

## **SKRIPSI**

# **ANALISIS PERSEBARAN *RESERVOIR* BERDASARKAN INVERSI DETERMINISTIK DAN STOKASTIK SERTA MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN “NARESWARI” SUB CEKUNGAN JAMBI**

## ***RESERVOIR DISTRIBUTION ANALYSIS BASED ON DETERMINISTIC AND STOCHASTIC INVERSION AND MULTIATTRIBUTE IN “NARESWARI” FIELD JAMBI SUB BASIN***

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memenuhi gelar Sarjana Strata Satu  
(S-1) Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknologi Mineral,  
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.



Oleh :

**IRVANAYA HENDRA SUKMA**

**115 180 031**

**JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”  
YOGYAKARTA  
2022**

# HALAMAN PENGESAHAN

## SKRIPSI

### ANALISIS PERSEBARAN *RESERVOIR* BERDASARKAN INVERSI DETERMINISTIK DAN STOKASTIK SERTA MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN “NARESWARI” SUB CEKUNGAN JAMBI

Telah dipersiapkan dan disusun oleh :

IRVANAYA HENDRA SUKMA

115.180.031

Telah dipertahankan di depan Tim Penguji

Pada tanggal, 20 September 2022

Susunan Tim Penguji :

Dosen Pembimbing I

Dosen Penguji I

Dr. Ardian Novianto, MT.  
NIK. 2 78 10 07 0241

Indriati Retno Palupi, S.Si., Msi.  
NIP. 19861013 201903 2 010

Dosen Pembimbing II

Dosen Penguji II

Hafiz Hamdalah, ST., MSc.  
NIDN. 0015069101

Ajimas Pascaning S, ST., Msc.  
NIP. -

Mengetahui  
Ketua Jurusan

Dr. Yatini, M.Si.  
NIP. 19630522 199003 2 001

## **PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH**

Saya menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi dari skripsi adalah asli karya ilmiah saya, dengan ini saya menyatakan bahwa dalam rangka menyusun, berkonsultasi dengan dosen pembimbing hingga menyelesaikan skripsi ini, tidak melakukan penjiplakan (plagiasi) terhadap karya orang atau pihak lain baik karya lisan maupun tulisan, baik secara sengaja maupun tidak sengaja.

Saya menyatakan bahwa apabila di kemudian hari terbukti bahwa skripsi ini mengandung unsur penjiplakan (plagiasi) dari karya orang atau pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, diluar tanggung jawab Dosen Pembimbing. Oleh karenanya saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan/dicabut gelar kesarjanaannya oleh Otoritas/Rektor Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta dan diumumkan kepada khalayak ramai.

Yogyakarta, 11 Maret 2022  
Yang Menyatakan

Irvanaya Hendra Sukma

Nomor Telepon : 082232258819  
Alamat *E-mail* : irvanayasukma@gmail.com  
Alamat : Jalan Abdul Mukti RT.04 RW.02 Tawang Rejeni, Turen,  
Malang.

## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT, yang telah melimpahkan rahmat, hidayah, serta inayahnya-nya kepada penulis, sehingga laporan tugas akhir dengan judul "**Analisis Persebaran *Reservoir* Berdasarkan Inversi Deterministik dan Stokastik Serta Multiatribut Pada Lapangan "Nareswari" Sub Cekungan Jambi**" ini dapat terselesaikan. Selama pengerjaan tugas akhir, penulis mengucapkan terima kasih kepada pihak yang telah membantu dan membimbing, sehingga persembahan tugas akhir ini saya tunjukan kepada :

1. Tuhan Yang Maha Esa yang telah memberikan rahmat dan hidayahnya sehingga dapat diberikan jalan kemudahan serta kesehatan dalam penyusunan tugas akhir.
2. Bopo Hariadi dan Ibu Ika yang merupakan orang tua saya, telah senantiasa memberi dukungan moril dan materiil.
3. Bapak Dr. Ardian Novianto, M.T selaku Pembimbing I dan Bapak Hafiz Hamdalah, S.T., M.Sc selaku Pembimbing II yang telah memberikan ilmu, bimbingan dan arahan selama proses pelaksanaan tugas akhir hingga selesai.
4. Keluarga Besar Teknik Geofisika angkatan 2018 "ExaVolta" yang selalu memberikan dukungan dan bantuan.
5. Seluruh pihak lain yang membantu dan tidak dapat saya sebutkan satu per satu.

Penulis menyadari masih terdapat sangat banyak kekurangan dari laporan yang ada. Maka dari itu, penulis meminta dengan kerendah hati kritik yang membangun dan saran yang terbaik untuk materi yang lebih baik dan penyempurnaan dari laporan yang ada.

Yogyakarta, 11 Maret 2022

Irvanaya Hendra Sukma

## ABSTRAK

# ANALISIS PERSEBARAN *RESERVOIR* BERDASARKAN INVERSI DETERMINISTIK DAN STOKASTIK SERTA MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN “NARESWARI” SUB CEKUNGAN JAMBI

IRVANAYA HENDRA SUKMA  
115180031

Lapangan “Nareswari” merupakan lapangan minyak dan gas bumi yang berada di Cekungan Sumatera Selatan, Sub Cekungan Jambi. Target penelitian pada Formasi Air Benakat, formasi ini merupakan bagian dari *reservoir* untuk menyimpan hidrokarbon dimana hidrokarbon yang ada pada Formasi Air Benakat ini berasal dari *source rock* pada Formasi Lahat dan Formasi Talangakar yang telah mengalami migrasi menuju Formasi Air Benakat. Pada penelitian ini memiliki target berupa persebaran *reservoir*.

Metode yang digunakan dalam penelitian adalah metode inversi stokastik dengan analisis variogram metode ini dianggap cocok karena memiliki kemampuan dalam menggambarkan lapisan tipis dibawah *tuning thickness*, inversi impedansi akustik *model based* penyebaran nilai impedansi akustik (IA), serta menggunakan seismik multiatribut *Probabilistic Neural Network* (PNN) menyebarkan properti *reservoir* berupa *gamma ray* untuk membantu memvalidasi hasil dari inversi deterministik dan stokastik.

Hasil pengolahan, inversi *model based*, persebaran zona *reservoir* dengan nilai IA berkisar antara 17000 ((ft/s)\*(g/cc)) - 20000 ((ft/s)\*(g/cc)). Inversi stokastik didapatkan zona *reservoir* dengan nilai persebaran IA lebih dari 17000 ((ft/s)\*(g/cc)) ,hasil lapisan zona target yang lebih jelas dan detail. Kemudian pada hasil multiatribut (PNN) (*gamma ray*) persebaran nilai *gamma ray* yaitu 45 - 64 API, diinterpretasikan sebagai *sand (reservoir)*. Setiap *output* yang telah dihasilkan dalam penelitian, persebaran *reservoir* memiliki arah baratlaut-tenggara.

**Kata Kunci :** Inversi Deterministik, Inversi Stokastik, Multiatribut, Formasi Air Benakat

## **ABSTRACT**

### **RESERVOIR DISTRIBUTION ANALYSIS BASED ON DETERMINISTIC AND STOCHASTIC INVERSION AND MULTIATTRIBUTE IN "NARESWARI" FIELD JAMBI SUB BASIN**

**IRVANAYA HENDRA SUKMA**

**115180031**

*The "Nareswari" field is an oil and gas potential located in the South Sumatra Basin, Jambi Basin District. It is included to the Air Benakat Formation, this formation is part of the reservoir to store where the presence in the Air Benakat Formation comes from source rocks in the Lamigration Formation and the Talangakar Formation which have migrated in the Air Benakat Formation. In this study, the target that is distribution reservoir.*

*The method used in this research is the stochastic inversion method with variogram analysis. This method is considered suitable because it has the ability to describe thin layers under tuning thickness, acoustic impedance inversion model based on the spread of acoustic impedance (AI) values, as well as using multi-attribute seismic Probabilistic Neural Network (PNN) describe spreading reservoir properties in the form of gamma rays to help validate the results of deterministic and stochastic inversions.*

*Processing results, model based inversion, reservoir zone distribution with AI values ranging from 17000 ((ft/s)\*(g/cc)) - 20000 ((ft/s)\*(g/cc)). The stochastic inversion obtain reservoir zones with IA distribution values of more than 17000 ((ft/s)\*(g/cc)), the results of which are clearer and more detailed target zone layers. Then on the results of multi-attribute it is (PNN) (gamma ray) the distribution of gamma ray values between 45 and 64 API, interpreted as sand (reservoir). For each output produced in the study, the distribution reservoir has a northwest-southeast direction.*

**Keywords** : *Deterministic Inversion, Stochastic Inversion, Multi-attribute, Air Benakat Formation*

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	<b>i</b>
<b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....	<b>ii</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH</b> .....	<b>iii</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>iv</b>
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>v</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>vi</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>vii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>x</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>xv</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	<b>xvi</b>
<b>BAB I. PENDAHULUAN</b>	
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Rumusan Masalah .....	2
1.3. Tujuan Penelitian .....	2
1.4. Batasan Masalah .....	3
1.5. Lokasi Penelitian .....	3
<b>BAB II. TINJAUAN PUSTAKA</b>	
2.1. Geologi Regional dan Tektonika Cekungan Sumatera Selatan .....	4
2.2. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan .....	8
2.3. <i>Petroleum System</i> .....	12
2.4. Penelitian Terdahulu .....	15
<b>BAB III. DASAR TEORI</b>	
3.1. Seismik Inversi .....	18
3.1.1. <i>Inversi Model Based</i> .....	19
3.2. Metode Geostatistik .....	21
3.2.1. <i>Stochastic Inversion</i> .....	21
3.2.1.1. <i>Scale Up Well Logs</i> .....	22

3.2.1.2. Analisis Data (Variogram) .....	22
3.2.1.3. <i>Petrophysic Modelling</i> .....	25
3.2.1.4. Penentuan Hasil Realisasi .....	25
3.3. Metode Analisis Multiatribut .....	25
3.3.1. <i>Conventional Cross Plotting</i> .....	27
3.3.2. Regresi Linear Multiatribut .....	28
3.3.3. Penentuan Atribut <i>Internal</i> .....	30
3.3.4. Validasi .....	30
3.3.5. <i>Probabilistic Neural Network</i> .....	32

## **BAB IV. METODE PENELITIAN**

4.1. Data Penelitian .....	36
4.1.1. Data Seismik .....	36
4.1.2. Data Sumur .....	37
4.1.3. Data <i>Checkshot</i> .....	38
4.1.4. Data Marker .....	38
4.2. Pengolahan Data .....	38
4.2.1. Amplitudo Spektrum Data Seismik .....	39
4.2.2. Ekstraksi <i>Wavelet</i> .....	40
4.2.3. <i>Well Seismic Tie</i> .....	41
4.2.4. Analisis <i>Tuning Thickness</i> .....	42
4.2.5. <i>Picking Fault</i> .....	44
4.2.6. <i>Picking Horizon</i> .....	45
4.2.7. Inversi Akustik Impedansi ( <i>AI Model Based</i> ) .....	45
4.2.7.1. Analisis Pra-Inversi Akustik Impedansi .....	46
4.2.8. Analisis Seismik Multatribut .....	49
4.2.8.1. <i>Log Conditioning</i> .....	51
4.2.8.2. Penentuan Jumlah Atribut .....	52
4.2.9. Analisis Inversi Stokastik .....	54
4.2.9.1. Pembuatan <i>3D Grid</i> .....	55
4.2.9.2. Pembuatan <i>Layer</i> Pada <i>3D Grid</i> .....	56
4.2.9.3. <i>Scale Up Well Logs</i> .....	56

4.2.9.4. Penyebaran Properti Menggunakan <i>Petrophysic Modelling</i> .....	57
4.2.9.5. Proses Analisis Data (Variogram).....	58
4.2.9.6. <i>Running Stochastic Inversion</i> .....	58

## **BAB V. HASIL PEMBAHASAN**

5.1. Korelasi Struktur Sumur .....	59
5.2. Hasil Analisis <i>Crossplot</i> .....	61
5.3. Hasil <i>Well Seismic Tie</i> .....	62
5.4. Hasil <i>Picking Fault</i> .....	68
5.5. Hasil <i>Picking Horizon</i> .....	69
5.6. Hasil Analisis Data Seismik.....	70
5.7. Hasil <i>Time Structure Map</i> .....	72
5.8. <i>Time To Depth Conversion</i> .....	74
5.9. Hasil <i>Depth Structure Map</i> .....	75
5.10. Hasil Inversi Impedansi Akustik <i>Model Based</i> .....	77
5.11. Hasil Analisis Seismik Multiatribut ( <i>Probabilistic Neural Network</i> ).....	80
5.12. Hasil Analisis Inversi Stokastik .....	84
5.13. Hasil Analisis Integrasi Antara Inversi Stokastik dan Analisis Inversi Impedansi Akustik ( <i>Model Based</i> ) serta Multiatribut ( <i>Probabilistic Neural Network</i> ) .....	89

## **BAB VI. KESIMPULAN**

6.1. Kesimpulan .....	95
6.2. Saran.....	96

## **DAFTAR PUSTAKA**

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1.</b>	Peta Lokasi Penelitian .....	3
<b>Gambar 2.1.</b>	Elemen Tektonik Yang Memengaruhi Cekungan Sumatera Selatan (Lemigas,2005) .....	4
<b>Gambar 2.2.</b>	Elemen Struktur Utama Pada Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding,2005) .....	7
<b>Gambar 2.3.</b>	Kolom Stratigrafi cekungan Sumatera Selatan Secara Urutan Waktu (Ginger dan Fielding,2005) .....	8
<b>Gambar 2.4.</b>	<i>Petroleum System</i> Sub Cekungan Jambi (Bishop, 2001) .....	13
<b>Gambar 2.5.</b>	<i>Petroleum System Chart</i> Sub Cekungan Jambi Modifikasi (Petrochina,2018) .....	15
<b>Gambar 3.1.</b>	Diagram <i>Forward Modelling</i> Dan <i>Inversion Modelling</i> (Russell,1998) .....	18
<b>Gambar 3.2.</b>	Pengenalan Metode Inversi Seismik (Russell,1988).....	19
<b>Gambar 3.3.</b>	Proses Inversi “ <i>Model Based</i> ” (Russell,1991) .....	20
<b>Gambar 3.4.</b>	Histogram <i>Upscale vs Well Logs</i> (Petrel Introduction, 2002) .....	22
<b>Gambar 3.5.</b>	Variogram Eksperimental (Waterman, 2017).....	23
<b>Gambar 3.6.</b>	Kurva Varigram (Hampson & Russell,2006) .....	24
<b>Gambar 3.7.</b>	Histogram Hasil <i>Stochastic Inversion</i> Modifikasi (Dubrule, 2003)).....	25
<b>Gambar 3.8.</b>	Target Antara <i>Log Target</i> Dengan Atribut Seismik (Russell,dkk,1997) .....	27
<b>Gambar 3.9.</b>	Ilustrasi <i>Crossplot</i> Dengan Menggunakan (a) Satu Atribut dan (b) Dua Atribut (Russell,dkk,1997).....	28
<b>Gambar 3.10.</b>	Contoh Kasus Tiga Buah Atribut Seismik Untuk Memprediksi <i>Log Target</i> . Pada Setiap Sampel Waktu, <i>Log Target</i> Dimodelkan Melalui Persamaan Linier (Russel,dkk,1997) .....	29

<b>Gambar 3.11.</b>	Ilustrasi <i>Cross-Validasi</i> . Kedua Kurva Digunakan Untuk Mencocokkan Data. Kurva Putus-Putus Menunjukkan Korelasi Yang Baik Dengan Data <i>Training</i> Namun Buruk Jika Kemudian Digunakan Set Data Validasi (Russell,dkk,1997) .....	31
<b>Gambar 3.12.</b>	<i>Plot Validation Error Dan Prediction Error</i> (Russel,dkk,1997) .....	32
<b>Gambar 3.13.</b>	Kurva Prediksi <i>Probabilistic Neural Network</i> (PNN)(Russell,dkk,1997).....	33
<b>Gambar 3.14.</b>	Kerangka Kerja <i>Probabilistic Neural Network</i> (PNN)(Yenugu,2010).....	34
<b>Gambar 3.15.</b>	Kurva Prediksi Dari PNN (Russel, dkk,1997) .....	35
<b>Gambar 4.1.</b>	<i>Base Map</i> Area Seismik 3D Dengan Sumur Penelitian Lapangan “Nareswari” .....	36
<b>Gambar 4.2.</b>	Penampang Seismik Pada Sumur IR-1 Penelitian Lapangan “Nareswari” .....	37
<b>Gambar 4.3.</b>	Diagram Alir Penelitian .....	39
<b>Gambar 4.4.</b>	Amplitudo Spektrum Data Seismik .....	40
<b>Gambar 4.5.</b>	Pengaturan Ekstraksi <i>Wavelet</i> .....	41
<b>Gambar 4.6.</b>	Amplitudo Spektrum Ekstraksi <i>Wavelet</i> .....	41
<b>Gambar 4.7.</b>	Grafik Analisa <i>Tunning Thickness</i> Pada Sumur IR-2 .....	43
<b>Gambar 4.8.</b>	Grafik Analisa <i>Tunning Thickness</i> Pada Sumur IR-3 .....	43
<b>Gambar 4.9.</b>	Grafik Analisa <i>Tunning Thickness</i> Pada Sumur IR-9 .....	44
<b>Gambar 4.10.</b>	Grafik Analisa <i>Tunning Thickness</i> Pada Sumur IR-10 .....	44
<b>Gambar 4.11.</b>	Diagram Alir Metode Inversi Seismik <i>Model Based</i> .....	45
<b>Gambar 4.12.</b>	Parameter Pengontrol Pada Proses Inversi Akustik Impedansi .....	47
<b>Gambar 4.13.</b>	Analisis Pra-Inversi Impedansi Akustik Pada Sumur IR-2 .....	48
<b>Gambar 4.14.</b>	Analisis Pra-Inversi Impedansi Akustik Pada Sumur IR-3 .....	48

<b>Gambar 4.15.</b>	Analisis Pra-Inversi Impedansi Akustik Pada Sumur IR-9 .....	49
<b>Gambar 4.16.</b>	Analisis Pra-Inversi Impedansi Akustik Pada Sumur IR-10 .....	49
<b>Gambar 4.17.</b>	Diagram Alir Proses Multiatribut ( <i>Probabilistic Neural Network</i> ).....	50
<b>Gambar 4.18.</b>	Pemilihan Target <i>Log</i> dan Pemilihan Data Sumur Yang Akan Digunakan.....	51
<b>Gambar 4.19.</b>	Pemilihan <i>Eksternal</i> Atribut dan Seismik Data Yang Akan Digunakan.....	52
<b>Gambar 4.20.</b>	Jenis Atribut Seismik Yang Akan Digunakan Pada Proses Multiatribut.....	53
<b>Gambar 4.21.</b>	<i>Crossplot</i> regresi Antara <i>Prdicted Gamma Ray</i> vs <i>Actual Predicted GR</i> Pada Proses Multiatribut.....	53
<b>Gambar 4.22.</b>	Diagram Alir Proses Inversi Stokastik.....	54
<b>Gambar 4.23.</b>	Pembuatan 3D <i>Grid</i> .....	55
<b>Gambar 4.24.</b>	Pembuatan <i>Layer</i> Pada 3D <i>Grid</i> .....	56
<b>Gambar 4.25.</b>	Proses <i>Scale Up Well Log</i> dan Validasi <i>Scale Up Well Log</i> ) .....	57
<b>Gambar 4.26.</b>	Proses Pembuatan <i>Property Modelling</i> Menggunakan <i>Petrophysic Modelling</i> .....	57
<b>Gambar 4.27.</b>	Proses <i>Running Stochastic Inversion</i> .....	58
<b>Gambar 5.1.</b>	Korelasi Struktur Sumur .....	60
<b>Gambar 5.2.</b>	<i>Crossplot</i> Antara <i>Gamma Ray</i> Dengan <i>P-Impedance</i> .....	61
<b>Gambar 5.3.</b>	Hasil <i>Well Seismic Tie</i> Pada Sumur IR-2.....	63
<b>Gambar 5.4.</b>	Kontrol Data Antara <i>Checkshot</i> Sumur IR-1 Dengan Hasil <i>Well Seismic Tie</i> Sumur IR-2.....	63
<b>Gambar 5.5.</b>	Hasil <i>Well Seismic Tie</i> Pada Sumur IR-3.....	64
<b>Gambar 5.6.</b>	Kontrol Data Antara <i>Checkshot</i> Sumur IR-1 Dengan Hasil <i>Well Seismic Tie</i> Sumur IR-3.....	65
<b>Gambar 5.7.</b>	Hasil <i>Well Seismic Tie</i> Pada Sumur IR-9.....	66

<b>Gambar 5.8.</b>	Kontrol Data Antara <i>Checkshot</i> Sumur IR-9 Dengan Hasil <i>Well Seismic Tie</i> Sumur IR-9.....	66
<b>Gambar 5.9.</b>	Hasil <i>Well Seismic Tie</i> Pada Sumur IR-10.....	67
<b>Gambar 5.10.</b>	Kontrol Data Antara <i>Checkshot</i> Sumur IR-10 Dengan Hasil <i>Well Seismic Tie</i> Sumur IR-10.....	68
<b>Gambar 5.11.</b>	<i>Picking Fault</i> Pada <i>InLine</i> 204 dan 174.....	69
<b>Gambar 5.12.</b>	<i>Picking Fault</i> Pada <i>XLine</i> 293 dan 323.....	69
<b>Gambar 5.13.</b>	<i>Picking Horizon Arbitrary Line</i> Pada Sumur IR-2, IR-3, IR-9, dan IR-10 .....	70
<b>Gambar 5.14.</b>	Penampang Seismik Pada <i>InLine</i> 204.....	71
<b>Gambar 5.15.</b>	<i>Time Structure Map</i> Pada <i>Horizon</i> a) <i>Sand-14</i> , b) <i>Sand-15.5</i> , c) <i>Sand-18</i> .....	73
<b>Gambar 5.16.</b>	<i>Time To Depth Conversion</i> .....	74
<b>Gambar 5.17.</b>	<i>Depth Structure Map</i> Pada <i>Horizon</i> a) <i>Sand-14</i> , b) <i>Sand-15.5</i> , c) <i>Sand-18</i> .....	76
<b>Gambar 5.18.</b>	Penampang Hasil Inversi Impedansi Akustik, <i>Inline</i> 154, Sumur IR-10.....	78
<b>Gambar 5.19.</b>	Peta <i>Slicing</i> Hasil Inversi Impedansi Akustik Pada <i>Horizon Sand-14 Window</i> 20 ms.....	78
<b>Gambar 5.20.</b>	Peta <i>Slicing</i> Hasil Inversi Impedansi Akustik Pada <i>Horizon Sand-15.5 Window</i> 26 ms.....	79
<b>Gambar 5.21.</b>	Peta <i>Slicing</i> Hasil Inversi Impedansi Akustik Pada <i>Horizon Sand-18 Window</i> 18 ms.....	80
<b>Gambar 5.22.</b>	Grafik Korelasi Pada Sumur IR-2, IR-3, IR-9, IR-10 Pada Proses Multiatribut .....	81
<b>Gambar 5.23.</b>	Grafik Korelasi Pada Sumur IR-2, IR-3, IR-9, IR-10 Pada Proses PNN .....	81
<b>Gambar 5.24.</b>	Peta <i>Slicing</i> Hasil Seismik Multiatribut (PNN), Penyebaran <i>Gamma Ray</i> Pada <i>Horizon Sand-14 Window</i> 20 ms .....	83

<b>Gambar 5.25.</b>	Peta <i>Slicing</i> Hasil Seismik Multiatribut (PNN), Penyebaran <i>Gamma Ray</i> Pada <i>Horizon Sand-15.5</i> <i>Window</i> 26 ms .....	83
<b>Gambar 5.26.</b>	Peta <i>Slicing</i> Hasil Seismik Multiatribut (PNN), Penyebaran <i>Gamma Ray</i> Pada <i>Horizon Sand-18</i> <i>Window</i> 18 ms .....	84
<b>Gambar 5.27.</b>	Proses Analisa Data (Variogram) .....	85
<b>Gambar 5.28.</b>	Proses Analisis Histogram Untuk Penentuan Hasil Realisasi Yang Akan Digunakan .....	86
<b>Gambar 5.29.</b>	Penampang Akutik Impedansi Hasil Inversi <i>Stochastic, Inline</i> 154 Sumur IR-9 .....	87
<b>Gambar 5.30.</b>	Peta Akustik Impedansi Hasil Inversi <i>Stochastic</i> .....	88
<b>Gambar 5.31.</b>	Peta Persebaran <i>Sand</i> Pada <i>Sand-18</i> Berdasarkan Hasil Inversi Stokastik Dengan Nilai 0-1 .....	88
<b>Gambar 5.32.</b>	Penampang Persebaran <i>Sand</i> Pada <i>Sand-18</i> Berdasarkan Hasil Inversi Stokastik Dengan Nilai 0-1.....	89
<b>Gambar 5.33.</b>	Penampang (AI) Hasil Inversi <i>Stochastic</i> (a) dan Penampang (AI) Hasi Inversi <i>Model Based</i> (b) .....	93
<b>Gambar 5.34.</b>	Peta <i>Slicing</i> Dari Setiap Metode Yang Dilakukan Pada <i>Slicing Sand-18</i> .....	94

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1.</b> Penelitian Terdahulu.....	15
<b>Tabel 4.1.</b> Ketersediaan Data Sumur Lapangan “Nareswari” .....	38
<b>Tabel 5.1.</b> Informasi <i>Diff After</i> Hasil <i>Time To Depth Conversion</i> .....	75

## DAFTAR LAMPIRAN

**Lampiran A.** *Cross Plot Data Log* (Analisis Sensitivitas)

**Lampiran B.** Perhitungan *Tunning Thickness* Pada Setiap Sumur

**Lampiran C.** Parameter Multiatribut *Probabilistic Neural Network*

**Lampiran D.** Parameter Geostatistik *Stochastic Inversion*

**Lampiran E.** Realisasi *Stochastic Inversion*

**Lampiran F.** Klasifikasi Delta

**Lampiran G.** Tektonika

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Lapangan Nareswari merupakan salah satu lapangan produksi minyak dan gas yang memiliki potensi besar sebagai daerah prospek dan telah dikelola oleh PT. X. Target dari penelitian yang dilakukan berada pada Formasi Air Benakat, formasi ini merupakan bagian dari *reservoir* untuk menyimpan hidrokarbon dimana hidrokarbon yang ada pada Formasi Air Benakat ini berasal dari *source rock* pada Formasi Lahat dan Formasi Talangakar yang telah mengalami migrasi menuju Formasi Air Benakat (Ariyanto dan Kusdiantoro,2014). Pentingnya informasi mengenai distribusi *reservoir* dalam tahap penentuan lokasi pemboran. Metode seismik refleksi dianggap sebagai metode efektif untuk menggambarkan kondisi bawah permukaan serta struktur yang berkembang. Kemudian dalam penentuan kondisi bawah permukaan serta struktur yang berkembang harus dilakukan proses interpretasi data seismik. Untuk meminimalisir kesalahan dalam interpretasi data seismik maka perlu dilakukan seismik inversi deterministik dan stokastik, serta multiatribut sebagai proses lanjutan.

Menurut Sukmono (2000), seismik inversi merupakan suatu metode untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai data *input* dan data sumur sebagai data kontrol. Hasil dari inversi berupa nilai impedansi akustik (IA) kurang menunjukkan lapisan yang ada dikarenakan lapisan pada daerah penelitian memiliki lapisan yang tipis, dibawah *tuning thickness*, untuk mengatasi masalah tersebut maka dilakukan inversi stokastik berkaitan dengan data yang ter-autokorelasi secara spasial seperti fasies, ketebalan *reservoir*, porositas dan permeabilitas yang baik digunakan pada lapisan tipis. Pada penelitian ini digunakan inversi stokastik untuk penyebaran nilai impedansi akustik, kemudian prinsip multiatribut seismik adalah dengan mencari hubungan statik antara data *log* dan atribut seismik di lokasi sumur kemudian memanfaatkan hubungan tersebut untuk membuat properti *log* atau properti *reservoir* yang diinginkan.

Analisis inversi impedansi akustik (IA) berupa inversi *model based* yang digunakan pada tugas akhir ini untuk menghasilkan tampilan impedansi akustik dalam memetakan persebaran *reservoir* dan inversi stokastik dengan menyebarkan nilai impedansi akustik untuk mendapatkan penyebaran *reservoir* pada Lapangan “Nareswari”. Kemudian menggunakan multiatribut (PNN) dengan menyebarkan nilai *gamma ray* dengan tujuan memvalidasi hasil dari inversi deterministik dan stokastik.

Perpaduan antara inversi stokastik dan impedansi akustik (IA) *model based* serta multiatribut *Probabilistic Neural Network* (PNN) yang dianggap tepat serta efektif untuk digunakan sebagai acuan dalam pengambilan tindakan pada *reservoir*. Dari perpaduan tersebut akan diperoleh berupa peta persebaran *reservoir* pada lapangan “Nareswari” sehingga dapat membantu penentuan lokasi pemboran kedepannya.

## **1.2. Rumusan Masalah**

Pada penelitian ini memiliki beberapa rumusan masalah, yaitu:

1. Bagaimana hasil inversi impedansi akustik (IA) *model based* dalam penentuan keberadaan *reservoir* berdasarkan impedansi akustik ?
2. Bagaimana pengaruh multiatribut *Probabilistic Neural Network* (PNN) pada prediksi keberadaan *reservoir* berdasarkan parameter *gamma ray* ?
3. Bagaimana hasil inversi stokastik dalam prediksi persebaran *reservoir* berdasarkan parameter impedansi akustik ?
4. Bagaimana persebaran *reservoir* pada Lapangan “Nareswari” dengan menggunakan hasil perpaduan analisis inversi stokastik dan impedansi akustik (IA) *model based* serta multiatribut *Probabilistic Neural Network* (PNN) ?

## **1.3. Tujuan Penelitian**

Berikut merupakan tujuan penelitian dalam penelitian identifikasi persebaran *reservoir* berdasarkan analisis inversi stokastik dan impedansi akustik (IA) *model based* serta multiatribut *Probabilistic Neural Network* (PNN) :

1. Memperoleh hasil analisis inversi impedansi akustik (IA) *model based*.

2. Memperoleh hasil analisis dari inversi stokastik dengan menyebarkan nilai impedansi akustik.
3. Memperoleh hasil analisis seismik multiatribut *Probabilistic Neural Network* (PNN) dengan menyebarkan nilai *gamma ray*.
4. Memperoleh peta sebaran *reservoir* hidrokarbon daerah penelitian dengan menggunakan inversi stokastik dan impedansi akustik (IA) *model based* serta multiatribut *Probabilistic Neural Network* (PNN).

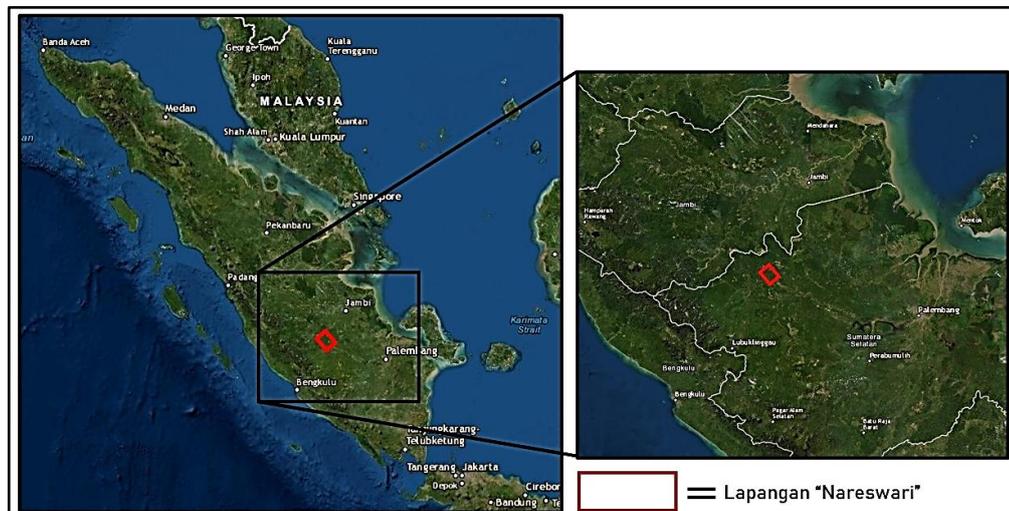
#### 1.4. Batasan Masalah

Berikut merupakan batasan masalah dalam penelitian identifikasi persebaran *reservoir* berdasarkan analisis inversi stokastik dan *impedansi akustik model based* serta seismik multiatribut (PNN):

1. Data yang digunakan adalah data seismik refleksi 3D.
2. Data sumur yang ada pada daerah penelitian berjumlah 4.
3. Analisis persebaran *reservoir* menggunakan inversi stokastik dan impedansi akustik (IA) *model based* serta multiatribut *probabilistic neural network* (PNN).

#### 1.5. Lokasi Penelitian

Daerah penelitian berada pada Lapangan "Nareswari" di Cekungan Sumatera Selatan. **Gambar 1.1** menunjukkan lokasi lapangan secara administratif yang berada di Provinsi Sumatera Selatan.



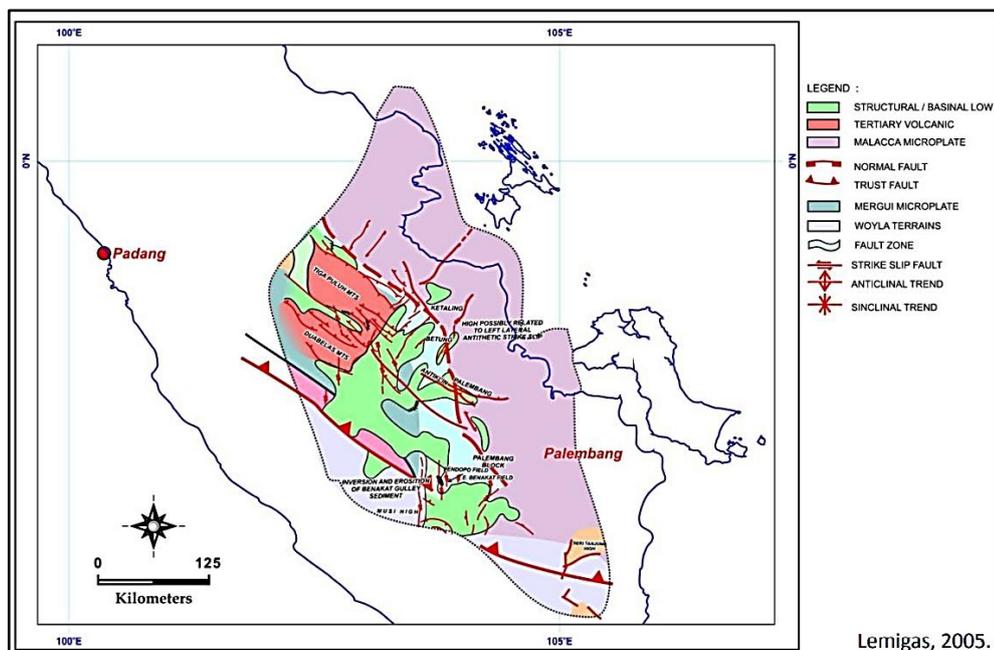
**Gambar 1.1** Peta lokasi penelitian

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1. Geologi Regional dan Tektonik Cekungan Sumatera Selatan

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 “Nareswari” 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). Kemudian untuk elemen tektonik regional yang mempengaruhi Cekungan Sumatera Selatan dapat dilihat pada **Gambar 2.1**.



**Gambar 2.1.** Elemen Tektonik Regional Yang Mempengaruhi Cekungan Sumatera Selatan (Lemigas,2005)

Secara tektonik Lapangan Nareswari 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 penyeimbangan-penyeimbangan *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 (*subsistensi*) yang meluas. Penurunan ini bergabung dengan perubahan “*eustatic sea level*” mengubah fasies sedimentasi dari yang bersifat darat menjadi laut dangkal (Formasi Upper Talangakar, Baturaja).

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

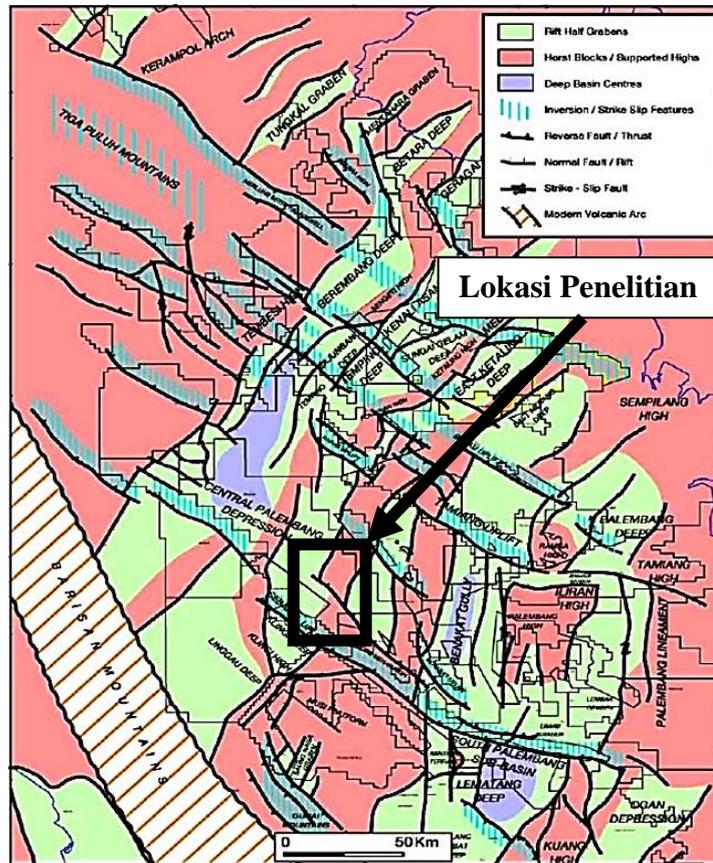
Pada akhir Miosen-Pliosien, Cekungan Sumatra Selatan mengalami peningkatan tektonik sebagai akibat tumbukan konvergensi Lempeng Samudra Hindia dengan Lempeng “*Sunda Land*”. Tektonik kompresi ini mengangkat Bukit Barisan dan menjadi “*source sediment*” baru di bagian barat cekungan. Fasa tektonik kompresi 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*).

Menurut AMI Study Group (1994), Cekungan Sumatra Selatan merupakan suatu cekungan busur belakang (*back-arc basin*) berumur Tersier yang berada di antara blok mikro-kontinen stabil, yang disebut sebagai Paparan Sunda, dan zona subduksi aktif di antara Lempeng Samudera Hindia yang bergerak ke arah utara dan Lempeng Eurasia yang stabil. Cekungan ini terbentuk saat Tersier Awal (Eosen-Oligosen) dengan sejumlah *graben* berkembang akibat sistem subduksi yang bersifat miring (*oblique*) dari Lempeng Samudera Hindia yang menunjam ke bawah Lempeng Asia Tenggara serta membentuk sesar mendatar mengangan pada cekungan busur belakang tersebut. Arah dari sistem *graben* tersebut serupa dengan sistem sesar mendatar mengangan. Dalamannya yang terdapat pada Blok Jabung (Geragai, Betara, dan Tungkal) serta di bagian selatan (Depresi Jambi dan Ketaling Timur) terbentuk oleh sesar mendatar.

Pada Cekungan Sumatra Selatan hampir semua elemen struktur merupakan hasil dari fasa awal kompresi, yang berasosiasi dengan periode vulkanisme andesitik yang berdampingan dengan Rangkaian Bukit Barisan. Aktivitas puncak diinterpretasikan terjadi saat Pliosen dan Pleistosen, yang secara lokal masih berlangsung hingga saat ini. Graben atau dalamannya tersebut terisi oleh sedimen *nonmarin* hingga *marin* yang tebal berumur Eosen-Oligosen dari Formasi Lahat dan Talang Akar. Secara struktur wilayah yang tinggi menerima sedimen hanya saat Formasi Talang Akar terbentuk, seiring dengan peristiwa transgresi *marin*. Formasi Gumai terendapkan di sebagian besar cekungan ketika Miosen Awal saat transgresi maksimum terjadi dan masih dipengaruhi oleh tektonik *ekstensional*. Bagaimanapun, saat Miosen Tengah, subduksi dan pergerakan lempeng menyebabkan kompresi pada sistem tektonik konvergen dan mengawali siklus regresif dalam sedimentasi.

Menurut Pulunggono dkk. (1992), pembentukan cekungan busur belakang Sumatra Selatan terjadi saat Paleogen akibat pergerakan blok yang menunjam sepanjang sesar mendatar berarah WNW-ESE (Lematang) dan N-S berumur PraTersier, yang menjadi sesar normal seiring dengan sejarah pengisian cekungan saat Tersier. Tektonik kompresif saat Neogen menyebabkan inversi wilayah blok sesar sepanjang sesar yang berarah WNW-ESE. Elemen-elemen struktur yang utama pada cekungan Sumatera Selatan yang ditunjukkan pada **Gambar 2.2**

menunjukkan orientasi regangan berarah timur laut-barat daya pada Eosen-Oligosen yang kemudian dipotong oleh inversi Pliosen-Pleistosen.



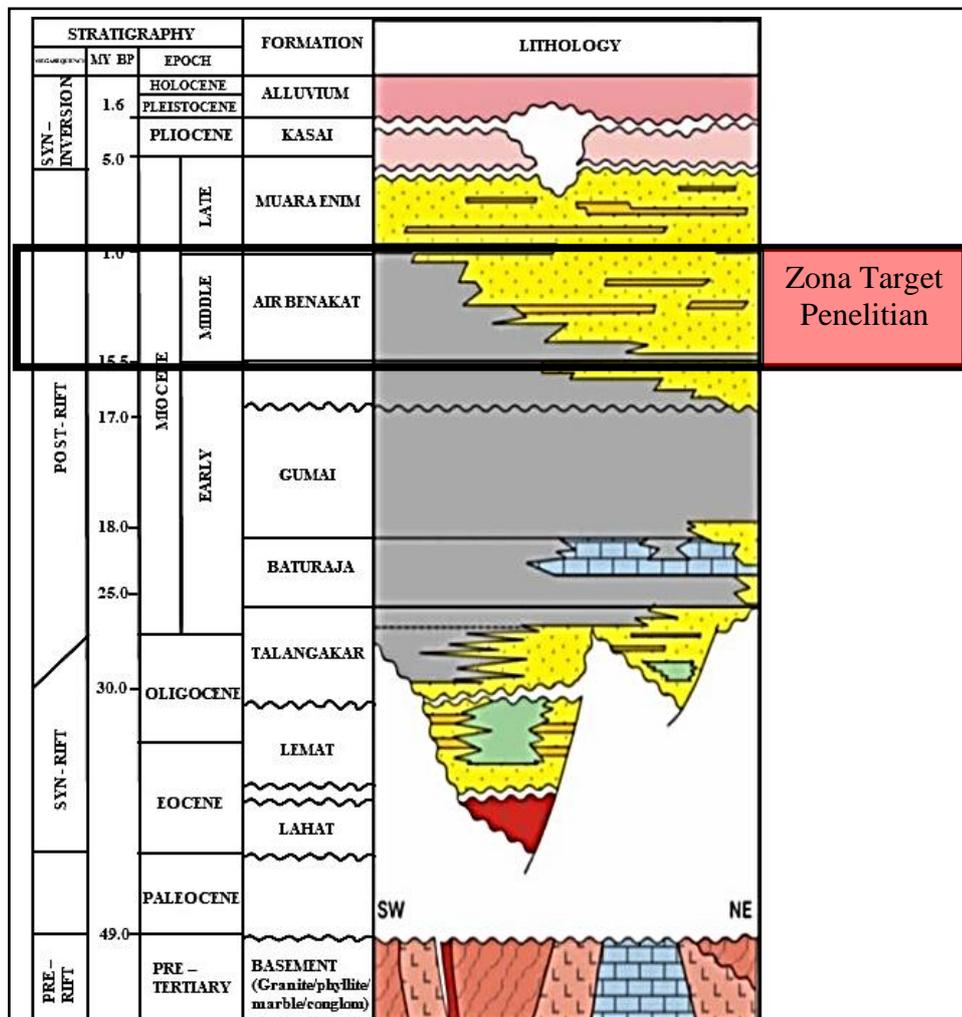
**Gambar 2.2.** Elemen Struktur Utama Pada Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005).

Perkembangan struktur maupun evolusi cekungan sejak Tersier merupakan hasil interaksi dari ketiga arah struktur utama yaitu, struktur yang berarah timur laut-barat daya, struktur yang berarah barat laut-tenggara, dan struktur yang berarah utara-selatan (Suta dan Xiaoguang, 2005). Struktur geologi berarah timur laut-barat daya berasosiasi dengan terbentuknya sistem *graben* di Cekungan Sumatra Selatan. Struktur lipatan yang berkembang diakibatkan oleh pengaktifan kembali sesar-sesar normal (*graben*) tersebut pada periode kompresif Plio-Plistosen yang berasosiasi dengan sesar mendatar (*wrench fault*). Namun, intensitas perlipatan pada arah ini tidak begitu kuat. Pola struktur berarah barat laut-tenggara sangat mendominasi di daerah Sub-Cekungan Palembang (Pulunggono dan Cameron, 1984). Manifestasi struktur pola ini saat ini berupa perlipatan yang berasosiasi dengan sesar naik yang terbentuk akibat gaya kompresi Plio-Pleistosen. Struktur geologi berarah utara-

selatan juga terlihat di Cekungan Sumatra Selatan. Pola struktur yang pada awalnya dimanifestasikan dengan sesar normal (*graben*), pada periode tektonik Plio-Pleistosen teraktifkan kembali sebagai sesar mendatar yang sering kali memperlihatkan pola perlipatan di permukaan.

## 2.2. Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan

Stratigrafi merupakan ilmu yang menjelaskan mengenai perlapisan batuan serta waktu pembentukannya. Menurut (Ginger dan Fielding, 2005), ada beberapa formasi yang terbentuk pada Cekungan Sumatra Selatan. Sebagai ringkasan, berikut ditunjukkan oleh **Gambar 2.3** skema pembentukan stratigrafi pada cekungan Sumatra Selatan sebagai berikut :



**Gambar 2.3.** Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan Secara Urutan Waktu (Ginger dan Fielding,2005)

### **a. Batuan Dasar Pre- dan Tersier Awal**

Batuan Pra-Tersier atau basement terdiri dari kompleks batuan Paleozoikum dan batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku, dan batuan karbonat. Batuan Paleozoikum akhir 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. Pada bagian ujung Selatan, terdapat *Mergui Microplate*, yang mungkin merupakan fragmen landasan benua yang lebih lemah (Ginger dan Fielding, 2005).

### **b. Formasi Lemat/Lahat**

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 intragaben Sub Cekungan Selatan dan Tengah Palembang ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger dan Fielding, 2005).

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

Formasi Talangakar diperkirakan berumur Oligosen Akhir sampai Miosen Awal (Pulungono, 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 10 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 *braided 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).

#### **d. Formasi Batu Raja**

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 *reservoir* terbaik umumnya berada di selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara Sub-Cekungan Jambi (Ginger dan Fielding, 2005).

#### **e. Formasi Gumai**

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 11 perselingan antara batupasir dan *shale*. Ketebalan Formasi Gumai ini diperkirakan 150 m -2700 m dan diendapkan pada lingkungan laut dalam.

#### **f. Formasi Air Benakat**

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. Pada **Gambar 2.3** terdapat kotak hitam yang berada pada bagian Formasi Air Benakat yang menunjukkan bahwasanya penelitian ini memiliki zona target pada formasi Air Benakat.

#### **g. Formasi Muara Enim**

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. Pengendapan berlanjut pada lingkungan *delta 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 vulcanic*.

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)

#### **h. Formasi Kasai**

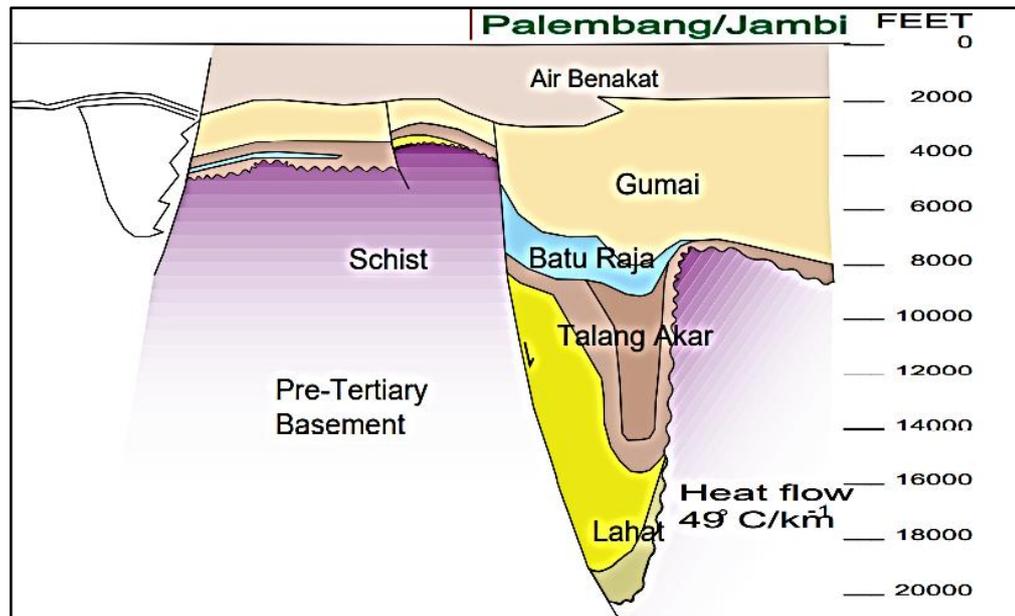
Formasi Kasai diendapkan secara selaras di atas Formasi Muara Enim dengan ketebalan 850 m –1.200 m. Formasi ini terdiri dari batupasir tufan dan *tefra riolitik* di bagian bawah. Bagian atas terdiri dari tuf *pumice* kaya kuarsa, batupasir, konglomerat, tuf pasiran dengan lensa *rudit* berkomposisi *pumice*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

#### **i. Endapan Kuartar**

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

### **2.3. 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 (Ariyanto dan Kusdiantoro,2014). Pada **Gambar 2.4** ditunjukkan *petroleum system* cekungan Sumatera Selatan.



