinuitas lapisan yang tinggi. Selain itu, terlihat pula ketinggian lapisan GUF yang meningkat pada bagian tengah hingga timur lapangan.

#### 3.5.4 Picking Fault

Sesar merupakan rekahan pada batuan yang telah mengalami pergeseran, sehingga sesar dalam seismik ditunjukkan dengan terpotongnya horizon seismik oleh bidang sesar. Picking sesar dilakukan mulai dari pergeseran horizon yang tampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran itu secara vertical.

Pada studi ini *picking* sesar dilakukan sebelum melakukan picking horizon agar lebih menentukan kemenerusan dan arah dari sesar tersebut. Setelah melakukan picking horizon maka akan di dapatkan base map dari waktu yang mempresentasikan struktur dari reservoar. Dari base map ini kita dapat melihat kemenerusan dan polsa sesar.



Gambar 3.13 (a) Interpretasi patahan pada inline 1000, (b) Interpretasi patahan menggunakan atribut variance pada inline 1000

Pada gambar 3.13 (a) merupakan interpretasi patahan pada inline 1000 dan pada Gambar 3.13 (b) merupakan interpretasi patahan dengan menggunakan atribut variance pad ainline 1000. Pada Gambar 3.13 (b) terdapat garis hitam pada daerah fault detection. Artinya terdapat disimilaritas yang menunjukkan perbedaan lithology yang sangat drastis. Adanya perbedaan litologi yang sangat signifikan inilah yang mengindikasikan sesar. Oleh karena hasil penampang disimilaritas ini sangat berguna dalam acuan picking sesar. Kemenerusan patahan berada pada arah tenggara – barat laut pada lapangan "FY". Sebagai acuan untuk melihat zona dari sesar dapat menggunakan atribut variance atau disimilaritas ini digunakan sebagai acuan dalam picking fault. Hal ini dapat dilihat (setelah picking fault dilakukan) pada gambar 3.13.

#### 3.5.5 Pemetaan Struktur Domain Waktu

Pemetaan struktur domain waktu dilakukan dengan menggunakan metode *gridding* untuk mendapatkan peta hasil interpolasi dan ekstrapolasi karena tidak semua lokasi dari lapangan "FY" memiliki data lapisan tersebut.

Pada dasarnya metode *gridding* memiliki beberapa parameter untuk pemetaan, parameter utamanya adalah logaritma yang digunakan dan ukuran *grid* yang digunakan. Logaritma yang digunakan mempengaruhi hasil dari perhitungan interpolasi dan ekstrapolasi, untuk mendapatkan logaritma yang tepat, harus disesuaikan dengan tujuan utama pemetaan. Pada kasus ini tujuan pemetaan adalah untuk memetakan struktur lapisan, maka logaritma yang sesuai adalah konvergen. Parameter berikutnya adalah ukuran *grid* yang digunakan, ukuran *grid* menjadi acuan bin pemetaan, asumsinya adalah semakin besar ukuran *grid* maka mepetaan menjadi tidak detil, namun tidak selalu bahwa ukuran grid kecil menjamin hasil pemetaan yang lebih baik. Oleh karena itu, perlu dilakukan pengujian beberapa ukuran *grid* pada data untuk mendapatkan hasil pemetaan yang baik.







Gambar 3.14 (a) Hasil pemetaan struktur domain waktu lapisan GUF, (b) Histogram persebaran data domain waktu lapisan GUF



(a)



Gambar 3.15 Hasil pemetaan struktur domain waktu lapisan Int A GUF, (b) Histogram persebaran data domain waktu lapisan Int A GUF

Gambar 3.14 merupakan hasil dari pemetaan struktur domain waktu (*time structure map*) pada lapisan GUF dan histogram persebaran data domain waktu pada lapisan GUF. Pada Gambar 3.14 (a) terlihat pada lapisan GUF terdpat beberapa struktur major, yaitu pada bagian timur dan barat lapangan "FY". Terlihat juga pada bagian barat dan timur lapisan GUF beberapa struktur tinggian yang bisa saja berpotensi hidrokarbon. Dari peta struktur ini dapat memperlihatkan domain waktu yang bisa saja berpotensi. Namun, itu semua perlu di kroscek lebih dahulu dengan peta struktur domain kedalaman (kondisi sebenarnya). Gambar 3.14 (b) memperlihatkan persebaran data domain waktu pada lapisan GUF. Nilai TWT pada lapisan ini dimulai dari -650 sampai -1000 TWT. Dominasi nilai data terbanyak pada lapisan GUF berada pada interval -675 hingga -800 TWT.

Gambar 3.15 merupakan hasil dari pemetaan struktur domain waktu (time structure map) pada lapisan GUF dan histogram persebaran data domain waktu pada lapisan Int A GUF. Pada Gambar 3.15 (a) menunjukkan adanya struktur ntiklin major pada lapangan "FY". Pada lapisan ini struktur tinggian terlihat masih terlihat, terutama pada bagian timur lapangan. Gambar 3.15 (b) memperlihatkan persebaran data TWT pda lapisan Int A GUF. Persebaran data domain waktu lapisan Int A GUF dimulai dari -750 sampai -1125 TWT. Dominasi nilai terbanyak pada lapisan Int A GUF berada pada interval -800 hingga -950 TWT.

# 3.5.6 *Time to Depth Conversion* dan Pembuatan Peta Struktur Domain Kedalaman

*Time to depth conversion* dalam suatu tahapan interpretasi seismik merupakan hal yang penting. Hal ini dikarenakan domain seismik yang masih dalam domain waktu harus diubah menjadi domain kedalaman untuk merepresentasikan dalam kondisi sesungguhnya. Pada penelitian ini digunakan metode *single function time to depth conversion*. Metode *single function* adalah salah satu metode konversi domain kedalaman yang mengacu terhadap hubungan domain waktu dan kedalaman dari data checkshot tiap sumur yang tercakup dalam peta struktur (Abdullah, 2009). Pada penelitian ini terdapat beberapa tahap konversi domain kedalaman, yaitu yang pertama adalah mendapatkan persamaan regresi linier yang merepresentasikan hubungan domain waktu dengan kedalaman tiap sumur pada masing-masing lapisan, selanjutnya adalah mengkalkulasikan persamaan tersebut terhadap peta

struktur domain waktu, kemudian mencocokkan peta hasil kalkulasi dengan tops data sumur tiap lapisan.

Regresi linier dilakukan pada tiap lapisan yang ingin dikonversi. Tahap pertama adalah membatasi interval regresi, hal ini mengacu dari interval domain waktu (TWT) lapisan tersebut, kemudian dilakukan regresi terhadap kedua data tersebut.Gambar 3.16 memperlihatkan grafikmregresi linier pada lapisan GUF. Lapisan GUF memiliki interval domain waktu dari -650 hingga -1000 TWT, nilai ini menjadi acuan batas regresi linier. Setelah dilakukan regresi linier didapatkan persamaan hubungan domain waktu dan kedalaman pada lapisan GUF sebagai berikut.

(4.1)



Y = 1,9151 (X) + 284,83 $R^2 = 0.9999$ 

Gambar 3.16 Regresi linier hubungan domain waktu dan kedalaman dari data *checkshot* pada lapisan GUF

Gambar 3.16 memperlihatkan grafk regresi linier pada lapisan Int A GUF. Lapisan Int A GUF memiliki interval domain waktu dari -750 hingga -1125 TWT, nilai ini menjadi acuan btas regresi linier. Setelah dilakukan regresi linier didapatkan persamaan hubungan domain waktu dan kedalaman pada lapisan Int A GUF sebagai berikut.



