



TUGAS AKHIR - RF141501

**ANALISIS POTENSI HIDROKARBON DENGAN APLIKASI INVERSI AI
DAN VOLUMETRIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR
SEKUNDER DALAM STUDI PENGEMBANGAN LAPANGAN
“KAPRASIDA”, BLOK “PATALA”, ENERGI MEGA PERSADA TBK**

FAHMI AULIA RAHMAN
NRP - 3712 100 001

Dosen Pembimbing

Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, MT
NIP. 19690906 199702 1001

Juan Pandu G.N.R, S.Si, MT
NIP - 19890612 201504 1003

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
Surabaya 2017

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN



TUGAS AKHIR - RF141501

**ANALISIS POTENSI HIDROKARBON DENGAN APLIKASI
INVERSI AI DAN VOLUMETRIK UNTUK KARAKTERISASI
RESERVOAR SEKUNDER DALAM STUDI PENGEMBANGAN
LAPANGAN “KAPRASIDA”, BLOK “PATALA”, ENERGI MEGA
PERSADA TBK**

FAHMI AULIA RAHMAN
NRP - 3712 100 001

Dosen Pembimbing

Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, MT
NIP. 19690906 199702 1001

Juan Pandu G.N.R, S.Si, MT
NIP - 19890612 201504 1003

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
Surabaya 2017

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN



UNDERGRADUATE THESIS - RF141501

**ANALYSIS OF HYDROCARBON POTENTIAL WITH AI
INVERSION AND VOLUMETRIC APLICATIONS FOR
SECONDARY RESERVOIR CHARACTERIZATION ON
DEVELOPMENT STUDY OF “KAPRASIDA” FIELD, “PATALA”
PSC, ENERGI MEGA PERSADA TBK**

FAHMI AULIA RAHMAN
NRP - 3712 100 001

Advisors

Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, MT
NIP. 19690906 199702 1001

Juan Pandu G.N.R, S.Si, MT
NIP - 19890612 201504 1003

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
Surabaya 2017

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

**ANALISIS POTENSI HIDROKARBON DENGAN
APLIKASI INVERSI AI DAN VOLUMETRIK UNTUK
KARAKTERISASI RESERVOAR SEKUNDER DALAM
STUDI PENGEMBANGAN LAPANGAN “KAPRASIDA”,
BLOK “PATALA”, ENERGI MEGA PERSADA TBK**

TUGAS AKHIR

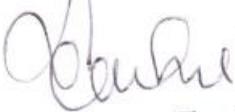
Diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan
Untuk memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Jurusan Teknik Geofisika
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

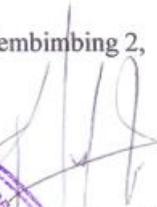
Surabaya, 20 Januari 2017

Menyetujui :

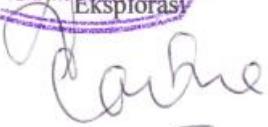
Dosen Pembimbing 1,

Dosen Pembimbing 2,


Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, MT
NIP. 19690906 199702 1001


Juan Pando G.N.R, S.Si, MT
NIP. 19890612 201504 1003




Dr. Ayi Syaeful Bahri, ST, MT
NIP. 19690906 199702 1001

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “ANALISIS POTENSI HIDROKARBON DENGAN APLIKASI INVERSI AI DAN VOLUMETRIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR SEKUNDER DALAM STUDI PENGEMBANGAN LAPANGAN “KAPRASIDA”, BLOK “PATALA”, ENERGI MEGA PERSADA TBK” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

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

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

Surabaya, 20 Januari 2017

Fahmi Aulia Rahman
Nrp 3712100001

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

ANALISIS POTENSI HIDROKARBON DENGAN APLIKASI INVERSI AI DAN VOLUMETRIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR SEKUNDER DALAM STUDI PENGEMBANGAN LAPANGAN “KAPRASIDA”, BLOK “PATALA”, ENERGI MEGA PERSADA TBK

Nama Mahasiswa : Fahmi Aulia Rahman
NRP : 3712 100 001
Jurusan : Teknik Geofisika ITS
Dosen Pembimbing : Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, MT
Juan Pandu G.N. R, S.Si, MT

ABSTRAK

Pengembangan lapangan migas masih sangat digencarkan, khususnya pada Lapangan “Kapasida”. Pada lapangan ini dilakukan studi pengembangan terhadap reservoir sekunder, yaitu pada Formasi Transisi, *Upper* Menggala, dan *Lower* Menggala. Pada lapangan ini dilakukan proses reinterpretasi terhadap patahan dan lapisan tersebut, sehingga menghasilkan peta struktur domain waktu dan domain kedalaman. Metode inversi AI, khususnya *model-based* dilakukan untuk mengetahui nilai persebaran AI terhadap volume seismik, sebagai input utama dibutuhkan data seismik dan data sumur sebagai kontrolnya. Hasil dari inversi AI memiliki korelasi terhadap parameter fisik pada reservoir, salah satunya adalah nilai porositas. Setelah mendapatkan penampang porositas, dilakukan perhitungan volumetrik dan analisis faktor risiko geologi terhadap struktur yang memiliki potensi hidrokarbon. Maksud dari penelitian ini adalah untuk melakukan reinterpretasi sehingga menghasilkan peta struktur domain waktu dan kedalaman, selain itu adalah untuk melakukan inversi AI demi karakterisasi reservoir, dan analisis struktur potensi beserta perhitungan volumetrik dan analisis faktor risiko geologinya. Setelah dilakukan inversi impedansi akustik untuk karakterisasi reservoir terhadap volume seismik Lapangan “Kapasida” dengan menggunakan sumur TG1-1, TG1-2, TG2-1, TG2-5, TG4-1, TG4-3, dan TG4-4 serta wavelet statistik dari TG4-1 didapatkan nilai persebaran volume impedansi akustik. Telah dilakukan konversi volume seismik dari volume impedansi akustik menjadi volume porositas total melalui *crossplot* hubungan kedua parameter. Pada lapisan Transisi didapatkan nilai rata-rata porositas sebesar 0,23 atau 23%. Pada lapisan *Upper* Menggala didapatkan nilai rata-rata porositas sebesar 0,18 atau 18%. Pada lapisan *Lower* Menggala didapatkan nilai rata-rata porositas sebesar 0,16 atau 16%. Setelah mendapatkan

lima struktur berpotensi minyak, dilakukan perhitungan volumetrik dan faktor risiko geologi terhadap kelima struktur. Didapatkan cadangan minyak total sebesar 5,70 MMSTB. Setelah dilakukan analisis faktor risiko geologi didapatkan nilai 0,58 untuk struktur satu, 0,49 untuk struktur dua, 0,41 untuk struktur tiga, 0,52 untuk struktur empat, dan 0,41 untuk struktur lima. Dari hasil penelitian ini diharapkan dapat memberikan struktur jebakan migas baru yang memiliki potensi untuk kegiatan pengembangan Lapangan “Kapasida”.

Kata Kunci : Pengembangan lapangan migas, Interpretasi Seismik, Inversi AI, Volumetrik, Faktor risiko geologi

ANALYSIS OF HYDROCARBON POTENTIAL WITH AI INVERSION AND VOLUMETRIC APPLICATIONS FOR SECONDARY RESERVOIR CHARACTERIZATION ON DEVELOPMENT STUDY OF “KAPRASIDA” FIELD, “PATALA” PSC, ENERGI MEGA PERSADA TBK

Name of Student : Fahmi Aulia Rahman
Student ID Number : 3712 100 001
Department : Teknik Geofisika ITS
Advisor Lecture : Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, MT
Juan Pandu G.N. R, S.Si, MT

ABSTRACT

Oil and gas field development is still on progress, especially in “Kapasida” field. Research development has been done in this field, focusing on its secondary reservoir, which are Transition Formation, Upper Menggala Formation, and Lower Menggala Formation. Reinterpretation of fault and horizon has also been done that results time structure map and depth structure map. One of the technique used is AI inversion method, especially model-based, to find out AI value to seismic volume. As a main input, seismic data and well data are needed as the controller. AI inversion results are corelated to physical parameter on reservoir, such as porosity. After getting porosity section, next step to do is calculating volumetric and analyzing geological chance factor of hydrocarbon-potential structure. The aim of this research is to reinterpret data to get time structure map and depth structure map. Besides, it also aims to characterize reservoir, analyze potential structure, calculate its volumetric, and analyze its geological chance factor. After the acoustic impedance inversion for reservoir characterization of the seismic volume, that using TG1-1, TG1-2, TG2-1, TG2-5, TG4-1, TG4-3, and TG4-4 wells and statistics wavelet of TG4-1, it resulting the value distribution of acoustic impedance volume. After getting the AI volume, volume conversion has done from acoustic impedance volume to a total porosity volume through crossplot relations between the two parameters. Transition layer obtained on an average porosity value of 0.23 or 23%. Upper Menggala layer obtained on an average porosity value of 0.18 or 18%. Lower Menggala layer obtained on an average porosity value of 0.16 or 16%. After getting five potential structure, we analyze volumetric calculation and geological chance factors to the fifth structure. Its resulting 5.70 MMSTB of total oil reserves. After the geological chance factors analysis, we obtained values of 0.58 for first structure, 0.49 for the second structure, 0.41 for the third structure, 0.52 for the fourth structure, and 0.41 for the fifth structure. The result of this research is hopefully to give a new potential trap structure to develop “Kapasida” Field.

Keyword : Oil and gas field development, Seismic interpretation, AI Inversion,
Volumetric Calculation, Geological Chance Factor Analysis

KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT karena atas rahmat-Nya laporan Tugas Akhir yang berjudul “ANALISIS POTENSI HIDROKARBON DENGAN APLIKASI INVERSI AI DAN VOLUMETRIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR SEKUNDER DALAM STUDI PENGEMBANGAN LAPANGAN “KAPRASIDA”, BLOK “PATALA”, ENERGI MEGA PERSADA TBK” ini dapat terselesaikan.

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

1. Ayah, Ibu, Kak Difa, Dek Irfan, Adelia dan semua keluarga berkat dukungan moril maupun materi selama penulis menjalani tugas akhir ini.
2. Bapak Dr. Widya Utama, DEA selaku ketua jurusan Teknik Geofisika ITS.
3. Bapak Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, MT dan Mas Juan Pandu G.N.R, S.Si, MT, selaku pembimbing di perguruan tinggi yang telah meluangkan banyak waktu untuk memberikan bimbingan dan arahan kepada penulis.
4. Mas Dhimas Arief Rahmawan C.P, S.Si, selaku pembimbing di perusahaan Energi Mega Persada TBK yang telah meluangkan banyak waktu untuk memberikan bimbingan dan arahan kepada penulis.
5. Seluruh anggota Departemen *Geoscience* Energi Mega Persada TBK, yang telah meluangkan banyak waktu untuk memberikan bimbingan dan arahan kepada penulis.
6. Seluruh dosen dan staf Departemen Teknik Geofisika ITS yang telah banyak memberikan ilmu dan membantu secara administrasi selama penulis melakukan studi di Departemen Teknik Geofisika ITS.
7. Seluruh teman-teman Teknik Geofisika ITS angkatan 2012, atas semangat dan dukungannya.
8. Seluruh teman-teman anggota Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ITS, atas semangat dan dukungannya.
9. Semua pihak yang telah membantu yang tidak dapat dituliskan satu per satu.

Penulis menyadari bahwa penulisan dan hasil tugas akhir ini masih banyak kekurangan. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Surabaya, 20 Januari 2017

Fahmi Aulia Rahman

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	vii
PERNYATAAN KEASLIAN	ix
ABSTRAK.....	xi
ABSTRACT	xiii
KATA PENGANTAR	xv
DAFTAR ISI	xvii
DAFTAR GAMBAR.....	xxi
DAFTAR TABEL	xxvii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Perumusan Masalah.....	2
1.3. Batasan Masalah.....	2
1.4. Maksud dan Tujuan Penelitian	2
1.5. Manfaat Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Geologi Regional.....	5
2.1.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah	5
2.1.1.1 Stratigrafi Regional	5
2.1.1.2 Struktur Geologi Regional.....	8
2.1.2 Petroleum System Blok “PATALA”	11
2.1.3 Lapangan “KAPRASIDA”	13
2.2 Teori Dasar Seismik Refleksi	14
2.2.1 Gelombang	14
2.2.2 Hukum Snell	16
2.2.3 Tampilan Gelombang pada Data Seismik	17

2.2.4 Impedansi Akustik	17
2.2.5 Koefisien Refleksi (RC)	18
2.2.6 Kecepatan Gelombang Seismik	19
2.2.7 Waktu Tempuh Gelombang Refleksi	20
2.2.8 Wavelet.....	21
2.2.9 Noise.....	22
2.2.10 Prinsip Huygen	23
2.2.11 Difraksi	24
2.2.12 Aliasing.....	24
2.3 Data Sumur	25
2.3.1 Log Listrik	26
2.3.1.1 Log Spontaneous Potensial (SP)	27
2.3.1.2 Log Resistivitas	28
2.3.2 Log Radioaktif.....	33
2.3.2.1 Log Gamma Ray (GR).....	33
2.3.2.2 Log Densitas	34
2.3.2.3 Log Neutron	36
2.3.3 Log Caliper	37
2.3.4 Log Sonic.....	38
2.4 Interpretasi Seismik	40
2.4.1 Well to Seismic Tie	40
2.4.2 Interpretasi Sesar	41
2.4.3 Interpretasi Horizon.....	43
2.4.4 Time to Depth Conversion.....	44
2.4.5 Seismik Atribut.....	44
2.4.6 Inversi Seismik (Basis Model)	46
2.4.7 Volumetrik Struktur.....	48

2.4.8	Faktor Risiko Geologi (Geological Chance Factor).....	49
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		51
3.1	Peralatan	51
3.2	Metodologi Penelitian	51
3.3	Data	52
BAB IV PENGOLAHAN DATA DAN PEMBAHASAN.....		59
4.1	Persiapan Data.....	59
4.2	Analisis Zona Target Berpotensi pada Data Sumur.....	60
4.3	Well to Seismic Tie	63
4.4	Interpretasi Patahan	72
4.5	Interpretasi Lapisan	74
4.6	Pemetaan Struktur Domain Waktu	83
4.7	Time to Depth Conversion dan Pembuatan Peta Struktur Domain Kedalaman.....	91
4.8	Pembuatan Model Inisial (Frekuensi Rendah)	110
4.9	Inversi AI.....	121
4.10	Crossplot AI dengan Porositas Total	130
4.11	Pembuatan Volume Porositas dan Pembuatan Peta Porositas	132
4.12	Analisis Struktur Berpotensi Hidrokarbon	140
4.13	Analisis Volumetrik	151
4.14	Analisis Faktor Risiko Geologi	156
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		159
5.1.	Kesimpulan.....	159
5.2.	Saran.....	159
DAFTAR PUSTAKA		161
PROFIL PENULIS		163

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Kolom Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah (Eubank & Makki, 1981 dalam Heidrick & Aulia, 1993)	8
Gambar 2.2 Perkembangan Tektonostratigrafi Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick & Aulia, 1993).....	10
Gambar 2.3 Elemen Tektonik Blok “Patala” (EMP, 2008)	12
Gambar 2.4 Kolom Stratigrafi pada Blok “Patala” (EMP, 2008)	13
Gambar 2.5 Lokasi dan Jalur Migrasi pada Lapangan “Kaprasaida” (EMP, 2008).....	14
Gambar 2.6 Gelombang P dan Gelombang S (Schlumberger Course, 2010) ...	16
Gambar 2.7 Aplikasi Hukum Snell pada Refleksi dan Refraksi (Interpretasi Seismik Geologi ITB, 2002).....	16
Gambar 2.8 Tampilan Gelombang pada Data Seismik (Schlumberger Course, 2010).....	17
Gambar 2.9 Mekanisme Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi (Alistair R. Brown, 2010).....	18
Gambar 2.10 Relasi Litologi dengan Koefisien Refleksi (Sigit Sukmono, 2005)	19
Gambar 2.11 Hubungan Kecepatan Gelombang Seismik dengan Litologi (Interpretasi Seismik Geologi ITB, 2002)	20
Gambar 2.12 Simulasi Tempuh Gelombang Refleksi (Interpretasi Seismik Geologi ITB, 2002).....	20
Gambar 2.13 Jenis Wavelet pada data seismik (Abdullah, 2007).....	22
Gambar 2.14 Contoh Noise Koheren dan Noise Inkoheren (Interpretasi Seismik Geologi ITB, 2002).....	23
Gambar 2.15 Prinsip Huygen (Interpretasi Seismik Geologi ITB, 2002).....	23
Gambar 2.16 Difraksi Gelombang (Interpretasi Seismik Geologi ITB, 2002) .	24
Gambar 2.17 Hubungan antara Frekuensi dan Sampling Rate (Interpretasi Seismik Geologi ITB, 2002).....	25
Gambar 2.18 Skema Diagram Pengaturan Wireline Logging (Harsono, 1997)	26
Gambar 2.19 Karakteristik Log SP (Heeremans, 2015)	27
Gambar 2.20 Prinsip Kerja Alat Laterolog (IODP, 2014)	29
Gambar 2.21 Prinsip Kerja Alat Induksi (geohazard, 2015).....	30
Gambar 2.22 Kontras Karakteristik Resolusi Lapisan dari Alat Resistivitas dan Aplikasi litologinya (Rider, 1996)	31

Gambar 2.23 Format Log Resistivitas (1) Kombinasi Dual Laterolog; (2) Induction, Kombinasi Spherically Focused Log (rider, 1996)	32
Gambar 2.24 Profil Sumur Bor Terinvasi Lumpur (Petroleart, 2015).....	33
Gambar 2.25 Respon Log Gamma Ray Terhadap Litologi (KGS, 2003)	34
Gambar 2.26 Respon Log Densitas Terhadap litologi (Pandey, 2014)	36
Gambar 2.27 Respon Log Neutron di Berbagai Litologi (KGS, 2003).....	37
Gambar 2.28 Respon Log Caliper terhadap Beberapa Litologi (Pandey, 2014)	38
Gambar 2.29 Sistem BHC (Harsono, 1997).....	39
Gambar 2.30 Contoh Log Sonic (Pandey, 2014).....	40
Gambar 2.31 Contoh Well to Seismic Tie (Abdullah, 2008)	41
Gambar 2.32 Visualisasi Bidang Sesar (Yofan, 2012).....	42
Gambar 2.32 Contoh interpretasi horizon pada data seismik (Heritage Oil, 2014)	44
Gambar 2.33 Komponen Seismik Atribut (Abdullah, 2007).....	45
Gambar 2.34 Pengelompokan Atribut Seismik (Brown, 2000).....	46
Gambar 2.35 Konsep Dasar Inversi Seismik (Abdullah, 2007)	47
Gambar 3.1 Diagram Alir untuk Karakterisasi Reservoir dan Penentuan Daerah Potensi	52
Gambar 3.2 Data Seismik 3D PSTM Wilayah Lapangan “Kapasida”	53
Gambar 3.3 Bentangan Inline 1535 Data Seismik Wilayah Lapangan “Kapasida”	54
Gambar 3.4 Bentangan Xline 555 Data Seismik Wilayah Lapangan “Kapasida”	55
Gambar 4.1 Input data Sumur pada Perangkat Lunak Hampson-Russell.....	59
Gambar 4.2 Input data Sumur dan Seismik pada Perangkat Lunak Petrel	60
Gambar 4.3 Analisis zona Target pada Formasi Transisi.....	61
Gambar 4.4 Analisis zona Target pada Formasi Upper Menggala dan Lower Menggala.....	62
Gambar 4.5 Hubungan waktu dan kedalaman dari data Checkshot	64
Gambar 4.6 Karakteristik wavelet yang digunakan untuk proses Well to seismic tie.....	65
Gambar 4.7 Korelasi data Sumur TG1-1 dengan data seismik.....	66
Gambar 4.8 Korelasi data Sumur TG1-2 dengan data seismik.....	67
Gambar 4.9 Korelasi data Sumur TG2-1 dengan data seismik.....	67
Gambar 4.10 Korelasi data Sumur TG2-3 dengan data seismik.....	68
Gambar 4.11 Korelasi data Sumur TG2-5 dengan data seismik.....	68

Gambar 4.12 Korelasi data Sumur TG2-7 dengan data seismik	69
Gambar 4.13 Korelasi data Sumur TG2-8 dengan data seismik	69
Gambar 4.14 Korelasi data Sumur TG4-1 dengan data seismik	70
Gambar 4.15 Korelasi data Sumur TG4-2 dengan data seismik	70
Gambar 4.16 Korelasi data Sumur TG4-3 dengan data seismik	71
Gambar 4.17 Korelasi data Sumur TG4-4 dengan data seismik	71
Gambar 4.18 Patahan Major yang terletak sekitar daerah studi.....	72
Gambar 4.19 Interpretasi patahan pada inline 1565 (A), dan Interpretasi patahan menggunakan bantuan atribut seismik variance pada inline 1565 (B)	74
Gambar 4.20 Interpretasi lapisan pada inline 1565 (A), Interpretasi lapisan menggunakan bantuan atribut fase pada inline 1565 (B), dan Contoh detail pemanfaatan atribut fase pada interpretasi lapisan Upper Sihapas dan Lower Sihapas daerah sekitar sumur TG1-2 (C).....	77
Gambar 4.21 Hasil Interpretasi seismik pada Lapisan Transisi	78
Gambar 4.22 Hasil interpretasi seismik pada lapisan Upper Menggala.....	79
Gambar 4.23 Hasil interpretasi seismik pada lapisan Lower Menggala	80
Gambar 4.24 Bentangan seismik inline 1545 yang menunjukkan lokasi Onlap Basement terhadap lapisan Upper dan Lower Menggala.....	82
Gambar 4.25 Hasil pemetaan struktur domain waktu pada lapisan Transisi (A) dan Histogram persebaran data domain waktu lapisan Transisi (B).....	86
Gambar 4.26 Hasil pemetaan struktur domain waktu pada lapisan Upper Menggala (A) dan Histogram persebaran data domain waktu lapisan Upper Menggala (B).....	88
Gambar 4.27 Hasil pemetaan struktur domain waktu pada lapisan Lower Menggala (A) dan Histogram persebaran data domain waktu lapisan Lower Menggala (B).....	90
Gambar 4.28 Regresi linier hubungan domain waktu dan kedalaman dari data Checkshot pada lapisan Transisi.....	92
Gambar 4.29 Regresi linier hubungan domain waktu dan kedalaman dari data Checkshot pada lapisan Upper Menggala.....	93
Gambar 4.30 Regresi linier hubungan domain waktu dan kedalaman dari data Checkshot pada lapisan Lower Menggala	93
Gambar 4.31 Koreksi residual terhadap tops formasi masing-masing lapisan dan sumur	94
Gambar 4.32 Peta struktur domain waktu Lapisan Transisi	96
Gambar 4.33 Peta struktur domain kedalaman hasil regresi linier Lapisan Transisi	97

Gambar 4.34 Peta residual kedalaman terhadap tops formasi sumur Lapisan Transisi.....	98
Gambar 4.35 Peta struktur domain kedalaman Lapisan Transisi	99
Gambar 4.36 Peta struktur domain waktu Lapisan Upper Menggala.....	101
Gambar 4.37 Peta struktur domain kedalaman hasil regresi linier Lapisan Upper Menggala.....	102
Gambar 4.38 Peta residual kedalaman terhadap tops formasi sumur Lapisan Upper Menggala	103
Gambar 4.39 Peta struktur domain kedalaman Lapisan Upper Menggala	104
Gambar 4.40 Peta struktur domain waktu Lapisan Lower Menggala	106
Gambar 4.41 Peta struktur domain kedalaman hasil regresi linier Lapisan Lower Menggala	107
Gambar 4.42 Peta residual kedalaman terhadap tops formasi sumur Lapisan Lower Menggala	108
Gambar 4.39 Peta struktur domain kedalaman Lapisan Lower Menggala	109
Gambar 4.40 penerapan filter frekuensi pada proses pembuatan model inisial	110
Gambar 4.41 Karakteristik input data pada proses pembuatan model inisial ..	111
Gambar 4.42 Model wavelet yang digunakan dalam proses inversi	112
Gambar 4.43 Model inisial pada wilayah TG1 atau inline 1536	113
Gambar 4.44 Model inisial pada wilayah TG2 atau inline 1491	114
Gambar 4.45 Model inisial pada wilayah TG4 atau inline 1633	115
Gambar 4.46 Analisis tes parameter pada sumur TG1-1.....	118
Gambar 4.47 Analisis tes parameter pada sumur TG2-5.....	119
Gambar 4.48 Analisis tes parameter pada sumur TG4-1.....	120
Gambar 4.49 Hasil Inversi AI pada wilayah TG1 atau inline 1536	122
Gambar 4.50 Hasil Inversi AI pada wilayah TG2 atau inline 1491	123
Gambar 4.51 Hasil Inversi AI pada wilayah TG4 atau inline 1633	124
Gambar 4.52 Overlay peta struktur dengan hasil slicing inversi AI pada formasi Transisi + 5 ms	126
Gambar 4.53 Overlay peta struktur dengan hasil slicing inversi AI pada formasi Upper Menggala + 5 ms	127
Gambar 4.54 Overlay peta struktur dengan hasil slicing inversi AI pada formasi Lower Menggala + 5 ms.....	128
Gambar 4.55 Crossplot antara data hasil inversi dengan data sesungguhnya untuk mendapatkan nilai korelasi	129

Gambar 4.56 Crossplot nilai Impedansi akustik dengan Porositas total setiap sumur untuk menemukan hubungan nilai AI dengan Porositas	131
Gambar 4.57 Hasil perhitungan volume porositas pada wilayah TG1 atau inline 1536	133
Gambar 4.58 Hasil perhitungan volume porositas pada wilayah TG2 atau inline 1491	134
Gambar 4.59 Hasil perhitungan volume porositas pada wilayah TG4 atau inline 1633	135
Gambar 4.60 Overlay peta struktur dengan hasil slicing volume porositas pada formasi Transisi + 5 ms	137
Gambar 4.61 Overlay peta struktur dengan hasil slicing volume poro sitas pada formasi Upper Menggala + 5 ms	138
Gambar 4.62 Overlay peta struktur dengan hasil slicing volume porositas pada formasi Lower Menggala + 5 ms	139
Gambar 4.63 Analisis struktural pada Potensi 1 pada bentangan inline 1445 dan peta struktur Upper Menggala	142
Gambar 4.64 Analisis struktural pada Potensi 2 pada bentangan inline 1495 dan peta struktur Upper Menggala	143
Gambar 4.65 Analisis struktural pada Potensi 3 pada bentangan inline 1620 dan peta struktur Transisi	144
Gambar 4.66 Analisis struktural pada Potensi 4 pada bentangan inline 1645 dan peta struktur Upper Menggala	145
Gambar 4.67 Analisis struktural pada Potensi 5 pada bentangan inline 1475 dan peta struktur Transisi	146
Gambar 4.68 Crossplot antara Vp dan AI dengan color key Gamma Ray untuk memisahkan litologi Batu Pasir dan Lempung (cutoff 125 API) pada lapisan Transisi	147
Gambar 4.69 Crossplot antara Vp dan AI dengan color key Pseudo density untuk memisahkan litologi Batu Pasir dan Lempung (cutoff 2,3925e+6) pada lapisan Transisi	147
Gambar 4.70 Crossplot antara Vp dan AI dengan color key Gamma Ray untuk memisahkan litologi Batu Pasir dan Lempung (cutoff 125 API) pada lapisan Upper Menggala	148
Gambar 4.71 Crossplot antara Vp dan AI dengan color key Pseudo density untuk memisahkan litologi Batu Pasir dan Lempung (cutoff 2,43e+6) pada lapisan Upper Menggala	148

Gambar 4.72 Peta fasies litologi batu pasir dan lempung formasi Transisi (Kuning = 100% Batupasir, Hijau = Selingan Batu Pasir - Batu Lempung) ..	149
Gambar 4.73 Peta fasies litologi batu pasir dan lempung formasi Upper Menggala (Kuning = 100% Batupasir, Hijau = Selingan Batu Pasir - Batu Lempung)	149
Gambar 4.74 Referensi data sumur potensi 1	152
Gambar 4.75 Referensi data sumur potensi 2	152
Gambar 4.76 Referensi data sumur potensi 3	153
Gambar 4.77 Referensi data sumur potensi 4	154
Gambar 4.78 Referensi data sumur potensi 5	154

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Variasi harga densitas batuan dengan kandungan fluida tertentu dari beberapa lapangan minyak bumi (Harsono, 1997)	35
Tabel 2.2 Macam-macam Tipe Sesar (Sheriff, 1995)	43
Tabel 3.1 Spesifikasi Data Sumur yang Digunakan	56
Tabel 4.1 Nilai hasil korelasi masing-masing sumur	65
Tabel 4.2 Hasil perhitungan volumetrik masing-masing potensi hidrokarbon	155
Tabel 4.3 Hasil perhitungan faktor risiko geologi masing-masing potensi hidrokarbon.....	156

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Kegiatan pencarian cadangan hidrokarbon untuk pengembangan lapangan minyak dan gas bumi masih digencarkan. Salah satu alasan hal ini digencarkan adalah masih ada sumber hidrokarbon dalam blok migas yang perlu dieksplorasi lebih mendalam. Salah satu caranya adalah mengkaji reservoir sekunder pada blok tersebut. Oleh karena itu, diperlukan kegiatan eksplorasi dan pengembangan pada lokasi target reservoir sekunder.

Kegiatan eksplorasi pencarian cadangan hidrokarbon baru memerlukan berbagai usaha serta risiko yang tidak kecil. Kegiatan ini diawali dengan melakukan aktivitas seismik berserta kajiannya, pemboran eksplorasi beserta pengujiannya, serta pembuktian besaran cadangan hidrokarbonnya. Risiko yang ditimbulkan akibat ketidakpastian dalam tahapan eksplorasi ini cukup tinggi tergantung pada sistem hidrokarbon (*petroleum system*) yang ada di wilayah eksplorasi tersebut. Untuk itulah kajian dalam tahapan eksplorasi sangat krusial dan menjadi sangat penting dalam proses pencarian cadangan hidrokarbon. Tahapan yang paling krusial adalah dalam tahap interpretasi seismik.

Penentuan keputusan pengembangan lapangan, khususnya dalam kajian seismik tidaklah mudah, diperlukan suatu proses reinterpretasi terhadap data seismik tersebut, atau bahkan reprocessing jika diperlukan. Reinterpretasi dilakukan untuk menemukan event seismik yang sebelumnya tidak menjadi tujuan interpretasi. Pada proses pengembangan, interpretasi dilakukan lebih detil dan dengan metode yang lebih mendalam. Proses pengembangan biasanya ditunjang dengan data yang sudah lebih lengkap, contohnya sumur-sumur pengembangan di lokasi lapangan tersebut. Pada reinterpretasi dihasilkan peta struktur yang lebih detil karena telah ditunjang dengan resolusi vertikal yang lebih baik (sumur pengembangan). Selain itu, seismik atribut juga diperlukan untuk melihat event seismik yang tidak dapat terlihat sebelumnya. Metode atribut juga banyak membantu dalam interpretasi data seismik itu sendiri.

Pada tahap pengembangan, metode inversi khususnya inversi impedansi akustik menjadi metode yang dapat diandalkan dalam karakterisasi reservoir. Metode ini bertujuan untuk membandingkan hasil inversi yang diharapkan menyerupai seismik aslinya. Dengan metode inversi ini, khususnya model-based AI inversion dapat dilakukan karakterisasi reservoir seperti volume porositas untuk mengetahui persebaran porositas pada zona target. Inversi model-based dapat dipercaya dan relatif lebih efisien untuk kasus ini.

Setelah mendapatkan daerah potensi baru yang biasanya ditandai dengan adanya struktur, interpreter dituntut untuk mengetahui kondisi yang dapat merepresentasikan isi dari struktur tersebut, seperti volume struktur atau bahkan kontak fluida pada struktur tersebut yang mungkin ada. Pada akhirnya jumlah

resource hidrokarbon yang diperkirakan pada struktur menjadi acuan kebijakan selanjutnya apakah potensi tersebut dapat dikatakan layak atau tidak.

Ketika operator minyak dan gas bumi (hidrokarbon) dapat memaksimalkan metode ini untuk kegiatan pengembangannya, kemungkinan besar potensi baru akan ditemukan seiring dengan intensitas usaha-usaha ini. Oleh karena itu dibutuhkan seorang interpreter yang mahir dan berpengalaman dalam bidang ini demi meningkatkan kemungkinan untuk menemukan daerah potensi baru.

1.2. Perumusan Masalah

Penelitian ini mengacu pada beberapa masalah yang timbul dari subab latar belakang sebelumnya, rumusan masalahnya adalah:

1. Bagaimana cara dan hasil reinterpretasi pada lapangan “Kapasida” hingga menghasilkan peta struktur domain waktu dan kedalaman?
2. Bagaimana cara dan hasil metode inversi impedansi akustik dalam karakterisasi reservoir demi menemukan struktur potensi hidrokarbon baru?
3. Bagaimana cara dan hasil perhitungan volumetrik serta *geological chance factor* pada struktur yang dianggap berpotensi?

1.3. Batasan Masalah

Tugas akhir ini membahas analisis karakterisasi reservoir, dilakukan dengan beberapa pembatasan masalah sebagai berikut:

1. Analisis zona target dibatasi hanya pada formasi yang dianggap berpotensi baru, yaitu Formasi Transisi, Formasi Upper Menggala, dan Formasi Lower Menggala, serta zona diantaranya.
2. Penelitian menggunakan data log, data seismik, data checkshot, data regional geologi, data tes pengeboran, dan data laporan masing-masing sumur.
3. Atribut yang digunakan pada studi ini adalah atribut Variance dan Fase.
4. Inversi Impedansi Akustik dilakukan sesuai zona target dengan parameter yang sesuai.
5. Referensi nilai persebaran porositas didapatkan dari nilai inversi impedansi akustik dan data sumur sekitar.

1.4. Maksud dan Tujuan Penelitian

Berdasarkan permasalahan yang telah diungkapkan di atas, maksud dan tujuan studi ini adalah untuk mendapatkan hasil analisis volumetrik serta

geological chance factor pada suatu struktur perangkap hidrokarbon yang memiliki potensi pada zona lapisan antara Formasi Transisi hingga Lower Menggala. Potensi tersebut dikontrol oleh faktor interpretasi pemetaan (patahan dan horizon), ekstraksi atribut (*Variance* dan fase), inversi impedansi akustik (*Model-Based*), dan nilai persebaran porositas di daerah target (Bereferensi dari hasil inversi impedansi akustik dan sumur sekitar).

1.5. Manfaat Penelitian

Manfaat utama dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Pengaplikasian reinterpretasi pada lapangan “Kaprasida” hingga menghasilkan peta struktur domain waktu dan kedalaman.
2. Pengaplikasian metode inversi impedansi akustik dalam karakterisasi reservoir demi menemukan struktur berpotensi hidrokarbon baru.
3. Pengaplikasian perhitungan volumetrik dan *geological chance factor* pada struktur yang dianggap berpotensi.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional

2.1.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah

2.1.1.1 Stratigrafi Regional

Secara umum, stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah tersusun atas beberapa unit formasi, mulai dari paling tua adalah batuan dasar (*basement*), Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Telisa, Formasi Petani, dan Formasi Minas.

1. Batuan Dasar (*Basement*)

Batuan dasar berumur Pra Tersier ini berfungsi sebagai landasan Cekungan Sumatera Tengah, yang dapat dibagi menjadi 3 kelompok utama dengan kedudukan hampir paralel berarah NNW-NW, yaitu :

Mallaca Terrane

Terdiri dari kuarsit, batugamping kristalin, sekis dan serpih, yang berumur 295 Ma, 112-122 Ma, dan 150 Ma; yang diintrusi oleh pluton granodioritik dan granitik berumur Jura. Kelompok ini dijumpai pada dataran pantai bagian timur dan timur laut Cekungan Sumatera Tengah.

Mutus Assemblage (Kelompok Mutus)

Merupakan zona *suture* yang memisahkan *Quartzite Terrane* dan *Deep-Water Assemblage*. Kumpulan Mutus ini terletak di sebelah barat daya dari dataran pantai dan terdiri dari batuan ofiolit dan sedimen laut dalam.

Graywacke Terrane

Kelompok ini terletak di bagian barat daya dari Kelompok Mutus yang tersusun atas *graywacke*, *pebbly-mudstone*, dan kuarsit.

2. Kelompok Pematang

Kelompok Pematang merupakan batuan induk sumber hidrokarbon utama bagi perangkap-perangkap minyak bumi yang ada pada Cekungan Sumatera Tengah dan merupakan lapisan sedimen tertua berumur Eo-Oligosen (24-65 jtl). Sedimen *sin-rift* Formasi Pematang ini diendapkan secara tidak selaras pada *half graben* yang berarah utara-selatan dan terdiri dari sedimen kipas aluvial, sungai, delta, dan danau.

Menurut Heidrick & Aulia (1993), dengan ditemukannya fosil *ostracods*, *fresh water gastropods*, *spores*, *pollen*, *dinoflagellates*, *algae*, dan *fern debris*

pada contoh batuan inti dan *cutting* di semua palung utama, serta dengan tidak hadirnya sama sekali foraminifera memberikan indikasi lingkungan pengendapan *non-marine* pada suasana lembab dan tropis. Batuan yang mendominasi adalah fanglomerat, konglomerat, batupasir, batulanau, batulumpur, batulempung, dan serpih.

Kelompok Pematang dibagi ke dalam 3 formasi, mulai dari yang tertua adalah:

Formasi *Lower Red Bed*, terdiri dari batulempung, batulanau, batupasir arkose, dan konglomerat yang diendapkan pada lingkungan darat dengan sistem pengendapan kipas aluvial dan berubah secara lateral menjadi lingkungan sungai dan danau. Formasi ini memiliki ketebalan sekitar 3000 m.

Formasi *Brown Shale*, terdiri dari serpih berlaminasi baik, warna coklat sampai hitam dan kaya akan material organik yang mengindikasikan lingkungan pengendapan danau dengan kondisi air yang tenang. Formasi dengan ketebalan lebih dari 600 kaki ini diyakini sebagai penghasil minyak dan gas bumi yang terdapat di Cekungan Sumatera Tengah.

Formasi *Upper Red Bed*, terdiri dari batupasir, konglomerat dan serpih merah kehijauan yang diendapkan pada lingkungan lakustrin.

3. Kelompok Sihapas

Kelompok Sihapas diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Pematang. Unit-unit sedimennya merupakan sekuen transgresi hasil perubahan dari lingkungan darat menjadi *fluvio-deltaic*.

Kelompok Sihapas dibagi ke dalam 4 formasi berurutan dari tua ke muda adalah sebagai berikut:

Formasi Menggala, terdiri atas batupasir halus-kasar yang bersifat konglomeratan dengan lingkungan pengendapan *braided river-non-marine*. Formasi ini diperkirakan berumur Miosen Bawah (N4) yang diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang dan memiliki ketebalan sekitar 1800 kaki (Dawson, *et. al.*, 1997).

Formasi Bangko, dengan litologi berupa serpih abu-abu gampingan berseling dengan batupasir halus-sedang yang diendapkan pada lingkungan *estuarine*. Formasi ini berumur Miosen Bawah (N5) yang diendapkan selaras di atas Formasi Menggala dan memiliki ketebalan sekitar 300 kaki (Dawson, *et. al.*, 1997).

Formasi Bekasap, dengan litologi batupasir dengan kandungan glaukonit di bagian atasnya serta sisipan serpih, batugamping tipis dan lapisan batubara yang diendapkan pada lingkungan *estuarine, intertidal, inner-outer neritic*. Formasi ini berumur Miosen Bawah (N6) yang diendapkan selaras di atas Formasi Bangko dengan tebal mencapai 1300 kaki (Dawson, *et. al.*, 1997).

Formasi Duri, berupa batupasir berukuran halus-sedang berseling dengan serpih dan sedikit batugamping dengan tebal mencapai 900 kaki. Formasi ini berumur Miosen Bawah (N7-N8) yang diendapkan selaras di atas Formasi Bekasap dengan lingkungan pengendapan *barrier bar complex* dan *delta front* (Dawson, *et. al.*, 1997).

4. Formasi Telisa

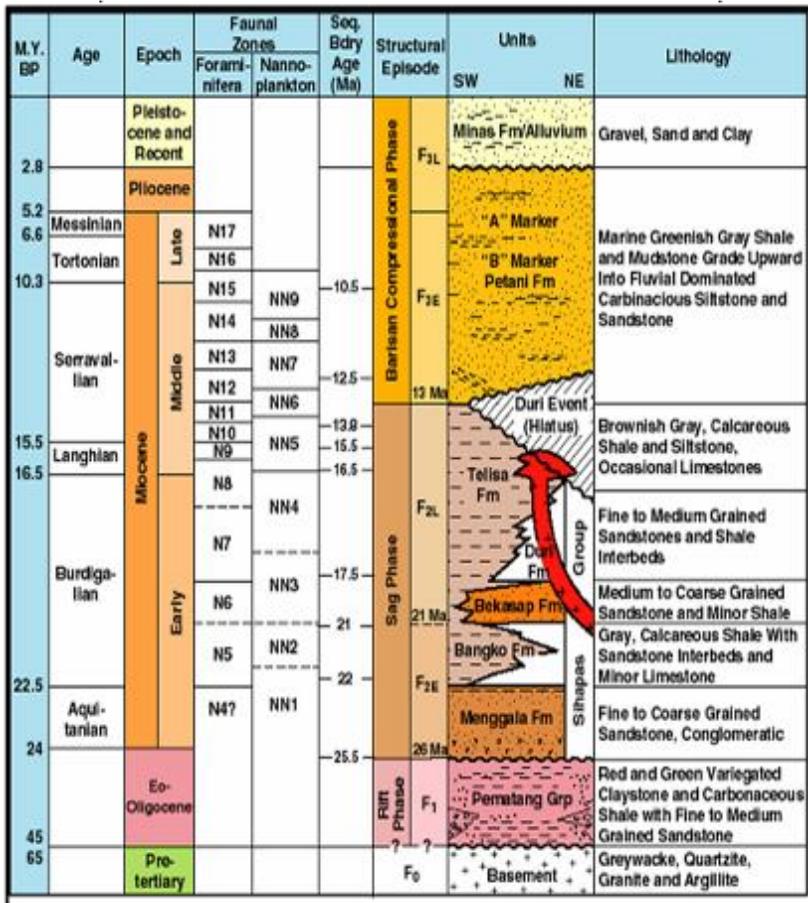
Formasi ini berumur Miosen Bawah-Tengah (N6-N11) dan mempunyai hubungan menjemari dengan Formasi Bekasap di sebelah barat daya dan dengan Formasi Duri di sebelah timur laut (Yarmanto & Aulia, 1998). Formasi ini terdiri dari suksesi batuan sedimen yang didominasi oleh serpih dengan sisipan batulanau gampingan. Lingkungan pengendapannya mulai dari *neritic* sampai *non marine* dengan ketebalan mencapai 1600 kaki (Dawson, *et. al.*, 1997).

5. Formasi Petani

Formasi ini berumur Miosen Tengah - Pliosen Bawah (N9-N21) dan diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Telisa. Formasi ini terdiri dari sekuen monoton serpih-*mudstone* dan berisi interkalasi batupasir minor dan batulanau dimana semakin ke atas menunjukkan lingkungan pengendapan yang semakin dangkal yaitu dari laut menjadi daerah payau. Ketebalan formasi ini mencapai 6000 kaki (Dawson, *et. al.*, 1997) dan merupakan awal dari fase regresi yang menunjukkan akhir dari periode panjang transgresi di Cekungan Sumatera Tengah.

6. Formasi Minas

Formasi ini merupakan endapan Kuartar yang diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Petani. Litologinya terdiri dari lapisan-lapisan tipis konglomerat, pasir kuarsa, pasir lepas, kerikil, dan lempung yang merupakan endapan fluvial-aluvial dari zaman Pleistosen hingga saat ini.



Gambar 2.1 Kolom Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah (Eubank & Makki, 1981 dalam Heidrick & Aulia, 1993)

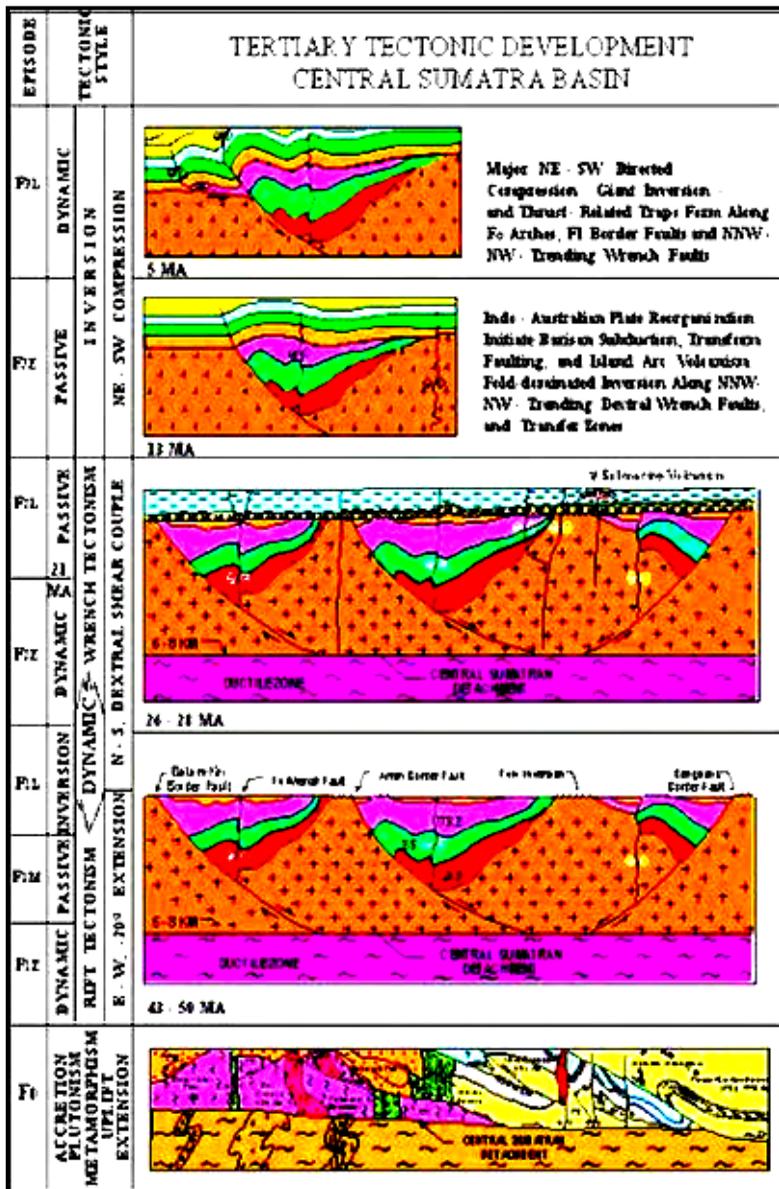
2.1.1.2 Struktur Geologi Regional

Adanya pergerakan berupa tumbukan antara Lempeng Asia dengan Lempeng Samudra Hindia menyebabkan terbentuknya struktur geologi di Cekungan Sumatera Tengah. Posisi tumbukan yang menyudut menimbulkan *dextral wrenching stress* yang kuat, sehingga struktur yang banyak dijumpai di Cekungan Sumatera Tengah memiliki karakteristik *wrench tectonic*, seperti sesar besar bersudut, *upthrust* dan *flower structure* yang dicirikan oleh blok-blok patahan berupa rangkaian *horst* dan *graben* yang berorientasi utara-selatan. Di

samping itu juga terjadi peleburan pada zona benioff yang berada di lapisan mantel, peleburan zona benioff ini menghasilkan magma diapir dengan konveksi panas yang naik ke atas. Hal ini terjadi karena penipisan lempeng benua yang bertindak sebagai landasan Cekungan Sumatera Tengah.

Ada dua pola struktur utama yang terdapat pada Cekungan Sumatera Tengah, yaitu pola-pola tua berumur Paleogen yang cenderung berarah utara-selatan (N-S) dan pola-pola muda berumur Neogen Akhir yang berarah barat laut-tenggara (NW-SW) (Eubank & Makki, 1981). Menurut Heidrick & Aulia (1993), perkembangan tektonik selama Tersier dapat dibagi ke dalam 4 fase sebagai berikut:

- F0 : Paleozoikum Akhir – Mesozoikum (345-65 jtl)
- F1 : Eosen – Oligosen (50-26 jtl)
- F2 : Miosen Awal – Miosen tengah (26-13 jtl)
- F3 : Miosen Akhir – Resen (13-0 jtl)



Gambar 2.2 Perkembangan Tektonostratigrafi Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick & Aulia, 1993)

2.1.2 *Petroleum System* Blok “PATALA”

PSC “Patala” terletak pada cekungan Sumatera tengah, cekungan Sumatera tengah sendiri memiliki setting cekungan busur belakang. Blok “Patala” sangat berhubungan dengan Barisan *arc* dan pergerakan lempeng India. Terdapat beberapa elemen tektonik pada blok “Patala” yaitu:

- Distribusi Graben Pematang
 - Palung Bengkalis
 - Graben Padang Utara
 - Palung Melibur – TA
 - Palung Rangsang
 - Palung Merbau
 - Palung Bengkalis Timur
 - Palung Bengkalis Utara

- Dua Patahan Mayor
 - Patahan Mengkapan – Lalang
 - Patahan Padang



Gambar 2.3 Elemen Tektonik Blok “Patala” (EMP, 2008)

Sistem petroleum pada blok “Patala” terbagi menjadi berikut ini:

- Batuan Induk

Semua bukti yang tersedia menyatakan bahwa sekuen shale lacustrine pada formasi brown shale menjadi sumber hidrokarbon pada fase syn-rift di wilayah palung Bengkalis. Batuan induk lain yang menjadi potensi adalah shale dan coal pada formasi sihapus.

- Reservoir

- Pasir marine pada formasi Telisa
- Pasir deltaik pada formasi sihapus

lagi pengeboran sumur TG1-1 dalam rangka eksplorasi pada tahun 1986 untuk mengetahui jalur migrasi minyak pada lapangan ini. Sampai saat ini masih dalam tahap pengembangan untuk jebakan minyak formasi selain sihaspas, hal ini disebabkan oleh formasi sihaspas telah berproduksi minyak.

Setelah dilakukan studi pengembangan, dapat dikutip bahwa sumber hidrokarbon berasal dari Pematang brown shale pada lokasi barat daya lapangan “Kapasida”. Jalur migrasi batuan induk bergerak kearah lapangan “Kapasida” dengan arah timur laut dan mengisi beberapa struktur pada formasi Sihaspas (Reservoir primer) dan formasi Transisi – Menggala (reservoir sekunder).



Gambar 2.5 Lokasi dan Jalur Migrasi pada Lapangan “Kapasida” (EMP, 2008)

2.2 Teori Dasar Seismik Refleksi

2.2.1 Gelombang

Gelombang adalah suatu getaran yang merambat dalam suatu medium. Dalam gelombang dikenal istilah muka gelombang (*wavefront*) dan berkas gelombang (*ray*). Muka gelombang adalah suatu bentuk lingkaran yang menjalar dari sumber gelombang. Berkas gelombang adalah garis yang menggambarkan arah penjalaran muka gelombang, berkas gelombang tegak lurus terhadap muka gelombang.

