

**ANALISIS KARAKTERISTIK RESERVOIR  
MENGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI DAN  
ATRIBUT PADA LAPANGAN “ROSARE”, CEKUNGAN  
SALAWATI, PAPUA BARAT**

**SKRIPSI**

oleh :  
**ANISSA SADIYANTI**  
**145090701111001**



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

(Halaman ini sengaja dikosongkan)



**ANALISIS KARAKTERISTIK RESERVOIR  
MENGUNAKAN METODE SEISMIC INVERSI DAN  
ATRIBUT PADA LAPANGAN “ROSARE”, CEKUNGAN  
SALAWATI, PAPUA BARAT**

**SKRIPSI**

**Sebagai salah satu syarat memperoleh gelar  
Sarjana Teknik dalam Bidang Teknik Geofisika**

oleh :

**ANISSA SADIYANTI  
145090701111001**



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

(Halaman ini sengaja dikosongkan)



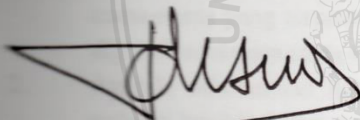
**LEMBAR PENGESAHAN**

**ANALISIS KARAKTERISTIK RESERVOIR  
MENGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI DAN  
ATRIBUT PADA LAPANGAN "ROSARE", CEKUNGAN  
SALAWATI, PAPUA BARAT**

**Oleh:  
ANISSA SADIYANTI  
145090701111001**


Setelah dipertahankan didepan majelis penguji  
pada tanggal **03 DEC 2018**  
dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar  
Sarjana Teknik dalam bidang Teknik Geofisika

**Pembimbing I**



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

**Pembimbing II**



**Nurhayati, S.T.  
NIP 751950**

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



  
**Prof. Dr. rer.nat. Muhammad Nurhuda  
NIP 9640910199021001**



(Halaman ini sengaja dikosongkan)



## LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Anissa Sadiyanti  
NIM : 145090701111001  
Jurusan : Fisika  
Penulis Skripsi : ANALISIS KARAKTERISTIK  
Berjudul RESERVOIR MENGGUNAKAN  
METODE SEISMIK INVERSI DAN  
ATRIBUT PADA LAPANGAN  
“ROSARE”, CEKUNGAN SALAWATI,  
PAPUA BARAT.

Dengan ini saya menyatakan bahwa :

1. Isi skripsi yang saya buat adalah benar-benar karya saya sendiri dan tidak menjiplak karya orang lain. Karya-karya dari nama-nama yang tercantum dalam daftar pustaka Skripsi ini digunakan semata-mata sebagai referensi atau acuan.
2. Apabila dikemudian hari ternyata Skripsi yang saya tulis terbukti hasil jiplakan, maka saya akan bersedia menanggung semua resiko yang akan saya terima.

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

Malang, 3 Desember 2018

**Yang menyatakan,**



**(Anissa Sadiyanti)**

**NIM. 145090701111001**

(Halaman ini sengaja dikosongkan)





repository.ub.ac.id

# ANALISIS KARAKTERISTIK RESERVOIR MENGUNAKAN METODE SEISMIC INVERSI DAN ATRIBUT PADA LAPANGAN “ROSARE”, CEKUNGAN SALAWATI, PAPUA BARAT

## ABSTRAK

Cekungan Salawati adalah salah satu cekungan yang mampu memproduksi hidrokarbon pada Indonesia bagian timur. Target penelitian pada lapangan “Rosare” adalah reservoir batuan karbonat pada formasi Kais. Pada penelitian digunakan data seismic 3D dan satu buah data sumur RSR A-1. Interpretasi data seismic yang dilakukan untuk mengetahui karakter dari reservoir penelitian. Metode yang digunakan dalam penelitian adalah seismic inversi berbasis model dan atribut seismic seperti RMS dan *Sweetness*. Hasil yang diperoleh dari penelitian adalah peta struktur waktu juga kedalaman dari reservoir penelitian, peta persebaran atribut RMS dan *Sweetness*, serta porositas dari hasil inversi. Hasil inversi menunjukkan bahwa porositas pada reservoir penelitian bernilai 19%. Sementara hasil atribut RMS dan *Sweetness* menunjukkan pada lapangan penelitian memiliki porositas bagus yang terisi oleh hidrokarbon. Nilai hasil atribut selanjutnya disebarakan pada petastruktur waktu untuk mengetahui letak zona dengan anomali atribut tinggi di lapangan “Rosare”. Anomali tinggi hasil RMS yang diperoleh pada lapangan “Rosare” berkisar antara 11 hingga 15 ms. Sementara anomali tinggi hasil *Sweetness* berkisar antara 3,25 hingga 5,50 ms. Rekomendasi zona pemboran baru didapatkan dari analisis atribut RMS dan *Sweetness*. Rekomendasi zona ini berada di bagian tenggara hingga selatan sumur penelitian RSR A-1.

**Kata kunci:** Reservoir karbonat Kais, Inversi berbasis model, RMS, *Sweetness*.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)



repository.ub.ac.id

## RESERVOIR CHARACTER ANALYSIS USING INVERSION METHOD AND ATTRIBUTE IN “ROSARE” FIELD, SALAWATI BASIN, WEST PAPUA

### ABSTRACT

Salawati basin is one of basin that able produce hydrocarbon in East part of Indonesia. The goal of this research in “Rosare” field is carbonar reservoir in Kais formation. This research uses 3D seismic data and well RSR A-1 data. Seismic data interpretation which has been used to find out the character of reservoir research. Method that is being used in this research is seismic inversion model-based and seismic attribute, such as RMS and *Sweetness*. The result shows that time structure map and the depth of reservoir research, RMS and *Sweetness* attribute distribution map and priority of inversion result. The Result of inversion shows that priority of reservoir research reaches 19%. In the other hand, the result of RMS and *Sweetness* attribute shows in research field has good porosity that filled by hydrocarbon. The value result of the next attribute distributed in time structure map to know the zone with high anomali attribute in “Rosare” field. RMS’s result of high anomali that earned in “Rosare” field reached between 11 to 15 ms, meanwhile *Sweetness*’s result of high anomali reached between 3.25 to 5.50 ms. New drilling zone recommendation is obtained from RMS and *Sweetness* attribute analysis. This zone recommendation takes place in southeast to south RSR A-1 well research.

**Keyword:** Kais carbonate reservoir, Inversion model-based, RMS, *Sweetness*

(Halaman ini sengaja dikosongkan)



## KATA PENGANTAR

Assalamualaikum warahmatullahi wabarakatuh. Puji syukur keharirat Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan karunianya hingga penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir atau skripsi yang berjudul **“Analisis Karakteristik Reservoir Menggunakan Metode Seismik Inversi dan Atribut pada Lapangan ‘Rosare’ Cekungan Salawati, Papua Barat”**. Laporan tugas akhir merupakan salah satu syarat wajib untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik (S.T.) dalam bidang geofisika. Laporan tugas akhir ini berisikan tentang analisis interpretasi data seismik yang dilakukan dengan ilmu kegeofisikaan pada bidang eksplorasi minyak dan gas bumi. Semoga penulis maupun pembaca dapat mengambil manfaat yang sebesar-besarnya dari laporan tugas akhir ini dan ilmu yang didapat bisa dimanfaatkan sebaik-baiknya.

Laporan tugas akhir ini tidak akan tersusun dengan baik tanpa adanya dukungan dari berbagai pihak. Ucapan terimakasih tak lupa penulis sampaikan kepada:

1. Allah SWT yang selalu melimpahkan rahmat, nikmat dan kasih sayangnya kepada hambanya sehingga dapat melalui semua dengan baik.
2. Kedua orang tua penulis dan juga adik-adik di rumah, Bapak Sadiyo, Ibu Rokhanah, M Salman Alfarisi dan juga M Fakhri Reza Alhafiz yang selalu memberikan dukungan baik moral maupun materi, semangat yang tiada henti dan keyakinan kepada penulis untuk dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Terimakasih banyak atas segalanya.
3. Dekan Fakultas MIPA Universitas Brawijaya, Bapak Adi Susilo Ph.D selaku pembimbing I penulis yang telah membimbing penulis dalam membuat laporan tugas akhir ini.
4. Ketua jurusan Fisika Universitas Brawijaya, Bapak Prof Dr.rer.nat Muhammad Nurhuda yang telah berperan

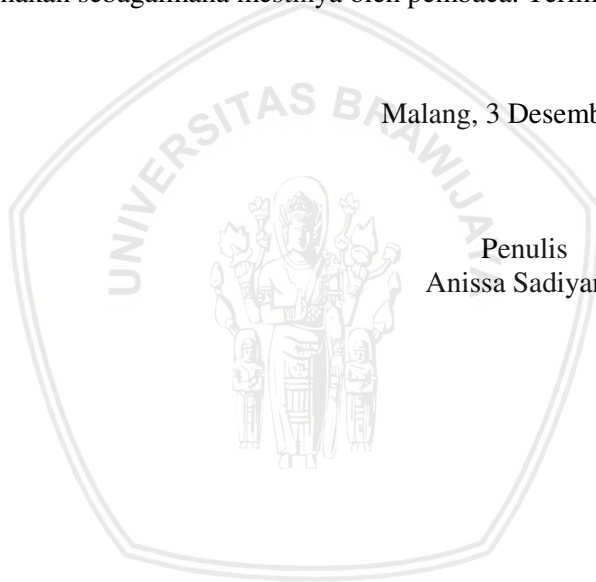
- penting dalam pemberian izin pelaksanaan tugas akhir kepada penulis.
5. Ketua prodi Teknik Geofisika, Bapak Drs. Alamsyah M. Juwono, M.Sc yang telah berperan penting dalam proses administrasi dan izin melaksanakan tugas akhir.
  6. Mbak Nur Hayati, S.T selaku pembimbing II, terimakasih atas ilmu yang telah diberikan dan kesabaran dalam mengajarkan juga pengalaman pada proses penyelesaian tugas akhir penulis.
  7. Bapak Afriadi, Mas Gio, Mas Budi, Mas Firman, Mas Ciput, Om Yul, Mas Fitra, dan seluruh pegawai PT. Pertamina EP pusat yang telah membantu penulis dalam menyelesaikan penelitian. Terimakasih atas ilmu, saran dan masukan yang sangat berharga untuk penulis.
  8. Saudari Rizkia Martinawati yang telah membantu dan mendukung penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini dengan berbagai hal dan kondisi, terimakasih yang sebesar-besarnya.
  9. Syafira, Ima, Dilla, Gita, Erik, yang telah menjadi teman seperjuangan penelitian tugas akhir di PT. Pertamina EP. Terimakasih banyak karena telah membuat hari-hari penelitian penulis menjadi lebih berwarna.
  10. Saudari Auva Rusyda, Alfa Karomah, Kiki Rosdiana, Puji Lestari, dan Nurfaidah selaku rekan yang selalu memberikan bantuan dan dorongan semangat kepada penulis agar dapat menyelesaikan tugas akhir ini.
  11. Seluruh Keluarga Teknik Geofisika 2014 yang telah memberikan banyak pelajaran dan juga pertemanan selama menempuh masa studi di Universitas Brawijaya.
  12. Aldy, Natallia dan Nandaini sebagai teman dari almamater SMA yang sama dan menjadi teman seperjuangan dalam menempuh studi di Malang atas dukungan dan juga semangat yang telah diberikan kepada penulis.
  13. Seluruh kakak tingkat yang telah membantu penulis dengan ilmu yang telah diberikan.

14. Seluruh civitas akademik baik di fakultas maupun jurusan atas segala bantuan dalam proses administrasi dan semangat kepada penulis.

Serta pihak-pihak lain yang tidak dapat disebutkan satu-persatu oleh penulis, terimakasih atas segala bantuan sekecil apapun dan semangat yang diberikan kepada penulis selama proses pembuatan Laporan Tugas Akhir ini sehingga dapat Selesai. Sebagai manusia, penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam laporan tugas akhir ini. Atas kekurangan tersebut penulis mohon maaf yang sebesar-besarnya. Namun, penulis berharap laporan tugas akhir ini dapat bermanfaat dan digunakan sebagaimana mestinya oleh pembaca. Terimakasih.

Malang, 3 Desember 2018

Penulis  
Anissa Sadiyanti



(Halaman ini sengaja dikosongkan)





## DAFTAR ISI

<b>LEMBAR PENGESAHAN</b> .....	v
<b>LEMBAR PERNYATAAN</b> .....	vii
<b>ABSTRAK</b> .....	ix
<b>ABSTRACT</b> .....	xi
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	xiii
<b>DAFTAR ISI</b> .....	xvii
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	xxi
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xxv
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	xxvi
<b>BAB I</b> .....	1
<b>PENDAHULUAN</b> .....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan masalah.....	3
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Manfaat.....	4
<b>BAB II</b> .....	5
<b>TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	5
2.1 Geologi Regional.....	5
2.2 Analisis Stratigrafi.....	9
2.3 Karakteristik Reservoir Formasi Kais .....	13
2.4 <i>Petroleum System</i> Cekungan Salawati .....	14
2.5 Karbonat .....	16
2.6 Hukum Dasar Gelombang .....	24
2.6.1 Hukum Snellius .....	25

2.6.2	Hukum Huygens.....	26
2.6.3	Prinsip Fermat .....	27
2.7	Gelombang Seismik .....	27
2.7.1	Gelombang Permukaan .....	27
2.7.2	Gelombang Badan .....	28
2.8	Konsep Dasar Seismik Refleksi .....	30
2.9	Komponen pada Seismik Refleksi.....	31
2.9.1	Impedansi Akustik.....	32
2.9.2	Koefisien Refleksi .....	33
2.9.3	Polaritas .....	33
2.9.4	<i>Wavelet</i> .....	35
2.9.5	Seismogram sintetik .....	36
2.10	Survei Checkshoot.....	37
2.11	Seismik Atribut.....	37
2.11.1	Atribut <i>Variance</i> .....	38
2.11.2	Atribut <i>Ant tracking</i> .....	38
2.11.3	Atribut RMS .....	39
2.11.4	Atribut <i>Sweetness</i> .....	40
2.12	Inversi Seismik .....	40
2.13	Inversi Model Base.....	42
BAB III.....		44
METODOLOGI PENELITIAN .....		45
3.1	Waktu dan Tempat Peneletian.....	45
3.2	Rancangan Penelitian .....	45
3.3	Peralatan Penelitian .....	46
3.4	Ketersediaan Data.....	46
3.5	Diagram Alir Penelitian.....	48
3.6	Langkah Penelitian .....	50

3.6.1	Studi Pustaka .....	50
3.6.2	Pengikatan Data Sumur (Pengikatan data sumur) ....	50
3.6.3	Interpretasi Data Seismik .....	52
3.6.4	Atribut Seismik.....	56
3.6.5	Inversi AI.....	57
3.6.6	Sensitivitas Analisis .....	57
3.6.7	Konversi Kedalaman .....	58
3.6.8	Analisis.....	58
BAB IV .....		59
ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....		59
4.1	Sensitivitas Analisis .....	59
4.2	Peta Struktur Waktu dan Kedalaman .....	68
4.3	Analisis Hasil Inversi Model Based .....	84
4.4	Analisis Atribut RMS.....	94
4.5	Analisis Atribut <i>Sweetness</i> .....	99
4.6	Rekomendasi Zona Pemboran Baru .....	103
BAB V.....		105
PENUTUP.....		105
5.1	Kesimpulan.....	105
5.2	Saran.....	105
DAFTAR PUSTAKA.....		106
LAMPIRAN .....		110

(Halaman ini sengaja dikosongkan)



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Letak Cekungan Salawati (Satyana, 2002).....	5
Gambar 2. 2 Penampang Skematik dari Evolusi Cekungan Salawati (Satyana, 2001).....	7
Gambar 2. 3 Patahan Sorong yang Membentang dari Barat Sulawesi Hingga Papua New Guinea (Satyana, 2003). ....	8
Gambar 2. 4 Stratigrafi Cekungan Salawati (Satyana, 2003).....	13
Gambar 2. 5 Klasifikasi Karbonat oleh Dunham 1962 (Flügel, 2004). .....	17
Gambar 2. 6 Klasifikasi Karbonat Embry dan Klovan (Scholle,2003). ....	19
Gambar 2. 7 Penampang Melintang Kompleks terumbu karang yang menggambarkan lingkungan pengendapan karbonat pada klasifikasi Embry dan Klovan dalam buku (Flügel , 2004).....	20
Gambar 2. 8 Proses Degradasi Material Organik pada Karbonat (Scholle, 2003). ....	21
Gambar 2. 9 Tipe Porositas pada Batuan Karbonat Choquette dan Pray (Lucia, 2007).....	23
Gambar 2. 10 Alur pengendapan karbonat hingga diagenesa setelah pengendapan (Scholle, 2003). ....	24
Gambar 2. 11 Gelombang saat melewati dua buah medium dengan berbeda kerapatan (Ikelle, 2005). ....	25
Gambar 2. 12 Muka gelombang (Gadallah,2009).....	26
Gambar 2. 13 Gelombang Love (Bolt, 1978).....	28
Gambar 2. 14 Gelombang Rayleigh (Bolt, 1978). ....	28
<b>Gambar 2. 15 Gelombang Primer (Bolt, 1978)</b> .....	<b>29</b>
Gambar 2. 16 Gelombang Sekunder (Bolt, 1978).....	30
Gambar 2. 17 Komponen Gelombang (Bobby, 2011). ....	32
Gambar 2. 18 Standar SEG dan Eropa pada polaritas dengan fase nol (Hadi, 2006). ....	34
Gambar 2. 19 Contoh Polaritas pada interpretasi seismik (Bobby, 2011).....	35
Gambar 2. 20 Jenis-jenis Fasa (Zhuo, 2014).....	36
Gambar 2. 21 Proses Pembuatan Seismogram Sintetik (Russell, 2006).....	36
Gambar 2. 22 Atribut RMS Penggambaran Hasil Atribut <i>Ant tracking</i> (Antrett, 2013).....	39

Gambar 2. 23 Diagram alir Pemodelan kebelakan (Sukmono, 2001)	41
Gambar 2. 24 Metode Seismik Inversi (Russell, 1988).....	42
Gambar 3. 1 Letak Cekungan Salawati, Papua Barat (Satyan, 2003).	45
Gambar 3. 2 Penampang Seismik Penelitian.....	47
Gambar 3. 3 Letak Sumur dalam Peta Dasar. ....	48
Gambar 3. 4 Diagram Alir Penelitian.....	49
Gambar 3. 5 <i>Wavelet</i> yang Digunakan dalam pembuatan seismogram sintetik, <i>wavelet</i> zerophase (Atas), Frekuensi Dominan 40 Hz (Bawah).....	51
Gambar 3. 6 Hasil Well Seismic Tie .....	52
Gambar 3. 7 Hasil <i>Running</i> Atribut <i>Variance</i> . ....	53
Gambar 3. 8 Stereonet pada Atribut <i>Ant tracking</i> .....	54
Gambar 3. 9 Hasil <i>Ant tracking</i> dan Interpretasi Patahan .....	55
Gambar 3. 10 Interpretasi 4 Horizon.....	56
Gambar 3. 11 Sensitivitas Analisis dari 3 Parameter .....	58
Gambar 4. 1 Sensitivitas analisis 1.....	60
Gambar 4. 2 Zona pada Sensitivitas analisis 1 .....	61
Gambar 4. 3 Profil Kedalaman Masing-masing Zona.....	62
Gambar 4. 4 Sensitivitas analisis 2.....	64
Gambar 4. 5 zona pada Sensitivitas analisis 2.....	66
Gambar 4. 6 Kedalaman pada Masing-masing Zona .....	68
Gambar 4. 7 Tren Patahan pada Cekungan Salawati (Satyana, 2002).	69
Gambar 4. 8 Interpretasi Patahan pada Lapangan Rosare. ....	70
Gambar 4. 9 Interpretasi Patahan Pada Lapangan Penelitian. ....	71
Gambar 4. 10 Interpretasi Horizon.....	72
Gambar 4. 11 Peta Struktur Waktu Top Kais 2D.....	74
Gambar 4. 12 Peta Struktur Waktu Top Intra Kais 2D. ....	75
Gambar 4. 13 Peta Struktur Waktu Top Kais 3D.....	76
Gambar 4. 14 Peta Struktur Waktu Intra Kais 3D.....	77
Gambar 4. 15 Peta Struktur Kedalaman Top Kais 2D .....	79
Gambar 4. 16Peta Struktur Kedalaman Intra Kais 2D .....	80
Gambar 4. 17 Peta Struktur Kedalaman Top Kais 3D .....	81

Gambar 4. 18 Peta Struktur Kedalaman Intra Kais 3D .....	82
Gambar 4. 19 Gambar Perbandingan Peta Struktur Waktu (atas) dan Kedalaman Horizon Kais ( bawah) .....	83
Gambar 4. 20 Gambar Perbandingan Peta Struktur Waktu (atas) dan Kedalaman Horizon Intra Kais ( bawah).....	84
Gambar 4. 21 Tahapan Seismik Inversi Akustik Impedansi. ....	85
Gambar 4. 22 Single <i>Wavelet</i> dari Sumur RSR A-1 .....	85
Gambar 4. 23 Hasil Pengikatan data sumur pada Sumur RSR A-1 .	86
Gambar 4. 24 Analisis Inversi .....	87
Gambar 4. 25 Hasil Inversi Impedansi Akustik .....	88
Gambar 4. 26 Hasil Inversi yang Telah Diubah ke Bentuk Porositas .....	89
Gambar 4. 27 Sensitivitas analisis Porositas vs P Impedance .....	90
Gambar 4. 28 Patahan Dekat Sumur .....	94
Gambar 4. 29 Atribut RMS pada Horizon Top Kais 2D .....	95
Gambar 4. 30 Atribut RMS pada Horizon Top Kais 3D .....	96
Gambar 4. 31 Hasil Atribut RMS pada Horizon Intra Kais 2D .....	97
Gambar 4. 32 Hasil Atribut RMS pada Horizon Intra Kais 3D .....	98
Gambar 4. 33 Atribut <i>Sweetness</i> pada Lapisan Top Kais .....	100
Gambar 4. 34 Atribut <i>Sweetness</i> pada Top Kais 3D .....	101
Gambar 4. 35 Atribut <i>Sweetness</i> pada Intra Kais 2D .....	102
Gambar 4. 36 Atribut <i>Sweetness</i> pada Intra Kais 3D .....	103
Gambar 4. 37 Letak Zona Prospek pada Intra Kais.....	104

(Halaman ini sengaja dikosongkan)





## DAFTAR TABEL

Tabel 4. 1 Hasil Nilai DST Sumur RSR A-1.....	91
Tabel 4. 2 Koordinat Titik Perhitungan.....	92





(Halaman ini sengaja dikosongkan)

## DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1. Tipe Data yang Diperoleh dari Perusahaan.....	111
Lampiran 2. Inti Sari Data Sumur (Kiri), List Ketersediaan Data Sumur (Kanan). .....	112
Lampiran 3. Pengaturan Atribut <i>Variance</i> . .....	113
Lampiran 4. Pengaturan Atribut <i>Ant tracking</i> . .....	113
Lampiran 5. Tabel Reverensi Densitas Batuan (Telford,1990).....	114
Lampiran 6. Sensitivitas analisis kurang baik 1. ....	115
Lampiran 7. Sensitivitas analisis kurang baik 2. ....	116



(Halaman ini sengaja dikosongkan)



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Kebutuhan akan energi pada era teknologi saat ini sangatlah besar. kebutuhan energi yang sangat besar ini tidak lepas dari tingkat konsumsi yang selalu bertambah seiring berjalannya waktu. Kebutuhan akan energi yang besar menuntut adanya inovasi dalam bidang eksplorasi untuk mendapatkan energi yang cukup untuk memenuhi jumlah kebutuhan masyarakat. Minyak dan gas bumi masih menjadi primadona dalam memenuhi kebutuhan energi. Hal ini dikarenakan minyak dan gas bumi sudah dikenal oleh masyarakat umum di seluruh dunia. Hal ini menuntut adanya inovasi agar jumlah cadangan yang ada dapat digunakan secara maksimal.

Metode seismik adalah salah satu metode geofisika yang digunakan dalam eksplorasi minyak dan gas bumi. Metode seismik menggunakan injeksi sumber berupa gelombang. Karenanya metode seismik termasuk kedalam metode aktif. Sumber yang digunakan dapat berupa pembangkit gelombang seperti dinamit atau truk vibroseis pada akuisisi di daerah darat. Sementara pada daerah akuisisi yang berada di perairan seperti laut digunakan *air gun* sebagai sumber pembangkit gelombang.

Cekungan Salawati adalah salah satu cekungan di Indonesia yang terbukti menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah yang ekonomis. Menurut Satyana (2003), cekungan Salawati mulai melakukan pemboran dari tahun 1936 hingga sekarang. Dalam kurun waktu yang cukup lama itu, cekungan Salawati mampu terus memproduksi hidrokarbon. Dengan demikian dapat diketahui jika jumlah cadangan yang ada pada cekungan Salawati sangatlah berpotensi.

Penelitian dengan menggunakan interpretasi data seismik pertama kali dilakukan dengan data seismik jenis 2D.

penelitian ini menghasilkan beberapa titik sumur pemboran yang dapat memproduksi hidrokarbon. Sutadiwiryana (2006) melakukan penelitian lanjutan dengan interpretasi data seismik menggunakan seismik 3D. Hasil yang didapat bisa membuat produksi hidrokarbon menjadi lebih baik dari sebelumnya pada cekungan Salawati.

Eksplorasi minyak dan gas bumi membutuhkan dua buah data yang akan dilakukan analisis untuk dapat mengoptimalkan produksi cadangan yang ada pada daerah tersebut. Dua buah data ini adalah data logging atau data sumur dan data seismik. Data sumur memiliki resolusi yang baik secara vertical, sementara pada data seismik memiliki resolusi yang baik secara horizontal. Kedua data ini apabila dikorelasikan dapat diperoleh analisis yang cukup akurat tentang kondisi bawah permukaan daerah penelitian.

Laporan akhir sumur pada lapangan “Rosare” di cekungan Salawati menunjukkan bahwa porositas yang ada di lapangan berkisar antar 15 hingga 20% dengan produksi hidrokarbon dapat mencapai 6,6324 MMbbl. Menurut Koesoemadinata (1980), porositas ini dalam range ini masuk kedalam golongan baik. Porositas adalah rongga atau pori pada batuan yang dapat terisi oleh fluida. Ada tiga jenis fluida yang dapat mengisi pori batuan, yaitu air, gas dan minyak. Apabila rongga batuan terisi minyak atau gas maka lapisan tersebut dapat menjadi reservoir yang baik.

Seiring perkembangan zaman, interpretasi data seismik yang dilakukan pada cekungan Salawati menuntut adanya inovasi agar hidrokarbon yang ada di cekungan Salawati dapat dimanfaatkan semaksimal mungkin. Seismik inversi adalah salah satu cara yang dapat dilakukan untuk memperoleh informasi yang cukup dalam mengoptimalkan cadangan minyak dan gas bumi yang ada pada suatu daerah. Seismik inversi sendiri mengubah data seismik kedalam seismogram sintetik yang akan dicocokkan dengan kondisi geologi. Semakin mirip seismogram sintetik maka akan semakin mendekati kebenaran kondisi bawah permukaan yang

didapatkan. Selain seismik inversi, analisis seismik atribut juga dapat digunakan untuk mengetahui karakteristik dari reservoir pada cekungan Salawati. Oleh karena itu, sangatlah perlu untuk dilakukan penelitian dengan menggunakan seismik inversi dan atribut agar jumlah cadangan hidrokarbon yang ada dapat dimanfaatkan semaksimal mungkin.

## 1.2 Rumusan masalah

Berdasarkan latar belakang pada poin sebelumnya, maka rumusan masalah adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana hasil seismik inversi dan atribut yang diterapkan dalam proses interpretasi
2. Area mana saja yang memiliki potensi hidrokarbon pada lapangan penelitian
3. Berapa nilai *sweetness* yang potensial untuk reservoir karbonat
4. Bagaimana persebaran zona prospek pada data seismik lapangan yang diinterpretasikan

## 1.3 Tujuan

Tujuan dari peneltiaan tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menganalisis hasil seismik inversi dan atribut yang diterapkan dalam interpretasi data
2. Menganalisis area mana saja yang memiliki potensi hidrokarbon pada lapangan penelitian
3. Menganalisis nilai *sweetness* pada reservoir jenis karbonat
4. Menentukan rekomendasi zona pemboran baru dari hasil interpretasi yang dilakukan

## 1.4 Batasan Masalah

Masalah yang dibahas dalam penelitian tugas akhir ini terbatas pada beberapa poin berikut:

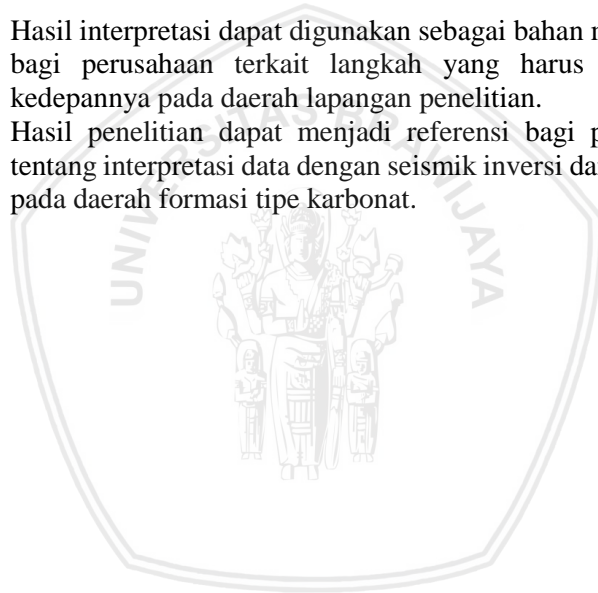
1. Analisis yang dilakukan pada penelitian tugas akhir ini hanya dilakukan pada hasil interpretasi lapangan "Rosare" saja.

2. Analisis yang dilakukan pada penelitian tugas akhir ini menggunakan invesi AI, atribut RMS dan *Sweetness*.
3. Analisis yang dilakukan terbatas pada formasi Kais dan Inta Kais pada lapangan penelitian.
4. Penentuan nilai *sweetness* yang potensi akan hidrokarbon terbatas pada reservoir tipe karbonat.
5. Proses interpretasi data dibantu software *Humpson Russell 10.0.02* dan *Petrel 2014 2014*.

### 1.5 Manfaat

Manfaat yang diperoleh dari hasil penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Hasil interpretasi dapat digunakan sebagai bahan masukan bagi perusahaan terkait langkah yang harus diambil kedepannya pada daerah lapangan penelitian.
2. Hasil penelitian dapat menjadi referensi bagi pembaca tentang interpretasi data dengan seismik inversi dan atribut pada daerah formasi tipe karbonat.