Y = 1,4474 (X) + 494,01(4.2)  $R^{2} = 1$ 

Gambar 3.17 Regresi linier hubungan domain waktu dan kedalaman dari data checkshot pada lapisan Int A GUF

Gambar 3.18 merupakan peta struktur domain waktu lapisan GUF sebelum dikonversi. Dilakukan regresi linier terhadap hubungan domain waktu dan kedalaman lapisan GUF sehingga didapatkan persamaan 4.1. Setelah itu persamaan 4.1 dikalkulasikan dengan peta pada gambar 3.18 dan menghasilkan peta pada gambar 3.19. Pada peta ini, domain telah berubah dari domain waktu menjadi domain kedalaman dalam satuan *feet*. Pada gambar 3.19 rentang data menjdai sekitar -1700 hingga -2300 *feet*. Pada dasarnya konversi domain ini hanya didasari dari nilai regresi linier saja, oleh karena itu perlu dilakukan koreksi dengan data top masing-masing sumur, sehingga peta struktur domain kedalaman lenih akurat.



Gambar 3.18 Peta struktur domain waktu lapisan GUF



Gambar 3.19 Peta struktur domain kedalaman hasil regresi linier lapisan GUF

Gambar 3.20 merupakan peta struktur domain waktu lapisan GUF sebelum dikonversi. Dilakukan regresi linier terhadap hubungan domain waktu dan kedalaman lapisan Int A GUF sehingga didapatkan persamaan 4.2. Setelah itu persamaan 4.2 dikalkulasikan dengan peta pada gambar 3.20 dan menghasilkan peta pada gambar 3.21. Pada peta ini, domain telah berubah dari domain waktu menjadi domain kedalaman dalam stuan *feet*. Pada gambar 3.21 rentang data menjdai sekitar -2500 hingga -3200 *feet*. Pada dasarnya konversi domain ini hanya didasari dari nilai regresi linier saja, oleh karena itu perlu dilakukan koreksi dengan data top masing-masing sumur, sehingga peta struktur domain kedalaman lenih akurat.



Gambar 3.20 Peta struktur domain waktu lapisan Int A GUF



Gambar 3.21 Peta struktur domain kedalaman hasil regresi linier lapisan Int A GUF

#### 3.5.7 Pembuatan Crossplot

*Cross plot* dilakukan untuk mengetahui lokasi reservoar dari data log, *cross plot* berguna juga untuk menentukan marker saat akan melakukan picking horizon, cross plot dilakukan antara dua log pada sumbu kartesian X dan Y, semakin sensitif log tersebut dengan log yang di *cross plot* maka akan semakin jelas zona *cut-off*, sehingga dapat memisahkan litologi dan fluidanya.

Berikut adalah cross plot dari beberapa data log:



Gambar 3.22 Penampang cross plot P-Impedance vs Porositas dalam color key Gamma Ray pada sumur FYB-1



Gambar 3.23 Penampang cross plot P-Impedance vs Porositas dalam color key Gamma Ray pada sumur FY-2

## 3.5.8 Inversi Impedansi Akustik

Inversi seismik didefinisikan sebagai permodelan geologi bawah permukaan bumi, dengan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai control (Sukmono, 2007), sedangkan model geologi yang dihasilkan dari hasil inversi adalah model impedansi antara lain AI, SI dan EU yang merupakan parameter fisis dari suatu lapisan batuan.

Pada proses ini, langkah pertama yang dilakukan adalah membuat earth model, yaitu membuat penyebaran nilai p-impedance pada seismik. Nilai p-impedance ini berasal dari kurva p-wave (kecepatan batuan) dikalikan dengan nilai densitas yang berasal dari ke delapan sumur yang kemudian di generate ke seluruh seismik. Frekuensi yang dipakai pada pembuatan earth model adalah 15 Hz.



Gambar 3.24 Hasil earth model pada inline 600 dengan frekuensi 15 Hz

#### 3.5.8.1 Analisa Inversi Impedansi Akustik

Setelah dilakukan pembuatan model inisial, dilakukan analisis parameter inversi AI. Nilai analisis tes parameter ini dapat dikatakan baik apabila nilai korelasi antara sintetik dan seismik tinggi dan memiliki nilai error yang rendah (Fatkhurrochman, 2010). Salah satu cara melihat tes parameter lainnya adalah dengan mencocokkan bentuk gelombang tersebut, seperti puncak gelombang dan lembah gelombangnya terhadap data seismik. Perhitungan error dapat dilakukan dengan rumus dibawah ini. Setelah dilakukan perhitungan tes parameter dinyatakan bahwa inversi ini dinilai layak.

$$\operatorname{Error} = \frac{\operatorname{error} pada \ jendela \ inversi}{(AI \ maksimum - AI \ minimum)}$$
(4.3)

Gambar 3.25 menunjukkan hasil tes parameter inversi AI pada sumur FYB-1. Garis kuning menunjukkan jendela perhitungan error, kurva biru menunjukkan data sumur yang telah difilter, kurva hitam menunjukkan inisial model yang digunakan, dan kurva merah menunjukkan hasil inversi. Pada tes parameter ini didapatkan error jendela inversi sebesar 1629,71dan nilai korelasi sebesar 0,9958. Berikut ini adalah perhitungan error pada sumur FYB-1.

$$\text{Error} = \frac{1629,71}{(14445,1-3048)} \tag{4.4}$$

$$Error = \frac{1629,71}{11397,1}$$
(4.5)

$$Error = 0,142$$
 (4.6)

Gambar 3.26 menunjukkan hasil tes parameter inversi AI pada sumur FYE-1. Garis kuning menunjukkan jendela perhitungan error, kurva biru menunjukkan data sumur yang telah difilter, kurva hitam menunjukkan inisial model yang digunakan, dan kurva merah menunjukkan hasil inversi. Pada tes parameter ini didapatkan error jendela inversi sebesar 1918,4 dan nilai korelasi sebesar 0,9929. Berikut ini adalah perhitungan error pada sumur FYE-1.
$$\operatorname{Error} = \frac{1918,4}{(14309,8-3048)}$$
(4.7)  
$$\operatorname{Error} = \frac{1918,4}{(4.8)}$$
(4.8)

$$Error = \frac{11261,8}{11261,8}$$
 (4.8)

$$Error = 0,170$$
 (4.9)

Gambar 3.27 menunjukkan hasil tes parameter inversi AI pada sumur FY-2. Garis kuning menunjukkan jendela perhitungan error, kurva biru menunjukkan data sumur yang telah difilter, kurva hitam menunjukkan inisial model yang digunakan, dan kurva merah menunjukkan hasil inversi. Pada tes parameter ini didapatkan error jendela inversi sebesar 1662,1 dan nilai korelasi sebesar 0,9865. Berikut ini adalah perhitungan error pada sumur FY-2.

$$\operatorname{Error} = \frac{1662,1}{(13123,7-2260,95)}$$
(4.10)  
$$\operatorname{Error} = \frac{1662,1}{10862,7}$$
(4.11)  
$$\operatorname{Error} = 0,153$$
(4.12)



Gambar 3.25 Hasil analisa inversi sumur FYB-1



Gambar 3.26 Hasil analisa inversi sumur FYE-1



Gambar 3.27 Hasil analisa inversi sumur FY-2

#### 3.5.8.2 Inversi Model Based

•

Setelah melakukan analisis inverse, selanjutnya adalah melakukan inversi *model based*. Pada analisis inversi ini yang ingin dilihat adalah nilai error dari P-Impedance log dan P-Impedance inversi serta melihat korelasi antara *syhntetic trace* dan seismik trace. Untuk *Model Based* parameter yang digunakan antara lain,

- Processing Time : Top GUF Int-GUF
- Constraint Options : Hard Constraints
  - Average block size : 2
- Number of Iterations : 10

Hasil analisis model based menunjukkan korelasi yang baik dengan total nilai RMS error P-Impedance log dan P-Impedance inversi sebesar 2303.69 dan korelasi antara sintetik seismik trace dan seismik trace sebesar 0.97668.

