

**PENENTUAN ZONA PROSPEK SERTA ANALISIS
PERSEBARAN *CALCAREOUS SANDSTONE* LAPISAN “H &
H1” PADA FORMASI CIBULAKAN ATAS LAPANGAN “X-
MEN” CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA BERDASARKAN
INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK MENGGUNAKAN VOLUM
DEKOMPOSISI SPEKTRAL**

SKRIPSI

Oleh :

LADY META

145090701111017



**PROGRAM STUDI TEKNIK GEOFISIKA
JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN
ALAM
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
MALANG
2018**



repository.ub.ac.id

**PENENTUAN ZONA PROSPEK SERTA ANALISIS
PERSEBARAN *CALCAREOUS SANDSTONE* LAPISAN “H &
H1” PADA FORMASI CIBULAKAN ATAS LAPANGAN “X-
MEN” CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA BERDASARKAN
INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK MENGGUNAKAN VOLUM
DEKOMPOSISI SPEKTRAL**

SKRIPSI

Sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik
dalam bidang Teknik Geofisika

Oleh :

LADY META
145090701111017



**PROGRAM STUDI TEKNIK GEOFISIKA
JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN
ALAM
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
MALANG
2018**





(Halaman ini sengaja dikosongkan)

LEMBAR PENGESAHAN**PENENTUAN ZONA PROSPEK SERTA ANALISIS
PERSEBARAN *CALCAREOUS SANDSTONE* LAPISAN “H &
H1” PADA FORMASI CIBULAKAN ATAS LAPANGAN “X-
MEN” CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA BERDASARKAN
INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK MENGGUNAKAN VOLUM
DEKOMPOSISI SPEKTRAL**

Oleh :

**LADY META
145090701111017**

Setelah dipertahankan didepan majelis penguji pada
tanggal.....
dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar Sarjana
Teknik dalam bidang Teknik Geofisika

Pembimbing I

Pembimbing II

Drs.Adi Susilo, M.Si.,Ph.D
NIP. 196312271991031002

Bayu Dwijatmiko, S.Si
NIP. 753154

**Mengetahui,
Ketua Jurusan Fisika
Fakultas MIPA Universitas Brawijaya**

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



(Halaman ini sengaja dikosongkan)

LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : Lady Meta
NIM : 145090701111017
Jurusan : Fisika
Penulis Skripsi berjudul :

**PENENTUAN ZONA PROSPEK SERTA ANALISIS
PERSEBARAN *CALCAREOUS SANDSTONE* LAPISAN “H &
H1” PADA FORMASI CIBULAKAN ATAS LAPANGAN “X-
MEN” CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA BERDASARKAN
INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK MENGGUNAKAN VOLUM
DEKOMPOSISI SPEKTRAL**

Dengan ini menyatakan bahwa:

1. Tugas akhir ini adalah benar-benar karya saya sendiri, dan bukan hasil plagiat dari karya orang lain. Karya-karya yang tercantum dalam daftar pustaka Tugas Akhir ini, semata-mata digunakan sebagai acuan atau referensi.
2. Apabila di kemudian hari diketahui bahwa isi Tugas Akhir saya merupakan hasil plagiat, maka saya bersedia menanggung akibat dari keadaan tersebut.

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

Malang, 28 Agustus 2018
Yang menyatakan,

(Lady Meta)
NIM. 145090701111017



(Halaman ini sengaja dikosongkan)

PENENTUAN ZONA PROSPEK SERTA ANALISIS PERSEBARAN *CALCAREOUS SANDSTONE* LAPISAN “H & H1” PADA FORMASI CIBULAKAN ATAS LAPANGAN “X-MEN” CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA BERDASARKAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK MENGGUNAKAN VOLUM DEKOMPOSISI SPEKTRAL

ABSTRAK

Telah dilakukan penelitian karakterisasi reservoir pada lapangan “X-MEN” yang terletak dicekungan Jawa Barat Utara, dimana cekungan tersebut memiliki potensi hidrokarbon pada reservoir target yaitu *Calcareous Sandstone* yang berada pada lapisan tipis interval H & H1 anggota dari formasi Cibulakan Atas. Beragamnya karakter properti petrofisika, fisika batuan, serta amplitudo seismik refleksi dari kedua reservoir menyebabkan perlu adanya perlakuan khusus untuk memahami respon serta memetakan distribusi reservoir-reservoir pada lapisan tipis tersebut. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan distribusi *Calcareous Sandstone* serta penentuan zona prospek diformasi Cibulakan Atas pada lapisan H & H1. Teknik karakterisasi reservoir yang digunakan pada penelitian ini adalah metode inversi Impedansi Akustik menggunakan Volum Dekomposisi Spektral untuk penentuan distribusi reservoir dari *Calcareous Sandstone* pada lapisan tersebut. Dengan menggunakan hasil dari metode inversi impedansi akustik yang menggunakan volum dekomposisi spektral dapat menampilkan kemenerusan pada lapisan tipis tersebut. Hasil inversi tersebut kemudian dilakukan *slicing* untuk mendapatkan sebaran nilai AI secara lateral. Dari peta sebaran AI didapatkan distribusi dari *Calcareous Sandstone* H & H1 yang memiliki rentang nilai impedansi akustik rendah (poros) yaitu <6900 ($\text{g.m/cm}^3.\text{s}$) pada daerah tinggian tepatnya disekitar sumur SMEN-07 di interval H1 dan XMEN-03 di interval H. Sedangkan reservoir yang ditunjukkan dengan nilai impedansi akustik yang tinggi >6900 ($\text{g.m/cm}^3.\text{s}$) di interpretasikan sebagai *platform* karbonat karena bersifat *tight*. Maka dari itu, diindikasikan zona prospek berada disekitar sumur SMEN-07 dan XMEN-03.

Kata kunci: *Calcareous Sandstone*, Inversi Seismik, Impedansi Akustik, Volum Dekomposisi Spektral



(Halaman ini sengaja dikosongkan)



DETERMINATION OF THE PROSPECT ZONE AND CALCAREOUS SANDSTONE DISTRIBUTION ANALYSIS IN "H & H1" UPPER CIBULAKAN FORMATION AT "X-MEN" FIELD NORTH WEST JAVA BASIN BASED ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION USING SPECTRAL DECOMPOSITION VOLUME

ABSTRACT

A study about reservoir characterization has been conducted on the "X-MEN" field, located in the basin of North West Java. The basin has been studied to have potential hydrocarbon in the target reservoir of Calcareous Sandstone, located in a thin layer of H & H1 layers from the Upper Cibulakan Formation. The diversity of properties of petrophysics, rock physics, and the reflection seismic amplitudes of both reservoirs lead to the need for special treatment to be done in order to understand the response and to map the distribution of the reservoirs. The reservoir characterization technique used in this research is the Acoustic Impedance inversion method using Spectral Decomposition Volumes to determine reservoir distribution of the Calcareous Sandstone on the layer. The result of an acoustic impedance inversion method using spectral decomposition volumes could visualize the smoothness of the thin layers, the Inversion Result is then sliced to obtain a lateral scattering of AI values. From the AI distribution map shown the distribution of Calcareous Sandstone H & H1 which has a low acoustic impedance value (axis) of <6900 ($\text{g.m/cm}^3.\text{s}$) at the precise height area around the SMEN-07 well at H1 and XMEN-03 intervals at intervals H. While the reservoir shown with high acoustic impedance value >6900 ($\text{g.m/cm}^3.\text{s}$) is interpreted as carbonat platform because it has tight characteristic. Therefore, the prospect zone is indicated around the wells of SMEN-07 and XMEN-03.

Keywords: Calcareous Sandstone, Seismic Inversion, Acoustic Impedance, Spectral Decomposition Volume



(Halaman ini sengaja dikosongkan)

KATA PENGANTAR

Puji syukur yang sebesar-besarnya penulis panjatkan kepada Allah S.W.T karena atas karunia, rahmat dan hidayah-Nya, penulis dapat menyelesaikan Skripsi Tugas Akhir yang berjudul **"Penentuan Zona Prospek serta Analisis Persebaran *Calcareous Sandstone* Lapisan "H & H1" Pada Formasi Cibulakan Atas lapangan "X-MEN" Cekungan Jawa Barat Utara berdasarkan Inversi Impedansi Akustik menggunakan Volum Dekomposisi Spektral"** untuk memenuhi persyaratan kelulusan di jurusan Fisika Universitas Brawijaya. Skripsi Tugas Akhir ini disusun oleh penulis sebagai salah satu syarat kelulusan di Jurusan Fisika Universitas Brawijaya Malang.

Ucapan terima kasih penulis sampaikan kepada seluruh pihak yang terlibat dalam pembuatan laporan ini, diantaranya:

1. Kedua orang tua, dan keluarga penulis, sebagai motivasi terbesar yang tanpa henti selalu memberikan kasih sayang, dukungan finansial, dan do'a kepada penulis.
2. Dekan Fakultas MIPA, Bapak Drs. Adi Susilo, M.Si., Ph.D sekaligus sebagai dosen pembimbing skripsi yang telah meluangkan waktu untuk memberikan bimbingan, ilmu, nasihat, motivasi dan arahan selama penulis mengerjakan tugas akhir ini.
3. PT. Pertamina EP Asset 3 Cirebon, sebagai institusi yang telah memberikan kesempatan untuk melakukan Penelitian Tugas Akhir.
4. Mas Bayu DwiJatmiko selaku pembimbing utama perusahaan yang telah memberikan bimbingan, ilmu dan arahan tentang materi penelitian selama penulis melakukan tugas akhir ini di Pertamina EP 3 Cirebon.
5. Mas Agung Dwi Alfianto selaku pembimbing teknis *workstation* GnG perusahaan yang dengan sabar membimbing penulis setiap harinya serta memberikan ilmu penjelasan mengenai materi dan perangkat lunak dalam penelitian ini.
6. Ketua Jurusan Fisika, Bapak Prof. Dr.rer.nat. Muhammad Nurhuda yang berperan penting dalam proses administrasi

- dan izin yang telah diberikan kepada penulis untuk melaksanakan tugas akhir.
7. Ketua Prodi Teknik Geofisika, Bapak Drs. Alamsyah M. Juwono, M.Sc., Ph.D yang berperan penting dalam proses yang menyangkut dengan Prodi Teknik Geofisika.
 8. Bapak Sukir Maryanto, Ph.D selaku dosen pembimbing yang telah memberikan ilmu dan motivasi selama masa perkuliahan.
 9. Teman-teman seperjuangan dan selalu ada disaat penulis kesulitan selama mengerjakan Tugas Akhir di *workstation*, FalconikaMega (UPN), IrvanSakti (UNDIP), JonathanZamili (UNDIP), BrianNurrachman (UNPAD), TubagusFikri (UNPAD), FhadilahAhmad (UNPAD), AlmiraFahmi (UGM), JatiArif (UPN), AhmadFilza (UPN), RamaPutra (UPN), NikenRahmadiyahanti (UPN), AthaFitrah (ITS), Ardian (UNDIP), Lia (UNDIP), Tanti (UNDIP), IqbalTralala (ITATS), Septarida (ITATS), dan Dulcia (ITATS).
 10. Keluarga dan Sahabat-sahabat Teknik Geofisika 2014 atas semua dukungan dan perjuangan bersama-sama selama perkuliahan.
 11. Sahabat-sahabat dan teman-teman yang sangat penulis sayangi yaitu Annisa Diyan Afsary, Yashifa Yasmin, Cindy Olivia Susanto, Novy Sherly, Rendra Rifaldi, Tony Yunus, Falconika Mega, dan Brian Nurrachman yang selalu memberikan semangat kepada penulis dalam mengerjakan Skripsi Tugas Akhir ini.
 12. Seluruh pihak yang terlibat secara langsung maupun tidak langsung dalam membantu penulis menyelesaikan tugas akhir ini yang tidak dapat disebutkan satu per satu.

Penulis tidak dapat membalas semua kebaikan dan dukungan yang telah diberikan pihak-pihak yang telah terlibat secara langsung maupun tidak langsung kepada penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini. Penulis sudah melakukan hal yang terbaik dalam mengerjakan penelitian Tugas Akhir ini. Kesempurnaan hanyalah milik Allah SWT, sehingga penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penyusunan Skripsi Tugas Akhir ini. Saran dan kritik dari semua pihak sangat penulis harapkan demi perbaikan

repository.ub.ac.id

dimasa yang akan datang. Akhir kata semoga apa yang tertulis disini bermanfaat.

Malang, 28 Agustus 2018

(Lady Meta)





(Halaman ini sengaja dikosongkan)



DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
LEMBAR PENGESAHAN.....	iii
LEMBAR PERNYATAAN.....	v
ABSTRAK.....	vii
ABSTRACT.....	ix
KATA PENGANTAR.....	xi
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xix
DAFTAR TABEL.....	xxiii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xxv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	3
1.3 Tujuan Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Lokasi Penelitian.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Geologi Regional Penelitian.....	5
2.2 Tektonik Struktur Geologi Penelitian.....	6
2.3 Stratigrafi Daerah Penelitian.....	8
2.4 <i>Petroleum System</i> Daerah Penelitian.....	12
BAB III DASAR TEORI.....	15
3.1 Metode Seismik Refleksi.....	15
3.2 Komponen Seismik Refleksi.....	18

3.3	<i>Well Seismic Tie</i>	22
3.4	Dekomposisi Spektral	25
3.5	Seismik Inversi Impedansi Akustik	28
3.6	Konversi Waktu ke Kedalaman	29
3.7	Data Sumur	30
BAB IV METODE PENELITIAN		33
4.1	Waktu dan Tempat Penelitian	33
4.2	Peralatan yang digunakan	33
4.3	Ketersediaan data	33
4.3.1	Data Seismik	33
4.3.2	Data Sumur	34
4.3.3	Data <i>Basemap</i>	35
4.4	Pengolahan Data	36
4.4.1	Analisis Data Sumur	38
4.4.2	Analisis Sensitifitas	40
4.4.3	Analisa Amplitudo	41
4.4.4	Analisa <i>Tuning Thickness</i>	42
4.4.5	Ekstraksi <i>Wavelet</i>	43
4.4.6	<i>Well Seismic Tie</i>	43
4.4.7	Interpretasi Patahan (<i>Picking Fault</i>)	46
4.4.8	Interpretasi Horison (<i>Picking Horizon</i>)	47
4.4.9	Peta Struktur Waktu	48
4.4.10	Konversi Kedalaman	48
4.4.11	<i>Atributte Spectral Decomposition</i>	51
4.4.12	Pembuatan Model Awal (<i>Background Model</i>)	52
4.4.13	Inversi Akustik Impedansi	53



4.4.14	Interpretasi Terintegrasi	55
BAB V	HASIL DAN PEMBAHASAN	57
5.1	Analisis Korelasi Sumur	57
5.1.1	Korelasi Stratigrafi.....	57
5.1.2	Korelasi Struktur	59
5.2	Analisis <i>Tuning Thickness</i>	61
5.3	Analisa Sensitifitas Batuan	62
5.4	Interpretasi Seismik	64
5.5	Analisis Peta Struktur	65
5.6	Analisis Hasil Inversi.....	68
5.7	Analisis Penampang AI	71
5.8	Analisis Peta Sebaran AI	73
5.9	Zona Prospek untuk Sumur Baru.....	79
BAB VI	PENUTUP	81
6.1	Kesimpulan	81
6.2	Saran	81
DAFTAR PUSAKA		83
LAMPIRAN		87





(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Zona Gas pada sumur SMEN-04.....	1
Gambar 1.2 Lokasi Lapangan X-MEN	4
Gambar 2.1 Geologi regional Cekungan Jawa Barat Utara (Nopyansyah, 2007)	6
Gambar 2.2 Struktur Kompresi pada Penampang Seismik Lapangan X-MEN.....	7
Gambar 2.3 Kolom stratigrafi regional Cekungan Jawa Barat Utara dengan kotak merah merupakan target studi pada penelitian ini (Reminton dan Nasir, 1986)	9
Gambar 3.1 Hukum Snellius, untuk refleksi dan refraksi pada.....	16
energi gelombang P pada batas impedansi akustik (Herron dan	16
Latimer, 2011).....	16
Gambar 3.2 Koefisien refleksi ditentukan dengan perbedaan log impedansi akustik (Simm dan Bacon, 2014).....	19
Gambar 3.3 Traces Seismik (Onajite, 2014).....	20
Gambar 3.4 Resolusi Data Seismik (Brown,1999)	21
Gambar 3.5 Bentuk polaritas dan fase seismik. (Kiri) Polaritas normal; (Kanan) Polaritas terbalik. (a) Fase minimum; (b) Fase nol (Sukmono & Abdullah,2001)	22
Gambar 3.6 Jenis-jenis wavelet berdasarkan konsentrasi energi, (1) Mixed phase, (2) Minimum phase, (3) Maximum phase, (4) Zero phase (Sukmono, 2001).....	25
Gambar 3.7 Short window analysis (Partyka, dkk, 1999).....	26
Gambar 3.8 (a) Zona dari Tuning Cube yang menarik, (b) Spectral balancing (Partyka dkk., 1999).....	27
Gambar 3.9 Beberapa jenis masukan untuk pengolahan seismik inversi. (Veeken,2007).	28
Gambar 4.1 Penampang Seismik.....	34
Gambar 4.2 Log Sumur SMEN-05.....	35
Gambar 4.3 Basemap Lapangan XMEN	36
Gambar 4.4 Diagram alir dari penelitian yang dilakukan	37
Gambar 4.5 Korelasi Data Sumur Barat-Timur	39
Gambar 4.6 Spektrum amplitudo pada data seismik yang digunakan	41
Gambar 4.7 Ekstraksi Wavelet pada Well SMEN-07	43
Gambar 4.8 Well Seismic Tie pada sumur SMEN 07.....	44
Gambar 4.9 Spectrum dan koefisien korelasi.....	45

Gambar 4.10 Grafik Nilai Korelasi Sumur Lapangan X-MEN	46
Gambar 4.11 Picking Fault Lapangan XMEN Pada Crosline 1069047	
Gambar 4.12 Picking Horizon Marker H&H1 Lapangan X-MEN..	48
Gambar 4.13 Grafik dari v_{avg} vs TVDSS pada horizon H1	49
Gambar 4.14 Tuning Cube dari frekuensi 5Hz sampai dengan 50Hz	51
Gambar 4.15 Tuning Cube Blend 10Hz, 15Hz, dan 20Hz	52
Gambar 4.16 Crossplot antara P-wave Impedance awal dengan P-wave Impedance Background Model pada sumur SMEN-05	53
Gambar 4.17 Proses Inversi AI.....	54
Gambar 5.1 Korelasi Stratigrafi pada pada Sumur SMEN 04-07-05-09	58
Gambar 5.2 Korelasi Struktur pada Sumur SMEN 04-07-05-09.....	60
Gambar 5.3 Penampang Seismik Inline 2770.....	62
Gambar 5.4 Hasil Analisa Senitifitas pada sumur SMEN-05 dengan menggunakan Log Impedansi Akustik, dan Log Gamma-ray, untuk membedakan jenis litologi.....	63
Gambar 5.5 Penampakan Seismik dengan Fault Crossline	64
Gambar 5.6 Time Structure Map dengan Fault stick.....	65
Gambar 5.7 Peta Struktur Waktu Horizon H&H1	66
Gambar 5.8 Peta Struktur Kedalaman Horizon H&H1	67
Gambar 5.9 Nilai Statistik Mistie Metode V0-K horizon H&H1	68
Gambar 5.10 Model Awal Inversi	70
Gambar 5.11 Crossplot antara P-wave Impedance hasil inversi akustik dengan P-wave Impedance asli pada sumur SMEN-05	71
Gambar 5.12 penampang vertikal Impedansi Akustik pada traverse	72
Gambar 5.13 Peta persebaran inversi impedansi akustik daerah tinggian Utara yang telah dioverlay kontur kedalaman pada reservoir H	74
Gambar 5.14 Peta persebaran inversi impedansi akustik daerah tinggian Selatan yang telah dioverlay kontur kedalaman pada reservoir H.....	75
Gambar 5.15 Peta persebaran inversi impedansi akustik daerah tinggian Utara yang telah dioverlay kontur kedalaman pada reservoir H1	77



Gambar 5.16 Peta persebaran inversi impedansi akustik daerah
 tinggian Selatan yang telah dioverlay kontur kedalaman pada
 reservoir H1 78
 Gambar 5.17 Peta persebaran inversi impedansi akustik untuk
 penentuan zona prospek pada horizon H..... 79
 Gambar 5.18 Peta persebaran inversi impedansi akustik untuk
 penentuan zona prospek pada horizon H1 80





(Halaman ini sengaja dikosongkan)



DAFTAR TABEL

Tabel 1 Perhitungan Analisa Tuning Thickness..... 42
 Tabel 2 Perhitungan v_0 pada horizon H1..... 50
 Tabel 3 Hasil korelasi antara P-wave Impedance awal dengan P-wave Impedance Background Model 53
 Tabel 4 Hasil korelasi antara P-wave Impedance hasil inversi akustik dengan P-wave Impedance asli 55
 Tabel 5 Perhitungan Tuning Thickness..... 61





(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran: 1 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-02 pada horizon H.....	87
Lampiran: 2 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-04 pada horizon H.....	87
Lampiran: 3 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-05 pada horizon H.....	88
Lampiran: 4 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-07 pada horizon H.....	88
Lampiran: 5 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-09 pada horizon H.....	89
Lampiran: 6 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur XMEN-03 pada horizon H.....	89
Lampiran: 7 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-02 pada horizon H1.....	90
Lampiran: 8 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-04 pada horizon H1.....	90
Lampiran: 9 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-05 pada horizon H1.....	91
Lampiran: 10 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-07 pada horizon H1.....	91
Lampiran: 11 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur XMEN-03 pada horizon H1.....	92
Lampiran: 12 Well Seismic Tie Well SMEN-02.....	93
Lampiran: 13 Well Seismic Tie Well SMEN-04.....	93
Lampiran: 14 Well Seismic Tie Well SMEN-05.....	94
Lampiran: 15 Well Seismic Tie Well SMEN-07.....	94
Lampiran: 16 Well Seismic Tie Well SMEN-09.....	95
Lampiran: 17 Well Seismic Tie Well XMEN-03.....	95
Lampiran: 18 Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave Impedance Background Model SMEN-05.....	96
Lampiran: 19 Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave Impedance Background Model SMEN-07.....	96
Lampiran: 20 Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave Impedance Background Model SMEN-09.....	97



Lampiran: 21 Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave Impedance Background Model XMEN-03..... 97

Lampiran: 22 Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave hasil Inversi SMEN-05..... 98

Lampiran: 23 Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave hasil Inversi SMEN-07..... 98

Lampiran: 24 Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave hasil Inversi SMEN-09..... 99

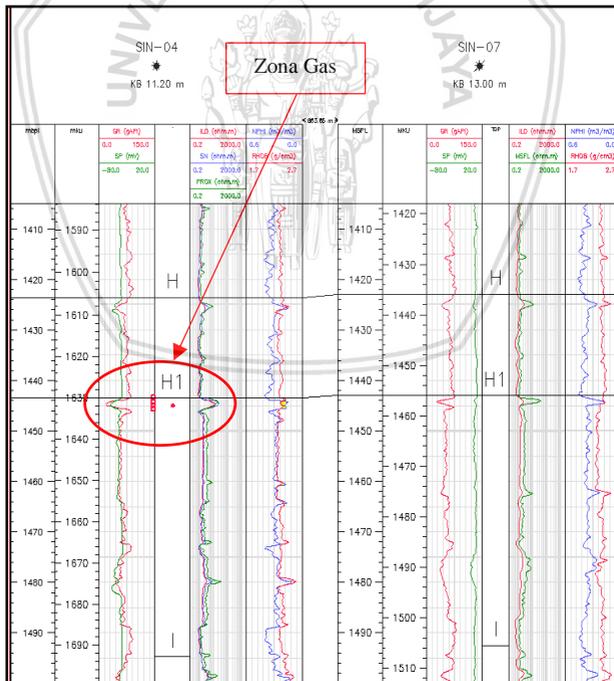
Lampiran: 25 Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave hasil Inversi XMEN-03..... 99



BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Lapangan “XMEN” merupakan salah satu yang dimiliki oleh PT. Pertamina EP Asset 3 Cirebon di wilayah Cekungan Jawa Barat Utara. Target lapangan ini berada pada interval H dan H1 yang merupakan anggota dari formasi Cibulakan Atas. Pada Gambar 1.1 berdasarkan data perforasi diketahui bahwa sumur SMEN-04 telah memproduksi gas. Litologi pada interval tersebut berupa *Calcareous Sandstone* dan perselingan antara *Shale*, *Sandstone* dan *Limestone*. Beragamnya karakter properti petrofisika, fisika batuan, serta amplitudo seismik refleksi kedua reservoir menyebabkan perlu adanya perlakuan khusus untuk memahami respon serta memetakan distribusi reservoir-reservoir tersebut.



Gambar 1.1 Zona Gas pada sumur SMEN-04

Salah satu cara yang dilakukan penulis adalah melakukan karakterisasi reservoir yang merupakan aktifitas untuk mendiskripsikan reservoir dengan menggunakan seluruh data yang ada. Sehingga dari karakterisasi reservoir dapat ditentukan sumur baru tanpa harus melakukan eksplorasi pada lapangan baru. Teknik karakterisasi reservoir yang digunakan pada penelitian ini adalah metode Inversi Impedansi Akustik menggunakan Volum Dekomposisi Spektral untuk penentuan distribusi reservoir dari *Calcareous Sandstone* pada lapisan tersebut. Dengan menggunakan hasil dari metode Inversi Impedansi Akustik yang menggunakan Volum Dekomposisi Spektral dapat menampilkan kemenerusan pada lapisan tipis tersebut, dekomposisi spektral merupakan suatu metode yang menguraikan data seismik kedalam komponen spektralnya sehingga dapat mengungkap fitur stratigrafi dan struktur dimana fitur tersebut tidak terlihat jelas pada data seismik biasa.

Pada penelitian sebelumnya oleh Mukti dkk., (2017), dilakukan karakterisasi reservoir menggunakan metode Inversi Impedansi Akustik menggunakan Volum Dekomposisi Spektral pada karbonat G0 Formasi Cibulakan Atas Cekungan Jawa Barat Utara. Formasi ini merupakan lapisan yang tipis memiliki litologi karbonat yang memiliki nilai AI yang rendah berada pada daerah poros (*fore reef*) yang berasosiasi dengan fasies *shelf margin* dan AI yang tinggi pada karbonat *platform* berada pada daerah yang *tight (back reef)*. Dari hasil penelitian ini dapat disimpulkan bahwa analisa dekomposisi spektral memberikan hasil yang lebih baik untuk mendeleniasi lapisan tipis pada Zona-G. Kemudian Inversi impedansi akustik dapat dilakukan pada volum dekomposisi spektral karena memiliki spektrum frekuensi–amplitudo yang hampir sama dengan volume *post stack time migration*.

Oleh karena itu, perlu dilakukan karakterisasi reservoir dengan menggunakan metode Inversi Akustik Impedansi menggunakan Volum Dekomposisi Spektral untuk menentukan distribusi reservoir *Calcareous Sandstone* pada lapisan tipis interval H&H1. Reservoir *Calcareous Sandstone* pada Formasi Cibulakan Atas memiliki karakteristik litologi dan fasies yang unik sehingga dengan harapan mampu membantu dan memberi pertimbangan mengenai distribusi reservoir yang baik agar dapat mengetahui wilayah penyebaran fasies

Calcareous Sandstone yang dapat digunakan sebagai acuan untuk pengembangan selanjutnya.

1.2 Rumusan Masalah

Dari berbagai latar belakang permasalahan yang ada, maka diperoleh beberapa rumusan masalah yang dijadikan bahan penelitian sebagai berikut:

1. Apakah metode Inversi Impedansi Akustik menggunakan Volum Dekomposisi Spektral dapat menginterpretasikan persebaran *Calcareous Sandstone* Formasi Cibulakan Atas pada interval H dan H1 dengan baik?
2. Bagaimana menganalisis persebaran fasies *Calcareous Sandstone* diformasi Cibulakan Atas pada interval H dan H1?
3. Dimana zona-zona prospek hidrokarbon dan potensi pengembangan sumur baru selanjutnya pada daerah penelitian?

