



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - RF141501

APLIKASI METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN SEISMIC MULTIATRIBUT UNTUK KARAKTERISASI ZONA RESERVOIR HIDROKARBON PADA LAPANGAN “CVN” - CEKUNGAN SUMATERA TENGAH

CEVIN IAN AGFA
NRP 3714100018

Dosen Pembimbing
M. Singgih Purwanto, S. Si., M.T.
NIP. 19800916 200912 1 002

Anik Hilyah, S. Si., M.T.
NIP. 19790813 200812 2 002

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA
Fakultas Teknik Sipil, Lingkungan, dan Kebumihan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018



TUGAS AKHIR - RF141501

**APLIKASI METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK
DAN SEISMIK MULTIATRIBUT UNTUK
KARAKTERISASI ZONA RESERVOIR HIDROKARBON
PADA LAPANGAN “CVN” - CEKUNGAN SUMATERA
TENGAH**

**CEVIN IAN AGFA
NRP 3714100018**

**Dosen Pembimbing
M. Singgih Purwanto, S. Si., M.T.
NIP. 19800916 200912 1 002**

**Anik Hilyah, S. Si., M.T.
NIP. 19790813 200812 2 002**

**DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA
Fakultas Teknik Sipil, Lingkungan, Dan Kebumian
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018**

****HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***



UNDERGRADUATE THESIS - RF141501

**APPLICATION OF ACOUSTIC IMPEDANCE
INVERSION AND MULTIATTRIBUTE SEISMIC
METHOD FOR HYDROCARBON RESERVOIR ZONE
CHARACTERIZATION IN FIELD “CVN” - CENTRAL
SUMATERA BASIN**

CEVIN IAN AGFA
NRP 3714100018

Supervisors
M. Singgih Purwanto, S. Si., M.T.
NIP. 19800916 200912 1 002

Anik Hilyah, S. Si., M.T.
NIP. 19790813 200812 2 002

GEOPHYSICAL ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty Of Civil, Environmental, And Geo Engineering
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

****HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

**APLIKASI METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN SEISMIK
MULTIATRIBUT UNTUK KARAKTERISASI ZONA RESERVOIR
HIDROKARBON PADA LAPANGAN “CVN” - CEKUNGAN
SUMATERA TENGAH**

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

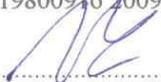
Departemen Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Sipil Lingkungan dan Kebumihan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Surabaya, 5 Juli 2018

Menyetujui,



.....
1. M. Singgih Purwanto, S. Si., M.T. (Pembimbing I)
NIP. 19800916 200912 1 002



.....
2. Anik Hilyah, S. Si., M.T. (Pembimbing II)
NIP. 19790813 200812 2 002



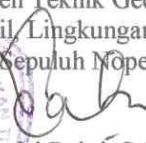
.....
3. Dr. Ir. Amien Widodo, M. Si. (Penguji I)
NIP. 19591010 198803 1 002



.....
4. Mariyanto, S. Si., M.T. (Penguji II)
NIP. 1991201711044

Mengetahui,

Kepala Laboratorium Geofisika Eksplorasi
Departemen Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Sipil, Lingkungan, dan Kebumihan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya


Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si., M.T.
NIP. 19690906 199702 1 001



****HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul **“APLIKASI METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN SEISMIK MULTIATRIBUT UNTUK KARAKTERISASI ZONA RESERVOIR HIDROKARBON PADA LAPANGAN “CVN” - CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diizinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

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

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

Surabaya, 5 Juli 2018


Cevin Jan Agfa
NRP. 3714100018

****HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

APLIKASI METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN SEISMIK MULTIATRIBUT UNTUK KARAKTERISASI ZONA RESERVOIR HIDROKARBON PADA LAPANGAN “CVN” - CEKUNGAN SUMATERA TENGAH.

Nama Mahasiswa : Cevin Ian Agfa
NRP : 3714100018
Departemen : Teknik Geofisika
Dosen Pembimbing : M. Singgih Purwanto, S. Si., M.T.
Anik Hilyah, S. Si., M.T.

ABSTRAK

Lapangan “CVN” merupakan lapangan pengembangan yang berada pada Cekungan Sumatera Tengah. Seiring dengan itu diperlukan metode-metode yang semakin mempertinggi nilai ekonomis lapangan ini. Metode yang tepat untuk mengkarakterisasi reservoir pada suatu lapangan adalah metode inversi impedansi akustik (AI) dan seismik multiatribut. Kedua metode ini mampu meningkatkan resolusi pencitraan struktur bawah permukaan dari data seismik. Litologi formasi target yaitu formasi Bekasap-Bangko pada lapangan ini merupakan *shaly sand* yang nilai impedansi akustiknya *overlap* antara *sand* dengan *shale*. Pada penelitian ini didapatkan estimasi nilai impedansi akustik batu pasir pada lapangan “CVN” adalah 17.000 ft/s*g/cc hingga 19.500 ft/s*g/cc. Dari metode seismik multiatribut didapatkan estimasi nilai porositas batu pasir Lapangan “CVN” adalah 13-20% dan estimasi nilai *cutoff volume shale* 0,70 v/v. Metodologi yang dilakukan dalam penelitian ini meliputi pengumpulan data, *well-seismic tie*, *picking horizon* dan *fault*, pembuatan *time structure map*, analisa *crossplot*, membuat model inisial, analisa inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut. Tren arah persebaran zona reservoir hidrokarbonnya adalah *South West-North East* dan berkumpul pada puncak tinggian *closure*nya.

Kata kunci: Inversi impedansi akustik, Karakterisasi reservoir, Seismik multiatribut

****HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

APPLICATION OF ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION AND
MULTIATTRIBUTE SEISMIC METHOD FOR HYDROCARBON
RESERVOIR ZONE CHARACTERIZATION IN FIELD “CVN” –
CENTRAL SUMATERA BASIN

Nama of Student : Cevin Ian Agfa
NRP : 3714100018
Departement : Geophysical Engineering
Advisors : M. Singgih Purwanto, S. Si., M.T.
Anik Hilyah, S. Si., M.T.

ABSTRACT

The field "CVN" is a development field that located in Central Sumatera Basin. Along with that, methods are needed that enhance the economic value of this field. The suitable method for characterizing reservoir is acoustic impedance inversion (AI) and multiattribute seismic. Both methods are capable for enhancing the imaging resolution of subsurface structures from seismic data. The target formation Bekasap-Bangko in this field is shaly sand whose the value of acoustic impedance is overlap between sand and shale. In this research, the estimated value of sandstone acoustic impedance in field "CVN" is 17.000 ft/s*g/cc - 19.500 ft/s*g/cc. From the multiattribute seismic method, the estimated value of the sandstone porosity in Field "CVN" is 13 -20% and the estimated cutoff *volume shale* is 0.70 v/v. The methodology used in this research includes data collection, well-seismic tie, picking horizon and fault, time structure map creation, crossplot analysis, initial modeling, acoustic impedance inversion analysis and seismic multiattribute. The spread trend direction of the hydrocarbon reservoir zone is south west-north east and gathered at the center of the closure.

Keywords: Acoustic impedance inversion, Reservoir characterization, Multiattribute seismic

****HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

KATA PENGANTAR

Puji Syukur kepada Allah SWT karena atas rahmat-Nya sehingga laporan Tugas Akhir dengan judul “Aplikasi Metode Inversi Impedansi Akustik Dan Seismik Multiatribut Untuk Karakterisasi Zona Reservoir Hidrokarbon Pada Lapangan “CVN” - Cekungan Sumatera Tengah” ini dapat diselesaikan.

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

1. Ayah, Ibu, Adik, dan seluruh keluarga besar yang telah memberikan dukungan moril serta materil selama penyelesaian tugas akhir.
2. Bapak M. Singgih Purwanto, S.Si, MT dan Ibu Anik Hilyah, S. Si, MT selaku dosen pembimbing yang selalu memberikan waktu dan kesempatan untuk melakukan bimbingan dalam menyelesaikan tugas akhir.
3. Bapak Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si., M.T selaku Kepala Laboratorium Geofisika Eksplorasi Teknik Geofisika ITS yang selalu memberikan motivasi dalam menjalani tugas akhir.
4. Seluruh dosen Departemen Teknik Geofisika ITS yang sudah banyak memberikan ilmu kepada penulis selama melakukan studi di Departemen Teknik Geofisika ITS
5. Seluruh staff karyawan Departemen Teknik Geofisika ITS yang sudah membantu hal administrasi selama menjalani studi hingga penyelesaian tugas akhir.
3. Mas Adhilaksana Dwi Mahendra selaku mentor di Pertamina Hulu Energi Siak yang memberikan bimbingan dan ilmu teknis maupun non teknis selama menjalani program tugas akhir di PHE Siak.
4. Ibu Wien Lestari selaku dosen wali yang selalu memberikan pengarahan selama kuliah hingga penyelesaian tugas akhir.
5. Estu, Dewin, Tika UI, Tika Unsoed, Fitrah, Lory, dan Hafid selaku teman seperjuangan dalam menjalani program tugas akhir di Pertamina Hulu Energi.
6. Karim, Aldo, Yoga, Danu, dan teman-teman Teknik Geofisika ITS angkatan 2014 yang selalu memberikan dukungan dan bantuan penulis selama menjalani tugas akhir.
7. Yoda, Ega, Adit, Bayu, Kevin, Irsyad, Bagus, Zela, Aya, Monic, Dhea, Merri, Bagas, Hugo, Petra, Bowo, Indra, Joseph, Winda, dan Angie selaku sahabat-sahabat penulis yang selalu memberikan dukungan, hiburan dan motivasi selama pengerjaan tugas akhir.
8. Segenap Pihak yang telah membantu dan membimbing penulis namun tidak dapat ditulis satu per satu.

Cevin Ian Agfa

Penulis

****HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	v
PERNYATAAN KEASLIAN	vii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	xi
KATA PENGANTAR	xiii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xix
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Tujuan	2
1.4 Batasan Masalah	2
1.5 Manfaat Penelitian	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	3
2.1 Geologi Regional	3
2.3 Tektonostratigrafi Regional	7
2.4 <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Tengah	10
2.6 Gelombang Seismik	12
2.7 Metode Seismik Refleksi	13
2.7.1 Konsep Dasar	13
2.7.2 Impedansi Akustik	13
2.7.3 Koefisien Refleksi	15
2.7.4 Wavelet	15
2.7.5 Seismogram Sintetik	16
2.8 Seismik Inversi	17
2.8.1 Konsep Dasar Seismik Inversi	17
2.9 Atribut Seismik	22
2.10 Metode Seismik Multiatribut	24
2.10.1 Crossplot Atribut (Tunggal)	25
2.10.2 Regresi Linier Multi-Attribute	27
2.10.3 Metode Step-Wise Regression	28
2.10.4 Validasi	28
2.10.5 Neural Network	30
2.11 Parameter Fisika Batuan	32
2.11.1 Porositas	32
2.11.2 <i>Volume shale</i>	33
2.12 Data Log Sumur	33
2.12.1 Log Sonic	33
2.12.2 Log Gamma Ray	33
2.12.3 Log Neutron Porositas	34

BAB III METODOLOGI	35
3.1 Waktu Penelitian	35
3.2 Alat dan Bahan	35
3.3 Diagram Alir Penelitian.....	36
3.4 Tahapan Proses Data	39
3.4.1 Persiapan Data	39
3.4.2 Well-seismic Tie with Synthetic Seismogram	41
3.4.3 Picking Fault	45
3.4.4 Picking Horizon	45
3.4.5 Gridding and Contouring	47
3.4.6 Analisa Sensitivitas Sumur	47
3.4.7 Pembuatan Model Inisial.....	48
3.4.8 Inversi Impedansi Akustik	48
3.4.9 Multiatribut Seismik	48
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	49
4.1 Peta Struktur Waktu	49
4.2 Analisis Sensitivitas	49
4.3 Analisis Inversi Impedansi Akustik.....	51
4.4 Peta Impedansi Akustik.....	54
4.5 Seismik Multiatribut.....	55
4.6 Peta Atribut	59
4.6.1 Peta Atribut Porositas.....	59
4.6.2 Peta Atribut <i>Volume shale</i>	60
4.7 Interpretasi.....	61
BAB V PENUTUP	63
5.1 Kesimpulan.....	63
5.2 Saran.....	63
DAFTAR PUSTAKA	65
PROFIL PENULIS	67

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Kerangka Tektonik Regional Cekungan Sumatera Tengah	4
Gambar 2. 2 Perkembangan Tektonik Tersier Cekungan Sumatera Tengah	5
Gambar 2. 3 Tektonostratigrafi regional Central Sumatera Basin	7
Gambar 2. 4 Gelombang P dan S	12
Gambar 2. 5 Ilustrasi Metode Seismik Refleksi	13
Gambar 2. 6 Pengaruh Faktor Terhadap Kecepatan Gelombang Seismik	14
Gambar 2. 7 Fase Wavelet	16
Gambar 2. 8 Skema Pembuatan Seismogram Sintetik	16
Gambar 2. 9 Ilustrasi Inversi Seismik	18
Gambar 2. 10 Ilustrasi Forward Modeling dan Backward Modeling	18
Gambar 2. 11 Tipe-Tipe Teknik Inversi Seismik	19
Gambar 2. 12 Diagram Alir Proses Inversi Model Based	21
Gambar 2. 13 Macam-macam jenis Atribut dalam Metode Seismik	23
Gambar 2. 14 Conventional Cross-plot “Log Target” dan “Atribut Seismik” ..	25
Gambar 2. 15 Penerapan Transformasi Non-Linear	26
Gambar 2. 16 Contoh Kasus Tiga Atribut Seismik	27
Gambar 2. 17 Plot prediksi error terhadap jumlah atribut	28
Gambar 2. 18 Ilustrasi Cross Validasi	29
Gambar 2. 19 Validasi Error	30
Gambar 2. 20 Kurva Prediksi PNN	31
Gambar 2. 21 Kurva Log Gamma Ray	34
Gambar 3.1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir	36
Gambar 3.2 Diagram Alir pengerjaan Tugas Akhir (Inversi)	37
Gambar 3.3 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir (Seismik Multiatribut)	38
Gambar 3.4 Basemap Lapamngan CVN	39
Gambar 3.5 Ekstrak wavelet dengan metode statistikal	40
Gambar 3.6 Contoh Well-Seismic Tie di sumur CVN-3	42
Gambar 3.7 Hasil Well-Seismic Tie di sumur CVN-1	43
Gambar 3.8 Hasil Well-Seismic Tie di sumur CVN-2	43
Gambar 3.9 Hasil Well-Seismic Tie di sumur CVN-4	44
Gambar 3.10 Posisi Marker setelah dilakukan Well-Seismic Tie	44
Gambar 3.11 Posisi Marker setelah dilakukan Well-Seismic Tie	45
Gambar 3.12 Picking Horizon dan Fault pada IL 377	46
Gambar 3.13 Picking Horizon dan Fault pada IL 477	46
Gambar 3.14 Kumpulan Horizon dan Fault Top Bekasap	47
Gambar 4.1 Time Structure Map pada Top Bekasap	49
Gambar 4.2 Crossplot Nilai Porositas - Impedansi Akustik	50
Gambar 4.3 Inisial Model Impedansi Akustik	51
Gambar 4.4 Parameter Pra-Inversi dengan Hard Constraint di CVN-1	52

Gambar 4.5 Parameter Pra-Inversi dengan Hard Constraint di CVN-2	52
Gambar 4.6 Parameter Pra-Inversi dengan Hard Constraint di CVN-3	53
Gambar 4.7 Parameter Pra-Inversi dengan Hard Constraint di CVN-4	53
Gambar 4.8 Penampang Hasil Inversi	54
Gambar 4.9 Peta Impedansi Akustik pada Top Bekasap	55
Gambar 4.10 Daftar Multiatribut untuk Parameter Porositas	56
Gambar 4.11 Hasil Seismik Multiatribut – Porositas	57
Gambar 4.12 Daftar Multiatribut untuk Parameter <i>Volume shale</i>	57
Gambar 4.13 Hasil Seismik Multiatribut - <i>Volume Shale</i>	58
Gambar 4.14 Peta Atribut Porositas Top Bekasap	59
Gambar 4.15 Peta Atribut <i>Volume Shale</i>	60
Gambar 4.16 (a) Peta Porositas, (b) Peta Volume shale, (c) Peta Struktur Waktu Top Bekasap	61

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Klasifikasi Kualitas Porositas Reservoir.....	32
Tabel 3. 1 Timeline Tugas Akhir.....	35
Tabel 3. 2 Daftar Nama Sumur dan Kelengkapan Data.....	39
Tabel 3. 3 Daftar Nama Sumur dan Hasil Korelasi Well Tie	41

****HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Lapangan “CVN” berada di Cekungan Sumatra Tengah yang merupakan cekungan belakang busur (*back arc basin*) yang mana merupakan cekungan sedimentasi tersier penghasil hidrokarbon terbesar di Indonesia. Hal tersebut dapat dikarenakan sejarah geologi yang membentuk struktur dan stratigrafi cekungan tersebut memenuhi sebuah konsep *play* dimana hidrokarbon dapat terbentuk dan tersimpan dengan baik (Heidrick dan Aulia, 1993; Eubank dan Makki, 1981). Itulah yang menyebabkan Cekungan Sumatera Tengah ini terus dilakukan studi dan evaluasi secara geologi maupun geofisika.

Metode geofisika yang selalu digunakan dalam eksplorasi pencarian dan evaluasi lokasi yang berpotensi adanya reservoir hidrokarbon adalah metode seismik refleksi karena dapat memberikan gambaran struktur geologi dan perlapisan batuan bawah permukaan dengan cukup detail dan akurat. Salah satu tahapan dalam eksplorasi seismik refleksi adalah interpretasi data seismik yang mana melakukan sebuah pengkajian, evaluasi, dan pembahasan data seismik dengan pendekatan kondisi geologi bawah permukaan sebenarnya agar lebih mudah untuk dipahami. Metode inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut merupakan tahapan-tahapan dalam interpretasi data seismik untuk analisa reservoir yang nantinya untuk memperkuat resolusi data seismik sehingga validasi dan justifikasi dalam mengambil keputusan lebih akurat. Studi lebih lanjut mengenai analisa reservoir tersebut dapat menggunakan kedua metode tersebut.

Inversi seismik merupakan suatu teknik untuk membuat model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol, hasil akhir dari suatu proses inversi seismik adalah berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih lengkap dibandingkan data seismik. Metode inversi seismik impedansi akustik dapat membaca properti fisis dari data seismik karena dapat membedakan karakter tiap lapisan litologi sehingga akan meningkatkan justifikasi saat penentuan zona reservoir hidrokarbon (Putri dkk., 2016). Impedansi akustik dipengaruhi oleh cepat rambat gelombang dan densitas batuan, nilai impedansi akustik untuk zona reservoir hidrokarbon yang umumnya batupasir akan memiliki nilai yang lebih rendah dibanding shale (non-reservoir) sehingga nantinya akan mudah dibedakan antara zona reservoir dan non reservoir dari nilai impedansi akustiknya. Hal inilah yang tidak dapat dilihat dari interpretasi seismik konvensional (Alifudin dkk, 2016; Zain dkk., 2017). Dalam mengkarakterisasi reservoir dapat dilihat zona perebaran batupasir dari nilai impedansi akustik yang rendah dan nilai porositas yang tinggi (nilai porositas >10%) (Herifa, 2015; Yuzariyadi, 2017). Untuk penggunaan metode seismik multiatribut bertujuan memperjelas anomali yang tidak terlihat secara kasat mata pada data

seismik biasa. Dilakukannya metode analisa multiratribut karena diperlukan kombinasi dari berbagai atribut (multiatribut) (Montes dan Vargas, 2010; Yahya, 2018). Umumnya digunakan dari tiga hingga tujuh atribut yang digunakan secara bersamaan untuk mendapatkan volume parameter fisis yang berguna untuk karakterisasi resevoir, seperti gamma ray, densitas, saturasi air dan volume shale (Habibnia dan Momeni, 2012; Hampson dkk., 2001; Aziz dan Setiawan, 2016).

1.2 Perumusan Masalah

Perumusan masalah pada penelitian tugas akhir ini adalah :

1. Bagaimana cara mendapatkan estimasi nilai impedansi akustik batuan reservoir menggunakan metode inversi impedansi akustik?
2. Bagaimana aplikasi seismik multiatribut dalam mengkarakterisasi zona reservoir hidrokarbon pada lapangan “CVN”?

1.3 Tujuan

Tujuan penelitian tugas akhir ini adalah :

1. Mendapatkan estimasi nilai impedansi akustik batuan reservoir menggunakan metode inversi impedansi akustik.
2. Aplikasi seismik multiatribut dalam mengkarakterisasi zona reservoir hidrokarbon pada lapangan “CVN”.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah yang digunakan pada tugas akhir ini adalah :

1. Penggunaan metode inversi Impedansi Akustik *Model Based* untuk menghitung nilai impedansi akustik.
2. Analisa kualitatif dan kuantitatif dari aplikasi metode seismik multiatribut.
3. Parameter target yang diprediksi yaitu impedansi akustik, porositas, dan *volume shale*.
4. Penelitian menggunakan data 3D-Seismik (*post-stack*) dengan 4 sumur sebagai kontrol.
5. Penelitian dibatasi pada Formasi Top Bekasap hingga *Top Basement*.