Setelah melakukan tahap inversi analisis dan didapat nilai error yang kecil antara *P-Impedance* log dan *P-Impedance* inversi serta melihat korelasi yang telah baik antara sintetik trace dan seismik trace, maka kita siap melakukan inversi *model based*.

Setelah melihat hasil inversi AI dari bentangan seismik, dilakukan *slicing* pada hasil inversi tersebut untuk melihat persebrannya berdasarkan tiap horizon. Proses pengerjannya adalah melakukan *slicing* terhadap volume AI hasil inversi berdasarkan lapisan + 10 ms, hal ini dilakukan karena target potensi tidak persis pada top horizon melainkan diatas horizon tersebut. Setelah mendapat hasil *slicing*, nantinya hasil peta slicing tersebut akan di *overlay* dengan peta struktur lapisan tersebut. Sehingga nantinya dapat mempermudah zonasi daerah potensi dari nilai AI dan keadaan strukturnya. Pada Gambar 3.28 menunjukkan section hasil inversi AI *model based*. Inversi *model baesd* ini, daerah yang dilihat persebaran nilai impedansi akustiknya berada pada zona target horizon GUF -10 ms sampai horizon Int-GUF +10 ms. Persebaran nilai impedansi akustik pada hasil inversi model based ini berkisar antara 17000 – 25000 ((ft/s)\*(gr/cc)). Berikut ini adalah penampang hasil inversi pada *arbitrary line*.



Gambar 3.28 Hasil Inversi AI Model Based pada Arbitrary Line

## 3.5.9 Seismik Multiatribut

Setelah melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik dan menentukan *property log* yang akan digunakan, kemudian dilakukan analisa mulriatribut. Untuk menentukan atribut mana saja yang akan digunakan dalam prediksi log ini, dilakukan *training* terhadap log target dengan beebrapa atribut seismik. Dari proses *training* ini, diperoleh kelompok atribut seismik terbaik yang akan dipergunakan untuk memprediksi log gamma ray dan porositas.

Pada proses ini, hal yang pertama dilakukan adalah menentukan nilai log yang akan digunakan pada tiap sumur. Setelah itu di *import* data *raw seismik* dan data hasil inversi *model based* yang telah dilakukan sebagai *external attribute*.

Parameter untuk menentukan kelompok atribut seismik terbaik yang akan digunakan untuk memprediksi log targer adalah nilai prediksi *error* dan nilai validai *error*. Nilai prediksi *error* akan menurun sejalan dengan jumlah atribut yang digunakan (semakin banyak jumlah atribut yang digunakan maka nilai prediksi *error*-nya akan semakin kecil). Nilai validasi *error* yaitu nilai prediksi *error* yang diperoleh jika salah satu dari keempat sumur tersebut tidak diikutsertakan dalam proses *training*.

	Target	Final Attribute	Training Error	Validat	
1	Porosity	Filter 5/10-15/20	0.073978	0.000000	
2	Porosity	Instantaneous Frequency	0.065107	0.000000	
3	Porosity	1 / ( Neural_Network_Gamma_Ray )	0.058996	0.000000 0.000000 0.000000	
4	Porosity	Dominant Frequency	0.051513		
5	Porosity	Second Derivative Instantaneous Amplitude	0.045448		
6	Porosity	Instantaneous Phase	0.042908	0.000000	
7	Porosity	Filter 45/50-55/60	0.041928	0.000000	
8	Porosity	Quadrature Trace	0.041350	0.000000	
9	Porosity	Amplitude Weighted Phase	0.039725	0.000000	

Gambar 3.29 Jenis atribut seismik yang dipakai

Dari hasil *training* telah diperoleh bahwa ada penggunaan sembilan buah atribut, nilai prediksi *error* dan validai *error* menurun. Hal ini berarti sembilan buah atribut dapat digunakan.



Gambar 3.30 Kurva prediksi error dan validasi error untuk multiatribut



Gambar 3.31 Kurva hasil aplikasi atribut antara prediksi porositas dengan porositas sebenarnya

Setelah multiatribut diaplikasikan, hasil prediksi log gamma ray dan log porositas pada data seismik disekitar lokasi sumur menunjukkan nilai korelasi sebesar masing – masing 0.6140 dan 0.6005 saat dilakukan *cross plot* terhadap nilai gamma ray dan porositas sebenarnya. Hasil ini menunjukkan bahwa hasil prediksi gamma ray dan porositas dengan menggunakan sembilan buah atribut tersebut merupakan hasil yang baik.



Gambar 3.32 Cross plot antara predicted porositas dengan actetual porositas

#### 3.5.10 Neural Network

Pada bagian ini, *neural network* digunakan untuk meningkatkan prediksi porositas dengan harapan karakteristik non-linier dari *neural network* akan meningkatkan prediksi dan resolusi dari penurunan volum porositas. Pada tahap ini algoritma *neural network* yang digunakan adalah *Probabilistic Neural Network* (PNN).



Gambar 3.33 Hasil training Probabilistic Neural Network

Dari hasil *probabilistic neural network* didapat nilai rediksi porositas pada datab seismik di sekitar lokasi sumur menunjukkan kenaikan nilai korelasi dari 0.6005 menjadi 0.8060 saat dilakukan cross plot terhadap nilai porositas sebenarnya.



Gambar 3.34 Cross plot antara predicted porositas dengan actual porositas setelah menggunakan PNN

# BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

## 4.1 Hasil Analisa Cross Plot

*Cross plot* dilakukan mengetahui lokasi reservoar dari data log, *cross plot* berguna juga untuk menentukan marker saat akan melakukan picking horizon, *cross plot* dilakukan antara dua log pada sumbu kartesian X dan Y, semakin sensitif log tersebut dengan log yang di *cross plot* maka akan semakin jelas zona cut-off, sehingga dapat memisahkan litologi dan fluidanya. Berikut adalah *cross plot* dari beberapa log:



Gambar 4.1 Penampang cross plot p-impedance vs porositas dalam color key gamma ray pada sumur FYB-1

Dari hasil *cross plot* diatas dapat dikatakan bahwa persebaran nilai *p-impedance vs porositas* pada color key gamma ray terbagi menjadi dua zona litologi. Pada zona kuning dengan nilai *p-impedance* tinggi (18500 – 19500) ((ft/s)\*(gr/cc)), porositas tinggi dan gamma ray rendah (warna hijau dan kuning) menunjukkan bahwa litologi zona tersebut adalah sand. Untuk zona hijau dengan persebaran nilai p-impedance rendah (15500 – 17500) ((ft/s)\*(gr/cc)), porositas rendah dan gamma ray yang cenderung tinggi (warna biru muda sampai ungu) menunjukkan bahwa litologi pada zona tersebut adalah shale.