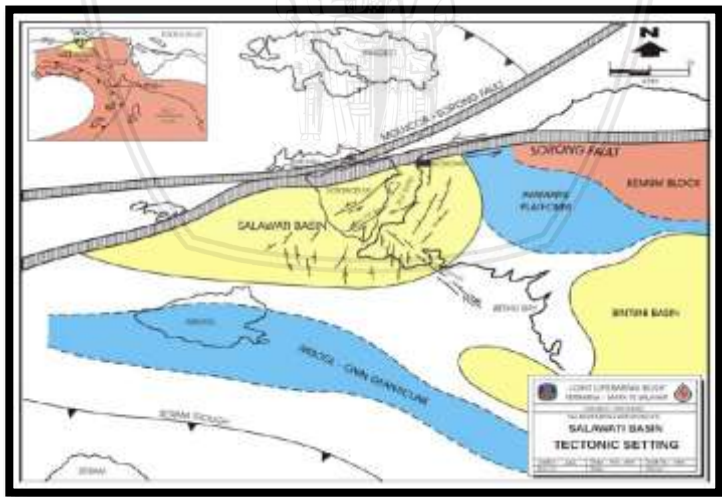




## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

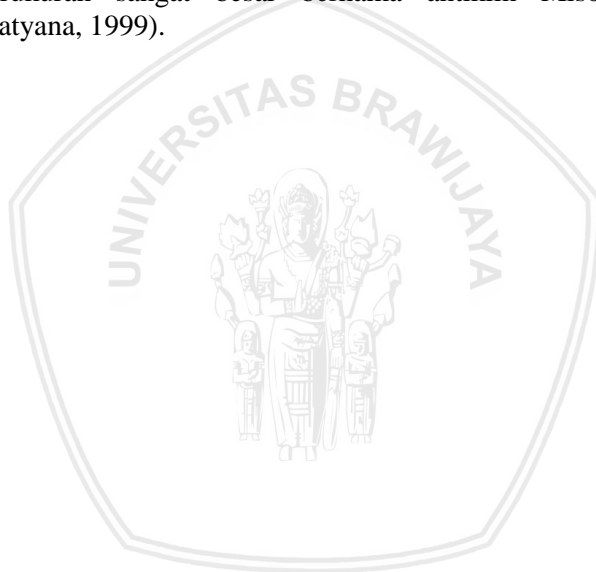
### 2.1 Geologi Regional

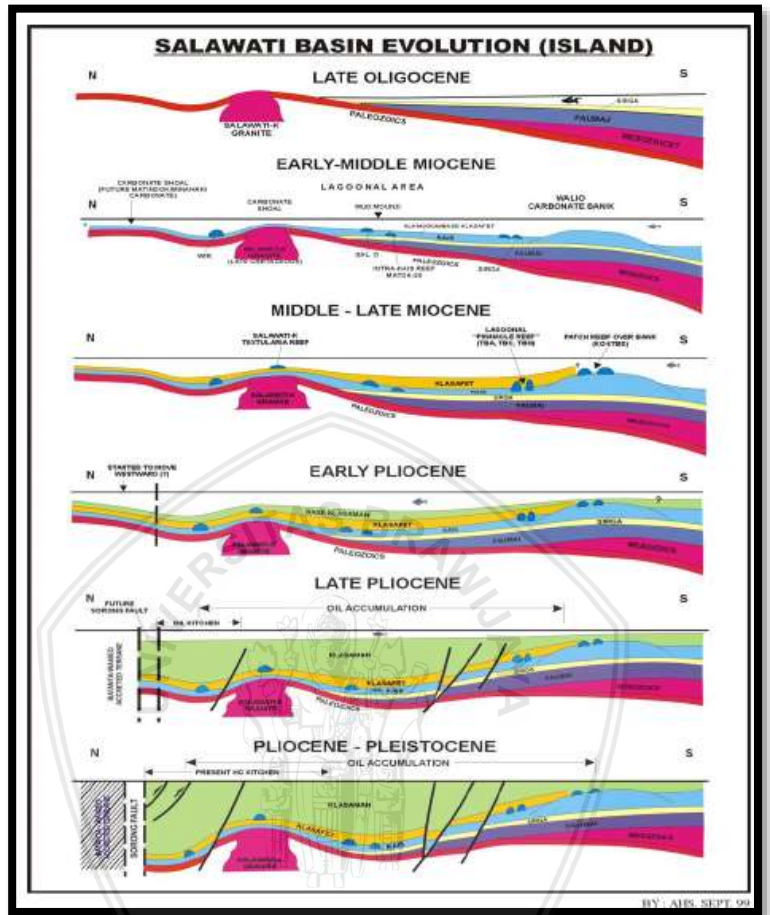
Cekungan Salawati adalah cekungan yang terletak di kepala burung dari pulau Papua pada Indonesia bagian timur. Salawati merupakan cekungan yang telah matang sehingga berpotensi menghasilkan hidrokarbon. Sumur pertama yang dibor pada cekungan Salawati adalah sumur Klamono-1 pada tahun 1936 oleh Netherland Nieuw Guinea Petroleum Maatschappij atau NNGPM. Setelah sumur pertama berhasil di bor, selanjutnya dilakukan pengeboran hingga jumlahnya kurang lebih mencapai 160 sumur. Sumur terakhir yang di bor hingga tahun 1999 adalah sumur Amuk-1 yang dibor oleh JOB Pertamina dan Petromer Trend atau yang sekarang disebut Santa Fe Energi Resources. Karbonat pada formasi Kais merupakan target pengeboran pada cekungan Salawati. Eksplorasi yang dilakukan dengan 35 sumur komersial menghasilkan hidrokarbon yang sangat potensial, bahkan 22 sumur diantaranya masih berproduksi hingga sekarang (Satyana,1999).



Gambar 2. 1 Letak Cekungan Salawati (Satyana, 2002).

Cekungan Salawati yang menjadi salah satu cekungan yang sangat berpotensi pada bagian Indonesia Timur atau lebih tepatnya berada pada bagian kepala burung pulau Papua. Secara geografis, cekungan Salawati berada pada bagian Indonesia sebelah timur atau lebih tepatnya berada pada bagian utara lempeng Indo-Australia ditunjukkan pada peta indeks gambar 2.1 dengan tren timur ke barat. Cekungan Salawati dibatasi oleh zona deformasi lateral patahan sorong pada bagian sebelah utara yang memanjang hingga ke barat. Sementara pada bagian timur ada tinggian Ayamaru yang merupakan bagian karst yang mengalami pengangkatan. Pada bagian selatan cekungan Salawati dibatasi oleh antiklin yang berukuran sangat besar bernama antiklin Misool-Onin (Satyana, 1999).

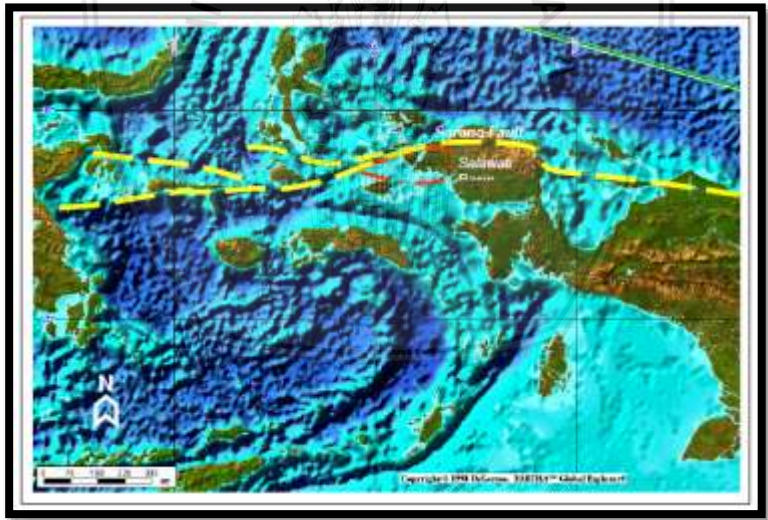




Gambar 2. 2 Penampang Skematik dari Evolusi Cekungan Salawati (Satyana, 2001).

Secara tektonik, cekungan Salawati terbentuk jauh sebelum adanya patahan sorong seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.2. Cekungan Salawati mulanya berada pada bagian dalam sebelah selatan. Hal ini mengakibatkan pengendapan pada cekungan Salawati mulanya menebal pada bagian selatan. Pada periode Oligocene akhir terendapkan formasi Faumai dan Sirga. Kemudian pada masa awal hingga tengah Miocene terendapkan

formasi Kais. Formasi inilah yang nantinya kan menjadi reservoir pada cekungan Salawati. Pada formasi ini banyak terendapkan karang-karang yang membentuk gundukan atau bukit yang sering disebut dengan *mounded* atau *build up* . Pada Pliocene akhir terbentuk patahan sorong seperti pada gambar 2.3 dimana patahan ini memiliki panjang 1900 km yang membentang dari barat Sulawesi hingga Papua New Guinea. Akibat dari patahan sorong, orientasi cekungan Salawati yang mulanya menebal pada bagian selatan menjadi menebal pada bagian utara. Pada masa Pliocene terjadi onlap sehingga pengisian cekungan berlangsung secara cepat. Pada masa ini formasi Klasaman terendapkan. Klasaman menjadi depocenter atau pengendapan yang paling tebal sehingga menjadi lapisan yang berperan besar menekan lapisan dibawahnya atau *burial depth*. Akibat depocenter klanan, pada bagian source di formasi Kais mengalami pematangan. Sementara yang menyebabkan adanya migrasi adalah patahan sehingga hidrokarbon dapat berpindah mencari tempat dengan tekanan yang lebih kecil (Satyana, 2003).



**Gambar 2. 3 Patahan Sorong yang Membentang dari Barat Sulawesi Hingga Papua New Guinea (Satyana, 2003).**

## 2.2 Analisis Stratigrafi

Stratigrafi dari cekungan Salawati di dominasi oleh lingkungan pengendapan laut. Hal ini terlihat dari stratigrafiau perlapisan cekungan Salawati yang di dominasi oleh sedimen daerah laut. Stratigrafi cekungan Salawati bervariasi mulai dari laut dalam hingga laut dangkal. Cekungan slawati tersusun atas beberapa formasi seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.4. Secara sytratigrafi, cekungan Salawati terbagi atas 3 era masa pengendapan yaitu Paleozoic, Mesozoic dan Cenozoic (Stadiwiria, 2006).

### a. Batuan era Paleozoic

Batuan yang ada pada masa pre-tercier pada cekungan Salawati merupakan kelompok batuan yang menyusun basement dari cekungan. Basement ini terdiri atas beberapa formasi, yaitu (Stadiwiria, 2006):

- Formasi Kemum  
Formasi ini tersusun atas batuan metamorf dan batuan beku yang menjadi basement paling dasar dari cekungan Salawati. Batuan metamorf dikenal memiliki struktur yang keras karena telah menerima tekanan dan panas yang tinggi selama proses pembentukkannya. Sementara batuan beku memiliki struktur yang hamper sama dengan batuan metamorf. Besar kemungkinan batuan metamorf yang ada pada formasi ini adalah batuan beku yang mengalami tekanan dan suhu yang tinggi sehingga berubah menjadi batuan metamorf.
- Formasi Aifam  
Formasi ini tersusun atas batuan sedimen. Formasi Aifam terendapkan mulai dari masa jurasik hingga cretaseus. dari periode engendapan tersebut formasi Aifam terbagi menjadi 3 masa pengendapan dengan lingkungan yang berbeda-beda. Hal ini menyebabkan batuan yang terendapkan juga meiliki jenis yang berbeda pula. Formasi Aifam sendiri diendapkan mulai dari lingkungan laut dangkal hingga laut dangkal yang berasal dari tengkatnya lantai laut. Formasi Aimau menjadi bagian Aifam yang paling bawah. Formasi ini diendapkan

pada lingkungan laut dangkal sehingga batuan yang tersusun pada formasi Aimau terdiri atas batupasir dan karbonat dengan sedikit sisipan *shale*. Bagian tengah formasi Aifam adalah Aifat yang mulai terendapkan pada lingkungan laut. Batuan yang terendapkan pada formasi ini terdiri atas *limestone* dan *shale*. Bagian atas formasi Aifam disebut dengan formasi Ainim. Formasi ini terendapkan pada lingkungan lantai laut yang terangkat ke permukaan. Pada formasi ini terendapkan batupasir yang berasosiasi dengan *shale* yang berasal dari lantai laut yang terangkat.

### **b. Batuan era Mesozoic**

Batuan era Mesozoic terdiri atas formasi Kebelangan. Formasi Kebelangan tersusun atas batuan sedimen. Formasi ini terbagi kedalam 3 bagian dimana pada setiap bagian memiliki lingkungan pengendapan yang berbeda sehingga batuan yang terendapkan juga berbeda (Stadiwiria, 2006).

- Formasi Kebelangan bawah  
Pada bagian bawah formasi Kebelangan tersusun atas batuan pasir dengan sisipan *shale*. Bagian bawah formasi Kebelangan terendapkan mulai dari lingkungan non laut hingga ke zona transisi atau pantai. Karena terendapkan pada lingkungan non laut hingga ke zona transisi, maka pada bagian ini lebih didominasi oleh batupasir.
- Formasi Kebelangan Tengah  
Sementara bagian tengah formasi Kebelangan diendapkan pada lingkungan pengendapan tengah hingga luar laut neritic atau laut dangkal. Bagian tengah formasi Kebelangan tersusun atas batuan *shale* dan batukapur.
- Formasi Kebelangan Atas  
Bagian atas formasi Kebelangan diendapkan pada lingkungan laut terbuka yang cenderung mendekati laut dalam. Bagian ini terdiri atas *shale* yang

berasosiasi dengan endapan karbonat dan batupasir yang terbawa dari laut dangkal ke laut dalam.

### c. Batuan masa Cenozoic

Sama halnya dengan batuan masa pre-tercier, batuan pada masa terciar juga terdiri atas beberapa formasi. Batuan pada masa ini menjadi sangat penting karena petroleum system dari cekungan Salawati berada pada batuan masa terciar. Batuan masa terciar terdiri atas formasi berikut (Stadiwiria, 2006):

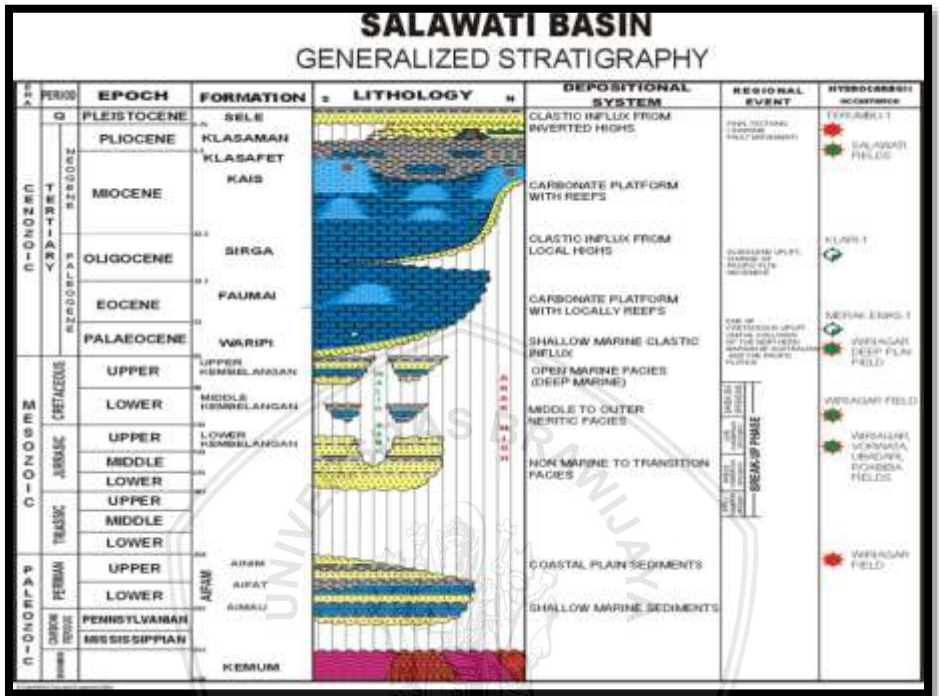
- Formasi Warippi  
Formasi Warippi terendapkan pada masa Paleocene. Pada formasi Warippi ini terendapkan batuan karbonat *limestone* dengan sisipan dari batupasir. Jika melihat batuan yang menyusun formasi ini, kemungkinan formasi Warippi terendapkan pada lingkungan laut dangkal karena karbonat yang menyusun formasi mendapatkan sisipan yang kemungkinan berasal dari daerah dekat pantai.
- Formasi Faumai  
Formasi Faumai adalah formasi yang terendapkan pada masa Eocene akhir hingga akhir Oligocene. Lingkungan pengendapan empat formasi Faumai terendapkan adalah laut dangkal sehingga batuan penyusun formasi ini adalah karbonat jenis *limestone* yang berasosiasi dengan karang *build up* di daerah tersebut.
- Formasi Sirga  
Formasi Sirga tersusun atas batupasir yang menyisip diantara karbonat formasi Kais. Formasi ini berasal dari lingkungan pengendapan klastik seperti pantai dan daerah laut dangkal.
- Formasi Kais  
Formasi Kais menjadi salah satu formasi yang penting pada cekungan Salawati karena berperan sebagai batuan reservoir. Batuan pada formasi ini terdiri atas batuan karbonat jenis *limestone*. *Limestone* yang ada pada formasi ini berasal dari

lingkungan pengendapan laut dangkal. Laut dangkal mendapatkan cukup sinar matahari sehingga pada formasi ini juga banyak ditemukan karang berbentuk *build up* atau *mounded* yang dapat berperat sebagai jebakan stratigrafi untuk hidrokarbon. Selain karang *build up* ada juga karbonat jenis *limestone* yang mengisi formasi ini. Formasi Kais sendiri terendapkan pada masa Miocene awal hingga akhir.

- Formasi Klasafet  
Formasi Klasafet terendapkan pada masa Miocene akhir hingga akhir masa Miocene. Formasi Klasafet diendapkan pada lingkungan laut dalam sehingga batuan penyusun formasi ini adalah batuan sedimen calcareus klastik dengan jenisnya batuserpih yang kaya akan material organik. Formasi Klasafet dalam cekungan Salawati berperan sebagai batuan sumber penghasil hidrokarbon karena banyak mengandung material organik.
- Formasi Klasaman  
Formasi Klasaman menjadi formasi dengan pengendapan yang paing teal sehingga disebut sebagai depocenter. Formasi Klasaman berperan sebagai overburden rock yang mematkan hidrokarbon pada formasi Klasafet. Akibat tekanan dan panas yang ditimbulkan formasi Klasaman, hidrokarbon menjadi matang dan bermigrasi mencari lingkungan dengan tekanan yang lebih rendah. Formasi Klasaman terdiri atas batuserpih pada bagian bawahnya sementara pada bagian atas terdapat sisipan batupasir. Formasi Klasaman terendapkan pada masa Pliocene awal hingga akhir dengan lingkungan pengendapan laut dalam hingga laut dangkal.
- Formasi Sele  
Formasi Sele terendapkan pada masa Pleistocene. Formasi Sele sendiri terdiri atas sedimen yang terendapkan secara lambat. Formasi Sele terdiri atas batupasir yang terendapkan pada lingkungan laut dangkal. Batupasir yang menjadi penyusun formasi



Sele biasa disebut dengan molasses yang biasa berada pada bagian atas atau penutup suatu cekungan.



Gambar 2. 4 Stratigrafi Cekungan Salawati (Satyana, 2003).

### 2.3 Karakteristik Reservoir Formasi Kais

Cekungan Salawati adalah cekungan dengan tipe lingkungan pengendapan yang sebagian besar terjadi pada daerah laut. Sehingga reservoir pada cekungan Salawati didominasi oleh karbonat. Formasi Kais yang menjadi reservoir dari cekungan Salawati terdiri atas batuan sedimen klastik. Pada formasi ini, karang yang terendapkan membentuk bentukan reservoir menjadi dua jenis yaitu *build up* dan *platform*. Bentukan *build up* terjadi karena adanya karang yang terendapkan langsung pada bentuk aslinya tidak mengalami erosi. Sementara bentukan *platform* adalah hasil erosi dari karang yang terendapkan secara melampar (Satyana, 2003).

Formasi Kais menjadi reservoir yang baik karena terdiri atas karbonat *limestone* yang memiliki porositas dan permeabilitas yang baik untuk menyimpan hidrokarbon. Karena formasi Kais diendapkan pada lingkungan laut dangkal, maka sinar matahari bisa menembus daerah tersebut dan menciptakan lingkungan yang ideal untuk tumbuhnya karang. Hal ini yang menyebabkan pada formasi Kais banyak dijumpai bentukan karang *mounded* atau *build up*. Bentukan karang ini berperan sebagai jebakan stratigrafi untuk hidrokarbon yang bermigrasi dari batuan sumber formasi Klasafet ke batuan reservoir formasi Kais (Stadiwiria, 2006)..

#### **2.4 Petroleum System Cekungan Salawati**

Sebagai cekungan yang berpotensi mengandung hidrokarbon, cekungan Salawati memiliki syarat yang harus dipenuhi sebagai cekungan potensial. Syarat ini adalah adanya petroleum system dan juga faktor-faktor lain yang mendukung terakumulasinya hidrokarbon pada daerah tempat cekungan ini berada. Petroleum system meliputi batuan sumber, batuan reservoir, perangkap, batuan penutup dan adanya migrasi (Satyana, 2001).

Batuan sumber adalah batuan atau formasi yang dapat menghasilkan hidrokarbon. Syarat utama dari batuan sumber adalah kaya akan material organik. Pada cekungan Salawati, batuan sumber penghasil hidrokarbon berada pada formasi Klasafet. Pada formasi ini kaya akan material organik yang berupa alga dan tanaman tingkat tinggi. Batuan sumber memiliki kualitas dan kuantitas. Kualitas dari batuan sumber dinyatakan dalam TOC atau total organik carbon yang nilainya bergantung pada jenis material organik yang terendapkan. Sementara kualitas digambarkan seberapa tebal dan melamparnya batuan sumber. Apabila batuan sumber memiliki ketebalan yang baik dan dapat melampar jauh, maka akan mampu menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah besar (Phoa, 1986).

Batuan reservoir pada cekungan Salawati adalah formasi Kais. Formasi ini terdiri atas batuan sedimen klastik yang memiliki permeabilitas dan porositas yang baik sehingga dapat berperan sebagai batuan reservoir. Sedimen klastik pada formasi

Kais terdiri atas batu karbonat jenis *limestone* yang berasosiasi dengan karang *build up* atau *mounded*. Karang *build up* inilah yang menjadi salah satu pengkap hidrokarbon yang bermigrasi ke formasi Kais. Jenis karbonat pada formasi Kais adalah wackestone dan juga packstone. Jenis karbonat ini menurut dunham (1971) adalah karbonat yang memiliki mikrit sebagai matriksnya. Kandungan organisme yang ada di dalam karbonat jenis ini cenderung banyak dan dapat membentuk porositas serta permeabilitas yang baik setelah diagenesa pengendapan. Hal ini karena organisme yang ada di dalam karbonat bisa terdegradasi karena proses diagenesa setelah pengendapan dan meninggalkan rongga pada batuan (Satyana, 2003).

Hidrokarbon yang telah matang tak lepas dari faktor lain seperti burial depth. Burial depth terjadi apabila lapisan di atas menekan lapisan di bawah sehingga lapisan di bawah mengalami pemanasan dan tekanan yang tinggi. Pada cekungan Salawati, hal yang berperan paling penting pada burial depth adalah depocenter formasi klasamat. Depocenter sendiri adalah pengendapan yang paling tebal (Satyana, 2001).

Tekanan yang sangat besar pada batuan sumber menyebabkan hidrokarbon berusaha mencari tempat lain dengan tekanan yang lebih rendah. Perpindahan inilah yang disebut dengan migrasi. Migrasi hidrokarbon pada cekungan Salawati terjadi melawan dip atau menuju lapisan di atasnya dengan bantuan patahan sebagai jalan menuju lapisan di atasnya (Satyana, 2001).

Hidrokarbon yang telah bermigrasi akan terjebak di suatu tempat dan terakumulasi disana. Perangkap hidrokarbon yang ada pada cekungan Salawati adalah jenis perangkap structural. Artinya, hidrokarbon terjebak di suatu tempat akibat struktur dari tempat itu. Jenis struktur pada perangkap hidrokarbon cekungan Salawati berupa sesar atau patahan normal dan juga struktur bunga. Struktur ini menjebak hidrokarbon agar tidak berpindah atau bermigrasi lagi ke tempat lain. Selain structural, perangkap pada cekungan Salawati juga bisa berupa stratigrafi dengan jenis perangkap berupa *build up* reef. Hal ini karena formasi Kais terendapkan di lingkungan laut dangkal dimana sinar matahari

masih mampu menembus dan membuat lingkungan yang ideal untuk pertumbuhan karang (Satyana, 1999).

Hidrokarbon yang telah terakumulasi di suatu tempat akan terus bergerak naik apabila tidak ada batuan penutup. Batuan penutup haruslah yang mampu menahan hidrokarbon agar tidak terus bergerak melawan dip. Dengan demikian, batuan penutup harus memiliki porositas dan permeabilitas yang buruk agar tidak dapat meloloskan hidrokarbon. Hal ini berkebalikan dari sifat reservoir yang harus memiliki porositas dan permeabilitas yang baik. Pada cekungan Salawati, batuan penutup yang mampu menahan hidrokarbon untuk tidak terus bergerak melawan dip adalah batuserpih. Apabila tidak ada batuan penutup maka hidrokarbon akan terus bergerak keatas hingga ke permukaan dan mengakibatkan terbentuknya *seepages* atau rembesan hidrokarbon di permukaan (Satyana, 2001).

## 2.5 Karbonat

Karbonat merupakan batuan sedimen yang biasa terendapkan pada lingkungan laut. Karbonat memiliki karakteristik tersendiri yang membedakannya dengan batuan sedimen lainnya. Setiap tipe karbonat memiliki jenis porositas dan permeabilitas yang berbeda. Hal ini bergantung dari berbagai faktor, salah satunya adalah faktor kandungan kerangka atau pecahan kerang seperti ditunjukkan pada gambar 2.5 berikut (Flügel, 2004).

Carbonates					
Dunham (1962)					
Groundmass:					
Fine carbonate matrix			= spar	sparry cement	
Matrix-supported		Grain-supported			
Grains: < 10%	> 10%	PACKSTONE		GRAINSTONE	BOUNDSTONE
MUDSTONE	WACKSTONE				
Folk (1959, 1962)					
Allocherts:					
< 1%	1-10%	10-50%	gacked	> 50%	
fossiliferous	sparse			poorly washed	
MICRITE		BIOMICRITE		BIOSPARITE	BIOLITHITE
Terrigenous					
Matrix-supported			Grain-supported		
Sand: < 10%	10-25%	> 25%			
sandy		WACKE	SUBWACKE	ARENITE	
MUDSTONE			SANDSTONE		

Gambar 2. 5 Klasifikasi Karbonat oleh Dunham 1962 (Flügel, 2004).

Dunham mengklasifikasikan karbonat berdasarkan empat dasar, yaitu (Flügel, 2004):

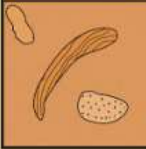

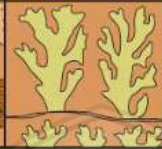
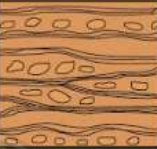

1. Kadungan lumpur karbonat
2. Kandungan butir
3. Keterikatan komponen
4. Tekstur hasil diagenesa

Berdasarkan empat dasar tersebut, dunham mengklasifikasikan karbonat menjadi 6 jenis (Flügel, 2004).

1. Mudstone

Karbonat yang memiliki kandungan material organik kurang dari 10% disebut dengan mudstone. Mudstone di dominasi oleh mud atau yang bisasa disebut dengan mikrit. Mikrit sendiri berperan sebagai matriks. Karena di dominasi oleh mud, maka tekstur mudstone sangat halus sehingga porositas dan permeabilitas dari mudstone cenderung kecil. Jika dilihat dari ukuran butirnya, mudstone termasuk kedalam karbonat yang terendapkan di lingkungan dengan energi rendah atau laut dalam.

2. Wackstone  
Sama halnya dengan mudstone, wackstone juga di dominasi oleh mikrit sebagai kandungannya. Hal yang membedakan dengan mudstone adalah kandungan material organik wackstone lebih banyak, yaitu diatas 10%. Meski kandungan material organik ini diatas 10%, namun mikrit tetap mendominasi kandungan wackstone.
3. Packstone  
Jumlah material organik yang terdapat di dalam packstone jumlahnya sudah mulai terlihat. Meski demikian, pada packstone masih terlihat mikrit yang berperan sebagai matriks dari karbonat tersebut. Melihat dari jumlah material organik yang diendapkan, packstone termasuk karbonat yang di endapkan pada lingkungan berenergi sedang hingga tinggi.
4. Grainstone  
Material organik yang ada pada grainstone jumlahnya cukup dominan, hal ini yang menyebabkan material organik pada karbonat jenis ini dapat terlihat dengan jelas oleh mata secara langsung. Pada grainstone material organik tidak terikat bersama selama deposisi. Sama halnya dengan packstone, grainstone juga merupakan karbonat yang diendapkan pada lingkungan berenergi sedang hingga tinggi.
5. Boundstone  
Pada boundstone, material organik yang menyusun karbonat jenis ini saling terikat satu dengan yang lainnya.
6. Crystalline

Original Components Not Organically Bound During Deposition		Original Components Organically Bound During Deposition		
> 10% grains >2 mm		Organisms acted as baffles	Organisms encrusted and bound	Organisms built a rigid framework
Matrix-supported	Supported by components larger than 2 mm			
<b>Floatstone</b>	<b>Rudstone</b>	<b>Bafflestone</b>	<b>Bindstone</b>	<b>Framestone</b>
				

**Gambar 2. 6 Klasifikasi Karbonat Embry dan Klovian (Scholle,2003).**

Pada tahun 1971, Embry dan Klovian menyempurnakan lagi klasifikasi karbonat menurut Dunham. Pada dasarnya klasifikasi karbonat menurut Embry dan Klovian sama dengan Dunham, hanya saja terdapat perbedaan nama untuk jenis karbonat tertentu seperti penyebutan floatstone pada karbonat jenis wackestone dan rudestone pada karbonat jenis grainstone. Perbedaan yang paling mencolok adalah pembagian klasifikasi karbonat boundstone menjadi 3 jenis pada klasifikasi Embry dan Klovian. Karbonat boundstone dibuat menjadi 3 jenis berbeda, yaitu (Scholle, 2003):

1. Bafflestone

Terendapkan pada lingkungan dengan energi sedang hingga tinggi sehingga masih mengandung mud karbonat atau biasa disebut dengan mikrit. Disebut baffle karena batuan karbonat jenis ini mengandung organisme yang mengikat komponen-komponen batuan lainnya seperti dinding. Organisme ini berperan sebagai material yang terikat selama proses deposisi atau pengendapan. Bafflestone memiliki terkur batuan yang berasal dari material organik yang selama hidupnya menadah sedimen

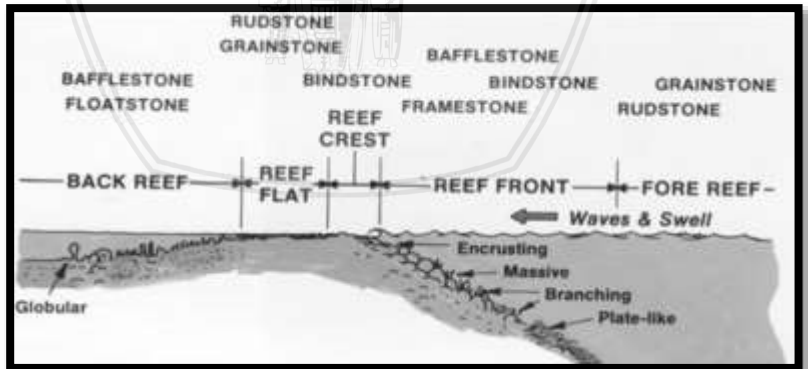
yang jatuh. Organisme yang sering ada pada tubuh batuan karbonat jenis ini adalah koral yang sedang dalam posisi tumbuh, sehingga banyak tertutup oleh lumpur karbonat.