1.3 Tujuan Penelitian

Dari berbagai rumusan masalah yang ada, maka tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menginterpretasikan persebaran fasies *Calcareous Sandstone* dengan metode Inversi Impedansi Akustik menggunakan Volum Dekomposisi Spektral dengan baik.
2. Menganalisis persebaran fasies *Calcareous Sandstone* diformasi Cibulakan Atas pada interval H dan H1.
3. Menentukan zona-zona prospek hidrokarbon dan potensi pengembangan sumur baru selanjutnya pada daerah penelitian.

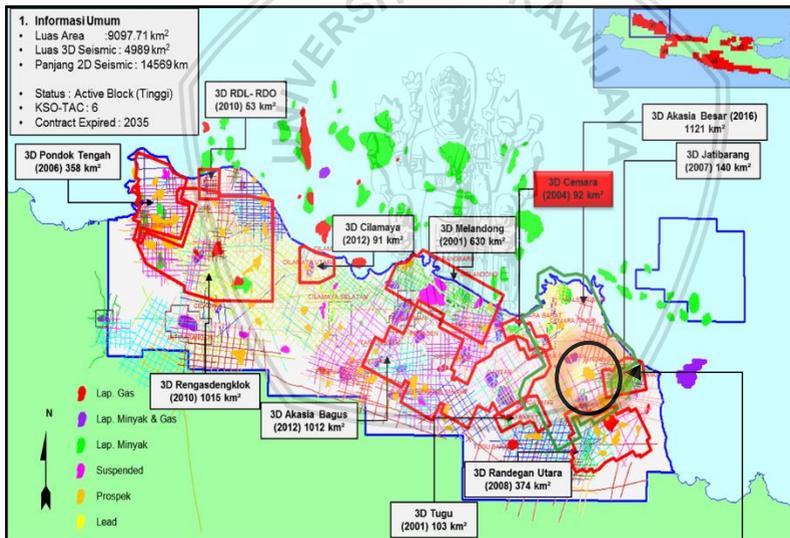
1.4 Batasan Masalah

Pada penelitian ini dalam pengolahannya dibatasi beberapa hal, antara lain:

1. Penelitian ini dilakukan pada lapisan reservoir *Calcareous Sandstone* H dan H1, lapangan “XMEN” diformasi Cibulakan Atas diwilayah Cekungan Jawa Barat Utara.
2. Data *3D Post Stack Time Migrated* yang diperoleh dari data hasil *processing* dianggap sebagai data final untuk pengolahan lebih lanjut dan interpretasi.
3. Data sumur dan data seismik yang diperoleh tidak mempertimbangkan waktu dan kondisi saat dilakukan pengambilan data.

1.5 Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian ini berada dilapangan “XMEN” yang secara administratif terletak di daerah Jatibarang, Kabupaten Indramayu, Jawa Barat (Gambar 1.2).



Gambar 1.2 Lokasi Lapangan X-MEN

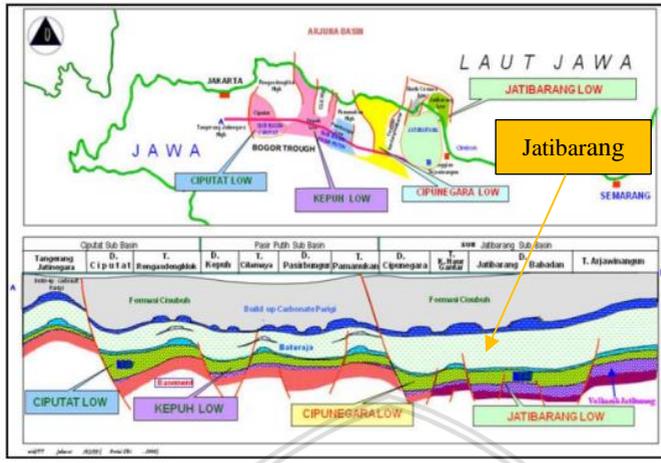
LAPANGAN
XMEN

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional Penelitian

Cekungan Jawa Barat Utara secara geodinamik saat ini berada diantara lempeng mikro Sunda dan lempeng India-Australia. Cekungan Jawa Barat Utara sebagian besar berada pada wilayah perairan Indonesia dan beberapa wilayah darat pulau Jawa. Bagian Cekungan Jawa Barat Utara yang berada di laut Jawa ini terdiri dari beberapa Sub-Cekungan seperti Sub-Cekungan Sunda, Asri, Vera dan Arjuna. Sedangkan untuk bagian yang berada di daratan Utara pulau Jawa seperti Sub-Cekungan Ciputat, Pasir Putih dan Jatibarang. Batas Selatan dari cekungan ini yang terletak pada daratan pulau Jawa dibatasi oleh palung Bogor (Bishop, 2000).

Lapangan “X-MEN” merupakan salah satu penghasil minyak dan gas bumi di lapangan Jatibarang Cekungan Jawa Barat Utara yang merupakan wilayah kerja PT Pertamina EP Asset 3. Secara geologi regional (Gambar 2.1), lapangan “X-MEN” terletak pada daerah Jatibarang yang terbentuk akibat adanya pendalaman palung Cirebon yang berarah Barat-Timur sejajar pantai Utara Laut Jawa. Lapangan “X-MEN” merupakan daerah transisi dari pusat tinggian, lipatan di Selatan dan pusat paparan di Utara. Pusat pertama terdiri dari sistem tinggian lipatan yang bergerak dari Selatan (tua) ke Utara (muda). Proses tinggian lipatan ini sangat mempengaruhi struktur dan pola serta macam pengendapan.



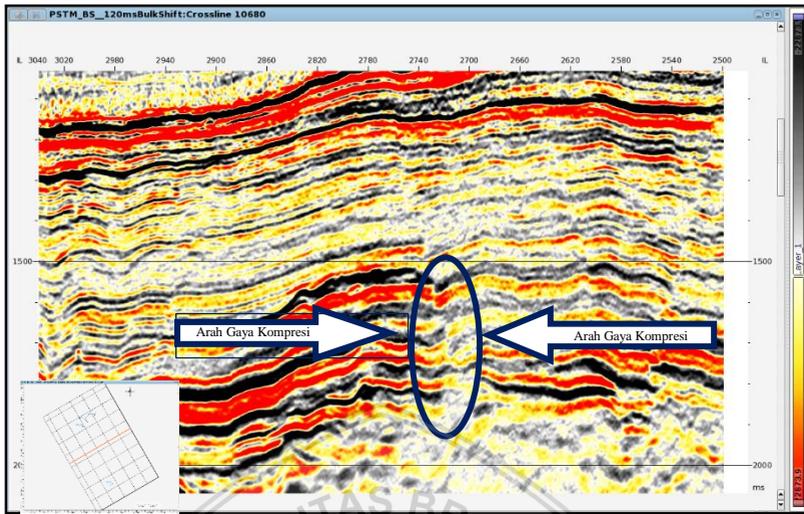
Keterangan :

- 1. [Red Box] : Basement
- 2. [Purple Box] : Formasi Jatibarang
- 3. [Green/Blue Box] : Formasi Talang Akar
- 4. [Blue Box] : Formasi Baturaja
- 5. [Light Green Box] : Formasi Cibulakan
- 6. [Dark Blue Box] : Formasi Parigi
- 7. [Grey Box] : Formasi Cisubuh

Gambar 2.1 Geologi regional Cekungan Jawa Barat Utara (Nopyansyah, 2007)

2.2 Tektonik Struktur Geologi Penelitian

Cekungan Jawa Barat Utara terbentuk akibat respon dari tumbukan antara lempeng *Eurasian* dengan lempeng *India–Australia* pada masa *Cretaceous* akhir sampai awal *Eocene*. Gerakan lempeng tektonik ini dikontrol oleh perkembangan struktur dan sedimentasi di cekungan ini. Struktural regional yang berarah Barat–Timur sejajar dengan subduksi Pulau Jawa, yang merupakan hasil dari gaya kompresi yang berarah Utara–Selatan. Sedangkan gaya *tension* berarah Barat–Timur mengakibatkan terbentuknya *block faulting* berarah Utara–Selatan. *Block faulting* inilah yang berperan dalam pembentukan sistem Cekungan Jawa Barat Utara dan pembagian beberapa sub-Cekungan (Daly, 1987).



Gambar 2.2 Struktur Kompresi pada Penampang Seismik Lapangan X-MEN

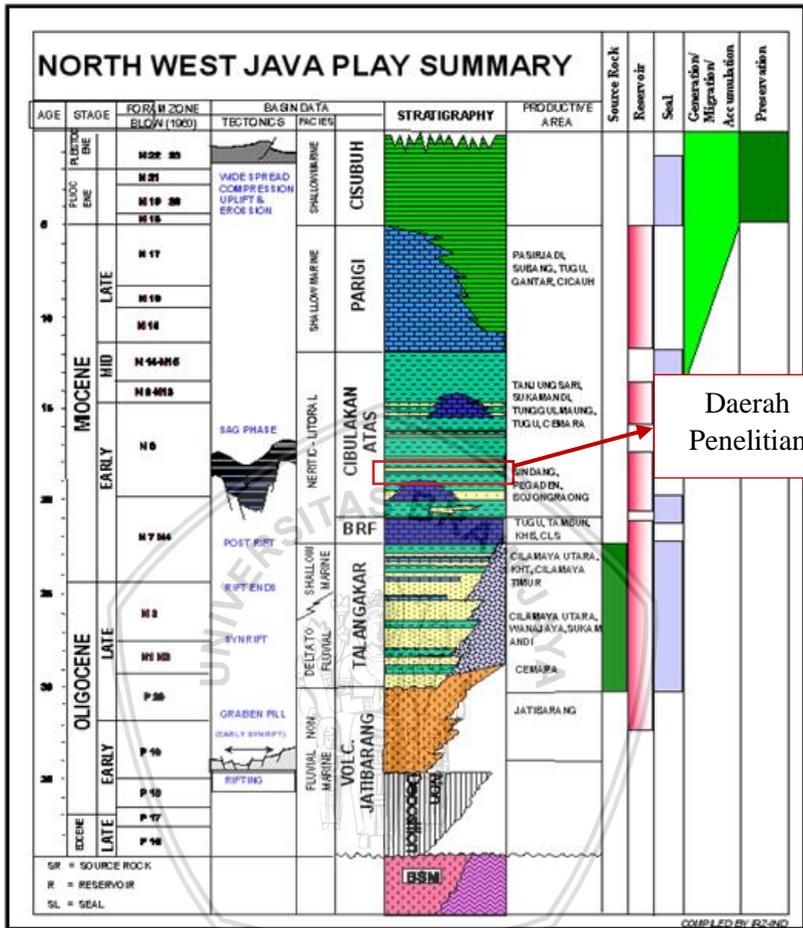
Zona H dan H1 berada di Formasi Cibulakan Atas pada Cekungan Jawa Barat Utara. Pembentukan Formasi ini terjadi pada fase tektonik kedua yaitu fase kompresi dan pembentukan jalur subduksi Jawa (*Oligocene-Recene*), terlihat pada Gambar 2.2 merupakan arah dari gaya kompresi tersebut berdasarkan salah satu *inline* dari penampang seismik. Pada *Oligocene* Awal jalur penunjaman baru terbentuk di Selatan pulau Jawa yang menghasilkan deretan gunung api dengan orientasi Barat-Timur. Akibat dari proses subduksi Jawa ini mengakibatkan Cekungan Jawa Barat Utara berubah posisi secara tektonik yang tadinya pada *intra arc basin* menjadi *back arc basin*. Pembentukan zona subduksi baru memberikan gaya kompresi pada Cekungan Jawa Barat Utara hingga saat ini. Tegasan Utara-Selatan menghasilkan pola struktur Barat-Timur berupa lipatan dan sesar naik yang dikenal sebagai pola Jawa. Menurut Martodjojo (1989), perubahan sistem subduksi juga mengakibatkan reaktivasi sesar-sesar normal yang berorientasi Baratlaut-Tenggara menjadi sesar geser manganan (*dextral strike slip fault*) dan membentuk sesar-sesar normal berarah Utara – Selatan (pola Sunda) sebagai sistem *pull apart*. Pengendapan fase ini diawali oleh pengendapan Formasi Talang Akar Atas dan batuan karbonat

Formasi Baturaja pada masa *Oligocene* Akhir yang menandai berakhirnya fase bukan cekungan dan dilanjutkan pengendapan Formasi Cibulakan Atas yang berupa perselingan batugamping, serpih dan batupasir.

Struktur geologi daerah lapangan “X-MEN” terdiri dari sesar-sesar yang berarah Utara-Selatan. Sesar ini merupakan pengontrol batuan tua (Talang Akar), selain itu terbentuknya patahan minor yang arahnya bervariasi dari Selatan-Utara sampai mendekati Timur-Barat.

2.3 Stratigrafi Daerah Penelitian

Stratigrafi regional pada Cekungan Jawa Barat Utara terdiri atas Batuan Dasar (*Basement*), Formasi Jatibarang, Formasi Cibulakan Bawah (Talang Akar, Formasi Batu Raja), Formasi Cibulakan Atas (*Massive, Main, Pre-Parigi*), Formasi Parigi, dan Formasi Cisubuh (Gambar 2.1). Sedimentasi Cekungan Jawa Barat Utara mempunyai kisaran umur dari kala *Eosen* Tengah sampai Kuartar. *Deosit* tertua berada pada kala *Eosen* Tengah, yaitu pada Formasi Jatibarang yang terendapkan secara tidak selaras di atas Batuan Dasar.



Gambar 2.3 Kolom stratigrafi regional Cekungan Jawa Barat Utara dengan kotak merah merupakan target studi pada penelitian ini (Reminton dan Nasir, 1986)

Sedimentasi tersier di Cekungan Jawa Barat Utara dimulai pada Eocene-Tengah-Oligocene-Tengah dengan pengendapan Formasi Vulkanik Jatibarang di atas permukaan bidang erosi batuan dasar *Pra-Tersier*. Material-material vulkanik dihasilkan oleh aktivitas vulkanisme dari pusat erupsi di Sub-Cekungan Jatibarang dan Tinggian Pamanukan.

Pada *Miocene* Awal, fase transgresi awal mulai berlangsung dengan adanya penggenangan cekungan oleh air laut di Timur dan air rawa di sebelah Barat. Fase ini menghasilkan sedimen anggota Cibulakan Bawah (setara Formasi Talang Akar) yang diendapkan di atas relief yang rendah. bidang *angular unconformity* dari Formasi Vulkanik Jatibarang.

Pada Akhir *Miocene* Awal, kondisi cekungan secara keseluruhan relatif stabil. Daerah sebelah Barat Pamanukan merupakan *platform* laut dangkal dan karbonat berkembang membentuk batugamping Formasi Baturaja, sedangkan di sebelah Timur laut menjadi lebih dalam. Adanya karbonat yang tebal mengindikasikan bahwa bagian Barat mengalami penurunan lagi. Tinggian Tangerang tetap muncul walaupun memiliki.

Pada *Miocene* Tengah, seiring dengan pengendapan karbonat, laut meluas ke arah Barat dan mulai menggenangi Tinggian Tangerang. Proses transgresi ini disebabkan adanya penurunan yang cepat pada Sub-Cekungan Ciputat dan Pasir Putih dan mengakibatkan Tinggian Rengasdengklok tergenang air laut.

Pada fase akhir *Miocene* Tengah sampai awal *Miocene* Akhir, Cekungan secara keseluruhan kembali menjadi relatif stabil dan fase transgresi kedua mulai terjadi pengendapan batugamping Formasi Parigi. Karbonat Formasi Parigi berkembang membentuk *build up* yang memanjang dengan arah Utara-Selatan. Pada fase ini dari Jatibarang ke Cisubuh arah laut terbuka adalah arah ke Selatan, sedangkan dari Cisubuh, Jatinegara dan Rengasdengklok arah laut terbuka adalah ke arah Barat.

Dari *Miocene* Akhir sampai *Pliocene*, fase transgresi mencapai maksimumnya dan mengakibatkan terjadinya pengangkatan daratan di bagian Utara serta dasar laut menjadi lebih dalam sehingga pertumbuhan karbonat tidak dapat berlangsung kembali. Regresi terjadi dengan ditandai adanya pengendapan Formasi Cisubuh di lingkungan *marginal marine paralic*. Pengangkatan di bagian sumbu Pulau Jawa membentuk antiklin pada *Pliocene* Akhir, yang menandai berakhirnya pengendapan Formasi Cisubuh.

Menurut Reminton dan Nasir (1986), formasi Cibulakan Atas terbentuk pada fase *post rift* yang ditandai dengan berakhirnya fase

pembentukan cekungan (*post rift*) (Gambar2.3). Formasi Cibulakan Atas diendapkan di atas Formasi Baturaja, dominan litologinya berupa perselingan antara serpih dengan batupasir dan batugamping. Reminton dan Nasir (1986) menginterpretasikan dua sistem pengendapan yang mengontrol sedimentasi di formasi ini yaitu sistem pengendapan delta dan laut dangkal. Formasi Cibulakan Atas juga diendapkan secara selaras dengan Formasi Parigi. Batugamping di satuan ini merupakan batugamping klastik serta batugamping terumbu yang dikenal dengan *Mid Main Carbonate*. Beberapa lapisan batupasir dan batugamping yang ada di formasi Cibulakan Atas merupakan lapisan-lapisan yang memproduksi hidrokarbon. Berdasarkan studi paleontologi, formasi ini diendapkan pada Kala *Miocene* Awal – *Miocene* Akhir dan terjadi pada lingkungan *inner-outer Shelf*. Formasi ini dibagi menjadi 3 anggota yaitu:

a. **Massive**

Anggota ini terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Baturaja. Litologinya berupa perselingan batulempung dengan batupasir yang mempunyai ukuran butir dari halus-sedang. Pada anggota *Massive* dijumpai kandungan hidrokarbon terutama pada bagian atas.

b. **Main**

Anggota Main diendapkan secara selaras di atas Anggota *Massive*. Litologinya berupa perselingan batulempung dan batupasir yang memiliki ukuran butir halus-sedang. Pada awal pembentukannya berkembang batugamping dan juga *blangket-blangket* pasir yang pada bagian ini Anggota *Main* terbagi lagi dan disebut *Mid Main Carbonate* (Budiyani dkk., 1991).

c. **Pre-Parigi**

Anggota *Pre-Parigi* diendapkan secara selaras di atas Anggota *Main*. Litologinya berupa perselingan batugamping, dolomit, batupasir dan batulanau. Anggota ini terbentuk pada Kala *Miocene* Tengah-*Miocene* Akhir dan diendapkan pada lingkungan Neritik Tengah-Neritik dalam yang ditandai dengan dijumpainya fauna-fauna laut dangkal dan juga kandungan batupasir glaukonitan.

2.4 *Petroleum System Daerah Penelitian*

Cekungan Jawa Barat Utara memiliki cadangan hidrokarbon yang baik, hampir seluruh formasinya menghasilkan hidrokarbon dengan sifat yang berbeda baik dari lingkungan pengendapannya maupun porositasnya. *Petroleum system* pada formasi Cibulakan Atas terutama pada interval H dan H1 diantaranya:

2.4.1. *Batuan Induk (Source Rock)*

Batuan induk utama dari formasi Cibulakan Atas di Cekungan Jawa Barat Utara yaitu terletak pada rendahan disebelah Utara *SouthWest-NorthWest*. *Lacustrine shales* berperan dalam pembentukan batuan induk cekungan ini terutama pada Sub-cekungan Jatibarang. Kematangan batuan induk di cekungan ini ditentukan oleh analisis batas kedalaman minyak dan kematangan batuan induk pada Puncak Gunung Jatibarang atau dasar/puncak dari Formasi Talangakar atau bagian bawah dari Formasi Baturaja (Reminton dan Pranyoto, 1985)

a. *Lacustrine Shale*

Lacustrine shale terbentuk pada periode *syn-rift* dan berkembang dalam dua jenis fasies yang kaya material organik. Fasies pertama adalah fasies yang berkembang selama *initial-rift fill*. Fasies ini berkembang di Formasi Jatibarang sebagai *lacustrine clastic* dan vulkanik klastik (Noble, 1997). Fasies kedua adalah fasies yang terbentuk selama akhir *syn-rift* dan berkembang di bagian bawah Formasi Talang Akar. Pada formasi ini batuan induk dicirikan oleh klastika *non marine* berukuran kasar dan *interbedded* antara batupasir dengan *lacustrine shale*.

b. *Fluvio Deltaic Coal & Shale*

Batuan induk pada tipe ini dihasilkan dari Formasi Talang Akar yang diendapkan selama *post rift*. Fasies ini dicirikan oleh adanya *coal bearing sediment* yang terbentuk pada sistem fluvial pada

*Oligosen*Akhir. Batuan induknya menghasilkan minyak dan gas (Noble, 1997).

c. ***Marine Lacustrine***

Batuan induk tipe *Marine Lacustrine* dihasilkan oleh Formasi Parigi dan Formasi Cisubuh pada cekungan laut. Batuan induknya dicirikan oleh proses *methanogenic bacteria* yang menyebabkan degradasi material organik pada lingkungan laut.

2.4.2. Batuan Reservoir

Batuan reservoir pada formasi Cibulakan Atas di Cekungan Jawa Barat Utara tersebar mulai dari Formasi Jatibarang sampai Formasi Parigi. Semua formasi tersebut memiliki sifat fisik reservoir yang baik. Cadangan terbesarnya mengandung batupasir *main* atau *massive* (Formasi Cibulakan Atas) dan dari Formasi Talang Akar. Minyak diproduksi dari rekahan *volcanoclastic* dari Formasi Jatibarang (Amril dkk., 1991).

Pada daerah dengan batugamping Formasi Baturaja mempunyai porositas yang baik dan kemungkinan menghasilkan akumulasi endapan yang cukup besar. Timbunan oasikan sedimen dan laju sedimentasi yang tinggi terjadi pada daerah *shelf*, yang diidentifikasi dari *clinoforms* yang menunjukkan adanya progradasi. Pemasukan sedimen ini disebabkan oleh perpaduan ketidakstabilan tektonik yang merupakan akibat dari *subsidence* yang terus menerus pada daerah *foreland* dari Lempeng Sunda (Hamilton, 1979). Pertambahan yang cepat dalam sedimen klastik dan laju *subsidence* pada *Miocene* Awal diinterpretasikan sebagai akibat dari berhentinya deposisi batugamping pada Formasi Baturaja. Ketebalan seluruh sedimen bertambah dari 400ft pada daerah yang berdekatan dengan *paleoshoreline* menjadi lebih dari 5000 feet pada Subcekungan Ardjuna (Noble, 1997).

2.4.3. Tipe Jebakan (*Trap*)

Tipe jebakan di *petroleum system* formasi Cibulakan Atas Cekungan Jawa Barat Utara hampir sama yang disebabkan evolusi tektonik dari semua cekungan sedimen sepanjang batas Selatan dari Kraton Sunda, tipe struktur geologi dan mekanisme jebakan yang hampir sama. Bentuk utama struktur geologinya berupa *dome anticlinal* yang lebar dan jebakannya dari blok sesar yang miring. Perangkap stratigrafi juga berperan pada beberapa daerah dengan jenis reservoir *reefal built-up*. Perangkap stratigrafi ini umumnya dikarenakan terbatasnya penyebaran batugamping dan perbedaan fasies.

2.4.4. Jalur Migrasi (*Migration Pathway*)

Pada formasi Cibulakan Atas Cekungan Jawa Barat Utara, saluran utama untuk migrasi lateral lebih banyak berupa celah batupasir yang mempunyai arah Utara–Selatan dari Anggota *Main* atau *Massive* (Formasi Cibulakan Atas). Struktur geologi berupa sesar menjadi saluran utama untuk migrasi vertikal dengan transportasi yang cepat dari cairan yang bersamaan dengan waktu periode tektonik aktif dan pergerakan sesat (Noble, 1997).

2.4.5. Lapisan Penutup (*Seal Rock*)

Pada formasi Cibulakan Atas Cekungan Jawa Barat Utara, hampir setiap formasi memiliki lapisan penutup yang efektif. Namun formasi yang bertindak sebagai lapisan penutup utamanya berasal dari Formasi Cisubuh karena formasi ini memiliki litologi yang impermeabel yang cocok sebagai penghalang hidrokarbon bermigrasi lebih lanjut.

BAB III DASAR TEORI

3.1 Metode Seismik Refleksi

Metode seismik biasa digunakan untuk mengetahui fitur-fitur penting bawah permukaan, bukan hanya geometri dari struktur bawah permukaan, namun juga sifat-sifat fisis dari lapisan batuan bawah permukaan. Inti dari metode seismik refleksi adalah untuk mengukur waktu yang dibutuhkan oleh sebuah gelombang seismik untuk merambat darisumber (dari sebuah lokasi yang diketahui atau dekat dengan permukaan) kebawah permukaan bumi dimana gelombang seismik terefleksikan kembali ke permukaan dankemudian terdeteksi oleh penerima sinyal yang juga dekat dengan permukaan pada lokasi yang diketahui. Waktu ini biasa disebut *two-way travel time (TWT)*. Data *two-way travel time* inilah yang dimanfaatkan untuk memperoleh informasi cepat rambat gelombang dalam suatu lapisan. Selain data dalam variabel waktu, variabel lain yang biasa dimanfaatkan adalah amplitudo, fasa, dan frekuensi dari gelombang seismik Respon batuan tergantung pada sifat fisik batuan yaitu porositas, umur batuan, kepadatan, dan kedalaman batuan. (Reynolds, 1997).

Mekanisme penjaralan gelombang seismik didasarkan pada prinsip *Huygens*, hukum *Snellius*, dan Prinsip Fermat. Pada prinsip Fermat dinyatakan bahwa “gelombang menjalar dari satu titik ke titik lain melalui jalan tersingkat waktu penjaralannya”. Oleh karena itu jika gelombang melewati sebuah medium yang memiliki variasi kecepatan gelombang seismik, maka gelombang tersebut akan cenderung melalui zona-zona kecepatan tinggi dan menghindari zona-zona kecepatan rendah (Jamady, 2011).

Pada prinsip *Huygens* (Gambar 3.1) dapat dinyatakan sebagai berikut: “Setiap titik pada muka gelombang dapat dianggap sebagai sumber gelombang–gelombang kecil yang menyebar maju dengan laju yang sama dengan laju gelombang itu sendiri. Muka gelombang yang baru merupakan sampul dari semua gelombang–gelombang kecil tersebut yaitu, tangen (garis singgung) dari semua gelombang tersebut” (Giancoli, 2001).

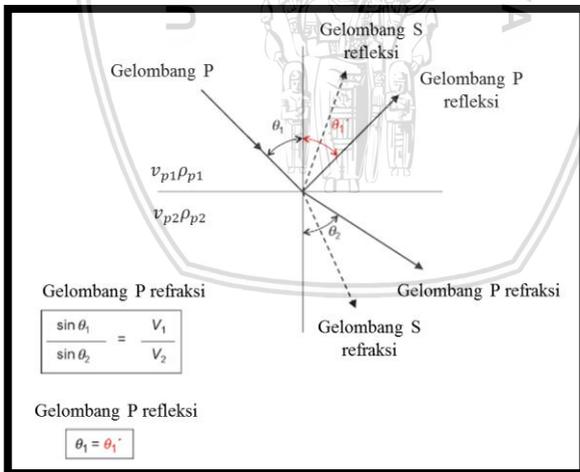
Hukum *Snellius* menyatakan bahwa bila suatu gelombang jatuh diatas dua batas medium yang mempunyai perbedaan densitas, maka

gelombang yang datang (gelombang P) akan mengenai permukaan bidang batas antara dua medium berbeda akan menimbulkan gelombang refraksi dan refleksi (Herron dan Latimer, 2011). Sebagian energi gelombang akan dipantulkan sebagai gelombang P dan gelombang S, sebagian lagi akan diteruskan sebagai gelombang P dan gelombang S. Hukum *Snelius* dapat dinyatakan dalam persamaan sebagai berikut:

$$\frac{v}{\sin i} = \frac{v_{p1}}{\sin \theta_p} = \frac{v_{p2}}{\sin r_p} = \frac{v_{s1}}{\sin \theta_s} = \frac{v_{s2}}{\sin r_s} \tag{3.1}$$

Dimana:

- v_{p1} : Kecepatan gelombang P refleksi *m/s*
- v_{p2} : Kecepatan gelombang P refraksi *m/s*
- v_{s1} : Kecepatan gelombang S refleksi *m/s*
- v_{s2} : Kecepatan gelombang S refraksi *m/s*
- $\sin \theta_p$: Sudut refleksi gelombang P
- $\sin r_p$: Sudut refraksi gelombang P
- $\sin \theta_s$: Sudut refleksi gelombang S
- $\sin r_s$: Sudut refraksi gelombang S



Gambar 3.1 Hukum Snellius, untuk refleksi dan refraksi pada energi gelombang P pada batas impedansi akustik (Herron dan Latimer, 2011).