Gambar 4.2 Penampang *cross plot* p-impedance vs porositas dalam *color key* gamma ray pada sumur FY-2

Gambar 4.2 diatas menunjukkan penampang *cross plot* pimpedance vs porositas dalam *color key* gamma ray pada sumur FY-2. Pada zona kuning dengan nilai p-impedance tinggi (20000 – 22500) ((ft/s)\*(gr/cc)), porositas tinggi dan gamma ray rendah (warna hijau dan kuning) menunjukkan bahwa litologi zona tersebut adalah *sand*. Untuk zona hijau dengan persebaran nilai p-impedance rendah (14500 – 18000) ((ft/s)\*(gr/cc)), porositas rendah dan gamma ray yang cenderung tinggi (warna biru muda sampai ungu) menunjukkan bahwa litologi pada zona tersebut adalah *shale*.

# 4.2 Hasil Analisa Tuning Thickness

Setelah melakukan analisa *cross plot*, maka proses selanjutnya adalah melakukan analisa *tuning thickness*-nya. Seismik memiliki resolusi vertikal dan resolusi horizontal. Analisa *tuning thickness* ini berrguna untuk melihat resolusi secara vertikal. Resolusi vertikal seismik adalah kemampuan untuk memisahkan lapisan atas dengan lapisan bawahnya secara vertikal. Pola refleksi ini akan nampak terpisah dengan ketebalan  $\frac{1}{4} \lambda$  panjang gelombang, sedangkan jika ketebalanya kurang dari itu maka hanya akan tampak satu *interface* saja. Pemisahan secara vertikal yang minimal dapat diperlihatkan disebut sebagai

*tunning thickness*. Tabel dibawah berikut adalah hasil perhitungan analisa *tuning thickness*.

Well	Thickne ss(H)	Depth(ft/s)	Vel.(m/s)	Freq.(Hz)	Lambda (m)	z(ft)	ket
FYB-1	34	2791-2826	2826	41.7	67.7	50.8	H <z< td=""></z<>
FYB-2	19	3190-3206	2702.36	41.7	64.8	48.6	H <z< td=""></z<>
FYE-1	24	3274-3298	2800.7	41.7	67.1	50.3	H <z< td=""></z<>
FY-2	24	2836-2860	2904.5	41.7	69.6	52.2	H <z< td=""></z<>
FY-4	24	3789-3864	2960	41.7	70.9	53.2	H <z< td=""></z<>
FY-6	15	3155-3170	2651.21	41.7	63.5	47.6	H <z< td=""></z<>
FY-7	26	3079-3105	2625.03	41.7	62.9	47.2	H <z< td=""></z<>
FY-8	28	3820-3848	2903.4	41.7	69.6	52.2	H <z< td=""></z<>

Tabel 4.1 Analisa tuning thickness

Berdasarkan tabel 4.1 diatas dapat dikatakan bahwa ketebalan reservoar memiliki nilai yag lebih kecil daripada *tuning thickness*-nya. Sehingga dapat dikatakan bahwa resolusi vertikal yang dimiliki seismik tidak mampu merepresentasikan zona reservoar dengan baik. Artinya *wiggle* pada *trace* seismik yang terbentuk belum cukup sempurna sudah terbentuk *wiggle – wiggle* yang lainnya.



Gambar 4.3 Analisa tuning thickness

Gambar 4.3 merupakan perbandingan ketebalan reservoar dengan *tuning thickness*. Sehingga dapat diketahui resolusi vertikalnya dan dari situ kita dapat menentukan metode inversi mana yang cocok yang dapat digunakan dalam analisa inversi. Dan dari kelebihan dan kekurangan dari masing – masing metode inversi, ternyata metode *model based* adalah metode inversi yang cocok digunakan dalam kasus kali ini. Hal ini dikarenakan inversi *model based* mempunyai kelebihan dapat digunakan untuk melihat reflektifitas seismik yang tipis. Hal ini sesuai dengan resolusi vertikal dari reservoar yang ternyata reservoar pada formasi ini sangat tipis yang sudah dibuktikan dengan analisa *tuning thickessnya*.

#### 4.3 Hasil Inversi Impedansi Akustik

Dari hasil crossplot, secara kasar dapat diketahui dimana letak reservoar berdasarkan hasil perpotongan nilai log – log yang dijadikan *cross plot*, dan dari *cross section* dapat diketahui nilai tersebut terdapat di kedalaman berapa meter, dan berdasarkan nilai perpotongan tadi dapat dilakukan picking horizon pada daerah tersebut, setelah itu, baru dilakukan inversi yang didahului oleh pembuatan *model earth* dan analisa inversi terakhir melakukan inversi menggunakan metode model based.

Gambar 4.4 adalah penampang inversi impedansi akustik, Pada gambar dapat diketahui persebaran nilai impedansi akustik yang dapat diartikan adanya perbedaan litologi. Hasil inversi diatas dapat didukung dengan melakukan timeslice pada tiap horizon yang ada dalam seismik. Gambar 4.4 menunjukkan hasil inversi AI pada wilayah target pada *arbitrary line*. Pada prinsipnya, reservoar ideal memiliki nilai porositas yang tinggi, fdalam hal ini nilai porositas memiliki hubungan dengan nilai impedansi akustik, yaitu hubungan berbanding terbalik. Reservoar yang baik idealnya memiliki nilai AI yang rendah sehingga memiliki nilai porositas yng cenderung tinggi. Pada studi kasus penelitian ini dikatakan zona reservoar memiliki nilai impedansi akustik yang relatif lebih tinggi dibandingkan dengan zona non reservoarnya yang memiliki nilai impedansi akustik yang cenderung lebih rendah.



Gambar 4.4 Hasil Inversi AI Model Based pada Arbitrary Line



Gambar 4.5 Hasil slicing inversi AI



Gambar 4.6 Overlay peta struktur dengan hasil slicing inversi AI pada lapisan GUF +10 ms



Gambar 4.7 Overlay peta struktur dengan hasil slicing inversi AI pada lapisan Int A GUF +10 ms

Gambar 4.5 merupakan gambar *slicing* impedansi akustik pada horizon Int-GUF A. Dari map tersebut terdapat persebaran nilai impedansi akustik pada horizon Int-GUF A. AI *map* di atas juga terdapat kontur dalam domain milidetik yang menunjukkan kedalaman lapisan. Dari penampang *slicing* ini dapat diinterpretasikan nilai impedansi akustiknya. Interpretasi ini didukung dengan analisa dari nilai porositas pada *porositas map* agar dapat memprediksi zona reservoar. Kemudian selanjutnya hasil dari inversi AI tersebut dapat kita *overlay* ke dalam *depth structure map*.

Gambar 4.6 adalah hasil *overlay* nilai impedansi akustik pada *depth structure map* horizon GUF +10 ms. Berdasarkan hasil *slicing* dan *overlay* kita bisa mendapatkan informasi nilai AI dan kontur pada lapisan GUF. Terlihat pada wilayah timur memiliki anomali kecil nilai AI rendah (lingkaran putih), hal ini menandakan adanya potensi di sekitar wilayah tersebut. Dari keseluruhuan nilai AI, terlihat bahwa nilai tersebut mampu menunjukkan persebaran variasi nilai AI serta mampu memperlihatkan anomali AI rendah. Untuk melakukan penentuan zona potensi nilai AI sudah dapat merepresentasikan, namun lebih baik jika ada hubungan dengan porositas, sehingga penentuan langsung dengan peta porositas lebih dianjurkan.

