

**ANALISIS RESERVOAR MENGGUNAKAN SEISMIK
INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI) DENGAN ATRIBUT
VARIANCE DAN ATRIBUT *ROOT MEAN SQUARE* (RMS)
UNTUK MENENTUKAN *PROPOSE WELL* PADA LAPANGAN
“ADT” CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

SKRIPSI

Oleh :

ADITYA SAPUTRA

115.100.054



**PROGRAM STUDI TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA
2014**

LEMBAR PENGESAHAN

SKRIPSI

ANALISIS RESERVOAR MENGGUNAKAN SEISMIK INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI) DENGAN ATRIBUT *VARIANCE* DAN ATRIBUT *ROOT MEAN SQUARE* (RMS) UNTUK MENENTUKAN *PROPOSE WELL* PADA LAPANGAN “ADT” CEKUNGAN SUMATERA TENGAH

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memenuhi gelar Sarjana Strata Satu (S1)
Program Studi Teknik Geofisika, Fakultas Teknologi Mineral,
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

Telah dipersiapkan dan disusun oleh :

Aditya Saputra
115.100.054

Laporan ini telah diperiksa dan disetujui oleh :

Yogyakarta, 24 Desember 2014

Dosen Pembimbing 1

Dosen Pembimbing II

Dr. Ir. H. Suharsono, MT
NIP. 19620923.1990033.1001

Ardian Novianto, ST. MT.
NPY. 2.78.10.07.02411

Mengetahui,

Ketua Program Studi Teknik Geofisika

UPN “Veteran” Yogyakarta

Dr. Ir. H. Suharsono, MT
NIP. 19620923.1990033.1001

PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

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

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

Yogyakarta, 24 Desember 2014

Yang Menyatakan,

Materai Rp.6000,-

Aditya Saputra

Nomor Hp/ Telepon : 085725880772

Alamat e-mail : adit_gf54@yahoo.com

Nama dan Alamat Orang tua : Rochmad

Ds. Singosaren Rt 02, Wukirsari, Imogiri, Bantul,

D.I. Yogyakarta

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis ucapkan kepada ALLAH S.W.T yang senantiasa memberikan petunjuk, kenikmatan dan kesehatan sehingga penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir ini dengan judul **“ANALISIS RESERVOAR MENGGUNAKAN SEISMIK INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI) DENGAN ATRIBUT *VARIANCE* DAN ATRIBUT *ROOT MEAN SQUARE* (RMS) UNTUK MENENTUKAN *PROPOSE WELL* PADA LAPANGAN “ADT” CEKUNGAN SUMATERA TENGAH”** sebagai salah satu syarat dalam menyelesaikan kuliah program sarjana strata 1 Program Studi Teknik Geofisika, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

Penulis juga ingin mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Prof. Dr. Ir. Sari Bahagiarti K, M.Sc selaku Rektor UPN “Veteran” Yogyakarta.
2. Kedua orang tua yang selama kurang lebih empat tahun memberikan motivasi dan doa.
3. Bapak Dr. Ir. H.Suharsono, MT selaku Kepala Program Studi Teknik Geofisika dan dosen pembimbing 1 yang telah memberi banyak pelajaran dan bimbingan selama kuliah dan tugas akhir.
4. Bapak Ardian Novianto, ST. MT selaku dosen pembimbing 2 yang telah membimbing, mengarahkan dan memberi masukan selama ini.
5. Ibu Giyanti, Bapak Parja, Bapak Eko dan Staf Tata Usaha Program Studi Teknik Geofisika lainnya yang telah membantu selama kuliah, pembuatan surat jalan dan surat pengantar untuk Kerja Praktek dan Tugas Akhir.
6. Wisnu, Adi Wijayanto, dan Masnur yang membimbing dalam menganalisis data saat menempuh tugas akhir ini, terimakasih atas masukannya, dukungan dan diskusinya selama ini.

Yogyakarta, 22 Desember 2014

Aditya Saputra

ABSTRAK

ANALISIS RESERVOAR MENGGUNAKAN SEISMIK INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI) DENGAN ATRIBUT *VARIANCE* DAN ATRIBUT *ROOT MEAN SQUARE* (RMS) UNTUK MENENTUKAN *PROPOSE WELL* PADA LAPANGAN “ADT” CEKUNGAN SUMATERA TENGAH

Oleh :

Aditya Saputra
115100054

Lapangan “ADT” terletak pada Cekungan Sumatera Tengah dimana *petroleum system* pada lapangan ini dipengaruhi oleh aktivitas tektonik. Daerah tinggian yang terbentuk berpotensi sebagai perangkap hidrokarbon. Tujuan penelitian ini untuk menganalisis reservoir menggunakan metode inversi *Acoustic Impedance* (AI) *Model Based* dengan atribut amplitudo (RMS) dan atribut *variance* untuk menentukan sumur baru.

Metode inversi AI menggunakan parameter kecepatan gelombang P (V_p) dan densitas (ρ) untuk mengidentifikasi litologi batuan reservoir. Penelitian ini menggunakan metode atribut RMS dan *variance* untuk mengetahui keberadaan hidrokarbon dan kondisi *trap* struktur dari reservoir tersebut, dimana parameter atribut RMS memperbesar nilai amplitudo pada penampang seismik dan atribut *variance* untuk melihat variansi sampel atau perubahan secara lateral pada interval tertentu yang dicirikan adanya pola struktur.

Analisis atribut *variance* menunjukkan dua pola sesar yaitu sesar utama pada BaratLaut (NW) - Tenggara (SE) dan sesar-sesar *minor* atau *backthrusting* yang berarah BaratDaya (SW) - TimurLaut (NE). Hasil *slice* AI menunjukkan zona target reservoir Kelompok Sihapas (Formasi Bekasap) adalah *sand clean* dengan nilai AI 16500 – 19000 (ft/s)*(g/cc) dan *shally sand* dengan nilai AI 19100 – 25000 (ft/s)*(g/cc). Pada ketebalan 149.26 ft di atas Top Basement berpotensi sebagai *source rock* dengan nilai AI 25100 - 31500 (ft/s)*(g/cc). Hasil *slice* atribut RMS menunjukkan nilai amplitudo tinggi yaitu 2 - 5 pada *slicing* Top Sihapas dan 2.5 - 8 pada *slicing* Top Pematang dengan warna hijau-merah yang mengindikasikan kontras litologi dan keberadaan hidrokarbon. Peta struktur kedalaman pada Top Sihapas menunjukkan daerah zona target berada pada tinggian. Sehingga dari integrasi tiga peta yaitu *slice* AI, *slice* RMS, dan peta struktur kedalaman serta hasil analisis zona target menggunakan data log dapat ditentukan posisi sumur baru “ADT” pada *inline* 1291 dan *xline* 5205 dengan zona prospek berada pada kedalaman \pm 510 - 620 ft.

Kata kunci: Inversi AI, Atribut amplitudo, *Variance*, *Backthrusting*

ABSTRACT

ANALYSIS RESERVOIR USING SEISMIC INVERSION ACOUSTIC IMPEDANCE (AI) WITH ATTRIBUTES VARIANCE AND ATTRIBUTES ROOT MEAN SQUARE (RMS) TO PROPOSE WELL IN "ADT" FIELD CENTRAL SUMATERA BASIN

By :

Aditya Saputra
115 100 054

"ADT" field is located in the Central Sumatera Basin where the petroleum system in this field is influenced by tectonics activity. High area formed potential present of hydrocarbons. The purpose of this study was to analyze the reservoir using inversion methods acoustic impedance (AI) Model Based with amplitude attribute (RMS) and variance attribute to propose well.

AI inversion method using parameter P-wave velocity (V_p) and density (ρ) to identify lithology of reservoir rocks. This study uses the RMS attributes and variance to determine the present of hydrocarbons and the condition of trap or structure of the reservoir, where the amplitude parameters become high on seismic amplitude value and the variance to view variance sample or change laterally at specific intervals which characterized the structural pattern.

Analysis variance attribute to determine two pattren of fault namely mayor fault on NorthWest – SouthEast and minor fault trending or backthrusting on SouthWest – NorthEast. AI slice results show reservoir target on Sihapas Groups (Bekasap Formation) are sand clean with the value of AI 16500 - 19000 (ft/s)*(g/cc) and shally sand with the value of AI 19100 - 25000 (ft/s)*(g/cc). At the thickness of 149.26 ft above the Top Basement potential as source rock with AI value 25100 - 30000 (ft/s)*(g/cc). RMS attribute slice show high amplitude value between 2 - 5 at the slicing of Top Sihapas and 2.5 - 8 at the slicing of Top Pematang by green to red of colour gradation at map which indicated lithologi contrast and the presence of hydrocarbons. Depth structure maps on Top Sihapas shows the target zone is at altitude. So from the integration of the three maps that AI slice, RMS slice, and depth structure maps as well as the results of the analysis of the target zone using the log data can be determined the position of the new wells "ADT" on inline 1291 and xline 5205 with the prospect zone at depth of \pm 510-620 ft.

Keywords : AI Inversion, Amplitude attribute, Variance, Backthrusting

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
LEMBAR PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH	ii
KATA PENGANTAR	iii
ABSTRAK	iv
ABSTRACT	v
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xv
DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG	xvi
BAB I PENDAHULUAN	
I.1. Latar Belakang	1
I.2. Rumusan Masalah	2
I.3. Maksud dan Tujuan	2
I.4. Batasan Masalah	3
I.5. Tahapan Pelaksanaan Penelitian	3
I.6. Waktu dan Lokasi Penelitian	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
II.1. Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah	5
II.1.1. Tektonik dan Struktur Geologi Cekungan Sumatera Tengah ..	7
II.1.2. Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah.....	12
II.1.3. Sistem <i>Petroleum</i> Cekungan Sumatera Tengah	21
II.2. Geologi Daerah Penelitian	23
II.2.1. Stratigrafi Daerah Penelitian	23
II.2.2. Sistem <i>Petroleum</i> Daerah Penelitian	26
II.3. Penelitian Terdahulu	27
II.3.1. Pendahuluan	27
II.3.2. Geologi Regional	28

II.3.3.	Analisis <i>Crossplot</i> Properti Log	29
II.3.4.	Analisis Inversi	30
II.3.5.	Analisis Multiatribut	31
II.3.6.	<i>Neural Network</i>	33
II.3.7.	<i>Blind Well Test</i>	36
II.3.8.	Interpretasi Peta	37

BAB III DASAR TEORI

III.1.	Metode Seismik Refleksi	40
III.2.	Komponen Seismik Refleksi	43
III.2.1.	Impedansi Akustik	43
III.2.2.	Koefisien Refleksi	44
III.2.3.	<i>Wavelet</i>	44
III.2.4.	Polaritas Seismik	45
III.2.5.	<i>Trace</i> Seismik	47
III.2.6.	Resolusi Vertikal Seismik	48
III.2.7.	Seismogram Sintetik	48
III.2.8.	<i>Well Seismic Tie</i>	50
III.3.	Sifat Fisik Batuan Reservoir	50
III.3.1.	Porositas	50
III.3.2.	Permeabilitas	51
III.3.3.	Saturasi Fluida	52
III.3.4.	Wetabilitas	52
III.3.5.	Tekanan Kapiler	53
III.3.6.	Kompresibilitas	54
III.4.	Sifat Fisik Fluida Reservoir	55
III.4.1.	Tekanan Gelembung / Tekanan Formasi Saturasi (P_b)	55
III.4.2.	Kelarutan Gas dalam Minyak (R_{so})	55
III.4.3.	Faktor Volume Formasi Minyak (B_o)	56
III.4.4.	Faktor Volume Formasi Gas	56
III.4.5.	Faktor Volume Formasi Total	56
III.4.6.	Kompresibilitas	57

III.4.7. Densitas	57
III.4.8. Viskositas	57
III.5. Data Sumur (Log)	57
III.5.1. Log untuk Mengukur Zona Permeabel	57
III.5.2. Log untuk Mengukur Porositas	58
III.5.3. Log untuk Mengukur Resistivitas	60
III.6. <i>Checkshot</i>	61
III.7. Metode Inversi Akustik Impedansi	61
III.8. Seismik Atribut	64
III.8.1. Atribut Amplitudo	65
III.8.2. <i>Variance Attribute</i>	67
BAB IV METODE PENELITIAN	
IV.1. Peralatan dan Data Penelitian	69
IV.1.1. Data Seismik.....	69
IV.1.2. Data Sumur	70
IV.1.3. Data Marker	71
IV.2. Diagram Alir Penelitian	72
BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN	
V.1. Analisis Sumur	75
V.1.1. Analisis Zona Target	75
V.1.2. Korelasi Stratigrafi	77
V.1.3. Korelasi Struktur	80
V.2. Analisis <i>Tuning Thickness</i>	81
V.3. Analisis <i>Crossplot</i>	83
V.4. Analisis <i>Well Seismic Tie</i>	86
V.5. Analisis <i>Picking Fault</i> dan <i>Horizon</i>	89
V.6. Analisis <i>Time Structure Map</i> dan <i>Depth Structure Map</i>	94
V.7. Analisis Inversi	97
V.7.1. Model Awal	87
V.7.2. Analisis Pra-Inversi	98

V.7.3. Inversi <i>Acoustic Impedance</i> (AI)	100
V.7.4. <i>Quality Control</i> Hasil dari Inversi <i>Acoustic Impedance</i> (AI)...	103
V.8. Analisis Atribut RMS	104
V.9. Analisis Penentuan Sumur Baru	105

BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN

VI.1. Kesimpulan	112
VI.2. Saran	113

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar I.1. Peta lokasi lapangan “ADT” : a. peta regional riau dan b. peta lokasi blok cpp pt. bumi siak pusako – pertamina hulu (Heidrick <i>and</i> Aulia, 1993; Pertamina Hulu (BOB), 2002)	4
Gambar II.1. Peta pergerakan lempeng daerah sumatera dan kawasan asia tenggara lainnya pada masa kini (Eubank <i>and</i> Makki, 1981)	5
Gambar II.2. Skema busur magmatik (modifikasi dari Krafft, 1989, dalam Williams, H. <i>and</i> McBirney, A.R., 1979)	6
Gambar II.3. Pembagian cekungan utama di sumatera dan batas-batasnya (Heidrick <i>and</i> Aulia, 1993)	7
Gambar II.4. Perkembangan tektonik tersier cekungan sumatera tengah (Heidrick <i>and</i> Aulia, 1993)	11
Gambar II.5. Kerangka struktur geologi yang berkembang pada fase f2 (<i>wrench fault</i>) dan fase f3 (<i>inversion structure</i>) di cekungan sumatera tengah (Heidrick <i>and</i> Turlington, 1997)	12
Gambar II.6. Tektonostratigrafi cekungan sumatera tengah dengan zona target regional (kotak merah) (Heidrick <i>and</i> Aulia, 1993)	13
Gambar II.7. Peta distribusi batuan dasar cekungan sumatera tengah (Yarmanto <i>et al.</i> , 1996)	15
Gambar II.8. Sistem petroleum cekungan sumatera tengah (Yarmanto <i>et al.</i> , 1996)	23
Gambar II.9. Stratigrafi lapangan “ADT” berdasarkan sumur eksplorasi ADT-1	26
Gambar II.10. <i>Crossplot</i> properti log : (a) ai antara <i>sand</i> dengan <i>shale overlap</i> ; (b) densitas antara <i>sand</i> dengan <i>shale</i> dapat dipisahkan; dan (c) porositas antara <i>sand</i> dengan <i>shale</i> dapat dipisahkan	30
Gambar II.11. Hasil inversi <i>model based</i>	31

Gambar II.12. Penampang barat laut-tenggara yaitu : (a) <i>pseudo gamma-ray</i> multiatribut dan (b) <i>pseudo</i> porositas hasil PNN	35
Gambar II.13. <i>Blind well test</i> utara-selatan yaitu : (a) <i>pseudo gamma-ray</i> multiatribut dan (b) <i>pseudo</i> porositas hasil PNN	36
Gambar II.14. Area potensi pengembangan berdasarkan peta <i>pseudo gamma-ray</i> , tanda posisi sumur hitam menunjukkan sumur dengan <i>log sonic</i> asli, tanda posisi sumur biru menunjukkan sumur dengan <i>predicted sonic</i> , dan tanda posisi sumur merah menunjukkan sumur yang digunakan untuk <i>blind well test</i>	38
Gambar II.15. Area potensi pengembangan berdasarkan peta <i>pseudo</i> porositas, tanda posisi sumur hitam menunjukkan sumur dengan <i>log sonic</i> asli, tanda posisi sumur biru menunjukkan sumur dengan <i>predicted sonic</i> , dan tanda posisi sumur merah menunjukkan sumur yang digunakan untuk <i>blind well test</i>	39
Gambar III.1. Ilustrasi penjalaran gelombang seismik dari sumber ke penerima (Sukmono, 1999)	40
Gambar III.2. Partisi energi gelombang seismik pada bidang reflektor (Yilmaz, 2001)	41
Gambar III.3. Gelombang primer dan gelombang sekunder (Bolt, 1993; Shearer, 1999)	43
Gambar III.4. Gelombang <i>rayleigh</i> dan gelombang <i>love</i> (Bolt, 1993; Shearer, 1999)	43
Gambar III.5. Jenis fase : (a) fase minimum, (b) fase campuran, (c) fase maksimum, dan (d) fase nol (Sukmono, 1999)	45
Gambar III.6. Polaritas normal dan polaritas terbalik menurut seg, a. pada <i>minimum phase</i> dan b. pada <i>zero phase</i> (Sukmono, 1999)	46
Gambar III.7. Seismogram sintetik merupakan hasil konvolusi <i>wavelet</i> dengan koefisien refleksi (Sukmono, 1999)	49

Gambar III.8.	Geometri <i>source</i> dan <i>receiver</i> pada : (a) survei <i>checkshot</i> di darat dan (b) pada sumur deviasi (Anstey and Geyer, 1987; Goetz, <i>et al.</i> , 1979)	61
Gambar III.9.	Skema proses konvolusi dan dekonvolusi (Yilmaz, 1987)	63
Gambar III.10.	(a) Analisis <i>window</i> konstan, (b) analisis <i>window</i> yang dipusatkan pada <i>horizon</i> , analisis <i>window</i> dengan nilai tertentu pada <i>horizon</i> , dan (d) analisis <i>window</i> antar <i>horizon</i> (Hutabarat, 2009)	65
Gambar III.11.	Ilustrasi penghitungan amplitudo rms (Sukmono, 2007)	67
Gambar IV.1.	Kualitas data seismik	70
Gambar IV.2.	<i>Base map</i> dan letak sumur penelitian	71
Gambar IV.3.	Diagram alir pengolahan data seismik inversi AI dan atribut.....	72
Gambar V.1.	<i>Log</i> yang digunakan dalam analisis zona target (kotak hitam) pada sumur ADT-1	76
Gambar V.2.	Korelasi stratigrafi pada sumur ADT-20, ADT-1, dan ADT-32	80
Gambar V.3.	Korelasi struktur pada sumur ADT-20, ADT-1, dan ADT-32	81
Gambar V.4.	Frekuensi dominan atau <i>high frequency</i> pada analisis spektrum amplitude	82
Gambar V.5.	Diagram hasil analisis <i>tuning thickness</i>	83
Gambar V.6.	Analisis <i>crossplot p-impedance</i> vs gamma-ray beserta <i>cross-section</i> AI dan gamma-ray pada sumur ADT-1	85
Gambar V.7.	<i>Well seismic tie</i> sumur ADT-1	87
Gambar V.8.	<i>Wavelet</i> yang digunakan pada semua sumur, <i>wavelet time response</i> (a), <i>wavelet amplitude and phase response</i> (b), dan <i>wavelet history</i> (c)	88
Gambar V.9.	Hasil <i>variance attribute time slice</i> 120 ms dan 230 ms serta <i>picking fault</i> pada lapangan “ADT” menggunakan <i>time structure map</i>	89

Gambar V.10. <i>Picking fault</i> pada penampang seismik <i>inline</i> 1334 berarah baratdaya - timurlaut	90
Gambar V.11. Penampang atribut <i>variance inline</i> 1344 berarah baratdaya-timurlaut yang mengindikasikan adanya struktur (oval merah).....	91
Gambar V.12. <i>Picking horizon</i> pada penampang seismik <i>inline</i> 1364 berarah baratdaya - timurlaut	92
Gambar V.13. <i>Picking horizon</i> pada penampang seismik <i>arbitrary line</i> berarah baratlaut - tenggara	93
Gambar V.14. <i>Time structure map</i> (a) dan <i>depth structure map</i> top sihapus (b)	95
Gambar V.15. <i>Time structure map</i> (a) dan <i>depth structure map</i> top pematang (b)	96
Gambar V.16. <i>Time structure map</i> (a) dan <i>depth structure map</i> top <i>basement</i> (b)	96
Gambar V.17. Posisi sumur pada korelasi struktur dan <i>depth structure map</i>	97
Gambar V.18. Model awal inversi pada <i>inline</i> 1364	98
Gambar V.19. Hasil pra-inversi pada sumur ADT-1 dengan zona target inversi AI (kotak hitam)	99
Gambar V.20. Hasil pra-inversi pada sumur ADT-32 dengan zona target inversi AI (kotak hitam).....	99
Gambar V.21. Hasil pra-inversi pada sumur ADT-20 dengan zona target inversi AI (kotak hitam).....	100
Gambar V.22. Hasil inversi AI <i>inline</i> 1364	101
Gambar V.23. Hasil inversi AI <i>xline</i> 228	102
Gambar V.24. Hasil <i>quality control</i> dari inversi AI	103
Gambar V.25. Penampang atribut RMS pada <i>inline</i> 1364	104
Gamabr V.26. Penampang atribut RMS pada <i>xline</i> 5204	105
Gambar V.27. Zona <i>slicing</i> pada analisis zona target sumur ADT-1	106
Gambar V.28. Integrasi ketiga peta pada top sihapus untuk menentukan zona prospek	107

Gambar V.29.	Integrasi ketiga peta pada top pematang untuk menentukan zona prospek	107
Gambar V.30.	Penampang <i>inline</i> 1291 pada lokasi sumur baru ADT	108
Gambar V.31.	Penampang <i>arbitrary line</i> seismik pada lokasi ketiga sumur dan sumur baru ADT	109
Gambar V.32.	Penampang <i>arbitrary line</i> AI pada lokasi ketiga sumur dan sumur baru ADT	109
Gambar V.33.	Penampang <i>arbitrary line</i> RMS pada lokasi ketiga sumur dan sumur baru ADT	110

DAFTAR TABEL

Tabel IV.1.	Ketersediaan data <i>log</i>	70
--------------------	------------------------------------	----

Tabel IV.2. Data <i>marker</i> pada setiap sumur	71
Tabel V.1. Tabulasi analisis <i>tunning thickness</i>	82

DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

Singkatan Nama		Pemakaian pertama kali
AI	Acoustic Impedance	1
RMS	Root Mean Square	1
CPP	Coastal Plains Pekanbaru	3
BOB	Badan Operasi Bersama	4
N-S	North - South	7
NW-SE	North West-South East	7
NNW-SSE	North North West-South South East	9
Ma	Million annum	10
jtyl	Juta Tahun Yang Lalu	17
ANNs	Artificial Neural Networks	31
PNN	Probabilistic Neural Network	33
KR	Koefisien Refleksi	43
SEG	Society of Exploration Geophysicist	45
SP	Spontaneous Potential	50
VSP	Vertical Seismic Profilling	53
DHI	Direct Hydrocarbon Indicator	58
Lambang		
V_p	Kecepatan Gelombang P (m/s)	43
ρ	Densitas (g/cm ³)	43
KR	Koefisien Refleksi	44
V	Kecepatan Gelombang	48
f	Frekuensi Gelombang	48
λ	Lambda	48

BAB I

PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang

Pada lapangan penelitian merupakan zona prospek hidrokarbon yang diakibatkan adanya daerah tinggian akibat fase tektonik atau petroleum sistem pada daerah penelitian dipengaruhi oleh tektonik. Hidrokarbon akan termigrasi dan terakumulasi pada daerah tinggian sehingga mendorong *geophysicists* untuk melakukan kegiatan eksplorasi. Seiring berjalannya waktu kandungan hidrokarbon akan berkurang maka diperlukan ilmu atau metode yang lebih modern untuk mengoptimalkan sumber hidrokarbon yang ada agar hasil yang didapatkan ekonomis. Salah satu metode eksplorasi yang digunakan yaitu metode geofisika. Metode geofisika berkaitan dengan eksplorasi sumber daya alam minyak dan gas sangat beragam, salah satunya metode seismik.

Metode seismik merupakan cara untuk menganalisis dan menggambarkan struktur dan stratigrafi yang berupa perlapisan-perlapisan batuan yang ditunjukkan oleh penampang seismik (Sismanto, 2006), hal ini diketahui dengan adanya penjalaran gelombang seismik dari sumber terpantulkan oleh bidang batas perlapisan batuan dan tertangkap oleh *receiver* atau *geophone* yang dibentangkan di permukaan dengan jarak atau *offset* tertentu. Hal lain yang paling penting adalah serangkaian proses pengolahan data seismik yang panjang sampai analisis inversi dan atribut untuk mendapatkan hasil yang akurat terutama di dalam karakterisasi reservoir.

Analisis seismik yang digunakan yaitu seismik inversi AI (*Acoustic Impedance*) dan Atribut RMS. Metode seismik inversi akan mengubah respon batas lapisan menjadi parameter fisis dalam lapisan. Parameter fisis yang sensitif perlu dideterminasi hasil dari *crossplot* agar dapat membedakan zona target dan non target. Seismik inversi AI (*Acoustic Impedance*) merupakan proses *reverse modelling* data seismik *post-stack* dengan melibatkan pengaruh *wavelet* dari seismik untuk menghasilkan secara langsung parameter AI (*Acoustic Impedance*) (Hampson Russell, 2005). *Reverse modelling* yang dimaksud ialah memodelkan kembali bentuk lapisan bawah permukaan menggunakan data seismik *post-stack*

dengan mengembalikan frekuensi yang hilang atau terfilter pada saat pengambilan data dan menghasilkan penampang inversi AI (*Acoustic Impedance*). Atribut RMS menggambarkan anomali amplitudo yang disebabkan oleh perubahan *lithologi* yang ekstrim seperti hadirnya hidrokarbon. Atribut ini menggambarkan besar kecilnya amplitudo atau kontras amplitudo akibat hadirnya hidrokarbon sehingga semakin tinggi amplitudo maka semakin tinggi juga saturasi hidrokarbonnya. Analisis inversi AI dan Atribut RMS dapat memberikan informasi berupa penyebaran reservoir di lapangan “ADT” Kelompok Sihapas (Formasi Bekasap) dan Kelompok Pematang pada Cekungan Sumatera Tengah.

I.2. Rumusan Masalah

Pada penelitian ini penyusun membuat rumusan masalah atau hipotesis awal yang berkaitan dengan hasil dari penelitian menggunakan metode inversi AI dengan atribut *variance* dan RMS yaitu :

1. Bagaimana peran dan pola struktur pada lapangan penelitian ?
2. Bagaimana karakterisasi batuan reservoir dan batuan induk pada lapangan penelitian ?
3. Bagaimana hasil dari metode penelitian yang berkaitan dengan penentuan sumur baru ?

I.3. Maksud dan Tujuan

Maksud dari penelitian ini untuk menganalisis karakteristik *reservoir* dari daerah penelitian berdasarkan pengolahan data seismik inversi AI dengan *variance* atribut dan atribut RMS. Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah :

1. Menentukan pola struktur dan peran penting yang ada pada lapangan penelitian
2. Menentukan zona target yang berkaitan dengan reservoir dan batuan induk di daerah penelitian berdasarkan nilai *acoustic impedance* (AI).
3. Menentukan potensi keberadaan hidrokarbon di daerah penelitian sebagai acuan pengusulan sumur baru menggunakan hasil integrasi tiga peta yaitu *depth structure map*, *slice* AI, dan *slice* atribut RMS .

I.4. Batasan Masalah

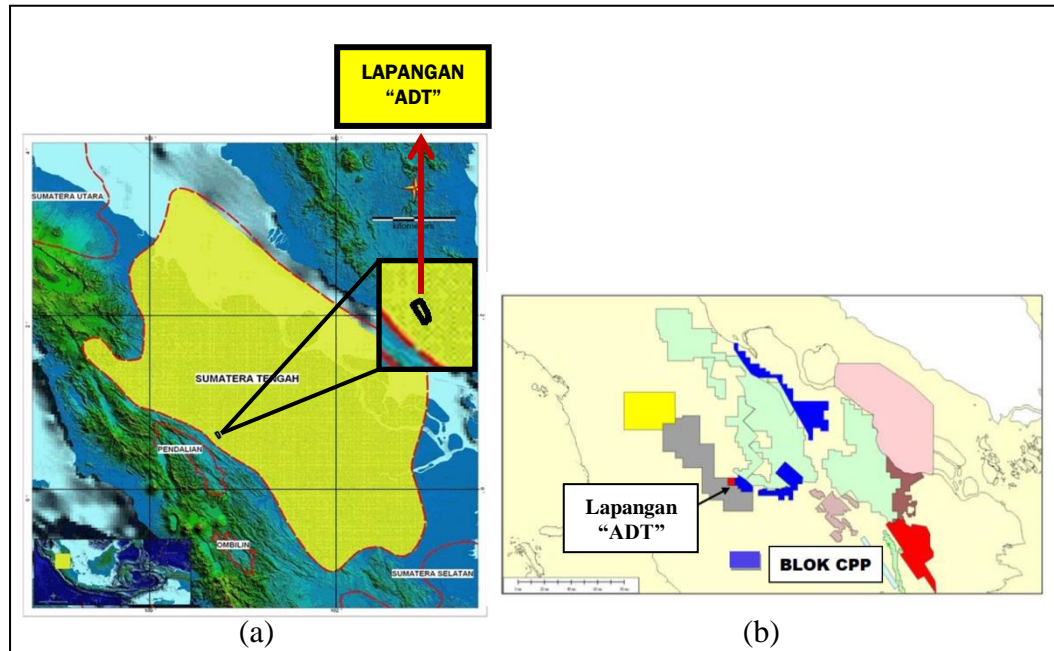
Penelitian ini dibatasi pada metoda inversi AI yang digunakan untuk analisis reservoir menggunakan parameter nilai *P-Impedance*, *variance attribute* untuk menentukan pola struktur, dan atribut RMS untuk interpretasi zona prospek pada lapangan "ADT" dengan menggunakan data seismik *post-stack* yang telah termigrasi, dibatasi dari *Inline* 1001-1584 dan *Xline* 5001-5741 dengan target Kelompok Sihapas (Formasi Bekasap) dan Kelompok Pematang dengan data sumur yang digunakan berjumlah tiga buah yaitu Sumur ADT-1, ADT-20, dan ADT-32.

I.5. Tahapan Pelaksanaan Penelitian

Pelaksanaan pada penelitian ini menggunakan *software* Petrel 2010 dan HRS. Pada penelitian ini diawali dengan cek *list* kelengkapan data dilanjutkan analisis zona target menggunakan data sumur dan data pendukung seperti data perforasi sumur dan marked log. Kemudian dilanjutkan analisis *crossplot* dan *well seismic tie* sebagai tahapan dasar untuk melakukan proses inversi AI. Lalu melakukan analisis pola struktur pada lapangan penelitian menggunakan *variance attribute*. Hasil dari inversi AI akan di korelasi dengan hasil atribut RMS untuk penentuan zona prospek di daerah penelitian. Disamping melakukan pengolahan data, penyusun juga mempelajari geologi baik regional maupun lokal daerah penelitian untuk membantu dalam interpretasi.

I.6. Waktu dan Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan selama 3 bulan yaitu mulai April 2014 – Juni 2014 bertempat di Kampus UPN "Veteran" Yogyakarta Gedung Perminyakan Lantai 2. Lapangan "ADT" yang terletak pada Cekungan Sumatera Tengah dengan Kelompok Sihapas (Formasi Bekasap) dan Kelompok Pematang sebagai target reservoirnya yang terletak di Blok *Coastal Plains Pekanbaru* (CPP).



Gambar I.1. Peta lokasi lapangan “ADT” : a. peta regional riau dan b. peta lokasi blok cpp pt. bumi siak pusako – pertamina hulu (Heidrick *and* Aulia, 1993; Pertamina Hulu (BOB), 2002).

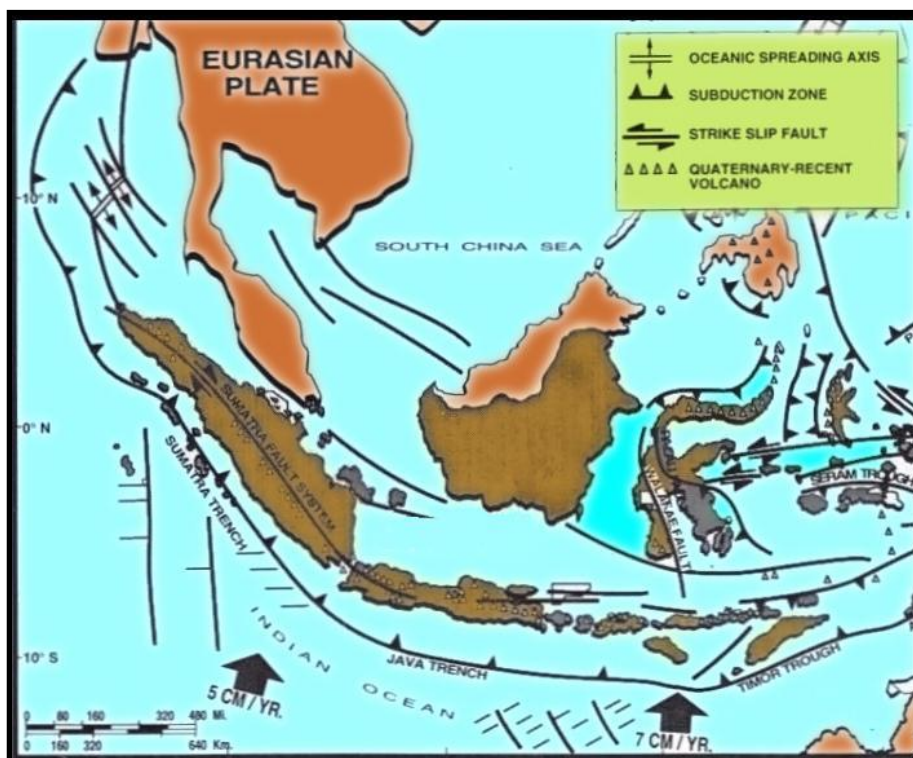
Saat ini Lapangan “ADT” dioperasikan oleh Badan Operasi Bersama PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu (BOB) semenjak 9 Agustus 2002 dan secara geografis terletak sekitar 30 km barat laut Kota Pekanbaru, Provinsi Riau yang ditunjukkan pada (**Gambar I.1**). Lapangan ini ditemukan pada tahun 1969 oleh PT. Caltex melalui sumur ADT-1.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

II.1. Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah

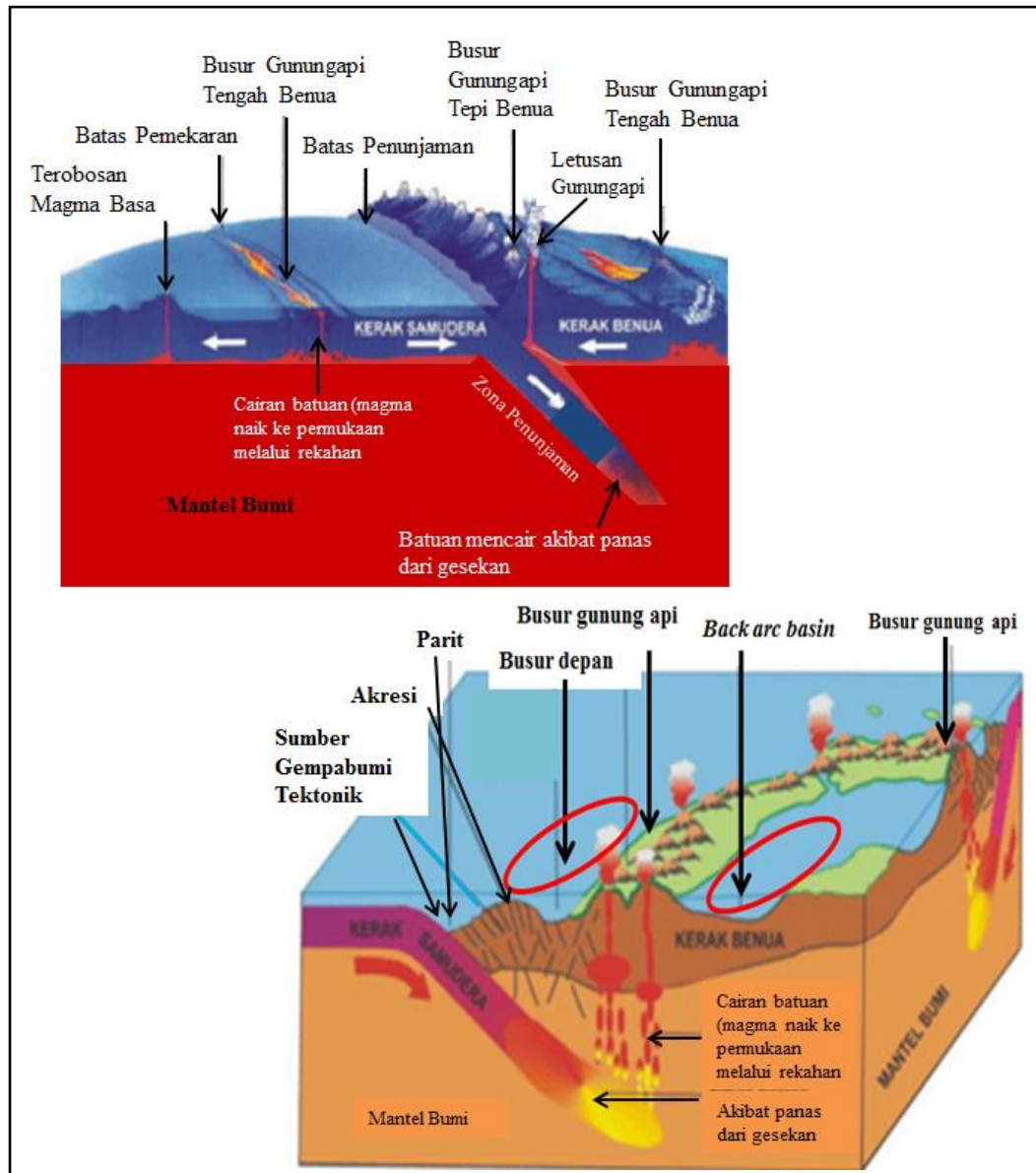
Cekungan Sumatera Tengah berada di tepian Mikrokontinen Sunda yang merupakan bagian dari Lempeng Eurasia dan merupakan satu dari rangkaian Cekungan Tersier. Cekungan Sumatera Tengah ini relatif memanjang baratlaut - tenggara (**Gambar II.1**).



Gambar II.1. Peta pergerakan lempeng daerah sumatera dan kawasan asia tenggara lainnya pada masa kini (Eubank and Makki, 1981).

Ditinjau dari posisi tektoniknya, Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan belakang busur magmatik (**Gambar II.2**), sebagai rangkaian struktur *half graben* yang dipisahkan oleh suatu *block horst*, sebagai hasil dari terjadinya proses penunjaman Lempeng Samudera Hindia-Australia menyusup ke bawah Lempeng Benua Asia (Mertosono, S and Nayoan, 1974). Cekungan ini berbentuk

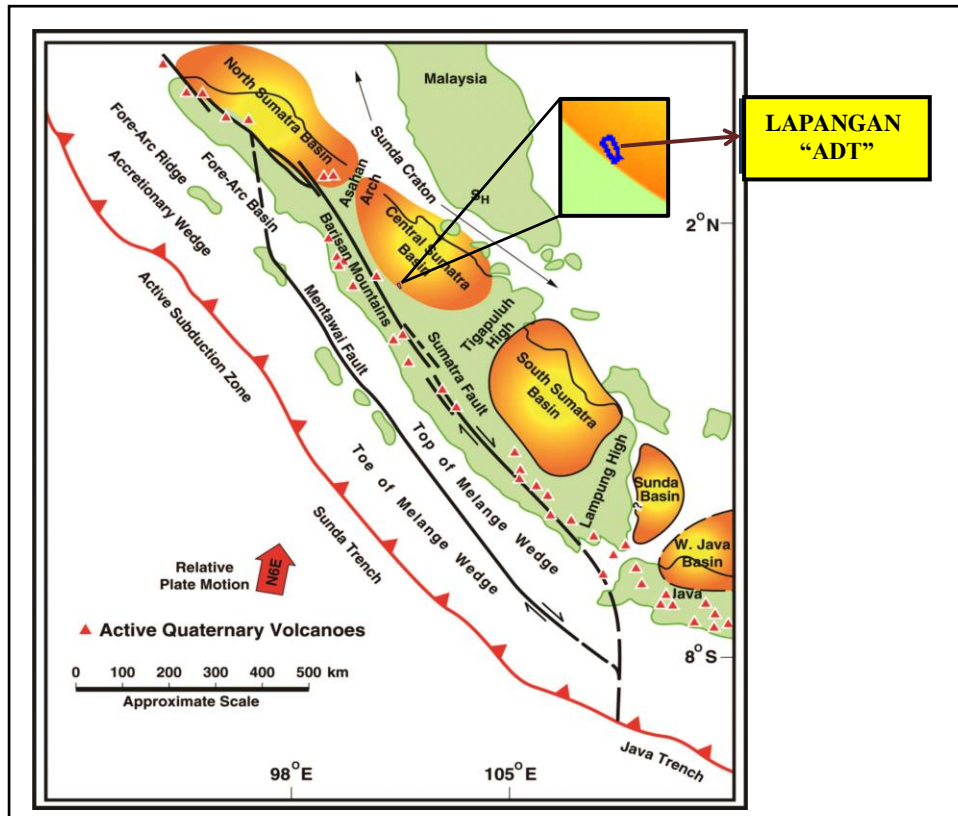
asimetris yang berarah baratlaut - tenggara, bagian yang terdalam terletak pada bagian baratdaya dan melandai ke arah timur laut.



Gambar II.2. Skema busur magmatik (Krafft, 1989, *cited by* Williams, H. and McBirney, A.R., 1979).

Cekungan Sumatera Tengah terletak di antara Cekungan Sumatera Utara dan Cekungan Sumatera Selatan yang pada bagian barat dan barat daya dibatasi oleh Tinggian Barisan berupa busur vulkanik yang disusun oleh batuan Pra-Tersier. Pada sisi bagian barat laut dibatasi oleh Tinggian Asahan, di sebelah tenggara dibatasi oleh Tinggian Tigapuluh dan disebelah timur laut dibatasi oleh

Paparan Sunda (Heidrick *and* Aulia, 1993), (**Gambar II.3**). Empat bentukan khas dari Cekungan Sumatera Tengah, yaitu: Tinggian Kubu (*Kubu High*) di bagian barat laut, *Central Deep* pada bagian tengah cekungan, Bukit Barisan (*Mountain Front*) pada bagian barat cekungan dan Tinggian Rokan (*Rokan Uplift*) serta Dataran Pantai (*Coastal Plain*) di bagian timur cekungan (Heidrick *and* Aulia, 1993).



Gambar II.3. Pembagian cekungan utama di sumatera dan batas-batasnya (Heidrick *and* Aulia, 1993).

II.1.1 Tektonik dan Struktur Geologi Cekungan Sumatera Tengah

Cekungan Sumatera Tengah memiliki dua pola sesar-sesar utama yang berarah utara-selatan (N-S) dan barat laut-tenggara (NW-SE). Sesar-sesar yang berarah utara-selatan (N-S) relatif lebih tua yang terbentuk pada Paleogen (Mertosono, S *and* Nayoan, 1974). Menurut Eubank *and* Makki (1981), terdapat sesar-sesar berarah utara - selatan dengan umur Paleogen yang teraktifkan kembali selama fase kompresi pada kala Plio-Plistosen.