Dalam kajian eksplorasi, seismik selalu berhubungan dengan gelombang yang menjalar dalam medium elastik atau gelombang elastik. Asumsi yang dipakai adalah medium elastik tersebut bersifat homogen isotropik, artinya tidak ada variasi densitas dalam satu medium dan gelombang menjalar dalam kecepatan yang sama pada medium tersebut. Gelombang elastik yang dikaji adalah gelombang badan.

Gelombang badan (*body wave*), yaitu gelombang yang merambat melalui badan dari sebuah materi dan dapat dibagi menjadi dua, Gelombang P (*Compressional*) dan Gelombang S (*Shear*).

Gelombang P (*Compressional*) atau gelombang longitudinal yaitu gelombang yang pergerakan partikel mediumnya searah dengan arah penjarannya. Kecepatan gelombang P dirumuskan:

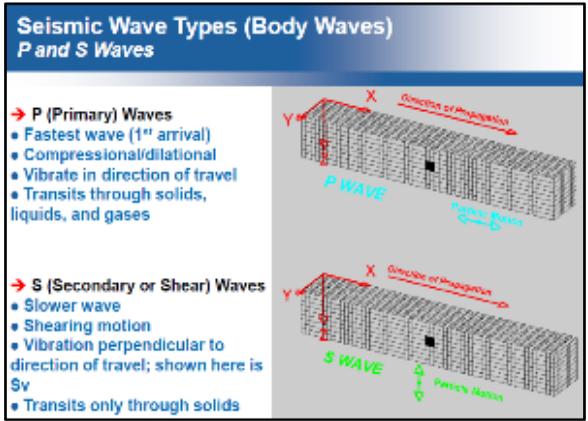
$$V_p = \sqrt{\frac{\kappa - \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (2.1)$$

keterangan, κ = modulus *Bulk*
 μ = modulus *Shear*
 ρ = densitas

Gelombang S (*Shear*) atau gelombang transversal yaitu gelombang yang pergerakan partikel mediumnya tegak lurus dengan arah penjarannya. Kecepatan gelombang S dirumuskan:

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.2)$$

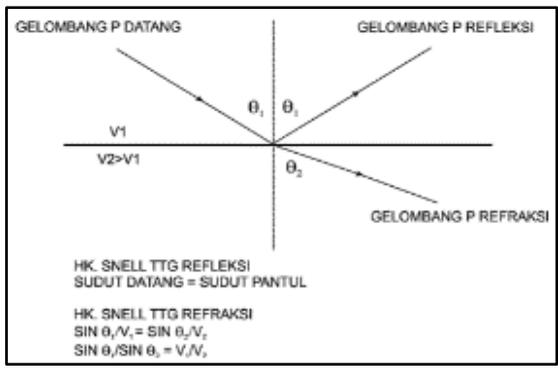
keterangan, κ = modulus *Bulk*
 μ = modulus *Shear*
 ρ = densitas



Gambar 2.6 Gelombang P dan Gelombang S (Schlumberger Course, 2010)

2.2.2 Hukum Snell

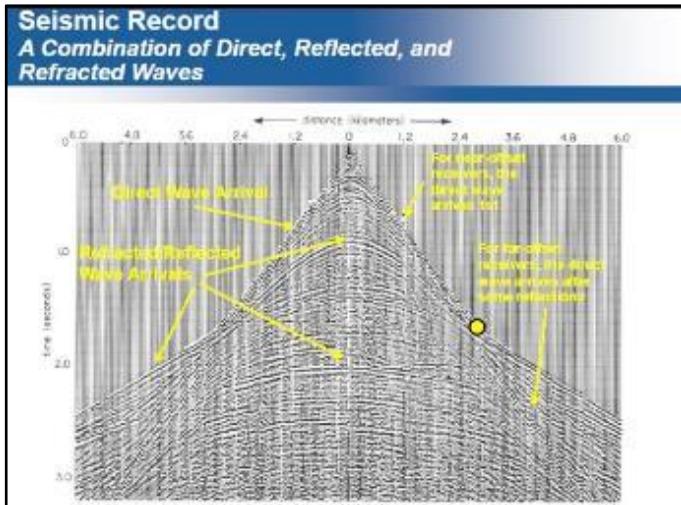
Hukum *Snell*, yang awalnya diterapkan untuk cahaya dan optik, juga berlaku untuk menjelaskan kelakuan gelombang seismik yang merambat di dalam bumi. Untuk kasus pemantulan atau refleksi, hukum *Snell* menyatakan bahwa sudut antara sinar yang datang dengan garis *normal* (biasa disebut sudut datang) adalah sama dengan sudut antara sinar yang dipantulkan dengan garis *normal* (biasa disebut sudut pantul atau sudut refleksi). Dalam seismologi bidang refleksi dapat diartikan sebagai batas antara dua lapisan dengan impedansi akustik yang berbeda.



Gambar 2.7 Aplikasi Hukum *Snell* pada Refleksi dan Refraksi (Interpretasi Seismik Geologi ITB, 2002)

2.2.3 Tampilan Gelombang pada Data Seismik

Pada data raw seismik, kita harus dapat membedakan jenis-jenis gelombang tersebut, agar dapat menentukan data tersebut layak di proses atau tidak. Berikut tampilan data seismik.



Gambar 2.8 Tampilan Gelombang pada Data Seismik (*Schlumberger Course, 2010*)

Pada data di atas, *shot* dilakukan ditengah, diantara *geophone* paling tengah. Terlihat di gambar data di atas, gelombang yang pertama datang merupakan gelombang langsung. Gelombang langsung memiliki ciri yaitu linier atau tidak parabola. Pada *near offset*, gelombang langsung merupakan gelombang yang pertama datang. Namun, pada *far offset*, gelombang langsung tidak pertama, karena sudah terjadi refleksi gelombang terlebih dahulu. Gelombang refleksi atau refraksi terlihat jelas, gelombang ini memiliki ciri berbentuk parabola atau tidak linier.

2.2.4 Impedansi Akustik

Impedansi akustik sendiri adalah hasil perkalian antara densitas medium atau materi dan kecepatan gelombang P yang melewatinya atau dirumuskan sebagai,

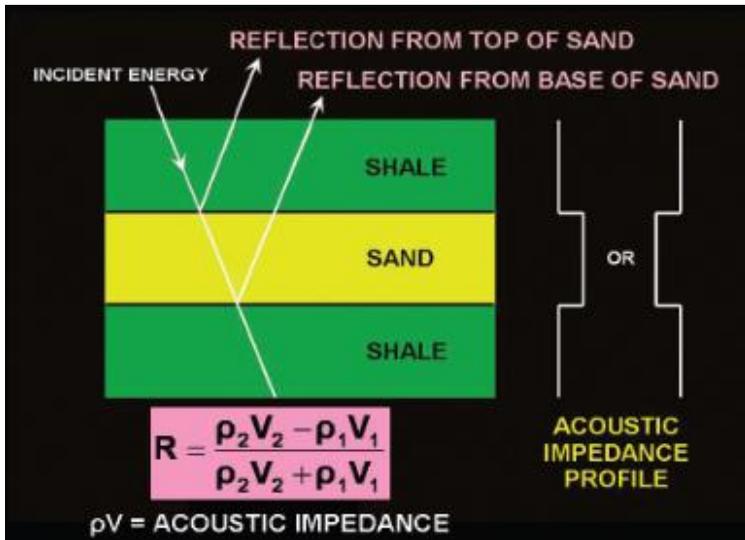
$$(\text{impedansi akustik}) Z = \rho \cdot V_P \quad (2.3)$$

Nilai impedansi akustik suatu materi semakin besar maka semakin kompak materi tersebut. Nilai impedansi akustik berhubungan erat dengan koefisien refleksi (RC).

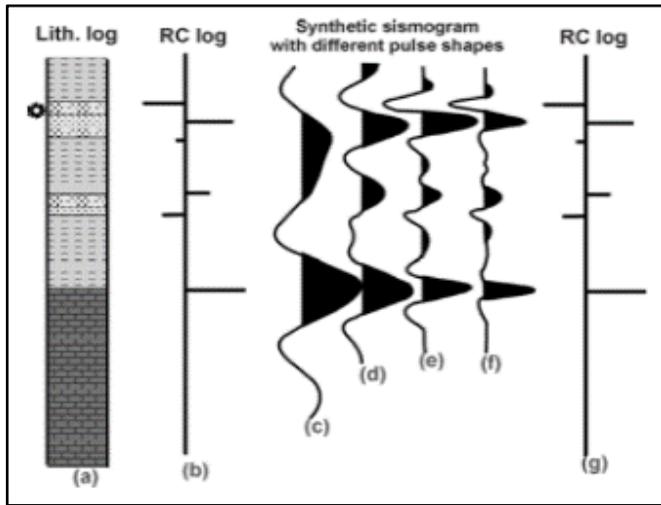
2.2.5 Koefisien Refleksi (RC)

Ketika gelombang seismik melewati batas atas atau batas bawah dengan lapisan lain, terjadi perbedaan impedansi akustik pada titik tersebut. Kontras perbedaan impedansi akustik tersebut biasa disebut dengan koefisien refleksi. Ketika nilai koefisien refleksi tinggi, maka terjadi nilai perbedaan impedansi akustik yang tinggi. Koefisien refleksi dapat dirumuskan sebagai berikut,

$$R_c = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} = \frac{\rho_2 \cdot v_2 - \rho_1 \cdot v_1}{\rho_2 \cdot v_2 + \rho_1 \cdot v_1} \quad (2.4)$$



Gambar 2.9 Mekanisme Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi (Alistair R. Brown, 2010)



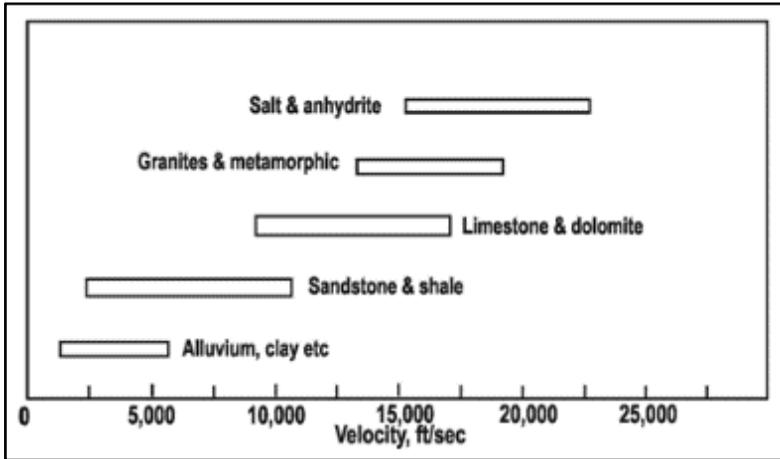
Gambar 2.10 Relasi Litologi dengan Koefisien Refleksi (Sigit Sukmono, 2005)

2.2.6 Kecepatan Gelombang Seismik

Faktor-faktor yang mempengaruhi kecepatan gelombang seismik antara lain :

- Litologi : ukuran butir, bentuk butir, distribusi butir dan lain-lain
- *Bulk density*: makin besar densitasnya makin cepat gelombang seismik merambat.
- Porositas: makin besar porositas, makin lambat gelombang seismik merambat.
- Perbedaan tekanan
- Fluida pori: jika terisi air maka kecepatannya lebih tinggi daripada jika terisi minyak.

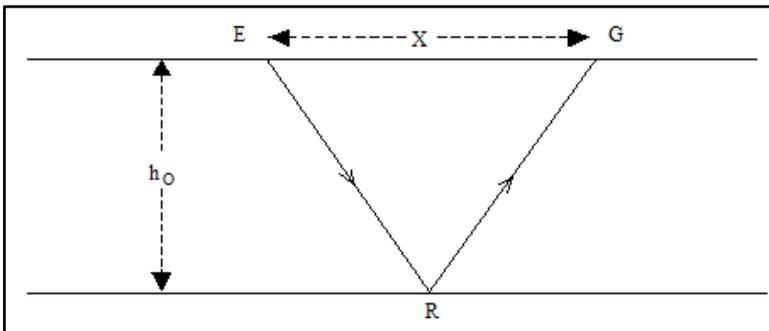
Hubungan antara kecepatan gelombang seismik dan litologi dapat dilihat pada gambar sebagai berikut:



Gambar 2.11 Hubungan Kecepatan Gelombang Seismik dengan Litologi (Interpretasi Seismik Geologi ITB, 2002)

2.2.7 Waktu Tempuh Gelombang Refleksi

Waktu tempuh untuk gelombang seismik yang direfleksikan dapat dihitung, untuk kasus reflektor datar sebagai berikut,



Gambar 2.12 Simulasi Tempuh Gelombang Refleksi (Interpretasi Seismik Geologi ITB, 2002)

$$T_{(ERG)} = t = \frac{ER}{V_0} + \frac{RG}{V_0}$$

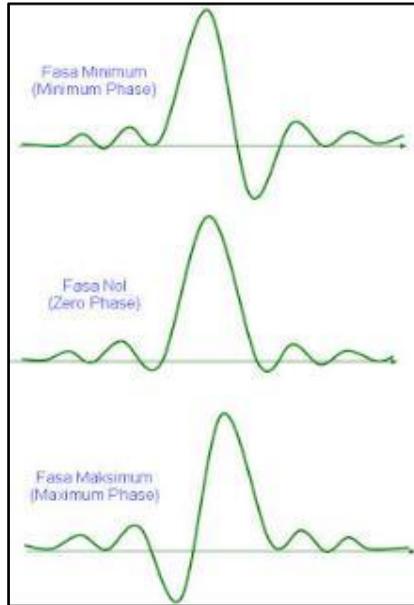
$$\begin{aligned}
&= \frac{2}{V_0} \times \sqrt{\frac{X^2}{4} + h_0^2} \\
&= \frac{\sqrt{X^2 + 4h_0^2}}{V_0} \tag{2.5}
\end{aligned}$$

$$h_0 = \frac{1}{2} \sqrt{V_0^2 t^2 - X^2} \tag{2.6}$$

2.2.8 Wavelet

Wavelet adalah semacam gelombang dengan durasi waktu (t) yang pendek yang dihasilkan oleh suatu impuls. Dalam seismik, *wavelet* biasa dikaitkan dengan *source signature* dan filter. *Wavelet* berdasarkan fasanya dapat dibagi menjadi,

- *Wavelet* fasa minimum (*minimum phase*), yaitu *wavelet* yang dimulai dari $t = 0$ dengan amplitudo maksimum terdapat pada bagian awalnya.
- *Wavelet* fasa maksimum (*maximum phase*), yaitu *wavelet* yang dimulai dari $t = 0$ dengan amplitudo maksimum terdapat di bagian akhir atau ‘ekor’ dari *wavelet*.
- *Wavelet* fasa nol (*zero phase*), yaitu *wavelet* yang dimulai sebelum $t = 0$ dengan amplitudo maksimum pada $t = 0$. Biasa digunakan untuk merancang filter lolos pita (*bandpass filter*).
- *Wavelet* fasa campuran (*mixed phase*), yaitu *wavelet* yang bukan merupakan *wavelet* fasa minimum atau maksimum.
- *Wavelet* fasa lintasanar (*lintasanar phase*), yaitu *wavelet* yang spektrum fasanya berupa garis lurus.

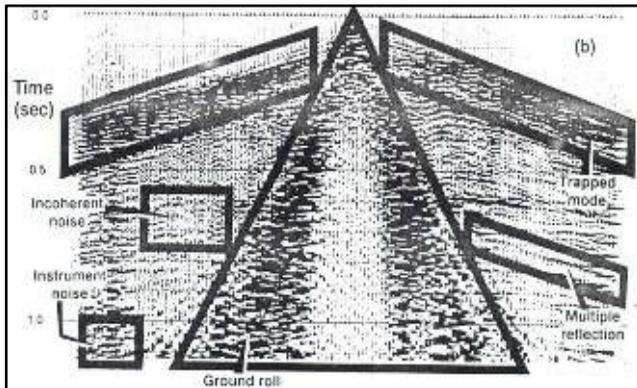


Gambar 2.13 Jenis *Wavelet* pada data seismik (Abdullah, 2007)

Dalam seismik hanya dua *wavelet* yang sering dipergunakan yaitu *wavelet* fasa minimum dan fasa nol.

2.2.9 Noise

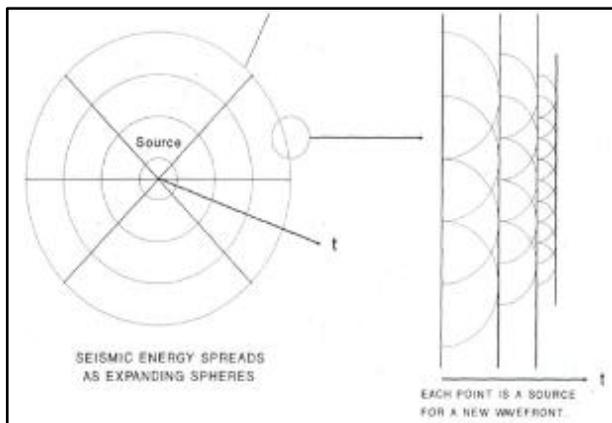
Noise adalah gangguan yang sering ditemui pada rekaman data seismik. Secara garis besar *noise* dapat dibedakan menjadi dua yaitu *noise* koheren dan *noise* inkoheren. *Noise* koheren adalah *noise* yang mempunyai frekuensi dan fasa yang sama dengan sinyal seismik, sementara *noise* inkoheren atau *noise* acak (*random noise*) biasanya mempunyai frekuensi yang lebih tinggi dan fasanya tidak sama. *Noise* perlu dihilangkan untuk mendapatkan rasio sinyal-*noise* yang tinggi.



Gambar 2.14 Contoh Noise Koheren dan Noise Inkoheren (Interpretasi Seismik Geologi ITB, 2002)

2.2.10 Prinsip Huygen

Prinsip *Huygen* menyatakan bahwa setiap titik pada muka gelombang adalah sumber gelombang sekunder yang lebih kecil. Prinsip *Huygen*, seperti diilustrasikan oleh gambar 2.15, menganggap bahwa tiap titik pada gelombang bawah permukaan yang bergerak adalah sumber yang menimbulkan muka gelombang baru yang merambat ke segala arah. Sehingga prinsip *Huygen* dapat dipakai untuk menjelaskan fenomena gelombang seismik yang makin melemah seiring dengan bertambahnya kedalaman.

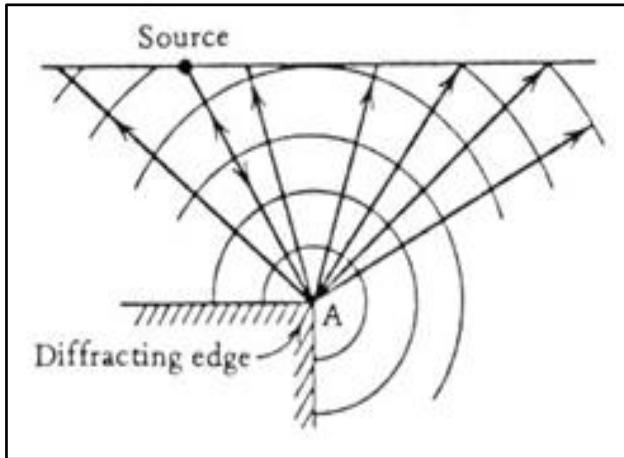


Gambar 2.15 Prinsip Huygen (Interpretasi Seismik Geologi ITB, 2002)

2.2.11 Difraksi

Ketika gelombang seismik menumbuk suatu ketidakteraturan dalam suatu lapisan, seperti suatu sudut atau titik tempat yang ada perubahan bentuk mendadak, ketidakteraturan tersebut berlaku seperti sebuah sumber yang merambatkan gelombang yang terefleksi ke segala arah.

Gelombang yang terdifraksi sampai paling awal pada titik yang berada tepat di atas ketidakteraturan tersebut karena jalur yang ditempuh adalah jalur terpendek. Amplitudo gelombang difraksi turun secara cepat terhadap jarak dari sumber gelombang.



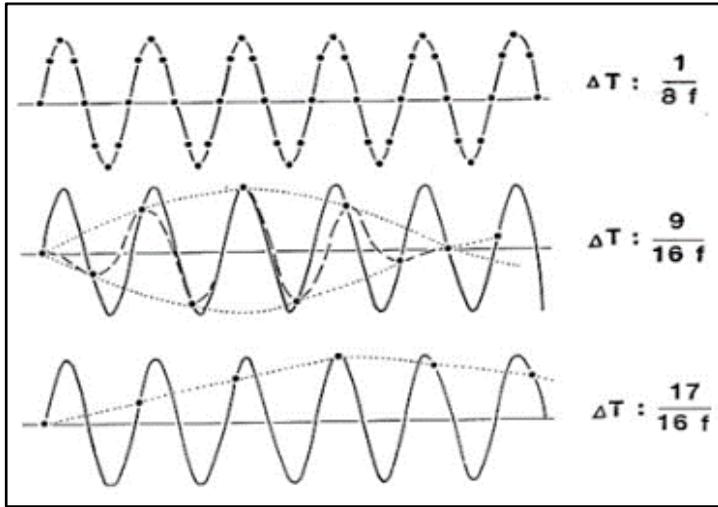
Gambar 2.16 Difraksi Gelombang (Interpretasi Seismik Geologi ITB, 2002)

2.2.12 Aliasing

Untuk dapat mensampel suatu komponen frekuensi f_0 dengan tepat, nilai *sample rate* Δt harus lebih kecil atau sama dengan $\frac{1}{2f_0}$.

Frekuensi Nyquist, f_N , untuk suatu *sample rate* Δt didefinisikan sebagai frekuensi tertinggi yang dapat disampel oleh nilai *sample rate* tersebut dan dirumuskan sebagai berikut,

$$f_N = \frac{1}{2\Delta t} \tag{2.7}$$



Gambar 2.17 Hubungan antara Frekuensi dan Sampling Rate (Interpretasi Seismik Geologi ITB, 2002)

2.3 Data Sumur

Log merupakan suatu grafik kedalaman/waktu dari suatu set data yang menunjukkan parameter diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur pemboran (Harsono, 1997). Prinsip dasar wirelntasan log adalah mengukur parameter sifat-sifat fisik dari suatu formasi pada setiap kedalaman secara kontinyu dari sumur pemboran. Adapun sifat-sifat fisik yang diukur adalah potensial listrik batuan/kelistrikan, tahanan jenis batuan, radioaktivitas, kecepatan rambat gelombang elastis, kerapatan formasi (densitas), dan kemiringan lapisan batuan, serta kekompakan formasi yang kesemuanya tercermin dari lubang bor. *Well-Logging* dapat dilakukan dengan dua cara dan bertahap yaitu:

1. *Openhole Logging*

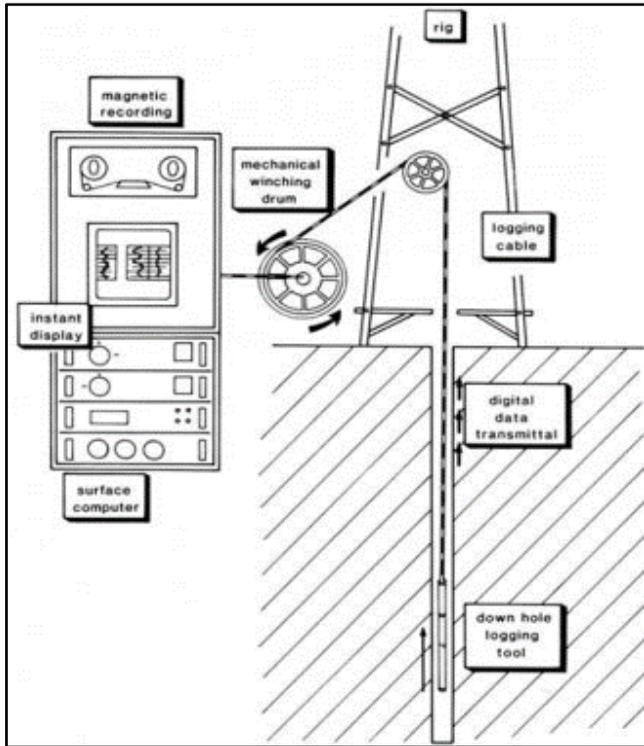
Openhole logging ini merupakan kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/lubang bor yang belum dilakukan pemasangan casing. Pada umumnya pada tahap ini semua jenis log dapat dilakukan.

2. *Casedhole Logging*

Casedhole logging merupakan kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/ lubang bor yang sudah dilakukan pemasangan casing. Pada tahapan ini

hanya log tertentu yang dapat dilakukan antara lain adalah log *Gamma ray*, *Caliper*, *NMR*, dan *CBL*.

Secara kualitatif dengan data sifat-sifat fisik tersebut kita dapat menentukan jenis litologi dan jenis fluida pada formasi yang tertembus sumur. Sedangkan secara kuantitatif dapat memberikan data-data untuk menentukan ketebalan, porositas, permeabilitas, kejenuhan fluida, dan densitas hidrokarbon.



Gambar 2.18 Skema Diagram Pengaturan *Wireline Logging* (Harsono, 1997)

2.3.1 Log Listrik

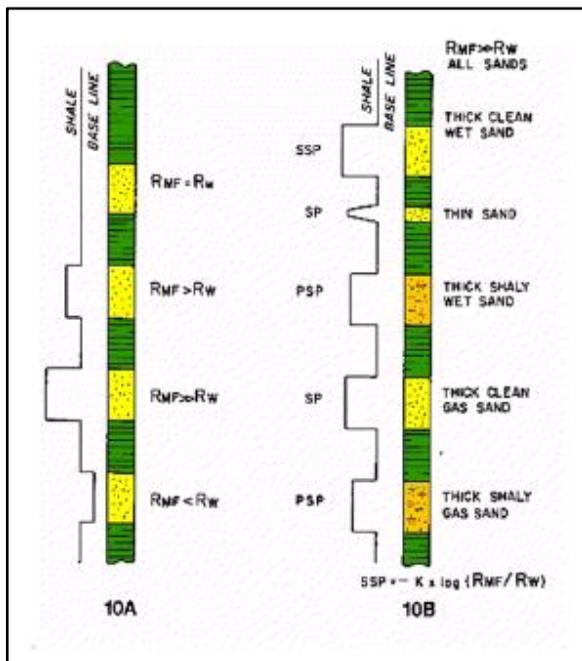
Log listrik merupakan alat rekaman paling tua yang dipakai dalam industri perminyakan. Kurva-kurva SP dan resistivitas adalah merupakan rekaman standar yang harus ada dalam setiap penampang stratigrafi sumur bor. Kegunaan log listrik adalah untuk interpretasi litologi dan dapat juga digunakan untuk mendeteksi zona yang mengandung minyak atau tidak. Log ini juga dapat digunakan sebagai dasar dalam korelasi bawah permukaan.

2.3.1.1 Log Spontaneous Potential (SP)

Log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di lubang bor yang bergerak naik - turun. Supaya SP dapat berfungsi maka lubang harus diisi oleh lumpur konduktif. Log SP digunakan untuk :

- 1) Identifikasi lapisan permeabel
- 2) Mencari batas-batas lapisan permeabel dan korelasi antar sumur berdasarkan lapisan itu.
- 3) Menentukan nilai resistivitas air formasi (R_w)
- 4) Memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih.

Pada lapisan serpih, kurva SP umumnya berupa garis lurus yang disebut garis dasar serpih, sedangkan pada formasi permeabel kurva SP menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel yang cukup tebal yaitu garis pasir. Penyimpangan SP dapat ke kiri atau ke kanan tergantung pada kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur (Rider, 2002).



Gambar 2.19 Karakteristik Log SP (Heeremans, 2015)

Log SP hanya dapat menunjukkan lapisan permeabel, namun tidak dapat mengukur harga absolute dari permeabilitas maupun porositas dari suatu formasi. Log SP sangat dipengaruhi oleh beberapa parameter seperti resistivitas formasi, air lumpur pemboran, ketebalan formasi dan parameter lainnya. Sehingga jika salinitas komposisi dalam lapisan lebih besar dari salinitas lumpur maka kurva SP akan berkembang negative, dan jika salinitas komposisi dalam lapisan lebih kecil dari salinitas lumpur maka kurva SP akan berkembang positif. Dan apabila salinitas komposisi dalam lapisan sama dengan salinitas lumpur maka defleksi kurva SP akan menunjukkan garis lurus sebagaimana pada shale (G. Asquith, 1976).

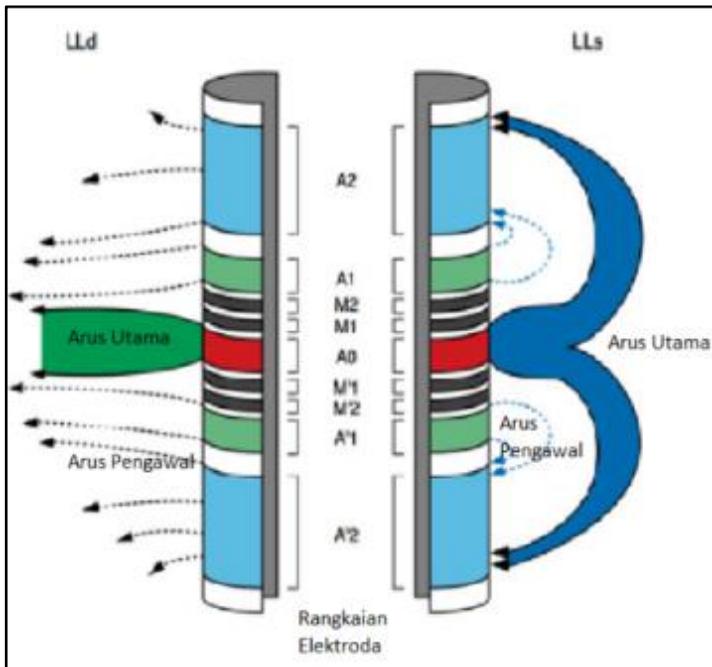
2.3.1.2 Log Resistivitas

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut (Darling, 2005). Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik.

Log Resistivity digunakan untuk mendeterminasi zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona permeabel dengan mendeterminasi porositas resistivitas, karena batuan dan matrik tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori. Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (R_t) terdiri dari dua kelompok yaitu Laterolog dan Induksi. Yang umum dikenal sebagai log R_t adalah LLD (*Deep Laterolog Resistivity*), LLs (*Shallow Laterolog Resistivity*), ILd (*Deep Induction Resistivity*), ILM (*Medium Induction Resistivity*), dan SFL (*Spherically Focused Log*).

1) Laterolog

Prinsip kerja dari laterolog ini adalah mengirimkan arus bolak-balik langsung ke formasi dengan frekuensi yang berbeda. Alat laterolog (DLT) memfokuskan arus listrik secara lateral ke dalam formasi dalam bentuk lembaran tipis. Ini dicapai dengan menggunakan arus pengawal (*bucking current*), yang fungsinya untuk mengawal arus utama (*measured current*) masuk ke dalam formasi sedalam-dalamnya. Dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik utama yang besarnya tetap, resistivitas dapat dihitung dengan hukum Ohm. Alat ini biasanya digunakan untuk resistivitas menengah-tinggi.



Gambar 2.20 Prinsip Kerja Alat Laterolog (IODP, 2014)

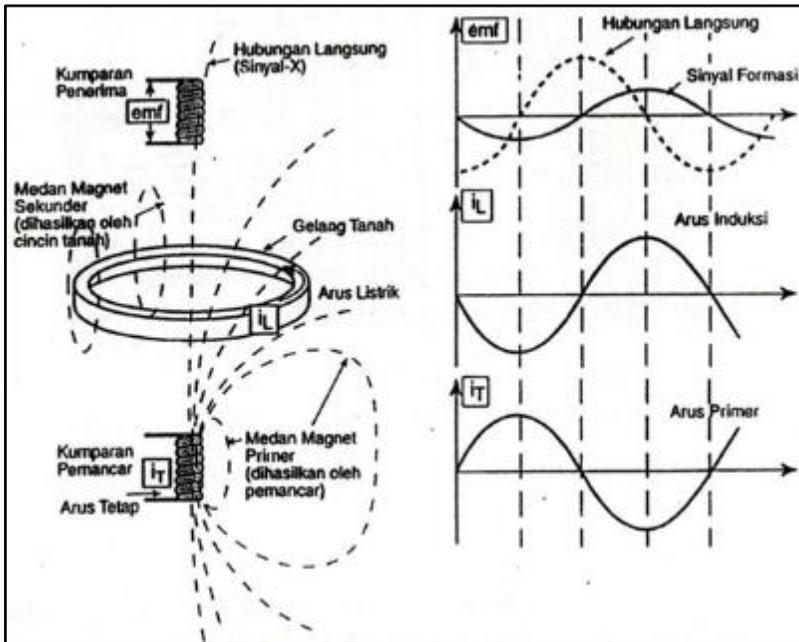
2) Induksi

Prinsip kerja dari induksi yaitu dengan menginduksikan arus listrik ke formasi. Pada alat memanfaatkan arus bolak-balik yang dikenai pada kumparan, sehingga menghasilkan medan magnet, dan sebaliknya medan magnet akan menghasilkan arus listrik pada kumparan.

Secara umum, kegunaan dari log induksi ini antara lain mengukur konduktivitas pada formasi, mengukur resistivitas formasi dengan lubang pemboran yang menggunakan lumpur pemboran jenis “oil base mud” atau “fresh water base mud”.

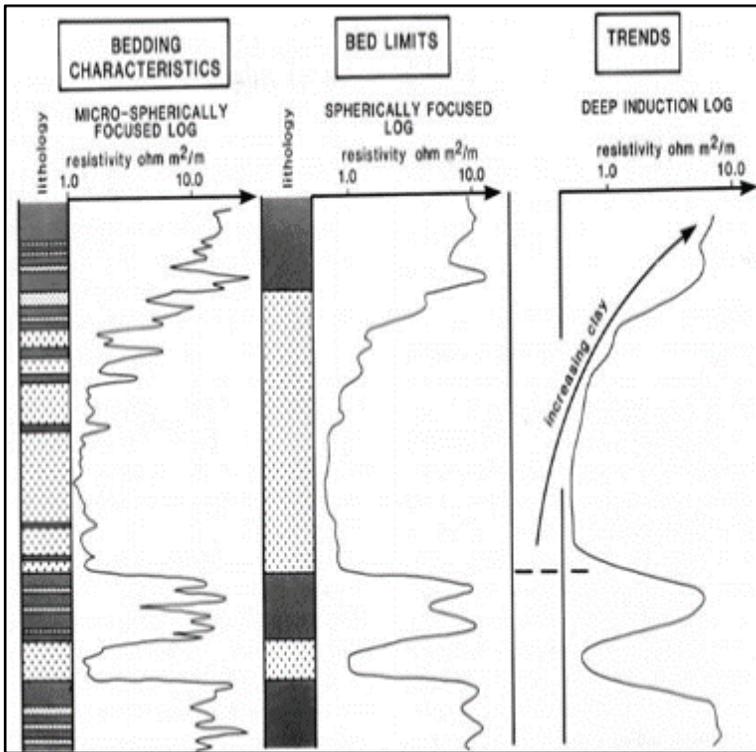
Penggunaan Lumpur pemboran berfungsi untuk memperkecil pengaruh formasi pada zona batulempung/shale yang besar. Penggunaan Log Induksi menguntungkan apabila:

- Cairan lubang bor adalah insulator misal udara, gas, air tawar, atau *oil base mud*.
- Resistivity formasi tidak terlalu besar $R_t < 100 \Omega$
- Diameter lubang tidak terlalu besar.



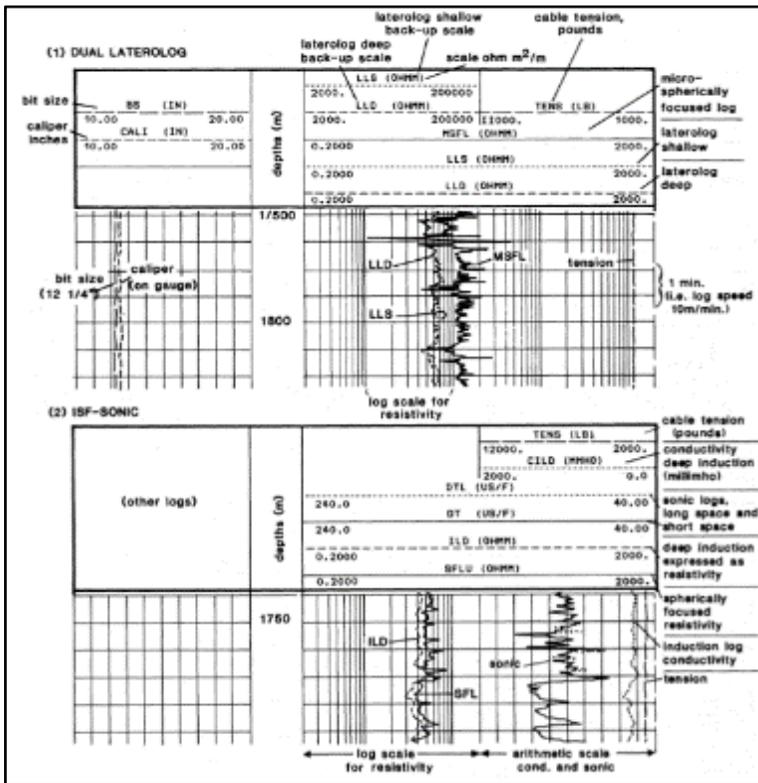
Gambar 2.21 Prinsip Kerja Alat Induksi (geohazard, 2015)

Alat-alat mikro-resistivitas yang mampu memberikan resolusi lapisan yang sangat baik, yang terbaik dari semua alat *logging*. Inilah kemampuan yang digunakan dalam dipmeter dan alat pencitraan listrik. Pada skala yang berbeda, alat induksi hanya memberikan gambaran dari lapisan-lapisan itu sendiri, dan batas-batas lapisan sedikit diinterpretasikan.



Gambar 2.22 Kontras Karakteristik Resolusi Lapisan dari Alat Resistivitas dan Aplikasi litologinya (Rider, 1996)

Untuk tujuan geologi, log resistivitas yang digunakan harus diketahui kemampuan resolusinya. Log *microtool* memberikan resolusi sangat baik untuk dapat digunakan dalam interpretasi lapisan geologi. Log *microtool* ini paling baik digunakan untuk menginterpretasikan karakteristik lapisan. Para-*laterologs* mampu menggambarkan lapisan pada skala yang tepat untuk indikasi batas lapisan, tetapi penggunaannya harus digunakan dan dikorelasikan dengan log lainnya. Log induksi memberikan resolusi batas lapisan sangat buruk, tetapi pada saat yang sama semua efek lapisan dirata-rata sedemikian rupa untuk membuat tren litologi menonjol.



Gambar 2.23 Format Log Resistivitas (1) Kombinasi *Dual Laterolog*; (2) *Induction*, Kombinasi *Spherically Focused Log* (rider, 1996)

Ketika suatu formasi dibor, air lumpur pemboran akan masuk ke dalam formasi sehingga membentuk tiga zona yang terinvasi dan mempengaruhi pembacaan log resistivitas, yaitu:

a. *Flushed Zone*

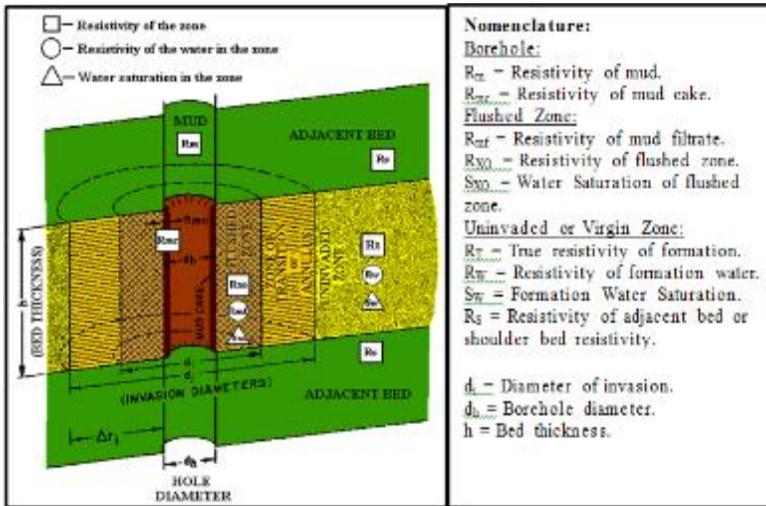
Merupakan zona infiltrasi yang terletak paling dekat dengan lubang bor serta terisi oleh air filtrat lumpur yang mendesak Komposisi semula (gas, minyak ataupun air tawar). Meskipun demikian mungkin saja tidak seluruh Komposisi semula terdesak ke dalam zona yang lebih dalam.

b. *Transition Zone*

Merupakan zona infiltrasi yang lebih dalam keterangan zona ini ditempati oleh campuran dari air filtrat lumpur dengan Komposisi semula.

c. *Uninvaded Zone*

Merupakan zona yang tidak mengalami infiltrasi dan terletak paling jauh dari lubang bor, serta seluruh pori-pori batuan terisi oleh Komposisi semula.



Gambar 2.24 Profil Sumur Bor Terinvasi Lumpur (Petroleart, 2015)

2.3.2 Log Radioaktif

2.3.2.1 Log Gamma Ray (GR)

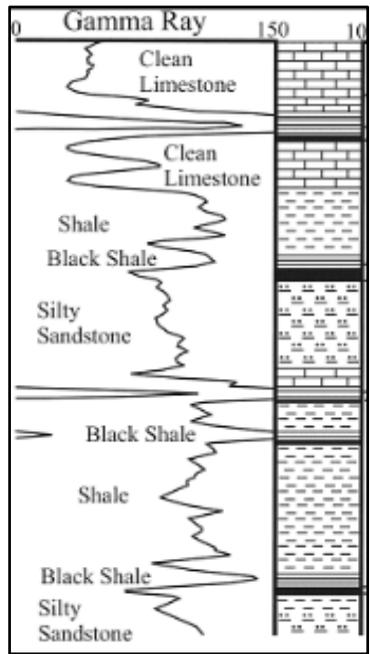
Log *Gamma Ray* merupakan suatu kurva yang menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam formasi. Log ini bekerja dengan merekam radiasi sinar gamma alamiah dari batuan lubang sumur, sehingga berguna untuk mendeteksi / mengevaluasi endapan-endapan mineral radioaktif seperti *Potassium* (K), *Thorium* (Th), atau bijih *Uranium* (U).

Pada batuan sedimen unsur-unsur radioaktif banyak terkonsentrasi dalam serpih dan lempung, sehingga besar kecilnya intensitas radioaktif akan menunjukkan ada tidaknya mineral-mineral lempung. Batuan yang mempunyai kandungan lempung tinggi akan mempunyai konsentrasi radioaktif yang tinggi, sehingga nilai *gamma ray*-nya juga tinggi, dengan defleksi kurva kekanan. Unsur radioaktif yang utama adalah potassium yang umumnya ditemukan pada illite. Pada lapisan permeabel yang bersih, kurva log GR akan menunjukkan intensitas radioaktif yang sangat rendah, kecuali bila lapisan tersebut mengandung mineral-mineral tertentu yang bersifat radioaktif, atau lapisan yang mengandung air asin yang mengandung garam-garam potassium yang terlarutkan.

Unsur-unsur radioaktif banyak terkandung dalam lapisan serpih, sehingga log GR sangat berguna untuk menentukan besar kecilnya kandungan serpih atau lempung. Dengan menarik garis *Gamma Ray* yang mempunyai harga minimum dan garis *Gamma Ray* maksimum pada suatu penampang log, maka kurva tersebut merupakan indikasi adanya lapisan serpih. *Gamma Ray* log dinyatakan dalam API Units (GAPI).

Kurva GR biasanya ditampilkan dalam kolom pertama, bersama kurva SP dan Kaliper dengan skala dari kiri kekanan 0–100 atau 0–150 GAPI. Log GR merupakan log yang sangat bagus untuk menentukan permeabilitas suatu batuan karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan serpih dari lapisan permeabel.

Kegunaan log GR ini antara lain adalah untuk menentukan kandungan serpih (Vsh), kandungan lempung, menentukan lapisan permeabel, evaluasi mineral bijih yang radioaktif, evaluasi lapisan mineral tidak radioaktif, dan korelasi antar sumur.



Gambar 2.25 Respon Log *Gamma Ray* Terhadap Litologi (KGS, 2003)

2.3.2.2 Log Densitas

Log densitas merupakan kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gram/cm³. Prinsip dasar dari log ini adalah menembakkan sinar gamma ke dalam formasi, dan sinar gamma ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi. Banyaknya energi sinar gamma yang hilang menunjukkan densitas elektron di dalam formasi, dan densitas elektron merupakan indikasi dari densitas formasi.

Bulk density merupakan indikator yang penting untuk menghitung porositas bila dikombinasikan dengan kurva log neutron, karena kurva log densitas ini akan menunjukkan besarnya kerapatan medium beserta isinya. Selain itu apabila log densitas dikombinasikan dengan Log netron, maka akan dapat dipakai untuk memperkirakan kandungan hidrokarbon atau fluida yang terdapat di dalam formasi, menentukan besarnya densitas hidrokarbon dan membantu dalam evaluasi lapisan shaly. Pada lapisan yang mengandung hidrokarbon, kurva densitas akan cenderung mempunyai defleksi ke kiri (densitas total / ρ_{hob} - makin kecil), sedangkan defleksi log netron ke kanan.

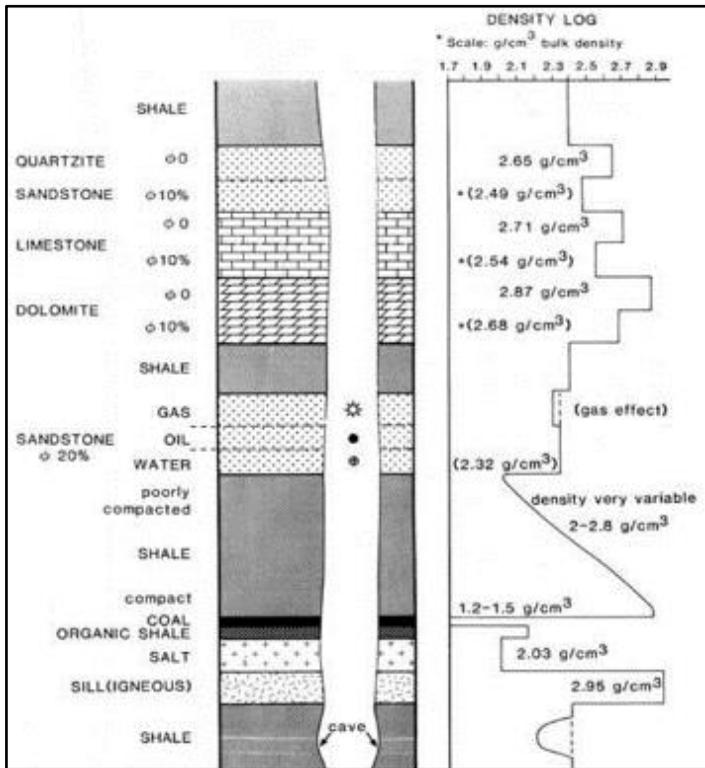
Pada batuan yang sangat kompak, porositas per satuan volume (cc) seluruhnya atau hampir seluruhnya terdiri dari matrik batuan, porositasnya adalah mendekati atau nol. Dengan demikian batuan yang mempunyai densitas paling besar, yang porositas adalah nol, dan ini disebut sebagai densitas matrik. Pada batuan homogen dengan porositas tertentu, jika mengandung air asin akan mempunyai densitas lebih rendah dibanding dengan batuan yang seluruhnya terdiri dari matrik. Untuk yang mengandung minyak, densitas batuan lebih rendah daripada yang mengandung air asin, sebab densitas air asin lebih besar daripada minyak. Pada batuan homogen yang mengandung fluida gas, densitas batuan lebih rendah lagi daripada yang berisi minyak. Sedangkan yang mengandung batubara, mempunyai densitas paling rendah di antara jenis batuan yang mengandung fluida. Gambaran variasi harga densitas dari beberapa lapangan minyak dan gas bumi dapat dilihat pada gambar di bawah.

Harga-harga pada gambar di bawah ini bersifat tidak mutlak tergantung dari karakteristik batuan setempat, dan untuk meyakinkan adanya zona-zona air asin, minyak, dan gas masih perlu ditunjang dengan data-data lain seperti kurva SP, resistivitas, dan kurva neutron. Terkecuali lapisan batubara yang mempunyai harga densitas yang khas yaitu sangat rendah.

Tabel 2.1 Variasi harga densitas batuan dengan kandungan fluida tertentu dari beberapa lapangan minyak bumi (Harsono, 1997)

Batuan	Kandungan Fluida	Densitas (gram/cc)
Shale	-	2,20 – 2,50
Lapisan Clean	Air Asin	2,25 – 2,45
Lapisan Clean	Minyak	2,20 – 2,35

Lapisan Clean	Gas	2,00 – 2,25
Lapisan Batubara	-	1,60 – 1,90



Gambar 2.26 Respon Log Densitas Terhadap litologi (Pandey, 2014)

2.3.2.3 Log Neutron

Pengukuran log *neutron* dilakukan dengan memancarkan *neutron* secara kontinu ke dalam formasi. Menurut teori fisika nuklir terdapat beberapa macam interaksi yang mungkin terjadi yaitu :

1. Tumbukan elastis
Partikel *neutron* terpental setelah bertumbukan dengan inti atom di dalam formasi tanpa terjadi reaksi.
2. Tumbukan inelastis

Sebagian energi *neutron* diserap oleh inti atom, sehingga inti atom dapat berpindah tingkat energi atom yang lebih tinggi, kemudian melapuk dan mengemisikan *gamma ray*.

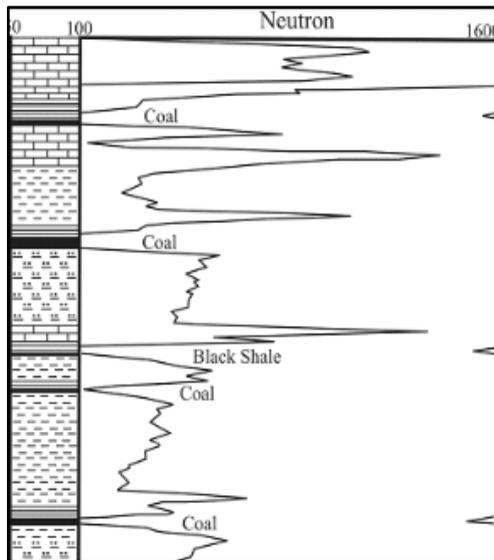
3. Tangkapan *neutron*

Energi *neutron* diserap seluruhnya oleh inti atom sehingga dapat berpindah ke tingkat energi yang lebih tinggi kemudian melapuk dan mengemisikan *gamma ray*.

4. Aktivasi

Mengalami proses yang sama dengan tangkapan *neutron* namun yang diemisikan tidak hanya *gamma ray* namun juga sinar beta dan elektron.