Gambar 4.7 adalah hasil *overlay* nilai impedansi akustik pada *depth structure map* horizon Int A GUF +10 ms. Berdasarkan hasil *slicing* dan *overlay* kita bisa mendapatkan informasi nilai AI dan kontur pada lapisan GUF. Terlihat pada wilayah timur memiliki anomali kecil nilai AI rendah (lingkaran putih), hal ini menandakan adanya potensi di sekitar wilayah tersebut. Pada wilayah timur memang memiliki distribusi reservoar yang dapat diperhitungkan sebagai potensi baru.

### 4.4 Hasil Analisa Seismik Multiatribut

Hasil dari penerapan multiatribut menunjukkan kecocokan yang baik antara porositas prediksi dengan porositas sumur. Hasil *training* dan nilai validasinya juga menunjukkan korelasi dan validasi yang cukup baik. Untuk regresi linier multiatribut, nilai korelasinya mencapai 0.6005. Sedangkan untuk *probabilistic neural network* (PNN), nilai korelasinya mencapai 0.8060. Hal ini menunjukkan bahwa porositas prediksi dengan *neural network* mendekati nilai porositas sumur dengan baik. Atas dasar tersebut diasumsikan bahwa volum porositas yang dihasilkan *valid* untuk memprediksi penyebaran reservoar dan diharapkan dapat juga memisahkan antara reservoar dan non-reservoar

pada interval target yang tidak teresolusi dengan baik pada seismik konvensional.



Gambar 4.8 Aplikasi multiatribut untuk linier regression



Gambar 4.9 Aplikasi PNN

Korelasi yang dihasilkan oleh neural network lebih besar dari regresi multiatrubut, hal ini dikarenakan neural network mempunyai operasi yang non-linear. Neural network hanya dilakukan dalam window analysis tertentu. Dalam hal ini neural network hanya dilakukan pada nilai horizon teratas sampai horizon terbawah pada tiap-tiap sumur. Hal ini dikarenakan jika mengaplikasikan neural network ke seluruh waktu akan memakan waktu yang sangat lama. Neural network sangat baik pada interpolasi di dalam data yang akan diuji, tetapi tidak dalam ekstrapolasi data, oleh karena itu interval yang berada di luar window analysis akan mempunyai nilai validitas yang rendah.



Gambar 4.10 *Cross plot* korelasi regresi multiatribut dengan **coef. correlaton = 0.6005** 



Gambar 4.11 Cross plot PNN dengan coef. correlation = 0.8060

Setelah melakukan analisa seismik multiatribut maka hasil analisa yang didapat tersebut digunakan untuk menyebarkan nilai porositas kedalam *raw seismik* dengan atribut eksternalnya adalah inversi impedansi akustik *model based*. Lalu di dapatkan persebaran nilai porositas pada penampang seismik.



Gambar 4.12 Penampang porositas pada arbitrary line

Gambar 4.12 adalah penampang nilai porositas hasil PNN pada arbitrary line untuk melihat persebarannya secara lateral. Berdasarkan pada penampang porositas terbaik yang ada pada formasi ini adalah sekitar 14-16 %. Nilai porositas itu tersebar berada diantara horizon GUF sampai dengan Int-GUF. Pada formasi gumai ini terdapat fase transgresi dam regresi. Dimana pada fase transgresi ini batuan yang terendapkan berturut-turut mempunyai ukuran butir kasar – sedang – halus. Kemudian pada fase regresi menyebabkan ukuran butir batuan dari halus - sedang - kasar. Sehingga pada formasi ini mempunyai karakteristik shaly sand dimana sand yang terendapkan sangat tipis. Untuk melihat lebih jelas persebaran nilai porositas pada horizon, dilakukan *slicing* pada tiap horizon untuk mendapatkan porositas map agar lebih mudah diinterpretasikan hasilnya. Slicing pada horizon yang pertama adalah pada horizon GUF dan yang kedua pada horizon Int A GUF. Slicing horizon yang dilakukan tidak tepat pada horizon targer melainkan berada pada + 10 ms di bawah target lapisan GUF dan +10 diatas lapisan Int A GUF zona target.

Jumlah atribut yang digunakan adalah berjumal 24 atribut. Dari ke-24 atribut dan nilai korelasi yang ada, maka perlu dicatat apakah nilai korelasi tiap atribut bernilai positif atau negatif. Pencatatan dapat dilakukan di Microsoft Excel untuk memudahkan. Pemilihan atribut yang digunakan adalah berasal dari nilai konsistensi tiap atribut terhadap masing-masing sumur yang ada. Seperti contohnya terlihat bahwa atribut *Raw Seismic* memiliki nilai korelasi negatif, atribut *Amplitude envelope* memiliki nilai korelasi positif dan seterusnya hingga 24 atribut. Kemudian hal ini dilakukan pada ke delapan sumur sehingga dapat dianalisis konsistensi tiap atribut, misalnya apakah atribut *Raw Seismic* bernilai konsisten negatif terhadap kelima sumur dan seterusnya. Setelah 24 atribut dianalisis, maka dipilihlah atribut-atribut yang dianggap konsisten untuk kemudian dijadikan data input pada pengolahan multi-atribut.



Gambar 4.13 Hasil slicing PNN porositas



Gambar 4.14 *Overlay* peta struktur dengan hasil *slicing* volume porositas pada lapisan GUF +10 ms



Gambar 4.15 *Overlay* peta struktur dengan hasil *slicing* volume porositas pada lapisan Int A GUF +10 ms

Gambar 4.13 adalah map hasil *slicing* PNN *porositas*, dimana porositas yang baik adalah yang berwarna merah. Berdasarkan gambar porositas yang baik berada tersebar pada lapangan "FY" ini. Porositas terbentuk akibat akumulasi setelah adanya seal yang tebentuk dari graben-graben yang terbentuk terlebih dahulu pada lapangan ini. Porositas terbaik pada penelitian ini adalah sebesar 14 – 16 %. Nilai porositas tersebut adalah nilai porositas terbaik mengingat pada formasi gumai ini karakteristiknya adalah *shaly sand* dimana lapisan sand yang cukup tipis pada formasi ini.

Gambar 4.14 adalah hasil overlay nilai porositas hasil PNN pada depth structure map horizon GUF +10 ms. Berdasarkan hasil slicing dan overlav kita bisa mendapatkan informasi nilai porositas dan kontur pada lapisan GUF. Terlihat pada wilayah barat laut-tenggara memiliki anomali nilai porositas tinggi (lingkaran merah). Pada daerah tersebut nilai porositas cenderung menunjukkan angka sekitar 13 - 15%, hal ini menandakan adanya potensi di sekitar wilayah tersebut. Dari keseluruhuan nilai porositas, terlihat bahwa nilai tersebut mampu persebaran variasi menunjukkan nilai porositas serta mampu memperlihatkan anomali porositas tinggi. Untuk melakukan penentuan zona potensi nilai porositas sudah dapat merepresentasikan dengan baik.

Gambar 4.15 adalah hasil *overlay* nilai porositas hasil PNN pada *depth structure map* horizon Int A GUF +10 ms. Berdasarkan hasil *slicing* dan *overlay* kita bisa mendapatkan informasi nilai porositas dan kontur pada lapisan GUF. Terlihat pada wilayah timur memiliki anomali nilai porositas tinggi (lingkaran merah). Pada daerah tersebut nilai porositas cenderung menunjukkan angka sekitar 14 - 16%, hal ini menandakan adanya potensi di sekitar wilayah tersebut. Pada wilayah barat laut-tenggara lapisan Int A GUF ini terlihat nilai porositas yang lebih jelas dibandingkan dengan lapisan GUF. Pada wilayah ini memang memiliki distribusi reservoar yang dapat diperhitungkan sebagai potensi baru.

