

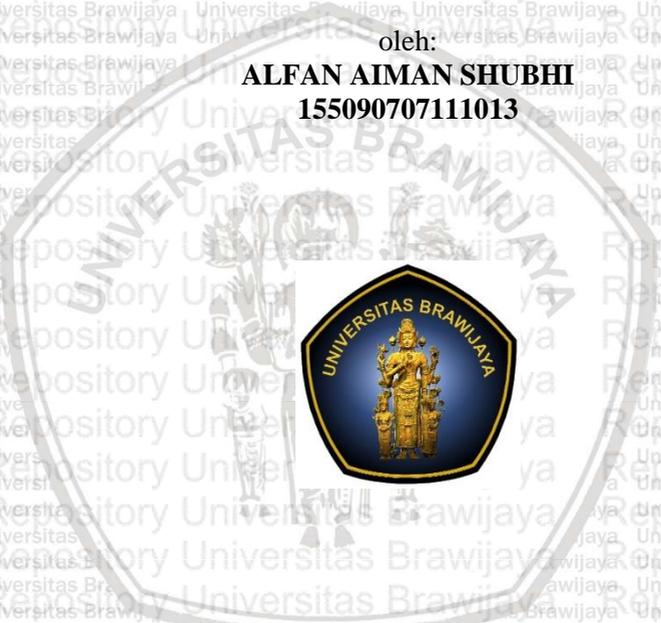
**ANALISIS SEKATAN SESAR MENGGUNAKAN METODE  
SHALE GOUGE RATIO, SHALE SMEAR FACTOR, DAN CLAY  
SMEAR POTENTIAL PADA LAPANGAN FISH, CEKUNGAN  
JAWA TIMUR**

**SKRIPSI**

oleh:

**ALFAN AIMAN SHUBHI**

**155090707111013**



**JURUSAN FISIKA**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM**

**UNIVERSITAS BRAWIJAYA**

**MALANG**

**2020**



**ANALISIS SEKATAN SESAR MENGGUNAKAN METODE  
SHALE GOUGE RATIO, SHALE SMEAR FACTOR, DAN CLAY  
SMEAR POTENTIAL PADA LAPANGAN FISH, CEKUNGAN  
JAWA TIMUR**

**SKRIPSI**

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

oleh:

**ALFAN AIMA SHUBHI**

**155090707111013**



**JURUSAN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
MALANG  
2020**



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

**LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI**

**ANALISIS SEKATAN SESAR MENGGUNAKAN METODE  
SHALE GOUGE RATIO, SHALE SMEAR FACTOR, DAN CLAY  
SMEAR POTENTIAL PADA LAPANGAN FISH, CEKUNGAN  
JAWA TIMUR**

Oleh:  
**Alfan Aiman Shubhi**  
**155090707111013**

Setelah dipertahankan di depan Majelis Penguji  
pada tanggal .....  
dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar Sarjana  
Teknik dalam bidang Geofisika

**Pembimbing I**

**Pembimbing II**



disetujui

**Prof. Drs. Adi Susilo, M.Si., Ph.D.**

**Jummanto Nalayo, S.T**

**NIP. 196312271991031002**

**Nopeg. 754874**

**Mengetahui,**

**Ketua Jurusan Fisika**

**Fakultas MIPA Universitas Brawijaya**



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

**NIP. 19600421 1988 02 1001**



**LEMBAR PERNYATAAN**

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Alfian Aiman Shubhi

NIM : 155090707111013

Prodi/Jurusan : Teknik Geofisika/Fisika

Penulis skripsi berjudul :

**Analisis Sekatan Sesar Menggunakan Metode *Shale Gouge Ratio*, *Shale Smear Factor*, dan *Clay Smear Potential* pada Lapangan Fish, Cekungan Jawa Timur**

Dengan ini menyatakan bahwa:

1. Isi dari skripsi yang saya buat adalah benar-benar karya sendiri dan tidak menjiplak karya orang lain. Karya dari nama-nama yang dirujuk dalam teks, dan dicantumkan dalam Daftar Pustaka, semata-mata digunakan sebagai rujukan/referensi.
2. Apabila di kemudian hari ternyata skripsi yang saya tulis terbukti hasil jiplakan, maka saya bersedia menanggung segala risiko yang akan saya terima.