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat yang diperoleh dari penelitian tugas akhir ini adalah :

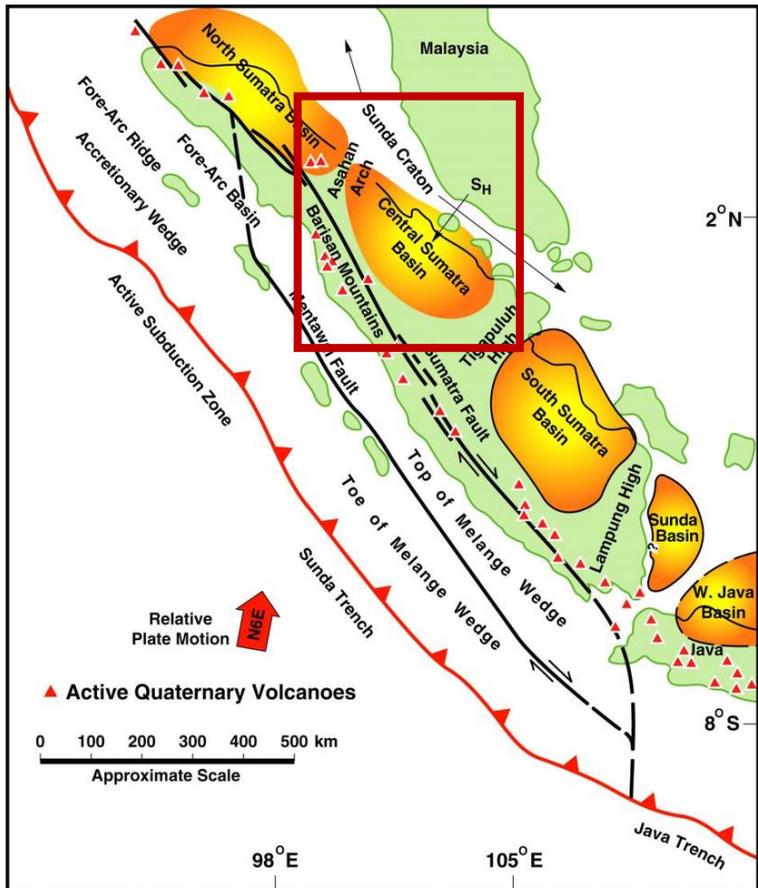
1. Diharapkan informasi dari analisa hasil inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut pada Lapangan “CVN” ini dapat menjadi studi lebih lanjut pada lapangan tersebut.
2. Menjadi informasi tambahan akan riset penelitian mengenai topik aplikasi metode inversi seismik dan seismik multiatribut.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional

Daerah penelitian berada pada Cekungan Sumatera Tengah. Pada periode Paleogen (Eosen-Oligosen) daerah ini merupakan seri dari struktur setengah graben (half grabben) yang terbentuk akibat proses rifting. Cekungan terbentuk akibat posisi tumbukan antara lempeng benua Eurasia dengan lempeng samudera Hindia di Sumatra selama Miosen. Produk lain yang dihasilkan oleh interaksi kedua lempeng ini adalah berupa busur kepulauan di sepanjang muka pantai barat daya Sumatra, Cekungan Muka Busur Nias, Busur Vulkanik Barisan, dan Zona Sesar Sumatra atau yang lebih dikenal dengan Sesar Semangko. Unit fisiografi dengan arah barat laut – tenggara ini merupakan fenomena pada zaman Neogen. Efek dari gabungan struktur Neogen dan Paleogen menghasilkan sejumlah tinggian yang membagi cekungan belakang busur seperti: Busur Asahan dengan arah timurlaut, Tinggian Lampung dan Tinggian Tigapuluh yang berarah timur-timurlaut. Busur dan tinggian ini bergabung secara efektif membagi daratan Sumatra menjadi Cekungan Sumatera Utara, Cekungan Sumatera Tengah, dan Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Tengah di sebelah baratdaya dibatasi oleh tinggian Bukit Barisan, di sebelah baratlaut oleh Busur Asahan, dan disebelah timurlaut oleh Kraton Sunda (Eubank dan Makki, 1981).

Cekungan Sumatera Tengah terbentuk karena adanya penunjaman secara miring (*oblique subduction*) Lempeng Samudera Hindia ke bawah Lempeng Benua Asia. Penunjaman ini mengakibatkan terjadinya gaya tarikan pada Cekungan Sumatera Tengah yang merupakan cekungan belakang busur (Heidrick dan Aulia, 1993) Cekungan Sumatera Tengah juga mengalami gaya tektonik kompresi yang dihasilkan oleh suatu sistem sesar mendatar menganan akibat dari *oblique subduction* di bagian barat dan barat daya Sumatra. Sistem sesar mendatar menganan tersebut dicirikan oleh adanya kenampakan *flower structure, en echelon fault* dan *fold* yang terlihat pada rekaman seismik (Yarmanto dan Aulia, 1988).

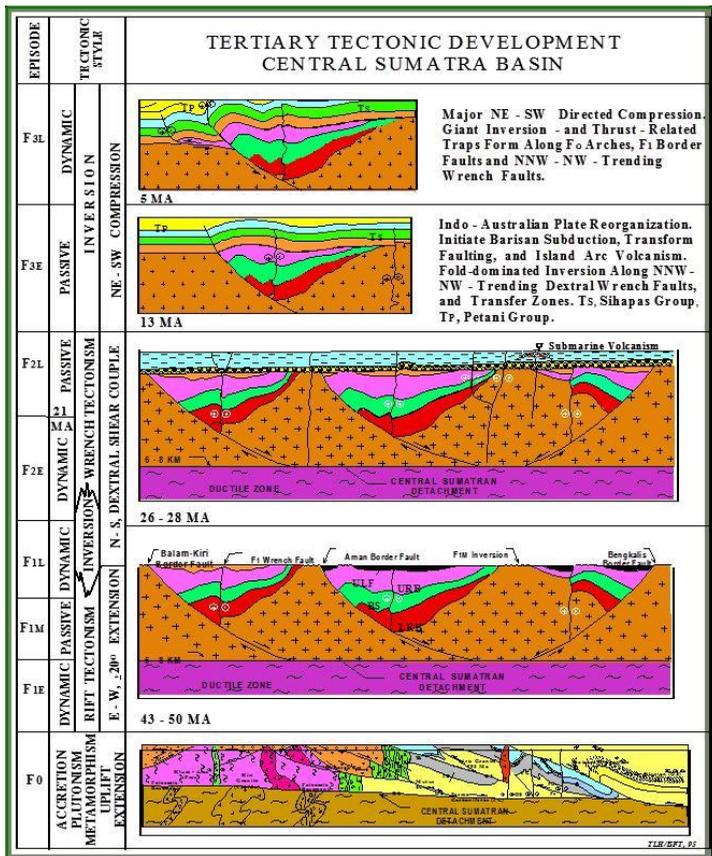


Gambar 2. 1 Kerangka tektonik regional Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick & Aulia, 1993)

2.2 Struktur dan Tektonik Regional

Cekungan Sumatra Tengah didominasi oleh dua pola struktur yang berarah utara-selatan (N-S) dan barat laut-tenggara (NW-SE) (Heidrick dan Aulia, 1993). Struktur yang berarah utara-selatan (N-S) relatif lebih tua dan terbentuk pada Paleogen (Heidrick dan Aulia, 1993). Menurut Eubank dan Makki (1981) kedua pola struktur tersebut aktif selama Tersier.

Proses tektonik merupakan faktor pengontrol utama proses pengendapan di cekungan bila di dibandingkan dengan faktor lainnya. Heidrick dan Aulia (1993) membagi perkembangan tektonik pada Cekungan Sumatra Tengah menjadi empat episode berdasarkan terminologi tektonik poli Fase yang dapat dibedakan dengan jelas yaitu F0, F1, F2 dan F3 seperti terlihat pada gambar 2.2.



Gambar 2. 2 Perkembangan Tektonik Tersier Daerah Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)

1. Periode Deformasi F0 - Pembentukan Batuan Dasar (Pra-Tersier)

Deformasi F0 terjadi pada pra-Tersier yang menghasilkan struktur-struktur berarah N60W yang dikontrol oleh geometri dan batas-batas mandala-mandala geologi yang menyusun batuan dasar. Mandala-mandala geologi

tersebut mengalami akresi pada Trias Akhir. Arah struktur yang berkembang pada F0 dicerminkan oleh sumbu tinggian dan rendahan zona sesar.

2. Periode Deformasi F1

Deformasi F1 yang terjadi pada Eosen – Oligosen mengawali perkembangan kerangka tektonik Tersier. Heidrick dan Aulia (1993) membagi tiga pola struktur yang berkembang pada tahap F1 yaitu utara-selatan (N-S), utara timur laut-selatan barat daya (NNE-SSW) dan barat laut-tenggara (NW-SE). Pola utara-selatan (N-S) merupakan pola yang paling dominan. Tegasan horizontal minimum yang berkembang pada periode ini berarah timur-barat (E-W).

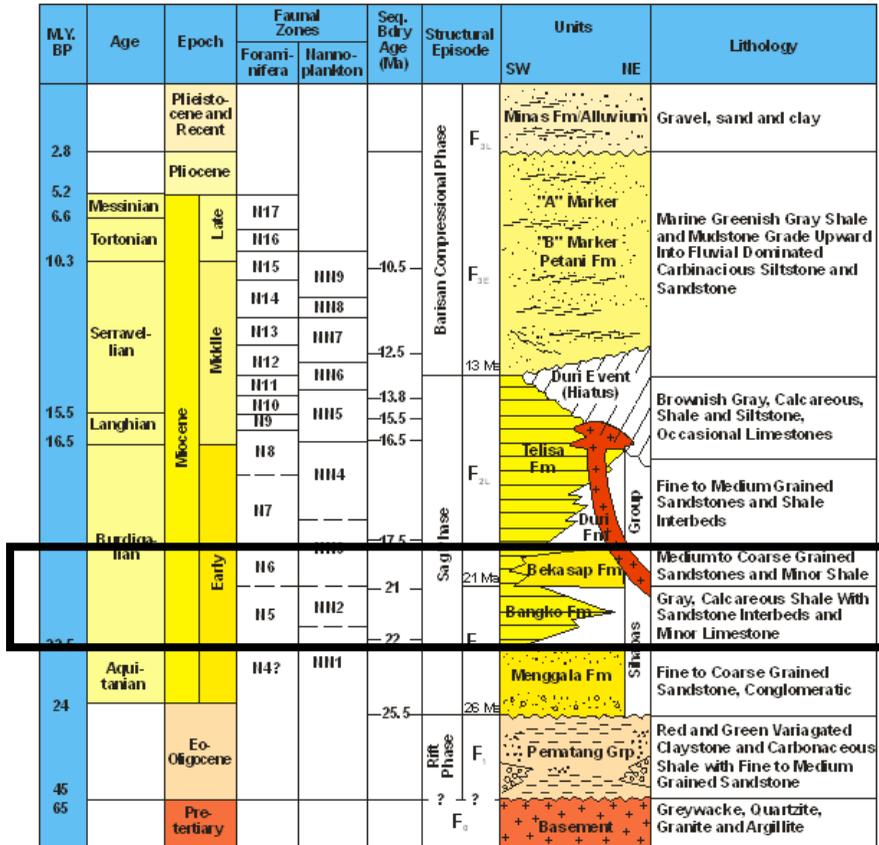
3. Periode Deformasi F2 (Fase Interior Sag Basin 28-13Ma)

Episode F2 diawali oleh berhentinya proses rifting dilanjutkan dengan Fase sagging dan transtensional. Fase transtensional merupakan periode perkembangan sesar mendatar menganan pada elemen-elemen struktur berarah utara-selatan (N-S) yang terbentuk pada Fase F1. Kompresi bersifat setempat-setempat yang ditandai dengan pembentukan sesar dan lipatan dan bersamaan dengan penurunan muka air laut global pada 28 Ma. Proses geologi yang terjadi pada saat itu adalah pembentukan morfologi yang relatif rata yang terjadi pada Kelompok Pematang dan batuan dasar yang tersingkap. Periode ini diikuti oleh terjadinya subsidence kembali dan transgresi ke dalam cekungan tersebut. Kelompok Sihapas yang diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang terdiri dari Formasi Menggala, Bangko, Bekasap, Duri dan Telisa.

4. Periode Deformasi F3 (Miosen Tengah-Resen/13-0 Ma)

Fase F2 diikuti oleh F3 yang berlangsung pada Miosen Tengah hingga saat ini. Deformasi ini menghasilkan sesar naik berarah barat barat laut-timur tenggara (WNW-ESE) yang berasosiasi dengan lipatan, reaktivasi sesar mendatar berarah utara barat laut-selatan tenggara (NNW-SSE) menjadi sesar naik (Heidrick dan Aulia, 1993). Lipatan yang terbentuk pada F3 hampir paralel dengan sesar-sesar mendatar utama yang berarah utara-selatan (N-S)

2.3 Tektonostratigrafi Regional



Gambar 2. 3 Tektonostratigrafi regional Central Sumatra Basin (Heidrick dan Aulia, 1993)

Batuan dasar yang berfungsi sebagai landas Cekungan Sumatra Tengah dapat dibagi menjadi tiga kelompok batuan yaitu Mallaca Terrane, Mutus Assemblage, dan Greywacke Terrane (Eubank & Makki, 1981 dalam Heidrick & Aulia, 1993). Secara tidak selaras di atas batuan dasar diendapkan sukseksi batuan-batuan sedimen Tersier. Eubank dan Makki, 1981 dalam Heidrick dan Aulia, 1993, membagi pengisian Cekungan Sumatra Tengah ke dalam 2 Fase tektonik yang masing – masing diisi oleh unit stratigrafi tertentu. Berikut adalah urutan stratigrafi pada Cekungan sumatra Tengah dari tua ke muda.

- **Fase 1**

Pada Fase ini cekungan terbentuk akibat gaya rifting yang berarah relatif utara– selatan. Pada Fase 1 ini diendapkan formasi - formasi dari Kelompok

Pematang secara tidak selaras diatas batuan dasar. Kelompok ini terdiri dari *Lower red beds*, *Brown shale* dan *Upper red beds* yang merupakan endapan *Rifted basin* atau *Half-graben*. Lingkungan pengendapan dari litologi pada Kelompok Pematang ini diinterpretasi berupa lingkungan lakustrin dan fluvial. Pembentukan kelompok ini merupakan awal dari pengisian Cekungan Sumatra Tengah sebagai hasil dari rombakan batuan dasar, terjadi dengan penurunan cekungan (*synrift sediment*). Batuan pada kelompok ini merupakan batuan induk penghasil hidrokarbon pada Cekungan Sumatra Tengah. Kelompok Pematang tersusun oleh 3 (tiga) formasi berturut-turut dari tua ke muda: Formasi Lower Red Beds, Formasi Brown Shale dan Formasi *Upper Red Beds*. Sedimen-sedimen pada kelompok ini umumnya diendapkan pada lingkungan danau, sungai dan delta (Heidrick dan Aulia, 1993)

- **Formasi Lower Red Beds**, tersusun atas batulumpur (*mudstone*), batulanau, batupasir, dan sedikit konglomerat. Distribusi dari formasi ini sangat sulit ditentukan karena sangat terbatasnya pemboran dalam. Tetapi ada indikasi formasi ini diendapkan pada lingkungan rawa atau danau.
- **Formasi Brown Shale**, menumpang diatas Formasi *Lower Red Beds* dan di beberapa tempat menunjukkan adanya kesamaan fasies secara lateral. Litologi penyusun terdiri dari serpih berlaminasi, kaya material organik, berwarna coklat sampai hitam yang mengindikasikan diendapkan pada kondisi air tenang. Pada cekungan yang lebih dalam dijumpai perselingan batupasir yang diperkirakan diendapkan oleh mekanisme arus turbidit. Formasi *Brown Shale* merupakan batuan induk (*source rock*) di Cekungan Sumatera Tengah.
- **Formasi Coal Zone**, di beberapa tempat ekuivalen secara lateral dengan Formasi *Brown Shale*, tetapi ditempat lain menumpang di atasnya. Litologinya berupa serpih, batubara, dan sedikit batupasir.
- **Formasi Lake Fill**, tersusun atas batupasir fluvial dan delta, konglomerat, dan serpih endapan danau dangkal. Ketebalan formasi ini mencapai 2.000 kaki dengan proses deposisi yang berjalan cepat pada sistim *fluvio-lacustrine-delta* yang kompleks.
- **Formasi Fanglomerate**, tersusun atas batupasir dan konglomerat dengan sedikit batulumpur berwarna merah sampai hijau. Formasi ini terutama diendapkan sepanjang batas gawir sesar sebagai suatu seri sistim endapan *alluvial fan*. Formasi ini secara vertikal dan lateral mengalami transisi menuju Formasi *Lower Red Beds*, *Brown Shale*, *Coal Zone*, dan *Lake Fill*. Ketiga formasi terakhir yaitu *Coal Zone Formation*, *Lake Fill Formation*, dan *Fanglomerat Formation* disebut juga Formasi *Upper Red Beds*.

- **Fase 2**

Pada Fase ini kondisi tektonik pada daerah Cekungan Sumatra Tengah relatif stabil, sehingga batuan yang diendapkan tersebar luas di seluruh Cekungan Sumatra Tengah. Cekungan Sumatra Tengah pada Fase 2 ini terisi oleh litologi dari Kelompok Sihapas yang terdiri dari Fm. Menggala, Fm. Bangko, Fm. Bekasap, Fm. Duri dan Fm. Telisa. Kelompok Sihapas sendiri diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang pada Oligosen Akhir–Miosen Awal. Kelompok Sihapas terdiri dari batupasir dengan sedikit selingan serpih, lapisan batugamping dijumpai secara lokal di bagian bawah. Batupasir dari Kelompok Sihapas mempunyai ukuran butir sedang sampai kasar dan merupakan reservoir yang baik. Kelompok Sihapas mempunyai pola parasikuen yang menghalus kearah atas dan diendapkan mulai dari akhir Oligosen sampai pertengahan Miosen. Kelompok Sihapas yang diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang terdiri dari Formasi Menggala, Bangko, Bekasap, Duri dan Telisa. Berikut adalah rincian dari formasi- formasi dalam Kelompok Sihapas:

- **Formasi Menggala**, terdiri dari batupasir halus-kasar dan konglomerat serta sedimen-sedimen klastik yang diendapkan pada *fluvial braided stream* dan secara lateral ke arah utara berubah menjadi *marine deltaic*. Pada bagian depocenternya formasi ini mempunyai ketebalan lebih dari 9000 kaki. Formasi Menggala berubah secara lateral dan vertikal kearah barat menjadi *marine shale* yang termasuk dalam Formasi Bangko sedangkan ke arah timur berubah menjadi lingkungan transisi dan laut terbuka yang termasuk dalam Formasi Bekasap.
- **Formasi Bangko**, terdiri dari batulempung yang diendapkan pada lingkungan laut terbuka mulai dari lingkungan paparan (*shelf*) sampai *delta plain* dan batulempung karbonatan dengan perselingan batupasir lanauan dan berubah secara lateral menjadi batugamping pada daerah yang sedikit menerima suplai material klastik. Formasi Bangko berfungsi sebagai batuan tudung (*cap rock*) bagi batupasir yang ada dibawahnya. Batupasir dalam formasi Bangko merupakan reservoir yang bernilai. Adanya pengaruh lingkungan laut menyebabkan pengendapan foraminifera yang berfungsi sebagai penunjuk umur formasi ini yaitu Miosen Awal (N1-N2).
- **Formasi Bekasap**, terdiri dari suatu seri sedimen mulai dari lingkungan transisi, laut terbuka dan delta. Litologi terdiri dari batupasir, batugamping dan batubara. Batupasir mengkasar ke atas dalam delta kompleks Sihapas terbentuk hampir di seluruh Paparan Sunda. Batupasir Bekasap merupakan lapisan sedimen yang secara merata menutup Sumatera Tengah dan akhirnya menutup semua

tinggian yang terbentuk sebelumnya. Selanjutnya Formasi Bekasap merupakan reservoir penting di lapangan wilayah Siak.

- **Formasi Duri**, merupakan suatu seri batupasir yang terbentuk pada lingkungan *inner neritic deltaic* di bagian utara dan tengah cekungan. Seri tersebut dicirikan oleh batupasir berbutir halus sampai menengah yang secara lateral menjadi batulempung laut dalam dari Formasi Telisa. Formasi ini mempunyai tebal lebih dari 300 kaki dan berumur sekitar Miosen Awal(N3).
- **Formasi Telisa**, terbentuk dari Formasi Bekasap dan Duri secara lateral dan vertikal berubah menjadi batulempung laut dari Formasi Telisa yang terbentuk pada lingkungan neritik luar yang menunjukkan periode penggenangan maksimum laut di Sumatera Tengah. Formasi Telisa merupakan suatu batuan penutup (*cap rock*) regional bagi Kelompok Sihapas. Tebal formasi ini lebih dari 9000 kaki. Formasi Telisa berumur Miosen Awal-Tengah (NN4-NN5). Batupasir dalam Formasi Telisa merupakan reservoir yang potensial
- **Formasi Petani**, pengendapan formasi ini berlangsung pada Kala Miosen Tengah - Plistosen pada lingkungan laut yang berubah menjadi daerah payau sampai darat. Formasi Petani merupakan awal dari fase regresif yang mengakhiri periode panjang transgresi di Cekungan Sumatra Tengah. Formasi ini tersusun oleh sekuen monoton serpih-batulumpur dan interkalasi batupasir dan batulanau yang ke arah atas menunjukkan pendangkalan lingkungan pengendapan dan penyusutan pengaruh laut.
- **Formasi Minas**, merupakan endapan Kuartar yang diendapkan tidak selaras di atas Formasi Petani. Formasi ini tersusun oleh konglomerat, batupasir, dan batulempung yang mencirikan endapan aluvial. Proses pengendapan Formasi Minas masih berlangsung hingga saat ini.

2.4 Petroleum System Cekungan Sumatera Tengah

Cekungan Sumatera Tengah menjadi sangat menarik karena di dalamnya terkandung potensi minyak bumi yang sangat besar. Hal ini dimungkinkan karena cekungan tersebut memiliki syarat-syarat yang cukup untuk menghasilkan minyak bumi, yaitu batuan induk reservoir (*reservoir rock*), batuan tudung (*cap rock*), dan jebakan (*trap*).