2. Bindstone

Terendapkan pada lingkungan dengan energi sedang hingga tinggi, karbonat jenis ini terbentuk oleh material organik yang saling terjebak dan terjepit selama proses deposisi. Sesuai dengan lingkungan tempat karbonat ini terbentuk, material organik yang terendapkan biasanya berasal dari kerangka organik koral, bryozoa yang hidup pada lingkungan dengan energi sedang hingga tinggi. Material organik ini selain saling terjebak dan terjepit satu sama lain juga diselubungi oleh kerak lapisan-lapisan gamping yang di produksi oleh ganggang merah pada lingkungan pengendapan ini.

3. Framestone

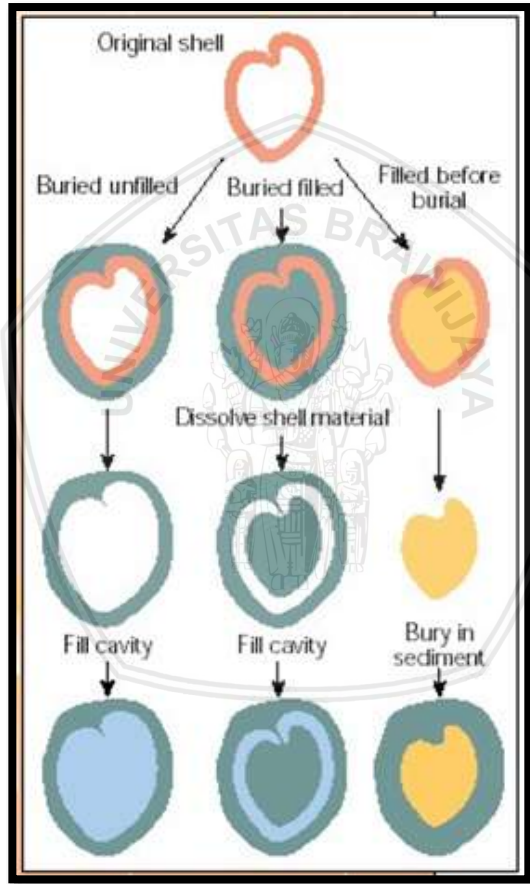
Karbonat jenis ini terendapkan pada lingkungan berenergi tinggi sehingga organisme penyusun karbonat jenis ini tahan terhadap gelombang dan arus. Karbonat jenis ini biasanya terbentuk akibat deposisi organisme bercangkang keras. Material organik penyusun karbonat ini biasanya terdiri atas koral, bryozoa, ganggang dan kerang.



Gambar 2. 7 Penampang Melintang Kompleks terumbu karang yang menggambarkan lingkungan pengendapan karbonat pada klasifikasi Embry dan Klovan dalam buku (Flügel , 2004).



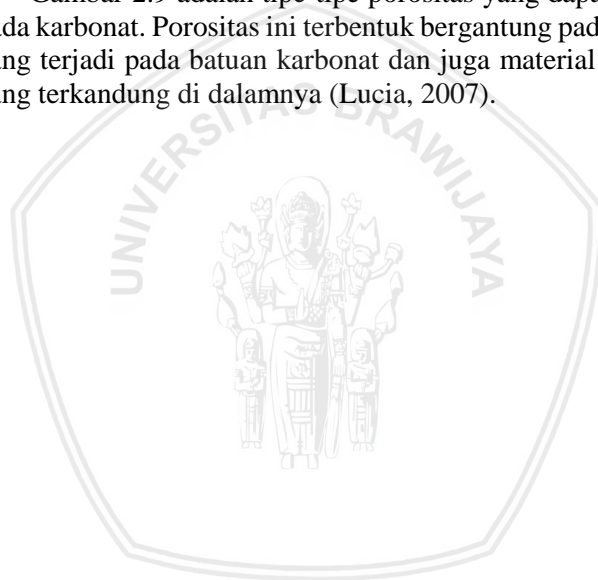
Material organik yang ada di dalam batuan karbonat dapat terdegradasi karena burial depth. Jika material organik ini terdegradasi, maka tempat yang semula diisi oleh material organik akan menjadi kosong. Hal inilah yang memungkinkan terbentuknya porositas dan permeabilitas setelah proses pengendapan terjadi. Ada 3 hal yang dapat terjadi pada material organik yang terdegradasi seperti pada gambar dibawah ini (Scholle, 2003).









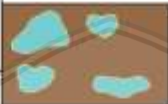








Gambar 2. 8 Proses Degradasi Material Organik pada Karbonat (Scholle, 2003).

Apabila material organik seperti cangkang kerang terendapkan, namun tidak terisi oleh semen maka saat kulit kerang terdegradasi maka akan membentuk pori yang seukuran dengan kulit kerang tersebut. Jika saat terendapkan kulit kerang terisi oleh semen, maka saat kulit kerang terdegradasi akan terbentuk pori dari keliling kulit kerang tersebut. Hal terakhir yang dapat terjadi adalah saat material organik sudah terisi dahulu oleh sedimen sebelum terendakan. Hal yang akan terjadi saat kulit kerang terdegradasi meninggalkan sedimen yang ada di dalam material organik tersebut seperti pada gambar 2.8 diatas (Scholle, 2003).

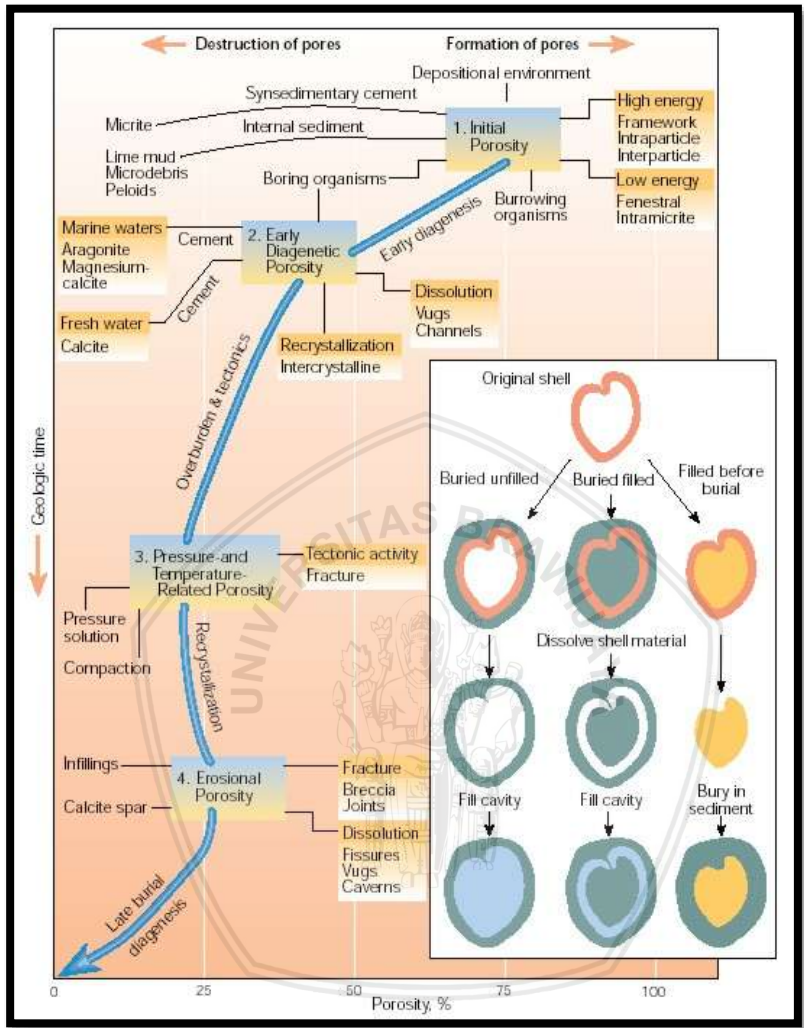
Gambar 2.9 adalah tipe-tipe porositas yang dapat terjadi pada karbonat. Porositas ini terbentuk bergantung pada proses yang terjadi pada batuan karbonat dan juga material organik yang terkandung di dalamnya (Lucia, 2007).



Fabric-selective		Not fabric-selective		Fabric-selective or not	
	Interparticle		Fracture		Breccia
	Intraparticle				
	Intercrystal		Channel		Boring
	Moldic		Vug		Burrow
	Fenestral				
	Shelter		Cavern*		Shrinkage
	Growth-framework	*Cavern applies to man-sized or larger pores of channel or vug shapes			

**Gambar 2. 9 Tipe Porositas pada Batuan Karbonat Choquette dan Pray (Lucia, 2007).**

Ada banyak faktor yang dapat membentuk porositas dan permeabilitas dari batuan karbonat. Selain faktor material organik, ada faktor lain lain seperti diagenesa setelah pengendapan yang memungkinkan porositas dan permeabilitas dapat terbentuk setelahnya. Gambar 2.10 dibawah menunjukkan proses apa saja yang dapat mempengaruhi karbonat setelah proses pengendapan terjadi (Scholle, 2003).



Gambar 2. 10 Alur pengendapan karbonat hingga diagenesa setelah pengendapan (Scholle, 2003).

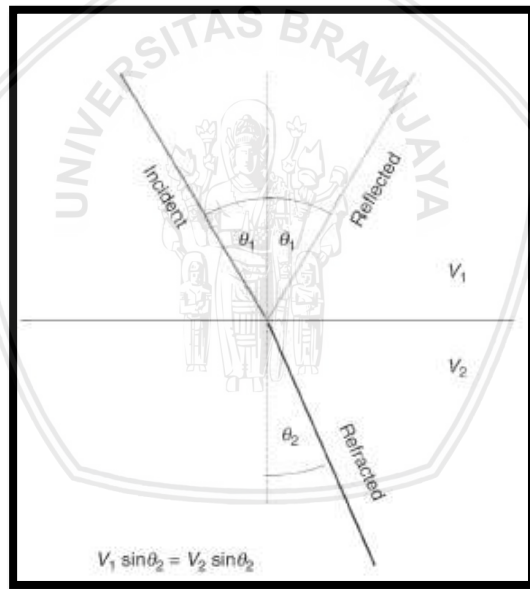
## 2.6 Hukum Dasar Gelombang

Gelombang merupakan rambatan energi yang terjadi karena adanya usikan pada suatu medium. Gelombang memiliki beberapa sifat yang di jabarkan dalam hukum dasar gelombang. Hukum

dasar gelombang terdiri atas hukum snellius, hukum Huygens, dan prinsip fermat (Telford, 1990).

### 2.6.1 Hukum Snellius

Hukum snellius adalah hukum gelombang apabila melewati dua medium yang berbeda kerapatannya. Hukum snellius pertama kali dicetuskan oleh Wileborn Snell pada tahun 1621. Wileborn Snell adalah ilmuwan asal Jerman yang melakukan percobaan dengan balok kaca dan cahaya. Ilmuwan asal Jerman ini melakukan percobaan dengan cara mengarahkan cahaya pada sebuah balok kaca. Selanjutnya ia mengukur sudut datang dan sudut bias dari cahaya yang melewati dua buah medium yang berbeda kerapatannya. Dari hasil percobaan inilah hukum snellius didapatkan (Ikelle, 2005).



Gambar 2. 11 Gelombang saat melewati dua buah medium dengan berbeda kerapatan (Ikelle, 2005).

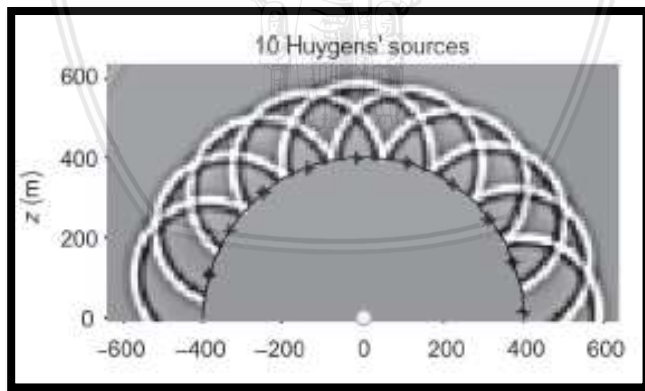
Hukum snellius menyatakan apabila suatu gelombang melewati dua buah medium dengan kerapatan yang berbeda, maka

gelombang akan terbagi menjadi dua. Gelombang yang terbagi menjadi gelombang bias atau gelombang refraksi dan gelombang pantul atau gelombang refleksi seperti ditunjukkan pada gambar 2.11. Menurut hukum snellius, kecepatan gelombang dapat diketahui apabila nilai sinus dari sudut pantul gelombang bias diketahui. Rumus tentang hukum snellius dapat dituliskan seperti pada persamaan 1 dibawah ini (Ikelle, 2005).

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} \quad 2.1$$

### 2.6.2 Hukum Huygens

Hukum atau prinsip Huygens pertama kali dicetuskan oleh ilmuwan bernama Christian Huygens. Ilmuwan ini menyatakan bahwa cahaya merupakan gelombang yang berasal dari sumber yang bergetar dan merambat melalui medium. Prinsip Huygens yang dekat dengan gelombang seismik adalah pernyataan yang menyatakan bahwa setiap muka gelombang dapat membentuk gelombang baru. Hal ini terjadi karena pada dasarnya setiap muka gelombang yang membesar adalah penambahan permukaan muka gelombang yang ada disamping muka gelombang tersebut seperti ditunjukkan pada gambar 2.12 dibawah ini (Sheriff,1995).



Gambar 2. 12 Muka gelombang (Gadallah,2009).

### 2.6.3 Prinsip Fermat

Prinsip Fermat menyatakan bahwa gelombang akan menjalar dari suatu titik ke titik lainnya dengan melalui jalan dengan waktu penjaran yang paling singkat. Gelombang akan cenderung menghindari zona-zona dengan kecepatan yang rendah dan memilih melalui zona lain dengan waktu tempuh yang lebih cepat. Meskipun jalan dengan waktu tersingkat ini adalah jalan dengan jarak tempuh yang lebih jauh (Telford, 1990).

## 2.7 Gelombang Seismik

Gelombang seismik adalah rambatan energi yang terjadi pada bagian kerak bumi. Rambatan energi yang terjadi dapat bersumber dari alam maupun buatan. Contoh gelombang seismik yang bersumber dari alam adalah gelombang seismik yang muncul akibat aktivitas lempeng tektonik maupun aktivitas gunung berapi. Sementara untuk gelombang seismik yang bersumber dari buatan adalah gelombang seismik yang muncul karena ledakan dinamit maupun getaran dari vibroseis. Gelombang seismik yang dihasilkan dari sumber buatan biasanya digunakan bagi kepentingan manusia untuk mengetahui kondisi bawah permukaan daerah yang diinginkan. Gelombang seismik terbagi menjadi dua jenis berdasarkan tempat menjalarnya, yaitu gelombang permukaan dan gelombang badan (Ikelle, 2005).

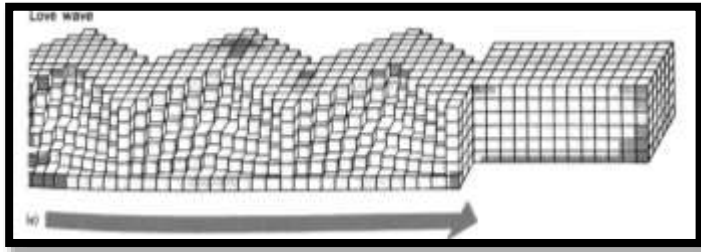
### 2.7.1 Gelombang Permukaan

Gelombang permukaan adalah gelombang seismik yang menjalar di permukaan atau melalui kerak bumi. Gelombang permukaan memiliki frekuensi yang lebih rendah dibanding dengan gelombang badan. Sama halnya dengan gelombang badan, gelombang permukaan juga terbagi lagi menjadi dua, yaitu gelombang Love dan gelombang Rayleigh (Cordsen, 2000).

#### a. Gelombang Love

Gelombang Love adalah gelombang geser yang terpolarisasi secara horizontal. Gelombang Love merambat di permukaan secara vertikal. Gelombang ini merambat dengan arah partikel bergetar melintang terhadap arah penjalarnya. Gelombang Love merupakan salah satu contoh gelombang transversal.

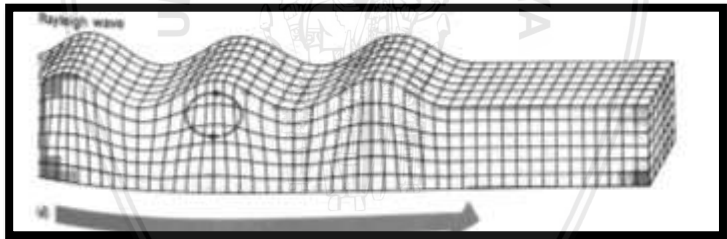
Kecepatan gelombang love dapat mencapai 2 hingga 4,4 km/s (Cordsen,2000).



Gambar 2. 13 Gelombang Love (Bolt, 1978).

#### b. Gelombang Rayleigh

Gelombang rayleigh adalah gelombang permukaan yang memiliki arah rambat yang tegak lurus dan searah dengan bidang datar. Kecepatan gelombang rayleigh umumnya dapat mencapai 2 hingga 4,2 km/s (Cordsen,2000).



Gambar 2. 14 Gelombang Rayleigh (Bolt, 1978).

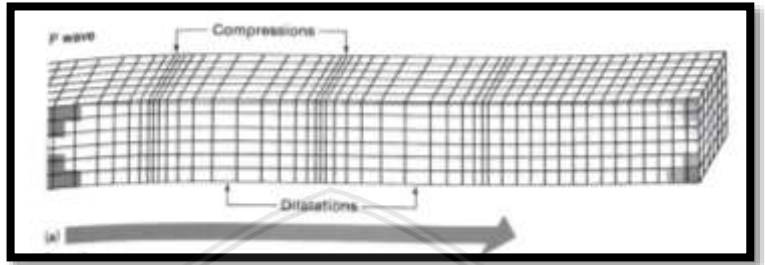
#### 2.7.2 Gelombang Badan

Gelombang badan adalah gelombang seismik yang menjalar pada bagian dalam bumi atau di bawah permukaan. Gelombang badan ini terbagi lagi menjadi dua yaitu gelombang p atau primer dan s atau sekunder (Sheriff,1995).



**a. Gelombang P**

Gelombang p adalah gelombang longitudinal dimana arah pergerakan partikel akan searah dengan arah rambat gelombang seperti ditunjukkan pada gambar 2.15.



**Gambar 2. 15 Gelombang Primer (Bolt, 1978).**

Karena gelombang p adalah gelombang longitudinal, maka gelombang ini memiliki rapatan dan renggangan yang berakibat pada partikel yang dapat mengalami perenggangan dan rapatan juga akibat arah pergerakan partikelnya. Kecepatan gelombang p bergantung pada batuan atau lapisan yang dilaluinya. Kecepatan gelombang p dapat diketahui dengan rumus berikut (Stone,1998):

$$\text{Kecepatan gelombang P } (v_p) = \left( \frac{\lambda + 2\mu}{\rho} \right)^{\frac{1}{2}} = \left( \frac{\kappa + \frac{4}{3}\mu}{\rho} \right)^{\frac{1}{2}} \quad 2.2$$

Dimana

$\lambda$  : parameter lame

$\mu$  : modulus rigiditas

$\rho$  : densitas medium

$k$  : modulus bulk

## b. Gelombang S

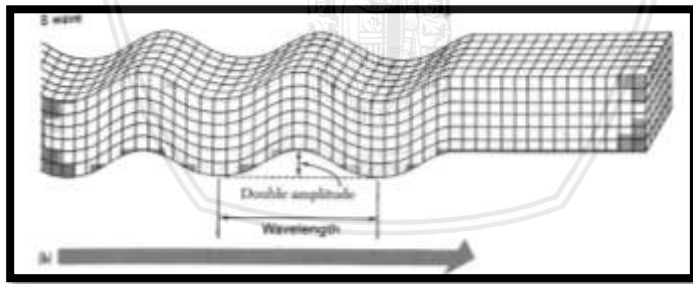
Gelombang s adalah gelombang transversal dimana arah pergerakannya atau arah rambatnya tegak lurus seperti pada gambar 2.4. hal ini menyebabkan medium yang dapat dilewatinya harus memiliki sifat plastis atau dapat dipuntir. Dengan demikian, gelombang s hanya dapat merambat pada medium padat saja sementara untuk medium fluida gelombang s tidak bisa merambat. Sementara kecepatan gelombang s dapat diketahui dengan rumus berikut (Stone,1998):

$$\text{Kecepatan gelombang S } (v_s) = \left(\frac{\mu}{\rho}\right)^{\frac{1}{2}} \quad 2.3$$

Dimana

$\mu$  : modulus rigiditas

$\rho$  : densitas medium



Gambar 2. 16 Gelombang Sekunder (Bolt, 1978).

## 2.8 Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi adalah salah satu metode dalam geofisika yang digunakan untuk mengetahui kondisi bawah permukaan suatu daerah. Metode ini merupakan salah satu metode

geofisika aktif karena menggunakan sumber yang perlu diinjeksikan ke bawah permukaan selama proses pengambilan data berlangsung. Umumnya pada area survey darat digunakan dinamit atau vibroseis sebagai sumber gelombang yang digunakan. Sementara pada survey di daerah perairan seperti laut digunakan air gun sebagai sumber gelombang seismik yang dipakai (Fitterman, 2009).

Gelombang seismik ini nantinya akan menembus peralihan yang ada dibawah permukaan. Gelombang seismik mirip dengan gelombang cahaya sehingga sifat pemantulan dan pembiasan pada cahaya juga berlaku pada gelombang seismik. Hukum Huygens dan hukum snelius adalah hukum yang berlaku pada gelombang cahaya tetapi juga berlaku pada gelombang seismik. Hukum Huygens menyatakan bahwa gelombang akan menyebar kesegala arah dan membentuk pola seperti bola. Sementara hukum snellius menyatakan apabila gelombang melewati dua buah medium dengan kerapatan yang berbeda maka gelombang akan mengalami pembiasan dan pemantulan. Hukum senellius dapat dinyatakan dengan persamaan berikut.

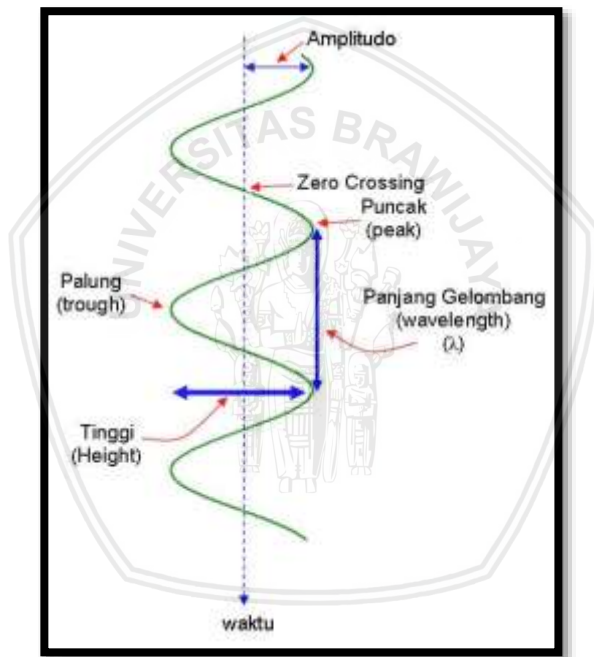
$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{n_2}{n_1} \quad 2.4$$

Dinamika  $\sin \theta_1$  adalah sudut pantul dan  $\sin \theta_2$  merupakan sudut bias dari gelombang datang yang melewati medium yang memiliki beda kerapatan. Nilai  $v$  adalah kecepatan pada lapisan 1 dan 2, dan menyatakan indeks bias (Talagapu, 2005).

Gelombang seismik yang melewati batas lapisan dengan kerapatan yang berbeda akan mengalami pembiasan dan pemantulan. Pemantulan gelombang inilah yang nantinya akan direkam oleh geofon untuk survey di darat atau hidrofon untuk survey di laut. Data yang direkam oleh geofon atau hidrofon merupakan waktu tempuh gelombang pantul untuk sampai ke alat perekam. Data yang didapatkan dari hasil pengukuran ini berupa travel time gelombang hingga tercatat oleh geofon ataupun hidrofon (Vermeer, 2002).

## 2.9 Komponen pada Seismik Refleksi

Seismik refleksi pada dasarnya adalah gelombang yang menjalar di bawah permukaan bumi. Karena itu, seismik refleksi memiliki komponen-komponen yang mirip dengan gelombang pada umumnya. Seismik refleksi memiliki komponen seperti amplitudo, puncak, lembah, tinggi, panjang gelombang, dan zero crossing. Dari komponen dasar gelombang tersebut dapat diturunkan menjadi komponen yang lebih spesifik terkait seismik refleksi. Komponen ini terdiri atas koefisien refleksi, impedansi akustik, fasa, resolusi vertical, *wavelet* dan seismogram sintetik (Bobby, 2011).



Gambar 2. 17 Komponen Gelombang (Bobby, 2011).

### 2.9.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik adalah salah satu sifat fisis batuan yang berkaitan dengan gelombang. Impedansi akustik merupakan

kemampuan suatu batuan untuk melewatkan gelombang seismik. Impedansi akustik dinyatakan dengan rumus berikut:

$$Z = v\rho \quad 2.5$$

$Z$  adalah nilai impedansi akustik yang dapat dicari dengan mengkalikan nilai  $v$  atau kecepatan dengan  $\rho$  atau densitas batuan. Besar impedansi akustik dinyatakan dalam satuan  $ms^{-1}kgm^{-3}$ . Nilai satuan impedansi akustik menunjukkan bahwa orde kecepatan lebih tinggi dari orde densitas. Hal ini menunjukkan bahwa kecepatan lebih dominan mempengaruhi nilai impedansi akustik dari nilai densitas. Kecepatan yang digunakan dalam mencari nilai impedansi akustik adalah nilai kecepatan gelombang primer atau  $V_p$ . Hal ini karena gelombang primer dapat merambat di semua medium, sementara pada gelombang sekunder tidak dapat merambat melalui medium fluida. Sehingga jika terdapat fluida di dalam suatu lapisan batuan, maka gelombang sekunder tidak dapat melaluinya dan tidak memberikan informasi tentang lapisan yang mengandung fluida tersebut. Karena nilai impedansi akustik dipengaruhi oleh densitas, maka semakin kompak batuan nilai impedansi akustiknya juga akan semakin besar. Hal ini dikarenakan batuan yang memiliki kekompakan yang besar akan memiliki densitas yang lebih besar pula (Vermeer, 2002).

### 2.9.2 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi adalah nilai yang menunjukkan bidang batas pada dua buah medium. Masing-masing medium ini memiliki nilai impedansi akustik yang berbeda sehingga batas antar dua lapisan ini terlihat. Koefisien refleksi dapat diketahui dengan rumus berikut (Fitterman, 2009).

$$R = \frac{Z_1 - Z_0}{Z_1 + Z_0} \quad 2.6$$

Dimana :

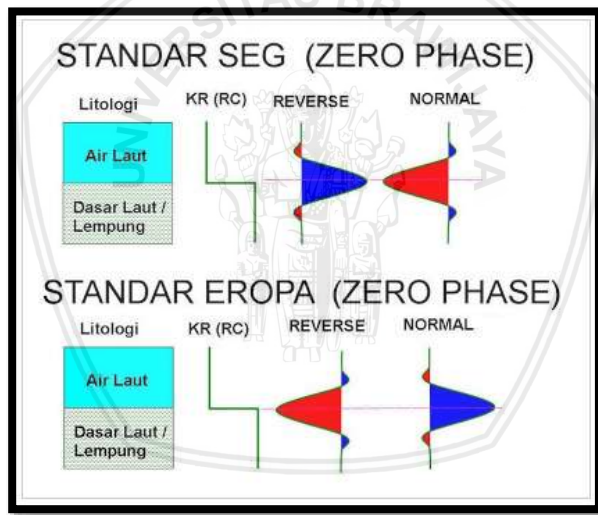
$R$  = Koefisien Refleksi

$Z_1$  = Impedansi Akustik Medium Kedua

$Z_0$  = Impedansi Akustik Medium Pertama

### 2.9.3 Polaritas

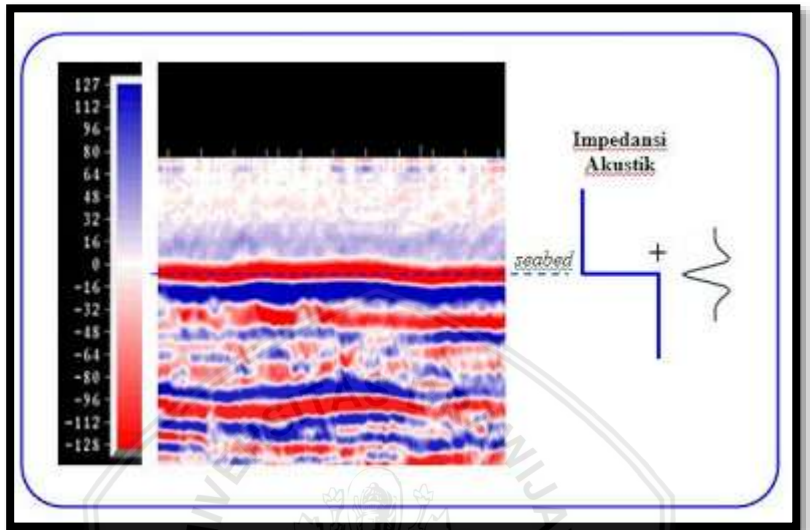
Koefisien refleksi dapat digambarkan dalam bentuk seperti gelombang. Gelombang yang merupakan penggambaran dari koefisien refleksi disebut sebagai polaritas. Polaritas memiliki dua standar yang berbeda yaitu standar SEG dan standar Eropa. *Wavelet* fasa nol pada standar SEG menyatakan apabila nilai  $Z_1 > Z_0$  maka akan dinyatakan dengan palung. Jika nilai  $Z_1 < Z_0$  dinyatakan dengan puncak. Sementara untuk standar Eropa pada *wavelet* fasa nol merupakan kebalikan dari standar SEG, dimana palung untuk nilai  $Z_1 < Z_0$  dan puncak dinyatakan dengan apabila nilai  $Z_1 > Z_0$ . Reverse dari setiap standar merupakan kebalikan dari masing-masing model normal. Polaritas digambarkan seperti pada gambar berikut (Arifuddin, 2017).



Gambar 2. 18 Standar SEG dan Eropa pada polaritas dengan fase nol (Hadi, 2006).

Contoh penggunaan polaritas adalah pada gambar 2.19 dimana pada polaritas *seabed* digambarkan sebagai palung. Hal ini berarti bahwa standar yang digunakan dalam interpretasi adalah standar SEG dimana pada nilai  $Z_1 > Z_0$  dinyatakan dengan

palung. Seabed merupakan batas antara air laut dengan lantai laut dimana nilai impedansi akustik lantai laut lebih besar dari air laut. Nilai koefisien dari seabed ini adalah positif (Arifuddin, 2017).



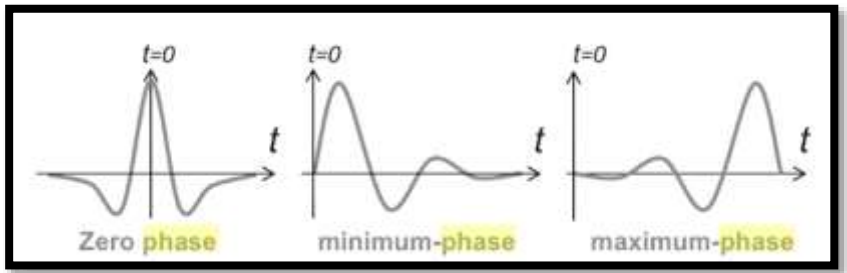
Gambar 2. 19 Contoh Polaritas pada interpretasi seismik (Bobby, 2011).