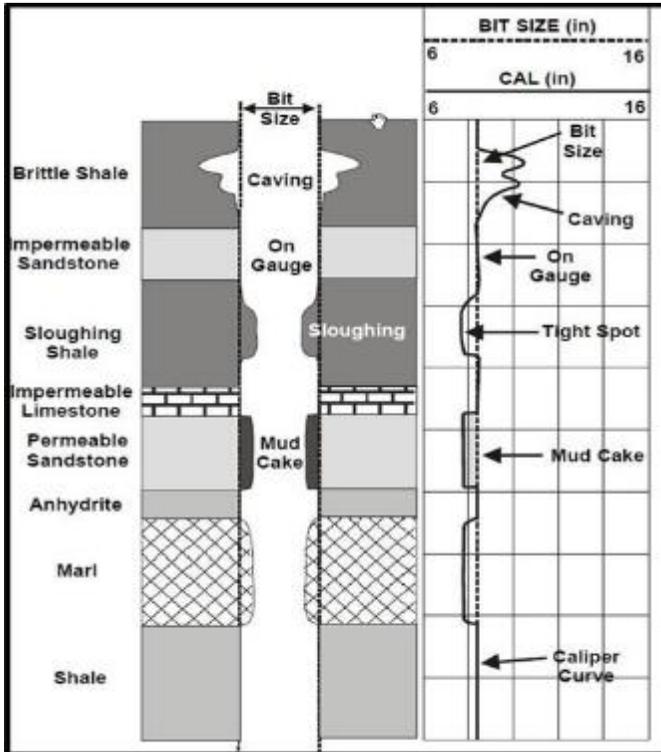
Minyak dan air memiliki jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama sehingga *neutron* dapat memberikan tanggapan porositas fluida pada formasi bersih. Namun pada formasi lempung, alat *neutron* akan menunjukkan tanggapan porositas fluida yang lebih tinggi dari seharusnya karena lempung mengandung atom hidrogen yang lebih banyak dalam susunan molekulnya. Gas memiliki konsentrasi hidrogen yang lebih rendah sehingga alat *neutron* akan menunjukkan tanggapan porositas yang lebih rendah dari seharusnya bila bertemu formasi yang mengandung gas.



Gambar 2.27 Respon Log *Neutron* di Berbagai Litologi (KGS, 2003)

2.3.3 Log Caliper

Log ini digunakan untuk mengukur diameter lubang bor yang sesungguhnya untuk keperluan perencanaan atau melakukan penyemenan dan dapat merefleksikan lapisan permeable dan lapisan yang impermeable. Pada lapisan yang permeable diameter lubang borakan semakin kecil karena terbentuknya kerak lumpur (*mud cake*) pada dinding lubang bor. Sedangkan pada lapisan yang impermeable diameter lubang bor akan bertambah besar karena ada dinding yang runtuh (*vug*).



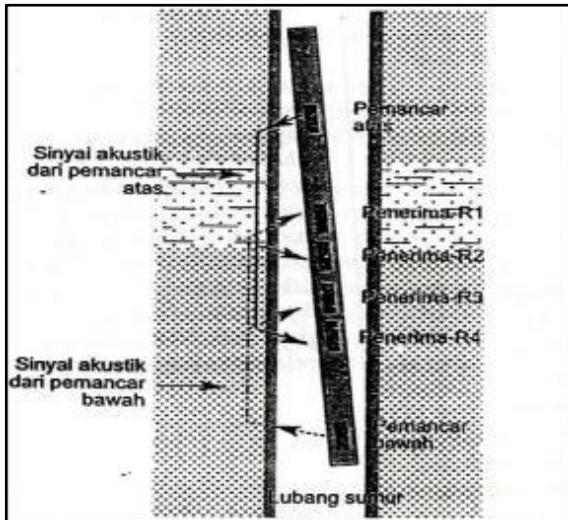
Gambar 2.28 Respon Log Caliper terhadap Beberapa Litologi (Pandey, 2014)

2.3.4 Log Sonic

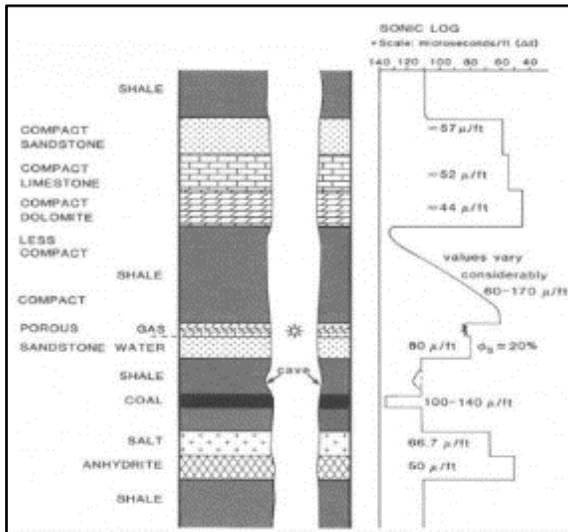
Sonic log merupakan log akustik dengan prinsip kerja mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu di dalam lapisan batuan. Prinsip kerja alat ini adalah bunyi dengan interval yang teratur dipancarkan dari sebuah sumber bunyi (transmitter) dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan (Δt). Lamanya waktu perambatan bunyi

tergantung kepada litologi batuan dan porositas batumannya. Log sonik mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara. Secara kuantitatif, log sonik dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida, dalam interpretasi seismik dapat digunakan untuk menentukan interval velocities dan velocity profile, selain itu juga dapat dikalibrasi dengan penampang seismik. Secara kualitatif dapat digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan pasir-shale dan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi rekahan (fractures) (Rider, 1996).

Alat *sonic* yang sering dipakai pada saat ini adalah BHC (Borehole Compensated *Sonic Tool*), dimana alat ini sangat kecil dipengaruhi oleh perubahan-perubahan lubang bor maupun posisi alat sewaktu pengukuran dilakukan. Faktor-faktor yang mempengaruhi pengukuran antara lain adalah kepadatan, komposisi serpih, hidrokarbon, rekahan dan pori/gerohong, serta pengaruh dari lubang bor.



Gambar 2.29 Sistem BHC (Harsono, 1997)

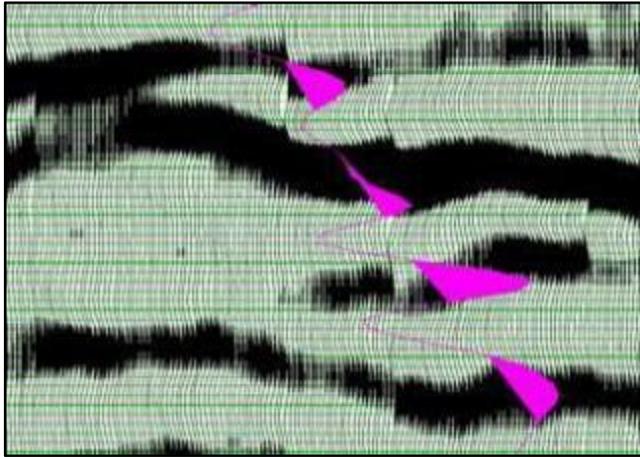


Gambar 2.30 Contoh Log *Sonic* (Pandey, 2014)

2.4 Interpretasi Seismik

2.4.1 Well to Seismic Tie

Pengikatan data sumur ke data seismik dilakukan untuk mengikat data sumur yang terdapat dalam domain kedalaman terhadap data seismik dalam domain waktu. Proses pengikatan data sumur terhadap data seismik dilakukan, agar horizon seismik dapat diletakkan pada posisi kedalaman yang sebenarnya. Data *log* yang digunakan adalah *log sonic*, *log density* dan *checkshot* untuk mendapatkan log impedansi atau koefisien refleksi. Proses ini dilakukan dengan membuat suatu seismogram sintetik yang dihasilkan dari konvolusi *wavelet* dengan deret koefisien refleksi. *Trace* seismogram sintetik yang didapat dikorelasikan dengan *trace* seismik sampai mendapatkan kecocokan atau kemiripan. Pada proses ini juga perlu diperhatikan adalah *wiggle* antara seismik dan seismogram sintetik-nya baik dari pola maupun besarnya *wiggle* tersebut. Pada proses ini melakukan *stretch* and *squeez* namun perlu diperhatikan interval TVD harus konsisten. *Well seismic tie* dilakukan, jika nilai korelasi yang dihasilkan mendekati angka satu dan diusahakan *time shift* nol untuk memperoleh data ikat sumur – seismik yang maksimal.



Gambar 2.31 Contoh *Well to Seismic Tie* (Abdullah, 2008)

Menurut Sismanto (1999), *Synthetic Seismogram* dibuat untuk mengkorelasikan antara sumur (litologi, kedalaman dan sifat – sifat fisis lainnya) terdapat penampang seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif. *Synthetic Seismogram* merupakan saran untuk mengidentifikasi horison seismik yang sesuai dengan geologi bawah permukaan yang diketahui dalam suatu sumur hidrokarbon. Identifikasi permukaan atau dasar formasi pada penampang seismik memungkinkan ditelusuri penerusan formasi tersebut pada arah lateral dengan memanfaatkan data seismik.

Synthetic Seismogram diperoleh dari konvolusi deret koefisien refleksi dengan wavelet. Deret koefisien refleksi ini menggunakan data impedansi akustik yang diperoleh dari log sumur (log densitas dan log sonik/ kecepatan). Wavelet dapat diturunkan secara matematis, atau didapatkan dari ekstraksi data seismik baik secara statistik maupun deterministik.

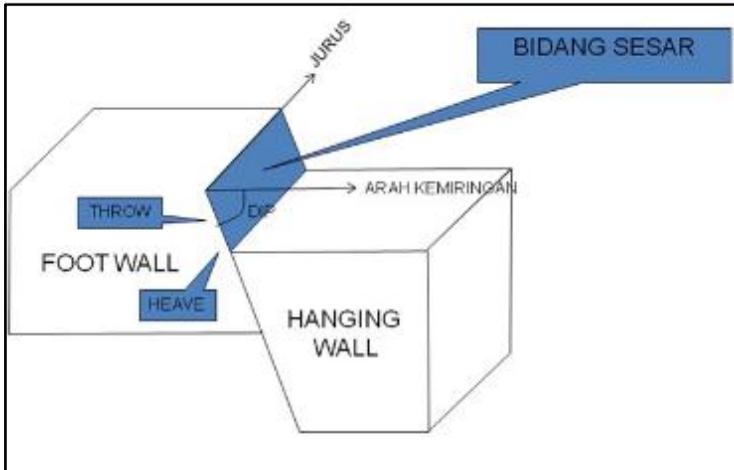
2.4.2 Interpretasi Sesar

Sesar atau patahan merupakan zona rekahan pada lapisan batuan yang telah mengalami pergeseran baik secara garis lurus maupun terputar, sehingga terjadi perpindahan antara bagian-bagian yang berhadapan. Pergeseran/perpindahan batuan tersebut terjadi di sepanjang suatu permukaan disebut bidang sesar (*fault plane*).

Sesar terjadi akibat tekanan yang tidak seimbang pada suatu lapisan batuan. Sebagaimana dijelaskan pada teori elastisitas, batuan tersebut akan

mengalami deformasi, yang apabila melewati ambang batas kekuatan elastisitasnya batuan tersebut akan mengalami patahan/sesar.

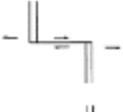
Dalam pemahaman sederhana, sesar terdiri atas dua bagian non-vertikal yang disebut *hanging-wall* dan *footwall*. Dari definisi, *hanging-wall* merupakan bagian sesar yang berada di atas bidang patahan. Sedangkan *footwall* merupakan bagian yang berada di bawah bidang sesar.



Gambar 2.32 Visualisasi Bidang Sesar (Yofan, 2012)

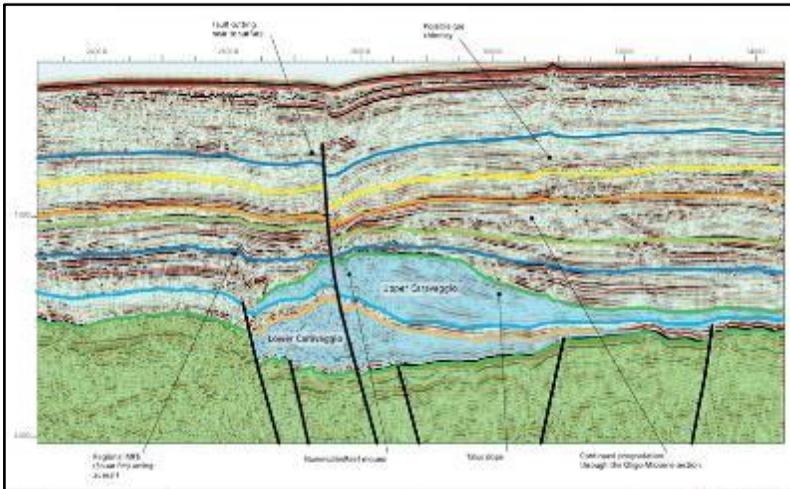
Sheriff (2002) dalam kumpulan kamus geofisikanya menjelaskan bahwa komponen sesar antara lain terdiri atas (1) *Slip*, yaitu jarak pergerakan relatif salah satu sisi terhadap sisi lainnya, (2) *Throw*, adalah komponen vertikal pada bidang separasi sesar, (3) *Heave*, yaitu komponen *horizontal* pada bidang separasi sesar, (4) *Dip*, merupakan sudut antara bidang/permukaan sesar dengan bidang *horizontal*, (5) *Hade*, yaitu sudut antara bidang/permukaan sesar dengan bidang vertikal, (6) *Trace* sesar, merupakan garis sesar pada suatu permukaan. Gambaran tentang komponen sesar tersebut diberikan pada Gambar diatas.

Tabel 2.2 Macam-macam Tipe Sesar (Sheriff, 1995)

TIPE SESAR	RELATED TERM	ARAH STRESS		KARAKTERISTIK
		MINIMUM	MAXIMUM	
<p>NORMAL</p> 	<p>Tension Fault Gravity Fault Slip Fault Listric Fault (Curved Fault Plane)</p>	Horizontal (Tension)	Vertikal (Gravity)	Dip biasanya 75° to 40°
<p>REVERSE</p> 	<p>Thrust Fault Low Angle (dip < 45°) High angle (dip > 45°)</p>	Vertikal	Horizontal (Compression)	Bidang sesar dapat "hilang" di sepanjang lapisan
<p>STRIKE-SLIP</p> 	<p>Transcurrent Fault Tear Fault Wrench Fault Right Lateral (Dextral)  Left Lateral (Sinistral) </p>	Horizontal	Horizontal	Trace sesar pada umumnya 30° terhadap stress maximum
<p>ROTATIONAL</p> 	<p>Scissors Fault Hinge Fault</p>			Throw bervariasi di sepanjang strike, dari normal throw sampai reverse
<p>TRANSFORM</p> 	<p>Dextral  Sinistral </p>	Horizontal		Sesar yang terkait dengan pergerakan, pemisahan ataupun tumbukan lempeng tektonik. Jika yang terjadi adalah separasi, maka rtf yang terbentuk akan diisi oleh material baru. Jika yang terjadi adalah tumbukan, maka salah satu lempeng akan naik berada di atas lempeng yang lain.

2.4.3 Interpretasi Horizon

Pada dasarnya Interpretasi horizon atau *picking* horizon dilakukan untuk membatasi asumsi formasi atau lapisan yang akan dipetakan menjadi peta struktur. Pada umumnya *picking* horizon dilakukan berdasarkan refleksi seismik yang tinggi dan kontinu, hal ini didasari asumsi bahwa setiap muka gelombang menandakan medium baru, maka akan menyebabkan kontras impedansi pada data seismik. Pada proses *picking* horizon dilakukan pembatasan berdasarkan medium dan umur dari lapisan tersebut. Alangkah baiknya ketika kita memiliki *marker* dari data sumur dan target lapisan yang akan dipetakan, kita dapat menarik lapisan dari marker tersebut.



Gambar 2.32 Contoh interpretasi horizon pada data seismik (Heritage Oil, 2014)

2.4.4 Time to Depth Conversion

Time to depth conversion adalah proses perubahan domain pada data seismik yang semula berdomain waktu menjadi berdomain kedalaman. Dalam hal ini peta struktur seismik yang tadinya berdomain waktu (*Time structure map*) diubah menjadi berdomain kedalaman (*Depth structure map*). Proses ini sangat penting dilakukan mengingat masih ada perbedaan antara kedua domain ini yang dapat menimbulkan ambiguitas ketika diinterpretasi, Hal ini terjadi karena pada dasarnya kondisi aktual adalah berdomain kedalaman, sedangkan seismik memiliki domain waktu (*Two-way time*). Dalam proses ini terdapat beberapa metode yaitu metode kurva waktu dan kedalaman, metode kecepatan migrasi, metode tomografi kecepatan dan lainnya. Pada penelitian ini, digunakan metode kurva waktu kedalaman dalam konversi domain ini. Metode kurva waktu kedalaman dilakukan dengan cara mengasumsi hubungan waktu dan kedalaman dari data checkshot atau VSP. Dari hubungan tersebut didapatkan persamaan konversi yang cenderung linier atau polinomial. Setelah memasukkan persamaan terhadap peta struktur waktu, dilakukan pengikatan peta terhadap marker top data sumur yang tersedia, sehingga menghasilkan peta residual tersebut.

2.4.5 Seismik Atribut

Seismik atribut didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Barnes, 1999). Seismik atribut diperlukan sebagai alat bantu dalam interpretasi seismik untuk menunjukkan anomali yang tidak terlihat secara jelas dari data normal seismik. Sinyal tras seismik kompleks dapat dituliskan:

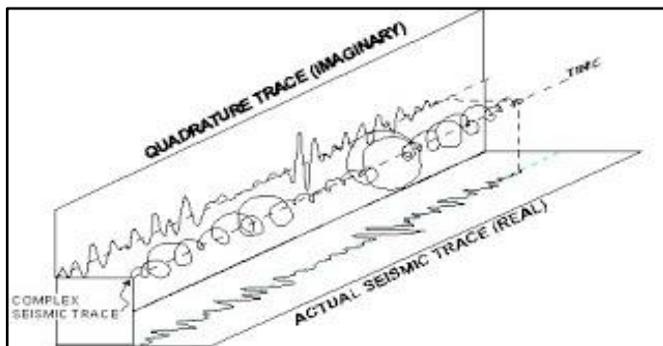
$$F(t) = f(t) + i f^*(t) \tag{2.8}$$

$f(t)$ adalah tras seismik real, $f^*(t)$ adalah *quadrature*nya, yakni $f(t)$ yang fasanya tergeserkan 90 derajat.

Komponen imajiner didapat dengan melakukan tranformasi Hilbert pada tras seismik real :

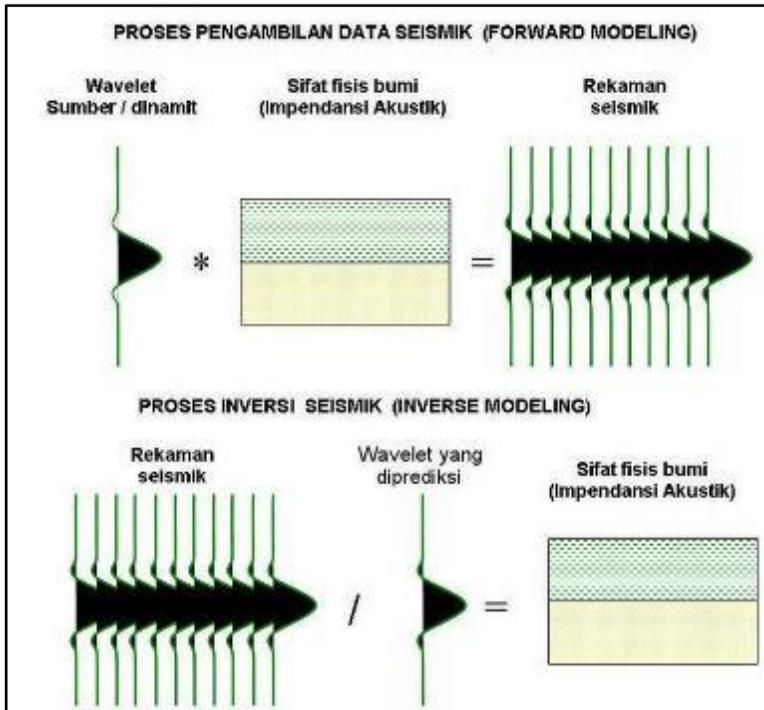
$$H(t) = 1/\pi * f(t) \tag{2.9}$$

dimana : * = konvolusi ; $f(t)$ tras seismik real ; $h(t)$ = tras imajiner



Gambar 2.33 Komponen Seismik Atribut (Abdullah, 2007)

Terdapat beberapa macam seismik attribut: *instantaneous amplitude*, *instantaneous phase*, *instantaneous frequency*, dan lain-lain yang mempunyai kegunaan masing-masing dalam interpretasi seismik.



Gambar 2.35 Konsep Dasar Inversi Seismik (Abdullah, 2007)

Metode inversi seismik dibagi menjadi dua kelompok (Russell, 1988) yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *pre-stack* terdiri dari *tomography time inversion* dan *amplitude inversion* (AVO). Inversi *post-stack* terdiri dari *amplitude inversion* dan *wavefield inversion*. *Amplitude inversion* terdiri dari *band limited inversion*, *sparse spike inversion*, dan *model-based inversion*.

Hasil inversi seismik berupa impedansi, meliputi *Acoustic impedance* (AI) dan *shear impedance* (SI). Kedua impedansi tersebut merupakan parameter dari suatu lapisan batuan. Oleh karena itu, impedansi akustik adalah sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan temperatur, maka impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator litologi, hidrokarbon, pemetaan litologi, pemetaan satuan aliran sampai dengan analisis kuantitatif (Sukmono, 2000).

Model-based inversion yang digunakan pada penelitian ini memiliki prinsip membuat model geologi dan membandingkannya dengan data riil seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbarui model untuk

menyesuaikan dengan data seismik (Russell, 1988). Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan menggunakan metode *band limited inversion*.

Keuntungan metode *model-based inversion* adalah metode ini tidak menginversi langsung dari seismik melainkan menginversi inisial model geologinya. Permasalahan menggunakan metode ini adalah memiliki sifat sensitif terhadap bentuk dan parameter wavelet yang digunakan dalam inversi ini.

2.4.7 Volumetrik Struktur

Metode volumetrik digunakan untuk memperkirakan besarnya cadangan reservoir pada suatu lapangan minyak atau gas yang baru. Data-data yang diperlukan untuk perhitungan perkiraan cadangan secara volumetris, yaitu bulk volume reservoir (V_b), porositas batuan (f), saturasi fluida (S_f), dan faktor volume formasi fluida. Perhitungan perkiraan cadangan secara volumetrik dapat digunakan untuk mengetahui besarnya *initial hydrocarbon in place*.

$$IOIP = 7758 \times V_b \times \phi \frac{(1-S_w)}{Boi} \quad (2.10)$$

Keterangan:

IOIP = *Initial Oil in Place*, STB

V_b = Volume Bulk batuan reservoir, *acre-feet*

ϕ = Porositas batuan, fraksi

S_w = Saturasi air formasi, fraksi

Boi = Faktor volume formasi minyak, bbl/STB

7758 = Faktor konversi, bbl/*acre-feet*

$$IGIP = 43560 \times V_b \times \phi \frac{(1-S_w)}{Bgi} \quad (2.11)$$

Keterangan:

IGIP = *Initial Gas in Place*, SCF

Boi = Faktor volume formasi minyak, bbl/SCF

43560 = Faktor konversi, cuft/*acre-feet*

Perhitungan volumetrik biasa dibagi dengan sistem probabilistik seperti menentukan P90, P50, dan P10 terlebih dahulu. P90 adalah nilai probabilistik paling optimis, sedangkan P10 merupakan nilai probabilistik paling pesimis. Untuk perhitungan volumetrik, biasanya nilai P10 menghasilkan hasil yang tertinggi dan P90 menghasilkan hasil terendah, sementara P50 merupakan nilai pertengahan antara P10 dan P90. Setelah menghitung probabilistik dilakukan

perhitungan *swanson mean*. *Swanson mean* adalah rata-rata yang biasa muncul pada akhirnya (AAPG, 2000), persamaan swanson mean adalah.

$$Swanson\ Mean = 0,3 (P10) + 0,4 (P50) + 0,3 (P90) \quad (2.12)$$

2.4.8 Faktor Risiko Geologi (Geological Chance Factor)

Faktor risiko geologi pada dasarnya adalah perhitungan peluang keberhasilan terhadap cadangan hidrokarbon dengan parameter sistem perminyakan. Faktor yang diperhitungkan antara lain adalah faktor *source*, reservoir, migrasi, jebakan, dan *seal*. Faktor ini diperhitungkan dengan nilai keberhasilan dari nilai nol hingga satu. Nilai ini menjadi acuan untuk kebijakan ideal selanjutnya.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Peralatan

Peralatan yang digunakan untuk penelitian tugas akhir ini adalah:

Hardware :

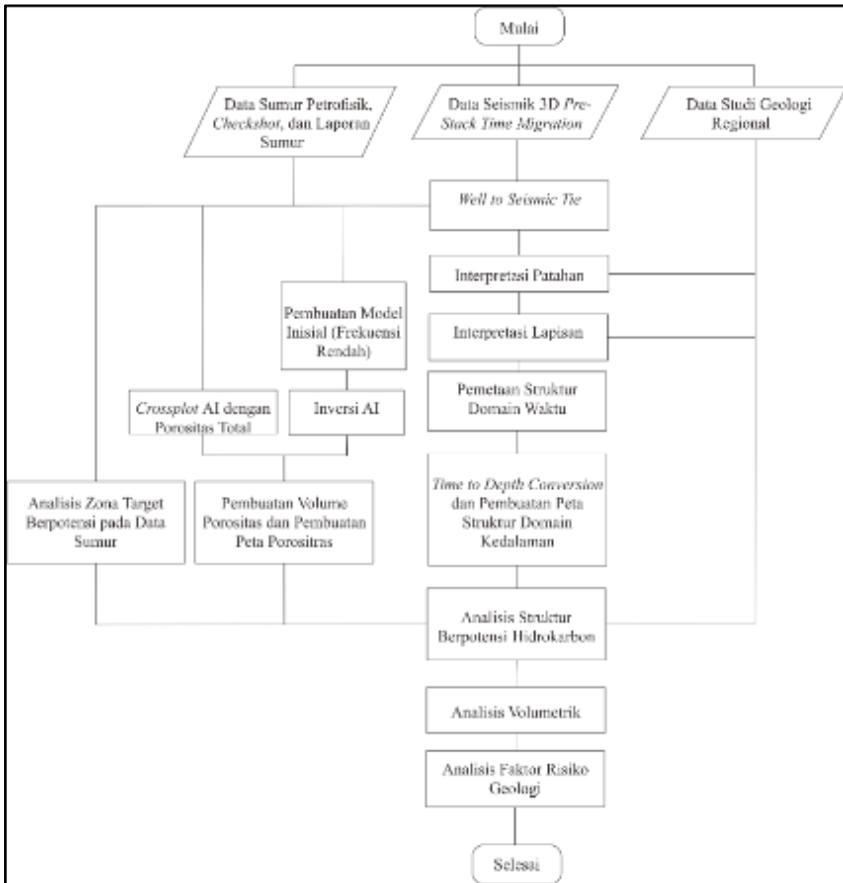
- 1 Unit *Mobile Workstation*

Software :

- Petrel
- Seisee
- Hampson Russell
- Microsoft Office

3.2 Metodologi Penelitian

Secara garis besar, metode analisis potensi migas pada penelitian tugas akhir ini digambarkan oleh diagram alir berikut ini:



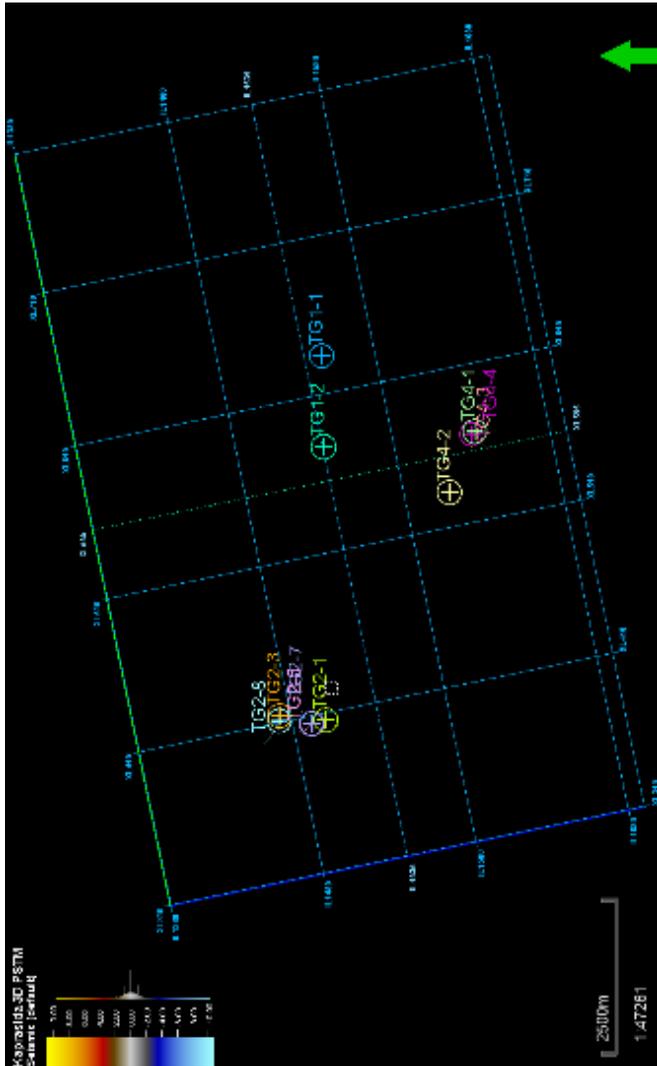
Gambar 3.1 Diagram Alir untuk Karakterisasi Reservoir dan Penentuan Daerah Potensi

3.3 Data

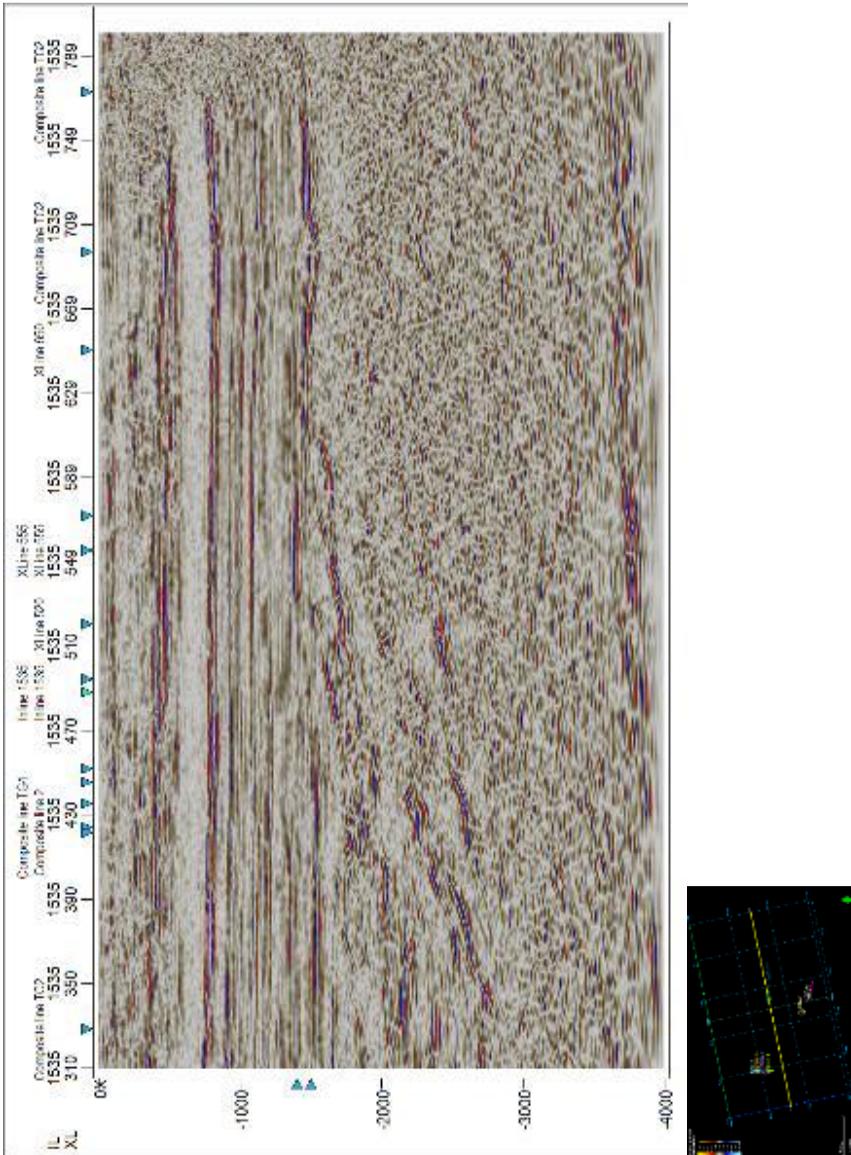
Penelitian tugas akhir ini menggunakan beberapa data sebagai input seperti yang telah dijelaskan pada diagram alir di atas, data tersebut memiliki spesifikasi di bawah ini:

- Data Seismik 3D PSTM Wilayah Lapangan “Kapasida”
 - o Inline 1380 – 1690 (311)
 - o Xline 310 – 800 (491)

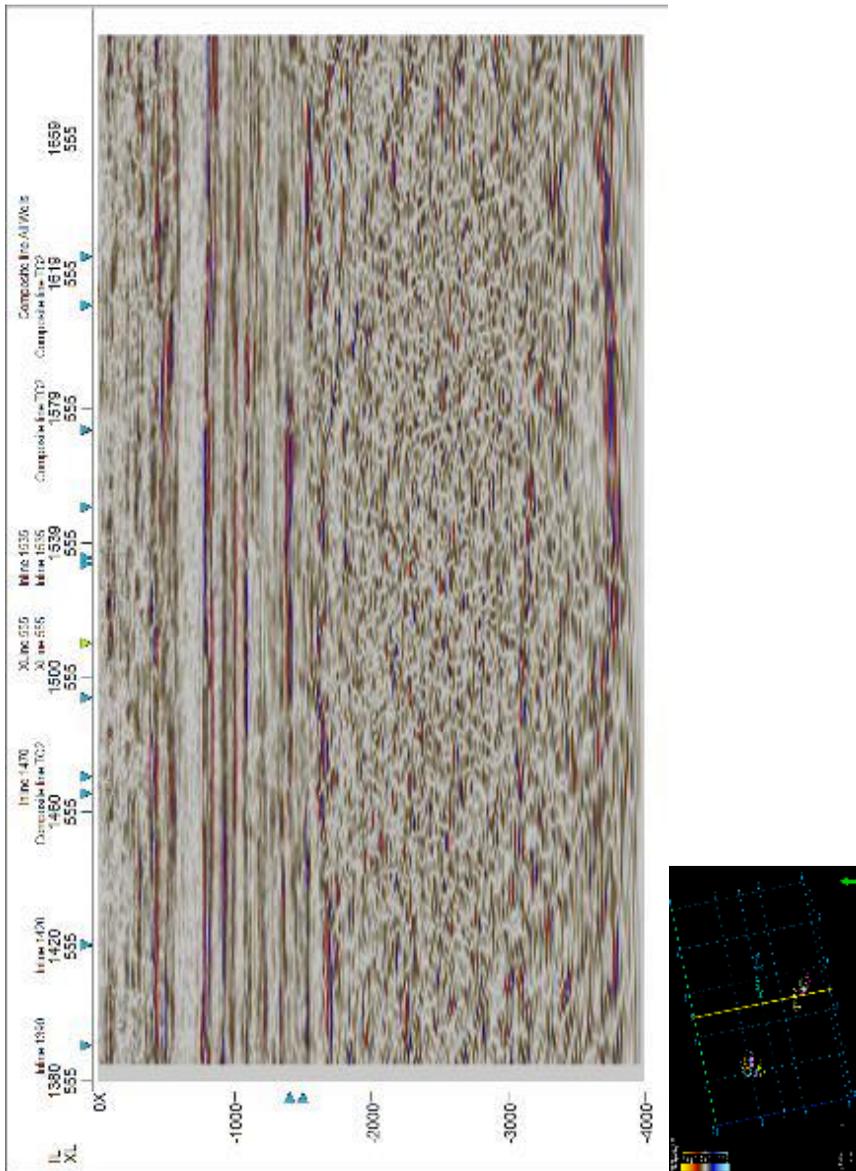
- Step = 1
- X = 196129,68
- Y = 119087,64
- Interval = 25 Meter
- Time = 0 s.d. -4000 TWT



Gambar 3.2 Data Seismik 3D PSTM Wilayah Lapangan “Kaprasida”



Gambar 3.3 Bentangan Inline 1535 Data Seismik Wilayah Lapangan “Kapasida”



Gambar 3.4 Bentangan Xline 555 Data Seismik Wilayah Lapangan “Kapasida”

- 11 Data Sumur Petrofisik, *Checkshot*, dan *Tops* Wilayah Lapangan “Kapasida”

Tabel 3.1 Spesifikasi Data Sumur yang Digunakan

No	Well Name	Well Type	MD (Logger)	Checkshot	GR	Sonic	Density	Caliper	Neutron Porosity	Resistivity	Sp	Porosity Effective	Water Saturation
1	TG1-1	Vertical	5533 ft	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
2	TG1-2	Vertical	5713 ft	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
3	TG2-1	Vertical	6758 ft	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
4	TG2-3	Vertical	5909 ft	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
5	TG2-5	Deviated	7982 ft	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
6	TG2-7	Deviated	6089 ft	No	Yes	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
7	TG2-8	Deviated	6394 ft	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
8	TG4-1	Vertical	5697 ft	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
9	TG4-2	Vertical	5821 ft	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
10	TG4-3	Deviated	6089 ft	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
11	TG4-4	Deviated	5976 ft	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes

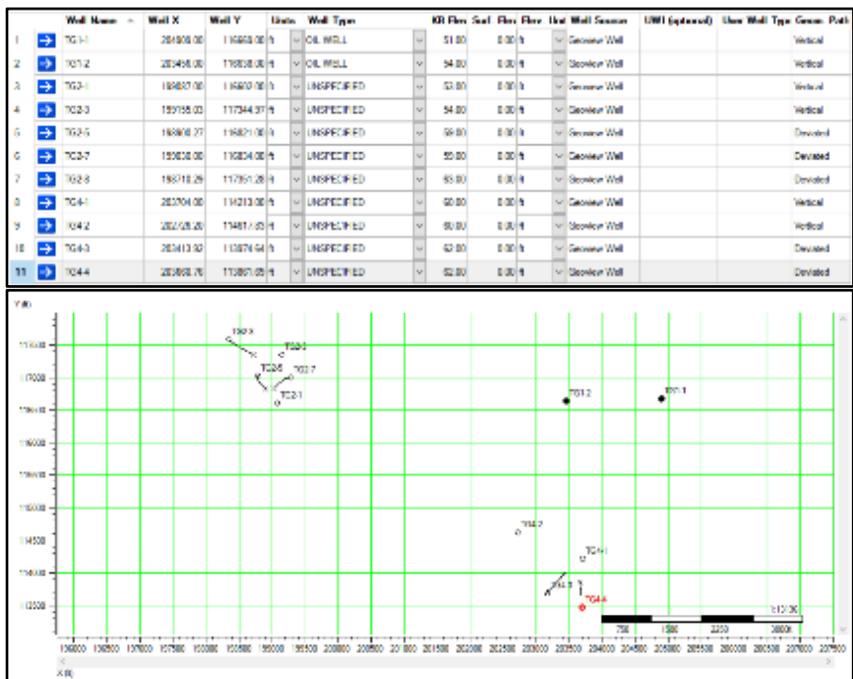
- Data Studi Geologi Regional Wilayah Lapangan “Kapasida”
- Data Laporan Sumur dan Tes Sumur Wilayah Lapangan “Kapasida”

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

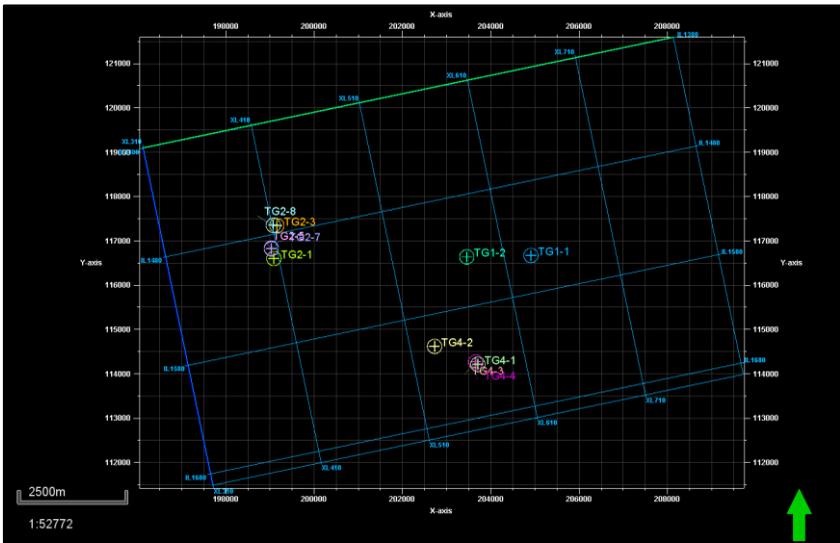
BAB IV PENGOLAHAN DATA DAN PEMBAHASAN

4.1 Persiapan Data

Semua data yang digunakan pada penelitian ini sebagaimana telah dijelaskan pada subbab 3.3 diperoleh dari PT. Energi Mega Persada, Tbk di kantor pusat Jakarta. Sebelum melakukan semua pemrosesan data, dilakukan langkah *input* data pada perangkat lunak yang digunakan, yaitu Petrel, Seissee, dan Hampson-Russell. Pada proses *input* data, perlu diperhatikan parameter khusus pada data tersebut, sehingga proses *input* sesuai dengan yang semestinya. Proses ini dimulai dengan *penginputan* data Seismik, Sumur, *Checkshot*, dan *Tops* pada perangkat lunak Petrel dan HRS, kemudian *penginputan* data seismik pada perangkat lunak Seissee.



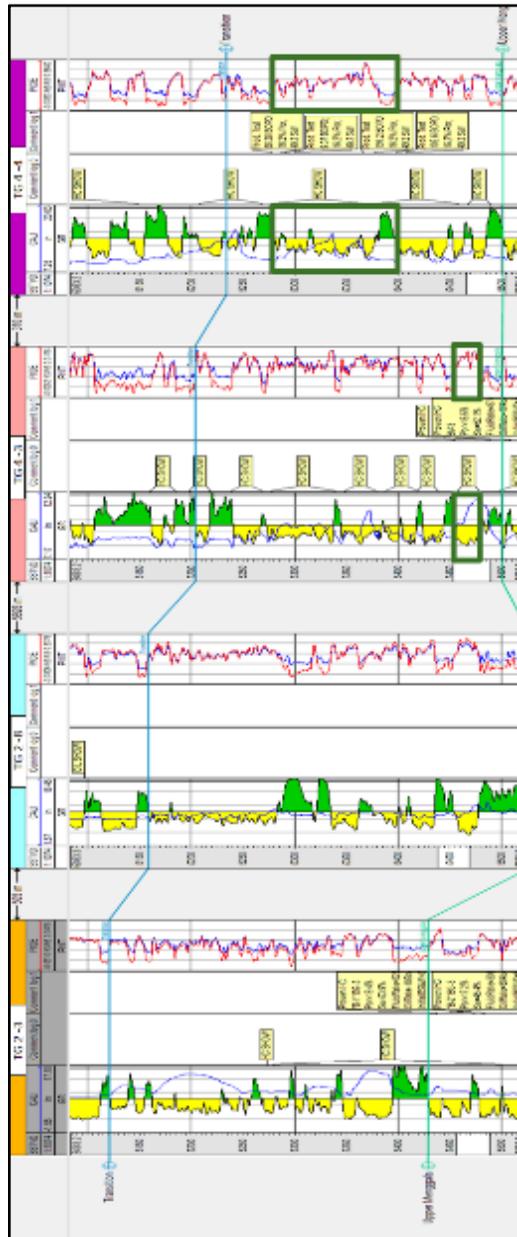
Gambar 4.1 Input data Sumur pada Perangkat Lunak Hampson-Russell



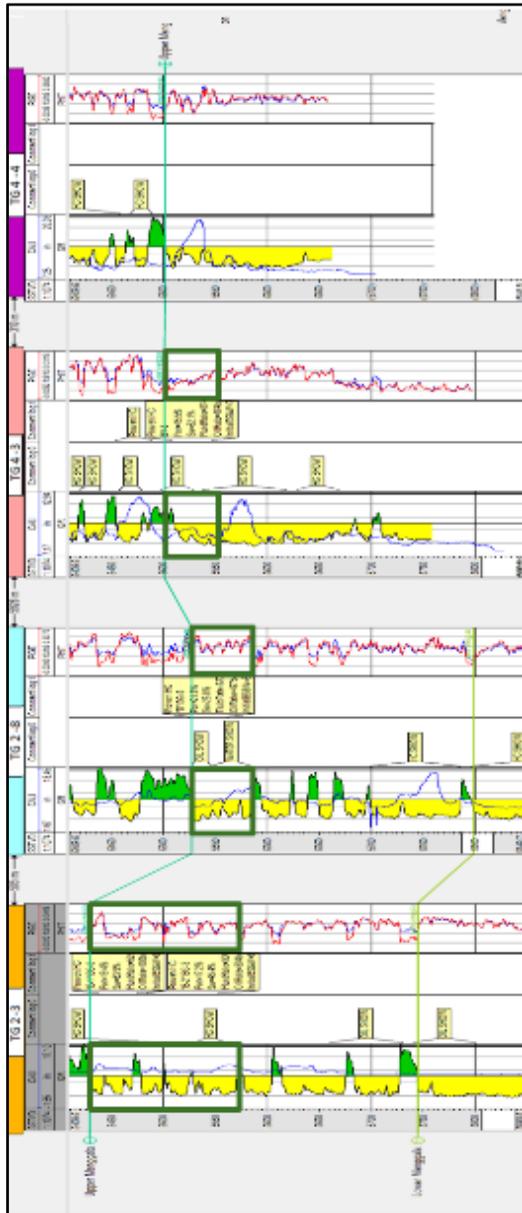
Gambar 4.2 Input data Sumur dan Seismik pada Perangkat Lunak Petrel

4.2 Analisis Zona Target Berpotensi pada Data Sumur

Analisis zona target dimulai dari pencarian zona batuan pasir berpotensi pada semua data sumur dalam rentang formasi Transisi, *Upper* Menggala, dan *Lower* Menggala. Data sumur pada wilayah dan zona formasi ini memiliki karakteristik batu pasir yang terseparasi dengan lapisan lempung. Selain itu, batu pasir pada zona ini memiliki karakteristik yang bukan dalam kategori *clean sand*. Analisis zona target ini tidak hanya mengacu pada nilai data sumur seperti gamma ray log, porosity log, dan Sw log, namun juga mengacu pada data laporan sumur dan data hasil tes sumur seperti *DST Test* dan *Production Test*.



Gambar 4.3 Analisis zona Target pada Formasi Transisi



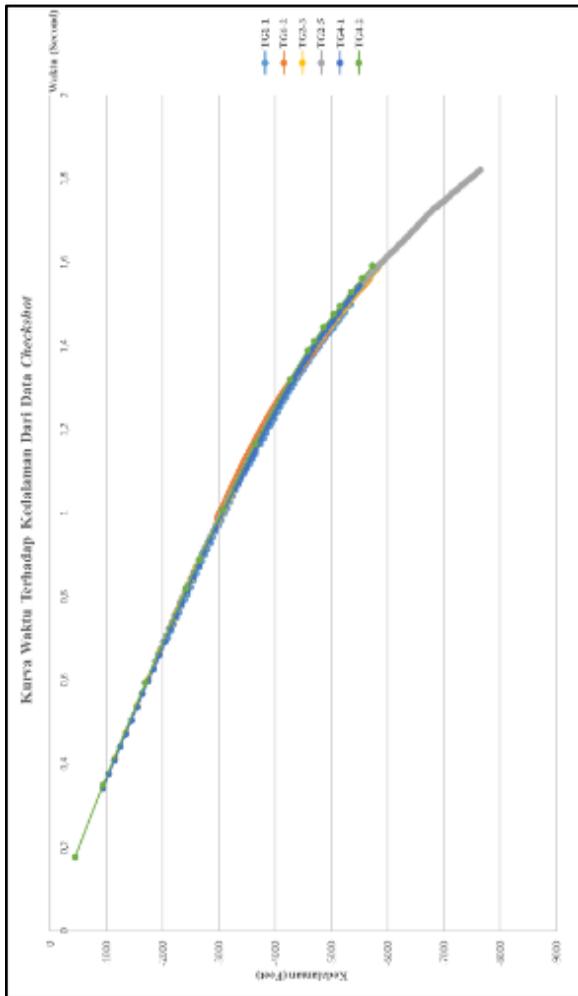
Gambar 4.4 Analisis zona Target pada Formasi *Upper Menggala* dan *Lower Menggala*

Dapat dilihat pada Gambar 4.3 terdapat dua zona target yang ditandai dengan wilayah kotak hijau pada sumur TG4-3 dan TG4-4. Zona target ini merupakan *proven HC*, artinya pada zona tersebut telah terbukti terisi hidrokarbon dengan spesifikasi pada *comment log 1*. Selain itu pada zona tersebut diperkuat dengan data pengeboran yang menunjukkan *HC show* pada *comment log 0*. Pada target sumur TG4-4 memiliki zona batu pasir yang cukup tebal dengan nilai porositas dan saturasi air yang cukup baik. Pada sumur TG4-3, zona target batuan pasir yang berpotensi dapat dikatakan jauh lebih tipis jika dibandingkan pada sumur TG4-4.

Pada Gambar 4.4, dapat dilihat zona target yang berprospek di formasi *Upper Menggala* dan *Lower Menggala* ditandai dengan wilayah kotak hijau. Pada formasi *Upper Menggala* ditemukan tiga buah zona berpotensi yang telah *proven*, yaitu pada sumur TG2-3, TG2-8, dan TG4-3. Pada zona tersebut telah dipastikan terisi hidrokarbon melalui *production test* yang telah dilakukan dengan hasil pada *comment log 1*. Pada zona sumur TG2-3 terdapat zona berpotensi yang paling tebal jika dibandingkan dengan sumur lainnya. Pada formasi *Lower Menggala* tidak ditemukan zona berpotensi yang telah *proven* sama sekali. Dari semua sumur, yaitu sumur wilayah TG1, TG2, dan TG4, hanya ditemukan potensi yang telah terbukti pada sumur TG2-3, TG2-8, TG4-3, dan TG4-4. Analisis zona target ini dapat menjadi acuan struktur baru berpotensi pada daerah sekitar data sumur yang telah terbukti.