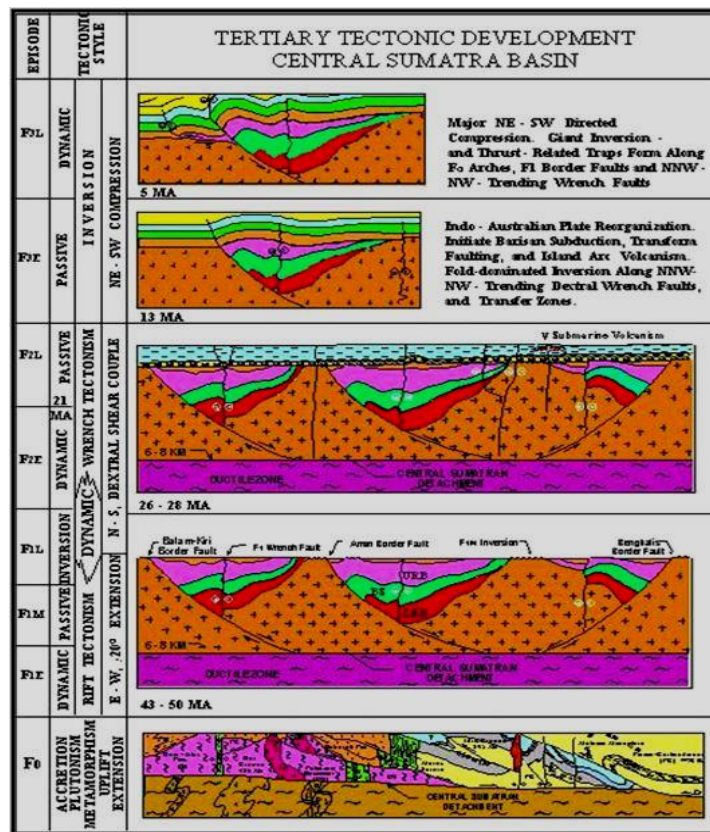
Pada dasarnya sejarah geologi di Cekungan Sumatera Tengah sangat dipengaruhi oleh sejarah tektoniknya. Proses tektonik merupakan faktor pengontrol utama pengendapan di cekungan ini, sedangkan perubahan muka airlaut (*eustacy*) hanya sebagai faktor sekunder. Semua ketidakmenerusan stratigrafi (*disconformity*) dalam cekungan ini kemungkinan disebabkan oleh interaksi antar lempeng dan pergerakan relatif dari lempeng tersebut.

Secara tektonik menurut Eubank *and* Makki (1981), Cekungan Sumatera Tengah merupakan hasil interaksi antar lempeng berupa penunjaman secara miring (*oblique subduction*), antara Lempeng Samudera Hindia-Australia ke bawah Lempeng Benua Asia. Proses subduksi lempeng tersebut menghasilkan peregangan kerak di bagian bawah cekungan dan mengakibatkan munculnya konveksi panas ke atas dan diapir-diapir magma dengan produk magma yang dihasilkan terutama bersifat asam, sifat magma dalam dan hipabisal. Selain itu, terjadi juga aliran panas dari mantel ke arah atas melewati jalur - jalur sesar. Secara keseluruhan, hal - hal tersebutlah yang mengakibatkan tingginya *heat flow* di daerah Cekungan Sumatera Tengah (Eubank *and* Makki, 1981 *cited by* Wibowo, 1995).

Penunjaman ini mengakibatkan terjadinya gaya tarikan pada Cekungan Sumatera Tengah yang merupakan cekungan belakang busur. Gaya tarikan pada batuan dasar ini yang berumur Pra-Tersier menghasilkan beberapa *block faulting* yang membentuk *graben*, *half graben* dan *horst* (Mertosono, S *and* Nayoan, 1974). Akibat dari penunjaman miring ini, terbentuk suatu sistem sesar mendatar kanan di bagian Barat dan Baratdaya Pulau Sumatera. *Dextral wrench fault* dicirikan oleh adanya kenampakan *flower structure*, *en echelon fault*, dan *fold* yang terlihat pada rekaman seismik (Yarmanto *and* Aulia, 1988). Produk yang dihasilkan oleh interaksi kedua lempeng ini secara lebih menyeluruh adalah berupa busur kepulauan di sepanjang muka pantai barat daya Sumatera, Cekungan Muka Busur Nias, Busur Vulkanik Barisan, cekungan belakang busur, dan zona sesar Sumatera (*Great*

Sumatera Fault Zone) atau yang lebih dikenal dengan sebutan Sesar Semangko.

Heidrick *and* Aulia (1993), membahas secara terperinci tentang perkembangan tektonik di Cekungan Sumatera Tengah dengan membaginya menjadi 4 (empat) episode tektonik, yakni : F0 (episode 0) yang berlangsung pada Zaman Pra-Tersier, F1 (episode 1) berlangsung pada Kala Eosen - Oligosen, F2 (episode 2) berlangsung pada Kala Oligosen Akhir - Miosen Tengah, dan F3 (episode 3) berlangsung pada Kala Miosen Tengah – Resen (**Gambar II.4**). Heidrick *and* Turlington (1997), membahas kerangka struktur geologi yang berkembang pada fase F2 (*wrench fault*) dan fase F3 (*inversion structure*) di Cekungan Sumatera Tengah yang disajikan pada (**Gambar II.5**).



Gambar II.4. Perkembangan tektonik tersier cekungan sumatera tengah (Heidrick *and* Aulia, 1993).

1. Episode Tektonik F0 (Pra-Tersier)

Batuan dasar Pra-Tersier di Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari lempeng samudera dan benua yang berbentuk mozaik. Pada Pra-Tersier, terjadi deformasi pada *basement* yang menyebabkan adanya sesar yang berorientasi NW – SE dan NNW – SSE. Penyebab dari deformasi ini masih belum diketahui secara baik. Struktur yang ada pada umumnya berupa patahan yang tentunya telah mengalami *reactivation* menjadi sesar naik dan mendatar. Cekungan Sumatera Tengah memiliki batuan dasar pra-tercier yang dangkal, sehingga sedimen yang menutupinya akan sangat mudah dipengaruhi oleh tektonik. Orientasi struktur pada batuan dasar akan memberikan efek pada lapisan sedimen Tersier yang menumpang di atasnya dan selanjutnya akan mengontrol arah tarikan dan pengaktifan ulang yang terjadi kemudian. Patahan-patahan ini juga merupakan batas dari *basement terranes* yang ada. Ada 4 *terranes* utama, dari timur ke barat, yaitu *Malacca terrane*, *Mutus assemblages*, *Mergui terrane*, dan *Kualu terrane*.

2. Episode Tektonik F1 (45 – 26 Ma)

Episode F1 yang terjadi pada Eosen Awal – Oligosen Akhir mengawali perkembangan kerangka tektonik Tersier yang disebut juga *rift phase*. Akibat tumbukan Lempeng Samudera Hindia terhadap Lempeng Benua Asia pada 45 Ma terbentuklah suatu sistem rekahan *transtensional* yang memanjang ke arah selatan dari Cina bagian selatan ke Thailand dan ke Malaysia hingga Sumatera dan Kalimantan Selatan (Heidrick and Aulia, 1993). *Rifting* dengan arah *strike* timur laut, diikuti oleh reaktifisasi struktur-struktur tua. Heidrick and Aulia (1993), membagi tiga pola struktur yang berkembang pada episode F1 yaitu utara-selatan, utara barat laut-selatan tenggara, dan barat laut-tenggara. Pola utara-selatan merupakan pola yang paling dominan. Tegangan horizontal minimum yang berkembang pada periode ini berarah timur-barat. Perekahan ini membentuk serangkaian *half graben* di Cekungan Sumatera Tengah, dimana disalah satu sisi dari graben tersebut

berbatasan dengan sesar turun (*normal fault*) dan di sisi lainnya adalah landai (*ramp*). *Half graben* ini kemudian menjadi danau tempat diendapkannya sedimen-sedimen Kelompok Pematang, yang terdiri atas 3 formasi yaitu *Lower Red Bed*, *Brown Shale*, dan *Upper Red Bed*. Terjadi penebalan lapisan sedimen pada sisi patahan dari graben tersebut karena patahannya aktif selama pengendapan sedimen Pematang (*growth Fault*). Pada akhir episode F1 terjadi peralihan dari perekahan menjadi penurunan cekungan, ditandai oleh pembalikan struktur yang lemah, denudasi, dan pembentukan dataran *peneplain*. Hasil dari erosi tersebut berupa paleosoil yang diendapkan di atas Formasi *Upper Red Bed*.

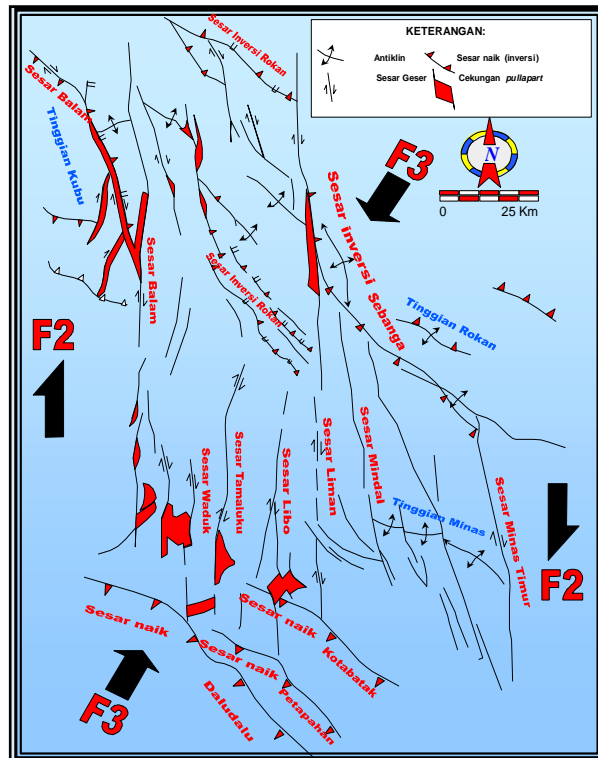
3. Periode Deformasi F2 (26 – 13 Ma)

Episode F2 berlangsung pada kala Oligosen Akhir - Miosen Tengah. Pada kala Miosen Awal terjadi fase amblesan (*sag phase*), diikuti oleh pembentukan sesar mendatar kanan (*dextral wrench fault*) secara regional dan pembentukan *transtensional fracture zone*. Pada struktur tua yang berarah utara - selatan terjadi *release*, sehingga terbentuk *listric fault*, *normal fault*, *graben*, dan *half graben*. Struktur yang terbentuk berarah relatif barat laut - tenggara. Pada episode ini Cekungan Sumatera Tengah mengalami transgresi dan sedimen-sedimen dari Kelompok Sihapas diendapkan.

4. Periode Deformasi F3 (13 Ma – Resen)

Episode ini berlangsung pada Kala Miosen Tengah hingga sekarang. Pada awal episode ini terjadi pengaturan kembali Lempeng Indo-Australia. Di saat itulah terjadi awal pembentukan subduksi Sumatera-Jawa dan busur vulkanisme Barisan, serta menyebabkan adanya sesar-sesar mendatar mengangan sepanjang pengunungan ini. Pada akhir episode F3 terjadi gaya kompresi yang menghasilkan struktur *giant inverse* dan *thrust fault* sepanjang jalur sesar mendatar (*wrench fault*) yang terbentuk sebelumnya yang kemudian menjadi perangkap hidrokarbon. Gejala

struktur yang paling menonjol di cekungan sedimen Tersier di atas adalah lipatan-lipatan dan sesar-sesar yang berarah barat-laut-tenggara yang berkaitan dengan gejala kompresi. Pada awal episode ini, Cekungan Sumatera Tengah mengalami regresi dan pengendapan sedimen-sedimen dari Formasi Petani. Pada episode ini juga diendapkan Formasi Minas secara tidak selaras.

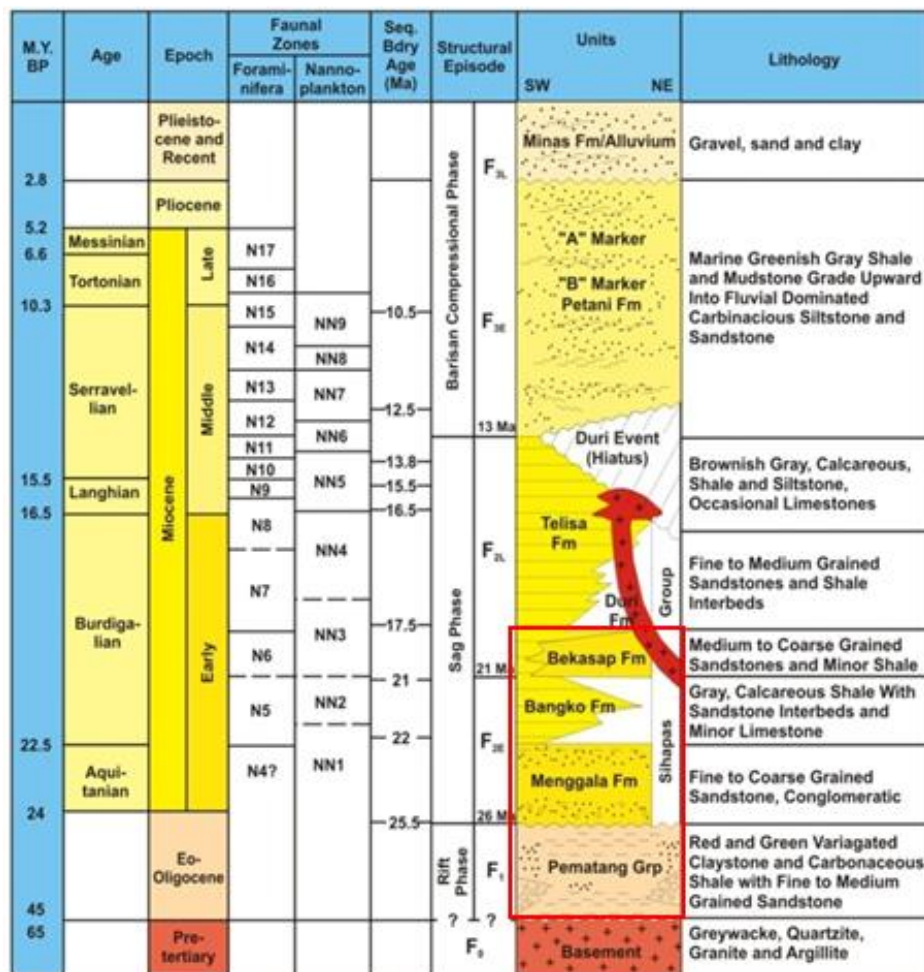


Gambar II.5. Kerangka struktur geologi yang berkembang pada fase f2 (*wrench fault*) dan fase f3 (*inversion structure*) di cekungan sumatera tengah (Heidrick and Turlington, 1997).

II.1.2. Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah

Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah tersusun dari beberapa unit formasi dan kelompok batuan dari yang tua ke yang muda, yaitu batuan dasar (*basement*), Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Petani, dan Formasi Minas. Pembahasan mengenai stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah akan diletakkan dalam kerangka tektonostratigrafi. Hal ini disebabkan karena stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah sangat dipengaruhi oleh sejarah tektoniknya. Proses

tektonik merupakan faktor utama pengendapan di cekungan ini, sedangkan perubahan muka air laut (*eustacy*) hanya sebagai faktor sekunder. Semua ketidakmenerusan stratigrafi (*disconformity*) dalam cekungan ini kemungkinan disebabkan oleh interaksi antar lempeng dan perubahan relatif pergerakan lempeng tersebut, sehingga untuk pembahasan mengenai stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah akan dibicarakan dalam kerangka tektonostratigrafi (**Gambar II.6**).



Gambar II.6. Tektonostratigrafi cekungan sumatera tengah dengan zona target regional (kotak merah) ((Heidrick and Aulia, 1993).

1. Episode Pembentukan Batuan Dasar (Tektonik Fase F0)

Batuan dasar berumur Pra-Tersier yang berfungsi sebagai landasan Cekungan Sumatera Tengah menurut Eubank and Makki (1981), dalam Heidrick and Aulia (1993), terbagi menjadi empat satuan litologi yaitu:

Mallaca Terrane, Mutus Assemblage, Kualu Terrane, dan Mergui Terrane (Gambar II.7).

- ***Mallaca Terrane***

Mallaca Terrane disebut juga kelompok kuarsit yang terdiri dari kuarsit, argilit, batugamping kristalin, dan pluton-pluton granit dan granodioritik berumur Yura. Kelompok ini dijumpai pada *coastal plain* yaitu di bagian Timurlaut.

- ***Mutus Assemblages (Kelompok Mutus)***

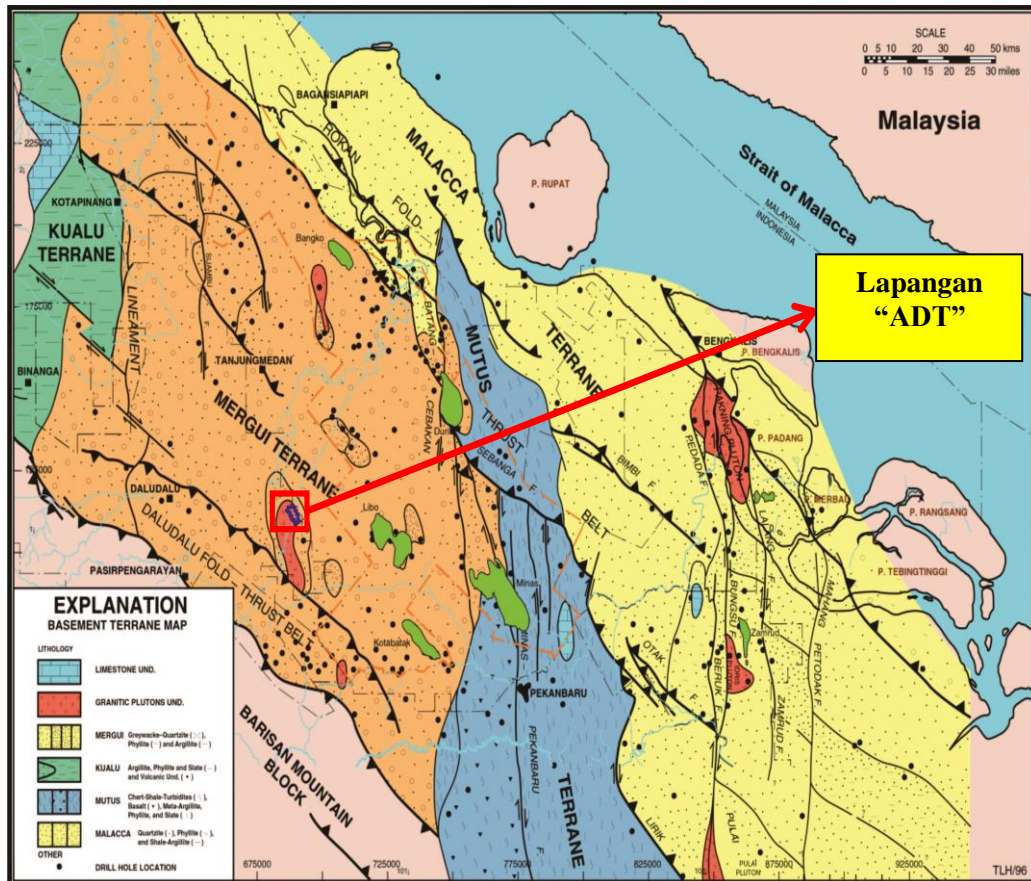
Mutus Assemblages merupakan zona suture yang memisahkan antara *Mallaca Terrane* dan *Mergui Terrane*. Kumpulan Mutus ini terletak di sebelah baratdaya dari *coastal plain* dan terdiri dari baturijang radiolaria, meta-argilit, serpih merah, lapisan tipis batugamping, dan batuan beku basalt.

- ***Kualu Terrane***

Kualu Terrane, kelompok ini terletak di bagian baratlaut dari Kelompok Mergui, berumur Perm-Karbon, tersusun oleh filit, sabak, tuff, dan batugamping.

- ***Mergui Terrane***

Mergui Terrane, kelompok ini terletak di bagian barat dan baratdaya dari kelompok Mutus. Kelompok ini tersusun oleh *greywacke*, *pebbly-mudstone* dari Formasi Bohorok, serta kuarsit. Kemudian ada juga argilit, *phyllite*, batugamping, dan tuff dari Formasi Kluet, serta *sandstone-shale*. Lalu terdapat juga Batugamping Alas.



Gambar II.7. Peta distribusi batuan dasar cekungan sumatera tengah (Yarmanto *et al.*, 1996).

2. Episode *Intra-cratonic Rifting* dan *Rift Infill* (Tektonik Episode F1)

Tumbukan antara Lempeng Benua Indo-Australia dan Eurasia menghasilkan gaya transtensional hampir di seluruh Lempeng Benua Sunda. Akibat dari gaya transtensional tersebut, maka terbentuk sistem pemekaran kerak benua yang berupa pembentukan rangkaian struktur *half graben* yang saling berhubungan dan mempunyai pola kelurusan utara-selatan. Pembentukan struktur *half graben* yang besar diawali dengan pembentukan sesar listrik pada salah satu sisi dan pembentukan *ramp* yang landai pada sisi lainnya. Struktur *graben* atau *half graben* yang berumur Eosen-Oligosen tersebut diisi oleh sedimen-sedimen fluvial dan lakustrin atau danau yang dimasukkan dalam Kelompok Pematang.

Kelompok Pematang merupakan batuan induk sumber hidrokarbon utama di Cekungan Sumatera Tengah dan merupakan lapisan sedimen tertua berumur Eosen - Oligosen yang diendapkan tidak selaras di atas batuan dasar. Sedimen Kelompok Pematang disebut sebagai *syn-rift deposits*. Kelompok ini diendapkan pada lingkungan fluvial dan danau dengan sedimen yang berasal dari tinggian sekelilingnya. Pada lingkungan fluvial litologinya terdiri dari konglomerat, batupasir kasar, dan batulempung aneka warna. Sedangkan pada lingkungan danau litologinya terdiri dari batulempung dan batupasir halus berselingan dengan serpih danau yang kaya material organik.

Menurut Heidrick *and* Aulia (1993), dengan ditemukannya fosil *ostracods, fresh water gastropods, spores, pollen, dinoflagellates, algae, dan fern debris* pada contoh batuan inti (*core*) dan serbuk bor (*cutting*) di semua palung utama, serta tidak hadirnya foraminifera memberikan indikasi lingkungan pengendapan *non-marine* pada suasana lembab dan tropis.

Berdasarkan ciri litologinya, maka Kelompok Pematang dibagi menjadi tiga formasi, yaitu: Formasi *Lower Red Bed*, Formasi *Brown Shale* dan Formasi *Upper Red Bed*.

- **Formasi *Lower Red Bed***

Formasi ini terdiri dari batulumpur (*mudstone*), batulanau, batupasir arkosik, dan sedikit konglomerat yang diendapkan pada lingkungan darat dengan sistem pengendapan kipas *alluvial* dan berubah secara lateral menjadi lingkungan fluviatil dan lakustrin. Bagian bawah dari formasi ini pada beberapa cekungan yang dalam dapat mencapai ketebalan 3000 meter. Batupasir di formasi ini mempunyai kualitas yang buruk sebagai reservoir karena masih sangat dekat dengan sumbernya dan memiliki sortasi buruk.

- **Formasi *Brown Shale***

Formasi *Brown Shale* menumpang di atas *Lower Red Bed* namun di beberapa tempat menunjukkan adanya kesamaan lingkungan pengendapan secara lateral. Sesuai dengan namanya, formasi ini terdiri dari *shale* yang

berwarna coklat sampai hitam dan diendapkan di atas Formasi *Lower Red Bed* dengan lingkungan pengendapan lakustrin. Serpih pada formasi ini kaya akan kandungan bahan organik, memiliki laminasi yang cukup baik yang menandakan bahwa *shale* ini diendapkan pada kondisi air yang cukup tenang. *Shale* ini kaya akan kandungan bahan organik maka formasi ini merupakan batuan induk hidrokarbon bagi reservoir yang berada pada Cekungan Sumatera Tengah. Formasi ini juga tersusun oleh endapan-endapan kipas delta dan pada bagian cekungan yang lebih dalam dijumpai perselingan batupasir yang diperkirakan diendapkan oleh mekanisme arus turbidit. Endapan turbidit yang terbentuk oleh mekanisme aliran butiran telah dijadikan sebagai target eksplorasi yang pada umumnya mempunyai tipe jebakan stratigrafi.

- **Formasi *Upper Red Bed***

Formasi *Upper Red Bed* di beberapa tempat dijumpai ekuivalen secara lateral dengan Formasi *Brown Shale* dan di tempat lain menunjukkan menumpang di atasnya. Formasi ini diendapkan pada tahap akhir dari tektonik fase F1. Peningkatan kecepatan sedimentasi dan suplai klastik menyebabkan cekungan menjadi penuh dan lingkungan berubah menjadi *fluvial* dan *alluvial*. Litologi penyusun formasi ini berupa serpih, batubara, dan sedikit batupasir yang diendapkan pada lingkungan lakustrin. Batupasir di formasi ini menjadi target eksplorasi.

3. Episode *Interior Sag Basin* (Tektonik Episode F2)

Di atas Kelompok Pematang diendapkan suatu seri sedimen yang diendapkan pada saat aktivitas tektonik mulai berkurang yang terjadi selama Oligosen Akhir sampai Miosen Tengah. Kompresi bersifat lokal yang ditandai dengan pembentukan sesar dan lipatan dan bersamaan dengan penurunan muka air laut global pada 28 juta tahun yang lalu. Proses geologi yang terjadi pada saat itu adalah pembentukan morfologi yang relatif rata yang terjadi pada Kelompok Pematang dan batuan dasar yang tersingkap. Periode ini diikuti oleh terjadinya *subsidence* kembali dan transgresi ke dalam cekungan tersebut. Kelompok Sihapas yang

diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang terdiri dari Formasi Menggala, Bangko, Bekasap, Duri dan Telisa.

- **Formasi Menggala**

Merupakan formasi paling tua dalam Kelompok Sihapas, yang diperkirakan berumur N4 atau Miosen Awal. Formasi ini tersusun atas batupasir halus sampai kasar yang bersifat konglomeratan serta sedimen-sedimen klastika yang diendapkan pada *fluvial braided stream* dan secara lateral ke arah utara berubah menjadi *deltaic* dan *marine*. Formasi ini onlap terhadap batuan dasar. Pada bagian *depocenter*-nya formasi ini mempunyai ketebalan lebih dari 9000 kaki. Dengan rata-rata porositas > 20%, harga permeabilitas 1500 mD. Formasi Menggala berubah secara lateral dan vertical ke arah barat menjadi marine shale yang termasuk dalam Formasi Bangko sedangkan ke arah timur berubah menjadi lingkungan transisi dan laut terbuka yang termasuk dalam Formasi Bekasap.

- **Formasi Bangko**

Diendapkan secara selaras di atas Formasi Menggala dan berumur Miosen Awal (N4-N5). Lingkungan pengendapannya yaitu *estuarine - open marine shelf* dan yang menghasilkan *maximum flooding surface* (MFS) pertama di Kala Miosen. Formasi ini disusun oleh serpih abu-abu bersifat karbonatan yang berselingan dengan batupasir halus sampai sedang. Formasi Bangko berfungsi sebagai batuan tudung (*seal rock*) bagi batupasir yang ada dibawahnya. Batupasir dalam formasi Bangko merupakan *reservoir* yang bernilai dan telah diproduksi di lapangan Petani, Bangko, Menggala dan Pinang. Ketebalan formasi ini bervariasi mulai dari 80 ft hingga 300 ft.

- **Formasi Bekasap**

Formasi ini diendapkan selaras di atas Formasi Bangko pada lingkungan transisi, laut terbuka, dan delta dan mempunyai kisaran umur dari akhir N5 sampai N6. Formasi ini disusun oleh batupasir glaukonitan di bagian atas serta sisipan serpih, batugamping tipis dan lapisan batubara. Batupasir Bekasap merupakan lapisan sedimen yang secara merata

menutup Sumatera Tengah dan akhirnya menutup semua tinggian yang terbentuk sebelumnya. Formasi Bekasap merupakan reservoir penting dan telah diproduksi di lapangan Menggala, Duri, Kotabatak dan Zamrud. Ketebalan formasi ini sekitar 1300 ft.

- **Formasi Duri**

Formasi Duri terbentuk dari Formasi Bekasap, dimana Formasi Bekasap secara vertikal berubah menjadi Formasi Duri yang merupakan suatu seri batupasir yang terbentuk pada lingkungan *inner neritic deltaic* di bagian utara dan tengah cekungan. Seri tersebut dicirikan oleh batupasir berbutir halus sampai menengah yang secara lateral menjadi batulempung laut dalam dari Formasi Telisa. Formasi Duri merupakan suatu reservoir utama yang telah diproduksi melalui lapangan minyak Duri, Bangko, Petani. Formasi ini mempunyai tebal lebih dari 300 kaki dan berumur Miosen Awal (N6 - N7).

- **Formasi Telisa**

Formasi Telisa berumur Miosen Awal-Miosen Tengah (N7 - N11) yang diendapkan secara menjari dengan bagian paling atas Formasi Duri. Formasi ini tersusun dari sukseksi batuan sedimen yang didominasi oleh serpih dengan sisipan batugamping dan batupasir glaukonitan berbutir halus yang diendapkan pada lingkungan neritik luar yang menunjukkan periode penggenangan maksimum laut di Sumatera Tengah. Formasi Telisa merupakan suatu batuan penutup (*sealing rock*) regional bagi Kelompok Sihapas. Tebal formasi ini lebih dari 9000 kaki. Batupasir dalam Formasi Telisa merupakan *reservoir* yang potensial dan telah diproduksi melalui lapangan Bulu Selatan, Beruk Timurlaut, Kotabatak dan Minas.

4. Episode Kompresi (Tektonik Episode F3)

Pada bagian atas Kelompok Sihapas ditandai ketidakselarasan regional dan memiliki penyebaran cukup luas hampir di seluruh Cekungan Sumatra Tengah. Ketidakselarasan ini menunjukkan adanya perubahan fase tektonik ekstensi menjadi tektonik kompresi yang dimulai dari

Miosen Akhir sampai dengan sekarang. Kejadian ini bersamaan dengan pemekaran Laut Cina Selatan dan Laut Andaman serta bersamaan dengan pergeseran sepanjang sesar besar Sumatra dan pembentukan busur vulkanik di sebelah baratnya. Bagian atas dari Formasi Telisa sulit ditentukan dengan pasti dari seismik karena kompresi dan struktur lainnya yang berhubungan dengan kolusi antara Lempeng Australia dengan Eurasia telah mengganggu batas tersebut. Struktur yang terbentuk tersebut telah menjadi penampungan terakhir dari minyak yang bermigrasi dan saat ini dijumpai sebagai jebakan struktural. Pada fase kompresi ini terbentuk Formasi Petani dan Formasi Minas.

- **Formasi Petani**

Formasi Petani diendapkan tidak selaras di atas Formasi Telisa dan Kelompok Sihapas, pada Kala Miosen Tengah-Plistosen pada lingkungan laut yang berubah menjadi daerah payau sampai darat. Formasi Petani merupakan awal dari fase regresif yang mengakhiri periode panjang transgresi di Cekungan Sumatera Tengah. Formasi ini tersusun oleh sikuen monoton serpih–batulumpur dan interkalasi batupasir minor dan batulanau yang ke arah atas menunjukkan pendangkalan lingkungan pengendapan dan penyusutan pengaruh laut.

Batupasir mempunyai komposisi dominan kuarsa, berbutir halus sampai kasar, pada umumnya berlapis tipis-tipis, mengandung sedikit lempung dan secara umum mengkasar ke atas. Di beberapa tempat batupasir membentuk lensa-lensa dengan penyebaran yang terbatas menunjukkan pengendapan pada lingkungan *offshore bar* dan *delta front/delta lobe sand* sejajar dengan pantai purba. Formasi Petani secara keseluruhan mempunyai tebal 6000 kaki berumur Miosen Akhir - Pliosen Awal atau N9 - N21. Perkiraan umur pada bagian atas Formasi Petani kadang - kadang membingungkan karena kontak antara Formasi Petani dengan Formasi Telisa merupakan suatu hiatus yang diindikasikan oleh zona fauna yang hilang, kecuali di areal paling barat cekungan.

- **Formasi Minas**

Formasi Minas merupakan endapan Kuartar yang dinedapkan tidak selaras di atas Formasi Petani. Formasi ini tersusun oleh konglomerat, batupasir, dan batulempung yang mencirikan endapan aluvial. Proses pengendapan Formasi Minas masih berlangsung hingga saat ini.

II.1.3. Sistem *Petroleum* Cekungan Sumatera Tengah

Sumatera Tengah merupakan salah satu cekungan di Indonesia yang memiliki nilai ekonomis yang cukup tinggi disebabkan adanya potensi cadangan minyak bumi yang sangat besar. Hal tersebut dapat terjadi karena adanya ketersediaan komponen- komponen *petroleum system* yang memungkinkan terakumulasinya minyak bumi. Komponen-komponen *petroleum system*, yaitu batuan induk (*source rock*), batuan reservoir, perangkap (*trap*), batuan tudung (*seal*), dan waktu migrasi yang tepat (*proper timing of migration*), (**Gambar II.8**).

1. Batuan Induk (*Source Rocks*)

Beberapa batuan induk yang prospektif di Cekungan Sumatra Tengah, yaitu batuserpih Formasi Petani, *calcareous shale* dari Formasi Telisa, batuserpih karbonatan dan lempung dari Pematang, *coals* dari Kelompok Sihapas (Kelley *et al.*, 1994). Batuan induk yang efektif menjadi sumber minyak di cekungan ini hanyalah *Brown Shale Formation* pada Lembah Pematang (Williams, 1985).

Fasies organik yang umumnya dijumpai pada *Brown Shale Formation* adalah fasies *algal-amorphous* dan fasies *carbonaceous* (Williams, 1985). Fasies *algal-amorphous* adalah *oil-prone* yang muncul di bagian atas dan tengah *Brown Shale Formation* di Lembah Aman, Balam dan Rangau. Fasies *carbonaceous* adalah gas dan kondensat *minoroil-prone* ringan yang terdapat pada Lembah Kiri dan *Brown Shale* di lembah Aman, Balam dan Rangau, sedangkan fasies campuran sebagai transisi fasies *algal-amorphous* ke fasies *carbonaceous* pada *Brown Shale* ditemukan di lembah Aman, Balam dan Rangau. *Source* ini terbentuk pada

Eosen Akhir-Oligosen, sedangkan *oil generation* pada Miosen Awal-Miosen Tengah.

2. Batuan Reservoir (*Reservoir Rocks*)

Batuan yang berperan sebagai reservoir merupakan batuan-batuan dari Kelompok Pematang (batupasir halus-sedang dari *Upper Red Bed Formation*), dan Kelompok Sihapas dengan ketebalan total mencapai 3300 kaki. Terdiri dari Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap dan Formasi Duri.

3. Batuan Penyekat (*Seal Rocks*)

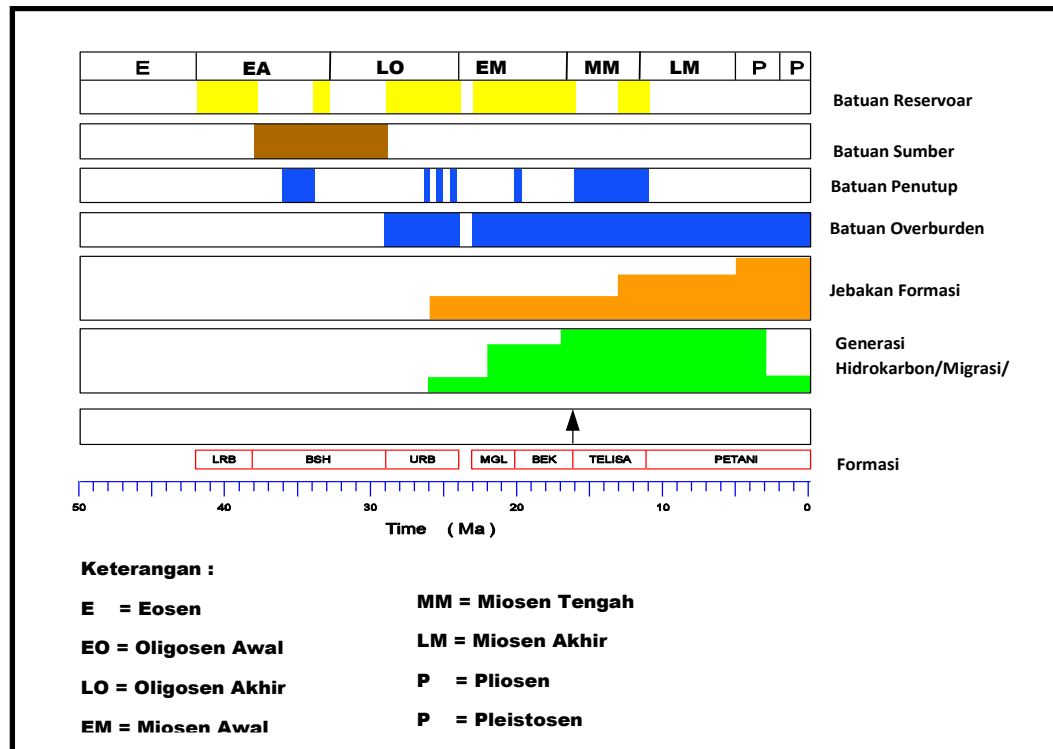
Batuserpih kaya fosil foraminifera dari Formasi Telisa berperan sebagai batuan penudung yang paling baik untuk jebakan minyak bumi dari reservoir. Paleosol yang terbentuk setelah pengendapan *Upper Red Bed* karena regresi dan erosi subaerial yang dapat juga berperan sebagai batuan tudung (Yarmanto *et al.*, 1995).

4. Perangkap (*Traps*)

Jenis perangkap yang terdapat di daerah Cekungan Sumatra Tengah, yaitu perangkap struktur berupa sesar dan daerah tinggian sebagai tempat akumulasi hidrokarbon.

5. Migrasi (*Migration*)

Arah lateral keseluruhan migrasi primer minyak menuju *hinge margin* cekungan diakibatkan oleh bentuk Lembah Pematang yang asimetri. Hal ini menyatakan keseluruhan pola penemuan minyak yang menunjukkan reservoir Pematang di tengah cekungan dan reservoir Sihapas sepanjang *steep fault scarp margin* dan sepanjang *hinge margin* cekungan. Arah migrasi minyak pada daerah penelitian berasal dari *source rock* di bagian barat laut menuju ke reservoir di bagian tenggara. Migrasi hidrokarbon dari *source rock* menuju reservoir adalah pada Miosen Tengah-Sekarang.



Gambar II.8. Sistem petroleum cekungan sumatera tengah (Yarmanto *et al.*, 1996).

II.2. Geologi Daerah Penelitian

II.2.1. Stratigrafi Daerah Penelitian

Berdasarkan data sumur yang tersedia di Lapangan “ADT”, pada sumur ADT-1 yang hanya menembus sampai batuan dasar (*basement*). Batuan yang ditembus sumur tersebut dapat dikelompokkan menjadi 4 (empat) satuan batuan, berturut-turut dari tua ke muda adalah : Batuan Dasar, Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas (Formasi Bekasap), dan Formasi Telisa (**Gambar II.9**). Dari variasi nilai *gamma-ray* (kurva *gamma-ray*) menggambarkan susunan litologi dari *basement* sampai Formasi Telisa sehingga penyusun menggunakan acuan data log *gamma-ray* untuk membuat kolom stratigrafi pada Lapangan”ADT”. Penentuan *horizon* Top Pematang menggunakan data geologi (tektonostratigrafi). Formasi Pematang diendapkan tidak selaras di atas batuan dasar. Sedimen Kelompok Pematang disebut sebagai *syn-rift deposits*. Kelompok ini diendapkan pada lingkungan fluvial dan danau dengan sedimen yang berasal dari tinggian sekelilingnya. Sedangkan Formasi Bekasap diendapkan secara transgresi

pada saat fase tektonik mulai berkurang atau pada fase amblesan sehingga terdapat perbedaan pola endapan yang terlihat pada *Bottom* Bekasap.

1. Batuan Dasar

Pada Sumur ADT-1 dengan total kedalaman 1127 ft, batuan dasar dijumpai mulai di kedalaman 1065 ft. *Lithologi* penyusun satuan batuan ini berdasarkan analisis sampel pada kedalaman 1058 ft, 1070 ft, dan 1090 ft adalah greywacke. Data tersebut juga didukung oleh hasil analisis core pada interval kedalaman 1122–1127 ft yang litologinya juga *greywacke*, berwarna abu-abu gelap dan keras. Umur dari satuan batuan ini adalah Pra-Tersier. Sesuai dengan pembagian Batuan Dasar menurut Eubank dan Makki, 1981, yang *lithologi* penyusunnya terdiri dari *greywacke*, dapat dikelompokkan kedalam *Mergui Terrane*.

2. Kelompok Pematang

Satuan batuan ini terletak tidak selaras di atas Batuan Dasar. Pada Sumur ADT-1, satuan ini dijumpai pada kedalaman antara 870 ft – 1065 ft. Secara umum pada Sumur ADT-1, *lithologi* penyusunnya terdiri dari serpih, batupasir dan batulanau. Berdasarkan hasil analisis sejumlah sampel dari berbagai kedalaman di Sumur ADT-1, litologi penyusun di bagian bawah satuan terutama terdiri dari serpih (*shale*), di bagian tengah batupasir (*sandstone*) lebih dominan, sedangkan di bagian atas lebih berkembang batulanau (*siltstone*). Umur satuan batuan ini berdasarkan kandungan fosilnya adalah N.5 (Miosen Awal bagian bawah).

3. Formasi Bekasap

Satuan batuan ini terletak secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang. Data pada sumur ADT-1 menunjukkan bahwa formasi ini terdapat pada kedalaman antara 510 ft – 870 ft. Secara umum litologi penyusun satuan ini terdiri dari batupasir, serpih dan batulanau. Berdasarkan hasil analisis dari sejumlah sampel pada Sumur ADT-1, bagian formasi ini tersusun oleh lapisan batu pasir yang cukup tebal. Diatasnya berkembang

litologi serpih yang juga cukup tebal. Ke arah atas, litologi penyusun satuan ini didominasi oleh lapisan-lapisan batupasir yang cukup tebal dengan sisipan tipis litologi serpih dan batulanau. Hasil analisis fosil foraminifera planktonik dan nannoplankton gampingan menunjukkan bahwa umur formasi ini adalah N.4 – N.6 dan NN.3 – NN.2. Berdasarkan kombinasi dari ke dua jenis fosil tersebut dan satuan ini terletak di atas Kelompok Pematang yang berumur N.5, maka dapat disimpulkan bahwa formasi ini berumur N.6 (Miosen Awal bagian tengah).

4. Formasi Telisa

Formasi ini terletak selaras di atas Formasi Bekasap yang merupakan satuan batuan termuda. Pada Sumur ADT-1, batas bawah satuan ini terdapat pada kedalaman 510 ft. Secara umum satuan ini terdiri dari serpih, batulanau dan batupasir.

Hasil analisis sejumlah sampel dari berbagai kedalaman pada Sumur ADT-1, *lithologi* penyusun satuan batuan ini didominasi oleh serpih, selingan batulanau dengan sisipan tipis batupasir. Umur dari formasi ini berdasarkan hasil analisis fosil yang dikandungnya adalah N.7 (Miosen Awal bagian atas).

- **Batuan Penutup**

Batuan penutup (*seal rocks*) pada Lapangan “ADT” berupa shale interlayer pada Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap, Formasi Telisa dan Formasi Duri.

- **Perangkap**

Perangkap (*traps*) yang berkembang di Lapangan “ADT” adalah jenis perangkap struktur yang berupa tinggian yang membentuk klosur, berarah baratlaut-tenggara.

- **Generasi Hidrokarbon, Migrasi dan Akumulasi**

Generasi hidrokarbon di Lapangan “ADT” terjadi selama Kala Miosen Akhir dan mulai migrasi pada Plio-Plistosen hingga sekarang dan terjebak pada Plio-Plistosen juga.

II.3. Penelitian Terdahulu

II.3.1. Pendahuluan

“Identifikasi persebaran *lithologi* dan densitas dari Formasi Duri pada Lapangan “PDE” dengan menggunakan metode seismik multiatribut dengan difokuskan pada prediksi penyebaran *lithologi* dan porositas” dilakukan oleh Putri Diah Ekowati (2009). Penelitian dilakukan pada daerah operasi PT. Chevron Pacific Indonesia yaitu Lapangan “PDE” yang berada pada arah bagian Timur Laut Kota Pekanbaru (± 135 km). Data log yang digunakan adalah *log gamma-ray*, *sonic*, densitas, dan porositas. Sedangkan data seismik yang digunakan adalah *Post-Stack Seismic 3D* yang telah melalui tahap processing yang dianggap benar. Metode seismik inversi yang dilakukan tidak untuk diinterpretasi lebih lanjut melainkan hanya menjadi eksternal atribut pada analisis multiatribut. Untuk pengolahan data, digunakan perangkat lunak Seiswork untuk proses picking horizon serta Hampson-Russel untuk *database* sumur, *crossplot*, ekstraksi *wavelet*, *well-seismic tie* proses seismik inversi, serta pembuatan volum pseudo-log dalam proses analisis multiatribut.