Gelombang seismik dibagi atas dua jenis yaitu gelombang P dan S, dimana pada kedua gelombang tersebut berdasarkan medium rambatnya yaitu gelombang seismik yang merambat melalui perlapisan didalam bumi atau disebut gelombang badan dan merambat melalui permukaan bumi.

a) Gelombang Badan

Gelombang badan adalah gelombang yang menjalar dalam media elastik dan arah perambatannya keseluruhan bagian di dalam bumi. Berdasarkan gerak partikel pada media dan arah penjarannya gelombang dapat dibedakan menjadi gelombang P dan gelombang S. Tipe pertama adalah gelombang P, nama tersebut diberikan karena tipe ini tampak pada kejadian pertama (primer) pada perekaman gempabumi. Arah osilasi partikel gelombang ini searah dengan arah rambat. Gelombang P dapat menjalar pada material berfasa padat maupun cair. Kecepatan dari gelombang badan dalam media homogen, isotropik, dan elastis yang sudah disederhanakan pada persamaan (3.2) adalah sebagai berikut:

$$v_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (3.2)$$

Dimana

- v_p : Kecepatan gelombang P (m/s)
- ρ : Densitas (kg/m^3)
- k : Modulus Bulk ($Newton/m^2$)
- μ : Modulus Shear ($Newton/m^2$)
- λ : Konstanta *Lame*

Tipe kedua adalah gelombang geser (*shear*), transversal, rotasi, atau gelombang S karena gelombang tersebut biasanya tampak pada kejadian utama kedua yang diamati pada perekaman gempa bumi. Arah osilasi partikel gelombang ini tegak lurus terhadap arah rambat gelombang. gelombang S tidak dapat menjalar pada materi yang berfasa cair. Kecepatan dari gelombang permukaan dalam media homogen, isotropis, dan elastis yang sudah disederhanakan pada persamaan (3.3) adalah sebagai berikut (Afnimar, 2009):

$$v_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.3)$$

Dimana:

- v_p : Kecepatan gelombang S (m/s)
 ρ : Densitas (kg/m^3)
 μ : Modulus Shear ($Newton/m^2$)

b) Gelombang Permukaan

Gelombang permukaan menjalar pada batas permukaan medium. Menurut Afnimar (2009), tipe pertama dari gelombang permukaan adalah Gelombang *Love*. Gelombang *Love* terbentuk akibat adanya interferensi gelombang pantul gelombang S berarah tegak lurus pada suatu lapisan dekat permukaan bumi tetapi amplitudonya berkurang terhadap kedalaman. Tipe kedua adalah gelombang *Rayleigh*. Gelombang ini terbentuk akibat interferensi gelombang-gelombang. Gelombang *Rayleigh* berarah tegak lurus pada arah dari penjalaran tetapi pada sumbu vertikal. Gelombang ini terjadi akibat interferensi antara gelombang tekan dengan gelombang geser secara konstruktif.

3.2 Komponen Seismik Refleksi

Komponen dasar yang terdapat pada gelombang seismik refleksi (tras seismik) yaitu, amplitudo, puncak, palung, *zero crossing*, tinggi dan panjang gelombang. Kemudian dari komponen dasar tersebut dapat diturunkan beberapa komponen lain seperti impedansi akustik, koefisien refleksi, polaritas dan fasa, resolusi, *wavelet*, dan sintetik seismogram (Sukmono, 1999).

3.2.1. Impedansi Akustik

Prinsip kerja seismik refleksi meliputi sumber getar yang melepaskan energi menuju kedalam bumi, kemudian energi tersebut menyebar ke segala arah dalam bentuk gelombang seismik yang dipantulkan kembali ke permukaan oleh bidang pantul yaitu bidang peralihan batuan. Gelombang yang dipantulkan tersebut ditangkap dan direkam oleh *geophone* (Sukmono, 1999). Salah satu sifat khas pada batuan adalah impedansi akustik (IA) yang merupakan hasil dari perkalian antara densitas (ρ) dengan kecepatan (v).

$$AI = \rho \times v \quad (3.4)$$

Semakin keras suatu batuan maka impedansi akustik semakin besar. Dalam mengontrol harga IA, kecepatan mempunyai arti lebih penting daripada densitas. Porositas atau material yang mengisi pori batuan (air, minyak, dan gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada harga densitas.

3.2.2. Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi (RC) (Gambar 3.2) merupakan suatu nilai yang mempresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. RC , dinyatakan dengan:

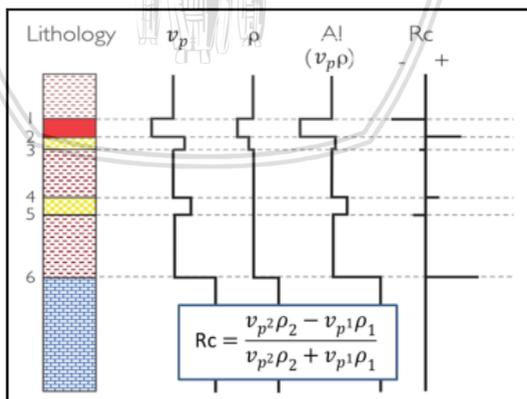
$$RC = \frac{\rho_2 v_{p2} - \rho_1 v_{p1}}{\rho_2 v_{p2} + \rho_1 v_{p1}} \quad (3.5)$$

Dimana:

v : Kecepatan gelombang (m/s)

ρ : Densitas (Kg/m^3)

Persamaan tersebut menunjukkan bahwa koefisien refleksi dapat berharga positif maupun negatif, tergantung pada besarnya impedansi akustik kedua medium yang bersangkutan dan nilai absolutnya tidak lebih dari 1.



Gambar 3.2 Koefisien refleksi ditentukan dengan perbedaan log impedansi akustik (Simm dan Bacon, 2014)

3.2.3. Trace Seismik

Data perekaman seismik pada permukaan terhadap respon lapisan bumi dari sumber seismik disebut *trace* (Gambar 3.3) (Onajite, 2014). Jejak rekaman seismik (S_t) merupakan konvolusi dari reflektivitas bumi dengan *wavelet* seismik dengan penambahan komponen *noise*. Persamaannya dapat ditulis sebagai berikut:

$$s_t = w_t * RC_t + n_t \quad (3.6)$$

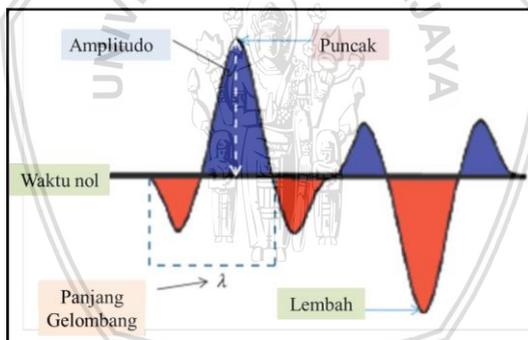
Dimana:

s_t : Jejak rekaman seismik

w_t : Wavelet seismic

RC_t : Reflektivitas bumi

n_t : Penambahan *noise*

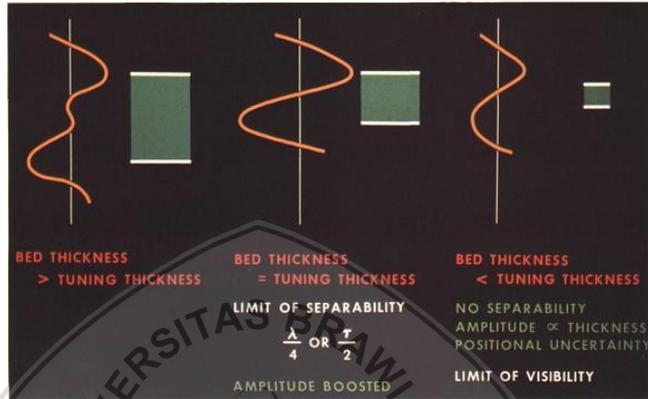


Gambar 3.3 Traces Seismik (Onajite, 2014).

3.2.4. Resolusi Data Seismik

Resolusi vertikal memiliki 2 batasan, keduanya dihasilkan dari interaksi dari *wavelet* dari refleksi lapisan yang berdekatan. Batasan pemisah sebanding dengan seperempat panjang gelombang (setengah periode) dan secara sederhana ketebalan buruk (*bed thickness*) menyatakan pemisahan terdekat dari dua *wavelet*. Untuk interval yang lebih tipis daripada hal tersebut, amplitudo secara berangsur-angsur

dilemahkan hingga batas visibilitas dicapai, ketika sinyal refleksi menjadi kabur oleh *noise*. Batas visibilitas bergantung pada kontras akustik dari lapisan geologi yang relatif terhadap material, *noise* acak dan sistematis dari data, dan fase dari data atau bentuk dari *wavelet* seismik (Brown, 1999).



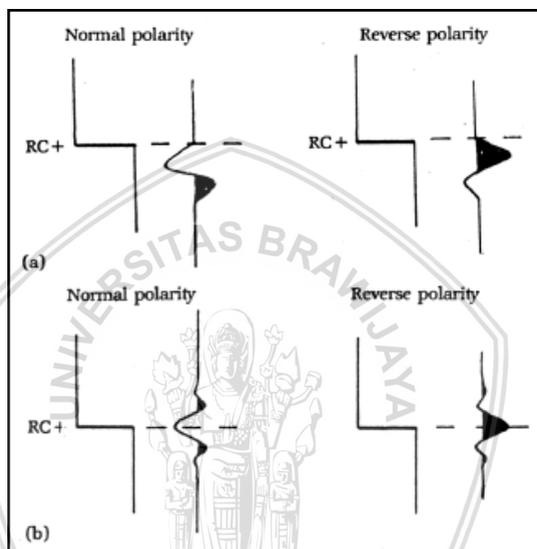
Gambar 3.4 Resolusi Data Seismik (Brown,1999)

Resolusi horizontal dari data seismik biasa disebut dengan zona *fresnel*. Zona *fresnel* merupakan area dimana energi yang dipantulkan tiba pada suatu detektor yang memiliki fase berlainan oleh lebih dari setengah siklus. Oleh karena itu, energi ini lebih tercampur atau sedikit kontruksif (Sheriff, 1995).

3.2.1. Polaritas dan Fasa

Polaritas didefinisikan sebagai tampilan *wiggle* seismik yang digambarkan dalam penampang seismik. Refleksi amplitudo negatif pada tape rekaman dapat digambarkan sebagai garis *wiggle* ke kiri atau ke kanan terhadap sumbu waktu vertikal. Selain dengan *wiggle* seismik, polaritas juga sering ditampilkan dalam *loop* seismik hitam atau putih. Menurut Sukmono & Abdullah (2001) penampang seismik yang menggunakan konvensi SEG (Gambar 3.5) dapat dicirikan sebagai berikut:

1. Pada batas refleksi dimana impedansi akustik lapisan kedua lebih besar dari lapisan pertama dalam penampang seismik akan ditunjukkan sebagai *through*.
2. Pada batas refleksi dimana impedansi akustik lapisan kedua lebih kecil dari lapisan pertama, dalam penampang seismik akan ditunjukkan sebagai *peak*.



Gambar 3.5 Bentuk polaritas dan fase seismik.
 (Kiri) Polaritas normal; (Kanan) Polaritas terbalik.
 (a) Fase minimum; (b) Fase nol (Sukmono & Abdullah, 2001)

3.3 Well Seismic Tie

Well Seismic Tie adalah pekerjaan meletakkan horizon seismik (dalam skala waktu) pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi yang lain yang diplot pada skala kedalaman dengan memindahkan data sumur kedalam seismik, sehingga diketahui pelamparannya. Ada tiga macam *well seismic tie*, yaitu seismogram sintetik (*synthetic seismogram*), *checkshot*, *vertical seismic profiling* (VSP).

3.3.1 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan cara untuk menghubungkan antara kenampakan rekaman seismik dengan lapisan-lapisan batuan dalam bumi. Adanya fluida dan perubahan ketebalan batuan dapat terlihat pada pola rekaman seismik. Gelombang seismik yang menembus bumi akan dapat dipantulkan kembali apabila melalui dua material yang memiliki akustik impedansi yang berbeda. Impedansi Akustik merupakan fungsi dari densitas dan kecepatan rambat gelombang seismik dalam lapisan batuan.

3.3.2 Checkshot

Checkshot adalah mengukur waktu yang ditempuh gelombang seismik mulai dari sumber getar sampai diterima oleh alat penerima di bawah permukaan. *Checkshot* berfungsi mengubah *top data log* dari kedalaman menjadi waktu dan menempatkan lapisan-lapisan yang ekuivalen pada garis seismik pada posisi yang sebenarnya. Dalam menggunakan *checkshot* dapat terjadi masalah berupa ketidaktepatan posisi *top* kedalaman suatu zona prospek yang telah ditentukan dari *wireline logs* pada penampang seismik. Hal ini disebabkan pada umumnya refleksi yang tebal dan menerus. (*Top Formation*) berada korelatif diatas atau dibawah posisi *top* kedalaman zona lapisan prospek yang telah ditentukan tersebut. Masalah ini dapat diatasi dengan memilih refleksi yang tebal dan atau menerus pada penampang seismik yang terdekat dengan posisi kedalaman zona lapisan prospek yang telah dilakukan dari *wireline logs*.

3.3.3 Vertical Seismic Profiling(VSP)

Vertical Seismic Profiling(VSP) hampir sama dengan *checkshot survey*, tetapi VSP menggunakan *geophone* yang lebih banyak dengan interval 50ft–100ft. Tidak seperti *checkshot*, VSP dapat merekam keadaan dari ujung sumur sampai total kedalaman sumur. Salah satu ciri dari tampilan data VSP adalah bertambahnya waktu seiring dengan bertambahnya kedalaman (Badley, 1985). VSP mengukur waktu yang

ditempuh gelombang seismik mulai dari sumber getar sampai diterima oleh *geophone* yang berada didalam sumur. VSP dipergunakan untuk mengubah *top data log* dari kedalaman menjadi waktu dan menempatkan lapisan-lapisan yang ekuivalen pada garis seismik ke posisi yang sebenarnya.

3.3.4 Wavelet

Wavelet atau disebut juga sinyal seismik merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang seismik yang mempunyai amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu. Berdasarkan Sukmono (2001) konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibedakan menjadi 4 jenis, seperti ditunjukkan pada Gambar 3.6 yaitu :

1) Zero Phase Wavelet

Wavelet berfasa nol (*zero phase wavelet*) mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini mempunyai resolusi dan *standout* yang maksimum. *Wavelet* berfasa nol (disebut juga *wavelet* simetris) merupakan jenis *wavelet* yang lebih baik dari semua jenis *wavelet* yang mempunyai spektrum amplitudo yang sama.

2) Minimum Phase Wavelet

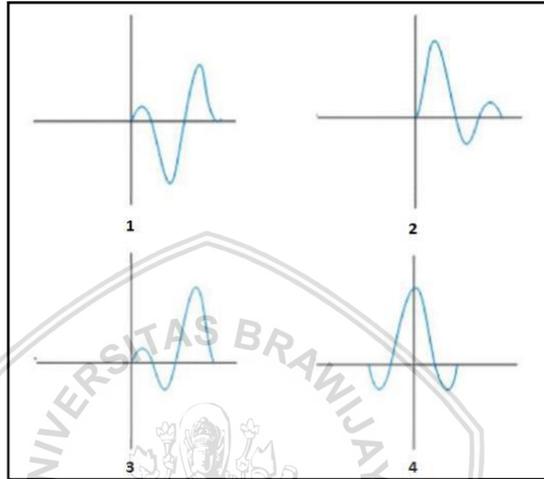
Wavelet berfasa minimum (*minimum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat pada bagian depan. Dibandingkan jenis *wavelet* yang lain dengan spektrum amplitudo yang sama, *wavelet* berfasa minimum mempunyai perubahan atau pergeseran fasa terkecil pada tiap-tiap frekuensi. Dalam terminasi waktu, *wavelet* berfasa minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya.

3) Maximum Phase Wavelet

Wavelet berfasa maksimum (*maximum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat secara maksimal dibagian akhir dari *wavelet* tersebut, sehingga merupakan kebalikan dari *wavelet* berfasa minimum.

4) Mixed Phase Wavelet

Wavelet berfasa campuran (*mixed phase wavelet*) merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.



Gambar 3.6 Jenis-jenis wavelet berdasarkan konsentrasi energi, (1) *Mixed phase*, (2) *Minimum phase*, (3) *Maximum phase*, (4) *Zero phase* (Sukmono, 2001)

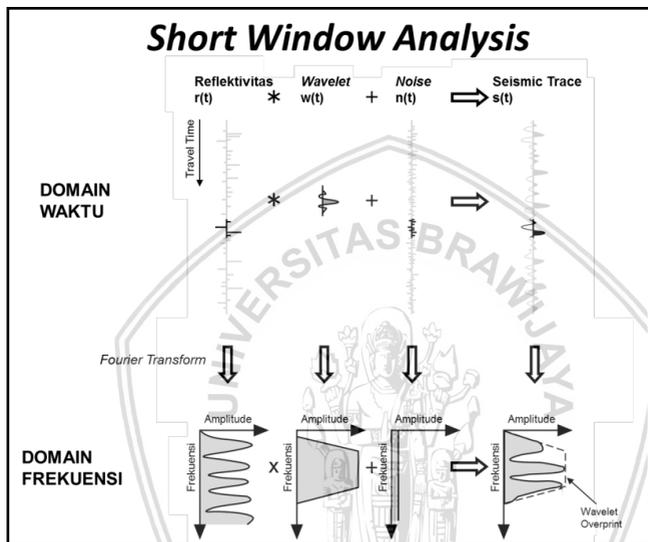
3.4 Dekomposisi Spektral

Spectral Decomposition banyak digunakan untuk menggambarkan dan pemetaan ketebalan lapisan serta diskontinuitas geologi pada data seismik 3D. Respon amplitudo pada frekuensi yang berbeda dapat diatur untuk ketebalan lapisan tertentu, dimana akan sangat membantu untuk menyoroti fitur pada stratigrafi seperti daerah *channel* dan patahan kompleks.

Tahap ini mengubah data seismik awal pada domain waktu atau domain kedalaman, menjadi domain frekuensi menggunakan metode *Discrete Fourier Transform*. Biasanya seismik konvensional dan atribut digunakan untuk mempelajari geologi, tapi kadang-kadang berbagai frekuensi bias menyembunyikan peristiwa tertentu yang mencoba untuk dideteksi. Dengan Teknik ini adalah mungkin untuk menganalisis masing-masing frekuensi untuk mengungkapkan yang

tersembunyi dan juga terbukti menjadi pendekatan yang kuat untuk mendefinisikan ketebalan dan patahan.

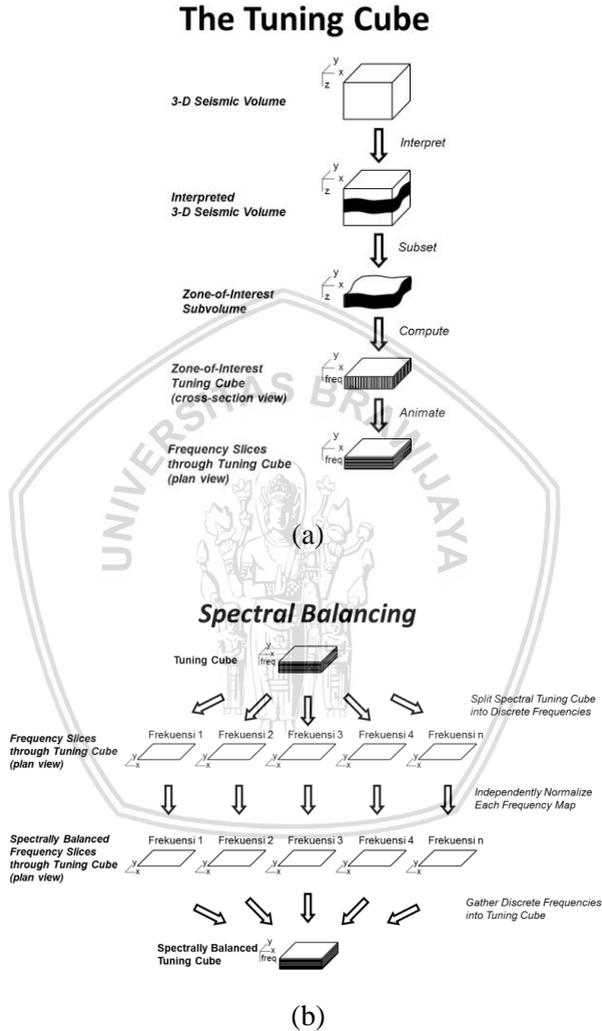
Spectral Decomposition pada penelitian ini berdasarkan pada *Short-Window Discrete Fourier Transform (SWDFT)* (Gambar 3.7). Prosedur SWDFT memungkinkan Analisa komponen frekuensi pada jendela (*window*) analisis dan waktu tertentu. SWDFT membatasi resolusi berdasarkan lebar jendela (*window*) yang telah ditetapkan.



Gambar 3.7 Short window analysis (Partyka, dkk, 1999)

Untuk melakukan karakterisasi reservoir menggunakan metode *spectral decomposition* terlebih dahulu ditentukan zona yang menarik atau disebut “*zone-of-interest-cube*” (Gambar 3.8 (a)). Berdasarkan Partyka dkk., (1999), *tuning cube* merupakan irisan frekuensi yang dihasilkan melalui zona berjendela waktu yang menarik dalam data seismik (Gambar 3.8), mewakili amplitudo dalam serangkaian bagian horizontal dalam domain frekuensi. Ini berarti bahwa dalam sumbu vertikal *cube* ini, waktu atau kedalaman tidak ada tetapi rentang frekuensi yang terdapat pada data seismik. Banyak cara untuk menganalogikan *tuning cube* bawah permukaan bumi dengan peta pencitraan satelit dari permukaan bumi (Partyka dkk., 1999). Melalui animasi gambar dekomposisi spektral, maka dapat mendeteksi fitur

stratigrafi dan diskontinuitas halus yang tidak terlihat pada tampilan standar (Gambar 3.8 (b)).

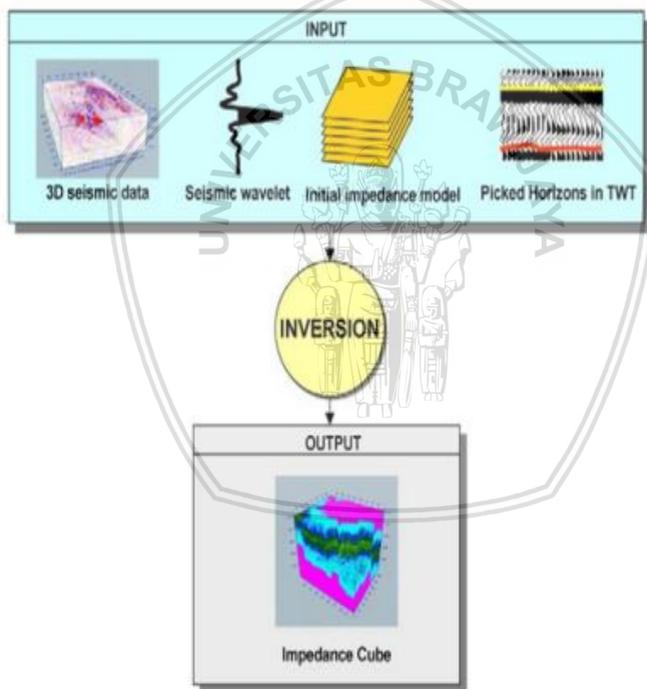


Gambar 3.8 (a) Zona dari Tuning Cube yang menarik, (b) Spectral balancing (Partyka dkk., 1999)

3.5 Seismik Inversi Impedansi Akustik

Salah satu metode yang digunakan dalam karakterisasi reservoir adalah seismik inversi impedansi akustik. Inversi geofisika meliputi pemetaan sifat fisik obyek bawah permukaan dengan menggunakan pengukuran yang dilakukan di permukaan, bila mungkin dengan kontrol data sumur (Russel, 2004).

Seismik inversi sendiri dapat didefinisikan sebagai teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2001) Seismik inversi merupakan teknik pemodelan kebelakang (*backward modeling*) untuk karakterisasi reservoir.



Gambar 3.9 Beberapa jenis masukan untuk pengolahan seismik inversi. (Veeken,2007).

Inversi memerlukan kendali data sumur beberapa *log* yaitu *log* Densitas dan *log* Kecepatan (v_p atau v_s) seperti pada Gambar 3.9.



Karena data sumur sendiri memiliki resolusi vertikal yang sangat baik tapi resolusi lateral yang buruk. Data seismik memberikan resolusi lateral yang baik akan tetapi resolusi vertikal buruk. Integrasi data sumur dan data seismik akan menghasilkan alat yang sangat efektif dan efisien untuk karakterisasi reservoir. Data sekuen stratigrafi diperlukan untuk kontrol frekuensi rendah dan tinggi yang hilang saat reflektivitas dikonvolusikan dengan *wavelet*. Terdapat beberapa jenis seismik inversi konvensional yaitu *model based*, *sparse-spike*, dan *Bandlimited*. Pada penelitian ini digunakan metode inversi dengan menggunakan *Model Based*.

Dalam banyak kasus, perubahan amplitudo lateral yang terkait dengan perubahan porositas daripada isi fluida. Hal ini terutama berlaku untuk sumur-konsolidasi batupasir dan karbonat.

3.6 Konversi Waktu ke Kedalaman

Untuk memeriksa kemungkinan akan jebakan hidrokarbon secara rinci, perlu metode pendekatan untuk melihat ekspresi struktural pada *top reservoir horizon*. Penting untuk mengevaluasi geometri reservoir dalam domain kedalaman dan bukan dalam domain waktu (*Top Way Time*).