- **Batuan Induk**, pada Cekungan Sumatera Tengah berasal dari Kelompok Pematang yang terdiri dari batuan berukuran halus, terutama *shale* yang diendapkan pada lingkungan danau dengan kondisi reduktif, sehingga sangat kaya akan material organik. Ketebalan batuanannya mencapai 600 kaki sehingga mampu menghasilkan minyak bumi pada angka yang ekonomis. Hasil studi

- membuktikan bahwa bagian utama dari Kelompok Pematang, yaitu *Brown shale* merupakan batuan induk utama pada Cekungan Sumatera Tengah.
- **Batuan Reservoir**, keberadaan batuan induk yang sangat potensial ini didukung pula oleh tersedianya reservoir yang cukup baik pada Kelompok Sihapas yang berada tepat di atasnya. Kelompok batuan ini terdiri dari batupasir dengan sisipan *shale*, diendapkan pada lingkungan delta. Ketebalannya yang mencapai 3300 kaki merupakan angka ekonomis untuk batuan reservoir (Mertosono dan Nayoan, 1974).
 - **Batuan Tudung**, atau *cap rock* yang baik dihasilkan oleh Formasi Telisa yang diendapkan di atas Kelompok Sihapas. Formasi ini terbentuk pada fase regresi maksimum sehingga menghasilkan batuan berukuran halus, terutama dari fasies *marine shale*, dengan ketebalan 1600 kaki. Batuan ini menutupi Kelompok Sihapas sehingga minyak bumi akan bermigrasi ke tempat yang lebih tinggi.
 - **Perangkap** atau (*trap*) yang utama pada Cekungan Sumatera Tengah adalah perangkap struktur (Eubank dan Makki, 1981). Hal disebabkan Cekungan Sumatera Tengah berada pada pinggiran dari lempeng yang bergerak aktif, sehingga banyak dihasilkan struktur sesar dan lipatan yang berpotensi menjebak minyak bumi.

2.5 Penelitian Terdahulu

Latimer dan Davison (2000) menjelaskan keuntungan-keuntungan interpretasi menggunakan data impedansi akustik dibandingkan dengan interpretasi menggunakan data seismik yang konvensional. Data impedansi akustik menggambarkan perlapisan sedangkan data seismik mempresentasikan permukaan antara dua lapisan, sehingga interpretasi dapat dikerjakan pada unit-unit litologi daripada batas-batas litologinya. Penampang impedansi akustik akan memperjelas tampilan perlapisan dan meningkatkan resolusi vertikal.

Yuzariyadi (2016) melakukan inversi impedansi akustik dan membandingkan beberapa metode seperti *model based* dan *bandlimited*. Didapatkan hasil korelasi terbaik yaitu metode inversi impedansi akustik *model based*. Mendapatkan nilai porositas batu pasir yang dianggap sebagai reservoir hidrokarbon cekungan Sumatera Tengah sebesar 20%-25% termasuk kategori sangat baik.

Fahmi (2016) mengkarakterisasi reservoir karbonat dengan menggunakan metode inversi impedansi akustik dan atribut seismik yang membantu menentukan potensi daerah baru yang prospek untuk dilakukan pengembangan. Dari inversi impedansi akustik didapat nilai impedansi akustik karbonat dengan rentang 30717 – 34645 ft/s*g/cc.

Yahya (2017) telah melakukan penelitian mengenai persebaran zona reservoir batu pasir pada cekungan Sumatera Selatan, dan mendapati karakter reservoir pada formasi targetnya yaitu formasi Gumai juga mengalami *overlap* antara sand dan shale-nya. Nilai Impedansi Akustik berkisar antara 16.000-17.500 ft/s*g/cc. Karena hasil inversi impedansi akustik tidak berjalan dengan efektif pada lapangan “FY” ini sehingga tidak digunakan peta hasil inversi AI-nya. Sedangkan untuk analisis multiatribut efektif dilakukan di lapangan “FY” ini, secara umum menggunakan tiga hingga lima atribut sekaligus untuk mendapatkan nilai korelasi yang baik untuk memprediksi bebarapa parameter seperti gamma ray dan densitas. Didapatkan nilai *cutoff* Gamma-ray < 100 API, dan nilai porositas > 14% dapat diinterpretasikan sebagai *sand*. Area potensi pengembangannya berada pada bagian barat laut.

2.6 Gelombang Seismik

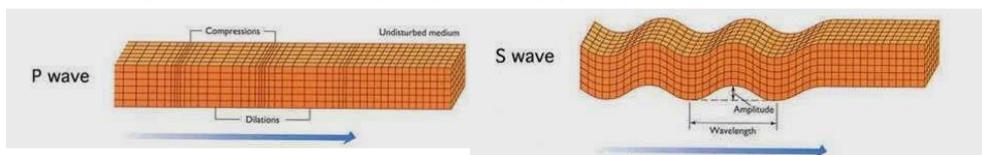
Gelombang seismik merupakan gelombang yang merambat melalui bumi. Perambatan gelombang ini bergantung pada sifat elastisitas batuan. Gelombang seismik termasuk dalam gelombang elastik karena medium yang dilalui yaitu bumi bersifat elastik. Oleh karena itu sifat penjalaran gelombang seismik bergantung pada elastisitas batuan yang dilewatinya. Apabila medium hanya memunculkan gelombang longitudinal saja (misalnya di dalam fluida) maka dalam kondisi ini gelombang seismik sering dianggap sebagai gelombang akustik. Menurut cara bergetarnya gelombang seismik dibagi menjadi dua macam yaitu:

- Gelombang Primer (*longitudinal/compressional wave*)

Gelombang primer adalah gelombang yang arah getarannya searah dengan arah rambatnya gelombang tersebut. Gelombang ini mempunyai kecepatan rambat paling besar diantara gelombang seismik yang lain.

- Gelombang Sekunder (*transversal/shear wave*)

Gelombang sekunder adalah gelombang yang arah getarannya tegak lurus terhadap arah perambatan gelombang. Gelombang ini hanya dapat merambat pada material padat saja dan mempunyai kecepatan gelombang yang lebih kecil dibandingkan gelombang primer.

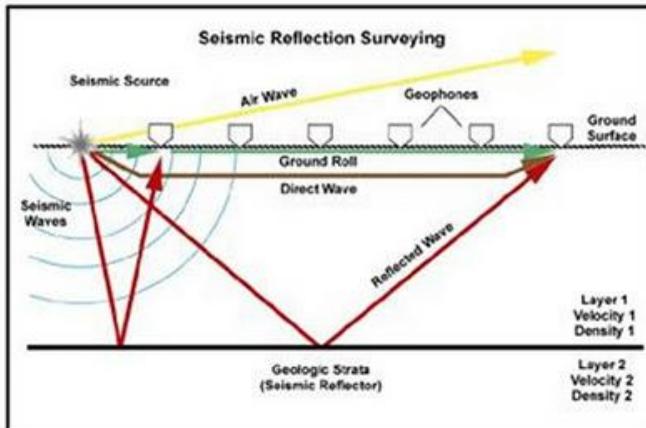


Gambar 2. 4 Gelombang P dan S
(<http://alabamaquake.com>)

2.7 Metode Seismik Refleksi

2.7.1 Konsep Dasar

Metode seismik refleksi merupakan metode geofisika aktif yang memanfaatkan sumber seismik buatan. Perambatan gelombang bergerak ke segala arah dan mengalami pemantulan maupun pembiasan sebagai akibat dari perbedaan kecepatan ketika melalui perlapisan medium yang berbeda. Pada jarak tertentu pada permukaan, gerakan partikel direkam sebagai fungsi waktu. Berdasarkan data tersebut dapat diperkirakan bentuk lapisan / struktur bawah permukaan.



Gambar 2. 5 Ilustrasi Metode Seismik Refleksi
(<http://duniaseismik.co.id>)

Gelombang seismik dibedakan menjadi dua tipe berdasarkan medium perambatannya, yaitu Gelombang Badan (*Body Wave*) dan Gelombang Permukaan (*Surface Wave*). Gelombang Badan dibedakan lagi menjadi dua tipe berdasarkan cara bergetarnya, yaitu Gelombang Longitudinal atau disebut Gelombang P (*Primary*) dan Gelombang Transversal atau disebut Gelombang S (*Shear*). Sementara itu, Gelombang Permukaan juga dapat dibedakan menjadi beberapa tipe, yaitu Gelombang Rayleigh (disebut *ground-roll*), Gelombang Love (disebut gelombang *Shear-Horizontal*) dan Gelombang Stoneley (disebut gelombang Tabung). Pada saat dilakukan pengukuran yang dalam eksplorasi seismik, Gelombang P, S dan Gelombang Permukaan terekam dengan pola yang berbeda-beda sehingga gelombang-gelombang tersebut dapat dikenali dengan mudah (Munadi, 1999).

2.7.2 Impedansi Akustik

Impedansi akustik (*Acoustic Impedance* atau *AI*) didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewati gelombang seismik yang melaluinya.

Secara fisis, Impedansi Akustik merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dengan densitas batuan. Semakin keras suatu batuan maka Impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak memiliki Impedansi Akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batulempung.

Pantulan gelombang seismik terjadi disebabkan oleh perubahan impedansi akustik lapisan. Nilai kontras impedansi akustik dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudo refleksi maka semakin besar pula kontras impedansi akustik. Sehingga tampilan impedansi akustik akan lebih mendekati dunia riil dan lebih mudah dipahami.

AI secara matematis dapat dirumuskan sebagai :

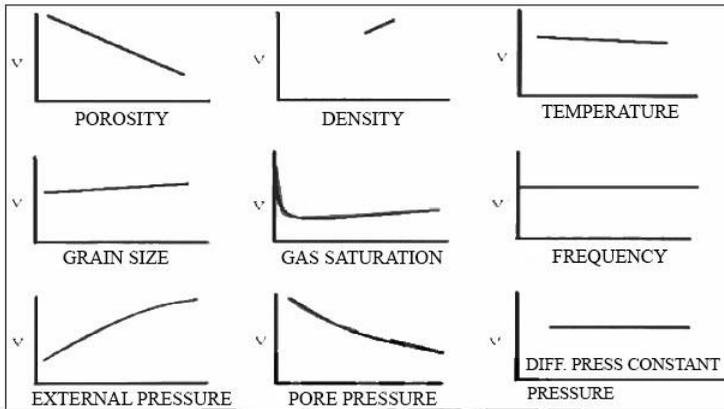
$$AI = \rho.V \tag{2.1}$$

dengan

ρ : densitas (g/cm^3)

V : kecepatan gelombang seismik (m/s)

AI adalah parameter batuan yang dipengaruhi oleh tipe dari litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan suhu. Oleh sebab itu AI dapat digunakan untuk identifikasi litologi, porositas, hidrokarbon, dan yang lainnya. Dalam mengontrol nilai AI, kecepatan mempunyai arti lebih penting dibandingkan dengan densitas. Pada Gambar 3.3 dapat dilihat beberapa faktor yang dapat mempengaruhi nilai kecepatan gelombang seismik.



Gambar 2. 6 Pengaruh Beberapa Faktor Terhadap Kecepatan Gelombang Seismik (Sherriff-Geldart, 1995)

Karakterisasi berdasarkan AI memiliki keterbatasan dalam membedakan antara efek litologi dan fluida. Nilai AI rendah yang disebabkan oleh kehadiran fluida hidrokarbon sering *overlapped* dengan AI rendah dari efek litologi (Sherriff-Geldart, 1995).

2.7.3 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi atau disebut juga sebagai reflektivitas merupakan konsep fisika fundamental dalam metode seismik. Pada dasarnya setiap koefisien refleksi dapat dianggap sebagai sebuah respon dari wavelets eismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik (Sukmono, 2000). Pada saat gelombang seismik membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (normal incidence), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan pada persamaan 3.2:

$$KRi = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} \quad (2.2)$$

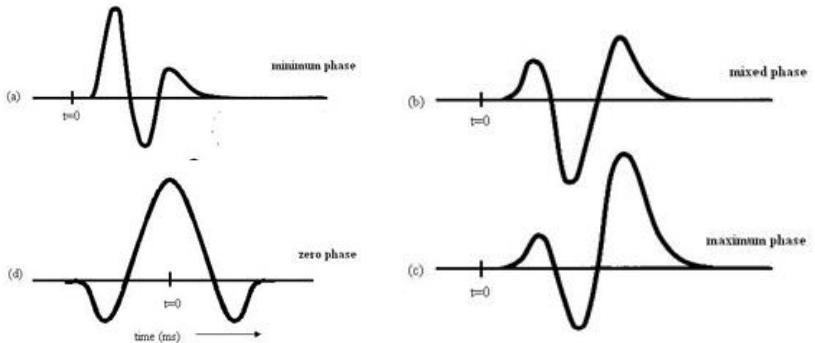
dimana KRi adalah koefisien Refleksi medium i , i merupakan lapisan medium ke- i dan berada diatas medium $i+1$

2.7.4 Wavelet

Wavelet adalah gelombang mini atau 'pulsa' yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan Fase. Dalam istilah praktis *wavelet* dikenal dengan gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone*. Dalam memahami *wavelet* terdapat dua sifat yaitu :

- Polaritas, merupakan diskripsi tentang arah yang memiliki dua bentuk, yaitu polaritas normal dimana kenaikan impedansi akustik akan digambarkan sabagai lembah (*trough*), dan polaritas terbalik dimana kenaikan impedansi akustik digambarkan dengan sebagai puncak (*peak*).
- Fase, merupakan pergeseran osilator sebuah gelombang. Terdapat dua jenis dalam seismik refleksi yaitu Fase minimum dimana energi wavelet akan terletak pada bagian onset dari *wavelet* tersebut, dan Fase nol dimana energi wavelet akan terletak pada bagian tengah

Wavelet digunakan untuk pembuatan seismogram sintentik yang akan mengikat data seismik dengan data sumur (*well seismic tie*) untuk menarik batas horison suatu lapisan. Suatu refleksi mengindikasikan suatu peningkatan/pertambahan dalam nilai impedansi akustik atau mengindikasikan suatu koefisien refleksi positif dimulai dengan suatu trend refleksi cenderung turun.

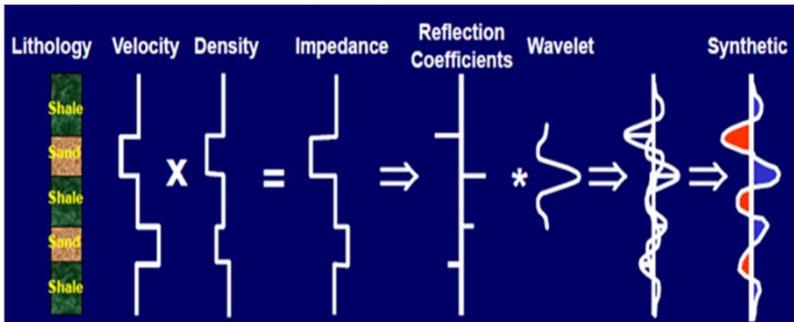


Gambar 2. 7 Fase Wavelet
<http://petroleumgeophysics.com>

Wavelet berfase nol yang sering juga disebut *wavelet* simetris mempunyai konsentrasi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini mempunyai resolusi yang maksimum. *Wavelet* berfase minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya. *Wavelet* berfase maksimum memiliki energi yang terpusat secara maksimal di bagian akhir dari *wavelet*. Sedangkan *wavelet* berfase campuran tidak terjadi pemusatan energi baik di awal maupun di akhir *wavelet*. Dalam pengolahan data seismik *wavelet* yang biasa dipakai adalah *wavelet zero phase* dan *minimum phase*. (Russel,1996).

2.7.5 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah hasil konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan suatu *wavelet* yang ditunjukkan oleh Gambar 3.5



Gambar 2. 8 Skema Pembuatan Seismogram Sintetik
 (Fred Schroeder-AAPG, 2006)

Koefisien refleksi diperoleh dari data impedansi akustik dengan menggunakan Persamaan 3.2, dan *wavelet* diperoleh dengan melakukan

pengekstrakan pada data seismik dengan atau tanpa menggunakan data sumur atau dengan *wavelet* buatan.

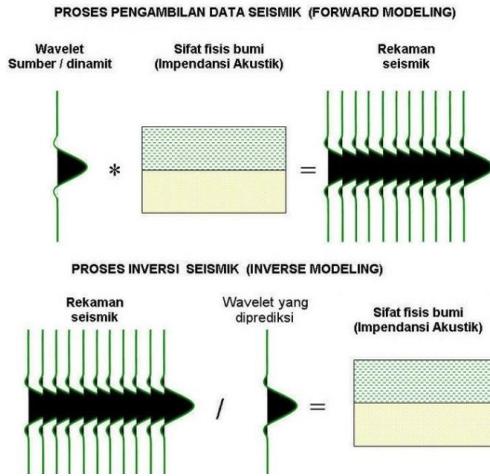
Menurut Sukmono (1999), salah satu kelemahan dari seismogram sintetik adalah mereka pada umumnya dibuat dengan menggunakan frekuensi yang sama untuk seluruh penampang, padahal frekuensi yang dipakai tersebut umumnya diambil dari zona target (misal daerah reservoir). Hal ini sering mengakibatkan *miss tie* pada di luar daerah zona target tersebut. Seismogram sintetik merupakan sarana untuk mengidentifikasi horizon seismik yang sesuai dengan geologi bawah permukaan yang diketahui dalam suatu sumur hidrokarbon. Identifikasi permukaan atau dasar formasi pada penampang seismik memungkinkan ditelusurinya kekontinyuan formasi tersebut dari arah lateral (Munadi dan Pasaribu, 1987).

2.8 Seismik Inversi

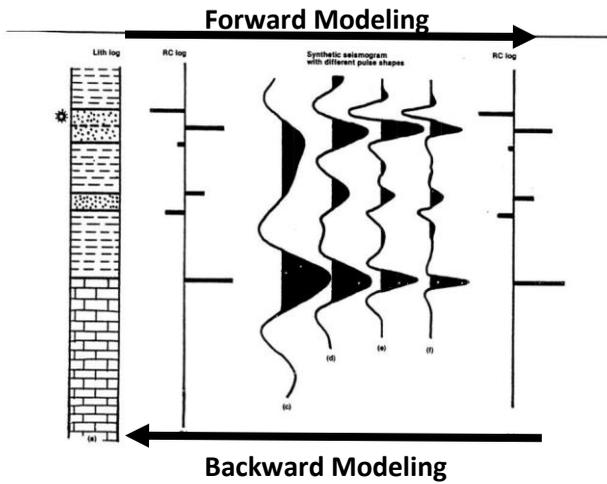
2.8.1 Konsep Dasar Seismik Inversi

Ada beberapa pengertian mengenai seismik inversi. Diantaranya adalah oleh Menke yang mengatakan bahwa inversi merupakan integrasi teknik matematik dan statistik untuk memperoleh informasi yang berguna mengenai sifat fisik berdasarkan obsevasi terhadap sistem tersebut (Grandis dan Winardhi, 2000). Sedangkan menurut Sigit Sukmono, 2000, Inversi seismik merupakan suatu teknik untuk membuat model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol. Pengembalian dari rekaman seismik merupakan suatu pemodelan ke belakang (*backward modeling*). Dalam kasus ini input data adalah AI atau deret koefisien refleksi (RC) pada lapisan permukaan itu sendiri yang kemudian dimodelkan ke depan dalam rekaman seismik. Algoritma pemodelan ke depan, merupakan suatu proses konvolusi antara wavelet seismik terhadap deret koefisien refleksi pada permukaan.

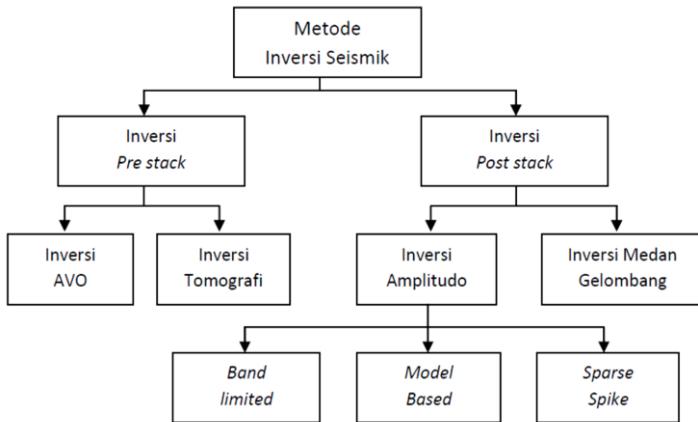
Dengan kata lain, inversi seismik merupakan pemodelan ke belakang, dimana inputnya merupakan rekaman seismik yang dimodelkan inversi ke dalam penampang AI. Algoritma pemodelan inversi ini pada dasarnya, merupakan dekonvolusi antara rekaman seismik dan gelombang seismik yang kemudian menghasilkan penampang seismik.



Gambar 2. 9 Ilustrasi Inversi Seismik
(<http://ensiklopediseismik.blogspot.co.id/>)



Gambar 2. 10 Ilustrasi Forward Modeling dan Backward Modeling
(<http://ensiklopediseismik.blogspot.co.id/>)



Gambar 2. 11 Tipe-Tipe Teknik Inversi Seismik
(Sukmono, 2000)

Secara umum metode seismik inversi adalah suatu proses untuk mengubah data seismik yang berupa kumpulan nilai-nilai amplitudo ke dalam kumpulan nilai impedansi. Proses utama yang dilakukan dalam metode ini adalah dekonvolusi yang mengubah dari trace seismik menjadi reflektifitas. Walaupun setiap perangkat lunak memiliki langkah-langkah yang berbeda, terdapat kesamaan proses yang penting dalam seismik inversi seperti pengikatan data sumur dengan data seismik, estimasi wavelet, pemodelan geologi, dan proses inversinya sendiri.

Pada proses inversi, ada yang namanya "*non-uniqueness*", artinya terdapat lebih dari satu kemungkinan model geologi untuk mendapatkan hasil yang sama dengan data seismik. Sehingga diharapkan nilai koefisien refleksi dan nilai batas *acoustic impedance*-nya mendekati nilai sebenarnya. Dalam hal ini diperlukan sebuah model awal (*initial model*) sebagai prediksi awal dalam menyelesaikan perhitungan inversi.