4.3 Well to Seismic Tie

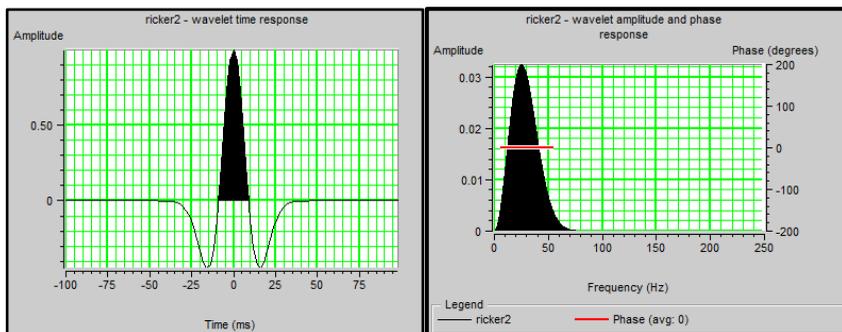
Analisis dan proses pengikatan data sumur terhadap data seismik membutuhkan beberapa data sumur, yaitu data Log Sonik (*Pwave*), Log Densitas (RHOB), dan *Checkshot*. Tahap pertama adalah pembuatan seismogram sintesis yaitu dengan cara mengalikan Log sonik dengan Log Densitas. Hasil dari perkalian itu adalah Log Impedansi Akustik, kemudian diubah menjadi Log Koefisien refleksi (*RC*) dengan perbandingan beberapa lapisan. Setelah itu, Log *RC* dikonvolusikan dengan *wavelet* yang telah diuji sehingga menghasilkan seismogram sintesis. Tahap setelahnya adalah mengaplikasikan koreksi data *checkshot* yang kemudian siap dibandingkan dengan data seismik *realtime* pada *CDP* yang mewakili lokasi sumur. Sebelum melakukan koreksi *checkshot* perlu dilakukan peninjauan hubungan domain waktu dan kedalaman pada data *checkshot* tersebut untuk menghindari kesalahan pada koreksi. Pada saat mengkorelasikan seismogram sintesis dengan data seismik diperlukan beberapa operasi seperti *shifting* untuk mendapatkan korelasi yang baik. Pada penelitian ini, Proses pengikatan data sumur dengan seismik dilakukan dengan Perangkat lunak HRS.



Gambar 4.5 Hubungan waktu dan kedalaman dari data *Checkshot*

Pada Gambar 4.5 dapat dilihat hubungan antara waktu (*TWT*) dan kedalaman (*Feet*) dari hasil data *Checkshot* pada sumur wilayah Lapangan “Kapasida”, yaitu Sumur TG1-1, TG1-2, TG2-3, TG2-5, TG4-1, dan TG4-2. Dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa data relasi menunjukkan kurva polinomial yang relatif tidak memiliki *shifting* data (relatif berhimpit), sehingga data *checkshot* dinilai layak untuk mengkoreksi Log Sonik pada korelasi data sumur terhadap data seismik.

Proses korelasi data sumur dengan data seismik membutuhkan *wavelet* yang merepresentasikan gelombang seismik tersebut dan juga ideal untuk korelasi, parameter penting adalah frekuensi *wavelet*. Demi mendapatkan *wavelet* ideal dilakukan ekstraksi *wavelet* dari seismik dan sumur, setelah itu didapatkan frekuensi ideal antara 23 Hz hingga 27 Hz. Oleh sebab itu, dilakukan pembuatan *wavelet ricker* dengan frekuensi 25 Hz.



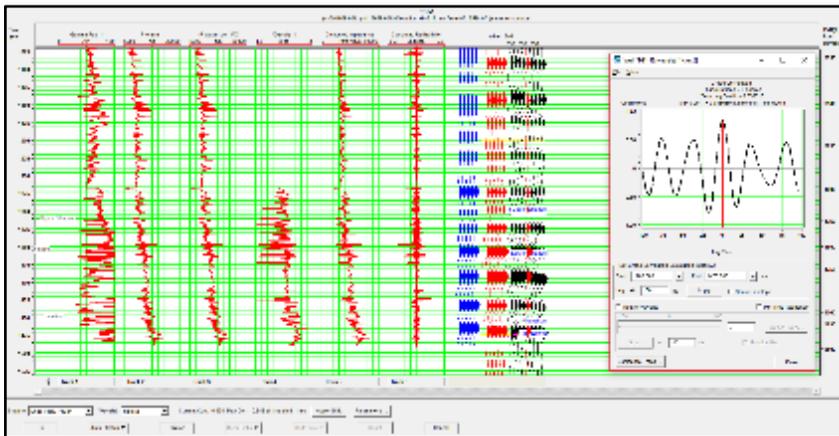
Gambar 4.6 Karakteristik *wavelet* yang digunakan untuk proses *Well to seismic tie*

Pada penelitian ini, tidak semua sumur memiliki data *checkshot*, oleh sebab itu digunakan referensi *checkshot* pada sumur yang tidak memiliki *checkshot*. Referensi *checkshot* digunakan dengan mempertimbangkan jarak sumur dan jenis sumur. Pada kasus ini, lebih diutamakan menggunakan referensi *checkshot* dengan jenis sumur vertikal untuk sumur vertikal maupun deviasi, hal ini disebabkan oleh arah deviasi yang berbeda, sehingga untuk sumur deviasi tetap menggunakan *checkshot* sumur vertikal. Sumur TG2-1, TG2-7, dan TG2-8 menggunakan *checkshot* sumur TG2-3. Sumur TG4-3 dan TG4-4 menggunakan *checkshot* sumur TG4-1. Berikut ini adalah hasil dari korelasi data sumur terhadap data seismik.

Tabel 4.1 Nilai hasil korelasi masing-masing sumur

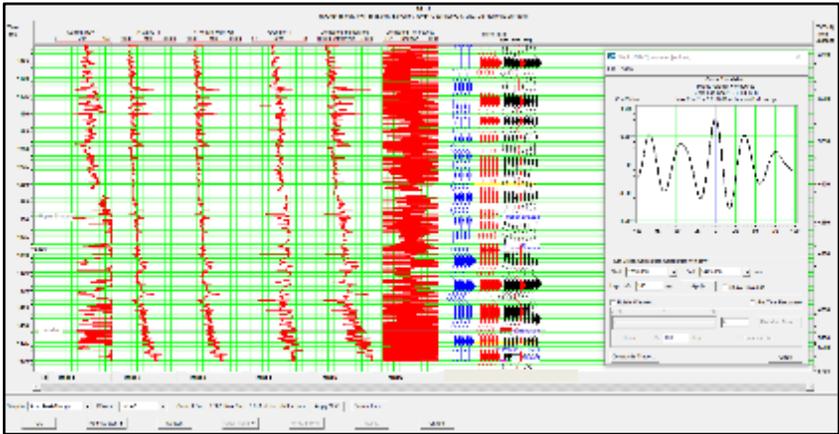
No	Nama Sumur	Jenis Sumur	<i>Checkshot</i>	Nilai Korelasi
1	TG1-1	Vertikal	TG1-1	0,838316
2	TG1-2	Vertikal	TG1-2	0,806658
3	TG2-1	Vertikal	Referensi TG2-3	0,682133
4	TG2-3	Vertikal	TG2-3	0,684379

5	TG2-5	Deviasi	TG2-5	0,603784
6	TG2-7	Deviasi	Referensi TG2-3	0,706601
7	TG2-8	Deviasi	Referensi TG2-3	0,708400
8	TG4-1	Vertikal	TG4-1	0,607667
9	TG4-2	Vertikal	TG4-2	0,590638
10	TG4-3	Deviasi	Referensi TG4-1	0,632581
11	TG4-4	Deviasi	Referensi TG4-1	0,610008



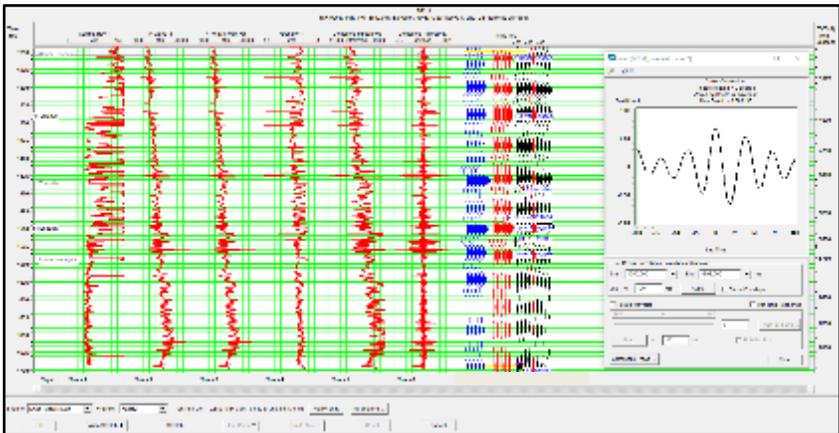
Gambar 4.7 Korelasi data Sumur TG1-1 dengan data seismik

Sumur TG1-1 dikorelasikan dengan data seismik pada *inline* 1546, tepatnya CDP 633 yaitu lokasi seismik yang merupakan titik sumur TG1-1. Setelah dilakukan koreksi *Checkshot* sumur TG1-1 dan beberapa proses *stretching* didapatkan nilai korelasi sebesar 0,838316 sepanjang interval 1200 hingga 1475 ms (TWT).



Gambar 4.8 Korelasi data Sumur TG1-2 dengan data seismik

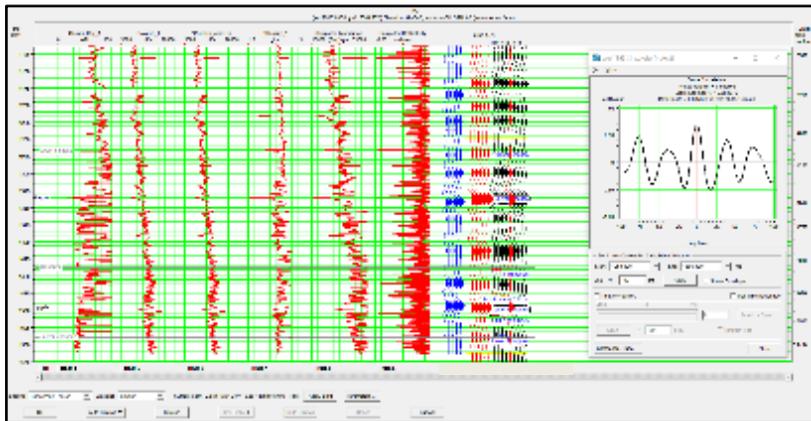
Sumur TG1-2 dikorelasikan dengan data seismik pada *inline* 1536, tepatnya CDP 576 yaitu lokasi seismik yang merupakan titik sumur TG1-2. Setelah dilakukan koreksi *Checkshot* sumur TG1-2 dan beberapa proses *stretching* didapatkan nilai korelasi sebesar 0,806658 sepanjang interval 1250 hingga 1475 ms (TWT).



Gambar 4.9 Korelasi data Sumur TG2-1 dengan data seismik

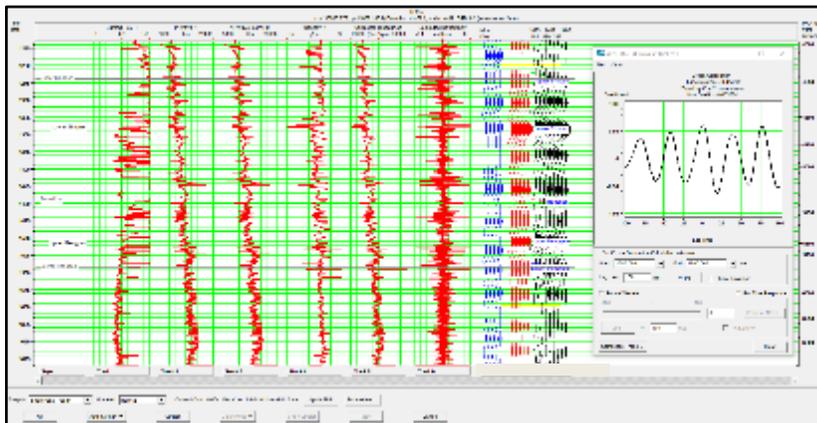
Sumur TG2-1 dikorelasikan dengan data seismik pada *inline* 1501, tepatnya CDP 405 yaitu lokasi seismik yang merupakan titik sumur TG2-1.

Setelah dilakukan koreksi *Checkshot* sumur TG2-3 dan beberapa proses *stretching* didapatkan nilai korelasi sebesar 0,682133 sepanjang interval 1250 hingga 1695 ms (TWT).



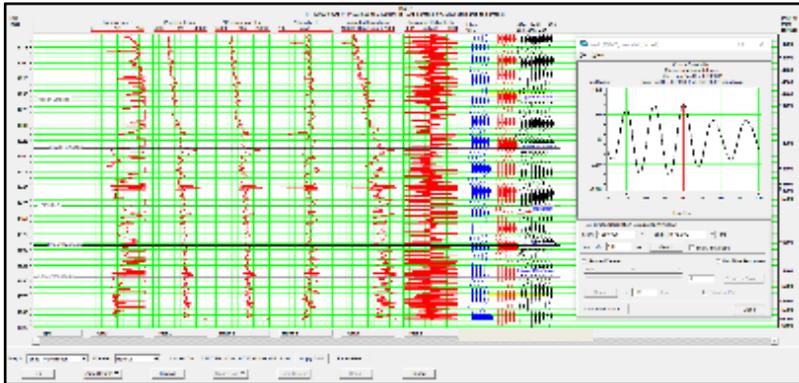
Gambar 4.10 Korelasi data Sumur TG2-3 dengan data seismik

Sumur TG2-3 dikorelasikan dengan data seismik pada *inline* 1473, tepatnya CDP 413 yaitu lokasi seismik yang merupakan titik sumur TG2-3. Setelah dilakukan koreksi *Checkshot* sumur TG2-3 dan beberapa proses *stretching* didapatkan nilai korelasi sebesar 0,684379 sepanjang interval 1250 hingga 1695 ms (TWT).



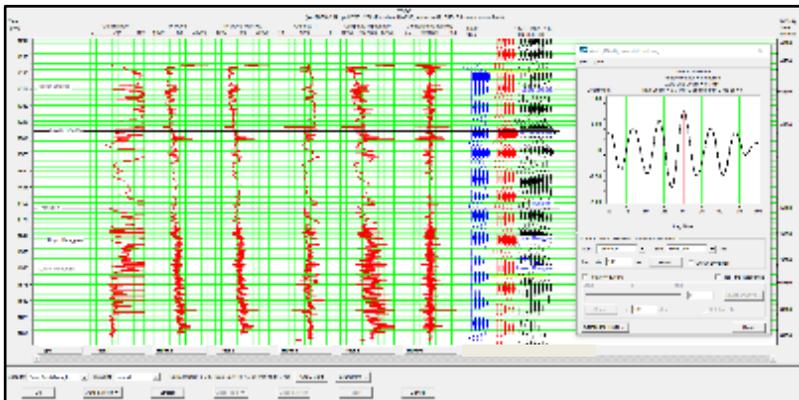
Gambar 4.11 Korelasi data Sumur TG2-5 dengan data seismik

Sumur TG2-5 dikorelasikan dengan data seismik sekitar *inline* 1493, 1489, dan 1485, tepatnya sekitar CDP 402, 399, dan 398 yaitu lokasi seismik yang merupakan titik sumur TG2-5. Setelah dilakukan koreksi *Checkshot* sumur TG2-5 dan beberapa proses *stretching* didapatkan nilai korelasi sebesar 0,603784 sepanjang interval 1250 hingga 1600 ms (TWT).



Gambar 4.12 Korelasi data Sumur TG2-7 dengan data seismik

Sumur TG2-7 dikorelasikan dengan data seismik sekitar *inline* 1494, 1491, dan 1489, tepatnya sekitar CDP 403, 406, dan 409 yaitu lokasi seismik yang merupakan titik sumur TG2-7. Setelah dilakukan koreksi *Checkshot* sumur TG2-3 dan beberapa proses *stretching* didapatkan nilai korelasi sebesar 0,706601 sepanjang interval 1250 hingga 1575 ms (TWT).



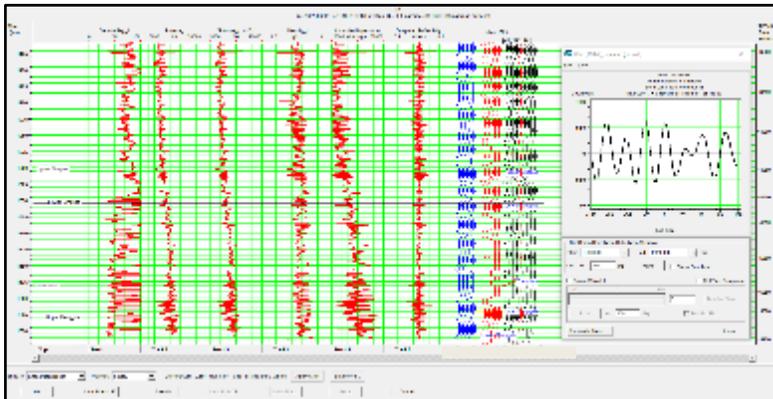
Gambar 4.13 Korelasi data Sumur TG2-8 dengan data seismik

Sumur TG2-8 dikorelasikan dengan data seismik sekitar *inline* 1471, 1467, dan 1464, tepatnya sekitar CDP 399, 396, dan 393 yaitu lokasi seismik yang merupakan titik sumur TG2-8. Setelah dilakukan koreksi *Checkshot* sumur TG2-3 dan beberapa proses *stretching* didapatkan nilai korelasi sebesar 0,708400 sepanjang interval 1250 hingga 1585 ms (TWT).



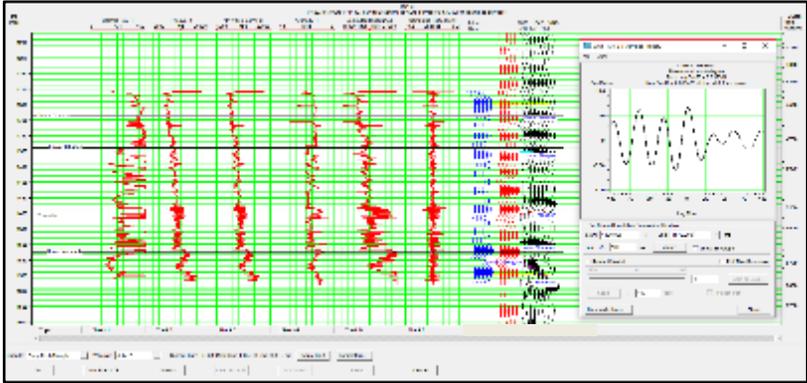
Gambar 4.14 Korelasi data Sumur TG4-1 dengan data seismik

Sumur TG4-1 dikorelasikan dengan data seismik pada *inline* 1633, tepatnya CDP 566 yaitu lokasi seismik yang merupakan titik sumur TG4-1. Setelah dilakukan koreksi *Checkshot* sumur TG4-1 dan beberapa proses *stretching* didapatkan nilai korelasi sebesar 0,607667 sepanjang interval 1250 hingga 1525 ms (TWT).



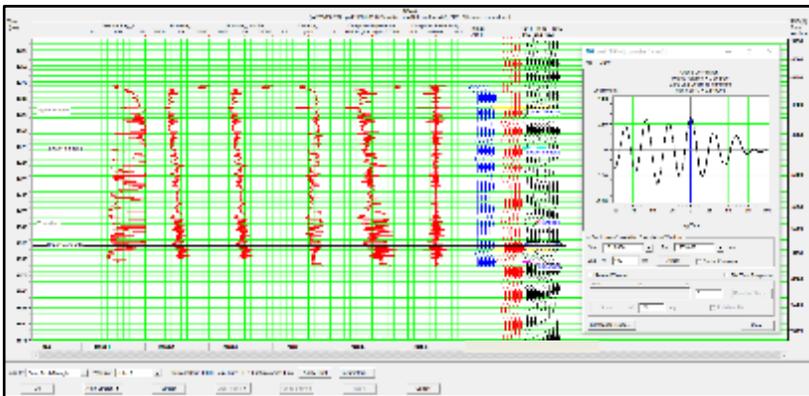
Gambar 4.15 Korelasi data Sumur TG4-2 dengan data seismik

Sumur TG4-2 dikorelasikan dengan data seismik pada *inline* 1609, tepatnya CDP 531 yaitu lokasi seismik yang merupakan titik sumur TG4-2. Setelah dilakukan koreksi *Checkshot* sumur TG4-2 dan beberapa proses *stretching* didapatkan nilai korelasi sebesar 0,590638 sepanjang interval 1280 hingga 1520 ms (TWT).



Gambar 4.16 Korelasi data Sumur TG4-3 dengan data seismik

Sumur TG4-3 dikorelasikan dengan data seismik sekitar *inline* 1638, 1642, dan 1645, tepatnya sekitar CDP 556, 553, dan 550 yaitu lokasi seismik yang merupakan titik sumur TG4-3. Setelah dilakukan koreksi *Checkshot* sumur TG4-1 dan beberapa proses *stretching* didapatkan nilai korelasi sebesar 0,632581 sepanjang interval 1300 hingga 1575 ms (TWT).

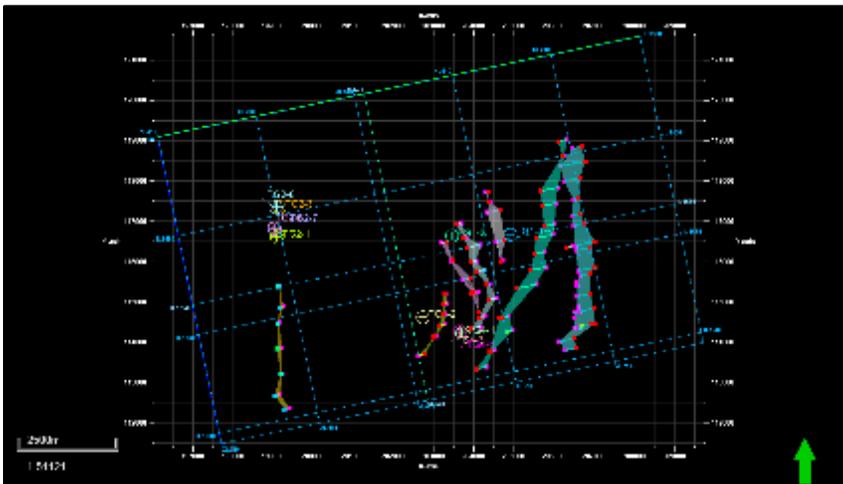


Gambar 4.17 Korelasi data Sumur TG4-4 dengan data seismik

Sumur TG4-4 dikorelasikan dengan data seismik sekitar *inline* 1644, 1648, dan 1652, tepatnya sekitar CDP 582 yaitu lokasi seismik yang merupakan titik sumur TG4-4. Setelah dilakukan koreksi *Checkshot* sumur TG4-1 dan beberapa proses *stretching* didapatkan nilai korelasi sebesar 0,610008 sepanjang interval 1315 hingga 1535 ms (TWT).

4.4 Interpretasi Patahan

Interpretasi yang pertama dilakukan adalah interpretasi patahan. Hal ini dilakukan untuk mengetahui terlebih dahulu kondisi patahan pada wilayah interpretasi. Dalam kasus ini patahan bisa berperan sebagai dua hal, yaitu pembatas (kompartemen) atau jalur migrasi. Dengan menginterpretasi patahan terlebih dahulu, kita bisa lebih mudah menginterpretasi lapisan untuk memperlihatkan struktur jebakan Hidrokarbon. Pada proses interpretasi patahan, penulis memanfaatkan atribut seismik *variance* untuk memperjelas diskontinuitas yang diharapkan adalah tanda dari keberadaan patahan (Greg Partyka, 1998). Dalam penelitian ini penulis menginterpretasikan patahan yang dianggap major. Berdasarkan studi geologi pada daerah ini, patahan major ditandai dengan arah relatif utara – selatan.

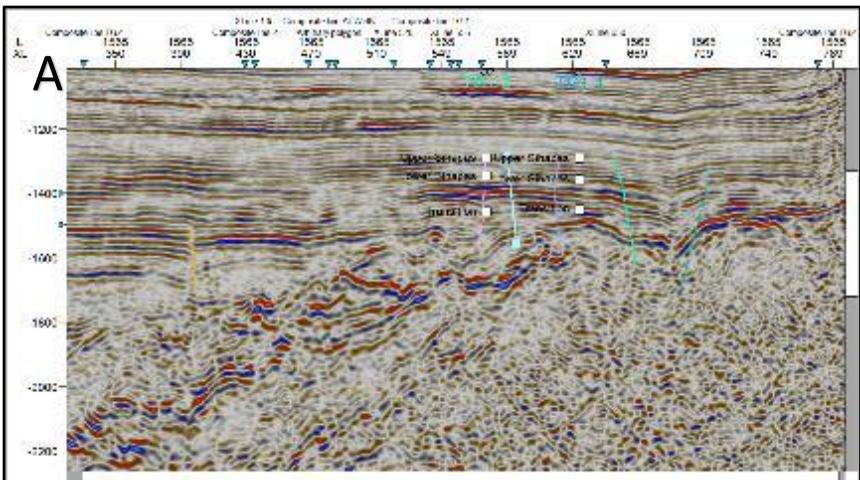


Gambar 4.18 Patahan Major yang terletak sekitar daerah studi

Gambar 4.18 merupakan lokasi patahan major yang terdapat pada lokasi lapangan “Kapasida” Patahan tersebut ditandai oleh adanya diskontinuitas pada suatu lapisan. Patahan menjadi suatu hal yang penting pada interpretasi

seismik. Patahan bisa mengambil peranan penting pada pemetaan struktur. Sebagian dari patahan juga bisa sebagai perangkap hidrokarbon pada suatu kasus.

Gambar 4.19 merupakan interpretasi patahan pada inline seismik 1565. Oleh karena patahan major daerah ini berarah utara – selatan, maka penulis akan lebih mudah menginterpretasikan melalui komponen *inline*, karena tegak lurus dengan arah patahan. Pada gambar 4.19 (B) terlihat bahwa patahan tersebut lebih mudah diinterpretasikan dengan bantuan atribut seismik *variance*. Pada bentangan tersebut, jika nilai *variance* terlihat tinggi, maka terdapat diskontinuitas pada lokasi tersebut. Setelah melihat kontras tersebut, dilakukan peninjauan lokasi tersebut sehingga dapat memahami pergeseran lapisan yang terjadi akibat dari patahan pada lokasi itu. Jika memang terjadi pergeseran lapisan yang selaras, entah itu patahan naik atau patahan turun, maka dilakukan interpretasi patahan dengan cara menandakan patahan tersebut, kemudian dilihat pada *inline* sebelumnya dan sesudahnya untuk mengetahui radius patahan tersebut sehingga mudah untuk proses permodelan patahan. Permodelan patahan dilakukan setelahnya untuk mendapatkan radius patahan terhadap nilai kedalamannya serta arah kemiringan patahan tersebut. Pada gambar 4.19 (B) terlihat pada bagian timur bentangan terdapat anomali nilai *variance* yang sangat tinggi sepanjang data seismik, hal ini dipengaruhi oleh patahan major yang memotong lapangan “Kapasrida”, yaitu Patahan Padang.



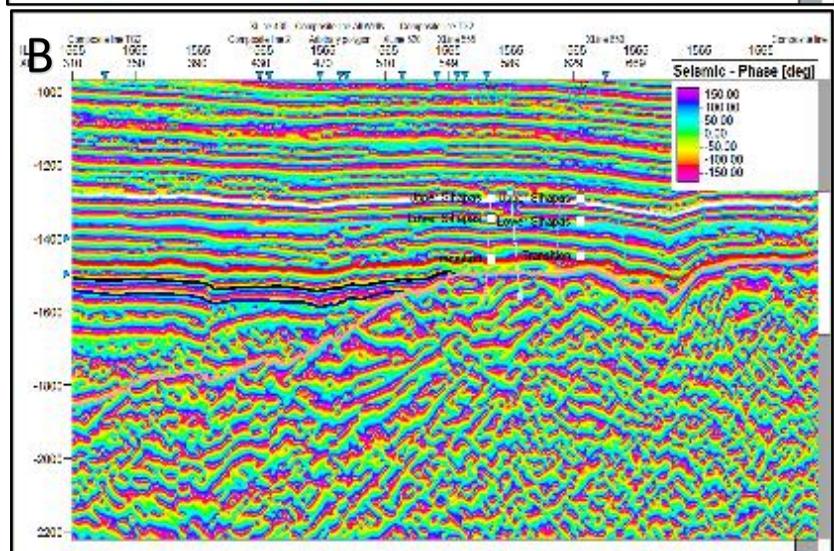
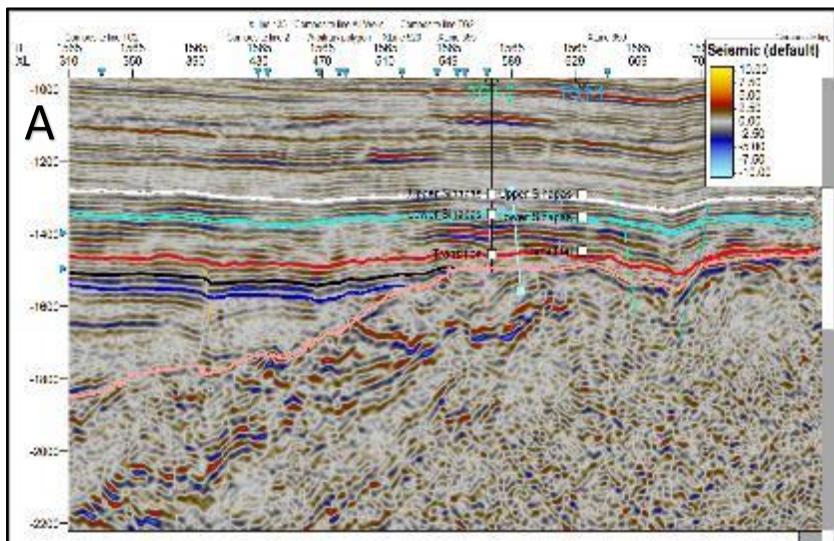
lapisan ini dikelompokkan pada fase pengisian sedimen masa tenang (*Sag*) sehingga lebih mudah diinterpretasikan karena memiliki pergerakan tektonik yang cenderung sedikit. Kemudian interpretasi patahan dilanjutkan pada lapisan *Upper* Menggala dan *Lower* Menggala, pada lapisan ini pergerakan tektonik memasuki fase inversi, sehingga masih dikategorikan pada fase tektonik aktif. Lapisan terakhir yang diinterpretasikan adalah *Basement*, lapisan ini ditandai dengan kecepatan lapisan yang lebih tinggi, karena merupakan lapisan yang sangat kompak.

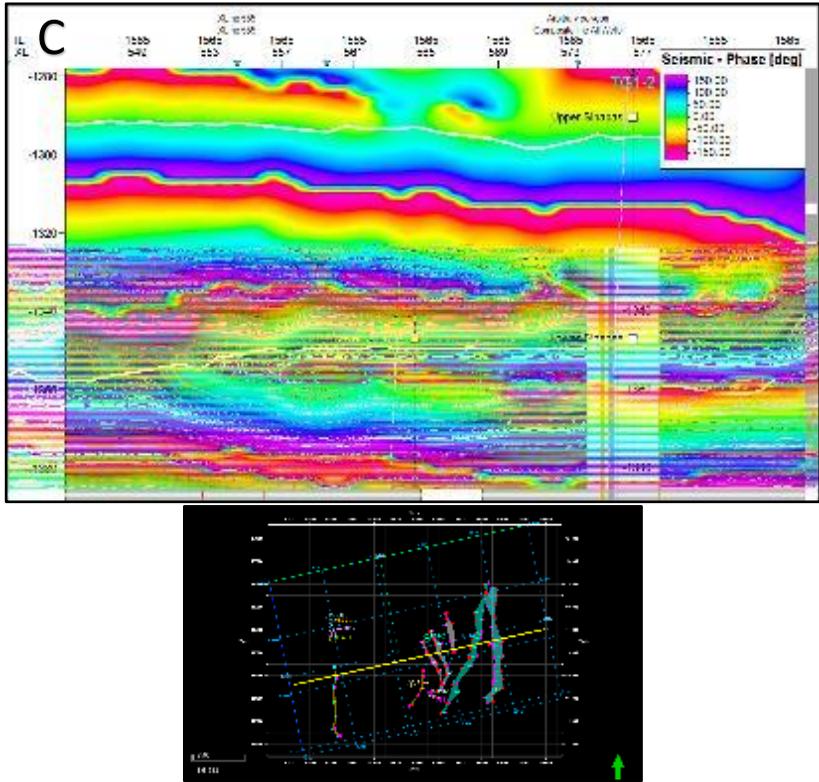
Pada proses interpretasi ini, penulis memanfaatkan atribut seismik fase karena karakteristik seismik lapangan “Kapasida” cenderung *Low Relief Seismic* (EMP, 2008). Tujuan digunakannya atribut fase adalah membantu penulis dalam interpretasi sehingga tepat pada wilayah gelombang fase nol. Asumsi dasar perbedaan lapisan pada data seismik terletak pada fase nol, oleh karena itu, penulis menginterpretasikan tepat pada fase nol, sehingga relief kecil pada data seismik dapat terlihat.

Gambar 4.20 merupakan hasil dari interpretasi lapisan yang dilakukan. Pada gambar 4.20 (A) merupakan hasil keenam lapisan yang diinterpretasi pada bentangan *inline* 1565, yaitu lapisan putih untuk *Upper* Sihapas, lapisan Biru laut untuk *Lower* Sihapas, lapisan merah untuk Transisi, lapisan hitam untuk *Upper* Menggala, lapisan biru gelap untuk *Lower* Menggala, dan lapisan merah muda untuk *Basement*. Terlihat pada bentangan *inline* 1565 lapisan *basement onlap* terhadap lapisan *lower* dan *upper* Menggala, hal ini bisa menjadi zona menarik terhadap jebakan hidrokarbon. Tidak menutup kemungkinan terdapat hidrokarbon yang terperangkap pada bagian *onlap* tersebut. *Onlap* tersebut menyebabkan pada sumur TG1-1 dan TG1-2 tidak terdapat lapisan *Lower* dan *Upper* Menggala.

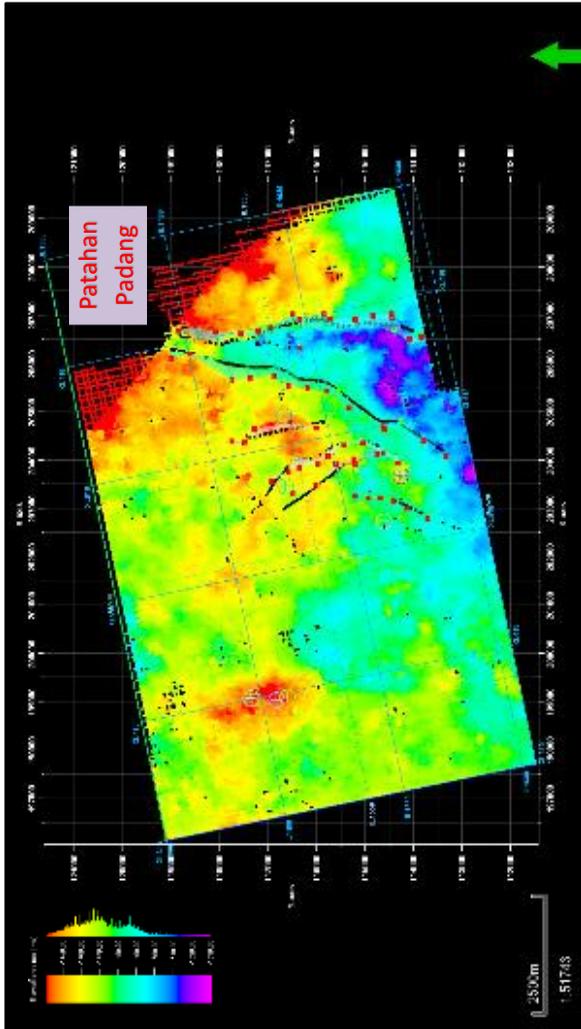
Gambar 4.20 (B) merupakan hasil interpretasi lapisan pada bentangan *inline* 1565 dengan penggunaan aplikasi atribut seismik fase. Atribut fase membantu interpreter dalam melihat fase pada gelombang seismik tersebut. Penggunaan atribut ini dilakukan untuk membantu interpreter dalam memperjelas lokasi fase nol gelombang seismik yang ditunjukkan dengan wilayah berwarna hijau. Oleh sebab itu, wilayah berwarna hijau merupakan lokasi tepat perbedaan lapisan yang terjadi atau titik pantul gelombang refleksinya.

Gambar 4.20 (C) merupakan salah satu contoh aplikasi atribut seismik fase pada proses interpretasi lapisan, pada wilayah hijau yang merupakan wilayah fase nol, maka interpretasi lapisan cenderung dilokasikan atau ditandakan pada wilayah hijau tersebut. Manfaat dari aplikasi atribut seismik fase pada studi ini atau khususnya pada *low relief seismic* adalah memperlihatkan struktur – struktur kecil yang bisa saja tidak terlihat jika proses interpretasi lapisan tidak detail terhadap fase nol.



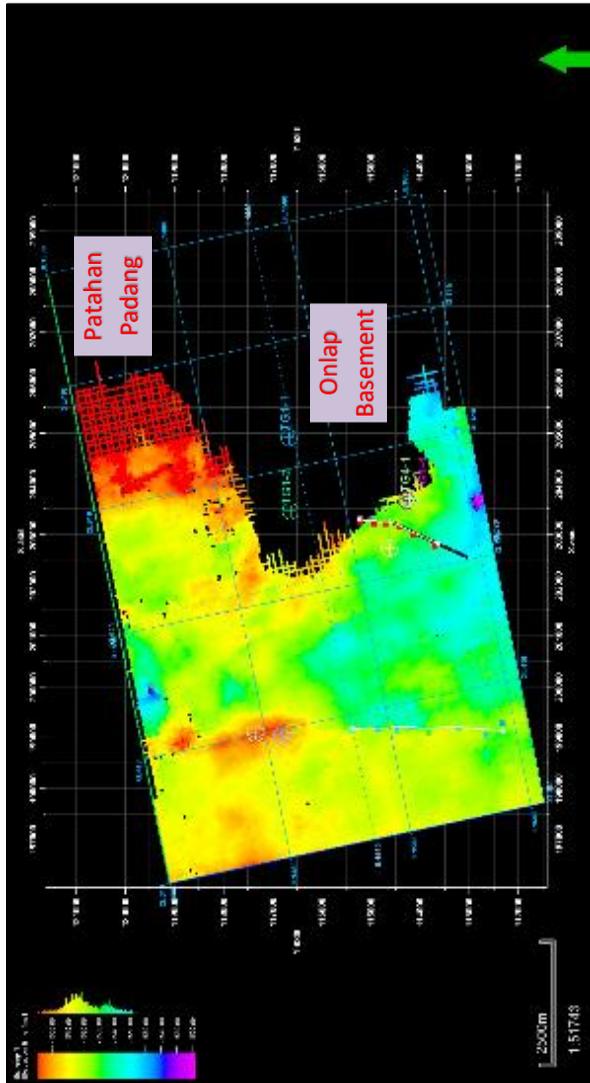


Gambar 4.20 Interpretasi lapisan pada inline 1565 (A), Interpretasi lapisan menggunakan bantuan atribut fase pada inline 1565 (B), dan Contoh detail pemanfaatan atribut fase pada interpretasi lapisan Upper Sihapas dan Lower Sihapas daerah sekitar sumur TG1-2 (C)



Gambar 4.21 Hasil Interpretasi seismik pada Lapisan Transisi

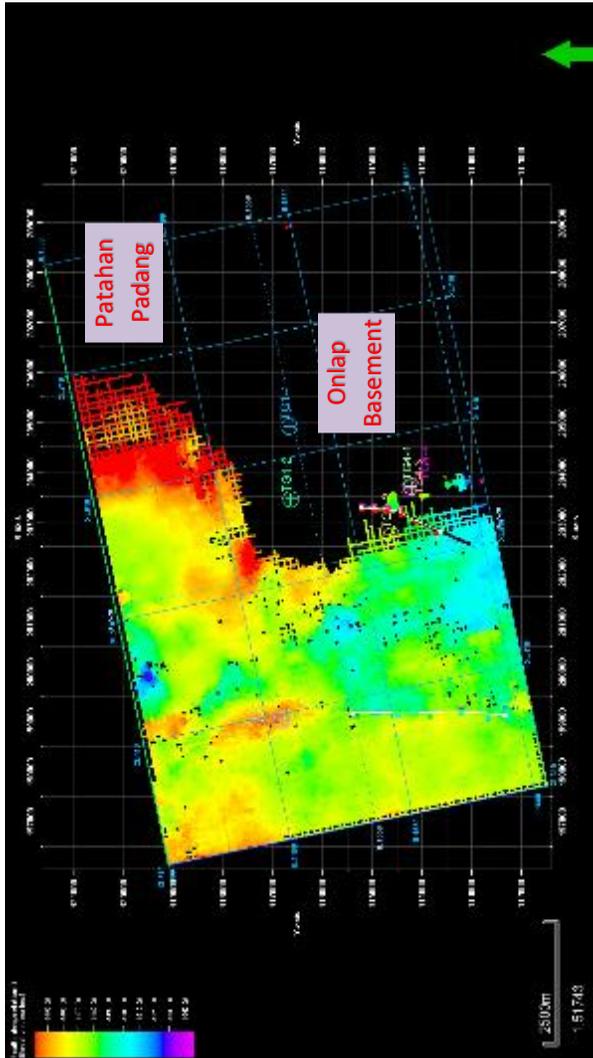
Gambar 4.21 adalah hasil interpretasi lapisan Transisi pada *window* 2D. Terlihat pada gambar diatas merupakan wilayah yang diinterpretasi pada seluruh wilayah data seismik lapangan “Kaprasida”, selain itu terlihat juga zona wilayah tinggian dan rendahan pada lapisan transisi, hal ini juga menandakan zona struktur lapisan tersebut. Pada wilayah timur laut terdapat patahan major yang sangat besar membelah lapangan “Kaprasida” yaitu Patahan Padang.



Gambar 4.22 Hasil interpretasi seismik pada lapisan *Upper Menggala*

Gambar 4.22 adalah hasil interpretasi lapisan *Upper Menggala* pada *window 2D*. Terlihat pada gambar diatas merupakan wilayah yang diinterpretasi pada seluruh wilayah data seismik lapangan “Kapasida”, selain itu terlihat juga zona wilayah tinggian dan rendahan pada lapisan *Upper Menggala*, hal ini juga

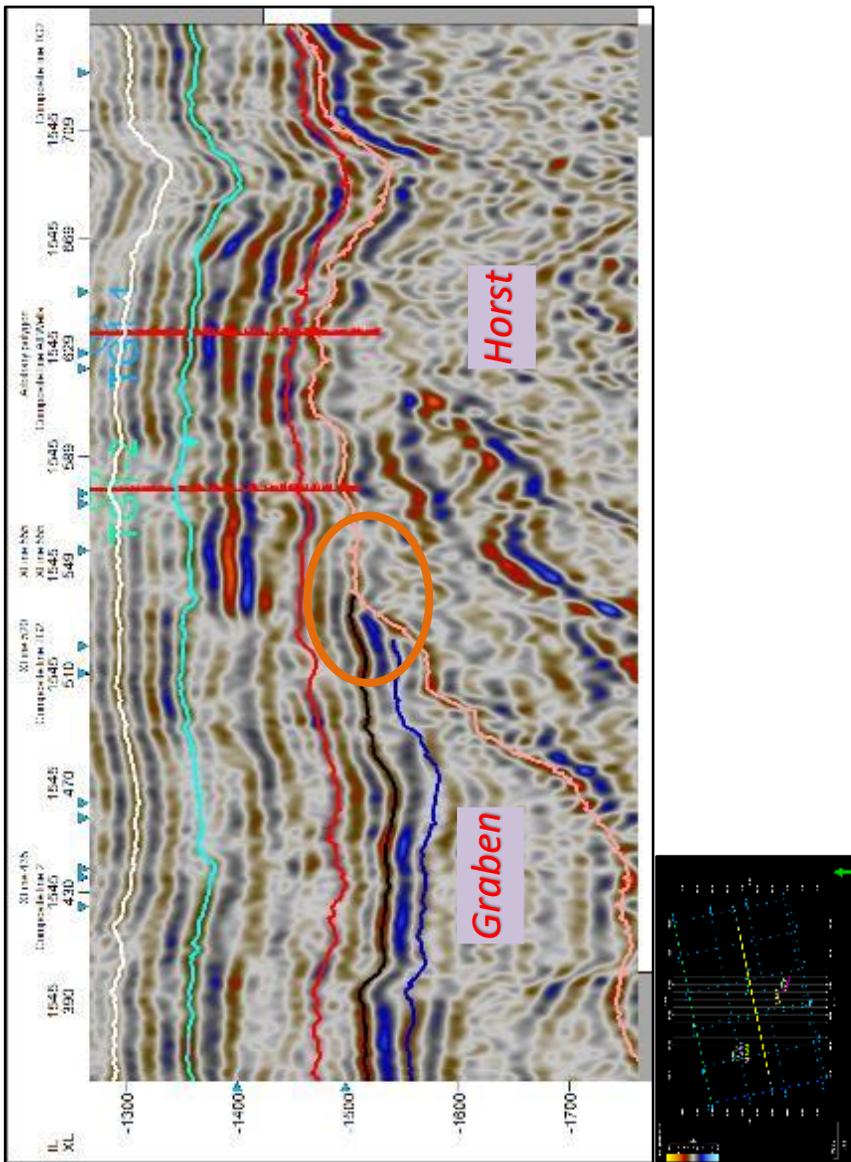
menandakan zona struktur lapisan tersebut. Pada wilayah timur laut terdapat patahan major yang sangat besar membelah lapangan “Kapasida” yaitu Patahan Padang. Pada wilayah sumur TG1 sudah tidak ada formasi *Upper Menggala*, dikarenakan lapisan ini memotong lapisan *Basement (Onlap)*.



Gambar 4.23 Hasil interpretasi seismik pada lapisan *Lower Menggala*

Gambar 4.23 adalah hasil interpretasi lapisan *Lower* Menggala pada *window* 2D. Terlihat pada gambar di atas merupakan wilayah yang diinterpretasi pada seluruh wilayah data seismik lapangan “Kapasida”, selain itu terlihat juga zona wilayah tinggian dan rendahan pada lapisan *Lower* Menggala, hal ini juga menandakan zona struktur lapisan tersebut. Pada wilayah timur laut terdapat patahan major yang sangat besar membelah lapangan “Kapasida” yaitu Patahan Padang. Pada wilayah sumur TG1 dan TG4 sudah tidak ada formasi *Lower* Menggala, dikarenakan lapisan ini memotong lapisan *Basement* (*Onlap*).

Ketiga gambar di atas menunjukkan bahwa pada sisi timur laut terdapat patahan major yang terlihat pada data seismik, yaitu patahan Padang, hal ini ditandakan dengan sinyal seismik pada wilayah tersebut menunjukkan difraksi dan diskontinuitas lapisan yang sangat tinggi. Selain itu, terlihat pula ketinggian lapisan *basement* yang meningkat pada bagian tengah hingga timur lapangan, hal ini yang menyebabkan terjadinya penipisan lapisan *upper* dan *lower* menggala ke arah timur. Peristiwa *onlap basement* bisa menjadi perangkap hidrokarbon atau malah menjadi jalur migrasi hidrokarbon ke lapisan di atasnya. Pada gambar 4.24 terlihat lokasi *onlap basement* (horizon merah muda) terhadap lapisan *upper* menggala (horizon hitam) dan lapisan *lower* menggala (horizon biru gelap) yang ditandai dengan lingkaran hijau. Terlihat juga peningkatan ketinggian pada lapisan *basement* (horizon merah muda) dari arah barat ke timur. Hal ini menandakan pengaruh dari proses *rifting*, pada bagian timur bentangan, lapisan *basement* dapat dikelompokkan sebagai fenomena *horst* sedangkan bagian barat bentangan dikelompokkan sebagai fenomena *graben*. Jika pada bagian barat lapangan ini, ketinggian lapisan *basement* menurun, maka fenomena ini disebut dengan *Half Graben* (Wain et al, 1995).



Gambar 4.24 Bentangan seismik *inline* 1545 yang menunjukkan lokasi *Onlap Basement* terhadap lapisan *Upper* dan *Lower Menggala*

4.6 Pemetaan Struktur Domain Waktu

Pemetaan struktur domain waktu dilakukan dengan menggunakan metode *gridding* untuk mendapatkan peta hasil interpolasi dan ekstrapolasi karena tidak semua lokasi dari lapangan “Kapasida” memiliki data lapisan tersebut. Pada saat akuisisi seismik lapangan ini, spasi *geophone* sebesar 25 meter, maka sesungguhnya terdapat *gap data*.

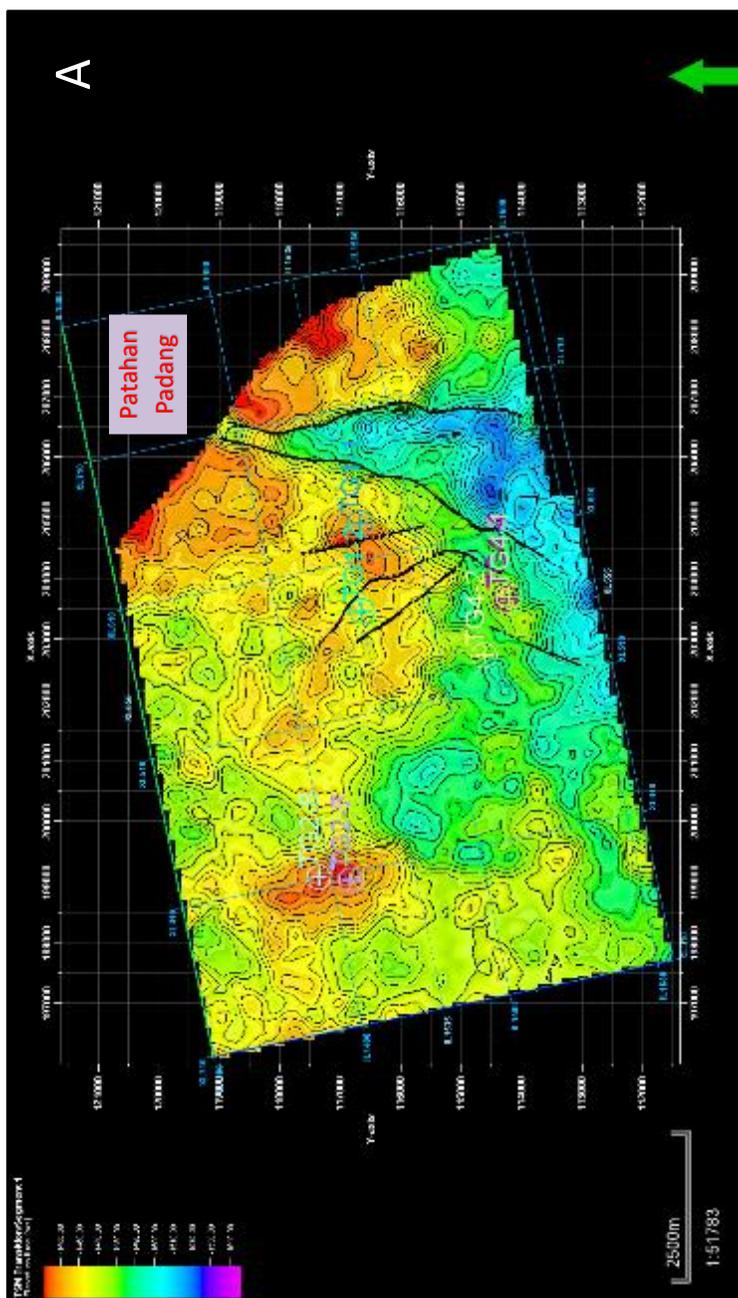
Pada dasarnya metode *gridding* memiliki beberapa parameter untuk pemetaan, parameter utamanya adalah logaritma yang digunakan dan ukuran *grid* yang digunakan. Logaritma yang digunakan mempengaruhi hasil dari perhitungan interpolasi dan ekstrapolasi, untuk mendapatkan logaritma yang tepat, harus disesuaikan dengan tujuan utama pemetaan. Pada kasus ini tujuan pemetaan adalah untuk memetakan struktur lapisan, maka logaritma yang sesuai adalah konvergen (SCM E&P, 2011). Parameter selanjutnya adalah ukuran *grid* yang digunakan, ukuran *grid* menjadi acuan *bin* pemetaan, asumsinya adalah semakin besar ukuran *grid* maka pemetaan menjadi tidak detil, namun tidak selalu bahwa ukuran *grid* kecil menjamin hasil pemetaan yang lebih baik. Oleh sebab itu, perlu dilakukan pengujian beberapa ukuran *grid* pada data untuk mendapatkan hasil pemetaan yang baik. Setelah dilakukan beberapa percobaan ukuran *grid*, didapatkan ukuran *grid* 50 x 50 yang merepresentasikan struktur dengan baik pada lapisan Transisi, *Upper* Menggala, dan *Lower* Menggala.