# 4.5 Hasil Analisa Terintegrasi Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multiatribut

Setelah melakukan analisa terhadap hasil inversi impedansi akustik dengan metode *model based* dan seismik multiatribut dengan *probabilistic neural network*, akan dilakukan analisa terintegrasi untuk dapat mengkarakterisasi reservoar pada lapangan "FY". Analisa ini akan



mengkorelasikan persebaran nilai porositas, gamma ray dan impedansi akustik pada horizon *map* dan *depth structure map*.

(a)



(b)



(c)

Gambar 4.16 (a) Overlay peta struktur dengan hasil slicing inversi AInpada lapisan GUF +10 ms, (b) Overlay peta struktur dengan hasil slicing volum gamma ray pada lapisan GUF +10 ms, (c) Overlay peta struktur dengan hasil slicing volum porositas pada lapisan GUF +10 ms

Gambar 4.16 adalah peta nilai porositas hasil neural network, nilai gamma ray hasil neural network dan nilai impedansi akustik hasil inversi yang di *overlay* pada *depth structure map* lapisan GUF +10 ms. Ketiga peta tersebut mengidentifikasikan nilai reservoar yang berbedabeda. Gambar 4.16 (a) merepresentasikan nilai impedansi akustik yang di *overlay* pada *depth structure map* lapisan GUF +10 ms. Hasil yang didapatkan dari peta *overlay* tersebut adalah nilai impedansi akustik rendah yang berada pada sisi barat (lingkaran putih) yang tidak terlalu signifikan dibandingkan dengan sisi timur (lingkaran putih) lapangan "FY" ini yang nilai mpedansi akustik rendahnya sangat signifikan banyak. Nilai impedansi akustik rendah ini dapat diidentifikasikan adanya potensi reservoar yang baik pada lapangan "FY" ini. Hal ini juga didukung karena adanya struktur patahan yang besar yang mengapit pada lapangan "FY" ini.

Gambar 4.16 (b) adalah peta nilai gamma ray hasil probabilistic neural network yang dibuat yang kemudian di overlay juga terhadap depth structure map lapisan GUF +10 ms. Tujuan dibuatnya peta volume pseudo gamma ray ini adalah untuk melihat litologi yang ada pada lapangan "FY" ini yang nantinya akan mengkorelasikannya dengan peta volume pseudo porositas. Gambar 4.16 (b) mengkarakteristik pada lapangan "FY" ini menjadi dua zona yang berbeda. Bagian barat lapangan "FY" ini memiliki litologi yang cenderung memiliki nilai gamma ray tinggi yaitu sekitar 75 – 100 API. Nilai gamma ray yang cenderung tinggi tersebut dapat diidentifikasikan dengan litologi berupa shale. Bagian timur lapangan "FY" memiliki litologi yang cenderung memiliki nilai gamma ray rendah yaitu sekitar 45 - 65 API. Nilai gamma ray yang cenderung tinggi tersebut dapat diidentifikasikan dengan litologi berupa sand. Hal ini sesuai dengan peta impedansi akustik yang mengkarakteristik pada sisi timur lapangan "FY" memiliki nilai impedansi akustik yang rendah dibandingkan sisi barat lapangan "FY". Dari peta tersebut dapat diindikasikan bahwa pada sisi timur lapangan "FY" ini memiliki potensi adanya reservoar yang baik, tetapi juga masih harus di lihat berdasarkan nilai persebaran volume pseudo porositasnya.

Gambar 4.16 (c) adalah peta nilai porositas hasil *probabilistic* neural network yang dibuat yang kemudian di overlay juga terhadap depth structure map lapisan GUF +10 ms. Tujuan dibuatnya peta volume pseudo prosoitas ini adalah untuk melihat persebaran nilai porositas yang baik yang ada pada lapangan "FY" ini. Gambar 4.16 (c) memperlihatkan nilai porositas yang besar (berwarna kuning ke merah) tersebar cukup merata pada lapangan "FY" ini. Namun, nilai porositas yang baik pada lapangan "FY" ini berada pada pada sisi barat laut (lingkaran merah). Nilai porositas yang baik ini berkisar antar 14 -16 %. Hal ini tentunya berbeda dengan nilai impedansi akustik dan gamma ray yang mengkarakteristik pada sisi timur lapangan "FY" ini dapat menjadi reservoar yang baik. Seharusnya dengan nilai impedansi akustik dan gamma rey rendah dapat dikatakan menjadi reservoar yang baik. Pada peta porositas yang baik pada sisi barat laut ini memiliki nilai impedansi akustik dan gamma ray yang cukup tinggi. Hal ini bisa saja terjadi karena mangingat pada lapangan "FY" ini formasi yang didapat adalah formasi gumai. Dimana pada formasi gumai ini sendiri terjadi dua fase, yaitu fase transgresi (kenaikan muka air laut) dan fase regresi (penurunan muka air laut). Fase transgresi membawa batuan yang mempunyai ukuran butir dari bawah kasar menuju ke atas halus. Sedangkan pada fase regresi membawa batuan yang mempunyai ukuran butir dari bawah halus menuju ke atas kasar. Sehingga pada formasi gumai ini karakteristik batuan yang diendapkan adalah shaly sand. Oleh karena itu, pada sisi barat laut memiliki prosoitas yang baik bisa saja karena nilai batuan yang ada meimiliki nilai overlap atau bisa dikatakan batuan yang ada saling berselipan antara sand dan shalenya.



(a)



(b)



Gambar 4. 17 Overlay peta struktur dengan hasil slicing inversi AInpada lapisan GUF +10 ms, (b) Overlay peta struktur dengan hasil slicing volum gamma ray pada lapisan GUF +10 ms, (c) Overlay peta struktur dengan hasil slicing volum porositas pada lapisan GUF +10 ms

Gambar 4.17 adalah peta nilai porositas hasil neural network, nilai gamma ray hasil neural network dan nilai impedansi akustik hasil inversi yang di overlay pada depth structure map lapisan GUF +10 ms. Ketiga peta tersebut mengidentifikasikan nilai reservoar yang berbedabeda. Gambar 4.16 (a) merepresentasikan nilai impedansi akustik yang di overlay pada depth structure map lapisan Int A GUF +10 ms. Hasil yang didapatkan dari peta overlay tersebut adalah nilai impedansi akustik rendah yang berada pada sisi barat (lingkaran putih) yang tidak terlalu signifikan dibandingkan dengan sisi timur (lingkaran putih) lapangan "FY" ini yang nilai mpedansi akustik rendahnya sangat signifikan banyak. Nilai impedansi akustik rendah ini dapat diidentifikasikan adanya potensi reservoar yang baik pada lapangan "FY" ini. Hal ini juga didukung karena adanya struktur patahan yang besar yang mengapit pada lapangan "FY" ini.