**Gambar 2.4.** *Petroleum System Sub Cekungan Jambi* (Bishop, 2001)

### 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 gamping Formasi Baturaja dan *shale* dari Formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2001). Gradien temperatur di Cekungan Sumatera Selatan berkisar  $49^{\circ} \text{C/Km}$ . 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. Reservoir

Dalam Cekungan Sumatera Selatan, beberapa formasi dapat menjadi *reservoir* 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 *reservoir* 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 *reservoir*. 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 *reservoir* karbonat Formasi Baturaja, pada bagian atas merupakan zona yang *porous* dibandingkan dengan bagian dasarnya yang 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 *reservoir* Formasi Talangakar dan Formasi Gumai itu sendiri (*intraformational seal rock*). *Seal* pada *reservoir* batu gamping Formasi Baturaja juga berupa lapisan *shale* yang berasal dari Formasi Gumai. Pada *reservoir* 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 barat laut 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 struktur 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).



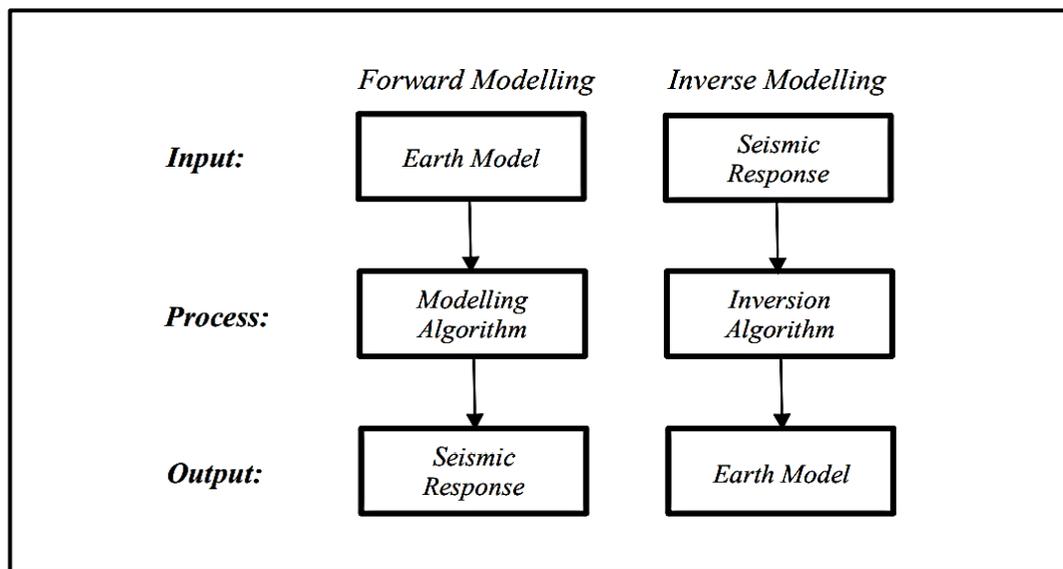
	<p>Dengan Metode Seismik Multiatribut Petrochina International Jabung,Ltd. (Faizan,Muhammad. 2018).</p>	<p><i>shale</i>. Analisa <i>neural network</i> dilakukan untuk meningkatkan hasil <i>pseudo volume</i>. <i>Volume pseudo gamma-ray</i> dan <i>pseudo porositas</i> kemudian dapat digunakan untuk interpretasi akhir pada penelitian. Untuk validasi hasil penelitian, data <i>mudlog</i> yang ada pada beberapa sumur. Hasil yang baik didapatkan dari analisa multiatribut dan <i>neural network</i> untuk memetakan persebaran litologi dan porositas. Hasil dari analisa multiatribut dan <i>neural network</i> kemudian di <i>overlay</i> terhadap <i>depth structure map</i> yang sudah dibuat. Tujuannya untuk mengetahui persebaran nilai porositas terhadap kedalaman sebenarnya. Nilai densitas &lt; 2.2 gr/cc, nilai <i>Gamma-ray</i> &lt; 100 API, dan nilai <i>porositas</i> &gt; 14% dapat diinterpretasikan sebagai <i>sand</i>. Area potensi pengembangan berada pada bagian barat laut lapangan “FY” berdasarkan hasil dari <i>overlay</i> terhadap <i>depth structure map</i>.</p>
2	<p>Karakterisasi <i>Reservoir</i> Lapangan “Los Blancos” Dengan Analisa Multiatribut Seismik dan Inversi <i>Neural Network</i>.(Elizabeth,Christine. 2017)</p>	<p>Metode Multiatribut dengan menggunakan <i>eksternal</i> atribut volum <i>pseudo-GR</i> dapat memprediksi <i>log-GR</i> Normal dengan korelasi baik. Analisa Inversi <i>Neural anetwork</i> dengan memanfaatkan <i>training Probabilistic Neural Network</i> (PNN) menghasilkan impedansi akustik hasil inversi yang</p>

		<p>berkorelasi baik dengan log impedansi akustik aslinya. Hasil inversi ini kemudian di <i>trace blending</i> dengan <i>volum pseudo Gamma Ray</i> untuk meng-<i>highlight</i> fasies fasies batupasir. <i>Slicing horizon</i> pada volum hasil penggabungan ini pada akhirnya mampu untuk mendeteksi fasies batupasir yang seperti diharapkan. <i>Neural Network</i> sudah berhasil menghasilkan AI terinversi yang dapat digunakan untuk memprediksi litologi dengan cukup tepat.</p>
3	<p>Ekstraksi Properti <i>Reservoir</i> Dari Atribut Seismik 3-D Dengan Metoda Inversi Dan Geostatistik Di Lapangan "X"(Purnamasari, Rosy. 2008)</p>	<p>Dalam penelitian ini metoda gabungan seismik inversi impedansi akustik gelombang-P dan geostatistik mencoba memberikan pendekatan untuk memetakan properti pada suatu <i>reservoir</i> batupasir dan konglomerat formasi Tanjung di lapangan minyak X yang terdapat di cekungan Barito, Kalimantan. Hasil akhir pemetaan properti <math>\phi_{eff}</math> mampu memberikan informasi yang cukup baik dan berguna dalam penentuan lokasi pengeboran dan penentuan area untuk dilakukannya <i>waterflood</i> dengan lebih akurat. Hasil penelitian ini juga dapat digunakan sebagai masukan simulasi <i>reservoir</i> untuk menentukan pola sumur injeksi-produksi.</p>

## BAB III DASAR TEORI

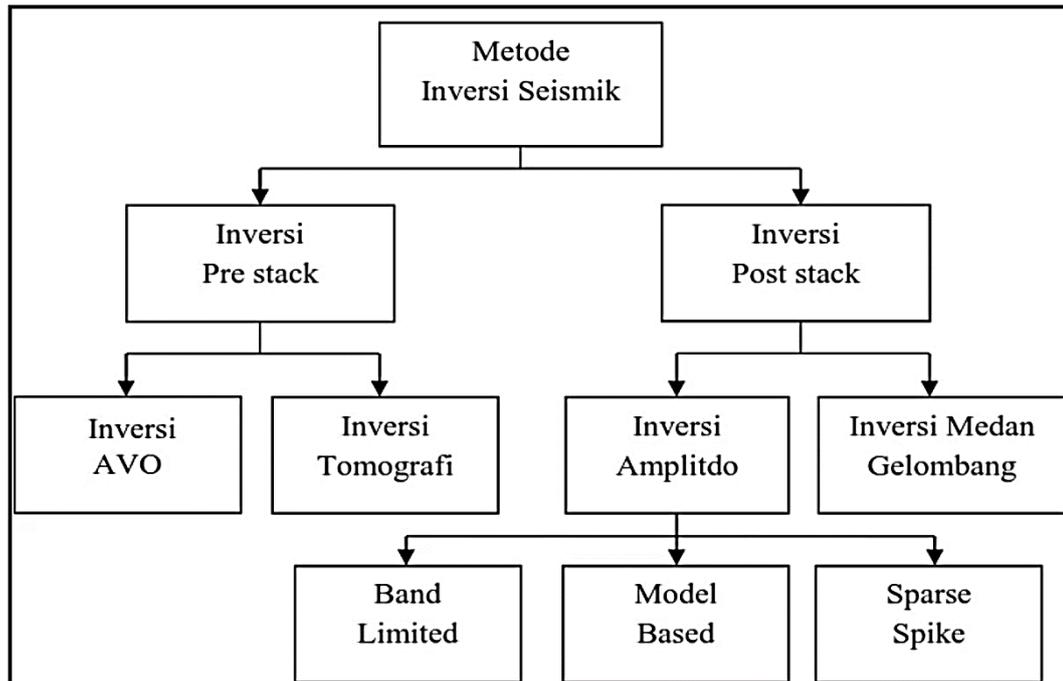
### 3.1 Seismik Inversi

Inversi merupakan suatu metoda untuk mendapatkan gambaran model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai data *input* utama dan data sumur sebagai data kontrol (Sukmono, 2002). Refleksi gelombang seismik memberikan gambaran data bawah permukaan secara lateral, sedangkan data sumur memberikan gambaran data bawah permukaan secara vertikal. Metode seismik inversi mengintegrasikan kedua data tersebut sebagai acuan untuk memperoleh informasi bawah permukaan yg baik. Hasil yang didapat berupa informasi impedansi (akustik atau elastik) yang terkandung di dalam lapisan batuan. Dari informasi impedansi ini dapat dikorelasikan dengan parameter fisis lain yang didapat dari data sumur seperti porositas, densitas, dan sebagainya.



**Gambar 3.1.** Diagram *Forward Modeling* Dan *Inversion Modeling* (Russell, 1988).

Berdasarkan proses pengerjaannya, pemodelan bawah permukaan dibagi menjadi 2 yaitu *forward modeling* dan *inverse modeling*. Seperti yang kita ketahui (**Gambar 3.1**), *forward modeling* adalah operasi konvolusi antara *wavelet* dengan koefisien refleksi, sedangkan proses inversi merupakan kebalikan (*inverse*) dari upaya pengambilan data seismik (*forward modelling*).

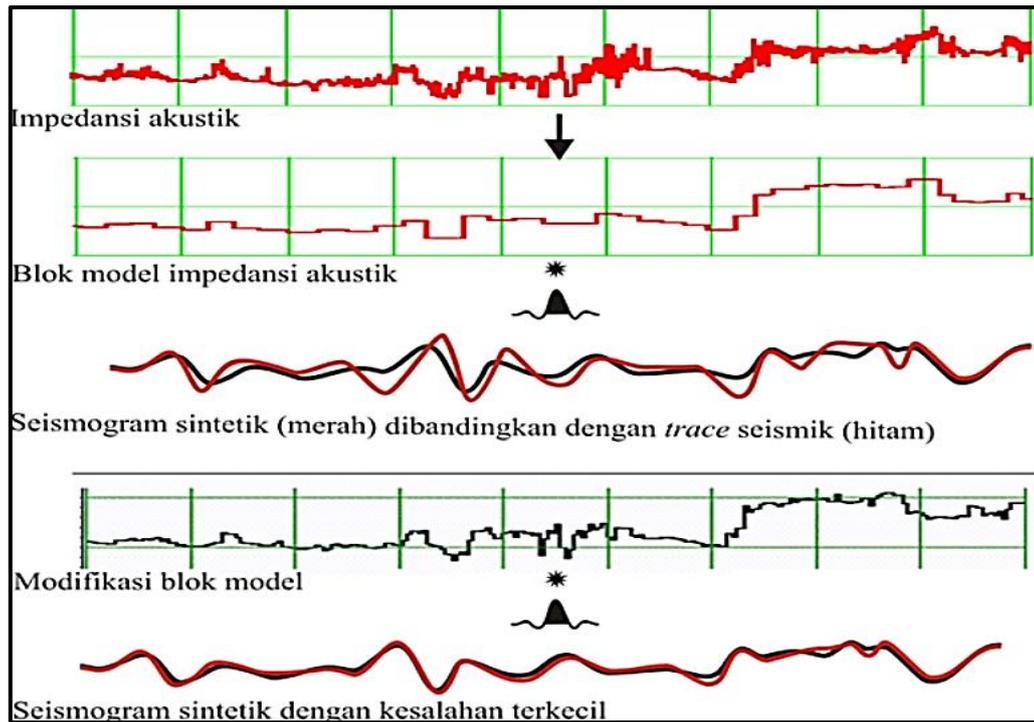


**Gambar 3.2.** Pengenalan Metode Inversi Seismik (Russell, 1988)

Inversi *pre-stack* terbagi 2 yaitu inversi AVO untuk menentukan parameter elastisitas berdasarkan amplitudo refleksi dalam fungsi waktu (sudut datang) dan inversi tomografi untuk analisis struktur bumi berdasarkan waktu penjalaran gelombang seismik. *Post-stack inversion* dikelompokkan menjadi 2 yaitu, *amplitude inversion* dan *wavefield inversion*. Berdasarkan algoritmanya, inversi amplitudo dibedakan menjadi inversi *Bandlimited*, *Sparse Spike* dan *Model Based*.

### 3.1.1 Model Based Inversion

Metode inversi berbasis model (*Model Based Inversion*) disebut juga metode *blocky* karena impedansi akustik tersusun dari blok-blok kecil. Konsep inversi metode ini dimulai dengan membuat model inisial impedansi akustik dengan ukuran blok yang telah ditentukan. Koefisien refleksi diturunkan dari impedansi akustik lalu dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga menghasilkan seismogram sintetis pada tiap-tiap *trace*. Kemudian seismogram sintetis ini dibandingkan dengan *trace* seismik sebenarnya dan dihitung kesalahannya (*error*). Proses ini dilakukan secara iteratif dengan memodifikasi blok *trace* model hingga diperoleh hasil sintetis berdasarkan pendekatan geologi dan kesalahan terkecil. Penampang impedansi akustik hasil modifikasi model awal inilah yang merupakan hasil akhir (**Gambar 3.3**).



**Gambar 3.3.** Proses inversi “*Model Based*” (Russell, 1991)

Metode ini membutuhkan suatu model impedansi akustik awal yang biasanya diperoleh dari hasil perkalian antara data *log* kecepatan dengan data *log* densitas. impedansi akustik tersebut kemudian diturunkan untuk memperoleh harga koefisien refleksinya. Harga koefisien refleksi ini dikonvolusikan dengan *wavelet* untuk mendapatkan seismogram sintetik yang sama dengan jejak seismik berdasarkan harga impedansi model dengan rumusan inversi *model based* yaitu sebagai berikut :

$$J = (w_1(S - W * r)) + (w_2(M - H * r)) \quad (3.1)$$

dengan,

$J$  : *Jacobi* (metode atau cara penyelesaian solusi sistem persamaan linear)

$w_1$  : bobot 1

$S$  : *trace* seismik

$W$  : *wavelet* asli

$r$  : koefisien reflektifitas

$w_2$  : bobot 2

$M$  : *initial* model

$H$  : *wavelet + noise*

$*$  : konvolusi

Tujuan dari penggunaan metode ini adalah pencarian model yang akan menghasilkan data paling mendekati data asli (keadaan sebenarnya), dan bagaimana memperbaharui model tersebut jika datanya masih belum sesuai dengan data asli.

### 3.2 Metode Geostatistik

Geostatistik adalah suatu studi atas suatu fenomena yang beragam dalam ruang dan atau waktu. Geostatistik dapat dianggap sebagai suatu kumpulan teknik numerik yang berkaitan dengan karakterisasi atribut spasial, yang menggunakan model *random* yang serupa dengan penggunaan deret waktu dalam mengkarakterisasi data temporal. Geostatistik juga berkaitan dengan data yang ter-autokorelasi secara spasial seperti fasies, ketebalan *reservoir*, porositas dan permeabilitas. Metoda geostatistik meliputi: analisa Variogram, *Kriging*, dan *Cokriging*. Pada penelitian ini geostatistik yang digunakan yaitu dalam penentuan model variogram.

#### 3.2.1. Stochastic Inversion

Metode *stochastic inversion* ini merupakan metode dengan teknik simulasi acak yang dapat menghasilkan beberapa realisasi impedansi yang akan memenuhi data seismik. Menurut Haas dan Dubrule, 1994 inversi seismik *stochastic* mengintegrasikan antara *vertical sampling* yang detail berupa *log* data dengan *areal sampling* yang rapat berupa data seismik untuk menghasilkan hasil yang lebih detail. Inversi stochastic ini secara matematis dapat dijelaskan pada persamaan sebagai berikut :

$$J = ((w_1(L - H * r)^T(L - H * r)) + ((1 - w_1)(S - W * r)^T(S - W * r)) \quad (3.2)$$

dengan,

$J$  : *Jacobi* (metode atau cara penyelesaian solusi sistem persamaan linear)

$w_1$  : bobot 1 (nilai antara 0-1)

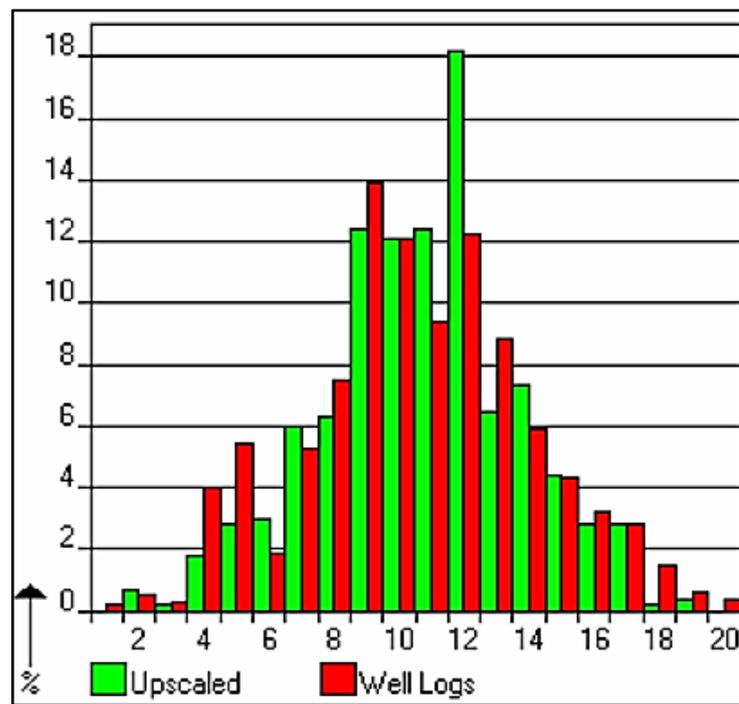
$L$  : *Log AI*

$H$  : *wavelet + noise*

- $S$  : *trace* seismik
- $W$  : *wavelet* asli
- $r$  : koefisien reflektifitas
- $*$  : konvolusi

### 3.2.1.1. Scale Up Well Logs

*Scale up well logs* digunakan untuk mendistribusikan nilai properti untuk setiap sel dalam geometri 3D *grid*, memperbesar *log* sumur yang diperlukan. Proses ini melakukan rata-rata nilai *log* asli dalam setiap sel pada *layer* yang telah dibuat pada sumur. Peningkatan skala *log* sumur adalah proses otomatis dengan beberapa pengaturan pengguna yang tersedia, untuk setiap sel *grid* semua nilai *log* yang termasuk dalam sel akan dirata-ratakan sesuai dengan algoritma yang dipilih untuk menghasilkan satu nilai *log* untuk sel itu. Histogram yang menggambarkan hasil *upscale vs well logs* pada **Gambar 3.4**.



**Gambar 3.4.** Hitogram *Upscaled vs Well Logs* (Petrel Introduction, 2002)

### 3.2.1.2. Analisis Data (Variogram)

Variogram adalah metoda untuk mendeskripsikan variasi spasial dari suatu properti *reservoir* berdasarkan prinsip bahwa sampel yang terpisah secara dekat memiliki nilai korelasi yang lebih besar dibanding dengan data yang jauh dari data lainnya atau dari data yang telah mencapai nilai korelasi minimum. Analisa ini

didasarkan pada suatu prinsip bahwa dua titik yang berdekatan akan lebih memiliki kemungkinan untuk mempunyai nilai parameter yang mirip dibandingkan dengan dua titik yang berjauhan, variogram dapat digunakan untuk mengukur korelasi spasial berupa variansi selisih pengamatan pada lokasi dan lokasi berjarak (Waterman, 2017). Taksiran variogram eksperimental pada jarak  $h$  adalah sebagai berikut :

$$\gamma(h) = \frac{1}{n(h)} \sum_{i=1}^n \{Z(x_i) - Z(x_i + h)\}^2 \quad (3.3)$$

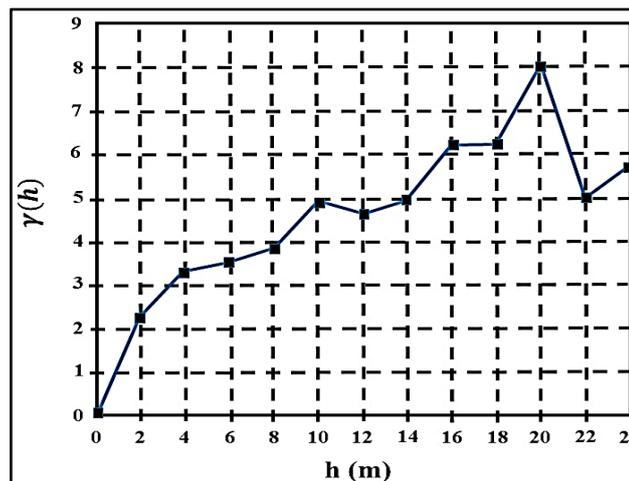
dengan,

$\gamma(h)$  : nilai variogram tertentu dengan jarak  $h$

$(h)$  : jarak

$n$  : jumlah data

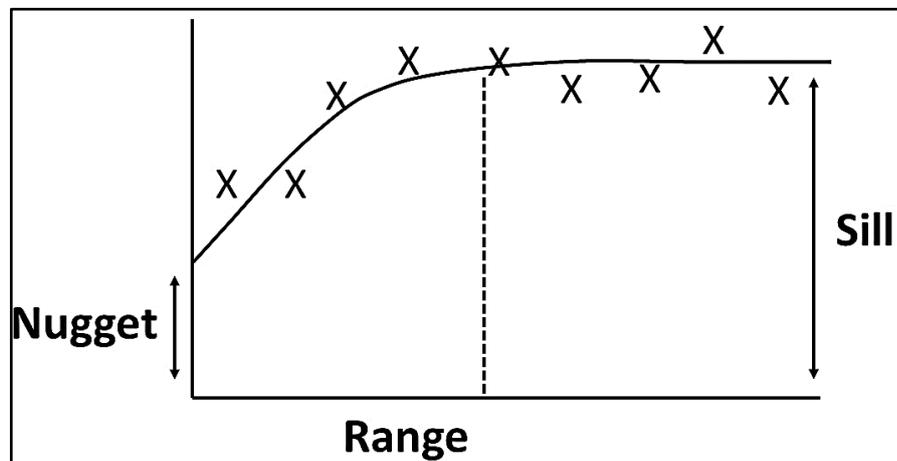
$Z(x_i)$  : data pada titik yang berjarak  $h$  dari  $x_i$



**Gambar 3.5.** Variogram Eksperimental Modifikasi (Waterman,2017)

Variogram eksperimental yang diperoleh dari data biasanya memiliki bentuk yang tidak beraturan, sehingga sulit untuk ditafsirkan dan tidak dapat langsung digunakan dalam penaksiran. Untuk mempermudah analisis dibuat model variogram yang teoritis (Waterman, 2017). Untuk suatu jarak  $h$  yang besar sehingga  $z(x)$  dan  $z(x+n)$  menjadi tidak terkorelasi, variogram  $\gamma(h)$  mencapai suatu nilai  $C(0)$  yang merupakan nilai *nugget effect* dan nilai batas yang disebut sebagai *sill*  $C$  variogram. Sedangkan jarak dimana  $\gamma(h)$  mencapai *sill* disebut sebagai nilai *range*, yang menyatakan jarak pengaruh antar nilai contoh. Ada tiga komponen yang penting dalam variogram (**Gambar 3.6**) yaitu:

- *Nugget*, yaitu nilai variogram yang mendekati 0. Teorinya nilai *nugget* adalah 0, tetapi *sample error* dan *variable* berskala kecil menyebabkan nilai *nugget* tidak 0.
- *Range*, yaitu jarak dimana kurva variogram mulai naik. Idealnya nilai *range* berhenti pada nilai konstan mencapai *plateau*. Jarak *offset* yang terjadi disebut *range*.
- *Sill*, yaitu nilai mencapai *plateau* terjadi dimana variogram tidak berubah lagi atau konstan yaitu nilai penambahan pada jarak separasi tidak lagi mempengaruhi nilai variogram.



Gambar 3.6. Kurva Variogram (Hampson & Russel, 2006)

Untuk analisis lebih lanjut variogram eksperimental harus diganti dengan variogram teoritis yang memiliki bentuk kurva paling mendekati variogram eksperimental (Kusumawardani, 2017). Terdapat dua macam variogram teoritis, yaitu variogram isotropi dan variogram anisotropi. Variogram isotropi merupakan variogram yang bergantung pada jarak saja. Sedangkan variogram anisotropi bergantung pada jarak dan arah. Model-model dari semivariogram yang digunakan pada penelitian yaitu Model *Spherical*. Model *spherical* adalah model yang paling sering digunakan. Bentuk persamaan bakunya adalah sebagai berikut :

$$\gamma(h) = \begin{cases} c_0 + c \left[ \left( \frac{3h}{2a} \right) \left( \frac{h}{2a} \right)^3 \right] , & \text{untuk } h \leq a \\ c_0 + c & \text{untuk } h > a \end{cases} \quad (3.4)$$

dengan,

$h$  : jarak lokasi antar sampel

$c$  : *sill*, yaitu nilai variogram untuk jarak pada saat besarnya konstan.

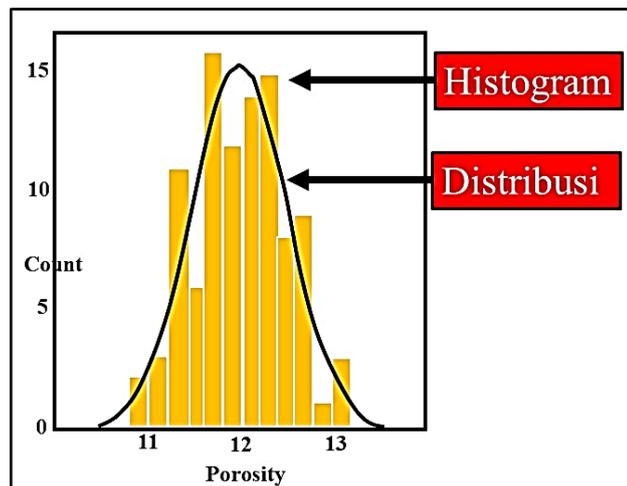
$a$  : *range*, yaitu jarak pada saat nilai variogram mencapai *sill*

### 3.2.1.3. *Petrophysic Modelling*

*Petrophysic modelling* dibuat dengan cara menggunakan data *log* sebagai sumber utama, parameter fisika dianalisa berdasarkan ilmu *petrophysics* untuk dapat memberikan informasi secara akurat mengenai zona reservoir serta sejauh mana penyebaran hidrokarbon pada suatu formasi (Hutasuhut, 2014). *Petrophysic modelling* yang telah dibuat nantinya akan digunakan sebagai *trend* yang akan disebarakan pada proses inversi *stochastic*.

### 3.2.1.4. Penentuan Hasil Realisasi

Pada **Gambar 3.7** menjelaskan bahwa pada hasil inversi *stochastic* memberikan beberapa kemungkinan nilai persebaran properti yang berada pada suatu range tertentu sehingga dapat menghasilkan beberapa realisasi, dengan beberapa realisasi yang dihasilkan maka akan dapat memberikan solusi pada permasalahan ketidakpastian pada lapisan tipis yang berada dibawah resolusi seismik, dengan menganalisis distribusi histogram maka akan dapat ditentukan realisasi yang paling mendekati atau berkorelasi baik dengan data seismik yang digunakan.



**Gambar 3.7.** Histogram Hasil *Stochastic Inversion* Modifikasi (Dubrule, 2003)

## 3.3 Metode Analisis Multiatribut

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 volum dari properti *log* pada semua lokasi pada volum seismik. Statistik dalam karakteristik *reservoir* digunakan untuk mengestimasi dan mensimulasikan hubungan spasial variabel 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 sub-kategori utama pada teknik analisa multi-atribut 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.

Analisa multi-atribut pada penelitian ini menggunakan kategori yang kedua. Prosesnya sendiri melibatkan pembuatan dari volum *pseudo log* yang nantinya akan digunakan untuk memetakan nilai *gamma ray* dan densitas. Dalam kasus yang paling umum, kita mencari sebuah fungsi yang akan mengkonversi *m* atribut yang berbeda ke dalam properti yang diinginkan, ini dapat ditulis sebagai berikut:

$$P(x,y,z) = F[A_1(x,y,z), \dots, A_m(x,y,z)] \quad (3.5)$$

dengan,

*P* : properti *log*, sebagai fungsi dari koordinat *x,y,z*

*F* : fungsi yang menyatakan hubungan antara atribut seismik dan properti *log*

*A<sub>i</sub>* : 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.

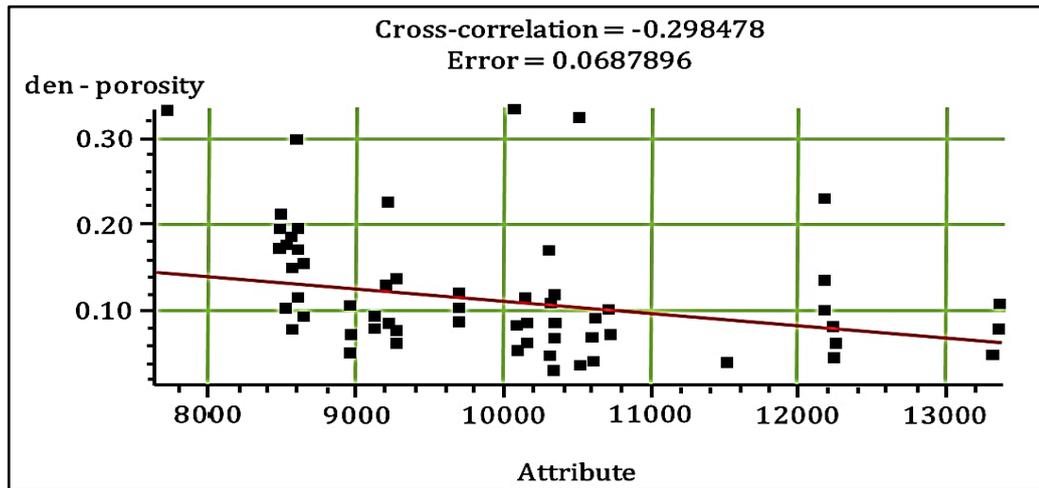
$$P = w_0 + w_1A_1 + \dots + w_mA_m \quad (3.6)$$

dengan,

$W_i$  : nilai bobot dari  $n+1$ , dimana  $n=0, \dots, n$

### 3.3.1. Conventional Cross Plotting

Salah satu cara untuk mengukur korelasi antara data target dan atribut adalah dengan melakukan *crossplot* antara target dan atribut (**Gambar 3.8**).



**Gambar 3.8.** Target Antara Log Target Dengan Atribut Seismik (Russel, dkk,1997)

Gambar di atas adalah contoh dari *cross-plot* antara log target (dalam kasus ini adalah *log* densitas-porositas) dengan atribut seismik. Terdapat asumsi bahwa *log* target telah dikonversi ke dalam satuan waktu dan memiliki *sampling rate* yang sama dengan atribut seismik. Tiap titik pada *crossplot* terdiri dari jumlah pasangan data yang berhubungan dengan sampel waktu tertentu. Dengan mengasumsikan bahwa *log* target dan atribut memiliki hubungan linier, maka garis lurus yang cocok akan memenuhi persamaan regresi :

$$y = a + bx \quad (3.7)$$

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

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - bx_i)^2 \quad (3.8)$$

dengan penjumlahan dilakukan pada setiap titik di *crossplot*. Prediksi nilai error E dihitung dengan menggunakan kecocokan dari garis persamaan garis regresi pada persamaan (3.7). Kemudian kita perlu mencari koefisien korelasi melalui

persamaan sebagai berikut:

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (3.9)$$

dengan,

$$\sigma_{xy} : \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - mx_i) (y - my) \quad (3.10)$$

$$\sigma_x : \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x - mx_i)^2 \quad (3.11)$$

$$\sigma_y : \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y - my_i)^2 \quad (3.12)$$

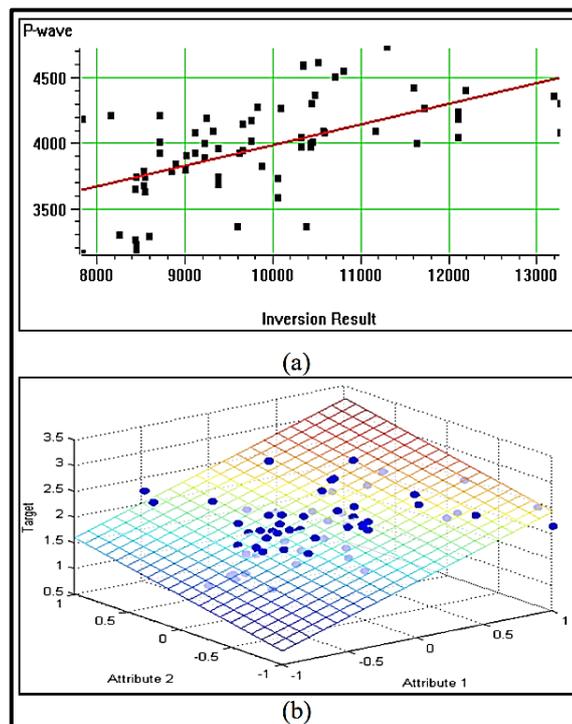
$$m_x : \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (3.13)$$

$$m_y : \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (3.14)$$

Nilai ini merupakan prediksi *error* dari hasil pengukuran kecocokan garis regresi. Prediksi *error* ini dari perbedaan RMS antara target *log* sebenarnya dengan target *log* prediksi. Nilai korelasi dapat diperbaiki dengan mengaplikasikan *transform non-linear* untuk variabel target, variabel atribut, ataupun keduanya.

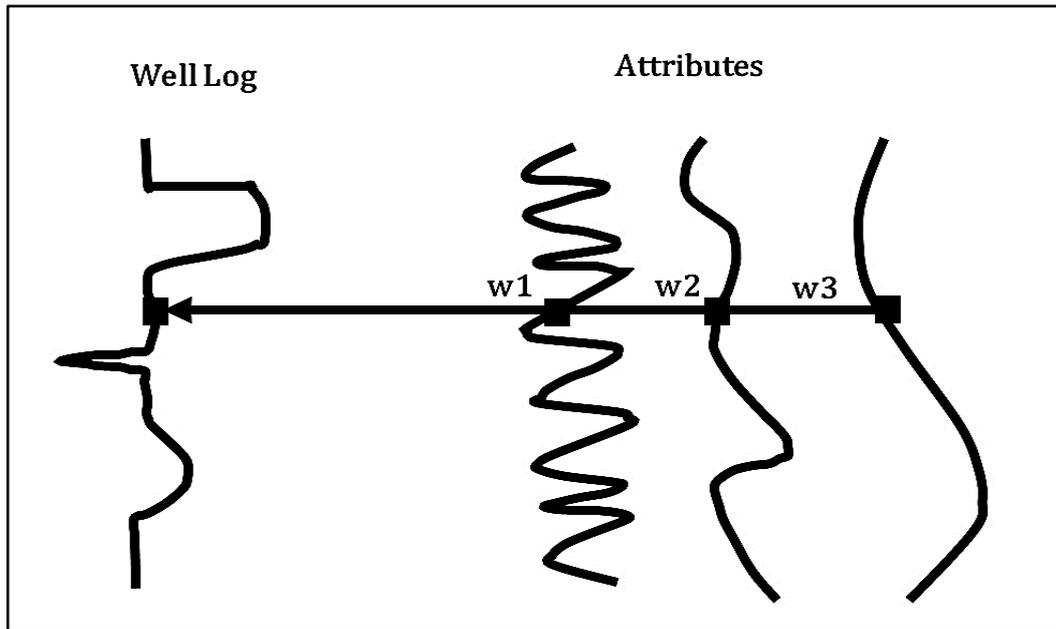
### 3.3.2. Regresi Linear Multiatribut

Terdapat perkembangan dari konvensional *crossplot* yaitu dengan menggunakan *multiple-attribute* (**Gambar 3.9**).



**Gambar 3.9.** Ilustrasi *Crossplot* (a) Satu Atribut Dan (b) Dua Atribut (Russel, dkk,1997)

Tujuan dari metode ini adalah mencari sebuah operator, yang dapat memprediksi *log* sumur dari data seismik didekatnya. Menganalisa data atribut seismik dan bukan data seismik itu sendiri. Hal ini dikarenakan menggunakan data atribut seismik lebih menguntungkan daripada data seismik itu sendiri karena banyak dari atribut seismik bersifat *non-linear* sehingga mampu melakukan prediksi dengan baik. Sebagai penyederhanaan, kita mempunyai tiga atribut (**Gambar 3.10**).



**Gambar 3.10.** Contoh Kasus Tiga Atribut Seismik Untuk Memprediksi *Log* Target. Pada Tiap Sampel Waktu, *Log* Target Dimodelkan Melalui Persamaan Linier (Russel, dkk, 1997)

$$L(i) = w_0 + w_1A_1(i) + w_2A_2(i) + w_3A_3(i) \quad (3.15)$$

Pembobotan pada persamaan ini dihasilkan dengan meminimalkan *mean-squared prediction error* melalui perkembangan dari persamaan :

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1A_{1i} - w_2A_{2i} - w_3A_{3i})^2 \quad (3.16)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar:

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{1i}A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i}A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i}A_{3i} & \sum A_{2i}A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i}L_i \\ \sum A_{2i}L_i \\ \sum A_{3i}L_i \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Sama seperti kasus atribut tunggal, *mean-squared error* (3.16) dihitung dengan pembobotan yang diperoleh dari pengukuran kecocokan terbaik, seperti melakukan korelasi pada persamaan (3.9) dimana koordinat x adalah nilai log yang diprediksi dan koordinat y merupakan nilai asli data log.

### 3.3.3. Penentuan Atribut *Internal*

Ada beberapa cara untuk menentukan atribut yang akan digunakan, salah satu caranya adalah dengan pencarian “*exhaustive*”, yaitu dengan mencoba kombinasi seluruh atribut pada setiap operator. Nilai optimal pembobotan dari setiap kombinasi diperoleh melalui persamaan (3.16) di atas. Nilai dengan galat terkecil akan dipilih dan menjadi kombinasi yang terbaik. Namun cara ini terbilang tidak efisien secara waktu karena mempunyai masalah komputasi yaitu banyaknya kombinasi yang dihitung.

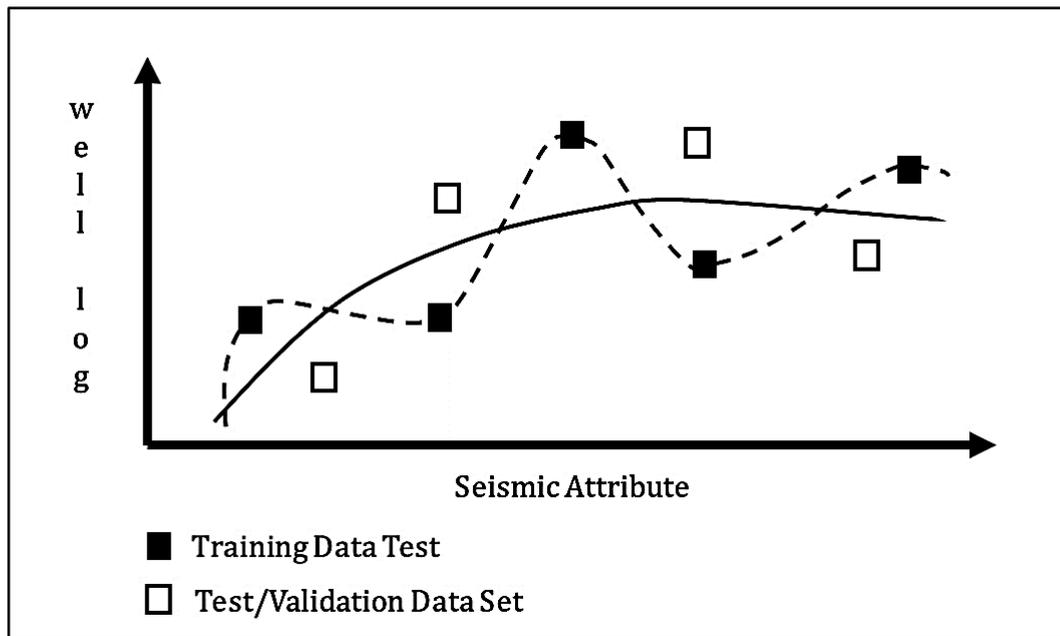
Dalam perangkat EMERGE diperkenalkan cara yang lebih cepat yaitu *step-wise regression*.

1. Asumsi pada metode ini adalah mencari atribut tunggal pertama yang paling baik dengan menggunakan *trial and error*. Setiap atribut yang ada pada EMERGE dihitung *error* prediksinya. Atribut yang terbaik adalah atribut dengan *error* prediksi terendah.
2. Dicari pasangan atribut yang paling baik dengan mengasumsikan anggota pasangan yang pertama. Pasangan yang paling baik adalah pasangan yang memberikan *error* paling kecil.
3. Dicari pasangan atribut untuk kedua atribut yang sudah ditentukan sebelumnya yang paling baik. Nilai *error* paling kecil adalah atribut yang terbaik untuk pasangan tersebut. Prediksi ini berlangsung terus sebanyak atribut yang ingin digunakan.

### 3.3.4. Validasi

Hal selanjutnya yang perlu dijawab adalah kapan kita harus berhenti menambahkan jumlah atribut yang ingin digunakan. Karena bagaimanapun juga penambahan atribut yang ingin digunakan akan selalu menghasilkan *error* yang lebih kecil dari sebelumnya atau sama dengan jumlah atribut awalnya. Pemilihan atribut yang ingin digunakan serupa dengan mencari kurva regresi yang cocok

untuk sebuah *plot* data dengan menggunakan polinomial yang ordenya semakin besar. Semakin banyak atribut yang digunakan maka *error* prediksi akan semakin berkurang. Masalah yang timbul adalah data yang dihasilkan akan buruk jika pemilihan atribut yang salah yang dikarenakan jumlah yang ingin digunakan terlalu banyak. Hal ini dikarenakan atribut tersebut terlalu dicocokkan dengan data *training*. Hal ini biasa disebut dengan *over-training* (**Gambar 3.11**).



**Gambar 3.11.** Ilustrasi *Cross-Validasi*. Kedua Kurva Digunakan Untuk Mencocokkan Data. Kurva Putus-Putus Menunjukkan Korelasi Yang Baik Dengan Data Training Namun Buruk Jika Kemudian Digunakan Set Data Validasi (Russel, dkk,1997)

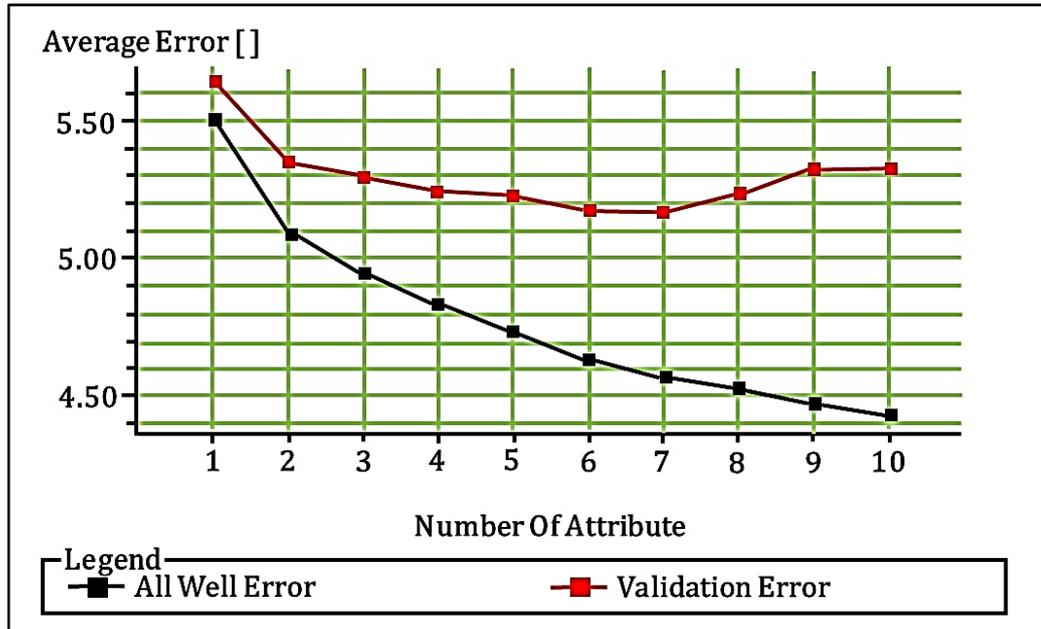
Untuk mengukur validitas dari jumlah atribut yang digunakan perlu dilakukan prosedur sebagai berikut. Misalnya, terdapat tiga buah atribut dan lima buah *well*. Untuk perhitungan pertama, sumur pertama tidak diikuti. Lalu dihitung koefisien regresinya, tanpa menggunakan data dari sumur pertama. Dengan nilai koefisien yang dihasilkan, lalu dihitung prediksi *error* dari sumur dengan rumus:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{1-i}^N E^2_{vi} \tag{3.18}$$

dengan,

$E$  : Total Validasi *Error*

$E^2_{vi}$  : Validasi *Error* Untuk Sumur  $i$



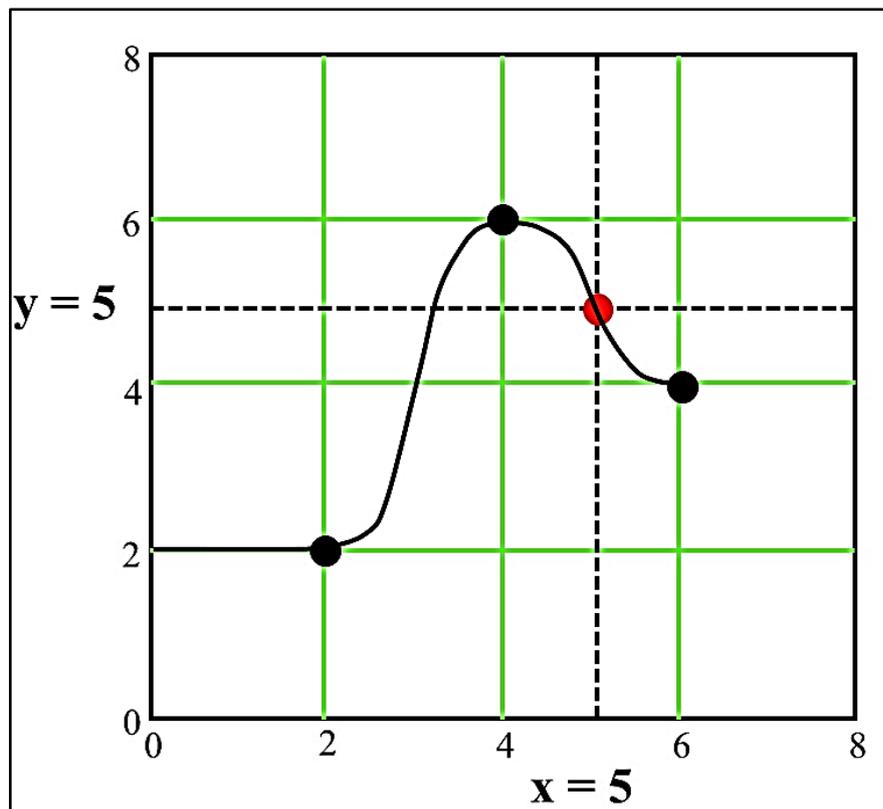
**Gambar 3.12.** Plot Validation Error Dan Prediction Error (Russel, dkk,1997)

Pada gambar diatas, kurva berwarna hitam adalah *error* prediksi yang dihitung dengan menggunakan data *training*, sedangkan kurva yang merah adalah *error* validasi. Dari gambar tersebut dapat disimpulkan jika digunakan lebih dari enam atribut, *error* validasinya bertambah besar, hal ini dinamakan “*over-training*”.