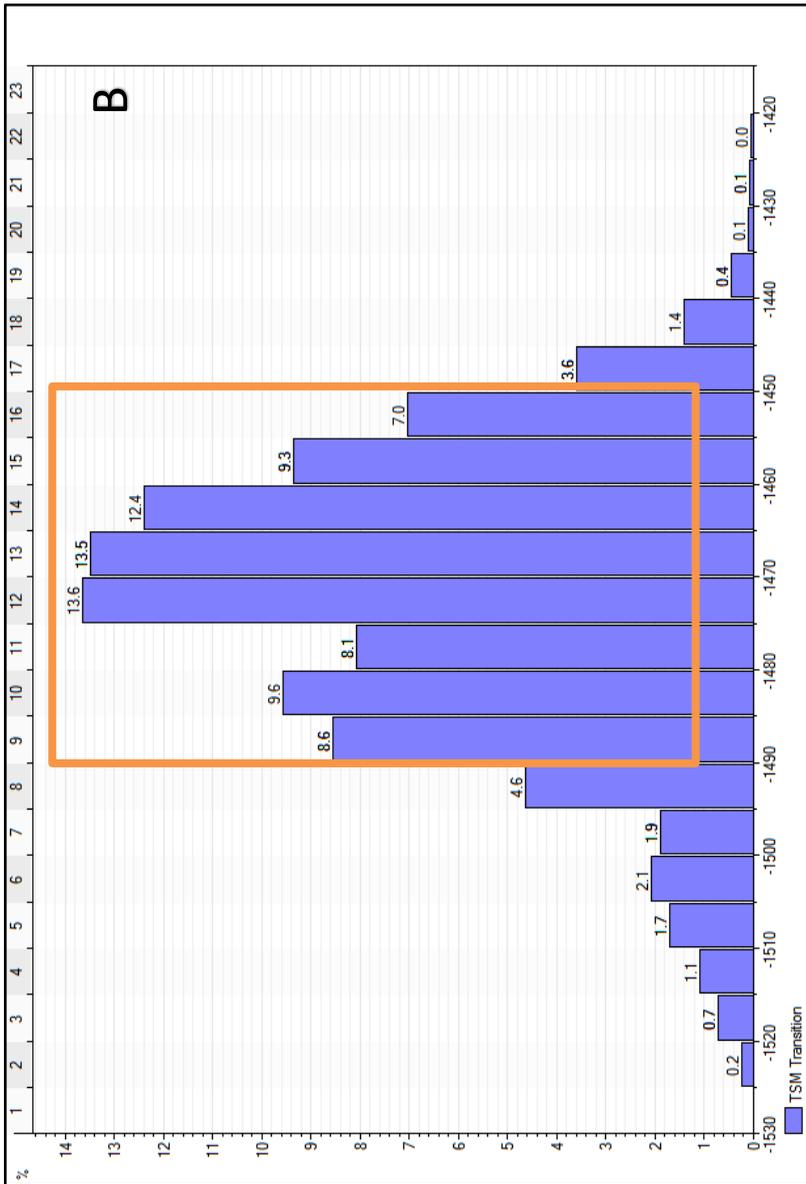
Gambar 4.25 merupakan hasil dari pemetaan struktur domain waktu (*time structure map*) pada lapisan Transisi dan histogram persebaran data domain waktu pada lapisan Transisi. Pada gambar 4.25 (A) terlihat pada lapisan Transisi terdapat beberapa struktur major, yaitu pada lokasi sumur TG1, TG2, dan TG4. Ketiga struktur major itu berupa struktur antiklin. Pada lokasi sumur TG1 terdapat struktur antiklin yang relatif paling luas, pada struktur ini terdapat beberapa patahan yang bersinggungan dengan puncak struktur, hal ini dapat menyebabkan ambiguitas pada wilayah ini dikarenakan patahan dapat berperan sebagai kompartemen atau sebagai jalur migrasi. Pada timur dari struktur TG1 terdapat dua patahan major berarah relatif timur laut - barat daya yang bersinggungan dengan patahan Padang. Pada wilayah sumur TG2 terdapat struktur antiklin yang relatif lebih kecil dibanding dengan wilayah TG1. Struktur ini merupakan kelompok *four-way dip closure*. Pada wilayah sumur TG4 terdapat struktur antiklin kecil yang dipisahkan oleh patahan berarah relatif timur laut - barat daya. Pada wilayah barat daya lapisan Transisi, lapangan “Kapasida” terdapat beberapa struktur tinggian yang bisa saja berpotensi hidrokarbon, mengingat bahwa migrasi sumber hidrokarbon pada lapangan ini berasal dari bagian barat daya ke arah timur laut. Selain itu, pada wilayah utara TG1 dan barat TG2 juga terdapat beberapa struktur kecil yang bisa saja berpotensi. Dari peta struktu ini dapat memperlihatkan struktur domain waktu yang bisa saja berpotensi, yaitu zona barat daya lapangan, zona utara TG1, dan zona barat TG2.

Namun, itu semua perlu di kroscek lebih dahulu dengan peta struktur domain kedalaman (kondisi sebenarnya). Gambar 4.25 (B) memperlihatkan persebaran data domain waktu pada lapisan Transisi. Nilai TWT pada lapisan ini dimulai dari -1420 hingga -1530 TWT. Dominasi nilai data terbanyak pada lapisan transisi berada pada interval -1450 TWT hingga -1490 TWT.

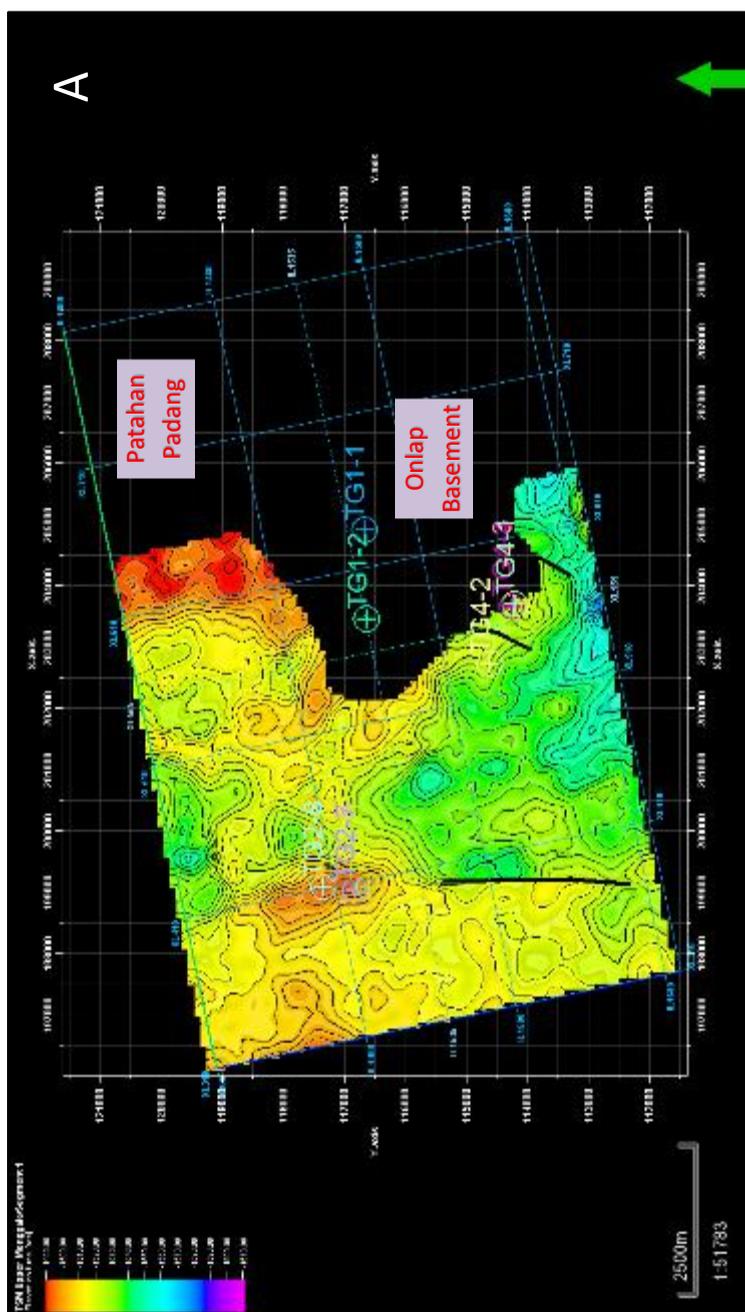
Gambar 4.26 (A) menunjukkan peta struktur domain waktu lapisan *Upper* Menggala, terlihat bahwa terdapat struktur antiklin major pada lokasi TG2 dan TG4 serta sebagian dari TG1. Selain itu terdapat beberapa patahan pada zona utara lapangan, barat TG2, dan barat TG4. Terdapat beberapa patahan pada lapisan ini, yaitu pada wilayah TG4 dengan arah relatif timur laut – barat daya dan pada selatan TG2 dengan arah utara – selatan. Lapisan ini memiliki luas area yang lebih kecil karena terdapat fenomena onlap *basement*. Pada dasarnya struktur yang terlihat tidak jauh berbeda dengan lapisan di atasnya. Gambar 4.26 (B) memperlihatkan persebaran data TWT pada lapisan *Upper* Menggala. Persebaran data domain waktu pada lapisan *Upper* Menggala dimulai dari -1480 hingga -1590 TWT. Dominasi nilai data terbanyak pada lapisan transisi berada pada interval -1505 TWT hingga -1490 TWT.

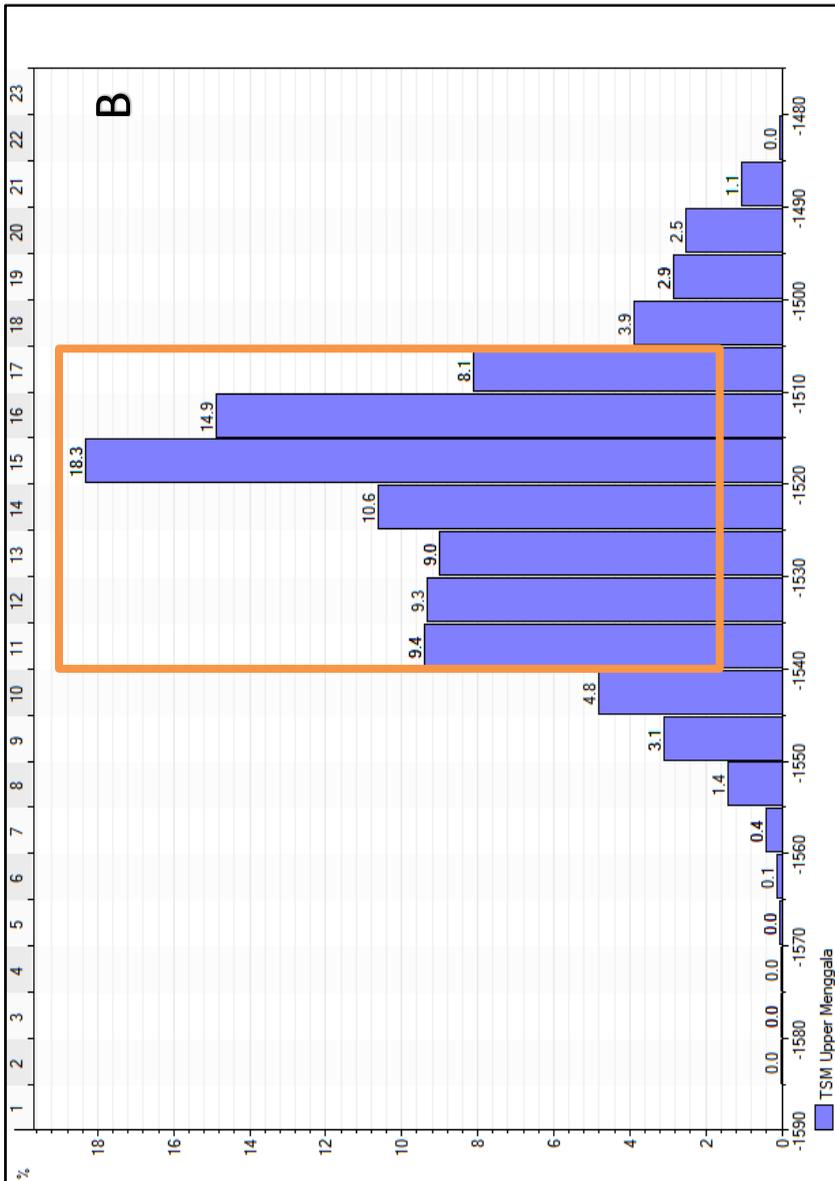
Gambar 4.27 (A) menunjukkan peta struktur domain waktu pada lapisan *Lower* Menggala. Pada peta tersebut terlihat struktur antiklin major pada wilayah TG2 dan sebagian struktur wilayah TG1. Terdapat pula patahan pada selatan wilayah TG2 dengan arah relatif utara – selatan. Karena fenomena *onlap basement* menyebabkan lapisan *lower* menggala menipis ke arah timur dan hilang pada tengah lapangan. Terdapat pula beberapa struktur minor pada utara lapangan, selatan TG2, dan barat TG2. Gambar 4.27 (B) memperlihatkan persebaran data TWT pada lapisan *Lower* Menggala. Persebaran data domain waktu pada lapisan *Lower* Menggala dimulai dari -1520 hingga -1592 TWT. Dominasi nilai data terbanyak pada lapisan transisi berada pada interval -1540 TWT hingga -1572 TWT.



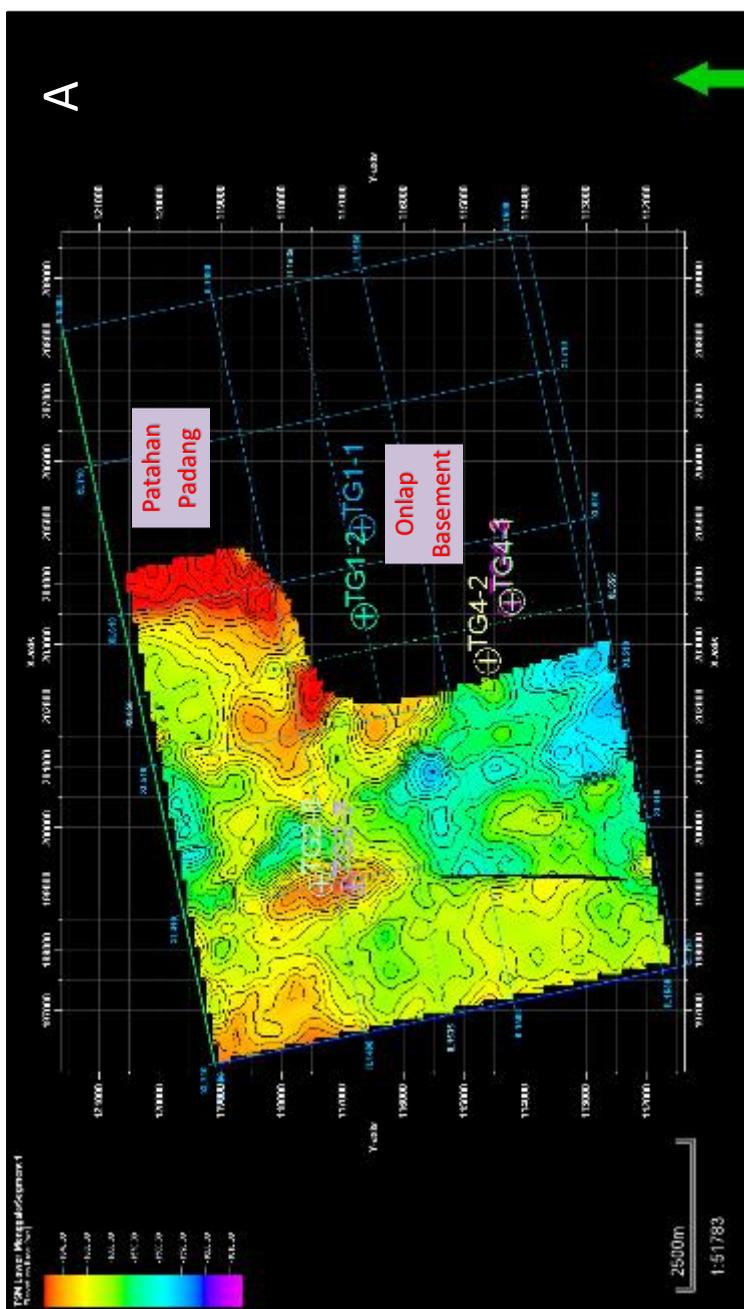


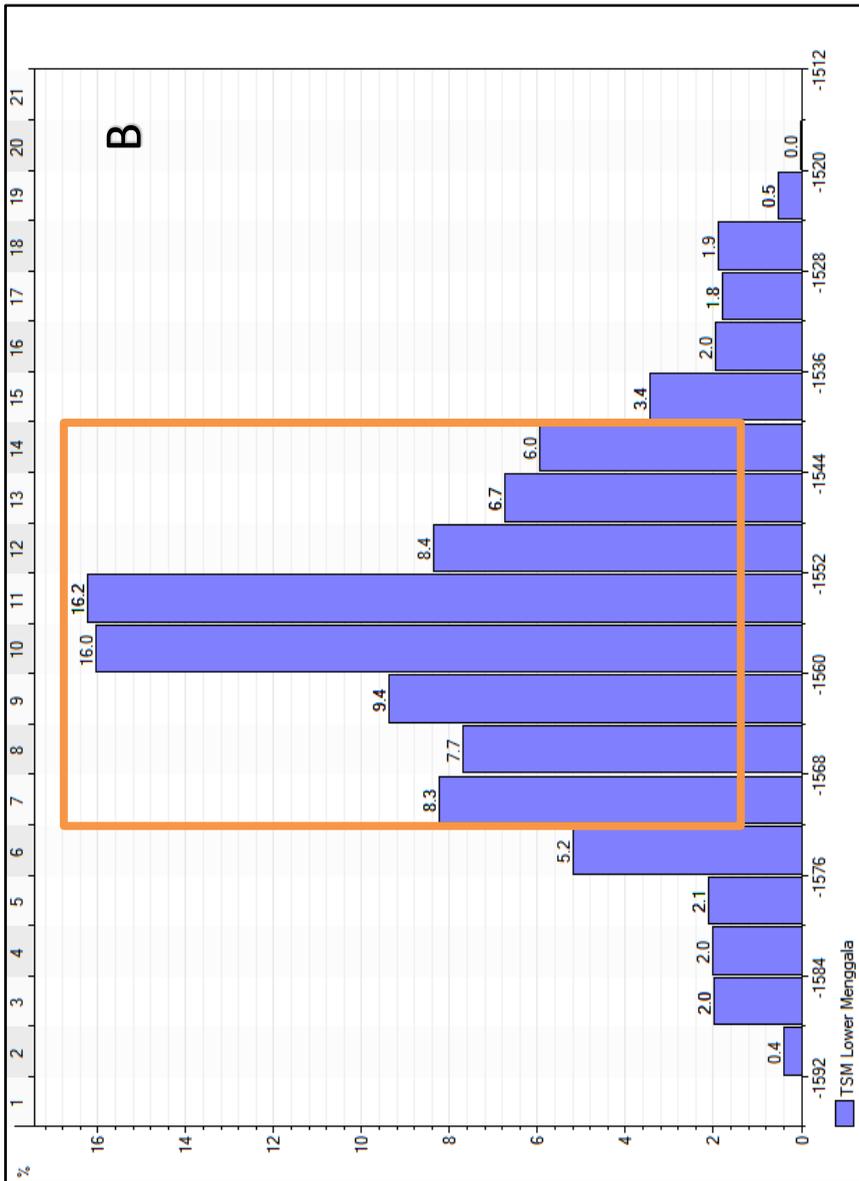
Gambar 4.25 Hasil pemetaan struktur domain waktu pada lapisan Transisi (A) dan Histogram persebaran data domain waktu lapisan Transisi (B)





Gambar 4.26 Hasil pemetaan struktur domain waktu pada lapisan *Upper Menggala* (A) dan Histogram persebaran data domain waktu lapisan *Upper Menggala* (B)





Gambar 4.27 Hasil pemetaan struktur domain waktu pada lapisan *Lower Menggala* (A) dan Histogram persebaran data domain waktu lapisan *Lower Menggala* (B)

4.7 *Time to Depth Conversion* dan Pembuatan Peta Struktur Domain Kedalaman

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

Regresi linier dilakukan pada tiap lapisan yang ingin dikonversi. Tahap pertama adalah membatasi interval regresi, hal ini mengacu dari interval domain waktu (TWT) lapisan tersebut, kemudian dilakukan regresi terhadap kedua data tersebut. Gambar 4.28 memperlihatkan grafik regresi linier pada lapisan Transisi. Lapisan Transisi memiliki interval domain waktu dari -1420 hingga -1530 TWT, nilai ini menjadi acuan batas regresi linier. Setelah dilakukan regresi linier didapatkan persamaan hubungan domain waktu dan kedalaman pada lapisan Transisi sebagai berikut.

$$Y = 5,5942 (X) + 3115,3 \quad (4.1)$$
$$R^2 = 0,9958$$

Gambar 4.29 memperlihatkan grafik regresi linier pada lapisan *Upper* Menggala. Lapisan *Upper* Menggala memiliki interval domain waktu dari -1480 hingga -1590 TWT, nilai ini menjadi acuan batas regresi linier. Setelah dilakukan regresi linier didapatkan persamaan hubungan domain waktu dan kedalaman pada lapisan *Upper* Menggala sebagai berikut.

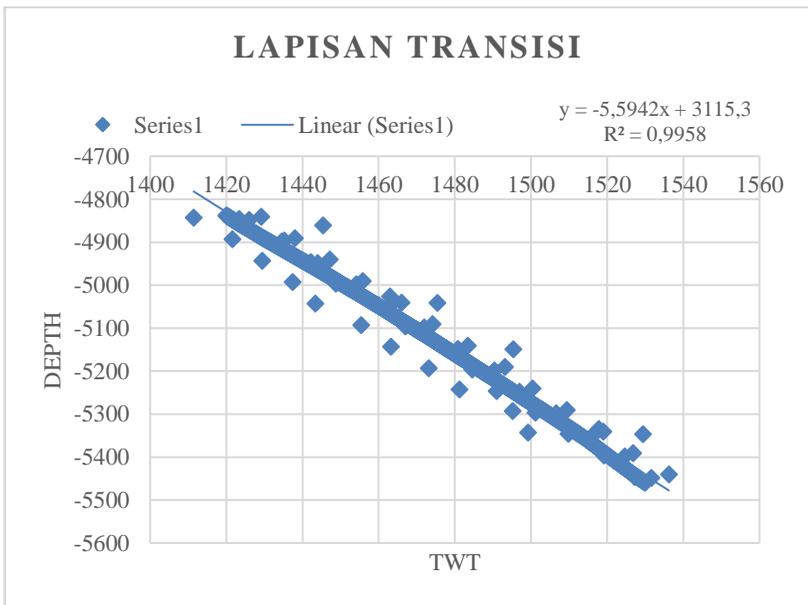
$$Y = 5,8271 (X) + 3455,2 \quad (4.2)$$
$$R^2 = 0,9942$$

Gambar 4.30 memperlihatkan grafik regresi linier pada lapisan *Lower* Menggala. Lapisan *Lower* Menggala memiliki interval domain waktu dari -1520 hingga -1592 TWT, nilai ini menjadi acuan batas regresi linier. Setelah dilakukan regresi linier didapatkan persamaan hubungan domain waktu dan kedalaman pada lapisan Transisi sebagai berikut.

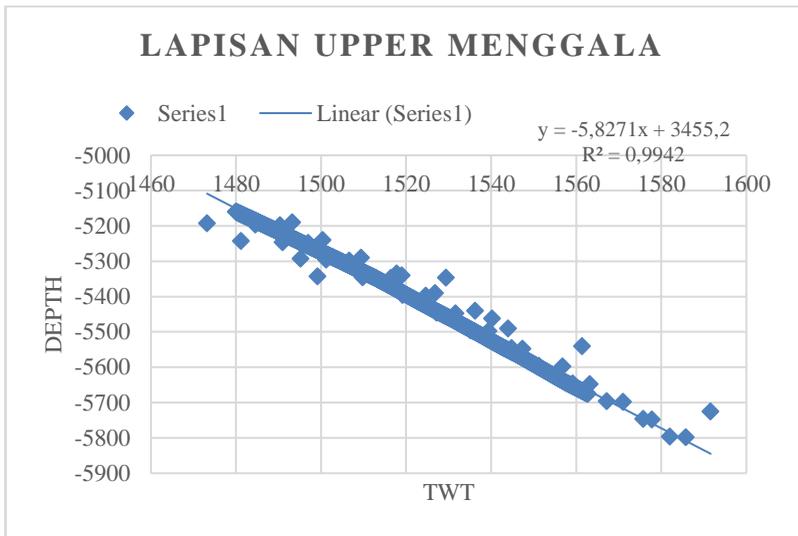
$$Y = 6,4109 (X) + 4348,6 \quad (4.3)$$

$$R^2 = 0,9844$$

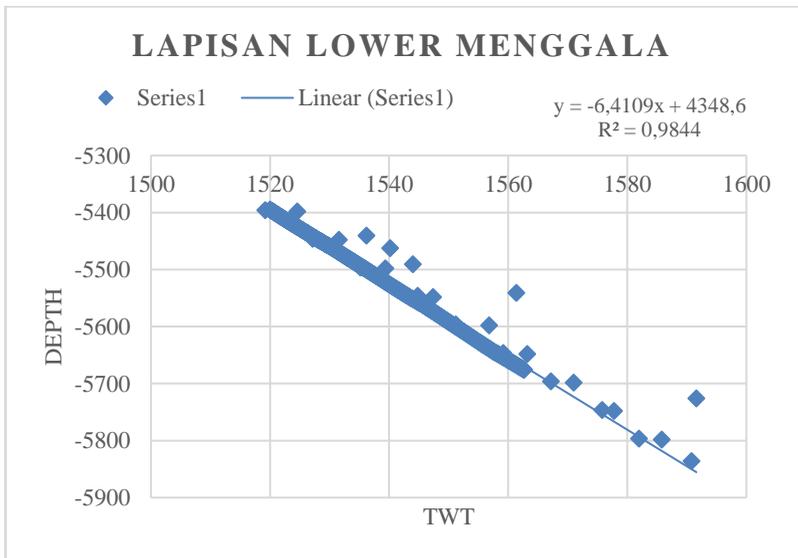
Setelah dilakukan kalkulasi ketiga persamaan diatas pada peta struktur masing-masing lapisan, masih terdapat interval kedalaman yang belum akurat pada peta tersebut. Gambar 4.31 memperlihatkan perbedaan interval kedalaman peta hasil kalkulasi dengan *tops* pada data sumur sesungguhnya. Oleh karena itu, dilakukan pencocokan atau penarikan peta hasil kalkulasi terhadap *tops* tiap formasi dengan acuan data sumur. Koreksi *tops* sumur ini membutuhkan peta residual yang kemudian dikalkulasikan sehingga peta struktur kedalaman memiliki kedalaman yang sama dengan *tops* pada data sumur. Peta residual diperoleh dengan cara memasukan interval kedalaman lapisan pada setiap titik data sumur yang kemudian melalui proses *gridding*. Setelah peta residual diperoleh, dilakukan perhitungan peta hasil kalkulasi regresi linier dengan peta residual sehingga mendapatkan peta struktur domain kedalaman yang sesuai dengan kondisi sesungguhnya.



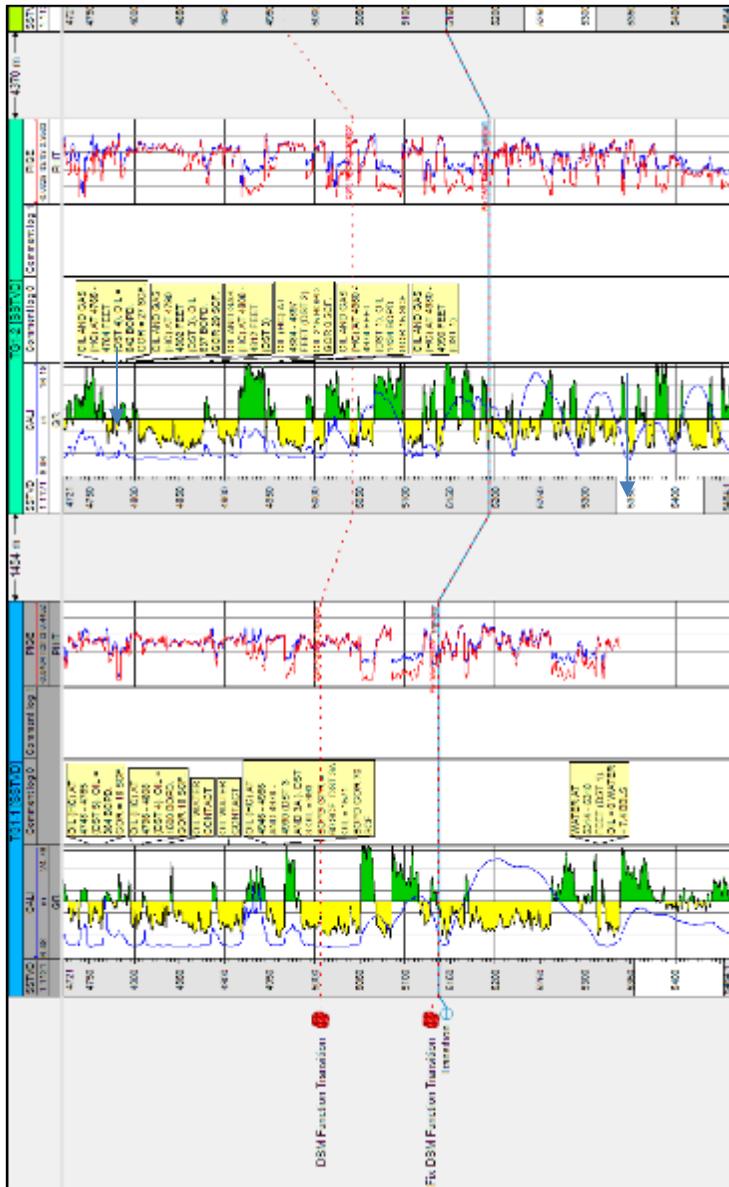
Gambar 4.28 Regresi linier hubungan domain waktu dan kedalaman dari data *Checkshot* pada lapisan Transisi



Gambar 4.29 Regresi linier hubungan domain waktu dan kedalaman dari data *Checkshot* pada lapisan *Upper Menggala*

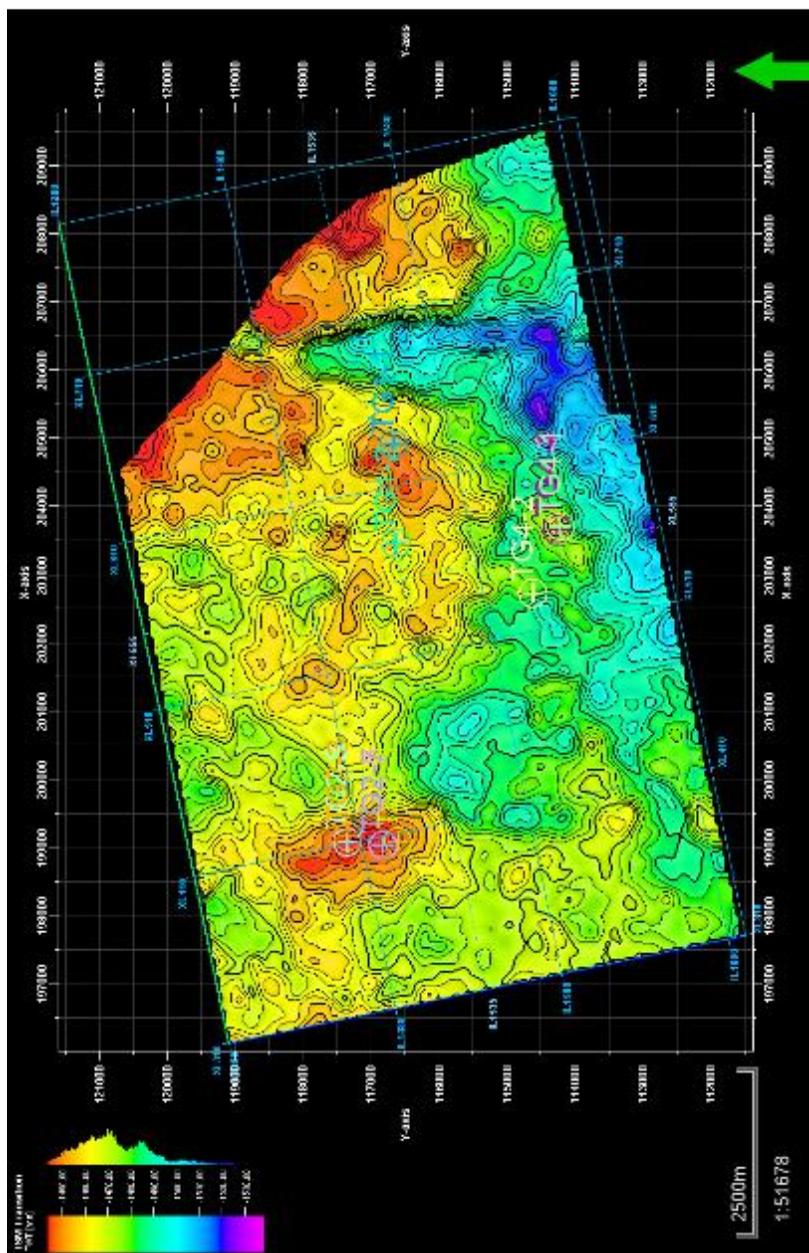


Gambar 4.30 Regresi linier hubungan domain waktu dan kedalaman dari data *Checkshot* pada lapisan *Lower Menggala*

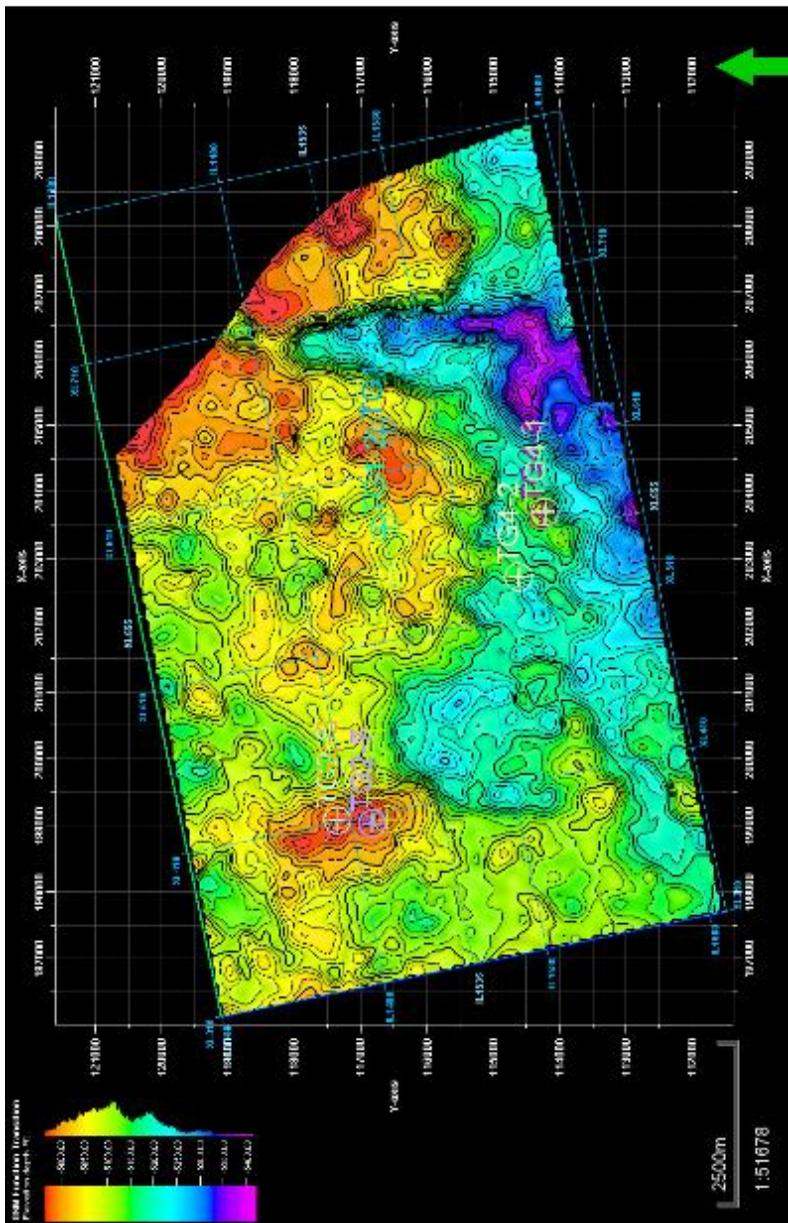


Gambar 4.31 Koreksi residual terhadap tops formasi masing-masing lapisan dan sumur

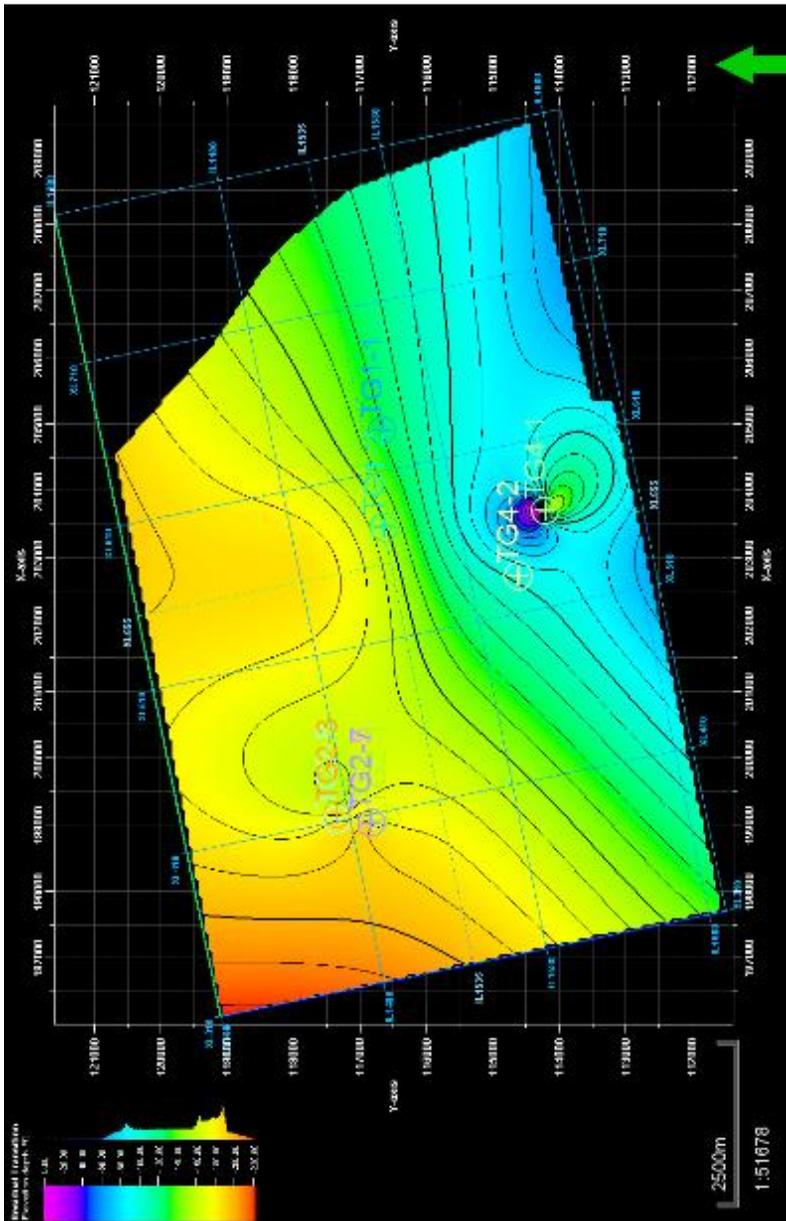
Gambar 4.32 merupakan peta struktur domain waktu lapisan Transisi sebelum dikonversi. Dilakukan regresi linier terhadap hubungan domain waktu dan kedalaman lapisan Transisi sehingga didapatkan persamaan 4.1. Setelah itu persamaan 4.1 dikalkulasikan dengan peta pada gambar 4.32 dan menghasilkan peta pada gambar 4.33. Pada peta ini, domain telah berubah dari domain waktu menjadi domain kedalaman dalam satuan *feet*. Pada peta gambar 4.33 rentang data menjadi sekitar -5000 hingga -5400 *feet*. Pada dasarnya konversi domain ini hanya didasari dari nilai regresi linier saja, oleh karena itu diperlukan koreksi dengan data *tops* masing-masing sumur, sehingga peta struktur domain kedalaman lebih akurat. Maka dari itu, diperlukan peta residual seperti gambar 4.34 sehingga menjadi koreksi untuk peta struktur domain kedalaman. Peta pada gambar 4.34 diperoleh dari perbedaan kedalaman yang didapatkan antara peta hasil regresi linier dengan *tops* data sumur seperti yang telah dijelaskan pada gambar 4.31. Perbedaan kedalaman (peta residual) yang diperoleh dari data tersebut hanya bereferensi dari titik interval lokasi sumur saja. Setelah dilakukan perhitungan interval tersebut, dilakukan *gridding* peta residual yang menghasilkan peta pada gambar 4.34. Setelah itu, dilakukan perhitungan kalkulasi antara peta hasil regresi linier dengan peta residual sehingga menghasilkan peta struktur domain kedalaman yang akurat seperti pada gambar 4.35 untuk Lapisan Transisi.



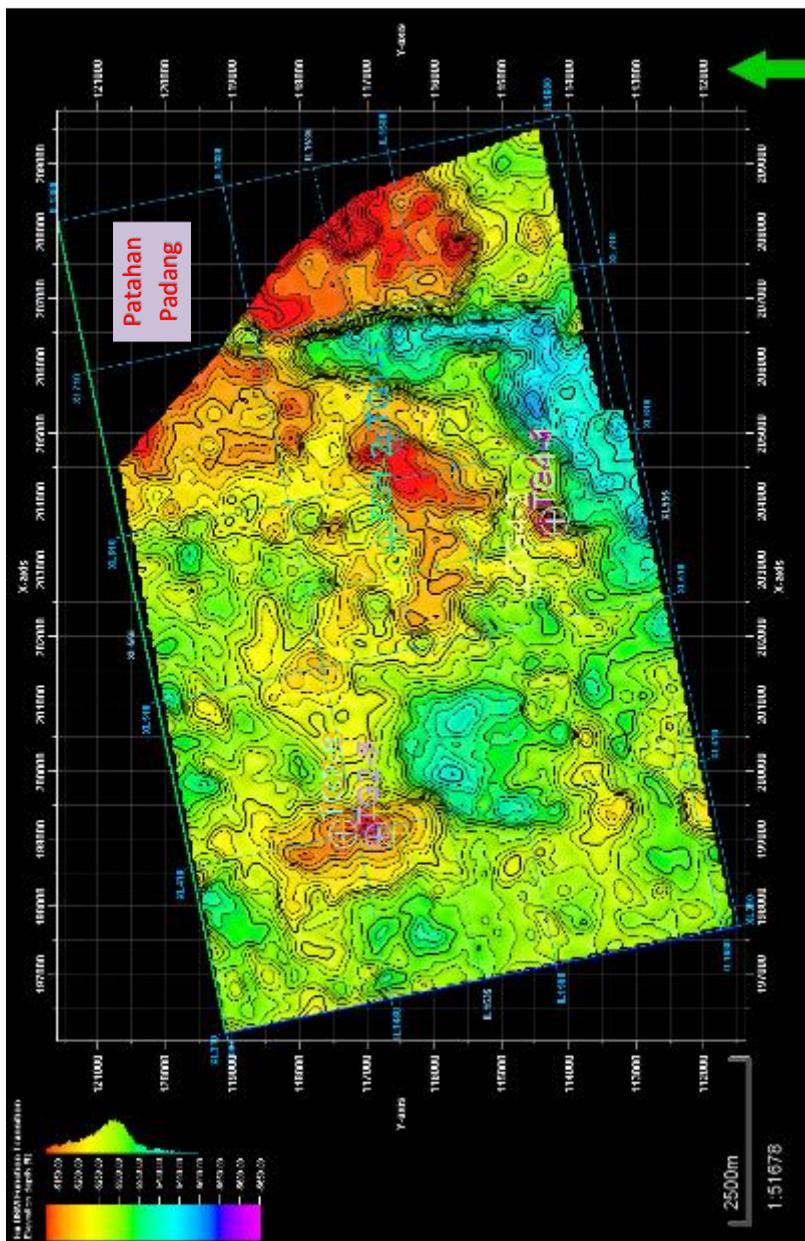
Gambar 4.32 Peta struktur domain waktu Lapisan Transisi



Gambar 4.33 Peta struktur domain kedalaman hasil regresi linier Lapisan Transisi

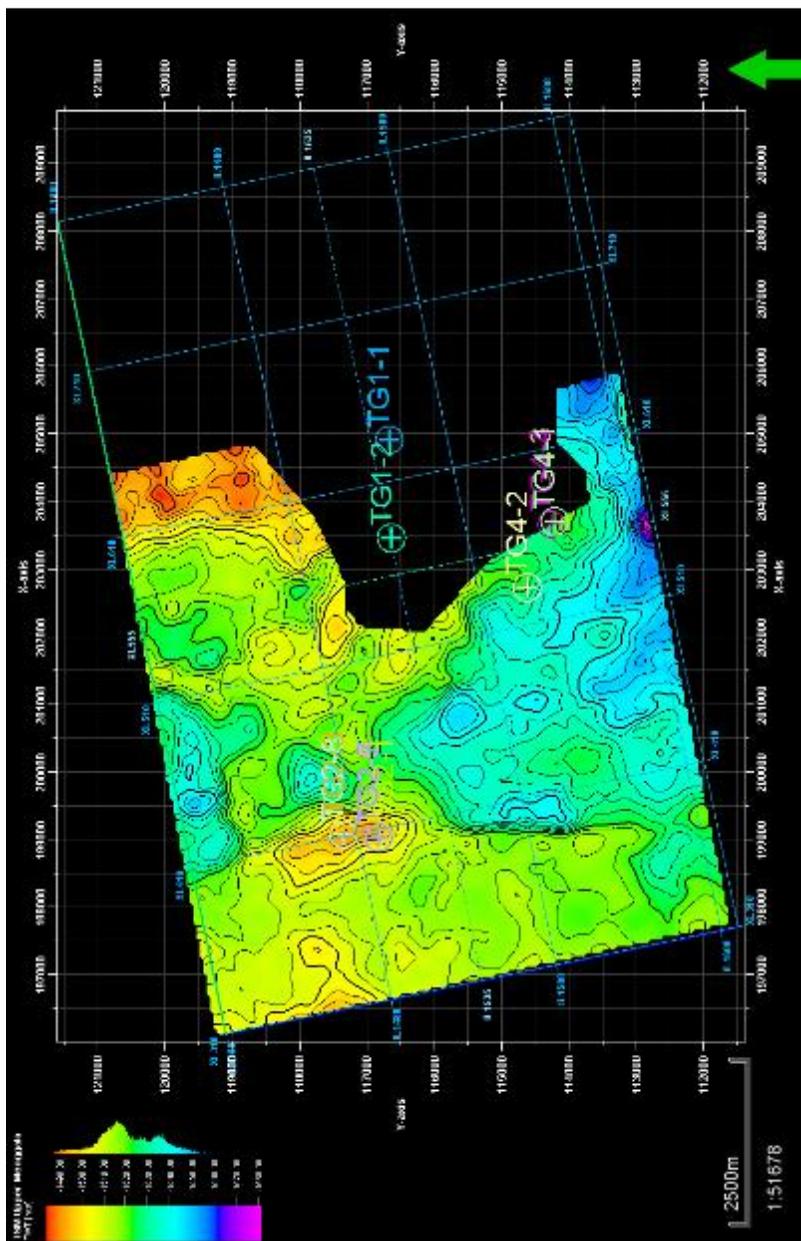


Gambar 4.34 Peta residual kedalaman terhadap *tops* formasi sumur Lapisan Transisi

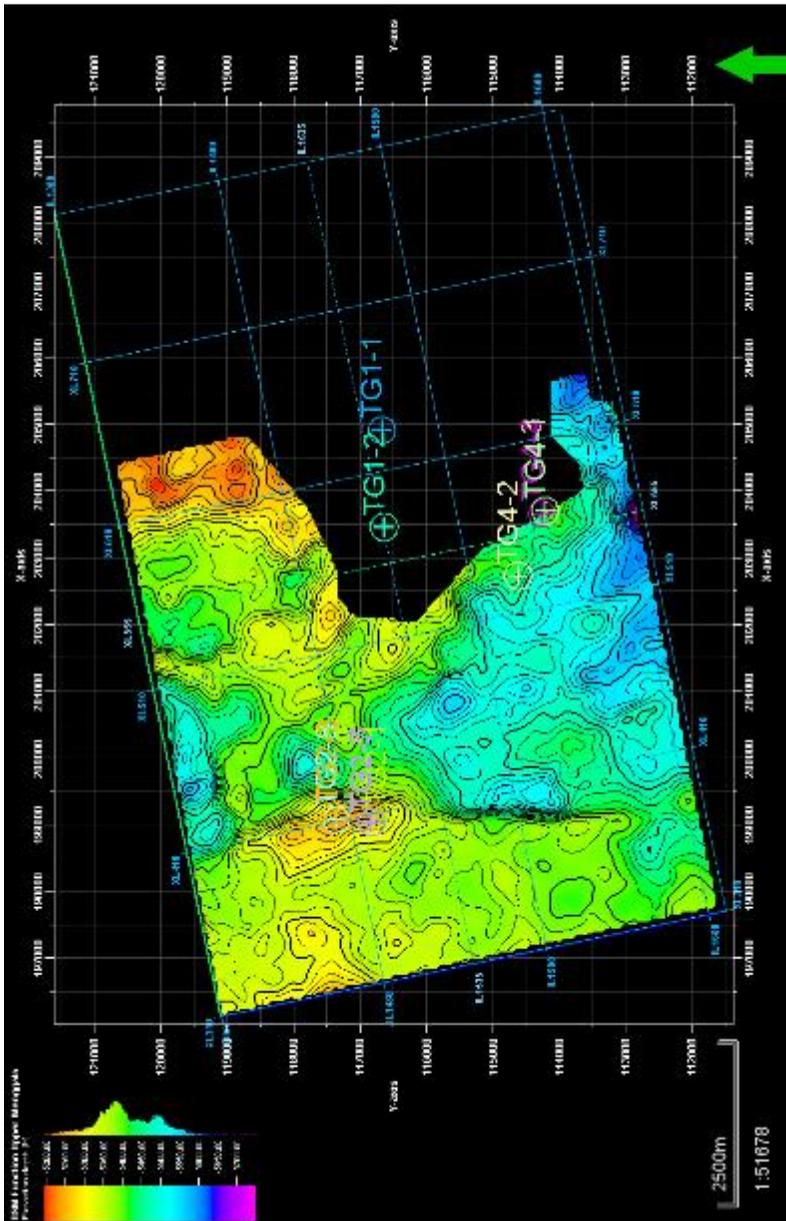


Gambar 4.35 Peta struktur domain kedalaman Lapisan Transisi

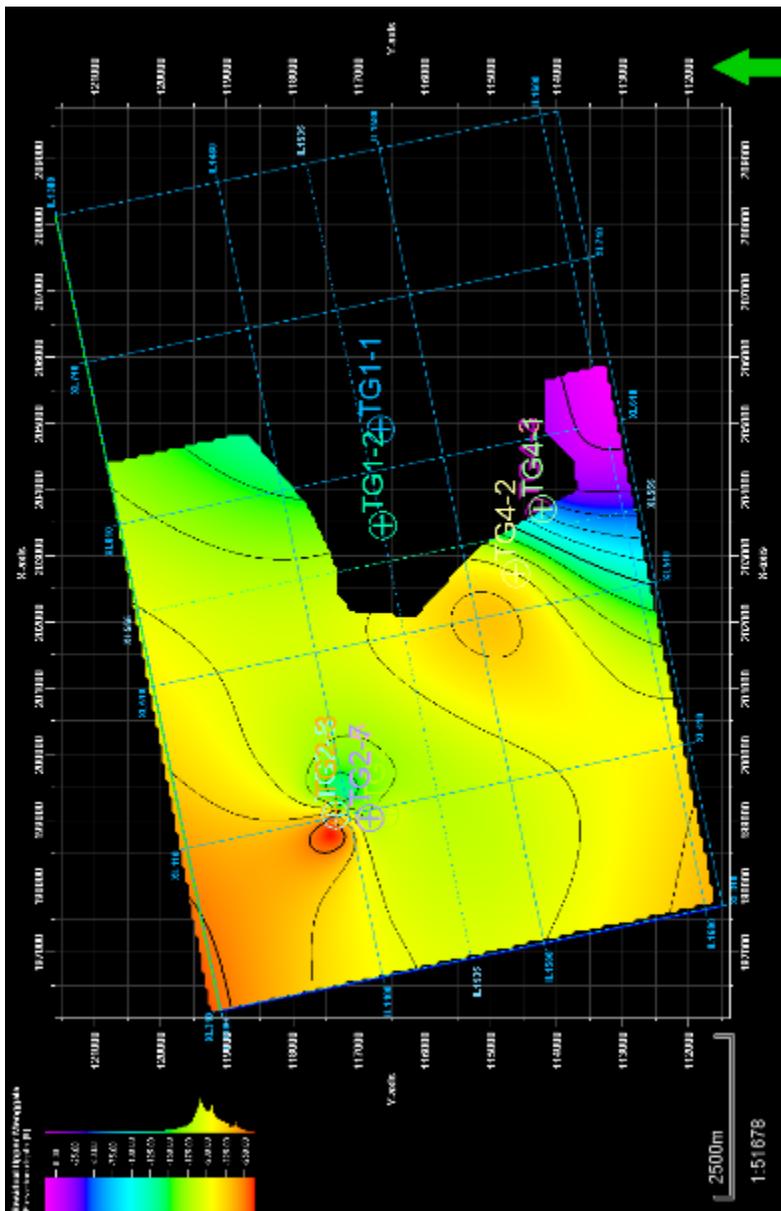
Gambar 4.36 merupakan peta struktur domain waktu lapisan *Upper Menggala* sebelum dikonversi. Dilakukan regresi linier terhadap hubungan domain waktu dan kedalaman lapisan Transisi sehingga didapatkan persamaan 4.2. Setelah itu persamaan 4.2 dikalkulasikan dengan peta pada gambar 4.36 dan menghasilkan peta pada gambar 4.37. Pada peta ini, domain telah berubah dari domain waktu menjadi domain kedalaman dalam satuan *feet*. Pada peta gambar 4.37 rentang data menjadi sekitar -5200 hingga -5700 *feet*. Pada dasarnya konversi domain ini hanya didasari dari nilai regresi linier saja, oleh karena itu diperlukan koreksi dengan data *tops* masing-masing sumur, sehingga peta struktur domain kedalaman lebih akurat. Maka dari itu, diperlukan peta residual seperti gambar 4.38 sehingga menjadi koreksi untuk peta struktur domain kedalaman. Peta pada gambar 4.38 diperoleh dari perbedaan kedalaman yang didapatkan antara peta hasil regresi linier dengan *tops* data sumur seperti yang telah dijelaskan pada gambar 4.31. Perbedaan kedalaman (peta residual) yang diperoleh dari data tersebut hanya bereferensi dari titik interval lokasi sumur saja. Setelah dilakukan perhitungan interval tersebut, dilakukan *gridding* peta residual yang menghasilkan peta pada gambar 4.38. Setelah itu, dilakukan perhitungan kalkulasi antara peta hasil regresi linier dengan peta residual sehingga menghasilkan peta struktur domain kedalaman yang akurat seperti pada gambar 4.39 untuk Lapisan *Upper Menggala*.