### 2.9.4 Wavelet

Satu reflector yang terekam dalam geophone bisa di representasikan kedalam bentuk gelombang. Gelombang ini yang disebut dengan *wavelet*. *Wavelet* memiliki beberapa komponen seperti panjang gelombang, frekuensi, amplitude dan fasa (Bobby, 2011).

Fasa yang menjadi salah satu komponen dalam *wavelet* yang memiliki 3 macam diantaranya adalah minimum phase, maximum phase dan zero phase. Setiap jenis fasa memiliki konsentrasi energi yang berbeda. Sesuai dengan jenisnya, energi akan terkonsentrasi di tempat yang berbeda pada fasa. Pada ada maximum phase artinya energi terkonsentrasi pada akhir atau ujung *wavelet*. Minimum phase memiliki energi yang terpusat pada tepi gelombang. Sementara untuk fasa dengan zero phase

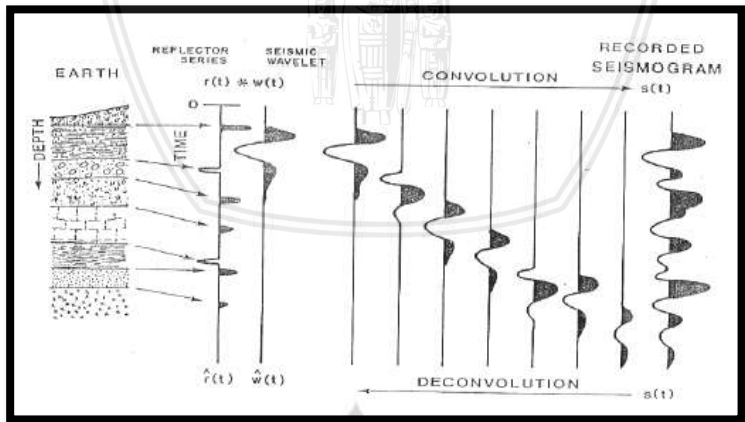
artinya energi terkonsentrasi pada batas impedansi akustik (Zhuo,2014).



Gambar 2. 20 Jenis-jenis Fasa (Zhuo, 2014).

### 2.9.5 Seismogram sintetik

Seismogram sintetik adalah seismik buatan yang digunakan untuk mencocokkan data sumur dengan seismik yang ada. Seismogram dibentuk dari data log berupa log sonic atau kecepatan dan log densitas. Dari kedua log ini kemudian akan didapatkan koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini selanjutnya dilakukan konvolusi dengan *wavelet* untuk mendapatkan seismogram sintetik (Sheriff, 1995).



Gambar 2. 21 Proses Pembuatan Seismogram Sintetik (Russell, 2006).



Seismogram sintetik yang baik memiliki nilai korelasi yang lebih dari 0.5 dengan seismik aslinya. Nilai korelasi paling baik adalah satu, semakin mendekati satu maka tingkat kecocokan antara seismogram sintetik yang dibuat dengan seismik aslinya akan semakin mirip (Hadi, 2006).

### **2.10 Survei Checkshoot**

Survey checkshoot adalah survey yang dilakukan dengan cara mengambil data pada lubang sumur. Pada dasarnya survey checkshoot yang dilakukan mirip seperti survey seismik. Hal yang membedakan keduanya adalah saat survey checkshoot geophone atau alat perekam diletakkan di sepanjang lubang sumur tidak di permukaan seperti pada survey seismik. Dari hasil survey checkshoot akan didapatkan data penjalaran gelombang dalam bentuk kedalaman. Kegunaan data dari survey checkshoot sendiri adalah saat dilakukannya pengikatan sumur dengan data seismik atau pengikatan data sumur (Talagapu, 2005).

### **2.11 Seismik Atribut**

Seismik atribut adalah metode yang digunakan dalam interpretasi data seismik untuk melihat sensitifitas sifat reservoir. Atribut seismik menggunakan suatu transformasi tertentu dari data trace seismik. Trace seismik ini mempresentasikan besaran waktu, amplitude, fase atenuasi dan juga frekuensi. Atribut seismik juga dapat dikatakan sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang digunakan dalam interpretasi (Barnes,1999).

Seismik atribut satu dengan yang lain saling berhubungan yang jika digunakan dalam suatu data seismik dapat memperjelas sifat reservoir dari data tersebut. Beberapa atribut seismik juga dapat menampilkan informasi bawah permukaan atau bahkan dapat menunjukkan adanya tanda-tanda keberadaan hidrokarbon pada data seismik (Barnes,1999).

Interpretasi data seismik juga membutuhkan kemampuan dalam mencirikan beberapa atribut seismik yang dapat dihubungkan dengan geologi bawah permukaan daerah penelitian.

Atribut seismik juga digunakan untuk mendefinisikan informasi yang diperoleh dari data seismik (Taner, 2001).

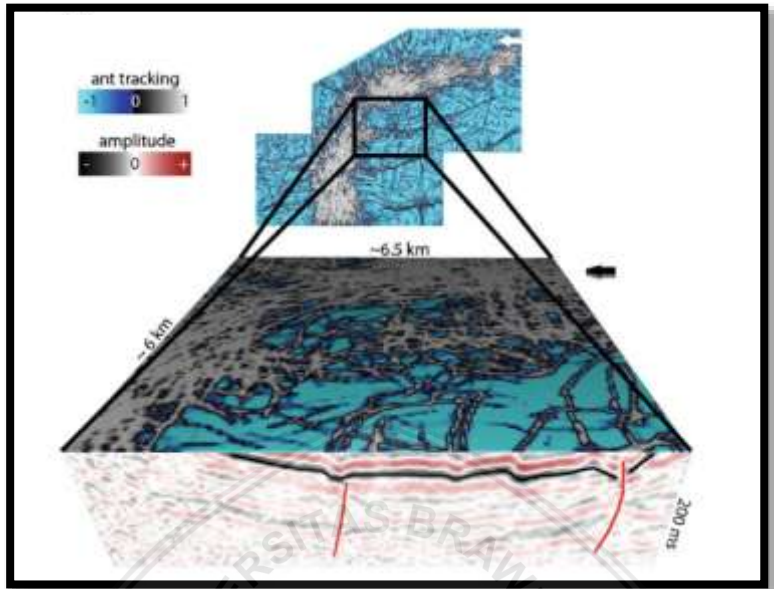
### **2.11.1 Atribut *Variance***

Atribut *variance* adalah atribut yang peka terhadap diskontinuitas data sehingga sering kali digunakan dalam membantu proses interpretasi patahan. Atribut *variance* memisahkan batasan-batasan dari input data set yang nantinya akan menggambarkan diskontinuitas yang terjadi. Hasil diskontinuitas inilah yang digunakan dalam membantu proses interpretasi patahan pada data seismik (Taner, 2001).

### **2.11.2 Atribut *Ant tracking***

Atribut *ant tracking* adalah atribut yang digunakan dalam membantu interpretasi patahan. Berbeda dengan atribut sejenis yang dapat digunakan dalam membantu proses interpretasi patahan, atribut *ant tracking* mempunyai stereonet yang dapat diatur sehingga mampu menampilkan patahan dengan arah orientasi tertentu saja (Antrett, 2013).

*Ant tracking* menggunakan cube seismik dari hasil atribut *variance* untuk mengekstraksi patahan. Karena itu, hasil dari *ant tracking* dapat memvisualisasikan patahan dengan lebih baik dari hasil atribut *variance*. Gambar 2.21 adalah penggambaran hasil *ant tracking* karena adanya diskontinuitas pada data seismik. garis hitam adalah horizon yang mengalami diskontinuitas dan garis merah adalah patahan hasil interpretasi data seismik (Antrett, 2013).



Gambar 2. 22 Atribut RMS Penggambaran Hasil Atribut *Ant tracking* (Antrett, 2013).

### 2.11. 3 Atribut RMS

Atribut RMS adalah atribut seismik yang sensitive terhadap nilai amplitude yang ekstrim. Oleh sebab itu atribut RMS sering kali digunakan untuk mengetahui perubahan litologi khususnya pada reservoir yang bertipe sedimen klastik. Secara matematis, atribut RMS atau root mean square dituliskan dalam persamaan berikut (Hadi, 2006):

$$A_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2}$$

$$= \sqrt{\frac{a_1^2 + a_2^2 + a_3^2 + \dots + a_n^2}{N}} \quad 2.6$$

Dimana: a : besar amplitudo

N : jumlah sampel amplitudo pada jendela analisis

#### 2.11. 4 Atribut *Sweetness*

Atribut *sweetness* digunakan dalam interpretasi data seismik agar dapat melihat zona yang menarik. Zona ini sering kali disebut sebagai *sweet spot*. Hal ini karena pada zona ini mengindikasikan adanya akumulasi hidrokarbon. Atribut *sweetness* menggunakan perhitungan amplitude dan frekuensi seperti pada rumus dibawah ini (Arifuddin, 2017):

$$S(t) = \frac{a(t)}{\sqrt{fa(t)}} \quad 2.7$$

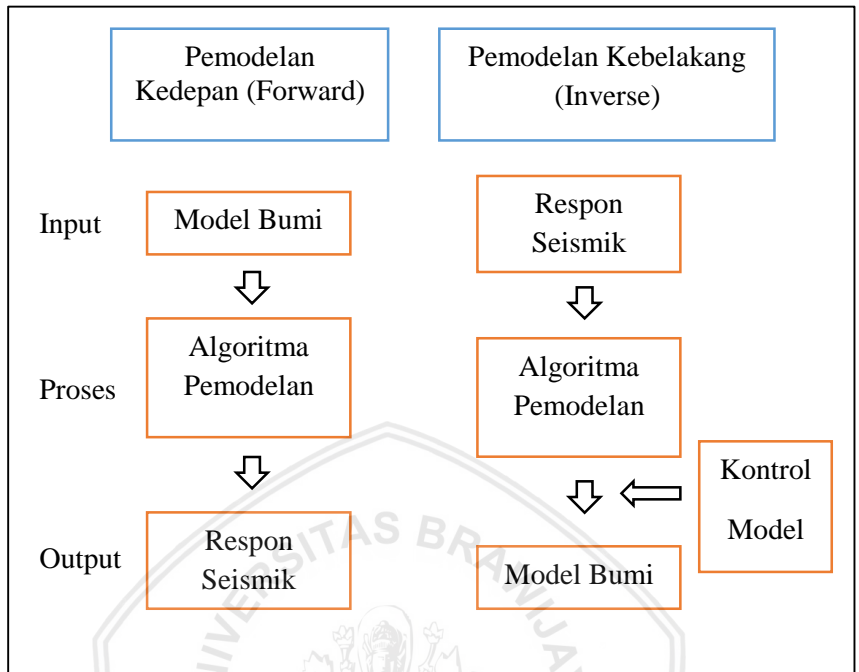
Dimana: a : besar amplitudo

f : besar frekuensi

Anomali *sweetness* digambarkan dalam amplitude yang tinggi. Sehingga zona menarik yang terlihat dari aplikasi atribut *sweetness* adalah zona dengan amplitude yang tinggi dan frekuensi yang rendah (Arifuddin, 2017).

#### 2.12 Inversi Seismik

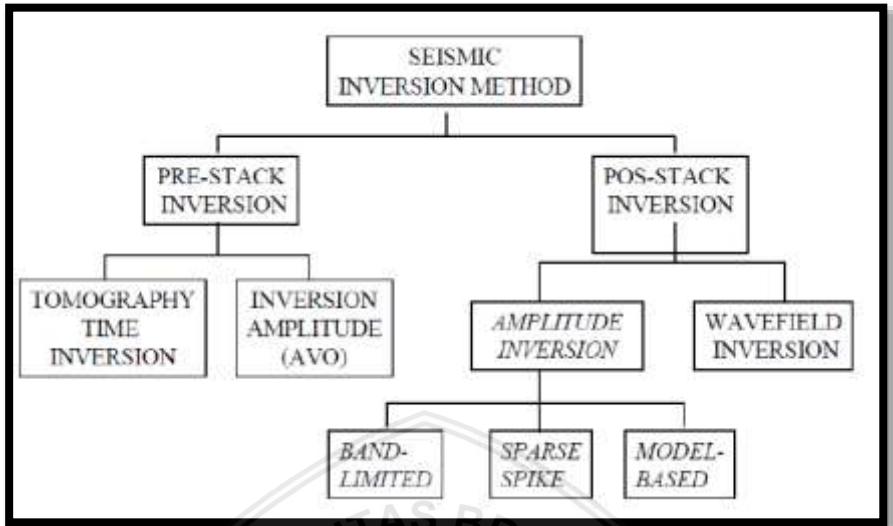
Inversi seismik adalah salah satu metode yang diterapkan dalam interpretasi data seismik. Inversi seismik merupakan teknik pemodelan kebalakan pada karakterisasi reservoir, artinya inversi seismik digunakan untuk membuat model bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai control (Sukmono, 2001).



**Gambar 2. 23 Diagram alir Pemodelan kebelakang (Sukmono, 2001)**

Gambar 2.23 adalah diagram alir yang menggambarkan perbedaan proses yang dilakukan dalam pemodelan kedepan dengan pemodelan kebelakang atau inversi. Dapat dilihat dari gambar jika input dan output dari pemodelan dan kebelakang adalah kebalikan, namun pada pemodelan kebelakang dibutuhkan control model. Kontrol model ini adalah data sumur. Sementara pada pemodelan yang dilakukan adalah pengolahan data seismik dari model bumi agar menjadi sinyal.

Inversi seismik pada dasarnya terbagi atas prestack dan post-stack seperti pada gambar 2.24. kedua inversi ini memiliki perbedaan pada hasil interpretasi. Hasil prestack inversion berupa porositas, litologi da nisi kandungan fluida pada reseroar. Sementara pada hasil post-stack hanya bisa menggambarkan porositas dan litologi saja.



Gambar 2. 24 Metode Seismik Inversi (Russell, 1988).

Salah satu metode pos-stack inversi adalah inversi amplitude. Inversi amplitude di bagi menjadi 3 jenis seperti pada gambar 2.24 dimana setiap jenisnya memiliki perbedaan dalam proses yang dilakukan di data (Russell, 1988).

### 2.13 Inversi Model Base

Inversi seismik model base atau berbasis model adalah metode dengan prinsip dan teknik tertentu untuk membuat model geologi. Hasil ini kemudian dibandingkan dengan data seismik aslinya. Hasil perbandingan dari model geologi dengan data seismik digunakan secara iterative untuk memperbaharui model dengan data seismik tersebut. Proses iterasi dilakukan hingga didapatkan nilai error yang kecil juga nilai korelasi yang tinggi antara log AI dengan hasil inversi. Metode ini digunakan untuk mengatasi masalah yang tidak bisa dipecahkan dengan metode rekursif atau bandlimited yang hanya berbasis pada frekuensi saja (Russell, 1999).

Menurut Russell (1999), metode inversi berbasis model memiliki kelebihan tersendiri dari metode lain karena tidak

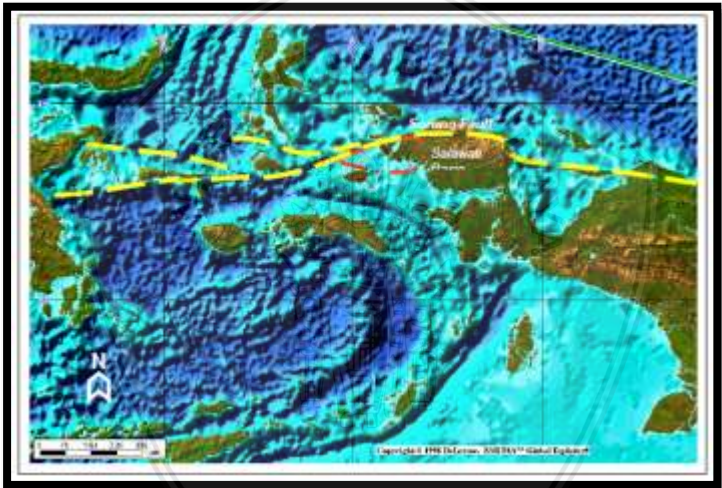
menginversi data seismik secara langsung melainkan melakukan inversi pada model geologi. Sementara kekurangan dalam metode ini sangat bergantung pada bentuk *wavelet*. Dengan demikian pemilihan bentuk *wavelet* akan mempengaruhi hasil inversi. Pemilihan *wavelet* yang kurang tepat akan mengakibatkan hasil inversi menjadi kurang bagus.



## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian tentang analisis karakteristik reservoir dilakukan di PT. Pertamina EP, jalan Prof.Dr. Satrio, Jakarta Selatan. Penelitian dilakukan selama 4,5 bulan mulai dari tanggal 2 April 2018 hingga 12 Juli 2018. Sementara untuk data yang digunakan merupakan data daerah Papua Barat, cekungan Salawati. Cekungan Salawati yang merupakan tempat penelitian berada pada bagian kepala burung pulau Papua seperti pada gambar 3.1 dibawah.



Gambar 3. 1 Letak Cekungan Salawati, Papua Barat (Satyan, 2003).

### 3.2 Rancangan Penelitian

Penelitian tentang Analisis Karakteristik Reservoir dengan Seismik Atribut dan seismik Inversi pada Lapangan Rosare, Cekungan Salawati, Papua Barat dilakukan dengan interpretasi data seismik dengan menggunakan software *Petrel 2014* dan *Humpson Russell 10.0.02*. Data yang didapatkan dilakukan interpretasi dengan software *Humpson Russell 10.0.02* untuk



proses pengikatan data sumur. Hasil ini selanjutnya dilakukan interpretasi lebih lanjut dengan menggunakan software *Petrel 2014*. Tahap-tahap penelitian didasarkan pada buku manual yang ada di *software* yang digunakan. Hasil interpretasi dengan kedua *software* ini selanjutnya dilakukan analisis.

### 3.3 Peralatan Penelitian

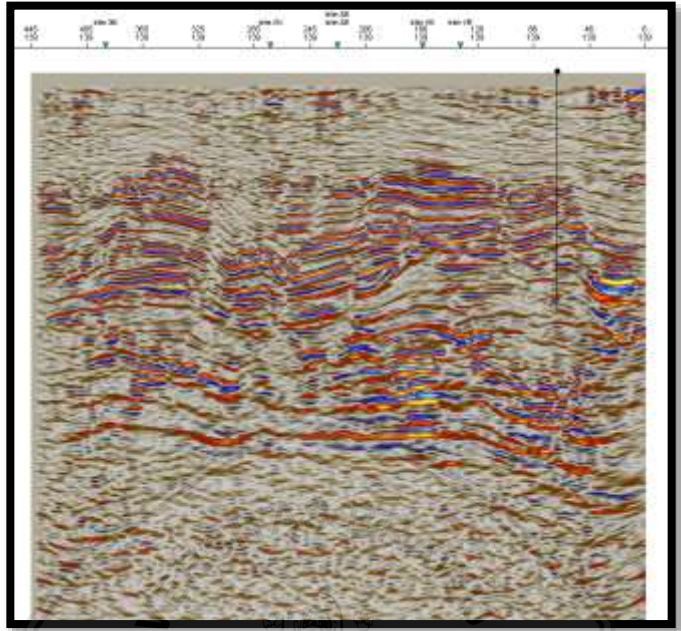
Penelitian yang ini dilakukan dengan peralatan berupa beberapa perangkat lunak, perangkat keras dan alat lainnya seperti berikut:

1. Perangkat lunak (*Software*)
  - *Humpson Russell 10.0.02*
  - *Petrel 2014* oleh Schlumberger
  - *Microsoft Excel 2010*
  - *Microsoft Word 2010*
  - *Notepad*
  - *Wordpad*
2. Perangkat keras (*Hardware*)
  - Laptop Asus seri X452C
  - Komputer pc HP
  - Printer
  - Alat tulis

### 3.4 Ketersediaan Data

Data yang digunakan dalam penelitian bersifat rahasia, oleh karena itu nama-nama dalam data disamarkan. Data yang digunakan dalam penelitian terdiri atas:

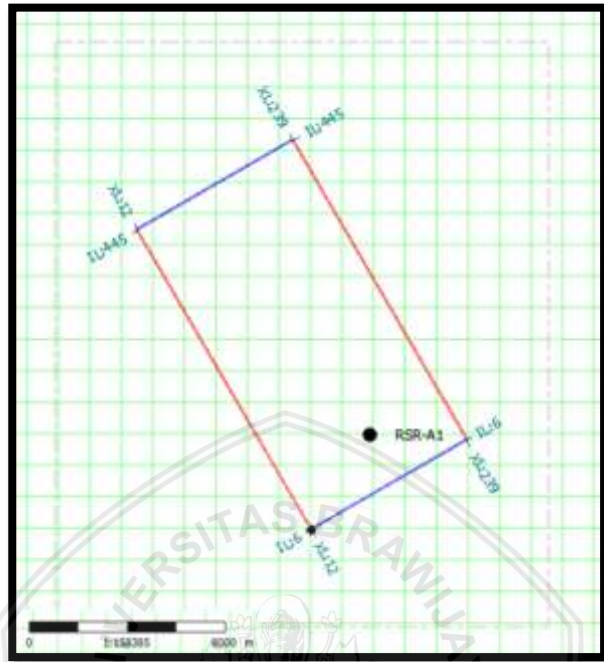
1. Data Seismik 3D  
Data seismik yang digunakan dalam penelitian adalah data seismik 3D. Data seismik ini merupakan hasil seismik refleksi yang telah dilakukan pengolahan sebelumnya, sehingga menghasilkan data seismik postack 3D. data seismik memiliki resolusi yang bagus secara horizontal namun buruk secara vertical. Gambar 3.2 dibawah adalah penampang seismik yang melalui sumur penelitian.



**Gambar 3. 2 Penampang Seismik Penelitian**

2. Data Sumur

Data sumur adalah data hasil logging yang dilakukan di lubang bor yang selanjutnya disebut sebagai sumur. Data sumur memiliki resolusi yang bagus secara vertical dan melengkapi data seismik yang memiliki resolusi bagus secara horizontal. Dalam penelitian, digunakan satu sumur. Hal ini dikarenakan hanya satu sumur ini yang memenuhi kriteria lengkap untuk dilakukan interpretasi selanjutnya. Gambar 3.3 adalah letak sumur penelitian dalam peta dasar seismik.



Gambar 3. 3 Letak Sumur dalam Peta Dasar.

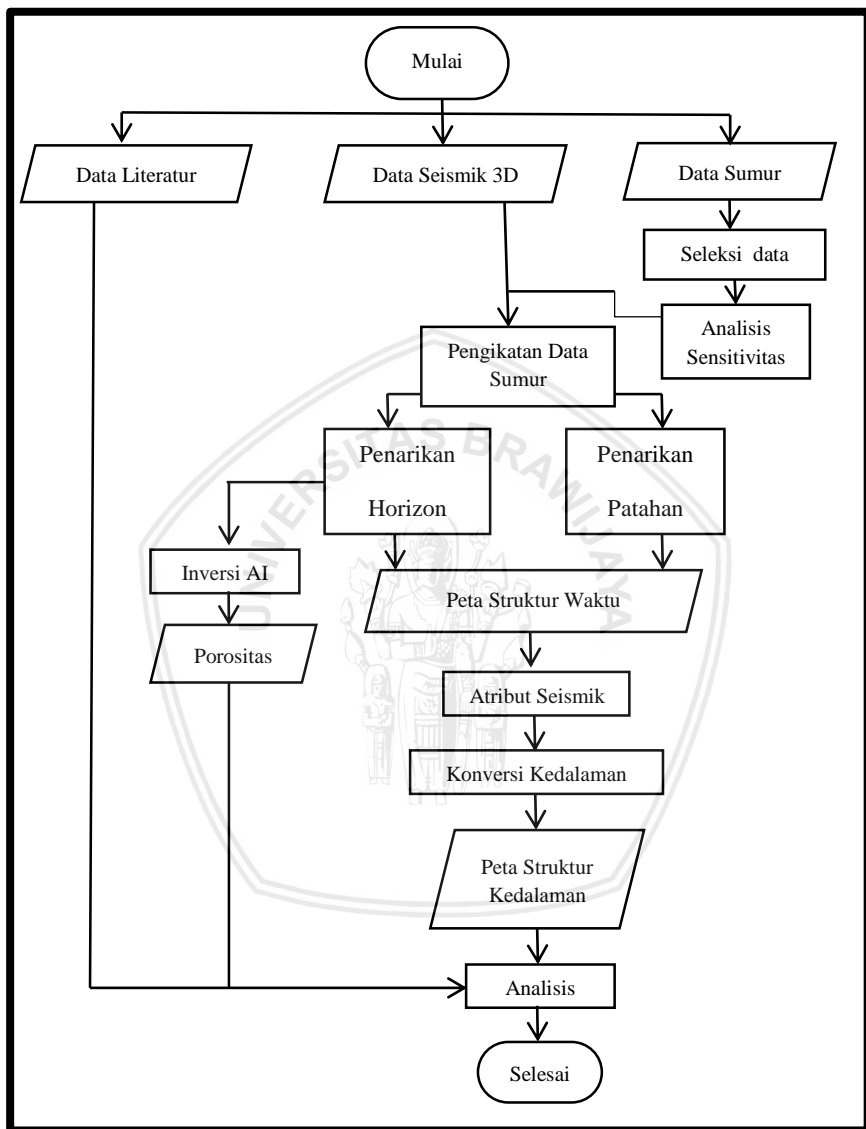
### 3. Data Literatur

Data literatur yang digunakan adalah *paper* dan referensi lain yang menunjang penelitian. Data literatur ini berupa data geologi regional cekungan Salawati dan artikel atau informasi yang memuat segala hal tentang teori dasar yang digunakan dalam penelitian.

### 3.5 Diagram Alir Penelitian

Diagram alir penelitian menggambarkan keseluruhan proses yang dilakukan dalam penelitian hingga didapatkan hasil. Gambar 3.4 adalah digram alir penelitian yang dilakukan mulai dari pengumpulan data hingga analisis hasil interpretasi. Tahapan pengerjaan dilakukan dengan dua buah software yang berbeda, yaitu *Petrel 2014* dan *Humpson Russell 10.0.02*. Metode inversi menggunakan software *Humpson Russell 10.0.02*, sementara

untuk pembuatan peta dan metode atribut dilakukan dengan *software Petrel 2014*.



Gambar 3. 4 Diagram Alir Penelitian.

### 3.6 Langkah Penelitian

Penelitian yang dilakukan memiliki proses yang dijelaskan pada bagian 3.6.1 hingga 3.6.8 dibawah ini. Proses inversi dilakukan dengan menggunakan software *Humpson Russell 10.0.02*, sementara untuk pembuatan peta dan juga penerapan metode seismik atribut menggunakan software *Petrel 2014*.

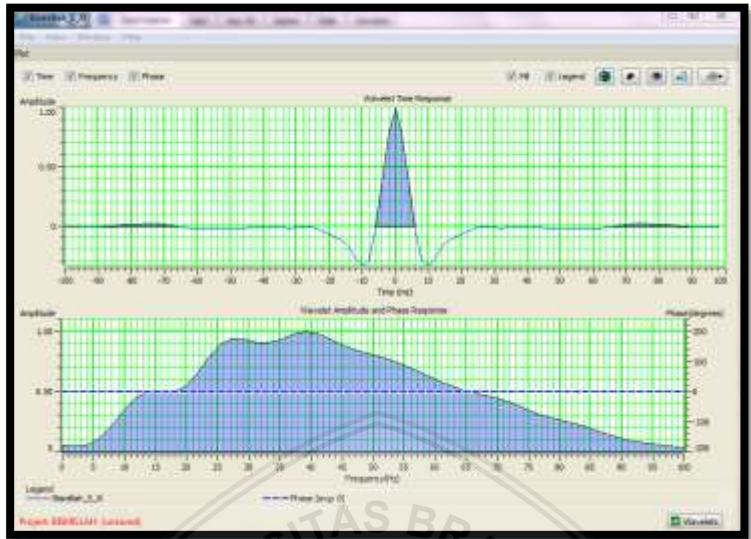
#### 3.6.1 Studi Pustaka

Studi pustaka adalah mengkaji sumber-sumber berupa laporan penelitain terdahulu, buku, jurnal, maupun artikel di internet yang memiliki kaitan dengan teori penelitian yang dilakukan. Selain teori, studi pustaka juga dilakukan untuk mengetahui informasi yang berkaitan dengan cekungan daerah penelitian sebagai geologi regional. Penting untuk mengetahui kondisi geologi daerah penelitain agar hasil penelitian dapat dikorelasikan dengan kondisi geologi dari tempat penelitian.

#### 3.6.2 Pengikatan Data Sumur (Well Seismic Tie)

Pengikatan data sumur dilakukan dengan mengikat data sumur yang memiliki domain kedalaman dengan data seismik yang memiliki domain waktu. hal ini dilakukan agar penempatan marker formasi dari data sumur sesuai dengan data seismik yang sangat berguna pada proses interpretasi data seismik. Proses ini dilakukan dengan software *Humpson Russell 10.0.02*.

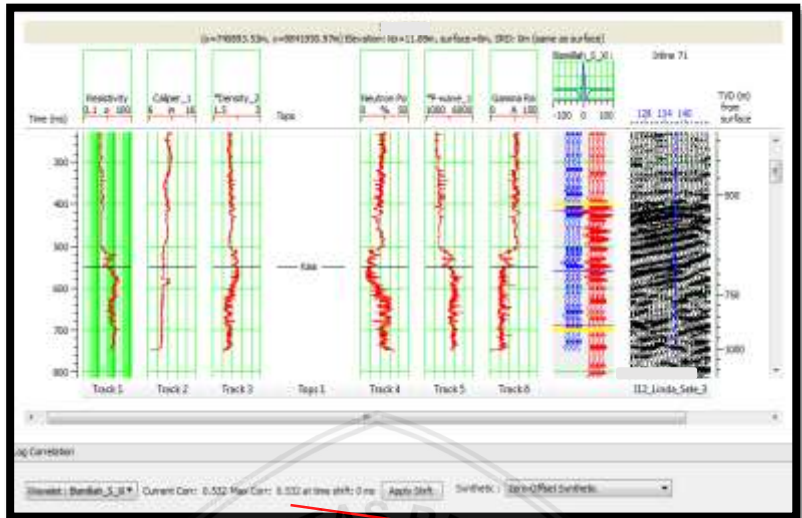
Pengikatan data sumur dengan data seismik dilakukan dengan pembuatan *wavelet* yang dilanjutkan dengan memasukan data checkshot dan terakhir melakukan stretch-squeeze. Pada penelitian, pembuatan *wavelet* atau ekstraksi *wavelet* dilakukan dengan *wavelet* jenis statistical. Gambar 3.5 atas adalah hasil *wavelet statistical* dengan fasa zerophase, sementara bagian bawah adalah frekuensi dominan yang besarnya 40 Hz.



**Gambar 3. 5 Wavelet yang Digunakan dalam pembuatan seismogram sintetik, wavelet zerophase (Atas), Frekuensi Dominan 40 Hz (Bawah).**

Penentuan fasa sangat penting untuk proses interpretasi data seismik. Hal ini karena fasa yang digunakan menentukan picking horizon harus dilakukan pada lembah atau puncak.