II.3.2. Geologi Regional

Lapangan “PDE” terletak di Cekungan Sumatera Tengah. Cekungan Sumatera Tengah terbentuk di awal Tersier (Eosen-Oligosen) dan merupakan seri dari struktur *half graben* terpisah oleh blok *horst*. Cekungan ini berbentuk asimetris berarah barat laut-tenggara. Bagian yang terdalam terletak pada bagian barat daya dan melandai ke arah timur laut. Eubank and Makki (1981) dan Heidrik and Aulia (1993), membagi unit stratigrafi regional cekungan Sumatera Tengah dari Kala Paleogen sampai Pliosen dan Kuartar menjadi lima, yaitu Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Telisa, Formasi Petani, dan Formasi Minas/Aluvial. Kelompok Pematang merupakan lapisan sedimen tertua berumur Paleogen (24 - 65 juta tahun yang lalu). Sedimen *syn-rift* Kelompok Pematang diendapkan pada graben yang berarah Utara-Selatan dan terdiri dari sedimen kipas aluvial, fluvial, dan lakustrin. Kelompok Pematang menjadi tiga formasi berdasarkan ciri-ciri litologi, yaitu *Lower Red-Bed Formation*, *Brown Shale Formation*, dan *Upper Red-Bed Formation*. Di atas Kelompok Pematang, secara tidak selaras diendapkan Kelompok Sihapas yang merupakan suatu seri sedimen pada saat aktivitas tektonik mulai berkurang yang terjadi selama Oligosen Akhir sampai Miosen Tengah. Kelompok Sihapas ini terdiri dari Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap, dan Formasi Duri. Formasi Menggala memiliki ketebalan rata-rata 1800 ft dan didominasi oleh batupasir konglomeratan diselingi batupasir halus-sedang yang diendapkan sebagai sedimen *non-marine* fluvial dan *braided stream*. Formasi Bangko diendapkan selaras di atas Formasi Menggala. Formasi Bangko memiliki ketebalan rata-rata 300 ft dan terdiri dari perselingan antara serpih karbonatan dengan batupasir halus-sedang yang diendapkan pada lingkungan estuarin. Formasi Bekasap memiliki ketebalan rata-rata 1300 ft dan terdiri atas perselingan antara batupasir massif halus-kasar dengan lapisan serpih tipis yang diendapkan di lingkungan intertidal, estuarin dan neritik dalam-tengah. Formasi Duri memiliki ketebalan rata-rata 900 ft dan terdiri dari batupasir halus-sedang disisipi lapisan serpih yang

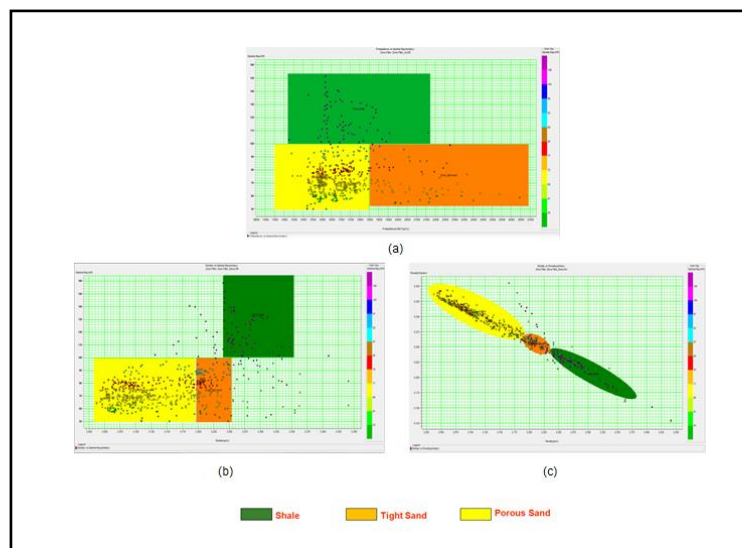
diendapkan di lingkungan neritik luar. Formasi Telisa yang berumur Miosen Awal sampai Miosen Tengah memiliki ketebalan rata-rata 1600 ft dan terdiri dari litologi penyusun serpih, batulanau karbonatan, serta batugamping yang diendapkan selaras di atas Formasi Bangko dan menjari dengan Formasi Bekasap dan Duri. Formasi Brown Shale pada Kelompok Pematang berperan sebagai batuan induk pada Cekungan Sumatera Tengah. Formasi Menggala, Bekasap, dan Duri merupakan reservoir utama, dan Formasi Bangko dan Telisa merupakan batuan seal utama.

Lapangan “PDE” merupakan hasil dari perkembangan *wrench faulting* sepanjang sesar Sebanga dengan *trend* Utara-Selatan. Batas Timur lapangan “PDE” terletak sepanjang batas *trend* Utara-Selatan dari sesar Sebanga. Batuan dasar dari lapangan “PDE” adalah kuarsit. Lapangan ini memiliki panjang 7,5 km dan lebar kurang lebih 2,5 km dan terdiri atas dua struktural *closures*. *Closure* yang lebih kecil terletak pada bagian Barat Laut di lapangan ini dan *closure* utama pada bagian Tenggara di lapangan ini. Beberapa sesar minor normal teridentifikasi dengan orientasi Timur – Timur Laut ke Selatan – Barat Daya. Litologi formasi adalah batupasir dengan perselingan batulempung tipis. Gores batugamping muncul pada interval batupasir A, B, C, D, dan E pada Formasi Duri. Kandungan lempung tinggi pada *reservoir* batupasir E mengurangi kualitas reservoir. Arah pengendapan di lapangan “PDE” secara umum berarah Timur Laut – Barat Daya, yang konsisten dengan trend pengendapan di Cekungan Sumatera Tengah. Maka kemampuan untuk memisahkan batulempung dengan batupasir pada Formasi Duri “E” sangat penting untuk pengembangan eksplorasi hidrokarbon.

II.3.3. Analisis *Crossplot* Properti Log

Untuk menentukan parameter yang sensitif terhadap perubahan litologi maupun porositas pada sumur, dilakukanlah teknik *crossplot* antara 2 properti *log* dalam sistem kartesian sumbu koordinat x dan y. Dengan mengetahui korelasi antara dua parameter atau lebih maka dapat

dikelompokkan zona-zona yang memiliki kesamaan karakter litologi/porositas ditandai dengan kisaran nilai parameter tertentu. *Crossplot* dilakukan berdasarkan data 8 sumur yang memiliki data sonic pada interval antara top E sampai base E Formasi Duri di Lapangan PDE. *Crossplot* yang dilakukan yaitu AI vs. *gamma-ray*, densitas vs. *gamma-ray*, porositas vs. *gamma-ray*, AI vs densitas, AI vs porositas, dan densitas vs. porositas. *Sand* dan *shale* pada interval ini memiliki nilai AI dan *gamma-ray* yang overlap. Namun pada *crossplot* antara densitas vs. *gamma-ray* dan *crossplot* antara densitas vs. porositas, sand dapat dibedakan dengan shale (**Gambar II.10**). Pada kasus ini seismik inversi tidak dapat digunakan untuk memetakan *sand*. Analisis multiatribut dapat digunakan untuk menghasilkan volume pseudo *gamma-ray* dan pseudoporosity yang dapat digunakan untuk memetakan litologi dan porositas.

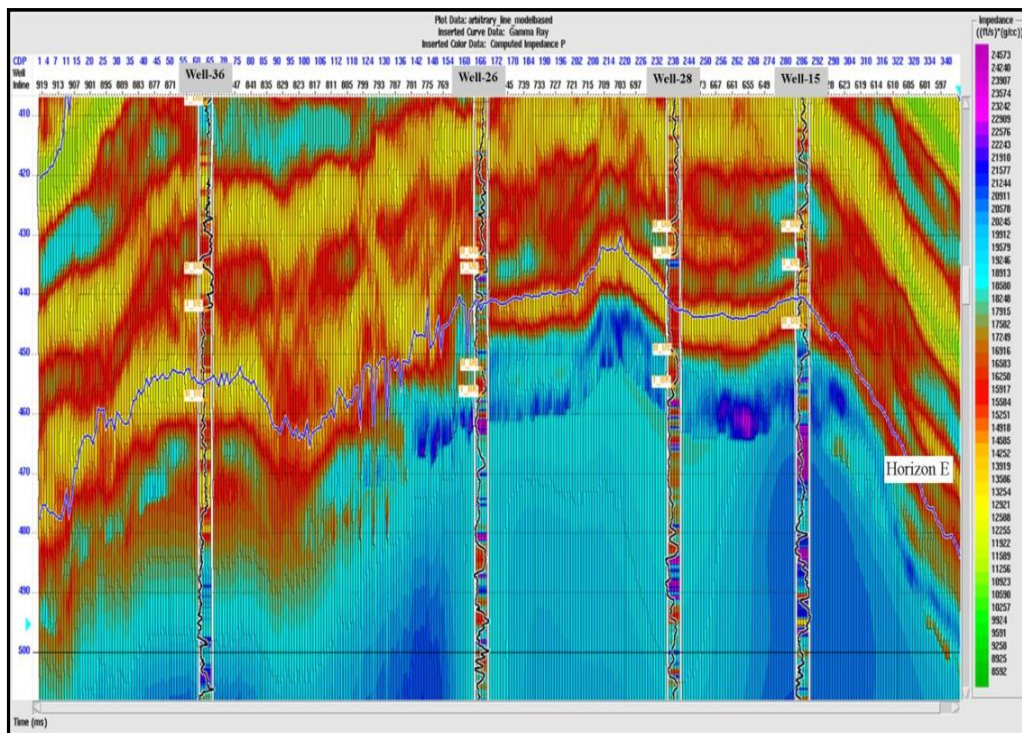


Gambar II.10. *Crossplot* properti log : (a) ai antara *sand* dengan *shale* overlap; (b) densitas antara *sand* dengan *shale* dapat dipisahkan; dan (c) porositas antara *sand* dengan *shale* dapat dipisahkan.

II.3.4. Analisis Inversi

Inversi seismik adalah suatu proses untuk menghitung model impedansi bawah permukaan yang sesuai dengan penampang seismik. Dua tipe data yang diperlukan untuk input dalam proses inversi adalah

data seismik dan data model inisial yang dibuat pada tahap pembuatan model. Analisis inversi yang dilakukan pada kasus ini menggunakan prinsip *model based* yang mempunyai prinsip membuat model geologi dan membandingkannya dengan data rill seismik. Metode ini digunakan karena menghasilkan error terkecil antara hasil inversi dengan nilai AI sebenarnya dibandingkan dengan metode inversi yang lain. Berdasarkan hasil analisis *crossplot*, hasil inversi pada kasus tidak dapat digunakan untuk memetakan sand. Namun, hasil inversi ini dapat digunakan sebagai eksternal atribut untuk pembuatan volume pseudodensitas karena adanya hubungan empiris AI dengan densitas. Hasil inversi cukup baik dan layak digunakan sebagai eksternal atribut pada proses selanjutnya (**Gambar II.11**).



Gambar II.11. Hasil inversi *model based*.

II.3.5. Analisis Multiatribut

Analisis seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti

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

Schultz, 1994, *cited by* Putri Diah Ekowati (2009), mengidentifikasi tiga sub-kategori utama pada teknik analisis multiatribut geostatistik, yaitu:

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

Analisis multiatribut pada penelitian ini menggunakan kategori yang kedua. Prosesnya sendiri melibatkan pembuatan dari volume pseudolog yang nantinya akan digunakan untuk memetakan penyebaran batupasir dan batulempung.

Dalam kasus yang paling umum, kita mencari sebuah fungsi yang akan mengkonversi multiatribut yang berbeda ke dalam properti yang diinginkan, ini dapat ditulis sebagai :

$$P(x,y,z) = F[A_1(x,y,z), \dots, A_m(x,y,z)] \quad (II.1)$$

dimana :

P = properti log, sebagai fungsi dari koordinat x,y,z

F = fungsi hubungan antara atribut seismik dan properti log
 A_i = atribut m , di mana $i = 1, \dots, m$

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

$$P = w_0 + w_1A_1 + \dots + w_mA_m \quad (\text{II.2})$$

dimana :

w_i = nilai bobot dari $m + i$, dimana $i = 0, \dots, m$

Algoritma multiatribut menghitung data training dari data log original. Proses training ini menghasilkan nilai korelasi dan nilai training error antara log prediksi dan log original. Validasi dilakukan dengan memeriksa *validation error* dari setiap kombinasi atribut dengan mengeluarkan satu sumur pada proses training. Tabel multiatribut menunjukkan jenis atribut beserta nilai training dan *validation error*. Jumlah atribut optimal ditunjukkan dengan nilai *validation error* terkecil. Pada kasus ini, sebanyak 10 atribut digunakan untuk pembuatan volum pseudo densitas, 11 atribut untuk pembuatan volum pseudo *gamma-ray*, dan 8 atribut untuk pembuatan volum pseudo porositas. Pseudo volum yang dibuat pertama kali adalah volum pseudo densitas dengan hasil inversi sebagai eksternal atribut. Volum pseudo densitas hasil multiatribut kemudian dibandingkan dengan hasil neural network. Volum pseudo densitas yang paling baik akan digunakan sebagai eksternal atribut untuk analisis multiatribut selanjutnya dalam pembuatan volum pseudo *gamma-ray* dan porositas.

II.3.6. Neural Network

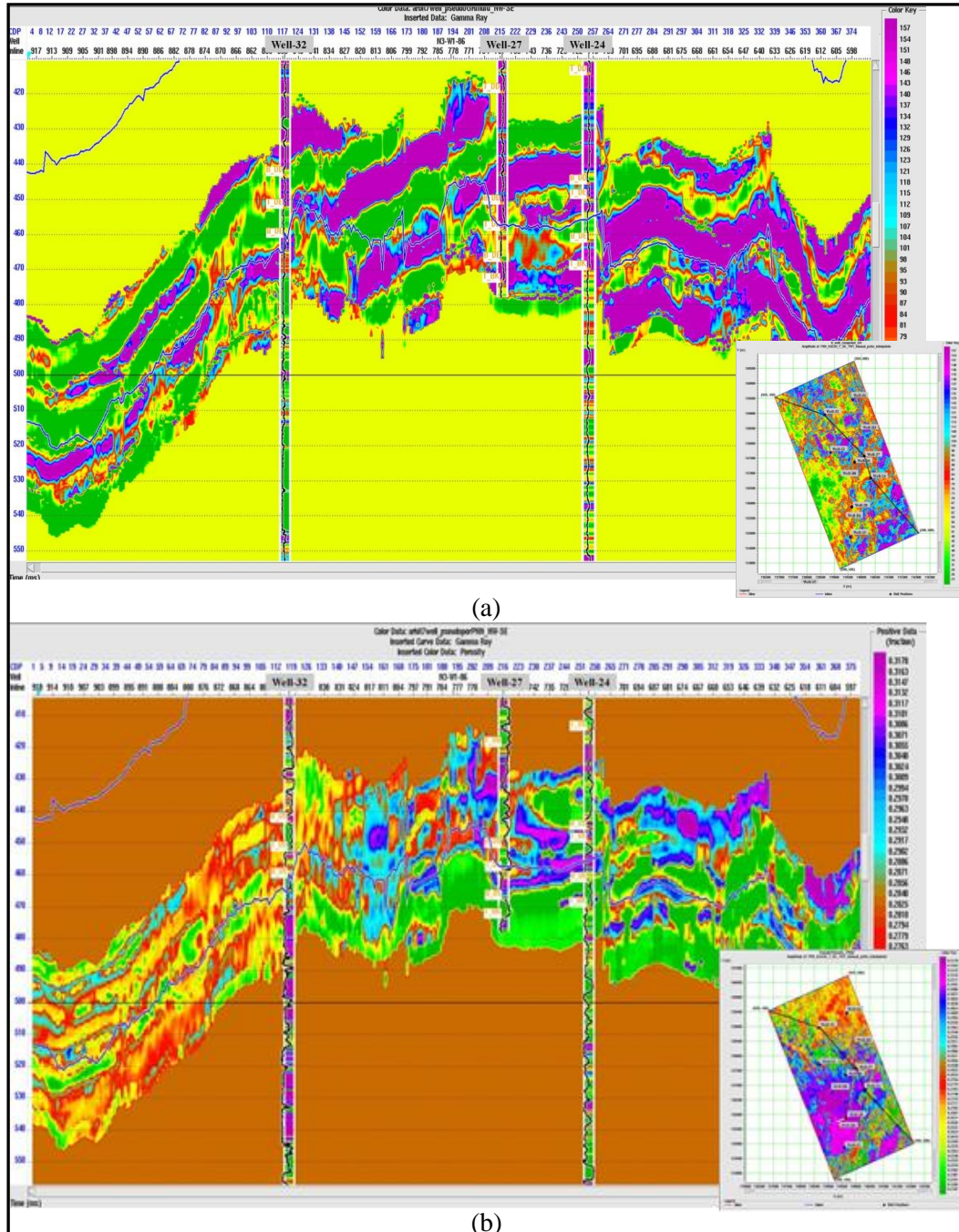
Regresi multiatribut dapat berjalan dengan baik apabila ada relasi linear fungsional yang baik di antara log yang di prediksi dan atribut seismik. Pada kasus hubungan yang non-linear kita dapat mengaplikasikan

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

Ide dasar di balik *Probabilistic Neural Network* (PNN) adalah menggunakan satu data atau lebih yang disebut variabel independen untuk memprediksi variabel dependen tunggal. Variabel independen di representasikan sebagai vektor $x = [x_1, x_2, \dots, x_p]$ dimana p adalah jumlah variabel independen. Sedangkan variabel dependen adalah y . Tujuan algoritma ini untuk memprediksi variable y yang tidak diketahui. PNN mempunyai karakteristik mengikuti data sedekat mungkin, namun lebih stabil pada batasan jangkauan jumlah atribut dibanding metoda *neural network* lainnya. Masalah terbesar pada PNN adalah karena menyertakan seluruh data training dan membandingkan seluruh output sample dengan setiap training sample, aplikasi bisa sangat lambat.

Neural network digunakan untuk meningkatkan prediksi densitas, porositas, maupun *gamma-ray*. Dari *neural network* ini diharapkan akan didapatkan peningkatan korelasi antara log prediksi dengan log original pada ketiga pseudo volum, dilihat berdasarkan nilai korelasi, error, maupun *blind well test*. Ternyata neural network dapat meningkatkan nilai korelasi namun juga memperkecil hasil validasi, tapi selama penurunan nilai validasi hanya sedikit dan masih dapat diterima dilihat berdasarkan *blind well test* hasil ini dianggap layak untuk digunakan. Volum pseudo densitas hasil PNN ternyata lebih baik dari hasil multiatribut, sehingga digunakan sebagai eksternal atribut untuk analisis multiatribut pseudo *gamma-ray* dan porositas. Analisis *neural network* untuk pseudo *gamma-ray* ternyata memberikan nilai korelasi yang terlalu kecil (< 0.5), sehingga volum pseudo *gamma-ray* hasil multiatribut lebih layak untuk digunakan. Volum pseudo

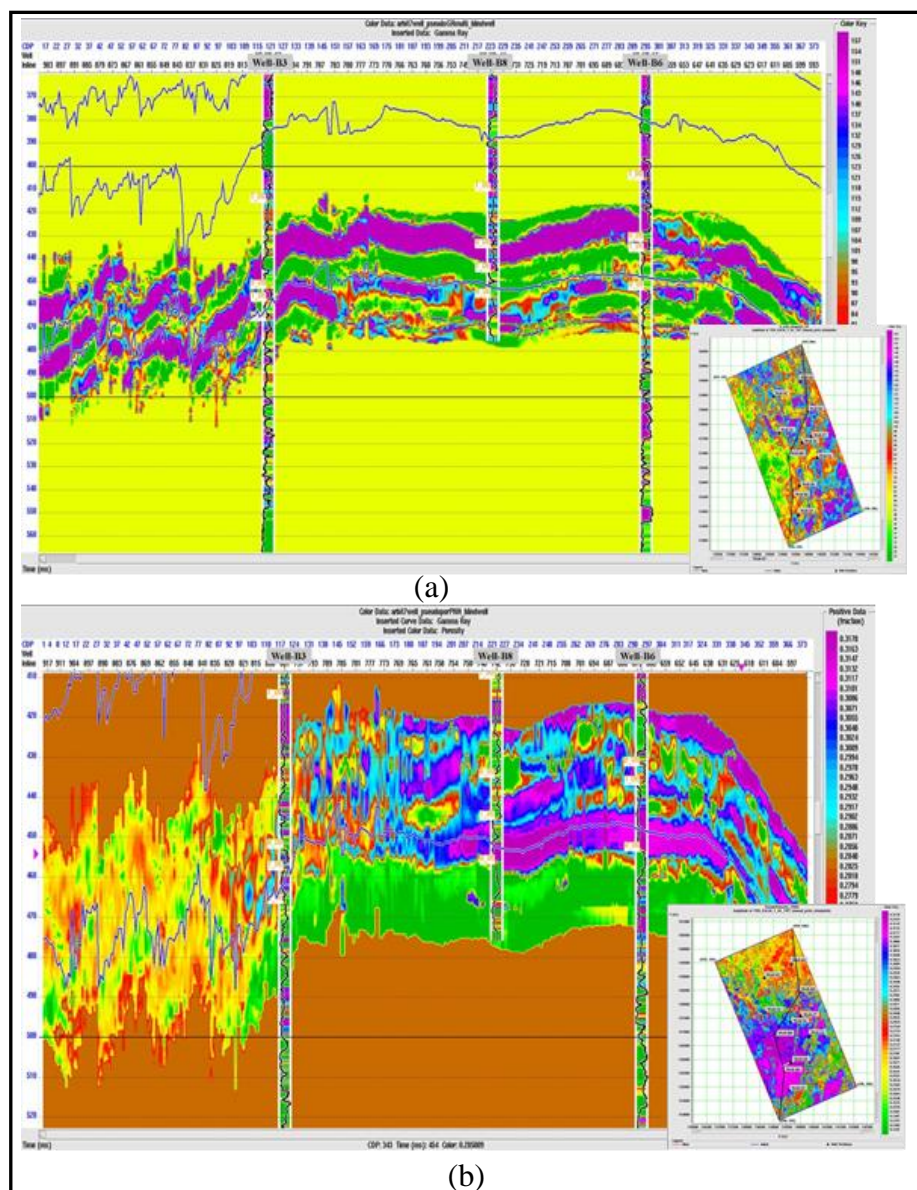
porositas hasil PNN ternyata lebih baik dari hasil multiatribut, sehingga dapat digunakan untuk interpretasi akhir (**Gambar II.12**).



Gambar II.12. Penampang barat laut-tenggara yaitu : (a) pseudo gamma-ray multiatribut dan (b) pseudo porositas hasil PNN.

II.3.7. Blind Well Test

Untuk memvalidasi hasil pseudo volum dilakukan *blind well test* dengan melihat kecocokan antara hasil pseudo volum dengan properti sumur-sumur yang tidak diikutsertakan dalam proses training. *Blind well test* menunjukkan volum pseudo *gamma-ray* hasil multiatribut dan volum pseudo porositas hasil *neural network* cukup sesuai dengan property pada sumur-sumur yang digunakan untuk *blind well test* tersebut (**Gambar II.13**).

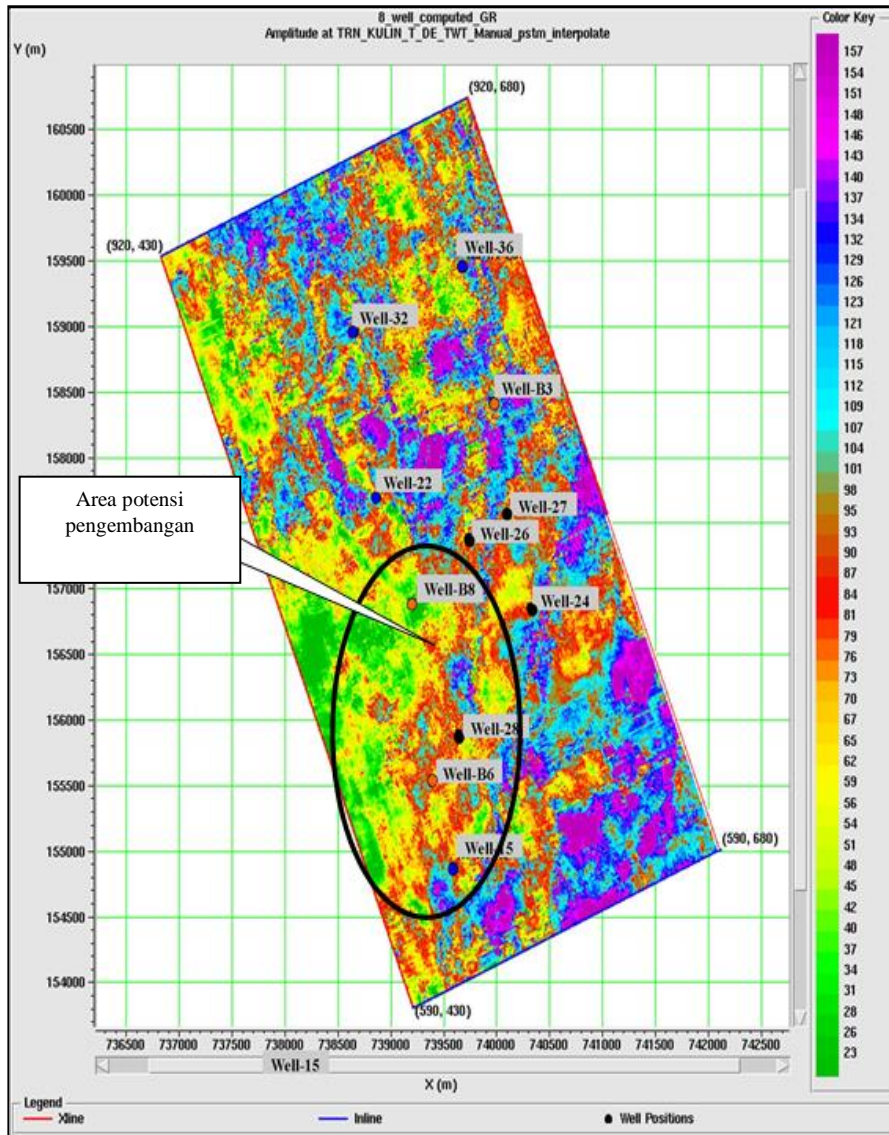


Gambar II.13. *Blind well test* utara-selatan yaitu : (a) pseudo *gamma-ray* multiatribut dan (b) pseudo porositas hasil PNN.

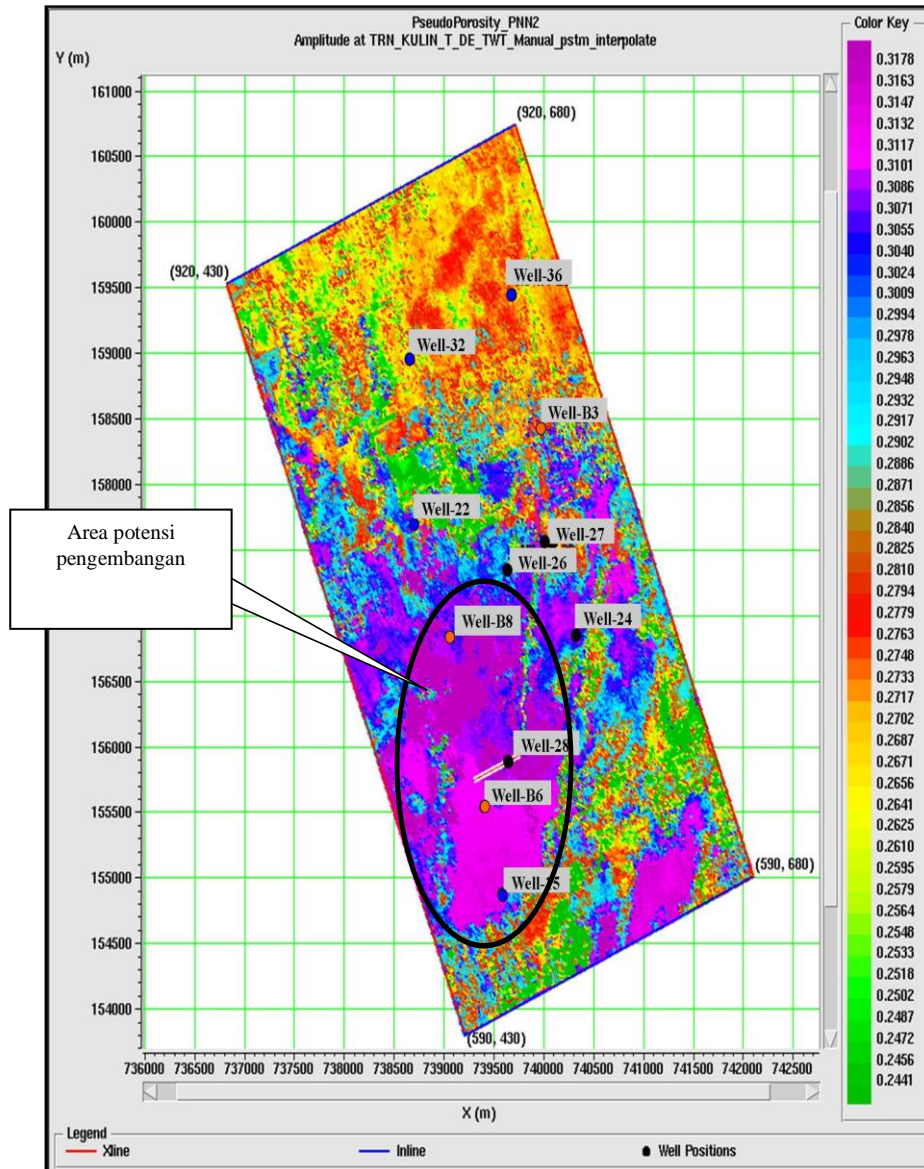
II.3.8. Interpretasi Peta

Peta yang dibuat adalah horizon *slice* dengan *window* 10 ms di bawah top E. Horizon *slice* volum pseudo densitas menunjukkan bagian Selatan memiliki nilai densitas yang lebih rendah dibandingkan bagian Utara daerah penelitian. *Slice* volum pseudo *gamma-ray* menunjukkan bagian Selatan daerah penelitian mempunyai nilai *gamma-ray* yang lebih rendah dari bagian Utara. *Slice* volum pseudo porositas menunjukkan bagian Selatan daerah penelitian mempunyai nilai porositas yang lebih tinggi dari bagian Utara. Tanda posisi sumur hitam menunjukkan sumur dengan *log sonic* asli, tanda posisi sumur biru menunjukkan sumur dengan *predicted sonic*, dan tanda posisi sumur merah menunjukkan sumur yang digunakan untuk *blind well test*.

Kedua peta hasil akhir, yaitu peta nilai *gamma-ray* dan peta porositas, menunjukkan hasil yang cukup seragam. Dari peta-peta di atas dapat disimpulkan bagian Selatan dari daerah penelitian memiliki batupasir dengan densitas 2.0 – 2.15 g/cc dan porositas 28 – 32 % yang berkembang dengan baik. Pada bagian Utara dari daerah penelitian memiliki batupasir dengan densitas 2.15 – 2.3 g/cc dan porositas 24 – 28%. Berdasarkan analisis dari keenam peta tersebut, daerah Selatan memiliki potensi yang baik untuk pengembangan sumur selanjutnya (**Gambar II.14**) dan (**Gambar II.15**).



Gambar II.14. Area potensi pengembangan berdasarkan peta pseudo *gamma-ray*, tanda posisi sumur hitam menunjukkan sumur dengan *log sonic* asli, tanda posisi sumur biru menunjukkan sumur dengan *predicted sonic*, dan tanda posisi sumur merah menunjukkan sumur yang digunakan untuk *blind well test*.



Gambar II.15. Area potensi pengembangan berdasarkan peta pseudo porositas. Tanda posisi sumur hitam menunjukkan sumur dengan *log sonic* asli, tanda posisi sumur biru menunjukkan sumur dengan *predicted sonic*, dan tanda posisi sumur merah menunjukkan sumur yang digunakan untuk *blind well test*.

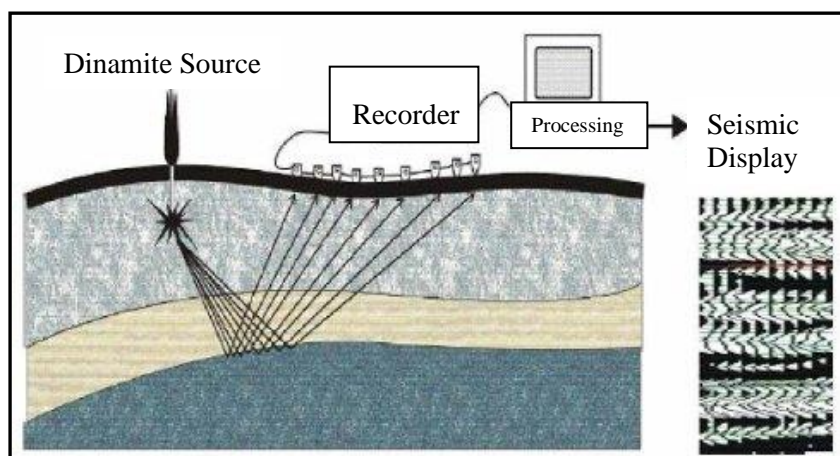
BAB III

DASAR TEORI

III.1. Metode Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi merupakan metode geofisika yang memanfaatkan gelombang pantul dari batuan di bawah permukaan, yaitu dengan cara mengirimkan sinyal dalam bentuk gelombang ke dalam bumi, kemudian sinyal tersebut akan terpantulkan oleh batas antara dua lapisan, dan selanjutnya sinyal pantulan direkam oleh *receiver* (geofon atau hidrofons), seperti yang ditunjukkan pada (**Gambar III.1**). Data yang dimanfaatkan oleh gelombang pantul ini ialah waktu tempuh, yang akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan tersebut. Selain itu variabel lain yang bisa dimanfaatkan yaitu amplitudo, frekuensi, dan fasa gelombang.

Gelombang seismik merambat melalui batuan sebagai gelombang elastik, yang mengubah energi menjadi partikel batuan. Ketika gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya, muka gelombang akan terbagi. Sebagian akan terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian diteruskan merambat di bawah permukaan bumi. Menurut Sukmono (1999), pantulan dari gelombang seismik tersebut terjadi pada saat adanya perubahan impedansi akustik sebagai fungsi dari kecepatan dan densitas.

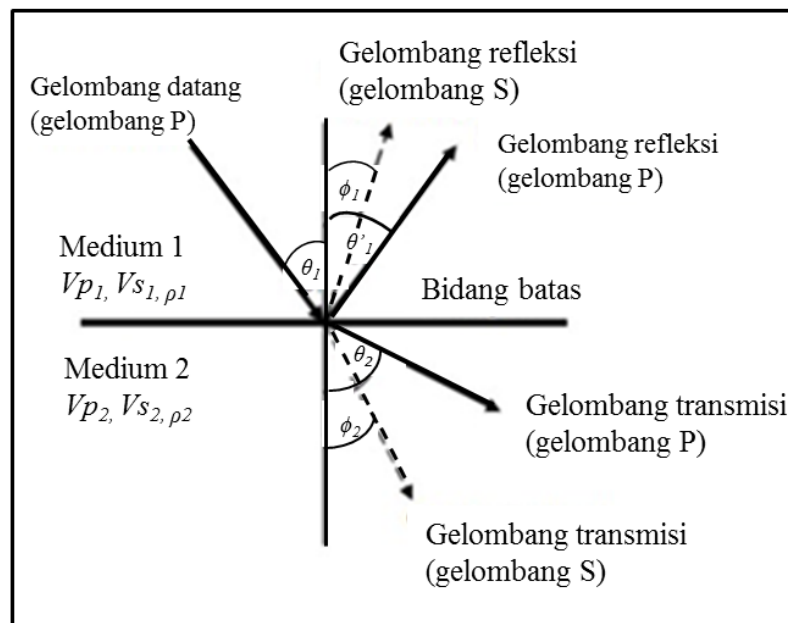


Gambar III.1. Ilustrasi penjalaran gelombang seismik dari sumber ke penerima (Sukmono, 1999).

Energi seismik yang terus menjaral ke dalam bumi tersebut akan diserap dalam 3 bentuk yaitu, (Sukmono, 1999):

1. *Spherical Divergence* (penyebaran bola), dimana kekuatan gelombang menurun sebanding dengan jarak akibat adanya bentangan geometris. Besar pengurangan densitas energi ini adalah berbanding terbalik dengan kuadrat jarak penjalaran gelombang.
2. Absorpsi, dimana energi berkurang karena terserap oleh massa batuan. Besar energi yang terserap ini meningkat dengan kenaikan frekuensi.
3. Terpantulkan, merupakan dasar penggunaan metode seismik refleksi ini.

Penjalaran gelombang seismik mengikuti Hukum Snellius yang dikembangkan dari Prinsip Huygens, menyatakan bahwa sudut pantul dan sudut bias merupakan fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Jika gelombang P datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda akan menimbulkan gelombang refleksi dan refraksi. Sebagian energi akan dipantulkan sebagai gelombang P dan gelombang S, dan sebagian lagi akan diteruskan sebagai gelombang P dan gelombang S, seperti pada (**Gambar III.2**). Lintasan gelombang tersebut mengikuti hukum Snellius yang ditunjukkan dengan (**Persamaan III.1**).



Gambar III.2. Partisi energi gelombang seismik pada bidang reflektor (Yilmaz, 2001).

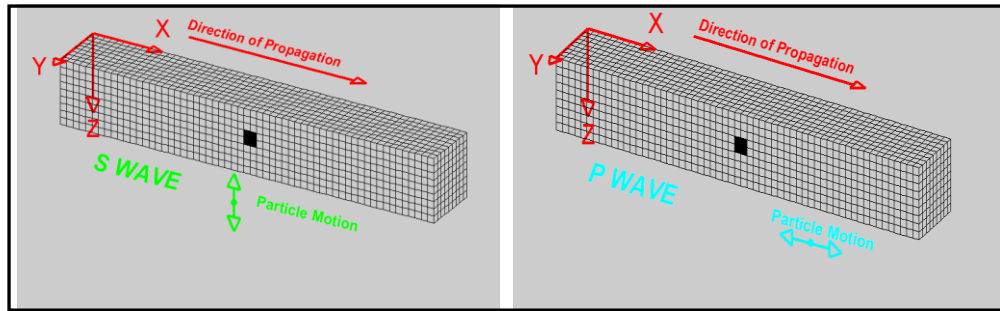
$$\frac{\sin(\theta_1)}{V_{p1}} = \frac{\sin(\theta'_1)}{V_{p1}} = \frac{\sin(\theta_2)}{V_{p2}} = \frac{\sin(\phi_1)}{V_{s1}} = \frac{\sin(\phi_2)}{V_{s2}} = p \quad (\text{III.1})$$

Dimana :

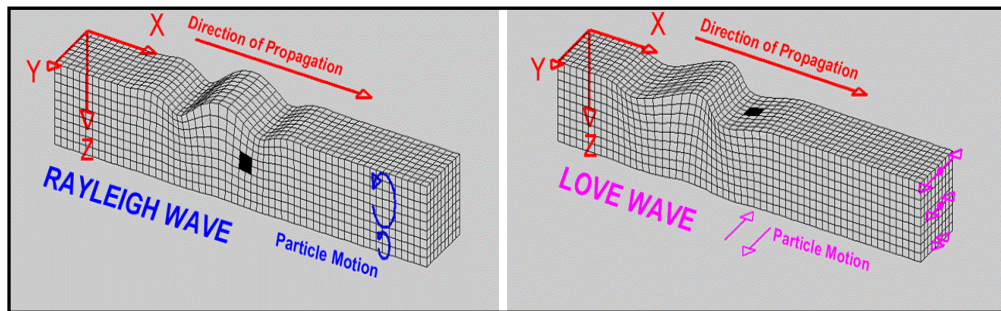
- θ_1 = Sudut datang gelombang P
- θ'_1 = Sudut refleksi gelombang P
- θ_2 = Sudut transmisi gelombang P
- ϕ_1 = Sudut refleksi gelombang S
- ϕ_2 = Sudut transmisi gelombang S
- p = Parameter gelombang
- V_{p1} = Kecepatan gelombang P pada medium pertama
- V_{p2} = Kecepatan gelombang P pada medium kedua
- V_{s1} = Kecepatan gelombang S pada medium pertama
- V_{s2} = Kecepatan gelombang S pada medium kedua

Gelombang seismik ada yang merambat melalui interior bumi yang disebut sebagai *body wave*, dan ada juga yang merambat melalui permukaan bumi yang disebut *surface wave*. *Body wave* dibedakan menjadi dua berdasarkan arah getarnya. Gelombang P (longitudinal) merupakan gelombang yang arah getarnya searah dengan arah perambatan gelombang sedangkan gelombang yang arah getarnya tegak lurus dengan arah perambatannya disebut gelombang S (transversal). *Surface wave* terdiri atas *Reyleigh wave* dan *Love wave* (Telford and Geldart, 1976). Menurut penjarannya, gelombang seismik dapat dibedakan menjadi dua bagian yaitu :

1. Gelombang utama (*body wave*) merupakan gelombang yang energinya ditransfer melalui medium di dalam bumi. Contoh dari gelombang utama adalah gelombang P dan gelombang S (**Gambar III.3**).
2. Gelombang permukaan (*surface wave*) merupakan gelombang yang energinya ditransfer melalui permukaan bebas dan menjalar dalam bentuk *ground roll*. Gelombang permukaan memiliki amplitudo yang besar dan frekuensi kecil. Contoh gelombang permukaan adalah gelombang *Love* dan gelombang *Rayleigh* (**Gambar III.4**).



Gambar III.3. Gelombang primer dan gelombang sekunder (Bolt, 1993; Shearer, 1999).



Gambar III.4. Gelombang *rayleigh* dan gelombang *love* (Bolt, 1993; Shearer, 1999).

III.2. Komponen Seismik Refleksi

Komponen seismik refleksi ini merupakan hal-hal yang diturunkan (*derivative value*) atau dihasilkan dari parameter dan data seismik refleksi.

III.2.1. Impedansi Akustik

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah impedansi akustik (AI) yang merupakan hasil perkalian antara densitas medium rambat dan kecepatan media rambat yang dinyatakan dalam (**Persamaan III.2**).

$$AI = V_p \cdot \rho \tag{III.2}$$

Dimana :

AI = nilai *acoustic impedance*

V_p = kecepatan gelombang P

ρ = densitas batuan

Dalam mengontrol harga AI, kecepatan mempunyai arti yang lebih penting daripada densitas. Misalnya, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, dan gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Sukmono, 1999, menganalogikan AI dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras dan sukar dimampatkan, seperti batugamping mempunyai AI yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai AI rendah.

III.2.2. Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan cerminan dari bidang batas medium yang memiliki nilai impedansi akustik yang berbeda. Untuk koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat dapat dihitung dengan menggunakan (**Persamaan III.3**). Persamaan ini menunjukkan bahwa koefisien refleksi besarnya berada -1 sampai 1.

$$KR = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} = \frac{(\rho_2 \cdot V_2) - (\rho_1 \cdot V_1)}{(\rho_2 \cdot V_2) + (\rho_1 \cdot V_1)} \quad (\text{III.3})$$

Dimana :

KR = koefisien refleksi

AI_1 = impedansi akustik lapisan atas

AI_2 = impedansi akustik lapisan bawah

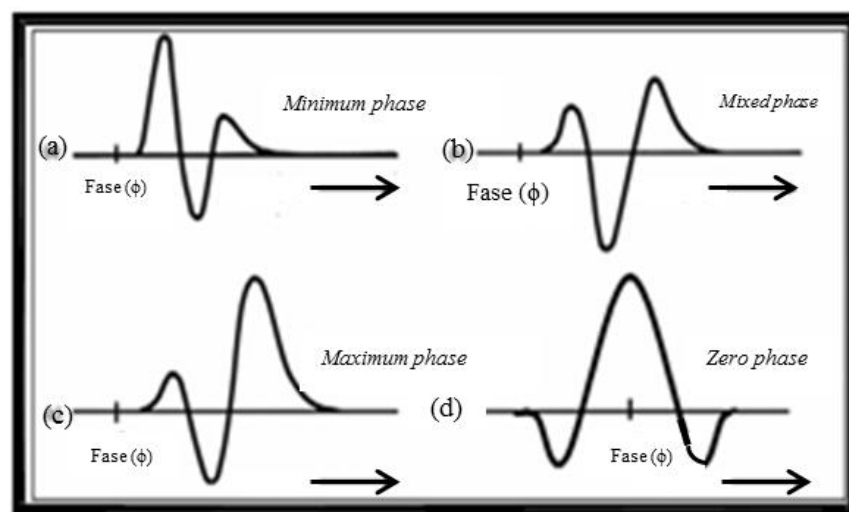
III.2.3. Wavelet

Wavelet merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang harmonik yang mempunyai amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu. Suatu gelombang harmonik dapat dilihat secara unik melalui tiga karakter gelombang, yaitu:

1. Amplitudo maksimum adalah simpangan maksimum gelombang harmonik dari simpangan rata rata.
2. Frekuensi adalah jumlah putaran gelombang perdetik. Frekuensi dapat ditentukan dengan menghitung jumlah puncak dalam interval satu detik.
3. Fasa selalu diukur relatif terhadap suatu referensi.