Metode seismik inversi dapat dibagi menjadi dua macam berdasarkan data seismik yang digunakan, yaitu: *post-stack seismic inversion* dan *pre-stack seismic inversion*. Data seismik *post-stack* merupakan data seismik yang mengasumsikan amplitudo seismik dihasilkan dari $R(0)$, sehingga hanya dapat menghasilkan tampilan model *acoustic impedance* saja. Sedangkan data seismik *pre-stack* mempunyai informasi sudut, sehingga *pre-stack seismic inversion* dapat menghasilkan parameter-parameter lain seperti V_p/V_s , EI , Lamdha-Rho , Mu-Rho .

2.8.1.1 Inversi Berbasis Model (Model Based)

Pada metode ini langkah yang pertama dilakukan adalah membangun model geologi, kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik,

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

$$IA = \rho \cdot v \quad (2.3)$$

dengan:

AI = Impedansi Akustik (m/s. g/cm)

ρ = densitas (g/cm³)

v = kecepatan (m/s)

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

$$s(t) = w(t) * r(t) \quad (2.4)$$

dengan:

s(t) = seismogram intetik

w(t) = wavelet

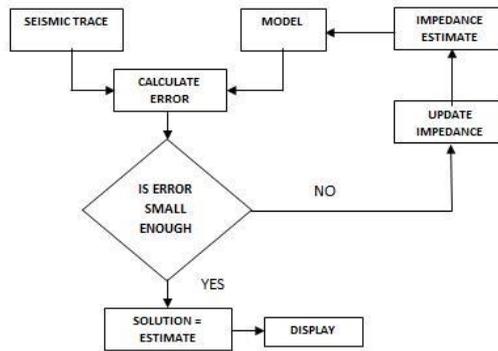
r(t) = deret koefisien refleksi.

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

Hasil akhir dari suatu proses inversi data seismik adalah berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih lengkap dibandingkan data seismik. Perubahan amplitudo pada data seismik hanyalah mencerminkan suatu bidang batas antar lapisan batuan sehingga bisa dikatakan bahwa data seismik

adalah attribut dari suatu bidang batas lapisan batuan. Sedangkan impedansi akustik mencerminkan sifat fisis dari batuan. Secara matematis impedansi akustik batuan adalah hasil perkalian antara harga kecepatan dengan harga densitas suatu batuan. Impedansi akustik merupakan sifat fisis batuan yang dengan mudah dapat langsung dikonversikan menjadi karakter suatu batuan (*reservoir*) seperti ketebalan, litologi, maupun fluida pengisi batuan.

Metode inversi *model based* mempunyai keunggulan karena hasil yang didapatkan memiliki kontrol yang baik karena menghindari inversi langsung dari data seismik. Hasil inversi digambarkan dalam bentuk *blocky* yang memiliki nilai impedansi akustik yang kontras, sehingga mempermudah dalam penentuan batas suatu lapisan *reservoir*. Kelemahan inversi model based terletak pada ketidakunikan inversi. Dengan kata lain, ada banyak kemungkinan solusi model untuk dapat menghasilkan suatu keluaran hasil yang sama.



Gambar 2. 12 Diagram Alir Proses Inversi Model Based (Sukmono, 2000)

a) Inversi Berbasis Model dengan *Constraint*

Proses inversi dengan metode *model based* pada dasarnya menggunakan ukuran blok tertentu untuk menghasilkan log *blocky pseudo-velocity* dengan resolusi lebih rendah dari log sonik atau densitas yang dihitung langsung dari informasi sumur. Berdasarkan algoritma metode ini, bahwa secara iteratif memperbaharui model untuk menyesuaikan dengan data seismik, sehingga setiap kesalahan kecil dalam koefisien refleksi pada lapisan di atasnya dapat mengakibatkan akumulasi eror yang besar pada impedansi lapisan berikut dibawahnya. Eror ini disebut sebagai eror trend frekuensi rendah yang cenderung menghasilkan suatu trend gelombang panjang pada impedansi yang dihasilkan sekaligus menyebabkan kekurangan informasi frekuensi rendah pada seismik.

Error frekuensi rendah tersebut berhubungan dengan masalah sifat ketidakunikan pada inversi seismik. Sifat *non-unique* ini muncul sebagai fakta bahwa kemungkinan terdapat lebih dari satu kombinasi dari koefisien yang menghasilkan model lainnya dan mungkin hampir sama dengan model “terbaik” dari hasil kalkulasi sebelumnya. Cara yang dilakukan untuk membedakan antara setiap satuan model yang mungkin adalah dengan menggunakan syarat batas/*constrain*

Metode *constrain* tersebut dibagi dua jenis, yaitu :

1. Stokastik, dengan menganggap informasi tambahan informasi sebagai *Soft constrain*, yang berarti bahwa impedansi dugaan awal merupakan bagian terpisah dari informasi yang ditambahkan pada trace seismik dengan beberapa pembebanan pada yang kedua. *Soft constrain* juga berarti tidak menentukan batas mutlak jauh jarak impedansi yang dapat bergerak dari dugaan awal.
2. *Constrained*, menganggap informasi tambahan sebagai *hard constraint* yang mengatur batas mutlak seberapa jauh hasil akhir dapat terdeviasi dari dugaan awal. *Hard constraint* juga dapat didefinisikan sebagai besar persentase perbedaan dengan model inisial.

Perubahan maksimum impedansi merupakan parameter input dari constraint yang menunjukkan persentase seberapa besar model bisa melewati model impedansi awal. Semakin kecil nilai perubahan maksimum impedansi, maka akan mendekati model awal impedansi.

Keuntungan penggunaan metode inversi berbasis model adalah memperoleh hasil yang lengkap dengan cakupan frekuensi rendah, metode ini menghindari inversi secara langsung dari data seismik itu sendiri, hasil keluaran inversi merupakan bentuk model yang dapat sesuai dengan data input, nilai kesalahan terdistribusi dalam solusi dari proses inversi, dan efek multipel dan adanya atenuasi dapat ditampilkan dalam model.

Kekurangan menggunakan metode inversi berbasis model adalah sifat sensitif terhadap bentuk wavelet, dimana dua wavelet berbeda dapat menghasilkan trace seismik yang berbeda, dan sifat ketidak-unikan (*non-uniqueness*) untuk wavelet tertentu dimana semua hasil sesuai dengan trace seismik pada lokasi sumur.

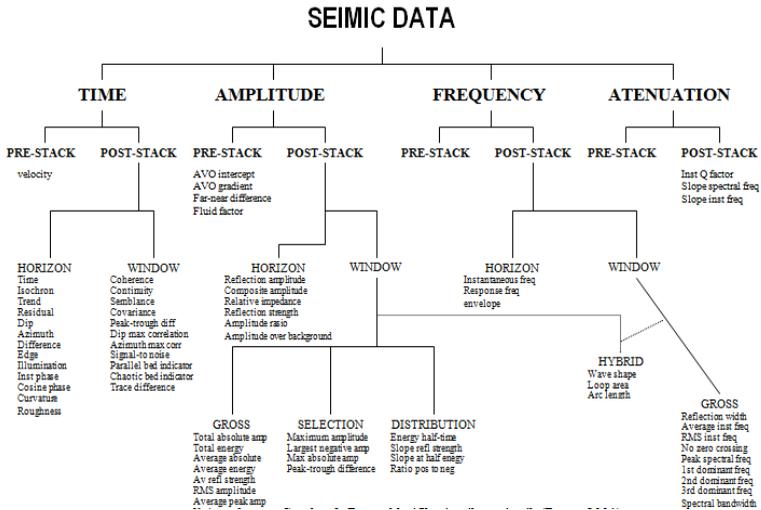
2.9 Atribut Seismik

Atribut seismik dapat didefinisikan sebagai semua informasi berupa besaran spesifik dari geometri, kinematika, dinamika atau statistik yang diperoleh dari data seismik, yang diperoleh melalui pengukuran langsung maupun logis atau berdasarkan pengalaman (Chien dan Sidney, 1997).

Data seismik tidak selalu memberikan informasi parameter petrofisika atau geologi. Keberadaan data *well-log* dapat membantu memperlihatkan relasi

antara data seismik dan parameter log, namun relasi ini sangat sulit ditentukan. Dalam hal ini atribut seismik dapat memberikan bantuan yang berarti. Jika terdapat relasi antara parameter geologi dan atribut seismik pada suatu titik *well-log* maka parameter geologi diluar titik *well-log* ini dapat diekstrapolasi. Oleh karena itu atribut seismik menyediakan tambahan informasi parameter petrofisika atau geologi yang penting bagi para *interpreter* untuk meningkatkan kesensitifan data seismik. Semua atribut horizon dan formasi tidak independen satu sama lainnya. Perbedaannya hanya dalam hal detail analisisnya pada informasi dasar gelombang seismik terkait dengan display hasilnya. Informasi dasar tersebut adalah waktu, amplitudo, frekuensi, dan atenuasi, yang kemudian digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut (Brown, 2000).

Atribut seismik sebagai derivatif suatu pengukuran seismik dasar. Sehingga klasifikasi atribut seismik menurut Brown didasarkan pada informasi dasar gelombang seismik seperti waktu, amplitudo, frekuensi dan atenuasi. Perhitungan atribut secara matematis akan merubah informasi penampang untuk menghasilkan tampilan baru yang menonjolkan amplitudo atau sud ut dan mengorbankan yang lainnya. Penampang dan peta baru yang dihasilkan dari perhitungan atribut diharapkan mampu mencitrakan aspek geologi yang lebih baik dibandingkan hasil penampang konvensional.



Gambar 2. 13 Macam-macam jenis Atribut dalam Metode Seismik (Brown, 2000)

Setiap atribut seismik memiliki kelebihan dan kekurangan masing-masing. Pada sifat reservoir tertentu, beberapa atribut lebih sensitif dibandingkan dengan atribut lainnya, sedangkan atribut yang lain mungkin juga

dapat menampilkan informasi bawah permukaan yang mula-mula tersembunyi menjadi lebih baik, atau bahkan dapat mendeteksi *Direct Hydrocarbon Indicator* (DHI) (Brown, 2000).

2.10 Metode Seismik Multiatribut

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

Schultz dkk. (1994) mengidentifikasi tiga subkategori utama pada teknik analisa multiatribut geostatistik, yaitu:

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

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

$$P(x,y,z) = F[Ai(x,y,z), \dots, Am(x,y,z)] \quad (2.5)$$

Dimana :

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

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

$$P = w_0 + w_1A_1 + \dots + w_mA_m \quad (2.6)$$

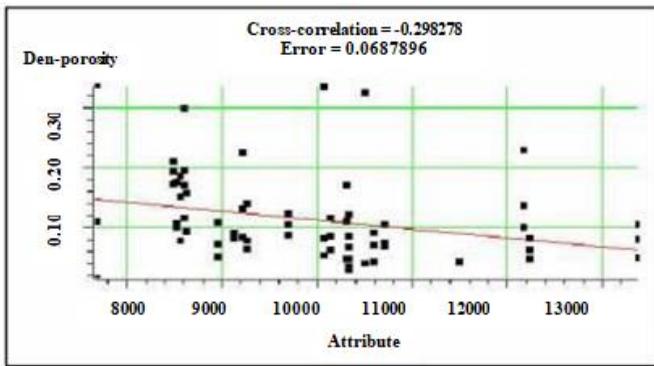
dengan $l = 0, \dots, m$

dimana :

w_i = nilai bobot dari $m+1$

2.10.1 Crossplot Atribut (Tunggal)

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



Gambar 2. 14 Conventional Cross-plot antara “Log Target” dan “Atribut Seismik” (Russel, dkk, 1997)

Gambar 2.14. memperlihatkan *cross-plot* antara log target dalam hal ini *den-porositas* dengan sebuah atribut seismik, yang disebut *Attribute*. Dengan asumsi bahwa log target telah dikonversi ke dalam satuan waktu dan memiliki *sample rate* yang sama dengan atribut seismik. Tiap titik pada *cross plot* terdiri dari sejumlah data yang berhubungan dengan sampel waktu tertentu. Hubungan linier antara log target dan atribut ditunjukkan oleh sebuah garis lurus yang memenuhi persamaan :

$$y = a + bx \quad (2.7)$$

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

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N ((y_i - a - b x_i)^2) \quad (2.8)$$

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

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (2.9)$$

dimana

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y) \quad (2.10)$$

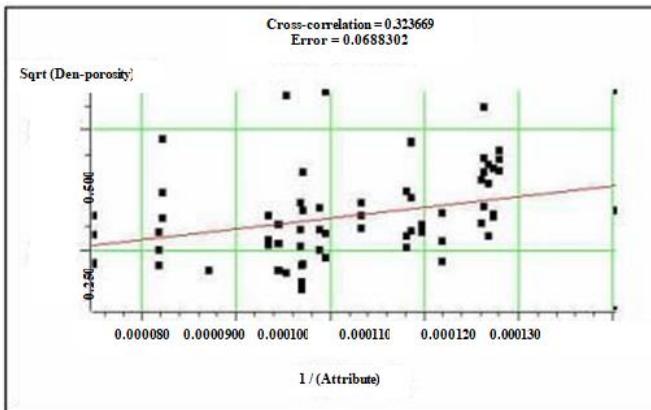
$$\sigma_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)^2 \quad (2.11)$$

$$\sigma_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N ((y_i - m_y)^2) \quad (2.12)$$

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (2.13)$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (2.14)$$

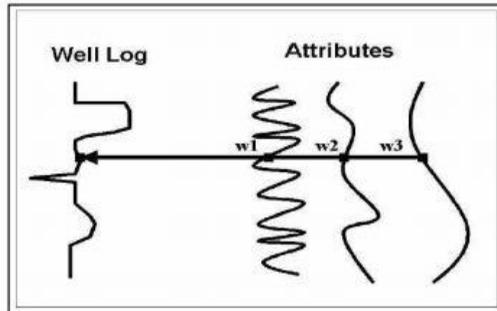
Sebagai catatan, hubungan linier kemungkinan diperoleh dengan menerapkan transformasi non-linier pada data log target atau data atribut, ataupun pada kedua data tersebut (Russel, dkk, 1997)



Gambar 2. 15 Penerapan Transformasi Non-Linear (Russel, dkk, 1997)

2.10.2 Regresi Linier Multi-Attribute

Dalam metoda ini, tujuan kita adalah untuk mencari sebuah operator, yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik didekatnya. Pada kenyataannya, kita menganalisis data atribut seismik dan bukan data seismik itu sendiri. Salah satu alasan kenapa kita melakukan hal ini karena menggunakan data atribut seismik lebih menguntungkan dari pada data seismik itu sendiri, banyak dari atribut ini bersifat non linier, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi. Pengembangan (*extension*) analisis linier konvensional terhadap *multiple* atribut (*regresi linier multivariat*) dilakukan secara langsung. Sebagai penyederhanaan, kita mempunyai tiga atribut seperti yang terlihat pada Gambar 2.16.



Gambar 2. 16 Contoh Kasus Tiga Atribut Seismik
(Russel, dkk, 1997)

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

$$L(t) = w_0 + w_1A_1(t) + w_2A_2(t) + w_3A_3(t) \quad (2.15)$$

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

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 + w_1A_{1i} + w_2A_{2i} + w_3A_{3i})^2 \quad (2.16)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{1i} A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i} A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} A_{3i} & \sum A_{2i} A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i} L_i \\ \sum A_{2i} L_i \\ \sum A_{3i} L_i \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Seperti pada kasus atribut tunggal, *mean-squared error* yang dihitung menggunakan pembobotan, merupakan pengukuran kesesuaian untuk transformasi tersebut, seperti koefisien korelasi, dimana sekarang koordinat x

merupakan nilai log yang diprediksi dan koordinat y merupakan nilai real dari data log (Russel, dkk, 1997).

2.10.3 Metode Step-Wise Regression

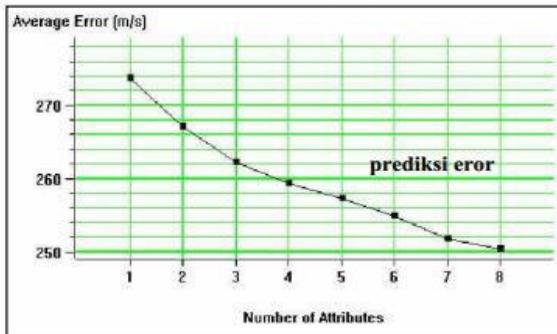
Cara untuk memilih kombinasi atribut yang paling baik untuk memprediksi log target maka dilakukan sebuah proses yang dinamakan *step-wise regression* :

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

Prediksi ini berlangsung terus sebanyak yang diinginkan. Prediksi *error*, E_n , untuk n atribut selalu lebih kecil atau sama dengan E_{n-1} untuk $n-1$ atribut, tidak peduli atribut mana yang digunakan (Russel, dkk, 1997).

2.10.4 Validasi

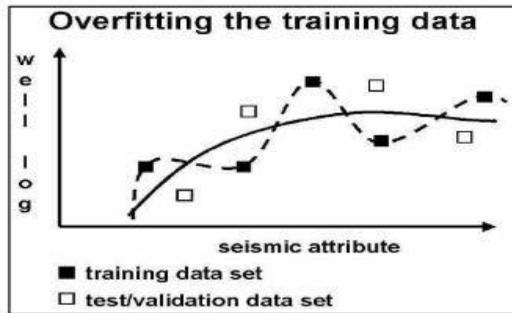
Transformasi multiatribut dengan jumlah atribut $N+1$ selalu mempunyai prediksi *error* lebih kecil atau sama dengan transformasi dengan N atribut. Dengan ditambahkannya sejumlah atribut, kita mengharapkan penurunan secara asimptotis dari prediksi *error*, seperti yang terlihat pada Gambar 2.17.



Gambar 2. 17 Plot dari prediksi error terhadap jumlah atribut yang digunakan dalam transformasi (Russel, dkk, 1997)

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

Sejumlah teknik statistik telah dihasilkan untuk mengukur keandalan dari kecocokan order atribut yang besar. Kebanyakan dari teknik ini diterapkan pada regresi linier, dan tidak diterapkan pada prediksi linier menggunakan *neural network*. Karena alasan tersebut kita memilih proses *Cross Validasi*, yang dapat diterapkan pada semua jenis prediksi. *Cross Validasi* membagi seluruh data *training* kedalam dua bagian, yaitu: data *training* dan data validasi. Data *training* digunakan untuk menghasilkan transformasi, sedangkan data validasi digunakan untuk mengukur hasil akhir prediksi *error*. Dengan asumsi bahwa *over- training* pada data *training* akan mengakibatkan kecocokan yang buruk pada data validasi yang diilustrasikan pada Gambar 2.18.



Gambar 2. 18 Ilustrasi Cross Validasi
(Russel, dkk, 1997)

Kedua kurva digunakan untuk mencocokkan titik- titik data. Kurva tegas adalah polinomial order kecil. Kurva garis putus- putus merupakan polinomial order tinggi. Kurva garis putus- putus mencocokkan data *training* secara lebih baik, tetapi memperlihatkan kecocokan yang buruk jika dibandingkan dengan data validasi. Data *training* terdiri dari sampel *training* dari semua sumur, kecuali beberapa sumur yang disembunyikan, data validasi terdiri dari sampel dari data sumur yang disembunyikan. Pada proses *Cross Validasi* proses analisis diulang beberapa kali untuk semua sumur setiap pengukuran meninggalkan 40 sumur yang berbeda. Validasi *error* total merupakan rata- rata rms *error* individual.

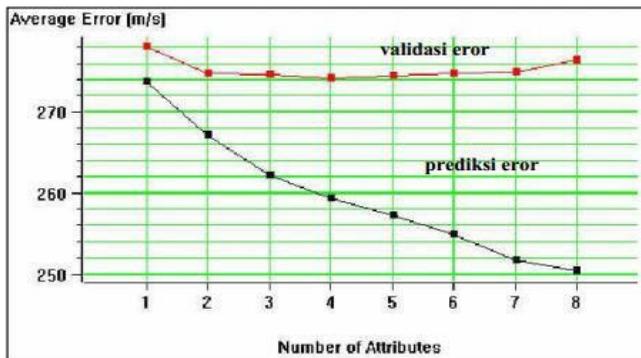
$$E_v^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e_{vi}^2 \quad (2.18)$$

Dengan:

E_v : validasi *error* total

e_{vi} : validasi *error* untuk sumur i N : jumlah sumur

Validasi *error* untuk setiap jumlah atribut selalu lebih besar dari *training error*. Hal ini disebabkan karena, memindahkan sebuah sumur dari *set training* akan menurunkan hasil kemampuan prediksi. Perlu dicatat bahwa kurva validasi *error* tidak menurun secara monoton. Pada kenyataannya, ia menunjukkan minimum lokal disekitar empat atribut, dan kemudian secara bertahap meningkat. Kita menginterpretasikan ini berarti setiap penambahan atribut setelah yang keempat, sistem akan *over training*. Pada umumnya, jika kurva validasi *error* secara jelas menunjukkan paling minimum, kita mengasumsikan jumlah atribut pada titik tersebut adalah optimum. Jika kurva validasi *error* memperlihatkan minimum regional seperti pada Gambar 2.19, atau memperlihatkan sekumpulan minimum lokal, kita memilih titik dimana kurva berhenti menurun secara meyakinkan.



Gambar 2. 19 Validasi Error
(Russel, dkk, 1997)

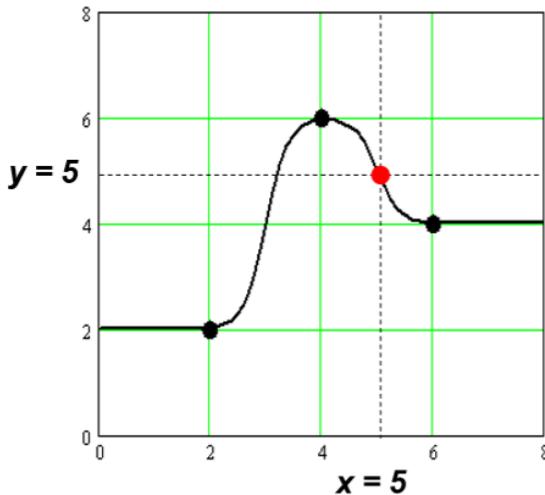
Plot yang sama seperti Gambar 2.19, kecuali validasi *error* total sekarang terlihat sebagai kurva paling atas. Perlu dicatat bahwa setelah atribut kedua, atribut lainnya menyumbang peningkatan kecil pada validasi *error*, dan pada kenyataannya, secara bertahap menyebabkan peningkatan pada prediksi *error* (Russel, dkk, 1997).