Konversi kedalaman berfungsi untuk merubah peta dalam domain waktu kedalam bentuk domain kedalaman. Terdapat beberapa metode yang dapat digunakan ketika akan melakukan *time to depth conversion* yaitu antara lain adalah metode geostatistika, metode $v_0 - k$, dan metode *scalling velocity*, namun dalam penelitian ini dilakukan dengan metode $v_0 - k$. Diperlukan data kecepatan yang tepat untuk mengaplikasikan konversi kedalaman dari data waktu. Data kecepatan berdasarkan pada:

- Data *log sonic*,
- Data *vertical seismic profiling (VSP)*,
- *Stacking Velocities*,
- Teknik *raytracing*,
- Kalkulasi *pseudo-seismic velocity*

Pada prinsipnya konversi kedalaman menggunakan data kecepatan yang bertambah secara linear terhadap kedalaman. Dari

kurva linear maka didapatkan persamaan linear kecepatan terhadap kedalaman:

$$v_{avg} = v_0 + kz \quad (3.7)$$

Dimana:

v_{avg} : Kecepatan rata-rata

v_0 : Kecepatan awal relatif terhadap *reference surface* (Z_0) atau kecepatan awal untuk fungsi kecepatan linear.

k : *Gradient* kecepatan dilapisan analisis dalam satuan 1/detik, atau faktor kompaksi

(Veeken, 2017)

3.7 Data Sumur

3.7.1 Korelasi Sumur

Proses dari korelasi unit litologi dalam sekuen stratigrafi melibatkan menggunakan berbagai parameter, seperti kandungan fossil, facies litologi, dan lain-lain dalam memetakan kontinuitas secara lateral dan kesamaan dalam unit ini. Bagaimanapun ini juga dapat dicapai dengan hanya menggunakan log *Gamma-ray* atau dikombinasikan dengan beberapa log lainnya dimana dapat mendeskripsikan karakteristik dari lapisan dengan memberikan sekuen stratigrafi (Olawejaju, 2015). Korelasi stratigrafi menurut Noor (2014) merupakan kegiatan untuk menghubungkan titik-titik kesamaan waktu atau penghubungan satuan-satuan stratigrafi dengan mempertimbangkan kesamaan waktu. Tujuan dari korelasi stratigrafi adalah untuk mengetahui persebaran lapisan-lapisan batuan atau satuan-satuan batuan secara lateral sehingga dapat diperoleh gambaran yang menyeluruh dalam bentuk tiga dimensi. Terdapat beberapa contoh korelasi stratigrafi yang umum dilakukan, adalah:

1) **Korelasi Litostratigrafi**

Korelasi litostratigrafi merupakan korelasi yang menghubungkan lapisan-lapisan batuan yang mengacu pada kesamaan jenis litologinya. Litostratigrafi berkaitan

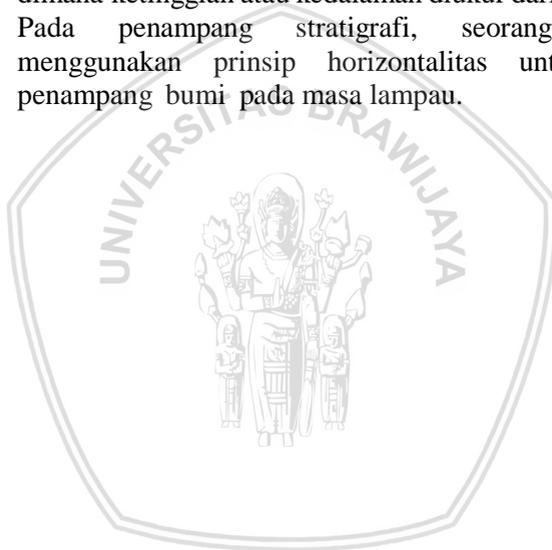
dengan klasifikasi, deskripsi, dan jejak lateral atau mencocokkan dari unit batuan, dikarakterisasikan secara utamanya bentuk fisik seperti tipe sedimen, derajat fossilisasi dan alterasi, tekstur, dan warna.

2) **Korelasi Biostratigrafi**

Korelasi biostratigrafi merupakan korelasi yang menyamakan kandungan fosil pada batuan.

3) **Korelasi Kronostratigrafi**

Datum adalah tingkatan atau referensi suatu horizon dimana ketinggian atau kedalaman diukur dari penampang. Pada penampang stratigrafi, seorang *geologist* menggunakan prinsip horizontalitas untuk melihat penampang bumi pada masa lampau.





(Halaman ini sengaja dikosongkan)



BAB IV METODE PENELITIAN

4.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilakukan pada tanggal 2 April 2018 sampai dengan 30 Juni 2018 bertempat di PT. Pertamina EP Asset 3 Cirebon, Jalan Patra Raya No.1, Klayan, Cirebon, Jawa Barat. Daerah yang menjadi objek penelitian adalah horizon H dan H1 pada formasi Cibulakan Atas, Lapangan “X-MEN”, di Cekungan Jawa Barat Utara.

4.2 Peralatan yang digunakan

Perangkat lunak yang digunakan pada penelitian ini yaitu *Paradigm 14.1*, modul yang digunakan adalah sebagai berikut:

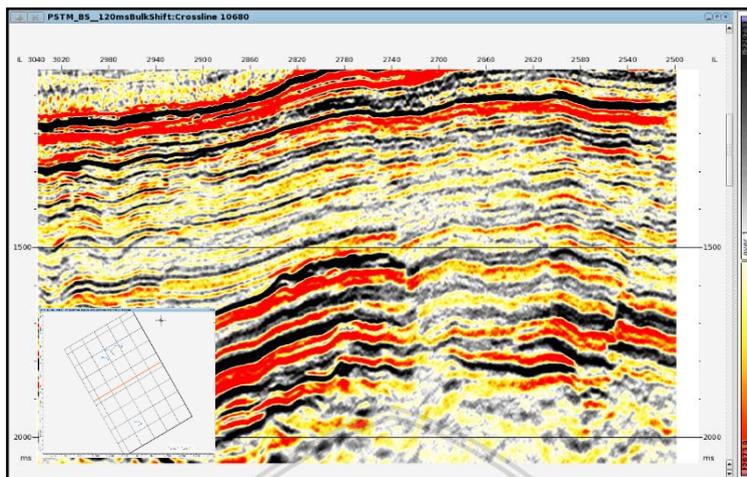
- *Seis Earth Multi Survey Interpretation* dan *Probe*: untuk proses *well seismic tie*, *picking* sesar dan horison, serta *log turunan*.
- *Vanguard Seismik Inversion*: Proses untuk pembuatan *Spectral Decomposition Volume*, Inversi impedansi akustik.
- *Geolog Formation Evaluation*: Pengaturan data *log* sumur, korelasi stratigrafi, dan sensitivitas analisis.
- *GeodDepth Velocity Modeling*: Proses mengubah peta struktur waktu menjadi peta struktur kedalaman.
- *Microsoft Excel*: Proses *crossplot*, *tuning thickness*.

4.3 Ketersediaan data

Data yang tersedia pada penelitian ini terdiri dari *basemap*, lokasi penelitian, data seismik, dan data sumur.

4.3.1 Data Seismik

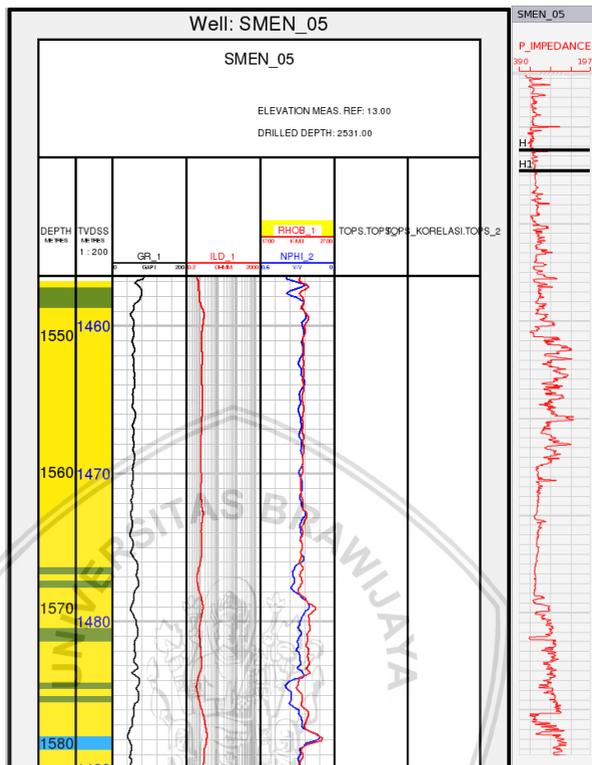
Data seismik (Gambar 4.1) yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data seismik PSTM 3D terdiri dari *Inline*(2500-3040) dan *Crossline*(10210-11050). Spasi yang digunakan adalah 10 *inline* dan 5 *crossline*.



Gambar 4.1 Penampang Seismik

4.3.2 Data Sumur

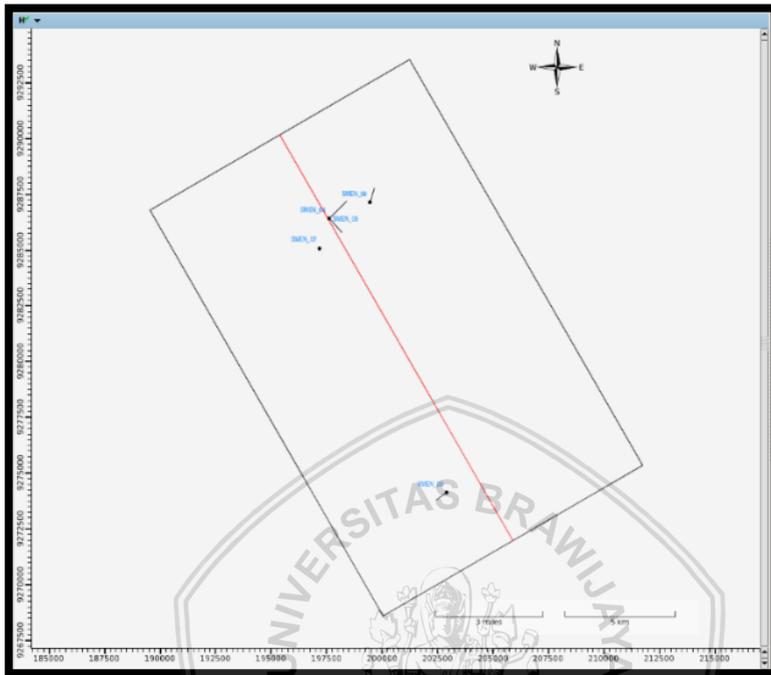
Data sumur (Gambar 4.2) yang digunakan pada penelitian ini adalah data *density*, *sonic*, *gamma-ray*, dan *checkshot* dari 6 sumur yaitu SMEN-02, SMEN-04, SMEN-05, SMEN-07, SMEN-09, XMEN-03.



Gambar 4.2 Log Sumur SMEN-05

4.3.3 Data Basemap

Basemap merupakan batasan peta yang digunakan pada daerah penelitian dan berisikan posisi dari sumur yang digunakan. Ukuran dari *basemap* penelitian yaitu 21.26 x 13.75 Km², dengan arah *inline* TimurLaut dan *crossline* BaratLaut seperti yang terlihat pada Gambar 4.3.



Gambar 4.3 Basemap Lapangan XMEN

4.4 Pengolahan Data

Pengolahan data pada penelitian ini menggunakan perangkat lunak, yaitu *Paradigm* 2014 yang berfungsi melakukan proses interpretasi seismik, seismik atribut. Gambar 4.4 berikut merupakan diagram alir dari penelitian yang dilakukan, dimulai dari awal hingga akhir yaitu didapatkannya peta sebaran AI.

4.4.1 Analisis Data Sumur

Analisis data sumur ini bertujuan untuk memeriksa nilai dari data *log* yang digunakan serta melihat korelasi antar data *log*. Pada analisis ini dilakukan juga pemeriksaan data *checkshot* yang selanjutnya akan digunakan dalam proses pembuatan seismogram sintetik untuk digunakan pada saat proses *well seismic tie*.

Korelasi Sumur

Korelasi sumur dilakukan untuk menentukan *marker* yang berfungsi untuk melihat kemenerusan batas atas dan batas bawah reservoir pada masing-masing sumur. Dengan demikian kita dapat mengetahui ketebalan rata-rata reservoir pada masing-masing sumur. Korelasi ini dilakukan dengan melihat log *Gamma-ray*. Dengan melihat pola yang sama dari satu sumur dengan sumur berikutnya pada log tersebut, dapat disimpulkan bahwa zona tersebut merupakan satu formasi.

Hal penting yang dilakukan sebelum melakukan korelasi sumur adalah memilih bidang datum. Bidang datum ini yang akan digunakan untuk menggantung seluruh penampang sumur yang terdapat pada daerah penelitian. Bidang ini haruslah ada pada seluruh sumur dan mudah dikenali bentuk konfigurasi lognya.

Gambar 4.5 berikut merupakan hasil analisis dari beberapa sumur yang digunakan dalam penelitian:

Terdapat dua macam korelasi sumur yang dibagi berdasarkan waktu terjadinya, yaitu korelasi stratigrafi dan korelasi struktur.

- **Korelasi Stratigrafi**

Korelasi ini dilakukan dengan menggunakan suatu lapisan marker sebagai datum. Datum yang digunakan harus memiliki kemenerusan yang luas dan terdapat pada seluruh sumur. Korelasi ini dilakukan untuk mengetahui sejarah pengendapan masa lampau dan hubungan stratigrafi sebelum terkena pengaruh struktur.

- **Korelasi Struktur**

Setelah korelasi stratigrafi dilakukan, maka korelasi struktur dapat dilakukan. Korelasi struktur dilakukan pada seluruh sumur dengan cara menyamakan kedudukan sumur berdasarkan kedalaman (*True Vertical Depth* yang selanjutnya disingkat TVD) yang sama atau melihat ada tidaknya perubahan secara lateral dari masing-masing sumur pada masa kini. Hal ini dilakukan untuk mengetahui gambaran struktur geologi dari keempat data sumur.

Selain untuk melihat gambaran struktur dari keempat data sumur, diperlukan bantuan log resistivitas, log *neutron porosity*, dan log densitas maka kandungan fluida dalam reservoir dapat ditentukan secara kualitatif.

4.4.2 Analisis Sensitifitas Batuan

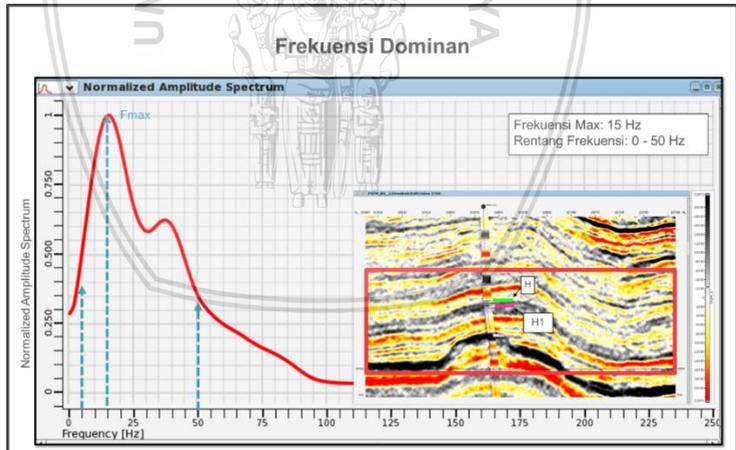
Tahap ini dilakukan untuk mengetahui hubungan antara parameter yang digunakan dalam pengolahan data serta mengetahui sensitifitas parameter yang digunakan dalam pengolahan data. Dilakukan Analisa sensitifitas batuan pada marker H dan H1. Selain itu, analisa sensitifitas batuan juga dilakukan terhadap data-data parameter fisis batuan yang tersedia pada tiap sumur. Dengan kata lain bahwa jika data parameter fisis batuan tersebut tidak terdapat pada salah satu sumur maka parameter fisis batuan tersebut tidak digunakan. Hal ini bertujuan untuk mengetahui parameter fisis batuan mana

yang sensitif untuk memisahkan zona prospek dan tidak prospek untuk daerah penelitian.

Pada penelitian ini parameter fisis yang digunakan untuk analisa sensitifitas batuan pada reservoir target lapangan “X-MEN” didapatkan parameter fisis yang dapat membedakan zona prospek dan zona tidak prospek adalah parameter fisis *Gamma-ray* (GR), dan Impedansi Akustik (IA). Selanjutnya dikorelasikan dengan data sumur untuk melihat interpretasi jenis litologi pada data sumur.

4.4.3 Analisa Amplitudo

Analisa spektrum amplitudo dilakukan untuk mengetahui kisaran frekuensi optimal pada data seismik. Pengambilan analisa spektrum amplitudo ini diambil hanya pada rentang jendela penelitian yaitu dari *time slice* 1750ms-2050ms agar nilai yang dihitung lebih fokus pada daerah penelitian. Pada dataset ini, frekuensi maksimum adalah 15Hz dan frekuensi optimal berkisar antara 5–50 Hz (Gambar 4.6).



Gambar 4.6 Spektrum amplitudo pada data seismik yang digunakan

4.4.4 Analisa *Tuning Thickness*

Analisa *tuning thickness* dilakukan untuk mengetahui resolusi vertikal dari suatu data seismik. Dari analisa ini akan didapatkan ketebalan minimum suatu reservoir yang dapat dibaca oleh data seismik (tabel 1). Perhitungan *tuning thickness* dilakukan dengan menggunakan persamaan:

$$d_{(Tuning\ thickness)} = \frac{1}{4} \lambda \tag{4.1}$$

$$\lambda = \frac{v_{avg}}{f} \tag{4.2}$$

Keterangan:

v_{avg} : Kecepatan rata-rata gelombang P (m/s)

f : Frekuensi seismik dominan di daerah target (Hz)

λ : Panjang gelombang (m)

Pada penelitian ini digunakan perhitungan *tuning thickness* dengan rumus $\frac{1}{20} \lambda$, hal ini dilakukan karena lapisan pada interval H&H1 memiliki ketebalan yang sangat tipis, sehingga diperlukan perhitungan dengan metode *limit of visibility* dari *tuning thickness*. Metode ini dilakukan dengan cara yaitu melihat dari hidrokarbon yang dihasilkan pada reservoir daerah penelitian, berdasarkan dari data perforasi telah terbukti bahwa reservoir yang berada pada interval H&H1 mengandung hidrokarbon berupa gas.

Tabel 1 Perhitungan Analisa *Tuning Thickness*

Sumur	f	V_{avg}	λ	<i>Tuning Thickness</i> (m)	Ketebalan Formasi (m)
SMEN02	15	2623.14009	174.876006	8.743800306	19.33
SMEN04	15	2769.06894	184.604596	9.230229796	36.65
SMEN05	15	2689.23792	179.282528	8.964126398	19.03
SMEN07	15	2858.32606	190.555071	9.527753545	41.04
SMEN09	15	2789.11039	185.940693	9.29703465	29.64
XMEN03	15	2884.38057	192.292038	9.614601911	34.77



4.4.5 Ekstraksi Wavelet

Ekstraksi *wavelet* digunakan untuk mendapatkan bentuk *wavelet* yang akan digunakan dalam proses *well seismic tie*. *Wavelet* yang digunakan adalah jenis *wavelet Bandlimited* dari data *spectrum* seismik *zero phase* seperti pada Gambar 4.7.



Gambar 4.7 Ekstraksi Wavelet pada Well SMEN-07

4.4.6 Well Seismic Tie

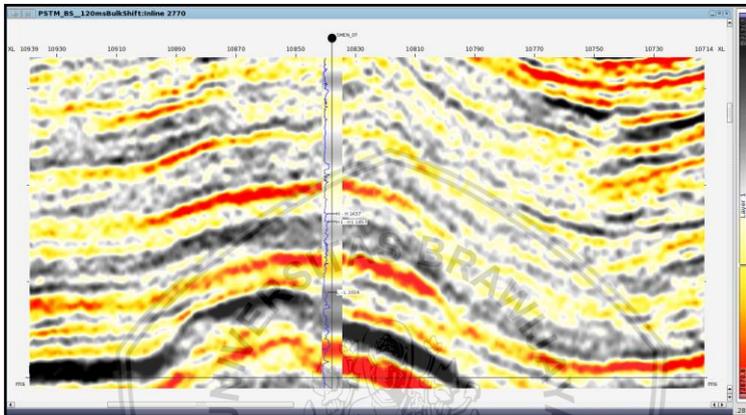
Well Seismic Tie dilakukan untuk mengikat (*tie*) antara data seismik dengan data sumur. Pada tahap ini dilakukan proses *well seismic tie* pada 6 sumur berbeda yaitu SMEN-02, SMEN-04, SMEN-05, SMEN-07, SMEN-09, XMEN-03.

Dilakukan pembuatan impedansi akustik dengan menggunakan log sonik dan log densitas. Selanjutnya dilakukan perhitungan reflektivitas. Perhitungan tersebut dilakukan secara otomatis oleh perangkat lunak.

Pada proses *well seismic tie* dilakukan dengan membuat seismogram sintetik yang dihasilkan dari konvolusi *wavelet* dengan koefisien refleksi. Saat dilakukan korelasi seismogram sintetik dengan data seismik dilakukan *shifting*, *stretching*, dan *squeezing*. Proses *shifting* merupakan proses yang dilakukan untuk memindahkan seluruh komponen *trace seismogram* ke tempat yang diinginkan, sedangkan *stretching* dan *squeezing*

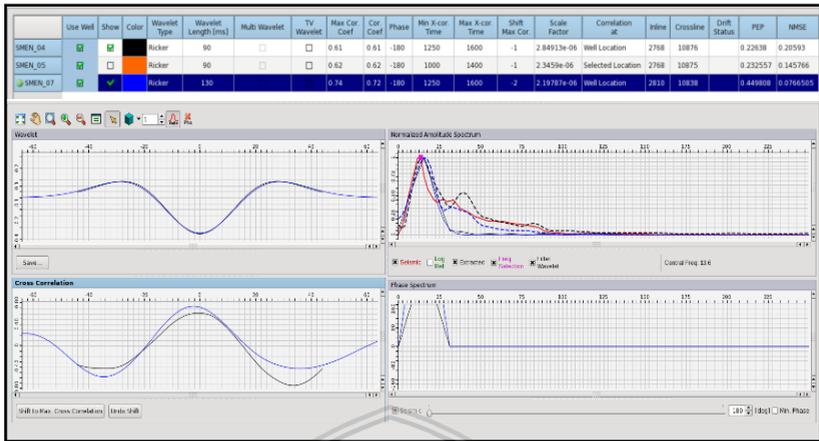


merupakan proses yang merenggangkan dan memampatkan *amplitude trace* yang berdekatan dalam seismogram. Sebaiknya *stretching* dan *squeezing* tidak dilakukan terlalu besar agar tidak mempengaruhi bentuk kurva TD. Saat melakukan *well seismic tie* dilihat nilai korelasinya dan dicari nilai korelasi terbaik, pada penelitian ini nilai korelasi yang paling baik adalah 0.74 yang didapatkan dari sumur SMEN-07.



Gambar 4.8 Well Seismic Tie pada sumur SMEN 07

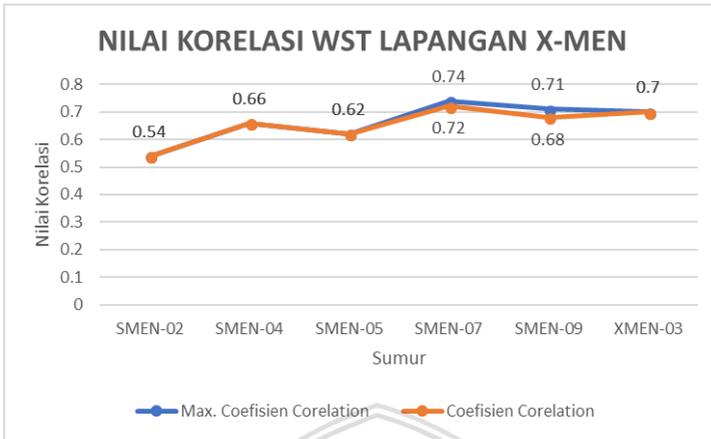
Pada Gambar 4.8 merupakan salah satu sumur yaitu SMEN-07 yang telah di lakukan *well seismic tie* dengan bentuk seismogram yang lebih terlihat mirip dengan penampang seismik aslinya. Untuk hasil seluruh sumur dapat dilihat pada **Lampiran B**. Tahap *well seismic tie* ini dilakukan pada semua sumur yang ada, berikut merupakan hasil dari nilai koefisien korelasi dari seluruh sumur yang telah dilakukan *well seismic tie*.



Gambar 4.9 Spectrum dan koefisien korelasi

Nilai yang dilihat pada proses *well seismic tie* adalah koefisien korelasi serta nilai PEP (*Proportion of Trace Energy Predicted*) dan NMSE (*Normalised Mean Square Error*) dan *Shifting*. Koefisien korelasi yang besarnya adalah antara 0,7 dan 1,0 menunjukkan variabel yang dapat dianggap sangat berkorelasi, koefisien korelasi yang besarnya adalah antara 0,5 dan 0,7 menunjukkan variabel yang dapat dianggap cukup berkorelasi, koefisien korelasi <0,3 memiliki sedikit jika ada (*linear*) korelasi (Calkins, 2005). Semakin besar nilai PEP maka data akan semakin baik. Semakin besar nilai NMSE maka data akan semakin buruk. Pada nilai shifting, semakin mendekati nilai 0 maka data akan semakin baik.

Berikut merupakan grafik dari nilai korelasi (Gambar 4.10) *well seismic tie* pada seluruh sumur:

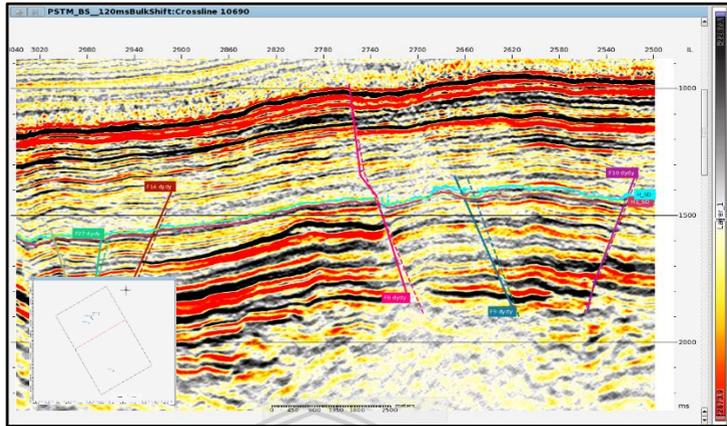


Gambar 4.10 Grafik Nilai Korelasi Sumur Lapangan X-MEN

4.4.7 Interpretasi Patahan (*Picking Fault*)

Analisis patahan dilakukan untuk mengetahui karakter rekahan batuan dalam penampang seismik, dengan digunakannya referensi geologi regional, maka patahan pada data seismik dapat di-*pick* untuk menyempurnakan hasil interpretasi. Analisa patahan ini dilakukan dengan memperhatikan sudut serta naik turunnya tiap per lapisan batuan. Interpretasi patahan harus dilakukan terlebih dahulu untuk mempermudah proses *picking horizon* seperti pada Gambar 4.11 interpretasi patahan di salah satu *inline* penampang seismik. *Picking* patahan dilakukan mulai dari pergeseran horison yang nampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran secara vertikal. Penentuan indikasi sesar atau patahan dapat dicirikan sebagai berikut:

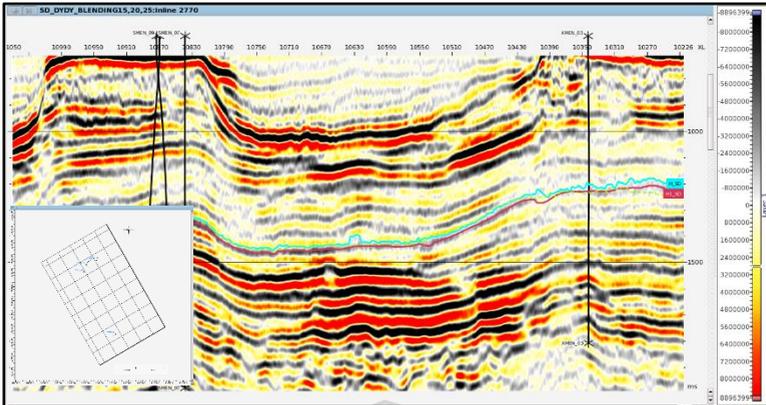
- Diskontinuitas *horizon* atau meloncatnya kemenerusan pada refleksi horizon secara tiba – tiba.
- Perubahan kemiringan horizon secara mendadak.
- Terjadinya penebalan atau penipisan diantara dua horizon.
- Kuat atau lemahnya refleksi akibat perbedaan densitas pada blok patahan.