Gambar 4.17 (b) adalah peta nilai gamma ray hasil probabilistic neural network yang dibuat yang kemudian di overlay juga terhadap depth structure map lapisan Int A GUF +10 ms. Tujuan dibuatnya peta volume pseudo gamma ray ini adalah untuk melihat litologi yang ada pada lapangan "FY" ini yang nantinya akan mengkorelasikannya dengan peta volume pseudo porositas. Gambar 4.16 (b) mengkarakteristik pada lapangan "FY" ini menjadi dua zona yang berbeda. Bagian barat lapangan "FY" ini memiliki litologi yang cenderung memiliki nilai gamma ray tinggi yaitu sekitar 80 – 110 API. Nilai gamma ray yang cenderung tinggi tersebut dapat diidentifikasikan dengan litologi berupa shale. Bagian timur lapangan "FY" memiliki litologi yang cenderung memiliki nilai gamma ray rendah yaitu sekitar 50 - 75 API. Nilai gamma ray yang cenderung tinggi tersebut dapat diidentifikasikan dengan litologi berupa sand. Hal ini sesuai dengan peta impedansi akustik yang mengkarakteristik pada sisi timur lapangan "FY" memiliki nilai impedansi akustik yang rendah dibandingkan sisi barat lapangan "FY". Dari peta tersebut dapat diindikasikan bahwa pada sisi timur lapangan "FY" ini memiliki potensi adanya reservoar yang baik, tetapi juga masih harus di lihat berdasarkan nilai persebaran volume pseudo porositasnya.

Gambar 4.17 (c) adalah peta nilai porositas hasil probabilistic neural network yang dibuat yang kemudian di overlay juga terhadap *depth structure map* lapisan Int A GUF +10 ms. Tujuan dibuatnya peta volume pseudo prosoitas ini adalah untuk melihat persebaran nilai porositas yang baik yang ada pada lapangan "FY" ini. Gambar 4.16 (c) memperlihatkan nilai porositas yang besar (berwarna kuning ke merah) tersebar cukup merata pada lapangan "FY" ini. Namun, nilai porositas yang baik pada lapangan "FY" ini berada pada pada sisi barat laut (lingkaran merah). Nilai porositas yang baik ini berkisar antar 14 -16 %. Hal ini tentunya berbeda dengan nilai impedansi akustik dan gamma ray yang mengkarakteristik pada sisi timur lapangan "FY" ini dapat menjadi reservoar yang baik. Seharusnya dengan nilai impedansi akustik dan gamma rey rendah dapat dikatakan menjadi reservoar yang baik. Pada peta porositas yang baik pada sisi barat laut ini memiliki nilai impedansi akustik dan gamma ray yang cukup tinggi. Hal ini bisa saja terjadi karena mangingat pada lapangan "FY" ini formasi yang didapat adalah formasi gumai. Dimana pada formasi gumai ini sendiri terjadi dua fase, yaitu fase transgresi (kenaikan muka air laut) dan fase regresi (penurunan muka air laut). Fase transgresi membawa batuan yang mempunyai ukuran butir dari bawah kasar menuju ke atas halus. Sedangkan pada fase regresi membawa batuan yang mempunyai ukuran butir dari bawah halus menuju ke atas kasar. Sehingga pada formasi gumai ini karakteristik batuan yang diendapkan adalah shaly sand. Oleh karena itu, pada sisi barat laut memiliki prosoitas yang baik bisa saja karena nilai batuan yang ada meimiliki nilai overlap atau bisa dikatakan batuan yang ada saling berselipan antara sand dan shalenya.

Ketiga peta hasil akhir, yaitu peta nilai impedansi akustik, gamma ray dan porositas, menunjukkan hasil yang cukup seragam. Dari peta-peta diatas dapat disimpulkan bagian barat laut dari daerah penelitian memiliki batu pasir dengan densitas 2.0 - 2.25 g/cc dan porositas 14 - 16 % yang berkembang dengan baik. Kemudian juga memiliki nilai gamma ray 60 - 80 API dan impedansi akustik 17000 - 19000 (ft/s)\*(g/cc). Berdasarkan analisa dari ketiga peta tersebut, daerah barat laut memiliki potensi yang baik yang didasarkan pada hasil nilai
dari ketiga peta tersebut untuk pengembangan sumur – sumur selanjutnya.

## 4.6 Hasil Analisa Property Modelling

Setelah melakukan analisa terintegrasi antar hasil inversi impedansi akustik dengan metode *model based* dan seismik multiatribut dengan *probabilistic neural network* yang di *overlay* pada *depth structure map*, selanjutnya adalah membuat *property modeling*. Tujuan dari *property modelling* ini adalah untuk mencocokkan perhitungan petrofisika log porositas dengan hasil inverse impedansi akustik dan seismik multiatribut. *Property Modelling* ini terdiri dari *geometrical modeling* yang digunakan untuk membuat *cell height* dan model *Net Sand. Scale up well log* yang digunakan untuk menscale data *petrophysics* yang akan di buat modeling dan *petrophysical modeling* yang digunakan untuk pembuatan model petrofisik yang berupa porositas ( $\Phi$ ). Data peotrofisika yang digunakan untuk *property modelling* ini hanya porositas. Hal ini dikarenakan pada proses seismik multiatrbut nilai porositas dijadikan sebagai acuan untuk melihat persebaran reservoir yang baik pada lapangan "FY".

Gambar 4.18 adalah 3D model hasil property modelling porositas pada lapangan "FY". 3D model ini adalah hasil dari pembuatan grid dari depth structure map yang kemudian di scale up dengan log porositas hasil dari perhitungan petrofisika. Hasil dari property modelling ini dapat dikatakan memiliki nilai yang hamper sama dengan analisis seismik multiatribut. Bagian utara dari lapangan "FY" memiliki nilai porositas yang tinggi dibandingkan dengan bagian selatan lapangan "FY". Hal ini sesuai dengan hasil seismik multiatribut bahwa pada sekitar sisi barat laut lapangan "FY" diindikasikan dengan adanya potensi reservoar yang baik yang ada pada lapangan "FY". Hal ini menunjukkan bahwa hasil property modelling yang dibuat memiliki hasil yang cocok dengan seismik multiatribut. Sehingga dapat ditarik kesimpulan bahwa potensi reservoar yang baik berada pada bagian barat laut dari lapangan "FY" yang dapat dijadkan area pengembangan selanjutnya.



Gambar 4. 18 3D Model Property Modelling Porositas

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang didapat dari penelitian ini adalah dari hasil penelitian ini, dapat direkomendasikan potensi pengembangan lapangan "FY" berada di deareah barat laut daerah penelitian, hal ini berdasarkan distribusi dan porositas reservoar berada di bagian barat laut dari daerah penelitian mempunyai nilai yang masuk dalam zona reservoar yang baik. Hal ini di buktikan pada reservoar daerah barat laut penelitian terdiri dari batu pasir dengan densitas rata – rata 2.0 - 2.25 g/cc dan porositas rata – rata sebesar 14 – 16 % dan kedalaman masing-masing sumur adalah FYB-1 2791-2826 ft, FYB-2 3190-3206 ft, FYE-1 3274-3298 ft, FY-2 2836-2860 ft, FY-4 3789-3864 ft, FY-6 3155-3170 ft, FY-7 3079-3105 ft dan FY-8 3820-3848 ft. Dapat dikatakan bagian barat laut dari daerah penelitian memiliki batu pasir yang lebih baik dengan densitas rendah dan porositas tinggi yang dapat dijadikan zona prospek.

### 5.2 Saran

Sebaiknya dilakukan studi lebih lanjut mengenai zona target dengan menganalisa data sumur dan hasil crossplot yang bagus. Penelitian multiatribut seismik dan pemilihan zona target baru sangat dianjurkan dalam penelitian selanjutnya untuk sumber informasi sekaligus data pembanding untuk penelitian-penelitian terdahulu. HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

#### DAFTAR PUSTAKA

Abdullah. A. 2007. E-book Ensiklopedi Seismik Online.