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

Malang, 1 Juni 2020

Yang menyatakan,



**Alfian Aiman Shubhi**

**NIM. 155090707111013**



# ANALISIS SEKATAN SESAR MENGGUNAKAN METODE SHALE GOUGE RATIO, SHALE SMEAR FACTOR, DAN CLAY SMEAR POTENTIAL PADA LAPANGAN FISH, CEKUNGAN JAWA TIMUR

## ABSTRAK

Penelitian tentang analisis sekatan sesar telah dilakukan di Lapangan Fish, Cekungan Jawa Timur. Pada lapangan ini diketahui memiliki cadangan hidrokarbon yang terjebak dalam jebakan (*trap*) yang berupa *faulted anticline*. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis potensi kebocoran sekatan sesar pada Lapangan Fish. Analisis sekatan sesar dilakukan dengan dua cara, yaitu dengan analisis sekatan sesar 2D dan 3D. Analisis sekatan sesar 2D dilakukan dengan menggunakan Diagram Allan dan dengan kalkulasi nilai *Shale gouge ratio*, *Shale smear factor*, dan *Clay smear potential*. Analisis sekatan sesar 3D dilakukan dengan mengekstrapolasi data *Vshale* ke bidang sesar. Kemudian, dilakukan kalkulasi nilai *Shale gouge ratio*, *Shale smear factor*, dan *Clay smear potential*. Nilai kesekatan sesar yang baik merupakan kombinasi dari nilai  $SGR > 20\%$ ,  $SSF < 7$ , dan nilai  $CSP < 30$ .

Hasil dari analisis sekatan sesar 2D menunjukkan adanya potensi kebocoran yang rendah pada sumur Utara-1, Selatan-1, dan Selatan-2, serta potensi kebocoran yang tinggi pada sumur Utara-2. Potensi kebocoran tersebut banyak terdapat pada zona Top D. Kemudian, hasil analisis sekatan sesar 3D menunjukkan bahwa sesar – sesar pada Lapangan Fish merupakan sekat yang baik dan memiliki potensi kebocoran yang rendah.

**Kata Kunci:** analisis sekatan sesar, *shale gouge ratio*, *clay smear potential*, *shale smear factor*



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# FAULT SEAL ANALYSIS USING SHALE GOUGE RATIO, SHALE SMEAR FACTOR, AND CLAY SMEAR POTENTIAL METHODS IN FISH FIELD, EAST JAVA BASIN

## ABSTRACT

Fault seal analysis study has been performed in the Fish Field, East Java Basin. This field known having hydrocarbon reserves trapped in faulted anticline trap. This purpose of this study is to analyse leakage potential of fault seal in the Fish Field. Fault seal analysis was performed in two ways, 2D and 3D fault seal analysis. 2D fault seal analysis was conducted through Allan's Diagram and calculated using Shale gouge ratio (SGR), Shale smear factor (SSF), and Clay smear potential (CSP). 3D fault seal analysis was conducted by extrapolating  $V_{shale}$  data to the fault plane. Then, the Shale gouge ratio, Shale smear factor, and Clay smear potential were calculated. The combination results of  $SGR > 20\%$ ,  $SSF < 7$ , and  $CSP < 30$  suggest significant sealed fault.

The result of the 2D fault seal analysis showed low leakage potential in the Utara-1, Selatan-2, and Selatan-2 wells, and a high leakage potential in the Utara-2 well. The potential for leakage is mostly found in the Top D zone. The result of 3D fault seal analysis showed faults in Fish Field are good seal and have a low leakage potential.