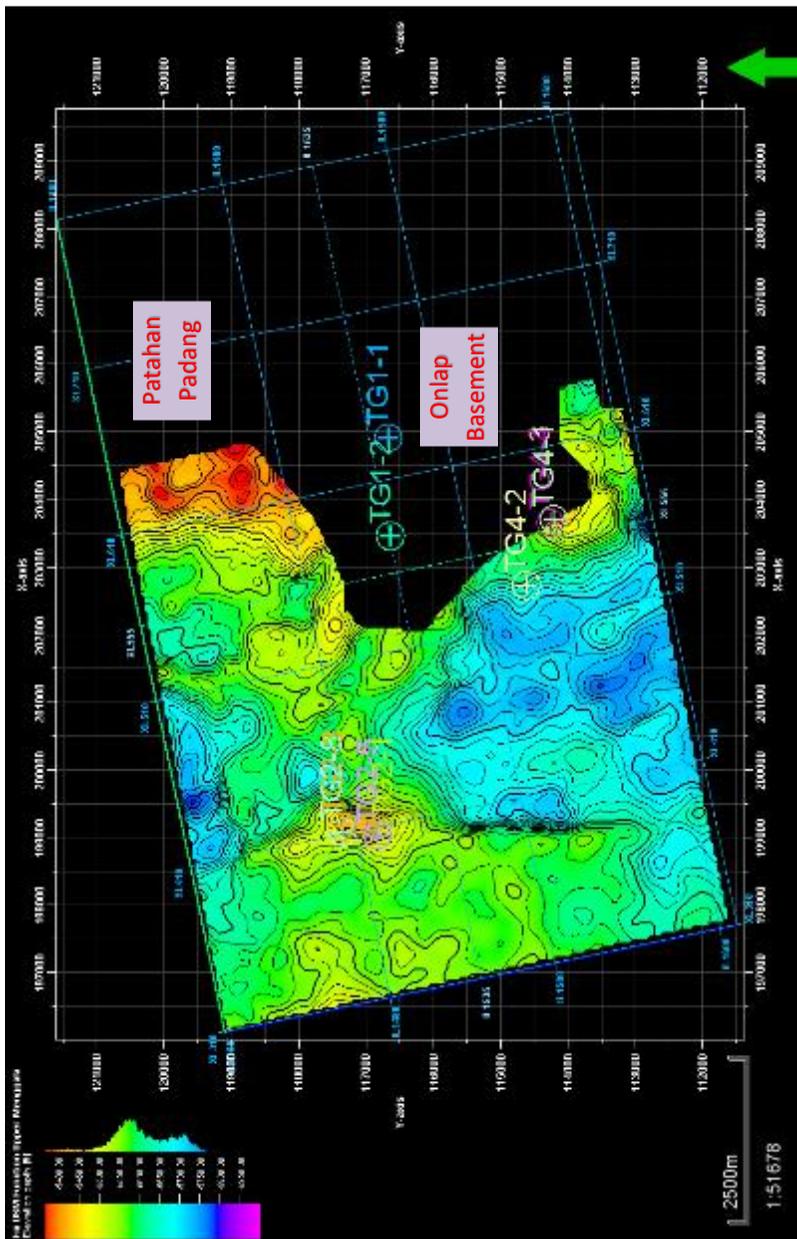
Gambar 4.36 Peta struktur domain waktu Lapisan *Upper* Mengala



Gambar 4.37 Peta struktur domain kedalaman hasil regresi linier Lapisan *Upper* Menggala

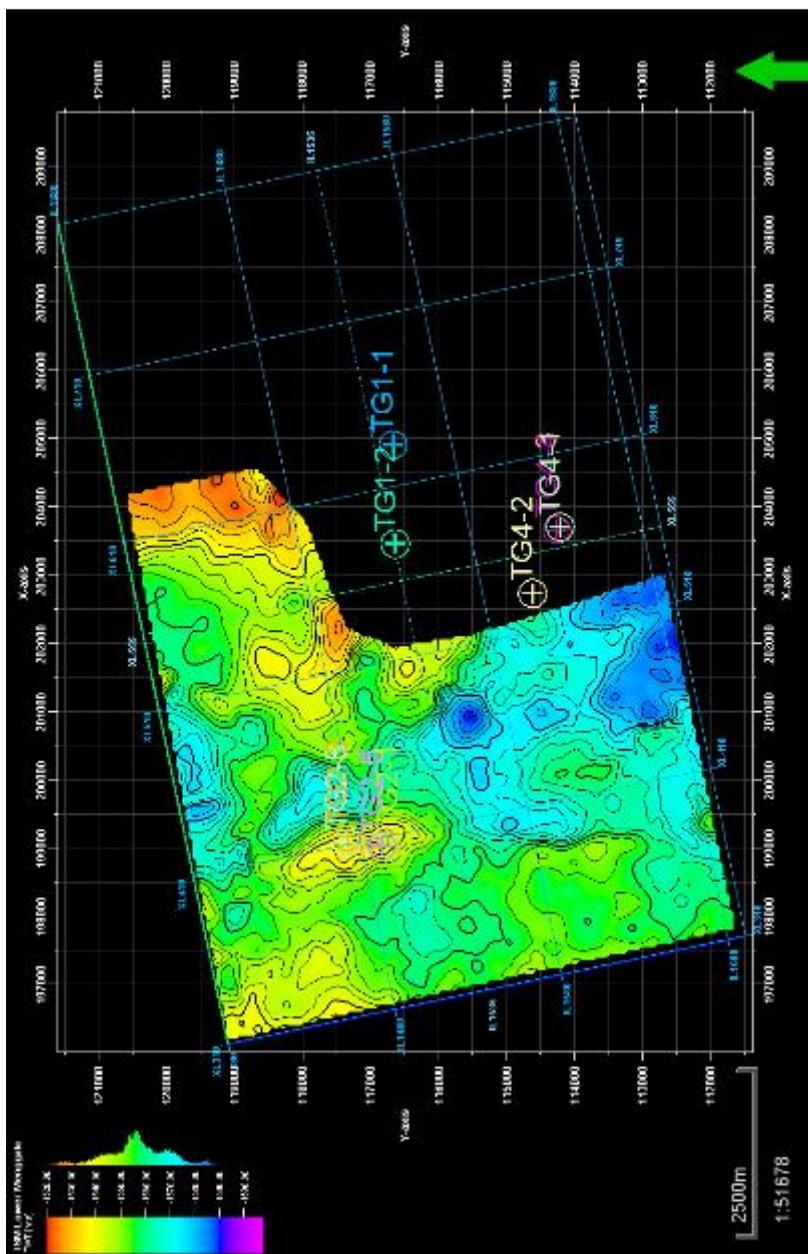


Gambar 4.38 Peta residual kedalaman terhadap *tops* formasi sumur Lapisan *Upper Menggala*

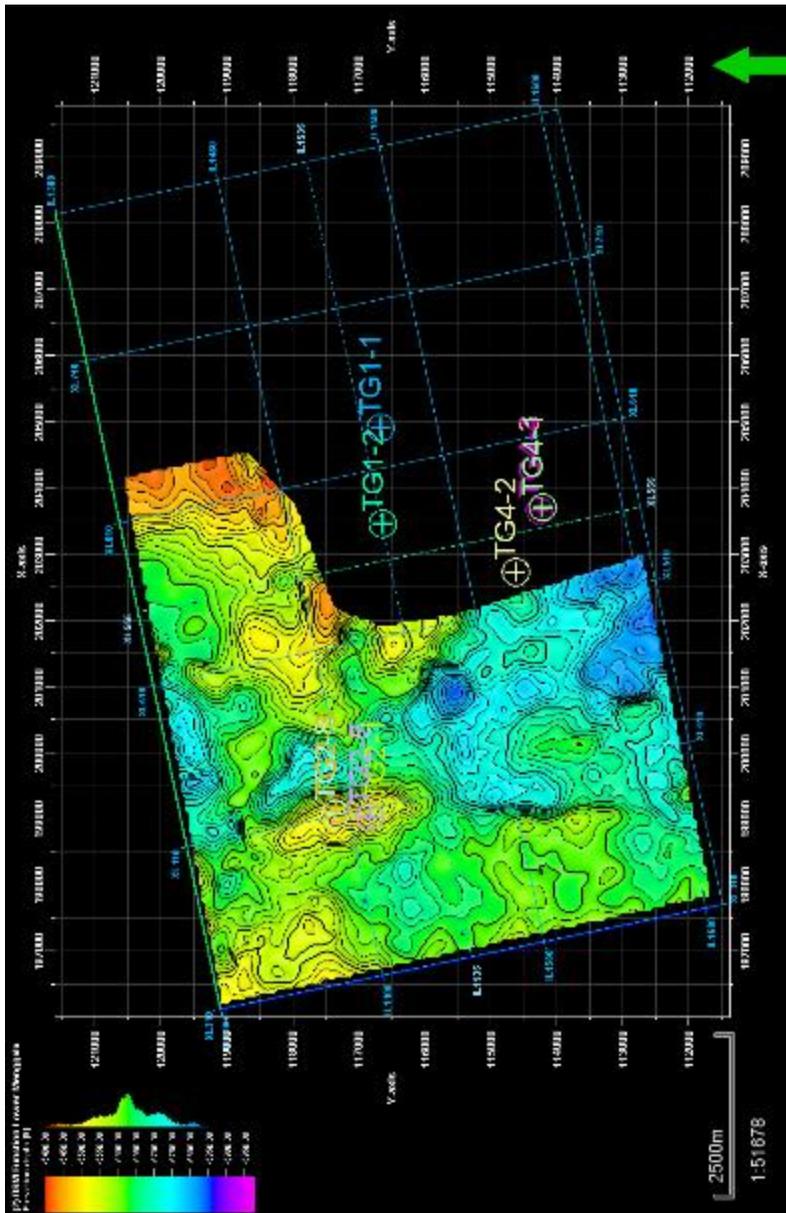


Gambar 4.39 Peta struktur domain kedalaman Lapisan *Upper Menggala*

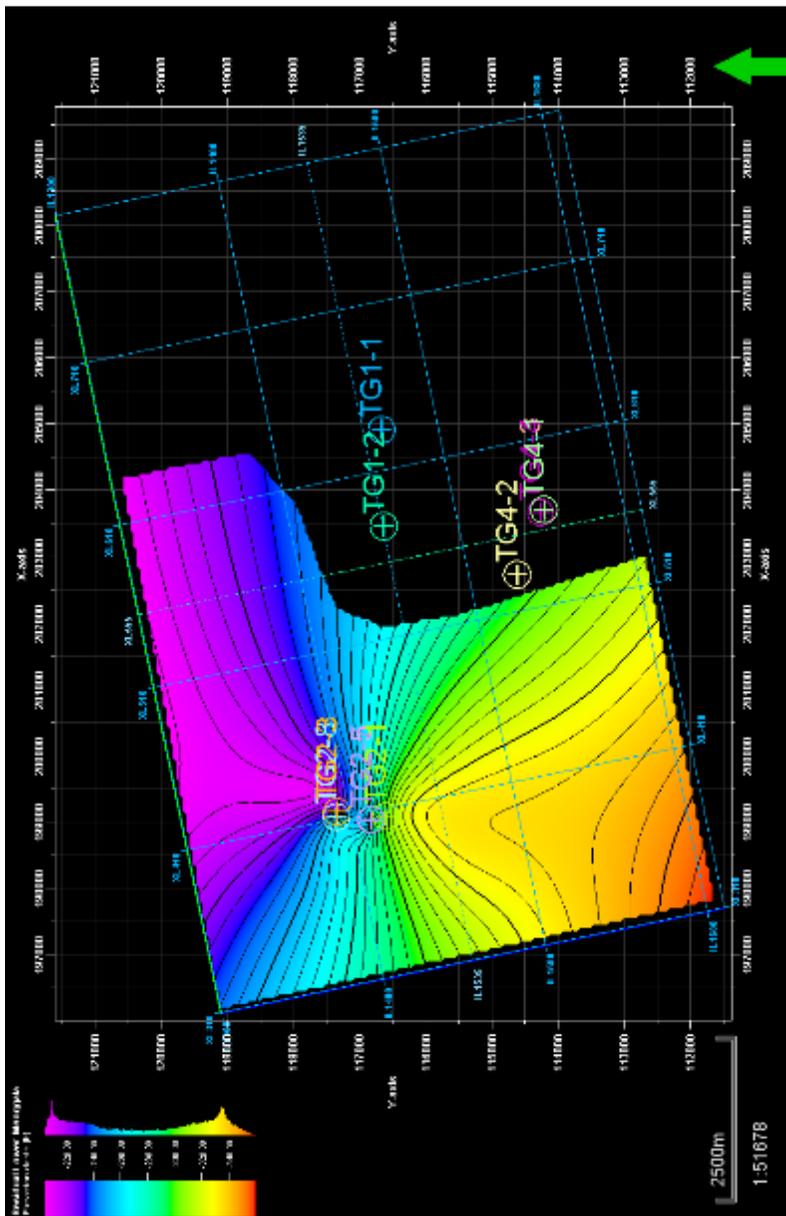
Gambar 4.40 merupakan peta struktur domain waktu lapisan *Lower Menggala* sebelum dikonversi. Dilakukan regresi linier terhadap hubungan domain waktu dan kedalaman lapisan Transisi sehingga didapatkan persamaan 4.3. Setelah itu persamaan 4.3 dikalkulasikan dengan peta pada gambar 4.40 dan menghasilkan peta pada gambar 4.41. Pada peta ini, domain telah berubah dari domain waktu menjadi domain kedalaman dalam satuan *feet*. Pada peta gambar 4.41 rentang data menjadi sekitar -5400 hingga -5850 *feet*. Pada dasarnya konversi domain ini hanya didasari dari nilai regresi linier saja, oleh karena itu diperlukan koreksi dengan data *tops* masing-masing sumur, sehingga peta struktur domain kedalaman lebih akurat. Maka dari itu, diperlukan peta residual seperti gambar 4.42 sehingga menjadi koreksi untuk peta struktur domain kedalaman. Peta pada gambar 4.42 diperoleh dari perbedaan kedalaman yang didapatkan antara peta hasil regresi linier dengan *tops* data sumur seperti yang telah dijelaskan pada gambar 4.31. Perbedaan kedalaman (peta residual) yang diperoleh dari data tersebut hanya bereferensi dari titik interval lokasi sumur saja. Setelah dilakukan perhitungan interval tersebut, dilakukan *gridding* peta residual yang menghasilkan peta pada gambar 4.42. Setelah itu, dilakukan perhitungan kalkulasi antara peta hasil regresi linier dengan peta residual sehingga menghasilkan peta struktur domain kedalaman yang akurat seperti pada gambar 4.43 untuk Lapisan *Lower Menggala*.



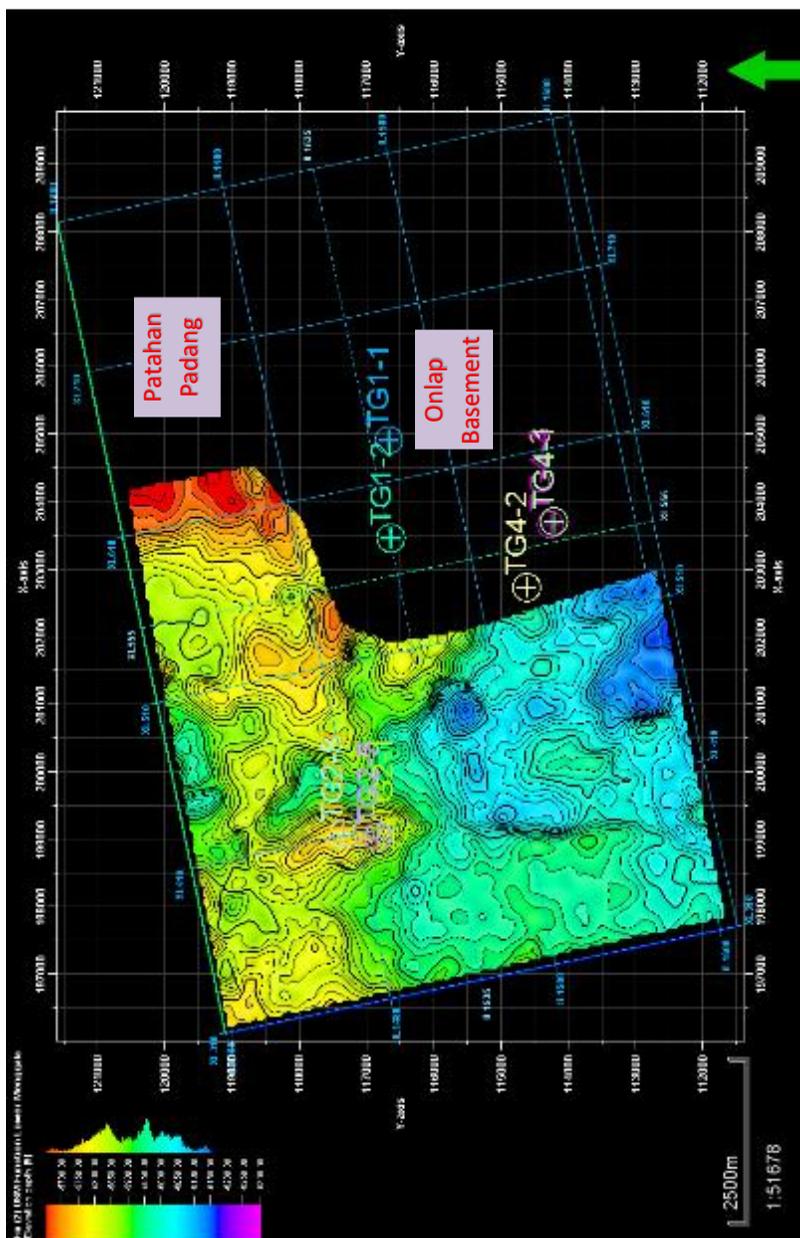
Gambar 4.40 Peta struktur domain waktu Lapisan *Lower* Menggala



Gambar 4.41 Peta struktur domain kedalaman hasil regresi linier Lapisan *Lower Menggala*



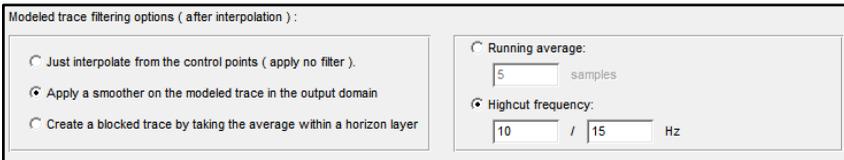
Gambar 4.42 Peta residual kedalaman terhadap *tops* formasi sumur Lapisan Lower Mengala



Gambar 4.39 Peta struktur domain kedalaman Lapisan *Lower* Meggala

4.8 Pembuatan Model Inisial (Frekuensi Rendah)

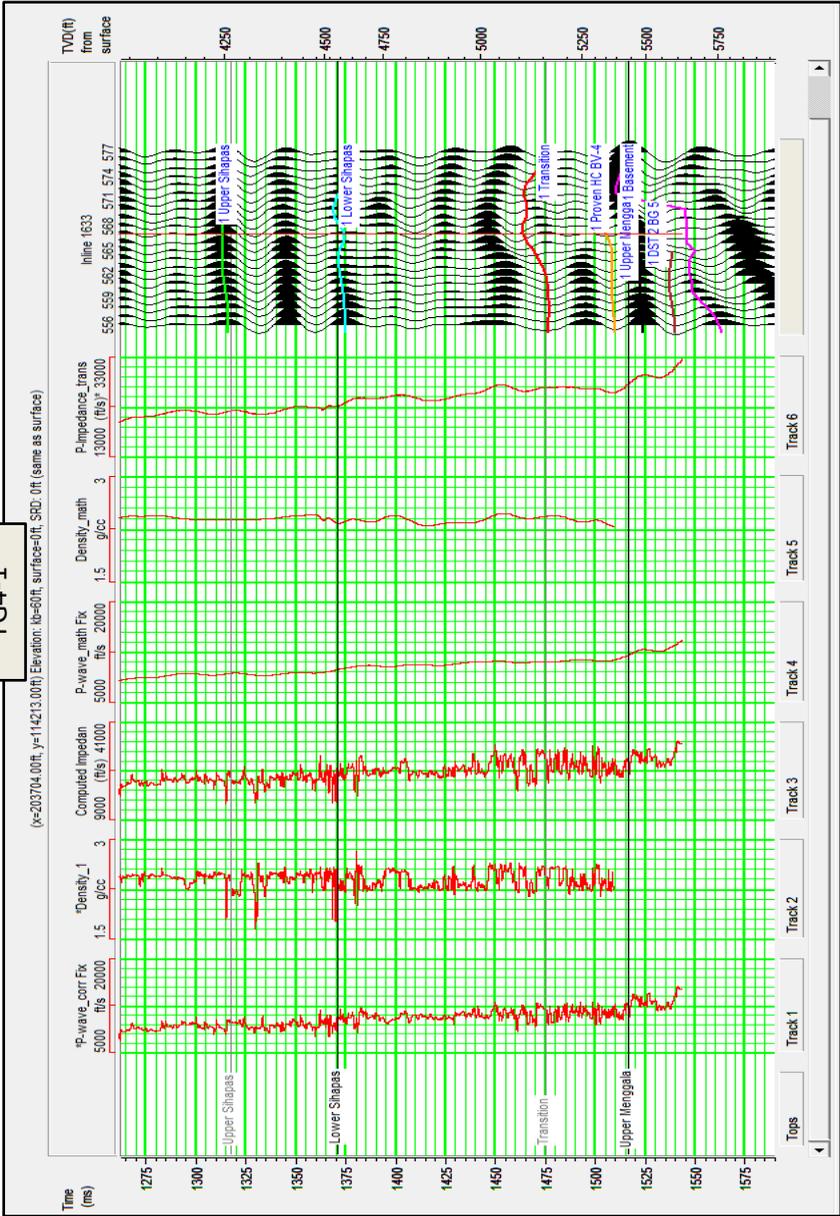
Langkah pertama pada rangkaian proses inversi impedansi akustik adalah pembuatan model awal atau biasa disebut model inisial. Pembuatan model inisial didasari oleh penarikan horison, frekuensi seismik yang cenderung rendah (*low frequency*), dan pengaruh dari data sumur. Parameter yang mempengaruhi hasil inversi ini adalah penggunaan data *log* sumur, jenis *wavelet*, dan panjang jendela inversi. Pada proses ini digunakan beberapa horison seismik yaitu *Upper Sihapas*, *Lower Sihapas*, *Transisi*, *Upper Menggala*, *Lower Menggala*, dan *Basement*. Pembuatan model inisial pada penelitian ini menggunakan data sumur TG1-1 dan TG1-2 untuk mewakili wilayah TG1, TG2-1 dan TG2-5 untuk mewakili wilayah TG2, dan TG4-1, TG4-3, dan TG4-4 untuk mewakili wilayah TG4. Pada penelitian ini, *input* inversi dari data sumur adalah *log Pwave* dan *log Densitas* yang telah difilter *high cut* dengan frekuensi 70 Hz, hal ini dilakukan karena karakteristik data *log* yang memiliki frekuensi tinggi, sehingga harus dilakukan pemfilteran agar mendekati frekuensi yang dimiliki oleh data seismik, yaitu relatif dibawah 70 Hz. *Wavelet* yang digunakan pada proses pembuatan model inisial adalah hasil ekstraksi *wavelet* dari sumur TG4-1, hal ini dikarenakan kecocokan terhadap sumur yang digunakan. Pada penelitian ini digunakan filter model dengan batasan frekuensi 10-15 Hz untuk menghasilkan model frekuensi rendah dengan panjang jendela inversi antara 1200 ms hingga 1650 ms.



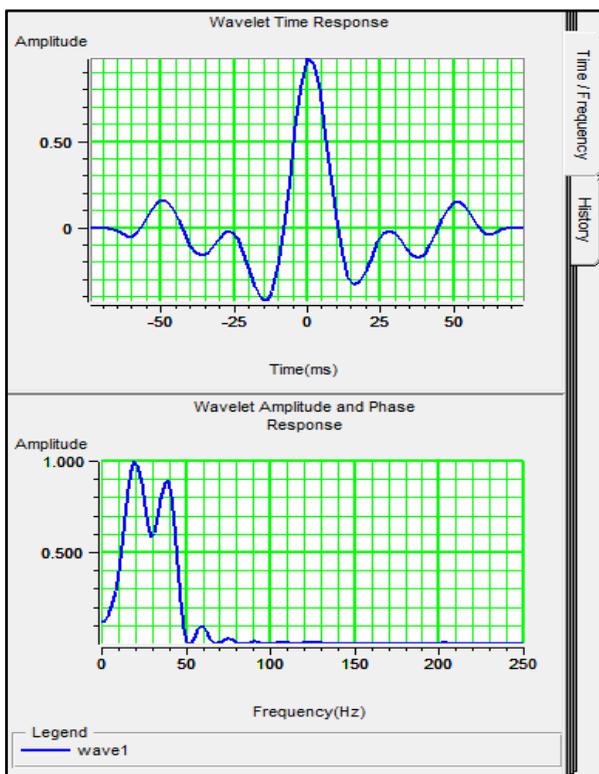
Gambar 4.40 penerapan filter frekuensi pada proses pembuatan model inisial

Berikut ini adalah karakteristik *input* pembuatan model inisial inversi AI (gambar 4.41) serta jenis *wavelet* yang digunakan (gambar 4.42).

TG4-1

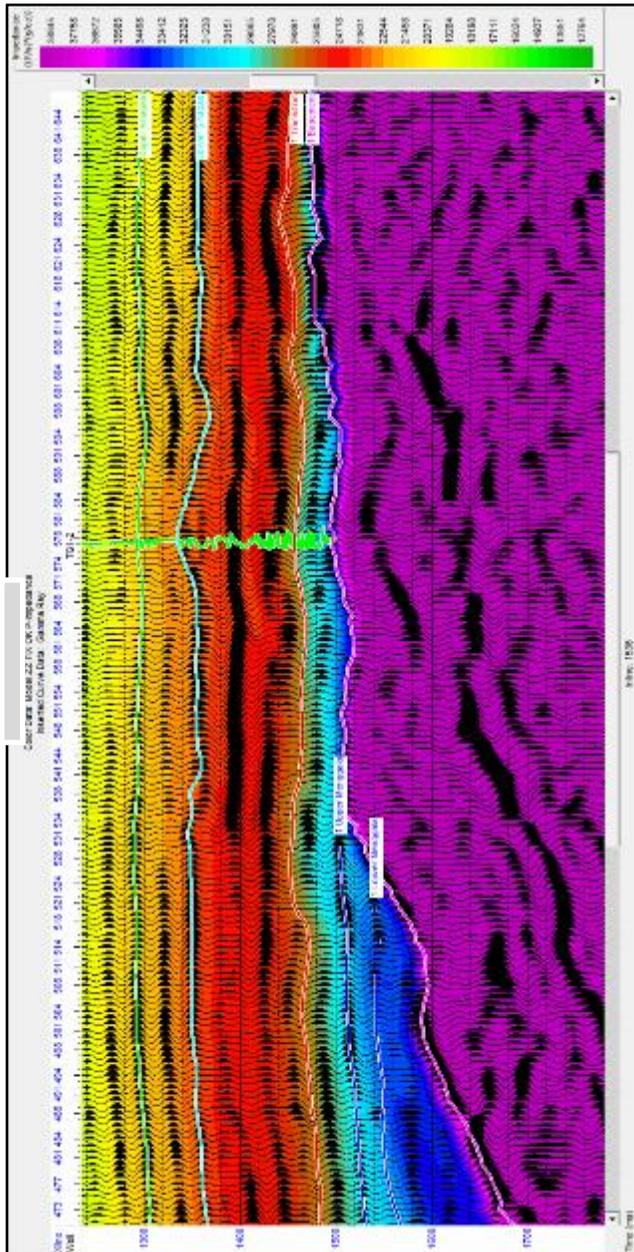


Gambar 4.41 Karakteristik input data pada proses pembuatan model inisial

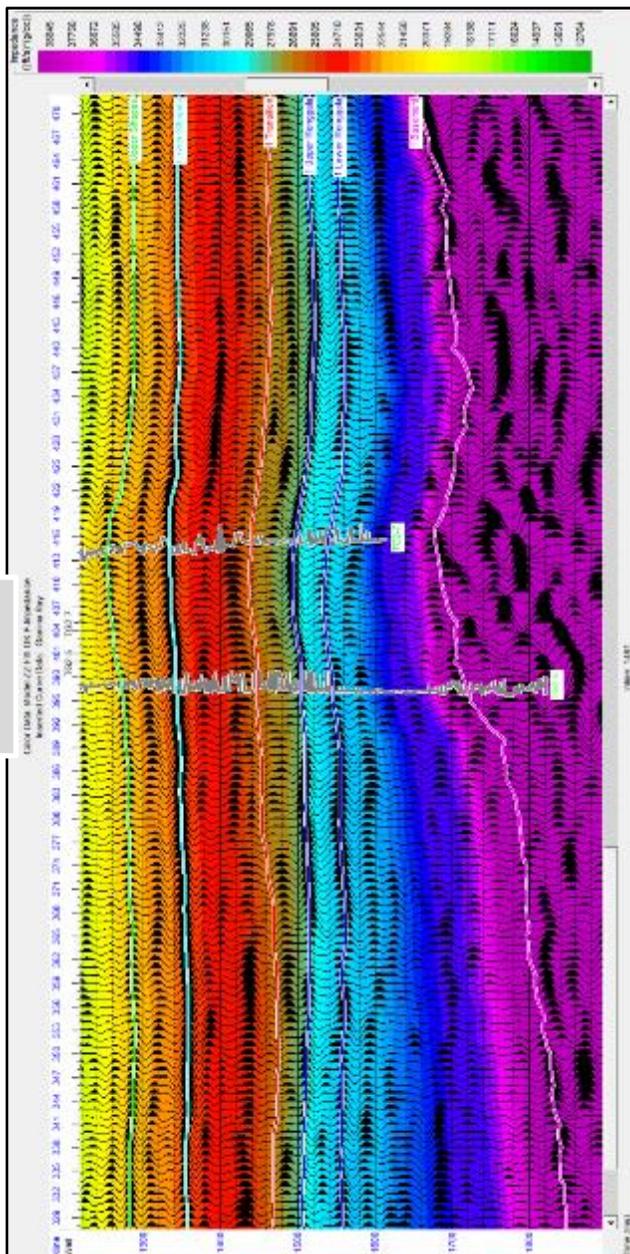


Gambar 4.42 Model wavelet yang digunakan dalam proses inversi

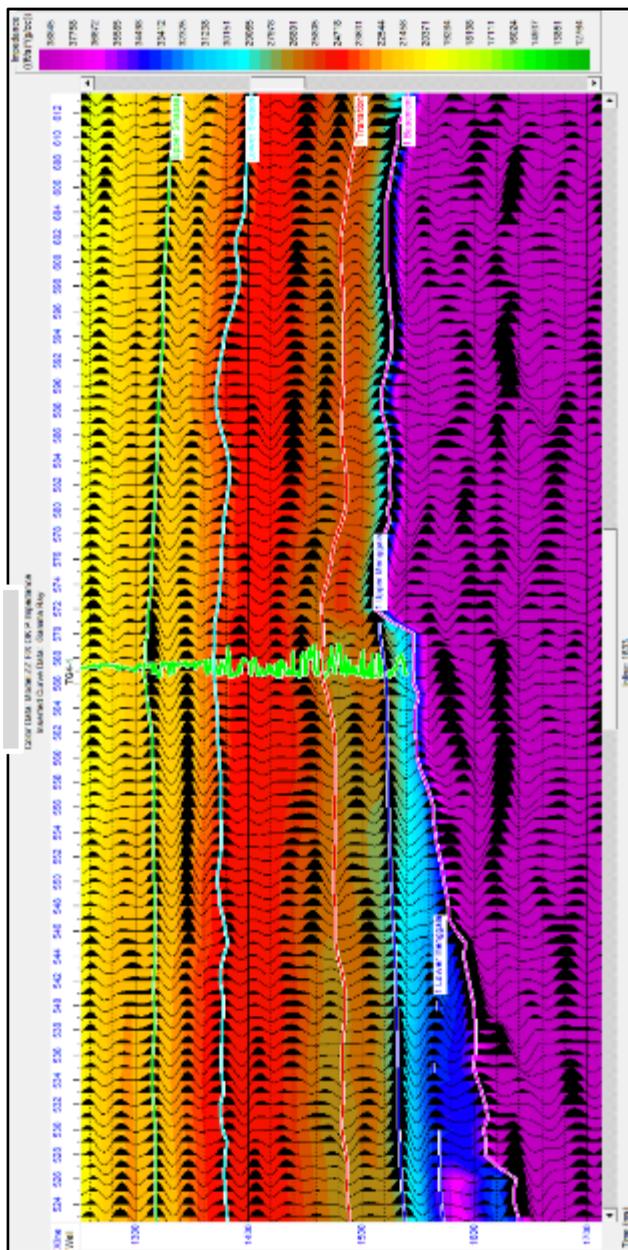
Pada gambar 4.41 terlihat bahwa nilai log Pwave, dan densitas telah difilter, sehingga menghasilkan log P-impedance yang telah terfilter pula. Menggunakan parameter diatas, dilakukan pembuatan model inisial sebagai model awal untuk melakukan inversi impedansi akustik. Dapat dilihat pada gambar 4.43, gambar 4.44, dan gambar 4.45 merupakan hasil model inisial dari parameter yang telah ditentukan di wilayah TG1, TG2, dan TG4. Pada gambar tersebut terlihat model inisial memiliki frekuensi yang rendah, terlihat pula pada model inisial parameter pengontrolnya adalah horizon seismik dan data sumur.



Gambar 4.43 Model inisial pada wilayah TG1 atau inline 1536
113



Gambar 4.44 Model inisial pada wilayah TG2 atau inline 1491
114



Gambar 4.45 Model inisial pada wilayah TG4 atau inline 1633

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

$$error = \frac{Error\ pada\ jendela\ inversi}{(AI\ Maksimum - AI\ Minimum)} \quad (4.4)$$

Gambar 4.46 menunjukkan hasil tes parameter inversi AI pada sumur TG1-1 yang mewakili wilayah TG1. Garis kuning menunjukkan jendela perhitungan error, kurva biru menunjukkan data sumur yang telah difilter, kurva hitam menunjukkan inisial model yang digunakan, dan kurva merah menunjukkan hasil inversi. Pada tes parameter ini didapatkan error jendela inversi sebesar 817,923 dan nilai korelasi sebesar 0,941993. Berikut adalah perhitungan error pada sumur TG1-1.

$$error = \frac{817,923}{(48572,2 - 16467)} \quad (4.5)$$

$$error = \frac{817,923}{32105,2}$$

$$error = 0,0254 \quad (4.6)$$

Gambar 4.47 menunjukkan hasil tes parameter inversi AI pada sumur TG2-5 yang mewakili wilayah TG2. Garis kuning menunjukkan jendela perhitungan error, kurva biru menunjukkan data sumur yang telah difilter, kurva hitam menunjukkan inisial model yang digunakan, dan kurva merah menunjukkan hasil inversi. Pada tes parameter ini didapatkan error jendela inversi sebesar 601,846 dan nilai korelasi sebesar 0,992411. Berikut adalah perhitungan error pada sumur TG2-5.

$$error = \frac{601,846}{(48572,2 - 16467)} \quad (4.7)$$

$$error = \frac{601,846}{32105,2}$$

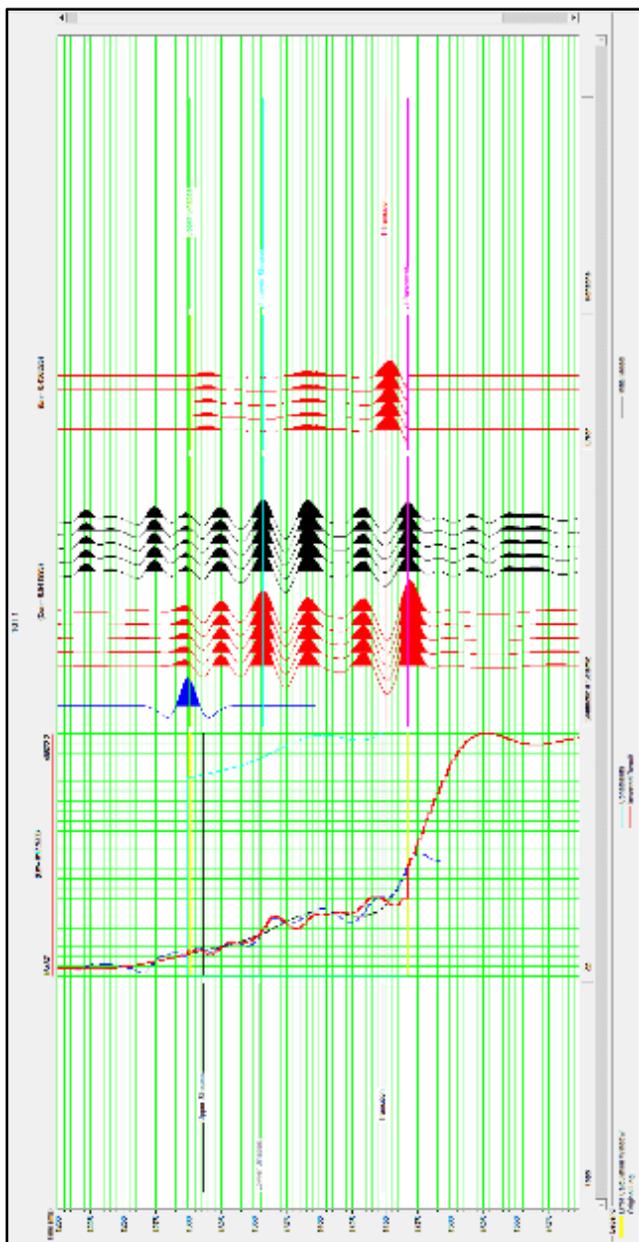
$$error = 0,0187 \quad (4.8)$$

Gambar 4.48 menunjukkan hasil tes parameter inversi AI pada sumur TG4-1 yang mewakili wilayah TG4. Garis kuning menunjukkan jendela perhitungan error, kurva biru menunjukkan data sumur yang telah difilter, kurva hitam menunjukkan inisial model yang digunakan, dan kurva merah menunjukkan hasil inversi. Pada tes parameter ini didapatkan error jendela inversi sebesar 424.006 dan nilai korelasi sebesar 0,855902. Berikut adalah perhitungan error pada sumur TG4-1.

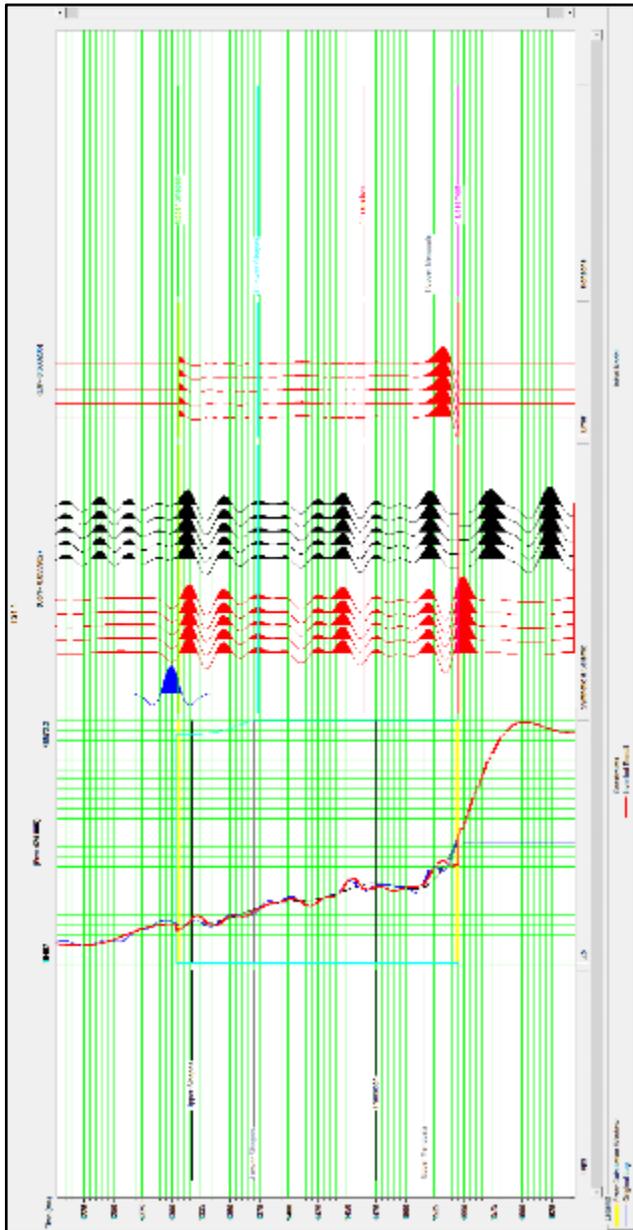
$$error = \frac{424.006}{(48572,2-16467)} \quad (4.9)$$

$$error = \frac{424.006}{32105,2}$$

$$error = 0,0132 \quad (4.10)$$



Gambar 4.46 Analisis tes parameter pada sumur TG1-1



Gambar 4.48 Analisis tes parameter pada sumur TG4-1

4.9 Inversi AI

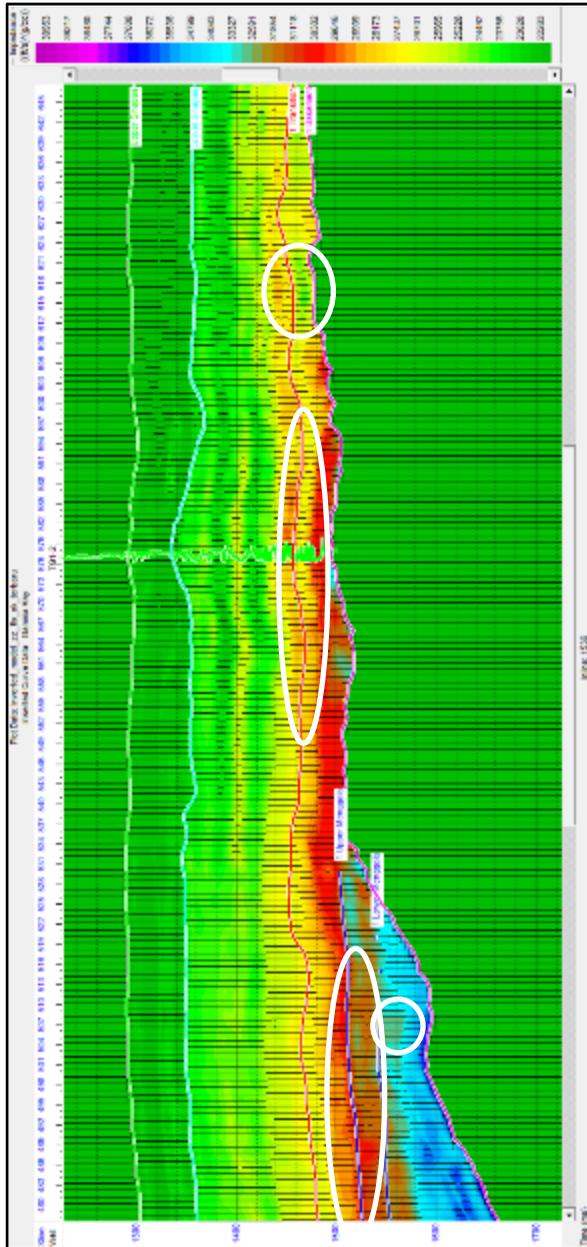
Setelah mendapatkan model inisial yang telah melalui tes parameter, maka dilakukan proses inversi AI dengan cara menurunkan tiap parameter, inversi ini dilakukan dengan iterasi sebanyak sepuluh kali. Hubungan utama pada inversi ini adalah.

$$AI = P_{\text{wave}} * \text{Densitas} \quad (4.11)$$

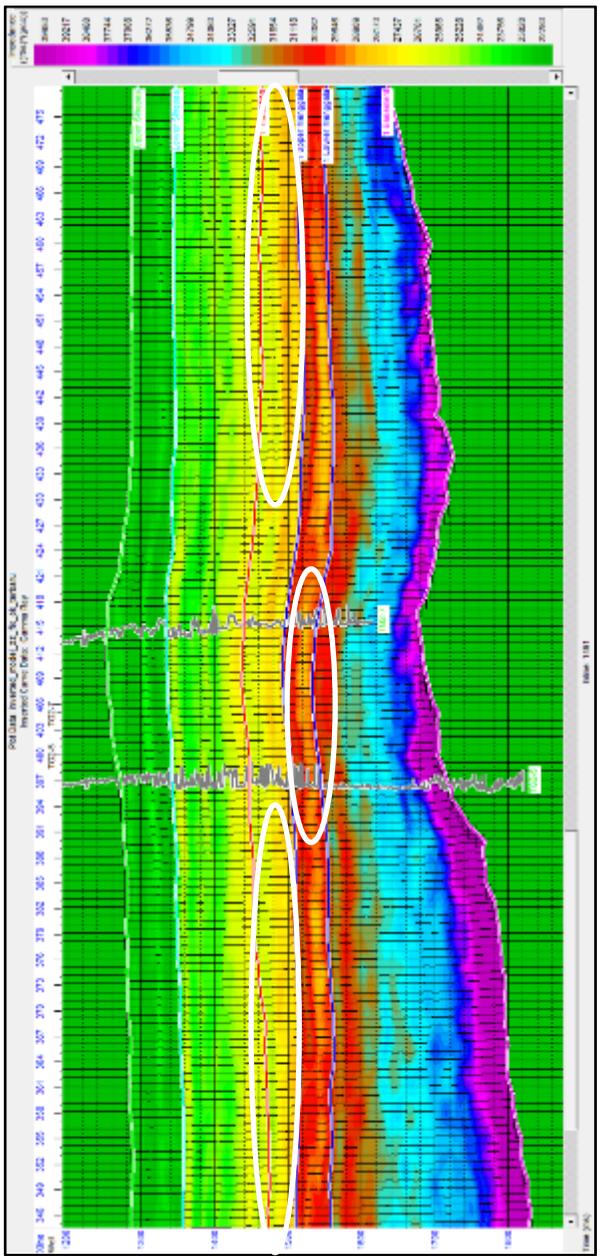
Gambar 4.49 menunjukkan hasil inversi AI pada wilayah TG1 yaitu tepatnya pada *inline* 1536. Pada prinsipnya, reservoir ideal memiliki nilai porositas yang tinggi, dalam hal ini nilai porositas memiliki hubungan dengan nilai impedansi akustik, yaitu hubungan berbanding terbalik. Reservoir yang baik idealnya memiliki nilai AI yang rendah sehingga memiliki nilai porositas yang cenderung tinggi. Pada gambar tersebut sudah terlihat pada beberapa zona wilayah TG1 terdapat anomali nilai AI rendah diantara sekitarnya pada formasi Transisi. Daerah anomali ditunjukkan oleh lingkaran putih, pada wilayah tersebut terdapat anomali nilai AI yang relatif lebih rendah dibanding sekitarnya. Pada lapisan *Upper* dan *Lower* mengkala terdapat beberapa anomali kecil dan tidak sebanyak pada lapisan Transisi.