2.10.5 Neural Network

Regresi multiatribut dapat berjalan dengan baik apabila ada relasi linear fungsional yang baik di antara log yang di prediksi dan atribut seismik. Pada kasus hubungan yang non-linear kita dapat mengaplikasikan transformasi tersebut dengan metoda neural network sebagai algoritma prediksi. Dalam

pengertian umum Artificial Neural Network (ANN) adalah sekumpulan komponen elektronik atau program komputer yang di desain untuk memodelkan kerja sistem otak. Neural network meniru cara kerja otak dalam dua aspek, yaitu pengetahuan atau data didapatkan dari proses training dan kekuatan koneksi inter-neuron diketahui sebagai bobot sinaptik yang digunakan untuk menyimpan pengetahuan tersebut.

Ide dasar di balik Probabilistic Neural Network (PNN) adalah menggunakan satu data atau lebih yang disebut variabel independen untuk memprediksi variabel dependen tunggal. Variabel independen di representasikan sebagai vektor $x = [x_1, x_2, \dots, x_p]$ 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 (Russel, dkk, 1997)



Gambar 2. 20 Kurva Prediksi PNN
(Russel, dkk, 1997)

Dari Gambar 2.20 diatas dapat dikatakan dalam PNN pembobotan dipasang pada titik itu sendiri seperti persamaan berikut.

$$y = w_1y_1 + w_2y_2 + w_3y_3 \quad (2.19)$$

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

didapatkan peningkatan korelasi antara log prediksi dengan log original pada ketiga pseudo volum, dilihat berdasarkan nilai korelasi, error, maupun blind well test. Ternyata neural network dapat meningkatkan nilai korelasi namun juga memperkecil hasil validasi, tapi selama penurunan nilai validasi hanya sedikit dan masih dapat diterima (Russel, dkk, 1997)

2.11 Parameter Fisika Batuan

2.11.1 Porositas

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

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

$$\Theta = \frac{\text{volume pori-pori}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (2.19)$$

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

$$\Theta \text{ efektif} = \frac{\text{volume pori yang berhubungan}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (2.20)$$

Kualitas dari porositas reservoir dikelompokkan menjadi beberapa bagian seperti dalam tabel berikut

Tabel 2. 1 Klasifikasi Kualitas Porositas Reservoir

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

Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Harga porositas juga akan mempengaruhi kecepatan

gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya. Berdasarkan pembentukan batuananya terdapat dua jenis porositas yaitu porositas primer (sedimentasi klastik) dan porositas sekunder (proses tektonik, proses kimiawi, dan lain-lain.). Dan faktor-faktor yang mempengaruhi porositas primer adalah ukuran butir, karakter geometris, proses diagenesis, kandungan semen, kedalaman dan tekanan (Koesomadinata, 1978).

2.11.2 Volume shale

Kandungan serpih penting untuk dihitung, karena akan mempengaruhi parameter yang lain. Parameter *volume shale* ini mengasumsikan seberapa banyak kandungan *shale* tersebut. Semakin tinggi nilai *volume shale*, berkorelasi linear dengan jumlah kandungan shale tersebut. (Harsono, 1997)

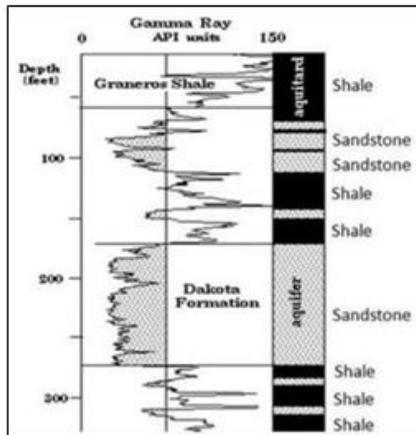
2.12 Data Log Sumur

2.12.1 Log Sonic

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

2.12.2 Log Gamma Ray

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



Gambar 2. 21 Kurva Log Gamma Ray (Harsono, 1997).

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

2.12.3 Log Neutron Porositas

Neutron Log dirancang untuk menentukan porositas total batuan tanpa melihat atau memandang apakah pori-pori diisi oleh hidrokarbon maupun air formasi. *Neutron* terdapat didalam inti elemen, kecuali hidrokarbon. *Neutron* merupakan partikel netral yang mempunyai massa sama dengan atom hidrogen. *Neutron Porositas* pada evaluasi formasi ditujukan untuk mengukur indeks hidrogen yang terdapat pada formasi batuan. *Neutron Porositas log* tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Secara sederhana, semakin berpori batuan semakin banyak kandungan hidrogen dan semakin tinggi indeks hidrogen. Sehingga, *shale* yang banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula.

BAB III METODOLOGI

3.1 Waktu Penelitian

Waktu rencana pelaksanaan Tugas Akhir sebagai berikut :

- Waktu : Februari 2018 – Mei 2018

Tabel 3. 1 Timeline Tugas Akhir

No	Job Description	Februari				Maret				April				Mei				
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
1	Studi Literatur	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
2	Persiapan & Pengumpulan Data			■														
3	Well-Seismic Tie			■	■													
4	Picking Fault & Horizon				■	■												
5	Pembuatan Time-Structure Map						■	■	■									
6	Analisa Crossplot								■									
7	Pembuatan Inisial Model Inversi AI									■	■	■	■					
8	Analisa Hasil Inversi AI											■	■	■	■			
9	Aplikasi Seismik Multiatribut											■	■	■	■			
10	Analisa, Interpretasi dan Evaluasi												■	■	■	■		

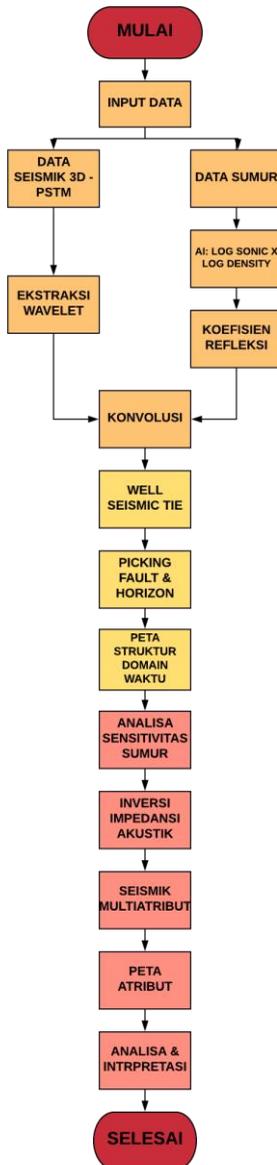
3.2 Alat dan Bahan

Alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah:

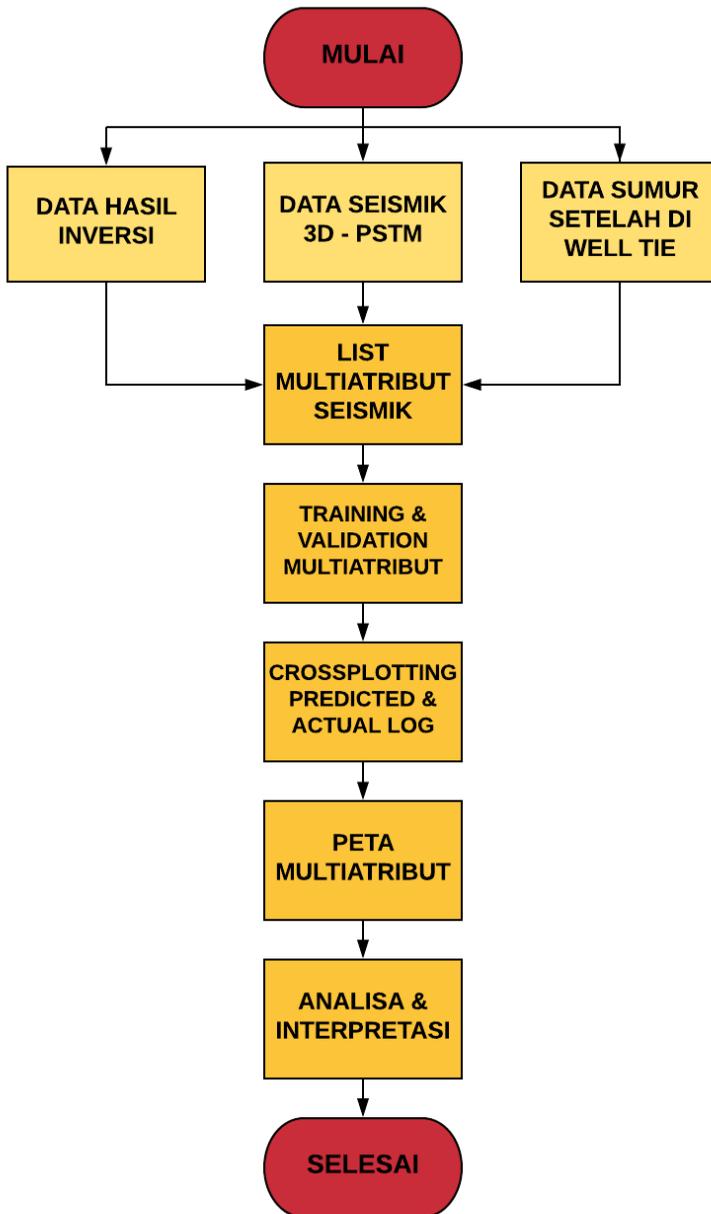
- Data Seismik 3D PSTM
- Data Sumur, Marker Sumur, dan Data Checkshot
- Referensi *report* geologi dan geofisika sebelumnya mengenai lapangan “CVN” tersebut.

3.3 Diagram Alir Penelitian

Berikut adalah alur kerja dalam melakukan penelitian Tugas Akhir ini



Gambar 3.1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir



Gambar 3.3 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir (Seismik Multiatribut)

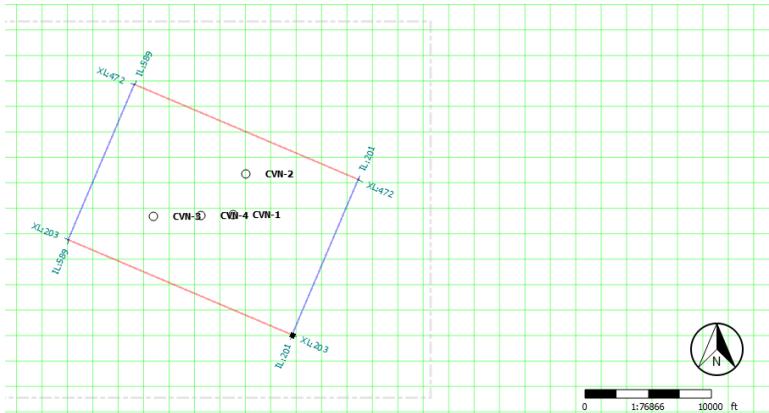
3.4 Tahapan Proses Data

3.4.1 Persiapan Data

Pada tahap ini melakukan pengumpulan data-data kelengkapan yang dibutuhkan dalam Tugas Akhir ini seperti data seismik 3D, data sumur, marker sumur/well tops dan data checkshot.

3.4.1.1 Data Seismik

Data seismik merupakan data *post-stack 3D* meliputi 389 *inline* dan 270 *crossline* dengan *sampling rate* 1 ms. Lintasan seismik ini berada di Cekungan Sumatera Tengah.



Gambar 3.4 Basemap Lapamngan CVN

3.4.1.2 Data Sumur

Data sumur yang digunakan pada penelitian ini berjumlah 4 sumur vertikal, yaitu CVN-1, CVN-2, CVN-3, dan CVN-4. Data-data ini kemudian digunakan untuk melakukan *well seismic tie*. Kelengkapan sumur juga perlu dilihat untuk kepentingan melakukan inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut ini, semakin lengkap log yang dimiliki tiap sumur semakin baik. Dari keempat sumur, hanya sumur CVN-2 yang tidak memiliki data checkshot, sehingga dalam melakukan koreksi checkshot akan menggunakan data checkshot sumur terdekat yaitu sumur CVN-1.

Tabel 3. 2 Daftar Nama Sumur dan Kelengkapan Data

Nama Sumur	Checkshot	Log GR	Log VShale	Log Sonic	Log Porosity
CVN-1	V	V	V	V	V

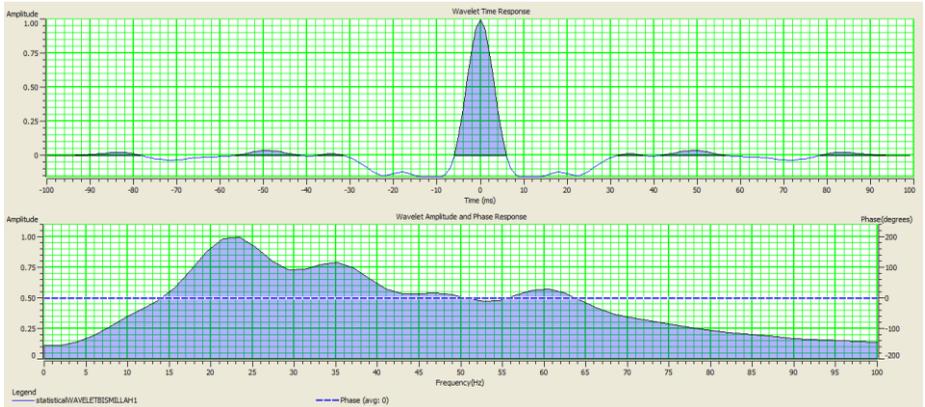
CVN-2	-	V	V	V	V
CVN-3	V	V	V	V	V
CVN-4	V	V	V	V	V

3.4.1.3 Data Marker Top Formasi

Marker geologi memberikan informasi mengenai kedalaman lapisan batuan atau formasi batuan yang ada di daerah penelitian. Data ini digunakan untuk menentukan batas lapisan atau top formasi dari suatu lapisan, terutama dalam penelitian ini adalah Formasi Bekasap. Sehingga Data Marker yang digunakan dalam penelitian adalah Top Bekasap hingga Top Basement, karena dianggap di formasi tersebut adanya zona reservoir batupasir pada lapangan ini.

3.4.1.4 Ekstraksi Wavelet

Setelah data log dan data seismik diinput maka langkah selanjutnya adalah pembuatan seismogram sintetik sebagai hasil konvolusi dari *reflectivity log* dengan *wavelet*. Dalam melakukan *well seismic tie* diperlukan sebuah *wavelet* yang kemudian akan berperan penting dalam pembuatan model inisial sebelum melakukan inversi. perlu dilakukan pemilihan satu *wavelet* yang mewakili semua sumur karena pada proses inversi, hanya akan digunakan satu *wavelet* yang konstan. Dalam penelitian ini, menggunakan ekstrak wavelet *secara statistical* dengan window ditargetkan hanya pada zona interest dan posisi inline – crossline berada sekitar dekat sumur.



Gambar 3.5 Ekstrak wavelet dengan metode statistik

3.4.2 Well-seismic Tie with Synthetic Seismogram

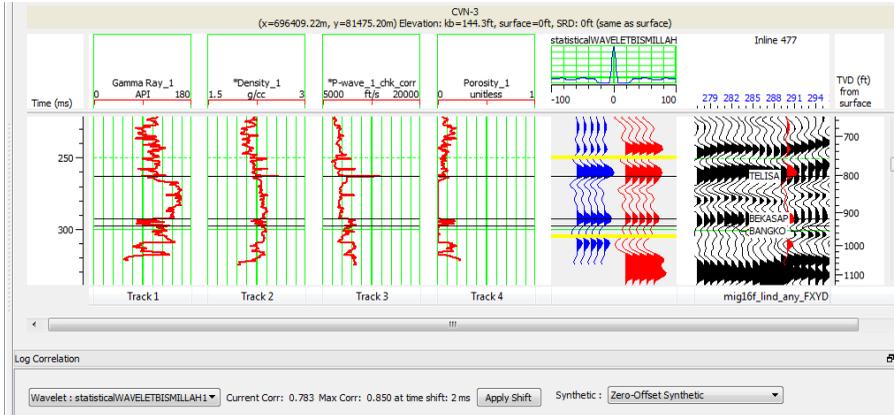
Well-seismic tie merupakan tahap pengikatan data sumur ke data seismik. Hal dilakukan karena data seismik umumnya berada dalam domain waktu (*time*) sedangkan data *well* berada dalam domain kedalaman (*depth*). Tujuan dari tahap ini adalah untuk meletakkan posisi marker formasi pada data seismik sehingga membantu sebagai referensi dalam tahap *picking horizon*.

Pada tahap *well-seismic tie*, untuk membentuk seismogram sintetik yang akan diikat dengan data seismik, diperlukan koefisien reflektivitas dan sebuah wavelet. Koefisien reflektivitas diturunkan dari nilai impedansi akustik yang mana merupakan hasil perkalian antara nilai *sonic log* dan *density log*. *Wavelet* merupakan suatu impuls gelombang yang dapat dibuat atau diekstraksi dari data yang telah ada. Dengan membuat *wavelet* yang tepat, diharapkan seismogram sintetik yang dibuat sesuai dengan data seismik. Hasil akhir dari tahap *well seismic tie* adalah kurva *time-depth relationship*. Kurva ini digunakan untuk mengorelasikan data marker yang berdomain *depth* dengan data seismik yang berdomain *time*.

Pengikatan ini akan menghasilkan koefisien korelasi atau kesesuaian antara data seismik yang ada dengan seismogram sintetik dengan nilai antara 0 sampai 1. Koefisien korelasi yang didapatkan pada seluruh sumur terdapat pada tabel 4.2

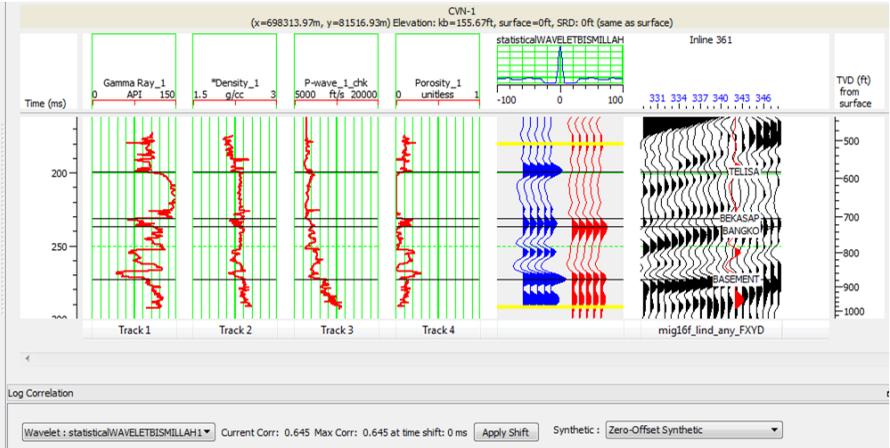
Tabel 3. 3 Daftar Nama Sumur dan Hasil Korelasi Well Tie

Nama Sumur	Nilai Korelasi	Time Shift (ms)
CVN-1	0,640	0 ms
CVN-2	0,651	0 ms
CVN-3	0,783	2 ms
CVN-4	0,666	-1 ms

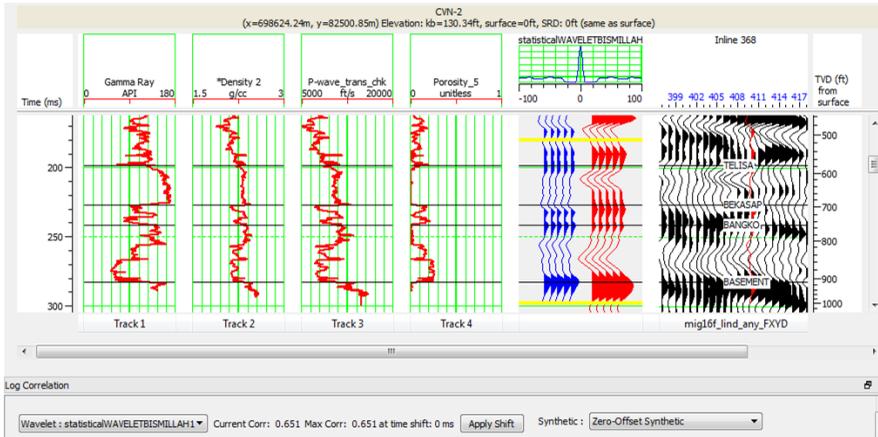


Gambar 3.6 Contoh Well-Seismic Tie di sumur CVN-3

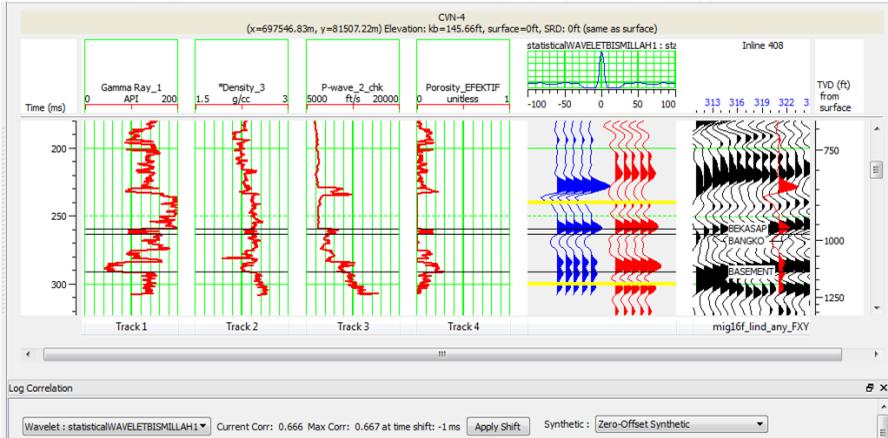
Dalam menghasilkan nilai hasil korelasi yang terbaik dalam melakukan well-seismic tie dapat mengatur *window zone* nya menyesuaikan area targetnya. Dalam penelitian ini *window zone* yang ditargetkan dari Top Marker Telisa hingga Basement. Selain itu juga dapat melakukan *time-shifting* dan *stretch-squeeze* tetapi tidak dianjurkan untuk melakukan *stretch-squeeze* karena akan mengubah data log tersebut. Dapat dilihat pada gambar 3.6 nilai korelasi yang didapatkan adalah 0,783. Kesesuaian tren antara *synthetic seismogram* dengan *real trace* seismik sudah hampir sesuai, yaitu tren *peak* (puncak gelombang) dan *trough* (lembah gelombang) nya. Top Marker Telisa diasumsikan memiliki tren *peak*, karena dapat dilihat dari nilai log GR, Density dan Sonicnya memiliki nilai yang relatif tinggi. Sedangkan pada formasi target yaitu formasi Bekasap-Bangko yang berdasarkan sebagai batuan reservoir memiliki nilai log GR, Density, dan Sonicnya relatif rendah, tetapi pada real tracenya berada di *zero crossing* dan jika dilihat kemenerusannya dapat dianggap dalam satu horizon yang sama. Sehingga dalam penelitian ini, top bekasap dan top bangko dijadikan satu horizon yang sama dengan tren *peak*.