Gambar 4.11 Picking Fault Lapangan XMEN Pada Crosline 10690

4.4.8 Interpretasi Horison (*Picking Horizon*)

Picking Horizon (Gambar 4.12) yang dilakukan dengan cara meletakkan posisi *horizon* pada seismik yang disesuaikan dengan *well top* yang terdapat pada data sumur. Tahap pertama dalam melakukan *picking horizon* adalah dilakukan pembuatan *traverse* atau menghubungkan daerah yang melewati sumur, kemudian *picking horizon* dilakukan pada data seismik yang berpotongan dengan data seismik yang telah dilakukan *picking horizon* sebelumnya. *Picking horizon* secara garis besar dapat dilakukan dengan dua cara yaitu *auto tracking* dan manual. *Picking horizon* menggunakan *auto tracking* memiliki kelebihan yaitu secara otomatis melakukan *picking horizon* dengan melihat *horizon* terdapat pada bentuk amplitudo yang memiliki nilai minimum, maksimum atau nol. Kelemahan dari *auto tracking* yaitu tidak dapat dilakukan pada *well top* yang memiliki data seismik dengan kontinuitas reflektor yang buruk dan memiliki sinyal yang lemah. Pada penelitian ini, secara keseluruhan dilakukan dengan cara *autotracking* dan beberapa secara manual. *Picking horizon* dilakukan pada salah satu *well top* terlebih dahulu kemudian dilanjutkan dengan *well top* lainnya dengan spasi 5 ms.



Gambar 4.12 *Picking Horizon Marker H&H1 Lapangan X-MEN*

4.4.9 Peta Struktur Waktu

Setelah dilakukan *picking horizon*, dilakukan tahapan *gridding* untuk membuat suatu peta struktur dengan menggunakan domain waktu, yakni *two-way-time* yang berasal dari hasil *picking*, maka akan terbentuk suatu hasil peta struktur waktu. Hasil pemetaan kontur berdasarkan hasil *picking horizon* seismik untuk *marker H* dan *H1*. Pada peta tersebut ditunjukkan posisi atau letak sumur yang digunakan sebagai acuan marker seismic untuk menyelesaikan interpretasi pada daerah penelitian. Hasil *gridding* dan *mapping* ini sudah melalui proses koreksi diantaranya dengan memperbaiki *picking horizon* seismik. Namun hasil peta ini murni merupakan ilustrasi struktur daerah penelitian yang terekam dalam data-data seismik. Peta struktur waktu ini akan menjadi acuan dalam membuat desain struktur kedalaman pada masing-masing horison serta sebagai input pada metode selanjutnya.

4.4.10 Konversi Kedalaman

Konversi kedalaman berfungsi untuk merubah peta dalam domain waktu kedalam bentuk domain kedalaman. Terdapat beberapa metode yang dapat digunakan ketika akan melakukan *time to depth conversion* yaitu antara lain adalah metode geostatistika, metode $v_0 - k$, dan metode *scalling*

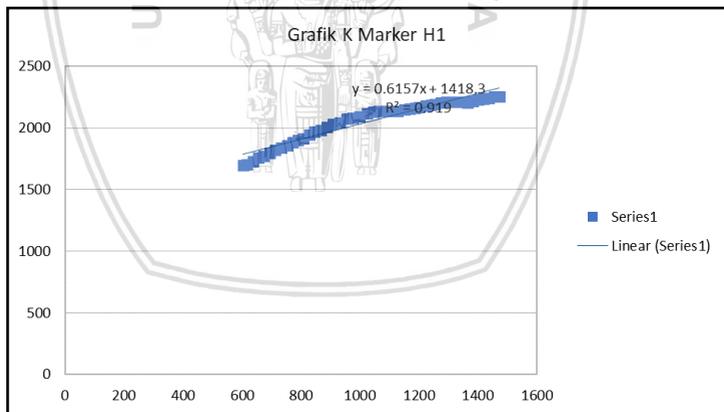
velocity, namun dalam penelitian ini dilakukan dengan metode $v_0 - k$.

Dari hasil data marker terdapat nilai TVDSS sebagai pedoman penentuan titik sumur yang akan di hitung kedalamannya sehingga mendapatkan data yang akurat untuk mengetahui kedalaman dari sumur tersebut.

Kemudian data perhitungan untuk mencari nilai kecepatan rata-rata v_{avg} dengan menggunakan rumus:

$$v_{avg} = \frac{TVDSS}{TWT} \times 2000 \tag{4.3}$$

Setelah mendapatkan kecepatan rata-rata dibuatlah grafik (Gambar 4.13) yang menggunakan TVDSS dengan v_{avg} sehingga mendapatkan nilai maksimum dari nilai yang mendekati nilai marker TVDSS. Dari nilai penentuan nilai TVDSS tersebut didapatkan nilai konstanta (k) untuk menentukan nilai kecepatan mula-mula dengan konstanta tetap (v_0k).



Gambar 4.13 Grafik dari v_{avg} vs TVDSS pada horizon H1

Setelah v_{avg} didapat, dilakukan korelasi antara nilai v_{avg} dengan TWT pada rentang kedalaman horison yang akan di konversi. Gradien yang terbentuk antara v_{avg} dan TWT merupakan nilai k . Setelah didapatkan nilai k , dicari nilai v_0 dari



nilai k , nilai TVDSL, dan v_{avg} yang dapat dilihat dari data marker dengan menggunakan rumus:

$$v_0 = v_{avg} - (TVDSL * k) \quad (4.4)$$

Tabel 2 Perhitungan v_0 pada horizon H1

WELL	TVDSL	TWT	v_{avg}	k	v_0
SMEN_02	1456.55	1365.16	2133.889068	0.615676752	1237.125095
SMEN_04	1446.97	1365.51	2119.310734	0.615676752	1228.444944
SMEN_05	1456.62	1347.95	2161.237435	0.615676752	1264.430364
SMEN_07	1443.69	1338.47	2157.224293	0.615676752	1268.377923
SMEN_09	1466.13	1354.92	2164.157293	0.615676752	1261.495137
XMEN_03	1300.51	1204.36	2159.669866	0.615676752	1358.976094

Setelah mendapatkan nilai k , dicari nilai v_0 , lalu dilakukan *grid* pada nilai v_0 pada *basemap*. Setelah mendapatkan hasil *grid* v_0 lalu dibuat peta struktur kedalaman dengan menggunakan *mathematical operations* dengan masukan :

$$Depth Map = (\$Input 1 * \$Input 2 / 2000) / (1 - \$Input 1 * (0,7327)) \quad (4.5)$$

Dengan:

Input 1 : Data TWT(Peta Struktur Kedalaman)

Input 2 : v_0

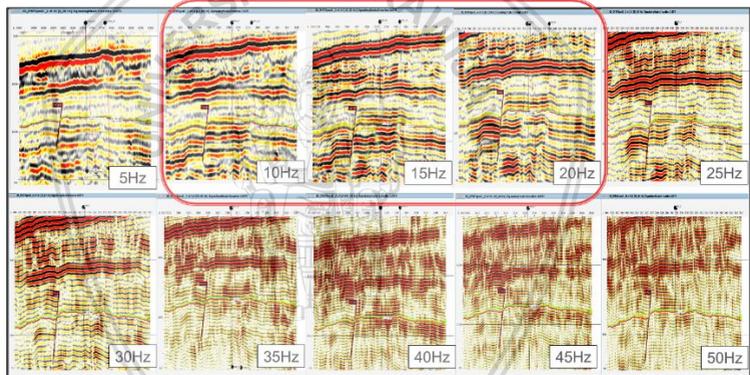
k : 0.615676752

Setelah didapatkan peta berdomain waktu pada data seismik 2D berikutnya dilakukan pengkonversian peta tersebut dari domain waktu ke domain kedalaman. Pada tahap ini peta dari data seismik 2D akan berada pada kedalaman dilapangan (yang sebenarnya). Kemudian perhitungan *mistie* untuk mengetahui besar nilai kesalahan dalam konversi kedalaman

pada setiap peta, maka setelah proses mistie dilakukan didapatkan peta struktur kedalaman yang sudah terkalibrasi.

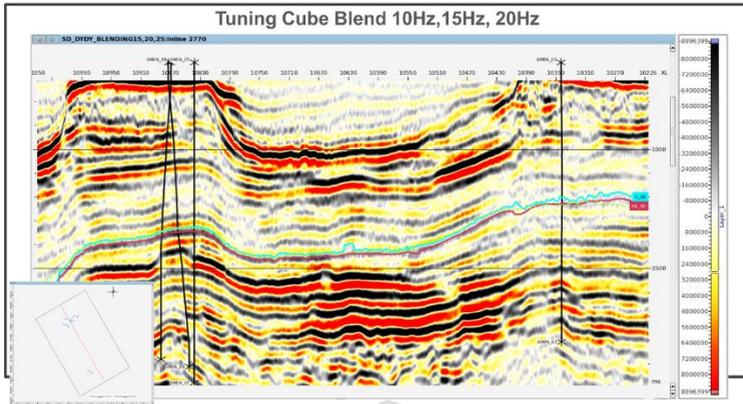
4.4.11 Atributte Spectral Decomposition

Dekomposisi spektral merupakan suatu metode yang menguraikan data seismik kedalam komponen sprekralnya sehingga dapat mengungkap fitur stratigrafi dan struktur dimana fitur tersebut tidak terlihat jelas pada data seismik biasa. Dengan mengurai data seismik kedalam domain frekuensi, spektrum amplitudo akan mendelineasi ketebalan lapisan dalam domain waktu. Sedangkan spektrum fase akan mengidndikasikan diskontinuitas lateral. Spektrum disini adalah ukuran distribusi amplitudo dan fase untuk masing-masing frekuensi. Tipe atribut dekomposisi spektral yang digunakan adalah *multiple volume* dengan rentang frekuensi 5-50 Hz.



Gambar 4.14 Tuning Cube dari frekuensi 5Hz sampai dengan 50Hz

Kemudian setelah didapatkannya *tuning cube* dengan rentang frekuensi 5-50 Hz (Gambar 4.14), dilakukan *blending* yaitu pemilihan frekuensi yang terbaik. Pada gambar diatas terlihat jelas bahwa frekuensi yang terbaik adalah 10Hz, 15Hz, dan 20Hz. Kemudian dilakukan *Avarage Calculated* pada tiga *tuning cube* dengan frekuensi yang terbaik. Berikut merupakan hasil dari *blend* dari ketiga frekuensi tersebut:

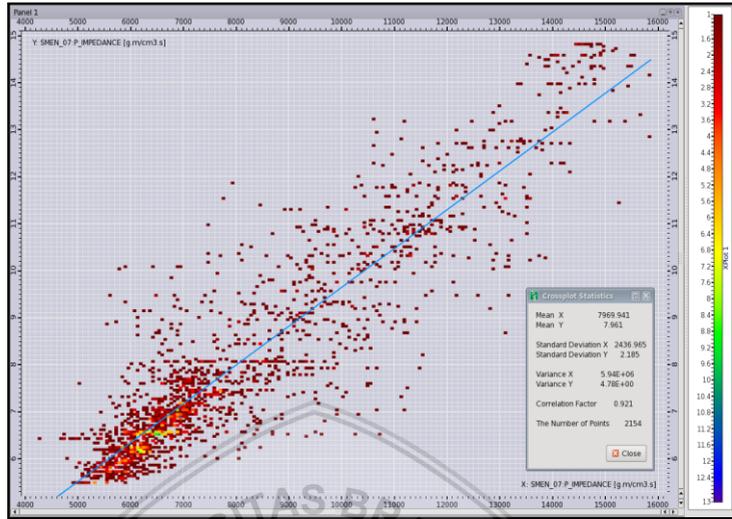


Gambar 4.15 Tuning Cube Blend 10Hz, 15Hz, dan 20Hz

4.4.12 Pembuatan Model Awal (*Background Model*)

Pembuatan *Background model* atau disebut juga sebagai model awal inversi digunakan untuk mengisi frekuensi rendah yang tidak dimiliki oleh seismik, sedangkan pada proses inversi dibutuhkan komponen frekuensi rendah dan tinggi untuk menghasilkan *volume* dari inversi yang baik. Pembuatan model awal inversi ini menggunakan beberapa sumur yang sudah di pilih sebelumnya yaitu SMEN 05, SMEN 07, SMEN 09, XMEN 03. Keempat sumur tersebut merupakan sumur yang terbaik, sehingga saat pembuatan model awal inversi akan menghasilkan penampang dengan AI yang bagus. Input utama yang digunakan yaitu *P-wave Impedance* pada masing-masing sumur yang sebelumnya dibuat dengan menggunakan *log sonic* dan *log density*, kemudian horison target yang dimasukkan yaitu H sebagai batas atas dengan nilai *constant* pada 1000ms dan H1 sebagai batas bawah dengan nilai *constant* pada 2000ms.

Setelah model awal inversi sudah jadi, dilakukan ekstraksi pada *log P-wave Impedance* model awal untuk mengetahui korelasi antara *log P-wave Impedance* model awal inversi dengan *log P-wave Impedance* asli (Gambar 4.16). Jika korelasi yang didapatkan bagus, maka dapat dilakukan tahap selanjutnya. Korelasi yang didapat antara *background model* dengan *P-wave Impedance* adalah ditunjukkan pada tabel 3:



Gambar 4.16 Crossplot antara P-wave Impedance awal dengan P-wave Impedance Background Model pada sumur SMEN-05

Tabel 3 Hasil korelasi antara P-wave Impedance awal dengan P-wave Impedance Background Model

Well	Quality Control
Smen-05	0.845
Smen-07	0.921
Smen-09	0.721
Xmen-03	0.819

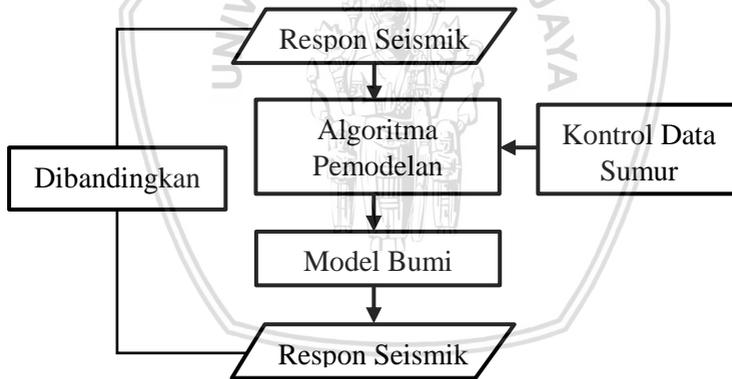
4.4.13 Inversi Impedansi Akustik

Setelah model awal inversi terbentuk, kemudian langkah selanjutnya adalah dilakukan analisis inversi terlebih dahulu. Langkah ini bertujuan agar pada saat dilakukan inversi hasil yang didapatkan dapat optimal. Analisis inversi akustik impedansi dapat dilakukan dengan menggunakan berbagai metode inversi yaitu *Maximum Likelihood Inversion*. Pada

analisis inversi ini dilakukan dengan melihat nilai korelasi serta *error* yang didapat dari *crosploit* antara *P-wave Impedance* asli pada log sumur dan *P-wave Impedance* hasil inversi. Parameter yang digunakan dalam seismik inversi pada penelitian ini yaitu:

- *Background Model 3D*
- *Log P-wave Impedance*
- Horison yang telah di *Picking*, yaitu H (sebagai batas atas) dan H1 (sebagai batas bawah)

Setelah hasil inversi akustik impedansi sudah jadi, dilakukan ekstraksi log *P-wave Impedance* hasil inversi impedansi akustik untuk mengetahui korelasi antara hasil respon seismik dari model bumi yang dibuat yaitu log *P-wave Impedance* hasil inversi akustik impedansi dengan respon seismik awal yaitu log *P-wave Impedance* asli (Gambar 4.17).



Gambar 4.17 Proses Inversi AI

Jika korelasi yang didapatkan bagus, maka dapat dilakukan tahap selanjutnya. Metode *Maximum Likelihood Inversion* dipilih karena memberikan hasil korelasi yang terbaik dari seluruh metode. Korelasi yang didapat antara *P-wave Impedance* asli dengan *P-wave Impedance* hasil inversi adalah ditunjukkan pada tabel 4:

Tabel 4 Hasil korelasi antara P-wave Impedance hasil inversi akustik dengan P-wave Impedance asli

Well	Quality Control
Smen-05	0.813
Smen-07	0.946
Smen-09	0.910
Xmen-03	0.923

Setelah mendapatkan volume hasil inversi dengan parameter AI dilakukan ekstraksi inversi dengan metode rms (*root mean square*).

4.4.14 Interpretasi Terintegrasi

Tahap ini dilakukan dengan membandingkan hasil pada semua metode. Dilakukan *overlay* kontur kedalaman dengan peta porositas yang telah dibuat setelah tahap inversi impedansi akustik seismik. Dicari hubungan antara data penelitian seperti data sumur dengan peta yang telah dihasilkan, dilakukan analisis untuk mendapatkan informasi yang terdapat pada daerah penelitian. Sehingga dari tahapan ini penulis dapat menyarankan daerah-daerah yang memiliki prospek pengeboran sumur pengembangan selanjutnya.

(Halaman Ini Sengaja Dikosongkan)

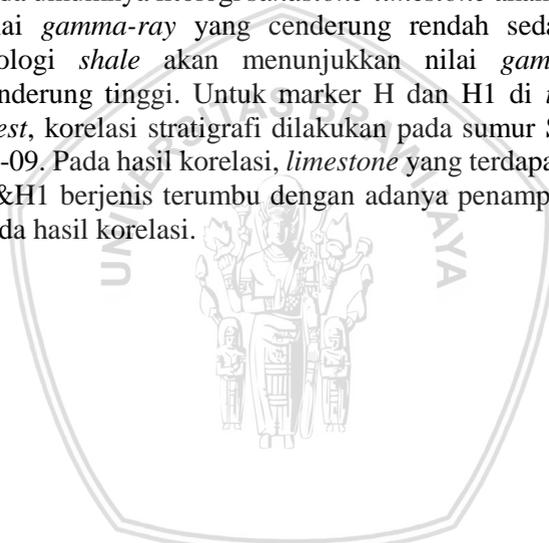


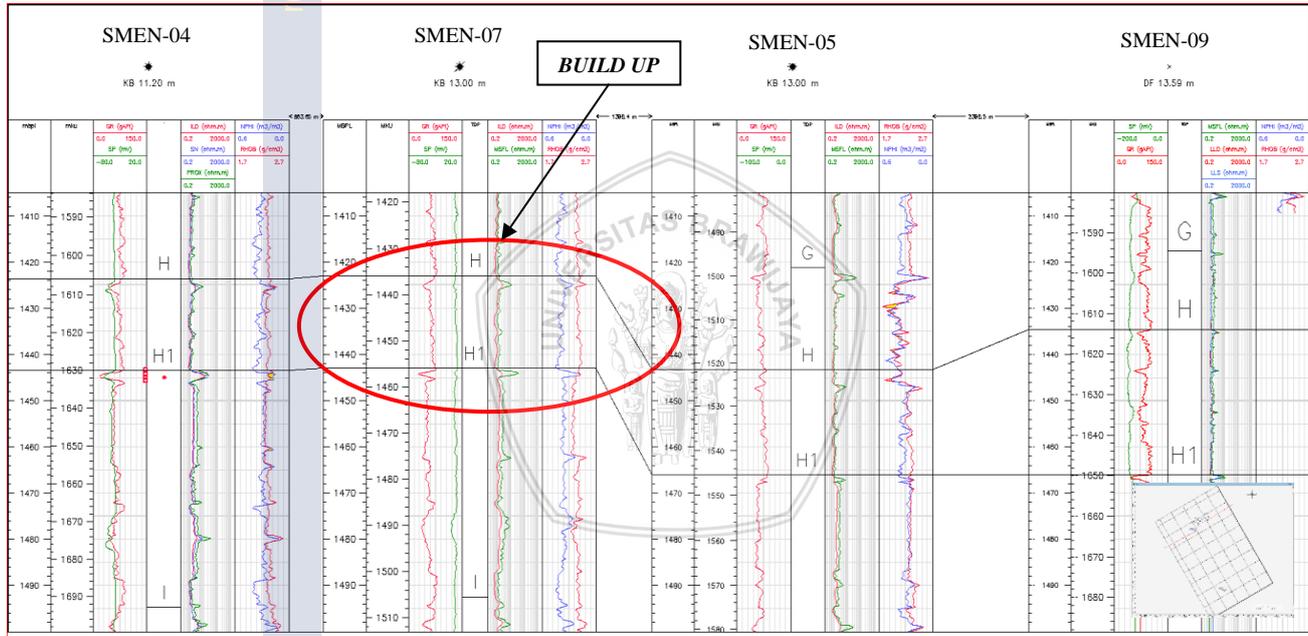
BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Analisis Korelasi Sumur

5.1.1 Korelasi Stratigrafi

Korelasi stratigrafi dilakukan dengan mengkorelasikan *fecies sandstone-limestone* dengan menyamakan kedudukan marker sehingga dapat mengetahui kondisi stratigrafi pada masa lampau dapat dilihat pada Gambar 5.1. Penentuan jenis litologi pada data sumur dibantu dengan menggunakan log *Gamma-ray*, pada umumnya litologi *sandstone-limestone* akan menunjukkan nilai *gamma-ray* yang cenderung rendah sedangkan untuk litologi *shale* akan menunjukkan nilai *gamma-ray* yang cenderung tinggi. Untuk marker H dan H1 di *traverse East-West*, korelasi stratigrafi dilakukan pada sumur SMEN 04-05-07-09. Pada hasil korelasi, *limestone* yang terdapat pada lapisan H&H1 berjenis terumbu dengan adanya penampakan *build up* pada hasil korelasi.



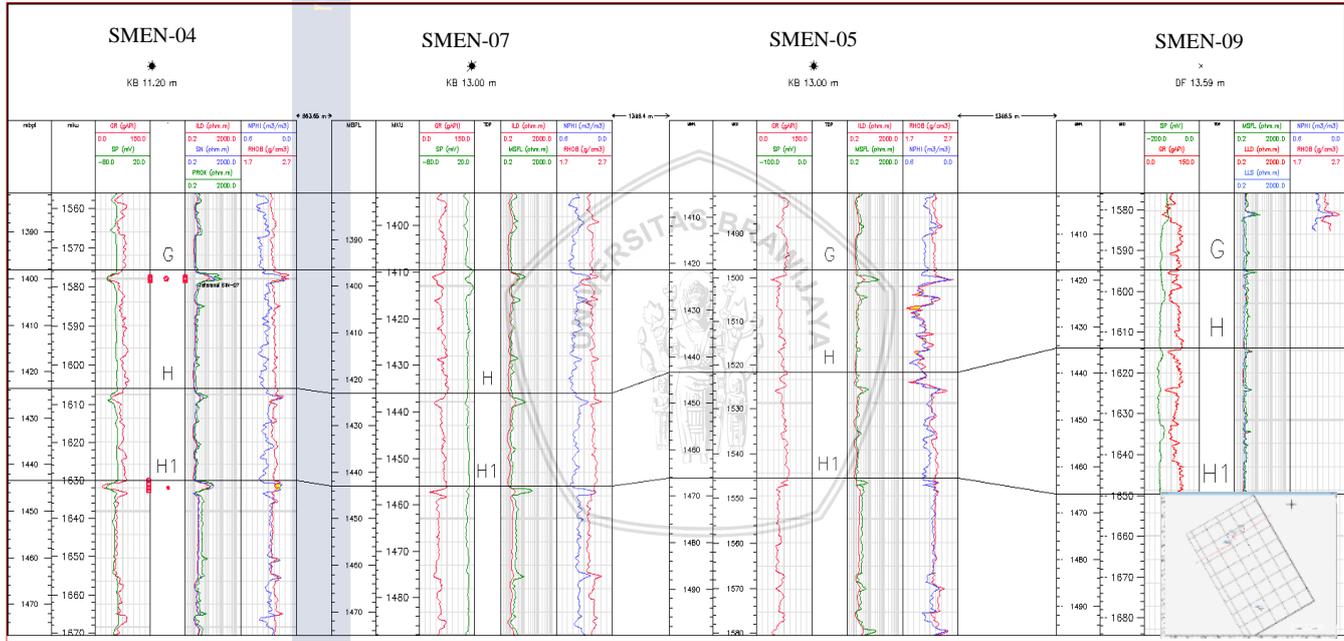


Gambar 5.1 Korelasi Stratigrafi pada pada Sumur SMEN 04-07-05-09

5.1.2 Korelasi Struktur

Setelah dilakukan tahap korelasi stratigrafi, maka korelasi struktur dapat dilakukan. Korelasi struktur dilakukan pada keempat sumur dengan cara menyamakan kedudukan sumur berdasarkan kedalaman (TVD) yang sama atau melihat ada tidaknya perubahan secara lateral dari masing-masing sumur pada masa kini. Hal ini dilakukan untuk mengetahui gambaran struktur geologi dari keempat data sumur. Gambaran struktur yang terlihat pada Gambar 5.2 ketika korelasi ini dilakukan adalah adanya patahan turun yang mengarah dari timur ke barat dengan penurunan yang tidak terlalu signifikan.

Selain untuk melihat gambaran struktur dari keempat data sumur, diperlukan bantuan *log resistivity*, *log neutron porosity*, dan *log density* maka kandungan fluida dalam reservoir dapat ditentukan secara kualitatif. Dengan melihat nilai *log gamma-ray* yang rendah menandakan zona reservoir, nilai resistivitas yang tinggi dan nilai log densitas yang rendah menandakan terdapat batuan berporos dan terisi fluida hidrokarbon.



Gambar 5.2 Korelasi Struktur pada Sumur SMEN 04-07-05-09

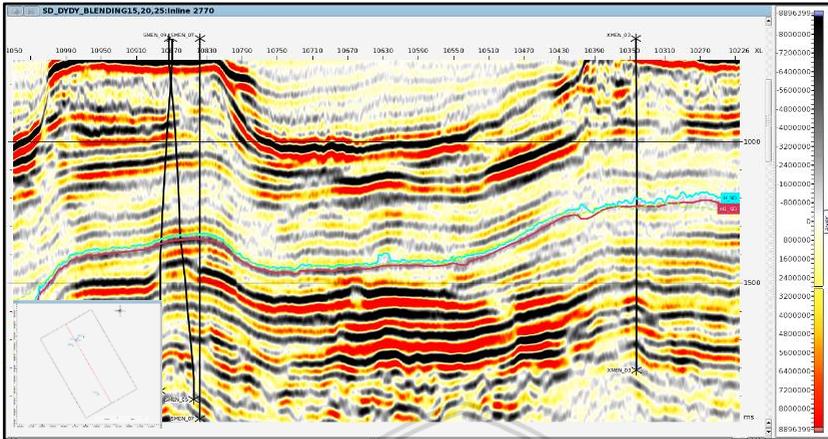
5.2 Analisis Tuning Thickness

Analisa *tuning thickness* dilakukan untuk mengetahui ketebalan minimal dari reservoir yang dapat dibedakan oleh data seismik. Informasi mengenai ketebalan tuning (*tuning thickness*) akan sangat berguna dalam menentukan apakah lapisan reservoir target memiliki ketebalan minimum yang dapat dideteksi dan dibedakan oleh gelombang seismik atau tidak. Analisa *tuning thickness* dilakukan pada zona reservoir target seperti ditunjukkan pada Tabel 5.