Gambar 4.50 menunjukkan hasil inversi AI pada wilayah TG2 yaitu tepatnya pada *inline* 1491. Pada gambar tersebut terlihat beberapa anomali nilai AI rendah yang ditandai oleh lingkaran putih. Analisis nilai AI rendah ini tidak hanya dilakukan pada bentangan seismik, melainkan dilakukan pula pada peta hasil *slicing*, seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.52, 4.53, dan 4.54.

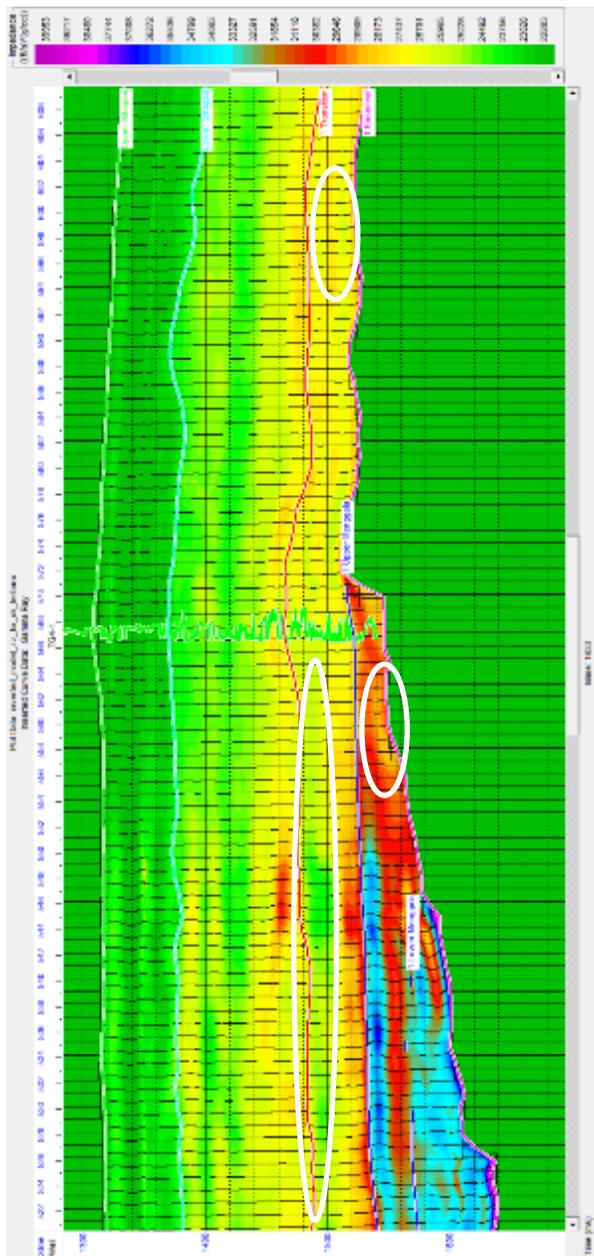
Pada Gambar 4.51 yang merupakan hasil inversi AI wilayah TG4 justru menunjukkan nilai anomali AI rendah hampir sepanjang lapisan transisi, hal ini menandakan bahwa nilai AI pada wilayah TG4 cenderung rendah jika dibandingkan dengan kedua daerah lainnya. Pada lapisan *Upper* Mengkala terdapat pula anomali AI rendah yang cukup luas pada wilayah TG4 ini, hal ini dapat menandakan bahwa sekitar wilayah TG4 formasi *Upper* Mengkala bisa jadi terdapat potensi baru reservoir hidrokarbon.



Gambar 4.49 Hasil Inversi AI pada wilayah TG1 atau inline 1536
122



Gambar 4.50 Hasil Inversi AI pada wilayah TG2 atau inline 1491



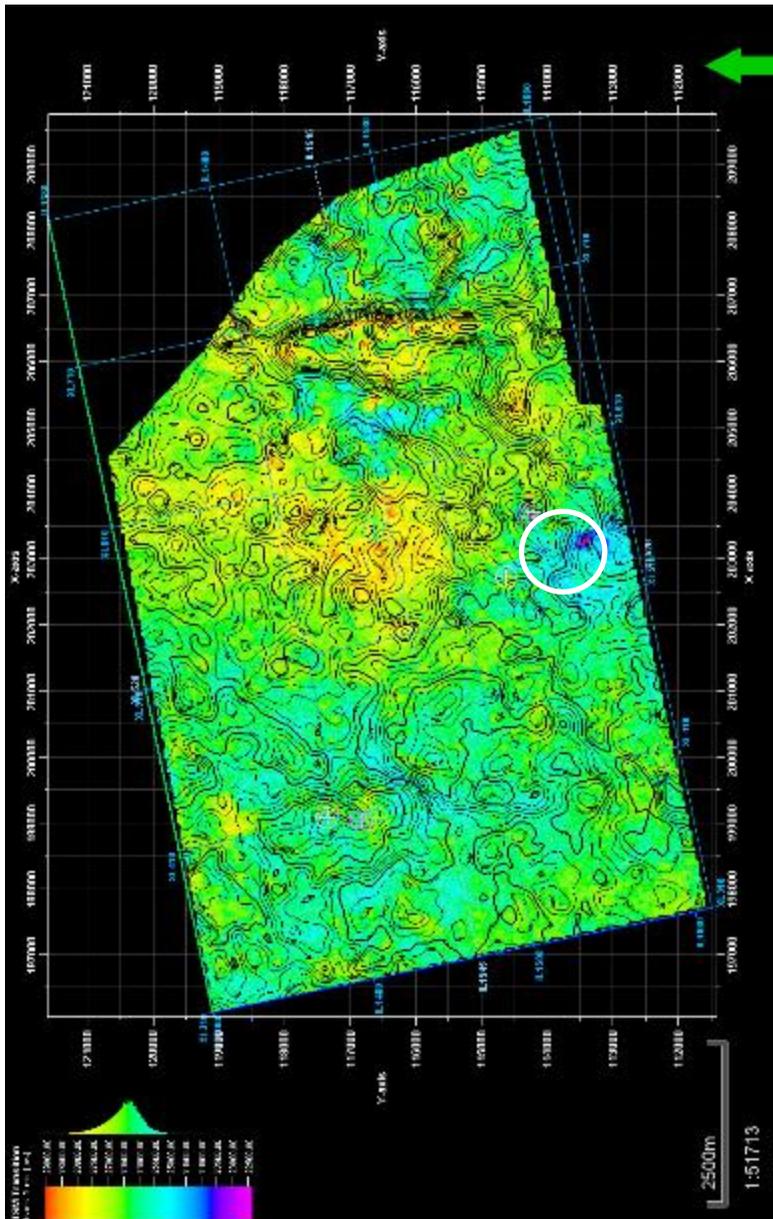
Gambar 4.51 Hasil Inversi AI pada wilayah TG4 atau inline 1633

Setelah melihat hasil inversi AI dari bentangan seismik tiap daerah, dilakukan *slicing* pada hasil inversi tersebut untuk melihat persebarannya berdasarkan tiap horizon. Proses pengerjaannya adalah melakukan *slicing* terhadap volume AI hasil inversi berdasar lapisan + 5 ms, hal ini dilakukan karena target potensi tidak persis pada top horizon melainkan dibawah horizon tersebut. Setelah mendapatkan hasil *slicing* tersebut, dilakukan *overlay* hasil *slicing* dengan peta struktur lapisan tersebut, hal ini dilakukan untuk mempermudah zonasi daerah potensi dari nilai AI dan keadaan strukturnya.

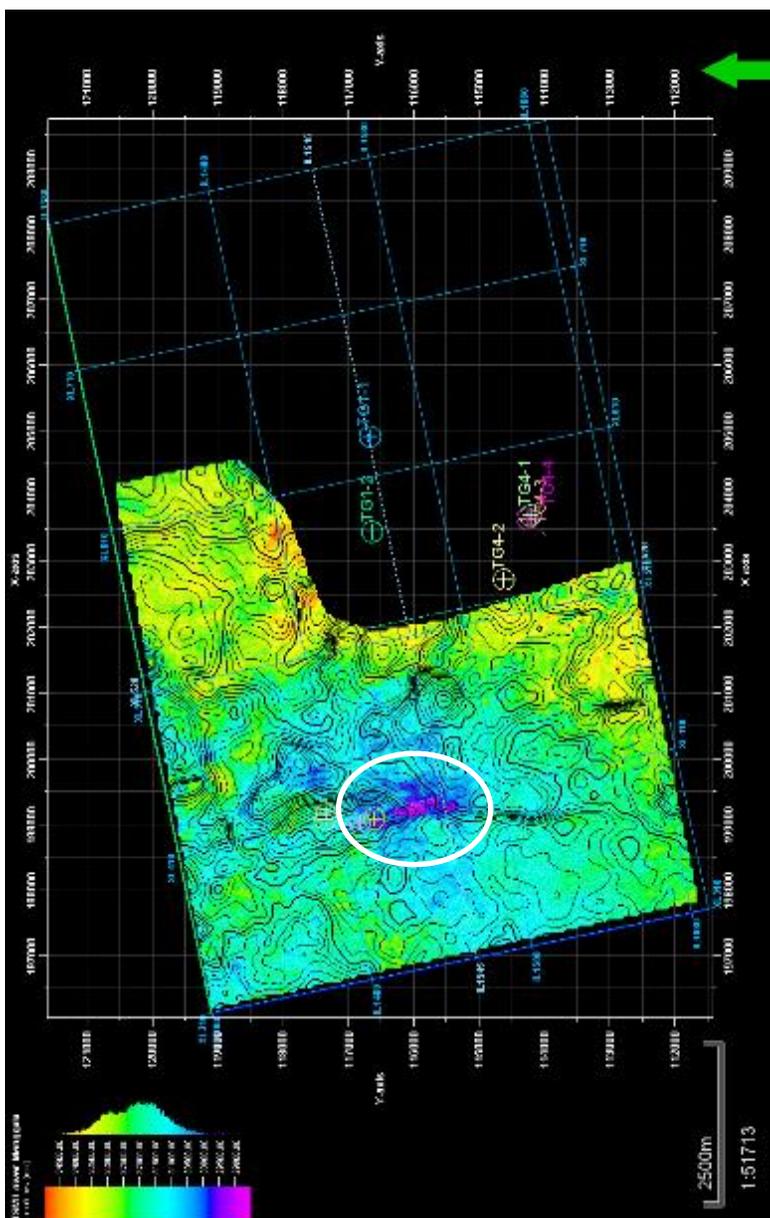
Gambar 4.52 merupakan hasil *overlay* peta struktur dan nilai AI pada lapisan Transisi + 5 ms. Dari peta ini, kita bisa mendapatkan informasi nilai AI dan kontur struktur pada lapisan transisi. Terlihat pada wilayah TG4 terdapat anomali kecil nilai AI rendah (lingkaran putih), hal ini menandakan adanya potensi sekitar wilayah tersebut. Dari keseluruhan nilai AI, terlihat bahwa nilai tersebut mampu menunjukkan persebaran variasi nilai AI serta mampu memperlihatkan anomali AI rendah. Untuk melakukan penentuan zona potensi nilai AI sudah dapat merepresentasikan, namun lebih baik jika ada hubungan dengan nilai porositas, sehingga penentuan langsung dengan peta porositas lebih dianjurkan.

Gambar 4.53 merupakan hasil *overlay* peta struktur dan nilai AI pada lapisan *Upper* Menggala + 5 ms. Dari peta ini, kita bisa mendapatkan informasi nilai AI dan kontur struktur pada lapisan *Upper* Menggala. Terlihat pada peta tersebut terdapat anomali AI rendah pada wilayah sekitar TG2 dan sekitar TG4. Anomali AI rendah pada wilayah TG2 terlihat cukup luas, sehingga wilayah sekitar TG2 yang memang masih dekat dengan arah distribusi sumber hidrokarbon (arah barat daya lapangan Kaprasida) dapat diperhitungkan sebagai potensi baru.

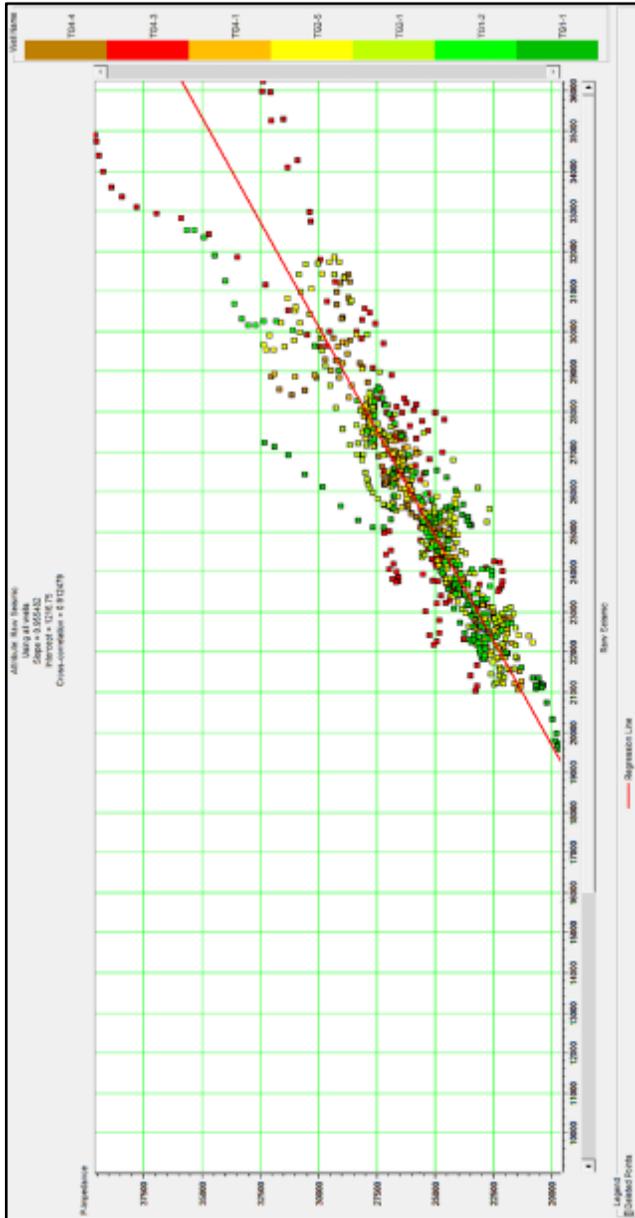
Gambar 4.54 merupakan hasil *overlay* peta struktur dan nilai AI pada lapisan *Lower* Menggala + 5 ms. Dari peta ini, kita bisa mendapatkan informasi nilai AI dan kontur struktur pada lapisan *Lower* Menggala. Terlihat pada peta terdapat anomali AI rendah pada selatan TG2, hal ini menarik jika ditemukan struktur perangkap hidrokarbon pada wilayah ini diluar antiklin TG2.



Gambar 4.52 Overlay peta struktur dengan hasil *slicing* inversi AI pada formasi Transisi + 5 ms



Gambar 4.54 Overlay peta struktur dengan hasil *slicing* inversi AI pada formasi Lower Menggala + 5 ms



Gambar 4.55 Crossplot antara data hasil inversi dengan data sesungguhnya untuk mendapatkan nilai korelasi

Hasil inversi yang diperoleh harus melalui tahap *quality control*, oleh sebab itu dilakukan QC terhadap hasil inversi AI. QC dilakukan terhadap data hasil inversi dengan data *log* sebagai kontrolnya. Untuk mendapatkan korelasinya, dilakukan regresi linier dan *crossplot* terhadap kedua nilai impedansi akustik. QC bertujuan untuk mendapatkan nilai korelasi terhadap data hasil inversi dan data sesungguhnya, hal ini menjadi parameter apakah hasil inversi tersebut layak dipercaya.

Gambar 4.55 merupakan hasil *crossplot* nilai impedansi akustik hasil inversi dengan nilai impedansi akustik dari data *well log*, yang memperlihatkan korelasi antara kedua data impedansi akustik. Dari hasil regresi linier diperoleh nilai *gradien* sebesar 0,955482 dan diperoleh nilai korelasi silang sebesar 0,912479. Oleh karena itu, hasil inversi AI ini layak dipercaya.

4.10 *Crossplot* AI dengan Porositas Total

Setelah mendapatkan volume impedansi akustik hasil inversi, langkah selanjutnya adalah merubah volume tersebut menjadi volume porositas. Untuk merubah volume tersebut, kita harus mendapatkan hubungan antara nilai AI dengan nilai porositas total. Hubungan tersebut didapatkan dengan cara membuat *crossplot* terhadap kedua variabel.

Pembuatan *crossplot* meliputi seluruh sumur yang ada pada daerah Lapangan Kaprasida, yaitu TG1-1, TG1-2, TG2-1, TG2-3, TG2-5, TG2-7, TG2-8, TG4-1, TG4-2, TG4-3, dan TG4-4. Pembuatan *crossplot* ini melalui beberapa pembatasan, yaitu:

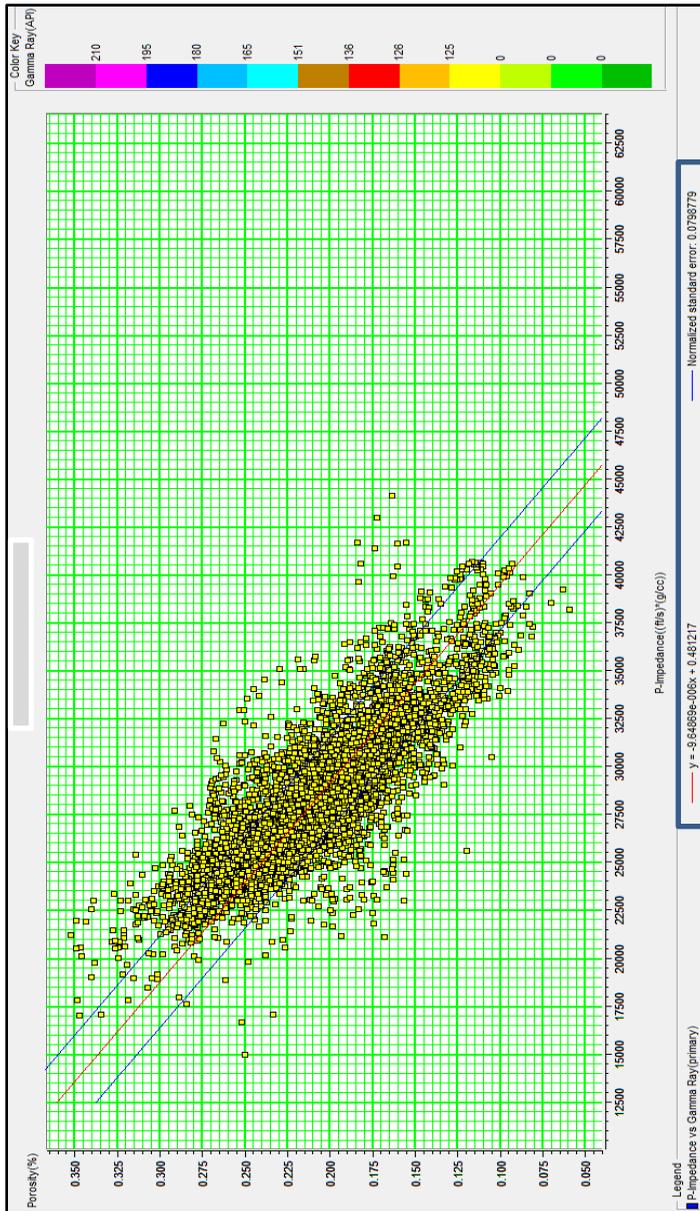
- Nilai variabel yang digunakan hanya dalam (kedalaman) cakupan lapisan Transisi, *Upper* Menggala, dan *Lower* Menggala
- Nilai yang digunakan hanya merupakan nilai dari reservoir *sandstone* dengan *cutoff gamma ray* 125 API (nilai yang digunakan merupakan nilai *gamma ray* dibawah 125 API)

Setelah dilakukan *crossplot* dengan pembatasan diatas, didapatkan persamaan regresi linier hubungan antara nilai AI dengan porositas total, yaitu:

$$y = -9,64869e - 006x + 0,481217 \tag{4.12}$$

Normalized standard error = 0,0798779

Pada persamaan diatas, variabel y merupakan volume porositas dan variabel x merupakan volume impedansi akustik. Hubungan yang didapatkan cenderung merupakan hubungan linier. Gambar 4.56 merupakan grafik *crossplot* antara nilai AI (sumbu x) dan nilai porositas total (sumbu y) dengan *color key* nilai *gamma ray*. Pada gambar tersebut terlihat hubungan linier pada nilai AI dan porositas total, dalam artian fisisnya jika nilai impedansi akustik rendah, maka nilai porositas totalnya tinggi.



Gambar 4.56 Crossplot nilai Impedansi akustik dengan Porositas total setiap sumur untuk menemukan hubungan nilai AI dengan Porositas

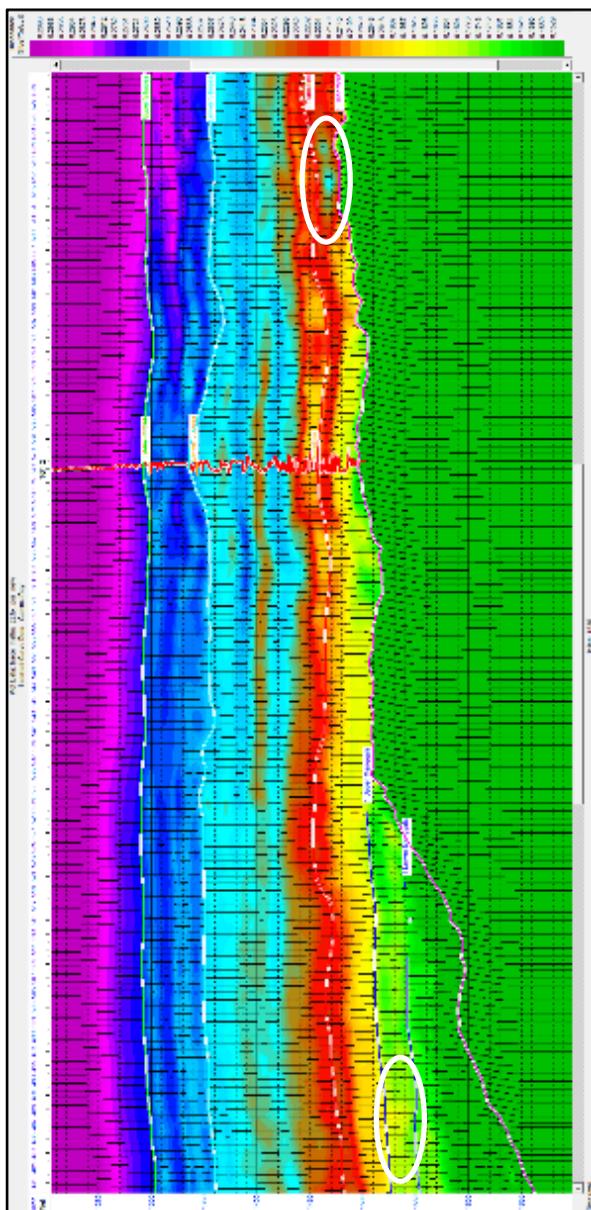
4.11 Pembuatan Volume Porositas dan Pembuatan Peta Porositas

Setelah mendapatkan hubungan antara nilai impedansi akustik dan nilai porositas total, kita dapat mengkalkulasikan volume AI dengan persamaan tersebut, hingga menghasilkan volume porositas. Persamaan 4.12 digunakan untuk mengkonversi volume AI menjadi volume porositas. Proses ini dilakukan menggunakan perintah *trace math* pada perangkat lunak Hampson Russell, proses ini murni hanya bergantung dengan persamaan 4.12 hubungan yang didapatkan dari crossplot (subbab 4.10).

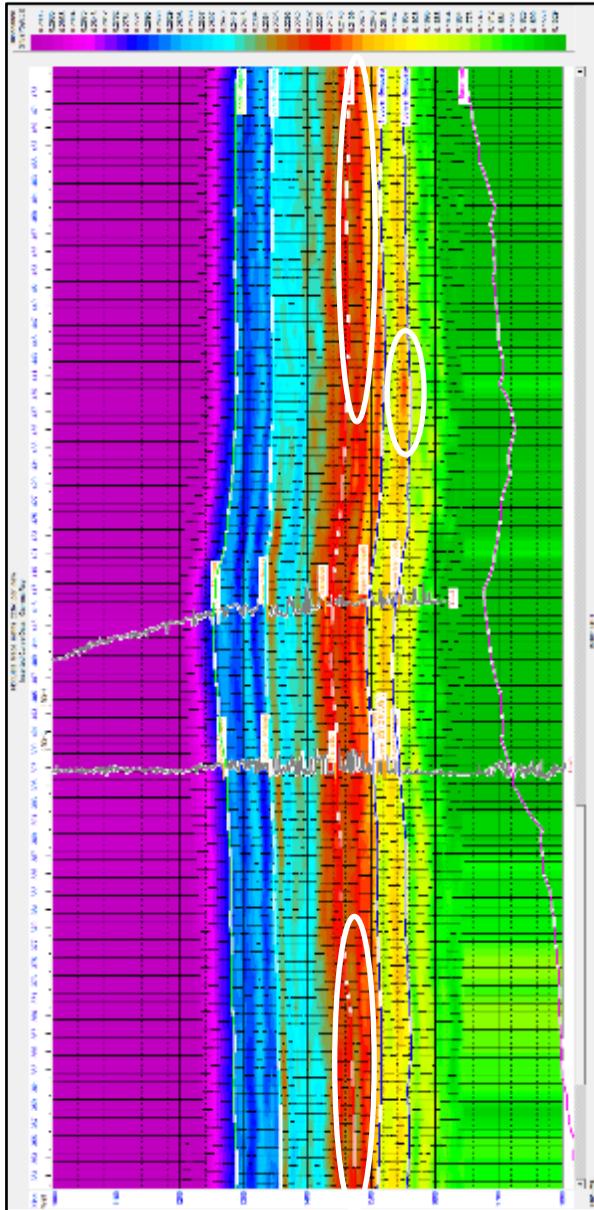
Gambar 4.57 merupakan bentangan volume porositas pada wilayah TG1 atau *inline* 1536. Pada gambar tersebut bisa dilihat bahwa variasi nilai porositas cenderung rapat, namun dari hasil itu masih bisa dibedakan zona-zona porositas yang baik. Pada lapisan Transisi terlihat ada anomali porositas tinggi pada timur bentangan atau timur sumur TG1-2 (lingkaran putih), pada daerah itu nilai porositas cenderung menunjukkan angka sekitar 0,25 atau 25%. Pada lapisan *Upper* Menggala terdapat anomali kecil nilai porositas yang ditunjukkan dengan lingkaran putih, nilai porositas menunjukkan nilai 0,19 atau 19%, hal ini termasuk anomali pada lapisan ini dikarenakan lapisan yang mendekati lapisan *basement* relatif sudah memiliki nilai porositas yang sangat kecil.

Gambar 4.58 merupakan bentangan volume porositas pada wilayah TG2 atau *inline* 1491. Pada gambar tersebut terlihat bahwa pada lapisan transisi, memiliki nilai porositas kisaran angka 0,22 atau 22%. Pada lapisan transisi terdapat anomali kecil pada rentang kedalaman sesuai *top* horizon yaitu berkisar nilai 0,23 atau 23%. Pada lapisan *Upper* Menggala bagian bawah terdapat anomali yang ditunjukkan lingkaran putih, nilai porositasnya berkisar angka 0,21 atau 21%.

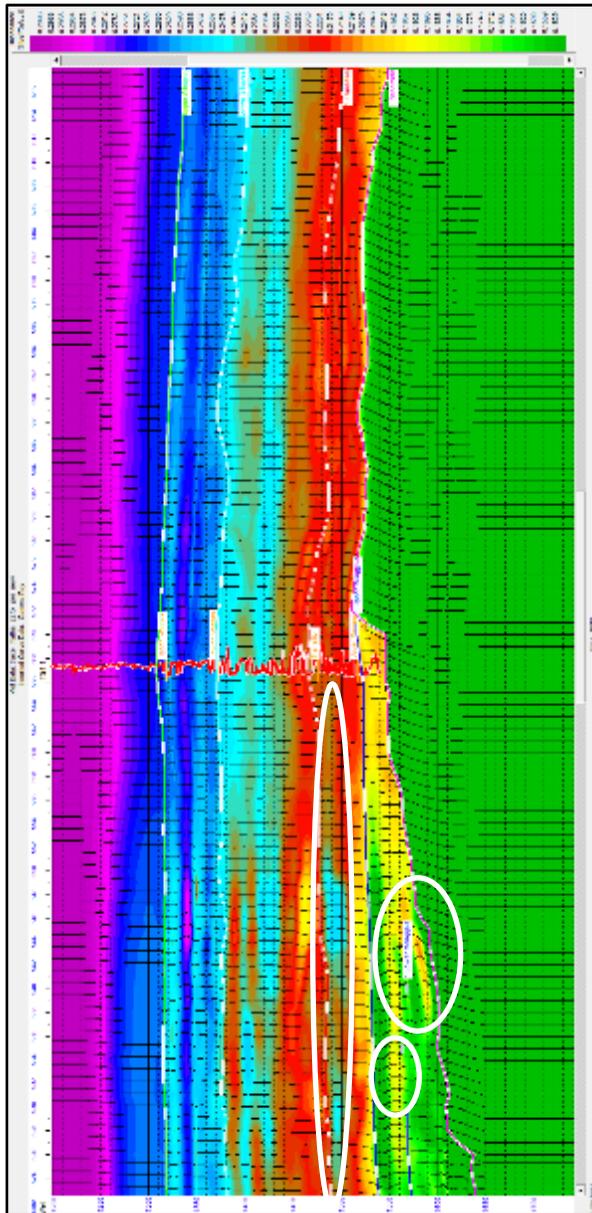
Gambar 4.59 merupakan bentangan volume porositas pada wilayah TG4 atau *inline* 1633. Pada lapisan Transisi terlihat ada anomali besar dengan nilai porositas yang cukup tinggi di daerah barat bentangan yaitu dengan nilai sekitar 0,25 atau 25%. Pada lapisan *Upper* Menggala terdapat anomali pula di bagian barat bentangan yaitu dengan nilai berkisar 0,19 atau 19%. Pada lapisan *Lower* Menggala terdapat anomali porositas tinggi pada zona *onlap basement* yaitu dengan nilai berkisar 0,21 atau 21%, hal ini menjadi hal yang menarik apabila zona tersebut menjadi perangkap hidrokarbon.



Gambar 4.57 Hasil perhitungan volume porositas pada wilayah TG1 atau inline 1536



Gambar 4.58 Hasil perhitungan volume porositas pada wilayah TG2 atau inline 1491



Gambar 4.59 Hasil perhitungan volume porositas pada wilayah TG4 atau inline 1633

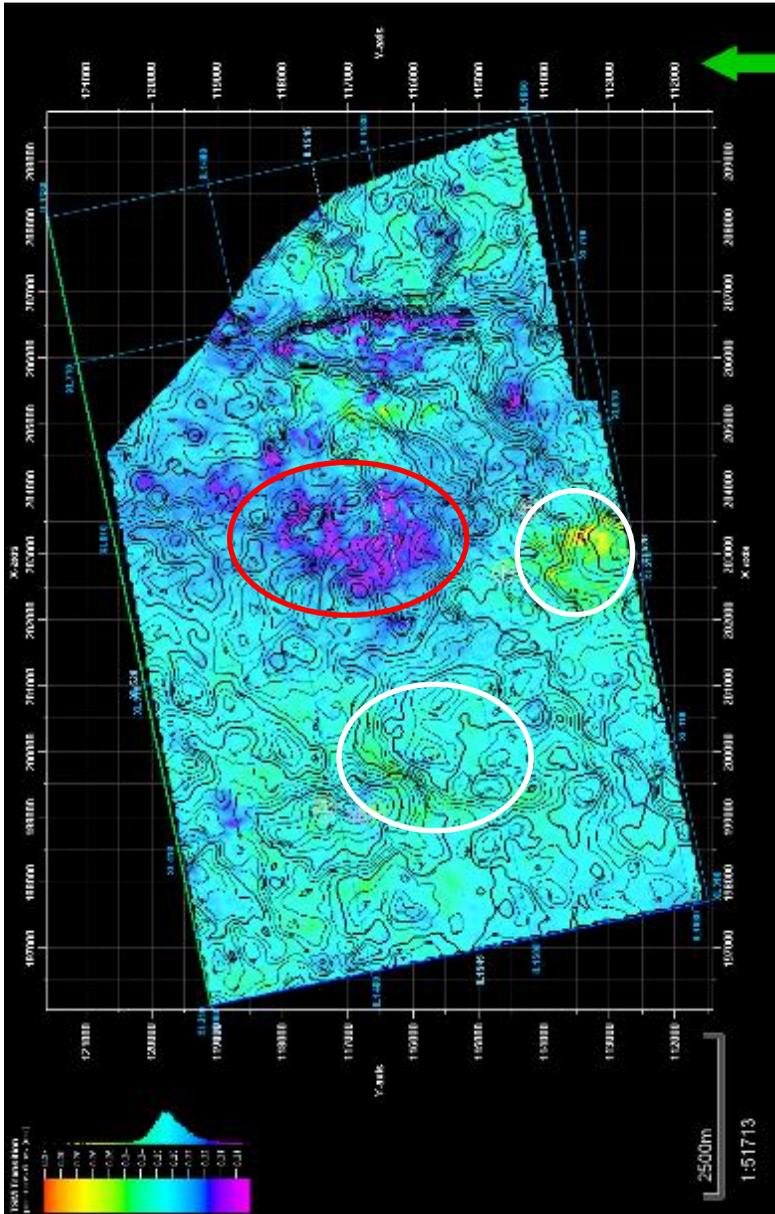
Setelah melihat dari volume porositas, untuk memperjelas zonasi daerah potensi, diperlukan pembuatan peta sesuai kedalaman perlapisan. Proses ini dilakukan dengan cara *slicing* volume porositas pada tiap *top* lapisan yaitu, Transisi, *Upper* Menggala, dan *Lower* Menggala. Proses *slicing* dilakukan pada perangkat lunak Hampson Russell, kemudian peta hasil *slicing* di masukan kedalam perangkat lunak Petrel untuk melakukan proses *overlay* dengan peta struktur. Proses *overlay* ini bertujuan untuk mempermudah interpreter menzonasi daerah potensi dengan dua acuan yaitu nilai porositas dan struktur lapisan tersebut.

Gambar 4.60 merupakan peta hasil *overlay* antara peta struktur dan peta porositas lapisan Transisi. Pada peta tersebut terdapat beberapa anomali, pada wilayah selatan TG2 terdapat anomali kecil nilai porositas tinggi yaitu berkisar nilai 0,24 atau 24%. Pada wilayah barat daya TG4 terdapat anomali cukup besar yang menunjukkan nilai porositas tinggi yaitu berkisar pada nilai antara 0,24 atau 24% hingga nilai 0,26 atau 26%. Pada wilayah TG1 terdapat nilai anomali porositas rendah yang cukup besar (ditunjukkan dengan lingkaran merah) yaitu dengan nilai berkisar 0,21 atau 21%, namun nilai rendah pada lapisan transisi masih memiliki nilai porositas yang baik.

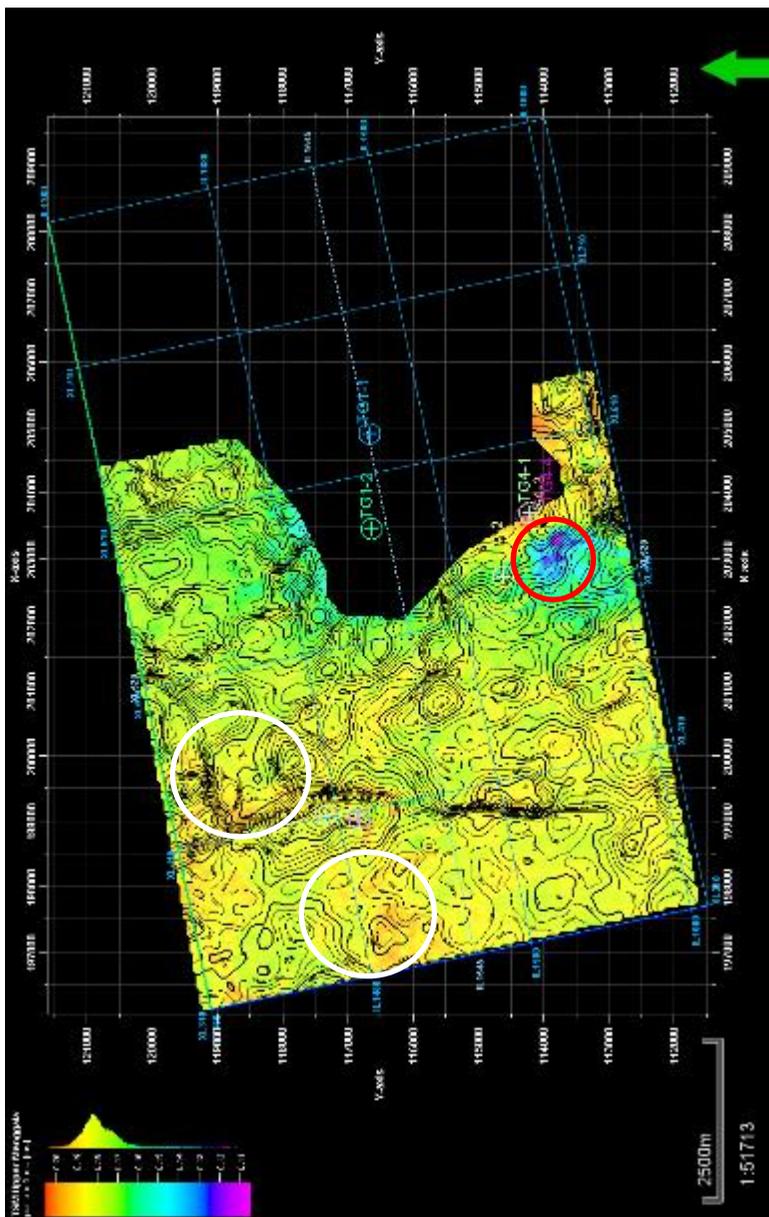
Gambar 4.61 merupakan peta hasil *overlay* antara peta struktur dan peta porositas lapisan *Upper* Menggala. Pada wilayah sekitar TG2 yaitu khususnya dibagian timur dan barat TG2, terdapat anomali kecil nilai porositas tinggi dibanding sekitarnya yaitu dengan nilai berkisar 0,20 atau 20%. Pada wilayah barat TG4 terdapat anomali nilai porositas rendah yaitu berkisar antara 0,11 atau 11% dan 0,13 atau 13%. Pada lapisan ini nilai porositas cenderung berkisar di nilai 0,18 atau 18%.

Gambar 4.62 merupakan peta hasil *overlay* antara peta struktur dan peta porositas lapisan *Lower* Menggala. Pada lapisan ini terdapat nilai anomali porositas tinggi yang cukup luas pada wilayah sekitar TG2 yaitu dengan rentang nilai antara 0,18 atau 18% dan 0,20 atau 20%. Pada sekitar wilayah TG1 dan TG4 terdapat anomali nilai porositas rendah yang cukup luas, yaitu dengan rentang nilai porositas antara 0,14 atau 14% dan 0,16 atau 16%.

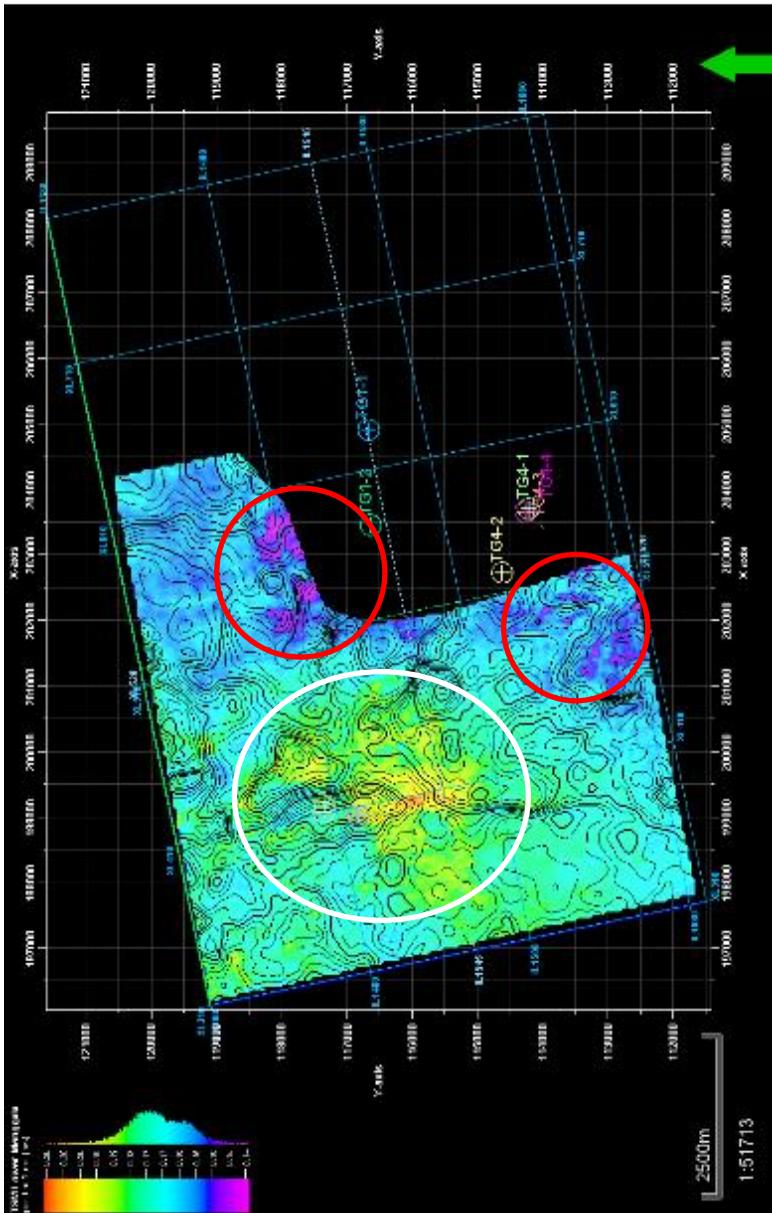
Setelah mendapatkan peta porositas seperti yang telah disebutkan dan peta struktur yang telah diperoleh sebelumnya, analisis struktur potensi hidrokarbon sudah dapat dilakukan dengan baik.



Gambar 4.60 Overlay peta struktur dengan hasil *slicing* volume porositas pada formasi Transisi + 5 ms



Gambar 4.61 Overlay peta struktur dengan hasil *slicing* volume poro sitas pada formasi *Upper Menggala* + 5 ms



Gambar 4.62 Overlay peta struktur dengan hasil *slicing* volume porositas pada formasi Lower Menggala + 5 ms

4.12 Analisis Struktur Berpotensi Hidrokarbon

Setelah mendapatkan volume porositas, hal yang dilakukan selanjutnya adalah analisis struktur berpotensi hidrokarbon. Analisis struktur ini didasari oleh beberapa data, yaitu data peta struktur domain kedalaman, data volume porositas, dan data sumur. Data peta struktur domain kedalaman digunakan untuk mencari struktur-struktur jebakan hidrokarbon, seperti struktur antiklin. Data volume porositas dan peta porositas digunakan untuk memberi informasi porositas pada struktur yang dianggap zona potensial. Data sumur digunakan untuk kontrol parameter seperti porositas, saturasi air, dan ketebalan reservoir.

Langkah pertama untuk menganalisis struktur adalah mencari zona jebakan hidrokarbon, kemudian melihat parameter fisisnya seperti nilai porositas, saturasi air, volume struktur, dan ketebalan reservoir. Pada analisis struktur diutamakan dilakukan pada area sumur yang telah *proven*. Selain itu, analisis struktur ini juga menganalisis dari sisi sistem petroleumnya.

Gambar 4.63 merupakan analisis struktur pertama, yaitu sebuah struktur antiklin yang dikategorikan sebagai *four-way dip closure*. Struktur ini terdapat pada lapisan *Upper Menggala* yang bereferensi dari sumur TG2-8. Potensi ini terletak di sisi barat struktur TG2. Analisis struktur ini diperkuat oleh adanya *production test* di sumur TG2-8. Pada gambar tersebut juga memperlihatkan bentangan seismik inline pada lokasi struktur potensi satu. Pada bentangan seismik struktur satu terlihat nilai amplitudo tinggi sehingga bisa menjadi salah satu *direct hydrocarbon indicator* (DHI).

Gambar 4.64 merupakan analisis struktur kedua, yaitu sebuah struktur antiklin yang dikategorikan sebagai *four-way dip closure*. Struktur ini terdapat pada lapisan *Upper Menggala* yang bereferensi dari sumur TG2-5. Potensi ini terletak di sisi barat struktur TG2 atau sisi selatan potensi satu. Pada gambar tersebut juga memperlihatkan bentangan seismik inline pada lokasi struktur potensi dua.

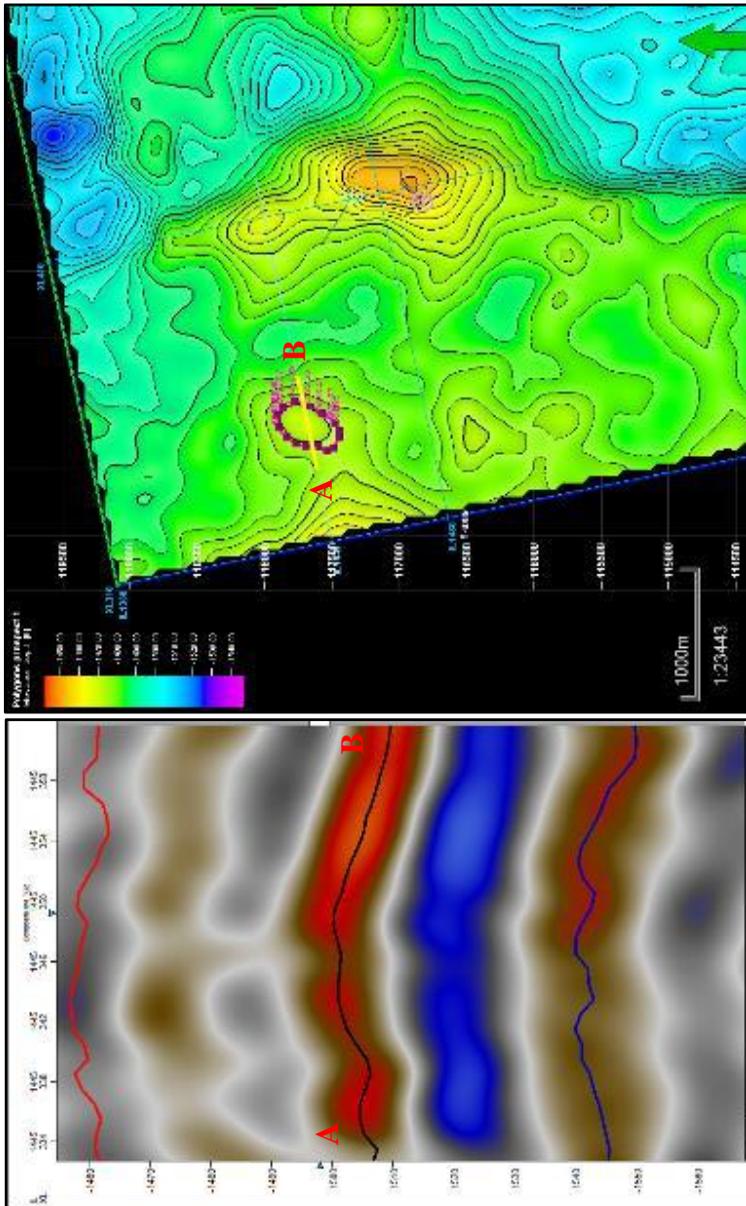
Gambar 4.65 merupakan analisis struktur ketiga, yaitu sebuah struktur antiklin yang dikategorikan sebagai *four-way dip closure*. Struktur ini terdapat pada lapisan *Transisi* yang bereferensi dari sumur TG4-2. Potensi ini terletak di sisi selatan struktur TG2 atau sisi barat struktur TG4. Analisis struktur ini diperkuat oleh adanya *proven hydrocarbon* di sumur TG4-1. Pada gambar tersebut juga memperlihatkan bentangan seismik inline pada lokasi struktur potensi tiga.