### 3.3.5. Probabilistic Neural Network

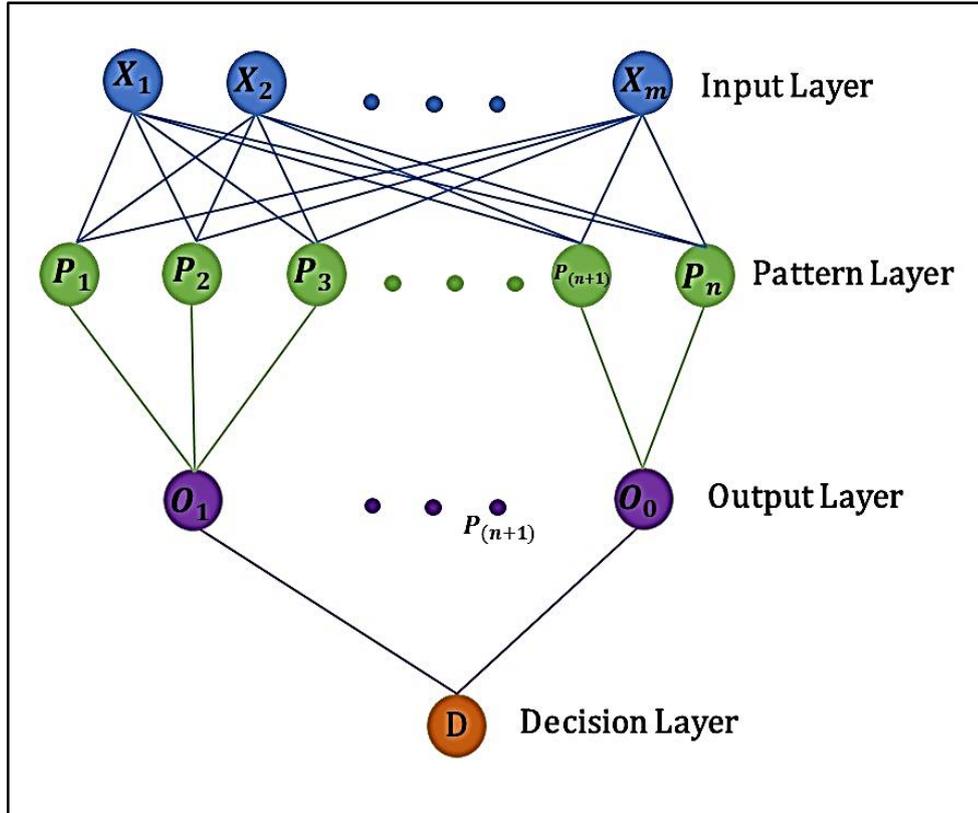
Neural Network atau yang sering digunakan adalah *Artificial Neural Network* (ANN) sudah banyak digunakan pada kalangan ilmu kebumihannya pada tahun 1980-an khususnya untuk menjelaskan hubungan kompleks dan *non linear* dari atribut seismik dan data sumur. Regresi multiatribut bisa berjalan baik jika ada hubungan linier fungsional yang baik antara *log* yang di prediksi dan atribut seismik. Pada kenyataannya, hubungan *log* yang di prediksi dan atribut seismik tidak *non-linear*, sehingga kita dapat menggunakan transformasi tersebut dengan metode *neural network* sebagai algoritma prediksi. Hubungan ini akan diterapkan ke dalam data seismik untuk memprediksi properti *reservoir* diantara sumur-sumur yang ada. Ada 2 macam ANN yang digunakan pada ilmu kebumihannya yaitu *Multilayer Feedforward Neural Network* (MLFN) dan *Probabilistic Neural Network* (PNN). Pada penelitian kali ini hanya akan membahas *Probabilistic Neural Network* (PNN).

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  $x = [x_1, x_2, \dots, x_p]$  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 *training* dan membandingkan seluruh *output sample* dengan setiap *training sample*, aplikasi bisa sangat lambat. Pada **Gambar 3.13** ditunjukkan kurva prediksi *Probabilistic Neural Network* (PNN).



**Gambar 3.13.** Kurva Prediksi *Probabilistic Neural Network* (PNN) (Russel, dkk,1997)

*Probabilistik Neural Network* (PNN) lebih dipilih untuk digunakan karena tidak bergantung pada pemodelan kedepan dari data masukan dan tidak memerlukan pengetahuan mengenai *wavelet* seismik. PNN memiliki lebih sedikit pendekatan “*black box*” dan cenderung lebih stabil.



**Gambar 3.14.** Kerangka Kerja *Probabilistic Neural Network* (PNN)(Yenugu, 2010)

PNN menggunakan fungsi pembobotan *Gaussian* yang mencocokkan atribut seismik dengan sampel *training* dengan menggunakan pendekatan regresi *non-linear* umum (**Gambar 3.14**). Parameter penting dalam PNN adalah faktor *sigma*, yang mengontrol lebar dari setiap fungsi *Gaussian*. Untuk setiap data *training*, PNN mengasumsikan bahwa setiap nilai *log* keluaran dapat ditulis sebagai kombinasi linear dari nilai *log* di data *training*. Untuk sebuah data sampel baru dengan nilai atribut :

$$x = \{A_{1j}, A_{2j}, A_{3j}\} \quad (3.19)$$

nilai *log* yang baru diestimasi melalui persamaan

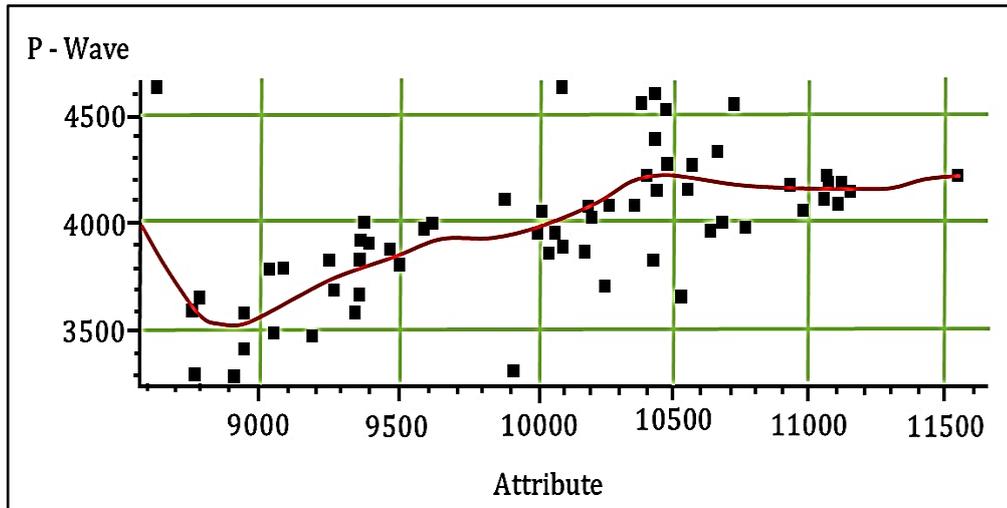
$$L(x) = \frac{\sum_{i=1}^N L_i \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i=1}^N \exp(-D(x, x_i))} \quad (3.20)$$

dengan,

$$D(x, x_i) : \sum_{j=1}^3 \left( \frac{x_j - x_{ij}}{\sigma_j} \right)^2 \quad (3.21)$$

Nilai  $D(x, x_i)$  adalah jarak antara poin masukan dan setiap poin *training*  $x_i$ . Jarak ini diukur di dalam ruang multidimensional yang berisi atribut dan diskalakan oleh nilai dari  $\sigma_j$ , yang mungkin berbeda untuk setiap atribut.

Persamaan (3.20) dan (3.21) menjelaskan aplikasi dari jaringan PNN. *Training* dari jaringan ini berisi penentuan *set optimum* dari *smoothing* parameter ( $\sigma_j$ ). Kriteria untuk menentukan parameter ini adalah bahwa jaringan hasilnya harus memiliki nilai *error* validasi terendah (**Gambar 3.15**).



**Gambar 3.15.** Kurva Prediksi Dari PNN (Russel, dkk,1997)

Nilai validasi didapatkan melalui persamaan:

$$\hat{L}_m(x_m) = \frac{\sum_{i \neq m} L_i \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i \neq m}^n L_i \exp(-D(x, x_i))} \quad (3.22)$$

Persamaan diatas adalah nilai prediksi dari target ketika sampel itu tersisa dari data *training*. Karena kita tahu nilai dari sampel ini, kita dapat menghitung kesalahan prediksi untuk sampel tersebut, sehingga prediksi total untuk data *training* melalui persamaan:

$$E_v(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) = \sum_{i \neq m}^n (L_i - \hat{L}_1)^2 \quad (3.23)$$

Perlu dicatat bahwa nilai prediksi *error* bergantung pada penentuan parameter  $\sigma_j$ . Nilai ini diminimalkan dengan menggunakan *nonlinear* konjugasi algoritma gradien. Nilai *error* pada validasi sudah diminimalkan pada jaringan yang dihasilkan.

## BAB IV

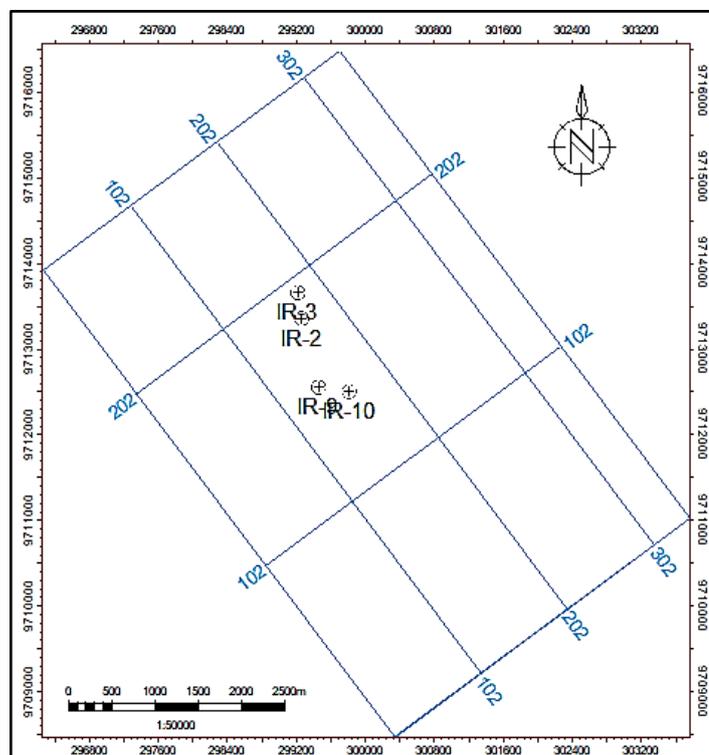
### METODOLOGI PENELITIAN

#### 4.1. Data Penelitian

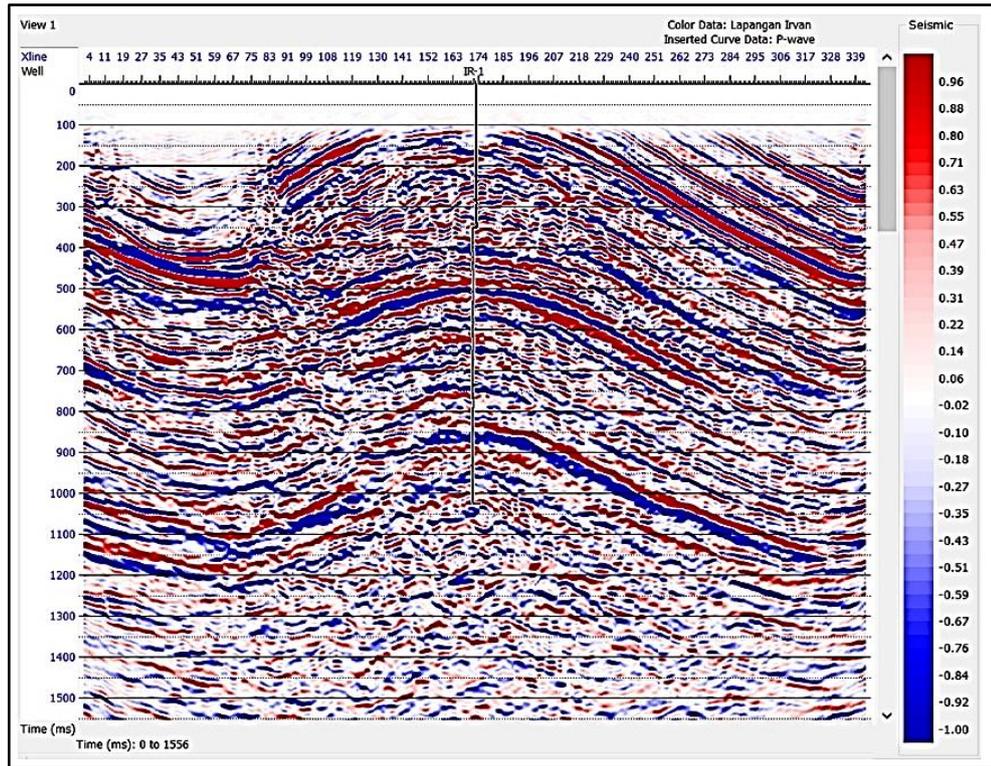
Pada penelitian ini terdapat beberapa data yang digunakan yaitu antara lain, data seismik, data sumur, data *marker*. Ketersediaan data yang ada dapat berpengaruh terhadap proses dan hasil dari penelitian yang dilakukan. Berikut merupakan data-data yang digunakan pada penelitian :

##### 4.1.1. Data Seismik

Data seismik yang digunakan pada penelitian lapangan “Nareswari” ini berada di daratan (*onshore*) Cekungan Sumatera Selatan. Data seismik pada daerah penelitian ini merupakan data seismik 3D *Post Stack Migration* (PSTM) yang memiliki format \*.sgy. Pada lapangan “Nareswari” ini memiliki luasan *inline* dari *Inline 2* hingga 273 dan *Crossline 2* hingga 343. Frekuensi dominan seismik : 21,3 Hz. Pada lapangan “Nareswari” ini memiliki luasan x yaitu sebesar 7497.24 meter dan y sebesar 8012.82 meter.



**Gambar 4.1.** Base Map Area Seismik 3D Dengan Sumur Penelitian Lapangan “Nareswari”



**Gambar 4.2.** Penampang Seismik Pada Sumur IR-1 Penelitian Lapangan “Nareswari”

#### 4.1.2. Data Sumur

Pada penelitian yang dilakukan di Lapangan “Nareswari” ini menggunakan sebanyak 4 data sumur yaitu, IR-2, IR-3, IR-9, IR-10. Dari 4 data sumur yang ada tersebut juga terdapat beberapa jenis *log* yang digunakan yaitu seperti *density log* (RHOB), *log DT*, *neutron log* (NPHI), PHIE, *gamma ray log* (GR) dan data *checkshot*. Pada jenis-jenis data *log* yang ada memberikan informasi mengenai sifat fisis batuan sehingga dapat menggambarkan keadaan bawah permukaan dengan cukup baik. Kemudian pada **Table 4.1** memberikan beberapa informasi tentang ketersediaan data yang terdapat pada masing-masing sumur termasuk data *start depth*, *end depth* serta data *Kelly Bushing*.

**Tabel 4.1.** Ketersediaan Data Sumur Lapangan “Nareswari”

Nama Sumur	GR	NPHI	RHOB	PHIE	DT	Chk	Depth (ft)		KB (ft)
							Start	End	
IR-2	✓	✓	✗	✗	✓	✗	40	2210	218.2
IR-3	✓	✓	✓	✓	✓	✗	99.5833	2198.083	121.3
IR-9	✓	✓	✓	✗	✓	✓	653.75	1983.25	142.9
IR-10	✓	✓	✓	✗	✓	✓	630.5	2012.75	134.1

#### 4.1.3. Data Checkshot

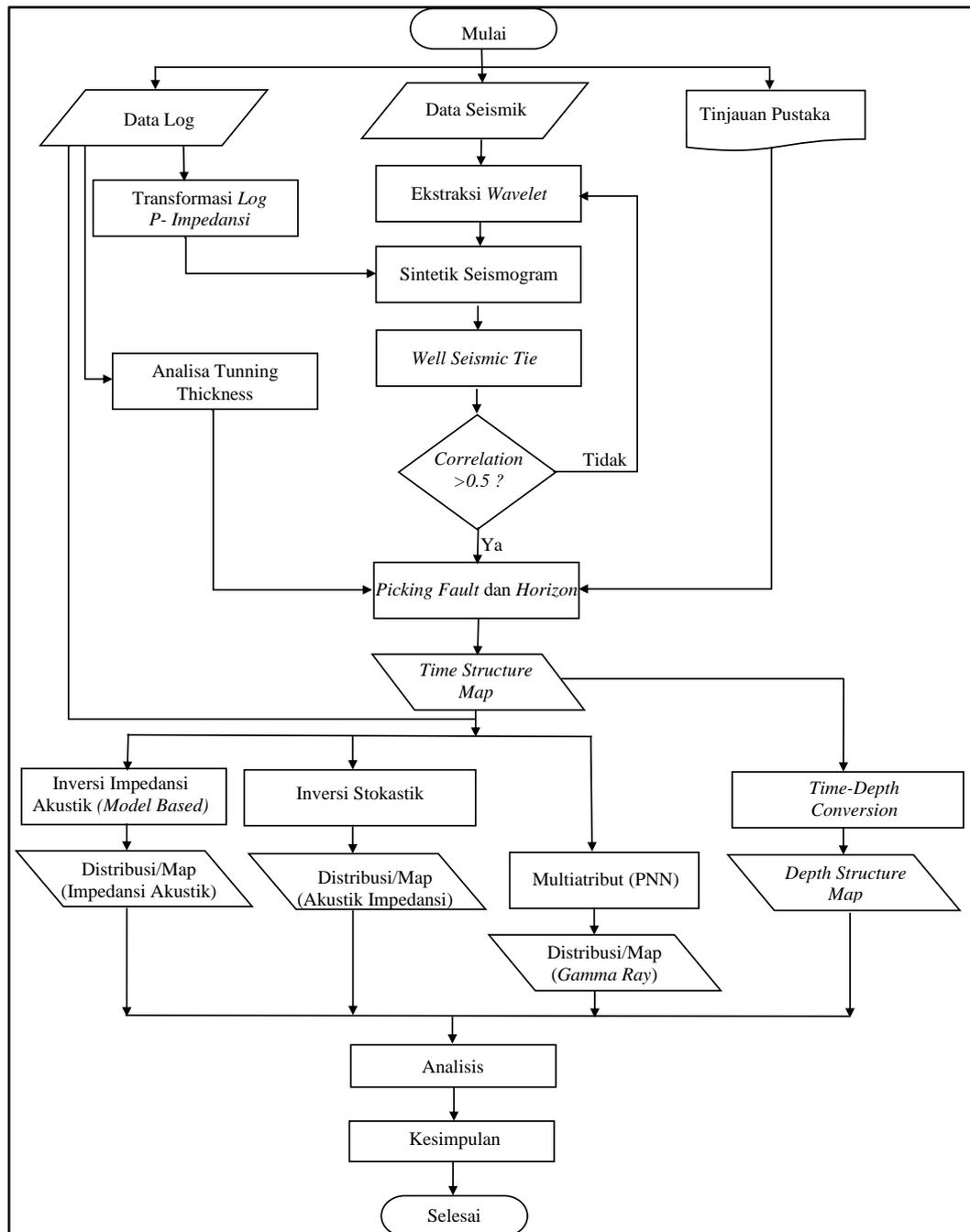
Data *checkshot* merupakan data yang digunakan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman. *Checkshot* merupakan suatu survey yang dilakukan untuk mengukur waktu tempuh dari gelombang seismik, pengukurannya diletakan di permukaan yang dekat dengan posisi lubang bor dan alat perekamnya terdapat dalam interval tertentu pada lubang bor. Pada data sumur merupakan data dalam domain kedalaman, sedangkan pada data seismik masih dalam domain waktu. Dari hal tersebutlah maka data *checkshot* akan sangat bermanfaat dalam proses pengikatan sumur dan data seismik yang akan dilakukan.

#### 4.1.4. Data Marker

Data *marker* merupakan data yang menyediakan informasi mengenai batas suatu formasi ataupun lapisan yang ada. Pada data *marker* didalamnya terdapat informasi mengenai data *time* dan *measured depth* yang digunakan untuk informasi *top* dan *bottom* suatu lapisan tertentu ataupun formasi tertentu. Data *marker* ini juga digunakan sebagai acuan untuk melakukan proses pengikatan data sumur terhadap data seismik serta sebagai referensi untuk melakukan *picking horizon*.

### 4.2. Pengolahan Data

Dalam penelitian penentuan persebaran *reservoir* lapangan “Nareswari” skema penelitian ditunjukkan pada **Gambar 4.3** . Secara umum pada penelitian yang dilakukan melewati beberapa tahapan yaitu ekstraksi *wavelet*, *well seismic tie*, *picking fault*, *picking horizon*, pembuatan inversi geostatistik (*stochastic*), multiatribut (PNN) serta inversi akustik impedansi *model based*. Pada diagram alir yang ditunjukkan pada **Gambar 4.3** tersebut dijelaskan urutan atau tahapan dalam pengolahan data pada penelitian yang dilakukan secara urut.

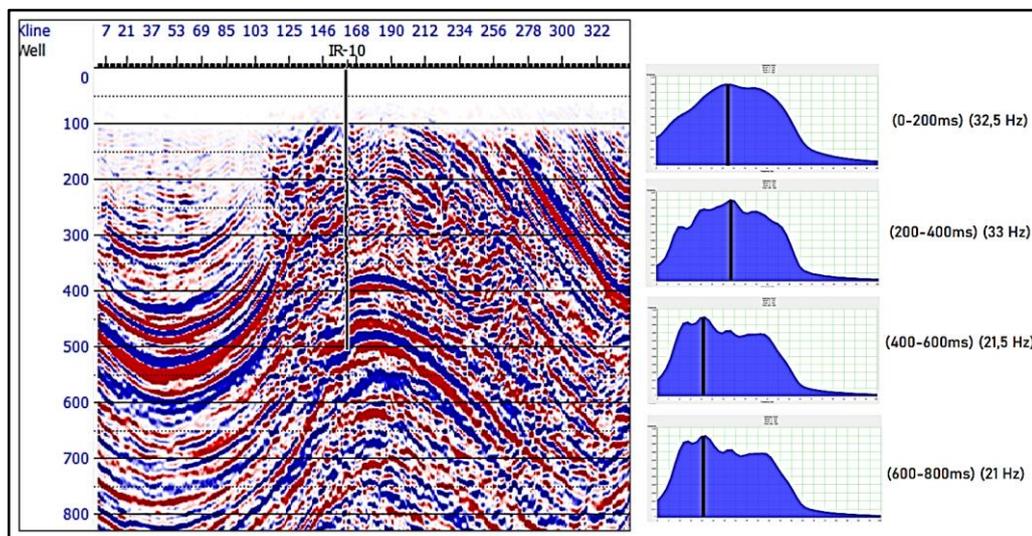


Gambar 4.3. Diagram Alir Penelitian

#### 4.2.1. Amplitudo Spektrum Data Seismik

Pada amplitudo spektrum ini diperoleh informasi mengenai frekuensi dominan yang nantinya akan digunakan untuk melakukan perhitungan *tuning thickness*. Dalam penentuan amplitudo spektrum ini dibagi menjadi beberapa bagian yang telah disesuaikan dengan zona target yang akan diidentifikasi. Pembagian tersebut ditunjukkan pada **Gambar 4.4.** dimana pembagian zona amplitudo spektrum ini dibagi menjadi 4 bagian, pada bagian pertama pada rentang

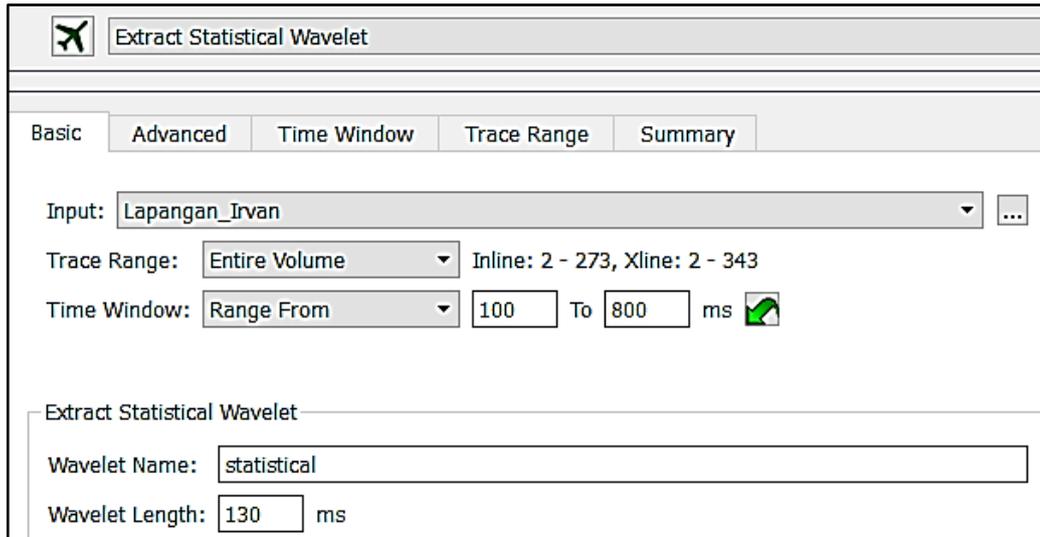
(0-200ms) dengan frekuensi yang didapatkan adalah sebesar 32.5 Hz, bagian kedua yaitu pada rentang rentang (200-400ms) dengan frekuensi yang didapatkan adalah sebesar 33 Hz, bagian ketiga yaitu pada rentang rentang (400-600ms) dengan frekuensi yang didapatkan adalah sebesar 21.5 Hz, bagian keempat yaitu pada rentang rentang (400-800ms) dengan frekuensi yang didapatkan adalah sebesar 21 Hz. Dengan data amplitudo spektrum yang ada menunjukkan bahwasanya nilai amplitudo spektrum akan semakin kecil dengan bertambahnya kedalaman dimana hal ini memenuhi salah satu dasar asumsi seismik.



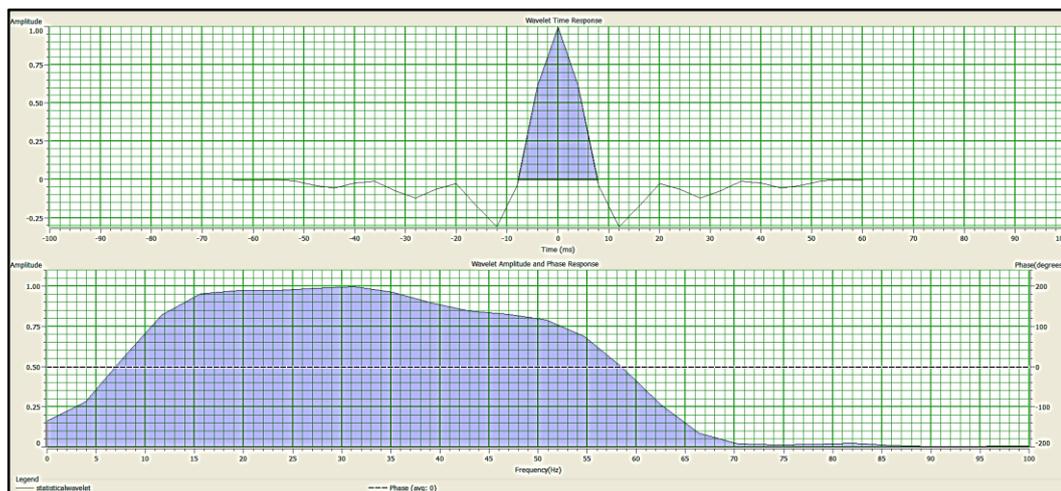
**Gambar 4.4.** Amplitudo Spektrum Data Seismik

#### 4.2.2. Ekstraksi Wavelet

Pada ekstraksi *wavelet* ini dapat dilakukan dengan menggunakan beberapa metode ekstraksi yang dilakukan pada perangkat lunak Hampson-Russell 10.0.2. Metode ekstraksi *wavelet* pada penelitian yang dilakukan menggunakan metode *statistical* dan telah dilakukan *trial and error* untuk mendapatkan *wavelet* yang paling baik dan sesuai. Pada proses ekstraksi *wavelet statistical* ini menggunakan *wavelength* sebesar 130 ms dengan *taper length* sebesar 30 yang ditunjukkan pada **Gambar 4.5.** dimana ekstraksi *wavelet* ini dilakukan pada zona target saja yaitu dengan rentangan antara 100-800 ms. Kemudian ekstraksi *wavelet statistical* ditunjukkan pada **Gambar 4.6.**



**Gambar 4.5.** Pengaturan Ekstraksi Wavelet



**Gambar 4.6.** Amplitudo Spektrum Ekstraksi Wavelet

### 4.2.3. Well Seismic Tie

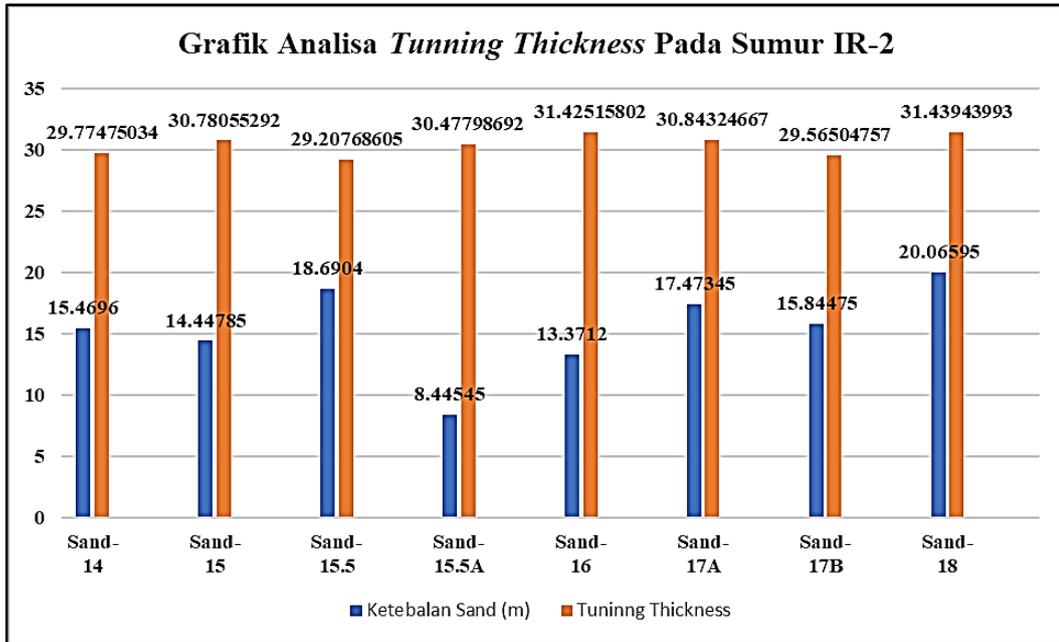
Pada tahap *Well-Seismic Tie* merupakan proses pengikatan data sumur dengan data seismik, proses *Well-Seismic Tie* ini dilakukan dengan tujuan yaitu untuk mengubah domain kedalaman pada sumur yang digunakan menjadi domain waktu sehingga dapat dilakukan pengikatan data sumur terhadap data seismik yang memiliki domain waktu dalam satuan *milisekon* (ms). Tujuan dilakukannya proses *Well-Seismic Tie* ini adalah untuk mendapatkan letak atau posisi *marker* pada data seismik. Kemudian dari ekstraksi *wavelet* yang telah dilakukan maka dilanjutkan dengan meng-konvolusikan antara hasil ekstrak *wavelet* dan koefisien refleksi untuk mendapatkan seismogram sintetik.

Proses *Well Seismic Tie* ini dipengaruhi oleh *shifting*, *stretching*, dan *squeezing*. *Shifting* merupakan proses memindahkan seluruh komponen seismogram ke tempat yang diinginkan, proses ini dilakukan karena ada perbedaan datum antara data seismik dengan data sumur. *Stretching* dan *squeezing* merupakan proses meregangkan dan memampatkan dua amplitude yang berdekatan pada seismogram. Pada tahapan *Well-Seismic Tie* perlu dilakukan beberapa proses *stretching* dengan tujuan agar mendapatkan korelasi yang tinggi yaitu lebih dari 0.5 atau mendekati 1 dengan nilai *time shift* yaitu mendekati 0.

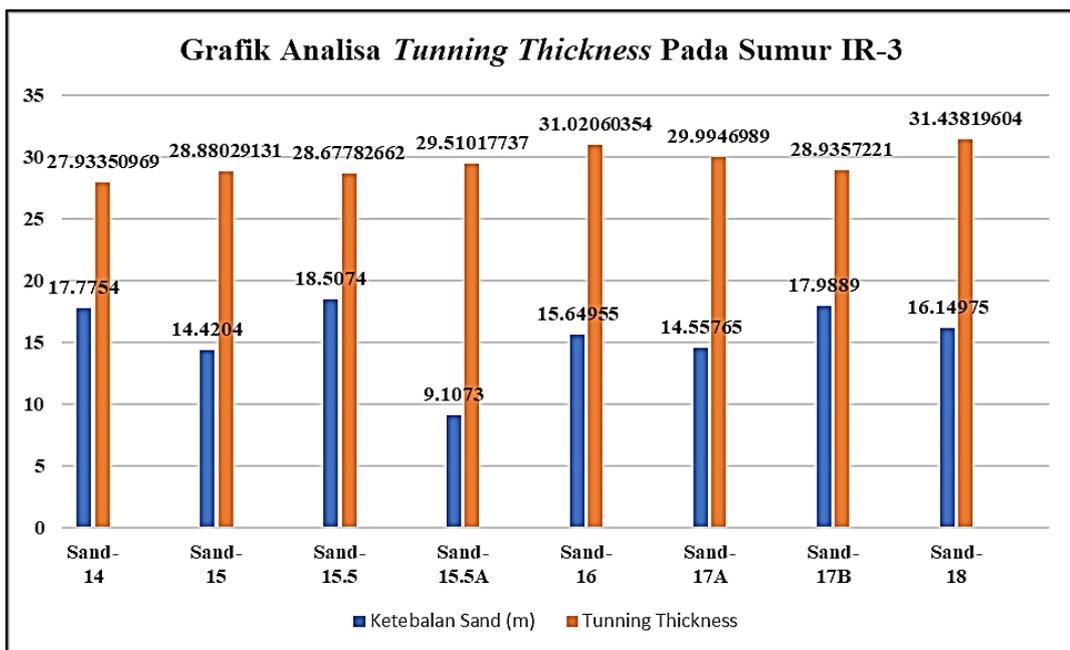
#### 4.2.4. Analisa *Tunning Thickness*

*Tunning thickness* merupakan suatu batas minimal dari ketebalan lapisan batuan yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik yang dipengaruhi oleh panjang gelombang, frekuensi dan kecepatan gelombang seismiknya. *Tebal tunning thickness* ini akan mempengaruhi resolusi seismik terutama pada saat dilakukan inversi. Berdasarkan zona target dapat diketahui bahwa seismik pada daerah penelitian memiliki frekuensi rata-rata sebesar 21.5 hz . Dengan melihat data kecepatan batuan yang ada pada zona target yaitu Top *Sand*-14 hingga Top *Sand*-18, maka masing masing lapisan yang ada diantara Top *Sand*-14 hingga Top *Sand*-18 adalah memiliki kecepatan batuan yang berbeda beda. Pada **Gambar 4.7**, **Gambar 4.8**, **Gambar 4.9**, dan **Gambar 4.10** ditunjukkan grafik analisa *tunning thickness* dengan informasi grafik batang berwarna biru merupakan ketebalan *sand* (m) sedangkan pada grafik batang berwarna *orange* merupakan informasi dari nilai *tunning thicknessnya*. Setelah menganalisa perhitungan *tunning thickness* maka dapat diketahui bahwa lapisan yang miliki ketebalan diatas *tunning thickness* adalah lapisan *Sand*-14 dengan nilai ketebalan 21.49 ft pada sumur IR-10 dan lapisan *Sand*-18 dengan nilai ketebalan 30.423 ft pada sumur IR-9.

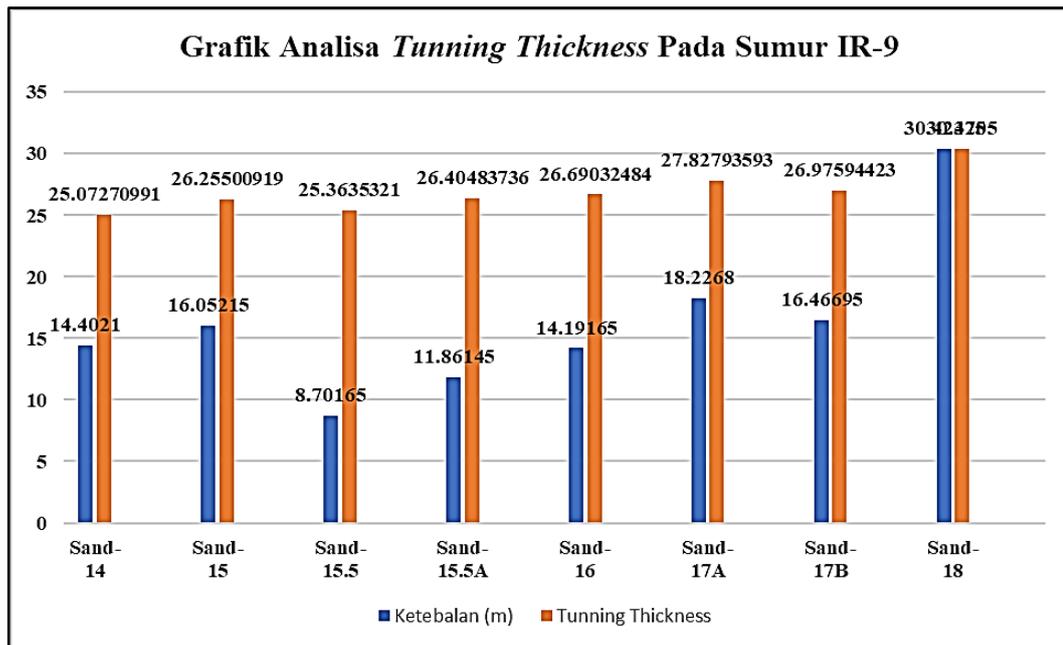
Brown (2011) menyatakan bahwa resolusi vertikal memiliki 2 batasan yaitu *limit of separability* dan *limit of visibility*. *Limit of separability* sama dengan seperempat panjang gelombang (setengah periode) dan ketebalan lapisannya 1/4. Sedangkan untuk lapisan yang lebih tipis, refleksi pada *top* dan *bottom* masih dapat terlihat akan tetapi amplitudonya akan melemah hingga batas visibilitas (*limit of visibility*).



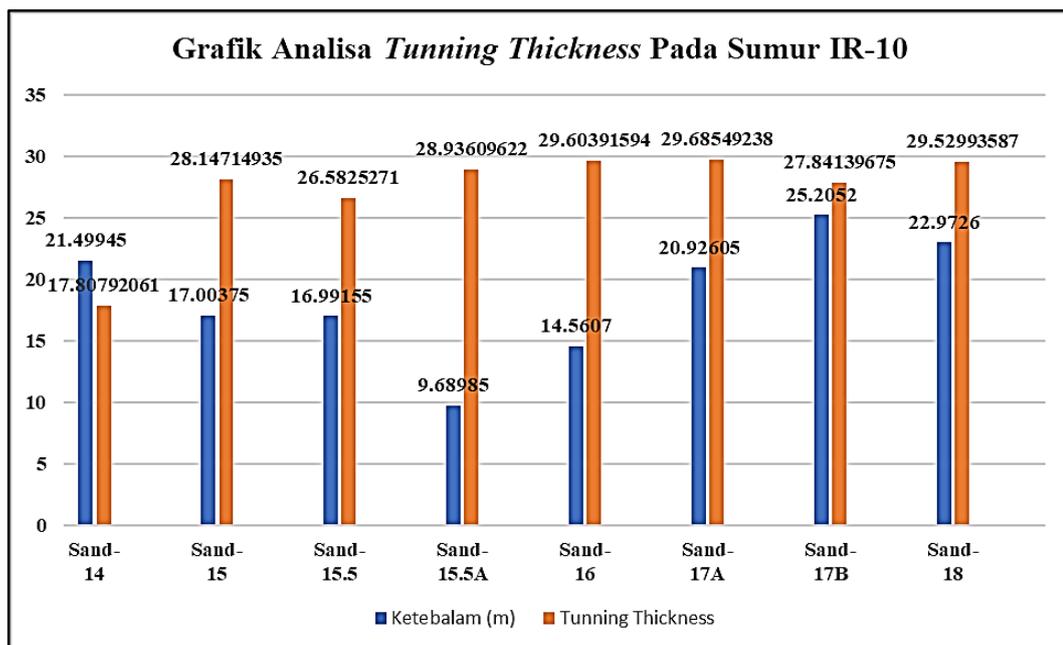
**Gambar 4.7.** Grafik Analisa *Tunning Thickness* Pada Sumur IR-2



**Gambar 4.8.** Grafik Analisa *Tunning Thickness* Pada Sumur IR-3



**Gambar 4.9.** Grafik Analisa *Tunning Thickness* Pada Sumur IR-9



**Gambar 4.10.** Grafik Analisa *Tunning Thickness* Pada Sumur IR-10

#### 4.2.5. *Picking Fault*

*Picking Fault* ini dilakukan sebelum melakukan *picking horizon* agar dapat melihat kemenerusan dan arah *fault* yang ada pada daerah penelitian. Patahan atau *fault* ini merupakan rekahan pada batuan yang telah mengalami pergeseran kemudian dalam data seismik digambarkan dengan tergeser atau terpotongnya *horizon* seismik dikarenakan adanya bidang *fault* tersebut. Kemudian setelah

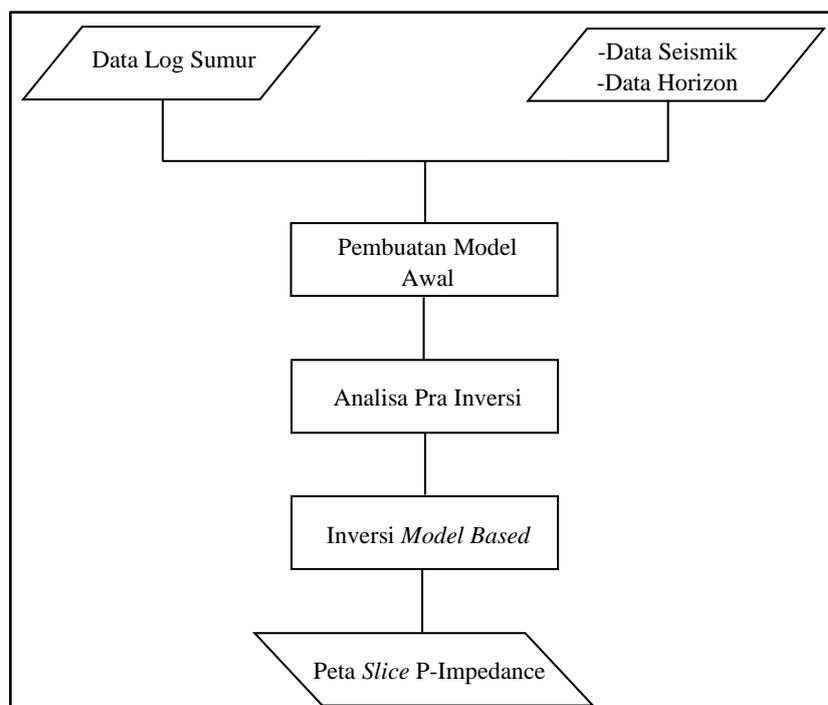
melakukan *picking fault* maka akan didapatkan *peta time* yang mempresentasikan struktur yang terdapat pada daerah penelitian.

#### 4.2.6. *Picking Horizon*

Setelah melakukan *Well-Seismic Tie* atau pengikatan data sumur terhadap data seismik maka tahap selanjutnya yaitu melakukan *picking horizon*. *Picking horizon* ini dilakukan dengan cara membuat *horizon* yang menunjukkan kemenerusan suatu lapisan yang akan diidentifikasi sebagai *top* suatu lapisan. Dalam penentuan *wiggle (peak/trough)* pada seismik harus disesuaikan dengan hasil *well tie* yang telah dilakukan sebelumnya. *Picking horizon* juga dilakukan dengan menyesuaikan marker yang telah ditentukan. Pada penelitian ini *picking horizon* dilakukan pada *Top Sand-14*, *Top Sand-15,5*, dan *Top Sand 18*.

#### 4.2.7. Inversi Akustik Impedansi (AI) *Model Based*

Inversi seismik didefinisikan sebagai permodelan geologi bawah permukaan bumi, dengan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2007). Metode inversi *model based* ini dilakukan menggunakan perangkat lunak *Hampson-Russell Ltd 10.0.2*. Pada **Gambar 4.11** telah ditunjukkan proses kerja dari metode inversi *model based*.



**Gambar 4.11.** Diagram Alir Metode Inversi Seismik *Model Based*

Proses pengolahan dari metode inversi akustik impedansi *model based* yang digunakan dalam penelitian memiliki tahapan secara umum yaitu pembuatan model awal atau membuat *initial model (low frequency model)* dimana diperlukan Data *log* sumur yang akan digunakan untuk proses transformasi *P-Impedans* dengan menggunakan *log p-wave* dan *log* densitas, data seismik yang digunakan untuk ekstraksi *wavelet*, pada penelitian ini menggunakan metode ekstrak *wavelet statistical*. Analisa Pra Inversi dilakukan untuk mengatur parameter (nilai pembatasan (*Constraint*), ukuran blok rata-rata, *prewhitening* dan jumlah iterasi) dalam proses inversi agar mendapatkan hasil inversi yang diharapkan. Setelah proses analisa pra-inversi selesai melakukan proses inversi *model based* dengan nilai korelasi dan *error* antara *trace* model awal dengan *trace* data seismik yang baik.

#### **4.2.7.1. Analisis Pra-Inversi Akustik Impedansi**

Pada proses analisis Pra-Inversi ini memiliki tujuan tertentu yaitu untuk melakukan analisa data yang terdapat dari sumur yang berupa nilai akustik impedansi dengan data hasil dari inversi data seismik yang telah dilakukan. Pada proses analisa ini nantinya dapat diketahui *error* dan seberapa besar pendekatan akustik impedansi pada sumur untuk mempresentasikan data hasil dari inversi yang telah dilakukan. Pada penelitian ini dilakukan analisa inversi berupa inversi *model based* yang terdapat pada Formasi Air Benakat. Pada metode inversi *model based* ini menghasilkan nilai akustik impedansi rata rata yang berupa blok (*blocky*) sehingga dengan hal ini maka dapat mempermudah analisa dalam penentuan batas suatu formasi atau lapisan tertentu. Hasil dari metode *model based* ini dapat menginterpretasikan sifat fisik batuan berdasarkan dengan nilai densitas dan nilai kecepatan gelombang-P yang terdapat pada sebaran nilai yang dihasilkan pada inversi *model based* ini.

Pada **Gambar 4.12** telah ditunjukkan informasi mengenai parameter pengontrol pada proses inversi akustik impedansi yang telah dilakukan dengan menggunakan empat parameter yang mengontrol kecocokan antara data seismik dengan model awal yang dibentuk, keempat parameter tersebut antara lain, nilai pembatasan (*constraint*), ukuran blok rata-rata,

*prewhitening*, dan jumlah iterasi yang dilakukan. Pada pemilihan nilai pembatasan dalam penelitian ini menggunakan *soft constrain* dengan nilai 0.3. Pada pemilihan nilai-nilai yang digunakan dalam parameter yang ada merupakan berdasarkan *trial and error*. Pada metode *soft constrain* ini memiliki kontrol dimana semakin besar nilai yang digunakan maka hasil inversi akan lebih mendekati dari data model awal, sedangkan jika menggunakan nilai yang lebih kecil maka akan lebih mendekati dari data seismik yang digunakan. Kemudian pada kolom *average block size* merupakan kontrol untuk mengatur ukuran blok yang akan digunakan kemudian *prewhitening* pada penelitian ini menggunakan nilai 1 % yang bertujuan untuk menyeimbangkan proses pembobotan pada inversi kemudian untuk jumlah iterasi yang digunakan adalah sebanyak 10 kali dengan tujuan untuk menghasilkan model yang terbaik.