Tabel 5 Perhitungan Tuning Thickness

Sumur	v_{avg}	λ	Tuning Thickness (m)	Ketebalan Formasi (m)
SMEN02	2623.14009	174.876006	8.743800306	19.33
SMEN04	2769.06894	184.604596	9.230229796	36.65
SMEN05	2689.23792	179.282528	8.964126398	19.03
SMEN07	2858.32606	190.555071	9.527753545	41.04
SMEN09	2789.11039	185.940693	9.29703465	29.64
XMEN03	2884.38057	192.292038	9.614601911	34.77

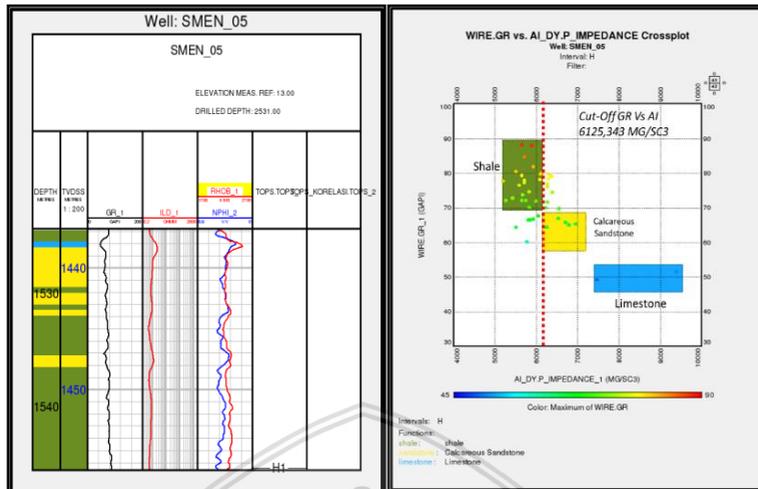
Pada Tabel 5 didapatkan hasil bahwa pada daerah penelitian memiliki ketebalan diatas *tuning thickness*. Hal ini menunjukkan bahwa semua horison akan terlihat dengan jelas pada penampang seismik seperti pada gambar 5.3 berikut.



Gambar 5.3 Penampang Seismik Inline 2770

5.3 Analisa Sensitifitas Batuan

Analisis sensitifitas digunakan untuk mengetahui parameter fisika batuan yang dapat memisahkan baik litologi atau jenis fluida atau bersifat sensitif, dalam hal ini dilakukan analisis sensitifitas parameter AI. Dilakukan analisis sensitifitas dengan menggunakan beberapa log, yaitu log Impedansi Akustik gelombang P dan log *gamma-ray*. Dari data log *gamma ray* diketahui bahwa Formasi Cibulakan Atas adalah dibagi atas litologi *limestone*, *sandstone* dan *shale*. Oleh karena itu analisis sensitifitas ini digunakan untuk memisahkan reservoir berupa litologi *Calcareous Sandstone* yang bersifat *porous* dan batugamping yang bersifat *tight* serta *non-reservoir* yaitu *shale*. Untuk membedakan reservoir dan *non-reservoir* digunakan log *gamma-ray*, sedangkan untuk membedakan batugamping yang bersifat *porous* dan *tight* digunakan log IA.



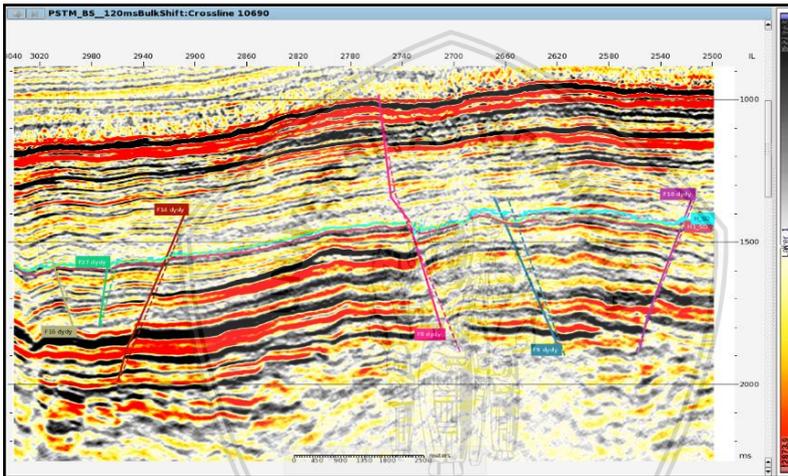
Gambar 5.4 Hasil Analisa Senitifitas pada sumur SMEN-05 dengan menggunakan Log Impedansi Akustik, dan Log Gamma-ray, untuk membedakan jenis litologi.

Pada Gambar 5.4 merupakan hasil analisa senitifitas pada sumur SMEN-05 dengan menggunakan Log Impedansi Akustik, dan Log Gamma-ray, dari gambar tersebut dapat diketahui bahwa parameter IA ini merupakan parameter sensitif karena dari grafik *crossplot* terlihat *Calcareous Sandstone* yang bersifat *porous* (yang memiliki nilai IA lebih tinggi dari pada *shale* dan *gamma-ray* tinggi) terdapat pada zona kuning dan batugamping yang bersifat *tight* (yang memiliki nilai IA tinggi, dan *gamma-ray* rendah). Dari Gambar 5.4, diinterpretasikan *shale* karena memiliki ciri log *gamma-ray* tinggi dengan IA rendah terdapat pada zona berwarna biru. Untuk hasil analisis sensitifitas pada sumur yang lain dapat dilihat pada **Lampiran A**.

Pada analisa sensitifitas ditentukan nilai potong atau disebut juga sebagai *cut-off* untuk membatasi daerah yang dapat dipisahkan. Reservoir *Calcareous Sandstone* memiliki nilai *cut-off* untuk *gamma-ray* sebesar 73.7556 GAPI, Impedansi Akustik sebesar 6125,343 (g.m/cm³.s).

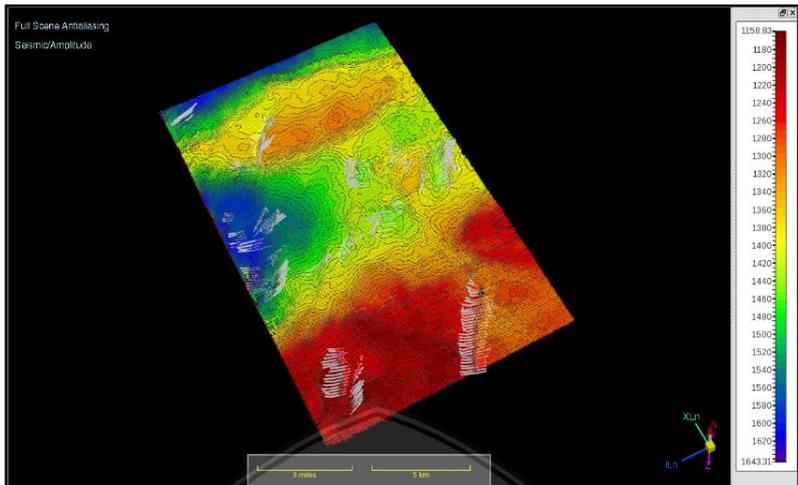
5.4 Interpretasi Seismik

Dari hasil interpretasi data seismik, dapat terlihat bahwa pada daerah penelitian didominasi oleh *Calcareous Sandstone*. Hal ini dapat ditunjukkan melalui adanya kenampakan *build up* pada penampang seismik yang berada di bagian Utara, kemudian *Calcareous Sandstone* tersebut terbentuk akibat terkikisnya batukarbonat yang kemudian tertransportasi dan terendapkan bersama batupasir. Berikut pada Gambar 5.5 menunjukkan kenampakan formasi atau *Calcareous Sandstone* yang terdapat pada formasi penelitian ini.



Gambar 5.5 Penampakan Seismik dengan Fault Crossline

Suatu bentukan struktur geologi merupakan produk dari suatu gaya yang disebabkan oleh proses tektonik. Suatu sesar atau patahan pada penampang seismik biasanya ditunjukkan dengan adanya suatu ketidakselarasan secara tiba-tiba dari reflektor seismik yang merepresentasikan bidang perlapisan batuan secara lateral. Identifikasi patahan dapat dilihat pada Gambar 5.6. Setelah arah patahan diketahui maka patahan-patahan yang terdapat pada penampang seismik ditandai dengan membuat *fault stick*. *Fault stick* yang telah dibuat ditunjukkan pada Gambar 5.6 berikut.



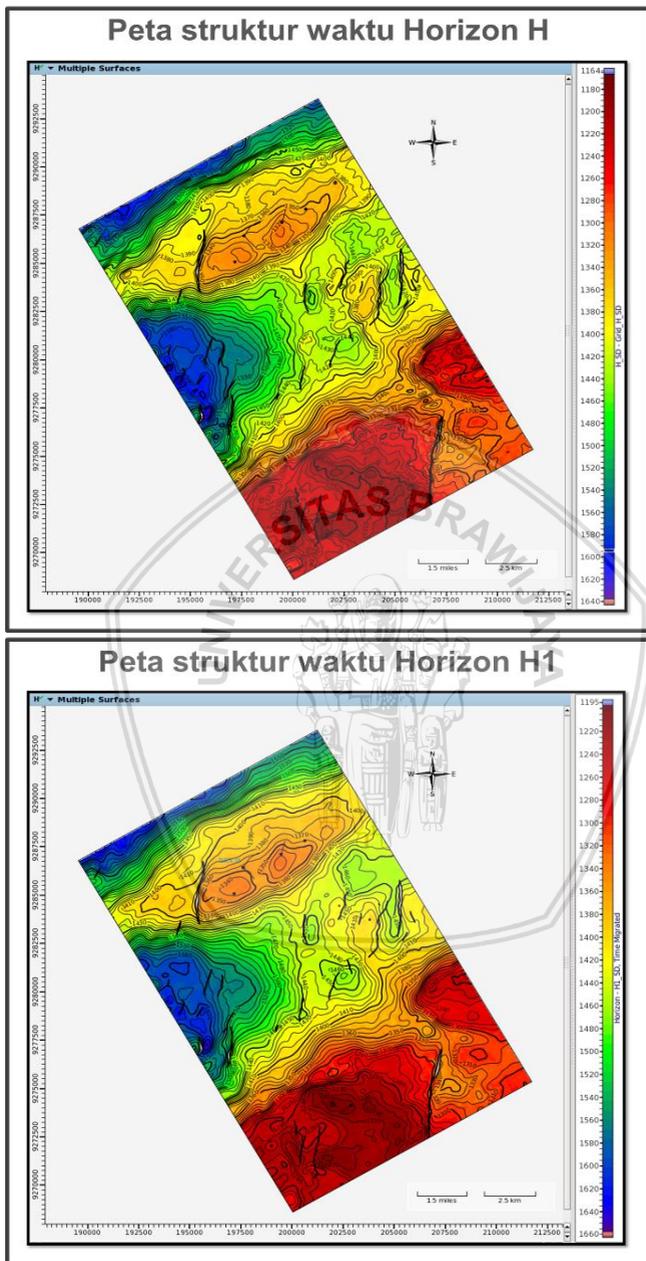
Gambar 5.6 Time Structure Map dengan Fault stick

Hasil identifikasi patahan menunjukkan bahwa pada daerah studi terdapat patahan turun yang berarah BaratLaut-Tenggara, dimana arah patahan tersebut sesuai dengan referensi geologi regional. Patahan turun yang terjadi dapat diakibatkan oleh gaya tarikan.

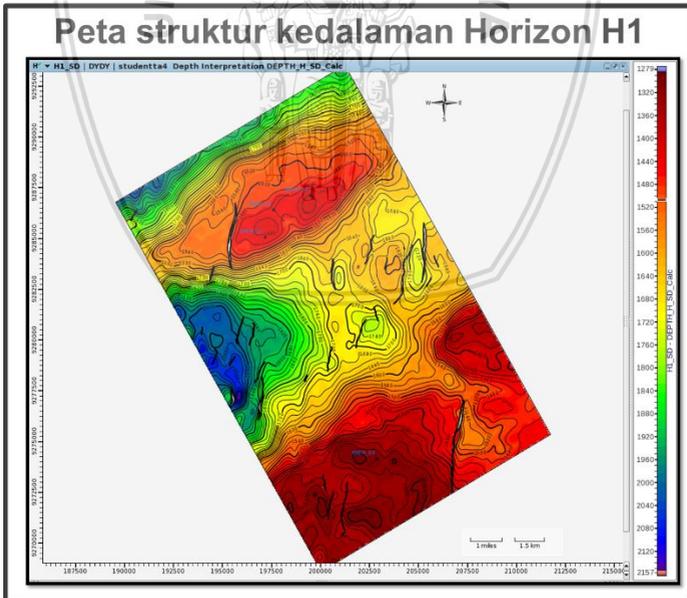
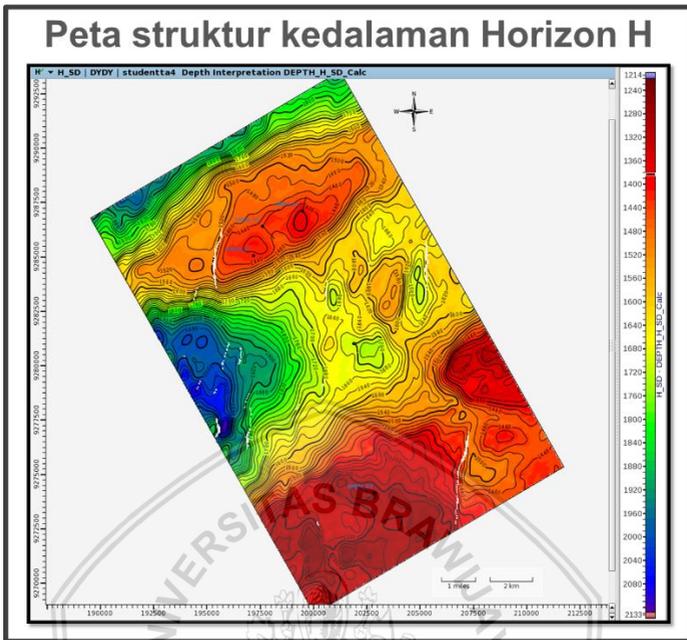
Interpretasi seismik dilakukan pada interval 1319ms hingga 1329ms (Gambar 5.6). *Picking horizon* dilakukan secara stratigrafi, dimana jika terdapat lapisan yang mengalami bagian *onlap* tidak dilakukan penarikan selanjutnya pada horison di atasnya. *Picking horizon* dilakukan pada marker H&H1. Setelah dilakukan interpretasi seismik diketahui bahwa daerah penelitian merupakan daerah yang mengalami bentuk *build-up* dan *onlap* karena memiliki bentuk struktur seperti *reef*.

5.5 Analisis Peta Struktur

Dalam metode $v_0 - k$ yang dilakukan dalam proses konversi kedalaman dengan menggunakan nilai v_0 yang didapatkan dari proses *gridding* langsung dari data sumur. Setelah dihasilkan peta struktur kedalaman dari metode tersebut dihasilkan bentuk peta kedalaman mirip dengan peta struktur waktu seperti yang terlihat pada Gambar 5.7 dan 5.8.



Gambar 5.7 Peta Struktur Waktu Horizon H&H1



Gambar 5.8 Peta Struktur Kedalaman Horizon H&H1

Dapat dilihat perbedaan dari Gambar 5.7 dan 5.8 di atas, dimana pada peta struktur waktu terlihat sangat mirip dengan peta kedalaman, skala kedalaman menampilkan warna-warna yang merepresentasikan ketinggian seperti warna biru tua, hijau, kuning, dan merah. Warna tersebut berurutan dari yang paling rendah hingga paling tinggi. Melihat dari garis penampang yang berarah BaratLaut-Tenggara terlihat jelas adanya perbedaan ketinggian yang memperlihatkan bentukan *buid up* pada lapangan penelitian, dan letak sumur penelitian berada diwarna merah sehingga dapat ditarik kesimpulan bahwa letak pengendapan sumur penelitian lapangan XMEN berada pada puncakan karbonat yang biasa dikenal dengan *reef*.

Statistic	Value (Left Window)	Value (Right Window)
Number of points:	6	6
RMS mistie:	0.21843	0.687838
Average mistie:	-0.0310872	0.208822
Maximal mistie:	0.235107	1.6156
Minimal mistie:	-0.377075	-0.347534

Gambar 5.9 Nilai Statistik Mistie Metode V0-K horizon H&H1

Dari Gambar 5.9 didapatkan nilai rata-rata *mistie* pada horison H sebesar 0.3 dan H1 sebesar 0.2, hal tersebut menunjukkan bahwa peta struktur kedalaman sebelum dikalibrasi dan setelah dikalibrasi memiliki tingkat kemiripan data yang sangat mirip sehingga hal tersebut dapat disimpulkan bahwa hasil *gridding* yang dilakukan dalam proses pembuatan peta struktur kedalaman mendekati kondisi yang sebenarnya. Perbedaan selisih ketinggian morfologi bawah permukaan dapat dilihat dari peta kedalaman dan peta waktu (data *input/output*).

5.6 Analisis Hasil Inversi

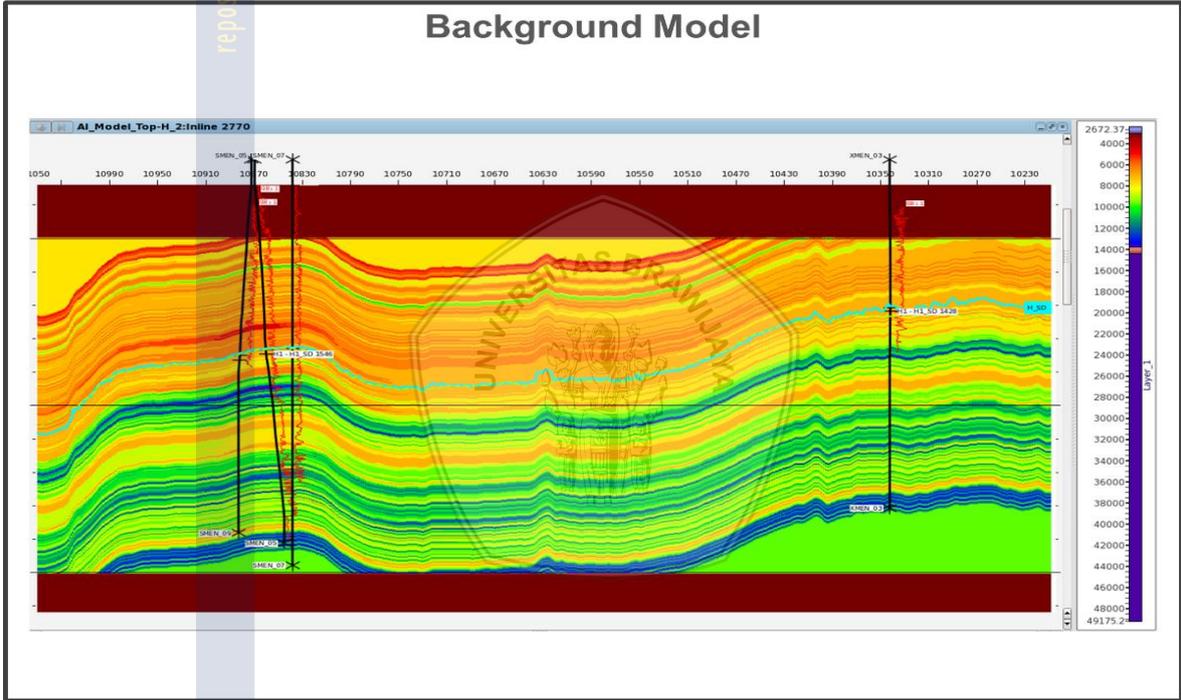
Faktor penting dalam menghasilkan nilai impedansi akustik adalah kecepatan dan densitas. Perubahan nilai tersebut mempengaruhi perubahan nilai impedansi akustik. Semakin besar perbedaan nilai kecepatan ataupun nilai densitas antara dua lapisan

akan menghasilkan nilai koefisien refleksi yang semakin besar pula. Besarnya amplitudo pada data *trace* seismik menunjukkan besarnya nilai koefisien refleksi pada batas antar lapisan, karena *trace* seismik yang dihasilkan merupakan konvolusi antar koefisien refleksi dengan *wavelet*. Dengan melihat besarnya amplitudo pada *trace* seismik, kita dapat mengetahui besarnya perbedaan nilai impedansi akustiknya yang dapat diturunkan menjadi perbedaan kecepatan *sonic* ataupun densitas dari tiap lapisan.

Pada gambar 5.10 merupakan model awal (*background model*) dibutuhkan untuk mengisi komponen frekuensi rendah yang hilang dari data *trace* seismik pada inversi.



Background Model



Gambar 5.10 Model Awal Inversi

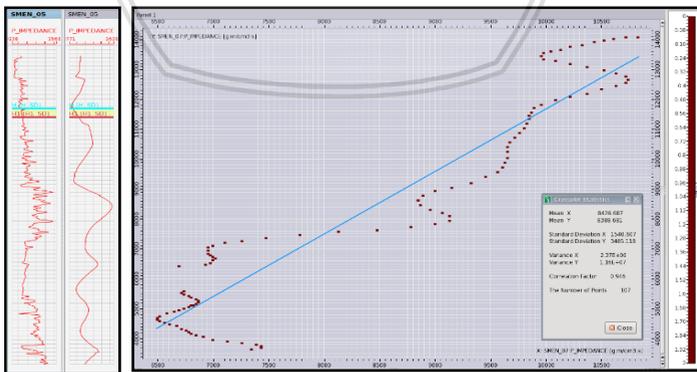
5.7 Analisis Penampang AI

Pada penampang impedansi akustik (Gambar 5.12) rentang impedansi akustik yang didapatkan adalah 2400–13.500 (g.m/cm³.s). Dilakukan pembagian menjadi tiga unit berdasarkan nilai impedansi akustik dan nilai *gamma-ray*, yaitu:

- Unit I yaitu *Shale* yang menunjukkan nilai impedansi rendah dan nilai *gamma-ray* tinggi.
- Unit II adalah *Calcareous Sandstone* dimana menunjukkan nilai impedansi >*shale* dan nilai *gamma-ray* <*shale*.
- Unit III adalah *limestone tight* dimana menunjukkan nilai impedansi >*Calcareous Sandstone* dan nilai *gamma-ray* <*Calcareous Sandstone*.

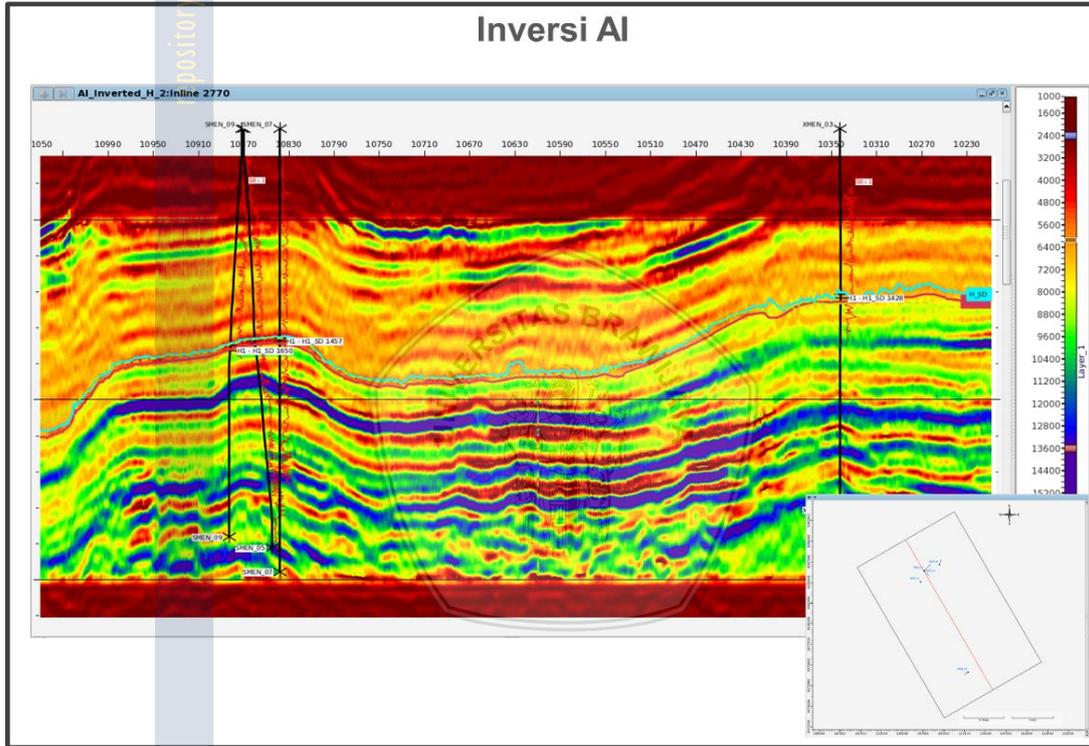
Setelah didapatkan data volum impedansi akustik maka nilai impedansi akustik pada reservoir *Calcareous Sandstone* target dapat dihitung dengan jendela analisis tertentu untuk mengetahui distribusi reservoir *Calcareous Sandstone* target.

Berdasarkan hasil *Quality Control* pada penampang AI dari proses inversi ini menunjukkan hasil dengan kualitas yang baik, karena crossplot dari *P-wave Impedance* asli dengan *P-wave Impedance* inversi (Gambar 5.11) memiliki nilai korelasi yang hampir mendekati 1 yaitu 0.8-0.9, dimana jika nilai korelasinya mendekati 1 maka dapat dikatakan bahwa respon seismik yang dihasilkan dari inversi sangat mirip dengan respon seismik aslinya.



Gambar 5.11 Crossplot antara *P-wave Impedance* hasil inversi akustik dengan *P-wave Impedance* asli pada sumur SMEN-05

Inversi AI

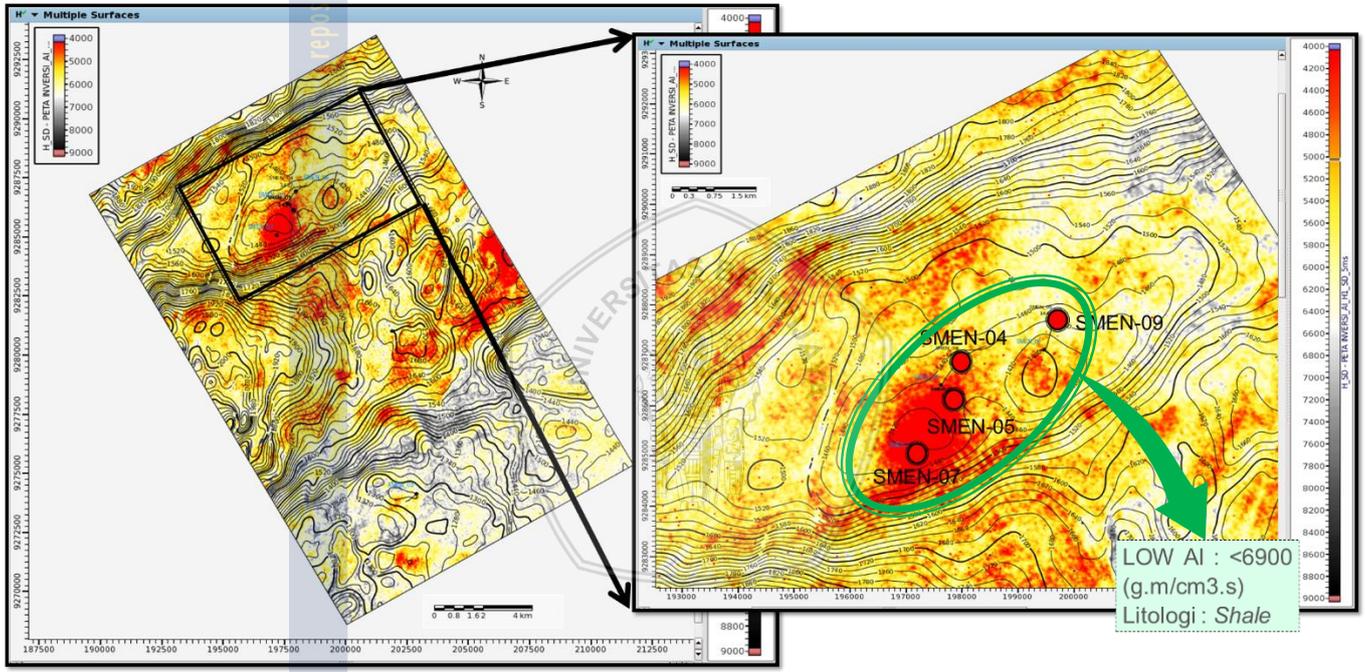


Gambar 5.12 penampang vertikal Impedansi Akustik pada traverse

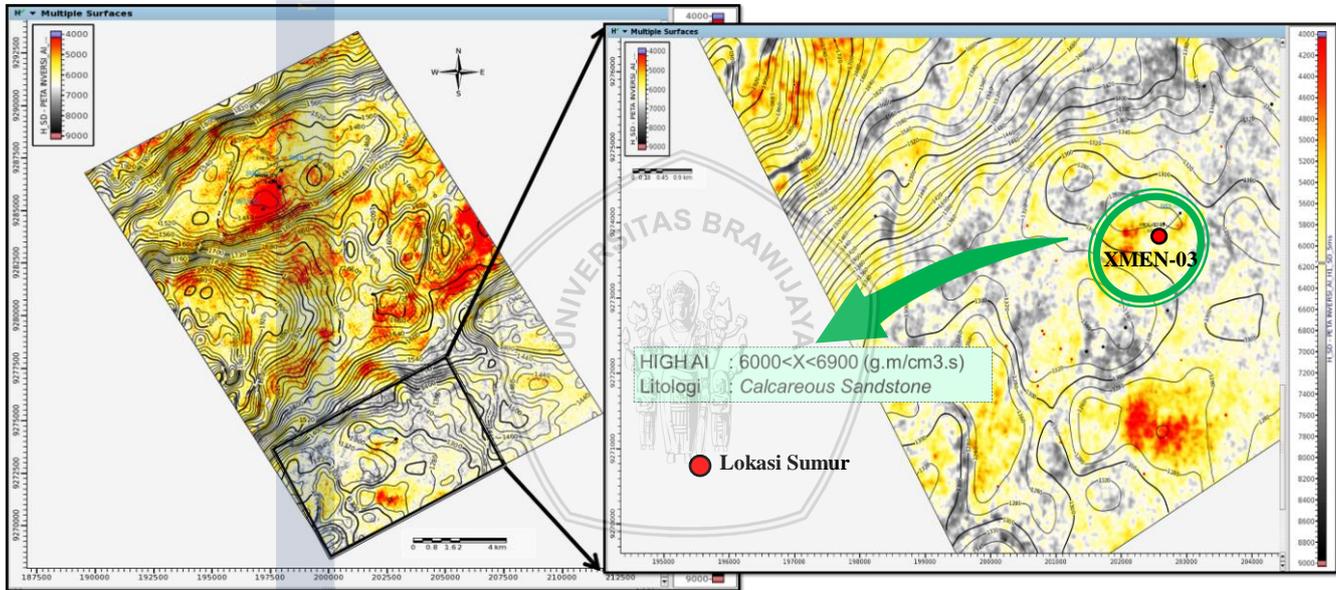
5.8 Analisis Peta Sebaran AI

Dari peta sebaran nilai AI berikut yaitu pada horison H (Gambar 5.13 & 5.14) yang telah dibuat dengan melakukan *proportional slicing* pada *window* yang ditunjukkan oleh *horizon top slice* dan *bot slice*. Dapat dilihat bahwa AI rendah ditunjukkan oleh warna merah hingga warna hitam dengan nilai 4000-9000 ($\text{g.m/cm}^3.\text{s}$). Daerah yang memiliki nilai AI rendah terkonsentrasi pada daerah tinggian yang berada di Utara daerah penelitian tepatnya di sekitar sumur SMEN-04, SMEN-05, SMEN-07, SMEN-09.