Gambar 4.66 merupakan analisis struktur keempat, yaitu sebuah struktur antiklin yang dikategorikan sebagai *three-way dip closure*, hal ini disebabkan karena struktur tersebut bersinggungan oleh lapisan *basement* yang mengalami fenomena *onlap*. Model *three-way dip closure* dapat menimbulkan ambiguitas yang disebabkan oleh fenomena *onlap*, fenomena ini dapat menyebabkan kompartemen atau menyebabkan jalur migrasi baru bagi hidrokarbon. Struktur

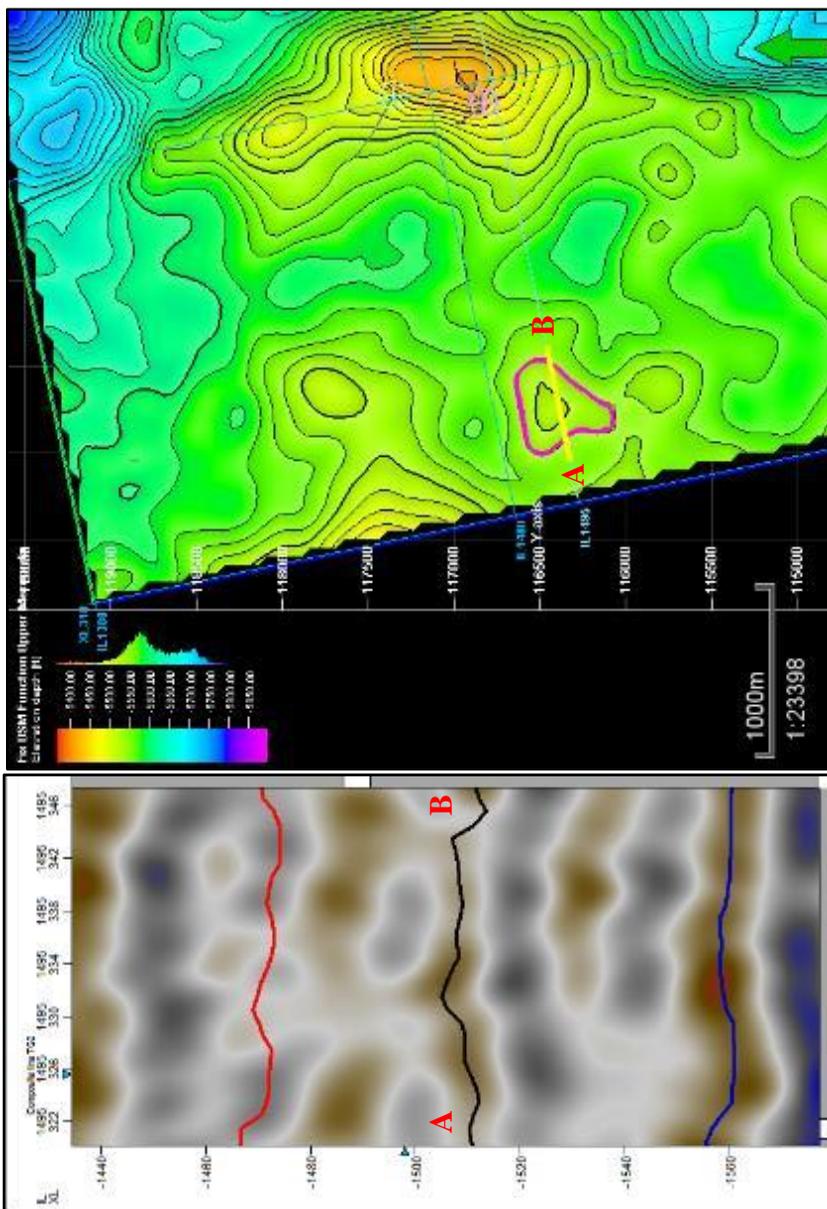
ini terdapat pada lapisan *Upper Menggala* yang bereferensi dari sumur TG4-3. Potensi ini terletak di wilayah struktur TG4. Analisis struktur ini diperkuat oleh adanya *production test* di sumur TG4-3. Pada gambar tersebut juga memperlihatkan bentangan seismik inline pada lokasi struktur potensi empat. Pada bentangan seismik struktur empat terlihat nilai amplitudo tinggi sehingga bisa menjadi salah satu *direct hydrocarbon indicator* (DHI).

Gambar 4.67 merupakan analisis struktur kelima, yaitu sebuah struktur antiklin yang dikategorikan sebagai *four-way dip closure*. Struktur ini terdapat pada lapisan Transisi yang bereferensi dari sumur TG1-2. Potensi ini terletak di sisi barat laut struktur TG1 atau sisi timur struktur TG2. Pada gambar tersebut juga memperlihatkan bentangan seismik inline pada lokasi struktur potensi lima. Pada lokasi struktur lima terlihat anomali amplitudo kuat dari sesimik walau belum sekuat struktur potensi satu.

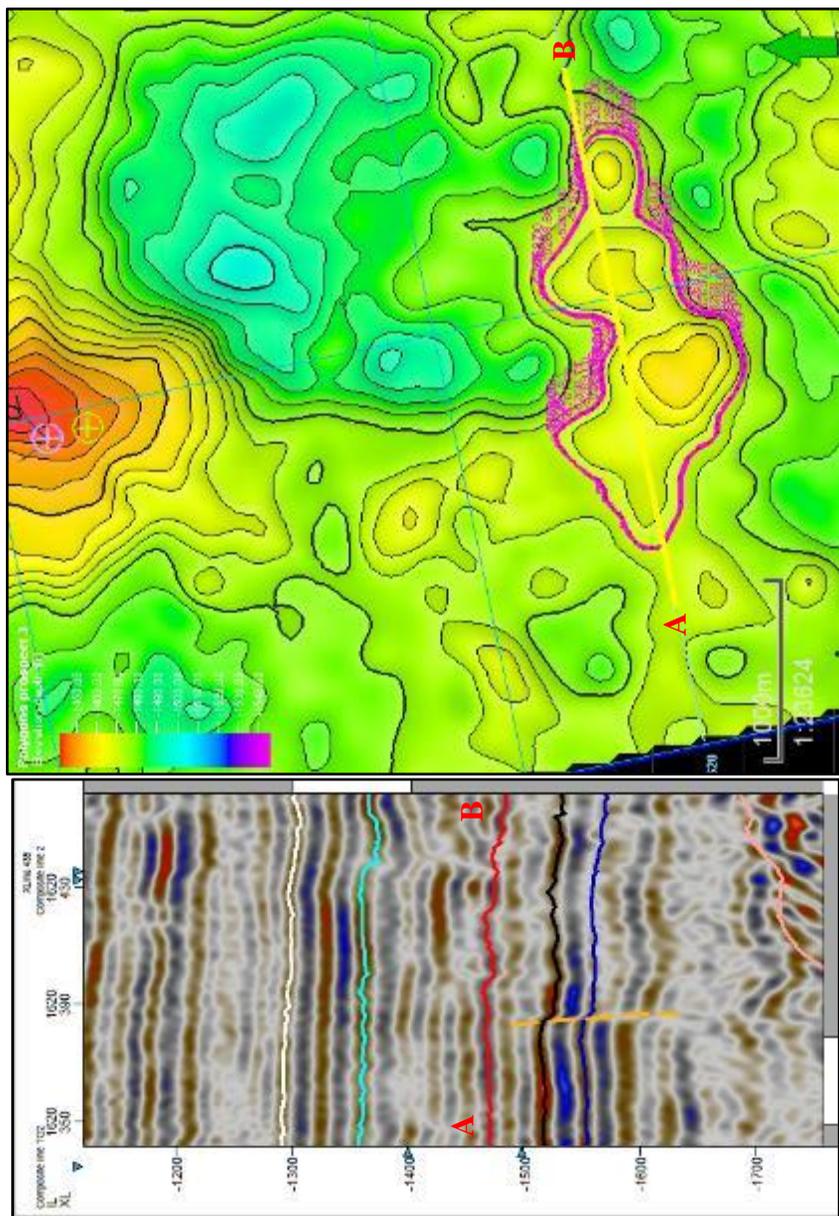
Setelah menemukan beberapa jebakan hidrokarbon yang dinilai memiliki potensi, untuk menentukan potensinya, dilakukan perhitungan volumetrik dan analisis faktor risiko geologi (*geological chance factor*). Namun, sebelum melakukan perhitungan tersebut, perlu dilakukan jastifikasi litologi terhadap kelima struktur jebakan hidrokarbon. Hal ini bermaksud untuk membedakan antara litologi batu pasir dan lempung secara lateral, yang nantinya dapat menjadi referensi perhitungan persentasi kadar batu pasir (*net to gross ratio*). Proses jastifikasi diawali dengan membuat *crossplot* parameter batuan untuk mendapatkan parameter yang dapat membedakan antara litologi batu pasir dan lempung. Setelah melakukan beberapa *crossplot*, didapatkan parameter yang dapat membedakan litologi pada data ini, yaitu *pseudo density*. Parameter tersebut dapat membedakan litologi cukup baik pada data seismik dibanding dengan parameter lainnya, hal ini disebabkan karena pada lapangan ini batu pasir memiliki nilai impedansi yang relatif tinggi dan lempung yang memiliki nilai impedansi relatif rendah. Parameter *pseudo density* didapatkan dari pembagian antara *log impedansi* akustik dengan *log kecepatan* gelombang p. Setelah mendapatkan parameter pembeda litologi, dilakukan pembuatan *cutoff* sebagai nilai batas antara litologi batu pasir dan lempung terhadap nilai *log gamma ray*. Setelah mendapatkan nilai *cutoff*, dilakukan pembuatan peta fasies litologi pada kedua formasi, yaitu Transisi dan *Upper Menggala*.



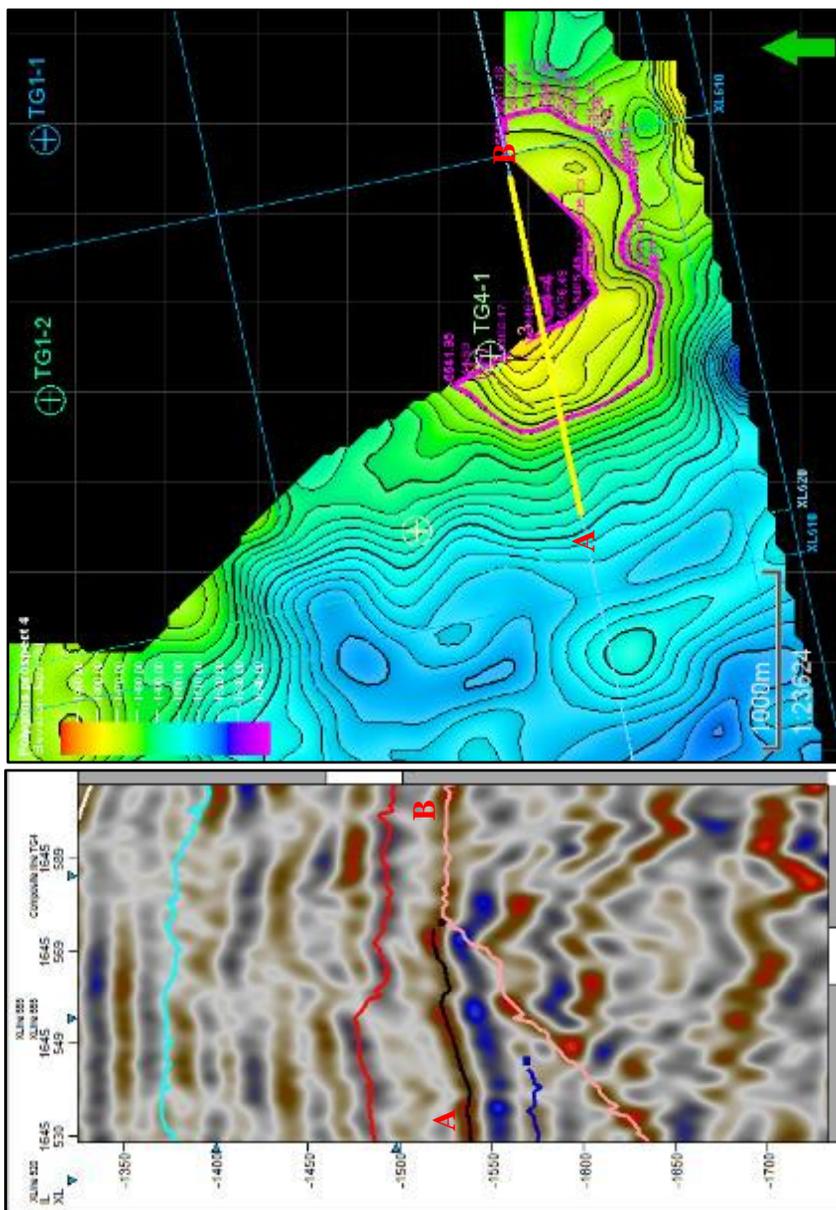
Gambar 4.63 Analisis struktural pada Potensi 1 pada bentangan inline 1445 dan peta struktur *Upper Menggala*



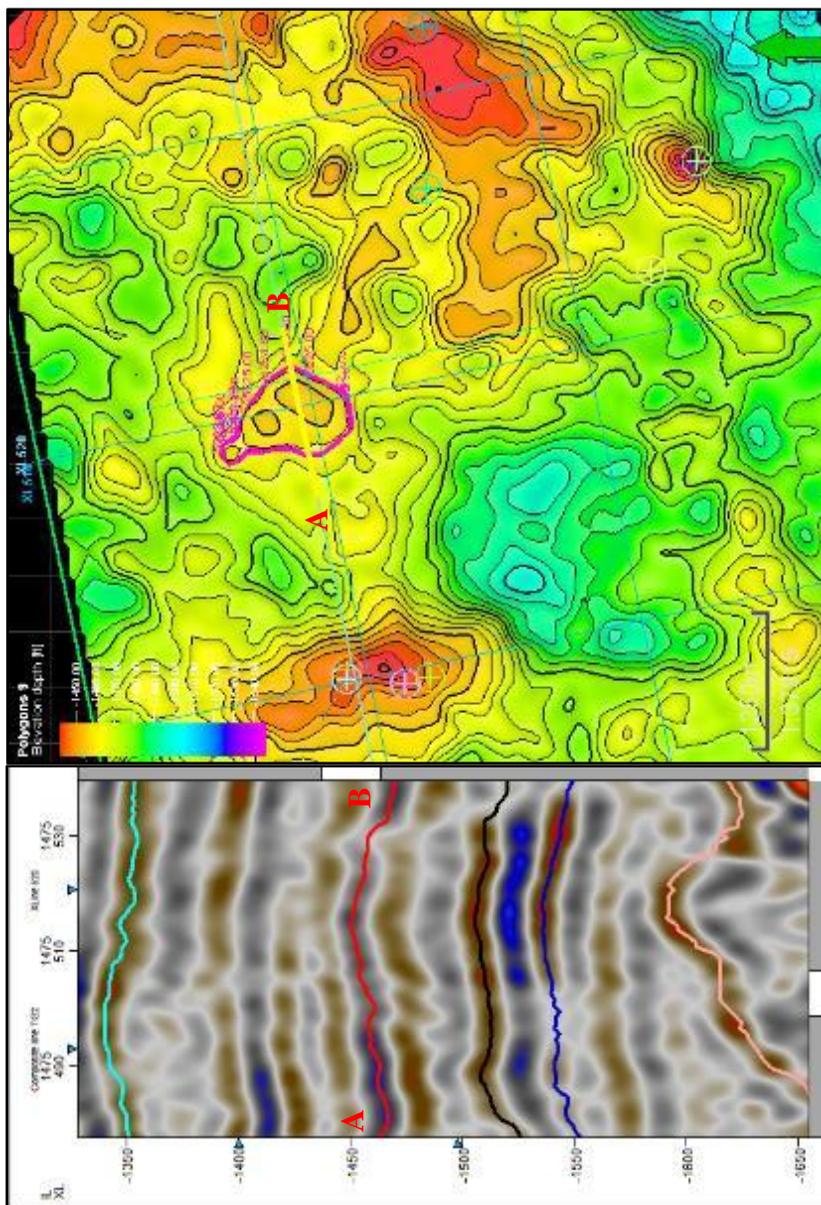
Gambar 4.64 Analisis struktural pada Potensi 2 pada bentangan inline 1495 dan peta struktur *Upper* Menggala



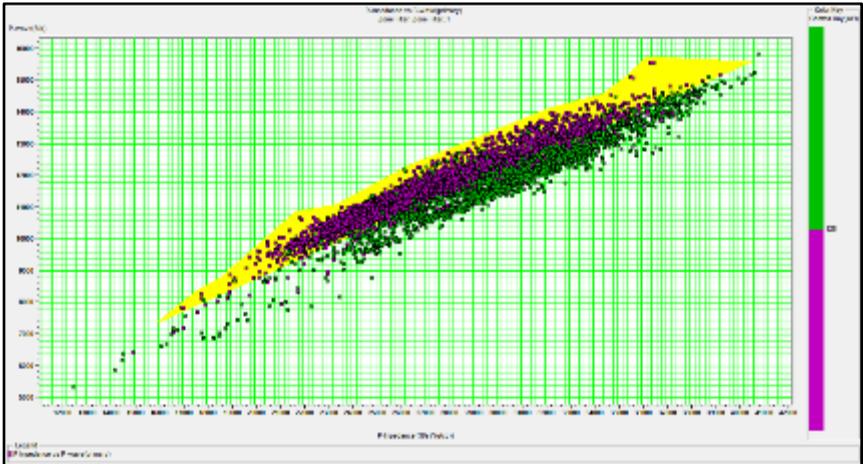
Gambar 4.65 Analisis struktural pada Potensi 3 pada bentangan inline 1620 dan peta struktur Transisi



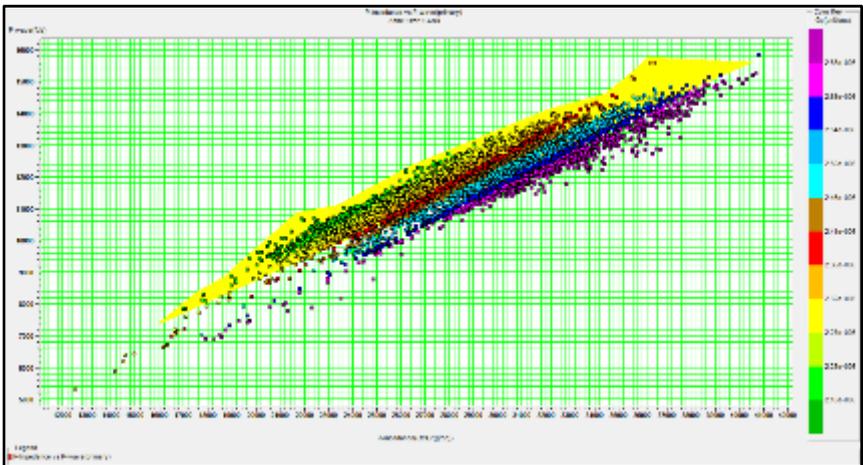
Gambar 4.66 Analisis struktural pada Potensi 4 pada bentangan inline 1645 dan peta struktur *Upper* Menggala



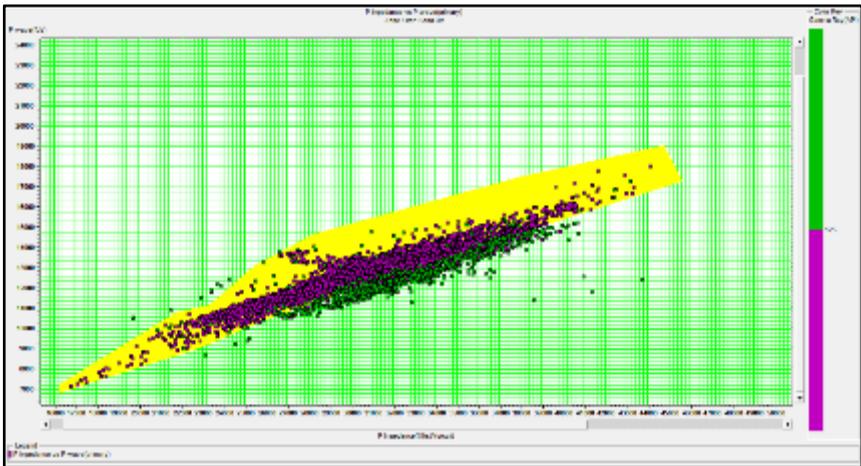
Gambar 4.67 Analisis struktural pada Potensi 5 pada bentangan inline 1475 dan peta struktur Transisi



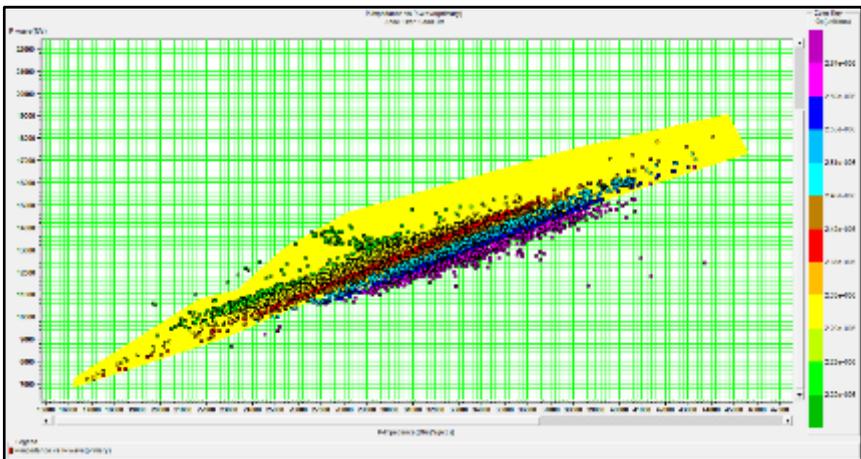
Gambar 4.68 Crossplot antara Vp dan AI dengan color key Gamma Ray untuk memisahkan litologi Batu Pasir dan Lempung (cutoff 125 API) pada lapisan Transisi



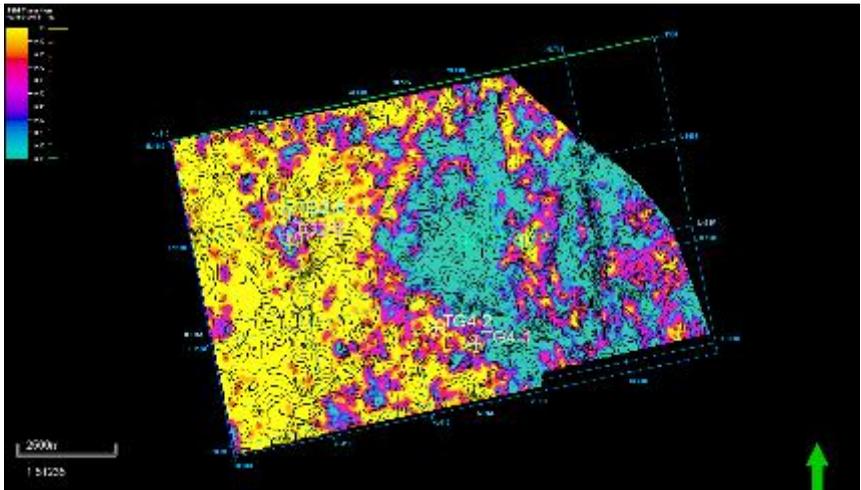
Gambar 4.69 Crossplot antara Vp dan AI dengan color key Pseudo density untuk memisahkan litologi Batu Pasir dan Lempung (cutoff 2,3925e+6) pada lapisan Transisi



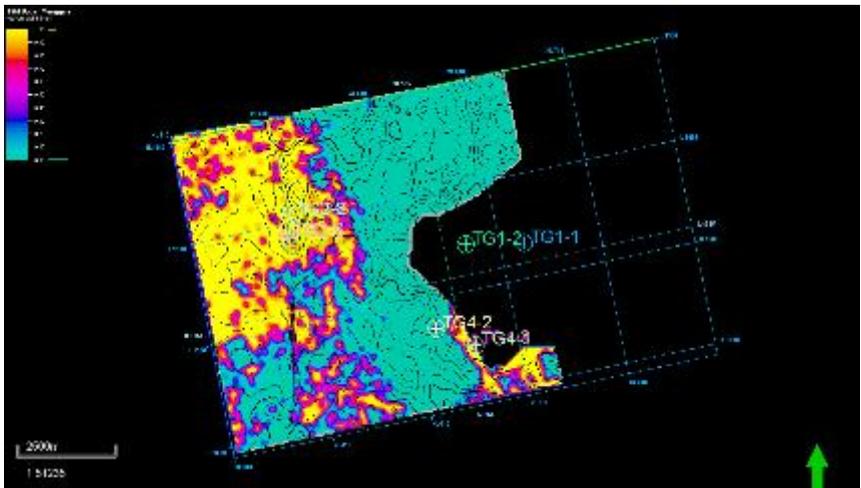
Gambar 4.70 Crossplot antara Vp dan AI dengan *color key* Gamma Ray untuk memisahkan litologi Batu Pasir dan Lempung (*cutoff* 125 API) pada lapisan *Upper* Menggala



Gambar 4.71 Crossplot antara Vp dan AI dengan *color key* Pseudo density untuk memisahkan litologi Batu Pasir dan Lempung (*cutoff* 2,43e+6) pada lapisan *Upper* Menggala



Gambar 4.72 Peta fasies litologi batu pasir dan lempung formasi Transisi (Kuning = 100% Batupasir, Hijau = Selingan Batu Pasir - Batu Lempung)



Gambar 4.73 Peta fasies litologi batu pasir dan lempung formasi *Upper Menggala* (Kuning = 100% Batupasir, Hijau = Selingan Batu Pasir - Batu Lempung)

Gambar 4.68 merupakan *crossplot* antara nilai VP dan AI dengan *color key Gamma Ray* pada lapisan Transisi untuk membedakan litologi antara batu pasir dan batu lempung. Log gamma ray pada lokasi lapangan ini memiliki *cutoff* sebesar 125 API menurut studi sebelumnya (EMP, 2008). *Crossplot* tersebut memperlihatkan satu *trend* data yang selaras. Setelah itu dilakukan zonasi batu pasir dengan nilai *gamma ray* dibawah 125 API dengan indikator berwarna kuning.

Gambar 4.69 merupakan *crossplot* antara nilai VP dan AI dengan *color key Pseudo density* pada lapisan Transisi untuk membedakan litologi antara batu pasir dan batu lempung. Berdasarkan zonasi batu pasir yang telah dibuat sebelumnya, dilakukan penentuan *cutoff* litologi pada nilai parameter *Pseudo Density*, yaitu sebesar $2,3925e+6$. *Cutoff* ini menjadi batasan antara litologi batu pasir penuh dengan batu lempung atau batu pasir selingan batu lempung pada lapisan Transisi.

Gambar 4.70 merupakan *crossplot* antara nilai VP dan AI dengan *color key Gamma Ray* pada lapisan *Upper* Menggala untuk membedakan litologi antara batu pasir dan batu lempung. Log gamma ray pada lokasi lapangan ini memiliki *cutoff* sebesar 125 API menurut studi sebelumnya (EMP, 2008). *Crossplot* tersebut memperlihatkan satu *trend* data yang selaras. Setelah itu dilakukan zonasi batu pasir dengan nilai *gamma ray* dibawah 125 API dengan indikator berwarna kuning.

Gambar 4.71 merupakan *crossplot* antara nilai VP dan AI dengan *color key Pseudo density* pada lapisan *Upper* Menggala untuk membedakan litologi antara batu pasir dan batu lempung. Berdasarkan zonasi batu pasir yang telah dibuat sebelumnya, dilakukan penentuan *cutoff* litologi pada nilai parameter *Pseudo Density*, yaitu sebesar $2,43e+6$. *Cutoff* ini menjadi batasan antara litologi batu pasir penuh dengan batu lempung atau batu pasir selingan batu lempung pada lapisan *Upper* Menggala.

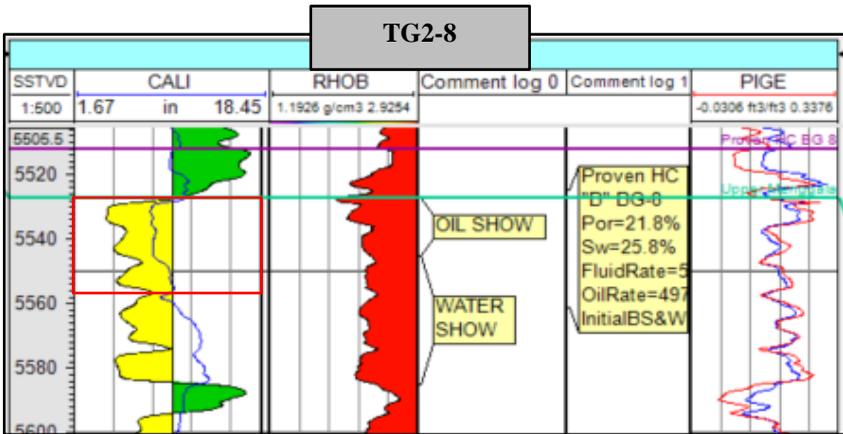
Gambar 4.72 merupakan peta fasies litologi batu pasir dan batu lempung pada formasi Transisi. Indikator warna kuning merupakan batu pasir dengan komposisi 100%, sedangkan warna hijau merupakan batu pasir selingan batu lempung dan batu lempung. Peta tersebut dapat memberikan nilai koefisien kadar batu pasir (*net to gross*) pada masing-masing struktur untuk perhitungan volumetrik pada lapisan Transisi.

Gambar 4.73 merupakan peta fasies litologi batu pasir dan batu lempung pada formasi *Upper* Menggala. Indikator warna kuning merupakan batu pasir dengan komposisi 100%, sedangkan warna hijau merupakan batu pasir selingan batu lempung dan batu lempung. Peta tersebut dapat memberikan nilai koefisien kadar batu pasir (*net to gross*) pada masing-masing struktur untuk perhitungan volumetrik pada lapisan *Upper* Menggala.

4.13 Analisis Volumetrik

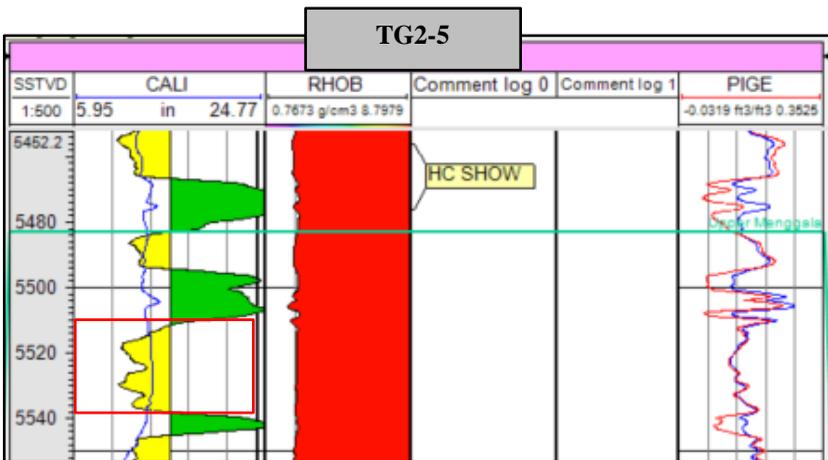
Analisis volumetrik mengacu pada persamaan (2.10) yaitu persamaan untuk menghitung volume hidrokarbon khususnya minyak pada suatu struktur. Pada analisis volumetrik ini digunakan persamaan perhitungan untuk kelompok minyak dikarenakan riwayat lapangan ini yang dominan sebagai jebakan minyak. Parameter yang terlibat pada perhitungan ini adalah volume *bulk* struktur, koefisien *net to gross* reservoir, porositas, saturasi air, dan faktor formasi. Perhitungan volumetrik ini menggunakan prinsip probabilitas P90, P50, dan P10. Volume *bulk* struktur didapatkan dari perkalian luasan struktur dikali dengan ketebalan reservoir, asumsi pada penelitian ini ketebalan berdasarkan oleh titik *full to spill* struktur. Pada penelitian ini parameter volume *bulk* diasumsikan sama besar pada nilai P90, P50, dan P10. Koefisien *net to gross* didapatkan dari bentuk reservoir pada *log gamma ray* data sumur dan peta fasies pada gambar 4.72 dan gambar 4.73, ketika zona reservoir yang didapatkan *clean* dan penuh, maka nilai koefisiennya adalah 1, namun jika zona reservoir terparasi maka mengurangi nilai koefisien. Nilai porositas untuk perhitungan volumetrik ini bereferensi dari nilai log poristas total hasil analisis petrofisik, laporan tes produksi atau *drill stem test*, dan volume porositas hasil inversi AI. Nilai saturasi air didapatkan dari laporan tes produksi atau *drill stem test* dan log saturasi air hasil analisis petrofisik. Nilai faktor formasi didapatkan dari hasil studi lapisan yaitu 1,18 untuk lapisan Transisi, *Upper* Menggala, dan *Lower* Menggala. Nilai faktor formasi diasumsikan sama pada nilai P90, P50, maupun P10.

Gambar 4.74 merupakan zona reservoir pada struktur satu, yaitu kondisi reservoir, *log* densitas, *log* porositas, dan keterangan dari tes sumur. Dari gambar ini parameter perhitungan volumetrik seperti volume *bulk*, koefisien *net to gross*, nilai porositas, dan nilai saturasi air didapatkan. Berdasarkan nilai tersebut, dibuat pengelompokan nilai P90, P50, dan P10, yaitu nilai P10 merupakan nilai tertinggi, nilai P90 nilai terendah, dan nilai P50 merupakan nilai tengah. Pada zona reservoir struktur satu diperkuat dengan adanya *oil show* pada data pengeboran dan adanya tes produksi sebagai wilayah *proven*. Berdasarkan nilai data sumur dan hasil inversi, didapatkan koefisien *net to gross* sebesar 0,74 hingga 0,82, porositas sebesar 0,22 hingga 0,27, saturasi air sebesar 0,26 hingga 0,17. Setelah itu perhitungan dengan persamaan (2.10) dilakukan untuk menghasilkan nilai pada tabel 4.2.



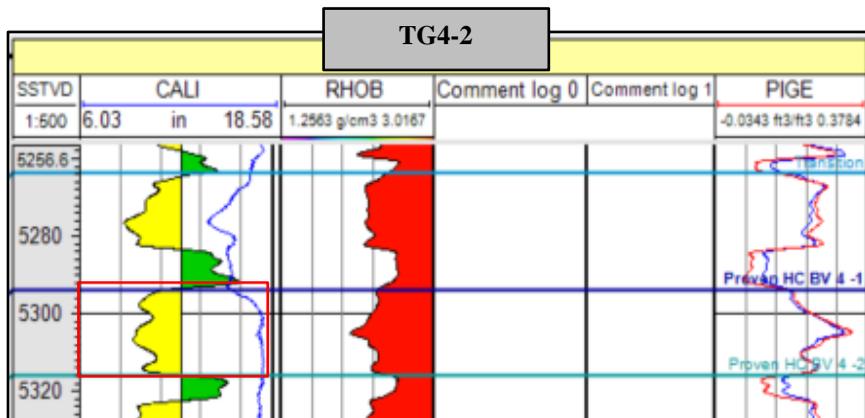
Gambar 4.74 Referensi data sumur potensi 1

Gambar 4.75 merupakan zona reservoir pada struktur dua, yaitu kondisi reservoir, *log* densitas, *log* porositas, dan keterangan dari tes sumur. Dari gambar ini parameter perhitungan volumetrik seperti volume *bulk*, koefisien *net to gross*, nilai porositas, dan nilai saturasi air didapatkan. Berdasar nilai data sumur dan hasil inversi, didapatkan koefisien *net to gross* sebesar 0,69 hingga 0,77, porositas sebesar 0,10 hingga 0,18, saturasi air sebesar 0,82 hingga 0,75. Setelah itu perhitungan dengan persamaan (2.10) dilakukan untuk menghasilkan nilai pada tabel 4.2.



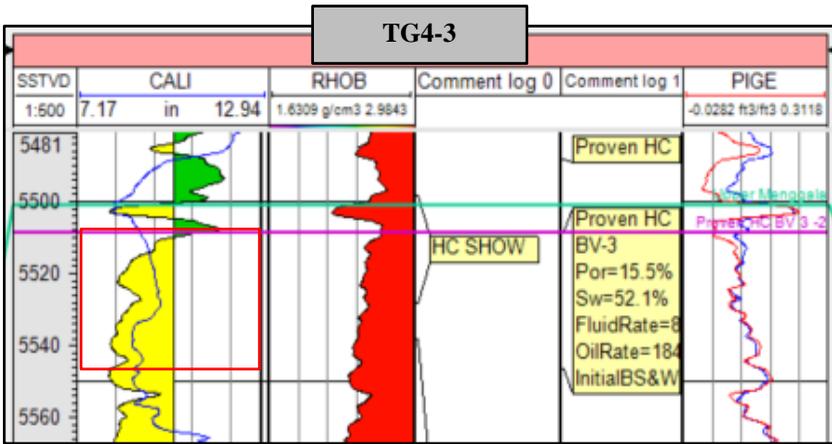
Gambar 4.75 Referensi data sumur potensi 2

Gambar 4.76 merupakan zona reservoir pada struktur tiga, yaitu kondisi reservoir, *log* densitas, *log* porositas, dan keterangan dari tes sumur. Dari gambar ini parameter perhitungan volumetrik seperti volume *bulk*, koefisien *net to gross*, nilai porositas, dan nilai saturasi air didapatkan. Berdasar nilai data sumur dan hasil inversi, didapatkan koefisien *net to gross* sebesar 0,79 hingga 0,86, porositas sebesar 0,21 hingga 0,33, saturasi air sebesar 0,89 hingga 0,85. Setelah itu perhitungan dengan persamaan (2.10) dilakukan untuk menghasilkan nilai pada tabel 4.2.



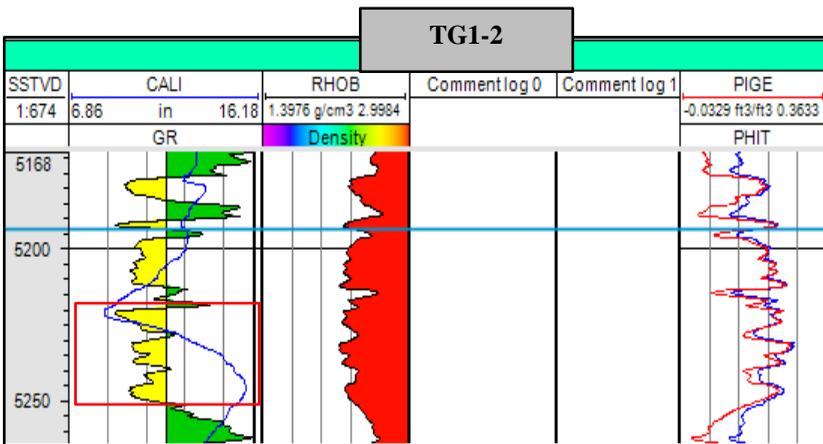
Gambar 4.76 Referensi data sumur potensi 3

Gambar 4.77 merupakan zona reservoir pada struktur empat, yaitu kondisi reservoir, *log* densitas, *log* porositas, dan keterangan dari tes sumur. Dari gambar ini parameter perhitungan volumetrik seperti volume *bulk*, koefisien *net to gross*, nilai porositas, dan nilai saturasi air didapatkan. Berdasar nilai data sumur dan hasil inversi, didapatkan koefisien *net to gross* sebesar 0,63 hingga 0,79, porositas sebesar 0,11 hingga 0,15, saturasi air sebesar 0,82 hingga 0,52. Setelah itu perhitungan dengan persamaan (2.10) dilakukan untuk menghasilkan nilai pada tabel 4.2.



Gambar 4.77 Referensi data sumur potensi 4

Gambar 4.78 merupakan zona reservoir pada struktur lima, yaitu kondisi reservoir, log densitas, log porositas, dan keterangan dari tes sumur. Dari gambar ini parameter perhitungan volumetrik seperti volume *bulk*, koefisien *net to gross*, nilai porositas, dan nilai saturasi air didapatkan. Berdasar nilai data sumur dan hasil inversi, didapatkan koefisien *net to gross* sebesar 0,66 hingga 0,68, porositas sebesar 0,14 hingga 0,26, saturasi air sebesar 0,82 hingga 0,78. Setelah itu perhitungan dengan persamaan (2.10) dilakukan untuk menghasilkan nilai pada tabel 4.2.



Gambar 4.78 Referensi data sumur potensi 5

Tabel 4.2 Hasil perhitungan volumetrik masing-masing potensi hidrokarbon

Prospect	P	Bulk Area	Bulk Volume	Net to Gross	Net Volume	Porosity	Sw	Boi	OIP (MMstb)	Swanson Means
1	P90	29	1027	0,74	755	0,22	0,26	1,18	1,12	1,42
	P50	29	1027	0,78	799	0,24	0,21	1,18	1,40	
	P10	29	1027	0,82	845	0,27	0,17	1,18	1,76	
2	P90	45	1130	0,69	782	0,10	0,82	1,18	0,13	0,23
	P50	45	1130	0,73	824	0,13	0,78	1,18	0,22	
	P10	45	1130	0,77	869	0,18	0,75	1,18	0,36	
3	P90	307	2149	0,79	1700	0,21	0,89	1,18	0,35	0,57
	P50	307	2149	0,83	1776	0,26	0,87	1,18	0,54	
	P10	307	2149	0,86	1855	0,33	0,85	1,18	0,83	
4	P90	216	8213	0,63	5187	0,11	0,82	1,18	0,97	2,40
	P50	216	8213	0,71	5798	0,13	0,65	1,18	2,05	
	P10	216	8213	0,79	6490	0,15	0,52	1,18	4,32	
5	P90	145	4350	0,66	2871	0,14	0,82	1,18	0,66	1,07
	P50	145	4350	0,67	2914	0,19	0,80	1,18	1,02	
	P10	145	4350	0,68	2958	0,26	0,78	1,18	1,55	
									TOTAL	5,70

Tabel 4.2 merupakan hasil perhitungan volumetrik cadangan minyak dengan persamaan (2.10) pada kelima struktur. Pada potensi satu didapatkan nilai P90 sebesar 1,12 MMSTB, P50 sebesar 1,40 MMSTB, dan P10 sebesar 1,76 MMSTB sehingga nilai *swanson means* sebesar 1,42 MMSTB. Pada potensi dua didapatkan nilai P90 sebesar 0,13 MMSTB, P50 sebesar 0,22 MMSTB, dan P10 sebesar 0,36 MMSTB sehingga nilai *swanson means* sebesar 0,23 MMSTB. Pada potensi tiga didapatkan nilai P90 sebesar 0,35 MMSTB, P50 sebesar 0,54 MMSTB, dan P10 sebesar 0,83 MMSTB sehingga nilai *swanson means* sebesar 0,57 MMSTB. Pada potensi empat didapatkan nilai P90 sebesar 0,97 MMSTB, P50 sebesar 2,05 MMSTB, dan P10 sebesar 4,32 MMSTB sehingga nilai *swanson means* sebesar 2,40 MMSTB. Pada potensi satu didapatkan nilai P90 sebesar 0,66 MMSTB, P50 sebesar 1,02 MMSTB, dan P10 sebesar 1,55 MMSTB sehingga nilai *swanson means* sebesar 1,07 MMSTB. Total cadangan minyak keseluruhan struktur adalah senilai 5,70 MMSTB. Volume terbesar didapatkan pada struktur empat karena memiliki volume *bulk* yang besar. Pengaruh parameter saturasi air sangat berpengaruh terhadap kelima struktur ini.

4.14 Analisis Faktor Risiko Geologi

Setelah mendapatkan cadangan minyak per struktur, hal yang dilakukan selanjutnya adalah menganalisis faktor risiko geologinya. Faktor risiko geologi dikaji merujuk pada beberapa parameter, yaitu *source*, *closure* atau *trap*, migrasi, reservoir, dan *seal*. *Source* merupakan sumber hidrokarbon yang memungkinkan mengisi struktur tersebut. *Closure* atau *trap* adalah yang menyebabkan hidrokarbon tersebut terjebak, hal ini diperhitungkan seberapa tingkat kepercayaan jebakan minyak tersebut. Migrasi merupakan jalur hidrokarbon dari *source* menuju reservoir, hal ini diperhitungkan berdasarkan jarak dan jalur migrasinya. Reservoir merupakan lapisan yang terisi hidrokarbon, hal ini diperhitungkan berdasarkan parameter reservoirnya seperti porositas, saturasi air, dan lainnya. *Seal* merupakan lapisan penahan agar hidrokarbon tidak terangkut, *seal* berupa lapisan kedap fluida.

Tabel 4.3 merupakan hasil analisis faktor risiko geologi kelima struktur. Didapatkan nilai peluang dari faktor geologi tiap stuktur, struktur satu memiliki nilai 0,58, struktur dua memiliki nilai 0,49, stuktur tiga memiliki nilai 0,41, struktur empat memiliki nilai 0,52, dan struktur lima memiliki nilai 0,41.

Tabel 4.3 Hasil perhitungan faktor risiko geologi masing-masing potensi hidrokarbon

Geological Chance Factor					
	1	2	3	4	5
Prospect	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Source	0,80	0,80	0,75	0,75	0,80
Closure / Trap	0,90	0,90	0,80	0,85	0,75
Migration	0,90	0,80	0,80	0,90	0,80
Reservoir	0,90	0,85	0,85	0,90	0,85
Seal	0,58	0,49	0,41	0,52	0,41
Total					

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Dari hasil yang telah dipaparkan, dapat ditarik beberapa kesimpulan, yaitu.

1. Setelah melakukan reinterpretasi dan *single function time to depth conversion* Lapangan “Kapasida” terhadap tiga lapisan, yaitu Lapisan Transisi, *Upper* Menggala dan *Lower* Menggala, diperoleh peta struktur domain waktu dan kedalaman. Kedua domain peta struktur menampilkan fenomena struktur yang setipe, yaitu struktur antiklin pada wilayah TG1, TG2, dan TG4. Dari peta struktur tersebut dapat menentukan zonasi daerah potensi, yaitu wilayah barat struktur TG2, wilayah selatan struktur TG2, wilayah barat struktur TG4, dan wilayah utara struktur TG1.
2. Setelah melakukan inversi impedansi akustik untuk karakterisasi reservoir terhadap volume seismik Lapangan “Kapasida” dengan menggunakan sumur TG1-1, TG1-2, TG2-1, TG2-5, TG4-1, TG4-3, dan TG4-4 serta wavelet statistik dari TG4-1 diperoleh nilai persebaran volume impedansi akustik. Telah dilakukan konversi volume seismik dari volume impedansi akustik menjadi volume porositas total melalui *crossplot* hubungan kedua parameter. Pada lapisan Transisi didapatkan nilai rata-rata porositas sebesar 0,23 atau 23%. Pada lapisan *Upper* Menggala didapatkan nilai rata-rata porositas sebesar 0,18 atau 18%. Pada lapisan *Lower* Menggala didapatkan nilai rata-rata porositas sebesar 0,16 atau 16%.
3. Setelah mendapatkan lima struktur berpotensi minyak, dilakukan perhitungan volumetrik (persamaan 2.10) dan faktor risiko geologi terhadap kelima struktur. Didapatkan cadangan minyak sebesar 1,42 MMSTB pada struktur satu, 0,23 MMSTB pada struktur dua, 0,57 MMSTB pada struktur tiga, 2,40 MMSTB pada struktur empat, dan 1,07 MMSTB pada struktur lima, serta total cadangan keseluruhan sebesar 5,70 MMSTB. Setelah dilakukan analisis faktor risiko geologi didapatkan nilai 0,58 untuk struktur satu, 0,49 untuk struktur dua, 0,41 untuk struktur tiga, 0,52 untuk struktur empat, dan 0,41 untuk struktur lima.

5.2. Saran

Setelah menyelesaikan penelitian ini, terdapat beberapa saran lanjutan untuk perkembangan penelitian ini, yaitu.

1. Penelitian lanjutan untuk melakukan *time to depth conversion* menggunakan metode yang lebih baik, seperti konversi domain vo-k atau lainnya, selain *single function*.
2. Penelitian tambahan yaitu melakukan metode inversi lainnya untuk mendapatkan parameter seismik lainnya selain impedansi akustik dan porositas, seperti saturasi air atau lainnya.
3. Penelitian tambahan untuk mencari dan menganalisis struktur jebakan hidrokarbon lainnya pada area Lapangan “Kapasida”.
4. Penelitian lanjutan untuk mengkaji sumur-sumur lebih mendalam dengan permodelan *fluid replacement modelling* (FRM).
5. Penelitian lanjutan untuk memodelkan *static model* Lapangan “Kapasida”.

DAFTAR PUSTAKA

- Agun, Satryo. 2007. *Bab II: Teori Dasar Struktur Sesar dan Interpretasi pada Data Seismik Refleksi 3D*, Laporan Tugas Akhir: Institut Teknologi Bandung.
- Alfian, Rino. 2007. *Studi Analisa Sekatan Sesar dalam Menentukan Aliran Injeksi pada Lapangan Kotabatak, Cekungan Sumatera Tengah*, Laporan Tugas Akhir. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Brown, Alistair R. 2010. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*. Dallas: AAPG dan SEG.
- Departemen Geoscience Energi Mega Persada. 1986. *"Kaprasida" Oil Field Well Report*. Jakarta: EMP
- Departemen Geoscience Energi Mega Persada. 2009. *Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah*. Jakarta: EMP
- Hamdiana, Diana Putri. 2012. *Inversi Impedansi Akustik dengan Model-Based Inversion untuk Identifikasi CBM pada Formasi Sajau, Kalimantan Timur*. Depok: Universitas Indonesia.
- Hampson-Russell Software Service, Ltd. 2006. *Strata: Theory and Exercise Schlumberger Course*. 2010. *Seismic Introduction Fundamentals Presentation*.
- Sukmono, Sigit. 2005. *Seismic Methods for Field Exploration & Developments Volume 1 and 2*. Bandung: ITB.
- Sukmono, Sigit. 2007. *Fundamental of Seismic Interpretation, Dept. of Geophysical Engineering*. Bandung: ITB.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

PROFIL PENULIS



Fahmi Aulia Rahman dilahirkan di Jakarta 13 Januari 1996 dari pasangan Bapak Hardi Istijanto dan Ibu Hanifah Binti Ahmad Assegaf. Penulis merupakan anak kedua dari tiga bersaudara. Pendidikan formal penulis dimulai di TK Ketilang UIN Jakarta (2000-2001), kemudian dilanjutkan di SD Islam Harapan Ibu hingga tahun 2007. Pada tahun 2007 sampai 2009 melanjutkan pendidikan di SMP Bakti Mulya 400 Jakarta, program akselerasi. Pendidikan menengah atas ditempuh di SMA Labschool Kebayoran Jakarta Selatan. Setelah lulus SMA pada tahun 2012, penulis melanjutkan pendidikan di Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Selama menjadi mahasiswa di ITS, penulis aktif dalam kegiatan organisasi, diantaranya menjadi Kepala divisi *Membership Society Petroleum Engineer ITS SC* periode 2014/2015, staf divisi *Player UKM Musik ITS* periode 2013/2014, dan staf Dalam Negeri Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ITS (HMTG ITS) periode 2014/2015. Selain itu, penulis juga beberapa kali menjadi panitia, seperti sie. Publikasi dan dokumentasi *Welcome Party* Ikatan Mahasiswa Jakarta Surabaya 2013, sie. Akomodasi transportasi PETROLIDA SPE SC ITS 2014, Ketua Acara *Welcome Party Member SPE ITS SC* 2014, dan acara ITS EXPO 2014 sebagai sie. akomodasi dan transportasi. Penulis juga memiliki karya jurnal yang pernah dipresentasikan pada ajang internasional yaitu *South Asian Geosciences Student Conference* (Universitas Gajah Mada) dengan tema pengukuran mikrotremor. Penulis memiliki pengalaman kerja di Departemen *Subsurface* Petronas Carigali Indonesia *Operation* dalam menginterpretasi data seismik (2015) dan Departemen *Geoscience* Energi Mega Persada, TBK dalam menginterpretasi data seismik (2016). Jika ingin berdiskusi lebih jauh mengenai tugas akhir penulis, dapat menghubungi : fahmiar96@gmail.com