Saat melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik sering dilakukan stretch dan squeeze. Hal ini dilakukan untuk menyamakan marker formasi dari data sumur dengan bentuk data seismik. stretch dan squeeze tidak boleh dilakukan terlalu banyak karena akan merusak data dan hasil pengikatan tidak akan sesuai. Shifting yang boleh dilakukan maksimal hanya 15ms. Gambar 3.6 adalah hasil pengikatan data sumur dengan data seismik yang dilakukandan nilai korelasi yang didapat adalah 0.532 dengan shifting 0 ms.



Gambar 3. 6 Hasil Well Seismic Tie

0.532

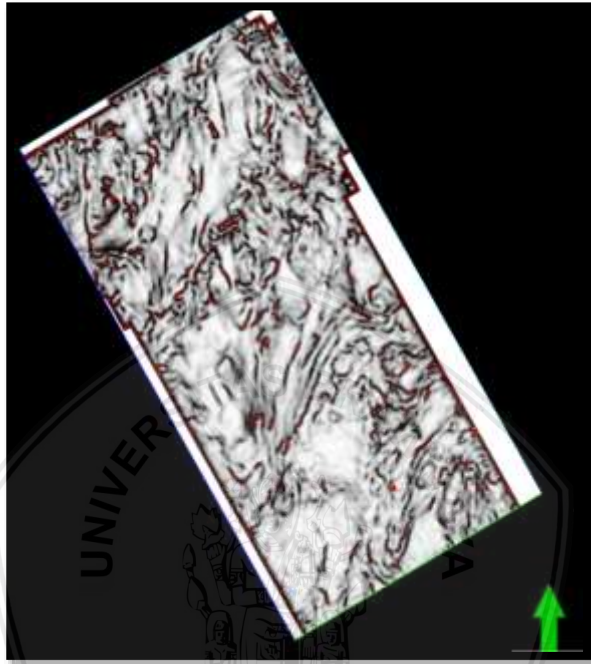
### 3.6.3 Interpretasi Data Seismik

Interpretasi data seismik dilakukan dengan dua proses yaitu, interpretasi horizon dan patahan. hasil interpretasi ini akan digunakan membuat peta struktur. Tampilan seismik dapat diperhalus agar proses interpretasi dapat dilakukan dengan lebih mudah menggunakan *structural smoothing*. Langkah selanjutnya barulah memulai proses interpretasi. Proses interpretasi patahan dan horizon dilakukan dengan *software Petrel 2014*.

a. Penarikan patahan

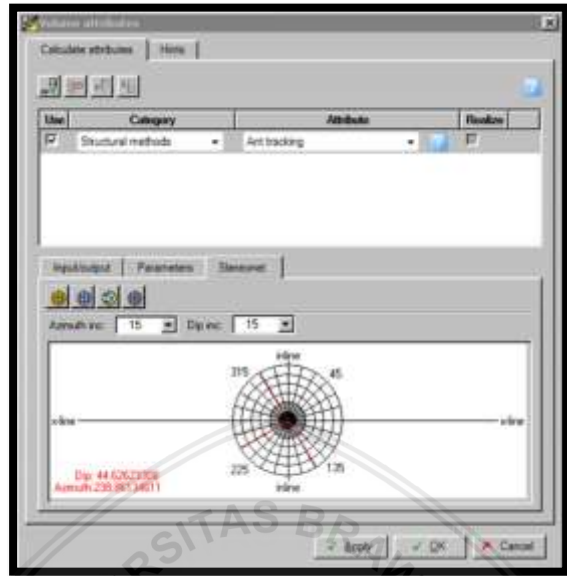
Penarikan patahan dilakukan dengan menarik patahan yang terlihat pada data seismik. Patahan yang terlihat adalah daerah dengan ketidakteraturan dari horizon seismik yang ada. Untuk memudahkan penarikan patahan dapat digunakan volume atribut seismik *variance* dan *ant tracking*. Atribut *variance* digunakan untuk menampilkan patahan pada data seismik. Hasil dari *variance* tidak selalu dapat langsung menampilkan patahan dengan baik seperti pada gambar 3.7, sehingga dapat dibantu dengan atribut *ant tracking* agar tampilannya menjadi lebih baik. *Ant tracking* juga dapat

digunakan untuk mengidentifikasi patahan dengan arah tertentu yang bias dilakukan pengaturan. Hal ini karena *ant tracking* memiliki stereonet yang dapat mengatur dip dan azimuth dari patahan seperti padagambar 3.8.



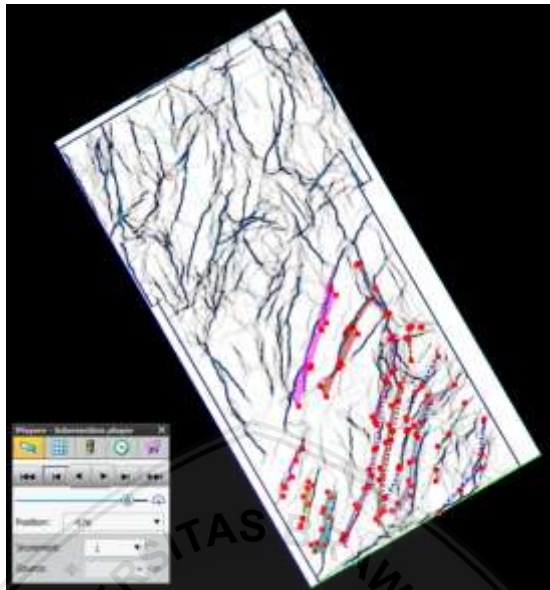
Gambar 3. 7 Hasil *Running Atribut Variance*.





Gambar 3. 8 Stereonet pada Atribut *Ant tracking*

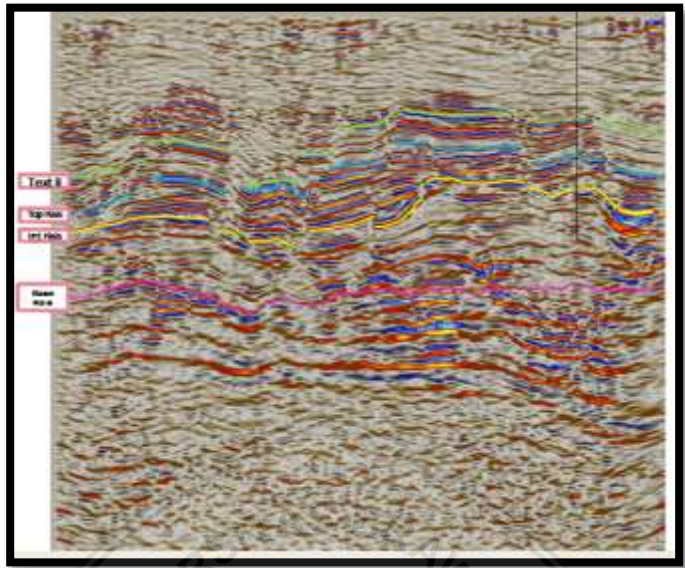
Hasil *ant tracking* akan memudahkan proses interpretasi patahan karena dapat menampilkan letak patahan dan kedalamannya berdasarkan diskontinuitas data. pada penelitian, stereonet tidak digunakan karena lapangan penelitian tidak memiliki data FMI, sehingga stereonet tidak diatur dan dibuka semua. Gambar 3.9 adalah hasil running *ant tracking* pada data seismik penelitian dan interpretasi patahan yang dilakukan dari hasil *ant tracking*.



**Gambar 3. 9 Hasil Ant tracking dan Interpretasi Patahan**

b. Penarikan Horizon

Penarikan horizon dilakukan dengan menarik lapisan yang sesuai dengan marker formasi lapisan yang dilakukan penelitian. Marker ini didapatkan dari laporan akhir sumur. Interpretasi berguna untuk melihat kemenerusan suatu lapisan. Penarikan horizon dilakukan pada polaritas puncak yang dilambangkan dengan seismik berwarna merah atau lembah dengan seismik berwarna biru. Penarikan horizon ini harus konsisten. Jika suatu lapisan dilakukan picking pada puncak, maka seterusnya untuk lapisan itu dilakukan pada bagian puncak. Penampang seismik yang dilakui oleh sumur menjadi acuan penarikan horizon pertama kali. Penarikan horizon yang dilakukan pada penelitian ini sebanyak 4 horizon yaitu, Textularia II, Top Kais, Top Intra Kais dan Base Kais. Gambar 3.10 adalah contoh penarikan horizon yang dilakukan pada penelitian.



Gambar 3. 10 Interpretasi 4 Horizon

#### 3.6.4 Atribut Seismik

Hasil interpretasi data seismik selanjutnya dibuat kedalam peta struktur waktu. Dari hasil peta struktur waktu ini langkah selanjutnya dilakukan running atribut berupa RMS dan *Sweetness*. Kedua atribut ini digunakan untuk membantu analisis karakteristik reservoir selain dari hasil seismik inversi AI. Proses ini dilakukan dengan software *Petrel 2014*..

Atribut RMS digunakan untuk melihat persebaran porositas pada lapangan penelitian berdasarkan nilai amplitude. Porositas yang baik pada hasil atribut RMS ditunjukkan dengan zona dengan warna terang yang merupakan anomali. Sementara atribut *Sweetness* digunakan untuk melihat spot menarik pada lapangan penelitian. spot yang menarik ini mengindikasikan adanya hidrokarbon pada daerah tersebut. Hidrokarbon ditunjukkan dengan hasil *sweetness* yang tinggi di daerah penelitian. Hasil dari kedua atribut ini dapat dikorelasikan dan menentukan zona prospek selanjutnya dari lapangan penelitian.

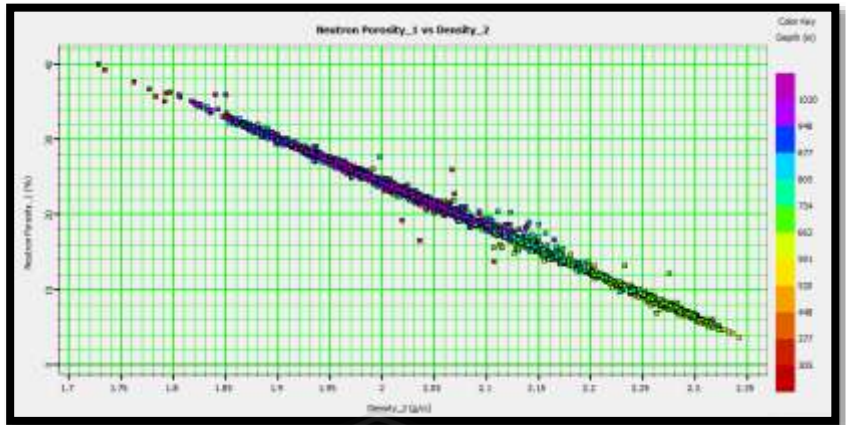
### 3.6.5 Inversi AI

Inversi dilakukan untuk mengetahui porositas dari formasi Kais dari lapangan penelitian. Inversi AI dilakukan dengan jenis model base. Inversi jenis ini sangat bergantung pada *wavelet* yang digunakan, sehingga harus memiliki *wavelet* yang benar-benar sesuai dengan data yang dimiliki. Tidak semua seismik cocok dengan *wavelet* tertentu, perlu dilakukan trial error untuk memilih *wavelet* mana yang paling sesuai dengan data yang dimiliki. Pada penelitian ini, digunakan *wavelet* statistical karena dinilai memiliki bentuk yang bagus dan sesuai dengan data dari lapangan penelitian. Proses ini dilakukan dengan software *Humpson Russell 10.0.02*.

Hasil inversi adalah penampang porositas dan juga nilai pwave hasil koreksi yang dapat digunakan untuk membuat sensitivitas analisis sensitivitas analisis. Porositas ini dapat dicocokkan dengan laporan akhir sumur dan dianalisis jenis porositas yang ada pada lapangan penelitian.

### 3.6.6 Sensitivitas Analisis

Sensitivitas analisis adalah pembuatan sensitivitas analisis berdasarkan parameter yang ada dari data sumur. Sensitivitas analisis dibuat dengan melihat hubungan 3 parameter sekaligus agar diperoleh hubungan. Beberapa parameter yang umum digunakan dalam pembuatan sensitivitas analisis adalah log gamma ray, densitas, sonic, kedalaman, resistivitas. Dari hasil sensitivitas analisis juga dapat diketahui rumus mencari porositas dengan melihat hubungan parameter tertentu dari data sumur dan data hasil inversi. Proses ini dilakukan dengan software *Humpson Russell 10.0.02*. Gambar dibawah adalah contoh sensitivitas analisis dari 3 parameter yaitu, neutron porositas, densitas dan kunci warna kelaman.



Gambar 3. 11 Sensitivitas Analisis dari 3 Parameter

### 3.6.7 Konversi Kedalaman

Konversi kedalaman adalah mengubah peta struktur waktu ke domain kedalaman. Hal ini dilakukan agar peta yang dihasilkan dapat menampilkan langsung ke nilai kontur kedalaman. Analisis yang dilakukan pada reservoir akan menjadi lebih mudah karena kedalaman formasi diketahui. Proses ini dilakukan dengan *software Petrel 2014*.

Interpretasi yang dilakukan dalam domain waktu sering kali mengalami kesalahan karena untuk beberapa jenis batuan formasi dibawah kecepatan tinggi seperti batugamping sering kali kurang tepat. Interpretasi dalam domain kedalaman dapat dilakukan sesuai dengan kedalaman asli dari formasi sehingga dapat meminimalisir kesalahan interpretasi yang dilakukan.

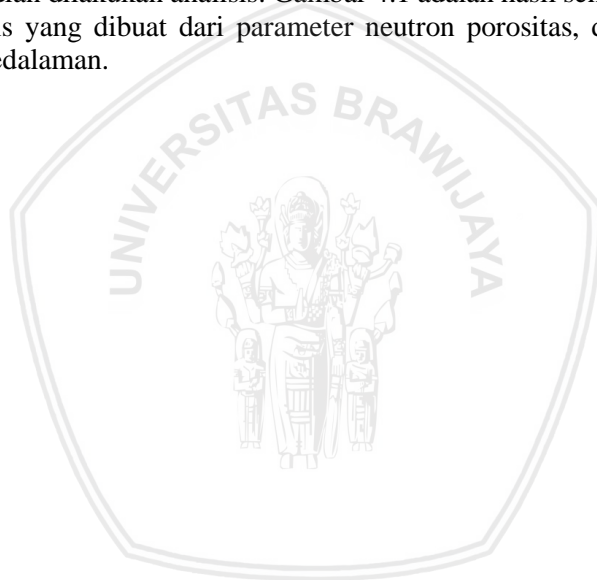
### 3.6.8 Analisis

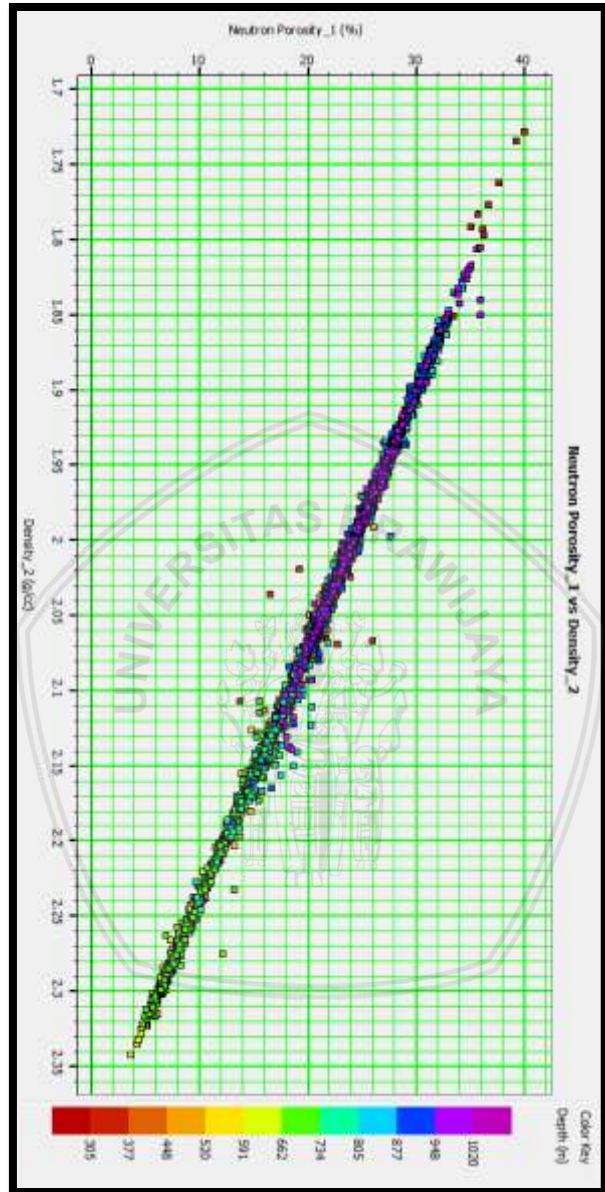
Hasil yang diperoleh dari penelitian selanjutnya dilakukan analisis. Analisis dilakukan dengan membacakan hasil penelitian dan mengkaitkannya dengan teori dasar dan geologi regional daerah penelitian. Hasil yang didapatkan dari penelitian berupa porositas dari daerah penelitian, peta persebaran atribut RMS dan *Sweetness*, peta kedalaman. Hasil analisis nantinya akan menjawab tujuan dari penelitian ini.

## BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Sensitivitas Analisis

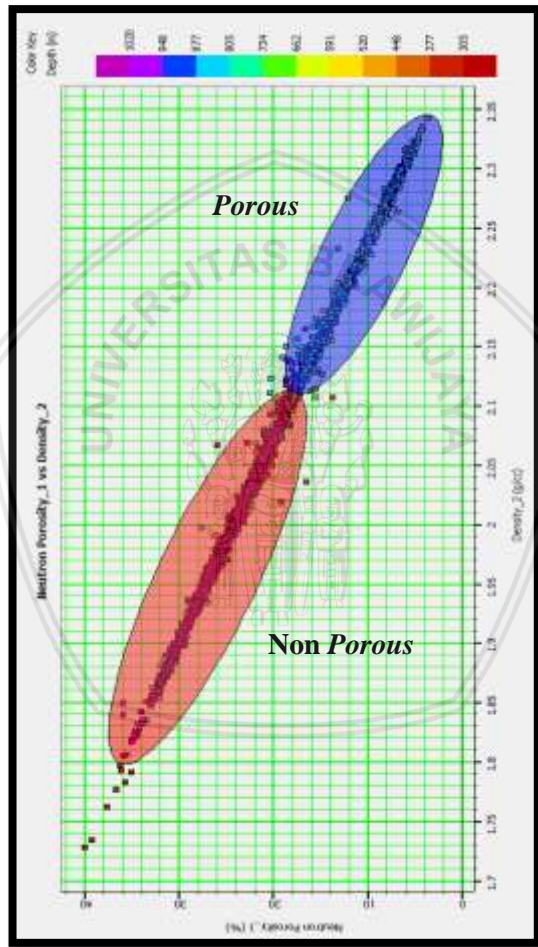
Sensitivitas analisis adalah analisis data dengan beberapa parameter yang ada pada data sumur. Analisis yang dilakukan bisa menggunakan tiga parameter sekaligus. Parameter yang dipilih untuk dibuat dalam sensitivitas analisis harus memiliki hubungan yang nantinya dapat dikorelasikan dengan parameter lainnya. Dalam penelitian ini dibuat beberapa sensitivitas analisis, namun hanya dua buah sensitivitas analisis yang dapat digunakan untuk kemudian dilakukan analisis. Gambar 4.1 adalah hasil sensitivitas analisis yang dibuat dari parameter neutron porositas, densitas, dan kedalaman.





Gambar 4. 1 Sensitivitas analisis 1.

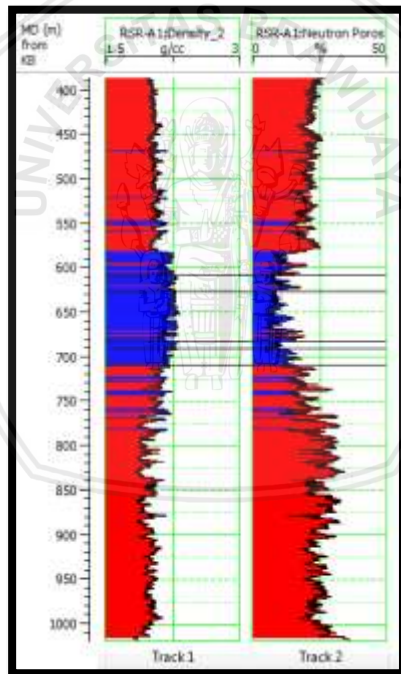
Hasil sensitivitas analisis yang baik merupakan sensitivitas analisis yang dapat membedakan dua atau lebih zona agar dapat dianalisis dengan baik. Hasil sensitivitas analisis 1 menunjukkan ada dua zona, yaitu zona dengan densitas sekitar 2 gr/cm<sup>3</sup> yang memiliki porositas besar dan zona dengan densitas sekitar 1,7 hingga 1,9 gr/cm<sup>3</sup> yang memiliki porositas kecil. Zona ini kemudian dipisahkan seperti pada gambar 4.2 dibawah.



Gambar 4. 2 Zona pada Sensitivitas analisis 1



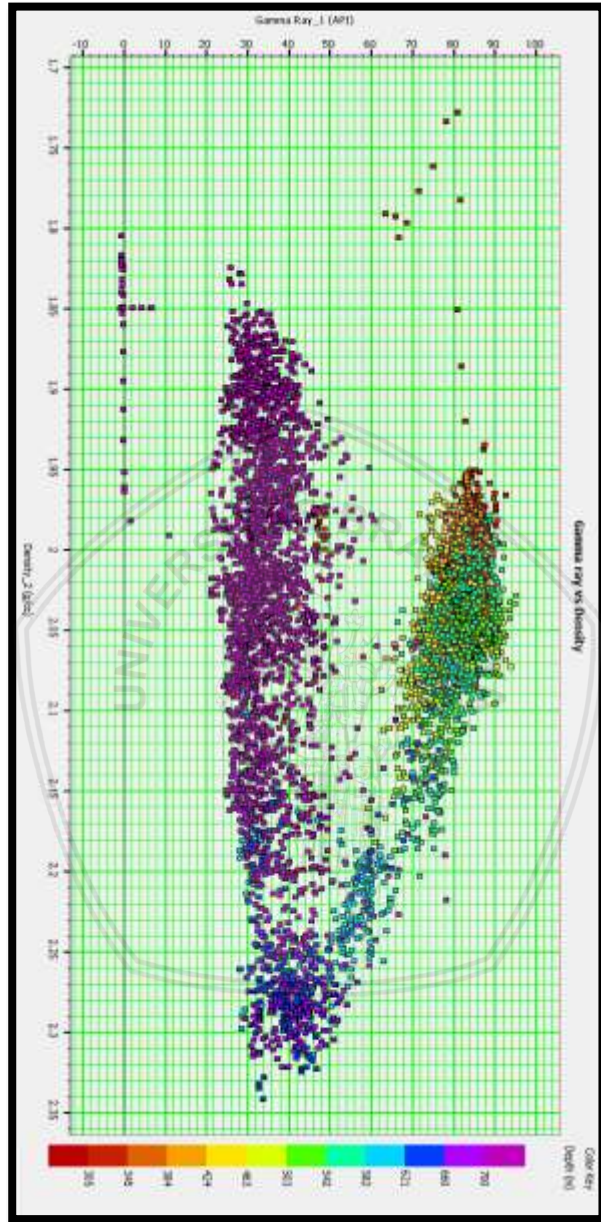
Zona merah adalah zona yang memiliki porositas kecil dan densitas kecil. Zona ini selanjutnya dikatakan sebagai zona yang non porous. Sementara pada zona kedua atau zona biru merupakan zona dengan porositas yang lebih besar dan densitas yang sedikit lebih besar. Zona ini mengindikasikan adanya batuan dengan porositas lebih besar dari batuan pada zona sebelumnya. Nilai neutron porositas berkebalikan dengan nilai porositas. Hal ini karena logging dengan menggunakan neutron porositas menggunakan atom neutron yang akan bereaksi dengan atom hidrogen. Semakin banyak atom neutron yang terserap oleh atom hidrogen, maka kandungan hidrogen pada batuan juga semakin besar. Sementara untuk melihat kedalaman dari dua zona ini dilakukan analisis dengan menggunakan grafik seperti pada gambar 4.3 berikut.



Gambar 4. 3 Profil Kedalaman Masing-masing Zona

Gambar 4.3 menunjukkan bahwa zona porous dibatasi oleh zona non porous. Hal ini terlihat dari zona biru yang diapit oleh zona merah. Dapat diindikasikan jika ada dua zona non porous yang membatasi zona porous atau yang selanjutnya dapat dikatan sebagai zona reservoir. Jika melihat dari stratigrafi cekungan penelitian Salawati, dapat terlihat jika bagian atas formasi terisi oleh formasi Klasafet yang terdiri atas *shale*. Sementara untuk zona reservoir adalah formasi Kais dan Faumai yang terdiri atas batuan karbonat. Zona non porous di bawah adalah formasi kebelangan yang terisi atas *shale* dan batuan sedimen. Penentuan jenis batuan pada formasi dilihat dari nilai densitas yang ada pada gambar 4.3. Menurut Telford (1990) batuan dengan densitas berkisar antara 1,77 hingga 3,20 gr/cm<sup>3</sup> adalah *shale* dan batuan dengan densitas 1,9 hingga 2,9 gr/cm<sup>3</sup> adalah karbonat jenis *limestone*. Batuan karbonat pada resevoir memiliki porositas yang lebih besar bisa diakibatkan oleh porositas batuan maupun porositas akibat diagenesa setelah pengendapan seperti patahan.

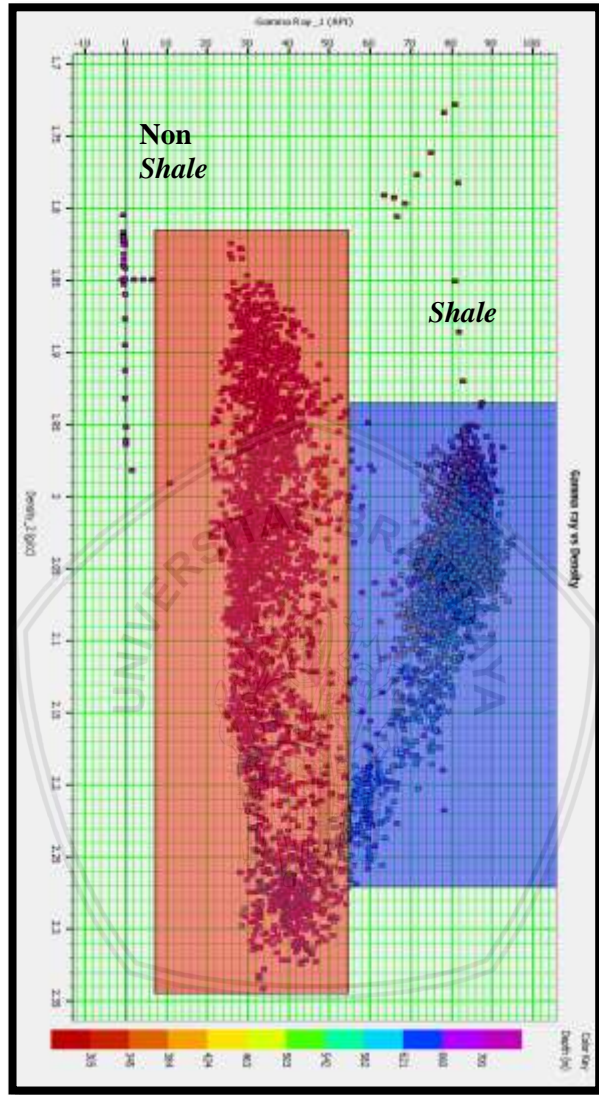
Selain dari parameter yang digunakan pada sensitivitas analisis 1, Analisis sensitivitas juga dapat dilakukan dengan menggunakan parameter densitas, gamma ray dan kedalaman. Hasil sensitivitas analisis yang dibentuk dari tiga parameter ini seperti pada gambar 4.4 dibawah. Dari hasil sensitivitas analisis ini, analisis yang dapat dilakukan adalah memisahkan zona yang kemungkinan adalah *shale* dan non *shale*.



Gambar 4. 4 Sensitivitas analisis 2

Hasil sensitivitas analisis yang dibuat dari parameter densitas, gamma ray dan kelaman memperlihatkan adanya dua zona. Zona pertama adalah zona merah dengan parameter densitas yang bervariasi mulai dari kecil hingga besar, gamma ray kecil dan berada di daerah yang lebih dalam. Sementara zona kedua atau zona biru adalah zona dengan densitas sedang hingga besar, gamma ray besar dan berada di kedalaman yang lebih dangkal dari zona sebelumnya. Gambar 4.5 adalah zona yang ada pada sensitivitas analisis 2.





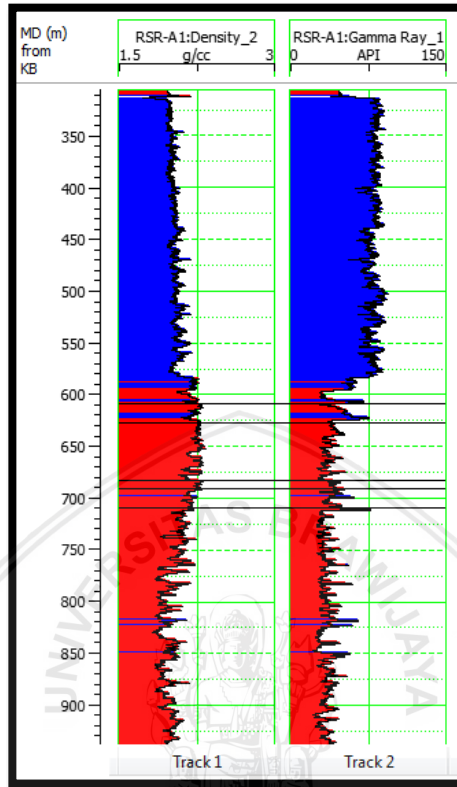
Gambar 4. 5 zona pada Sensitivitas analisis 2

Zona merah dengan densitas yang bervariasi mulai dari kecil hingga besar, gamma ray kecil dan berada di daerah yang lebih dalam dapat diindikasikan sebagai zona non *shale*. Hal ini dilihat

dari nilai gamma ray yang cenderung lebih kecil. Sementara zona biru adalah zona dengan densitas sedang hingga besar, gamma ray besar dan berada di kedalaman yang lebih dangkal dari zona sebelumnya. Zona ini dapat dikatakan sebagai zona *shale*. Parameter gamma ray adalah faktor untuk dapat menentukan zona *shale* dan non *shale*. Gamma ray besar mengindikasikan batuan dengan tingkat radioaktivitas yang besar sementara gamma ray kecil mengindikasikan tingkat radioaktivitas di dalam batuan cenderung kecil.

Gambar 4.6 menunjukkan bahwa zona *shale* berada di kedalaman yang lebih dangkal dari zona non *shale*. Jika melihat dari stratigrafi cekungan Salawati, maka zona *shale* adalah formasi Klasafet dan Klasaman yang berada di atas formasi penelitian Kais. Sementara zona non *shale* adalah formasi Kais. Hal ini sesuai dengan stratigrafi dimana formasi Klasaman dan Klasafet yang terdiri atas batuan *shale* yang memiliki tingkat radioaktivitas lebih tinggi dari formasi Kais. Formasi Kais sendiri terdiri atas batuan karbonat yang memiliki tingkat kandungan radioaktivitas yang lebih kecil dari batuan *shale*.