Gambar 3.7 Hasil Well-Seismic Tie di sumur CVN-1

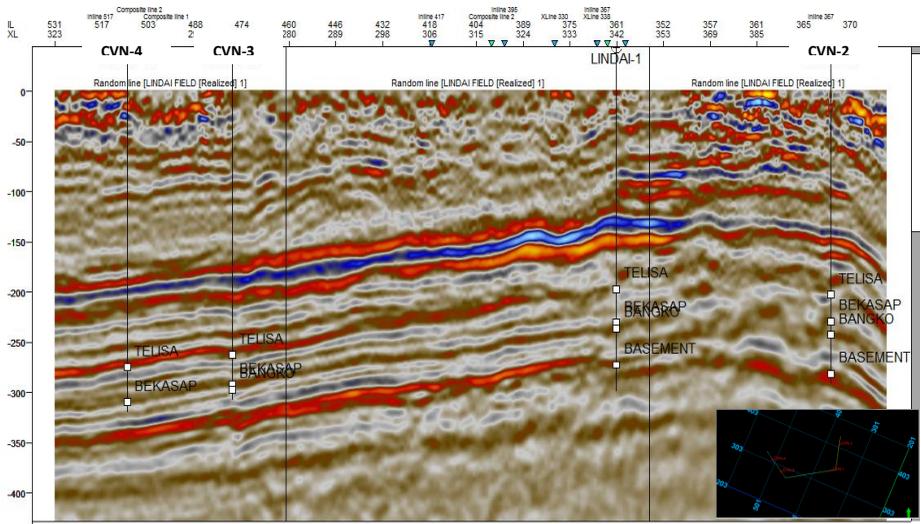


Gambar 3.8 Hasil Well-Seismic Tie di sumur CVN-2

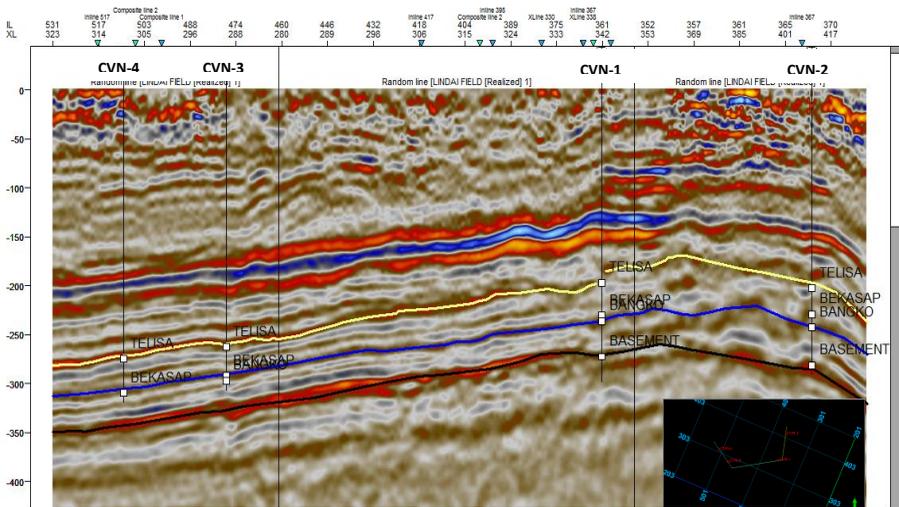


Gambar 3.9 Hasil Well-Seismic Tie di sumur CVN-4

Setelah melakukan well-seismic tie untuk melakukan quality control bisa dengan mengujinya pada tampilan seismik yang melewati ke-empat sumur tersebut apakah sudah tepat posisinya dan memiliki trend posisi titik marker yang sama.



Gambar 3.10 Posisi Marker setelah dilakukan Well-Seismic Tie



Gambar 3.11 Posisi Marker setelah dilakukan Well-Seismic Tie (*Picked-Arbitray Line*)

Setelah dilakukan quality control, posisi marker top formasi berada sesuai di seluruh sumur. Untuk top telisa berada pada tren peak yang direpresentasikan pada reflektor berwarna merah pada waktu -250 ms, top bekasap-bangko berada pada tren peak pada waktu -320 ms dan untuk top basement berada pada tren peak pada kedalaman -350 ms. Pada gambar 3.11 top telisa ditunjukkan dengan horizon yang berwarna kuning, top bekasap-bangko dengan horizon berwarna biru dan top basement ditunjukkan dengan warna hitam.

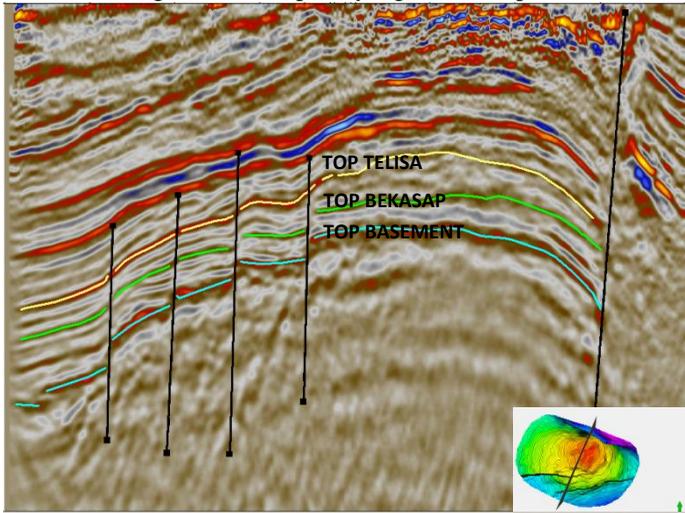
3.4.3 Picking Fault

Picking fault merupakan tahap menandakan struktur-struktur patahan pada data seismik. Dilakukan pada setiap *inline* atau *crossline* sehingga bentukan bidang patahan dapat dimodelkan secara tiga dimensi atau dibuat menjadi bentuk poligon yang memotong suatu permukaan horizon. Tahap ini juga dapat dilakukan pada tampilan time slice untuk melihat kemenerusan struktur fault secara lateral.

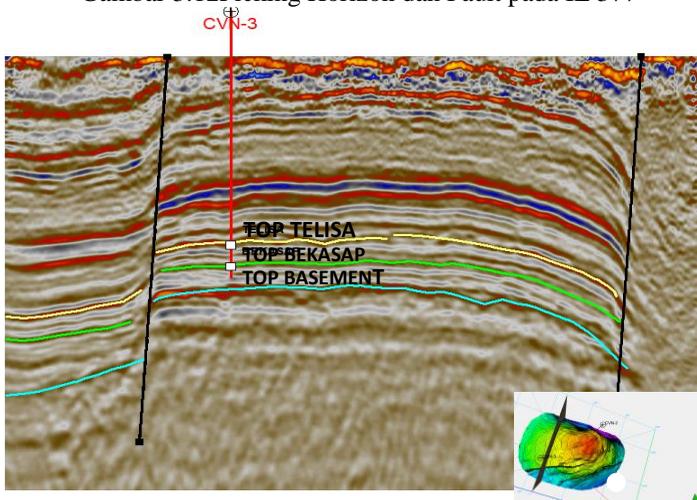
3.4.4 Picking Horizon

Picking Horizon merupakan tahap penandaan kemenerusan tiap *top* formasi dari marker hasil well-seismic tie. Tahap ini dilakukan dengan menandakan *event* seismik dari *top* formasi tertentu. Dengan melakukan picking horizon, bentuk permukaan *top* formasi dapat dimodelkan untuk keperluan analisa lebih lanjut. Picking horizon adalah suatu proses penelusuran horizon yang digunakan sebagai kontrol secara lateral dari data seismik yang

kemudian akan digunakan untuk membuat inisial model pada metode inversi. Picking horizon dilakukan pada dua horizon, yaitu Telisa, Top Bekasap, dan Basement. Target horizon pada penelitian adalah horizon Top Bekasap yang mana memiliki litologi relatif batupasir yang memiliki potensi hidrokarbon.



Gambar 3.12 Picking Horizon dan Fault pada IL 377



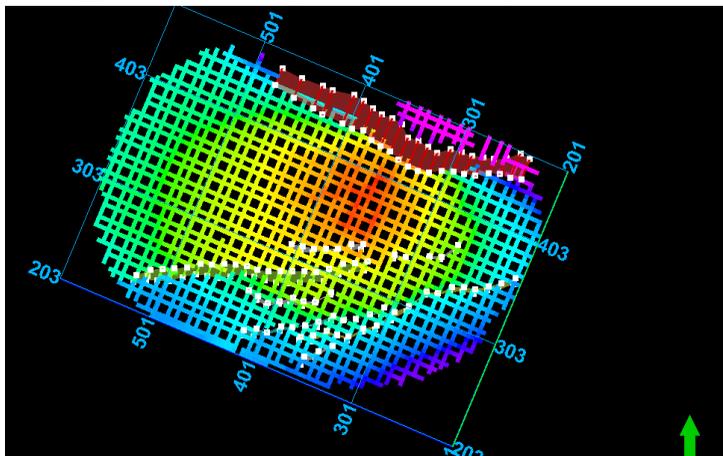
Gambar 3.13 Picking Horizon dan Fault pada IL 477

Picking horizon ini untuk tiga top formasi yaitu top telisa, top bekasap dan top basement. Dilakukan dengan increment tiap 10 inline dan crossline. Pada gambar 3.12 menunjukkan contoh *picking horizon* dan *fault* pada inline

377, horizon top telisa ditunjukkan dengan warna kuning, top bekasap dengan warna hijau muda, dan top basement dengan warna biru muda. Terdapat lima patahan utama pada inline tersebut. Sedangkan pada gambar 3.13 merupakan contoh pada inline 477 yang melewati sumur CVN-3 Terdapat dua patahan utama pada inline tersebut. Patahan-patahan yang didapatkan adalah satu patahan naik yang mengarah ke NW-SE dan empat patahan turun mengarah SW-NE. Karena lapangan “CVN” ini letaknya terdapat pada *basement high* atau fase *post-rift* sehingga patahan yang terjadi tidak terlalu kompleks dan hanya membentuk satu struktur closure tinggian.

3.4.5 Gridding and Contouring

Gridding merupakan tahap dalam membentuk titik-titik baru antara titik-titik XYZ yang telah ada sebelumnya. Dengan kata lain, gridding bertujuan untuk interpolasi data. Pada penerapannya, nilai X dan Y biasanya merupakan nilai posisi (titik koordinat). Nilai Z merupakan nilai tertentu yang disimpan pada titik koordinat yang berkaitan. *Contouring* merupakan tahap pembentukan garis kontur. Tahap ini umumnya merupakan tindak lanjut dari tahap gridding. Dengan *contouring*, garis-garis kontur akan terbentuk pada grid membentuk suatu garis yang memiliki nilai Z yang sama. Umumnya, suatu daerah dengan nilai yang lebih tinggi dari rata-rata akan membentuk fitur garis kontur yang membentuk tinggian dan rendahan pada kasus sebaliknya.



Gambar 3.14 Kumpulan Horizon dan Fault Top Bekasap

3.4.6 Analisa Sensitivitas Sumur

Sebelum memasuki tahap inversi terlebih dahulu dilakukan pengujian sensitivitas sumur terhadap zona litologi berdasarkan nilai impedansinya dengan log yang ada pada sumur tersebut (*gamma ray*,

porosity, dan *P-Impedance*). Kemudian dilakukan zonasi atau pemisahan antara zona impedansi rendah dan zona impedansi tinggi lalu dilakukan *cross section*. Jika nilai impedansi mampu memisahkan zona secara tegas maka kemungkinan hasil inversi akan mampu digunakan untuk karakterisasi reservoir.

3.4.7 Pembuatan Model Inisial

Model inisial dibuat dari data seismik dan data log. Data log yang digunakan adalah data log impedansi akustik. Log impedansi akustik ini didapatkan dari log *sonic* (kecepatan) dan log densitas. Dalam pembuatan model inisial ini dilakukan pada empat sumur vertikal. Model inisial dan data seismik menentukan bagus tidaknya hasil inversi. Model inisial ini akan digunakan sebagai kontrol dalam melakukan inversi.

3.4.8 Inversi Impedansi Akustik

Sebelum membuat model inisial terlebih dahulu dilakukan *picking* pada top horizon yang menjadi zona target untuk membatasi pembuatan model inisial dan juga hasil inversinya. Model inisial ini dibuat dengan input sebagai berikut:

- Semua sumur yang telah mengalami *well seismic tie*.
- Horizon target yaitu horizon Top Telisa, Top Bekasap hingga Top Basement
- Memasukkan *high cut frequency* yang diinginkan, dalam *project* ini dilakukan *cut frequency* di 5/15 Hz.

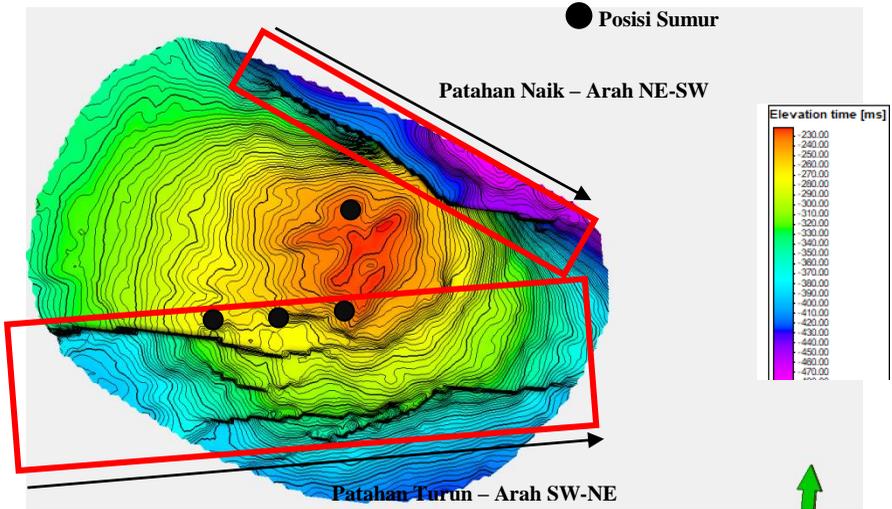
3.4.9 Multiatribut Seismik

Metode Multiatribut seismik adalah salah satu metoda statistik menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada analisa ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volume dari properti log pada semua lokasi pada volume seismik.

Dalam melakukan seismik multiatribut ini diperlukan data hasil inversi impedansi akustik, data seismik 3D-PSTM dan data sumur setelah di well tie sebagai inputnya. Parameter target yang diteliti untuk karakterisasi reservoir pada penelitian ini adalah parameter porositas batuan, *volume shale*, dan saturasi air. Nantinya dapat menggunakan tiga hingga lima atribut seismik secara bersamaan ketika nilai validasi dan crossplot antara log sebenarnya dan log prediksi memiliki nilai tren yang baik.

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Peta Struktur Waktu



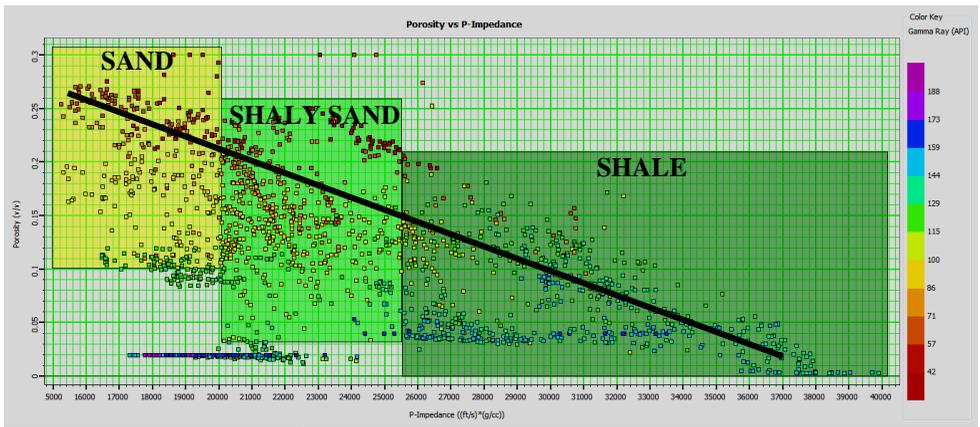
Gambar 4.1 Time Structure Map pada Top Bekasap

Hasil *Time-structure map* menunjukkan bahwa daerah jebakan hidrokarbon Lapangan “CVN” berada pada daerah yang lebih tinggi yang berupa *closure*. Warna kuning-merah menunjukkan elevasi yang lebih tinggi, sedangkan yang berwarna biru muda-hijau menunjukkan elevasi yang lebih rendah. Berdasarkan gambar 4.1, di daerah penelitian ini terdapat struktur antiklin/tinggian *closure* yang berasosiasi dengan sesar normal dan sesar naik. Terdapat dua kelompok sesar yang mana yang berada di arah utara dan selatan *closure* tinggian tersebut. Kelompok sesar pertama yang berada di bagian utara *closure* memiliki arah trend *north east-south west* (NE-SW) dan kelompok sesar kedua yang terdiri dari empat sesar major yang memiliki trend *south west-north east* (SW-NE). Struktur antiklin ini dapat terjadi karena adanya gaya kompresi saat berlangsungnya pembentukan Cekungan Sumatera Tengah ini. Dimana hidrokarbon pada daerah penelitian terjebak dalam struktur ini. Sehingga dapat dikatakan bahwa jebakan hidrokarbon di daerah ini merupakan tipe struktural

4.2 Analisis Sensitivitas

Dari hasil *cross plot* antara log impedansi akustik, porositas efektif, dan *gamma ray*, dapat dilihat bahwa nilai impedansi akustik yang rendah berasosiasi dengan nilai porositas tinggi (Gambar 4.2). Hasil analisis *cross*

plot tersebut dibagi menjadi tiga zona, yaitu *clean sand* (kuning), *Shaly-sand* (hijau muda), dan *Shale* (hijau tua). Zona *clean sand* (kuning) ditandai dengan nilai impedansi rendah, *gamma ray* rendah, dan porositas tinggi. Serta Zona *Shale* (hijau tua) memiliki nilai impedansi tinggi, *gamma ray* tinggi, dan porositas yang rendah. Zona *shaly-sand* (hijau muda) yang berada di antara zona *clean sand* dan *shale* memiliki ciri-ciiri transisi antara *clean sand* dan juga *shale*. Hasil analisis ini dapat mempermudah dalam mengetahui karakter dan model reservoir daerah penelitian. Dari hasil *cross plot* ini, didapat nilai rentang impedansi akustik untuk *clean sand* yaitu antara 10.000 ft/s*gr/cc – 20.000 ft/s*g/cc dan untuk *shaly sand* yaitu 20.000 ft/s*gr/cc – 25.000 ft/s*g/cc.



Gambar 4.2 Crossplot Nilai Porositas - Impedansi Akustik

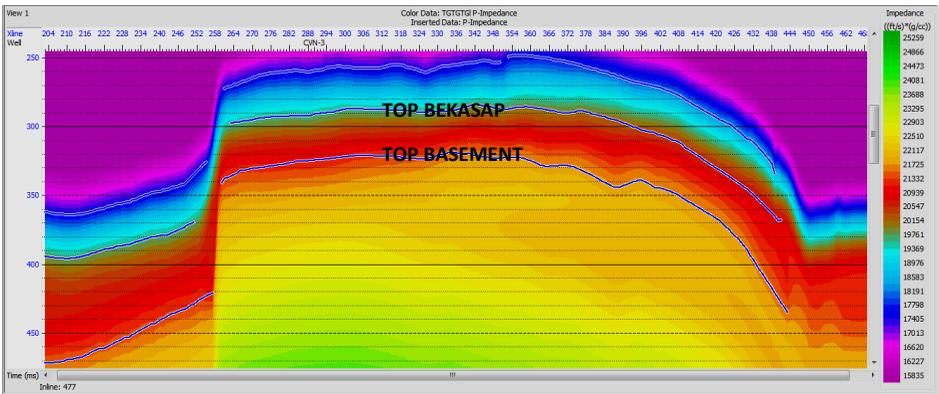
Dapat dilihat juga pada gambar 4.2, batu pasir pada lapangan “CVN” memiliki rentang nilai porositas dari 10%-25% dan nilai gamma ray yang membatasi antara *clean sand-shaly sand* dan *clean shale* dengan nilai *cutoff* 120 API. Sehingga nilai GR dibawah 100 API akan diasumsikan sudah termasuk zona *shaly sand* dan *clean sand* dan nilai GR diatas 100 API diasumsikan *shale*. Karena nilai GR dari batupasir cenderung lebih rendah dibandingkan dari *shale*, log GR mendeteksi kandungan mineral radioaktif dari suatu batuan dan shale lebih banyak mengandung mineral tersebut. Berdasarkan penelitian oleh Yuzariyadi (2016) yang dilakukan pada cekungan sumatera tengah mendapati nilai *cutoff* GR-nya 110 API. Dari tren crossplot tersebut juga dapat diasumsikan bahwa karakter zona reservoir pada lapangan “CVN” tidak terlalu sensitif terhadap perbedaan litologi. Karena dapat dilihat dari tren tersebut, zonasi antara batupasir dan shale tidak dapat terpisah secara jelas dan bersih. Atau dengan kata lain tren antara batupasir dan shale terjadi *overlap*. Sehingga karakter zona reservoir pada lapangan “CVN” yaitu tidak

dapat dikatakan keseluruhannya *clean sand*, karena masih adanya pencampuran antara shale juga pada zona reservoir tersebut. Nantinya juga berpengaruh terhadap nilai impedansi akustik yang di model kan dan di inversi kan, karena pengaruh batu pasir dalam zona reservoir tersebut tidak secara jelas tergambarakan (kurang representatif hasilnya).