Ada empat macam jenis *wavelet* (**Gambar III.5**) berdasarkan fase gelombangnya, yaitu *wavelet* fase nol, fase maksimum, fase minimum, dan fase campuran. Tipe-tipe *wavelet* ini mempunyai letak konsentrasi energi yang berbeda-beda. *Wavelet* fase nol mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah, mempunyai waktu tunda nol dan sempit dalam kawasan waktu. *Wavelet* fase minimum mempunyai energi terpusat pada bagian depan dan mempunyai pergeseran fase kecil pada setiap frekuensi. *Wavelet* fase maksimum mempunyai konsentrasi energi di akhir. Sedangkan *wavelet* campuran merupakan *wavelet* yang mempunyai energi campuran dari ketiga bentuk *wavelet* yang lain.

Wavelet sangat penting pada pembuatan seismogram sintetik. Dalam inversi seismik, bentuk *wavelet* yang digunakan umumnya adalah fasa minimum dan fasa nol (Sukmono, 1999).



Gambar III.5. Jenis fase : (a) fasa minimum, (b) fasa campuran, (c) fasa maksimum, dan (d) fasa nol (Sukmono, 1999).

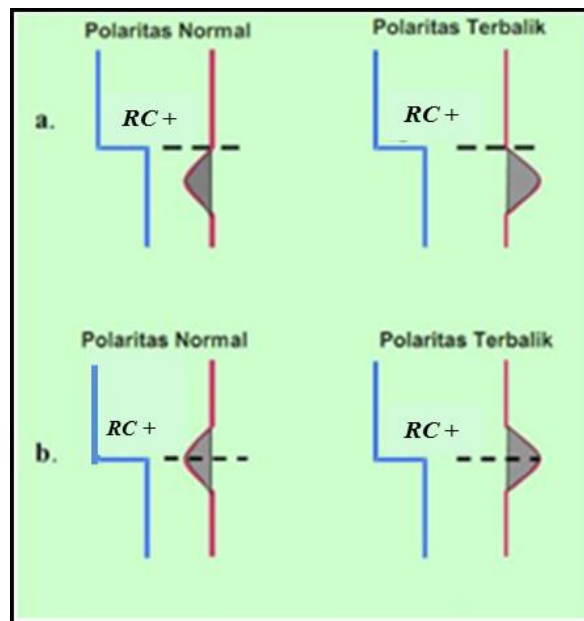
III.2.4. Polaritas Seismik

Salah satu hal penting yang harus diketahui oleh seorang interpreter ketika melakukan analisis data seismik adalah tipe polaritas yang digunakan dalam rekaman seismik. Tipe polaritas yang digunakan akan menjelaskan bagaimana *wavelet* mencerminkan koefisien refleksi baik positif maupun negatif.

Brown, 2006, *cited by* Sukmono, (2001) membagi kedua jenis polaritas tersebut menjadi polaritas konvensi Amerika (SEG) dan konvensi Eropa yang polanya saling berkebalikan. Dari kedua jenis polaritas tersebut, polaritas konvensi Amerika (SEG) yang sering digunakan sebagai polaritas standar. Definisi SEG (*Society of Exploration Geophysicist*) terhadap polaritas normal menyatakan bahwa sinyal yang memiliki polaritas positif (menandakan adanya kenaikan impedansi akustik) direkam dengan angka negatif pada perekam, memiliki defleksi gelombang negatif pada monitor dan ditampilkan sebagai lembah (*trough*) pada tampilan seismik. Sedangkan sinyal yang memiliki polaritas negatif (menandakan adanya penurunan nilai impedansi akustik), dinyatakan dengan puncak (*peak*).

Badley dan Michael mendefinisikan polaritas normal dan terbalik menurut SEG (**Gambar III.6**) sebagai berikut (Sukmono, 1999) :

1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidropon di air atau pergerakan awal ke atas pada geophon di darat.
2. Sinyal seismik positif akan terekam sebagai nilai negatif pada tape, defleksi negatif pada monitor, dan *trough* pada penampang seismik.



Gambar III.6. Polaritas normal dan polaritas terbalik menurut seg, a. pada *minimum phase* dan b. pada *zero phase* (Sukmono, 1999).

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

1. Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik , jika $AI_2 > AI_1$.
2. Batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik , jika $AI_2 < AI_1$.

III.2.5. Trace Seismik

Model dasar dan yang sering digunakan dalam model satu dimensi untuk *trace* seismik yaitu mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise*. Dalam bentuk (**Persamaan III.4**) dapat dituliskan sebagai berikut (tanda * menyatakan konvolusi) :

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad (\text{III.4})$$

Dimana :

$S(t)$ = *trace* seismik

$W(t)$ = *wavelet* seismik

$r(t)$ = reflektivitas bumi

$n(t)$ = *noise*

Konvolusi dapat dinyatakan sebagai “penggantian (*replacing*)” setiap koefisien refleksi dalam skala *wavelet* kemudian menjumlahkan hasilnya seperti yang dinyatakan oleh Russell, 1996. Sudah diketahui bahwa refleksi utama berasosiasi dengan perubahan harga impedansi. Selain itu *wavelet* seismik umumnya lebih panjang daripada spasi antara kontras impedansi yang menghasilkan koefisien refleksi. Dapat diperhatikan bahwa konvolusi dengan *wavelet* cenderung “mereduksi” koefisien refleksi sehingga mengurangi resolusi untuk memisahkan reflektor yang berdekatan.

III.2.6. Resolusi Vertikal Seismik

Resolusi adalah jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 1999). Range frekuensi dari seismik hanya antara 10 – 70 Hz yang secara langsung menyebabkan keterbatasan resolusi dari seismik. Nilai dari resolusi vertikal adalah :

$$rV = \frac{V}{4f} \quad (\text{III.5})$$

Dimana :

r = jarak

V = kecepatan gelombang

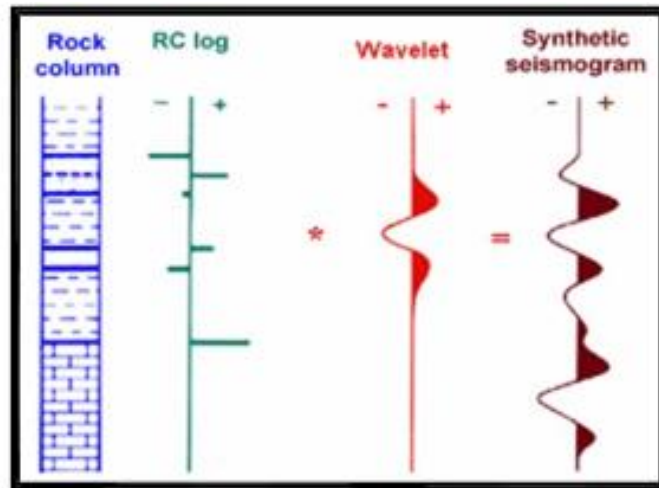
f = frekuensi gelombang

Dapat dilihat dari (**Persamaan III.5**) bahwa hanya batuan yang mempunyai ketebalan di atas $1/4 \lambda$ yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut ketebalan tuning (*tuning thickness*). Dengan bertambahnya kedalaman, kecepatan bertambah tinggi dan frekuensi bertambah kecil, maka ketebalan tuning bertambah besar.

III.2.7. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet*, seperti yang ditunjukkan pada (**Gambar III.7**). Sebaiknya *wavelet* yang digunakan mempunyai frekuensi dan *bandwidth* yang sama dengan penampang seismik. Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (*lithologi*, umur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap *trace* seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif. Seismogram sintetik ini dapat membantu mengidentifikasi horizon pada penampang seismik karena resolusi vertikalnya lebih baik dari data seismik. Disatu sisi seismogram sintetik menunjukkan data kedalaman yang akurat sedang disisi lain memperlihatkan adanya penampang seismik tiruan. Seismogram sintetik final merupakan

superposisi dari refleksi-refleksi semua reflektor. Seismogram sintetik biasanya ditampilkan dengan format (polaritas dan fasa) yang sama dengan rekaman seismik. Seismogram sintetik berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon.



Gambar III.7. Seismogram sintetik merupakan hasil konvolusi *wavelet* dengan koefisien refleksi (Sukmono, 1999).

Salah satu kelemahan dari seismogram sintetik adalah umumnya dibuat dengan menggunakan frekuensi yang sama untuk seluruh penampang, padahal frekuensi yang dipakai tersebut umumnya diambil dari zona target (misalnya daerah reservoir). Hal ini sering mengakibatkan terjadinya *miss tie* pada daerah diluar zona target tersebut. *Miss tie* adalah perbedaan waktu refleksi terhadap horison yang sama, namun direkam dari arah yang berbeda. Penyebab *miss tie* adalah salah satu atau kombinasi dari geometri reflektor, parameter perekaman, dan parameter pengolahan. Cara mengatasi *miss tie* adalah dengan melakukan koreksi waktu refleksi setelah mengamati atau mempertimbangkan gejala *miss tie* di seluruh daerah interpretasi dan menganalisis penyebabnya. Cara yang cukup efektif adalah dengan melakukan pengolahan ulang.

III.2.8. Well Seismic Tie

Well seismic tie merupakan suatu tahapan untuk mengikatkan data sumur terhadap data seismik. Ini digunakan untuk menempatkan *even* reflektor seismik pada kedalaman yang sebenarnya serta untuk mengkorelasikan informasi geologi yang diperoleh dari data sumur dengan data seismik. Prinsip yang digunakan adalah mencocokkan *even* refleksi pada data seismik dengan seismogram sintetis yang bersesuaian dengan suatu bidang batas. Pencocokkan dilakukan dengan mengoreksi nilai tabel *time-depth* dari data *checkshot* tiap sumur agar *two way time even-even* pada seismogram sintetis sama dengan data seismik. Analisis *well seismic tie* memperlihatkan bahwa seismogram sintetis memiliki *even-even* refleksi yang berkorelasi dengan horison-horison pada data seismik yang merepresentasikan perubahan koefisien refleksi atau suatu bidang batas perlapisan batuan. Pola refleksi yang direpresentasikan dengan amplitudo *wavelet* seismogram sintetis bersesuaian dengan *wavelet* seismik.

III.3. Sifat Fisik Batuan Reservoir

Syarat yang harus dipenuhi oleh suatu batuan reservoir adalah harus mempunyai kemampuan untuk menyimpan dan mengalirkan fluida yang terkandung didalamnya. Dan hal ini dinyatakan dalam bentuk porositas dan permeabilitas. Porositas dan permeabilitas sangat erat hubungannya sehingga dapat dikatakan bahwasanya permeabilitas tidak mungkin tanpa adanya porositas walaupun demikian belum tentu demikian, karena batuan yang bersifat porous belum tentu memiliki sifat kelulusan terhadap fluida yang melewatinya. Sifat-sifat batuan lainnya adalah watabilitas, tekanan kapiler, saturasi dan kompresibilitas batuan (Dedy Kristanto dan Hariyadi, 1999).

III.3.1. Porositas

Porositas didefinisikan sebagai fraksi atau persen dari volume ruang pori-pori terhadap volume total batuan yang menyatakan kemampuan batuan untuk menampung fluida reservoir. Dalam teknik reservoir porositas dapat dibedakan menjadi dua macam:

1. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam bentuk persen.

$$\phi_{Absolut} = \frac{\text{volum pori batuan}}{\text{volume total batuan}} \times 100 \% \quad (\text{III.6})$$

2. Porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang berhubungan dengan volume batuan total yang dinyatakan dalam bentuk persen.

$$\phi_e = \frac{\text{volum pori batuan yang berhubungan}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (\text{III.7})$$

Untuk selanjutnya porositas efektif digunakan untuk perhitungan karena dianggap fraksi volume yang produktif.

III.3.2. Permeabilitas

Permeabilitas didefinisikan sebagai suatu bilangan kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida. Pendefinisian kuantitatif permeabilitas pertama-tama dikembangkan oleh Henry Darcy dalam hubungan empiris dengan bentuk diferensial sebagai berikut :

$$V = - \frac{k \partial p}{\mu \partial L} \quad (\text{III.8})$$

Dimana :

V = Kecepatan aliran fluida

μ = Viscositas fluida yang mengalir, cp

dP/dL = Gradien tekanan dalam arah aliran, (atm/cm)

k = Permeabilitas media berpori, (darcy)

Dalam batuan reservoir, permeabilitas deibedakan menjadi tiga yaitu:

1. Permeabilitas absolut, yaitu permeabilitas dimana fluida yang mengalir melalui media berpori tersebut hanya satu fasa.

2. Permeabilitas efektif, yaitu permeabilitas batuan dimana fluida yang mengalir lebih dari satu fasa.
3. Permeabilitas relative, yaitu perbandingan antara permeabilitas efektif dengan permeabilitas absolut.

III.3.3. Saturasi Fluida

Dalam batuan reservoir, minyak, gas, dan air terdapat bersama-sama dalam pori-pori batuan tersebut dan tersebar ke seluruh bagian reservoir. Saturasi fluida didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori batuan yang ditempati oleh fluida tertentu dengan volume pori-pori total pada suatu batuan berpori.

-saturasi minyak (S_o) adalah :

$$S_o = \frac{\text{volum pori-pori yang diisi oleh minyak}}{\text{volume pori-pori total}} \quad (\text{III.9})$$

-saturasi air (S_w) adalah :

$$S_o = \frac{\text{volum pori-pori yang diisi oleh air}}{\text{volume pori-pori total}} \quad (\text{III.10})$$

-saturasi gas (S_g) adalah :

$$S_o = \frac{\text{volum pori-pori yang diisi oleh gas}}{\text{volume pori-pori total}} \quad (\text{III.11})$$

jika pori-pori diisi oleh gas-minyak-air maka berlaku hubungan :

$$S_g + S_o + S_w = 1 \quad (\text{III.12})$$

Jika diisi oleh minyak dan air saja maka :

$$S_o + S_w = 1 \quad (\text{III.13})$$

III.3.4. Wettabilitas

Wettabilitas didefinisikan sebagai suatu sifat fisik batuan yang menyatakan mudah tidaknya permukaan batuan untuk dibasahi oleh fluida. Dimana terdapat tegangan permukaan yang disebabkan oleh adanya kontak dua fluida yang tidak saling mencampur.

Besarnya wettabilitas tergantung pada gaya adhesi yang merupakan fungsi dan tegangan permukaan. Secara matematis besarnya tegangan adhesi dinyatakan sebagai :

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta_{wo} \quad (\text{III.14})$$

Dimana :

A_T = Gaya adhesi (yang menyebabkan cairan naik keatas batuan),
(dyne/cm).

σ_{so} = Tegangan antar permukaan zat padat-minyak, (dyne/cm).

σ_{sw} = Tegangan antar permukaan zat padat-air, (dyne/cm).

σ_{wo} = Tegangan antar permukaan zat air-minyak, (dyne/cm).

Pada umumnya reservoir bersifat *water wet*, sehingga air akan cenderung untuk melekat pada permukaan batuan sedangkan minyak akan terletak diantara fasa air. Jadi minyak tidak mempunyai gaya tarik menarik dengan batuan dan akan lebih mudah mengalir. Sewaktu reservoir mulai diproduksi dimana harga saturasi minyak cukup tinggi dan air hanya merupakan cincin-cincin yang melekat pada batuan formasi, butiran-butiran air tidak dapat bergerak atau bersifat immobile, dan saturasi air yang demikian disebut dengan residual water saturation (S_{wo}).

III.3.5. Tekanan Kapiler

Tekanan kapiler didefinisikan sebagai perbedaan tekanan permukaan yang ada antara permukaan dua fluida yang tidak bercampur (cairan-cairan atau cairan-gas) sebagai akibat terjadinya pertemuan anatara permukaan yang memisahkan kedua fluida tersebut. Besarnya tekanan kapiler dipengaruhi oleh adanya tegangan permukaan, sudut kontak antara minyak-air-zat padat dan jari-jari lengkung pori. Tekanan kapiler mempunyai pengaruh yang penting dalam reservoir minyak maupun gas, yaitu :

1. Mengontrol distribusi saturasi didalam reservoir
2. Merupakan mekanisme pendorong minyak dan gas untuk bergerak atau mengalir melalui pori-pori reservoir dalam arah vertikal.

Secara matematis dapat dinyatakan dalam persamaan sebagai berikut :

$$2.\pi.r.A_T = \pi.r^2.h.g (\rho_b - \rho_m) \quad (\text{III.15})$$

Dimana :

h = Ketinggian cairan didalam pipa kapiler, (cm).

r = jari- jari pipa kapiler, (cm).

ρ_b = Massa jenis air, (gr/cc).

ρ_m = Massa jenis minyak, (gr/cc).

g = Percepatan gravitasi, (cm/dt²).

Dengan memperlihatkan permukaan fasa minyak dan air didalam pipa kapiler maka akan terdapat perbedaan tekanan yang dikenal dengan tekanan kapiler (P_c). Besarnya P_c ini sama dengan selisih antara tekanan fasa air dengan fasa minyak, yang masing-masing dinotasikan dengan P_c dan P_m .

$$P_c = P_b - P_m = (\rho_b - \rho_m).g.h \quad (\text{III.16})$$

III.3.6. Kompresibilitas

Secara umum terdapat tiga konsep kompresibilitas batuan, antara lain :

1. Kompresibilitas matriks batuan, yaitu fraksi perubahan volume material padatan terhadap satuan perubahan tekanan.
2. Kompresibilitas bulk batuan, yaitu fraksi perubahan volume bulk batuan terhadap satuan tekanan.
3. Kompresibilitas pori-pori batuan, yaitu fraksi perubahan volume pori-pori batuan terhadap satuan perubahan tekanan.

Untuk padatan (grains) akan mengalami perubahan yang unifoem apabila mendapat tekana hidrostatik fluida yang dikandungnya. Perubahan bentuk volume bulk batuan dinyatakan sebagai kompresibilitas C_r atau :

$$C_r = \frac{1}{V_r} \frac{\partial V_r}{\partial P^*} \quad (\text{III.17})$$

Sedangkan perubahan bentuk volume pori-pori batuan dapat dinyatakan sebagai kopresibilitas C_p atau :

$$C_p = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial P^*} \quad (\text{III.18})$$

Dimana :

V_r = Volume padatan batuan

V_p = Volume pori-pori batuan

P = Tekanan hidrostatik fluida didalam batuan

P^* = Tekanan luar (overburden)

III.4. Sifat Fisik Fluida Reservoir

Kelakuan sifat-sifat fisik fluida reservoir diperlukan untuk perhitungan teknik reservoir dalam rangka deskripsi dan evaluasi kinerja reservoir. Sifat fisik fluida reservoir minyak dapat diperoleh dari pengolahan data hasil percobaan dilaboratorium, atau apabila data tersebut tidak tersedia, dapat dilakukan penentuan dengan metode korelasi (Kurniadi Permadi A, 2014). Sifat-sifat fisik fluida reservoir tersebut yang penting diantaranya adalah :

III.4.1. Tekanan Gelembung / Tekanan Formasi Saturasi (P_b)

Tekanan gelembung didefinisikan sebagai tekanan dimana saat pertama kali gelembung gas keluar dari fasa minyak.

III.4.2. Kelarutan Gas dalam Minyak (R_{so})

Kelarutan gas dalam minyak didefinisikan sebagai jumlah gas yang terlarut (SCF) di dalam minyak (STB) pada kondisi dan tekanan temperatur tertentu. Ciri utama kelakuan R_{so} terhadap tekanan pada saat tekanan gelembung adalah bahwa harga R_{so} mencapai maksimum karena jumlah gas yang terlarut saat tersebut belum ada gas yang keluar dari minyak atau pada

saat jumlah gas terbanyak berada dalam minyak. Secara matematis R_{so} dapat dituliskan sebagai berikut :

$$R_{so} = \frac{Vg \text{ yang diproduksikan @ kondisi standar,SCF}}{V_o \text{ yang masuk tanki @ kondisi standar,STB}} \quad (\text{III.19})$$

III.4.3. Faktor Volume Formasi Minyak (B_o)

Faktor volume formasi minyak didefinisikan sebagai volume minyak pada kondisi reservoir (reservoir barrel) dibagi dengan volumenya pada kondisi standar (STB).

Pada saat tekanan lebih besar dari pada P_b , penurunan tekanan dari tekanan awal menyebabkan berkembangnya volume minyak di reservoir sehingga harga B_o membesar. Setelah melewati harga P_b , penurunan tekanan lebih lanjut menyebabkan gas keluar dari minyak yang secara kuantitatif lebih besar dari pengembangan minyak akibat penurunan tekanan tersebut sehingga didapatkan volume minyak di reservoir mengecil dan harga B_o mengecil. Secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut :

$$R_{so} = \frac{V_o + \text{gas terlarut @ kondisi reservoir,bbl}}{V_o \text{ yang masuk tanki @ kondisi standar,STB}} \quad (\text{III.20})$$

III.4.4. Faktor Volume Formasi Gas

Faktor volume formasi gas didefinisikan sebagai volume gas pada kondisi reservoir (reservoir barrel) dibagi dengan pada kondisi standar (SCF).

III.4.5. Faktor Volume Formasi Total

Faktor volume formasi total adalah sifat turunan dari sifat-sifat yang telah dibahas didepan. Faktor volume formasi total didefinisikan sebagai $B_t = B_o + B_g (R_{sob} - R_{so})$, dimana R_{sob} adalah R_s pada P_b .

III.4.6. Kompresibilitas

Kompresibilitas diartikan sebagai perubahan bentuk volume karena akibat adanya tekanan yang dimiliki.

III.4.7. Densitas

Densitas untuk minyak yang diwakili oleh API dirumuskan sebagai berikut :

$$\frac{\rho_o}{\rho_w} = SG_{oil} = \gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (III.21)$$

III.4.8. Viskositas

Diatas P_b , viskositas minyak menurun terhadap turunnya tekanan secara hampir linear dan tidak tajam. Sedangkan dibawah P_b , harga viskositas bertambah secara eksponensial.

III.5. Data Sumur (Log)

Log adalah suatu grafik kedalaman (bisa juga waktu) dari suatu data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan didalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Ada beberapa jenis log yang digunakan dalam identifikasi kandungan hidrokarbon, yaitu:

III.5.1. Log untuk Mengukur Zona Permeabel

1. Log *Gamma Ray*

Prinsip log *Gamma Ray* adalah suatu rekaman tingkat radioaktifitas alami yang terjadi karena tiga unsur, yaitu : Uranium (U), Thorium (Th), dan Potassium (K) yang ada pada batuan. *Gamma Ray* sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan impermeabel karena unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam serpih yang impermeabel dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir yang secara umum adalah permeabel. Log *Gamma Ray* biasa digunakan untuk menentukan jenis litologi dari suatu batuan. Pada formasi permeabel tingkat radiasi *Gamma Ray* lebih rendah dan kurva akan turun ke kiri. Sehingga log *Gamma Ray* adalah log

permeabilitas yang bagus sekali karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan serpih (*shale*) dari lapisan permeabel (Harsono, 1997).

2. Log Spontaneous Potensial (SP)

Log Spontaneous Potensial (SP) adalah hasil pengukuran perbedaan potensial natural (self potensial) antara elektroda dalam lubang bor dengan elektroda referensi yang berada di permukaan. Log Spontaneous Potensial tidak dapat diukur dalam lubang bor yang diisi oleh lumpur yang resistif. Hal ini disebabkan karena pada saat pengukuran log ini, diperlukan suatu medium yang konduktif pada kedua elektroda.

Sama seperti fungsi dari log *Gamma Ray*, fungsi dari penggunaan log SP untuk menentukan zona permeabel dan zona impermeabel, adanya lapisan permeabel dapat diidentifikasi dengan adanya defleksi pada log SP. Untuk semua defleksi pada log SP menunjukkan adanya lapisan yang permeabel, namun tidak semua lapisan permeabel dapat menimbulkan defleksi. Hal ini akan bergantung pada kondisi salinitas fluida, jika salinitas fluida pemboran sama dengan salinitas fluida formasi maka tidak akan menimbulkan defleksi meskipun lapisan tersebut merupakan lapisan permeabel. Disisi lain fungsi dari log SP adalah untuk korelasi sumur satu terhadap sumur lainnya, untuk referensi kedalaman setiap log, untuk menandai batas lapisan, dan sebagai indikasi batuan lempung (*claystone*).

III.5.2. Log untuk Mengukur Porositas

1. Log Densitas

Prinsip kerja log ini yaitu alat memancarkan sinar gamma energi menengah ke dalam suatu formasi sehingga sinar gamma akan bertumbukan dengan elektron-elektron yang ada. Tumbukan tersebut akan menyebabkan hilangnya energi (atenuasi) sinar gamma yang kemudian akan dipantulkan dan diterima oleh detektor yang akan diteruskan untuk direkam ke permukaan. Dalam hubungan fisika atenuasi merupakan fungsi dari jumlah elektron yang terdapat dalam formasi yaitu densitas elektron yang mewakili densitas keseluruhan.

Beberapa kelebihan dari log densitas antara lain mampu mengukur berat jenis batuan yang kemudian digunakan untuk menentukan porositas batuan tersebut, dapat membedakan minyak dari gas dalam ruang pori-pori karena fluida tadi berbeda berat jenisnya, dan bersama log lain misalnya log neutron, *lithologi* batuan dan tipe fluida yang dikandung batuan dapat ditentukan.

2. Log Neutron

Log Neutron tidak mengukur volume pori secara langsung tetapi menggunakan karakter fisik dari air dan mineral untuk melihat kontras kerigidan dan mengabaikan pengukuran volume pori atau porositas. Cara kerja alat ini yaitu partikel-partikel neutron energi tinggi dipancarkan dari suatu sumber ke dalam formasi batuan. Partikel-partikel ini akan bertumbukan dengan atom-atom pada batuan sehingga mengakibatkan hilangnya energi dan kecepatan. Tumbukan neutron dengan atom H pada formasi yang mempunyai massa atom yang sama adalah yang paling signifikan. Partikel yang telah kehilangan energi tersebut kemudian akan dipantulkan kembali, diterima detektor dan direkam ke atas permukaan. Dengan mengetahui banyaknya kandungan atom hidrogen dalam batuan maka akan dapat diketahui besarnya harga porositas batuan tersebut.

3. Log Sonik

Log Sonik adalah log yang bekerja berdasarkan kecepatan rambat gelombang suara. Gelombang suara dipancarkan ke dalam suatu formasi kemudian akan dipantulkan kembali dan diterima oleh *receiver*. Waktu yang dibutuhkan gelombang suara untuk sampai ke penerima disebut interval transit *time*. Besarnya selisih waktu tersebut tergantung pada jenis batuan dan besarnya porositas batuan tersebut sebagai fungsi dari parameter elastik seperti K (bulk modulus), μ (*shear* modulus), dan densitas (ρ) yang terkandung dalam persamaan kecepatan gelombang kompresi (V_p) dan gelombang *shear* (V_s). Sehingga log sonik sering digunakan untuk mengetahui porositas litologi selain itu juga digunakan untuk membantu

interpretasi data seismik, terutama untuk mengkalibrasi kedalaman formasi. Pada batuan yang porous maka kerapatannya lebih kecil sehingga kurva log sonik akan mempunyai harga lebih besar. Apabila batuan mempunyai kerapatan yang besar, maka kurva log sonik akan berharga kecil seperti pada batugamping. Besaran dari pengukuran log sonik dituliskan sebagai harga kelambatan (1 per kecepatan atau *slowness*).

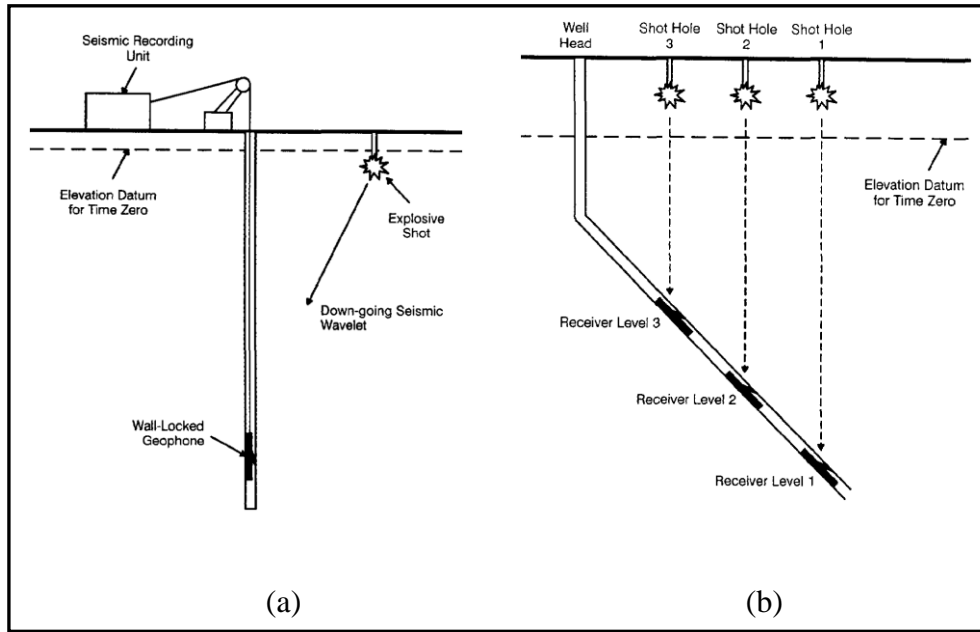
III.5.3. Log Untuk Mengukur Resistivitas

Log resistivitas adalah log yang bekerja berdasarkan konduktivitas batuan. Jadi semakin tinggi nilai konduktivitasnya maka resistivitasnya (hambatan) semakin kecil. Arus listrik dapat mengalir di dalam formasi batuan dikarenakan konduktivitas dari air yang dikandungnya. Resistivitas formasi diukur dengan cara mengirim arus bolak-balik langsung ke formasi (*laterolog*) atau menginduksikan arus listrik ke dalam formasi (alat induksi).

Dalam aplikasi lapangan, *laterolog* menawarkan banyak kelebihan dibandingkan alat induksi lama antara lain resolusi vertikal lebih baik daripada alat induksi lama dan mampu mengukur resistivitas dari 0.2 sampai dengan 40 ohm. Akan tetapi untuk mendeteksi hidrokarbon diperlukan data geologi setempat atau dari data sumur di sekitarnya, dimana untuk resistivitas rendah digunakan induksi sedangkan untuk resistivitas tinggi adalah *laterolog* (Harsono, 1997).

III.6. Checkshot

Checkshot dilakukan bertujuan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman yang diperlukan dalam proses pengikatan data sumur terhadap data seismik. Geometri surveinya dapat dilihat pada (**Gambar III.8**).



Gambar III.8. Geometri *source* dan *receiver* pada : (a) survei *checkshot* di darat dan (b) pada sumur deviasi (Anstey and Geyer, 1987; Goetz, *et al.*, 1979).

Survei ini memiliki kesamaan dengan akuisisi data seismik pada umumnya namun posisi geofon diletakkan sepanjang sumur bor atau dikenal dengan survei *Vertical Seismic Profiling* (VSP). Data yang didapatkan berupa *one way time* yang dicatat pada kedalaman yang ditentukan sehingga didapatkan hubungan antara waktu jalur gelombang seismik pada lubang bor tersebut.

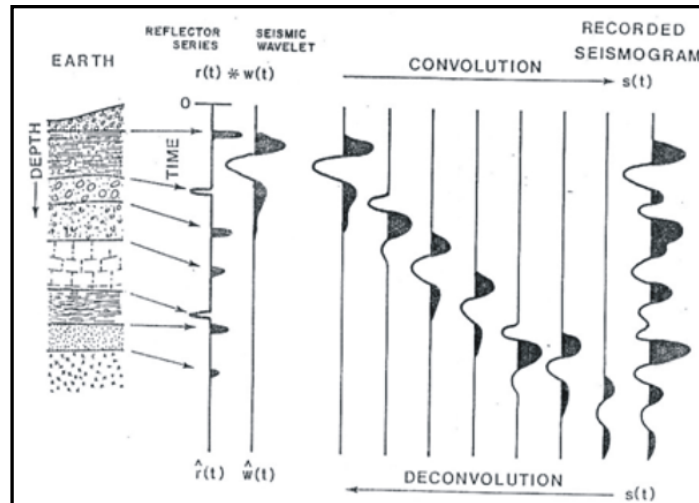
III.7. Metode Inversi Akustik Impedansi

Inversi adalah proses pemodelan geofisika menggunakan data sumur, data seismik, dan informasi geologi untuk memprediksi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik atau merupakan proses konversi dari data seismik menjadi data impedansi akustik. Refleksi gelombang seismik memberikan gambaran data bawah permukaan secara lateral, sedangkan data sumur memberikan data bawah permukaan secara vertikal. Langkah awal yang dilakukan

yaitu menghubungkan (*tie*) data sumur ke data seismik dan mengestimasi nilai *wavelet*. Proses inversi melakukan pemodelan impedansi akustik dengan cara mengkonvolusi nilai *wavelet* dengan seismogram sintetis sesuai dengan tras penampang seismik. Nilai seismogram sintetis didapatkan dari data sumur.

Impedansi akustik (perkalian antara percepatan dan densitas) adalah salah satu metoda di dalam melakukan karakterisasi reservoir. Impedansi akustik merupakan sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis *lithologi*, porositas, kedalaman, tekanan, dan temperatur. Hal tersebut menyebabkan impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator *lithologi*. Data seismik impedansi akustik dapat digolongkan sebagai data atribut seismik yang diturunkan dari amplitudo.

Hasil akhir dari inversi seismik adalah impedansi. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa inversi seismik merupakan usaha untuk mengubah data seismik yang semula merupakan amplitudo sebagai fungsi waktu menjadi impedansi akustik sebagai fungsi waktu, seperti yang ditunjukkan pada (**Gambar III.9**). Apabila data seismik konvensional melihat batuan di bawah permukaan sebagai batas antar lapisan batuan, maka data impedansi akustik melihat batuan di bawah permukaan bumi sebagai susunan lapisan batuan itu sendiri. Oleh karena itu data impedansi akustik lebih mendekati gambaran nyata lapisan di bawah permukaan sehingga lebih mudah untuk diinterpretasi dan mampu memberikan gambaran yang lebih jelas untuk penyebaran batuan baik secara vertikal maupun lateral.



Gambar III.9. Skema proses konvolusi dan dekonvolusi (Yilmaz, 1987).

Terdapat beberapa metode dalam melakukan inversi seismik, yaitu :

1. Metode Inversi *Recursive*

Metode ini sering disebut juga *band limited inversion*. Metode ini mengabaikan efek dari *wavelet* dan memperlakukan tras seismik koefisien yang telah difilter oleh *zero phase wavelet*.

2. Metode Inversi *Sparse Spike*

Metode inversi *sparse spike* ini mengasumsikan bahwa reflektifitas sebenarnya merupakan sebuah deretan reflektifitas kecil yang tersimpan di dalam deretan reflektifitas yang lebih besar yang secara geologi berhubungan dengan ketidakselarasan atau batas *lithologi* utama.

3. Metode Inversi *Model Based (Blocky)*

Metode ini dilakukan dengan cara membandingkan data seismik sintetik yang telah dibuat dari hasil konvolusi reflektifitas (model geologi) dengan *wavelet* tertentu dengan data seismik riil. Penerapan metode ini dimulai dengan asumsi awal yang diperbaiki secara iteratif. Metode ini dapat dilakukan dengan anggapan tras seismik dan *wavelet* diketahui, *noise* tidak berkorelasi dan acak.

III.8. Seismik Atribut

Seismik atribut didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Sukmono, 2001). Dengan kata lain seismik atribut merupakan pengukuran spesifik dari geometri, dinamika, kinematika, dan juga analisis statistik yang diturunkan dari data seismik.

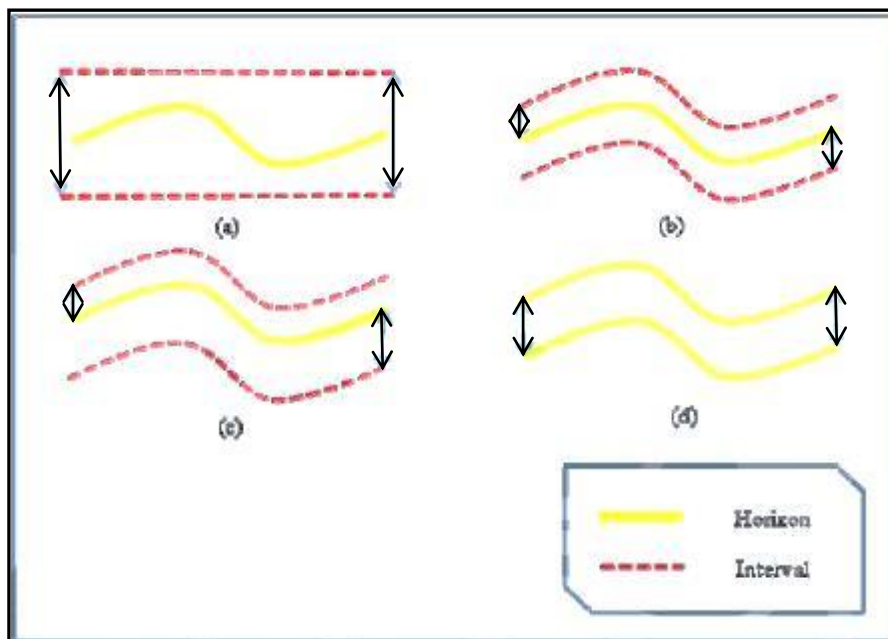
Informasi awal dari penerapan seismik atribut adalah gelombang seismik konvensional yang kemudian diturunkan menjadi fungsi tertentu dengan manipulasi matematis, sehingga kita dapat memperoleh informasi atau gambaran yang dapat membantu kita dalam menginterpretasi kondisi bawah permukaan. Informasi utama dari seismik atribut adalah amplitudo, frekuensi, dan atenuasi. Semua horison dan bentuk dari atribut-atribut ini tidak bersifat bebas antara satu dengan yang lainnya, perbedaannya hanya pada analisis data pada informasi dasar yang akan berpengaruh pada gelombang seismik dan juga hasil yang ditampilkan (Sukmono, 2001).

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

Atribut-atribut yang terdapat umumnya adalah atribut hasil pengolahan *post-stack* yang dapat diekstrak sepanjang satu horison (*horison slice*) atau dijumlahkan sepanjang kisaran *window* tertentu. Umumnya analisis *window* tersebut merupakan suatu interval waktu atau kedalaman yang datar dan konstan sehingga secara praktis tampilannya berupa suatu sayatan yang tebal dan sering dikenal dengan sayatan statistika.

Analisis *window* pada ekstraksi atribut dapat ditentukan dengan 4 cara, yaitu :

- Analisis *window* konstan, yaitu dengan mengambil nilai interval yang selalu tetap dengan interval waktu/kedalaman yang selalu sama.
- Analisis *window* yang dipusatkan pada sebuah horison, yaitu dengan mengambil nilai interval mengikuti horison dengan lebar yang sama besar untuk bagian atas dengan bagian bawah dari horison tersebut.
- Analisis *window* dengan nilai tertentu pada horison, yaitu dengan nilai interval yang berbeda untuk bagian atas dan bagian bawah dari horison.
- Analisis *window* antar horison, dimana interval yang diambil dibatasi bagian atas dan bagian bawahnya, masing-masing oleh sebuah horison yang berbeda. Analisis *window* tersebut ditunjukkan pada (**Gambar III.10**).



Gambar III.10. (a) Analisis *window* konstan, (b) analisis *window* yang dipusatkan pada horison, analisis *window* dengan nilai tertentu pada horison, dan (d) analisis *window* antar horison (Hutabarat, 2009).

III.8.1. Atribut Amplitudo

Amplitudo adalah salah satu atribut dasar dari suatu tras seismik. Sekarang ini pemrosesan data seismik bertujuan untuk mendapatkan nilai amplitudo yang asli sehingga analisis stratigrafi dapat dilakukan. Amplitudo

seismik dapat juga digunakan sebagai DHI (*Direct Hydrocarbon Indicator*), fasies, dan pemetaan sifat-sifat reservoir. Perubahan nilai amplitudo secara lateral dapat digunakan untuk membedakan satu fasies dengan fasies lainnya, contohnya, lapisan *concordant* yang memiliki nilai amplitudo tinggi, sedangkan *hummocky* dicirikan oleh amplitudo yang rendah, dan *chaotic* memiliki amplitudo yang paling rendah dibandingkan ketiganya. Lingkungan yang didominasi oleh batupasir juga memiliki nilai amplitudo yang lebih besar dibandingkan batuan serpih. Sehingga kita dapat memetakan penyebaran batupasir lebih mudah dengan peta amplitudo. Jenis perhitungan atribut amplitudo yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

- *RMS Amplitude*

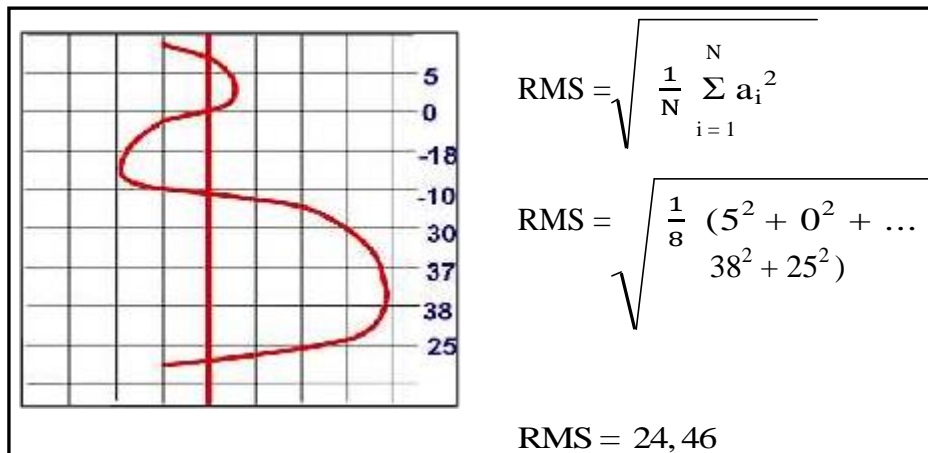
Amplitudo RMS merupakan akar dari jumlah energi dalam domain waktu (amplitudo dikuadratkan). Karena nilai amplitudo diakarkan setelah dirata - ratakan, maka amplitudo RMS sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrim. Juga berguna untuk melacak perubahan litologi yang ekstrim seperti pada kasus pasir gas dan *channel deltaic*. Adapun (**Pesamaan III.6**) dan ilustrasi perhitungan pada (**Gambar III.11**) yang digunakan amplitudo RMS, yaitu :

$$\text{Amplitudo RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2} \quad (\text{III.22})$$

Dimana :

N = jumlah sampel amplitudo pada jendela analisis

a_i = besar amplitudo



Gambar III.11. Ilustrasi penghitungan amplitudo rms (Sukmono, 2007).

III.7.2. Variance Attribute

Atribut *variance* merupakan kebalikan dari koherensi. Atribut ini dihitung dalam 3D yang mewakili *trace* ke *trace* untuk melacak variabilitas pada interval sampel tertentu. Oleh karena itu menghasilkan perubahan lateral yang ditafsirkan dalam impedansi akustik. Jejak yang sama menghasilkan koefisien variansi yang rendah, sedangkan diskontinuitas memiliki koefisien tinggi. Karena kesalahan dan chanel dapat menyebabkan diskontinuitas dalam satuan batuan sekitar. Waluyo (2006), mengatakan bahwa *variance attribute* (S) secara bebas dapat diartikan sebagai ragam nilai suatu data. Ide atribut *variance* berasal dari ilmu geostatistika yang formulanya disajikan sebagai berikut :

$$S^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N f_i(x_i - \bar{x})^2 \quad (\text{III.23})$$

Dimana :

- S = *variance* atribut
- n = jumlah sampel data dari jendela atribut
- x_i = besarnya sampel

Sebenarnya atribut *variance* hanya menyoroti variasi vertikal pada impedansi akustik. Atribut ini membandingkan jejak samping satu sama lain pada setiap posisi sampel. Jika ada perbedaan itu mungkin karena kesalahan atau adanya *noise*. Penggunaan atribut ini harus diaplikasikan dengan *structural smoth attribute* untuk mengurangi *noise*.