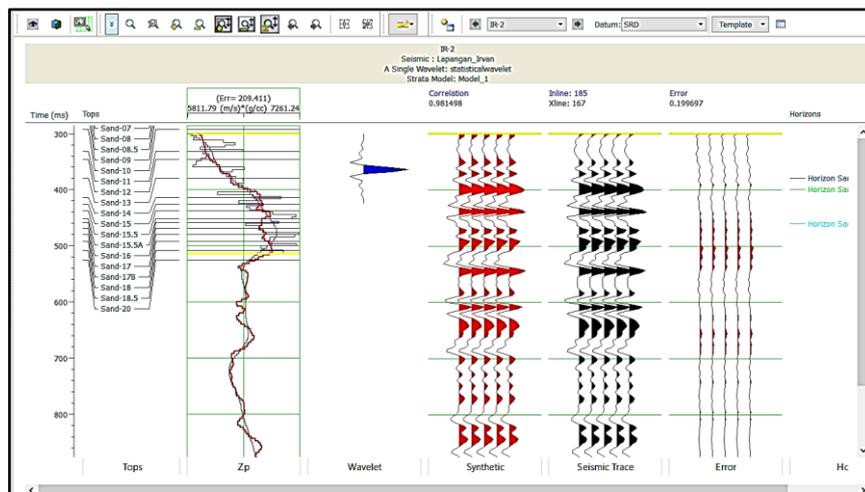
The image shows a software interface titled "Model Based Inversion Parameters". It contains several control elements:

- Inversion Option :** Two radio buttons are present: "Hard Constraint" (unselected) and "Soft Constraint" (selected).
- Maximum Impedance Change (hard constraints) :** A sub-panel with two radio buttons: "Single Value" (selected) and "Table of Values" (unselected). The "Single Value" option has input fields for "Lower:" (40.0) and "Upper:" (40.0) with a "%" symbol. An "Edit Table ..." button is visible below.
- Model Constraint :** An input field containing the value "0.300" and a note "(1.0 = Initial Model)".
- Average Block Size:** An input field containing "2" followed by "ms".
- Prewhitening:** An input field containing "1" followed by "%".
- Number of Iterations:** An input field containing "10".

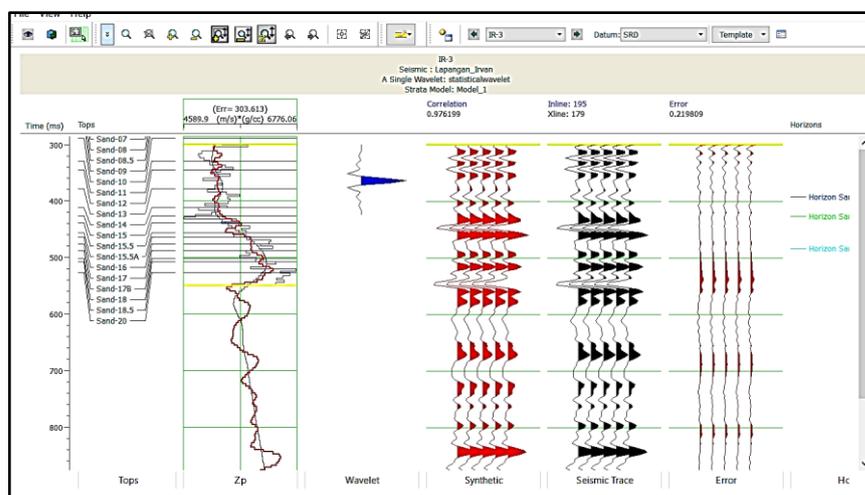
**Gambar 4.12.** Parameter Pengontrol Pada Proses Inversi Akustik Impedansi

Kemudian pada **Gambar 4.13, 4.14, 4.15, 4.16** telah ditunjukkan grafik pada sumur IR-2, IR-3, IR-9, IR-10 dengan dua macam warna yaitu berwarna merah dan berwarna biru. Dimana grafik yang mempunyai warna biru merupakan grafik yang menunjukkan nilai yang ada pada data sumur, sedangkan untuk grafik yang mempunyai warna merah menunjukkan nilai akustik impedansi hasil dari inversi yang akan dilakukan. Pada sumur IR-2 berdasarkan nilai korelasi antar grafik yang telah dibentuk dapat diketahui

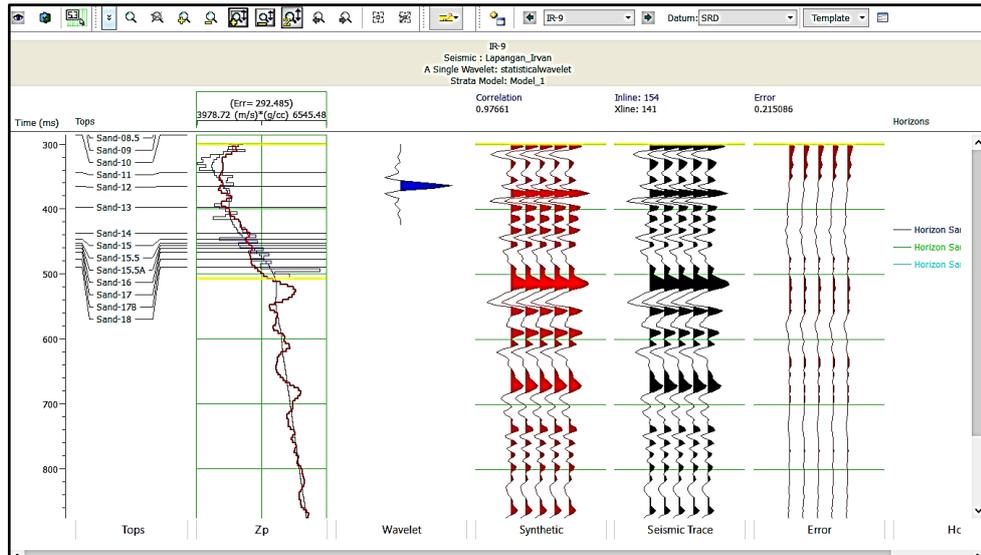
nilai korelasinya yaitu mencapai 0.98 dengan nilai *error* yang menunjukkan nilai sebesar 0.19, Pada sumur IR-3 berdasarkan nilai korelasi antar grafik yang telah dibentuk dapat diketahui nilai korelasinya yaitu mencapai 0.97 dengan nilai *error* yang menunjukkan nilai sebesar 0.21, Pada sumur IR-9 berdasarkan nilai korelasi antar grafik yang telah dibentuk dapat diketahui nilai korelasinya yaitu mencapai 0.97 dengan nilai *error* yang menunjukkan nilai sebesar 0.21, Pada sumur IR-10 berdasarkan nilai korelasi antar grafik yang telah dibentuk dapat diketahui nilai korelasinya yaitu mencapai 0.96 dengan nilai *error* yang menunjukkan nilai sebesar 0.26. Dengan melihat nilai korelasi dan *error* yang didapatkan maka diharapkan hasil inversi metode model based ini mampu mempresentasikan keadaan bawah permukaan pada daerah penelitian.



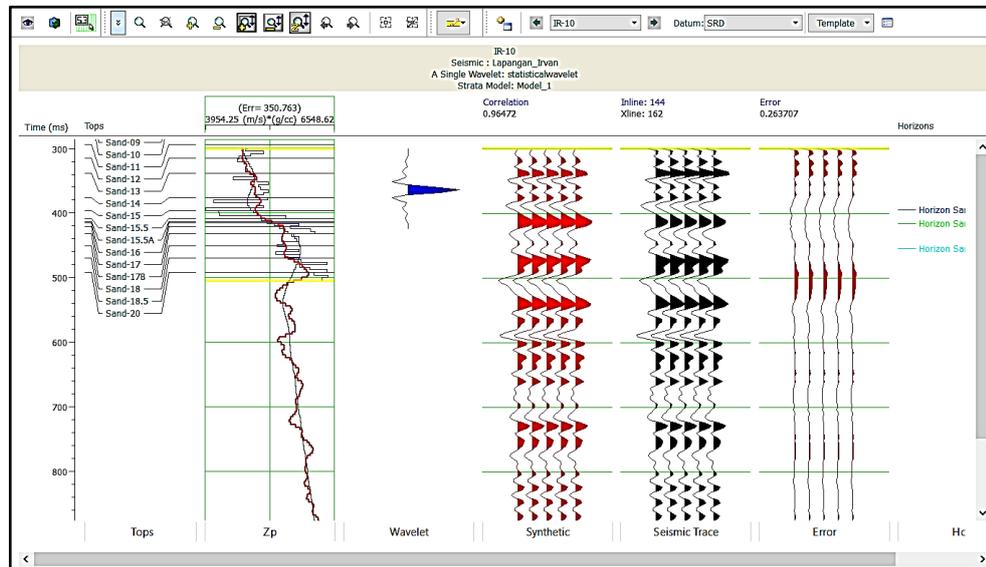
**Gambar 4.13.** Analisis Pra-Inversi Impedansi Akustik Pada Sumur IR-2



**Gambar 4.14.** Analisis Pra-Inversi Impedansi Akustik Pada Sumur IR-3



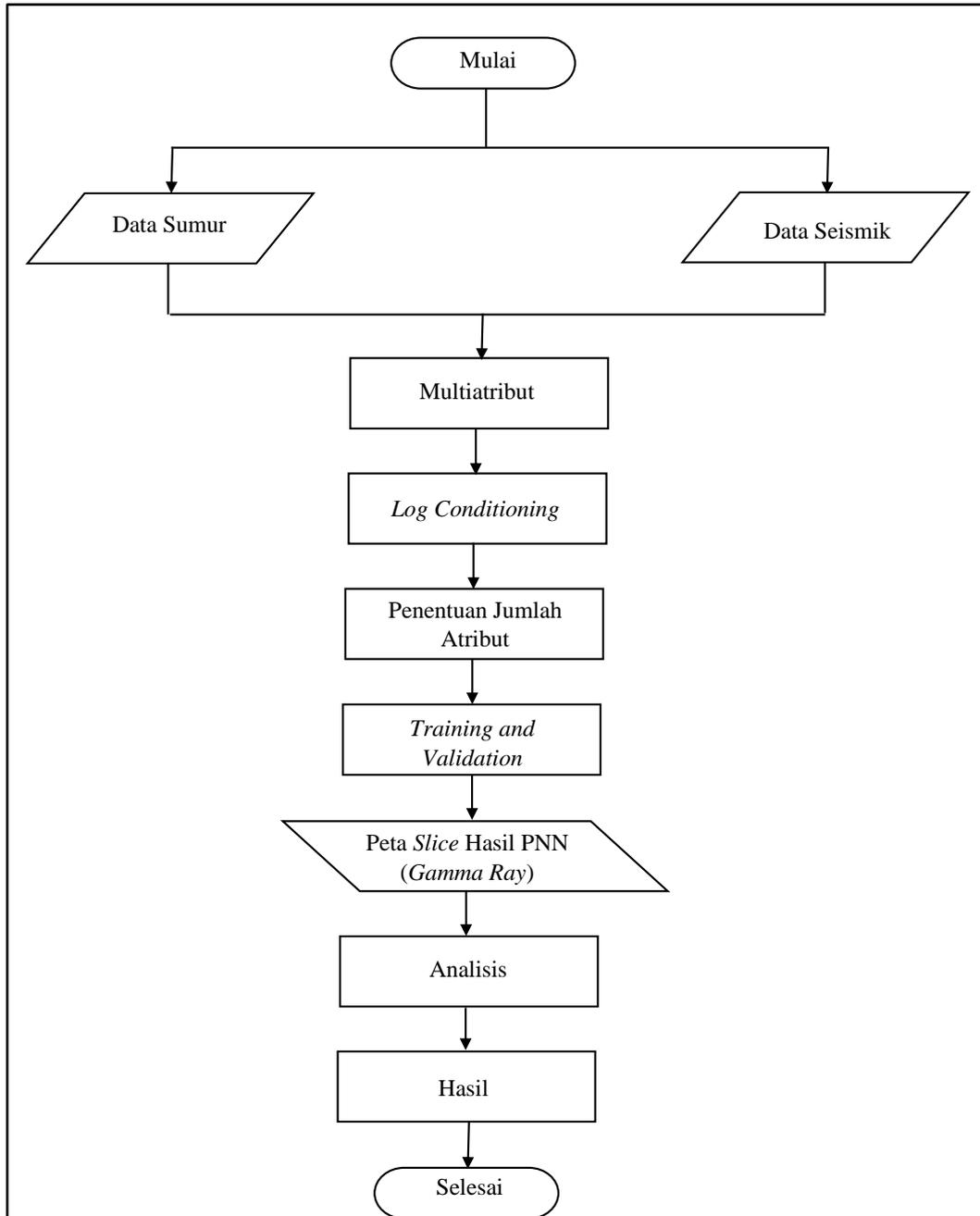
**Gambar 4.15.** Analisis Pra-Inversi Impedansi Akustik Pada Sumur IR-9



**Gambar 4.16.** Analisis Pra-Inversi Impedansi Akustik Pada Sumur IR-10

#### 4.2.8. Analisis Seismik Multiatribut

Pada proses analisis multiatribut ini dilakukan dengan tujuan mendapatkan korelasi yang baik antara data sumur yang digunakan dengan data seismik yang terdapat dalam penelitian yang dilakukan. Proses multiatribut ini dilakukan menggunakan perangkat lunak *EMERGE Hampson-Russell Ltd 10.0.2*. Kemudian proses dalam multiatribut telah ditunjukkan pada **Gambar 4.17**.

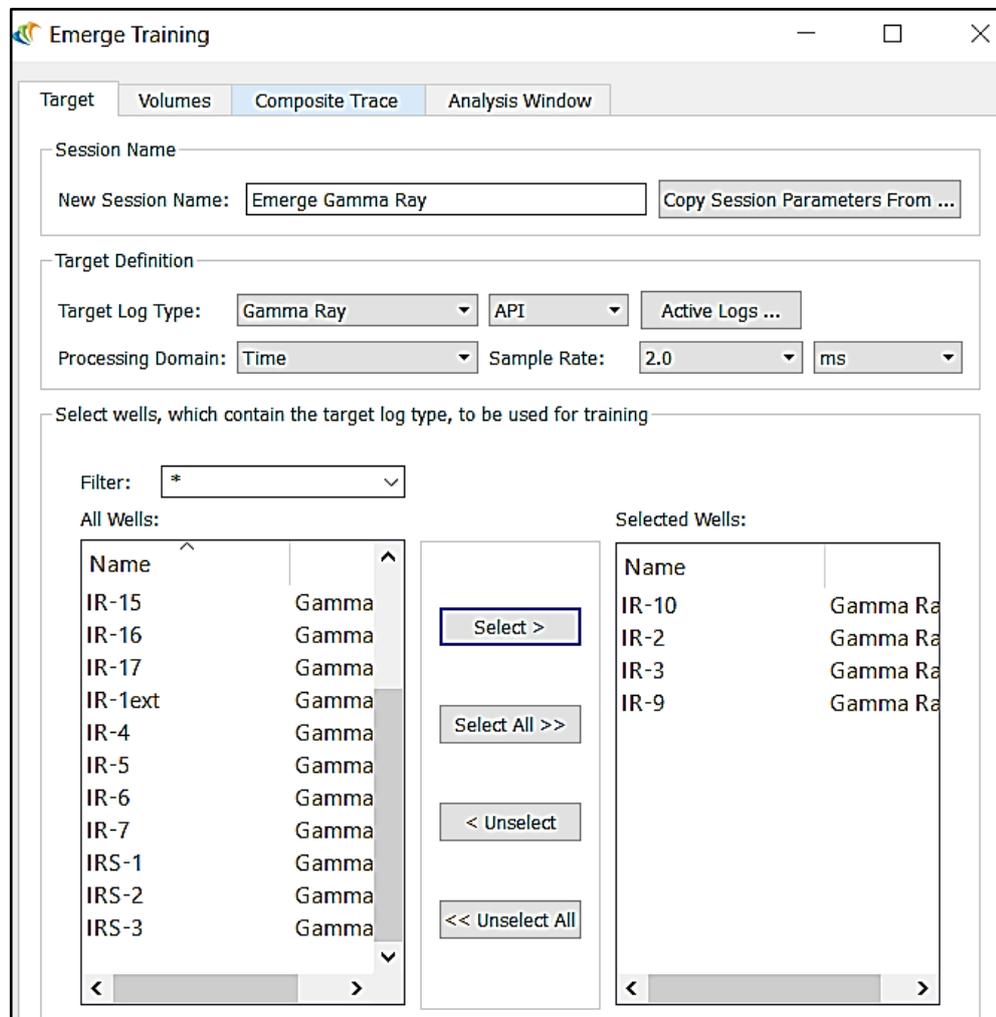


**Gambar 4.17.** Diagram Alir Proses Multiatribut (*Probabilistic Neural Network*)

Pada proses pengolahan Multiatribut *Probabilistic Neural Network* memiliki beberapa tahapan secara umum yaitu pengondisian data *log*, melakukan *setting input* pada sumur mana yang akan digunakan sebagai data masukan yang akan digunakan kemudian penentuan jumlah atribut, menentukan jumlah atribut yang akan digunakan pada proses multiatribut, kemudian *training and validation*, melihat hasil sementara untuk mengecek *correlation* dan *error*-nya, serta untuk menentukan proses multiatribut akan dihentikan.

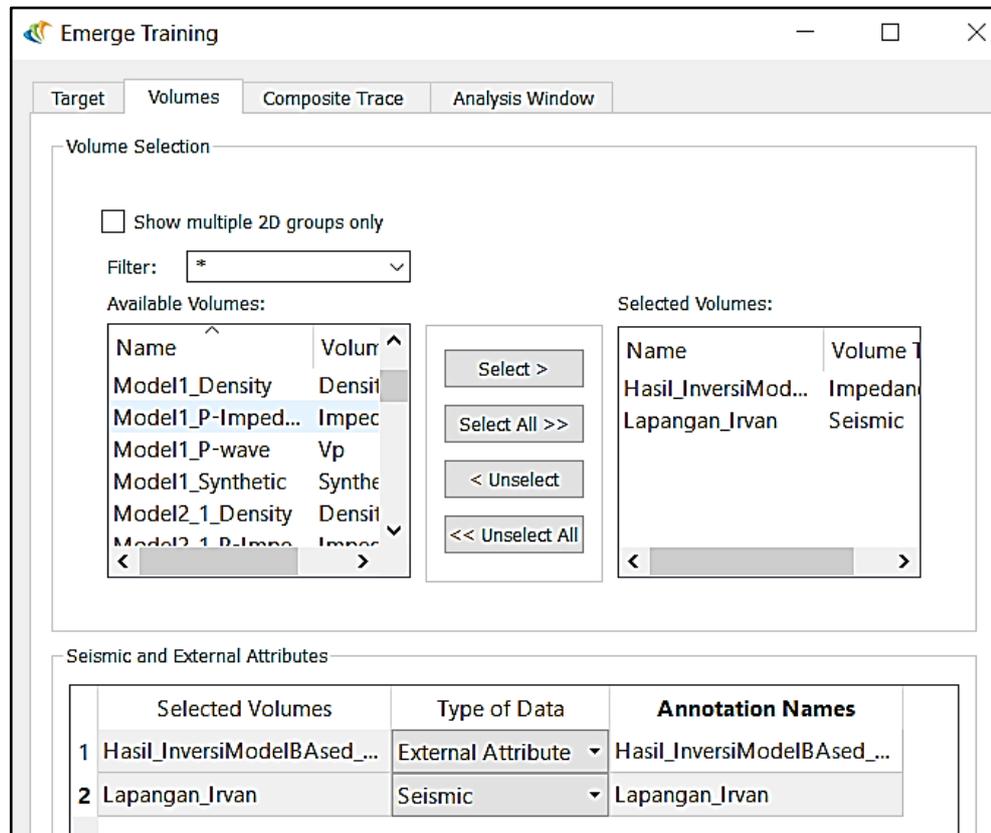
#### 4.2.8.1. Log Conditioning

Pada proses analisa multiatribut ini dilakukan setelah melakukan *well seismic tie*, kemudian penentuan property *log* yang akan digunakan, dan telah telah melakukan inversi *model based*. Tahap pertama yang dilakukan dalam seismik multiatribut ini yaitu dengan pengondisian sumur atau proses pemilihan sumur dan data sumur yang akan digunakan, pada penelitian ini menggunakan 4 sumur dalam proses pemilihan sumur dalam proses multiatribut, yaitu sumur IR-2, IR-3, IR-9, IR-10. Pada **Gambar 4.18** ditunjukkan proses pemilihan target yang akan disebarkan kemudian pemilihan sumur yang akan digunakan.



**Gambar 4.18.** Pemilihan Target *Log* dan Pemilihan Data Sumur Yang Akan Digunakan

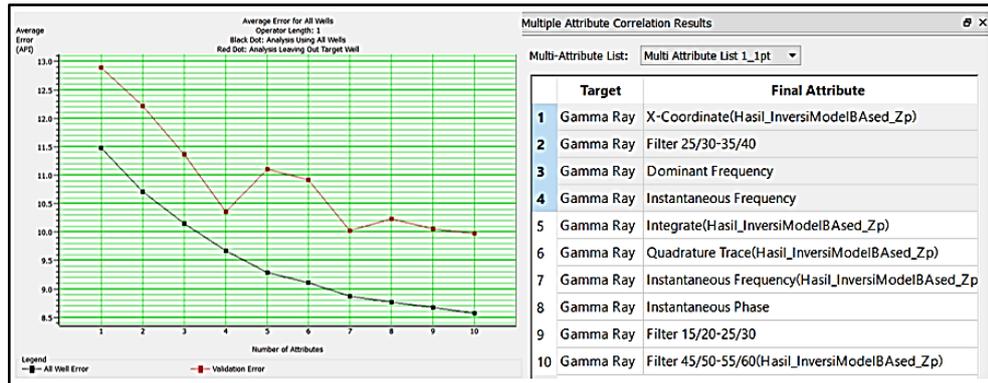
Kemudian tahap selanjutnya yaitu memasukkan data seismik lapangan dan data hasil inversi impedansi akustik *model based* sebagai data *eksternal* atribut yang telah ditunjukkan seperti **Gambar 4.19** dibawah ini.



**Gambar 4.19.** Pemilihan *Eksternal* Atribut dan Seismik Data Yang Akan Digunakan

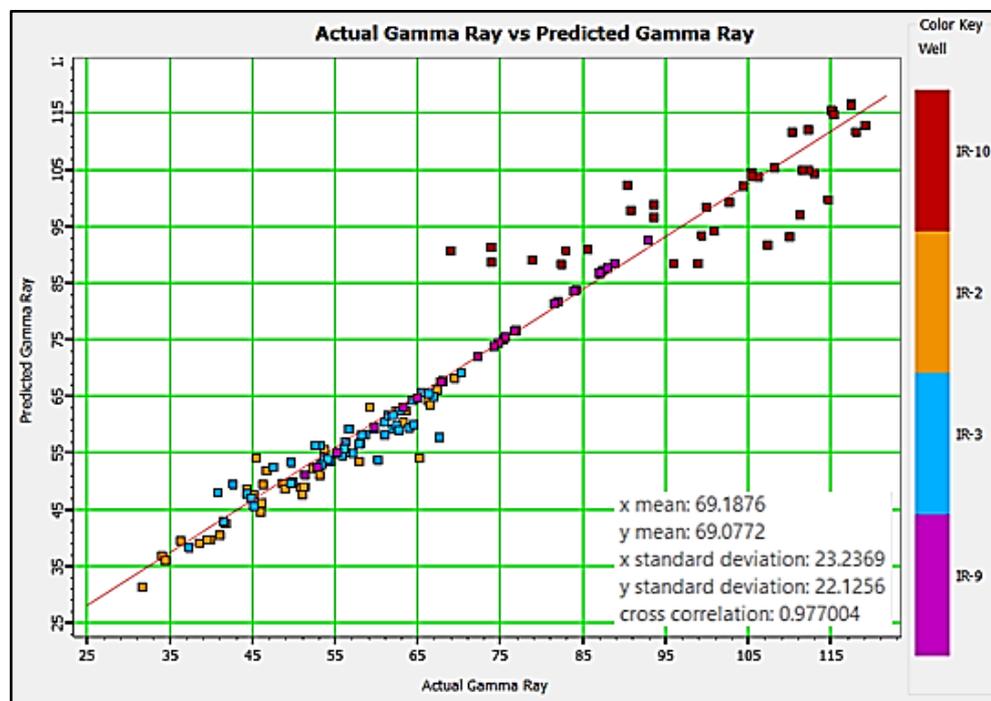
#### 4.2.8.2. Penentuan Jumlah Atribut

Pada tahapan penentuan jumlah atribut ini dilakukan setelah pemilihan data sumur yang akan digunakan. Dalam penentuan macam-macam atribut yang akan digunakan dalam proses prediksi *log* yaitu dengan cara melakukan *training* terhadap *log* target dengan beberapa macam atribut seismik. Dalam proses *training* yang telah dilakukan maka akan diperoleh beberapa atribut seismik yang terbaik yang nantinya akan digunakan untuk memprediksi *log* densitas. Proses *training* untuk penentuan jumlah atribut yang akan dipakai yaitu ditunjukkan seperti pada **Gambar 4.20** dibawah ini.



**Gambar 4.20.** Jenis Atribut Seismik Yang Akan Digunakan Pada proses Multiatribut

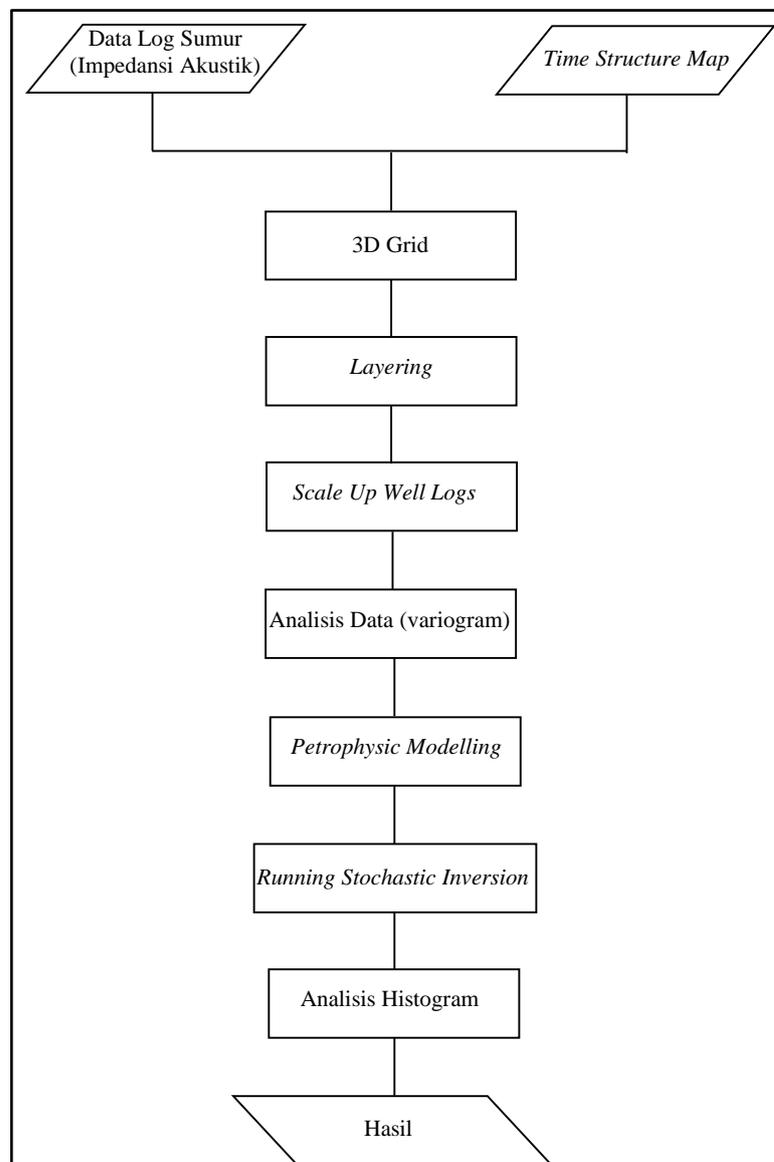
Pada **Gambar 4.20** ditunjukkan jenis atribut seismik yang nantinya akan digunakan untuk proses multiatribut, gambar diatas memberikan informasi bahwa pada *log* target densitas pada proses multiatribut hanya akan menggunakan 4 macam atribut yang terbaik. Kemudian pada **Gambar 4.21** telah ditunjukkan *cross plot* antara *Predicted Gammaray* dengan *Actual Gammaray* yang menunjukkan nilai korelasi sebesar 0.977 pada proses multiatribut dengan menggunakan 4 atribut yang telah dipilih sebelumnya.



**Gambar 4.21.** *Cross plot* Regresi Antara *Predicted Gamma Ray* dengan *Actual Predicted Gamma Ray* Pada Proses Multiatribut

#### 4.2.9. Inversi Stokastik

Proses inversi stokastik ini dilakukan dengan tujuan menyebarkan nilai akustik impedansi dengan menggunakan analisa variogram untuk memberikan hasil yang paling sesuai dengan keadaan yang sebenarnya. Dalam inversi stokastik ini sangat cocok digunakan pada penelitian kali ini dikarenakan zona yang diduga adanya keberadaan *reservoir* merupakan zona yang relatif lapisan tipis jika dilihat dari analisis *tunning thickness*-nya, maka dari itu metode inversi stokastik ini dipakai pada penelitian kali ini. Pada proses inversi stokastik ini dilakukan memakai *software petrel* dimana proses atau tahapan secara urut ditunjukkan pada **Gambar 4.22** dibawah ini.

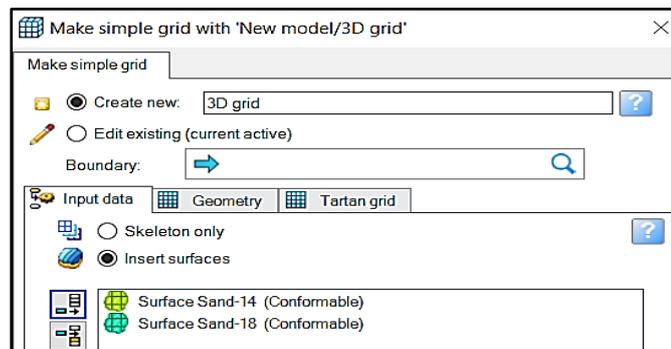


**Gambar 4.22.** Diagram Alir Proses Inversi Stokastik

Pada proses inversi stokastik ini memiliki tahapan secara umum yaitu pembuatan 3D *grid*, membuat rumah atau kerangka dalam proses penyebaran properti yang akan dilakukan kemudian pembuatan *layering*, mengatur *layer* yang akan digunakan dalam proses penyebaran properti, *layer* disesuaikan dengan ketebalan target lalu melakukan *scale up well log*, dilakukan dengan tujuan untuk memilih dan memberikan pengaturan dan perhitungan terhadap properti yang ada pada setiap sumur yang akan disebar. *petrophysic modelling*, dilakukan dengan tujuan menyebarkan properti yang telah diatur pada proses *scale up well log* yang nantinya akan digunakan sebagai *trend* dalam penyebaran properti kemudian melakukan pengaturan variogram yang akan digunakan, pengaturan *sill*, *nugget*, serta *azimuth* yang digunakan pada daerah penelitian. tahapan selanjtnya yaitu dengan melakukan analisis data, yaitu proses yang dilakukan untuk menganalisis variogram yang akan dipakai ada proses inversi stokastik.

#### 4.2.9.1. Pembuatan 3D Grid

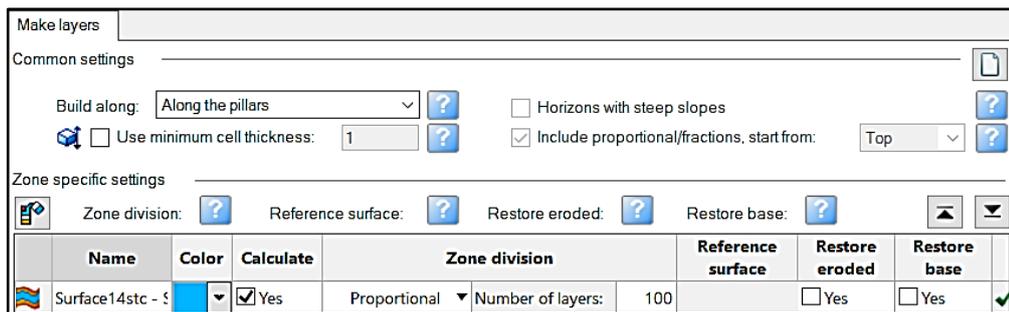
Proses pertama dalam metode inversi stokastik yaitu dengan pembuatan 3D *grid*, dimana 3D *grid* ini sebagai rumah untuk penyebaran properti yang akan dilakukan. Pada **Gambar 4.23** merupakan proses permbuatan 3D *grid*, dan pada gambar tersebut ditunjukkan pengaturan input terhadap *surface map time* yang akan digunakan untuk menyebarkan properti yang digunakan. Pada proses *input surface map time*, mengisi dengan *surface map time* paling atas hingga *surface map time* paling bawah yaitu *surface map time* pada Sand-14 hingga *surface map time* pada Sand-18 pada daerah penelitian, hal ini dimaksudkan sebagai pembatas zona yang akan dilakukan analisis geostatistika.



**Gambar 4.23.** Pembuatan 3D Grid

#### 4.2.9.2. Pembuatan *Layer* Pada 3D *Grid*

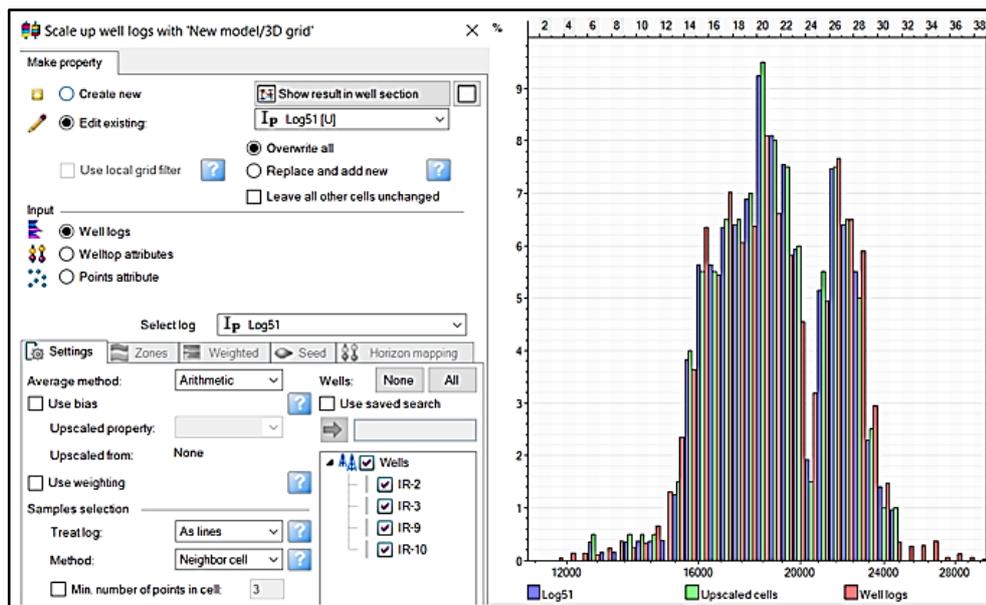
Proses yang dilakukan setelah melakukan pembuatan 3D *Grid* yaitu dengan pembuatan *layer* yang telah disesuaikan dengan ketebalan *sand* yang ada pada daerah penelitian dengan tujuan untuk memperjelas atau memberikan hasil lapisan yang akan sesuai dengan zona *sand* atau zona yang diduga sebagai *reservoir* pada daerah penelitian. Pada **Gambar 4.24** telah ditunjukkan pembuatan *layer* pada 3D *Grid* yaitu dengan memberikan *layer* sebesar 100.



**Gambar 4.24.** Pembuatan *Layer* Pada 3D *Grid*

#### 4.2.9.3. *Scale Up Well Logs*

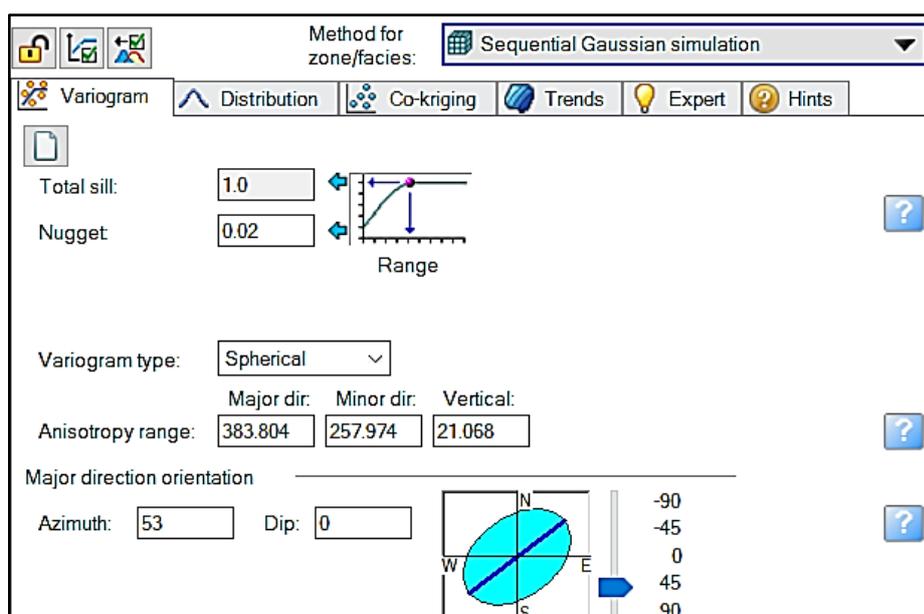
Proses *Scale Up Well Logs* ini ditunjukkan pada **Gambar 4.25** Pada proses tersebut yaitu proses Perata-rataan nilai *log* dari sumur yang semula memiliki resolusi vertikal tinggi, menjadi satu nilai untuk setiap *cell* yang ditembus sumur. Pada prses ini dilakukan untuk memasukkan data properti dari sumur kedalam 3D *grid*, yang selanjutnya akan didistribusikan ke seluruh *grid* melalui *petrophysic modelling*, pada proses ini dipilih *log* impedansi akustik untuk dilalukan penyebaran terhadap 3D *Grid* yang telah dibuat. Kemudian pada **Gambar 4.25** juga ditunjukkan histogram validasi hasil *scale up well logs* yang telah dilakukan, dimana hasil histogram yang sesuai atau baik yaitu histogram yang menunjukkan nilai antara *log* asli, dan hasil *scale up well logs* tidak menunjukkan perbedaan yang terlalu besar atau lebih dari 10 %. Pada hasil *scale up well logs* yang telah ditunjukkan pada gambar tersebut telah menunjukkan hasil yang cukup baik dimana tidak menunjukkan perbedaan yang signifikan antara *well log* dengan hasil *scale up well log* dengan demikian diharapkan dapat melakukan penyebaran properti yang sesuai dengan keadaan yang sebenarnya.



Gambar 4.25. Proses Scale Up Well Log dan Validasi Scale Up Well Log

#### 4.2.9.4. Penyebaran Properti Menggunakan *Petrophysic Modelling*

Proses selanjutnya yang digunakan dalam penyebaran akustik impedansi ini yaitu dengan menggunakan proses *petrophysic modelling*. Pada Gambar 4.26 ditunjukkan gambar *petrophysic modelling* yaitu dengan mengatur beberapa bagian seperti variogram yang akan digunakan, pengaturan *sill*, *nugget*, serta *azimuth* yang digunakan pada daerah penelitian. Pada proses ini metode yang digunakan adalah *Sequential Gaussian Simulation*.



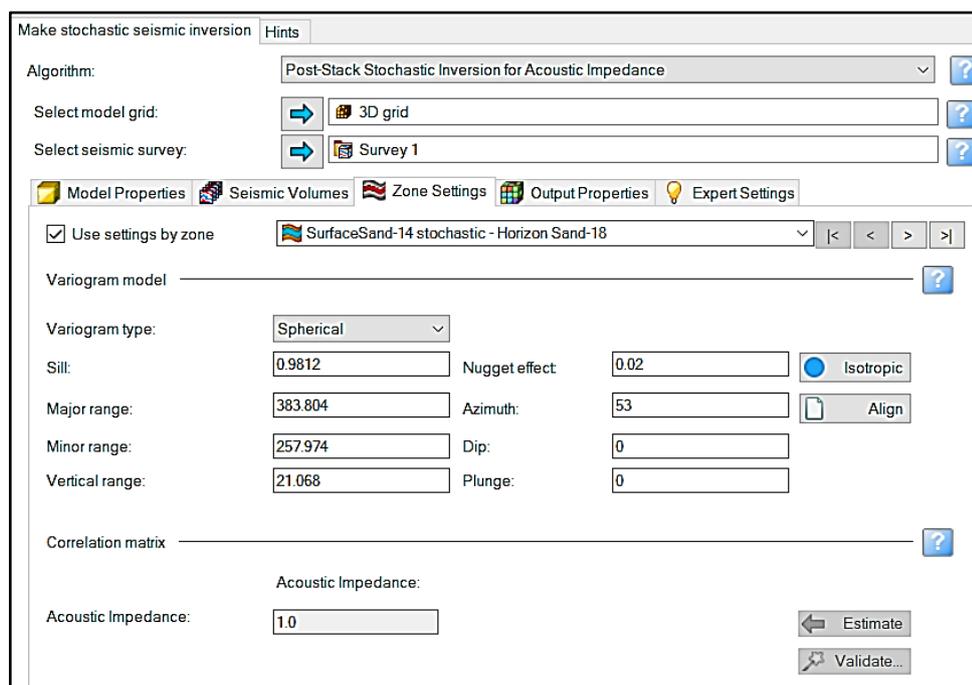
Gambar 4.26. Proses Pembuatan Property Modelling Menggunakan *Petrophysic Modelling*

#### 4.2.9.5. Proses Analisis Data (Variogram)

Proses selanjutnya yaitu dengan analisis data (variogram), pada proses analisis variogram ini penting dilakukan untuk melakukan pengaturan terhadap persebaran yang akan dilakukan. Pada proses analisa variogram ini perlu diketahuinya arah pengendapan pada daerah penelitian untuk memberikan hasil yang paling sesuai dengan keadaan yang sebenarnya. Pada analisa variogram ini perlu diperhatikan parameter nilai *sill*, *nugget*, *range*, *azimuth*, *major*, serta *minor*nya. Parameter-parameter tersebut akan memengaruhi persebaran akustik impedansi yang akan dilakukan.

#### 4.2.9.6. *Running Stochastic Inversion*

Pada proses *running stochastic inversion* ini ditunjukkan pada **Gambar 4.27** dimana pada gambar tersebut ditunjukkan pengaturan terhadap *sill*, *nugget*, *major direction*, *minor direction*, serta *vertical range*. Pada input *sill*, *nugget*, *major direction*, *minor direction*, serta *vertical range* tersebut didapatkan dari pengaturan variogram yang telah dilakukan pada tahap sebelumnya yang telah diatur pada tahapan analisis data variogram. Kemudian tahapan terakhir yaitu menentukan *output* yang akan dihasilkan dan melakukan pemilihan dari hasil *output* untuk dilakukan interpretasi.



**Gambar 4.27.** Proses *Running Stochastic Inversion*

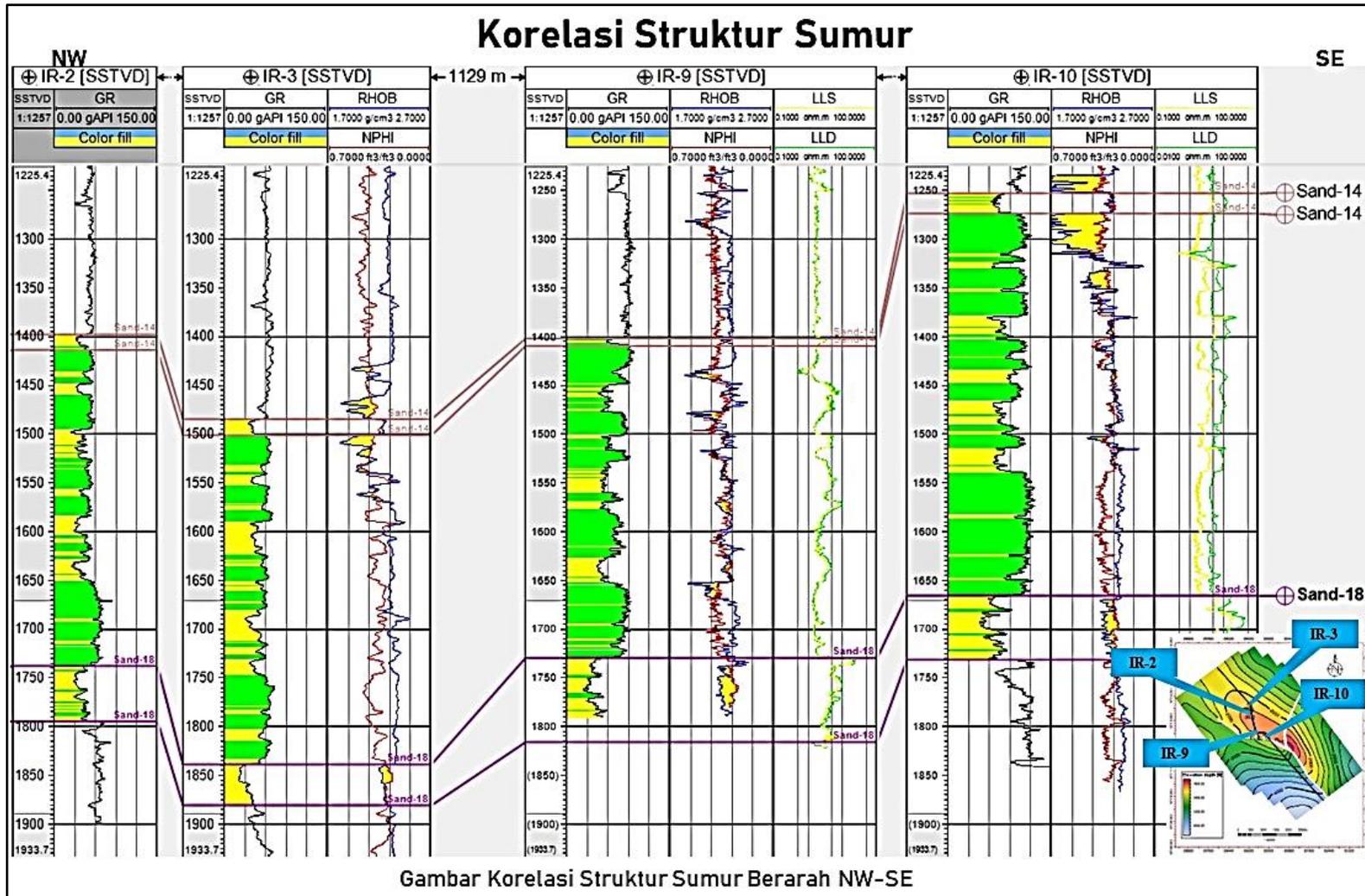
## BAB V

### HASIL PEMBAHASAN

#### 5.1. Korelasi Struktur Sumur

Korelasi sumur yang dilakukan pada penelitian pada lapangan “Naresswari” ini merupakan korelasi struktural yang ditunjukkan pada **Gambar 5.1** dimana pada korelasi struktural ini, yaitu dengan menghubungkan atau mengkorelasikan beberapa data sumur dengan menggantung semua sumur pada titik 0 meter atau pada gambar tersebut ditunjukkan pada kedalaman 1225 ft atau sama dengan 373,38 meter, dengan tujuan dilakukannya korelasi struktural ini adalah untuk mengetahui persebaran lapisan-lapisan batuan atau satuan-satuan batuan secara lateral sehingga diperoleh gambaran yang menyeluruh dan dapat melihat kontak fluida yang terjadi dengan melihat struktur yang ada pada daerah penelitian.

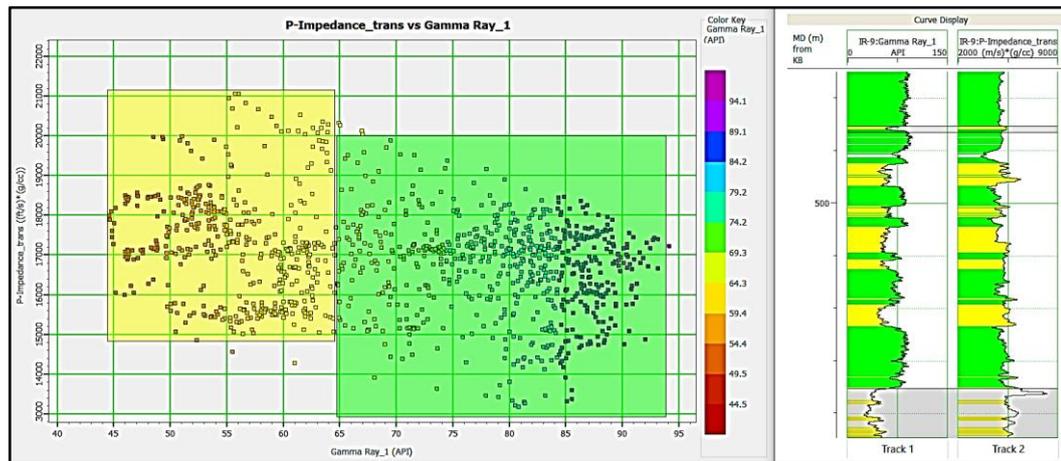
Pada **Gambar 5.1** ditunjukkan korelasi struktur sumur dengan *arbitraryline* dari arah barat laut – tenggara, dimana dari arah barat laut yaitu diawali dari sumur IR-3, IR-2, IR-9 kemudian semakin ke arah tenggara menuju sumur IR-10. Dari hasil korelasi struktural sumur ini juga ditampilkan beberapa data *log* untuk membantu dalam penentuan zona persebaran *reservoir*, dimana data *log* yang digunakan yaitu data *log gamma ray*, *log gamma ray* ini digunakan untuk penentuan zona *sand* dengan melihat *defleksi* semakin ke arah nilai yang rendah diinterpretasikan sebagai zona yang memiliki kandungan unsur radioaktif kecil sehingga dapat diinterpretasikan sebagai zona *sand*. Kemudian digunakan juga data *log RHOB* yang ditempelkan dengan data *log NPHI* untuk melihat *crossover*, dimana *crossover* ini dapat diindikasikan sebagai zona *reservoir* dikarenakan nilai *RHOB* yang rendah menunjukkan nilai densitas rendah dan *NPHI* tinggi menunjukkan nilai porositas yang tinggi. Pada hasil korelasi struktur sumur ditunjukkan juga bahwa kemenerusan zona target menunjukkan bahwa semakin ke arah tenggara semakin ke atas atau naik mengikuti pola antiklin yang terdapat pada daerah penelitian.