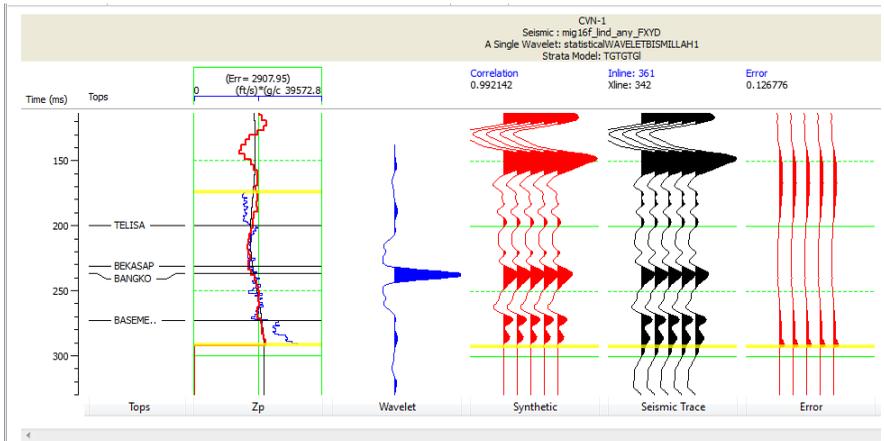
4.3 Analisis Inversi Impedansi Akustik

Tahapan inversi dimulai dengan membuat model awal sebagai acuan. Model awal dibuat dengan menggunakan data log impedansi akustik. Data log impedansi akustik diperoleh dari log sonic dan log densitas. Model awal ini merupakan *guide* dalam penentuan hasil inversinya. Pembuatan model awal dilakukan dengan menggunakan empat sumur yaitu CVN-1, CVN-2, CVN-3, dan CVN-4. Serta menggunakan tiga horizon yaitu Top Telisa, Top Bekasap dan Top Basement.

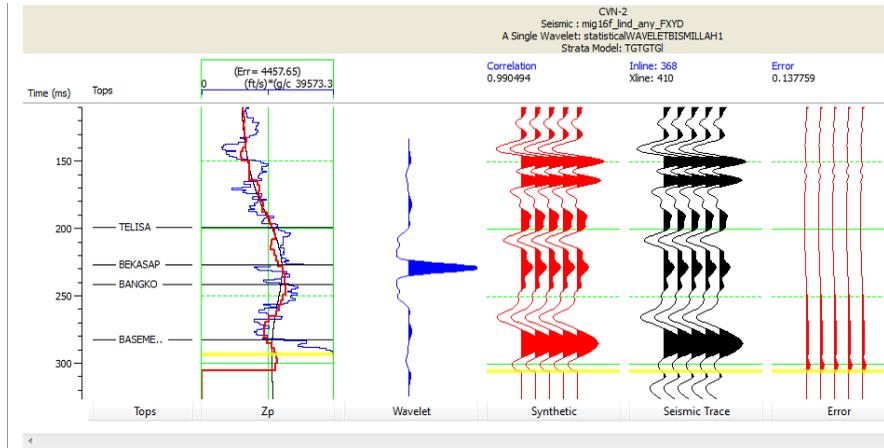
Inversi impedansi akustik dilakukan dengan model-based setelah didapatkan model inisial yang terbaik. Gambar 3.3 menampilkan model awal yang digunakan dalam inversi ini. Dapat dilihat bahwa dari model dari lapisan Top Bekasap hingga Top Basement tidak terlalu detail dalam menunjukkan indikasi keberadaan zona batu pasir secara detail, sehingga dari model ini belum dapat diinterpretasikan dimana zona batupasir berada. Hal ini dikarenakan oleh respon log sumur pada lapangan “CVN” ini tidak secara gradual perubahannya ketika terjadi perubahan litologi (misalnya dari lapisan batupasir ke shale) sehingga tidak dapat mendetail ketika dimodelkan.



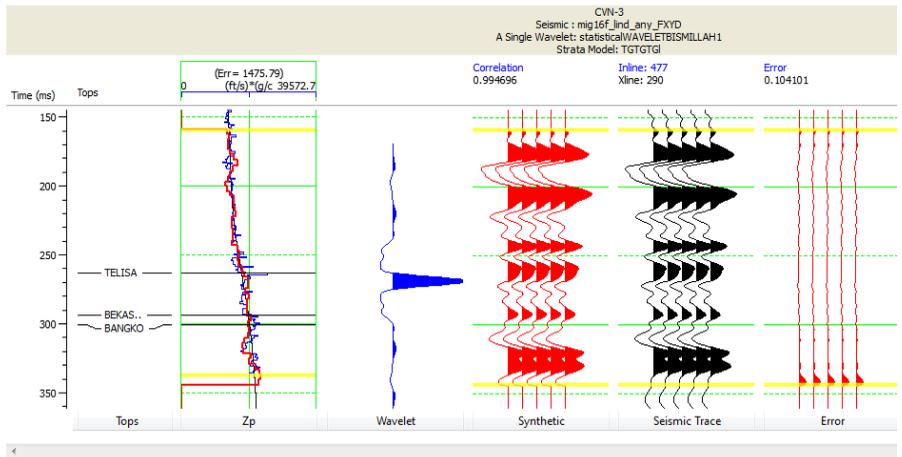
Gambar 4.3 Inisial Model Impedansi Akustik



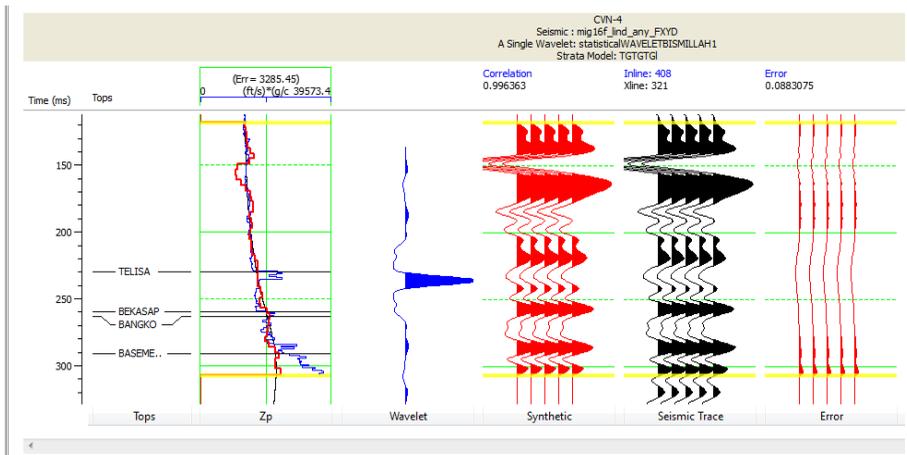
Gambar 4.4 Parameter Pra-Inversi dengan Hard Constraint di CVN-1



Gambar 4.5 Parameter Pra-Inversi dengan Hard Constraint di CVN-2



Gambar 4.6 Parameter Pra-Inversi dengan Hard Constraint di CVN-3

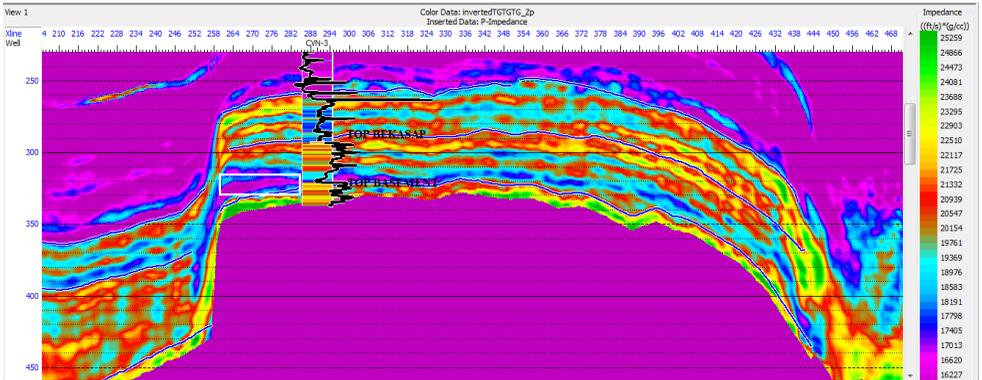


Gambar 4.7 Parameter Pra-Inversi dengan Hard Constraint di CVN-4

Gambar 4.4 hingga gambar 4.7 menunjukkan analisis parameter sebelum dilakukan inversi metode *model based* tiap sumur. Kurva yang ada pada gambar menunjukkan nilai impedansi hasil inversi (merah), impedansi pada model inisial (hitam) dan impedansi pada data log (biru). Semakin berimpit kurva tersebut, maka nilai impedansi hasil inversi memiliki nilai yang sama dengan impedansi pada sumur maupun dengan model inisial. Nilai Error

terkecil diperoleh dari sumur CVN-1 dengan nilai error 1475,79 dan nilai korelasi 0,99466 dan nilai error terbesar diperoleh dari sumur CVN-2 dengan 4457,65 dengan nilai korelasi 0,996363.

Dari respon parameter inversi ini, dapat diasumsikan bila inversi impedansi akustik kurang efektif untuk menunjukkan nilai impedansi akustik pada lapangan “CVN” karena dilihat pada kurva inverted log dengan log asli impedansi akustik, perubahan nilai dan kurva log nya ketika dari top telisa hingga ke top basement perubahannya tidak terlalu signifikan (sensitif terhadap perubahan litologi). Hal ini dimungkinkan karena pengaruh jika karakter pada zona reservoir lapangan “CVN” ini masih bercampur antara batupasir dan shale nya, serta lapisan untuk batu pasirnya juga terbilang tipis.



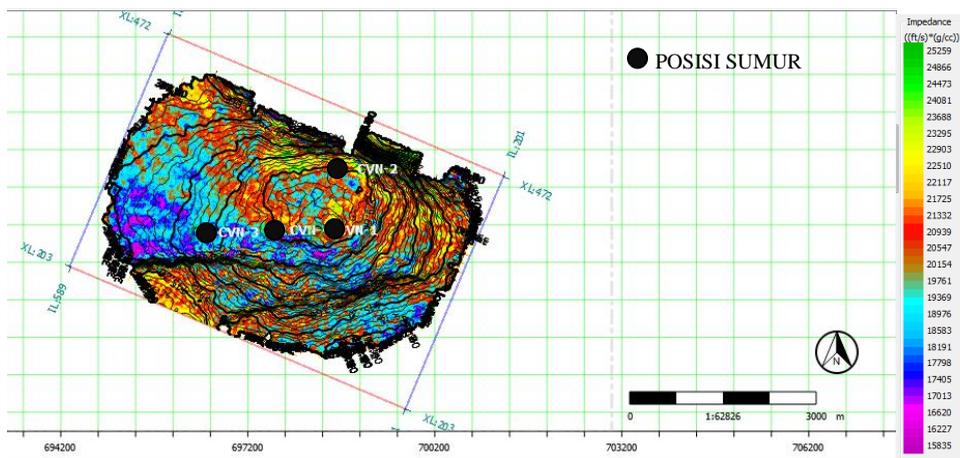
Gambar 4.8 Penampang Hasil Inversi

Pada gambar 4.8 merupakan penampang hasil setelah dijalankan inversi impedansi akustik model based ini. Dari hasil penampang ini, nilai impedansi akustik batu pasir yang diasumsikan sebagai zona reservoir adalah 16.000 ft/s*gr/cc -18.000 ft/s*gr/cc yang ditunjukkan zona berwarna ungu-biru tua. Nilai ini juga masih sesuai dengan nilai yang terdapat crossplot. Nilai impedansi akustik yang rendah menunjukkan bahwa zona tersebut mengandung hidrokarbon. Kecepatan gelombang yang melewati batuan dengan porositas tertentu cenderung akan melambat sehingga nilai impedansi akustik menjadi rendah.

4.4 Peta Impedansi Akustik

Untuk menentukan sebaran nilai impedansi akustik pada Top Bekasap maka dibuat peta impedansi akustik. Hal ini bertujuan untuk mempermudah analisis karakterisasi reservoir maupun penentuan sumur pengembangan berikutnya. Peta impedansi akustik Top Bekasap-Bangko menunjukkan untuk sumur CVN-1, CVN-3, dan CVN-4 berada pada di daerah persebaran nilai

impedansi akustik rendah dengan nilai kisaran 17.000 ft/s*g/cc hingga 19.500 ft/s*g/cc (berwarna ungu-biru muda). Nilai impedansi akustik batu pasir lebih rendah dari shale karena faktor densitas dan cepat rambat gelombang yang lebih cepat merambat pada lapisan batuan shale, sehingga nilai impedansi akustik dari shale menghasilkan nilai yang lebih tinggi (Sherriff-Geldart, 1995) Berdasarkan penelitian dari Yahya (2017) yang dilakukan pada cekungan Sumatera Selatan nilai impedansi batupasirnya didapatkan sekitar 17.000-19.000 ft/s*g/cc sehingga nilai yang didapat pada penelitian ini masih terhitung sesuai dengan referensi yang ada. Posisi sumur CVN-2 tidak berada pada daerah yang berada pada nilai impedansi akustik rendah, dikarenakan pada sumur CVN-2 tidak terdapat data checkshot sehingga validitas pada sumur ini sebaiknya diabaikan. Persebaran nilai impedansi akustik rendah ini berkorelasi dengan daerah yang memiliki nilai porositas tinggi yang diasumsikan juga sebagai daerah yang mengandung batu pasir, persebaran nya jika dilihat pada gambar 4.9, persebaran batu pasirnya mengarah dari barat hingga ke tengah puncak *closure*.

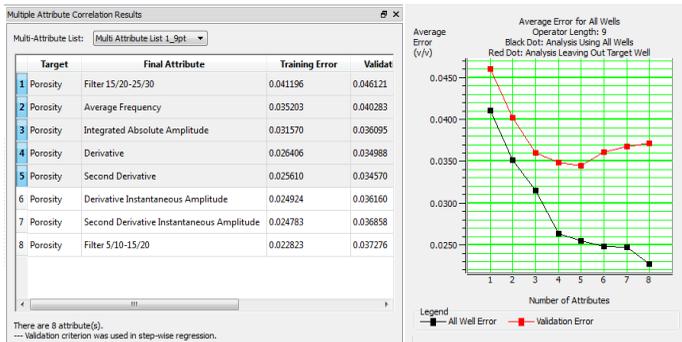


Gambar 4.9 Peta Impedansi Akustik pada Top Bekasap

4.5 Seismik Multiatribut

Analisa seismik multiatribut dilakukan untuk melihat parameter fisis lain sebuah reservoir untuk validasi dan justifikasi karakter reservoir tersebut. Dalam penelitian ini, dilakukan analisa seismik multiatribut untuk mendapatkan parameter nilai porositas, *volume shale* dan saturasi air dari zona reservoir lapangan “CVN”. Dari ketiga parameter ini nanti dapat mengkarakterisasi reservoir tersebut dan mengidentifikasi persebaran zona batu pasirnya.

4.5.1 Parameter Porositas

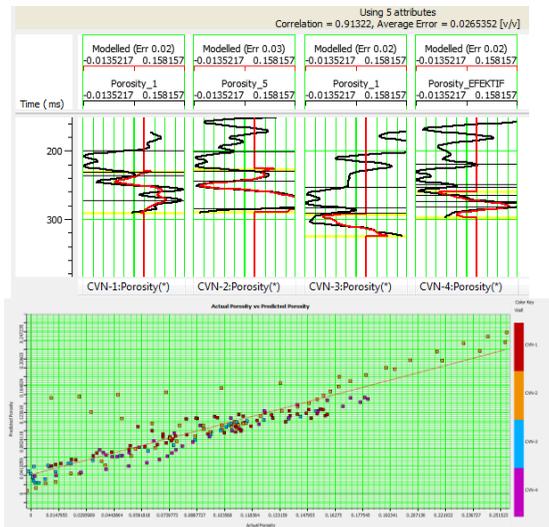


Gambar 4.10 Daftar Multiatribut untuk Parameter Porositas

Dalam metode seismik multiatribut untuk mendapatkan nilai parameter porositas zona reservoir pada lapangan “CVN” digunakanlah lima atribut secara sekaligus seperti yang terdapat pada gambar 4.10. Di gambar 4.10 terlihat ketika digunakan lima atribut, pengaruh korelasi atribut semakin baik tetapi ketika ditambahkan menjadi enam atribut sekaligus, nilai error semakin besar nilainya (berdasarkan kurva). Hal ini terjadi karena ketika penambahan atribut yang ke-enam melihat properti batuan semakin detail tetapi juga mencakup nilai noise dan error yang semakin besar juga maka dari itu pemilihan atribut-atribut ini disebut metode *step-wise regression*, dimana akan menentukan berapa atribut yang dapat digunakan secara bersamaan untuk memprediksi suatu parameter dalam hal ini adalah porositas (Russel dkk., 1997). Yahya (2017) menggunakan hingga sembilan atribut untuk mendapatkan nilai porositas pada penelitiannya, dan didapatkan korelasi hingga 0,726596 dan sudah dianggap baik hasil korelasi tersebut.

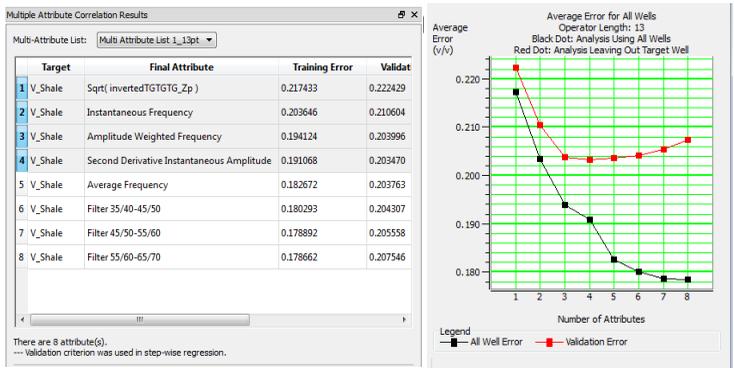
Hasilnya setelah dijalankan metode seismik multiatribut menggunakan lima atribut secara sekaligus, nilai hasil korelasi validasi antara log prediksi dan log sebenarnya bernilai 0,91322 dan errornya 0,026. Pada penelitian Huda (2012) nilai korelasi hasil seismik multiatribut yang sudah dapat dipercaya dan cukup valid adalah diatas 0,80. Dari nilai tersebut, dapat diasumsikan bahwa hasil metode seismik multiatribut sudah cukup baik untuk dilakukannya validasi dan justifikasi dalam mengkarakterisasi zona reservoir pada lapangan “CVN”. Pada gambar 4.11 juga dilihat kemiripan tren antara log sebenarnya (berwarna hitam) dengan log prediksi yang berasal dari multiatribut sudah cukup baik. Pada crossplot juga memiliki tren yang sudah cukup baik antara nilai porositas prediksi (sumbu y) dan nilai porositas sebenarnya (sumbu x). Dapat dianalisa juga dari gambar 4.11, bahwa nilai porositas Top Bekasap hingga Top Basement memiliki nilai porositas yang tinggi dan baik sebagai

zona reservoir. Nilai porositas yang baik mengindikasikan adanya batupasir yang terdapat pada zona Top Bekasap hingga Top Basement.



Gambar 4.1 Hasil Seismik Multiatribut – Porositas

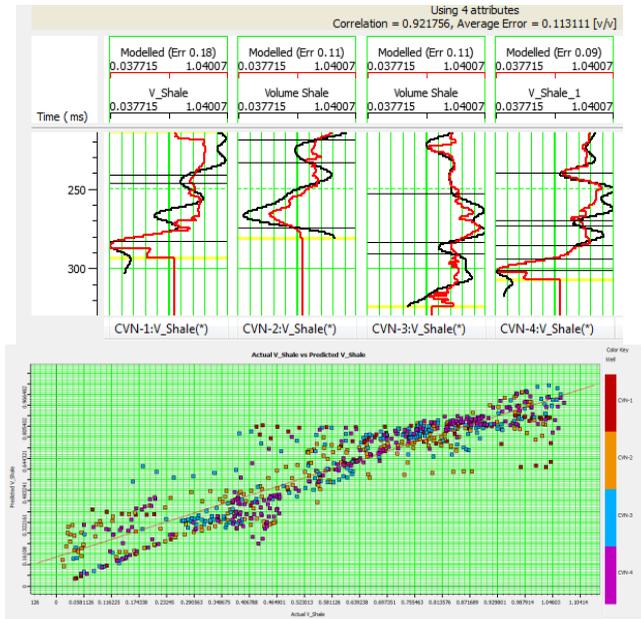
4.5.2 Parameter Volume shale



Gambar 4.12 Daftar Multiatribut untuk Parameter Volume shale

Dalam metode seismik multiatribut untuk mendapatkan nilai parameter volume shale zona reservoir pada lapangan “CVN” digunakanlah empat atribut secara sekaligus seperti yang terdapat pada gambar 4.12. Di gambar tersebut terlihat ketika digunakan empat atribut, pengaruh korelasi atribut semakin baik tetapi ketika ditambahkan menjadi lima atribut sekaligus, nilai error semakin besar nilainya (dilihat dari kurva).