BAB IV

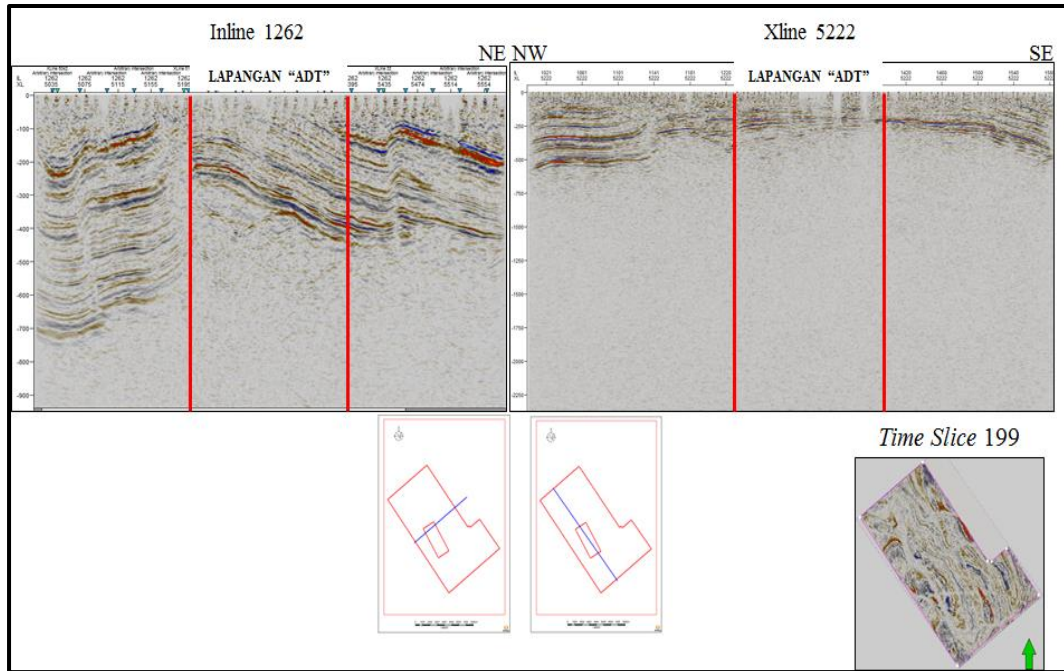
METODE PENELITIAN

IV.1. Peralatan dan Data Penelitian

Penelitian ini menggunakan perangkat keras dan dua perangkat lunak komputer. Perangkat keras yang digunakan yaitu laptop. Perangkat lunak yang digunakan adalah *software* Petrel 2010 dan Hampson Russell CE v8 R1.2 (HRS). Data yang digunakan pada penelitian ini adalah data volume seismik 3D *post stack*, data sumur, *checkshot*, dan data *marker*. Data seismik yang digunakan merupakan data *post stack* yang telah termigrasi sebesar 107,986 km² sehingga bisa digunakan untuk tahapan interpretasi lebih lanjut.

IV.1.1. Data Seismik

Tahapan selanjutnya melihat kualitas data seismik pada daerah penelitian dimana *noise* pada data seismik sangat menyulitkan untuk tahapan interpretasi oleh sebab itu perlu dilihat apakah data seismik yang digunakan layak atau tidak untuk proses selanjutnya. Pada data seismik penelitian tidak terdapat *noise* dimana data penelitian ini dianggap layak untuk tahapan selanjutnya.



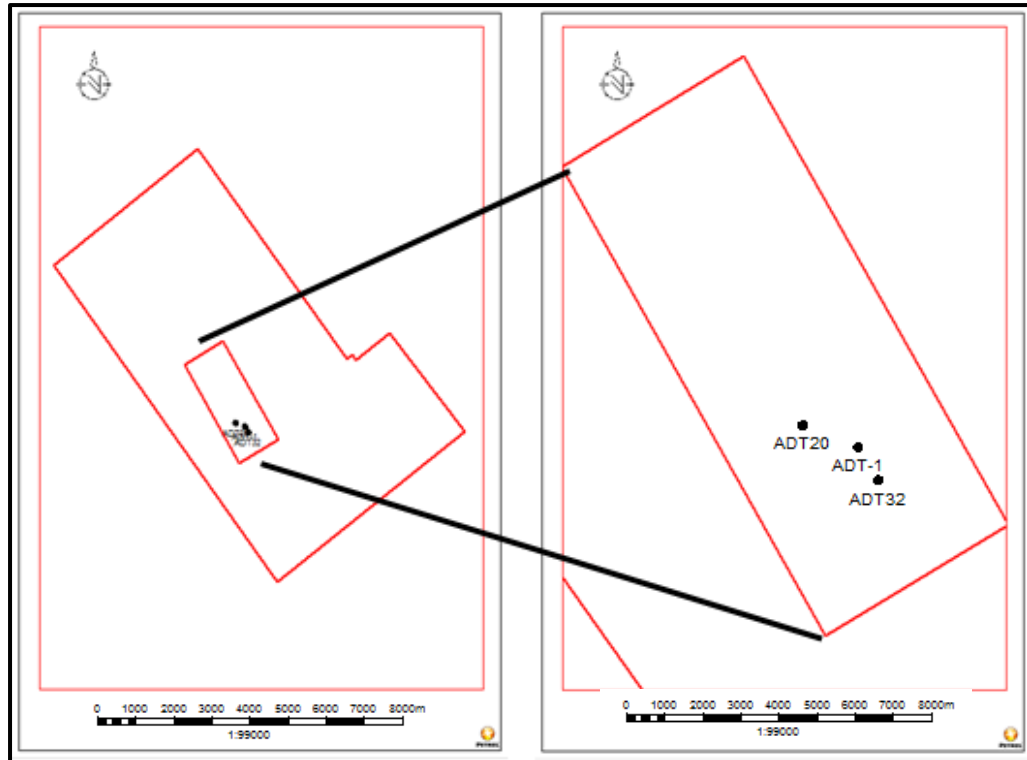
Gambar IV.1. Kualitas data seismik.

IV.1.2. Data Sumur

Data sumur yang digunakan pada penelitian terdapat 3 sumur yaitu ADT-1, ADT-20, dan ADT-32, dimana ke-3 sumur memiliki data log yang cukup lengkap sehingga bisa dianalisis lebih lanjut. Berikut tabel ketersediaan data log pada (Tabel IV.1) dan untuk posisi sumur pada penelitian dapat dilihat pada (Gambar IV.2).

Tabel IV.1. Ketersediaan data log

Well Name	Log Type							MD (ft)	Well Type
	RHOB	DT	GR	CAL	LLD	SP	Checkshot		
ADT-1	V	V	V	V	V	V	V	1127	Vertical
ADT-20	V	V	V				V	677	Vertical
ADI-32	V	V	V				V	746	Vertical



Gambar IV.2. Base map dan letak sumur penelitian.

IV.1.3. Data Marker

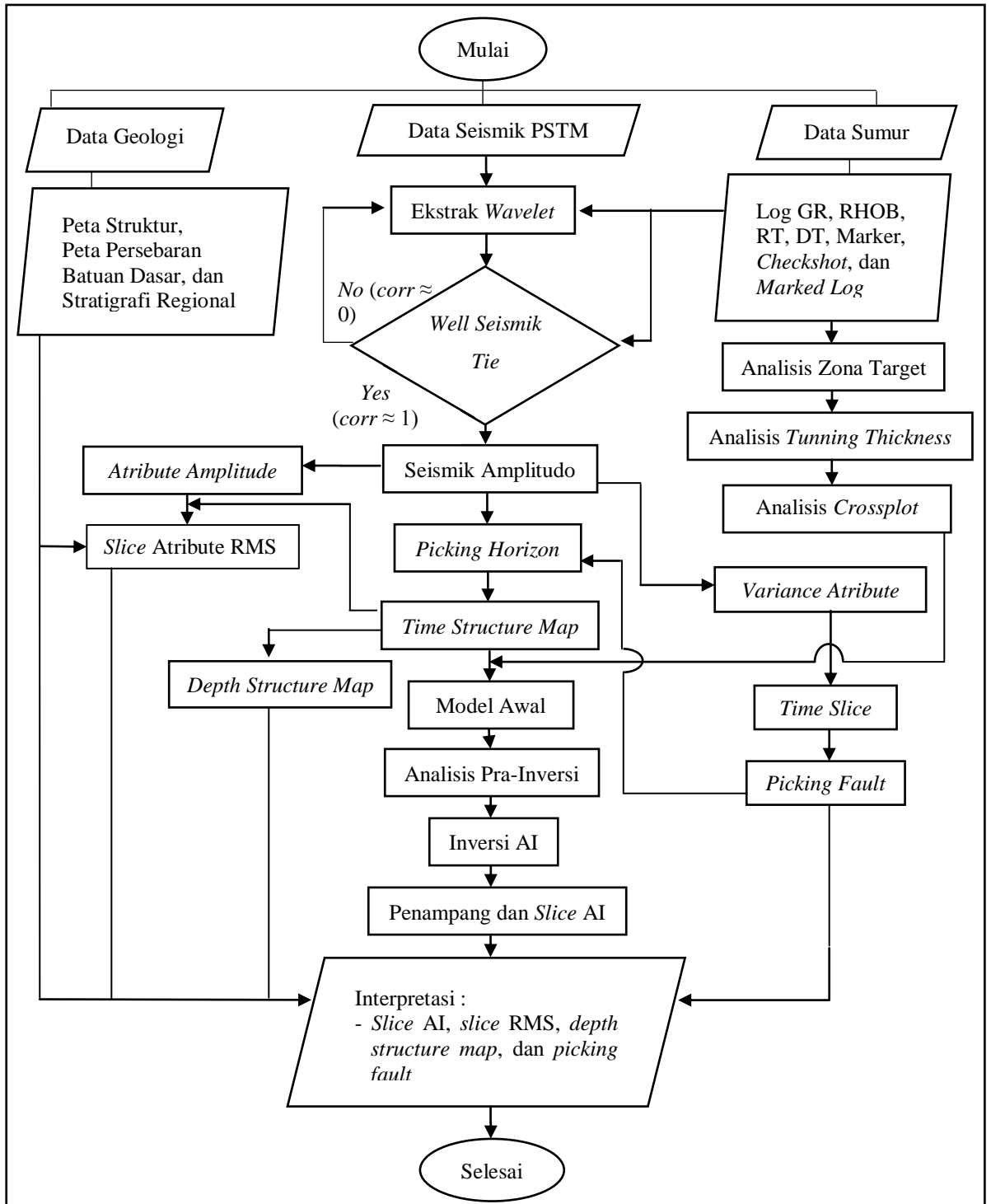
Pada penelitian digunakan data *marker* untuk membantu dalam tahapan interpretasi seperti *picking horizon*, *well seismic tie*, dan penentuan zona target. Data *Marker* yang digunakan yaitu Top Sihapas, FS2, Top Pematang, dan Top *Basement*.

Tabel IV.2. Data *marker* pada setiap sumur.

<i>Marker</i>	<i>Depth (ft)</i>		
	ADT-1	ADT-20	ADT-32
Top Sihapas	506.67	416.29	494.36
FS2	690.49	582.77	696.28
Top Pematang	869.91	720	859.29
Top <i>Basement</i>	1039.51	938.58	1040.18

IV.2. Diagram Alir Penelitian

Berikut merupakan diagram alir penelitian yang akan dijelaskan dari data yang disediakan sampai interpretasi hasil.



Gambar IV.3. Diagram alir pengolahan data seismik inversi AI dan atribut.

Dari diagram alir penelitian (**Gambar IV.3**), pengolahan data penelitian dimulai dengan data sumur, data seismik dan data geologi daerah penelitian. Data sumur meliputi data *gamma-ray*, RHOB (*density*), *P-wave*, resistivity, *checkshot*, *marked log* dan marker. Data seismik yang digunakan merupakan 3D *post stack* yang sudah dilakukan pengolahan sebelumnya sehingga layak untuk digunakan interpretasi lanjutan. Data geologi meliputi peta struktur (fasa tektonik) dan distribusi batuan dasar regional serta stratigrafi regional yang digunakan untuk mengetahui keadaan geologi baik lokal maupun regional, proses pengendapan dan fasa tektonik daerah penelitian.

Langkah pertama yang dilakukan yaitu analisis zona target menggunakan data log dengan sumur acuan yaitu sumur ADT-1 yaitu dengan cara interpretasi pada data *log* dan *marked log*. Di dalam analisis zona target juga dilakukan korelasi struktur dan stratigrafi dengan menggunakan ketiga sumur yaitu ADT-1, ADT-20, dan ADT-32. Selanjutnya dilakukan analisis *tuning thickness* pada ketebalan zona target masing-masing sumur untuk memastikan zona target terbaca oleh gelombang seismik dengan estimasi minimum $\frac{1}{4} \lambda$ dari panjang gelombang seismik. Lalu dilanjutkan analisis *crossplot* menggunakan parameter *gamma-ray*, *P-Impedance*, dan *density* untuk memisahkan zona target berdasarkan parameter yang digunakan dan menjadi acuan kelayakan untuk dilakukan inversi. Kemudian membuat *wavelet* atau ekstraksi *wavelet* menggunakan data seismik sebagai parameter seismik (frekuensi dominan) dan data marker sebagai zona target untuk membuat seismogram sintetik dengan cara mengalikan *log P-wave* dengan *log RHOB* untuk mendapatkan kontras AI (*log AI*), *log AI* tersebut dikonvolusikan dengan *wavelet* hasil ekstraksi dari data seismik 3D. Selanjutnya melakukan *well seismic tie* ketiga sumur tersebut untuk menyamakan data sumur yang berdomain kedalaman dengan data seismik yang berdomain waktu atau membawa resolusi seismik yang kecil secara vertikal ke resolusi data sumur yang tinggi secara vertikal menggunakan seismogram sintetik dan *checkshot*. Pada proses *well seismic tie* ini dilakukan secara berulang dengan mengintegrasikan hasil dari sintetik seismogram terhadap *wavelet* asli dari seismik pada *inline* atau *xline* masing-masing sumur hingga menemukan hasil korelasi mulai dari 0 sampai 1 dan *time shifting* 0 ms. Apabila hasil dari *well seismic tie* mendapatkan nilai korelasi

mendekati satu dengan *time shifting* mendekati 0 ms maka sudah dianggap bagus dan dapat digunakan untuk proses selanjutnya.

Selanjutnya hasil *well seismic tie* berupa nilai amplitudo seismik (*checkshot* terkoreksi) dengan kedalaman dan waktu yang sudah berintegrasi yang digunakan untuk membuat atribut *amplitude* (volume atribut RMS) dan volume atribut *variance*. Kemudian *time slice* volume atribut *variance* digunakan sebagai acuan *picking fault* dan hasil *picking fault* digunakan sebagai acuan *picking horizon*. Hasil *picking horizon* digunakan untuk membuat peta *time structure* yang kemudian digunakan untuk membuat peta *depth structure*. Peta *time structure* juga digunakan untuk membuat *slice attribute amplitude*. Tahapan selanjutnya yaitu membuat model awal dengan menggunakan peta *time structure*. Kemudian dilanjutkan analisis pra-inversi sebagai acuan untuk melakukan proses inversi AI. Hasil dari inversi AI didapatkan volume inversi AI yang digunakan untuk membuat *slice* AI menggunakan peta *time structure*. Kemudian dalam interpretasi dilakukan korelasi peta *depth structure*, *slice attribute amplitude*, *slice* AI, dan memasang hasil *picking fault* pada masing-masing peta berupa poligon *line* serta didukung informasi dari data geologi daerah penelitian untuk menentukan pola struktur, zona target reservoir, dan posisi pengusulan sumur baru.

BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

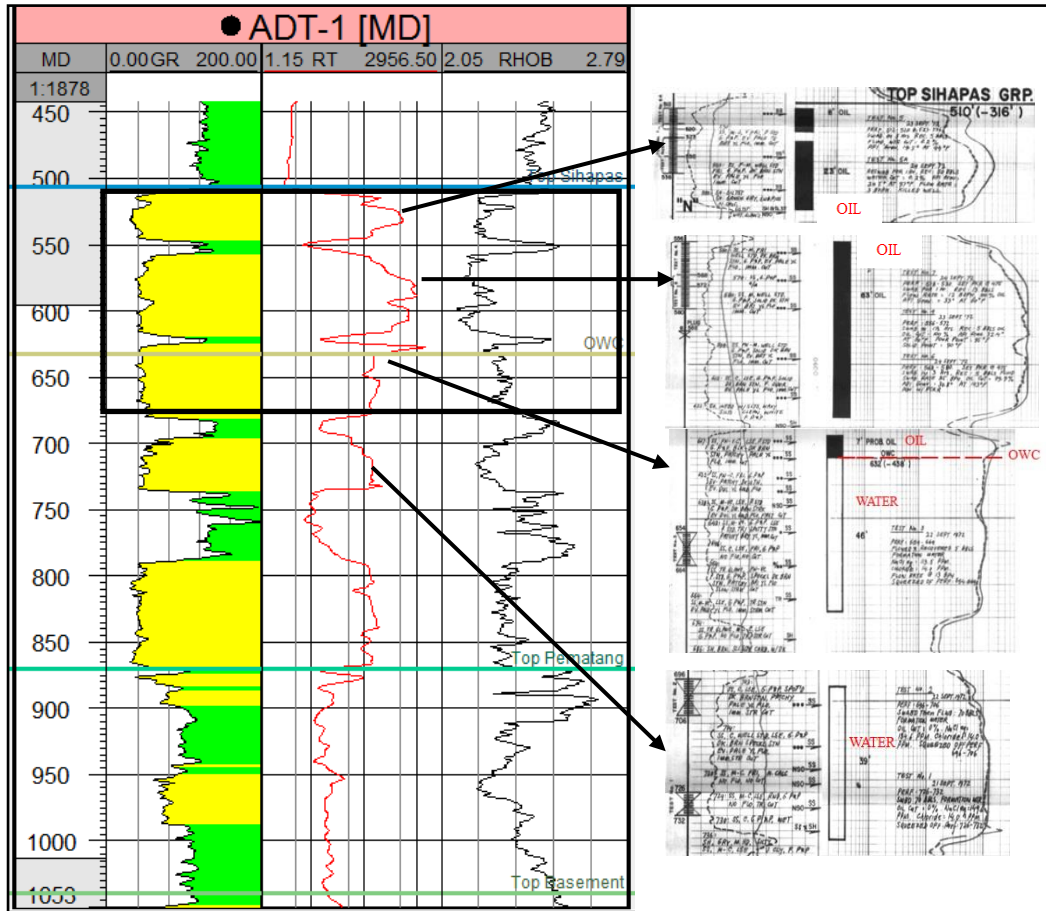
Pada penelitian ini melakukan karakterisasi reservoir pada Lapangan “ADT”, Cekungan Sumatera Tengah menggunakan seismik inversi *acoustic impedance*. Adapun tahapan sebelum melakukan proses inversi *acoustic impedance* yaitu analisis zona target, analisis *tuning thickness*, analisis *crossplot*, *well seismic tie*, analisis *picking fault* dan *horizon*, analisis *time structure map* dan *depth structure map*, dan analisis inversi. Di samping itu, kita juga menganalisis dan *Root Mean Square attribute* (RMS Attribute) sebagai data pendukung untuk interpretasi zona prospek dan pengusulan sumur baru atau *upset potential*.

V.1. Analisis Sumur

V.1.1. Analisis Zona Target

Dibawah ini terdapat beberapa data log dari sumur ADT-1, diantaranya log gamma ray (GR), log sonic (P-wave), log resistivity (RT), log *density* (RHOB), data perforasi, dan marked log. Beberapa data log tersebut digunakan untuk analisis zona target. Zona target pada penelitian ini ditunjukkan pada marker Top Sihapas sampai dengan Top Pematang dengan kedalaman (506.67 ft sampai 869.91 ft), yang merupakan Kelompok Sihapas (Formasi Bekasap) pada Cekungan Sumatera Tengah.

Log yang sering digunakan sebagai analisis zona target yaitu log *gamma-ray*, log *density* (RHOB), log *resistivity*, log *porosity* (NPFI) dan log P-wave. Namun pada penelitian ini tidak tersedia log *porosity* (NPFI) di setiap sumurnya. Prinsip log *gamma-ray* adalah perekaman radioaktivitas pada batuan yang berasal dari 3 unsur radioaktif yaitu Thorium-Th, Uranium-U, dan Potasium-K. Biasanya 3 unsur tersebut merupakan kandungan alami dari mineral lempung atau serpih. Fungsi utama log *gamma-ray* yaitu untuk membedakan antara lapisan permeable (*reservoir rock*) dan lapisan *impermeable* (*cap rock*). Umumnya batupasir, batugamping, dan dolomite memiliki konsentrasi isotop radioaktif (U, Th, K) dengan jumlah yang relatif lebih sedikit dari pada lempung.



Gambar V.1. Log yang digunakan dalam analisis zona target (kotak hitam) pada sumur ADT-1.

Berdasarkan respon log *gamma-ray* di atas diidentifikasi bahwa pada zona target daerah penelitian mempunyai nilai *gamma-ray* rendah yang diinterpretasikan sebagai lapisan reservoir dan nilai *gamma-ray* yang tinggi diinterpretasikan sebagai lapisan *impermeable (shale)*. Pada log *gamma-ray*, dari Top Sihapas dengan kedalaman 506.67 - 735.49 ft dan 788.67 - 869.91 ft di atas Top pematang menunjukkan pola *sand* tebal yang mencirikan hasil pengendapan bar dan berpotensi sebagai batuan reservoir. Kemudian pada kedalaman 951.37 - 987.11 ft menunjukkan nilai *gamma-ray* rendah yang diinterpretasikan sebagai *sand rock* namun tidak berpotensi sebagai reservoir *rock*. Hal ini didukung dengan data stratigrafi regional yang menunjukkan *sand rock* pada Formasi Pematang tidak baik menjadi reservoir *rock* karena pada waktu proses pengendapan masih sangat dekat dengan sumbernya dan memiliki sortasi buruk. Pada Formasi Pematang ini cenderung

berpotensi sebagai batuan sumber penghasil hidrokarbon dengan komposisi batuserpih dibagian bawah, *sand rock* di bagian tengah, dan batulanau di bagian atas formasi.

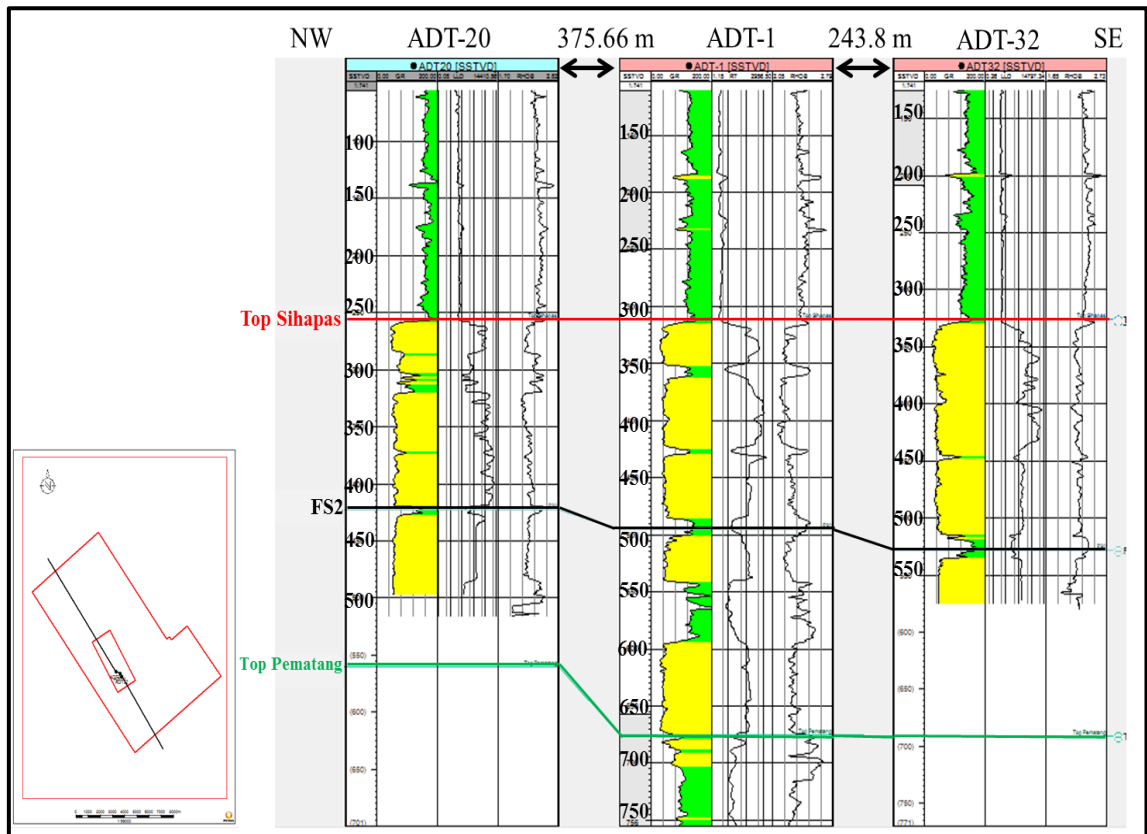
Log density menunjukkan nilai yang rendah pada *sand rock* jika dibandingkan dengan nilai densitas *shale*. Hal ini menunjukkan pada *sand rock* memiliki porositas dan permeabilitas yang bagus sehingga memungkinkan berpotensi sebagai reservoir. *Log resistivity* menunjukkan nilai resistivitas atau tahanan pada batuan. Nilai resistivitas yang tinggi diindikasikan adanya kandungan fluida hidrokarbon. Selanjutnya penyusun menentukan zona target berdasarkan analisis log *gamma-ray*, log resistivitas, log densitas, dan data perforasi sumur ADT-1. Data perforasi pada zona target yang memiliki nilai resistivitas tinggi menunjukkan adanya kandungan hidrokarbon (oil) dan penurunan nilai resistivitas yang kontras pada kedalaman 650 ft menunjukkan indikasi *Oil Water Contact* (OWC). Hal ini menunjukkan pada *sand* reservoir zona target pada kedalaman 506.67 - 650 ft merupakan reservoir yang terisi hidrokarbon atau *good reservoir* (**Gambar V.1**). Hal ini didukung dengan terpenuhinya tiga syarat terbentuknya *reservoir rock* yaitu adanya batuan sumber yaitu pada Formasi Pematang, adanya batuan tudung yaitu pada Formasi Telisa, dan adanya isi atau fluida berdasarkan nilai resistivitas pada log resistivitas.

V.1.2. Korelasi Stratigrafi

Meskipun sistem *petroleum* Cekungan Sumatera Tengah khususnya Lapangan “ADT” lebih dikontrol oleh tektonik jika dibandingkan dengan kegiatan sedimentasinya, penyusun melakukan korelasi stratigrafi untuk mengetahui pengendapan secara lateral berdasarkan pola kesamaan litologi yang diendapkan dengan melakukan korelasi menggunakan tiga sumur. Korelasi stratigrafi dilakukan dengan melihat kesamaan litologi berdasarkan pola log *gamma-ray*. Pada korelasi stratigrafi ini menunjukkan pola kemenerusan litologi pada ketiga sumur dengan arah NW - SE. Marker yang digunakan ada tiga yaitu Top Sihapas, FS2, dan Top Pematang. Penentuan datum biasanya menggunakan SB atau *Maximum Flooding Surface* (MFS)

pada Formasi. Namun penyusun menggunakan Top Sihapas atau *horizon* yang paling dangkal sebagai datum. Penentuan ketiga marker berdasarkan kesamaan litologi dengan mempertimbangkan pola log *gamma-ray* yang hampir sama dari ketiga sumur atau proses pengendapannya masih dalam litologi yang sama. Kemenerusan lapisan *sand* reservoir diperlihatkan dengan ketebalan yang berbeda-beda. Pada sumur ADT-1 terlihat pola pengendapan dari kedalaman yang paling dalam sampai yang paling dangkal meliputi Formasi Pematang, Formasi Bekasap, dan Formasi Telisa. Sumur ADT-20 dan ADT-32 hanya sampai menembus sebagian dari Formasi Bekasap pada kedalaman 500-550 ft. Pada sumur ADT-1 terlihat perbedaan pola pengendapan dari Formasi Pematang, Formasi Bekasap, dan Formasi Telisa berdasarkan defleksi nilai *gamma-ray*. Formasi Pematang diendapkan pada periode Deformasi F1 yaitu kala Eosen-Oligosen. Endapan dari Formasi Pematang merupakan endapan *non-marine* yang diendapkan secara tidak selaras di atas *Basement* Pra-Tersier pada cekungan utara-selatan dan merupakan awal pengendapan batuan Tersier. Formasi Pematang terbentuk akibat *Rifting* dan diendapkan pada lingkungan fluviatil dan lakustrin. Pada lingkungan fluvial litologinya terdiri dari konglomerat, batupasir kasar, dan batulempung aneka warna. Sedangkan pada lingkungan lakustrin atau danau litologinya terdiri dari batulempung dan batupasir halus berselingan dengan serpih danau yang kaya material organik. Apabila dilihat dari bawah hingga atas Formasi Pematang ini terdiri dari tiga bagian yaitu Formasi *Lower Red Bed*, Formasi *Brown Shale*, dan Formasi *Upper Red Bed*. Formasi *Lower Red Bed* tersusun atas litologi batulumpur, batulanau, batupasir, dan sedikit konglomerat. Formasi ini diendapkan pada lingkungan darat dengan sistem pengendapan kipas alluvial dan berubah secara lateral menjadi lingkungan fluviatil dan lakustrin. Formasi *Brown Shale* menumpang di atas *Lower Red Bed* terdiri dari serpih berlaminasi baik, kaya akan material organik, dan berwarna coklat sampai hitam mengindikasikan lingkungan pengendapan dengan kondisi air tenang seperti lakustrin. Kemudian terdapat perselingan antara serpih dengan batupasir yang diperkirakan diendapkan oleh mekanisme arus turbidit. Formasi *Upper Red Bed* terdiri atas serpih, batubara,

dan sedikit batupasir yang diendapkan pada lingkungan lakustrin. Kemudian di atas Formasi Pematang diendapkan Kelompok Sihapas salah satunya yaitu Formasi Bekasap. Formasi ini diendapkan pada saat aktifitas tektonik mulai berkurang, terjadi selama Oligosen Akhir sampai Miosen Tengah dengan penurunan muka air laut secara global. Periode ini diikuti oleh terjadinya *subsiden* kembali dan transgresi ke dalam cekungan tersebut. Formasi Bekasap disusun oleh litologi batupasir glaukonit halus sampai kasar, struktur sedimen bersifat masif, berselang-seling dengan serpih tipis. Formasi ini diendapkan pada Miosen Awal di lingkungan *delta plain* dan *delta front* atau laut dangkal. Batupasir Formasi Bekasap adalah sedimen yang secara *diacronous* menutup Cekungan Sumatera Tengah yang pada akhirnya menutup semua tinggian yang terbentuk sebelumnya sehingga terlihat pada log *gamma-ray* menunjukkan lapisan batupasir yang cukup tebal secara lateral bila dikorelasikan dengan beberapa sumur yang ada. Selanjutnya di atas Formasi Bekasap diendapkan Formasi Telisa berumur Miosen Awal sampai Miosen Tengah. Formasi ini terdiri dari batuan sedimen yang didominasi oleh serpih dengan sisipan batulanau yang bersifat gampingan, berwarna abu kecoklatan dan terkadang dijumpai batugamping. Lingkungan pengendapannya berupa *middle neritic* sampai *upper bathyal* atau lingkungan laut dalam. Informasi geologi ini menjadi bahan pertimbangan untuk menentukan pola kesamaan litologi berdasarkan defleksi nilai *gamma-ray* sebagai acuan penarikan *horizon* pada masing-masing sumur terutama Top Pematang yang memisahkan Formasi Pematang dengan Formasi Bekasap dan Top Sihapas yang memisahkan Formasi Bekasap dengan Formasi Telisa. Jarak antara sumur ADT-20 dengan ADT-1 yaitu 375.66 m dan ADT-1 dengan ADT-32 yaitu 243.8 m (**Gambar V.2**).

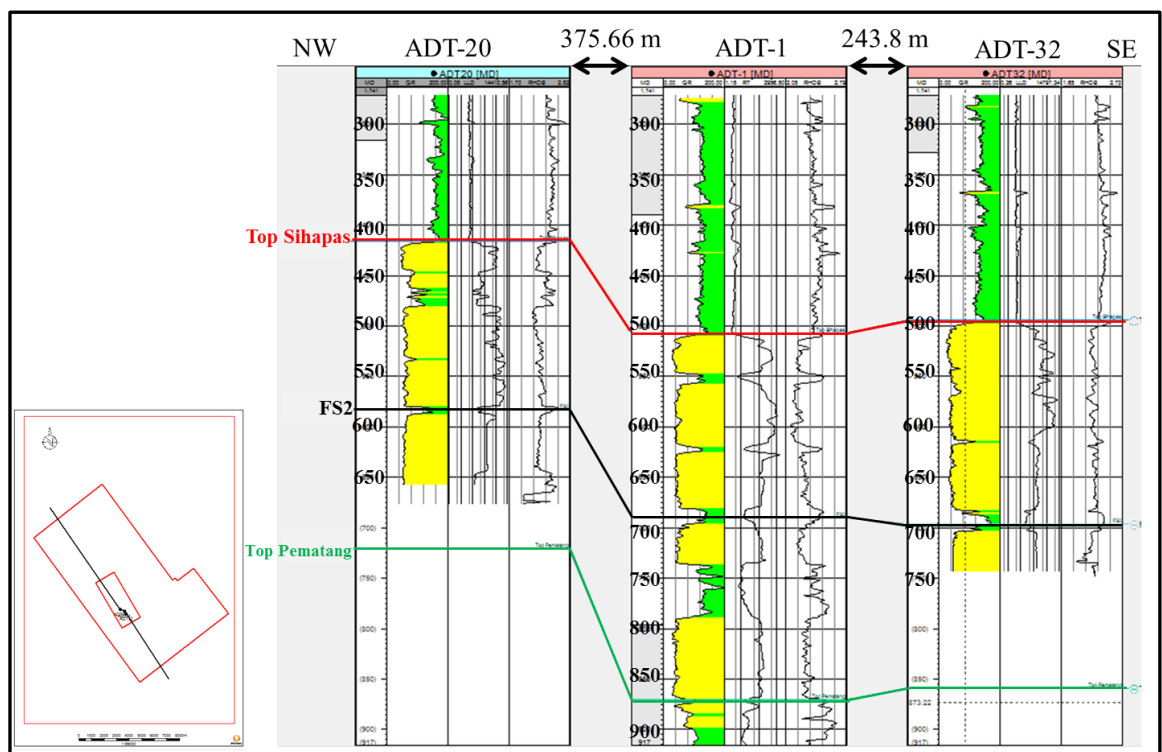


Gambar V.2. Korelasi stratigrafi pada sumur ADT-20, ADT-1, dan ADT-32.

V.1.3. Korelasi Struktur

Cekungan Sumatera Tengah khususnya Lapangan “ADT” terbentuk oleh proses tektonik dan sedimentasi yang berkembang selama Paleogen hingga Tersier. Kondisi saat ini menunjukkan bahwa lapangan ini membentuk tinggian yang diapit oleh sesar besar yang berarah utara-selatan dan baratlaut-tenggara. Kondisi tektonik tersebut memungkinkan hidrokarbon untuk terjebak sehingga sistem *petroleum* pada lapangan ini dikontrol oleh serangkaian tektonik yang berkembang sampai saat ini meskipun tidak menutup kemungkinan adanya sistem *petroleum* akibat dari proses pengendapan atau stratigrafi di beberapa tempat pada Cekungan Sumatera Tengah. Penyusun melakukan korelasi struktur untuk mengetahui keberadaan struktur yang berkembang pada lapangan ini. Pada korelasi struktur ini bertujuan untuk mengetahui pola struktur dan menunjukkan letak posisi ketiga sumur dengan arah NW - SE. Apabila ketiga sumur tersebut dikorelasi

berdasarkan kedalaman yang sama maka hanya didapatkan pola struktur sumuran atau posisi sumur namun tidak mengcover pola struktur lapangan penelitian dikarenakan keterbatasan jumlah sumur sehingga diperlukan analisis struktur menggunakan metode seismik atribut *variance* untuk mengetahui pola struktur pada proses selanjutnya. Jarak antara sumur ADT-20 dengan ADT-1 yaitu 375.66 m dan ADT-1 dengan ADT-32 yaitu 243.8 m. Korelasi struktur ini dilakukan menggunakan domain kedalaman (MD) 100 ft sehingga didapatkan hasil korelasi ketiga sumur tersebut dimana posisi sumur ADT-20 lebih tinggi, dilanjutkan posisi sumur ADT-32, dan ADT-1 (Gambar V.3).

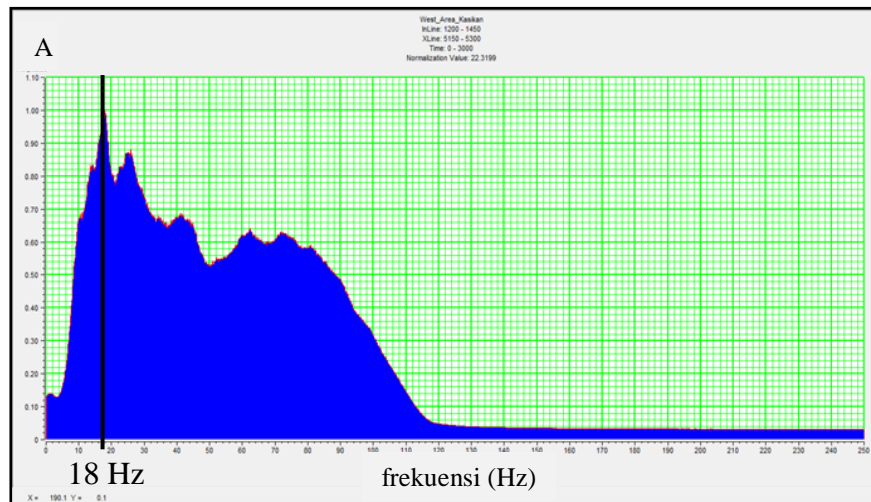


Gambar V.3. Korelasi struktur pada sumur ADT-20, ADT-1, dan ADT-32.

V.2. Analisis *Tuning Thickness*

Analisis *tuning thickness* bertujuan untuk mengetahui ketebalan lapisan reservoir dari target penelitian yang bisa dibaca oleh panjang gelombang seismik secara vertikal. Analisis ini dilakukan pada ketebalan *sand* dari Top Sihapas yaitu 174.49 ft pada sumur ADT-1, 162.96 ft pada sumur ADT-20, dan 186.89 ft pada

sumur ADT-32. Setelah mengetahui ketebalan *sand* masing-masing sumur kemudian mencari nilai kecepatan rata-rata di sepanjang ketebalan lapisan reservoir yaitu 7306.168 ft/s pada sumur ADT-1, 7266.87 ft/s pada sumur ADT-20, dan 7779.6 ft/s pada sumur ADT-32. Dengan mengetahui frekuensi dominan dari analisis spektrum amplitudo seismik lapangan penelitian sebesar 18 Hz (**Gambar V.4**), maka didapatkan panjang gelombang (λ) pada ketebalan lapisan reservoir yaitu pada sumur ADT-1 panjang gelombang sebesar 405.88 ft, 403.72 ft pada sumur ADT-20, dan 434 ft pada sumur ADT-32. Dengan mengasumsikan bahwa ketebalan minimum suatu lapisan dapat dicitrakan oleh gelombang seismik yaitu seper empat dari panjang gelombang seismiknya, maka nilai panjang gelombang tersebut dibagi empat.

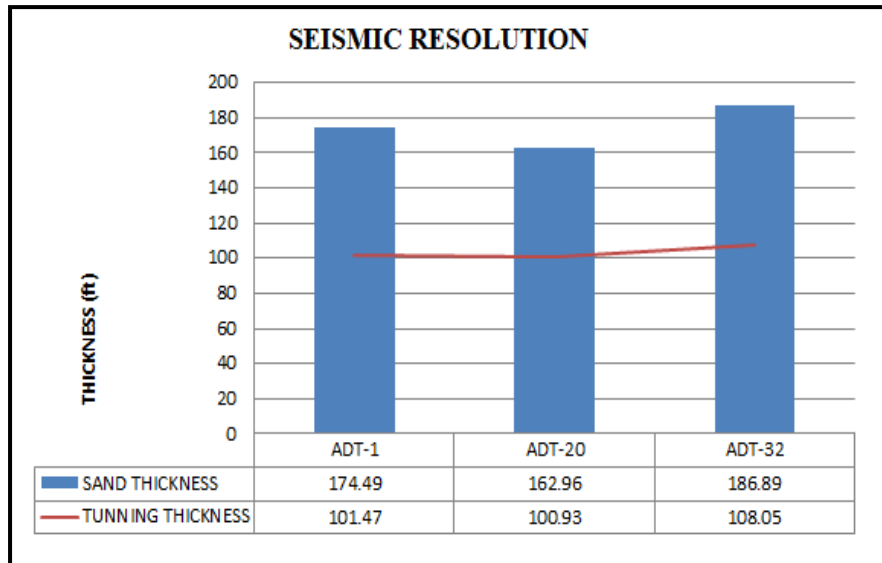


Gambar V.4. Frekuensi dominan atau *high frequency* pada analisis spektrum amplitudo..

Tabel V.1. Tabulasi analisis *tuning thickness*.

Sumur	<i>Sand Thickness</i> (ft)	Vp Rata-rata (ft/s)	<i>Frequency</i> (Hz)	<i>Tuning Thickness</i> ($\lambda/4$)
ADT-1	174.49	7306.168	18	101.47
ADT-20	162.96	7266.87	18	100.93
ADT-32	186.89	7779.6	18	108.05

Dari hasil analisis *tunning thickness* pada sumur ADT-1, ADT-20, dan ADT-32 didapatkan nilai *tunning thickness* lebih rendah daripada ketebalan lapisan reservoir target (*sand thickness*). Hal ini menunjukkan bahwa lapisan reservoir target dapat dicitrakan atau terbaca oleh gelombang seismik. Adapun diagram hasil analisis *tunning thickness* pada masing-masing sumur (**Gambar V.5**)



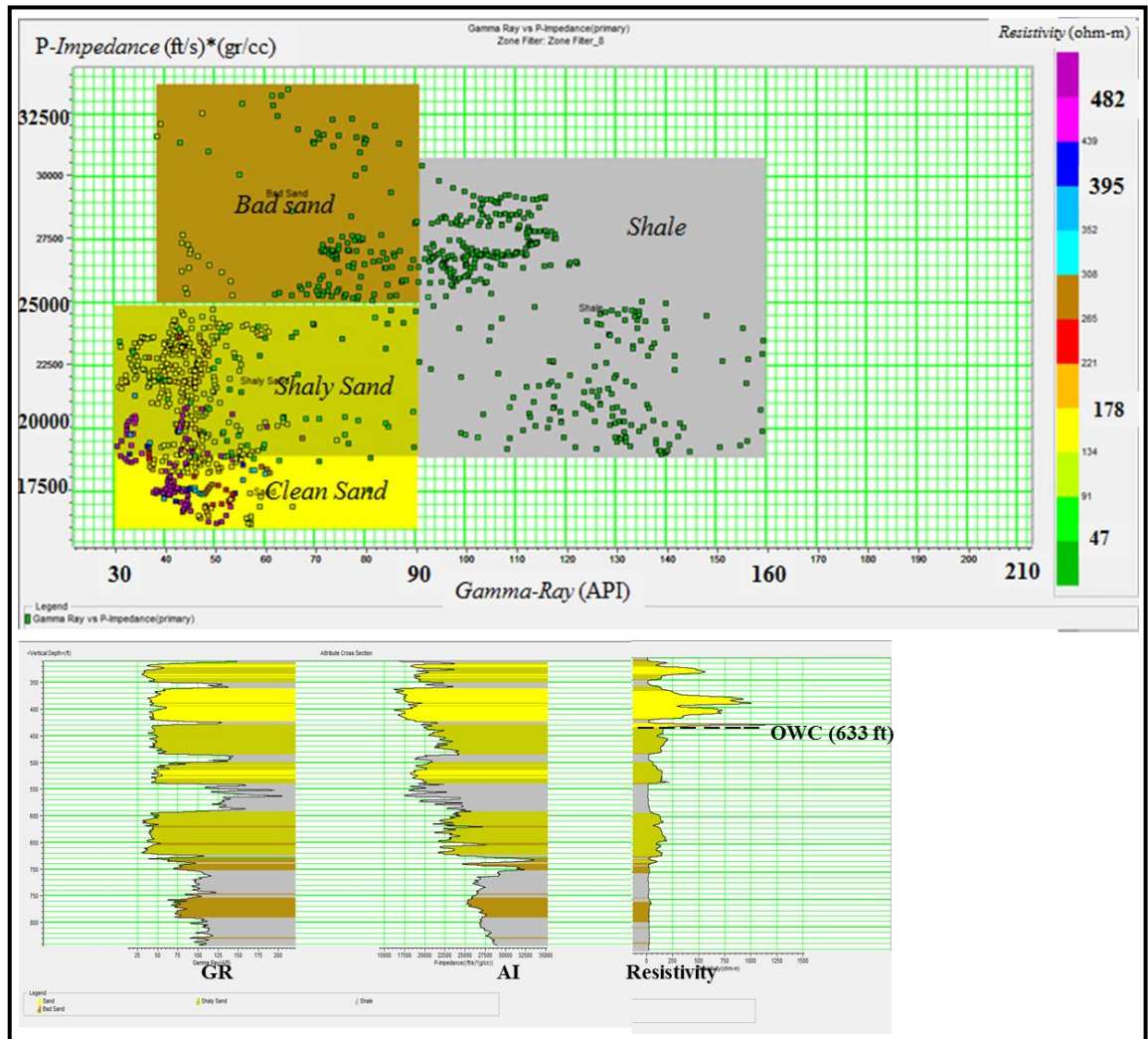
Gambar V.5. Diagram hasil analisis *tunning thickness*.