Gambar 5.1. Korelasi Struktural Sumur

## 5.2. Hasil Analisis Cross Plot

Analisis *crossplot* dilakukan sebelum tahap inversi dengan tujuan untuk melihat hubungan antara kedua *log* yang digunakan dalam *crossplot* dan untuk menentukan zona target. Dua *log* yang akan digunakan pada *crossplot* ini ditampilkan pada sumbu kartesian X dan Y, hasil dari *crossplot* ini akan menunjukkan kesensitifan *log* yang digunakan sehingga *cut-off* akan terlihat dengan jelas dan mampu untuk memisahkan litologi yang berbeda. Pada **Gambar 5.2** ditunjukkan *crossplot* yang dilakukan pada *log p-impedance vs log gamma ray* dengan menggunakan *gamma ray* sebagai *color key* nya. *Gamma ray log* akan menunjukkan respon berdasarkan sifat radioaktif yang berbeda antara *sand* dengan *shale*. Pada *shale* kandungan unsur radioaktif lebih banyak daripada kandungan unsur radioaktif pada *sand* sehingga respon yang akan diberikan *log gamma ray* ini pada *shale* akan lebih besar daripada *sand*.



**Gambar 5.2.** Cross Plot Antara Gamma ray Dengan P-Impedance

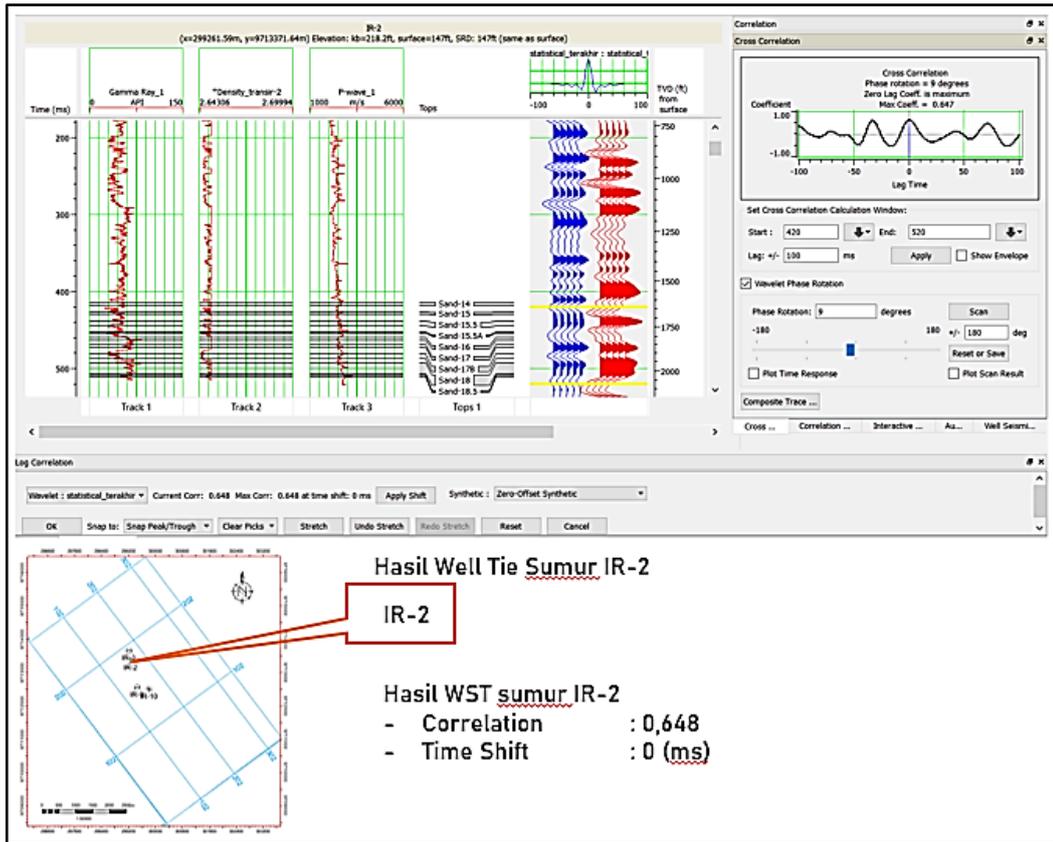
Hasil *crossplot* antara *log p-impedance* dengan *log gamma ray* yang ditunjukkan pada **Gambar 5.2** ini didapatkan informasi bahwa zona dapat dibagi menjadi dua bagian zona. Zona pertama dengan bulatan berwarna kuning dimana menunjukkan nilai *gamma ray* yang rendah yaitu 45 API - 64 API yang diinterpretasikan memiliki kandungan unsur radioaktif kecil sehingga dapat diinterpretasikan sebagai *sand* sedangkan pada zona kedua yang berwarna hijau memiliki nilai 65 API - 95 API, dimana nilai tersebut menunjukkan nilai *gamma ray* yang relatif lebih tinggi sehingga dapat diinterpretasikan sebagai *shale*.

### 5.3. Hasil *Well Seismic Tie*

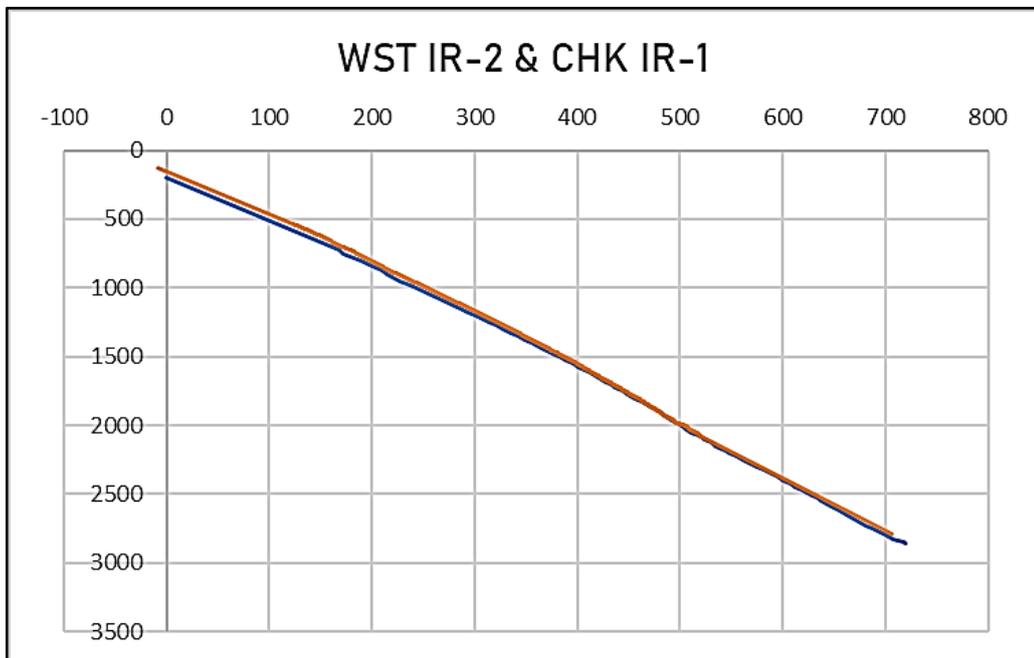
*Well-Seismic Tie* merupakan proses pengikatan data sumur dengan data seismik, proses *Well-Seismic Tie* ini dilakukan dengan tujuan yaitu untuk mengubah domain kedalaman pada sumur yang digunakan menjadi domain waktu sehingga dapat dilakukan pengikatan data sumur terhadap data seismik yang memiliki domain waktu dalam satuan *milisekon* (ms). Tujuan dilakukannya proses *Well-Seismic Tie* ini adalah untuk mendapatkan letak atau posisi *marker* pada data seismik. Kemudian dari ekstraksi *wavelet* yang telah dilakukan maka dilanjutkan dengan meng-konvolusikan antara hasil ekstrak *wavelet* dan koefisien refleksi untuk mendapatkan seismogram sintetik. Pada tahapan *Well-Seismic Tie* perlu dilakukan beberapa proses *stretching* dengan tujuan agar mendapatkan korelasi yang tinggi yaitu lebih dari 0.5 atau mendekati 1 dengan nilai *time shift* yaitu mendekati 0. Hasil *well seismic tie* ini kemudian akan dilakukan *Quality Control* (QC) untuk memvalidasi hasil dari *well seismic tie* yang telah dilakukan. Proses *Quality Control* ini dilakukan dengan membuat grafik dari *checkshot* sumur yang dilakukan *well seismic tie* atau data *checkshot* yang berada didekat sumur yang dilakukan *well seismic tie* dengan data hasil dari *well seismic tie*. Grafik ini menunjukkan kedalaman dengan kecepatan. Validasi terhadap hasil *well seismic tie* ini dinilai benar atau mendekati keadaan sebenarnya jika grafik yang dibentuk dari data *checkshot* dengan hasil *well seismic tie* menunjukkan grafik yang saling berhimpit (menunjukkan nilai kecepatan dan kedalaman yang sesuai).

Pada **Gambar 5.3** ditunjukkan hasil *well-seismic tie* pada sumur IR-2. Nilai *correlation* yang didapatkan yaitu sebesar 0.648 dengan nilai *time shift* 0 (ms), kemudian pada **Gambar 5.3** juga ditunjukkan peta indeks yang menunjukkan keberadaan lokasi pada sumur IR-2 yang telah dilakukan proses *well seismic tie*.

Kemudian untuk melakukan *Quality Control* (QC) pada proses *well seismic tie* ini maka dilakukan plot data antara data *checkshot* pada sumur IR-1 dengan hasil *well seismic tie* yang telah didapatkan. Pada **Gambar 5.4** telah ditunjukkan kontrol data yang telah dilakukan. Dengan grafik yang ditunjukkan memiliki *trend* yang hampir sama maka dapat disimpulkan bahwa proses *well seismic tie* yang telah dilakukan adalah mendekati keadaan yang sebenarnya.



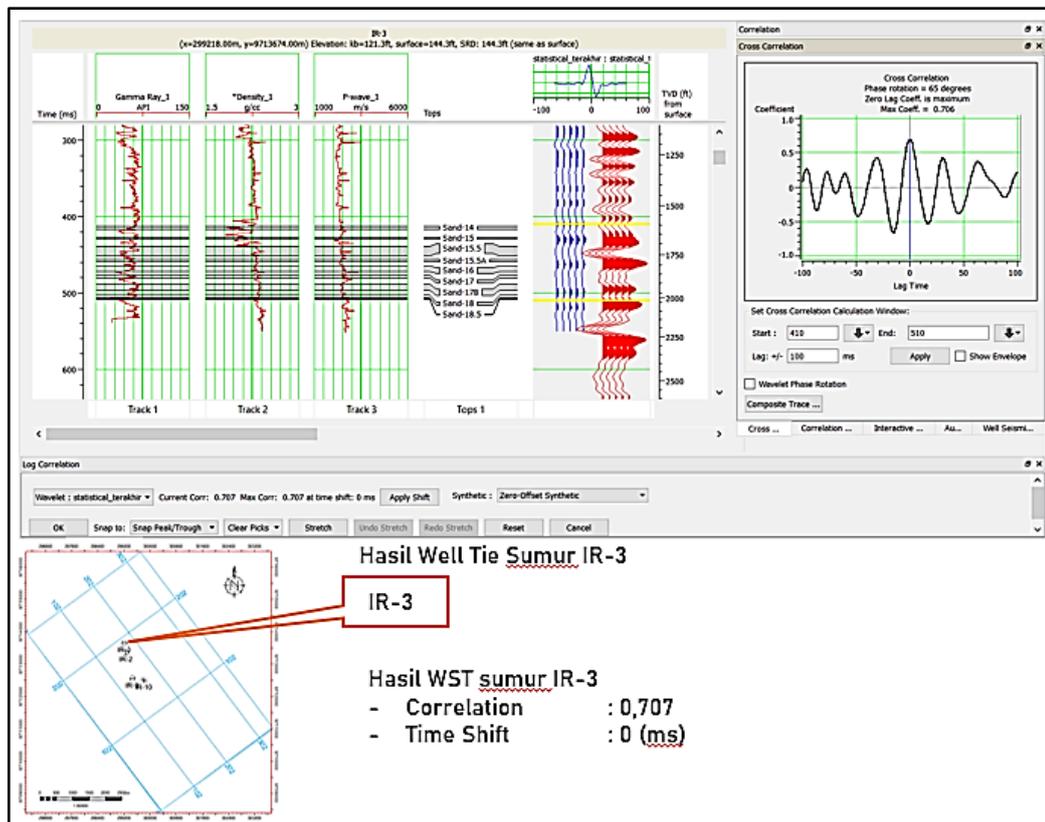
**Gambar 5.3.** Hasil *Well-Seismic Tie* Pada Sumur IR-2



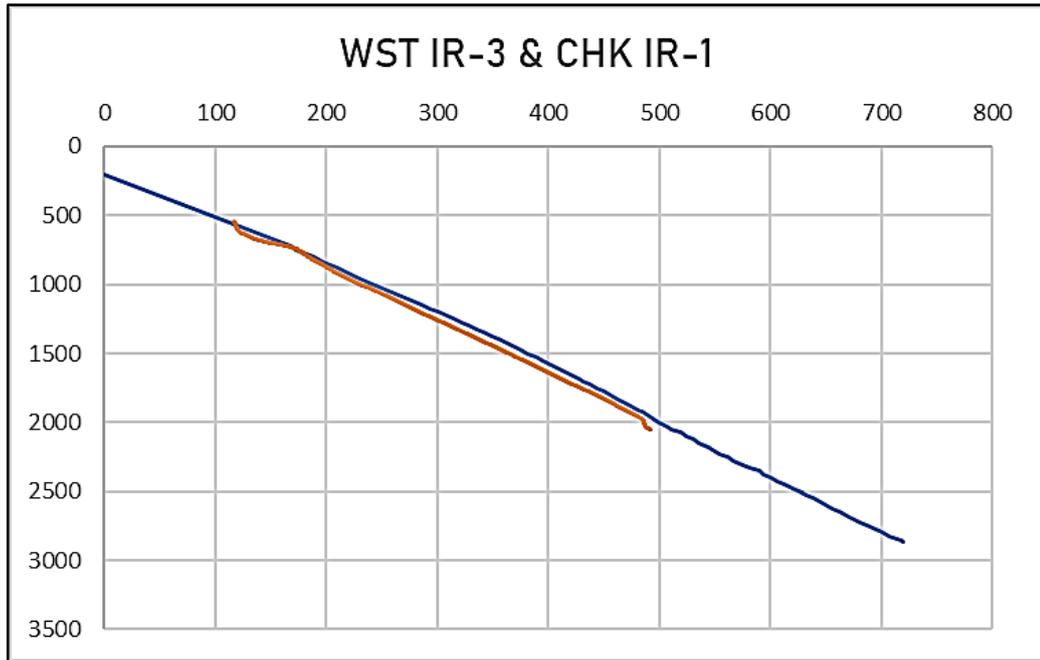
**Gambar 5.4.** Kontrol Data Antara *Checkshot* Sumur IR-1 Dengan Hasil *Well Seismic Tie* Sumur IR-2

Pada **Gambar 5.5** ditunjukkan proses *well seismic tie* yang dilakukan pada sumur IR-3 dengan *correlation* yang didapatkan yaitu sebesar 0.707 dengan *time shift* bernilai 0 (ms). Pada **Gambar 5.5** ditunjukkan hasil *well-seismic tie* pada sumur IR-3. Kemudian pada juga ditunjukkan peta indeks yang menunjukkan keberadaan lokasi pada sumur IR-2 yang telah dilakukan proses *well seismic tie*.

Kemudian untuk melakukan *Quality Control (QC)* pada proses *well seismic tie* ini maka dilakukan plot data antara data checkshot pada sumur IR-1 dengan hasil *well seismic tie* yang telah didapatkan. Pada **Gambar 5.6** telah ditunjukkan kontrol data yang telah dilakukan. Dengan grafik yang ditunjukkan memiliki *trend* yang hampir sama maka dapat disimpulkan bahwa proses *well seismic tie* yang telah dilakukan adalah mendekati keadaan yang sebenarnya.



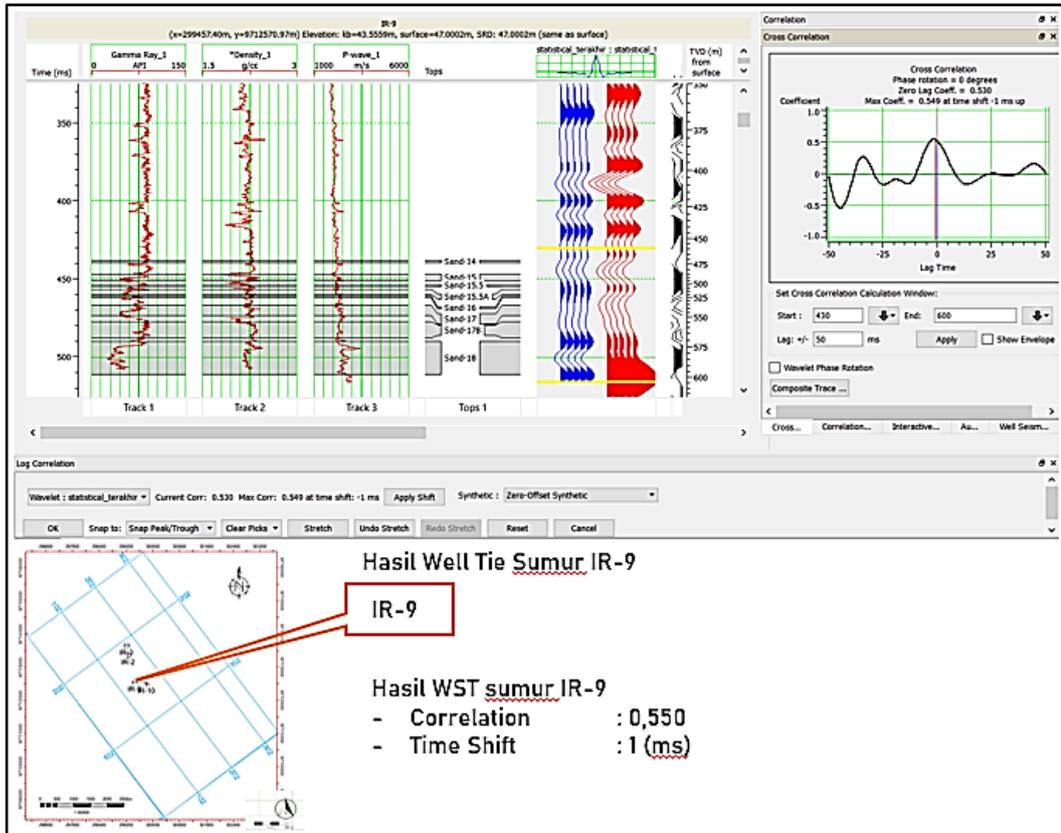
**Gambar 5.5.** Hasil *Well-Seismic Tie* Pada Sumur IR-3



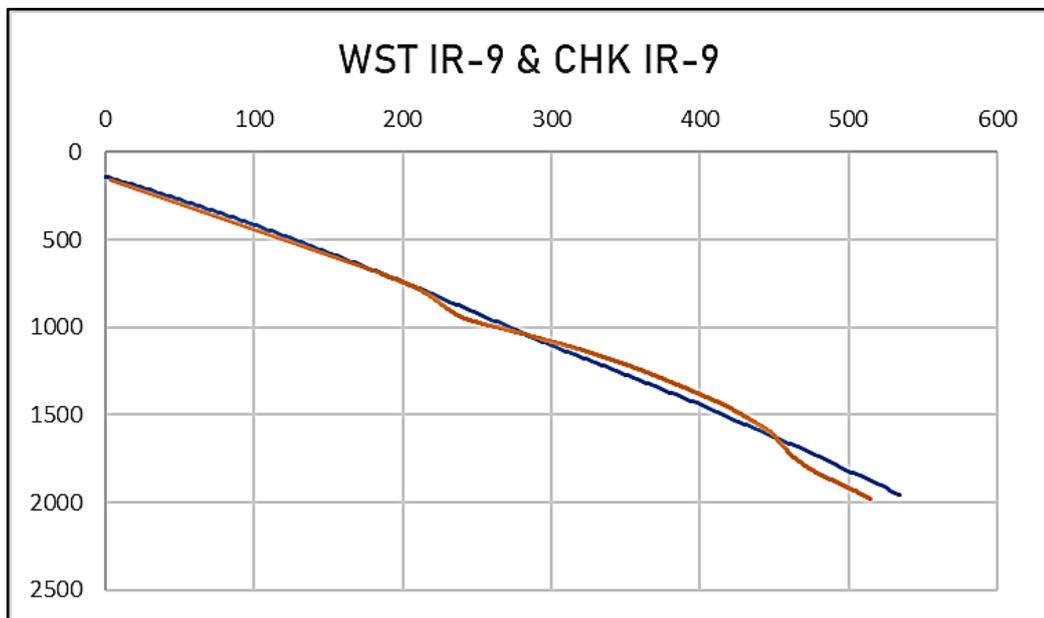
**Gambar 5.6.** Kontrol Data Antara *Checkshot* Sumur IR-1 Dengan Hasil *Well Seismic Tie* Sumur IR-3

Pada **Gambar 5.7** ditunjukkan proses *well seismic tie* yang dilakukan pada sumur IR-9 dengan *correlation* yang didapatkan yaitu sebesar 0.55 dengan *time shift* bernilai 0 (ms). Pada hasil *well seismic tie* yang dilakukan pada sumur IR-9 ini menunjukkan korelasi yang paling rendah daripada dibandingkan dengan hasil *well seismic tie* pada sumur IR-2, IR-3, dan IR-10, hal ini tetap dapat dilakukan proses selanjutnya dikarenakan hasil *well seismic tie* sudah cukup baik dengan mempertimbangkan hasil dari kontrol data yang telah dilakukan antara data *checkshot* dengan hasil *well seismic tie* yang menunjukkan hasil yang relatif berhimpit antara grafik keduanya, dimana ditunjukkan pada **Gambar 5.8**. Kemudian pada **Gambar 5.7** juga ditunjukkan peta indeks yang menunjukkan keberadaan lokasi pada sumur IR-9 yang telah dilakukan proses *well seismic tie*.

Kemudian untuk melakukan *Quality Control (QC)* pada proses *well seismic tie* ini maka dilakukan plot data antara data *checkshot* pada sumur IR-1 dengan hasil *well seismic tie* yang telah didapatkan. Pada **Gambar 5.8** telah ditunjukkan kontrol data yang telah dilakukan. Dengan grafik yang ditunjukkan memiliki *trend* yang hampir sama maka dapat disimpulkan bahwa proses *well seismic tie* yang telah dilakukan adalah mendekati keadaan yang sebenarnya.



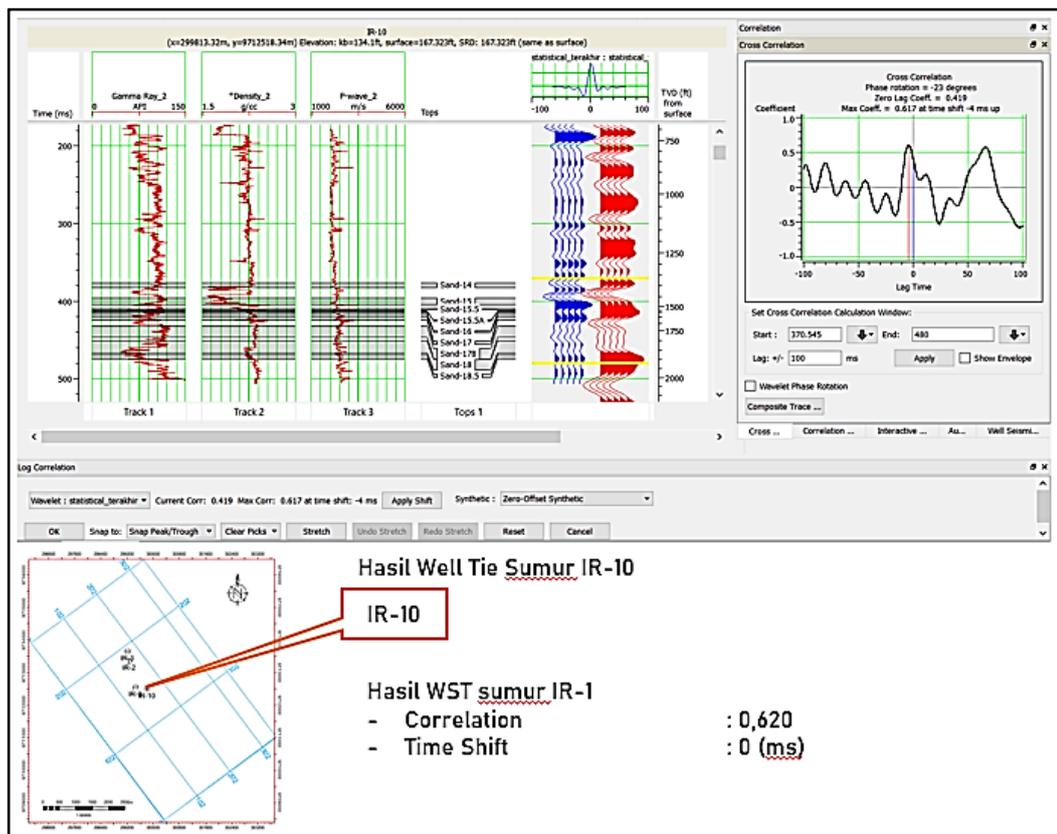
Gambar 5.7. Hasil Well-Seismic Tie Pada Sumur IR-9



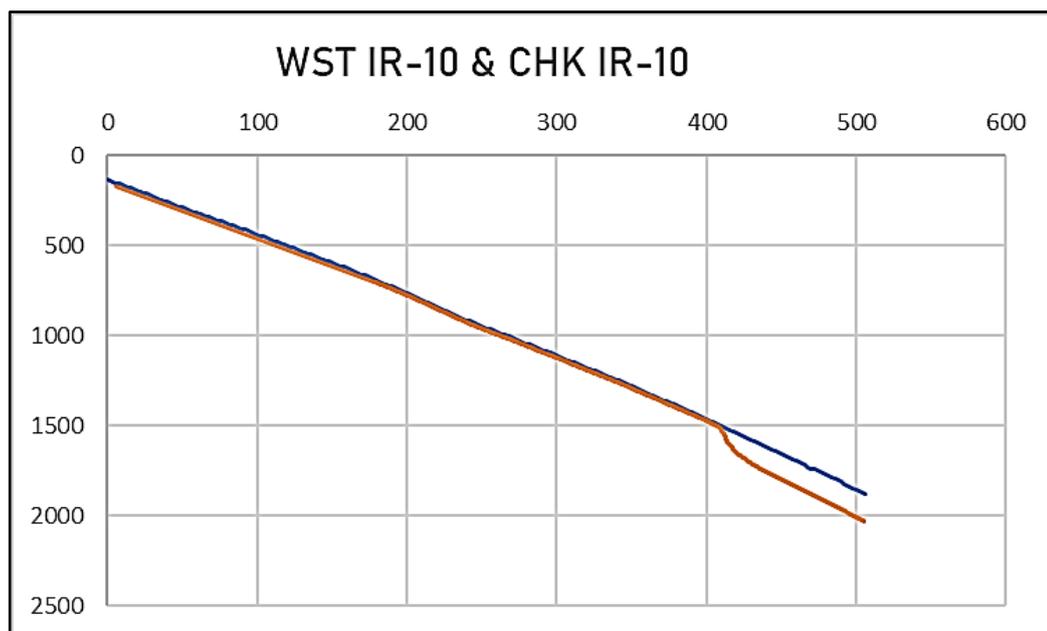
Gambar 5.8. Kontrol Data Antara Checkshot Sumur IR-9 Dengan Hasil Well Seismic Tie Sumur IR-9

Pada **Gambar 5.9** ditunjukkan proses *well seismic tie* yang dilakukan pada sumur IR-10 dengan *correlation* yang didapatkan yaitu sebesar 0.62 dengan *time shift* bernilai 0 (ms). Pada **Gambar 5.9** ditunjukkan hasil *well-seismic tie* pada sumur IR-10. Kemudian juga ditunjukkan peta indeks yang menunjukkan keberadaan lokasi pada sumur IR-15 yang telah dilakukan proses *well seismic tie*.

Kemudian untuk melakukan *Quality Control (QC)* pada proses *well seismic tie* ini maka dilakukan plot data antara data *checkshot* pada sumur IR-1 dengan hasil *well seismic tie* yang telah didapatkan. Pada **Gambar 5.10** telah ditunjukkan kontrol data yang telah dilakukan. Dengan grafik yang ditunjukkan memiliki *trend* yang hampir sama maka dapat disimpulkan bahwa proses *well seismic tie* yang telah dilakukan adalah mendekati keadaan yang sebenarnya. Validasi atau kontrol data yang dilakukan hanya fokus dengan zona target yang telah ditentukan yaitu zona target yang berada pada *sand-14* hingga *sand-18*.



**Gambar 5.9.** Hasil *Well-Seismic Tie* Pada Sumur IR-10

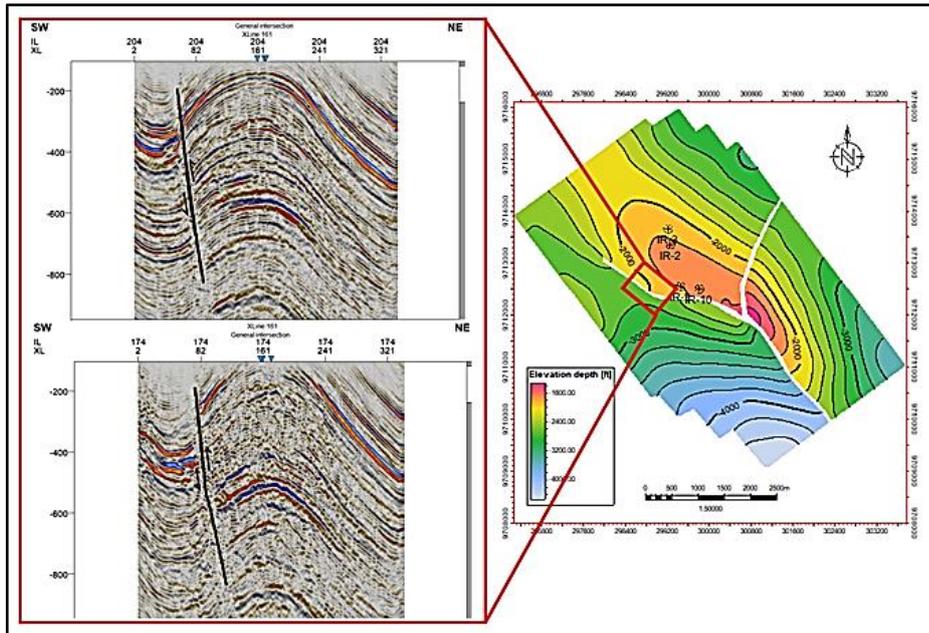


**Gambar 5.10.** Kontrol Data Antara *Checkshot* Sumur IR-10 Dengan Hasil *Well Seismic Tie* Sumur IR-10

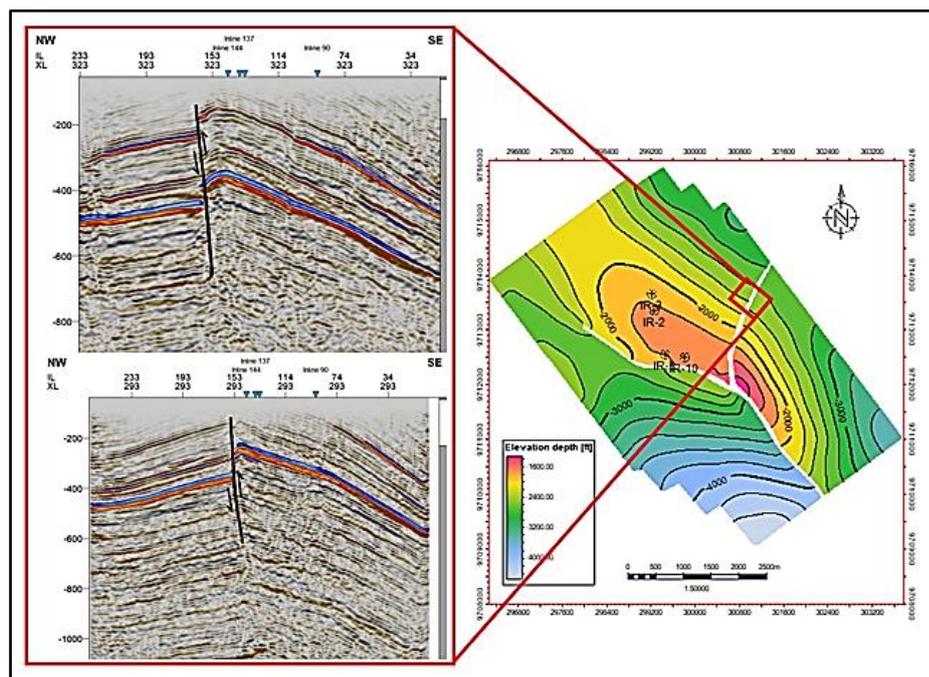
#### 5.4. Hasil *Picking Fault*

*Picking fault* merupakan tahapan untuk menginterpretasi zona diskontinuitas atau zona patahan yang telah mengalami pergeseran, *picking fault* pada penelitian ini dilakukan dengan melihat data seismik yang ada dengan memperhatikan adanya ketidakmenerusan yang ada pada seismik *trace*. *Picking fault* dilakukan terlebih dahulu untuk mempermudah proses *picking horizon*, dalam penentuan indikasi sesar atau patahan dapat dicirikan bahwa adanya diskontinuitas horizon atau meloncatnya kemenerusan pada refleksi horizon secara tiba tiba, adanya perubahan kemiringan horizon secara mendadak, kemudian adanya kuat atau lemahnya refleksi akibat perbedaan densitas pada blok yang mengalami patahan atau pergeseran.

Pada daerah penelitian telah dilakukan *picking fault* dengan *increment* sebesar 10. Kemudian pada daerah penelitian juga terdapat dua bagian fault yang terlihat yaitu yang pertama memiliki arah baratlaut- tenggara dimana telah ditunjukkan pada **Gambar 5.11**. Kemudian untuk *picking fault* bagian kedua yaitu memiliki arah timurlaut- baratdaya seperti yang telah ditunjukkan pada **Gambar 5.12**. Dalam *petroleum system*, *fault* yang terdapat pada daerah penelitian diduga bertindak sebagai jalur migrasi hidrokarbon yang berasal dari Formasi Lahat dan Formasi Talangakar menuju ke formasi zona target penelitian yaitu F. Air Benakat.



Gambar 5.11. Picking Fault Pada InLine 204 dan 174

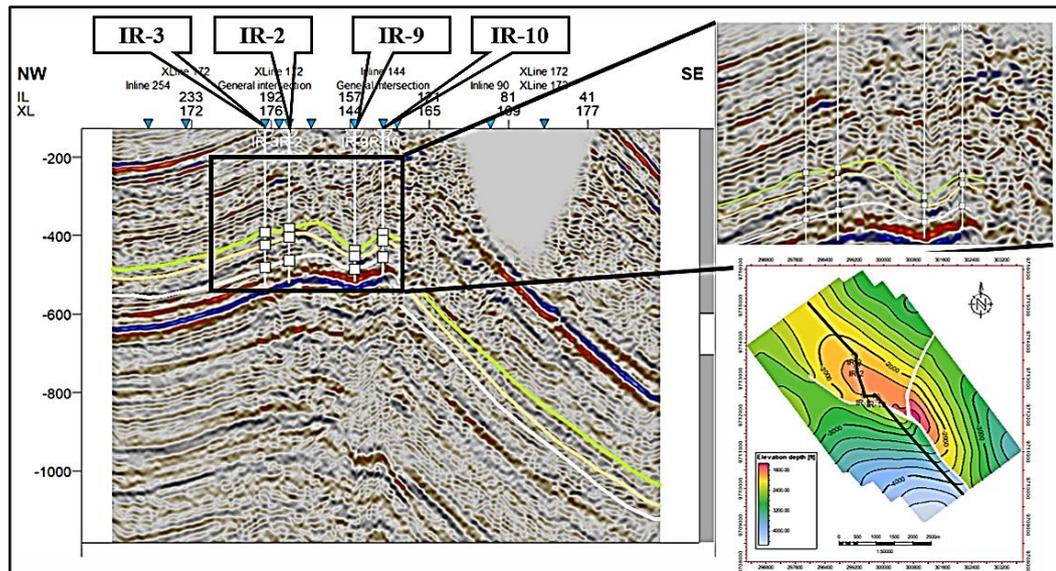


Gambar 5.12. Picking Fault Pada XLine 293 dan 323

### 5.5. Hasil Picking Horizon

Pada Gambar 5.13 ditunjukkan hasil *picking horizon* yang dibuat yaitu pada Top Sand-14, Top Sand-15.5, dan Top Sand-18 yang terdapat pada Fomasi Air Benakat. Picking horizon ini dilakukan dengan cara meletakkan posisi *horizon* pada seismik yang telah disesuaikan dengan *well top* data sumur yang telah dilakukan pengikatan atau *well seismic tie*. Picking horizon ini dilakukan dengan *increment*

sebesar 10. *Picking horizon* yang telah dilakukan akan berpengaruh pada hasil inversi dan seismik multiatribut pada tahap selanjutnya. Hal ini berkaitan bahwa *picking horizon* akan digunakan pada proses inversi geostatistik stokastik, seismik multiatribut *probabilistic neural network*, dan digunakan juga pada proses inversi *model based*. Kemudian setelah melakukan *picking horizon* maka dapat dihasilkan *time structure* dari setiap *horizon* yang telah dibuat sebelumnya.



**Gambar 5.13.** *Picking Horizon Arbitrary Line* Pada Sumur IR-2, IR-3 , IR-9 ,dan IR-10 Pada Sand-14, Sand-15.5,dan Sand-18

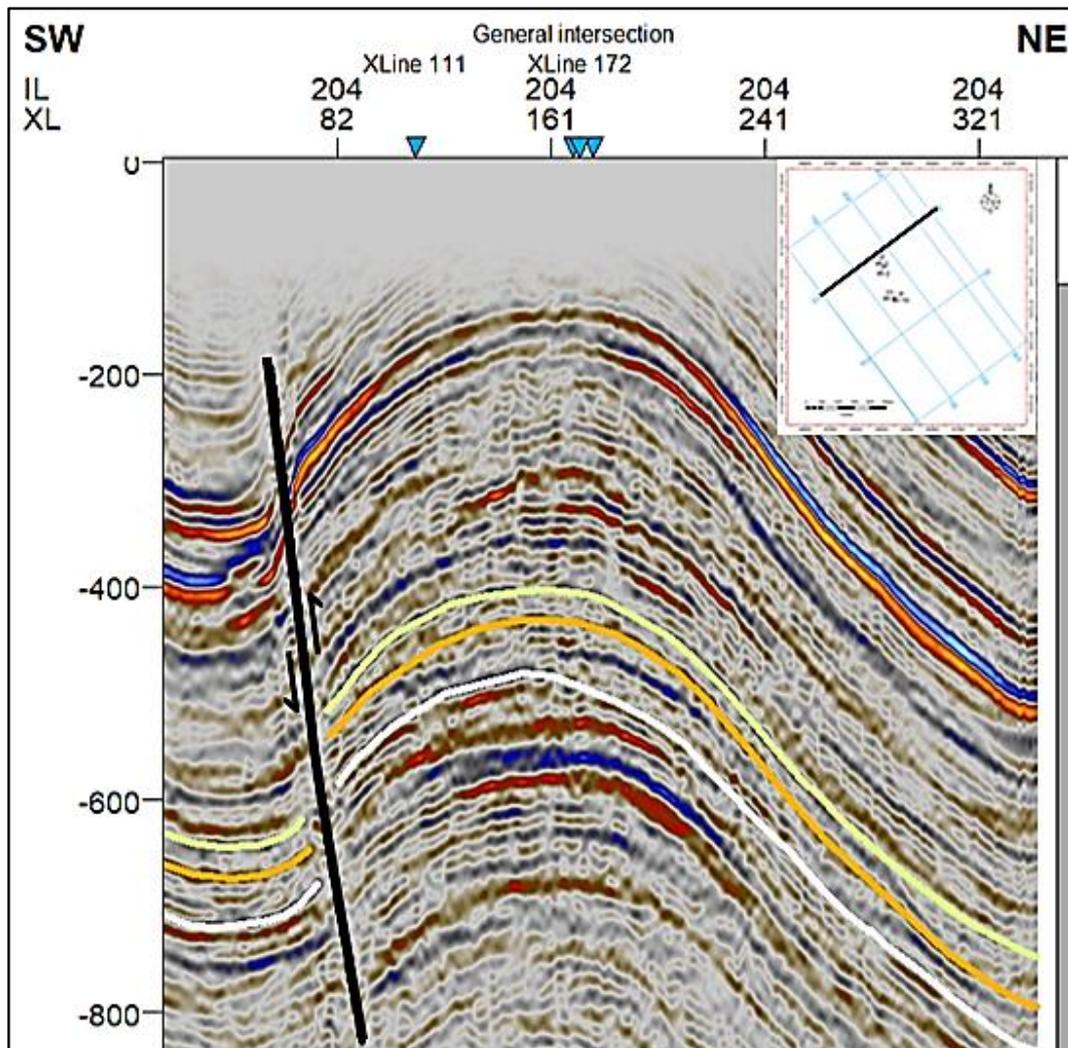
## 5.6. Hasil Analisis Data Seismik

Formasi Air Benakat diendapkan selama fase regresi dan akhir dari pengendapan Formasi Gumai pada kala tengah miosen (Bishop,2001). Pengendapan pada faseregresi ini terjadi pada lingkungan *neritic* hingga *shallow marine*, yang berubah menjadi lingkungan *delta plain* dan *coastal swamp* pada akhir dari siklus regresi pertama. Pada Formasi Air Benakat merupakan formasi yang terdiri dari *shale* dengan sisipan batupasir halus, batupasir, *glaukonitan* yang mengandung *lignit* dan dibagian atas mengandung tuffa-an sedangkan bagian tengah yang kaya akan fosil *foraminifera* (Ginger dan Fielding, 2005).

Pada *petrolleum system* Cekungan Sumatera Selatan Formasi Air Benakat merupakan bagian dari *reservoir* untuk menyimpan hidrokarbon dimana hidrokarbon yang ada pada Formasi Air Benakat ini berasal dari *source rock* pada Formasi Lahat dan Formasi Talangakar yang telah mengalami migrasi menuju

Formasi Air Benakat. (Ariyanto dan Kusdiantoro,2014). Kemudian pada cekungan lokasi penelitian ini juga memiliki jebakan hidrokarbon utama yang diakibatkan oleh adanya *antiklin* dari arah baratlaut ke tenggara. *Antiklin* ini dibentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat awal Miosen dan berkisar 2-3 juta tahun yang lalu (Bishop,2001)

Pada penampang seismik yang ditunjukkan pada **Gambar 5.14** merupakan tampilan penampang seismik dari inline 204, berdasarkan data yang ada dapat dilihat *antiklin* yang berarah baratlaut-tenggara dimana *antiklin* ini diduga besar adalah jebakan hidrokarbon yang berfungsi untuk mempertahankan hidrokarbon dan sebagai tempat terakumulasinya hidrokarbon kemudian pada gambar penampang seismik (**Gambar 5.14**) ditunjukkan juga keberadaan patahan yang diduga merupakan jalur migrasi hidrokarbon.

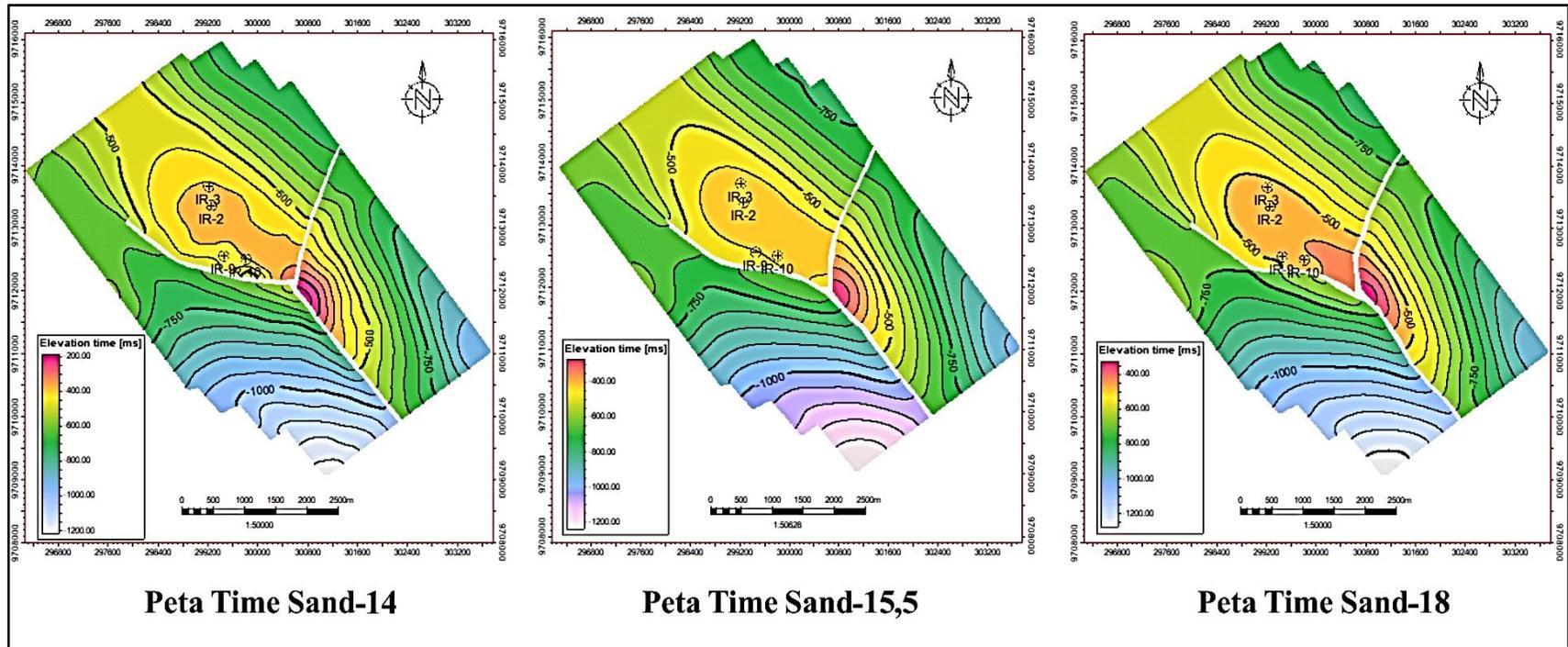


**Gambar 5.14.** Penampang Seismik Pada *Inline* 204

### 5.7. Hasil *Time Structure Map*

Pada **Gambar 5.15** a) *Sand-14* merupakan peta struktur domain waktu yang dibentuk dari *horizon* pada *Sand-14* pada formasi Air Benakat. Peta struktur domain waktu *Sand-14* tersebut memiliki rentang kedalaman waktu diantara 200 ms yang ditunjukkan pada bagian peta yang memiliki warna merah hingga 1200 ms yang ditunjukkan pada bagian peta yang memiliki warna biru muda. Pada peta struktur domain waktu *Sand-14* bagian barat daya memiliki zona rendahan dimana zona ini mempunyai rentang nilai dari 900-1200 ms kemudian pada bagian timur laut hingga tenggara peta menunjukkan bagian yang tidak terlalu tinggi dengan rentang nilai 500-800ms. Pada peta struktur domain waktu yang telah ditunjukkan zona tinggian berupa warna merah pada peta struktur domain waktu yang merupakan antiklin berada di tengah lokasi penelitian dengan rentang nilai yaitu 200-500ms, kemudian pada gambar b) *Sand-15.5* merupakan peta struktur domain waktu yang dibentuk dari *horizon* pada *Sand-15.5*, dan gambar c) *Sand-18* merupakan peta struktur domain waktu yang dibentuk dari *horizon* pada *Sand-18* dengan pola yang hampir sama dengan pola yang dibentuk dari peta domain waktu yang dibentuk pada peta domain waktu pada *Sand-14*.