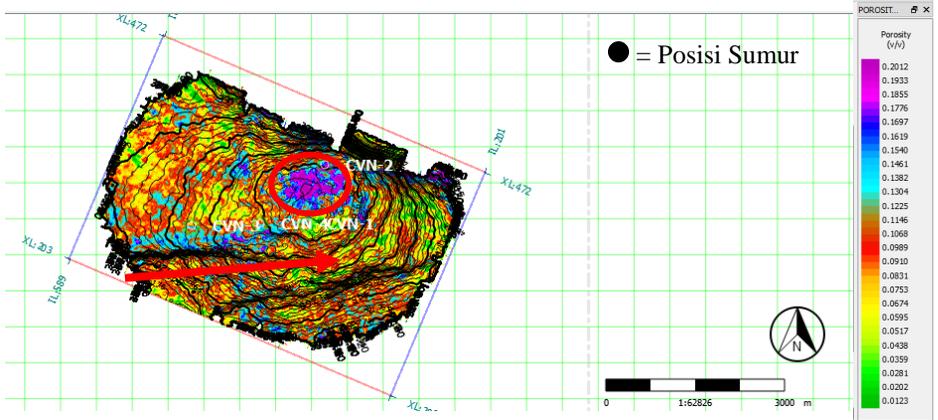
Hasilnya setelah dijalankan metode seismik multiatribut menggunakan empat atribut secara sekaligus, nilai hasil korelasi validasi antara log prediksi dan log sebenarnya bernilai 0,92175 dan errornya 0,113. Dari nilai tersebut, dapat diasumsikan bahwa hasil metode seismik multiatribut sudah cukup baik untuk dilakukannya validasi dan justifikasi dalam mengkarakterisasi zona reservoir pada lapangan “CVN”. Pada gambar 4.13 juga dilihat kemiripan tren antara log sebenarnya (berwarna hitam) dengan log prediksi yang berasal dari multiatribut sudah cukup baik. Pada crossplot juga memiliki tren yang sudah cukup baik antara nilai *volume shale* prediksi (sumbu y) dan nilai *volume shale* sebenarnya (sumbu x). Dapat dianalisa juga dari gambar 4.13, bahwa nilai *volume shale* Top Bekasap hingga Top Basement memiliki nilai *volume shale* yang rendah yang berarti sedikit mengandung shale di zona tersebut dan baik sebagai zona reservoir.



Gambar 4.13 Hasil Seismik Multiatribut - *Volume Shale*

4.6 Peta Atribut

4.6.1 Peta Atribut Porositas



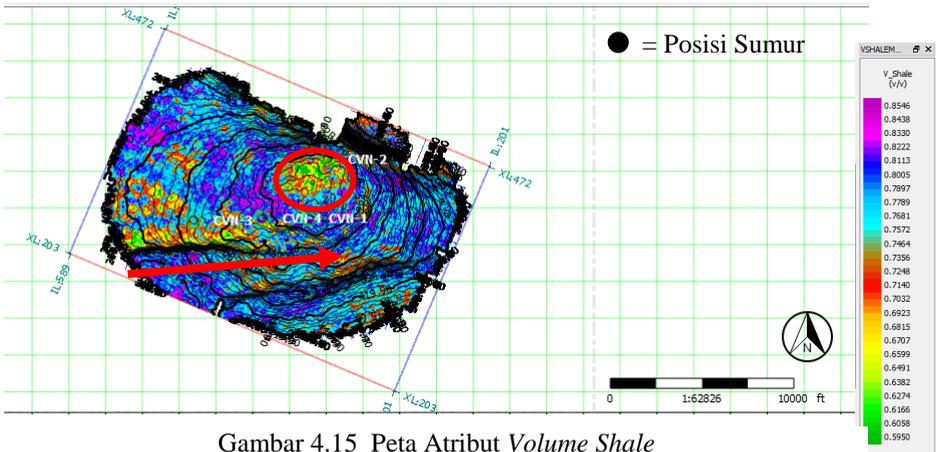
Gambar 4.14 Peta Atribut Porositas Top Bekasap

Peta atribut porositas didapatkan setelah melakukan analisa seismik multiatribut. Peta atribut tersebut dilakukan pada zona target yaitu Top Bekasap hingga Top Basement. Dapat dilihat nilai porositas yang diasumsikan sebagai karakter nilai porositas pada lapangan “CVN” ini adalah berkisar antara 13%-20% yang ditunjukkan dengan warna biru muda hingga ungu pada skala warna (porositas baik). Nilai porositas inilah yang menjadi indikasi persebaran litologi batupasir. Karena nilai porositas yang baik dapat berkorelasi langsung dengan keberadaan batu pasir pada suatu lapangan. Nilai porositas yang tinggi menunjukkan bahwa daerah tersebut merupakan daerah reservoir dengan litologi batu pasir. Porositas batupasir bernilai tinggi karena nilai densitasnya rendah. Karena batu pasir cenderung memiliki pori-pori batuan yang lebih banyak jika dibandingkan dengan *shale*. Semakin *porous* batuan tersebut maka nilai densitasnya akan semakin rendah dan nilai porositasnya akan semakin tinggi. Daerah yang memiliki nilai porositas tinggi maka ideal sebagai reservoir, karena fluida hidrokarbon akan masuk ke dalam reservoir melalui pori-pori batuan dan akan terjebak di reservoir tersebut jika reservoir tersebut dikelilingi atau dibatasi oleh batuan yang bersifat *impermeable* seperti *shale*. (Koesomadinata, 1978)

Dapat diduga juga bahwa persebaran batu pasir berdasarkan peta atribut porositas diatas jika persebarannya mengarah NE-SW seiring dengan sesar normal pada selatan closure dan berkumpul banyak pada tinggian puncak *closure* tersebut seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.14 yang diberi tanda panah merupakan arah persebaran dan lingkaran merah adalah daerah prospek yang banyak mengandung batu pasir. Lokasi sumur CVN-1, CVN-2, CVN-3,

dan CVN-4 pun juga berada pada daerah yang memiliki nilai porositas tinggi sehingga dapat disimpulkan hasil peta atribut pada gambar 5.17 sudah relatif dapat dipercaya untuk dilakukan interpretasi dan justifikasi.

4.6.2 Peta Atribut *Volume shale*

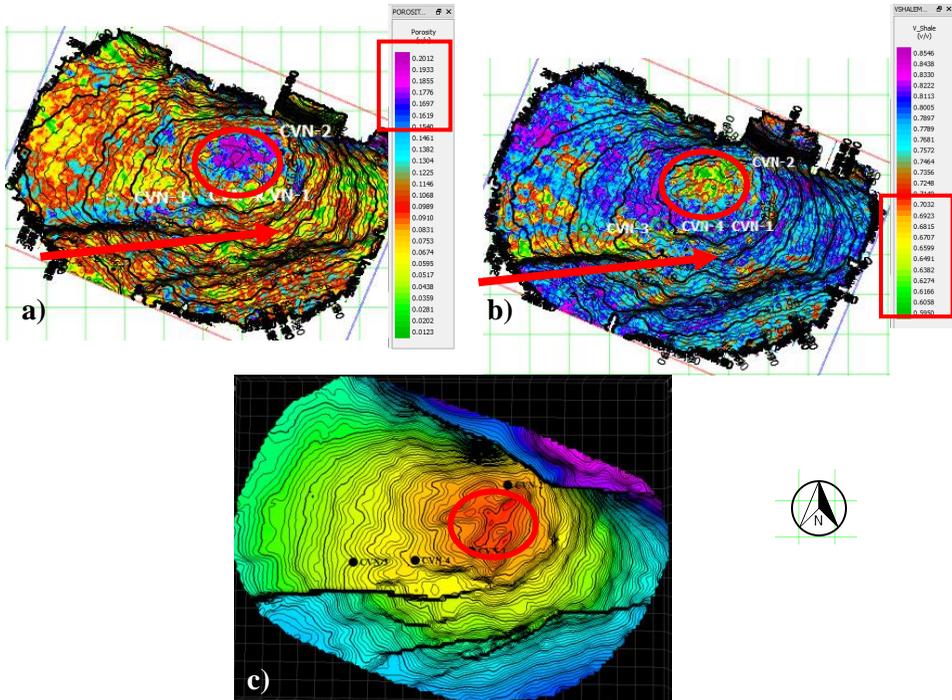


Gambar 4.15 Peta Atribut *Volume Shale*

Peta atribut porositas didapatkan setelah melakukan analisa seismik multiatribut. Peta atribut tersebut dilakukan pada zona target yaitu Top Bekasap hingga Top Basement. Dari parameter *volume shale*, dapat diasumsikan sebagai indikasi keberadaan batu pasir pada lapangan “CVN” ini adalah yang nilainya dibawah 0,74 v/v. Sehingga nilai *volume shale* yang diatas 0,74 diasumsikan sebagai shale, dan dibawah 0,74 sebagai batupasir. Karena parameter *volume shale* ini berbanding lurus dengan seberapa banyak kandungan dari shale itu sendiri, sehingga jika nilai *volume shale* semakin tinggi berarti juga litologi daerah tersebut banyak mengandung shale. (Harsono, 1997)

Nilai *volume shale* dibawah 0,74 v/v inilah yang dianggap sudah termasuk indikasi adanya batupasir yang ditunjukkan warna hijau-kuning-merah pada gambar 4.17. Lokasi sumur CVN-1, CVN-2, CVN-3, dan CVN-4 juga berada pada nilai *volume shale* yang rendah sehingga hasil peta atribut diatas sudah dapat relatif dipercaya untuk dilakukan interpretasi dan justifikasi. Berdasarkan peta atribut *volume shale* ini, tren persebaran batu pasirnya adalah mengarah NE-SW dan berkumpul banyak pada tinggian puncak *closure*nya.

4.7 Interpretasi



Gambar 4.16 (a) Peta Porositas, (b) Peta Volume shale, (c) Peta Struktur Waktu Top Bekasap

Dilakukan interpretasi dengan mengintegrasikan antara tiga peta atribut yang dihasilkan dari analisa seismik multiatribut, peta-peta tersebut adalah peta atribut porositas, saturasi air, dan *volume shale*. Ketiga parameter ini saling berkorelasi satu sama lain, karena dari nilai porositas, *volume shale*, dan saturasi air dapat mengindikasikan penentuan zona batu pasir dan persebarannya reservoir hidrokarbonnya. Pada gambar 4.8 terlihat adanya indikasi keberadaan reservoir batupasir dari peta porositas yang diberi lingkaran merah merupakan zona prospek yang berpotensi banyak tersebar batu pasir dilihat dari nilai porositasnya yang termasuk porositas cukup hingga baik sebagai reservoir yaitu bernilai 13%-20% (Koesoemadinata, 1978). Berdasarkan peta *volume shale* juga memiliki arah tren yang sama dengan peta porositas. Zona yang dianggap prospek berpotensi tersebar banyak reservoir batupasir diberi lingkaran merah juga, didapat nilai *cutoff volume shale*-nya $<0,74$ v/v. Sehingga pada peta *volume shale* yang diasumsikan sebagai batu pasir adalah daerah yang berwarna hijau dan kuning karena nilainya dibawah

dari 0,74 v/v dan untuk nilai *volume shale* diatas 0,74 v/v diasumsikan adalah shale yang pada peta berwarna biru dan ungu. Pada formasi bekasap dang bangko berdasarkan Heidrick dan Aulia (1993) tidak seluruhnya batu pasir tetapi terdapat juga persebaran lempung.

Ketika di integrasikan dengan peta struktur berdomain waktu, persebaran batu pasir banyak berkumpul di puncak tinggian *closure* dan dekat dengan patahan normal di sebelah selatan tinggian. Struktur utama pada Lapangan “CVN” ini adalah satu buah *closure* tinggian dan terdapat satu patahan naik di sebelah utara tinggian, dan empat patahan turun yang terdapat di sebelah selatan tinggian. Berdasarkan peta porositas dan peta *volume shale*, daerah prospek yang diduga tersebar banyak batu pasir adalah daerah puncak *closure*-nya. Dapat diduga juga terkandung fluida hidrokarbon, di dalam batu pasir tersebut karena fluida umumnya terkandung dalam batuan porous dan permeabel seperti *sandstone* dan *limestone*. Jebakan reservoir yang terdapat pada lapangan “CVN” adalah jebakan struktural dimana *fault*, *fracture* dan *fold* mempengaruhi dalam terperangkapnya fluida hidrokarbon (Koesoemadinata, 1978).

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Pada penelitian “Aplikasi Metode Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multiatribut untuk Karakterisasi Zona Reservoir Hidrokarbon pada Lapangan “CVN” – Cekungan Sumatera Tengah”, didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Struktur utama yang terdapat pada Formasi Bekasap dan Bangko – Lapangan “CVN” adalah sebuah tinggian *closure* antiklin dan memiliki dua kelompok sesar utama yang mengarah NE-SW dan SW-NE.
2. Metode Inversi Impedansi Akustik kurang efektif dilakukan pada kasus Lapangan “CVN” ini karena respon log terhadap perubahan litologi kurang signifikan atau perubahan secara gradual. Selain itu juga zona batu pasir dan shale pada lapangan “CVN” ini relatif tidak dapat terpisah persebarannya berdasarkan crossplot (terjadi *overlap*).
3. Metode Seismik Multiatribut cukup efektif dilakukan pada lapangan “CVN” ini untuk mendapatkan parameter fisis lain seperti Porositas dan *volume shale*.
4. Estimasi Nilai Impedansi Akustik batu pasir pada Formasi Bekasap dan Bangko - Lapangan “CVN” didapatkan pada rentang nilai 17.000 ft/s*g/cc hingga 19.500 ft/s*g/cc.
5. Estimasi Nilai Porositas pada Formasi Bekasap dan Bangko - lapangan “CVN” adalah 13%-20% (Cukup-Baik).
6. Estimasi Nilai *Cutoff volume shale* pada Formasi Bekasap dan Bangko - Lapangan “CVN” adalah 0,74 v/v.
7. Tren persebaran zona reservoir hidrokarbon pada Formasi Bekasap dan Bangko – Lapangan “CVN” adalah mengarah SW-NE (*South West-North East*) dan berkumpul pada puncak tinggian *closure*.

5.2 Saran

Saran yang didapat dari penelitian “Aplikasi Metode Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multiatribut untuk Karakterisasi Zona Reservoir Hidrokarbon pada Lapangan “CVN” – Cekungan Sumatera Tengah” adalah Dilakukan inversi jenis lain seperti inversi pre-stack dan prediksi parameter lain untuk analisa multiatributnya sehingga dapat memvalidasi lebih mengenai karakter reservoir di lapangan ini hingga mengetahui kandungannya di dalam suatu batuan..

****HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN***

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah. A., (2007), "E-book Ensiklopedi Seismik Online"
- Alifudin R. F., Lestari, W., dan Syaifuddin, F., (2016), "Karakterisasi Reservoir Karbonat Dengan Aplikasi Seismik Atribut Dan Inversi Seismik Impedansi Akustik", *J. Geosaintek* 2, 107-112
- Aziz, Z. dan Setiawan, A., (2016), "Perbandingan Antara Multi Atribut Seismik Regresi Linier dan Multi Atribut Seismik Probabilistic Neural Network Untuk Estimasi Porositas Reservoir Batu Pasir Pada Lapangan Minyak Teapot Dome", *Jurnal Fisika Indonesia*, Vol. 20 (2016) No.1 p.1-5
- Bali, T., and Turhan, (2001), "Seismic Attributes", U.S.A: Article CSEG Recorder
- B.H, R., (2008), "Seismic Inversion Workshop", Bali: Hampson-Russel Software Services Ltd.
- Brown, A.R., (2000), "Interpretation Of Three-Dimensional Seismic Data", AAPG Memoir 42
- Chopra, S., and Marfurt, K., (2005), "Seismic Attributes-A Historical Perspective", Society of Exploration Geophysicists
- Eubank, R.T., dan Makki, A.C., (1981), "Structural Geology of the Central Sumatera Back-Arc Basin", Jakarta: Proceedings Indonesian Petroleum Association 10th Annual Convention
- Fausi, R.R., (2017), "Karakterisasi Reservoir Shale Menggunakan Inversi Impedansi Akustik Dan Persebaran Total Organic Carbon Di Lapangan "Rumahsetia", Formasi Lower Baong, Cekungan Sumatra Utara", Yogyakarta: Tugas Akhir - Universitas Gadjah Mada
- Habibnia, B., and Momeni, A., (2012), "Reservoir Characterization in Balal Oil Field by Means of Inversion, Attribute, and Geostatistical Analysis Methods", *Petroleum Science and Technology*, 30:15, 1609-1618, DOI: 10.1080/10916466.2010.509069
- Hampson, D. P., Schuelke, J.S., and Quirein, J.A., (2001), "Use Of Multiattribute Transforms To Predict Log Properties From Seismic Data", *SEG: Geophysics*, 66(1), 220-236
- Harsono, A., 1997. "Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log", Jakarta: Schlumberger, Edisi-8
- Heidrick, T.L., dan Aulia, K., (1993), "A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatera Basin", Jakarta: Proceedings Indonesian Petroleum Association 23rd Annual Convention
- Huda, F. I., (2012), "Analisis Multiatribut Seismik Untuk Pemetaan Batuan Reservoir Pada Formasi Pematang Di Lapangan "FI" Cekungan Sumatra Tengah (Studi Kasus PT. Chevron Pacific Indonesia)"
- Koesoemadinata, R.P., "1978", "Geologi Minyak dan Gas Bumi", Bandung: Institut Teknologi Bandung, Jilid I Edisi kedua.

- Latimer, R., dan Davison, R., (2000). "An Interpreter's Guide to Understanding and Working with Seismic-Derived Acoustic Impedance Data", *The Leading Edge* p. 242-256.
- Putri, N.A., Warnana, D. D., dan Wijaya, P. H., (2016), "Karakterisasi Reservoir Gas Biogenik Pada Lapangan "TG" Dengan Menggunakan Atribut Inversi IA Dan Dekomposisi Spektral", *J. Geosaintek* 2, 99-106
- Rahman, F.A., Bahri, A.S., Rochman, J.P.G.N., (2016), "Analisis Peta Struktur Domain Kedalaman dengan Interpretasi Seismik 3D dalam Studi Pengembangan Lapangan "Kapasida", Blok "Patala", Energi Mega Persada Tbk", *J. Geosaintek* 2, 135-144.
- Sherrif, R. E., (1992), "Reservoir Geophysics", U.S.A.: Press Syndicate of The University of Cambridge
- Sukmono, S., (1999), "Interpretasi Seismik Refleksi", Bandung: Penerbit ITB.
- Sukmono, S., (2007), "Seismik Atribut Untuk Karakterisasi Reservoir", Bandung: Catatan Kuliah, Teknik Geofisika ITB
- Yahya, F., (2017), "Analisis Penyebaran Reservoir Batu Pasir Formasi Gumai Lapangan "FY", Cekungan Sumatera Selatan Dengan Metode Seismik Multiatribut Petrochina International Jabung, Ltd", Surabaya: Tugas Akhir - Institut Teknologi Sepuluh Nopember
- Yuzariyadi, M., (2012), "Inversi Impedansi Akustik Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan Mirza-Yurneli", Lampung: Skripsi - Universitas Lampung.
- Vargas, C. and Montes, L. (2010), "Reservoir Characterization by Multiattribute Analysis: The Orito Field Case. *Earth Sciences Research Journal*. 14. 173-180.
- Zain, N.M., Lestari, W., dan Syaifuddin, F., (2017), "Karakterisasi Reservoir Menggunakan Aplikasi Seismik Atribut Dan Inversi Seismik Impedansi Akustik, Studi Kasus Lapangan Teapot Dome, Wyoming", *E-jurnal ITS*, Vol. 6 No. 2 (2017)

PROFIL PENULIS



Cevin Ian Agfa dilahirkan di Surabaya, 11 Februari 1996 dari pasangan Bapak Hermanu Adi dan Ibu Yuli Pangestuti. Penulis merupakan anak pertama dari dua bersaudara. Pendidikan formal penulis dimulai di TK Fajar Hidayah (2000-2002), kemudian dilanjutkan di SD Bunda Hati Kudus hingga tahun 2008 dan dilanjutkan di SMP Bunda Hati Kudus. Pendidikan menengah atas ditempuh di SMA Kolese Gonzaga Jakarta. Setelah lulus SMA pada tahun 2014, penulis melanjutkan pendidikan di Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Selama menjadi mahasiswa di ITS, penulis aktif dalam kegiatan organisasi, diantaranya menjadi anggota aktif Society of Petroleum Engineer Student Chapter ITS (SPE ITS SC) dan Society of Exploration Geophysicist (SEG ITS SC) periode 2014-2017, Staf Hublu HMTG ITS 15/16, Wakil Ketua Pelaksana Geosphere 2016, Staf Acara Talkshow ITS EXPO 2016, Kepala Biro Big Event HMTG ITS 16/17, Ketua Pelaksana Geosphere 2017. Selain itu penulis juga pernah mendatangi konferensi internasional “Asia Pasific SPE Student Chapter Conference – APSC 2016 di Shah Alam, Malaysia. Penulis memiliki minat dan ketertarikan yang lebih di bidang industri minyak dan gas, maka dari itu fokus pembelajaran yang diambil penulis di lingkup geofisika eksplorasi – petrofisika, khususnya metode seismik refleksi yang mana umum digunakan pada industri migas. Penulis memiliki pengalaman menjalani program kerja praktik dan tugas akhir di Kangean Energy Indonesia LTD (KP;Juli 2017), Pertamina Hulu Energi West Madura Offshore - PHE WMO (KP;Agustus 2017), dan Pertamina Hulu Energi Siak (TA;Februari-Mei 2018). Jika ingin berdiskusi lebih jauh mengenai Tugas Akhir penulis, dapat menghubungi penulis di alamat email: **cevinianagfa@gmail.com**