V.3. Analisis *Crossplot*

Pada analisis *crossplot* dimaksudkan untuk mengetahui sensitifitas dari parameter log yang sudah ada maupun dari parameter log turunan, seperti log *gamma-ray* dan log *p-impedance* (log turunan). Analisis *crossplot* dilakukan pada sumur ADT-1. Tujuan dari analisis *crossplot* yaitu memisahkan zona target *sand* dengan *shale* berdasarkan *range* nilai *P-Impedance* dan nilai *cut off gamma-ray* sebesar 90 API yang didapatkan berdasarkan persebaran nilai *gamma-ray* pada sumur ADT-1. Log *gamma-ray* merupakan salah satu log litologi dan berfungsi untuk memisahkan lapisan atau batuan permeabel dan impermeabel. Nilai *cut off* tersebut dapat memisahkan litologi *sand* dengan *shale* yaitu apabila semua nilai *gamma-ray* di bawah dari nilai *cut off*-nya adalah *sand* dan semua nilai *gamma-ray* di atas dari nilai *cut off*-nya adalah *shale*. Selain menggunakan *cut off* dari *gamma-ray*, penyusun juga memperhatikan hasil *cross-section* pada log

gamma-ray. *Cross-section* tersebut menunjukkan pola defleksi dari log *gamma-ray* pada masing-masing lapisan formasi yang dilewatinya. Pola defleksi nilai *gamma-ray* tersebut diintegrasikan dengan data stratigrafi daerah penelitian untuk membantu interpretasi litologi, dalam hal ini lapisan permeabel dan impermeabel (*sand* dan *shale*).

Pada sumbu Y menunjukkan parameter nilai *P-Impedance* (AI), sumbu X menunjukkan parameter nilai *gamma-ray*, dan skala warna menunjukkan parameter log *resistivity*. Kemudian lapisan *sand* dibagi menjadi dua yaitu *sand* dengan kualitas bagus dan berpotensi sebagai reservoir dan *sand* dengan kualitas buruk dan tidak berpotensi sebagai reservoir. Terminologi dalam pembagian dua jenis *sand* tersebut berdasarkan informasi stratigrafi regional bahwa pada Formasi Pematang terdapat litologi batupasir kasar dan sortasinya buruk. Litologi batupasir di bagian atas Formasi Pematang (Formasi *Upper Red Bed*) bisa dijadikan reservoir namun hanya terdapat di sebagian tempat dari Cekungan Sumatera Tengah atau tidak bersifat regional dalam persebaran pengendapannya. Sehingga memungkinkan pada sumur ADT-1 ini tidak mengindikasikan batupasir yang bisa berpotensi sebagai reservoir pada Formasi Pematang. Kemudian batupasir yang berpotensi sebagai reservoir berada pada Formasi Bekasap. Batupasir pada Formasi Bekasap memiliki nilai AI rendah sampai sedang jika dibandingkan dengan batupasir pada Formasi Pematang yang cenderung lebih tinggi. Batupasir pada Formasi Bekasap dibagi menjadi dua yaitu *clean sand* dan *shaly sand*. Terminologi pembagian jenis batupasir tersebut yang dapat berpotensi sebagai reservoir yaitu melihat persebaran dari hasil *crossplot* yang menunjukkan *shaly sand* masih dipengaruhi oleh kandungan *shale*, dalam hal ini *shaly sand* berbeda dengan *clean sand*. Berdasarkan informasi geologi *clean sand* dan *shaly sand* dibedakan berdasarkan komposisi litologi atau persentase kandungan *sand* dengan *shale*. *Clean sand* merupakan batupasir yang mempunyai komposisi *sand* 100 % sedangkan *shaly sand* merupakan batupasir yang mengandung serpih atau *shale*, dimana pasir masih dominan dan *shale* berupa sisipan atau lapisan-lapisan tipis. *Shaly sand* berpotensi menjadi reservoir sangat memungkinkan dikarenakan masih dominan pasir sehingga porositas dan permeabilitasnya masih tergolong bagus.



Gambar V. 6. Analisis *crossplot* *p-impedance* vs *gamma-ray* beserta *cross-section* AI dan *gamma-ray* pada sumur ADT-1.

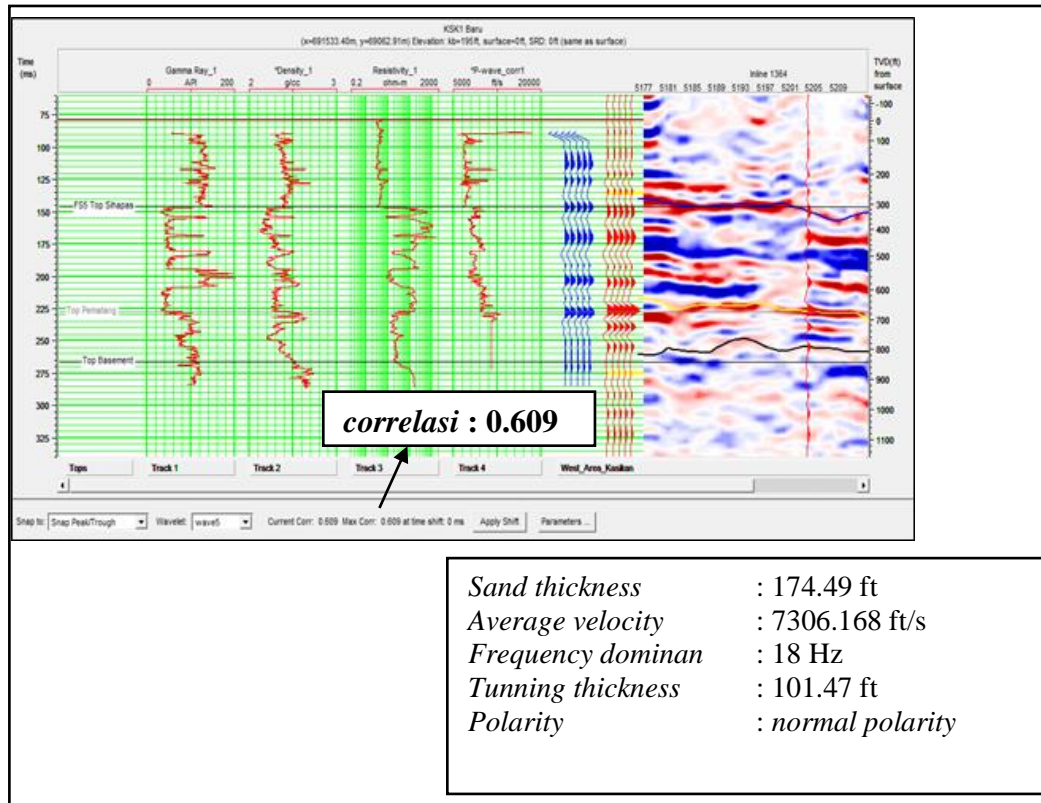
Hasil *crossplot* *P-Impedance* vs *Gamma-ray* pada sumur ADT-1 (**Gambar V.6**) menunjukkan *sand* reservoir terbagi menjadi dua yaitu *clean sand* dengan nilai *P-Impedance* relatif rendah (warna kuning) dan *shaly sand* dengan nilai *P-Impedance* sedang (warna coklat muda). Pada *clean sand* memiliki range nilai *P-Impedance* 16500 - 19000 (ft/s)*(g/cc), *shaly sand* dengan nilai *P-Impedance* 19100 - 25000 (ft/s)*(g/cc), dan *sand* dengan nilai *P-Impedance* relatif tinggi merupakan *sand* pada Formasi Pematang. Kemudian *shale* memiliki nilai *P-Impedance* 19100-30000 (ft/s)*(g/cc). *Shale* yang berada pada Formasi Pematang tidak dapat dipisahkan dengan *shale* pada Formasi Bekasap. *Shale* pada Formasi Pematang berpotensi sebagai sumber hidrokarbon (*source rock*) sedangkan *shale*

pada Formasi Bekasap lebih berperan sebagai *cap rock* dari *sand* yang berada di bawahnya. Hal ini diintegrasikan dengan informasi stratigrafi lokal khususnya sistem *petroleum* daerah penelitian. Parameter resistivitas menunjukkan persebaran nilai resistivitas yang mengindikasikan adanya kandungan fluida. Nilai resistivitas tinggi berada pada *sand* yang berpotensi sebagai reservoir sehingga diindikasikan adanya kandungan fluida yang bersifat resistive atau kandungan fluida hidrokarbon. Nilai resistivitas yang lebih rendah mengindikasikan adanya benda konduktif pada lapisan batuan, misalnya air formasi. Hal ini didukung dengan data *Oil Water Contact* (OWC), dimana nilai resistivitas di bawah OWC lebih rendah sedangkan nilai resistivitas di atas OWC cenderung lebih tinggi. Sehingga terdapat kontras nilai resistivitas pada kedalaman 633 ft atau pada OWC tersebut.

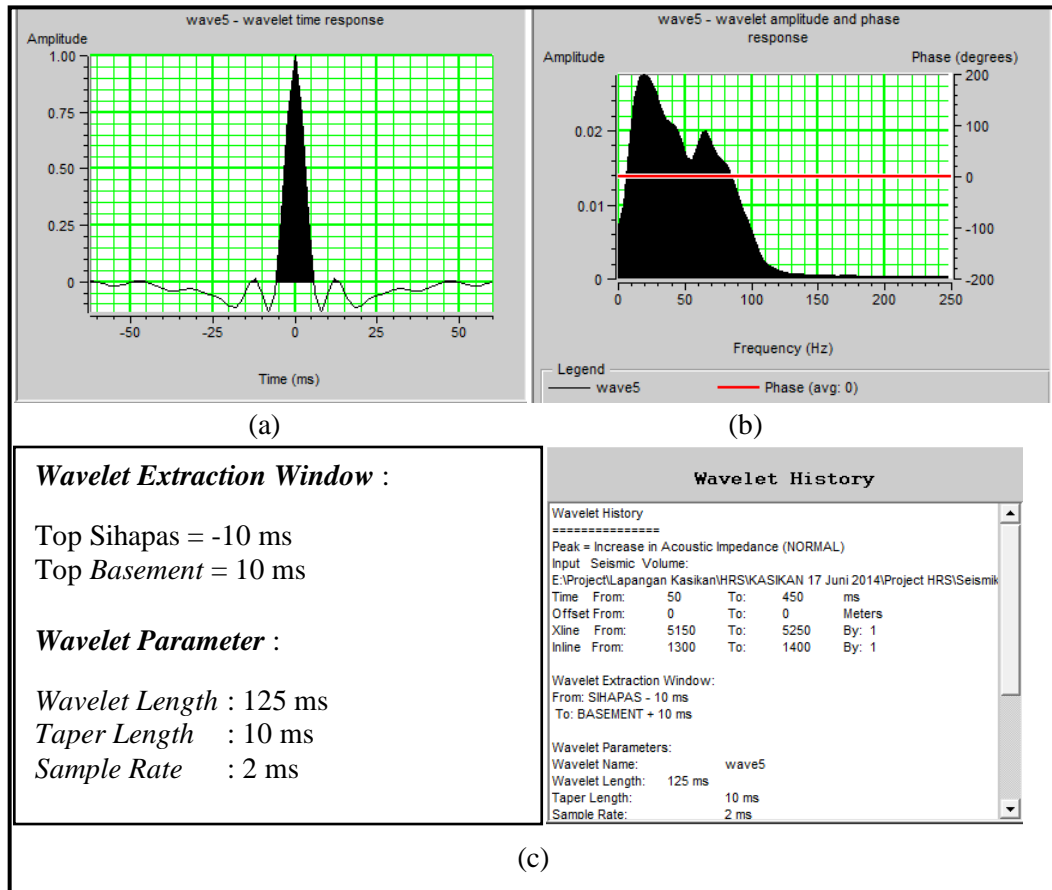
V.4. Analisis Well Seismic Tie

Pada analisis *well seismic tie* bertujuan untuk mengintegrasikan data sumur dengan domain kedalaman (*depth*) dan data seismik dengan domain waktu. *Well seismic tie* dapat dilakukan menggunakan data *checkshot* dan sintetik seismogram. Pada penelitian ini penyusun menggunakan polaritas normal pada sintetik seismogram. Tahapan awal yaitu mencari karakter *wavelet* yang sesuai sehingga sintetik seismogram yang dibuat menyerupai rill seismik pada saat konvolusi. Didalam pembuatan *wavelet* menggunakan statistikal yaitu ekstraksi *wavelet* berdasarkan data seismik dengan polaritas normal sehingga *wavelet* yang diekstrak ini menyerupai dengan data seismik. Ekstraksi *wavelet* menggunakan statistikal ini bersifat *full bandwidth* sehingga tidak ada batasan dalam mengikutsertakan informasi seismik pada penampang seismik, khususnya informasi frekuensi. Dalam statistikal terdapat dua paramet yaitu waktu dan jarak untuk memfokuskan pada zona target. Namun didalam aplikasinya kebanyakan kedua parameter tersebut tidak digunakan atau cakupan targetnya berdasarkan keseluruhan dari data seismiknya sehingga *wavelet* yang dihasilkan dapat digunakan untuk proses inversi dengan tidak mengabaikan zona di luar zona target. Parameter yang digunakan pada saat *well seismic tie* yaitu nilai korelasi dan *time shifting*. Nilai korelasi menunjukkan hasil perbandingan dari seismogram

sintetik dengan data seismiknya dan *time shifting* menunjukkan polaritas atau amplitudo seismogram sintetik yang sama dengan data seismiknya atau pada kedalaman dan waktu yang sesuai. Kelayakan dari hasil *well seismic tie* ditunjukkan dengan nilai korelasi yang bagus (≈ 1) dan *time shifting*-nya 0 ms atau mendekati 0 ms.



Gambar V.7. *Well seismic tie* sumur ADT-1.



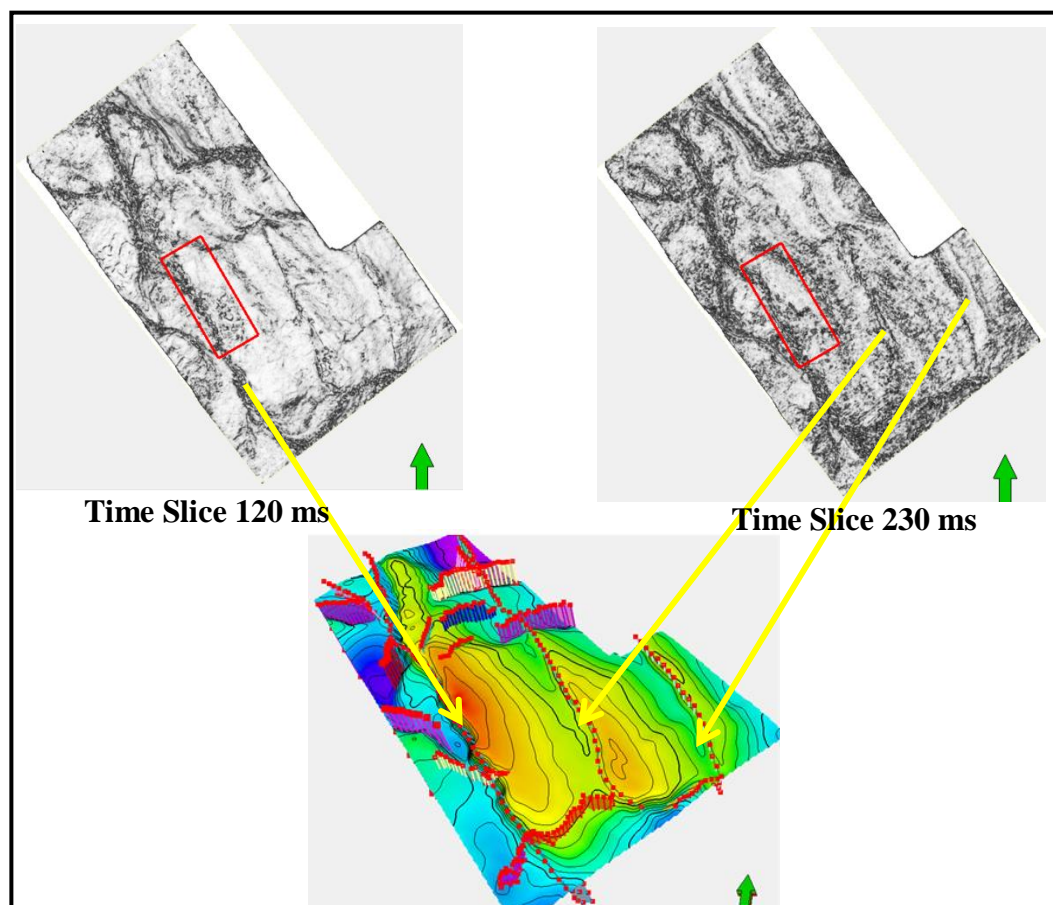
Gambar V.8. Wavelet yang digunakan pada semua sumur, wavelet time respon (a), wavelet amplitude and phase response (b), dan wavelet history (c).

Dari tampilan *well seismic tie* (**Gambar V.7**) menunjukkan nilai korelasi sebesar 0.609 dengan *time shifting* 0 ms. Hal ini menggambarkan bahwa hasil *well seismic tie* pada penelitian cukup bagus, dimana nilai korelasi menunjukkan semakin besar nilai korelasi atau mendekati 1 dan nilai *shifting*-nya 0 atau mendekati 0 maka amplitudo atau polaritas pada seismogram sintetik akan sesuai atau sama dengan sintetik seismik atau amplitudo seismik, khususnya pada zona target. Sehingga perlu diperhatikan parameter nilai korelasi, *shifting* dan parameter-parameter ekstraksi wavelet, seperti *taper length*, *wave length*, dan *sample rate*. Hasil *well seismic tie* pada sumur ADT-20 dan ADT-32 masing-masing menunjukkan nilai korelasi 0.748 dengan *time shifting* 0 ms dan 0.487 dengan *time shifting* 7 ms (**Lampiran A**). Pada ekstraksi wavelet menggunakan parameter wavelet yaitu *wave length* 125 ms, *taper length* 10 ms, dan *sample rate* 2 ms dan *wavelet extraction window* 10 ms di atas Top Sihapas sampai 10 ms di

bawah Top *Basement* serta *input* volume seismik dari *xline* 5150 - 5250 dan *inline* 1300 - 1400 (**Gambar V.8**).

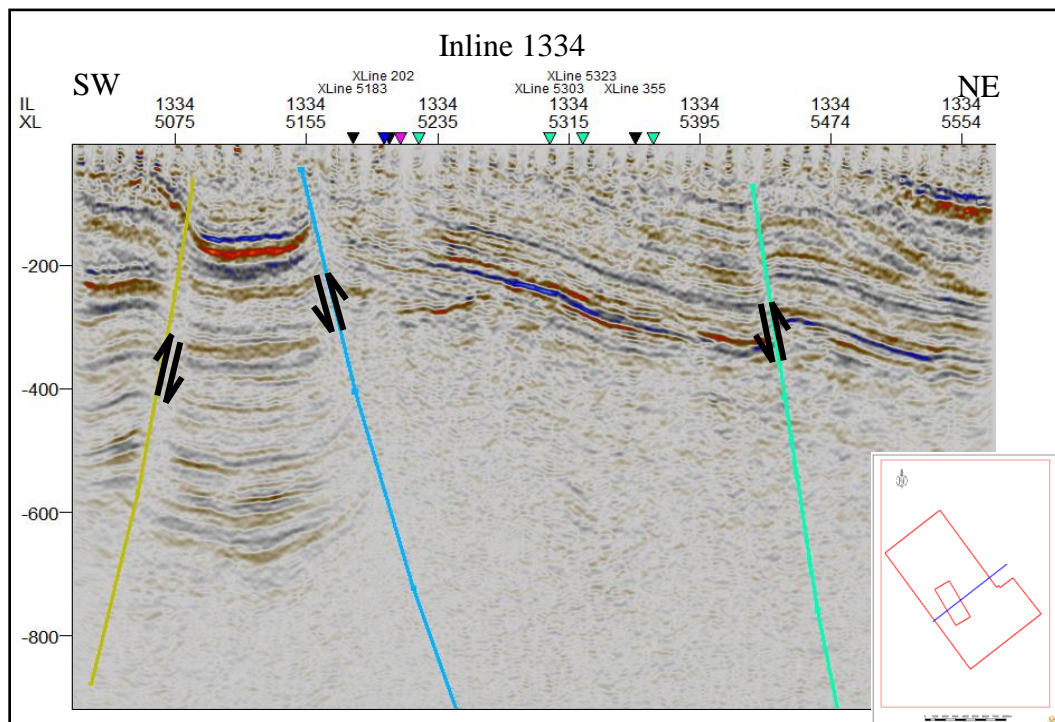
V.5. Analisis *Picking Fault* dan *Horizon*

Pada analisis struktur penyusun menggunakan hasil *variance attribute* untuk menentukan arah struktur atau *fault* pada daerah penelitian. Jika terdapat *fault* maka akan memperlihatkan variansi tinggi pada data seismik. Dari hasil *time slice* 120 ms dan 230 ms menunjukkan arah struktur utama dari barat laut (NW) - tenggara (SE) yang diintegrasikan dengan *picking fault* pada *time structure map* Top Sihapas (**Gambar V.9**). Integrasi keduanya dimaksudkan pada saat *picking fault* mengacu hasil atribut *variance* sehingga arah struktur pada *time slice* atribut *variance* lebih diperjelas dari kenampakan posisi *fault* secara 3D. Hasil *time slice variance attribute* dijadikan acuan untuk *picking fault*.

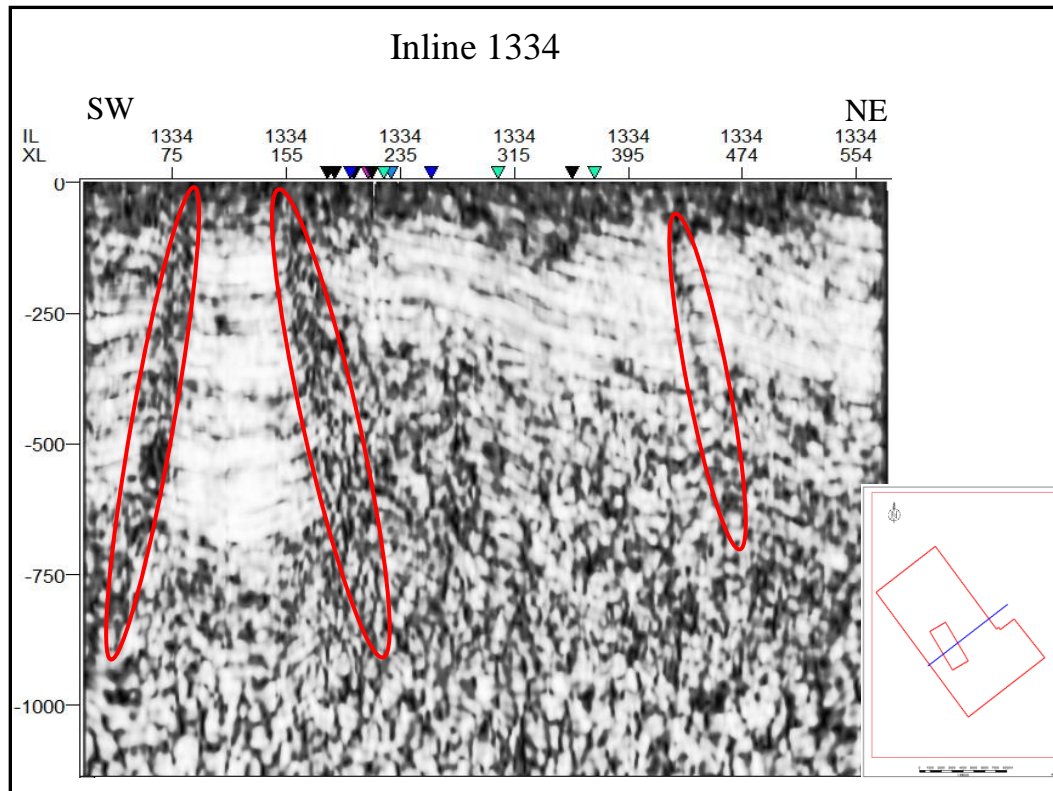


Gambar V.9. Hasil *variance attribute time slice* 120 ms dan 230 ms serta *picking fault* pada lapangan “ADT” menggunakan *time structure map*.

Dasar pemilihan kedua *slicing* tersebut yaitu adanya variansi data sampel tinggi yang mengindikasikan struktur pada *slice* 120 ms dan 230 ms atau dari kedua *time slice* tersebut keberadaan struktur masih bisa terlihat. Parameter *variance* atribut menggunakan *filter range inline* dan *xline* masing-masing 3 dan *vertical smooth* 39 ms. Penentuan parameter mempertimbangkan hasil resolusi *variance* pada penampang *inline* dan *xline* (secara horizontal) serta *time slice* (secara vertikal) sehingga variansi data sampel yang tinggi masih bisa terlihat. Selain sesar-sesar utama juga terdapat sesar-sesar *minor* atau *backthrusting* yang berarah baratdaya (SW) - timurlaut (NE). Adapun hasil dari *picking fault* pada penampang seismik *inline* 1334 dan hasil atribut *variance* pada penampang *inline* 1334 (**Gambar V.10 dan V.11**). Penampang *inline* 1334 pada atribut *variance* menunjukkan adanya variansi data yang tinggi atau adanya kontras di sekitar zona hancuran atau keberadaan struktur.



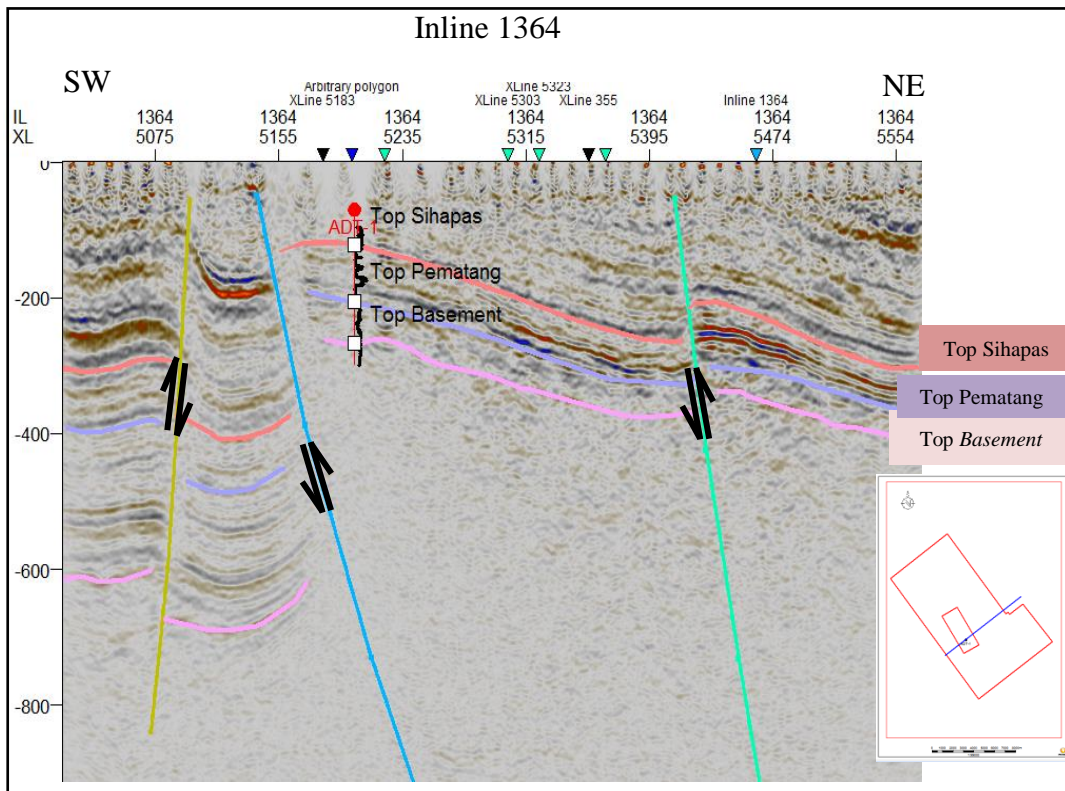
Gambar V.10. *Picking fault* pada penampang seismik *inline* 1334 berarah baratdaya - timurlaut.



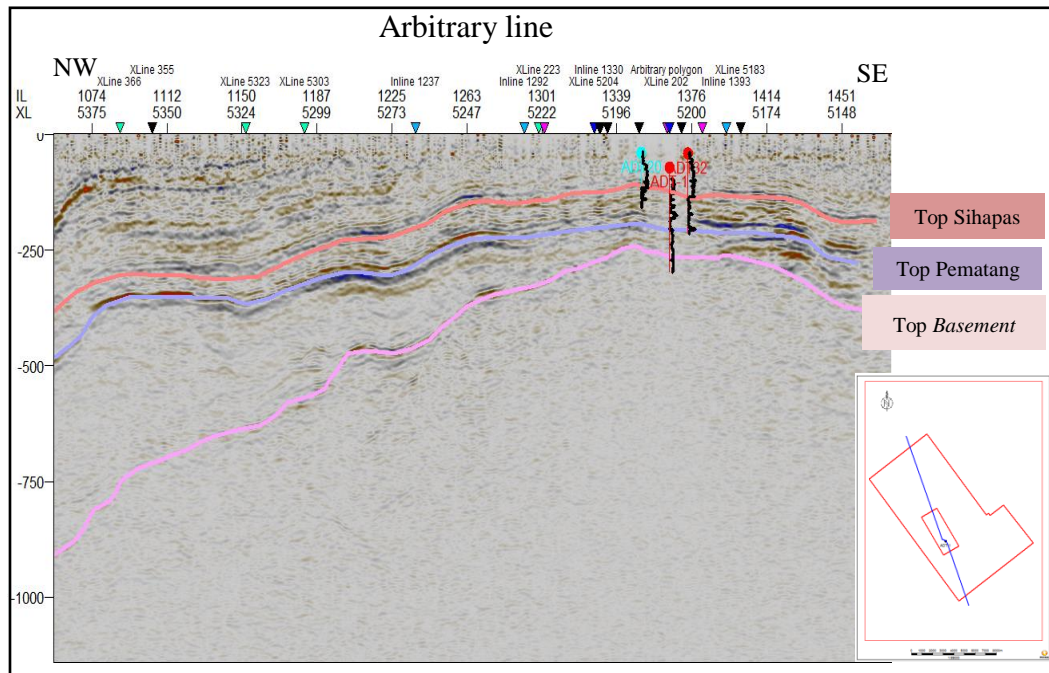
Gambar V.11. Penampang atribut *variance inline* 1334 berarah baratdaya-timurlaut yang mengindikasikan adanya struktur (oval merah).

Setelah dilakukan *picking fault* maka *picking horizon* bisa dilakukan. Analisis *picking horizon* dilakukan pada tiga top marker yaitu Top Sihapas pada *measuring depth* 506.67 ft, Top Pematang pada 869.91 ft, dan Top *Basement* pada 1039.51 ft. Tahap awal yaitu menentukan satu sumur acuan yaitu sumur ADT-1 yang memiliki data sumur informatif dan cakupan kedalaman sumur yang dalam dari ketiga sumur yang ada. Kemudian menggunakan data *time to depth* dari hasil *well seismic tie* sebagai data *checkshot* yang sudah terkoreksi dan menampilkan sumur pada penampang seismik sesuai dengan posisi sumur. Marker sumur tersebut ditampilkan pada penampang seismik dan menjadi acuan untuk *picking horizon*. Selanjutnya melakukan *picking horizon* pada penampang *xline* dan *inline* posisi sumur serta *arbitrary line* yang melewati ketiga sumur sesuai dengan kemenerusan lapisan atau *horizon*. Ketiga penampang tersebut digunakan untuk acuan *picking horizon* penampang seismik selanjutnya. Adapun hasil *picking horizon* pada penampang seismik pada (**Gambar V.12**, **V.13**, dan **Lampiran B**).

Selanjutnya hasil dari *picking horizon* akan menjadi data input untuk membuat *time structure map*.



Gambar V.12. *Picking horizon* pada penampang seismik *inline* 1364 berarah baratdaya - timurlaut.



Gambar V.13. *Picking horizon* pada penampang seismik *arbitrary line* berarah baratlaut - tenggara.

Dari hasil analisis struktur dan *horizon* dapat dilihat bahwa yang mengontrol pembentukan lapangan “ADT” berasal dari struktur atau tektonik lapangan tersebut. Berdasarkan informasi tektonik dan struktur pada lapangan penelitian, menurut Heidrick dan Aulia, 1993, pada periode F1 terjadi sesar turun pada batuan dasar yang berarah baratlaut - tenggara (NW-SE) dimana sesar ini mengontrol pembentukan *half graben* pada Cekungan Sumatera Tengah dan secara bersamaan terjadi pengendapan tidak selaras pada bagian atas kelompok Pematang atau *syn- rift* dengan penebalan dibagian sisi tinggian dari *half graben* serta penipisan pada bagian rendahnya. Kemudian pada awal periode F2 (Oligosen Akhir-Miosen Tengah) terjadi fase amblesan atau *sag phase* dan diikuti terbentuknya sesar mendatar kanan naik yang berarah baratlaut - tenggara (NW-SE). Pada akhir episode F2 Cekungan Sumatera Tengah mengalami transgresi dan kelompok Sihapas mulai diendapkan secara tidak selaras diatas kelompok Pematang atau fase *post-rift* (**Gambar V.12** dan **V.13**). Lalu pada akhir episode F3 (Miosen Tengah-sekarang) terjadi kompresi atau *inversion* tektonik yang berarah utara - selatan (N-S) hingga timurtimurlaut - baratbaratdaya (NNE-SSW) dan membuat sesar yang awalnya sesar turun (*normal fault*), yang kemudian awal

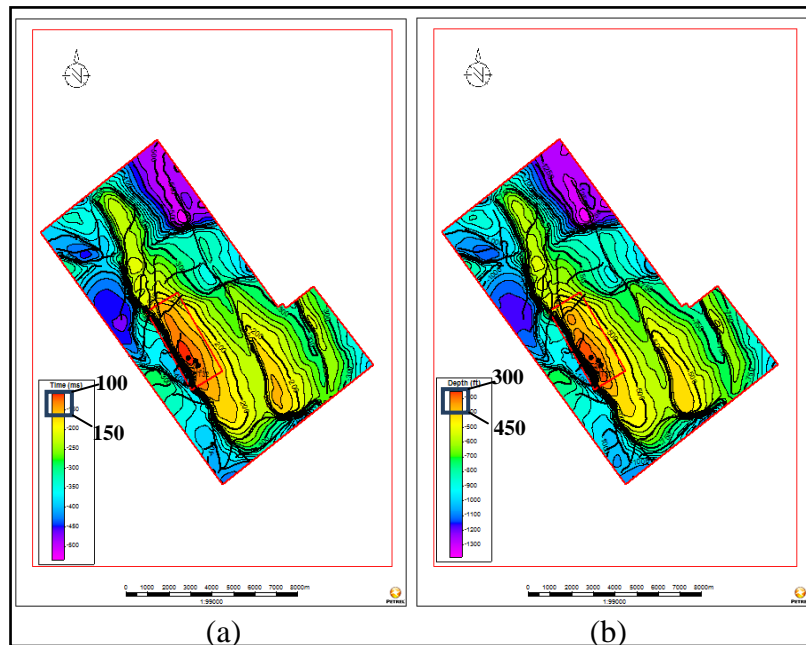
episode F3 menjadi sesar mendatar (*transform fault*) menjadi sesar mendatar mengkanan naik (*giant inverts*). Kemudian kompresi tersebut menyebabkan terbentuk tinggian pada kelompok Sihapas (**Gambar V.12**) sebagai zona prospek hidrokarbon dan terbentuk *backthrusting* pada bagian sesar mendatar mengkanan naik yang berarah BaratLaut - Tenggara. Sesar mendatar mengkanan naik ini menjadi sesar utama pada lapangan “ADT”. Terjadi pula pola rendahan (sinklin) yang diakibatkan oleh *backthrusting* dari sesar utama (**Gambar V.12**). Hal ini terjadi karena adanya peregangan pada bagian depan sesar utama akibat kompresi yang terus berlangsung.

V.6. Analisis *Time Structure Map* dan *Depth Structure Map*

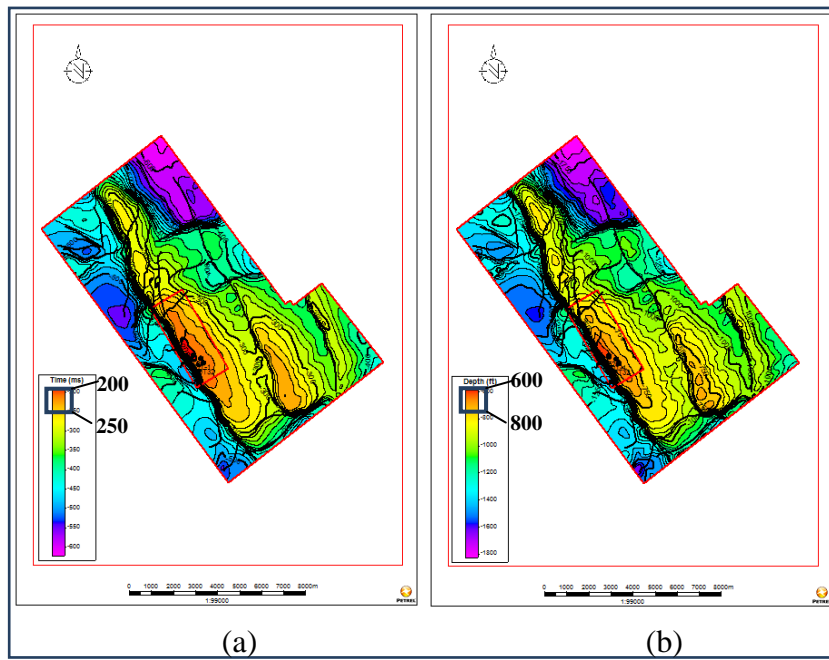
Setelah *picking horizon* dilanjutkan pembuatan *time structure map* pada masing-masing *top horizon*. Dari ketiga *time structure map* yaitu *time structure map* Top Sihapas, Top Pematang, dan Top Basement menunjukkan adanya *closure* tinggian yang berarah baratlaut - tenggara. Daerah tinggian ini dipengaruhi gaya kompresi pada saat inversi tektonik. Gaya tersebut tegak lurus terhadap lapisan sehingga bagian yang terbentuk berupa tinggian (*bending*). Pada zona tinggian ditandai dengan interval waktu yang rendah dan warna *orange* - merah. *Time structure map* Top Sihapas menunjukkan *range* waktu 100 - 150 ms, *time structure map* Top Pematang menunjukkan *range* waktu 200 - 250 ms, dan *time structure map* Top Basement menunjukkan *range* nilai 225 - 300 ms.

Kemudian setelah pembuatan *time structure map* dilanjutkan dengan pembuatan *depth structure map* masing-masing *top horizon* yaitu dengan konversi *time to depth* menggunakan *velocity model* (**Lampiran C**). Konversi *time to depth* dilakukan dengan mengkoreksi *surface* dari *time structure map* menggunakan *well top marker* masing-masing *horizon* sehingga didapatkan peta residual (**Lampiran D**). Model kecepatan yang digunakan yaitu kecepatan interval dari *surface correction*. Pada *depth structure map* merepresentasikan dari kedalaman zona target. Baik *time structure map* maupun *depth structure map* tidak jauh berbeda hasilnya bila dilihat dari *closure - closure* yang ada. Daerah tinggian berada pada interval kedalaman yang dangkal atau gradasi warna merah - *orange* sedangkan daerah rendahan memiliki interval kedalaman yang dalam atau gradasi

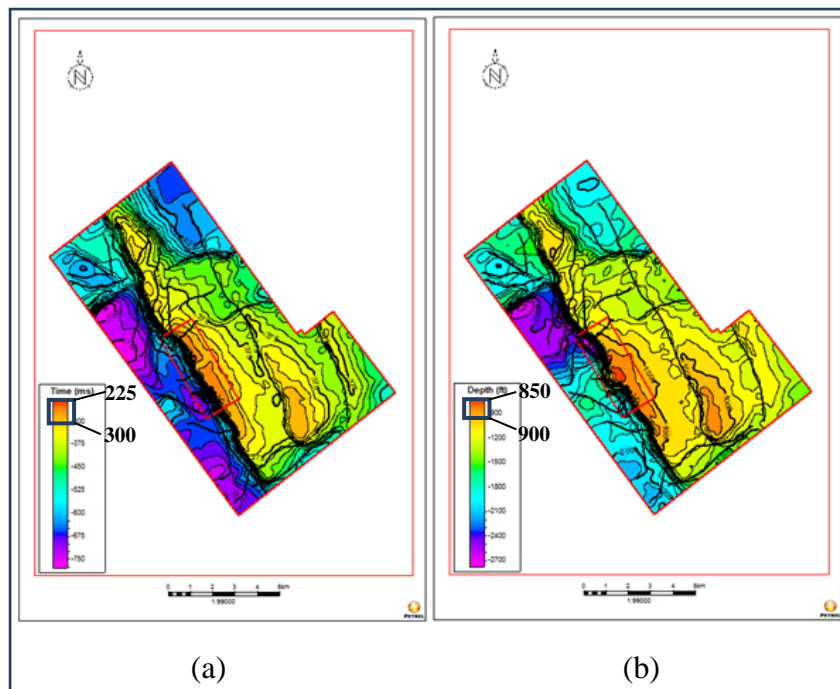
warna biru tua - ungu sehingga dari analisis *time structure map* dan *depth structure map* zona target berada pada daerah tinggian. Pada *depth structure map* Top Sihapas ditunjukkan dengan interval kedalaman 300 - 450 ft, *depth structure map* Top Pematang ditunjukkan pada kedalaman 600 - 800 ft, dan *depth structure map* Top Basement ditunjukkan dengan interval 850 - 900 ft. Masing - masing *map* baik *time structure map* dan *depth structure map* ditampilkan sesuai *top horizon*-nya (**Gambar V.14**, **Gambar V.15**, dan **Gambar V.16**). Dari ketiga *map* yang digunakan untuk *slicing* dan menentukan zona prospek hanya Top Sihapas dan Top Pematang.