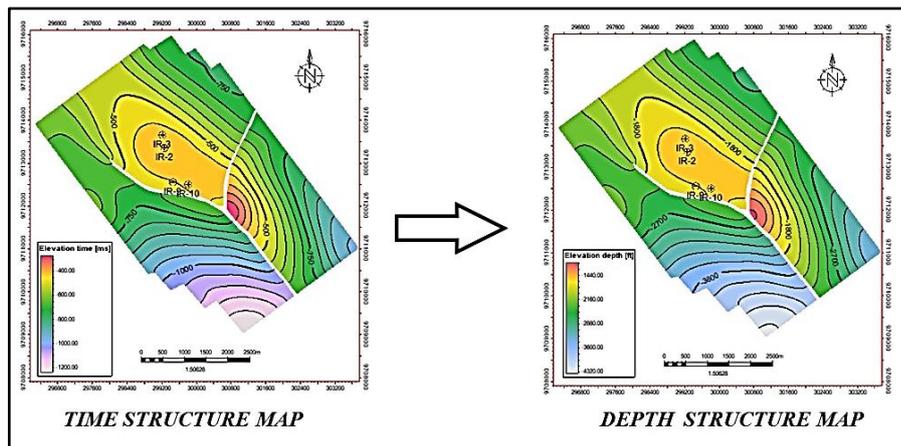
Zona *antiklin* diduga adanya persebaran hidrokarbon ada pada daerah penelitian, namun pendugaan ini dilanjutkan pada interpretasi data hasil inversi impedansi akustik yang dilakukan pada tahap selanjutnya. kemudian pada garis yang berwarna putih merupakan zona sesar atau patahan. Patahan tersebut yang diduga sebagai salah satu unsur *petroleum system* (jalur migrasi). Biasanya minyak lebih sering terdapat di dalam *hanging wall* daripada di dalam *foot wall*, terutama dalam kombinasi dengan adanya lipatan (Koesoemadinata, 1980).



Gambar 5.15. Time Structure Map Pada Horizon a)Sand-14, b)Sand-15.5, c)Sand-18

### 5.8. Time to Depth Conversion

*Time to depth conversion* merupakan cara untuk pengubahan peta struktur domain waktu menjadi peta struktur domain kedalaman, hal ini untuk memberikan kejelasan terkait kedalaman dari suatu keberadaan objek. Pada penelitian kali ini peta struktur domain kedalaman digunakan untuk memverifikasi keberadaan *reservoir* hidrokarbon yang berkaitan dengan nilai kedalaman yang sesuai dengan kondisi yang sebenarnya di lapangan. Pada penelitian kali ini proses *time to depth conversion* menggunakan metode *velocity model*, *Interval Velocity* yang mana metode tersebut cocok digunakan dan dianggap metode yang tepat secara lebih akurat daripada metode yang lainnya untuk memprediksi kedalaman yang terdapat pada lapangan “Nareswari”. Pada **Gambar 5.16** ditunjukkan contoh hasil dari proses *time to depth conversion* yang dilakukan pada *horizon Top Sand-15,5*.



**Gambar 5.16.** *Time to Depth Conversion*

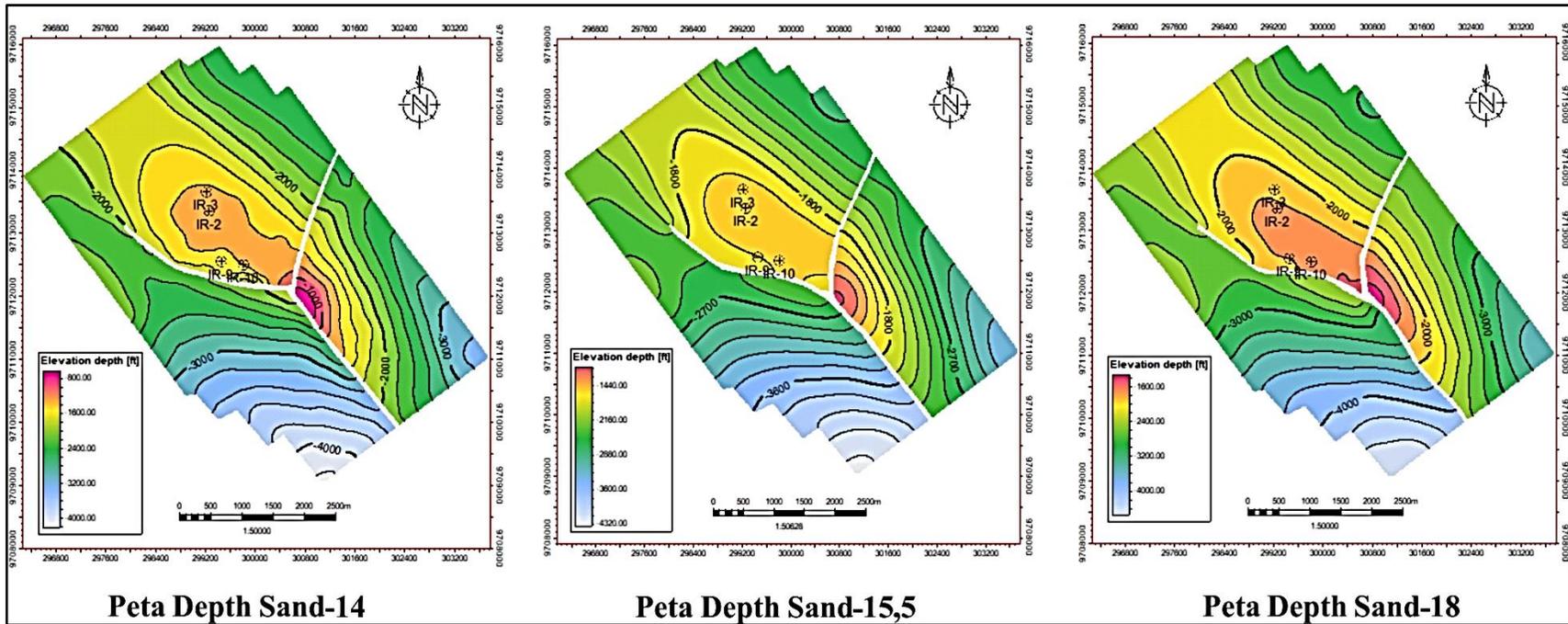
**Tabel 5.1.** Informasi *Diff After* Hasil *Time To Depth Conversion*

Time Map Sand-14	Sumur	Diff After
Time Map Sand-14	IR-2	0.16
Time Map Sand-14	IR-3	0.18
Time Map Sand-14	IR-9	-0.31
Time Map Sand-14	IR-10	0.16
Time Map Sand-15.5	Sumur	Diff After
Time Map Sand-15.5	IR-2	-0.10
Time Map Sand-15.5	IR-3	0.13
Time Map Sand-15.5	IR-9	0.40
Time Map Sand-15.5	IR-10	-0.14
Time Map Sand-18	Sumur	Diff After
Time Map Sand-18	IR-2	0.41
Time Map Sand-18	IR-3	-0.50
Time Map Sand-18	IR-9	0.07
Time Map Sand-18	IR-10	-0.04

## 5.9. Hasil *Depth Structure Map*

Pada **Gambar 5.17** a) *Sand-14* ditunjukkan gambar dari hasil peta struktur domain kedalaman dari *horizon Sand-14*. Peta struktur domain kedalaman ini dibentuk dari hasil konversi yang telah dilakukan pada peta struktur domain waktu dengan menggunakan metode *velocity model*. Metode *velocity model* ini merupakan metode yang digunakan untuk mengkonversi peta struktur domain waktu menjadi bentuk peta struktur domain kedalaman dengan menggunakan data *surface* dan *well top* sebagai data kontrol serta menggunakan perhitungan *velocity model* yang telah disesuaikan dengan data yang digunakan. Pada peta struktur domain kedalaman yang dibentuk oleh *horizon Sand-14* ini memiliki rentangan kedalaman dari 600 ft hingga 3600 ft. Peta bagian barat daya memiliki daerah rendahan dengan kedalaman 2800-3600 ft yang ditunjukkan dengan warna biru muda hingga ungu kemudian pada peta bagian timur laut hingga tenggara merupakan daerah yang menunjukkan dengan rentangan kedalaman yang sedang yaitu dengan nilai kuning hingga hijau tua dimana memiliki nilai sebesar 1800-2400 ft. Kemudian pada peta struktur domain kedalaman ini juga memberikan informasi bahwa pada bagian tengah peta merupakan daerah tinggian dengan rentang kedalaman yang rendah yaitu dibawah kedalaman 1000 ft dimana daerah tinggian pada peta struktur domain kedalaman ini menunjukkan *antiklin* pada daerah penelitian, kemudian pada gambar b) *Sand-15.5* merupakan peta struktur domain kedalaman yang dibentuk dari horizon pada *Sand-15.5*, dan gambar c) *Sand-18* merupakan peta struktur domain kedalaman yang dibentuk dari *horizon* pada *Sand-18* dengan pola yang hampir sama dengan pola yang dibentuk dari peta domain kedalaman yang dibentuk pada peta domain waktu pada *Sand-14*.

Zona *antiklin* ini diduga adanya persebaran hidrokarbon ada pada daerah penelitian, namun pendugaan ini dilanjutkan pada interpretasi data hasil inversi impedansi akustik yang dilakukan pada tahap selanjutnya. Menurut Koesoemadinata, 1980 biasanya minyak lebih sering terdapat di dalam *hanging wall* daripada di dalam *foot wall*, terutama dalam kombinasi dengan adanya lipatan. Kemudian pada garis yang berwarna putih merupakan zona sesar atau patahan. Patahan tersebut yang diduga sebagai suatu unsur dari *petroleum system* yaitu sebagai jalur migrasi suatu hidrokarbon.



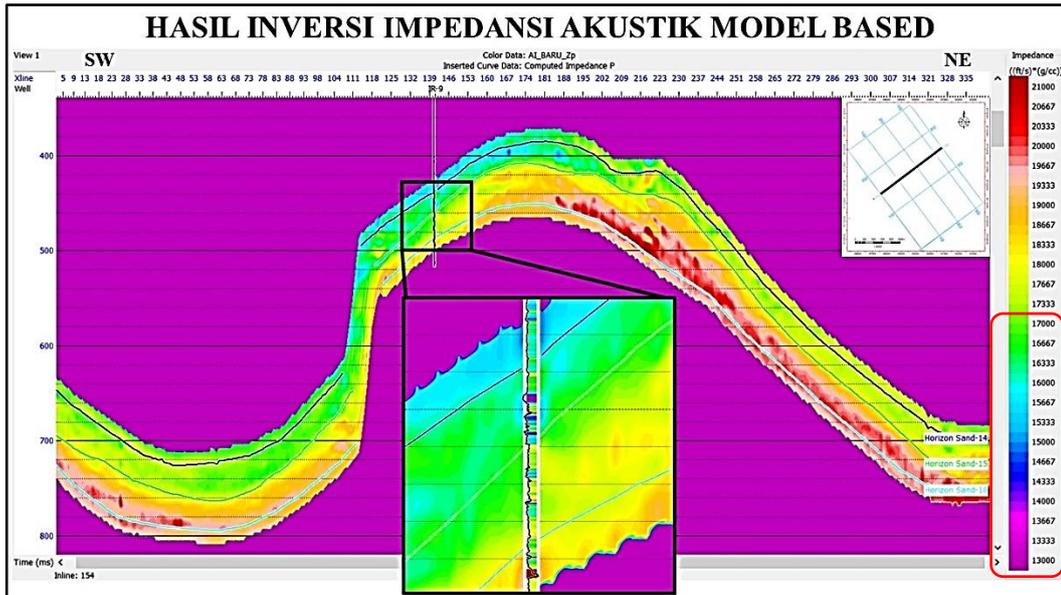
Gambar 5.17. Depth Structure Map Pada Horizon a) Sand-14, b) Sand-15.5 c) Sand-18

### 5.10. Hasil Inversi Impedansi Akustik *Model based*

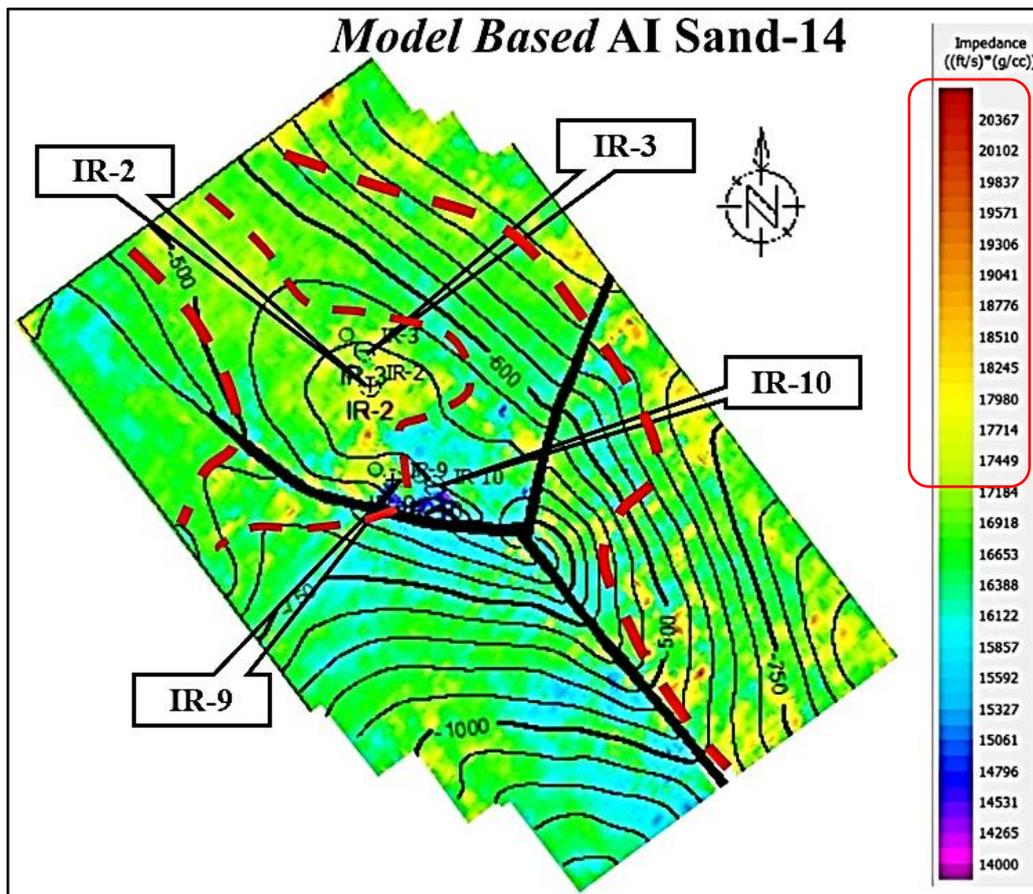
Pada tahapan *crossplot* telah menunjukkan hasil secara kasar bahwasanya analisis sensitivitas pada sumur IR-2, IR-3, IR-9, dan IR-10 telah dapat menunjukkan litologi yang terletak pada setiap sumurnya namun belum menggambarkan secara lebih jelas keadaan bawah permukaan sehingga perlu dilakukan seismik inversi dimana diawali dengan pembuatan *inisial model* dan analisis inversi menggunakan inversi *model based*.

**Gambar 5.18** merupakan penampang inversi impedansi akustik *model based* pada penampang seismik *inline* 154 sumur IR-10 dengan arah baratlaut-tenggara. Pada penampang inversi impedansi akustik ini memiliki rentang nilai impedansi akustik yang ditunjukkan dalam rentang warna biru hingga merah. Nilai impedansi akustik yang ditunjukkan pada penampang menunjukkan nilai 14000 ((ft/s)\*(g/cc)) hingga 21000 ((ft/s)\*(g/cc)), dimana nilai impedansi akustik yang rendah menandakan bahwa zona tersebut merupakan zona yang diinterpretasikan sebagai *shale* sedangkan pada zona yang memiliki nilai impedansi akustik tinggi menandakan bahwa zona tersebut dapat diindikasikan keterdapatan *reservoir* hidrokarbon, hal ini diinterpretasikan berdasarkan *crossplot* yang telah dibuat yaitu menggambarkan bahwa zona *sand* berada pada nilai impedansi yang relatif tinggi yaitu berada pada nilai diatas 17000 ((ft/s)\*(g/cc)).

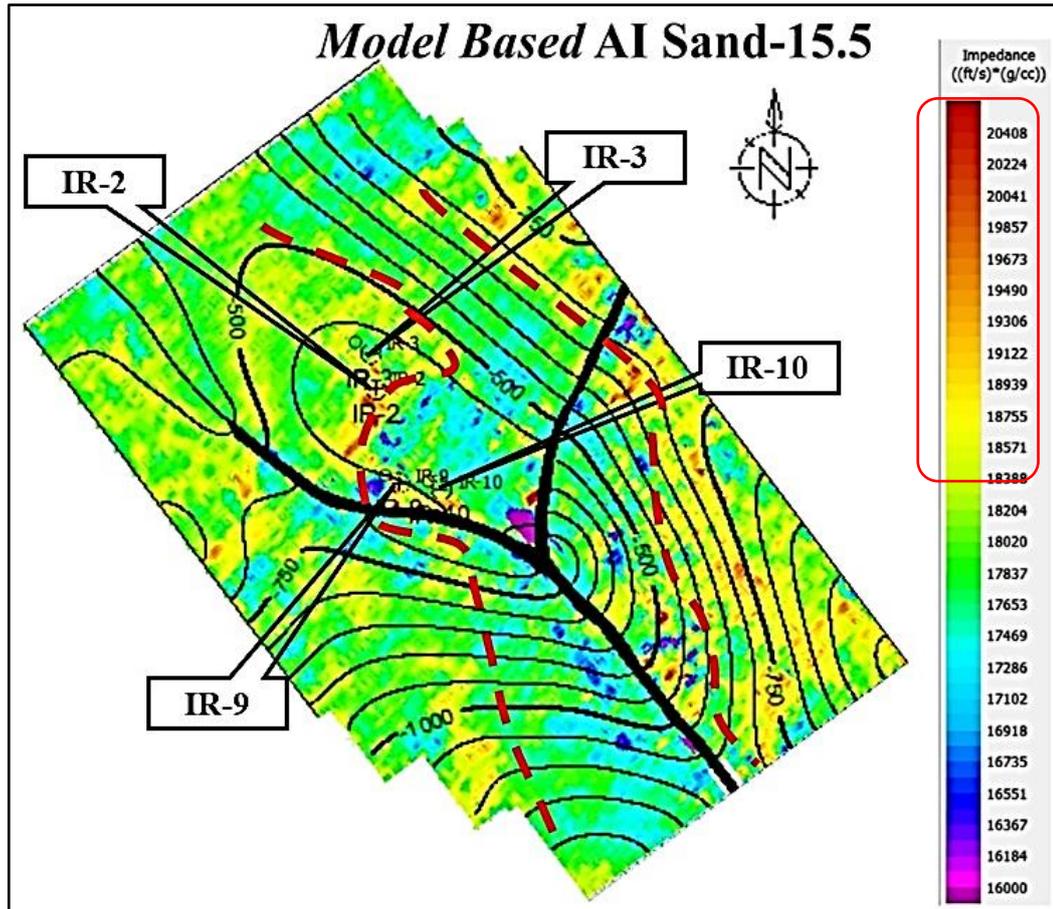
Pada peta *slicing* hasil inversi impedansi akustik pada *Horizon Sand-14* yang ditunjukkan adanya garis putus-putus berwarna merah merupakan zona dimana keterdapatan nilai impedansi akustik yang relatif tinggi yang diprediksi sebagai zona sebaran zona *reservoir* hidrokarbon. Namun pada data impedansi akustik yang telah di-*crossplot*-kan sebelumnya menunjukkan bahwa dengan nilai impedansi akustik ini tidak dapat memisahkan litologi dengan cukup baik walaupun sementara dapat disimpulkan bahwa zona keterdapatan *sand* atau zona *reservoir* hidrokarbon ditunjukkan pada nilai akustik impedansi yang relatif lebih tinggi sehingga dilakukannya multiatribut pada tahapan selanjutnya untuk membantu dalam penentuan zona persebaran *reservoir* agar lebih akurat.



Gambar 5.18. Penampang Hasil Inversi Impedansi Akustik, Inline 154, Sumur IR-9

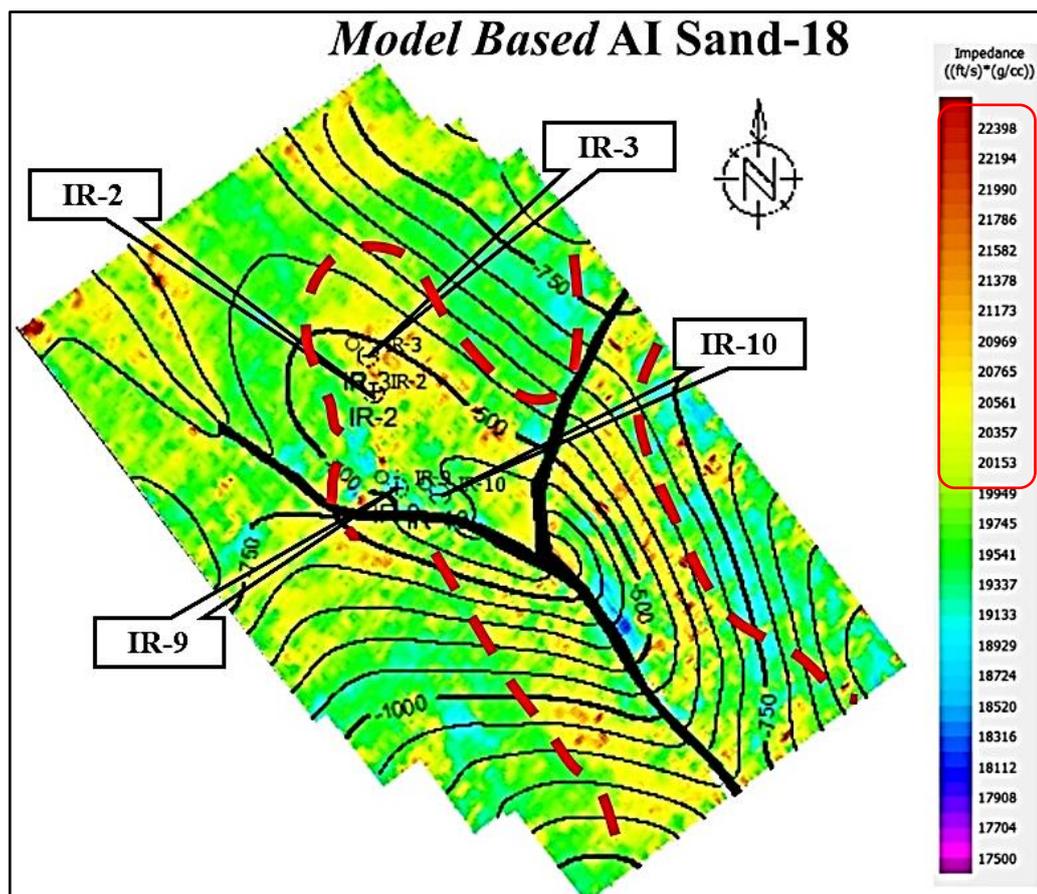


Gambar 5.19. Peta Slicing Hasil Inversi Impedansi Akustik Pada Horizon Sand-14 Window 20 ms



**Gambar 5.20.** Peta *Slicing* Hasil Inversi Impedansi Akustik Pada *Horizon Sand-15.5* Window 26 ms

Pada peta *slicing Horizon Sand-14* dan *Horizon Sand-15.5* menunjukkan pola dari nilai hasil inversi impedansi akustik yang cenderung menunjukkan pola yang sama yaitu memiliki bagian yang memiliki nilai relatif tinggi pada bagian yang telah ditandai dengan garis berwarna merah putus putus dengan nilai sekitar 17200 ((ft/s)\*(g/cc)) hingga 20400 ((ft/s)\*(g/cc)), namun berbeda halnya dengan hasil *slicing* pada horizon *Sand-18* dimana nilai impedansi akustik yang ada cenderung lebih tinggi dari hasil peta *slicing Horizon Sand-14* dan *Horizon Sand-15.5* dengan nilai tinggi berkisar antara 20000 ((ft/s)\*(g/cc)) hingga 22000 ((ft/s)\*(g/cc)), sehingga menunjukkan pola yang sedikit berbeda namun tetap dengan *trend* yang sama.

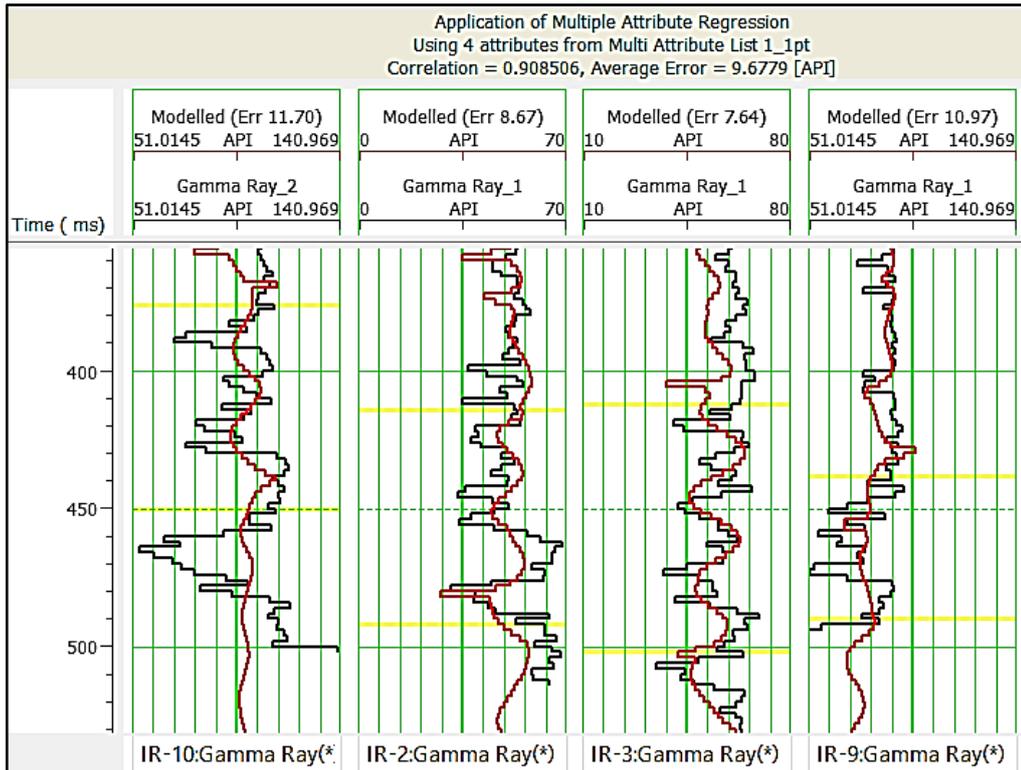


**Gambar 5.21.** Peta *Slicing* Hasil Inversi Impedansi Akustik Pada *Horizon Sand-18* Window 18 ms

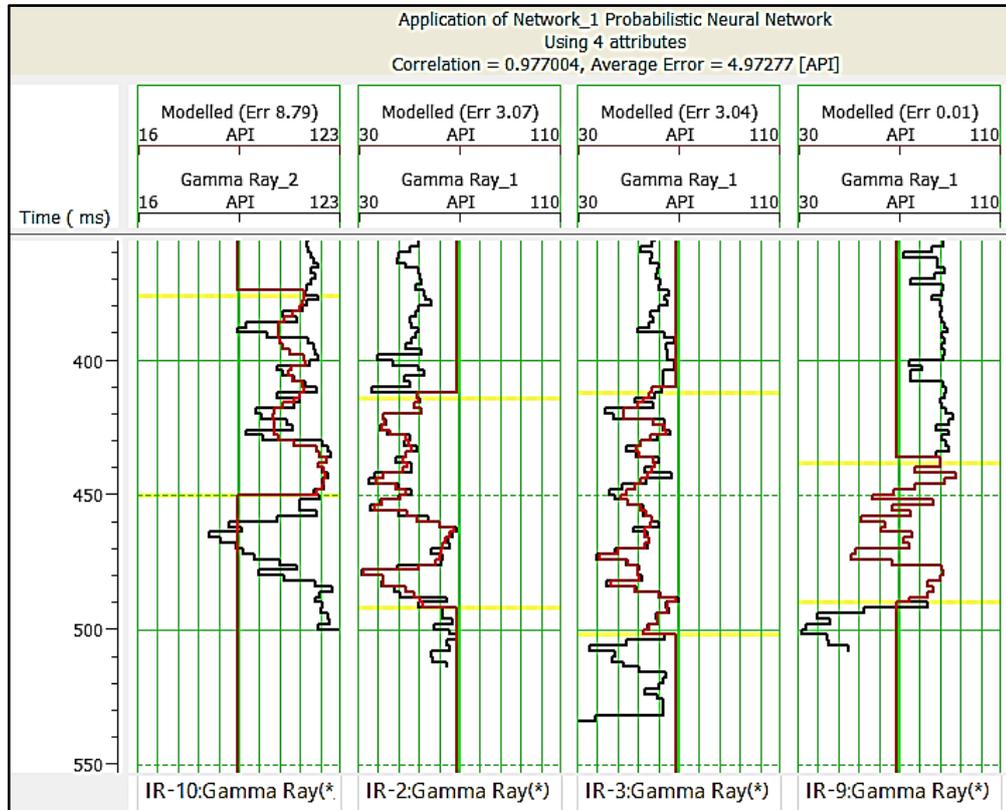
### 5.11. Hasil Analisis Sismik Multiatribut (*Probabilistic Neural Network*)

Pada analisis seismik multiatribut, validasi menggunakan 4 macam atribut pada setiap sumur yang dipakai yaitu pada sumur IR-2, IR-3, IR-9, dan IR-10 telah menunjukkan hasil validasi seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 5.22** dimana pada gambar hasil validasi tersebut menunjukkan informasi nilai korelasi 0.908 dan nilai *error* 9.67, dengan nilai korelasi yang masih kurang maka tahap selanjutnya yaitu melakukan proses *neural network* kemudian hasilnya ditunjukkan seperti pada **Gambar 5.23**.

Pada **Gambar 5.23** menunjukkan grafik hasil korelasi sumur dengan atribut yang telah dipilih dan menggunakan metode *probabilistic neural network*. Hasil dari metode PNN ini menunjukkan nilai korelasi yang sangat tinggi yaitu dengan nilai 0.977 dan nilai *error* yang relatif kecil yaitu 4.97 dengan hasil ini maka diharapkan dapat mempresentasikan keadaan bawah permukaan yang sebenarnya.



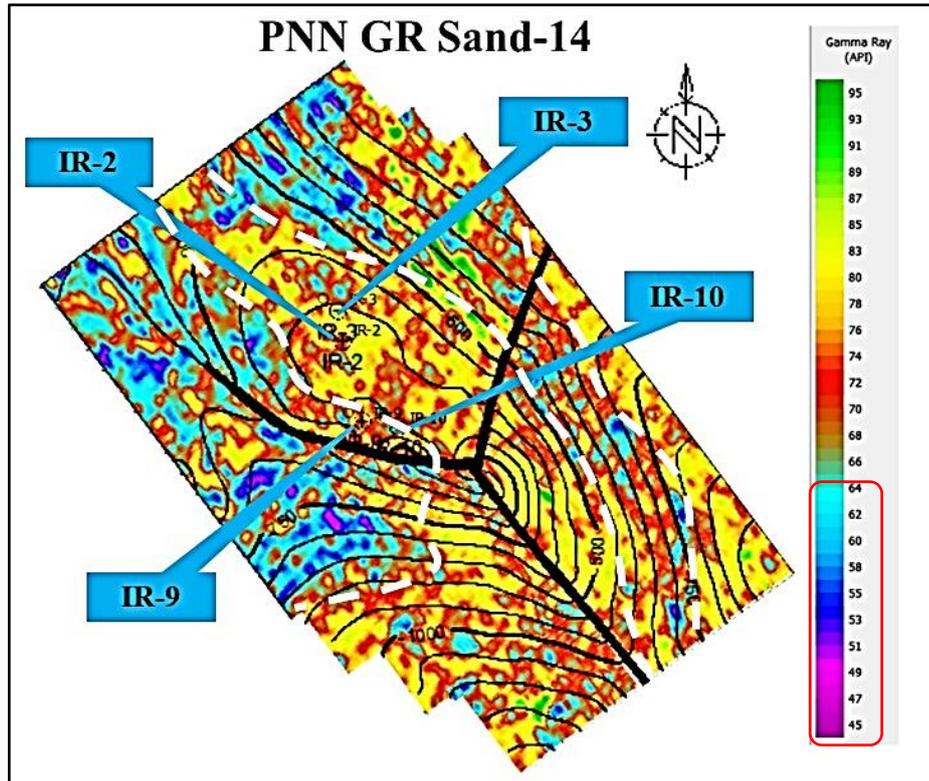
**Gambar 5.22.** Grafik Korelasi Pada Sumur IR-2, IR-3,IR-9,IR-10 Pada Proses Multiatribut



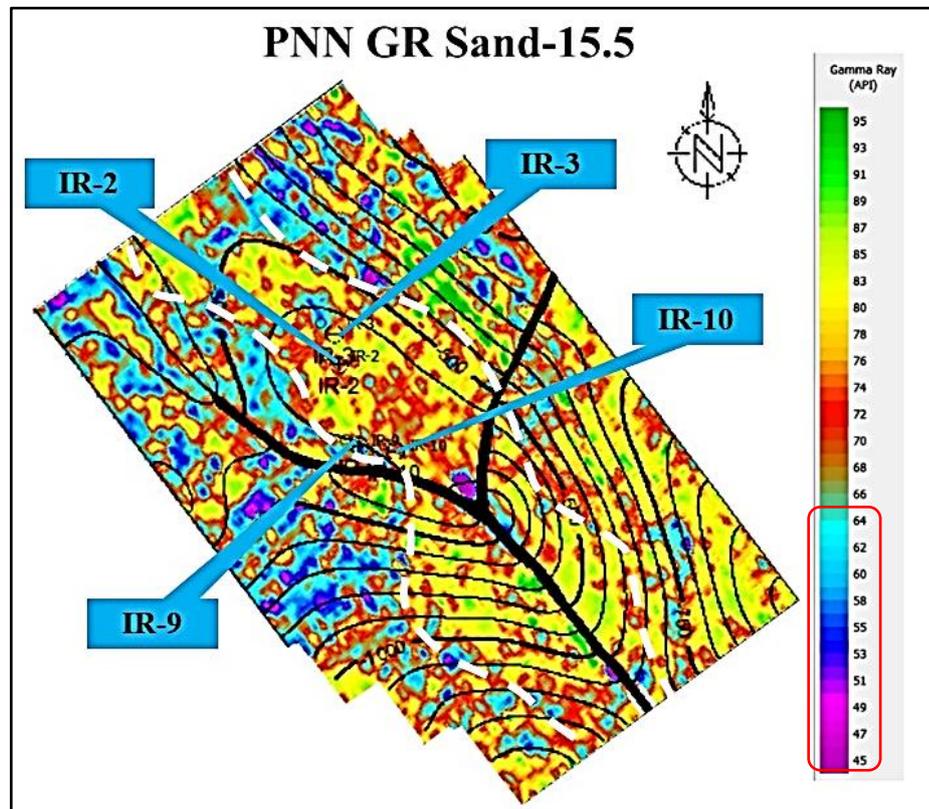
**Gambar 5.23.** Grafik Korelasi Pada Sumur IR-2, IR-3,IR-9,IR-10 Pada Proses PNN

Pada analisa mutiatribut ini bertujuan untuk memprediksi penyebaran suatu property fisik batuan dengan menggunakan lebih dari satu atribut seismik. Properti fisik batuan yang dimaksudkan adalah *gamma ray* dan densitas. Pada **Gambar 5.24** telah ditunjukkan gambar hasil seismik multiatribut (PNN) dengan menyebarkan property *gamma ray* yang ditunjukkan pada peta *slicing Sand-14*. Dari hasil tersebut dapat dilihat bahwasanya *gamma ray* dapat terpisah dengan baik yang berarti pemisahan litologi sudah cukup baik terlihat menggunakan multiatribut (PNN) dengan persebaran *gamma ray*. Dari penampang hasil seismik multiatribut (PNN) dengan menyebarkan property *gamma ray* yang ditunjukkan pada *slicing Sand-14* dapat dilihat rentang nilai *gamma ray* yang ada yaitu memiliki nilai 45 hingga 95 API. Kemudian pada **Gambar 5.24** juga ditunjukkan garis putus-putus dengan warna putih sebagai tanda pada zona tersebut merupakan zona yang memiliki nilai *gamma ray* relatif rendah yaitu sekitar 45-64 API yang diinterpretasikan sebagai zona persebaran *reservoir* dikarenakan nilai *gamma ray* yang rendah merupakan indikasi adanya kandungan *sand*, dimana litologi *sand* ini baik untuk tempat akumulasinya hidrokarbon. Kemudian pada **Gambar 5.25** merupakan hasil dari peta *slicing* hasil seismik multiatribut (PNN), penyebaran *gamma ray* pada horizon *Sand-15.5*, **Gambar 5.26** menunjukkan hasil dari peta *slicing* hasil seismik multiatribut (PNN), penyebaran *gamma ray* pada horizon *Sand-18* dimana pola yang terdapat pada *slicing Sand-15,5* dan *slicing Sand-18* mempunyai pola yang mirip dengan pola yang ditunjukkan pada hasil peta *slicing Sand-14*.

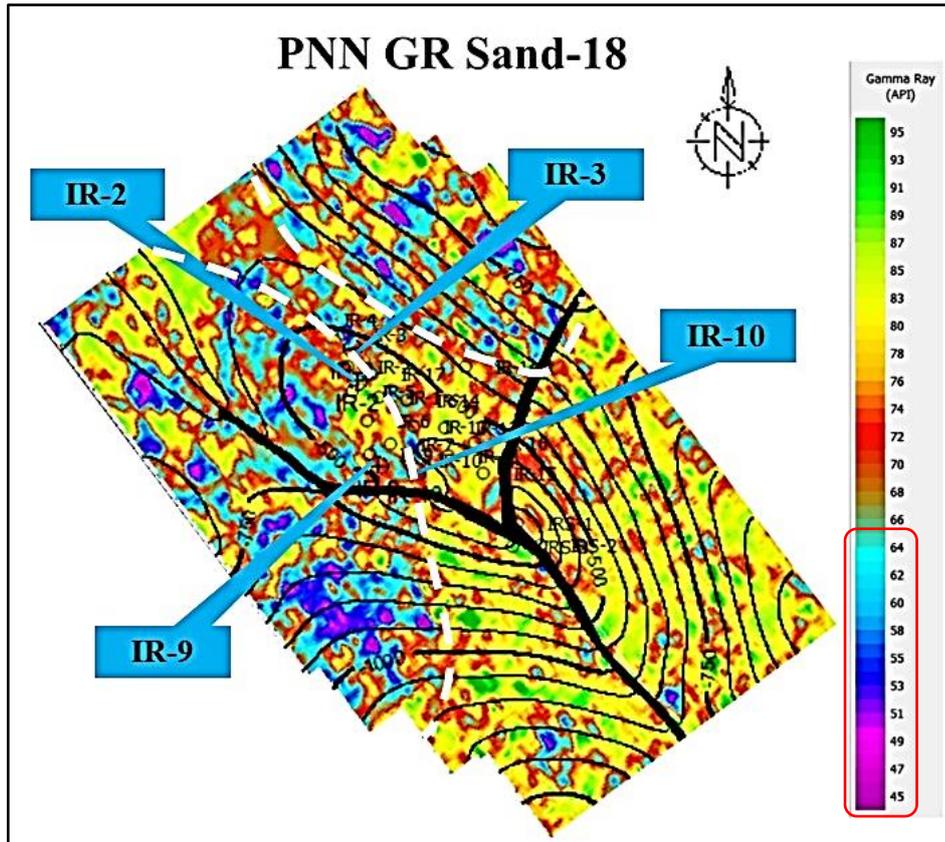
Pola persebaran hasil dari *running* PNN untuk menyebarkan nilai *gamma ray* ini mempunyai pola yang hampir mirip dengan pola penyebaran nilai impedansi akustik rendah yang terdapat pada hasil inversi *model based*, namun terdapat perbedaan pada sisi kedetailan dari penyebarannya. Pada metode seismik multiatribut (PNN) ini dapat menghasilkan bentuk atau pola penyebaran yang lebih mendetail seperti yang ditunjukkan pada masing masing *output* pada peta *slicing* hasil *running* seismik multiatribut (PNN) dalam menyebarkan nilai *gamma ray*. Pola yang dihasilkan lebih menunjukkan kedetailan sehingga dapat membantu dalam interpretasi karena dapat mendeleniasi dalam suatu area atau zona persebarannya pada hasil penyebaran akustik impedan *model based* sebelumnya.



**Gambar 5.24.** Peta *Slicing* Hasil Seismik Multiatribut (PNN), Penyebaran *Gamma ray* Pada Horizon *Sand-14 Window 20 ms*



**Gambar 5.25.** Peta *Slicing* Hasil Seismik Multiatribut (PNN), Penyebaran *Gamma ray* Pada Horizon *Sand-15.5 Window 26 ms*

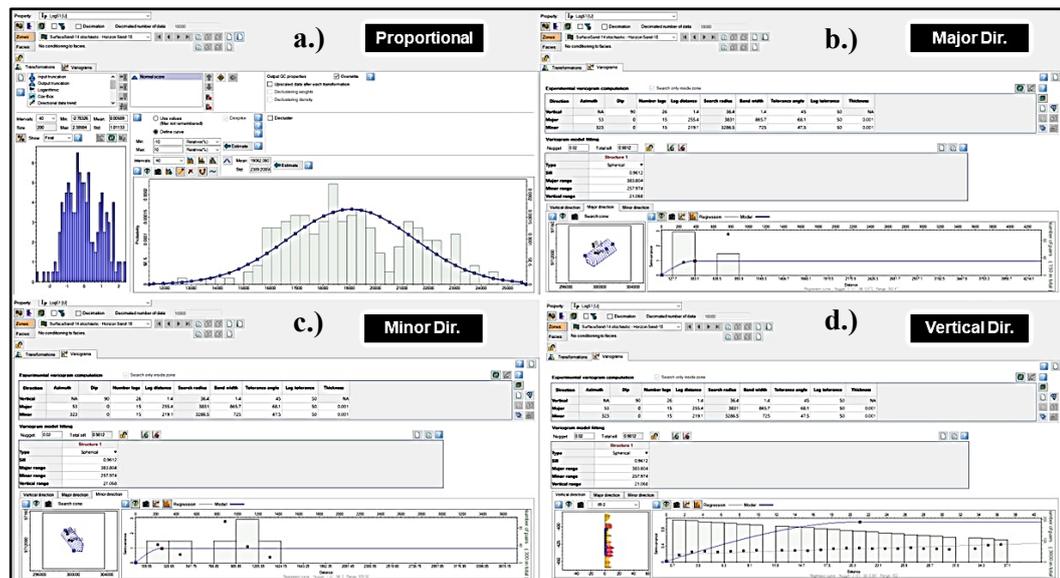


**Gambar 5.26.** Peta *Slicing* Hasil Seismik Multiatribut (PNN), Penyebaran *Gamma ray* Pada *Horizon Sand-18 Window 18 ms*

### 5.12. Hasil Analisis Inversi Stokastik

Pada **Gambar 5.27** ditunjukkan hasil analisis data (variogram), analisis variogram ini dilakukan dengan tujuan dalam menyebarkan nilai impedansi akustik yaitu dapat disesuaikan dengan pengendapan yang terjadi pada lokasi penelitian sesungguhnya. Pada penentuan arah pengendapan yang ada pada lokasi penelitian perlu dilakukan analisis terlebih dahulu yaitu dengan mencoba beberapa atribut atau pada penelitian ini digunakan analisis arah pengendapan yang diperoleh dari hasil seismik multiatribut,. Dari hasil tersebut nantinya digunakan sebagai *major* dan *minor azimuth* pada variogram. **Gambar 5.27 a)** merupakan gambar hasil analisis data variogram *proportional* yaitu variogram yang menunjukkan pada data keseluruhan pada penelitian yang digunakan kemudian pada gambar b) ditunjukkan gambar hasil dari variogram pada *major direction*, dimana *major direction* ini akan menentukan arah serta lebar dari penyebaran yang akan dilakukan, pada umumnya *major direction* ini merupakan arah utama pengendapan yang terjadi pada daerah lokasi penelitian c) merupakan gambar *minor direction*, dimana *minor direction* ini

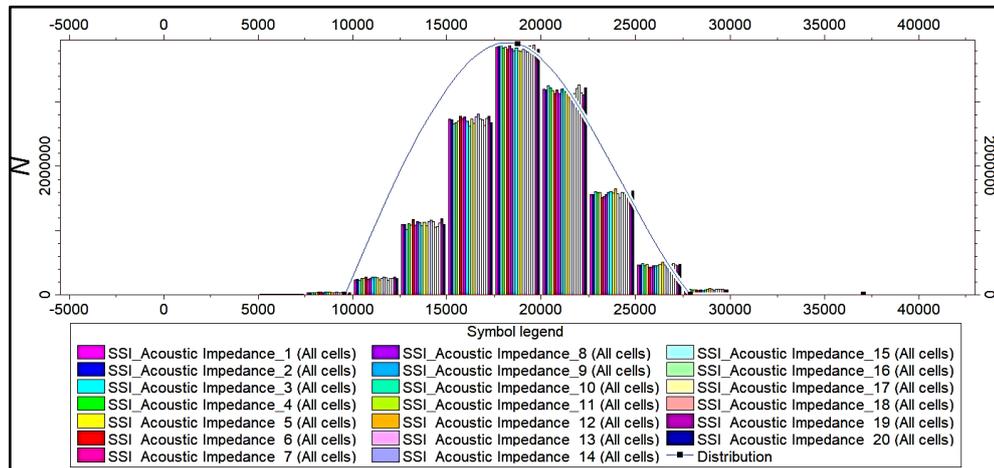
juga akan menentukan arah serta lebar dari penyebaran yang akan dilakukan, pada umumnya *minor direction* ini merupakan hasil tegak lurus dengan arah pengendapan utama kemudian pada gambar d) ditunjukkan gambar dari variogram dari *vertical direction*, dimana *vertical direction* akan menentukan penyebaran nilai impedansi akustik secara vertikal. Pada proses pengaturan variogram yang telah dilakukan dengan mempertimbangkan *major direction*, *minor direction*, dan *vertical direction* maka didapatkan nilai *sill* sebesar 0.9812, kemudian nilai *nugget* yaitu sebesar 0.02, selanjutnya pada nilai *major direction* yaitu sebesar 383.804, dan pada *minor direction* yaitu sebesar 257.974 serta nilai *vertical range* yaitu 21.068. Hasil dari nilai *sill*, *nugget*, *major direction*, dan *minor direction* ini nantinya akan digunakan pada proses stokastik *inversi* yang akan dilakukan pada tahapan selanjutnya. Hasil dari analisis variogram ini nantinya akan digunakan dalam proses *inversi* stokastik dengan memasukkan parameter-parameter *sill*, *nugget*, *major direction*, dan *minor direction*, kemudian melakukan pengaturan realisasi dan iterasi pada proses *running* *inversi* stokastik.



**Gambar 5.27.** Proses Analisa Data (Variogram)

Reliasasi *inversi* stokastik yang dilakukan adalah sebanyak 20 kali realisasi, dalam pemilihan atau penentuan hasil realisasi maka diperlukan analisa histogram dari masing-masing hasil realisasi *inversi* stokastik dengan cara menggabungkan histogram hasil dari 20 kali realisasi. Pada **Gambar 5.28** ditunjukkan hasil histogram yang dibuat dari seluruh hasil realisasi *inversi* stokastik yang telah dilakukan, kemudian juga digambarkan grafik berwarna putih biru dimana grafik

tersebut merupakan grafik hasil dari analisis distribusi histogram dari 20 realisasi, dari analisis distribusi histogram maka dapat ditentukan pemilihan hasil realisasi yang dianggap sebagai estimasi terbaik maka dipilih *output* realisasi nomor 10 pada inversi stokastik sebagaimana telah ditunjukkan pada analisis histogram.



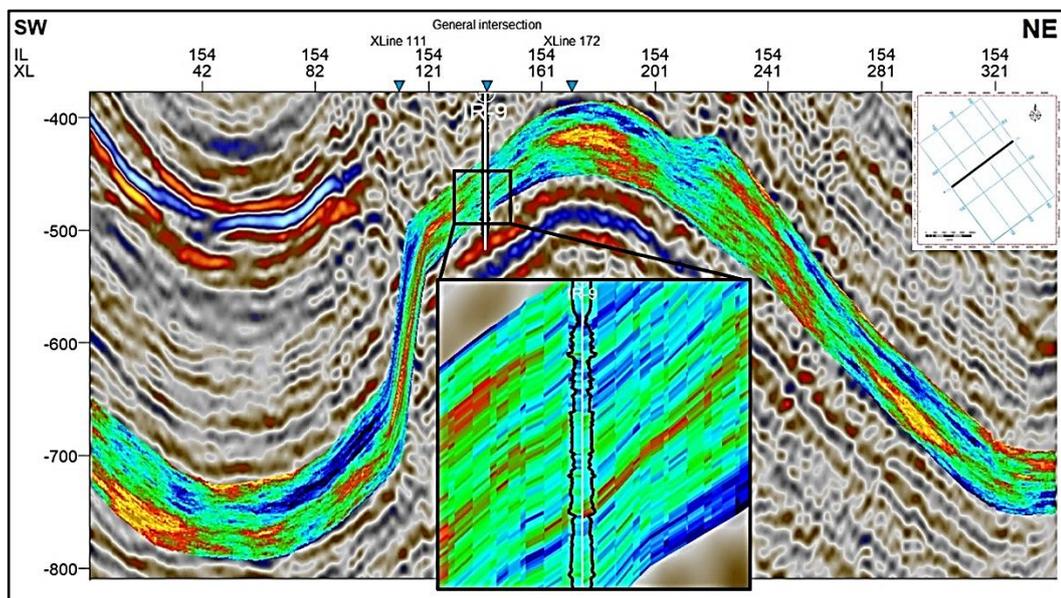
**Gambar 5.28.** Proses Analisis Histogram Untuk Penentuan Hasil Realisasi Yang Akan Digunakan.