Pada Gambar 5.13, peta sebaran AI horizon H pada daerah tinggian bagian Utara tepatnya disekitar sumur SMEN-04, SMEN-05, SMEN-07, dan SMEN-09 memiliki nilai AI yang cenderung rendah yaitu <6900 ($\text{g.m/cm}^3.\text{s}$). Hal tersebut dapat dikorelasikan dengan nilai *Cut-off AI* pada analisa sensitifitas batuan yang telah dilakukan sebelumnya, nilai *Cut-off AI* <6900 ($\text{g.m/cm}^3.\text{s}$) mengindikasikan bahwa daerah tersebut didominasi oleh fasies *shale*. Kemudian pada Gambar 5.14, merupakan peta sebaran AI horizon H pada daerah tinggian bagian Selatan tepatnya disekitar sumur XMEN-03 yang memiliki nilai AI cenderung lebih tinggi yaitu $6000 < x < 6900$ ($\text{g.m/cm}^3.\text{s}$). Dimana berdasarkan analisis *Cut-Off AI* dengan rentang nilai 6000-6900 ($\text{g.m/cm}^3.\text{s}$) mengindikasikan bahwa daerah tersebut di dominasi oleh sebaran fasies *Calcareous Sandstone* dan memiliki porositas tinggi.



Gambar 5.13 Peta persebaran inversi impedansi akustik daerah tinggian Utara yang telah dioverlay kontur kedalaman pada reservoir H

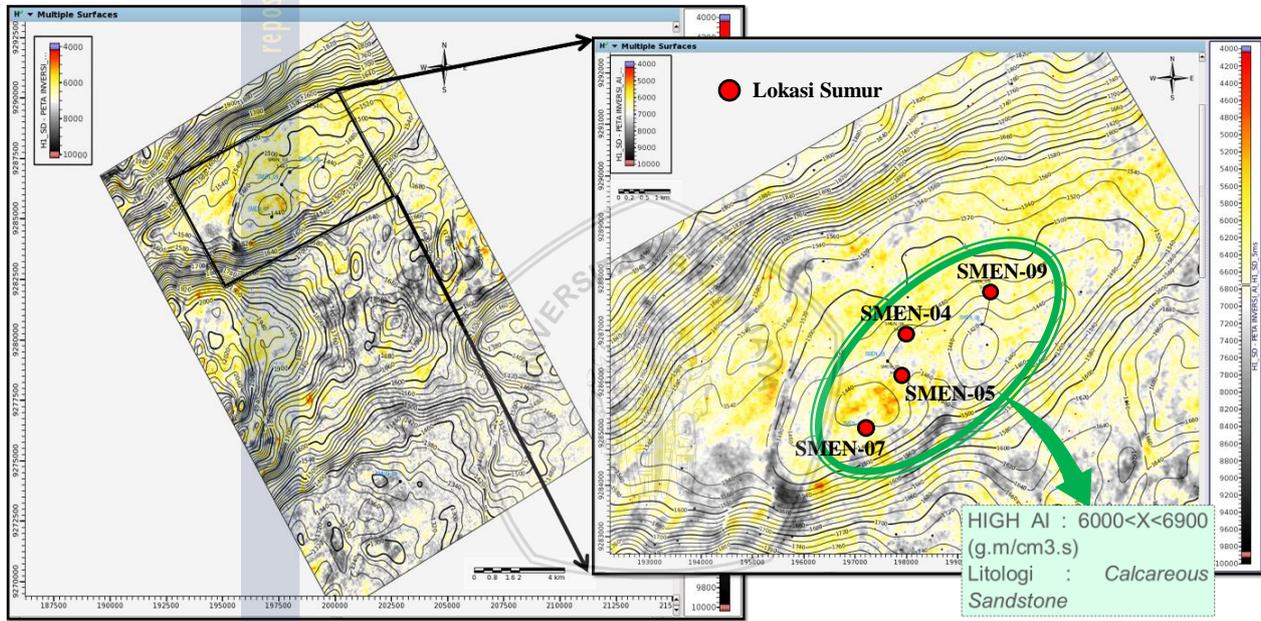


Gambar 5.14 Peta persebaran inversi impedansi akustik daerah tinggian Selatan yang telah dioverlay kontur kedalaman pada reservoir H

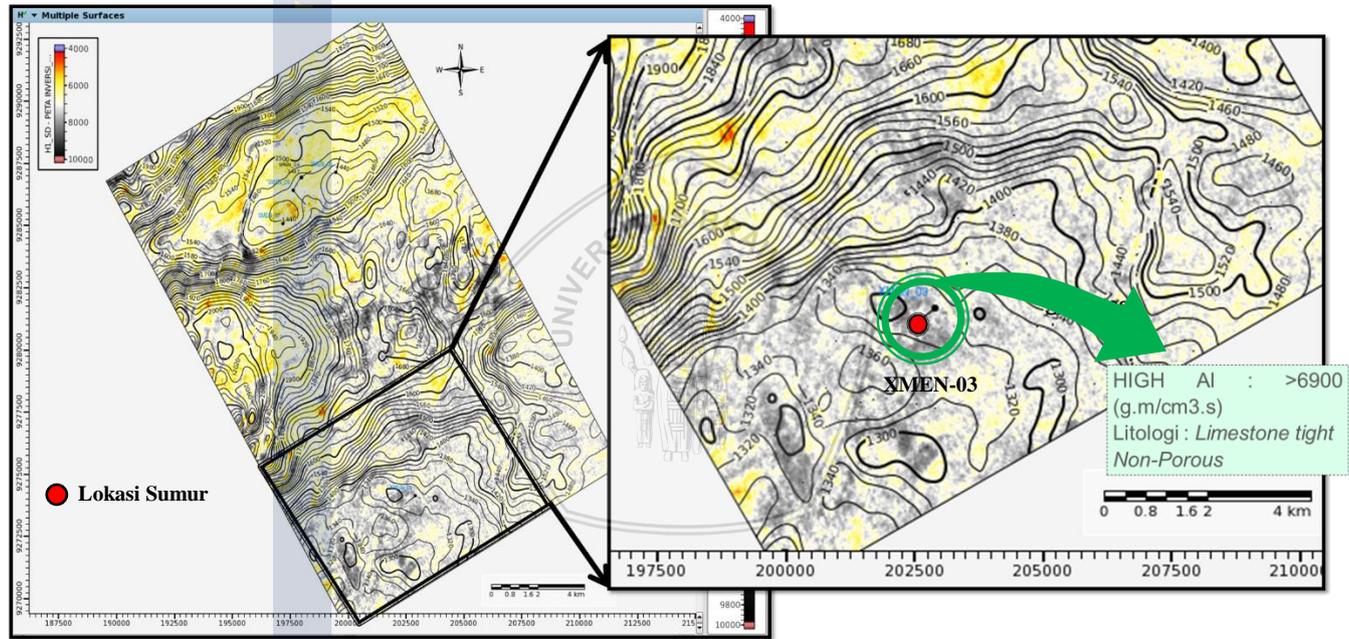
Kemudian pada gambar 5.15 berikut merupakan peta sebaran AI pada horizon H1, dapat dilihat bahwa AI rendah ditunjukkan oleh warna merah hingga warna hitam dengan nilai 4000-10000 ($\text{g.m/cm}^3.\text{s}$). Daerah yang memiliki nilai AI tinggi terkonsentrasi pada daerah tinggian yang berada di Utara dan Selatan daerah penelitian tepatnya di sekitar sumur SMEN-04, SMEN-05, SMEN-07, SMEN-09, dan XMEN-03.

Pada Gambar 5.15, peta sebaran AI horizon H1 pada daerah tinggian bagian Utara tepatnya disekitar sumur SMEN-04, SMEN-05, SMEN-07, dan SMEN-09 memiliki nilai AI yang cenderung lebih tinggi yaitu $6000 < x < 6900$ ($\text{g.m/cm}^3.\text{s}$). Hal tersebut dapat dikorelasikan dengan nilai *Cut-off AI* pada analisa sensitifitas batuan yang telah dilakukan sebelumnya, dimana nilai *Cut-off AI* dengan rentang nilai 6000-6900 ($\text{g.m/cm}^3.\text{s}$) mengidentifikasi bahwa daerah tersebut didominasi oleh fasies *Calcareous Sandstone* dan memiliki porositas tinggi. Kemudian pada Gambar 5.16, merupakan peta sebaran AI horizon H1 pada daerah tinggian bagian Selatan tepatnya disekitar sumur XMEN-03 yang memiliki nilai AI cenderung sangat tinggi yaitu >6900 ($\text{g.m/cm}^3.\text{s}$). Dimana berdasarkan analisis *Cut-Off AI* dengan rentang nilai >6900 mengidentifikasi bahwa daerah tersebut didominasi oleh sebaran fasies *Limestone Tight* sebagai *Platform* dan memiliki porositas rendah.

Sifat fisis batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur, sehingga AI dapat digunakan sebagai AI suatu indikator litologi, porositas, hidrokarbon, serta pemetaan litologi. Hubungan antara AI dan porositas adalah linear terbalik, dimana AI rendah memiliki porositas yang tinggi yang mana bila dikorelaskan dengan jenis reservoir merupakan kondisi reservoir yang baik.



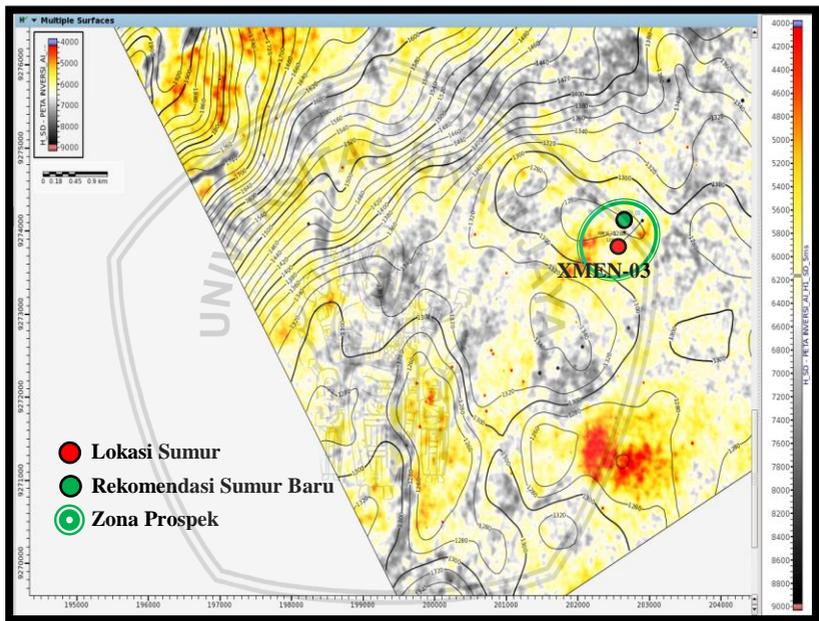
Gambar 5.15 Peta persebaran inversi impedansi akustik daerah tinggian Utara yang telah dioverlay kontur kedalaman pada reservoir H1



Gambar 5.16 Peta persebaran inversi impedansi akustik daerah tinggian Selatan yang telah dioverlay kontur kedalaman pada reservoir H1

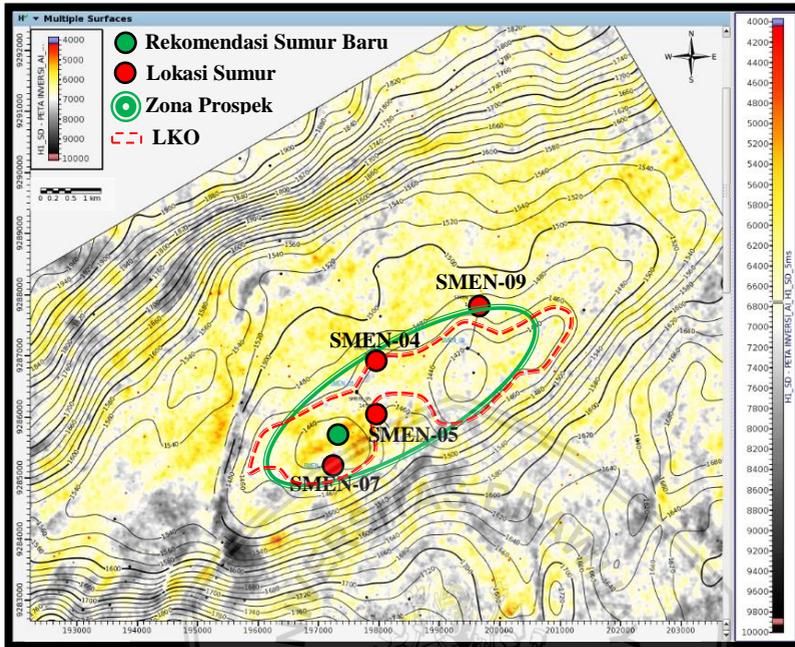
5.9 Zona Prospek untuk Sumur Baru

Zona prospek merupakan suatu zona reservoir *porous* yang dapat dilihat dari hasil peta sebaran AI pada daerah yang berada diatas LKO. Berdasarkan hasil yang diperoleh dari pengolahan data (gambar 5.17), diketahui pada horison H bahwa zona prospek berada pada daerah di sekitar sumur XMEN-03 yang diketahui juga memiliki fasies *Calcareous Sandstone*. Daerah di sekitar sumur XMEN-03 ini memiliki AI rendah dan porositas yang tinggi, terletak di antiklin sehingga mampu menjadi lokasi terakumulasinya hidrokarbon.



Gambar 5.17 Peta persebaran inversi impedansi akustik untuk penentuan zona prospek pada horizon H

Kemudian pada Gambar 5.18 horizon H1 berada di daerah sekitar sumur SMEN-07 yang juga memiliki memiliki fasies *Calcareous Sandstone* dengan nilai AI rendah dan porositas yang tinggi, terletak di antiklin terletak di antiklin sehingga mampu menjadi lokasi terakumulasinya hidrokarbon.



Gambar 5.18 Peta persebaran inversi impedansi akustik untuk penentuan zona prospek pada horizon H1

Daerah pengembangan merupakan daerah yang akan dikembangkan sehingga dapat ditetapkan lokasi usulan sumur baru. Maka dari itu, pada lapangan “X-MEN”, daerah yang akan dikembangkan adalah diusulkan sumur SMEN-11 dan XMEN-05 sebagai lokasi sumur baru yang berjarak 1km dari sumur SMEN-07 dan XMEN-03. (Gambar 5.17 dan gambar 5.18).

BAB VI PENUTUP

6.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisis yang telah dilakukan, kesimpulan dapat diambil dari penelitian ini adalah:

1. Karakterisasi reservoir yang dilakukan dengan inversi AI menggunakan *Spectral Decomposition Volume* memberikan hasil yang baik untuk mendeliniasi lapisan tipis pada Zona H&H1. Inversi impedansi akustik dapat dilakukan pada *spectral decomposition Volume* karena memiliki *spectrum frekuensi – amplitude* yang hampir sama dengan volum *post stack time migration*.
2. Distribusi reservoir dari *Calcareous Sandstone* H & H1 dapat dijelaskan dengan nilai impedansi akustik, reservoir *Calcareous Sandstone* yang memiliki rentang nilai impedansi akustik rendah (poros) yaitu $6000 < x < 6900$ (g.m/cm³.s),. Sedangkan reservoir yang ditunjukkan dengan nilai impedansi akustik yang tinggi > 6900 (g.m/cm³.s) diinterpretasikan sebagai *platform* karbonat karena bersifat *tight*.
3. Berdasarkan hasil yang diperoleh dari pengolahan data diindikasikan bahwa zona prospek berada pada daerah di sekitar sumur SMEN-07 pada Horizon H1 dan XMEN-03 pada Horizon H yang memiliki AI tinggi ($6000 < x < 6900$) (g.m/cm³.s) dan porositas yang tinggi. Maka dari itu, untuk daerah pengembangan di lapangan “X-MEN”, diusulkan sumur SMEN-11 dan XMEN-05 sebagai lokasi sumur baru yang berjarak 1km dari sumur SMEN-07 dan XMEN-03.

6.2 Saran

Untuk mengetahui sebaran *Calcareous Sandstone* lebih *detail* dan akurat berdasarkan nilai porositasnya perlu dilakukannya analisis petrofisika dan dibuat peta sebaran porositas pada horizon H dan H1 lapangan “X-MEN”.



DAFTAR PUSAKA

- Afnimar.2009. *Seismologi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Amril, A., Sukowitono., and Supriyanto., 1991. Jatibarang Sub-Basin-a half Graben Model in the Onshoe of North West Java, IPA Proceedings, Annual Convention. Jakarta, hal 279-307.
- Arpandi,D.,Patmosukismo,S.,1975.*The Cibulakan Formation as One of The Most Prospective Stratigraphic Units in The Northwest Java Basinal Area*,IPA Proceeding,4th Annual Convention,Jakarta
- Badley, M.E. 1985. *Practical Seismic Interpretation*. Prentice Hall
- Bishop,M.G.2000.*Petroleum System of The Northwest Java Province,Java,and Offshore Southeast Sumatera,Indonesia*.USA:USGS.
- Brown, A.R. 1999, “*Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*”. Fifth Edition. AAPG Memoir 42. SEG Investigations ini Geophysics No. 9. Oklahoma.
- Budiyani,S.,Priambodo,D.,Haksana,Bw.,Sugianto,P.,1991.*Konsep Eksplorasi Untuk Formasi Parigi di Cekungan Jawa Barat Utara*.Makalah IAGI.Vol 20th,Indonesia.hal 45-67
- Calkins, K.G. 2005. *Applied Statistics - Lesson 5: Correlation Coefficients*. Andrews University
- Daly, M. C., 1987, *Tertiary Plate Tectonic and Basin Evolution in Indonesia*. Proceedings of the Indonesia Petroleum Association 16th.
- Giancoli, Douglas C. 2001. *Fisika*. Erlangga. Jakarta
- Hamilton,W.,1979,*Tectonics of The Indonesian Region*.USGS *Professional Paper*,1078.

- Herron, D. A. dan Latimer, R. B. 2011. *First Step in Seismic Interpretation. Society of Exploration Geophysics*. United States of America
- Jamady, A.2011. *Kuantitatif Frekuensi dan Resolusi Menggunakan Seismik Refleksi di Perairan Maluku Utara*. Bogor IPB.
- Krisna, HM., Agung, DA., OA, Pranidhana., Annisa, B., Dhea, RN., B, Dwijatmiko., D, Pramudito., E, Hartantyo.,2017. *Early Miocene Carbonate "G-0" Distribution Analysis Using Spectral Inversion*. ITS International Geoscience Convention. Surabaya
- Martodjodjo,S.,2003,*Pembelajaran Fasies Anggota Cibulakan Atas Daerah Kandanghaur Gantar-Indramayu,Jawa Barat*,PERTAMINA EP III,Cirebon.
- Noble,Ron A.1997.*Petroleum System of Northwest Java Indonesia*. Proceeding IPA.26th Annual Convention.Hal:585-600
- Noor, D. 2014. *Pengantar Geologi*. Deepublish Publisher. Yogyakarta
- Nopyansyah, T., 2007. *Studi Penyebaran Reservoir berdasarkan Data Log, Cutting, dan Atribut Seismik pada Lapangan "TNP" Formasi Cibulakan Atas Cekungan Jawa Barat Utara*. Skripsi-S1 Teknik Geologi FTM UPN Veteran Yogyakarta.
- Olarewaju, A. 2015. *Hydrocarbon Exploration Using Unconventional Interpretation Techniques: reflection seismology*. Anchor Academic Publishing. Germany
- Onajite. E. 2014. *Seismik Data Analysis Techniques in Hydrocarbon Exploration*. Elsevier. United State of America
- Partyka, G., Gridley, J., dan Lopez, John. 1999. *Interpretational Application of Spectral Decomposition for Reservoir Characterization*. The Leading Edge, vol.18, No.3, pg 353360

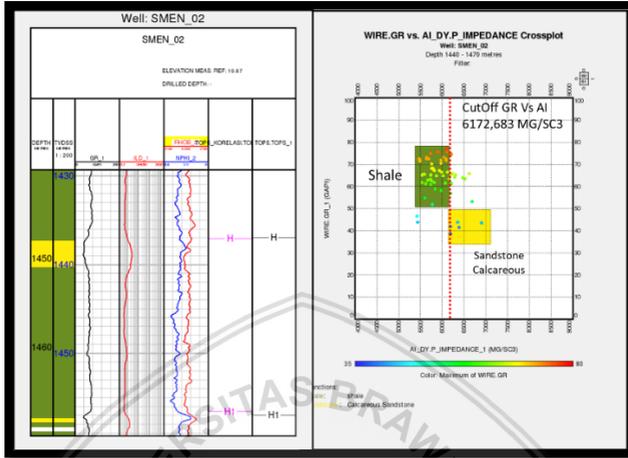
- Reminton.C.H.,Nasir.H.,1986.*Potensi Hidrokarbon pada Batuan Karbonat Miosen Jawa Barat Utara.PIT IAGI XV*.Yogyakarta
- Reminton,C.H dan Pranyoto.,1985,Source HTTP/www.USGS.com
- Reynolds, J. M.,1997. *An Introduction to Applied and Environmental Geophysics*. John Wiley and Sons Inc., England.
- Russel, B. H. 2004. *The Application of Multivariate and Neural Network to the Prediction of Reservoir Parameters using Seismic Attributes*. University of Calygary. Alberta
- Sheriff, R. E. dan Geldart, L. P. 1995. *Exploration Seismoogy: Second Edition*. Cambridge University: United State of America
- Simm, R., Bacon, M., dan Redshaw, T. 2014. *3-D Seismic Interpretation*. Cambridge. United Kingkdom
- Sukmono. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S., & Abdullah, A. 2001.*Karakteristik Reservoar Seismik*. Bandung: Insitut Teknologi Bandung.
- Veeken, P. C. H. 2007. *Seismik Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation*. Elsevier. United Kingdom



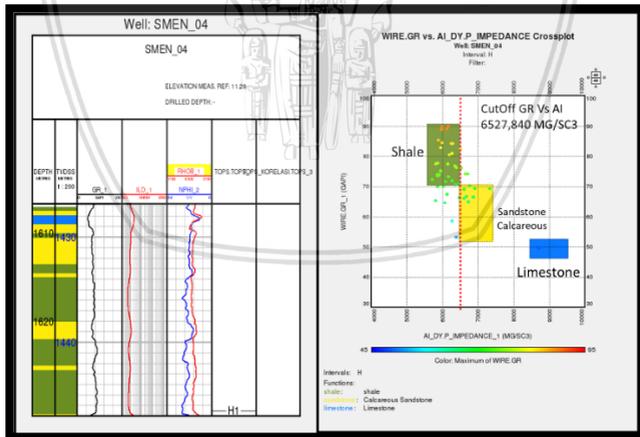
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

LAMPIRAN

LAMPIRAN A: Analisa Sensitifitas Batuan (*Crossplot*)