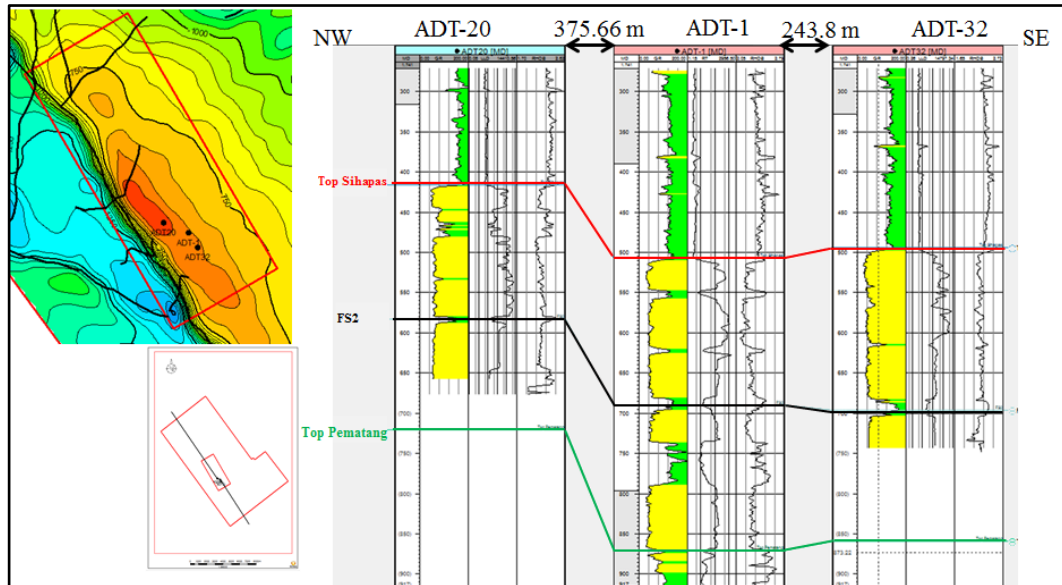
Gambar V.14. *Time structure map* (a) dan *depth structure map* top sihapas (b).



Gambar V.15. Time structure map (a) dan depth structure map top pematang (b).



Gambar V.16. Time structure map (a) dan depth structure map top basement (b).



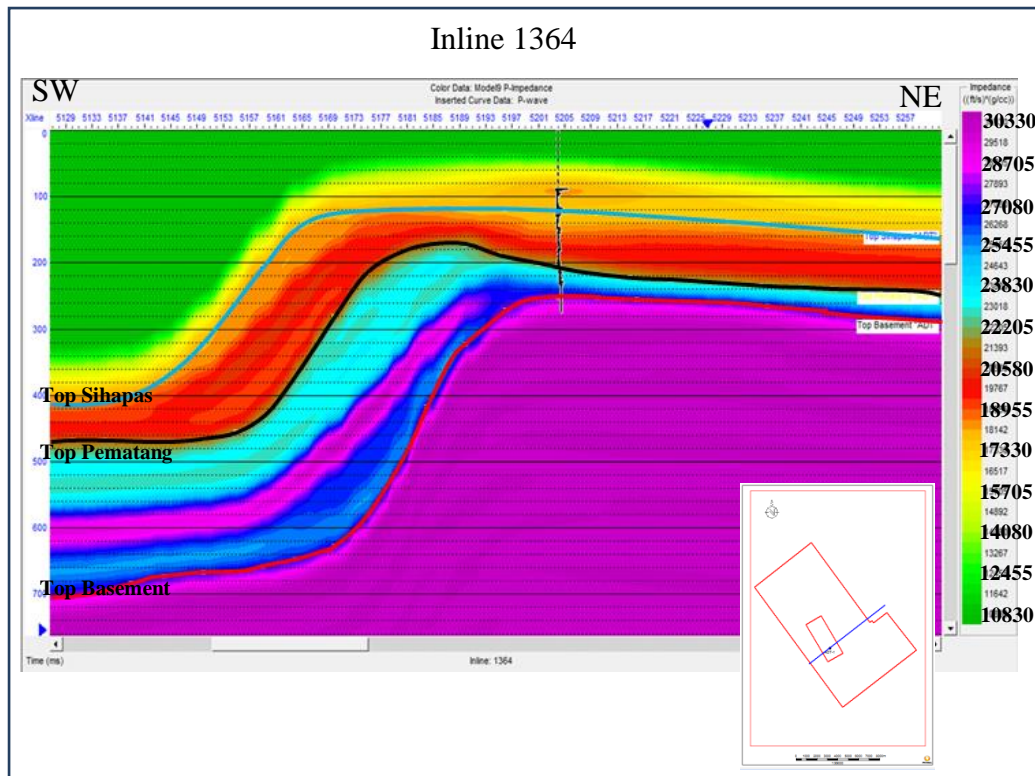
Gambar V.17. Posisi sumur pada korelasi struktur dan *depth structure map*.

Penyusun membuktikan hasil korelasi struktur dengan salah satu *depth structure map* yaitu *depth structure map* Top Sihapas. Hasilnya menunjukkan posisi ketiga sumur pada korelasi struktur yang sesuai berdasarkan kedalaman masing-masing sumur pada *depth structure map* (**Gambar V.17**). Hal ini menunjukkan bahwa penyusun melakukan tahapan *picking horizon* dengan benar dan sesuai pada kedalaman *horizon*.

V.7. Analisis Inversi

V.7.1. Model Awal

Sebelum melakukan proses inversi dilakukan proses model awal. Model awal ini digunakan sebagai prediksi atau pendekatan hasil inversi berdasarkan variasi nilai *P-Impedance log* pada zona target. Data input yang digunakan meliputi tiga sumur yang sudah di *well seismic tie* dengan parameter sumuran menggunakan log *P-wave corr*, log *density*, dan log *P-Impedance* serta ketiga horizon marker. Parameter model awal saat pembuatan model awal menggunakan *high cut* frekuensi 10/18 Hz berdasarkan hasil spektrum amplitudo dan menggunakan konsep *smooth model trace* pada *filtering model trace* saat interpolasi. Hasil model awal ditunjukkan pada (**Gambar V.18**).

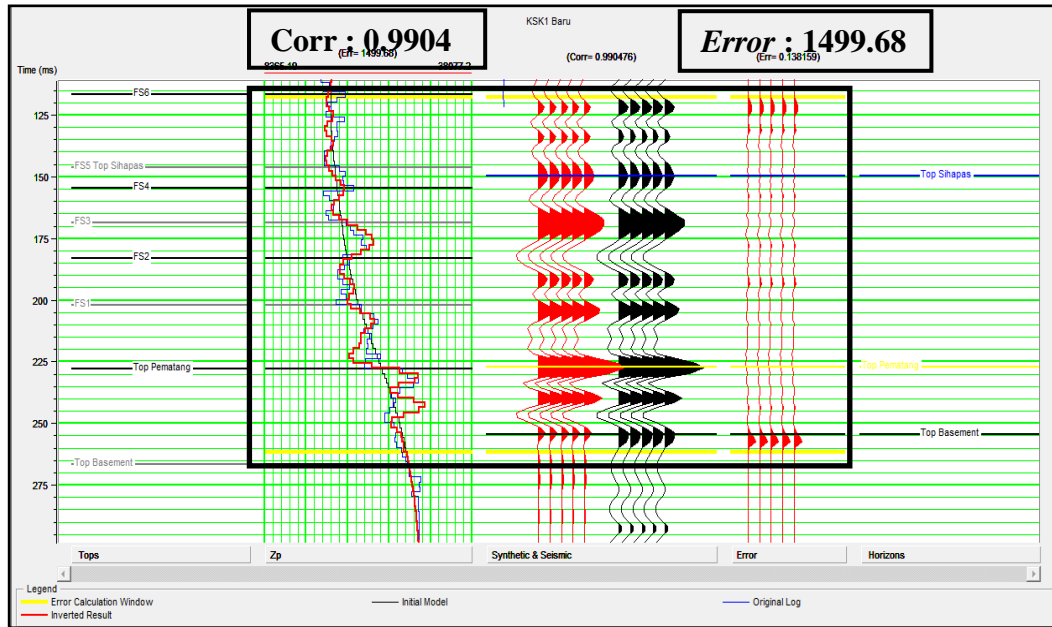


Gambar V.18. Model awal inversi pada *inline* 1364.

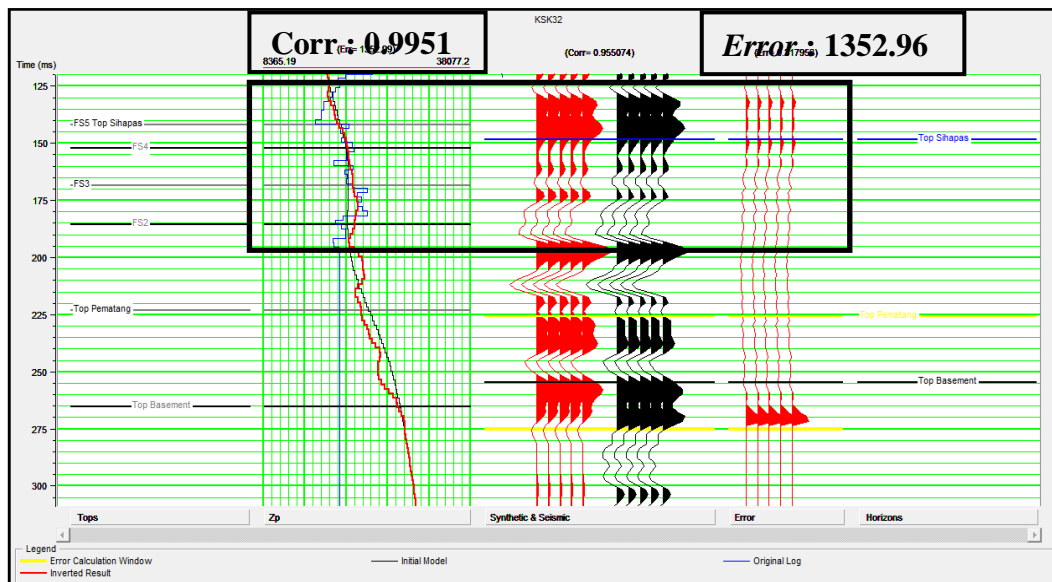
V.7.2. Analisis Pra-Inversi

Pada analisis pra-inversi menggunakan post-stack analisis model based. Kemudian data input yang digunakan meliputi tiga sumur yang sudah di *well seismic tie* dengan acuan satu *wavelet* (*wavelet5*), hasil dari model awal, dan geometri data seismik dengan *sampling rate* 2 ms. Pada *window* analisis pra-inversi membatasi zona target dari 5 ms ke atas dari Top Sihapas dan 10 ms ke bawah dari Top *Basement* menggunakan *trace* model awal. Parameter yang digunakan yaitu *soft constraint* dengan inisial model 0.2 (*range* 0 - 1), ukuran *block* zona target inversi rata-rata 2 ms, *prewhitening* 1%, dan iterasi 8. Penulis menggunakan parameter *soft constraint* untuk menyebarkan nilai AI pada hasil inversi dengan membatasi nilai AI rendah pada model awal dan menggunakan inisial model 0.2 dengan mengacu pada *trace riil* seismik atau penulis lebih mempercayai data seismik dibandingkan dengan data sumur sebagai kontrol persebaran nilai AI. Untuk estimasi *maximum taper length* menggunakan 5 sampel dan *minimum window length* menggunakan 10 ms dengan mempertimbangkan ketebalan zona target yang paling tipis. Adapun

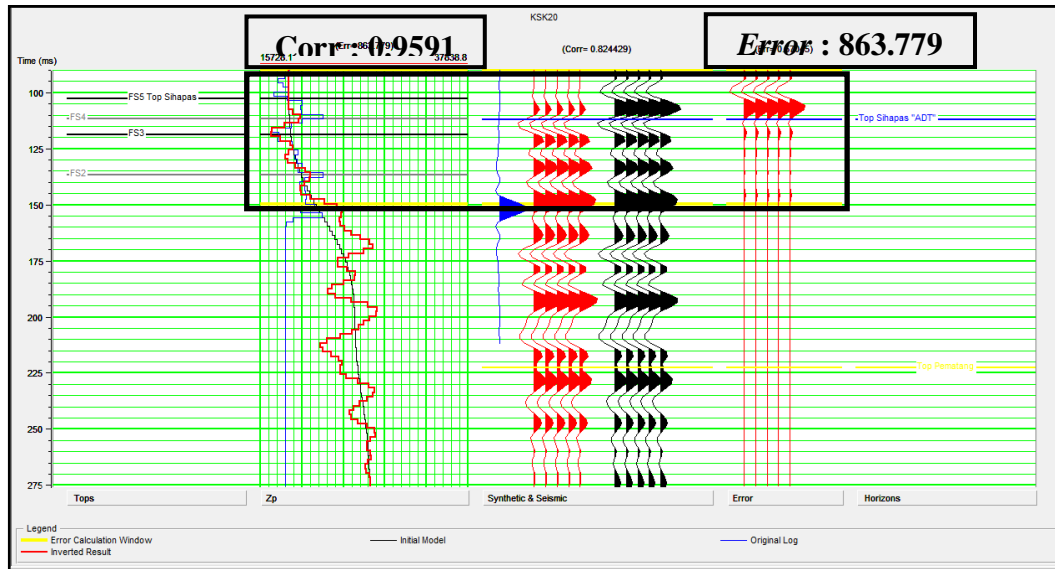
hasil analisis pra-inversi sebagai contoh pada sumur ADT-1, ADT-32, dan ADT-20 (Gambar V.19, V.20, dan V.21).



Gambar V.19. Hasil pra-inversi pada sumur ADT-1 dengan zona target inversi AI (kotak hitam).



Gambar V.20. Hasil pra-inversi pada sumur ADT-32 dengan zona target inversi AI (kotak hitam).



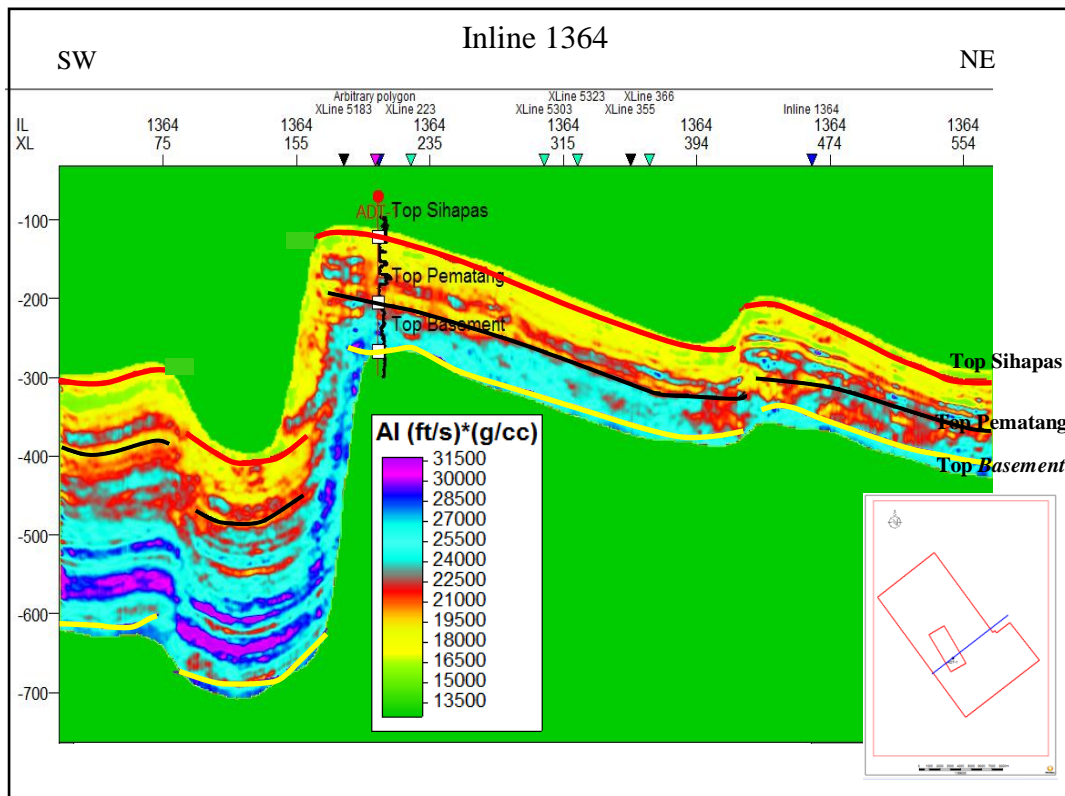
Gambar V.21. Hasil pra-inversi pada sumur ADT-20 dengan zona target inversi AI (kotak hitam).

Penyusun menggunakan sumur acuan ADT-1 dengan mempertimbangkan data sumur yang lebih lengkap dan mempunyai target horizon pada kedalaman yang dalam jika dibandingkan dua sumur lainnya. Hasil pra-inversi menunjukkan pada sumur ADT-1 nilai korelasi sebesar 0.9904 dan error 1499.68, sumur ADT-20 nilai korelasi sebesar 0.9591 dan error 863.779, dan sumur ADT-32 nilai korelasi sebesar 0.9951 dan error 1352.96, dengan arti bahwa original log (kurva biru) dan model awal (kurva hitam) mendekati hasil inversi (kurva merah) sehingga penyusun mengharapkan hasil inversi yang bagus dan layak diinterpretasi.

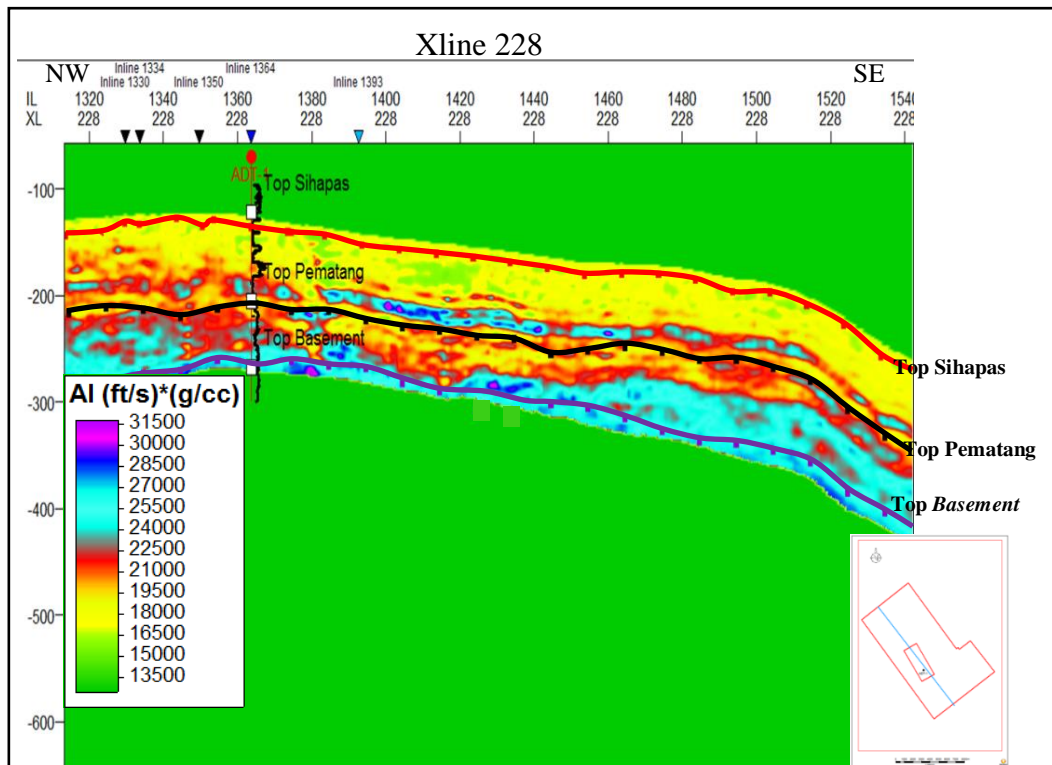
V.7.3. Inversi Acoustic Impedance (AI)

Pada analisis inversi AI menggunakan model based. Data yang diinput meliputi data seismik, model awal sebagai volume impedance, wavelet hasil well seismic tie (wavelet 5). Window inversion yang digunakan hampir sama seperti analisis pra-inversi hanya berbeda pada fill data outside menggunakan constant amplitude 0.00 sehingga hasil inversi AI diluar zona target windows inversion bernilai 0 (ft/s)*(g/cc). Parameter yang digunakan sama seperti analisis pra-inversi yaitu soft constraint dengan initial model 0.2, ukuran block zona target inversi rata-rata 2 ms, prewhitening 1% dan iterasi 8.

Penyusun menggunakan parameter *soft constraint* untuk menyebarkan nilai AI pada hasil inversi dengan membatasi nilai AI rendah pada model awal dan menggunakan inisial model 0.2 dengan mengacu pada *trace riil* seismik atau penulis lebih memercayai data seismik dibandingkan dengan data sumur sebagai kontrol persebaran nilai AI. Untuk estimasi *maximum taper length* menggunakan 5 ms dan *minimum window length* menggunakan 10 ms dengan mempertimbangkan ketebalan zona target yang paling tipis. Parameter yang digunakan ini berdasarkan hasil *trial and error* sehingga diharapkan hasil inversinya bagus dan layak. Untuk estimasi *window* pada zona target menggunakan 10 ms dengan mempertimbangkan ketebalan zona target yang paling tipis serta model inversinya menggunakan *single trace*. Data *output* dari inversi AI berupa volume AI dengan format SEG-Y. Adapun penampang hasil inversi AI pada *inline* 1364 dan *xline* 228 (**Gambar V.22** dan **V.23**).



Gambar V.22. Hasil inversi AI *inline* 1364.

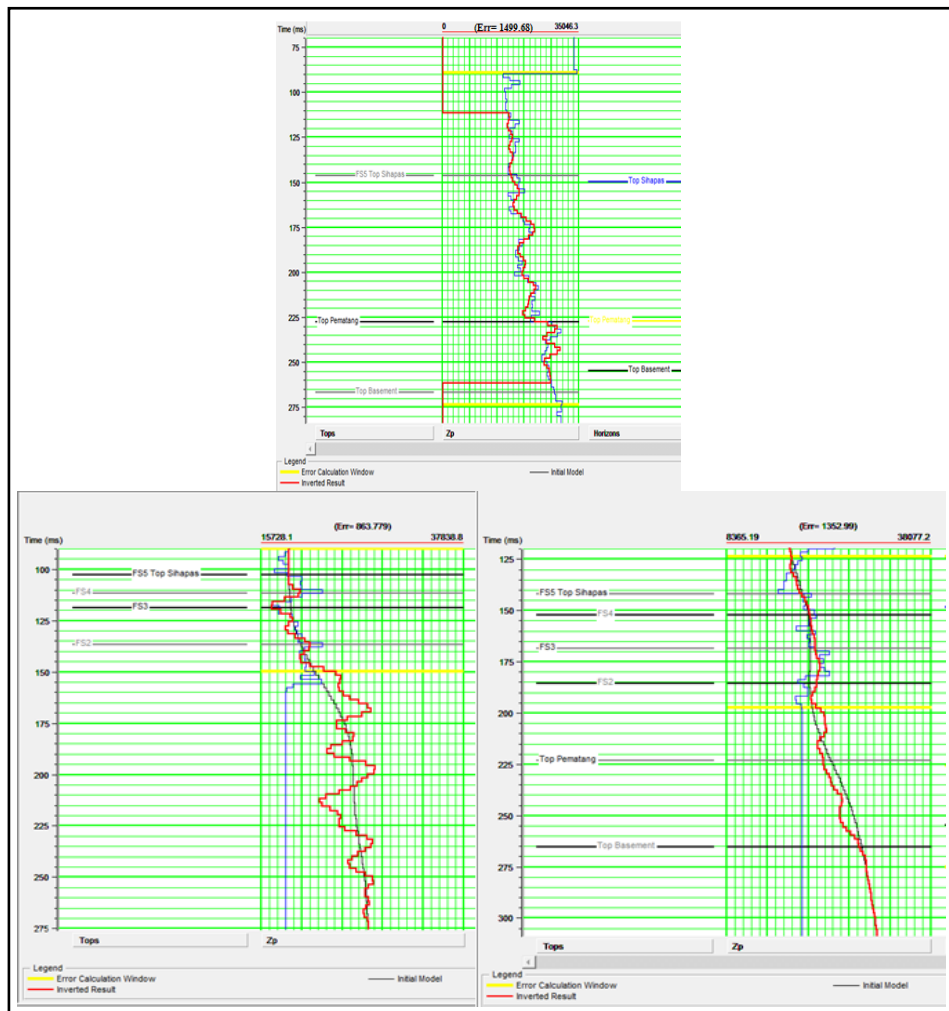


Gambar V.23. Hasil inversi AI *xline* 228.

Pada Formasi Bekasap (Kelompok Sihapas) merupakan batupasir dengan sisipan *shale* dan batulanau. Batupasir pada Formasi Bekasap merupakan reservoir *rock* pada lapangan penelitian. Dari penampang inversi AI didapatkan variasi nilai *P-Impedance* atau persebaran nilai AI pada zona target yaitu *clean sand* dengan *range* nilai AI 16500 - 19000 (ft/s)*(g/cc) dan *shaly sand* dengan *range* nilai AI 20000 – 23500 (ft/s)*(g/cc). Pada ketebalan 149.26 ft di atas *Top Basement* merupakan Formasi Pematang. Formasi Pematang terdiri dari tiga bagian yaitu bagian bawah merupakan *shale* dan batulanau, bagian tengah merupakan batupasir, dan bagian atas terdiri dari *shale*, batulanau, dan batupasir. Batupasir pada Formasi Pematang tidak berpotensi sebagai reservoir karena sortasinya buruk dan diendapkan dekat dengan sumber. Formasi Pematang merupakan salah satu komponen petroleum sistem pada Lapangan “ADT” yaitu sebagai *source rock*. Pernyataan ini dibuktikan dengan variasi nilai AI dari hasil inversi dengan *range* nilai 25000-31500 (ft/s)*(g/cc).

V.7.4. Quality Control Hasil dari Inversi Acoustic Impedance (AI)

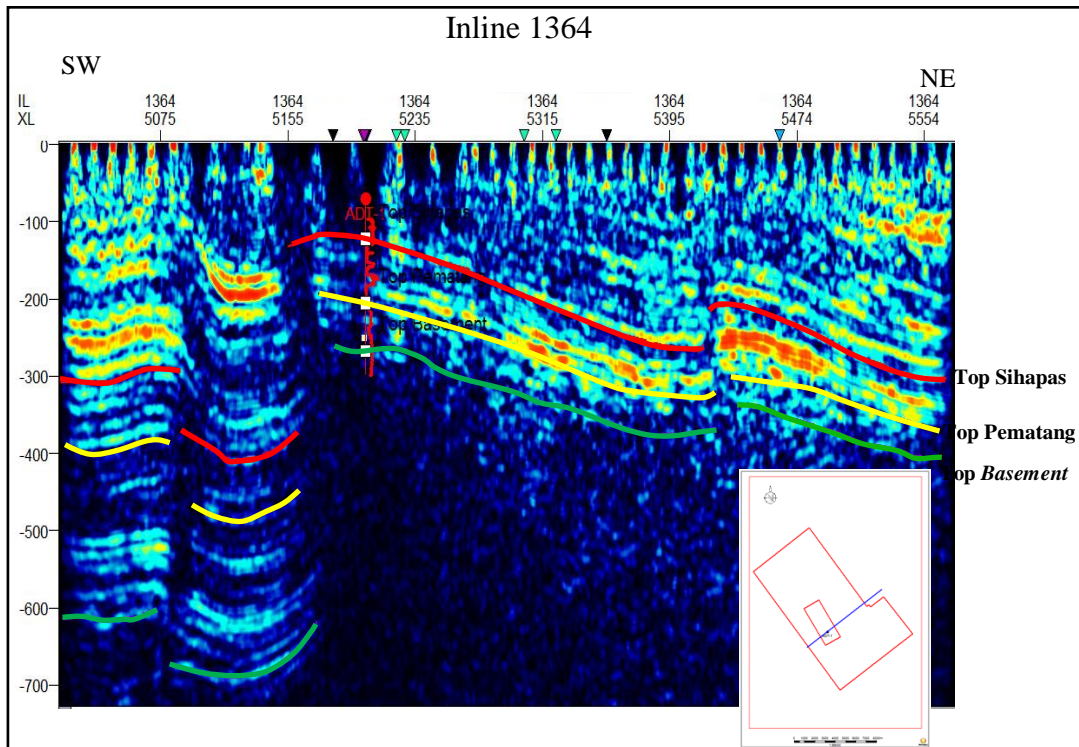
Quality Control dilakukan pada masing-masing sumur untuk melihat nilai *error*. Nilai *error* merepresentasikan nilai total rms P-Impedance log dengan P-Impedance hasil inversi sehingga nilai *error* yang didapatkan merupakan hasil dari statistik nilai P-Impedance log (warna biru) dengan P-Impedance hasil inversi (warna merah). Hasil inversi (warna merah) sudah mendekati dengan *original* log (warna biru) dengan *error* sebesar 1499.68 pada sumur ADT-1, 863.779 pada sumur ADT-20, 1352.96 pada sumur ADT-32 (Gambar V.24) sehingga hasil QC tersebut menghasilkan penampang inversi AI yang layak untuk diinterpretasi..



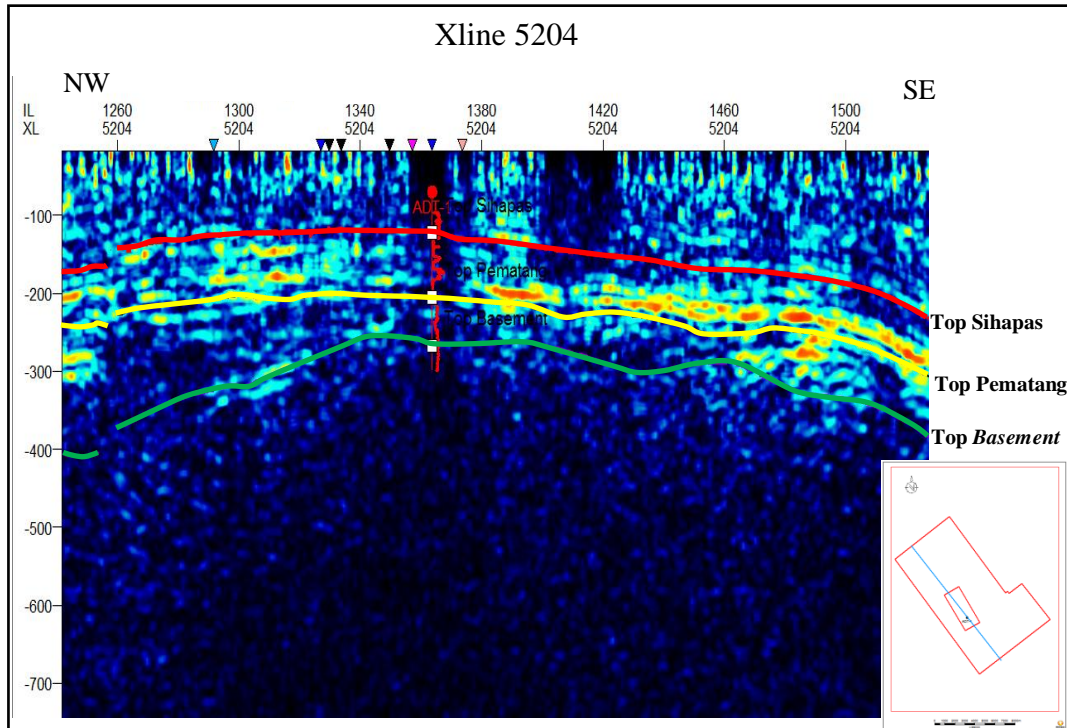
Gambar V.24. Hasil quality control dari inversi AI.

V.8. Analisis Atribut RMS

Pada tahapan ini menggunakan data seismik sebagai data *input* dan dibuat volume atribut RMS menggunakan konsep RMS. Tujuan atribut RMS untuk melihat keberadaan dan persebaran lapisan reservoir secara lateral berdasarkan parameter amplitudo dengan domain waktu pada penampang seismik. Atribut RMS dapat merefleksikan keberadaan lapisan - lapisan batupasir sehingga atribut tersebut mendukung terhadap zona target pada lapangan "ADT" yaitu *sand* reservoir. Pada atribut RMS nilai amplitudo yang besar akan semakin besar dan nilai amplitudo yang kecil akan menjadi besar. Pada penampang seismik akan dijumpai *brightspot* (amplitudo besar) yang dikarenakan indikasi adanya hidrokarbon dan kontras litologi yang berbeda. Penyusun mengasumsikan nilai amplitudo yang semakin besar mengindikasikan adanya kandungan hidrokarbon pada *sand* reservoir. Hal ini didukung dengan adanya data perforasi pada sumur eksplorasi (ADT-1) yang mengindikasikan adanya kandungan fluida hidrokarbon. Berikut merupakan penampang *inline* dan *xline* pada atribut RMS (**Gambar V.25** dan **V.26**).



Gambar V.25. Penampang atribut RMS pada *inline* 1364.

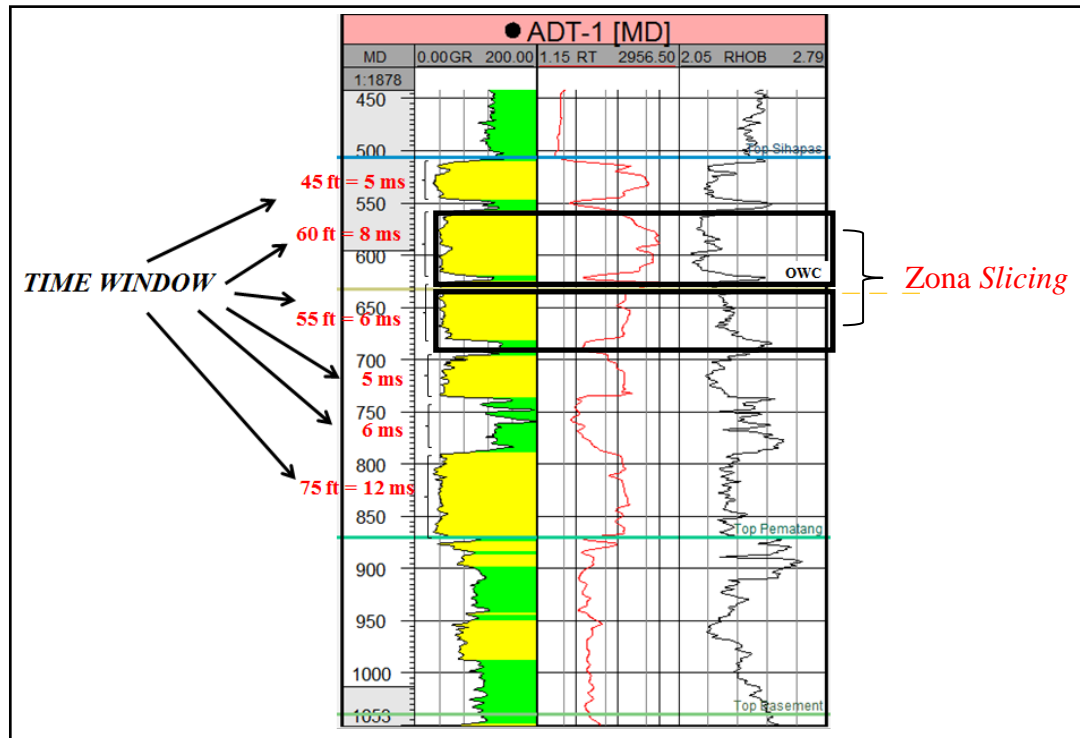


Gambar V.26. Penampang atribut RMS pada *xline* 5204.

V.9. Analisis Penentuan Sumur Baru

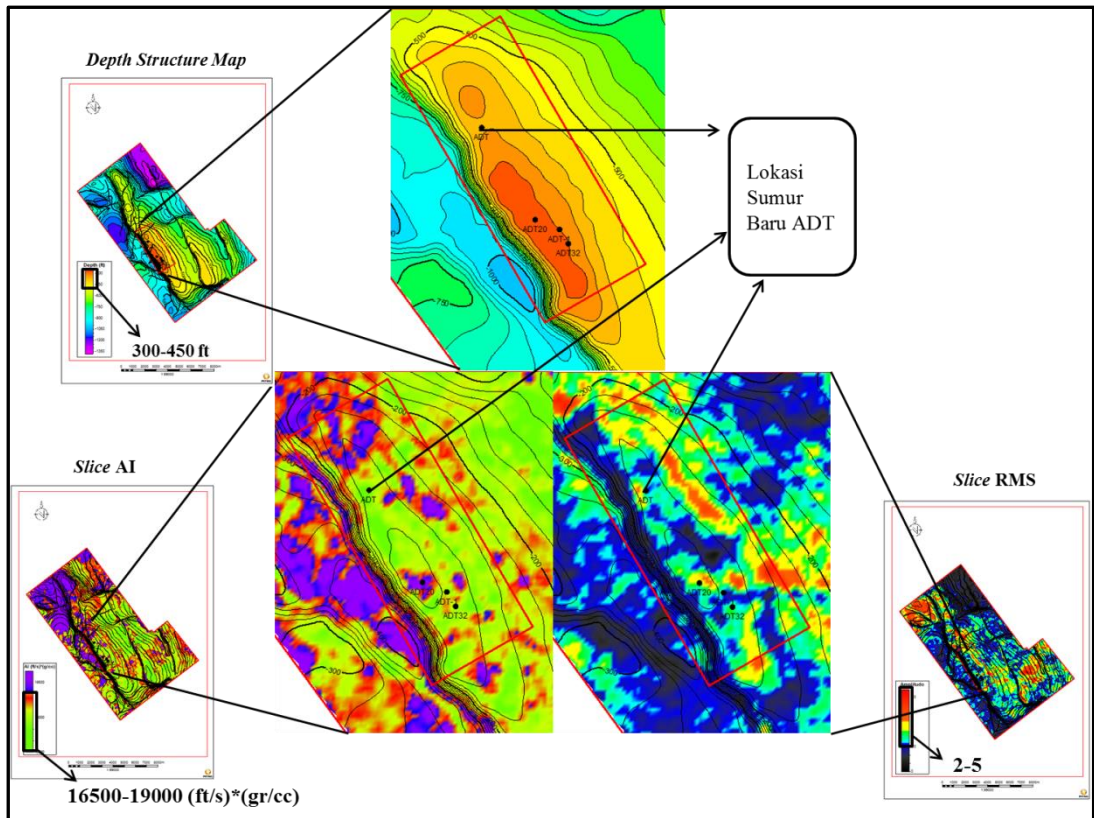
Pada analisis penentuan sumur baru menggunakan integrasi dari tiga peta yaitu *depth structure map*, *slice* AI dan *slice* atribut RMS. Selain itu menggunakan data log *gamma-ray*. Log *gamma-ray* menunjukkan batupasir yang cukup tebal pada Formasi Bekasap, dimana formasi tersebut diendapkan menutupi tinggian yang sudah terbentuk sebelumnya. Formasi tersebut terendapkan secara regional pada Cekungan Sumatera Tengah. Sehingga batupasir pada formasi tersebut apabila berpotensi sebagai reservoir akan melampar atau persebarannya bersifat regional pada Cekungan Sumatera Tengah dan sisipan serpih berpotensi sebagai *cap rock*-nya. Kemudian adanya Formasi Telisa yang terdiri dari dominasi serpih di atas Formasi Bekasap sangat memungkinkan menjadi *cap rock*. Penentuan *slicing* pada zona target menggunakan marker Top Sihapas dengan *offset* + 6 ms dari Top Sihapas dan *time window* 8 ms dan menggunakan marker Top Pematang dengan *offset* - 24 ms dan *time window* - 6 ms (**Gambar V.27**). Masing-masing *slice* berasal dari volume inversi AI dan volume atribut RMS menggunakan *time structure map* pada zona target masing-masing marker yaitu Top Sihapas dan Top Pematang. Pada zona *slicing* dari Top Sihapas berada pada

tebal *sand* kedalaman 557.44 - 617.93 ft dan zona *slicing* dari Top Pematang berada pada tebal *sand* pada kedalaman 624 - 681 ft. Integrasi ketiga peta yaitu *depth structure map*, *slice* AI, dan *slice* RMS, baik Top Sihapas maupun Top Pematang digunakan untuk membantu interpretasi zona prospek dan penentuan sumur baru pada lapangan penelitian (**Gambar V.28 dan V.29**).

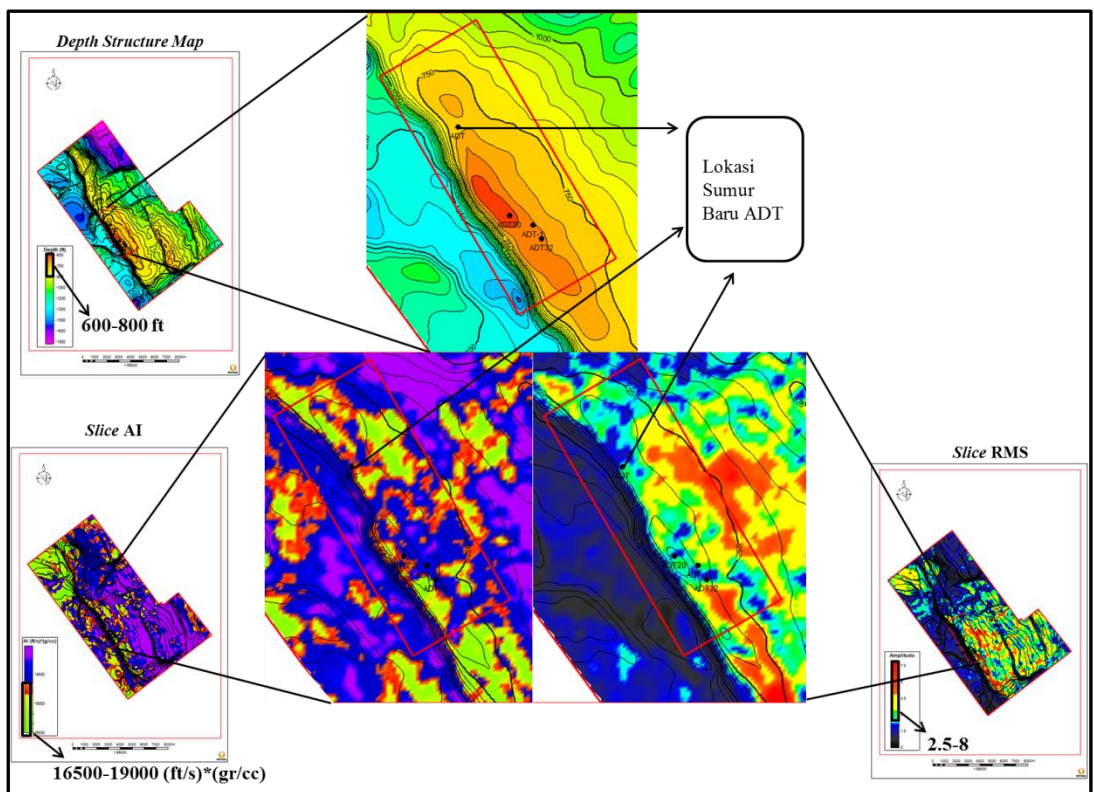


Gambar V.27. Zona *slicing* pada analisis zona target sumur ADT-1.

Depth structure map masing-masing top *horizon* menunjukkan zona prospek berada di daerah tinggi. Hasil *slicing* AI pada Top Sihapas dan Top Pematang menunjukkan persebaran nilai P-Impedance (AI) *clean sand* berkisar antara 16500 - 19000 (ft/s)*(g/cc) yang ditunjukkan dengan gradasi warna hijau - merah sedangkan *shally sand* hanya didapatkan kisaran nilai AI antara 19100 - 20500 (ft/s)*(g/cc). Hasil *slicing* RMS pada Top Sihapas dan Top Pematang menunjukkan persebaran *sand reservoir* pada lapangan penelitian dengan kontras nilai RMS amplitudo antara 2 - 5 pada *slice* Top Sihapas dan 2.5 - 8 pada *slice* Top Pematang yang ditunjukkan dengan gradasi warna hijau - merah.