Dari hasil kedua sensitivitas analisis yang telah dibuat dengan hubungan parameter yang berbeda, dapat dikatakan jika data sumur yang ada sesuai dengan stratigrafi di cekungan penelitian. Dimana formasi penelitian Kais berada di bawah dari formasi Klasaman dan Klasafet. Hasil sensitivitas analisis 1 bahkan dapat menunjukkan adanya formasi Sele yang berada di paling atas dari stratigrafi cekungan Salawati.

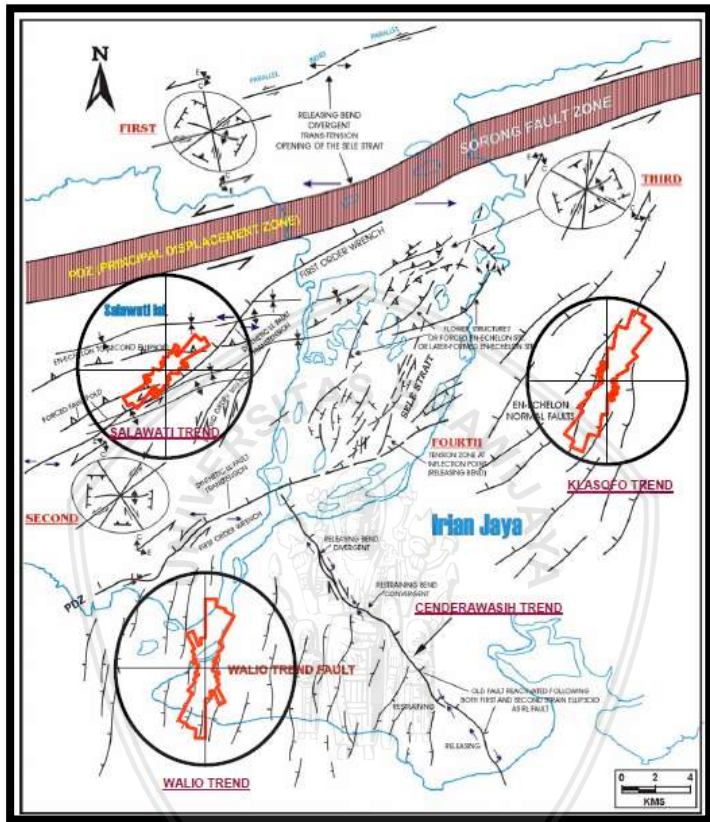


Gambar 4. 6 Kedalaman pada Masing-masing Zona

#### 4.2 Peta Struktur Waktu dan Kedalaman

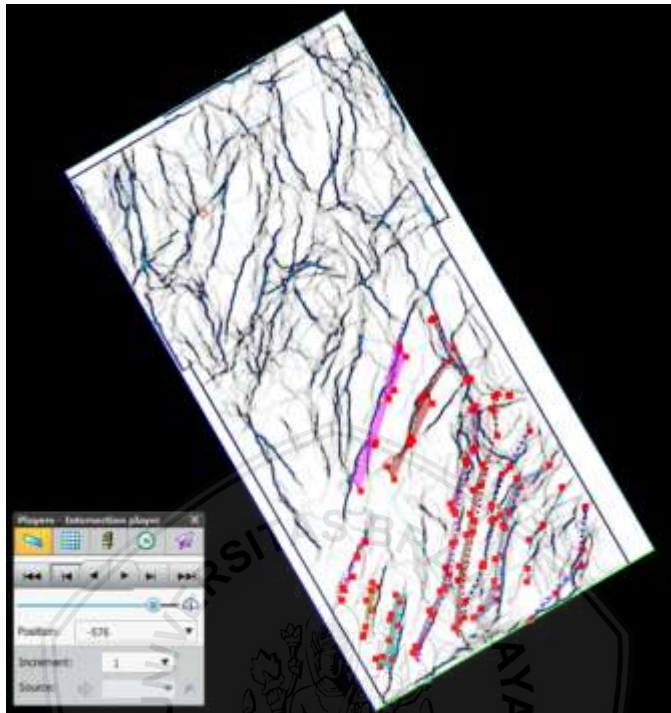
Peta struktur waktu dibuat dari hasil interpretasi data seismik berupa patahan dan horizon. Interpretasi patahan dilakukan dengan melihat ketidakmenerusan pada data seismik. Untuk membantu proses interpretasi patahan, digunakan atribut *variance* dan atribut *ant tracking* pada data seismik. Hasil dari atribut ini ditampilkan pada data seismik dan membantu mengetahui letak patahan pada data seismik. Gambar 4.8 adalah interpretasi yang dilakukan di lapangan penelitian. Interpretasi patahan dilakukan pada patahan yang memiliki orientasi arah timur laut barat daya. Hal ini dilakukan karena tren patahan yang ada pada lapangan penelitian mengikuti tren patahan walio. Tren patahan walio

sendiri memiliki arah timur laut – barat daya dengan kemiringan sekitar 30°. Gambar 4.7 dibawah adalah tren patahan yang ada di cekungan Salawati.



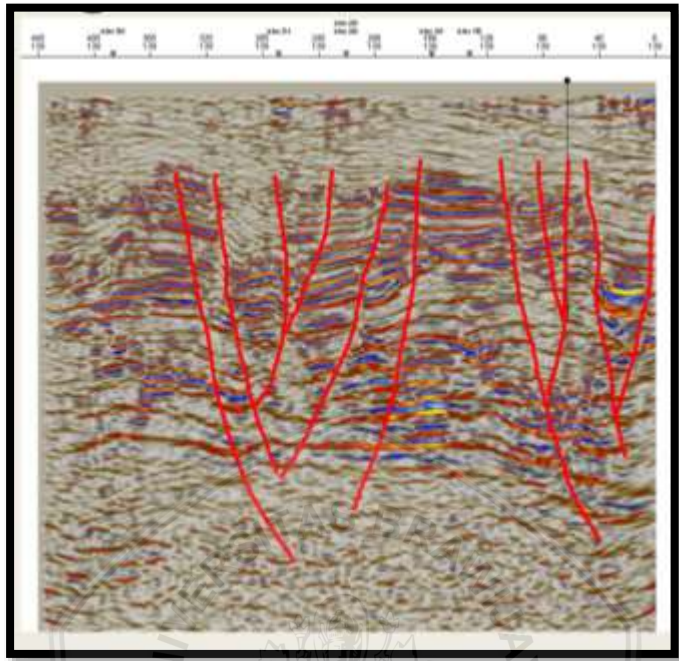
Gambar 4. 7 Tren Patahan pada Cekungan Salawati (Satyana, 2002).





**Gambar 4. 8 Interpretasi Patahan pada Lapangan Rosare.**

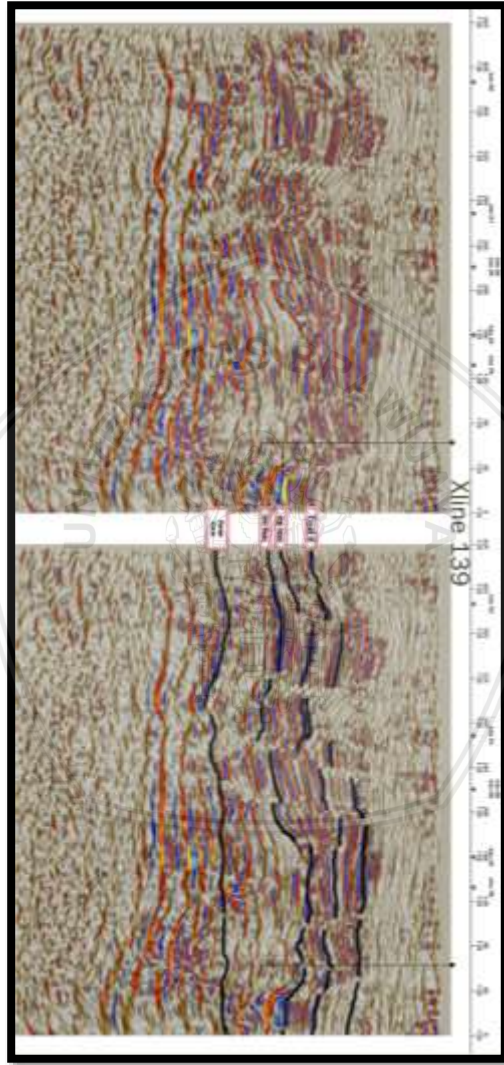
Sementara gambar 4.9 adalah penarikan patahan yang dilakukan pada penampang seismik. selain dapat menentukan letak patahan, hasil atribut *variance* dan ant track juga dapat menunjukkan kedalaman patahan. cara mengetahuinya dengan menaikturunkan time slice hasil atribut. Hasil interpretasi patahan yang dilakukan menunjukkan bahwa pada lapangan Rosare memiliki struktur bung dari patahan yang ada. Struktur bunga ini dapat menjadi perangkat atau jebakan hidrokarbon.



**Gambar 4. 9 Interpretasi Patahan Pada Lapangan Penelitian.**

Interpretasi horizon dilakukan dengan menarik lapisan pada data seismik yang menjadi target penelitian. Pada penelitian, target penelitian berada di formasi Kais yang merupakan reservoir pada lapangan penelitian. penarikan horizon ini berdasarkan marker yang ada pada data akhir sumur. Interpretasi dimulai pada seismik yang tempat sumur berada. Seismik inilah yang menjadi patokan dari interpretasi horizon yang dilakukan. Pada penelitian, ada 4 horizon yang dilakukan interpretasi yaitu, Textularia II, Top Kais, Top Intra Kais, dan Base Kais. Kedalam horizon Textularia II, Top Kais dan Top Intra Kais pada sumur penelitian diketahui, namun data sumur tidak mencapai base Kais, sehingga interpretasi yang dilakukan pada base Kais adalah interpretasi berdasarkan karakteristik yang didapatkan dari laporan akhir data sumur dan dilakukan pencocokan kedalaman dengan seismik yang ada. Untuk memudahkan proses interpretasi data, digunakan structural smoothing pada data seismik agar tampilan seismik menjadi lebih

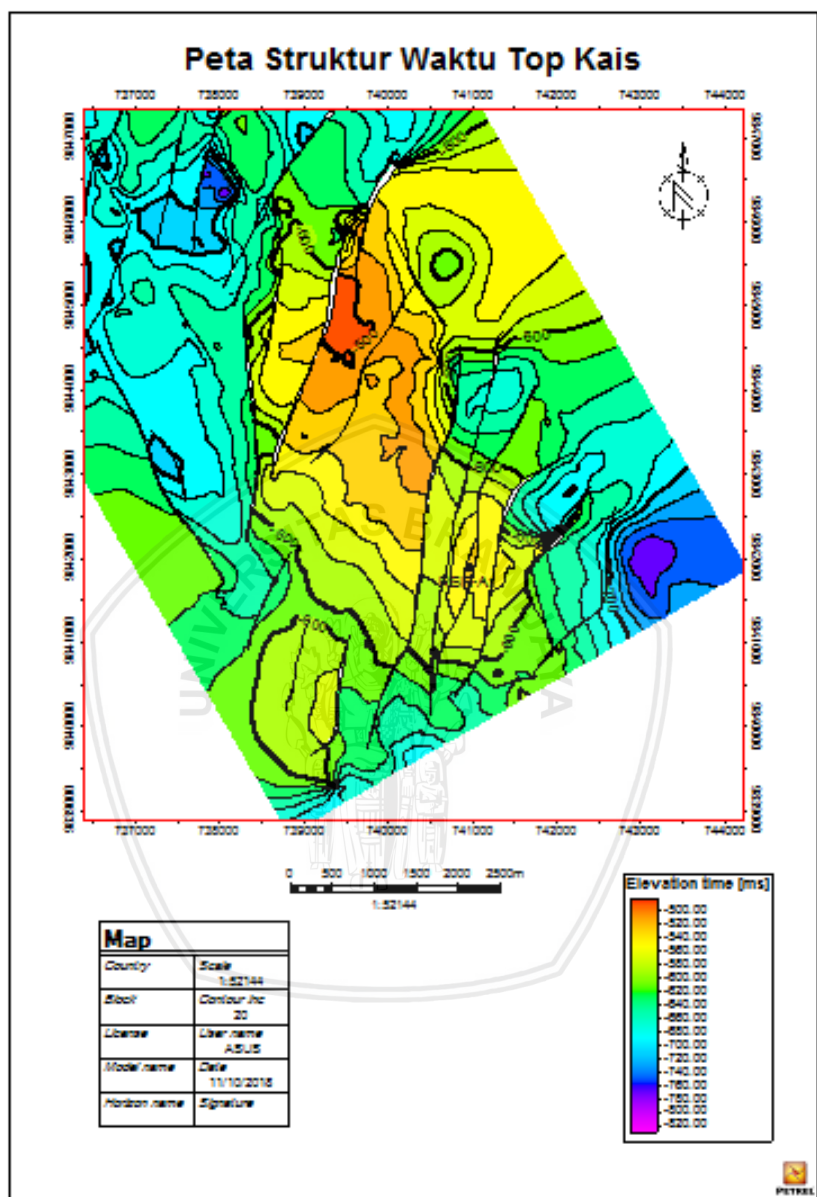
baik. Gambar 4.10 adalah interpretasi horizon yang dilakukan pada crossline 139 tempat sumur penelitian RSR A-1 berada yang menjadi patokan interpretasi selanjutnya pada 4 horizon di lapangan penelitian.



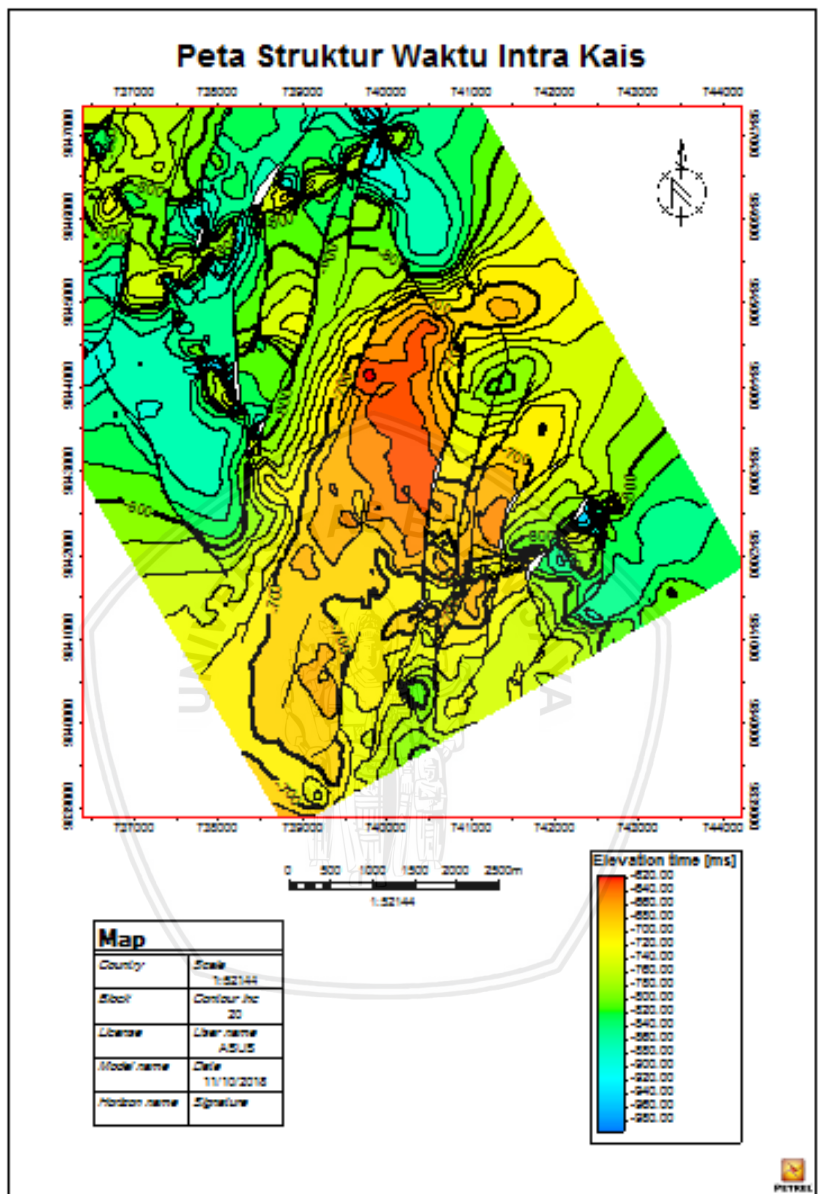
Gambar 4. 10 Interpretasi Horizon

Dari hasil interpretasi patahan dan horizon inilah dibuat kedalam peta struktur waktu. Peta struktur waktu yang dibuat pada penelitian hanya untuk dua horizon saja. Hal ini karena data sumur yang ada tidak mencapai base Kais dan horizon Textularia II tidak masuk kedalam formasi reservoir Kais. Hasil dari peta struktur waktu untuk kedua horizon seperti pada gambar 4.11 dan 4.12 dibawah. Pada peta dapat terlihat jika sumur penelitian berada pada sekitar daerah tinggian yang ditandai dengan warna kuning hingga merah. Sama halnya pada horizon Intra Kais, sumur penelitian juga terletak di sekitar daerah tinggian. Dekat dengan sumur terdapat patahan yang dapat menjadi poin penting dalam pembahasan karena patahan tersebut dapat berperan sebagai jalur migrasi dan juga porositas eksternal dari reservoir.



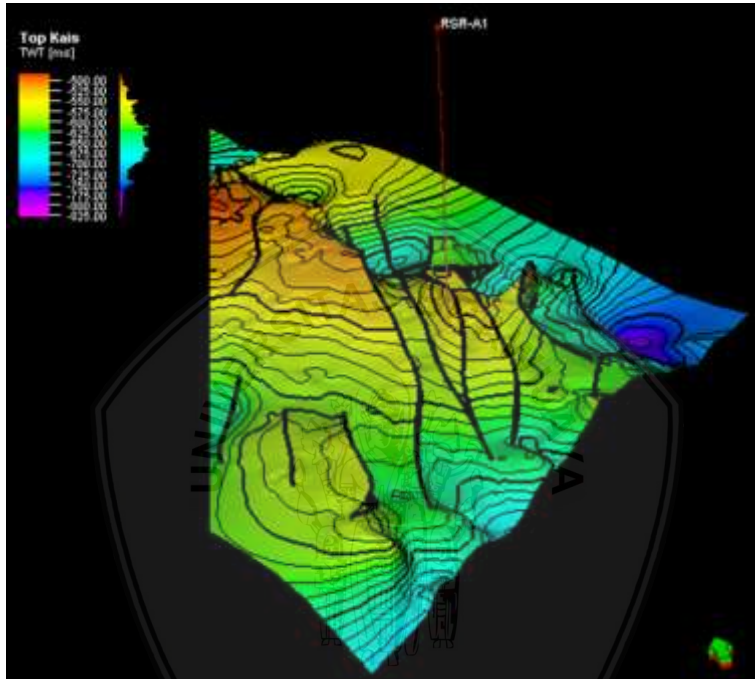


Gambar 4. 11 Peta Struktur Waktu Top Kais 2D

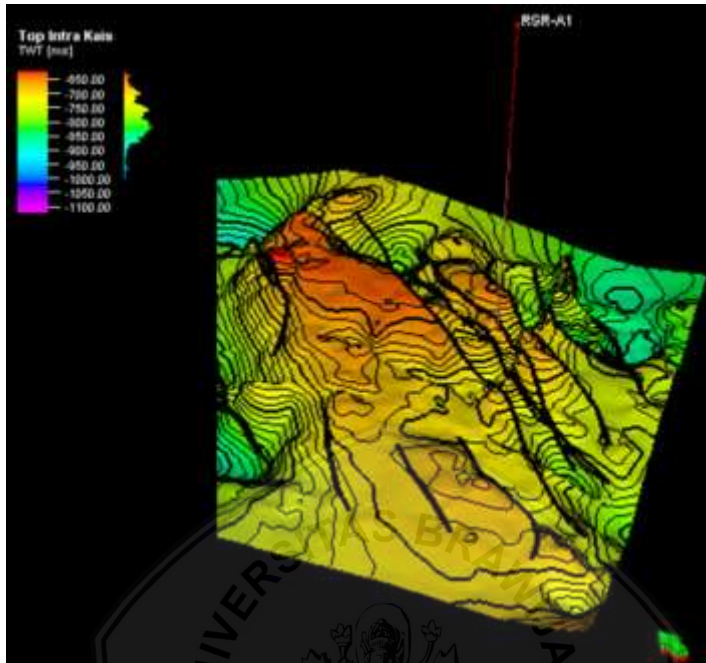


Gambar 4. 12 Peta Struktur Waktu Top Intra Kais 2D.

Data seismik yang digunakan dalam proses interpretasi adalah data seismik 3D, sehingga hasil peta yang dihasilkan dapat diubah kedalam penampang 3D juga. Gambar 4.13 dan 4.14 adalah penampang 3D untuk peta struktur waktu horizon Kais dan Intra Kais. Kedua gambar ini memperlihatkan jelas bentukan masing-masing lapisan di bawah permukaan dalam domain waktu.



**Gambar 4. 13 Peta Struktur Waktu Top Kais 3D**



Gambar 4. 14 Peta Struktur Waktu Intra Kuis 3D

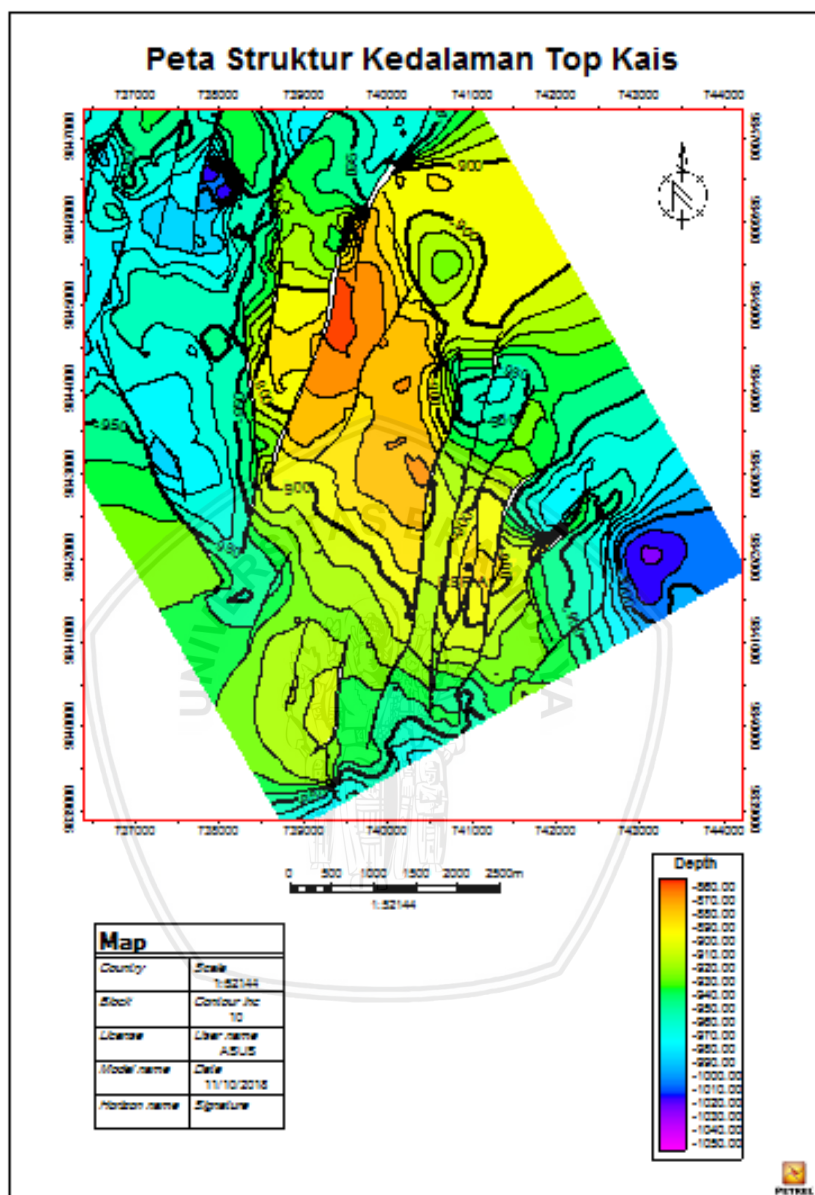
Hasil peta struktur waktu selanjutnya diubah ke dalam peta struktur kedalaman. Hal ini dilakukan karena hasil interpretasi lebih akurat jika dilakukan pada peta kedalaman. Peta struktur waktu masih memiliki perbedaan kedalaman yang sebenarnya sehingga sering kali interpretasi pada peta struktur waktu mengalami kesalahan yang cukup besar. Pengambilan keputusan dari hasil interpretasi peta struktur waktu sangatlah berbahaya karena seringkali kurang akurat terutama pada zona dengan kecepatan tinggi seperti zona batuan karbonat yang menjadi reservoir pada lapangan penelitian. Interpretasi yang dilakukan dalam domain kedalaman akan langsung mengetahui kedalaman formasi penelitian pada suatu zona di lapangan penelitian.

Cara mengubah peta struktur waktu menjadi peta struktur kedalaman dengan menggunakan metode time depth curve. Metode ini menggunakan hubungan antara kecepatan lapisan atau horizon yang akan dibuat menjadi peta struktur kedalaman dengan

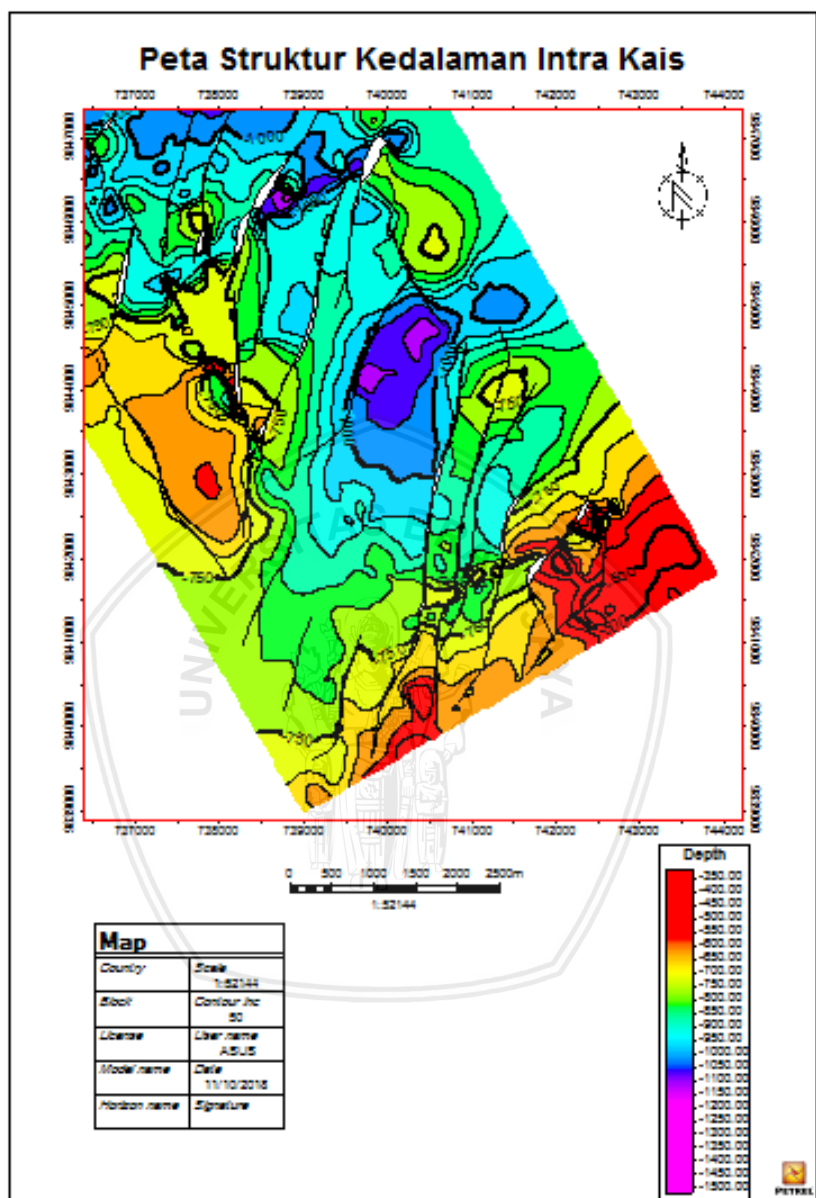


interval waktu dari marker seismik yang dibuat kedalam persamaan linier. Persamaan linier ini berbentuk  $y = ax+b$  yang digunakan untuk menghitung kedalaman struktur. Variable  $y$  adalah peta struktur kedalaman yang dicari dan variable  $x$  adalah peta struktur waktu. Cara ini menggunakan single velocity dan juga koreksi data checkshoot yang memiliki prinsip mengkonvolusikan domain waktu dengan kecepatan agar didapatkan kedalaman struktur yang sesungguhnya. Gambar 4.15 dan 4.16 adalah hasil peta struktur kedalaman dari top Kais dan Intra Kais dalam penampang 2D.



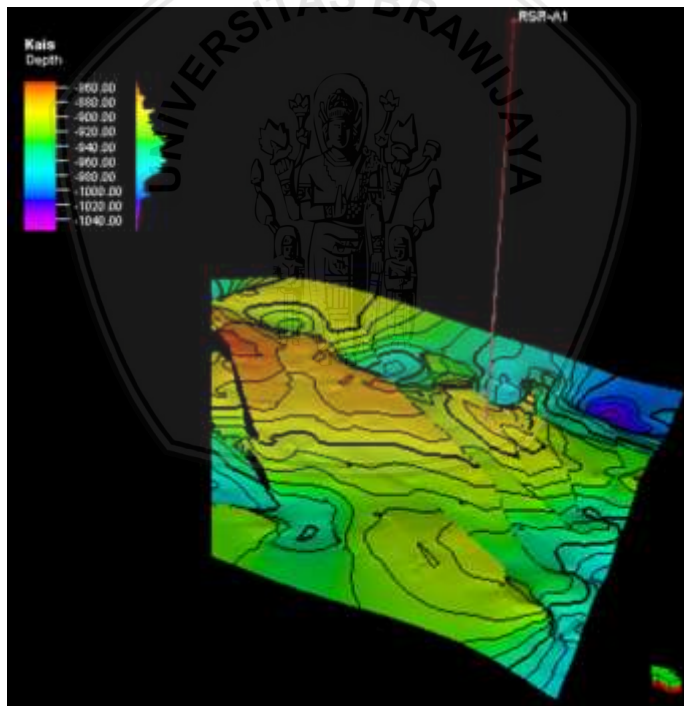


Gambar 4. 15 Peta Struktur Kedalaman Top Kais 2D

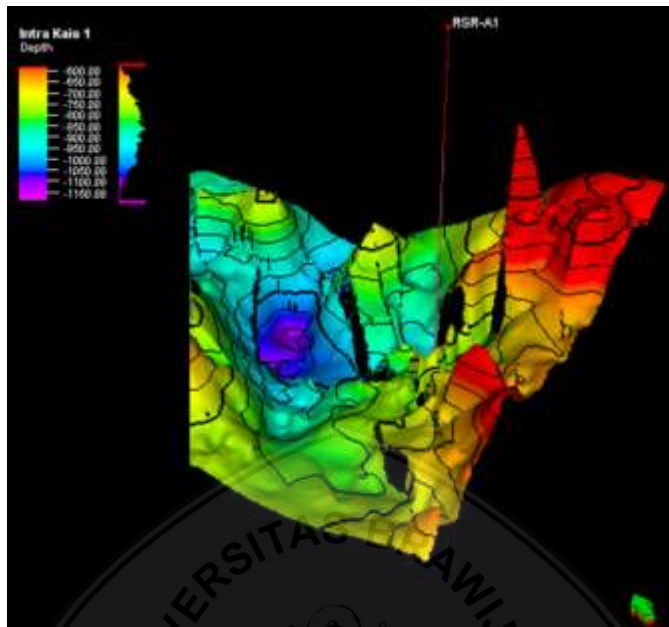


Gambar 4. 16Peta Struktur Kedalaman Intra Kais 2D

Hasil peta struktur kedalaman menunjukkan bahwa sumur penelitian RSR A-1 terletak di tinggian yang ditandai dengan warna kuning. Sama halnya dengan hasil dari peta struktur waktu dimana pada horizon top Kais, sumur berada di daerah tinggian. Hidrokarbon akan berakumulasi di daerah tinggian karena mengalami tekanan. Hal ini yang memicu hidrokarbon bermigrasi ke daerah tinggian mencari tekanan yang lebih rendah dan terperangkap. Letak sumur yang berdekatan dengan patahan bias menjadi jalur migrasi hidrokarbon ke lokasi sumur berada. Patahan ini juga bisa menyumbang porositas alibar diagenesa setelah pengendapan. berdasarkan hasil peta struktur kedalaman dapat diketahui kedalaman formasi Kais yang menjadi reservoir ada di kedalaman 800 hingga 900 meter dibawah permukaan. sementara lapisan Intra Kais berada pada kedalaman sekitar 900 hingga 1000 meter dibawah permukaan.