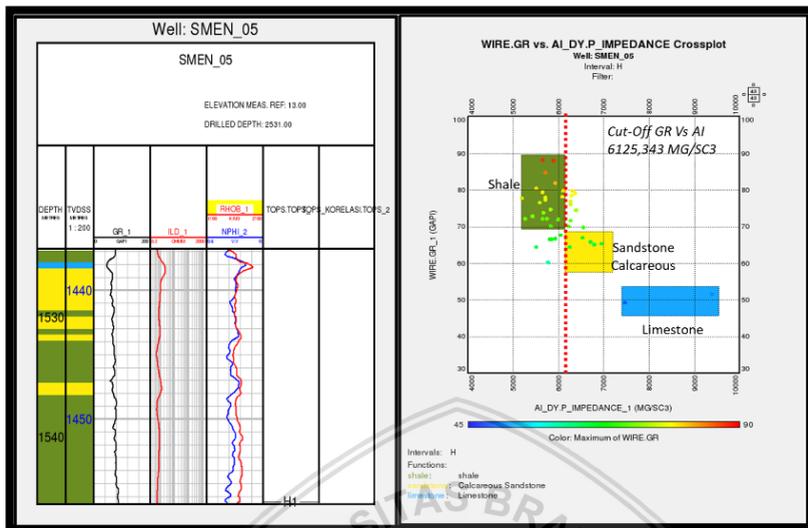


Lampiran: 1 Hasil Analisa Sensitifitas Batuan sumur SMEN-02 pada horizon H

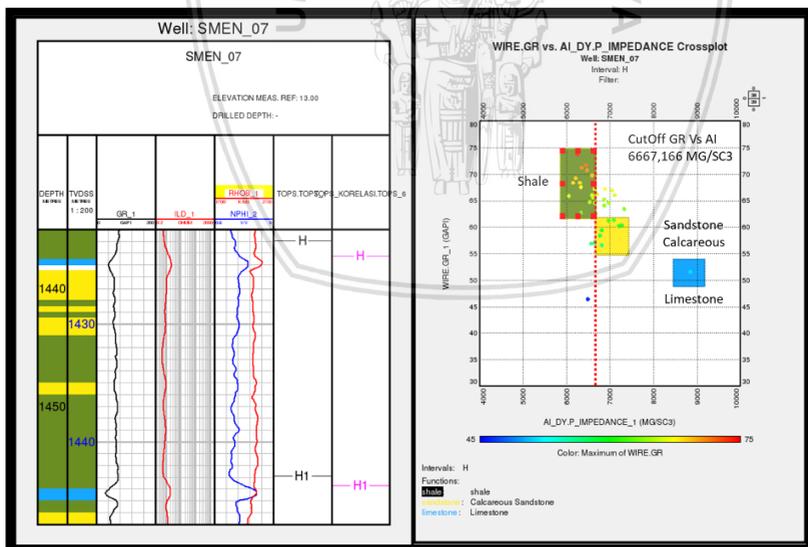


Lampiran: 2 Hasil Analisa Sensitifitas Batuan sumur SMEN-04 pada horizon H

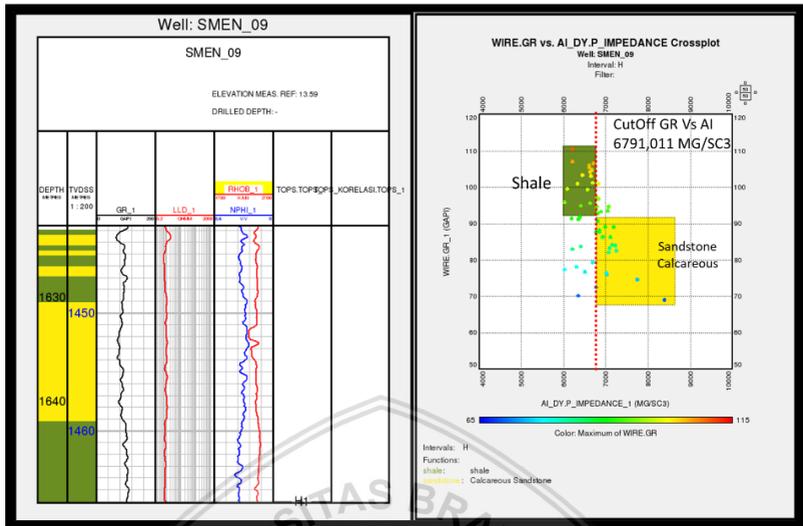




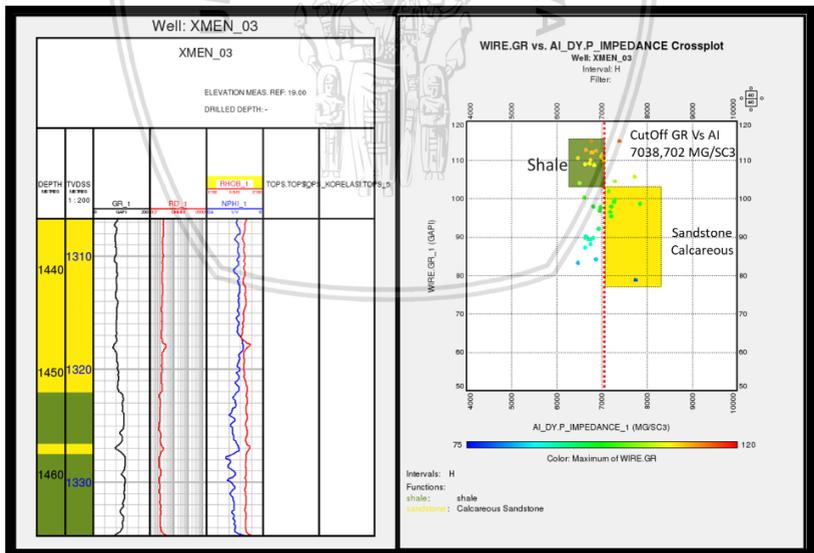
Lampiran: 3 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-05 pada horizon H



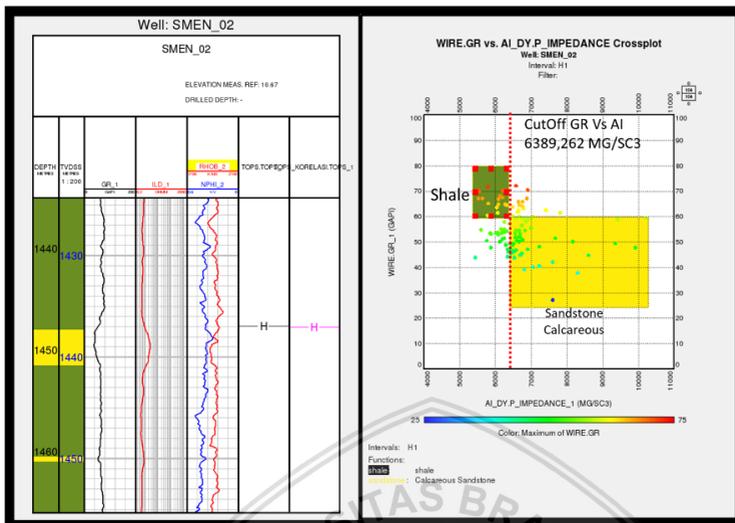
Lampiran: 4 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-07 pada horizon H



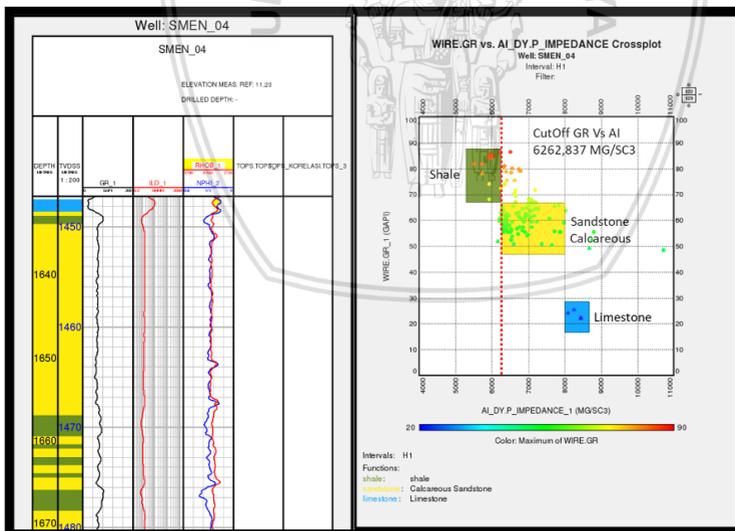
Lampiran: 5 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-09 pada horizon H



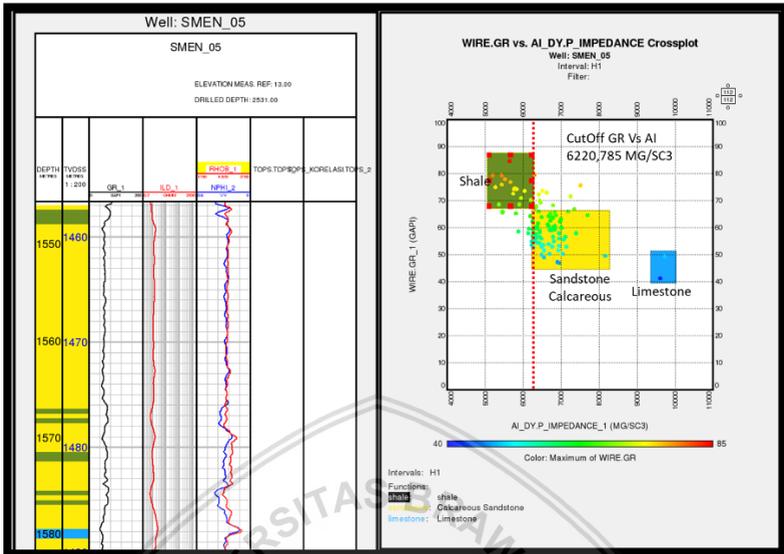
Lampiran: 6 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur XMEN-03 pada horizon H



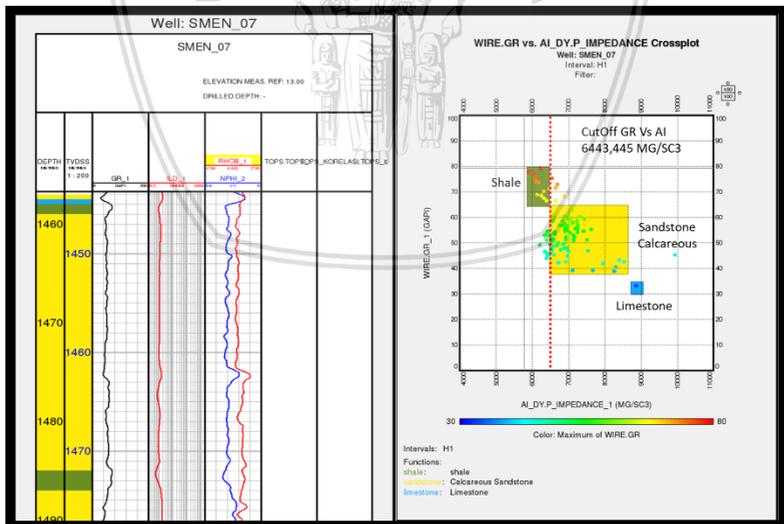
Lampiran: 7 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-02 pada horizon H1



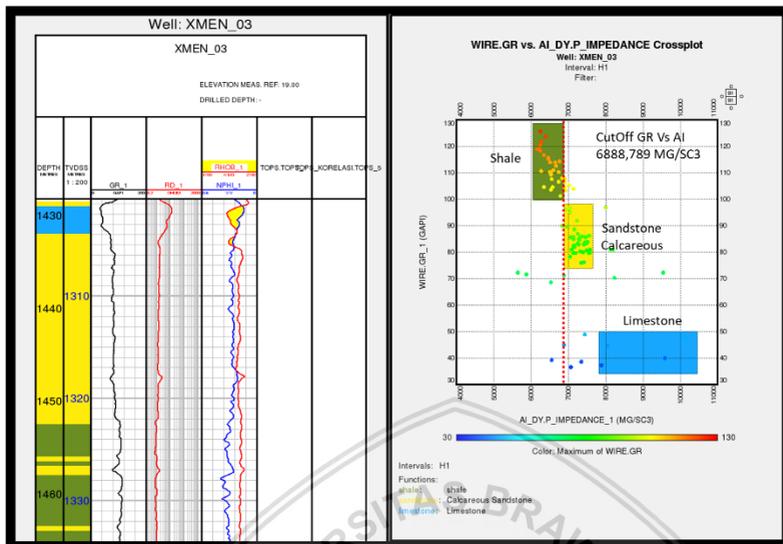
Lampiran: 8 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-04 pada horizon H1



Lampiran: 9 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-05 pada horizon H1



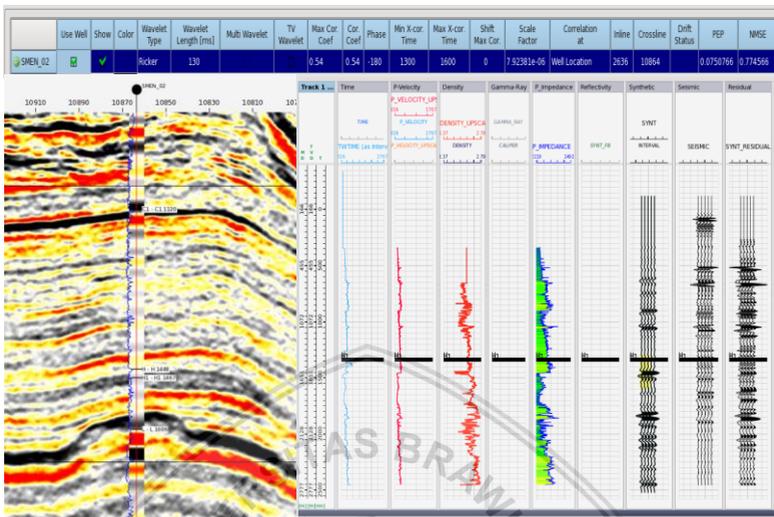
Lampiran: 10 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur SMEN-07 pada horizon H1



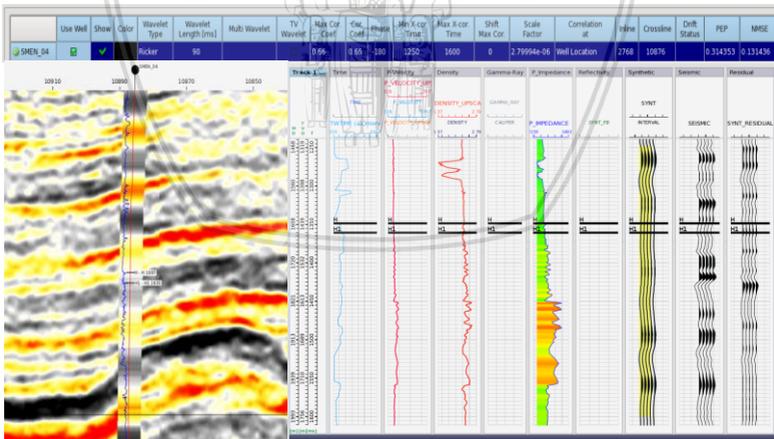
Lampiran: 11 Hasil Analisa Senitifitas Batuan sumur XMEN-03 pada horizon H1



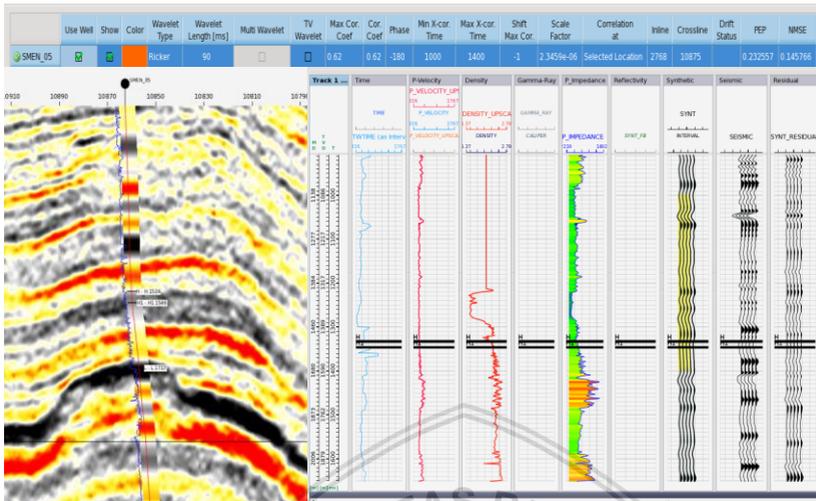
LAMPIRAN B: Well Seismic Tie



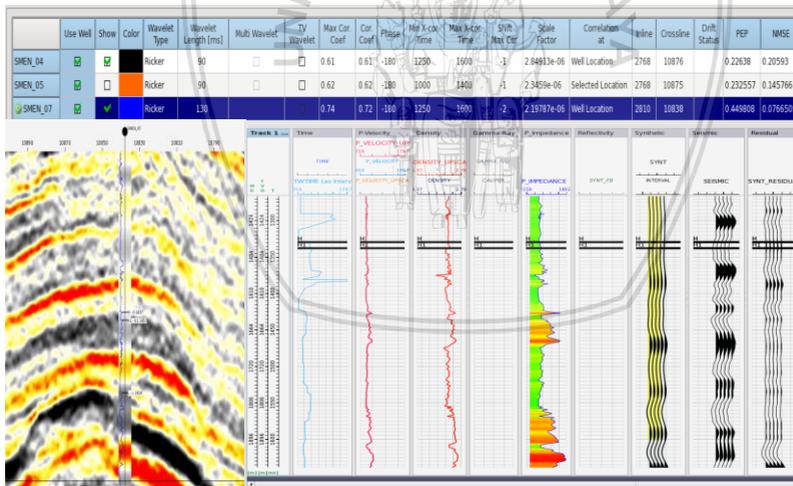
Lampiran: 12 Well Seismic Tie Well SMEN-02



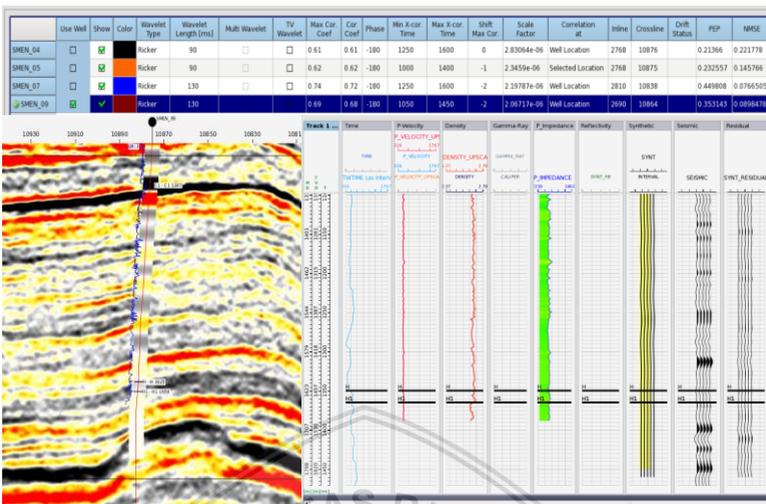
Lampiran: 13 Well Seismic Tie Well SMEN-04



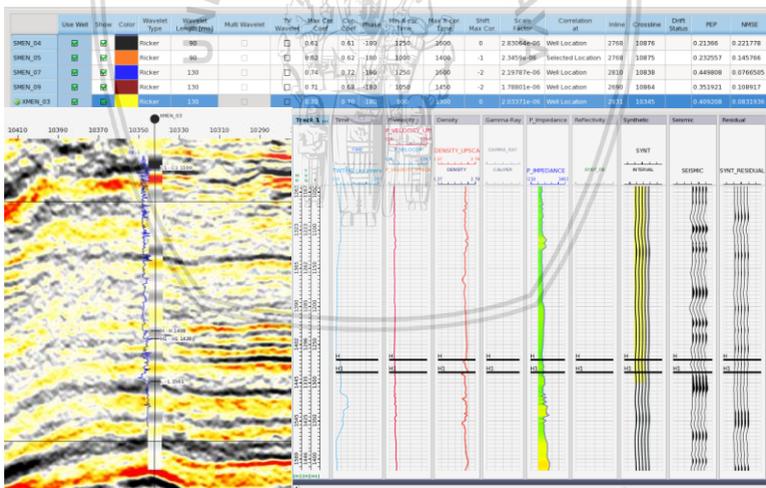
Lampiran: 14 Well Seismic Tie Well SMEN-05



Lampiran: 15 Well Seismic Tie Well SMEN-07

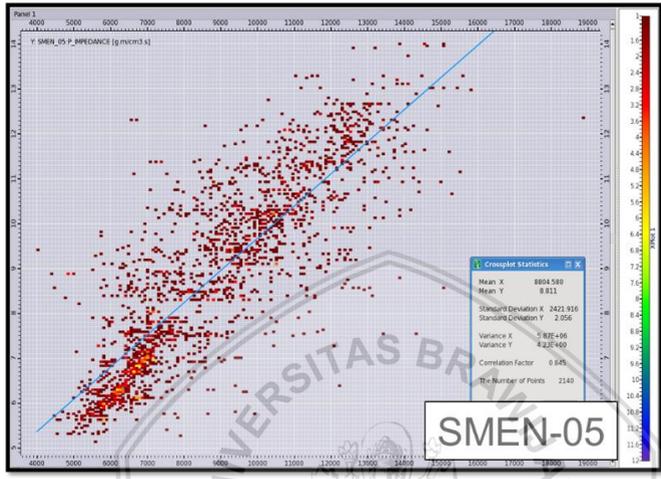


Lampiran: 16 Well Seismic Tie Well SMEN-09

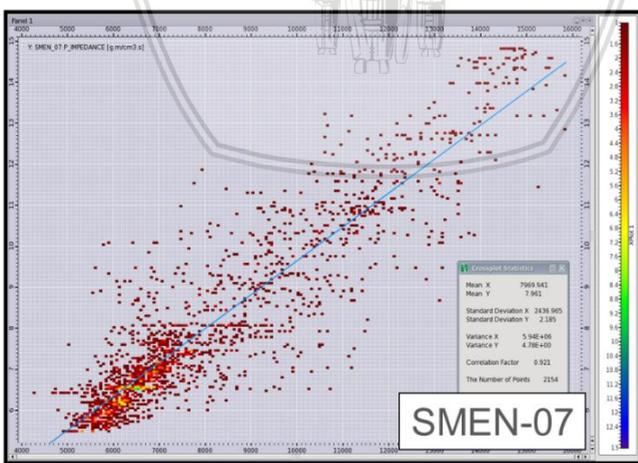


Lampiran: 17 Well Seismic Tie Well XMEN-03

LAMPIRAN C: *Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave Impedance Background Model*

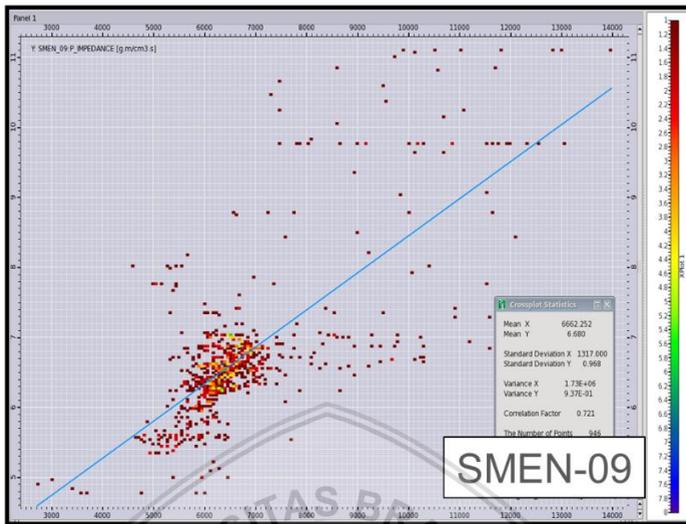


Lampiran: 18 *Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave Impedance Background Model SMEN-05*

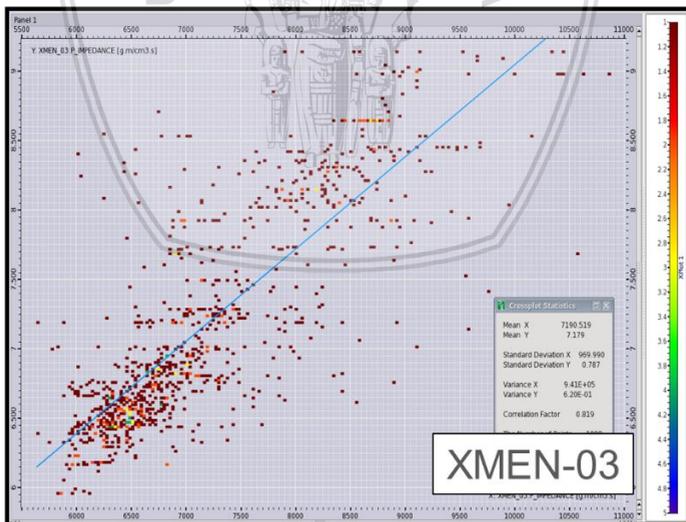


Lampiran: 19 *Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave Impedance Background Model SMEN-07*



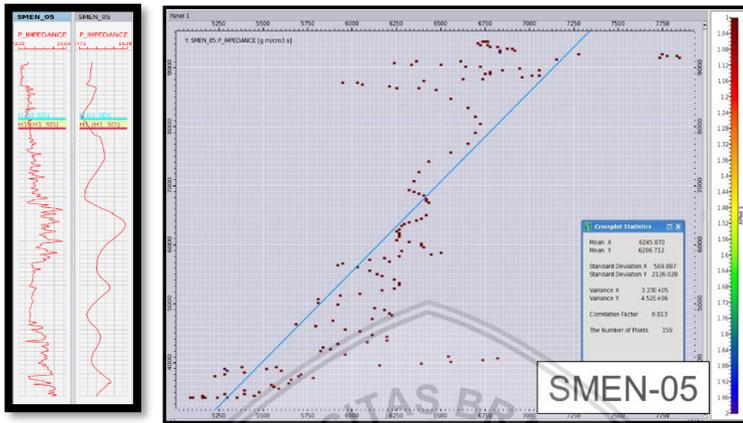


Lampiran: 20 Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave Impedance Background Model SMEN-09

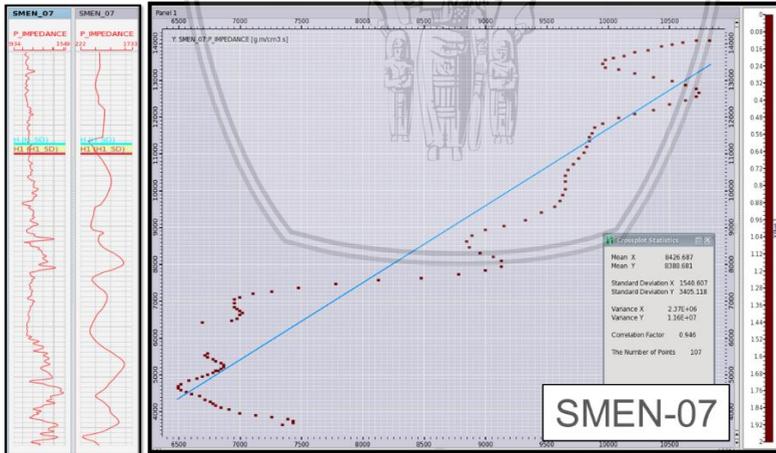


Lampiran: 21 Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave Impedance Background Model XMEN-03

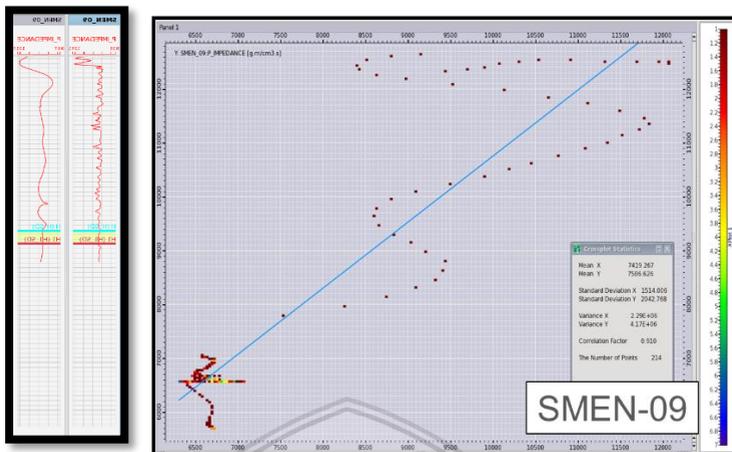
LAMPIRAN D: *Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave Impedance hasil Inversi*



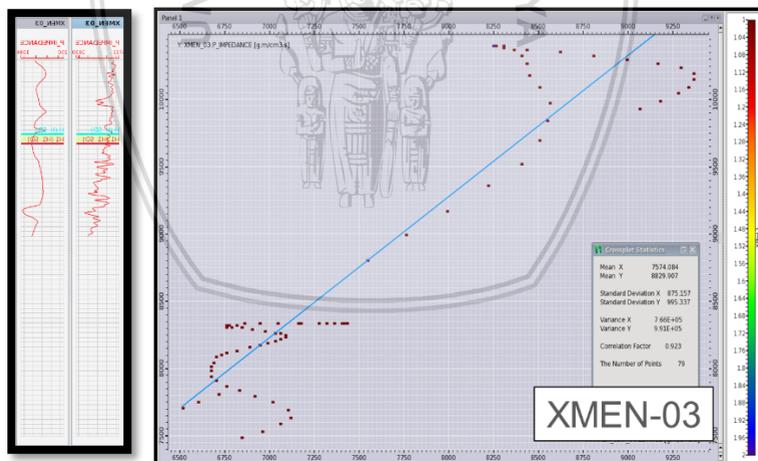
Lampiran: 22 *Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave hasil Inversi SMEN-05*



Lampiran: 23 *Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave hasil Inversi SMEN-07*



Lampiran: 24 Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave hasil Inversi SMEN-09



Lampiran: 25 Crossplot P-wave Impedance asli dengan P-wave hasil Inversi XMEN-03