Pada **Gambar 5.29** telah ditunjukkan penampang hasil dari proses inversi stokastik realisasi nomor 10 yang ditunjukkan pada *Inline* 154. Penampang tersebut merupakan penampang penyebaran impedansi akustik dimana nilai impedansi akustik yang tinggi yaitu lebih dari 17000 ((ft/s)\*(g/cc)) menandakan bahwa zona tersebut merupakan zona diinterpretasikan sebagai *sand* yaitu dapat diindikasikan ketersediaan *reservoir* hidrokarbon sedangkan pada zona yang memiliki nilai akustik impedansi rendah menandakan bahwa zona tersebut diinterpretasikan sebagai adanya litologi *shale* kemudian juga ditunjukkan dengan adanya korelasi dengan data *log* impedansi akustik yang sebenarnya, pada korelasi tersebut dapat disimpulkan bahwa keakuratan hasil inversi stokastik telah cukup baik karena memiliki pola yang sangat mirip.

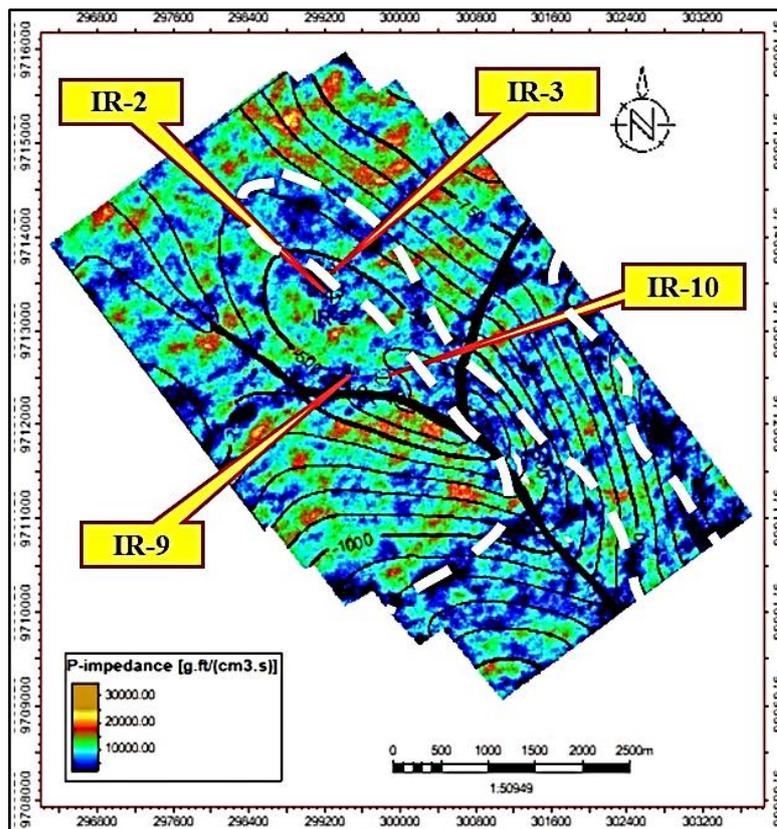
Pada Peta *Slicing* **Gambar 5.30** hasil inversi impedansi akustik pada *horizon Sand-18* yang ditunjukkan adanya bulatan putus-putus berwarna putih merupakan zona dimana ketersediaan nilai impedansi akustik yang relatif tinggi yang diprediksi sebagai zona sebaran *reservoir* hidrokarbon. Hasil dari inversi stokastik ini menunjukkan *layer layer* yang menunjukkan lapisan yang lebih detail dibandingkan inversi *model based* yang telah dilakukan sebelumnya. *Layer* yang dihasilkan dari inversi stokastik ini lebih menggambarkan kedetailan pada setiap

lapisannya, sehingga dapat digunakan untuk memprediksi lapisan yang tipis atau dibawah *tuning thickness* dengan lebih baik dan lebih akurat.

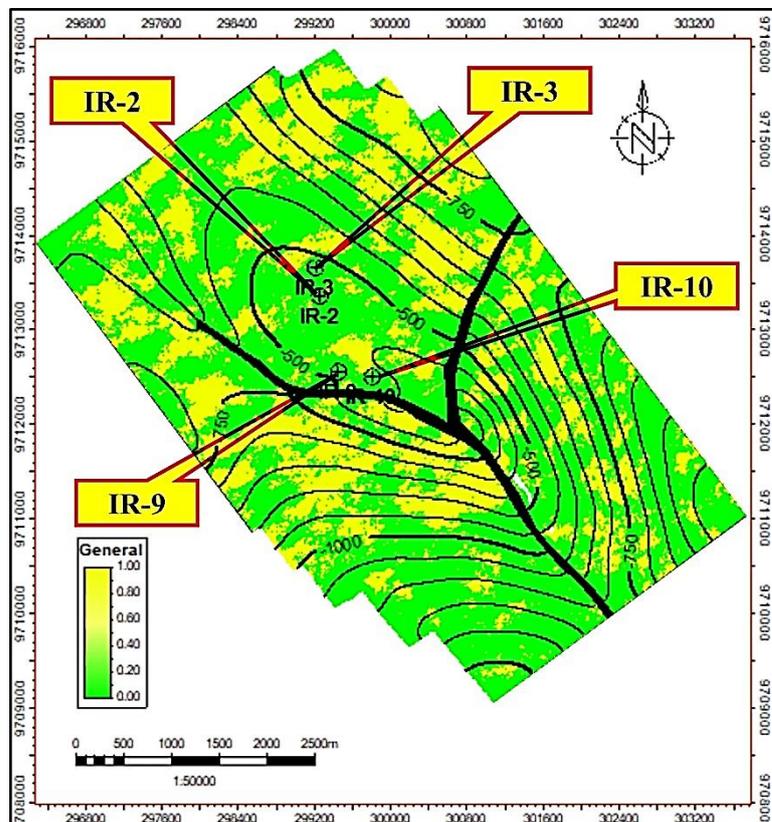
Pada **Gambar 3.31** merupakan peta persebaran *sand* dengan warna kuning merupakan hasil dari penyebaran litologi, dengan asumsi *sand probability* yang ada pada nilai 1 merupakan dianggap sebagai litologi *sand* yang mana nilai 1 menunjukkan bahwa nilai akustik impedansi adalah lebih dari 17000 ((ft/s)\*(g/cc)) dan nilai pada angka 0 merupakan dianggap sebagai bukan *sand* (*shale*). Kemudian pada **Gambar 3.32** ditunjukkan penampang penyebaran zona *sand* dimana zona persebaran ini dibuat menggunakan acuan *arbitraryline* yang melewati sumur IR-2, IR-3, IR-9, dan IR-10, pada penampang penyebaran *sand* yang ditunjukkan pada **Gambar 3.32** tersebut memiliki konsep yang sama dengan cara pembacaan pada peta penyebaran *sand* pada gambar **Gambar 3.31** yaitu peta persebaran *sand* dengan warna kuning merupakan hasil dari penyebaran litologi, dengan asumsi *sand probability* yang ada pada nilai 1 merupakan dianggap sebagai litologi *sand* yang mana nilai 1 menunjukkan bahwa nilai akustik impedansi adalah lebih dari 17000 ((ft/s)\*(g/cc)) dan nilai pada angka 0 merupakan dianggap sebagai bukan *sand* (*shale*).



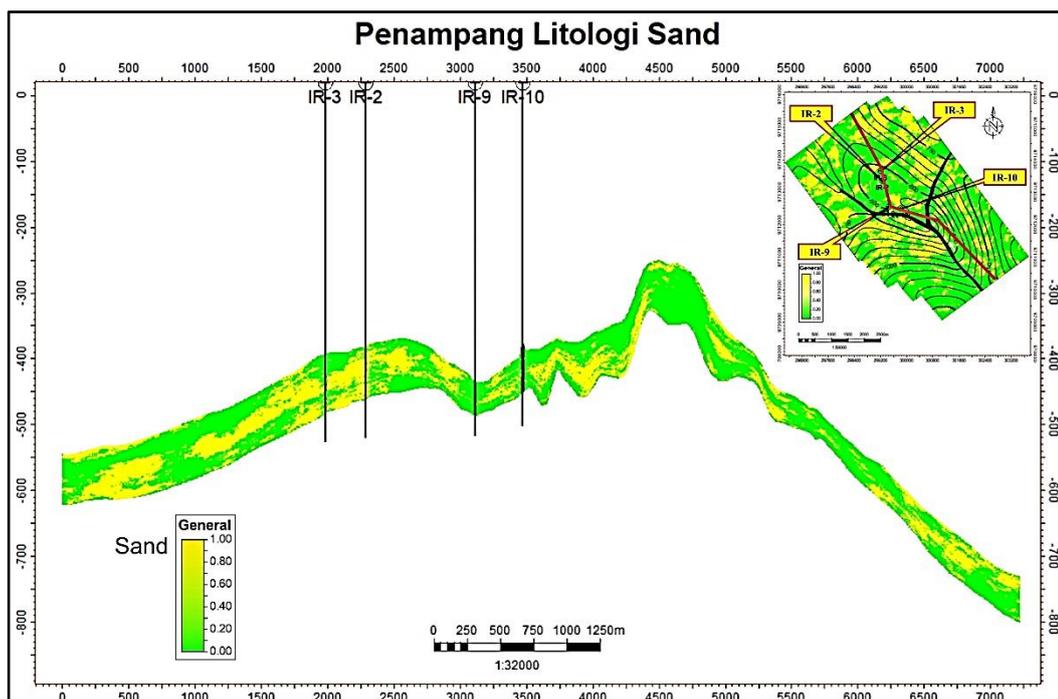
**Gambar 5.29.** Penampang Impedansi akustik Hasil Inversi Stokastik, Inline 154 Sumur IR-9



Gambar 5.30. Peta Impedansi akustik Hasil Inversi Stokastik



Gambar 5.31. Peta Persebaran Sand Pada Sand-18 Berdasarkan Hasil Inversi Stokastik Dengan Nilai 0-1



**Gambar 5.32.** Penampang Persebaran *Sand* Berdasarkan Hasil Inversi Stokastik Dengan Nilai 0-1

### 5.13. Hasil Analisis Integrasi Antara Inversi Stokastik dan Analisis Inversi Impedansi Akustik (*Model based*) serta Multiatribut (*Probabilistic Neural Network*).

Pada **Gambar 5.33** bagian a) ditunjukkan gambar penampang hasil dari geostatistik inversi stokastik penyebaran impedansi akustik yang ditunjukkan pada *inline* 154, pada hasil inversi stokastik tersebut ditunjukkan *layer-layer* yang merupakan interpretasi dari lapisan lapisan yang berada pada *sand-14* hingga pada *sand-18*. Nilai yang tersebar merupakan nilai impedansi akustik akustik yang berkisar antara 14000 ((ft/s)\*(g/cc)) hingga 21000 ((ft/s)\*(g/cc)). Dimana pada penampang hasil inversi stokastik tersebut yang memiliki warna kemerahan menunjukkan nilai persebaran impedansi akustik yang tinggi dimana diindikasikan sebagai litologi *sand*. Pada gambar (a) ini juga diberikan informasi mengenai kecocokan antara penampang hasil inversi stokastik dengan data *log* yang ada, pada penampang inversi stokastik ini nilai *log acoustic impedans* yang digunakan yaitu dengan skala warna yang menunjukkan warna terang yaitu menggambarkan pada zona tersebut adalah memiliki nilai *acoustic impedans* yang tinggi, hal ini sesuai dengan hasil inversi stokastik dimana pada data *log* ditunjukkan nilai *acoustic impedans* yang tinggi dan pada hasil inversi stokastik juga menunjukkan pada nilai

impedansi akustik yang tinggi juga. Hal ini dapat disimpulkan bahwa pendugaan terhadap *sand* sebagai prediksi persebaran *reservoir* adalah sesuai dengan didukung oleh data sumur yang dikomparasikan dengan data hasil inversi stokastik yang telah dilakukan. Pada penampang hasil inversi stokastik ini memiliki hasil *layer layer* dimana memperlihatkan lapisan lapisan yang lebih detail dari hasil inversi deterministik *model based*, layer yang digunakan pada inversi stokastik menggunakan 100 *layer*, yang berarti bahwa setiap satu *layer* hasil inversi stokastik ini mewakili 4.78 ft dari keadaan yang sebenarnya. Hal ini diperoleh dari perhitungan ketebalan dari top *Sand-14* hingga top *Sand 18* yaitu sebesar 478 ft. Dari kelebihan yang ada pada inversi stokastik ini sehingga dianggap cocok pada lapangan penelitian dikarenakan lapisan lapisannya yang memiliki ketebalan kurang dari *tuning thickness*-nya. Kemudian pada **Gambar 5.33** bagian b) menunjukkan gambar penampang hasil inversi *deterministic model based* dengan penyebaran nilai impedansi akustik dimana memiliki nilai sekitar 14000 ((ft/s)\*(g/cc)) hingga 21000 ((ft/s)\*(g/cc)), dengan warna kuning hingga merah yaitu 17000 ((ft/s)\*(g/cc)) - 20000 ((ft/s)\*(g/cc)) merupakan penyebaran yang memiliki nilai impedansi akustik tinggi dimana diinterpretasikan merupakan zona yang memiliki *sand* sehingga dapat diindikasikan sebagai zona *reservoir*. Pada penampang hasil inversi *model based* dalam penyebaran impedansi akustik ini juga diberikan informasi mengenai data *log* berupa *gamma ray* yang telah dipasang pada letak sumur berada untuk melihat korelasi antara data sumur dengan hasil inversi impedansi akustik *model based* yang telah dilakukan, pada gambar ditunjukkan bahwa hasil yang diperoleh dari inversi *model based* ini dalam menggambarkan respon terhadap data *log* sudah dapat menggambarkan dengan sesuai namun masih kurang detail dibandingkan inversi stokastik yang dapat menggambarkan setiap lapisan dengan detail.

Pada analisis integrasi antara inversi impedansi akustik *model based*, Multiatribut (*Probabilistic Neural Network*), dan analisis inversi stokastik ini ditampilkan pada **Gambar 5.34** dimana pada gambar tersebut dapat dilihat pola setiap masing masing nilai pada tiap masing -masing peta hasil pengolahan. Pada **Gambar 5.34** ditunjukkan bahwa pada setiap peta hasil inversi impedansi akustik *model based*, Multiatribut (*Probabilistic Neural Network*), dan analisis inversi

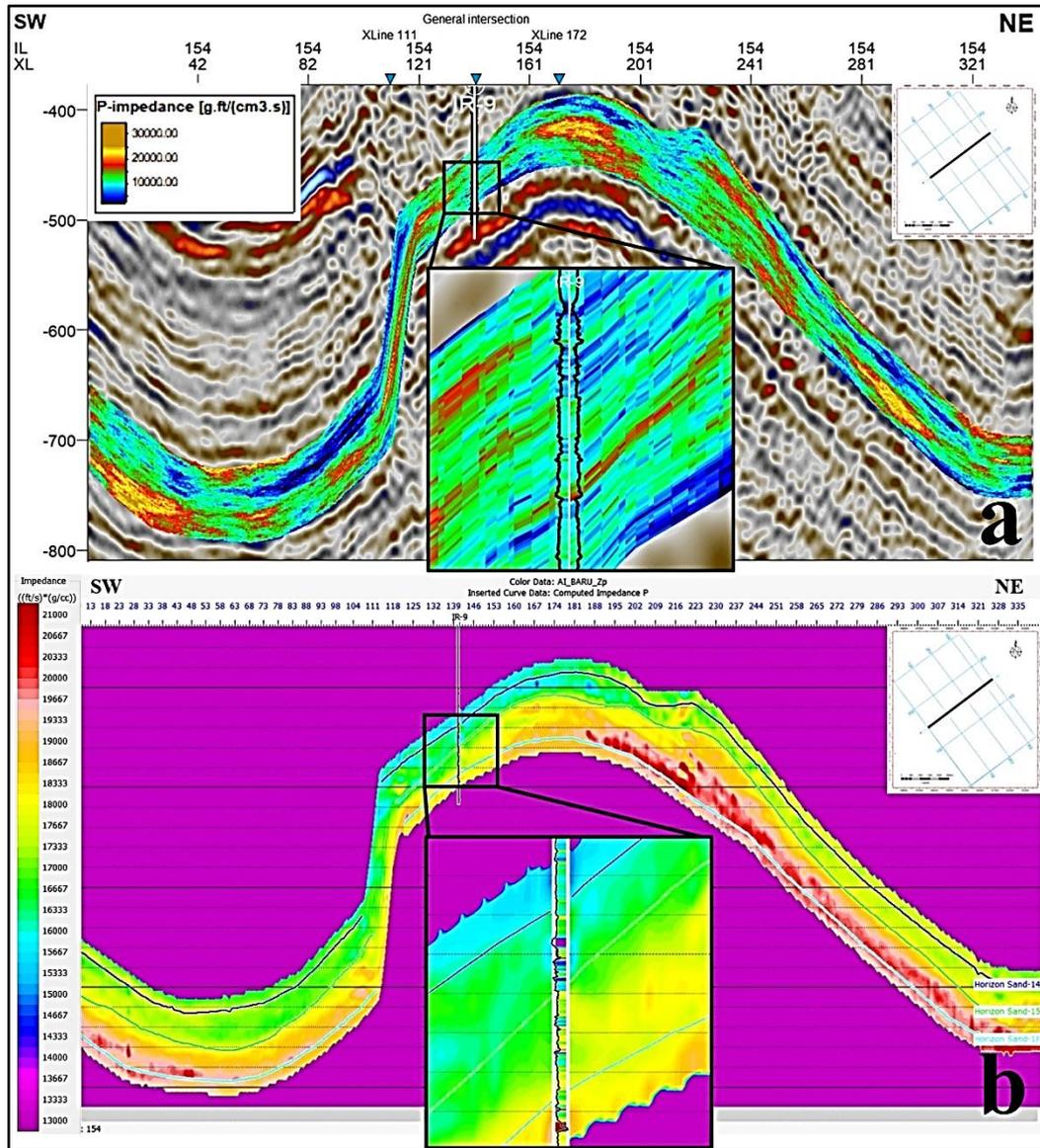
stokastik memiliki pola persebaran yang hampir sama. Pada peta *slicing* inversi *model based* hasil penyebaran akustik impedansi ditunjukkan adanya pola yang menunjukkan nilai persebaran akustik impedansi yang relatif tinggi dibagian dalam garis yang berwarna merah putus-putus yaitu dengan nilai berkisar 17000 ((ft/s)\*(g/cc)) hingga 21000 ((ft/s)\*(g/cc)), dimana dengan nilai akustik impedansi yang relatif tinggi tersebut diinterpretasikan sebagai *sand*, bagian tersebut melampar pada daerah penelitian dari arah barat laut-tenggara kemudian pada peta *slicing* hasil seismik multiatribut (PNN) dengan penyebaran *gamma ray* menunjukkan pola yang hampir sama dengan pola yang ditunjukkan pada hasil *slicing* akustik impedansi dimana ditandai dengan garis yang berwarna putih putus-putus dengan nilai *gamma ray* yang relatif rendah yaitu berkisar 45-64 API yang diinterpretasikan sebagai zona persebaran *reservoir* dikarenakan nilai *gamma ray* yang rendah merupakan indikasi adanya kandungan *sand*, dimana litologi *sand* ini baik untuk tempat akumulasinya hidrokarbon, dengan arah pelamparannya barat laut-tenggara. Pada peta *slicing* hasil seismik multiatribut (PNN) dengan target penyebaran densitas memiliki pola yang sama juga dengan hasil inversi akustik impedansi *model based*. Kemudian pada hasil *slicing* inversi stokastik juga memberikan informasi yang hampir sama dengan hasil peta *slicing* inversi impedansi akustik *model based* dan Multiatribut (*Probabilistic Neural Network*), pada peta *slicing* inversi stokastik ini dengan menyebarkan target akustik impedansi dimana impedansi akustik yang relatif tinggi yang berkisar 17000 ((ft/s)\*(g/cc)) hingga 21000 ((ft/s)\*(g/cc)) pada zona tersebut diduga sebagai zona yang memiliki litologi *sand* dengan diindikasikan sebagai zona *reservoir* pada daerah penelitian. Pada **Gambar 5.34** juga telah ditunjukkan peta gabungan hasil inversi impedansi akustik *model based*, Multiatribut (*Probabilistic Neural Network*), dan analisis inversi stokastik yang diinterpretasikan sebagai zona *reservoir* dimana zona tersebut ditandai dengan warna gelap atau menunjukkan warna semakin hitam, warna yang semakin gelap tersebut terjadi karena terdapat beberapa kumpulan warna yang diduga sebagai zona *reservoir* yang dihasilkan dari peta inversi impedansi akustik *model based*, Multiatribut (*Probabilistic Neural Network*), dan analisis inversi stokastik. Peta tersebut dibuat berdasarkan nilai yang ada pada hasil inversi impedansi akustik *model based*, Multiatribut (*Probabilistic Neural*

*Network*), dan analisis inversi stokastik dengan mengacu pada hasil *slicing Sand-18*.

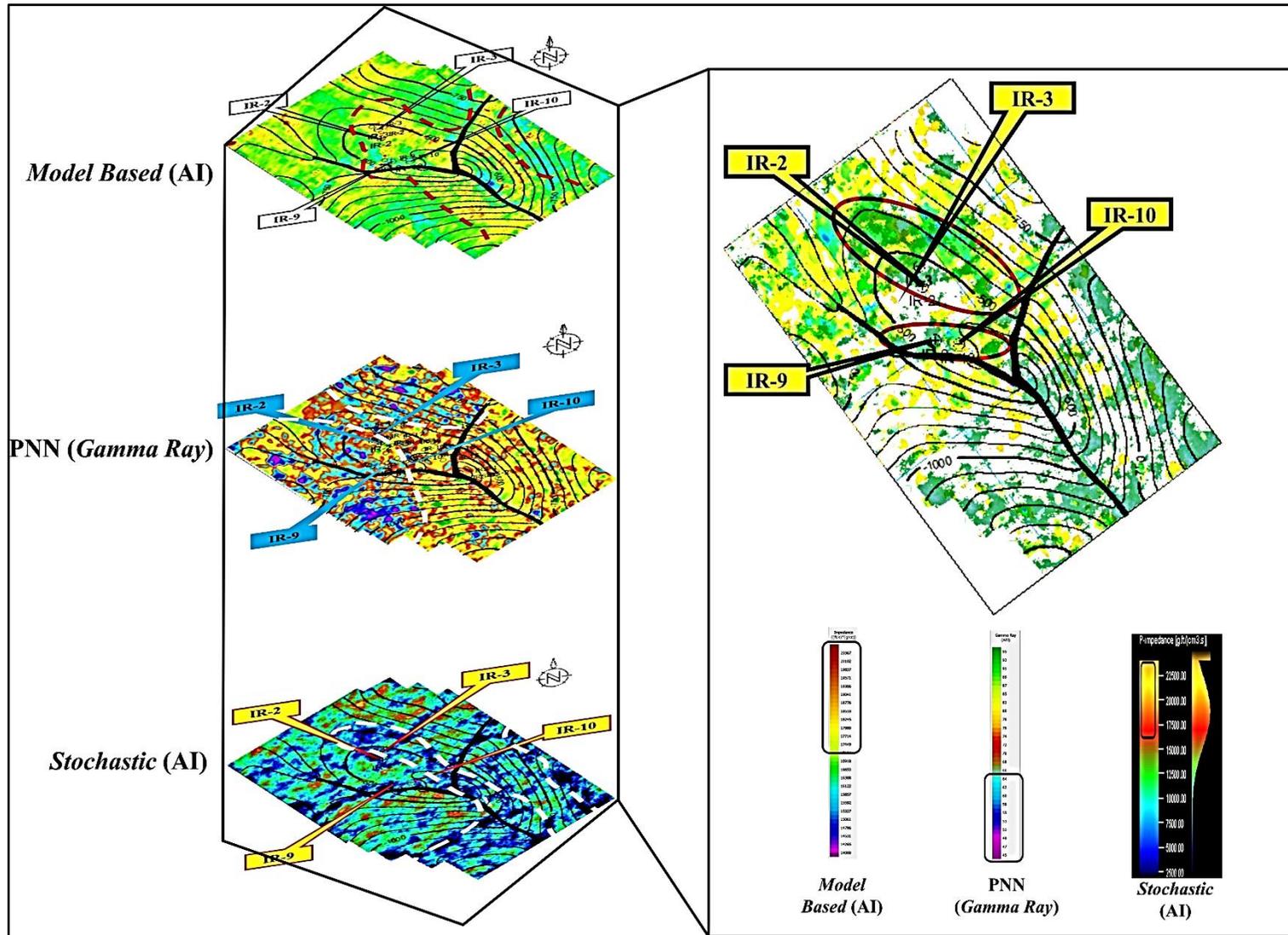
Pada hasil inversi deterministik dan stokastik tersebut dengan penyebaran nilai impedansi akustik ditunjukkan bahwa persebaran berada pada zona yang memiliki nilai akustik impedansi yang relatif tinggi yaitu berada pada nilai 17000 ((ft/s)\*(g/cc)) keatas, kemudian dari hasil inversi deterministik dan stokastik tersebut yang dapat dilihat persebarannya pada **Gambar 3.4** dan kemudian divalidasi dengan hasil yang diberikan pada multiatribut *probability neural network* dimana validasi tersebut menggunakan nilai penyebaran *gamma ray* dengan interpretasi bahwa penyebaran *gamma ray* antara 45-64 API yang diinterpretasikan sebagai zona persebaran *reservoir*, pola yang dihasilkan dari *probability neural network* tersebut digunakan sebagai validasi dari hasil inversi deterministik dan stokastik dalam penyebaran properti *reservoir* berupa nilai akustik impedansi, pada proses multiatribut *probability neural network* dengan penyebaran properti *reservoir* menggunakan nilai penyebaran *gamma ray* yaitu dengan tujuan bahwa *gamma ray* dapat memisahkan litologi *sand* dan *shale* dengan baik sehingga dapat digunakan dalam hal validasi hasil dari penyebaran nilai akustik impedansi akustik.

Lingkungan pengendapan yang terjadi pada daerah penelitian yaitu Cekungan Sumatera Selatan, yang berada pada Formasi Air Benakat ini 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. Jika dilihat dari bentuk atau pola yang terlihat dari hasil inversi impedansi akustik *model based*, Multiatribut (*Probabilistic Neural Network*), dan analisis inversi stokastik tersebut terlihat bahwa adanya pola yang memanjang dengan arah baratlaut-tenggara dimana arah yang ada menunjukkan arah yang sejajar dengan garis pesisir pantai sehingga pola tersebut dapat disimpulkan menurut Wright (1978) tentang pembagian tipe-tipe delta, maka pada daerah penelitian ini merupakan masuk kedalam tipe keenam dengan kejadiannya yaitu di bawah pengaruh energi gelombang yang sangat besar dengan arus pesisir yang cukup kuat, sehingga meninggalkan bentuk memanjang sejajar garis pesisir. Tipe Delta dalam hubungannya dengan Tenaga Fluvial, Gelombang

dan Pasut (Summerfield, 1991) menunjukkan bahwa tipe delta pada daerah penelitian ini merupakan tipe delta *wave dominated* dimana gelombang memiliki tenaga yang kuat untuk mendorong kembali pengendapan yang terjadi. Hal ini dapat dijelaskan karena pola pengendapan yang memanjang sejajar terdapat pada peta *slicing* setiap masing- masing hasil yang telah ditampilkan.



**Gambar 5.33.** Penampang (AI) Hasil Inversi Stokastik (a) dan Penampang (AI) Hasil Inversi *Model based* (b)



Gambar 5.34. Peta Slicing Dari Setiap Metode Yang Dilakukan Pada Slicing Sand-18

## BAB VI

### KESIMPULAN

#### 6.1. Kesimpulan

Setelah melakukan analisa inversi impedansi akustik *model based*, multiatribut *probabilistic neural network* dengan menyebarkan properti *log gamma ray* dan densitas serta telah melakukan inversi geostatik (stokastik) dengan menyebarkan nilai impedansi akustik maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

- Pada hasil analisis inversi impedansi akustik *model based* dengan menyebarkan nilai dari impedansi akustik, didapatkan pendugaan persebaran zona *reservoir* pada daerah penelitian berarah baratlaut-tenggara dimana persebaran ini mempunyai nilai impedansi akustik antara 17000 ((ft/s)\*(g/cc)) hingga 20000 ((ft/s)\*(g/cc)).
- Berdasarkan seismik multiatribut *probabilistic neural network* dengan menyebarkan properti *gamma ray* didapatkan persebaran nilai *gamma ray* rendah yaitu antara 45-64 API yang diinterpretasikan sebagai zona persebaran *reservoir* dengan arah yang didapatkan dari persebaran adalah baratlaut-tenggara.
- Berdasarkan seismik multiatribut *probabilistic neural network* dengan menyebarkan properti densitas didapatkan persebaran nilai densitas kurang dari 2.2 g/cm<sup>3</sup> dimana zona yang memiliki persebaran nilai densitas yang relatif tinggi diinterpretasikan sebagai zona *sand* diduga merupakan zona *reservoir* yang memiliki arah baratlaut-tenggara.
- Hasil dari inversi stokastik dalam penyebaran *log* impedansi akustik didapatkan interpretasi zona *reservoir* yang memiliki nilai persebaran impedansi akustik yang relatif tinggi yaitu diatas 17000 ((ft/s)\*(g/cc)). Dengan hasil lapisan zona target yang lebih detail dan ber-layer yang menunjukkan lapisan dengan lebih jelas.
- Hasil integrasi metode, persebaran zona *reservoir* hidrokarbon berada pada bagian tinggian atau zona *antiklin*, hal ini diperlihatkan dari zona yang bertumpukan pada masing masing hasil peta *slicing*.

## 6.2. Saran

Setelah melakukan penelitian maka terdapat beberapa saran yang dapat digunakan untuk kebaikan dan mendapatkan hasil yang terbaik pada penelitian selanjutnya, yaitu pada saat melakukan inversi impedansi akustik deterministik menggunakan *model based*, seismik multiatribut *probabilistic neural network*, dan geostatistika inversi stokastik maka diperlukan data sumur yang lebih banyak lagi dikarenakan dalam interpolasi penyebaran properti yang akan disebarkan pada setiap metode akan memberikan hasil yang disesuaikan dengan banyaknya sumur juga dengan mempertimbangkan lapangan yang relatif luas pada daerah penelitian.

## DAFTAR PUSTAKA

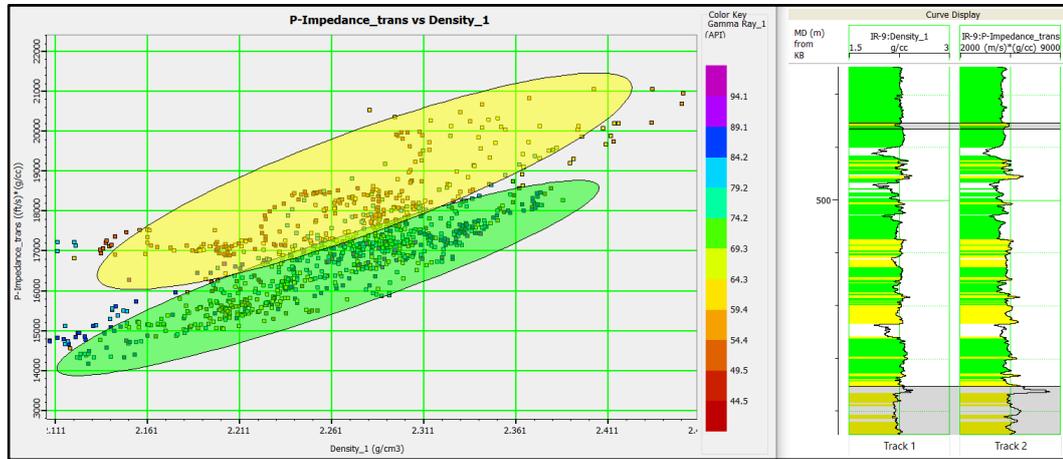
- AMI Study Group. 1994. Dikutip dari tulisan Afrizal : *Evaluasi Pekerjaan Solvent Treatment Pada Sumur X Menggunakan Coiled Tubbing Untuk Mengatasi Praafin Penyebab Penurunan Produksi*. Pekanbaru.
- Ariyanto, P., dan Kusdiantoro, F. 2014. *Secondary Hydrocarbon Migration and Entrapment Evaluating in Lematang Area, South Sumatra*. Proceedings, Indonesian Petroleum Association, 38th Annual Convention & Exhibition.
- Aulia,K. and Heidrick, T.L. 1993. *A structural and Tectonic Model The Coastal Plain Block, Central Sumatra Basin, Indonesia*, Proceedings : Indonesian Petroleum Association, Annual Convention.
- Bargawa, Waterman S. 2017. *Geostatistika (Edisi Kedua)*. Yogyakarta: UPNVY.
- Bishop. M.G.. 2001. *South Sumatera Basin Province, Indonesia: The Lahat Cenozoic Total Petroleum System*. USGS Denver, Colorado.
- Elizabeth,Christine. 2017. *Karakterisasi Reservoir Lapangan “Los Blancos” Dengan Analisa Multiatribut Seismik dan Inversi Neural Network*. Bandung: Intitut Teknologi Bandung.
- Faizan,Muhammad. 2018. *Analisis Penyebaran Reservoir Batu pasir Formasi Gumai Lapangan “Fy” Cekungan Sumatera Selatan Dengan Metode Seismik Multiatribut Petrochina International Jabung,Ltd*. Surabaya : Intitut Teknologi Surabaya.
- Ginger, D., Fielding, K..2005. *The Petroleum Systems and Future Potential of The South Sumatra Basin*. Proceedings of the Indonesian Petroleum Association 30th Annual Convention and Exhibition, Indonesia
- Haas dan Dubrule. 1994. *Geostatistical Inversion- a Sequential Method Of Stochastic Reservoir Modelling Constrained By Seismic Data*. First Break,12(11), 561-569.
- Hampson-Russell, 2007. AsistantGeoview, Hampson-Russel Software Service Inc.
- Hutasuhut. 2014. *Petrofisika Logging While Drilling*. Akamigas : Palembang
- Kusumawardani, Y. 2017. *Estimasi Pergeseran Statik Data Magnetotelluril 2D Menggunakan Metode Co-Kriging*. Jember: Universitas Jember.

- Lemigas. 2017. *Geological Setting Of South Sumatera Basin (Shale Hydrocarbon Basins In Indonesia)*. Bangkok : Research And Development Center For Oil And Gas Technology “Lemigas”
- Petrochina. 2018. *Petroleum System Chart Event Jambi Sub Basin*. Tidak dipublikasikan.
- Pulunggono, A., Haryo A., dan 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 21st Annual Convention hlm. 339-360. Jakarta: IPA
- Pulunggono. 1972. *Recent Knowledge of Hydrocarbon Potentials in Sedimentary Basin of Indonesia*. AAPG Memoir 25.
- Purnamasari, Rosy. 2018. *Ekstraksi Properti Reservoir Dari Atribut Seismik 3-D Dengan Metoda Inversi Dan Geostatistik Di Lapangan "X"*. Jakarta; Universitas Indonesia
- Russel, B. H. 1988. *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Soc.Explor. Geophysicist, Course Note Series, v.2
- Russel, B., Hampson, D., Schuelke, J., and Qurein, J., 1997. *Multi-attribute Seismic Analysis*, The Leading Edge, Vol. 16.
- Russel. B., and Hampson. 2006. “*Geostatistical analysis of log and seismic data*”, Hampson- Russel Software, Veritas Company, Canada.
- Russel. B., and Hampson. 2006. “*Multiattribute analysis*”, Hampson- Russel Software, Veritas Company, Canada.
- Russell, B., & Hampson, D. 1991. *Comparison of Poststack Seismic Inversion Methods*. SEG Technical Program Expanded Abstracts, 876–878.
- Russell, Brian. 2001. *Use of Multiattribute Transforms to Predict Log Properties from Seismic Data*. Society of Exploration Geophysicists.
- 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.. & Corbett. C. 1994. *Seismic Guided Estimation of Log Properties*. The Leading Edge . 13. 674-678.

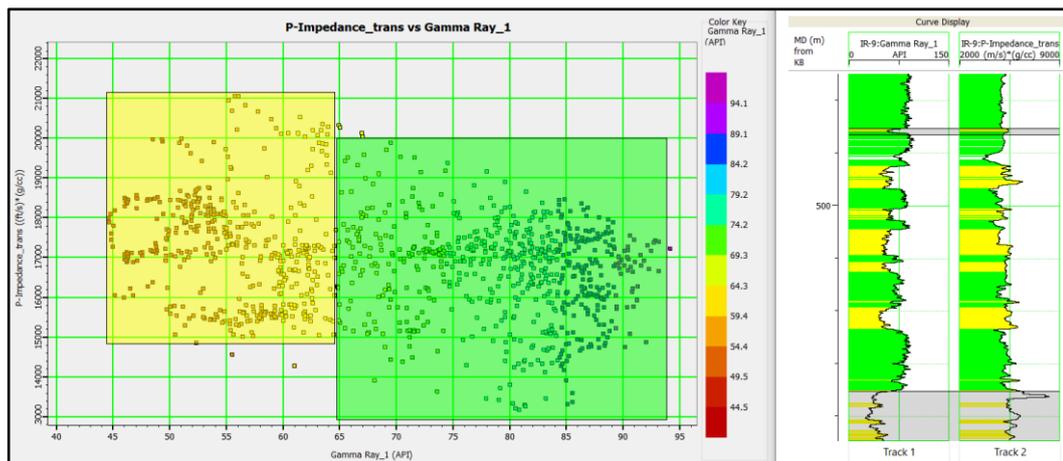
- Sukmono, S. 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Jurusan Teknik Geofisika, ITB, Bandung.
- Sukmono. S. 2002. *Seismik Attributes for Reservoir Characterization*. Departement of Geophysical Engineering, FIKTM, Institut Teknologi Bandung.
- Summerfield, M.A.. 1991. *Global Geomorphology, An Introduction to The Study of Landforms*. Singapore: Longman Singapore Pub.
- Suta, I.N., Xiaoguang, L., 2005. *Complex stratigraphic and structural evolution of Jabung Basin and its hydrocarbon accumulation; Case study from Lower Talang Akar reservoir South Sumatera Basin Indonesia*. Jakarta: Proceedings Indonesian Petroleum Association Annual Convention Pola struktur berarah barat laut-tenggara sangat mendominasi di daerah Sub-Cekungan Palembang (Pulunggono dan Cameron, 1984).
- Wright, D.L., 1978. *River Delta*. In: Davis, R.A. (ed.), *Coastal Sedimentary Environments*. Springer-Verlag, New York, pp. 5-68.

# Lampiran A

## Cross Plot Data Log (Analisis Sensitivitas)



**Gambar (a).** Hasil *Crossplot* Antara Log Akustik Impedansi Dengan Log Densitas Menggunakan *Color Key Log Gamma Ray* Pada Sumur IR-9



**Gambar (b).** Hasil *Crossplot* Antara Log Akustik Impedansi Dengan Log *Gamma Ray* Menggunakan *Color Key Log Gamma Ray* Pada Sumur IR-9

## Lampiran B

### Perhitungan *Tunning Thickness* Pada Setiap Sumur

Sumur IR-2	Tebal (ft)	V(m/s)	f (Hz)	Lamda	1/4 Lamda	Tebal (m)
Sand-14	1615.83	2560.62853	21.5	119.0990014	29.77475034	15.4696
Sand-14-bot	1631.68					
Sand-15	1666.55	2647.12755	21.5	123.1222117	30.78055292	14.44785
Sand-15-bot	1678.36					
Sand-15.5	1713.92	2511.861	21.5	116.8307442	29.20768605	18.6904
Sand-15.5-bot	1742.57					
Sand-15.5A	1775.2	2621.10688	21.5	121.9119477	30.47798692	8.44545
Sand-15.5A-bot	1781.98					
Sand-16	1802.89	2702.56359	21.5	125.7006321	31.42515802	13.3712
Sand-16-bot	1821.81					
Sand-17	1846.73	2652.51921	21.5	123.3729867	30.84324667	17.47345
Sand-17A-bot	1868.86					
Sand-17B	1904.02	2542.59409	21.5	118.2601903	29.56504757	15.84475
Sand-17B-bot	1936.21					
Sand-18	1955.97	2703.79183	21.5	125.7577597	31.43943993	20.06595
Sand-18-bot	2012.56					

**Gambar (a).** Hasil Perhitungan *Tunning Thickness* Pada Sumur IR-2

Sumur IR-3	Tebal (ft)	V(m/s)	f (Hz)	Lamda	1/4 Lamda	Tebal (m)
Sand-14	1605.79	2402.282	21.5	111.734	27.93351	17.7754
Sand-14-bot	1622.29					
Sand-15	1664.07	2483.705	21.5	115.5212	28.880291	14.4204
Sand-15-bot	1673.59					
Sand-15.5	1711.35	2466.293	21.5	114.7113	28.677827	18.5074
Sand-15.5-bot	1756.66					
Sand-15.5A	1772.03	2537.875	21.5	118.0407	29.510177	9.1073
Sand-15.5A-bot	1782.1					
Sand-16	1801.89	2667.772	21.5	124.0824	31.020604	15.64955
Sand-16-bot	1833.83					
Sand-17	1853.2	2579.544	21.5	119.9788	29.994699	14.55765
Sand-17A-bot	1868.1					
Sand-17B	1900.93	2488.472	21.5	115.7429	28.935722	17.9889
Sand-17B-bot	1935.85					
Sand-18	1959.91	2703.685	21.5	125.7528	31.438196	16.14975
Sand-18-bot	2001.78					

**Gambar (b).** Hasil Perhitungan *Tunning Thickness* Pada Sumur IR-3

Sumur IR-9	Tebal (ft)	V(m/s)	f (Hz)	Lamda	1/4 Lamda	Tebal (m)
Sand-14	1544.7	2156.25305	21.5	100.2908397	25.07270991	14.4021
Sand-14-bot	1552.34					
Sand-15	1591.92	2257.93079	21.5	105.0200368	26.25500919	16.05215
Sand-15-bot	1623.2					
Sand-15.5	1644.55	2181.26376	21.5	101.4541284	25.3635321	8.70165
Sand-15.5-bot	1660.18					
Sand-15.5A	1673.08	2270.81601	21.5	105.6193494	26.40483736	11.86145
Sand-15.5A-bot	1704.63					
Sand-16	1711.97	2295.36794	21.5	106.7612994	26.69032484	14.19165
Sand-16-bot	1725.49					
Sand-17	1758.5	2393.20249	21.5	111.3117437	27.82793593	18.2268
Sand-17A-bot	1798.14					
Sand-17B	1818.26	2319.9312	21.5	107.9037769	26.97594423	16.46695
Sand-17B-bot	1864.1					
Sand-18	1872.25	2616.163	21.5	121.682	30.4205	30.42375
Sand-18-bot	1958.67					

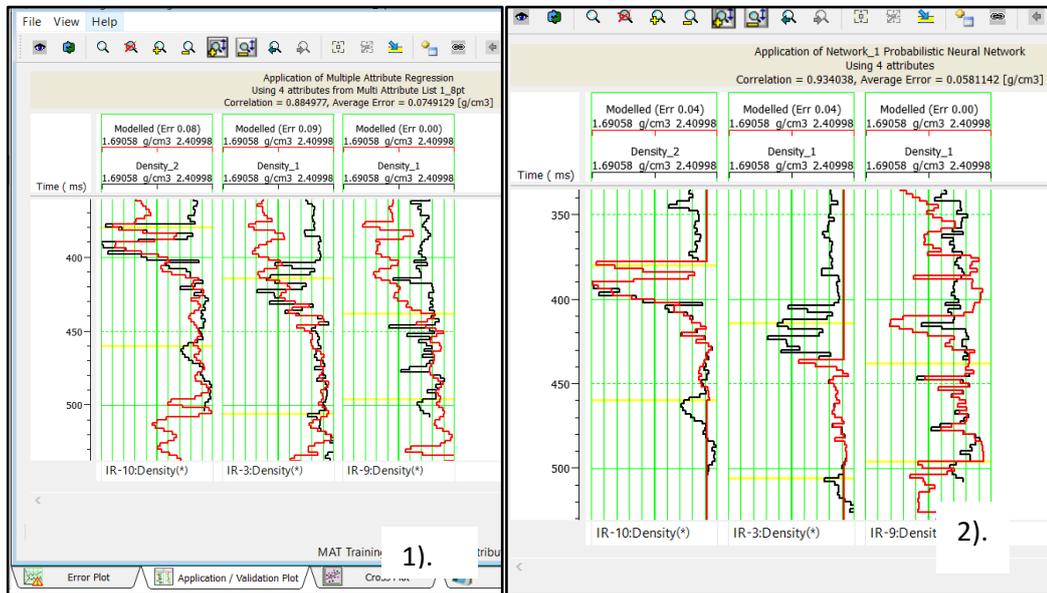
**Gambar (c).** Hasil Perhitungan *Tunning Thickness* Pada Sumur IR-9

Sumur IR-10	Tebal (ft)	V(m/s)	f (Hz)	Lamda	1/4 Lamda	Tebal (m)
Sand-14	1386.91	2350.646	33	71.23168	17.807921	21.49945
Sand-14-bot	1407.74					
Sand-15	1457.4	2420.655	21.5	112.5886	28.147149	17.00375
Sand-15-bot	1488.15					
Sand-15.5	1513.15	2286.097	21.5	106.3301	26.582527	16.99155
Sand-15.5-bot	1537.43					
Sand-15.5A	1568.86	2488.504	21.5	115.7444	28.936096	9.68985
Sand-15.5A-bot	1581.87					
Sand-16	1600.63	2545.937	21.5	118.4157	29.603916	14.5607
Sand-16-bot	1624.54					
Sand-17	1648.37	2552.952	21.5	118.742	29.685492	20.92605
Sand-17A-bot	1673.8					
Sand-17B	1716.98	2394.36	21.5	111.3656	27.841397	25.2052
Sand-17B-bot	1783.99					
Sand-18	1799.62	2539.574	21.5	118.1197	29.529936	22.9726
Sand-18-bot	1865.57					

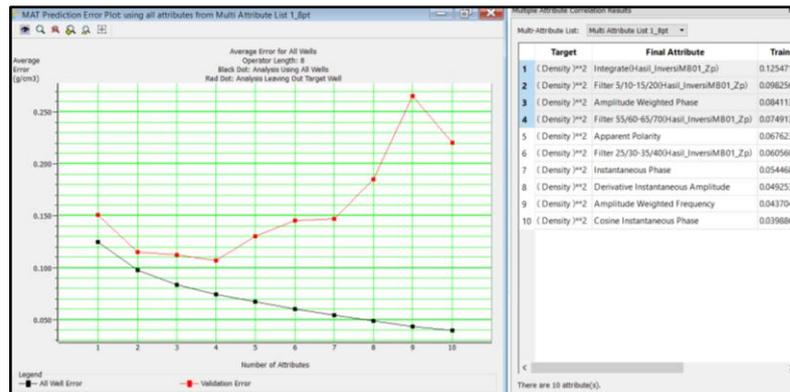
**Gambar (d).** Hasil Perhitungan *Tunning Thickness* Pada Sumur IR-10

## Lampiran C

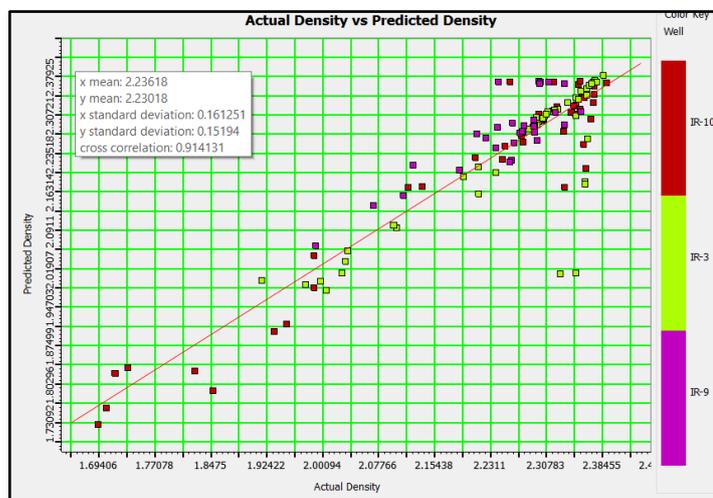
### Parameter Multiatribut *Probabilistic Neural Network* (Densitas)



Gambar (a). 1. Grafik Multiatribut (Densitas) 2. Grafik PNN (Densitas)