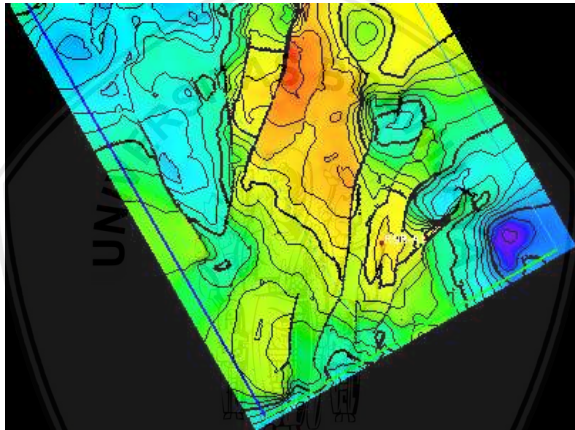
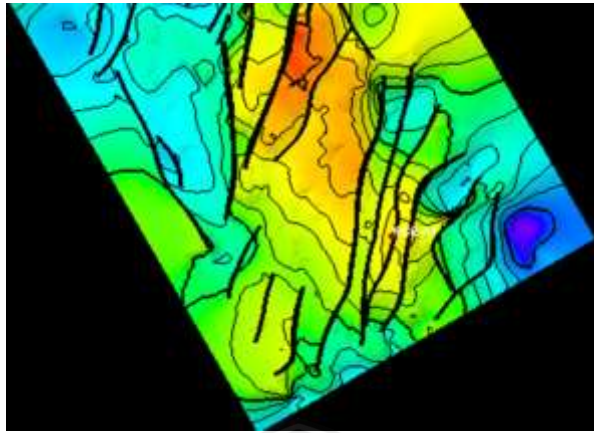


Gambar 4. 17 Peta Struktur Kedalaman Top Kais 3D

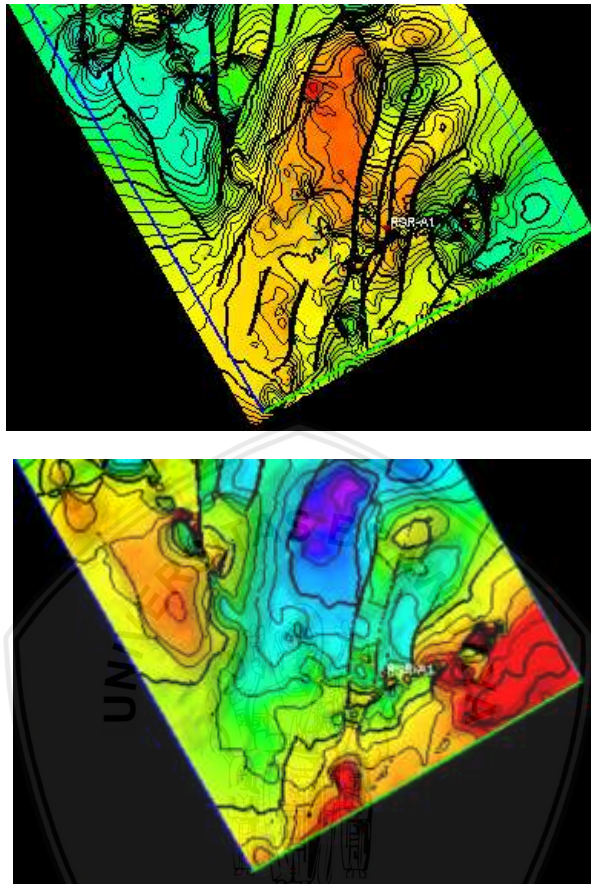


Gambar 4. 18 Peta Struktur Kedalaman Intra Kais 3D

Gambar 4.19 adalah perbandingan hasil peta struktur dan kedalaman pada horizon top Kais. Dapat terlihat jika kedua peta ini memiliki struktur yang hampir mirip. Sementara gambar 4.20 adalah perbandingan hasil peta struktur waktu dan kedalam pada horizon Intra Kais. Terlihat adanya kontur yang sangat tinggi pada Intra Kais. Hal ini dikarenakan beberapa bagian pada lapisan Intra Kais memiliki struktur *build up reef*. Bagian ini ditandai dengan warna kuning hingga merah pada peta struktur waktu Intra Kais.



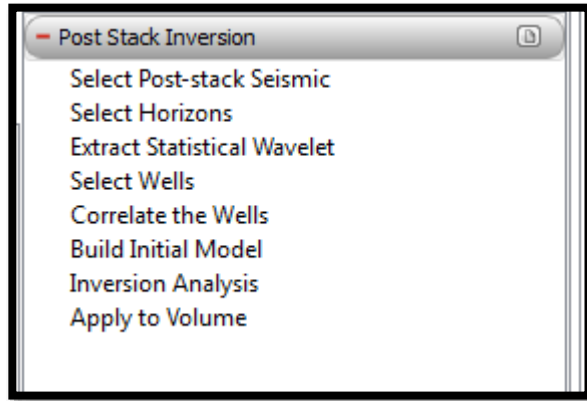
**Gambar 4. 19** Gambar Perbandingan Peta Struktur Waktu (atas) dan Kedalaman Horizon Kais ( bawah)



**Gambar 4. 20** Gambar Perbandingan Peta Struktur Waktu (atas) dan Kedalaman Horizon Intra Kais ( bawah)

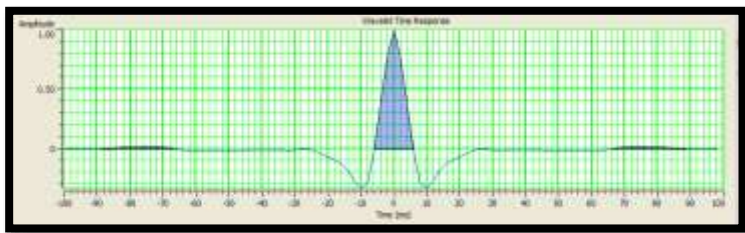
### **4.3 Analisis Hasil Inversi Model Based**

Inversi seismik merupakan teknik pemodelan kebelakan pada karakterisasi reservoir, artinya inversi seismik digunakan untuk membuat model bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai control (Sukmono, 2001). Inversi yang dilakukan pada penelitian merupakan inversi jenis akustik impedansi. Inversi jenis ini dapat mengetahui porositas dan lithology dari lapisan penelitian. Gambar 4.21 dibawah adalah tahapan yang dilakukan dalam proses inversi akustik impedansi.



Gambar 4. 21 Tahapan Seismik Inversi Akustik Impedansi.

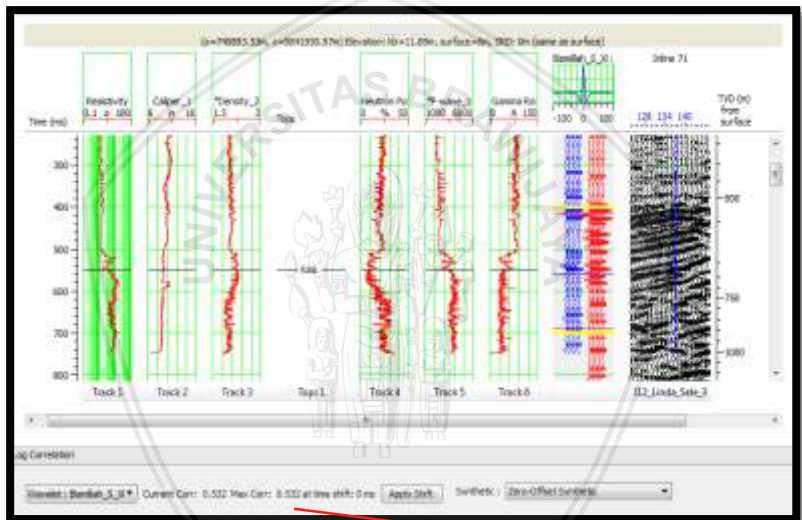
Inversi akustik impedansi merupakan jenis inversi post stack seperti yang tergambar pada bagan di gambar 2.22. Hal ini karena inversi yang dilakukan menggunakan data seismik post stack. Inversi jenis yang dilakukan bergantung pada jenis *wavelet* yang digunakan. Untuk itu perlu dilakukan trial error dari *wavelet* yang ada dengan data seismik yang dimiliki. Tidak semua data seismik cocok dengan satu *wavelet* sehingga perlu dilakukan pengecekan *wavelet* mana yang paling cocok dengan data seismik lapangan Rosare. Setelah dilakukan pengecekan *wavelet* yang digunakan untuk proses inversi adalah *single wavelet* dari data sumur RSR A-1. Hal ini karena dinilai *wavelet* yang didapat memiliki bentuk yang memenuhi kriteria dari *wavelet* yang cocok dengan data, yaitu memiliki bentuk yang setimbang pada bagian gelombang kanan dan kiri seperti pada gambar 4.22 dibawah.



Gambar 4. 22 Single Wavelet dari Sumur RSR A-1



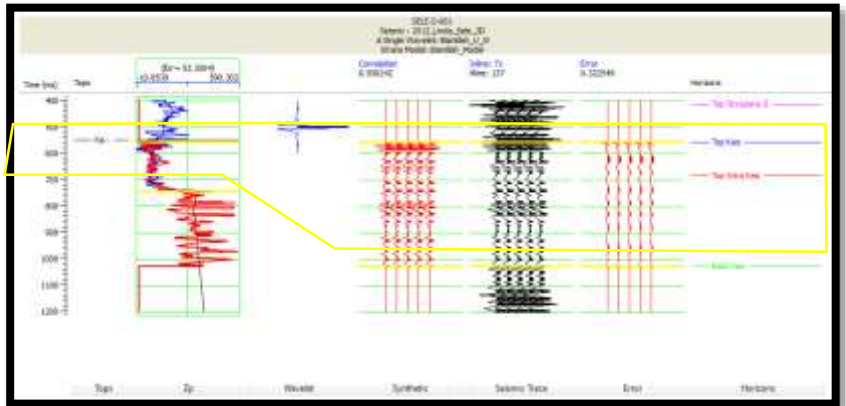
Langkah selanjutnya adalah pemilihan sumur dan juga korelasi sumur atau pengikatan data sumur. Sumur yang digunakan dalam proses inversi adalah sumur RSR A-1 karena memiliki kelengkapan data yang memadai untuk dilakukan proses inversi akustik impedansi. Pada proses ini, didapatkan nilai korelasi 0,532 seperti ditunjukkan pada gambar 4.23 dibawah. Nilai korelasi ini dinilai cukup baik digunakan dalam inversi seismik karena berada diatas batas nilai minimum 0,5 dan juga memiliki nilai maksimum shifting 0 ms. Karena nilai shifting yang kecil menandakan bahwa data tidak banyak berubah karena proses pengikatan data sumur. Nilai maksimum shifting yang disarankan tidak lebih dari 15 ms karena jika lebih akan merusak data.



0,532

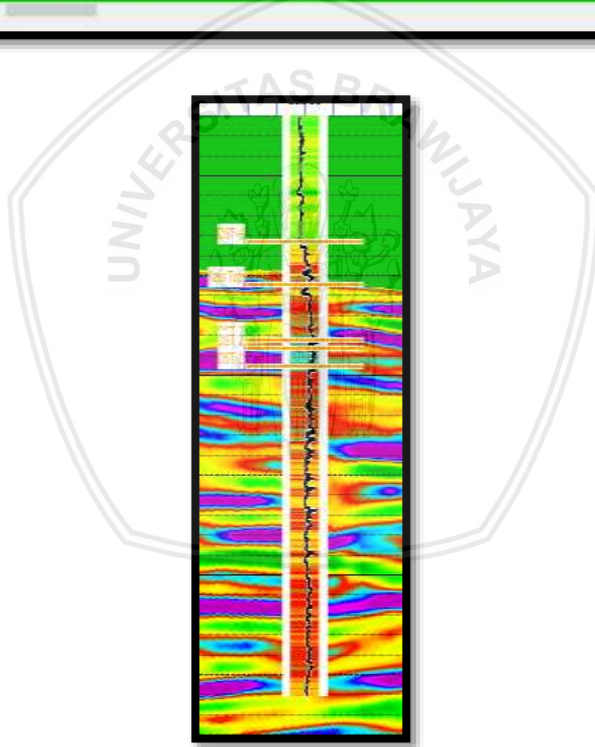
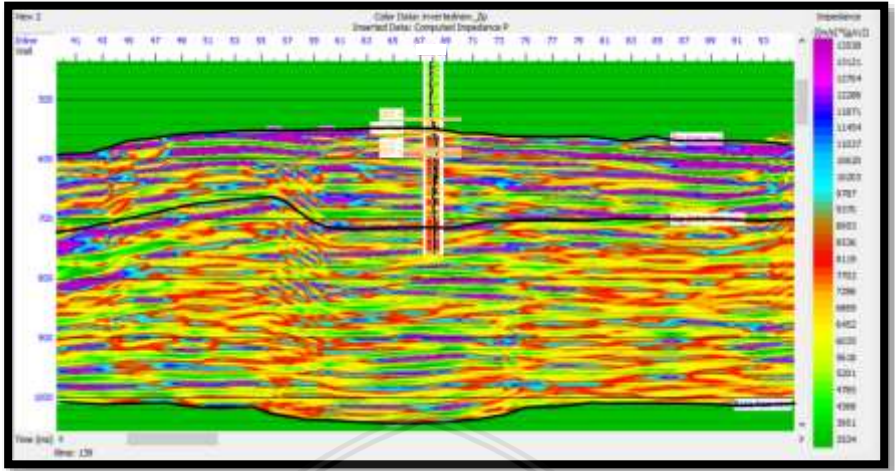
**Gambar 4. 23 Hasil Pengikatan data sumur pada Sumur RSR A-1**

Setelah melakukan korelasi sumur maka langkah selanjutnya adalah pembuatan model dan melakukan inversi pada data. gambar 4.24 adalah analisis inversi yang dilakukan. nilai error yang didapat sekitar 0,3. Dengan demikian, hasil inversi yang dilakukan akan dapat menggambarkan kondisi bawah permukaan dengan baik mirip dengan aslinya dari inputan data seismik dan data sumur sebagai kontrolnya.



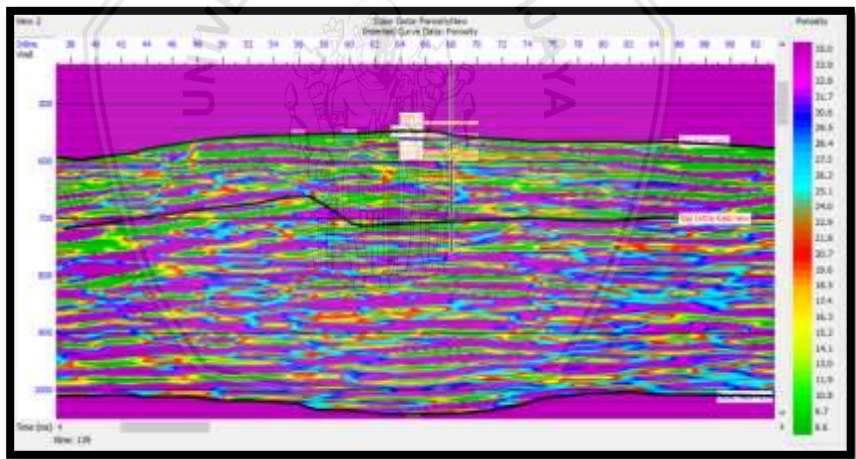
**Gambar 4. 24 Analisis Inversi**

Hasil dari proses ini adalah inversi dari akustik impedansi pada data seismik. data di tampilkan dalam domain time dengan color key adalah impedansi hasil inversi. Gambar 4.25 adalah hasil inversi yang didapatkan. Hasil ini menunjukkan bahwa pada reservoir lapangan penelitian memiliki impedansi yang ditandai dengan warna kuning yang didominasi oleh merah. Hasil ini kemudian lakukan quality control dengandata sumur. Hasil inversi yang baik tidak akan jauh berbeda dengan data sumur. Dari hasil quality control dengan data sumur dapat terlihat jika hasil inversi megikuti atau cenderung sama dengan data sumur pada gambar 4.25 bawah, dengan demikian inversi yang dilakukan sudah dikatakan baik dan memeuni syarat dari control data sumur.

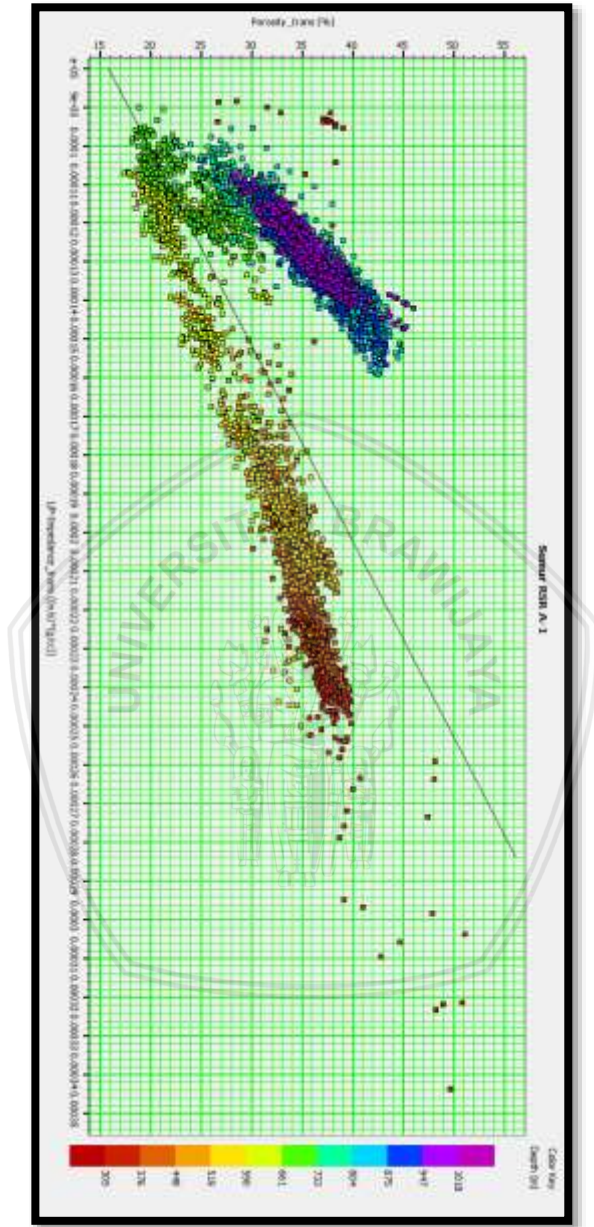


Gambar 4. 25 Hasil Inversi Impedansi Akustik

Hasil ini selanjutnya diubah kedalam bentuk porositas untuk mengetahui kisaran porositas dari lapisan reservoir lapangan Rosare. Gambar 4.26 adalah hasil inversi yang telah diubah kedalam bentuk porositas. Dari hasil ini dapat terlihat jika porositas dekat sumur RSR A-1 cenderung berwarna kuning hingga merah yang artinya porositas di sumur penelitian berkisar antara 14 hingga 23. Hasil ini selanjutnya dibentuk ke dalam sensitivitas analisis agar didapatkan rumus mencari nilai porositas. Gambar 4.27 adalah hasil sensitivitas analisis krosplot untuk mencari rumus porositas. Sensitivitas analisis ini ditarik garis *trendline* untuk mendapatkan persamaan. Pembuatan *trendline* ini berdasarkan software Humpson Russell versi 10.0.02, dimana bentuk *trendline* adalah lurus. Hal ini dilakukan agar nilai porositas yang dibentuk hanya ada 1 untuk setiap nilai  $p$  impedansi. Pembuatan *trendline* ini juga didasarkan pada persebaran data yang ada. Jika dilihat pada gambar 4.27 *trendline* dibuat diantara dua buah persebaran data atas dan data bawah.



Gambar 4. 26 Hasil Inversi yang Telah Diubah ke Bentuk Porositas



Gambar 4. 27 Sensitivitas analisis Porositas vs P Impedance

Hasil persamaan untuk mencari porositas dari hasil *trendline* sensitivitas analisis pada gambar 4.27 adalah sebagai berikut:

$$\text{porositas} = \left( \frac{43880}{p \text{ impedance}} \right) + 13.941$$

Untuk membuktikan apakah rumus ini akurat maka dilakukan perhitungan porositas pada nilai kedalaman DST dari sumur RSR A-1 berikut:

DST	Kedalaman (m)
1	696 – 698,5
2	677,5 - 680
3	670 - 671
4	596,5 – 598,5

**Tabel 4. 1 Hasil Nilai DST Sumur RSR A-1.**

Dari tabel di atas dapat diketahui kedalaman DST yang terbukti menghasilkan hidrokarbon ada di kedalaman 586 hingga 700 meter dibawah permukaan. Jika dilihat dari sensitivitas analisis maka berada di daerah dengan warna kuning hingga hijau. Kemudian diambil 2 buah titik yang mewakili kuning dan hijau pada hasil sensitivitas analisis sensitivitas analisis untuk dilakukan perhitungan. Titik yang diambil seperti pada zona merah gambar 4.11. didapatkan nilai X dari data tersebut seperti pada tabel dibawah:

<b>X</b>
0,000118467
0,000120711

**Tabel 4. 2 Koordinat Titik Perhitungan.**

Nilai X ini kemudian dimasukkan pada rumus 4.1 untuk mendapatkan nilai porositas sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{porositas 1} &= 43880(0.000118467) + 13.941 \\ &= 19,14 \end{aligned}$$

$$= 19,1$$

$$\text{porositas 2} = 43880(0.000118467) + 13.941$$

$$= 19,23$$

$$= 19,2$$

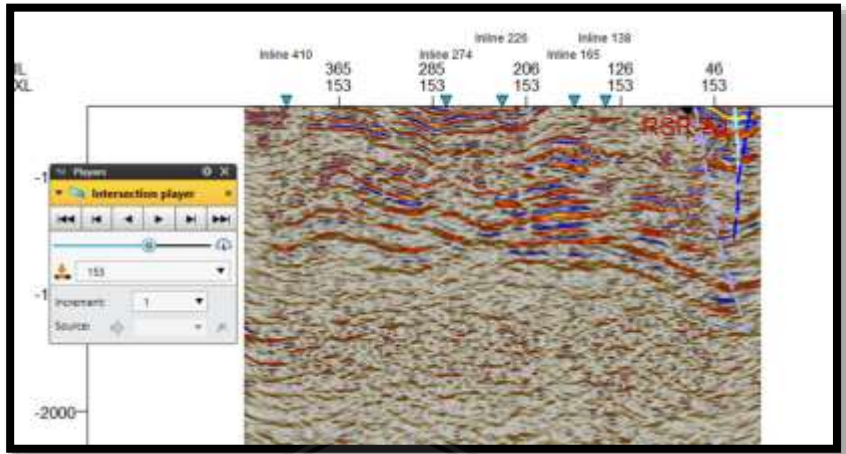
Dari hasil perhitungan porositas, dapat diketahui jika porositas yang ada pada lapisan formasi Kais berkisar 19%. Nilai ini dikatakan baik karena batuan dapat menyimpan fluida dalam jumlah yang banyak. Menurut Koesmadinata (1980) porositas suatu lithologi batuan dibagi kedalam beberapa jenis sebagai berikut:

1. Diabaikan (*negligible*) 0 - 5%
2. Buruk (*poor*) 5 - 10%
3. Cukup (*fair*) 10 - 15%
4. Baik (*good*) 15 - 20%
5. Sangat baik (*very good*) 20 - 25%
6. Istimewa (*excellent*) > 25%

Porositas hasil perhitungan memiliki nilai 19% yang masuk kedalam porositas baik. Nilai porositas ini kemudian dicocokkan dengan data porositas hasil analisis cutting batuan reservoir di sumur RSR A-1. Pada laporan akhir sumur dikatakan bahwa porositas berkisar antara 15 hingga 20% dengan jenis porositas *Vuggy*. Dengan demikian, porositas hasil perhitungan dengan metode inversi masih masuk kedalam range hasil penelitian dari sample. Inversi yang dilakukan cukup membuktikan bahwa porositas pada reservoir penelitian adalah baik.

Porositas yang ada pada reservoir tipe karbonat bisa berasal dari porositas hasil pengendapan dan porositas hasil proses genesa setelah pengendapan. Pada reservoir Kais yang menjadi fokus penelitian memiliki porositas tipe *vuggy* yang berasal dari karbonat yang terendapkan pada bagian belakang karang (*Back Reef*). Karbonat yang terendapkan pada lingkungan seperti ini bisa memiliki dua bentukan, yaitu melampar atau bentuk *build up reef*. Tipe karbonat *build up* terjadi karena karang yang terendapkan berasal dari laut yang masih terkena intensitas matahari yang cukup untuk pertumbuhan. Sehingga bentukan karang jenis ini sering dijumpai pada reservoir jenis karbonat. Selain dari porositas yang terbentuk dari hasil pengendapan karang dan material organik lain pada batuan karbonat, porositas dari proses diagenesa setelah pengendapan juga dapat mempengaruhi porositas reservoir karbonat. Patahan yang ada di sekitar sumur RSR A-1 juga memungkinkan terbentuknya porositas tambahan. Gambar 4.28 adalah patahan yang berada dekat dengan sumur penelitian. Jika dikorelasikan dengan interpretasi patahan pada gambar 4.9, ketiga patahan ini memiliki kedalaman yang menembus lapisan reservoir Kais. Sehingga besar kemungkinan patahan ini juga membentuk porositas hasil diagenesa setelah pengendapan.



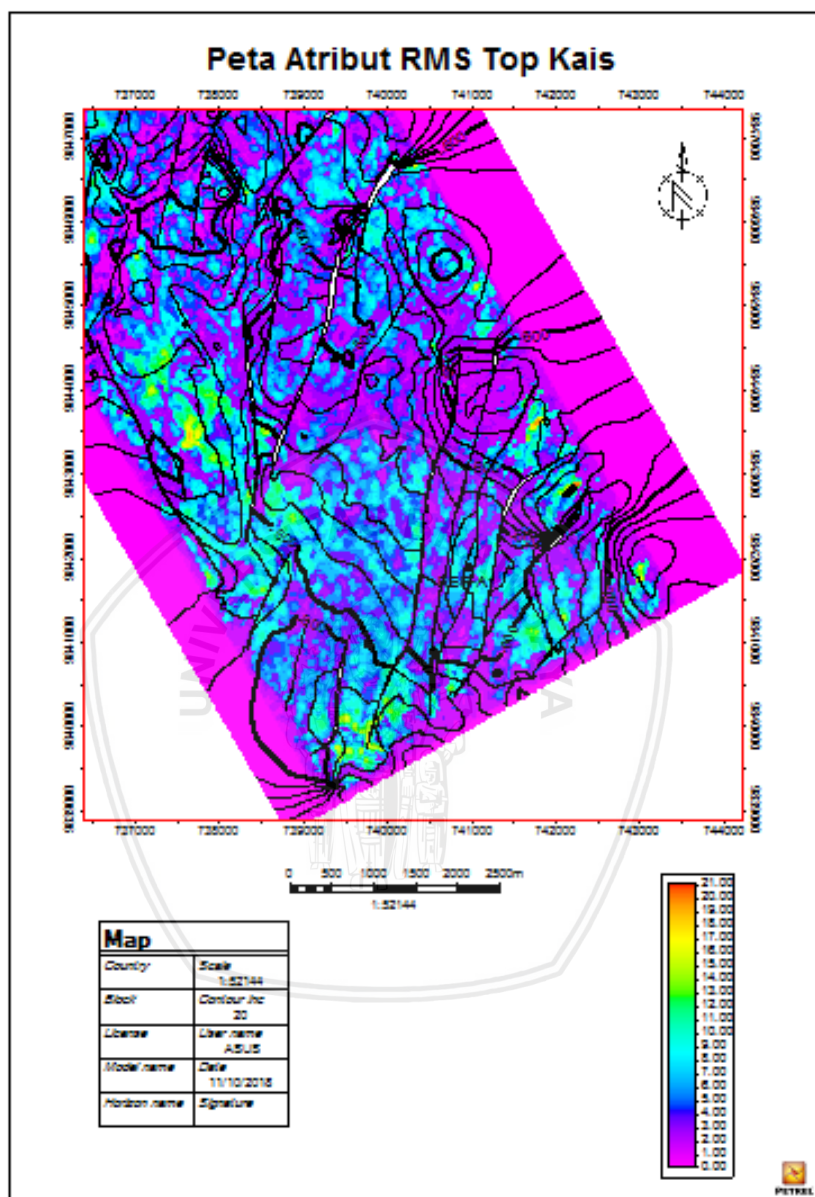


Gambar 4. 28 Patahan Dekat Sumur

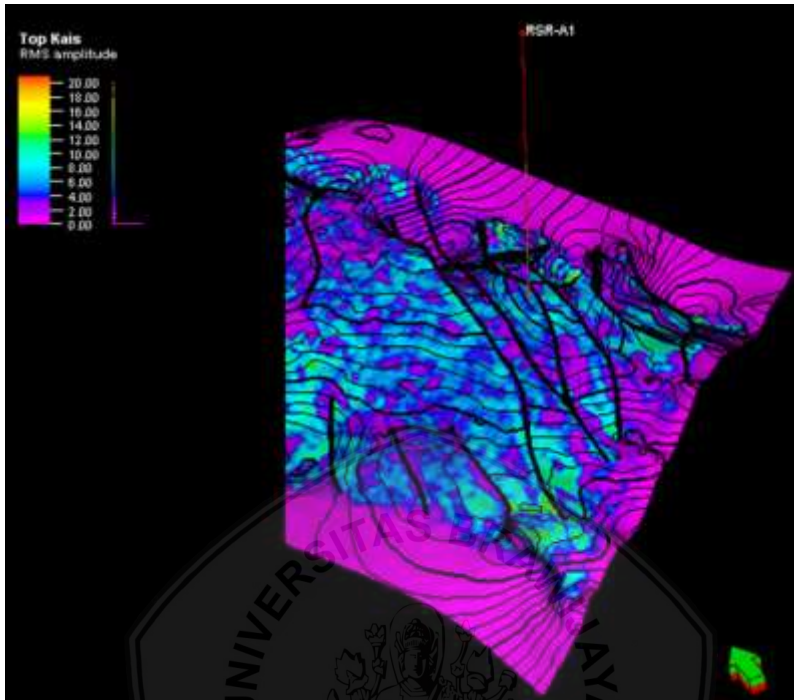
#### 4.4 Analisis Atribut RMS

Atribut RMS adalah atribut yang dapat digunakan untuk melihat persebaran kontras nilai koefisien refleksi pada data seismik. Atribut RMS akan mendeteksi perubahan amplitudo ekstrim yang biasanya terjadi pada reservoir tipe sedimen klastik. Formasi Kais sendiri yang menjadi reservoir pada lapangan penelitian terdiri atas batuan karbonat yang merupakan batuan tipe sedimen klastik. Sehingga penggunaan atribut RMS dalam proses analisis tepat dilakukan.