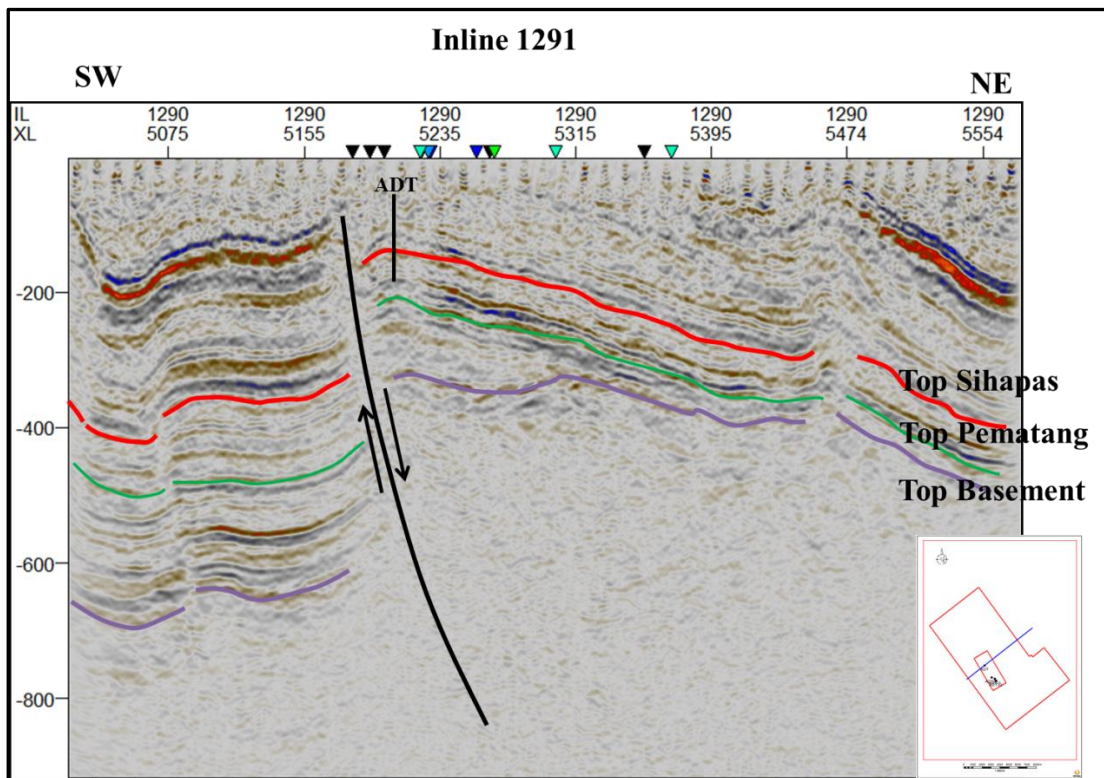


Gambar V.28. Integrasi ketiga peta pada top sihapas untuk menentukan zona prospek.

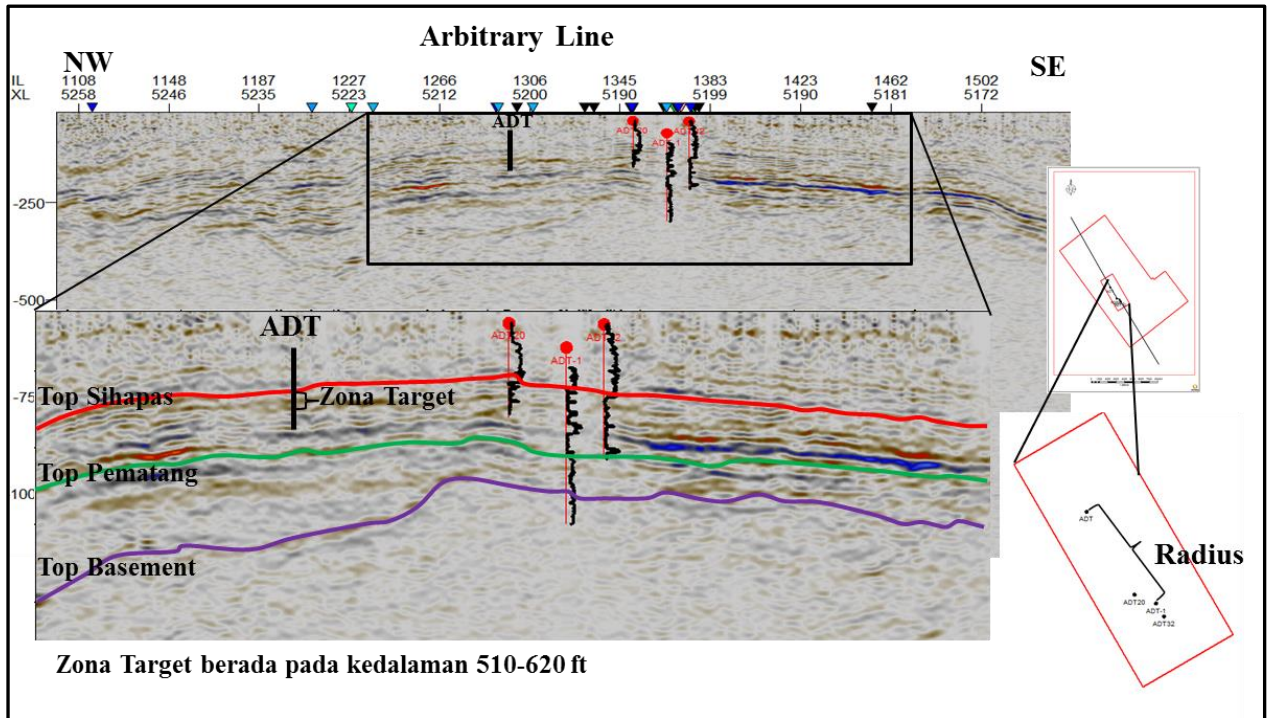


Gambar V.29. Integrasi ketiga peta pada top pematang untuk menentukan zona prospek.

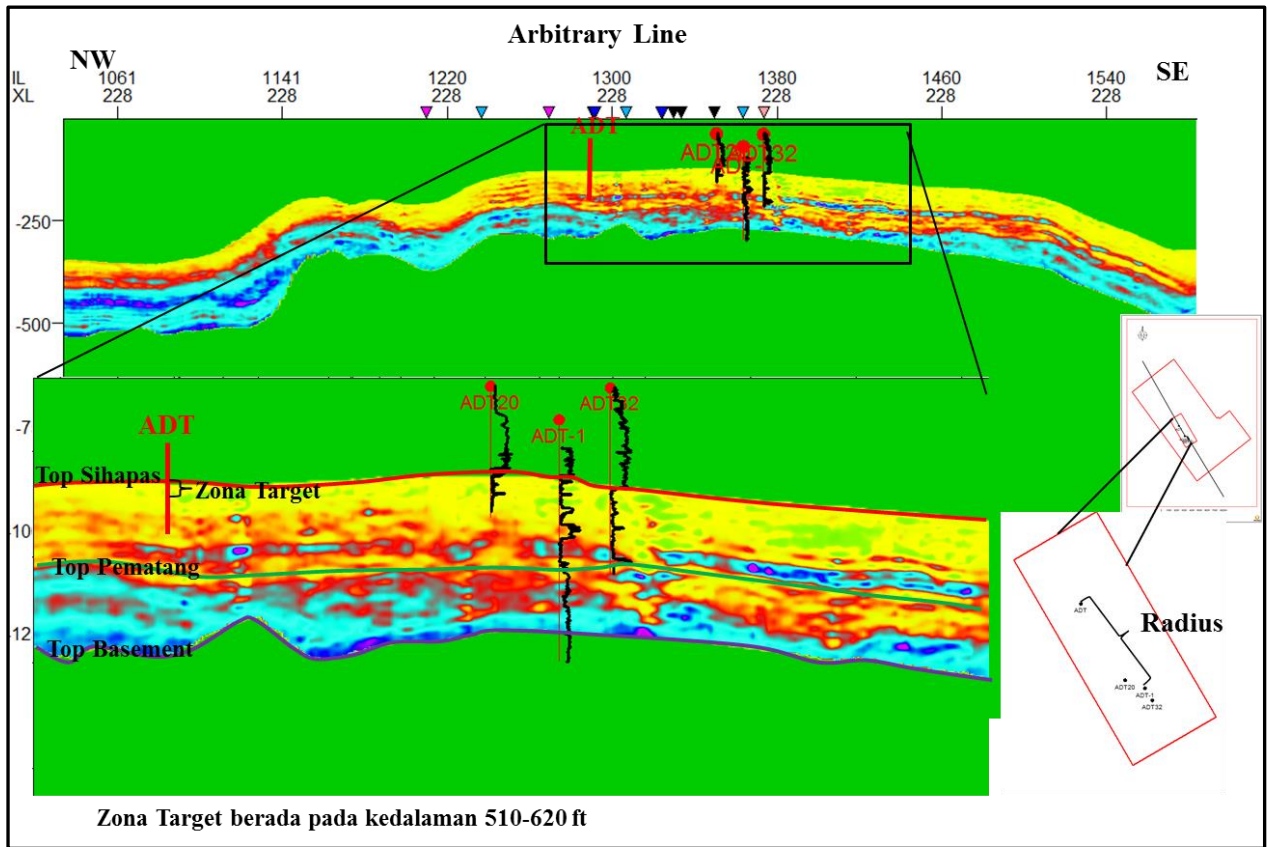
Penyusun menentukan letak sumur berdasarkan estimasi jarak dipermukaan terhadap sumur eksplorasi ADT-1. Jarak tersebut menjadi acuan dalam zona pengurasan sumur. Berdasarkan data produksi sumur eksplorasi ADT-1 memiliki zona pengurasan $\pm 250 - 300 \text{ m}^2$ sehingga letak sumur baru ADT di luar zona pengurasan sumur eksplorasi ADT-1 atau jarak keduanya di permukaan $\pm 750 - 800 \text{ m}$. Kemudian berdasarkan penampang seismik *inline* 1291 yang berarah baratdaya-timurlaut menunjukkan posisi sumur baru berada pada daerah tinggian (**Gambar V.30**). Kedudukan dari kemiringan lapisannya juga mempengaruhi aliran hidrokarbon ke daerah yang lebih tinggi. Apabila dilihat struktur tinggian dari tenggara ke baratlaut masih memungkinkan posisi sumur baru ADT menjadi zona prospek. Sehingga hidrokarbon memungkinkan untuk bermigrasi dari arah timurlaut menuju baratdaya (tinggian) dan hidrokarbon akan terakumulasi di daerah tersebut akibat adanya perangkat struktur sesar naik yang bersifat *sealing*.



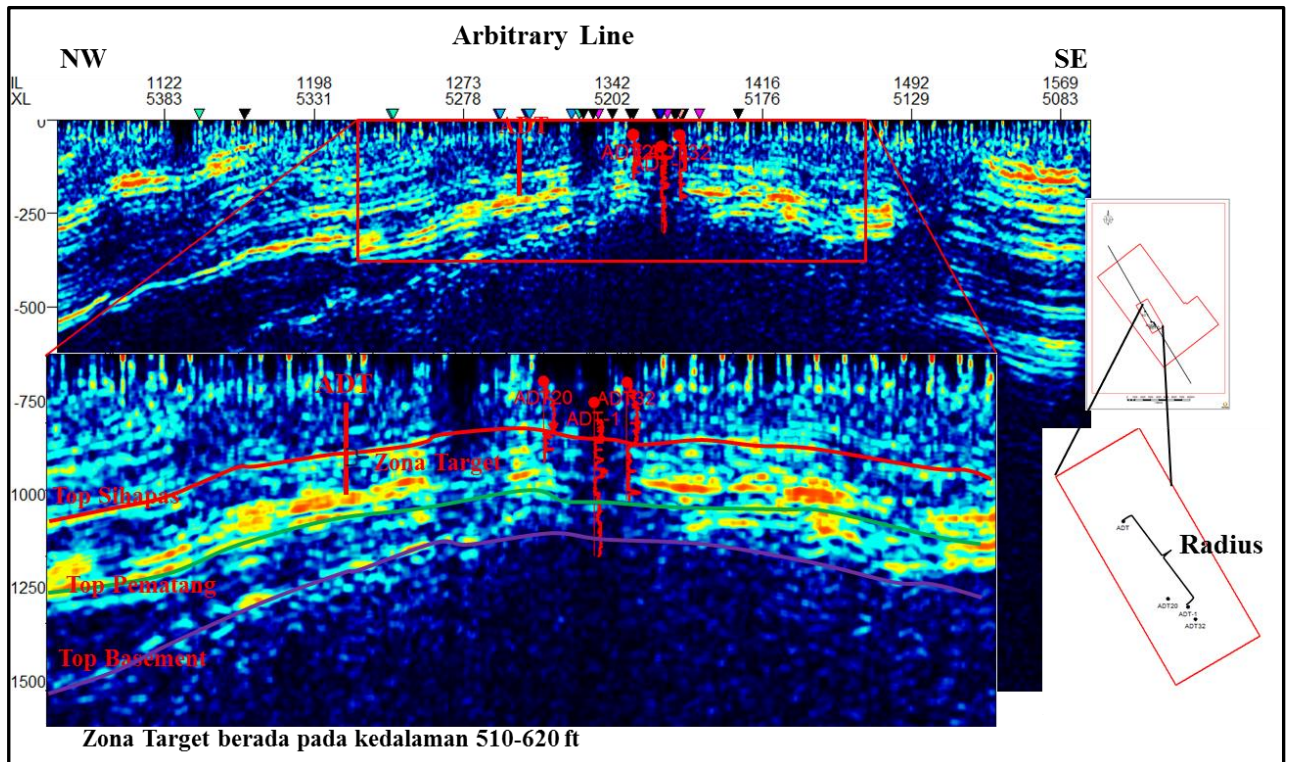
Gambar V.30. Penampang *inline* 1291 pada lokasi sumur baru ADT.



Gambar V.31. Penampang *arbitrary line* seismik pada lokasi ketiga sumur dan sumur baru ADT.



Gambar V.32. Penampang *arbitrary line* AI pada lokasi ketiga sumur dan sumur baru ADT.



Gambar V.33. Penampang *arbitrary line* RMS pada lokasi ketiga sumur dan sumur baru ADT.

Penyusun menampilkan tiga penampang seismik yang berarah barat-laut-tenggara yaitu penampang seismik konvensional, penampang inversi AI, dan penampang atribut RMS yang melewati sumur ADT-1, ADT-20, ADT-32, dan sumur baru ADT untuk memberikan informasi kedalaman zona target (**Gambar V.31, V.32, dan V.33**). Penentuan kedalaman zona target menggunakan analisis geologi sebelumnya, dimana penyusun memilih target kedalaman pada ketebalan *sand reservoir* pada Formasi Bekasap bagian atas. Formasi Telisa yang berada di atasnya berpotensi sebagai *cap rock* yang bagus sehingga menjadi salah satu pertimbangan di dalam penentuan kedalaman zona target oleh penyusun. Kemudian penyusun mengacu pada sumur ADT-1 atau sumur eksplorasi yang disebutkan bahwa berdasarkan data produksi sumur tersebut terakhir dilakukan perforasi pada tahun 1972 dan kondisi pada lapangan "ADT" diperkirakan kandungan hidrokarbon masih bisa diproduksi hingga tahun 2075. Kemudian yang menjadi pertimbangan selanjutnya bahwa dengan rentang waktu ± 42 tahun maka kondisi *Oil Water Contact* (OWC) akan berubah akibat dari kandungan

water menekan hidrokarbon ke permukaan sehingga penyusun menggunakan target ketebalan *sand reservoir* pada Formasi Bekasap bagian atas berdasarkan data log *gamma-ray*. Kemudian berdasarkan analisis zona target menggunakan data log *gamma-ray*, log RHOB, dan log resistivitas pada Formasi Bekasap bagian atas pada kedalaman $\pm 510 - 620$ ft menunjukkan zona potensi sebagai reservoir yang mengindikasikan adanya kandungan hidrokarbon. Hal ini didukung dengan nilai resistivitasnya yang cukup tinggi jika dibandingkan dengan nilai resistivitas pada ketebalan *sand* di bawahnya. Hasil atribut RMS dapat dijadikan data penunjang untuk menentukan kedalaman zona target namun tidak sepenuhnya menjadi acuan. Hal ini dikarenakan data seismik 3D yang digunakan untuk interpretasi diperkirakan merupakan data baru jika dibandingkan dengan kegiatan pengeboran pada sumur ADT-1 dan sumur yang lain pada periode sebelumnya. Sehingga pada posisi sumur yang memproduksi hidrokarbon, misalnya sumur ADT-1 menunjukkan hasil atribut RMS-nya tidak menunjukkan nilai amplitudo yang tinggi dan juga pada beberapa bagian lapisan reservoir yang berpotensi sebagai tempat terakumulasinya hidrokarbon tidak menunjukkan nilai amplitudo yang tinggi. Hal ini terkait sifat fisis batuan yang mengalami perubahan apabila sudah pernah dilakukan pengeboran sehingga akan berdampak pada informasi data seismik yang dilakukan akuisisi setelahnya. Kemudian dari beberapa pertimbangan tersebut penyusun menentukan lokasi sumur baru ADT yang diperkirakan pada *inline* 1291 dan *xline* 5205 dengan zona prospek berada pada kedalaman $\pm 510 - 620$ ft dan target merupakan *single layer*. Pada lokasi tersebut penyusun mengharapkan hasil yang ekonomis dari usulan sumur baru (sumur produksi) pada Lapangan “ADT”.

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

VI.1. Kesimpulan

Dari hasil penelitian pada Lapangan "ADT" Cekungan Sumatera Tengah menggunakan analisis inversi AI dan atribut RMS didapatkan :

1. Pada *time slice* 120 ms dan 230 ms dari hasil *variance attribute* menunjukkan pola struktur utama Lapangan "ADT" yaitu BaratLaut (NW) - Tenggara (SE) dan sesar-sesar *minor* atau *backthrusting* yang berarah BaratDaya (SW) - TimurLaut (NE). Keberadaan struktur utama (*dextral fault*) dan struktur minor berpotensi sebagai perangkap struktur pada lapangan penelitian yang bersifat *sealing fault*.
2. Zona target reservoir pada Kelompok Sihapas (Formasi Bekasap) yaitu *clean sand* dengan *range* nilai AI 16500 - 19000 (ft/s)*(g/cc) dan *shally sand* dengan *range* nilai AI 19100 - 25000 (ft/s)*(g/cc). Pada ketebalan 149.26 ft di atas Top *Basement* (Formasi Pematang) terdiri dari serpih, batupasir, dan batulanau dan berpotensi sebagai batuan induk hidrokarbon pada daerah penelitian yang ditunjukkan dengan nilai AI 25100 -31500 (ft/s)*(g/cc).
3. Berdasarkan integrasi ketiga peta yaitu zona prospek pada *depth structure map* menunjukkan di daerah tinggian, *slice* AI menunjukkan persebaran *sand reservoir* yaitu *clean sand* dengan *range* nilai AI 16500 - 19000 (ft/s)*(g/cc) dan *shally sand* dengan *range* nilai AI 19100 - 20500 (ft/s)*(g/cc), dan *slice* RMS menunjukkan kontras litologi dari *sand reservoir* dengan interval nilai amplitudo besar yaitu 2 - 5 (Top Sihapas) dan 2.5 - 8 (Top Pematang) yang ditunjukkan dengan warna hijau - merah. Posisi sumur baru ADT berada pada *inline* 1291 dan *xline* 5205 di luar zona pengurasan sumur eksplorasi ADT-1 atau jarak keduanya di permukaan \pm 750 - 800 m dan zona target merupakan *single layer* pada kedalaman 510 - 620 ft yang didukung dengan integrasi dari tiga peta dan data log yang tersedia yaitu log *gamma-ray*, log RHOB, dan log *resistivity*.

VI.2. Saran

1. Penulis memerlukan data sumur yang lengkap, misalnya pada penelitian ini tidak tersedia log NPHI. Apabila terdapat log NPHI akan lebih sensitif pada saat analisis zona target.
2. Penulis memerlukan data sumur yang lebih komprehensif dengan jumlah sumur lebih dari satu, misalnya pada penelitian ini hanya ada satu sumur yang dalam sampai mengcover zona target sehingga sangat terbatas saat melakukan analisis inversi.
3. Perlu adanya interpretasi lanjut menggunakan metode inversi AVO dan atribut *envelop* untuk mendapatkan karakterisasi fluida pada *sand* reservoir.

DAFTAR PUSTAKA

- Anstey, N. A., and Geyer, R. L., 1987, *Borehole velocity measurements and the synthetic seismogram*: Boston, MA, IHRDC, 355 p.
- BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu, 2002, *Peta Lokasi Blok CPP Provinsi Riau*, Pertamina Hulu, Unpublished.
- Bolt, B.A., 1993, *Earthquakes and Geological Discovery*, Scientific American Library, W.H. Freeman, New York, 229 pp.
- Brown, 2006, *Op.Cit*, Sukmono, S., 2001, *Seismic Attributes for Sequence Stratigraphy and Seismic Geomorphology Analysis*, Diktat Kuliah, Institut Teknologi Bandung.
- Dedy Kristanto, dan Hariyadi, 1999, *Penilaian Formasi*, Fakultas Teknik Perminyakan UPN “Veteran”, Yogyakarta.
- Eubank, R.T., and Makki, A.C., 1981, *Structural Geology of The Central Sumatra Back Arc Basin*, Proceeding Indonesian Petroleum Association, 10 Annual Convention, Jakarta.
- Eubank, R.T., and Makki, A.C., 1981, *Op.Cit*, Wibowo, R.A., 1995, *Pemodelan Termal Sub-Cekungan Aman Utara Sumatra Tengah*, Bidang Studi Ilmu Kebumihan – Program Pasca Sarjana Institut Teknologi Bandung, Unpublished.
- Goetz, J. F., Dupal, L., Bowles, J., 1979, *An investigation into discrepancies between sonic log and seismic check-shot velocities*: Australian Exploration Association Journal, v. 19, pt. 1, p. 131–141.
- Hampson, D., and Russell, B.H., 2005, *AVO Workshop*, Hampson-Russell Software Services Ltd.
- Harsono, A., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Schlumberger Oilfield Services, Jakarta.
- Heidrick, T. L., and Aulia K., 1993, *A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin*, Proceedings of the Indonesia Petroleum Association 22 Annual Convention, 285-317.
- Heidrick, T.L., and Turlington, 1997, *Tectonic Model F-2 and F-3 in Central Sumatra Basin, Internal Presentation*, PT. Caltex Pacific Indonesia, Unpublished.
- Hutabarat, Gerry. R., 2009, *Skripsi: Integrasi Inversi Seismik Dengan Atribut Amplitudo Seismik Untuk Memetakan Distribusi Reservoir Pada*

Lapangan Blackfoot, Peminatan Geofisika, Departemen Fisika, Fakultas Matematika Dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

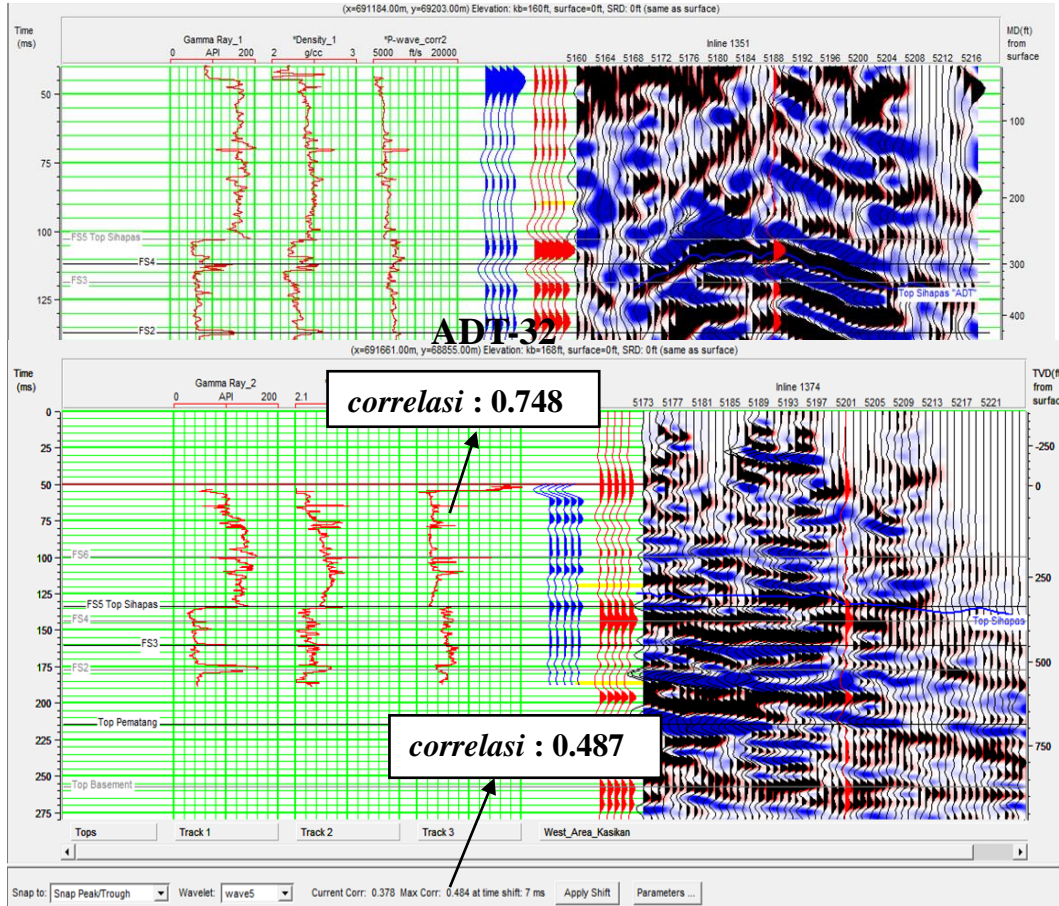
- Kelley, P.A., Mertani, B., and Williams, H.H., 1994, *Brown Shale Formation: Paleogene Lacustrine Source Rocks of Central Sumatera*, dalam *Petroleum Source Rock*, Katz, B., Editor, Springer-Verlag, 283-308.
- Krafft, 1989, *Op.Cit*, Williams, H. and McBirney, A.R., 1979, *Volcanology*, Freeman, Cooper & Co., San Francisco, California, USA.
- Kurniadi Permadi, A., 2004, *Diklat Teknik Reservoir I*, ITB, Bandung.
- Mertosono, S and Nayoan, G. A. S, 1974, *The Tertiary Basinal Area Of Central Sumatera*, IPA Annual Convention 1974.
- Putri Diah Ekowati, 2009, *Identifikasi persebaran litologi dan densitas dari Formasi Duri pada Lapangan "PDE"*, Program Studi Teknik Geofisika ITB, Jurnal Teknologi Mineral, Bandung.
- Russell, B.H., 1996, *Strata Workshop*, Hampson-Russell Software Services Ltd.
- Schultz, 1994, *Op.Cit*, Ekowati, Putri Diah, 2009, *Identifikasi persebaran litologi dan densitas dari Formasi Duri pada Lapangan "PDE"*, Program Studi Teknik Geofisika ITB, Jurnal Teknologi Mineral, Bandung.
- Shearer, P. M., 1999, *Introduction to Seismology*, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 260 pp.
- Sismanto, 2006, *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik, Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam*, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Sukmono, S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Lab. Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S., 2001, *Seismic Attributes for Sequence Stratigraphy and Seismic Geomorphology Analysis*, Diktat Kuliah, Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S., 2007, *Seismik Atribut Untuk Karakterisasi Reservoir*, Catatan Kuliah, Teknik Geofisika ITB.
- Telford, W.M., and Geldart, L.P., 1976, *Applied Geophysic*, Cambridge University Pess.
- Waluyo, 2006, *Analisa Atribut Seismik dan Inversi pada Lapangan Indah*, Universitas Indonesia, Jakarta.

- Wibowo, R.A., 1995, *Pemodelan Termal Sub-Cekungan Aman Utara Sumatra Tengah*, Bidang Studi Ilmu Kebumihan – Program Pasca Sarjana Institut Teknologi Bandung, Unpublished.
- Williams, H.H., 1985, *The Paleogene Rift Basin Source Rock of Central Sumatera*, Proceedings of IPA 14th Annual Convention, Jakarta, 1985.
- Yarmanto and Aulia, K., 1988, *The Seismic Expression of Wrench Tectonics in The Central Sumatra Basin*: IAGI Seventeenth Annual Convention, Jakarta: 35 p.
- Yarmanto, Heidrick, T.L., Indrawardana, Strong, B.L., 1995, *Tertiary Tectonostratigraphic Development of the Balam Depocenter, Central Sumatera Basin, Indonesia*, Indonesian Petroleum Association, Proceedings 24th Annual Convention, Jakarta, Vol. 1,p. 31-45.
- Yarmanto, Heidrick, T.L., and Aulia, K., 1996, *Stratigraphy of the Central Sumatra Basins*, Petroleum Geology of Indonesian Basins, Pertamina BPPKA Indonesia.
- Yilmaz, O., 1987, *Seismic Data Processing*, Tulsa: Society of Exploration Geophysicist.
- Yilmaz, O., 2001, *Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data Volume I*, Society of Exploration Geophysicists, USA.

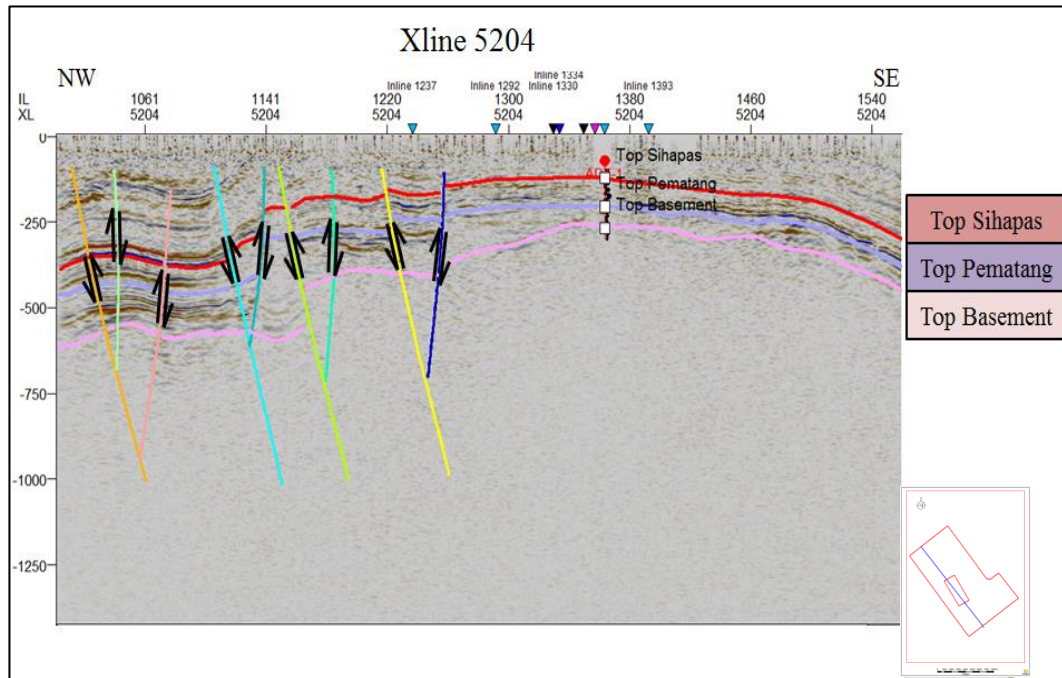
LAMPIRAN

A. Well Seismic Tie

ADT-20



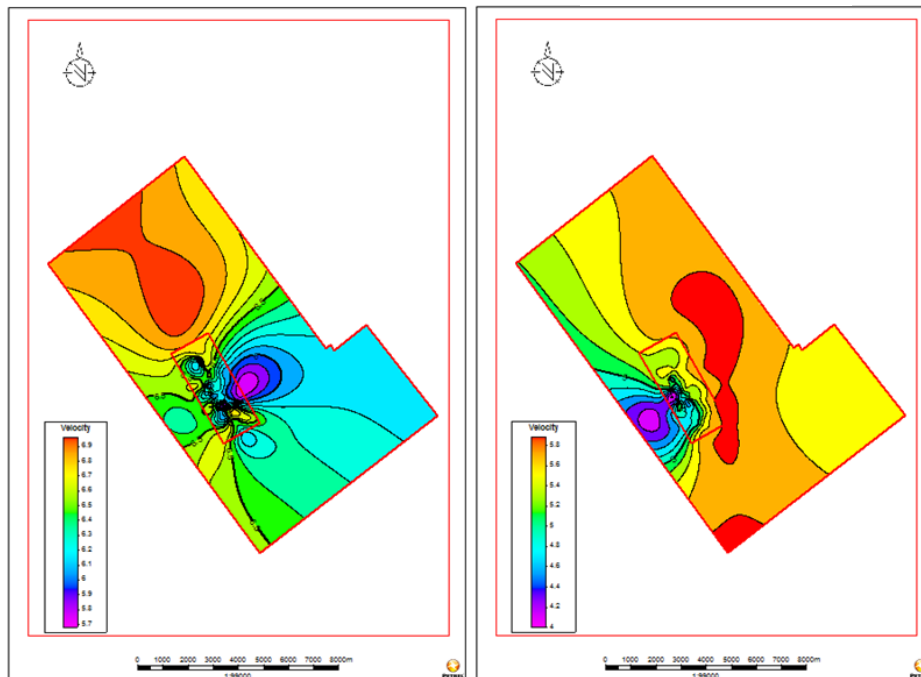
B. PICKING HORIZON



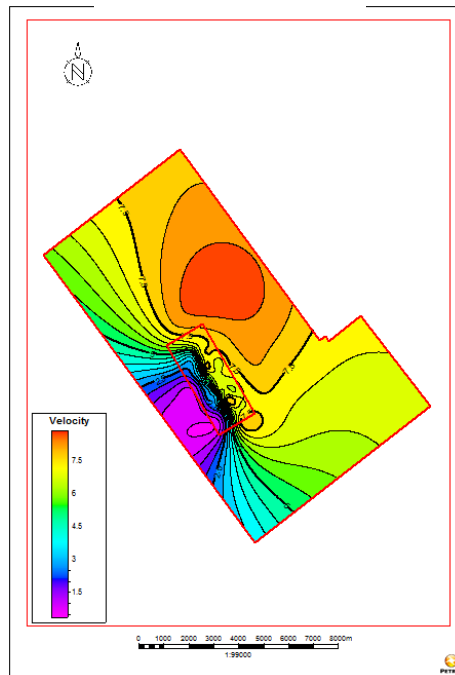
C. PETA VELOCITY

Top Sihapas

Top Pematang

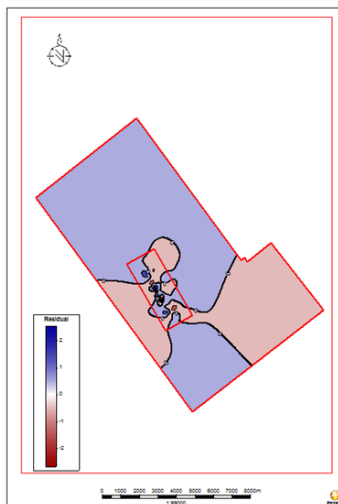


Top Basement

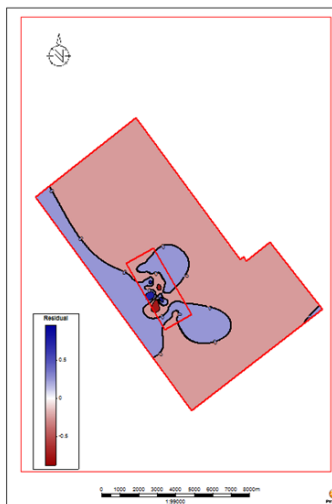


D. PETA RESIDUAL

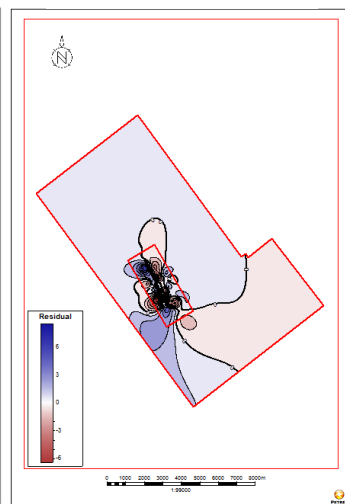
Top Sihapas



Top Pematang



Top Basement



Top Sihapas (output sheet velocity model)

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Velocity model	Velocity model							
2	User name	My Windows							
3	Project	bgt fix.pet							
4	Date	Thursday, November 13 2014 19:14:00							
5	From:	TwT [ms]							
6	To:	Z [ft]							
7	XY:	[m]							
8									
9	Top Sihapas	Well	X-value	Y-value	Z-value	Horizon after	Diff after	Corrected?	Information
10		KSK36	690564.0	70246.0	-313.41	-314.15	0.74	No	
11		KSK27	691363.0	69850.0	-363.11	-363.35	0.24	No	
12		KSK25	690274.0	70938.0	-353.16	-353.30	0.14	No	
13		KSK17	691712.0	69764.0	-405.60	-405.56	-0.04	No	
14		KSK35	690731.0	69507.0	-251.85	-252.45	0.60	No	
15		KSK03	690604.4	69726.4	-268.15	-268.91	0.76	No	
16		ADT	691165.0	70598.0	-440.32	-440.35	0.03	No	
17		KSK37	691156.1	69723.0	-314.06	-314.05	-0.01	No	
18		KSK31	691534.8	68504.8	-310.53	-310.95	0.42	No	
19		KSK04	691032.3	69932.7	-336.09	-335.43	-0.66	No	
20		ADT20	691184.0	69203.0	-256.29	-256.81	0.52	No	
21		KSK09	691803.0	68641.0	-359.86	-359.75	-0.11	No	
22		KSK18	691476.6	70181.6	-422.96	-423.00	0.04	No	
23		KSK11	690864.0	69273.0	-295.54	-294.74	-0.80	No	
24		KSK33	690795.0	69787.7	-270.49	-270.50	0.01	No	
25		KSK02	689910.1	71541.8	-416.14	-416.07	-0.07	No	
26		KSK21	690411.0	70534.0	-359.35	-359.17	-0.18	No	
27		KSK22	690724.0	69989.0	-295.01	-294.74	-0.27	No	
28		KSK12	690385.0	70121.0	-365.32	-365.38	0.06	No	
29		KSK28	691035.0	69376.0	-251.60	-252.33	0.73	No	
30		KSK24	691446.0	68732.0	-299.75	-299.64	-0.11	No	
31		KSK06	690776.0	70390.0	-366.88	-366.47	-0.41	No	
32		KSK14	692205.0	68903.0	-441.13	-441.17	0.04	No	
33		KSK07	690520.2	70848.4	-369.25	-369.40	0.15	No	
34		KSK08	690270.0	71298.0	-381.12	-381.13	0.01	No	
35		ADT32	691661.0	68855.0	-326.36	-326.59	0.23	No	
36		KSK23	690913.0	69602.0	-264.22	-263.99	-0.23	No	
37		KSK05	691266.5	69511.8	-317.92	-317.36	-0.56	No	
38		ADT-1	691533.4	69062.9	-311.67	-311.60	-0.07	No	
39		KSK29	691657.0	68238.0	-351.89	-351.68	-0.21	No	
40		KSK34	690494.6	69909.7	-331.03	-330.75	-0.28	No	
41		KSK16	692032.0	68240.0	-392.17	-392.23	0.06	No	
42		KSK15	691944.0	69329.0	-416.59	-416.54	-0.05	No	
43		KSK30	691357.0	68968.0	-282.91	-282.77	-0.14	No	

Top Pematang (output sheet velocity model)

45	Top Pematang	Well	X-value	Y-value	Z-value	Horizon after	Diff after	Corrected?	Information
46		KSK36	690564.0	70246.0	-662.08	-660.77	-1.31	No	
47		KSK27	691363.0	69850.0	-670.27	-669.94	-0.33	No	
48		KSK25	690274.0	70938.0	-655.83	-656.68	0.85	No	
49		KSK17	691712.0	69764.0	-666.16	-666.22	0.06	No	
50		KSK26	691624.0	69411.0	-655.73	-655.76	0.03	No	
51		KSK35	690731.0	69507.0	-625.12	-624.66	-0.46	No	
52		KSK03	690604.4	69726.4	-632.16	-631.83	-0.33	No	
53		ADT	691165.0	70598.0	-729.41	-729.61	0.20	No	
54		KSK37	691156.1	69723.0	-647.02	-647.21	0.19	No	
55		KSK31	691534.8	68504.8	-674.01	-673.20	-0.81	No	
56		KSK04	691032.3	69932.7	-662.22	-662.26	0.04	No	
57		ADT20	691184.0	69203.0	-560.00	-560.47	0.47	No	
58		KSK09	691803.0	68641.0	-674.75	-675.08	0.33	No	
59		KSK18	691476.6	70181.6	-695.42	-695.25	-0.17	No	
60		KSK11	690864.0	69273.0	-653.07	-653.23	0.16	No	
61		KSK33	690795.0	69787.7	-627.98	-626.79	-1.19	No	
62		KSK02	689910.1	71541.8	-787.57	-787.67	0.10	No	
63		KSK21	690411.0	70534.0	-670.69	-671.19	0.50	No	
64		KSK22	690724.0	69989.0	-606.80	-609.35	2.55	No	
65		KSK12	690385.0	70121.0	-723.87	-723.61	-0.26	No	
66		KSK28	691035.0	69376.0	-607.91	-605.47	-2.44	No	
67		KSK24	691446.0	68732.0	-614.26	-615.25	0.99	No	
68		KSK06	690776.0	70390.0	-709.54	-708.97	-0.57	No	
69		KSK14	692205.0	68903.0	-744.98	-744.82	-0.16	No	
70		KSK07	690520.2	70848.4	-713.75	-713.13	-0.62	No	
71		KSK08	690270.0	71298.0	-752.68	-752.59	-0.09	No	
72		ADT32	691661.0	68855.0	-691.29	-690.17	-1.12	No	
73		KSK23	690913.0	69602.0	-588.34	-590.00	1.66	No	
74		KSK05	691266.5	69511.8	-642.40	-642.83	0.43	No	
75		ADT-1	691533.4	69062.9	-674.91	-674.74	-0.17	No	
76		KSK29	691657.0	68238.0	-684.47	-684.63	0.16	No	
77		KSK34	690494.6	69909.7	-687.51	-687.63	0.12	No	
78		KSK16	692032.0	68240.0	-683.03	-683.06	0.03	No	
79		KSK15	691944.0	69329.0	-697.14	-697.39	0.25	No	
80		KSK30	691357.0	68968.0	-626.31	-626.00	-0.31	No	

Top Basement (*output sheet velocity model*)

Top Basement	Well	X-value	Y-value	Z-value	Horizon after	Diff after	Corrected?	Information
	KSK36	690564.0	70246.0	-835.95	-844.47	8.52	No	
	KSK27	691363.0	69850.0	-897.14	-897.34	0.20	No	
	KSK25	690274.0	70938.0	-836.34	-837.35	1.01	No	
	KSK17	691712.0	69764.0	-922.05	-922.30	0.25	No	
	KSK26	691624.0	69411.0	-858.89	-858.68	-0.21	No	
	KSK35	690731.0	69507.0	-784.64	-783.53	-1.11	No	
	KSK03	690604.4	69726.4	-786.21	-784.72	-1.49	No	
	ADT	691165.0	70598.0	-969.66	-970.92	1.26	No	
	KSK37	691156.1	69723.0	-829.26	-828.92	-0.34	No	
	KSK31	691534.8	68504.8	-851.81	-851.61	-0.20	No	
	KSK04	691032.3	69932.7	-848.40	-849.39	0.99	No	
	ADT20	691184.0	69203.0	-778.58	-781.94	3.36	No	
	KSK09	691803.0	68641.0	-815.62	-816.16	0.54	No	
	KSK18	691476.6	70181.6	-932.41	-931.63	-0.78	No	
	KSK11	690864.0	69273.0	-848.24	-842.64	-5.60	No	
	KSK33	690795.0	69787.7	-781.23	-781.50	0.27	No	
	KSK02	689910.1	71541.8	-978.37	-978.34	-0.03	No	
	KSK21	690411.0	70534.0	-899.67	-905.81	6.14	No	
	KSK22	690724.0	69989.0	-824.30	-833.64	9.34	No	
	KSK12	690385.0	70121.0	-907.99	-899.35	-8.64	No	
	KSK28	691035.0	69376.0	-777.40	-782.94	5.54	No	
	KSK24	691446.0	68732.0	-831.38	-833.04	1.66	No	
	KSK06	690776.0	70390.0	-888.01	-885.01	-3.00	No	
	KSK14	692205.0	68903.0	-961.08	-961.12	0.04	No	
	KSK07	690520.2	70848.4	-871.50	-873.33	1.83	No	
	KSK08	690270.0	71298.0	-887.20	-887.00	-0.20	No	
	ADT32	691661.0	68855.0	-872.18	-871.11	-1.07	No	
	KSK23	690913.0	69602.0	-784.18	-788.61	4.43	No	
	KSK05	691266.5	69511.8	-832.48	-831.70	-0.78	No	
	ADT-1	691533.4	69062.9	-844.51	-843.77	-0.74	No	
	KSK29	691657.0	68238.0	-874.26	-875.28	1.02	No	
	KSK34	690494.6	69909.7	-847.61	-846.40	-1.21	No	
	KSK16	692032.0	68240.0	-916.79	-915.77	-1.02	No	
	KSK15	691944.0	69329.0	-919.46	-919.69	0.23	No	
	KSK30	691357.0	68968.0	-809.95	-811.37	1.42	No	