- Badley, M.E., 1985. Practical Seismik Interpretation. Prentice Hall.
- Barnes. A.E., 1999. Seismik attributes past, present, and future, SEG Technical Program Expanded Abstracts.
- Bhatia. A.B. dan Sigh, R.N., 1986. Mechanics of Deformable Media. Adam Hilger Imprint, Bristol, University of Sussex Press. England.
- Bishop. M.G., 2001. South Sumatera Basin Province, Indonesia: The Lahat Cenozoic Total Petroleum System. USGS Denver, Colorado.
- Brown. A.R., 2000. Interpretation Of Three-Dimensional Seismik Data, AAPG Memoir 42.
- Brown. A.R., 2002. Seismik Attributes for Reservoar Characterization. USA: Society of Exploration Geophysicists.
- Chen. Q., dan Sidney. S., 1997. Seismik Attribute Technology For Reservoar Forecasting and Monitoring. The Leading Edge, V. 16, no. 5, p. 445-456.
- Rahman, F.A., Bahri, A.S., Rochman, J.P.G.N., 2016. Analisis Peta Struktur Domain Kedalaman dengan Interpretasi Seismik 3D dalam Studi Pengembangan Lapangan "Kaprasida", Blok "Patala", Energi Mega Persada Tbk. J. Geosaintek 2, 135–144. https://doi.org/10.12962/j25023659.v2i3.2108
- Ginger. D. dan Fielding. K. 2005. The Petroleum System and Future Potential Of The South Sumatra Basin. Proceedings, Indonesian Petroleum Association, 30th Annual Convention. Indonesia

- Harsono. A. 1997. Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Schlumberger, Edisi-8. Jakarta.
- Hendrick dan Aulia. 1993. A Struktural and Tectonic model of the Coastal Plains Block, South Sumatera Basins. Indonesian: Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 22d Annual Convention. Indonesia
- Koesoemadinata. R.P., 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi. Jilid I Edisi kedua*.Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Pertamina. 2013. Laporan Internal Pertamina. PT. PERTAMINA EP Asset 2 (tidak dipublikasikan).
- Pulunggono. 1972. Recent Knowledge of Hydrocarbon Potentials in Sedimentary Basin of Indonesia. AAPG Memoir 25.
- Pulunggono, A., Haryo, S.A., and Kosuma, C.G., 1992. Pre Tertiary and Tertiary Fault System as A Framework of The South Sumatra Basin; A Study of SAR Maps, Proceedings Indonesian Petroleum Association. Indonesia.
- Russel, B., Hampson, D., Schuelke, J., and Qurein, J., 1997. Multiattribute Seismik Analysis, The Leading Edge, Vol. 16.
- Ryacudu, R. 2005. *Study Endapan Syn-Rift Paleogen di Cekungan Sumatera Selatan*. Disertasi S3. Institut Teknologi Bandung.
- Sardjito, Fadianto, E., Djumlati, Hamen, S. 1991. Hydrocarbon Prospect Of Pre Tertiary Basement In Kuang Area, South Sumatera. Proceeding Of IPA, 20th Annual Convention. Indonesia.
- Schultz, P. S., Ronen, S., Hattori, M., dan Corbett, C., 1994. Seismik Guided Estimation of Log Properties, The Leading Edge, Vol. 13, p. 305-315.
- Sherrif, R. E., 1992. *Reservoar Geophysics*, Press Syndicate of The University of Cambridge, USA.

- Sismanto. 2006. Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik, Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Sukmono. S. 1999. Interpretasi Seismik Refleksi, Geophysical Engineering. Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono. S. 2002. Seismik Attributes for Reservoar Characterization, Departement of Geophysical Engineering, FIKTM, Institut Teknologi Bandung.
- Suta, I Nyoman., 2016. Jabung Block Exploration Through Time; Discoveries and Challenges: Indonesian Petroleum Association. Technical Symposium, Indonesia Exploration: Where From – Where To
- Telford, W. M., Geldart, L. P., & Sheriff, R. E. 1990. *Applied Geophysics Second Edition*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Veeken, P. C. H. 2007. Seismik Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoar Characterisation. Elsevier.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

# LAMPIRAN



Gambar 1. cross plot p-impedance vs porositas color key resistivity pada sumur FYB-1



Gambar 2. cross plot p-impedance vs porositas color key gamma ray pada sumur FYB-2



Gambar 3. cross plot p-impedance vs porositas color key gamma ray pada sumur FYE-1



Gambar 4. Hasil Well Seismic Tie FY-2



Gambar 5. Hasil Well Seismic Tie FY-8



Gambar 6. Analisa Inversi Sumur FYB-1







Gambar 8. Analisa Inversi Sumur FYE-1



Gambar 9. Analisa Inversi Sumur FY-2



Gambar 10. Kurva prediksi error dan validasi error untuk multiatribut

Γ	Target	Final Attribute	Training Error	Validat
1	Porosity	Filter 5/10-15/20	0.073978	0.000000
2	Porosity	Instantaneous Frequency	0.065107	0.000000
3	Porosity	1 / ( Neural_Network_Gamma_Ray )	0.058996	0.000000
4	Porosity	Dominant Frequency	0.051513	0.000000
5	Porosity	Second Derivative Instantaneous Amplitude	0.045448	0.000000
6	Porosity	Instantaneous Phase	0.042908	0.000000
7	Porosity	Filter 45/50-55/60	0.041928	0.000000
8	Porosity	Quadrature Trace	0.041350	0.000000
9	Porosity	Amplitude Weighted Phase	0.039725	0.000000

Gambar 11. Jenis Atribut yang dipakai



Gambar 12. Hasil training multiatribut



Gambar 13. Hasil Validasi multiatribut



Gambar 14. Hasil validasi PNN



Gambar 15. Crossplot PNN

#### **PROFIL PENULIS**

Muhammad Fahmi Yahya Faizan dilahirkan di Blitar, 10 Maret 1995 dari pasangan Bapak Wihartono dan Ibu Ida Nur Aini. Penulis merupakan anak pertama dari tiga bersaudara. Pendidikan formal penulis dimulai di TK Al Falah Tropodo (1999-2001), kemudian dilanjutkan di SD Al Falah Tropodo II hingga tahun 2006 dan dilanjutkan pada tahun 2007 di SMP Negeri 32 Surabaya. Pendidikan menengah atas ditempuh di SMA Negeri 16 Surabaya. Setelah lulus SMA pada tahun 2013, penulis melanjutkan pendidikan di Jurusan Teknik Geofisika,

Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Selama menjadi mahasiswa di ITS, penulis aktif dalam kegiatan organisasi, diantaranya menjadi anggota aktif Society of Petroleum Engineer Student Chapter ITS (SPE SC ITS) dan Society of Exploration Geophysicist periode 2013-2016, Sie. Keamanan dan Perlengkapan Geosphere, Ketua Divisi Seni dan Olahraga Departemen Dalam Negeri Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika (HMTG ITS) periode 2015/2016, Staff Divisi Membership Society of Petroleum Engineer Student Chapter ITS (SPE SC ITS) periode 2015/2016 dan Staff Divisi Enterpreneurship Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI Pusat). Di waktu luangnya penulis mempunyai hobi menonton film, berolahraga dan travelling di akhir pekan. Selain itu, penulis juga memiliki pengalaman kerja di Departemen Eksplorasi LEMIGAS dalam pengolahan data seismik (2016) dan Departemen Eksplorasi di Petrochina International Jabung, Ltd dalam menginterpretasi data seismic (2017). Jika ingin berdiskusi lebih jauh mengenai Tugas Akhir penulis, dapat menghubungi penulis di alamat: fahmiyahyafaizan@gmail.com.