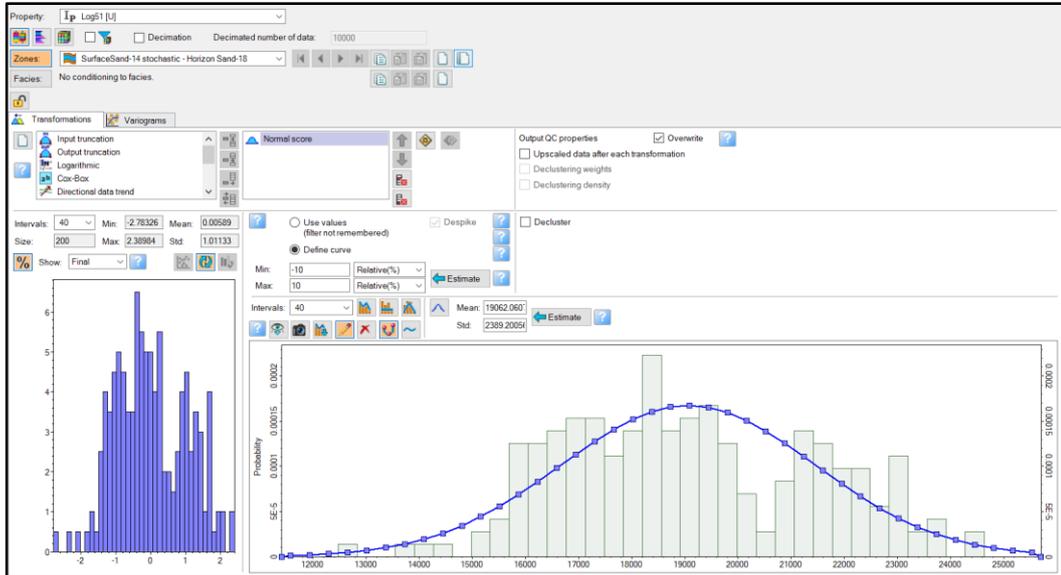
Gambar (b). Penentuan Jumlah Atribut Yang Akan Digunakan



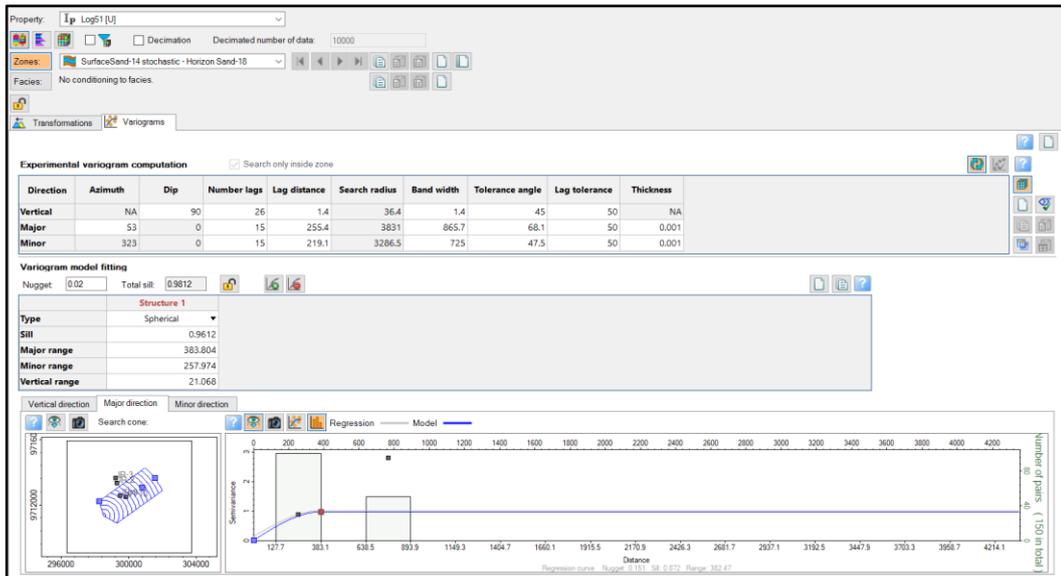
Gambar (c). Hasil *Crossplot* Antara *Actual Density* Dengan *Predicted Density*

# Lampiran D

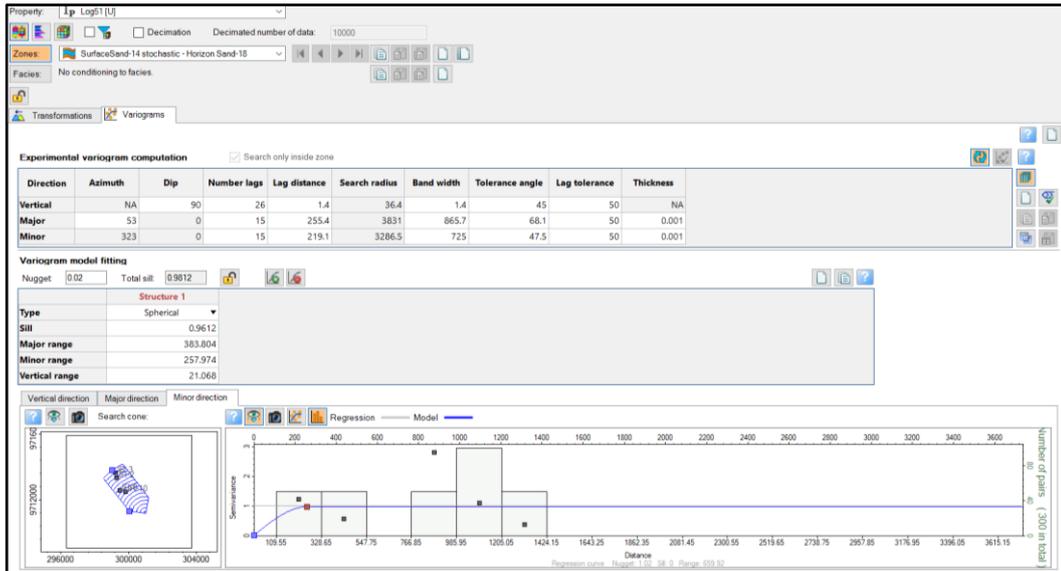
## Parameter Geostatistik *Stochastic Inversion*



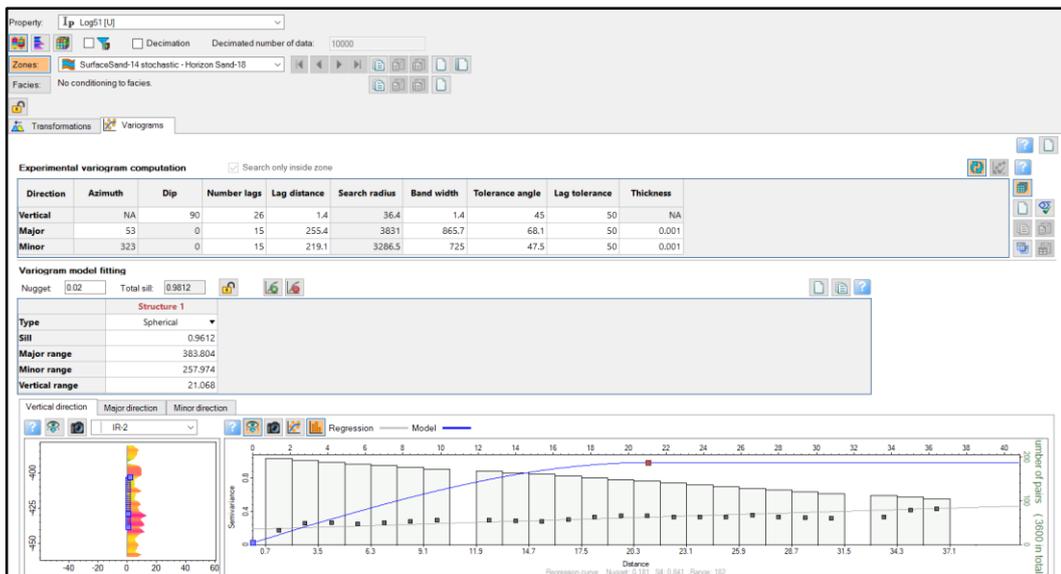
**Gambar (a).** Hasil Variogram (*Proportional*)



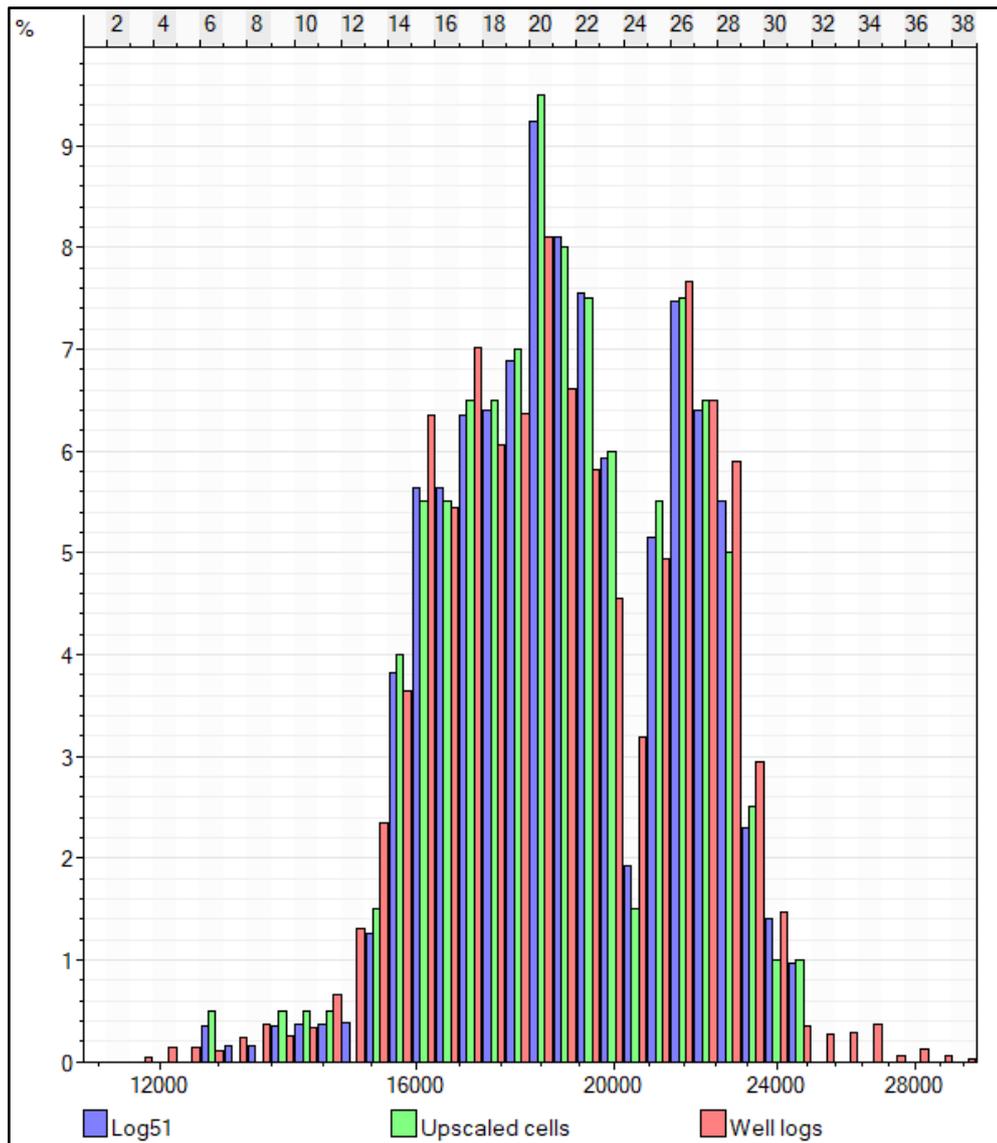
**Gambar (b).** Hasil Variogram (*Major Direction*)



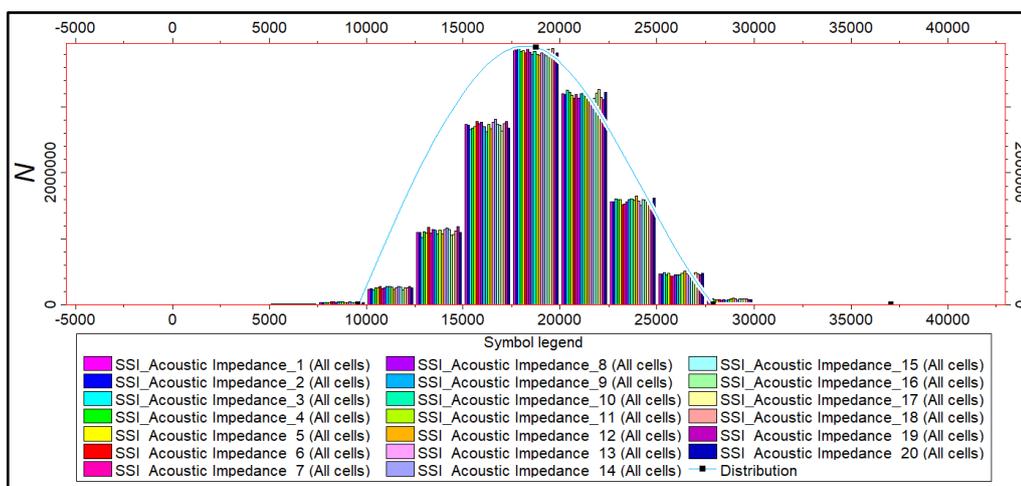
Gambar (c). Hasil Variogram (*Minor Direction*)



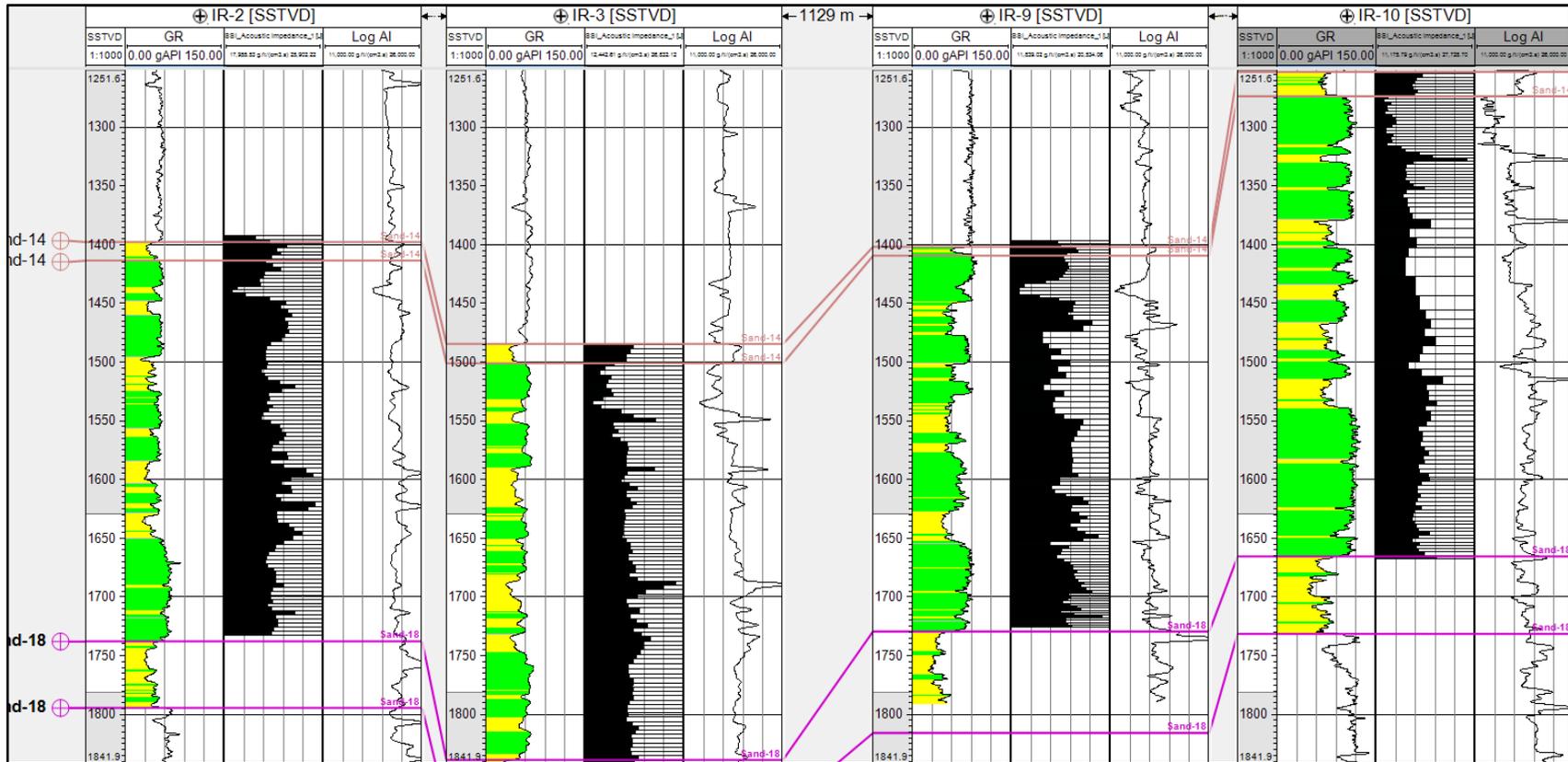
Gambar (d). Hasil Variogram (*Vertical*)



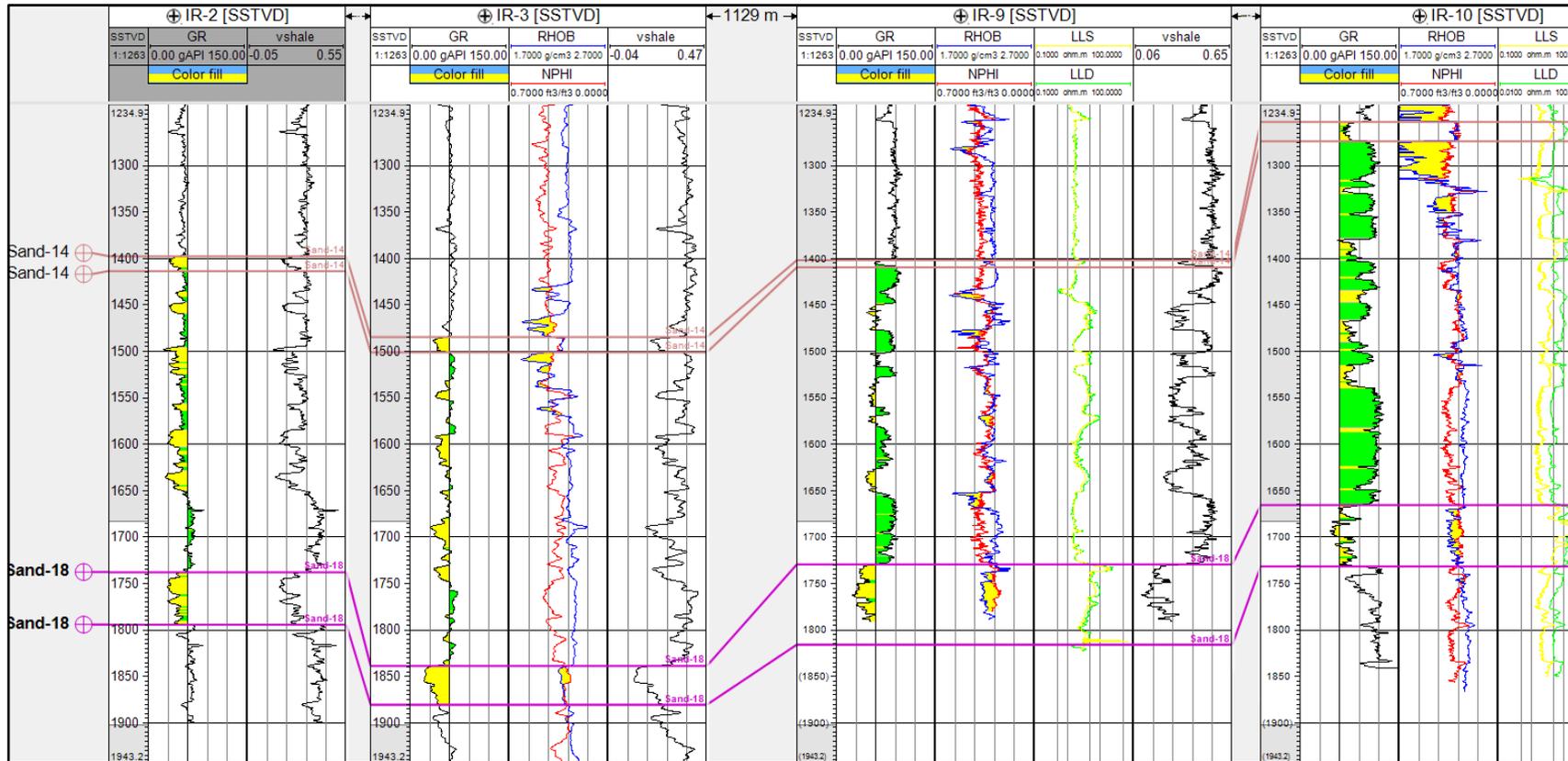
Gambar (e). Validasi *Scale Up Well Log*



Gambar (e). Histogram Seluruh Hasil Realisasi Inversi *Stochastic*



Gambar (f). Tampilan Log Hasil Inversi Stochastic Pada Sumur IR-2 IR-3, IR-9, IR-10



Gambar (g) Shale baseline

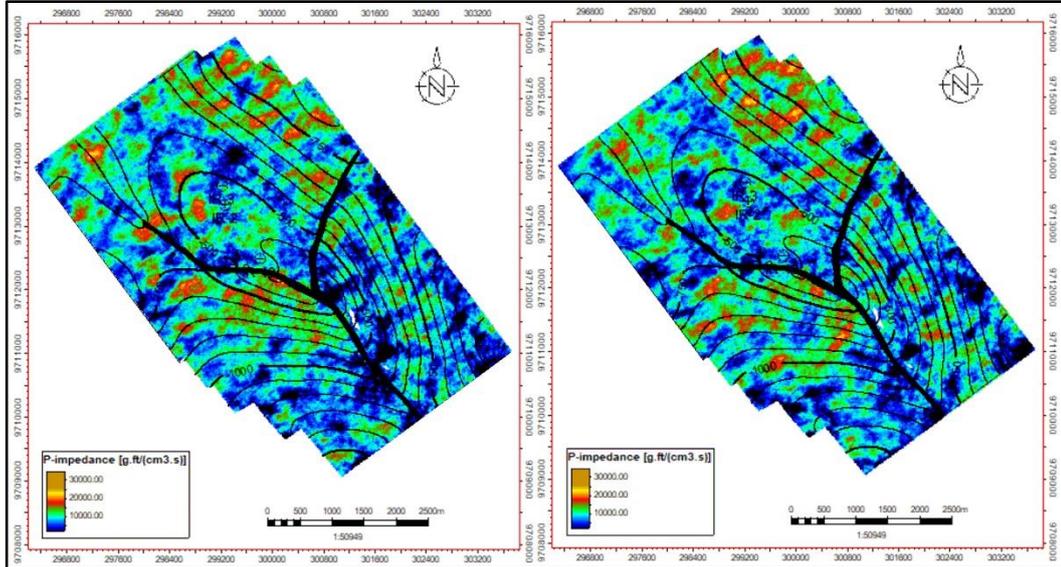
IR-9 = GR MAX= 123.92

GR MIN = 99.68

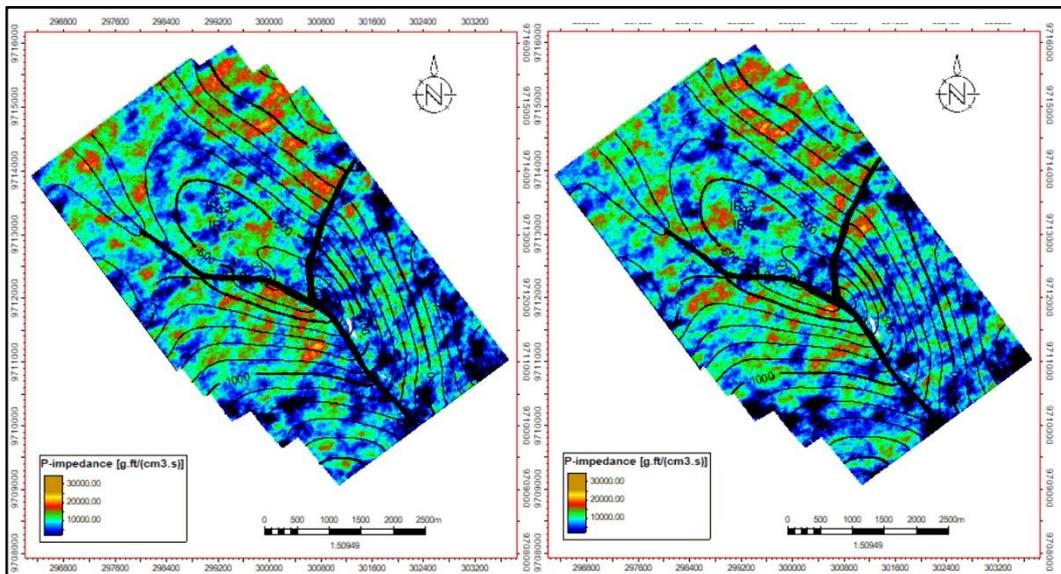
BASELINE 61.69

# Lampiran E

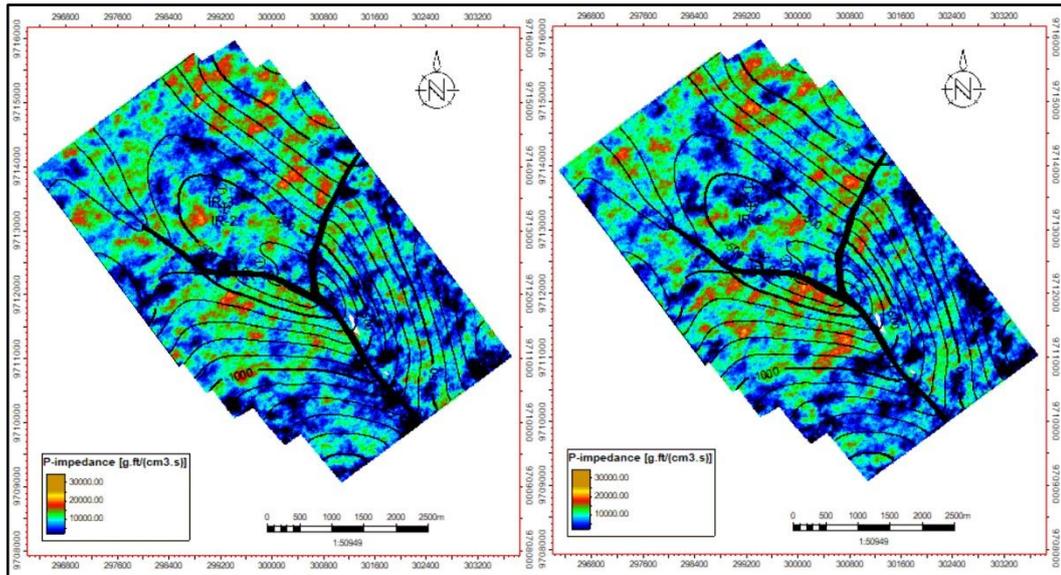
## Realisasi *Stochastic Inversion*



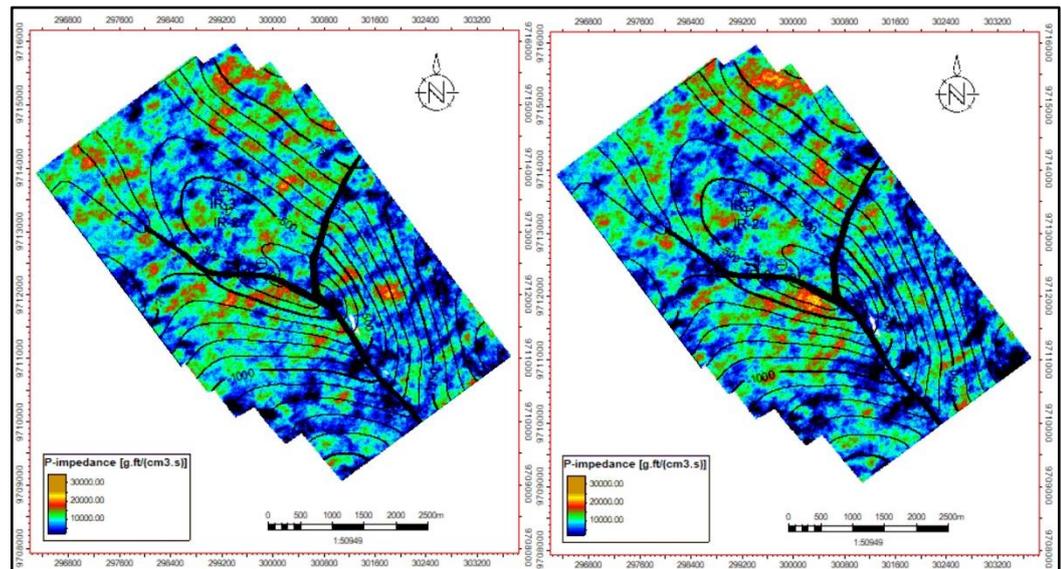
Gambar (a). Hasil Realisasi *Stochastic Inversion* (1&2)



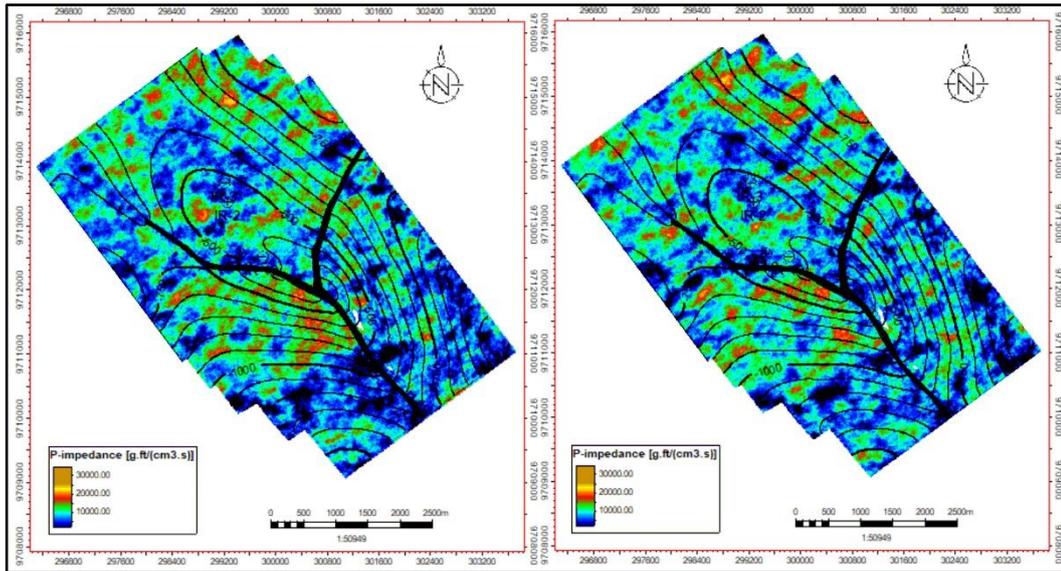
Gambar (b). Hasil Realisasi *Stochastic Inversion* (3&4)



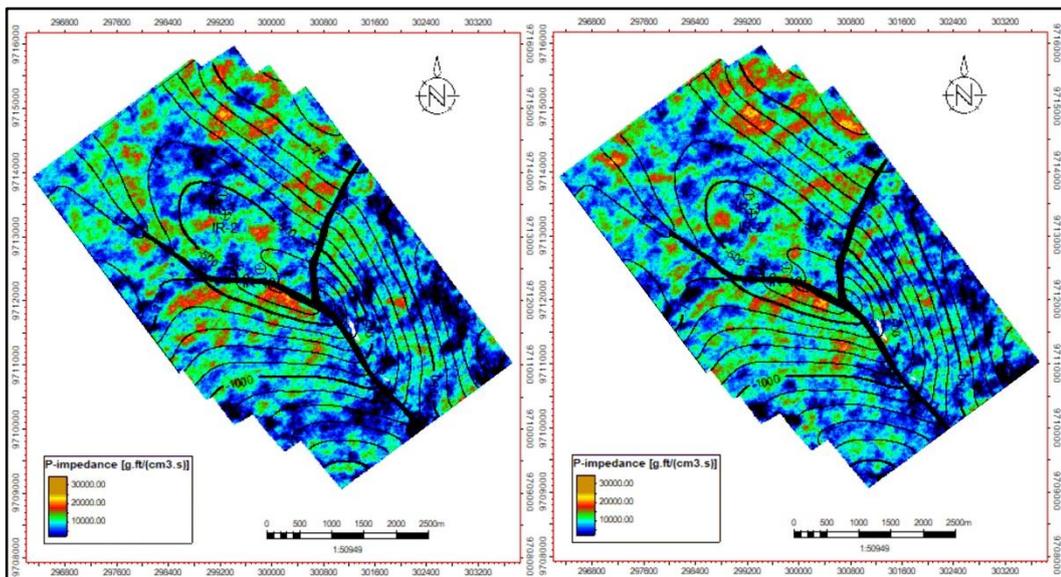
Gambar (c). Hasil Realisasi *Stochastic Inversion* (5&6)



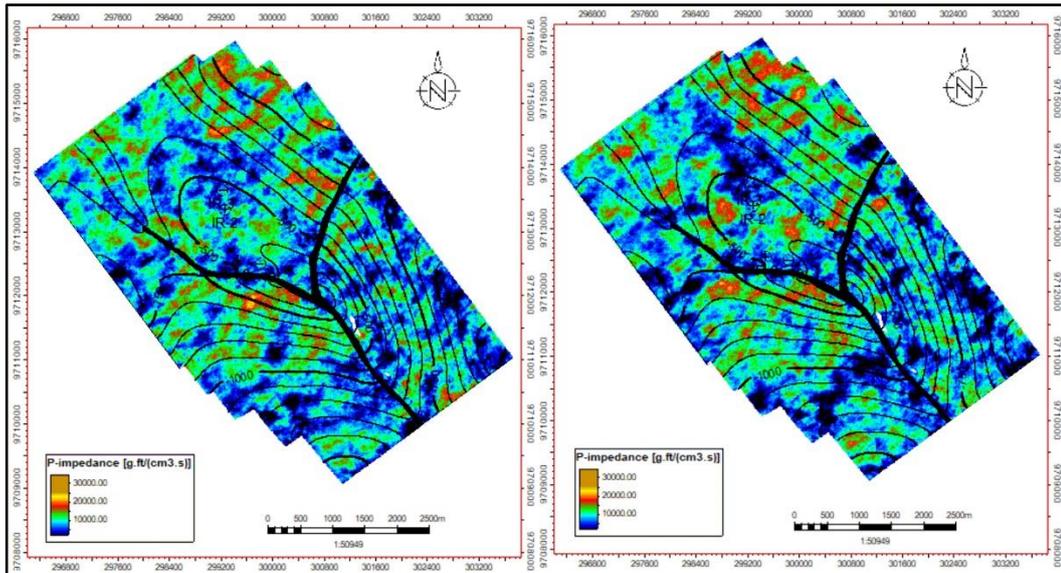
Gambar (d). Hasil Realisasi *Stochastic Inversion* (7&8)



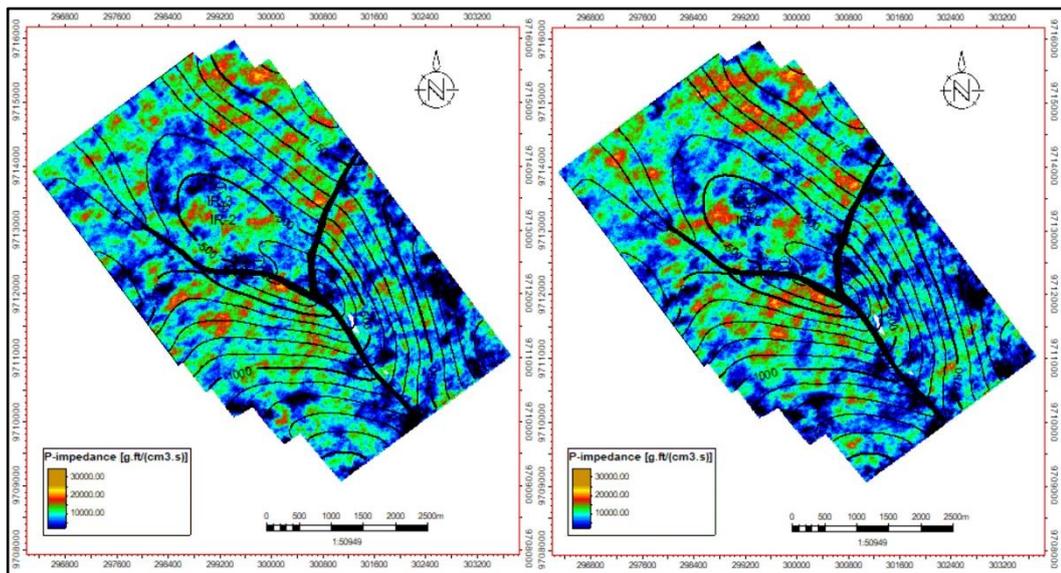
Gambar (e). Hasil Realisasi *Stochastic Inversion* (9&10)



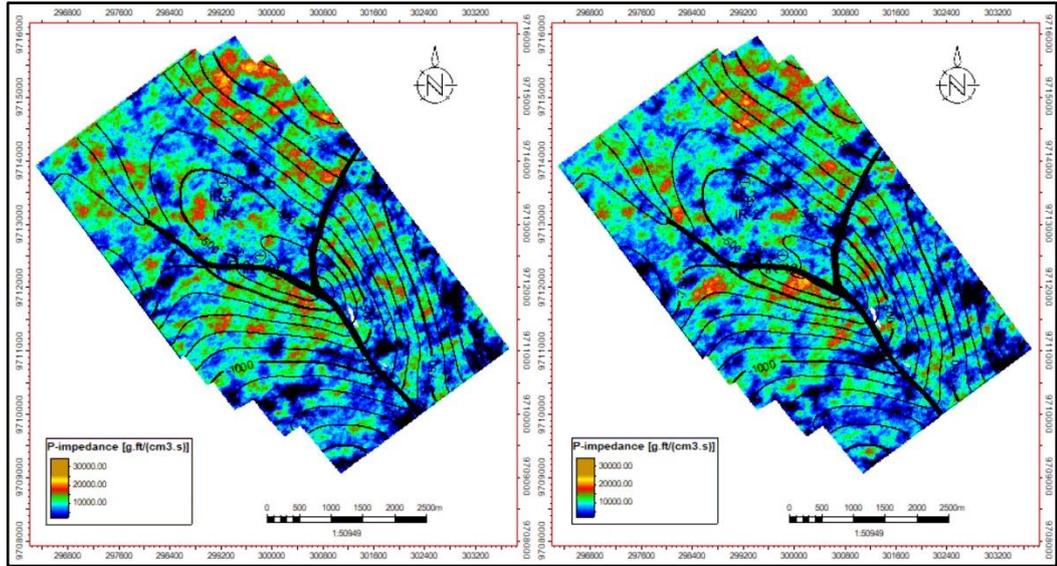
Gambar (f). Hasil Realisasi *Stochastic Inversion* (11&12)



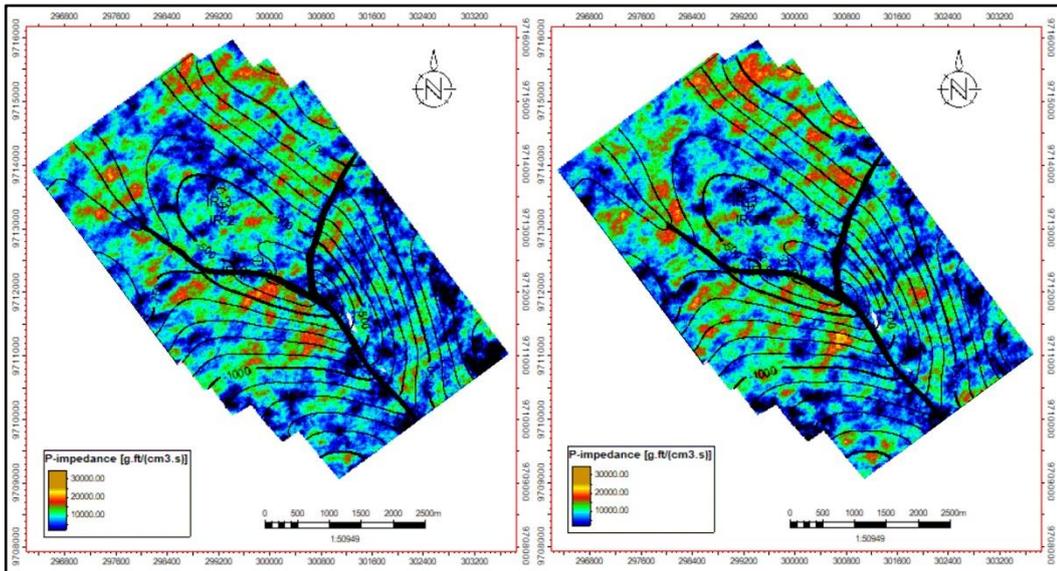
Gambar (g). Hasil Realisasi *Stochastic Inversion* (13&14)



Gambar (h). Hasil Realisasi *Stochastic Inversion* (15&16)



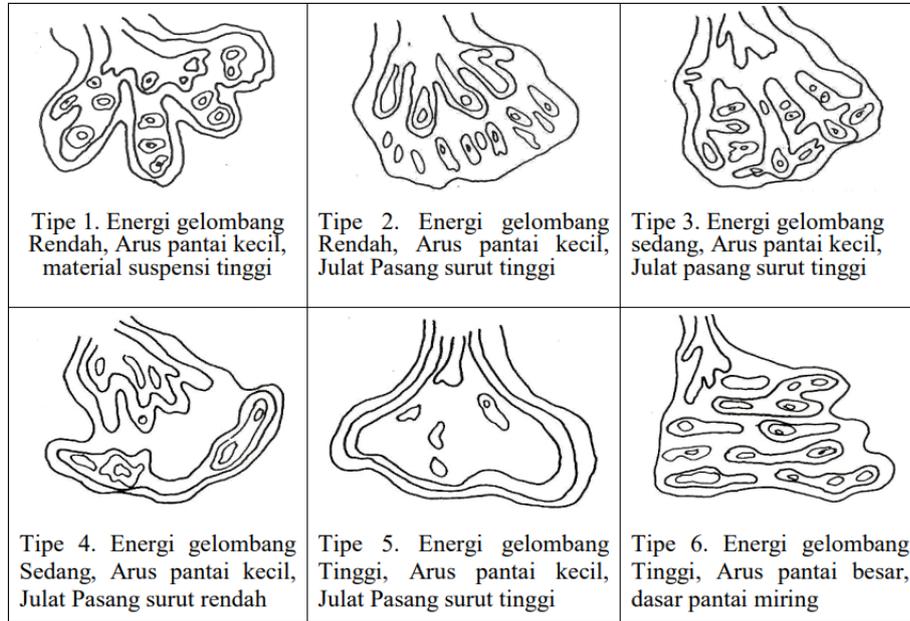
Gambar (i). Hasil Realisasi *Stochastic Inversion* (17&18)



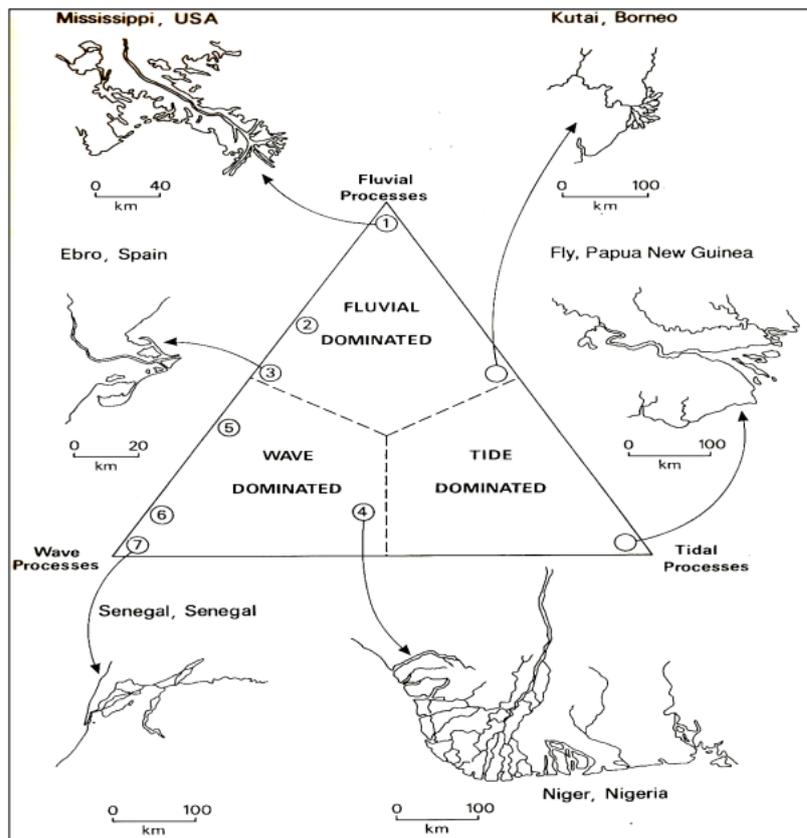
Gambar (j). Hasil Realisasi *Stochastic Inversion* (19&20)

## Lampiran F

### Klasifikasi Delta



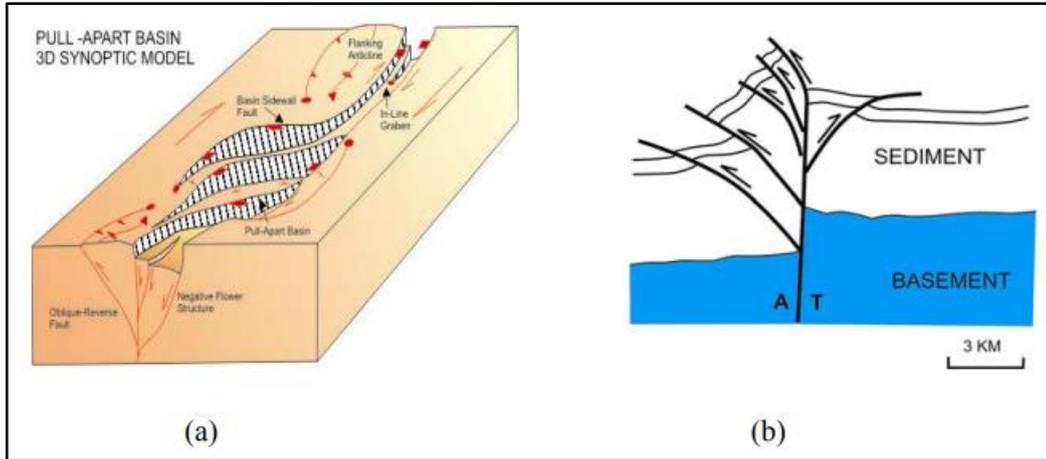
Gambar 2. Tipe-tipe Delta Menurut Wright (1978)



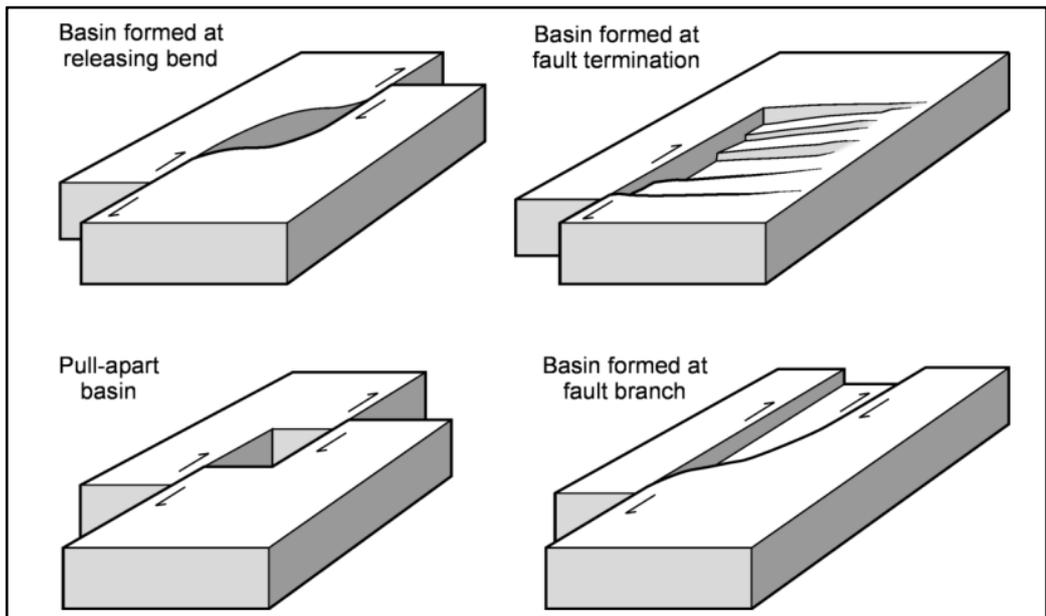
Gambar 3. Tipe Delta dalam Hubungannya dengan Tenaga Fluvial, Gelombang dan Pasut (Sumber: Summerfield, 1991).

# Lampiran G

## Tektonika



Gambar a) Sesar mendatar, pull-apart basin (a), pop-up (b) (modifikasi dari Sapiie dan Harsolumakso, 2002)



Basins in strike-slip settings (Nichols, 2008 (RHUL Basin Dynamics Moodle))