Atribut RMS dibuat dengan cara mengaplikasikan surface atribut ke peta struktur kedalaman dari horizon yang diinginkan. Hasil atribut RMS akan berada pada domain waktu. Hasil ini selanjutnya dilakukan analisis untuk mengetahui zona mana saja pada lapangan penelitian yang memiliki kontras nilai koefisien refleksi. kontras nilai koefisien refleksi yang ekstrim dicirikan dengan warna terang pada peta. Gambar 4.29 dan 4.30 adalah hasil atribut RMS pada horizon top Kais.

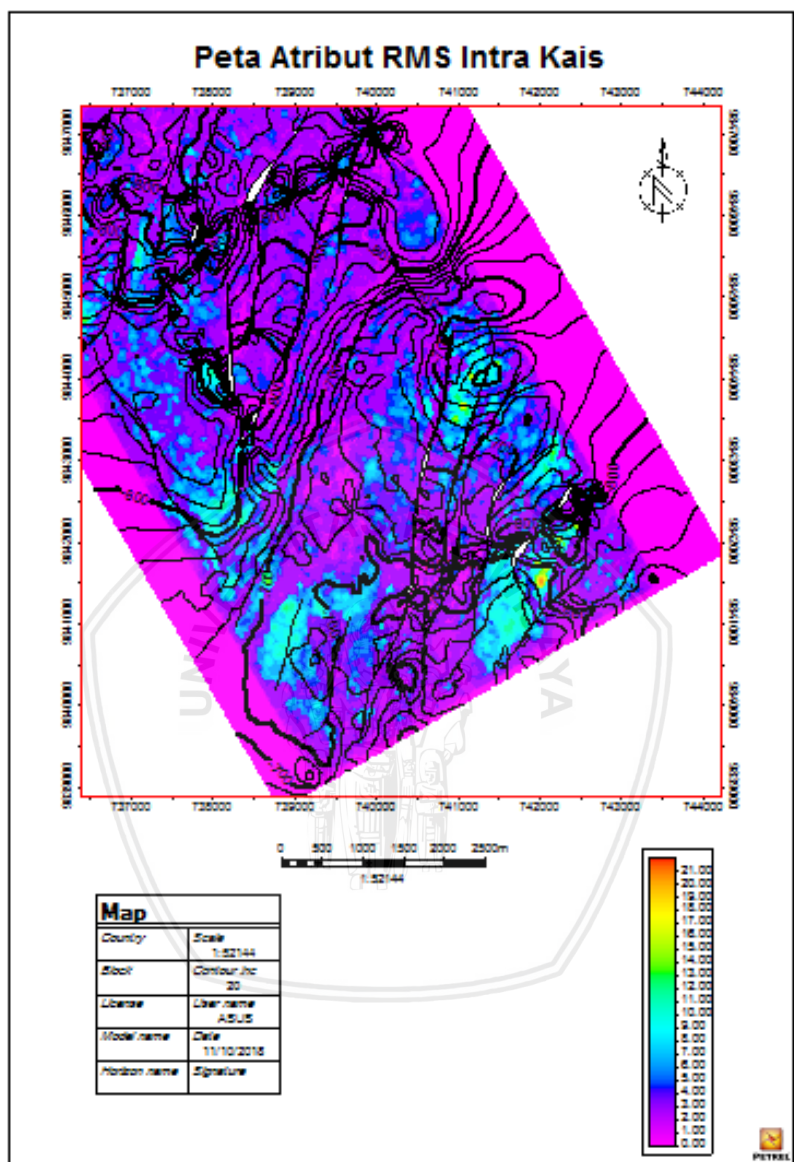


Gambar 4. 29 Atribut RMS pada Horizon Top Kais 2D

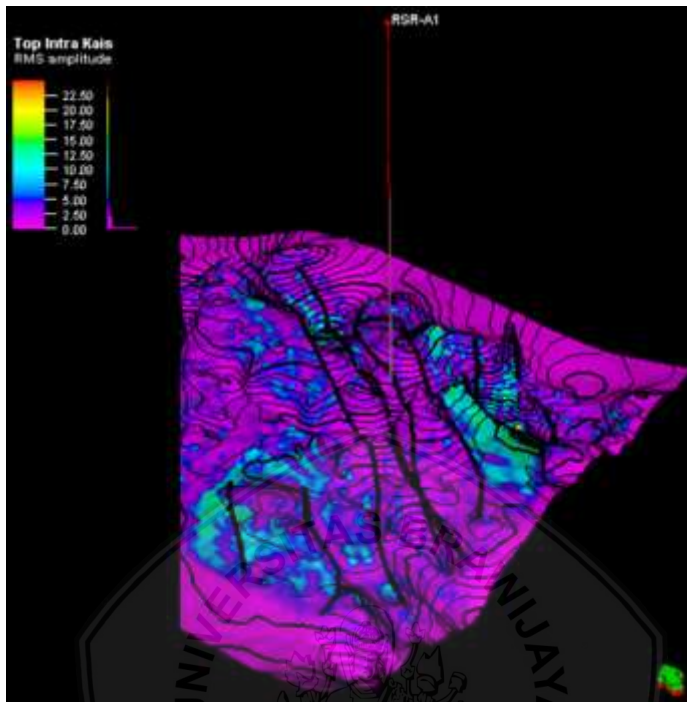


**Gambar 4. 30 Atribut RMS pada Horizon Top Kais 3D**

Hasil atribut RMS pada horizon top Kais menunjukkan adanya kontras nilai koefisien refleksi hampir di semua wilayah lapangan. Hal ini menunjukkan bahwa ada kontras koefisien refleksi ekstrim pada lapisan top Kais di lapangan penelitian dapat dikatakan bagus. Nilai anomali RMS tinggi pada lapisan top Kais berkisar antara 11 hingga 14 ms yang ditandai dengan warna biru terang pada peta. Zona dekat sumur penelitian RSR A-1 memiliki lapisan reservoir yang baik sehingga mendukung hasil uji batuan yang dilakukan disumur pemboran. Sementara gambar 4.31 dan 32 adalah hasil atribut RMS pada lapisan Intra Kais.



Gambar 4. 31 Hasil Atribut RMS pada Horizon Intra Kais 2D



**Gambar 4. 32 Hasil Atribut RMS pada Horizon Intra Kais 3D**

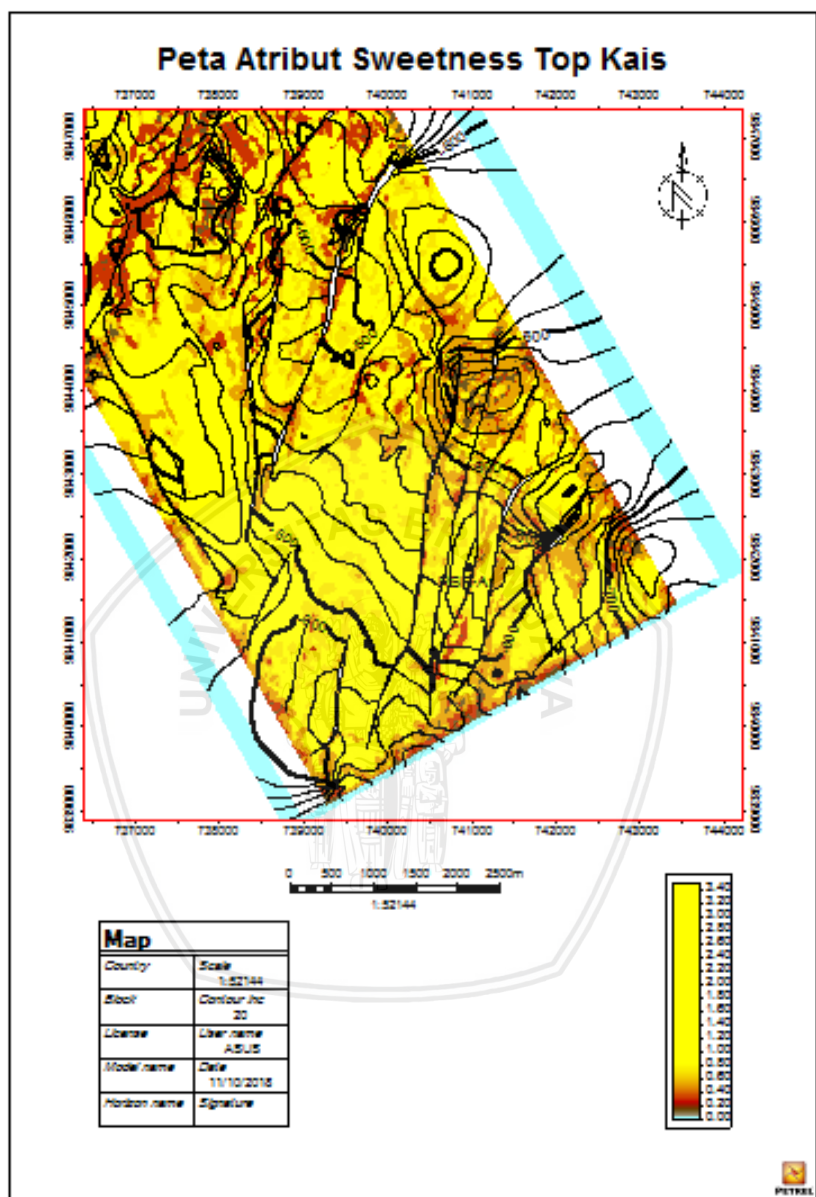
Hasil atribut RMS pada lapisan Intra Kais menunjukkan bahwa zona dengan kontras nilai koefisien refleksi yang ekstrim hanya ada di beberapa zona saja. Tidak seperti pada lapisan top Kais yang memiliki kontras nilai koefisien refleksi ekstrim hampir diseluruh bagian lapangan penelitian. Nilai anomali RMS tinggi pada lapisan Intra Kais berkisar antara 13 hingga 15 ms yang ditunjukkan dengan warna biru terang pada peta. Zona dengan kontras nilai koefisien refleksi yang ekstrim ada disekitar sumur penelitian RSR A-1 dan bagian tenggara hingga selatan sumur RSR A-1. Zona dengan kontras nilai koefisien refleksi yang ekstrim pada Intra Kais hanya di beberapa tempat saja, sehingga dapat diketahui jika reservoir yang baik pada lapangan penelitian tidak menyeluruh hingga lapisan Intra Kais. Hanya beberapa zona saja yang mampu di bor hingga lapisan Intra Kais.

#### 4.5 Analisis Atribut *Sweetness*

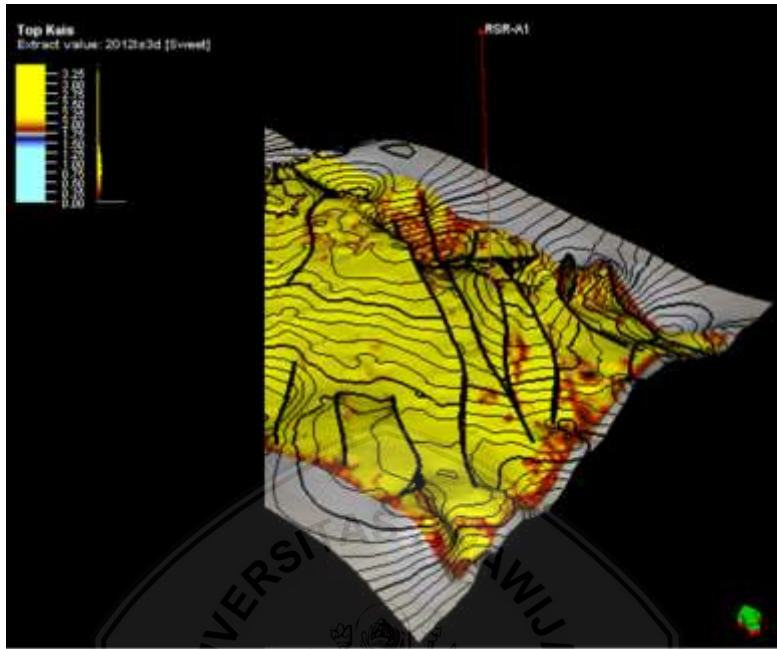
Atribut *sweetness* adalah atribut yang dapat menunjukkan zona menarik pada data. Zona menarik adalah zona dengan akumulasi hidrokarbon. Atribut *Sweetness* menggunakan perhitungan dari nilai amplitudo dan frekuensi yang ada pada data seismik untuk disebarakan kedalam peta. Sumur RSR A-1 adalah sumur penelitian yang terbukti dapat memproduksi hidrokarbon.

Sama halnya dengan atribut RMS, atribut *Sweetness* juga dilakukan dengan input peta struktur waktu. Sehingga hasil kontur yang didapatkan akan mirip dengan peta struktur waktu. Hasil ini selanjutnya dilakukan analisis untuk melihat dimana saja daerah pada lapangan penelitian yang memiliki akumulasi hidrokarbon dari hasil atribut *Sweetness*. Akumulasi hidrokarbon ditunjukkan dengan nilai anomali atribut *Sweetness* yang tinggi.

Hasil atribut *sweetness* pada lapisan top Kais ditunjukkan dengan gambar 4.33 dan 4.34. Pada lapisan top Kais dapat terlihat jika atribut *Sweetness* dominan tinggi hampir di setiap bagian di lapangan penelitian. Nilai anomali *Sweetness* tinggi pada lapisan top Kais berkisar antara 2,5 hingga 3,25 ms yang ditandai dengan warna kuning terang pada peta. Hal ini menunjukkan bahwa pada lapisan top Kais di lapangan Rosare mengandung sejumlah hidrokarbon yang tersebar di hampir seluruh bagian lapangan. Zona yang menarik ini juga berada di sekitar patahan yang dapat mengindikasikan jika hidrokarbon dapat mengisi reservoir top Kais dengan migrasi melalui patahan.



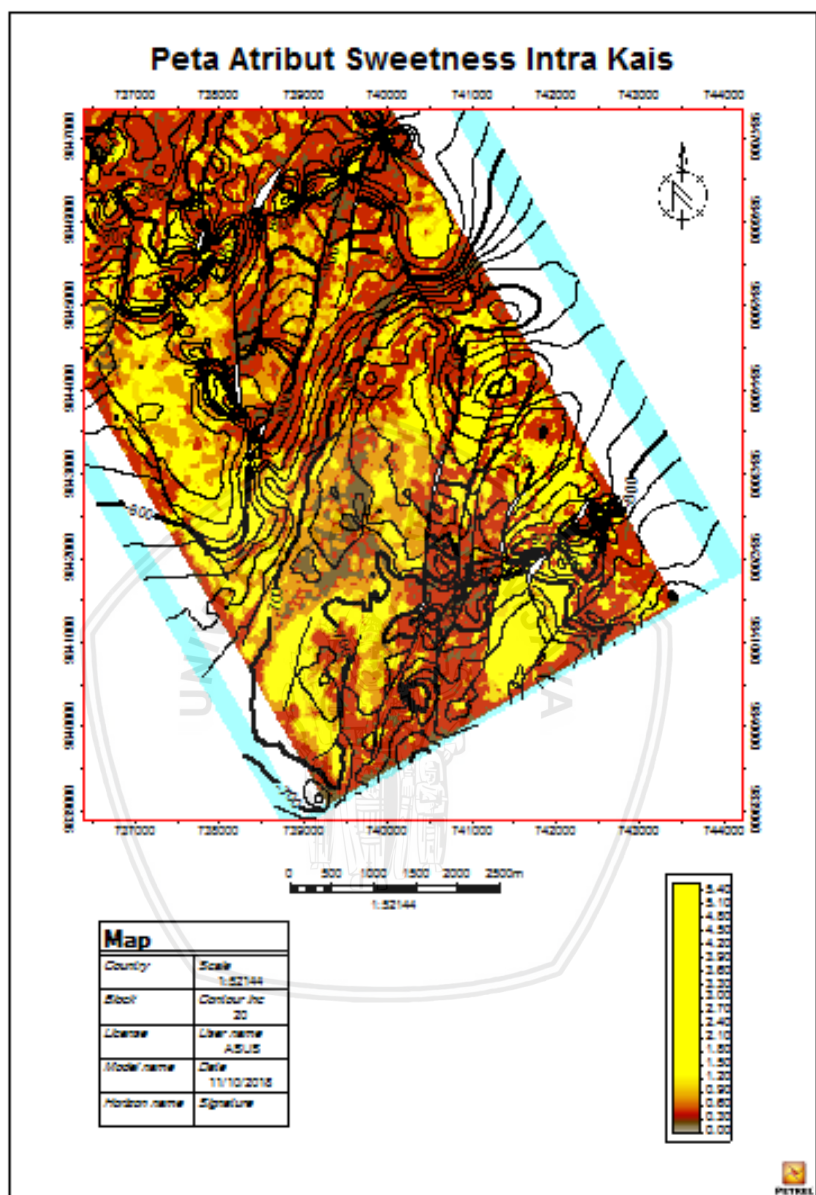
Gambar 4. 33 Atribut *Sweetness* pada Lapisan Top Kais



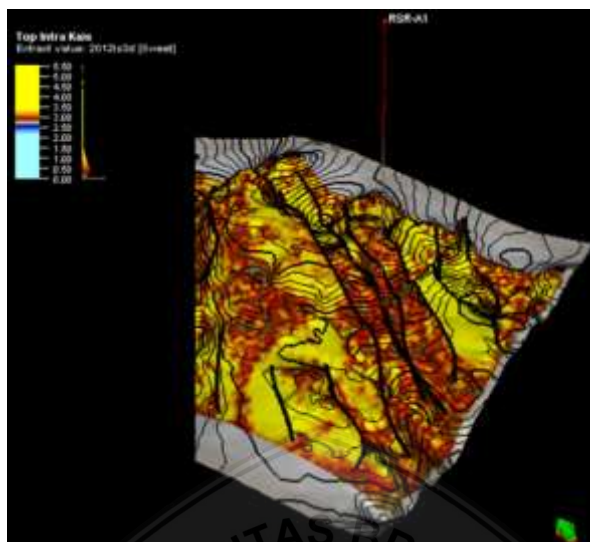
Gambar 4. 34 Atribut *Sweetness* pada Top Kais 3D

Sementara gambar 4.35 dan 36 adalah hasil atribut *sweetness* pada lapisan Intra Kais. Pada lapisan Intra Kais, atribut *Sweetness* hanya menunjukkan beberapa bagian di lapangan Rosare yang terisi oleh hidrokarbon. Hal ini dapat mengindikasikan jika akumulasi hidrokarbon pada lapisan top Kais tidak semua yang dapat mengisi hingga lapisan Intra Kais. Nilai anomali *Sweetness* tinggi pada lapisan Intra Kais berkisar antara 3,5 hingga 5,5 ms yang ditandai dengan warna kuning terang pada peta Terdapat zona menarik dari atribut *sweetness* yang terlihat di bagian tenggara dari sumur penelitian RSR A-1. Zona ini memiliki nilai atribut *sweetness* yang tinggi dan berada dekat dengan patahan. Kemungkinan patahan yang ada di dekat zona ini cukup dalam sehingga akumulasi hidrokarbon pada zona ini dapat mengisis hingga ke lapisan Intra Kais.





Gambar 4. 35 Atribut *Sweetness* pada Intra Kais 2D



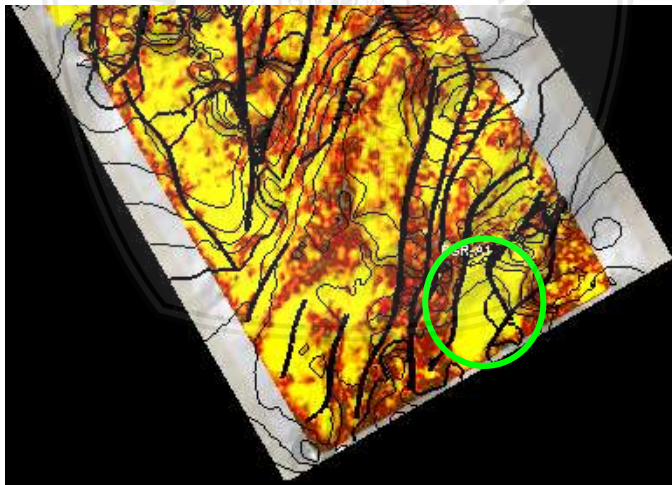
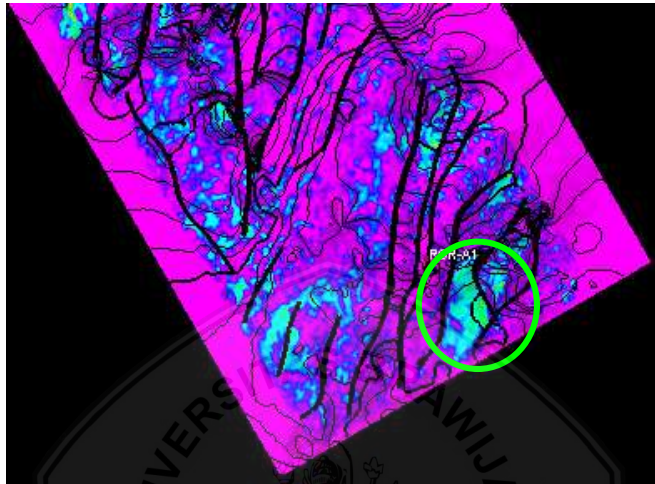
Gambar 4. 36 Atribut *Sweetness* pada Intra Kais 3D

#### 4.6 Rekomendasi Zona Pemboran Baru

Rekomendasi zona prospek adalah zona yang direkomendasikan untuk daerah pemboran selanjutnya di lapangan penelitian Rosare dengan melihat hasil atribut RMS dan *Sweetness* yang baik. Hal ini karena korelasi hasil kedua atribut ini dapat menunjukkan daerah dengan porositas bagus yang memiliki akumulasi hidrokarbon. Zona seperti ini harus memiliki atribut RMS terang dan hasil *sweetness* yang tinggi. Zona sekitar sumur penelitian RSR A-1 merupakan salah satu zona prospek yang dapat terlihat dari hasil kedua atribut tersebut.

Hasil penelitian juga menunjukkan adanya zona prospek yang belum dilakukan pemboran. Zona ini memiliki hasil atribut RMS yang baik dan akumulasi hidrokarbon dari hasil atribut *Sweetness*. Zona ini terlihat jelas pada lapisan Intra Kais yang lokasinya berada di bagian tenggara hingga selatan sumur RSR A-1. Karena letaknya berada pada lapisan Intra Kais, maka pemboran yang dilakukan pada daerah ini harus lebih dalam dari sumur penelitian. Akumulasi hidrokarbon dengan porositas reservoir yang bagus berada pada lapisan yang lebih dalam dari sumur penelitian.

Gambar 4.37 dibawah adalah rekomendasi zona pemboran baru pada lapangan penelitian dari hasil atribut RMS dan *Sweetness* pada lingkaran hijau. Zona ini berada dekat dengan patahan yang menjadi jalur migrasi dari hidrokarbon ke daerah ini.



**Gambar 4. 37 Letak Zona Prospek pada Intra Kais.**

## BAB V PENUTUP

### 5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diambil berdasarkan analisis yang dilakukan dalam penelitian tentang analisis karakteristik reservoir dengan seismik inversi dan atribut pada lapangan Rosare, cekungan Salawati, Papua Barat adalah sebagai berikut:

1. Hasil inversi menunjukkan porositas pada reservoir lapangan penelitian Rosare berkisar 19%. Nilai ini didapatkan dari hasil perhitungan porositas dengan rumus hasil inversi.
2. Potensi hidrokarbon pada lapangan penelitian adalah daerah dengan hasil atribut RMS 11 hingga 15 ms dan *Sweetness* 2,5 hingga 5,50 ms. Karena pada daerah tersebut memiliki kontras nilai koefisien refleksi yang ekstrim dan terisi oleh hidrokarbon ditandai dengan nilai anomali atribut RMS dan *Sweetness* yang tinggi.
3. Nilai *sweetness* yang terbukti menghasilkan hidrokarbon dari hasil penelitian berada pada rentang 2,5 hingga 5,50 ms.
4. Rekomendasi zona pemboran yang mengindikasikan adanya hidrokarbon adalah berada di tenggara hingga selatan sumur penelitian RSR A-1 pada lapisan Inta Kais, formasi Kais.

### 5.2 Saran

Pengambilan data sumur dilakukan lebih dalam, agar informasi reservoir penelitian bisa lebih baik. Pengambilan data sumur juga dilakukan dengan jenis logging yang lebih lengkap agar data sumur yang digunakan dalam pengolahan bisa lebih banyak dan membantu proses interpretasi.

**DAFTAR PUSTAKA**

- Antrett, Philipp. 2013. *Characterization of an Upper Permian Tight Gas Reservoir : A Multidisciplinary, Multiscale Analysis from the Rotliegend, Northern Germany*. Springer Theses: London.
- Arifuddin, Ifham. 2017. *Aplikasi Atribut Sweetness untuk Menentukan Sebaran Reservoir Batu Pasir pada Lapangan Texaco, Meksiko*. Malang: UIN.
- Barnes, A. E. 1999. *Seismik Attribute and Their Clasification The Loading Edge*. USA: SEG Expanded Abstracts.
- Bobby, Immanuel. 2011. *Analisis Metode Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multi Atribut untuk Karakteristik Reservoir pada Lapangan F3 Netherland*. Depok: Universitas Indonesia.
- Bolt, Bruce A. 1978. *Seismik*. USA: W.H. Freeman and Company.
- Cordsen, A. 2000. *Planning Land 3D Seismik Surveys Geophysical Developments No.9*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.
- Fitterman, David V. 2009. *A Handbook for Seismik Data Acquisition in Exploration*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicist.
- Flügel, Erik. 2004. *Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application*. Berlin: Springer.
- Gadallah, R.M dan Fisher, R. 2009. *Exploration Geophysics*. Berlin: Springer.
- Hadi, Johan Maulana; M Irham Nurwidyanto; Gatot Yuliyanto. 2006. *Analisis Atribut Seismik untuk Identifikasi Potensi Hidrokarbon: Studi Kasus Daerah Amandah, Formasi Talangakar, Cekungan Jawa Barat Utara*. Semarang. Vol. 9. 165-170.
- Ikelle, Luc T. dan Lasse Amundsen. 2005. *Investigations in Geophysics No. 12: Introduction to Petroleum Seismology*.

- United States of America: Society of Exploration Geophysicists.
- Koesoemadinata, R.P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: Penerbit ITB.
- Lucia, F Jerry. 2007. *Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach 2<sup>nd</sup> Edition*. Austin: Springer.
- Phoa, Rudi S.K; Luki Samuel. 1986. *Problem of Source Rock Identification in The Salawati Basin, Irian Jaya*. Proceeding Indonesian Petroleum Association: Fifteenth Annual Convention, Jakarta. 407-421.
- Russell, Brian H. 1988. *Introduction to Seismik Inversion Methods*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.
- Russell, Brian H. 1999. *Inversion Seismik in Strata*. USA: Software Service Ltd.
- Russell. Brian H. 2006. *Emerge Analysis Tutorial*. USA: Software Service Ltd.
- Satyana, Awang H. 2001. *Identifying New Petroleum System of The Salawati Basin, West Papua: Exploration Opportunities in Mature Basin*. Lomba Karya Tulis EP II Pertamina 2001. Jakarta.
- Satyana, Awang H. 2003. *Sorong Fault and Reversal of the Salawati Basin*. Indonesian Petroleum Association Newsletter. Jakarta.
- Satyana, Awang Harun. 1999. *Salawati Basin Polarity Reversal and Rotation of Salawati Island, Irian Jaya: Control of Sorong Tectonism and Implications on New Petroleum System and Reserves*. Lomba Karya Tulis Pertamina EP "Meningkatkan Profesionalisme SDM EP untuk Mendukung Implementasi SBU EP". Jakarta.
- Satyana, Awang Harun. 2003. *Re-evaluation the Sedimentology and Evolution of The Kais Carbonate Platform, Salawati Basin*,

- Eastern Indonesia: Exploration Significance*. Proceedings, Indonesian Petroleum Association: Twenty-ninth Annual Convention & Exhibition. Jakarta. IPA03-G-022.
- Satyana, Awang H; Imam Setiawan. 2001. *Origin of Pliocene Deep-Water Sedimentation in Salawati Basin, Eastern Indonesia: Depositional in Inverted Basin and Exploration Implications*. Indonesian Sedimentologists Forum 2<sup>nd</sup> Regional Seminar: Deep Water Sedimentation of South East Asia. Jakarta.
- Satyana, Awang H; Margaretha E.M Purwaningsih; dan Enrico C.P Ngantung. 2002. *Evolution of The Salawati Structures, Eastern Indonesia: A Frontal Sorong Fault Deformation*. Indonesian Association of Geologists: 31<sup>st</sup> Annual Conference. Surabaya.
- Satyana, Awang H; Yanto salim; dan Jim M Demarest. 1999. *Significant Fokused Hydrocarbon Migration in The Salawati Basin: Control of Faults and Structural Noses*. Proceedings, Indonesian Petroleum Association: Twenty-seventh Annual Convention & Exhibition, Jakarta. IPA99-G-107.
- Scholle, peter A, Dana S. Ulmer-Scholle. 2003. *A Color guide to the petrography of carbonate rocks: grains, textures, porosity, Diagenesis*. Tulsa: AAPG.
- Sheriff R.E and L.P Geldart. 1995. *Exploration Seismology Second Edition*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Stone, Dale G. 1998. *Design Seismik Surveys in Two and Three Dimensions*. United States of America: Society of Exploration Geophysicist.
- Sukmono, S. 2000. *Seismik Inversi Untuk KArakteristik Reservoir, Teknik Geofisika*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Sutadiwiria, Yarra; Yatty Surtiati; Awang Harun Satyana. 2006. *Reefal Build up s Within Miocene Kais Platform: Roles of 3-D Seismik Data in Defining Subtle Trap*. Proceedings, Jakarta

2006 International Geosciences Conference and Exhibition.  
Jakarta. Jakarta06-INT-09.

Talagapu, Kiran Kumar. 2005. *2D and 3D Seismik Data Acquisition and Seismik Data Processing*. Andhra Pradesh: Department of Geophysics College of Science and Technology Andhra University.

Taner, M.T. 2001. *Seismik Atributes*. United States of America: CSEG Recorder.

Telford W.M, et all. 1990. *Applied Geophysics Second Edition*. Cambridge: Cambridge University Press.

Vermeer Gijs J.O. 2002. *3D Seismik Survey Design Volume 12*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.

Zhuo, Hua-Wei. 2014. *Practical Seismik Data Analysis*. Cornwall: Cambridge University Press.