**Keywords:** fault seal analysis, shale gouge ratio, clay smear potential, shale smear factor



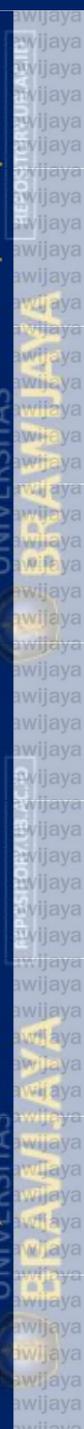
*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR ISI

<b>LEMBAR JUDUL .....</b>	<b>i</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI.....</b>	<b>iii</b>
<b>LEMBAR PERNYATAAN .....</b>	<b>v</b>
<b>ABSTRAK.....</b>	<b>vii</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>ix</b>
<b>KATA PENGANTAR .....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR .....</b>	<b>xvii</b>
<b>DAFTAR TABEL.....</b>	<b>xxi</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN .....</b>	<b>xxiii</b>
<b>DAFTAR ISTILAH / SINGKATAN .....</b>	<b>xxv</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah .....	2
1.3 Batasan Masalah .....	2
1.4 Tujuan Penelitian .....	3
1.5 Manfaat Penelitian .....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>5</b>
2.1 Tinjauan Geologi.....	5
2.2 Sesar.....	9
2.3 Jebakan ( <i>Trap</i> ).....	11
2.3.1 Jebakan Struktur.....	11
2.3.2 Jebakan Stratigrafi.....	13
2.3.3 Jebakan Kombinasi .....	14
2.4 Perhitungan Volume <i>Shale</i> .....	15
2.5 Sekatan Sesar ( <i>Fault Seal</i> ) .....	17
2.5.1 Tipe – tipe <i>Fault Seal</i> .....	17
2.5.2 Proses Terbentuknya Sekatan Sesar ( <i>Fault Seal</i> ).....	18
2.6 Metode–metode untuk Mengevaluasi Sifat Kesenakan Sesar 19	
2.6.1 Metode Jukstaposisi .....	19
2.6.2 Metode <i>Clay smear potential</i> .....	20
2.6.3 Metode <i>Shale smear factor</i> .....	21
2.6.4 Metode <i>Shale gouge ratio</i> .....	22
2.7 Konsep Dasar Seismik Refleksi .....	23
2.8 Komponen – komponen Data Seismik Refleksi .....	25



2.8.1 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi .....	25
2.8.2 <i>Wavelet</i> .....	26
2.8.3 Polaritas dan Fasa .....	28
2.8.4 Seismogram Sintetik .....	29
2.8.5 <i>Well-seismic tie</i> .....	30
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>31</b>
3.1 Waktu dan Tempat Penelitian .....	31
3.2 Data dan Perangkat Penelitian .....	31
3.3 Ketersediaan Data .....	31
3.3.1 Data Literatur .....	31
3.3.2 Data Seismik .....	32
3.3.3 Data Sumur .....	32
3.4 Korelasi Antar Sumur .....	33
3.5 Pembuatan Log <i>Volume Shale</i> .....	34
3.6 Interpretasi Seismik 2D .....	34
3.6.1 <i>Well-seismic tie</i> .....	34
3.6.2 Interpretasi sesar dan horizon .....	35
3.6.3 Pembuatan Peta Struktur Waktu .....	36
3.6.4 <i>Time to Depth Conversion</i> .....	36
3.6.5 Pembuatan Peta Struktur Kedalaman .....	37
3.7 Analisis Sekatan Sesar .....	38
3.7.1 Analisis Sekatan Sesar 2D .....	38
3.7.2 Analisis Sekatan Sesar 3D .....	38
3.8 Diagram Alir Penelitian .....	39
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>41</b>
4.1 Analisis Sekatan Sesar 2D .....	41
4.1.1 Sumur Utara-1 .....	43
4.1.2 Sumur Utara-2 .....	49
4.1.3 Sumur Utara-3 .....	54
4.1.4 Sumur N-Selatan .....	59
4.1.5 Sumur Selatan-1 .....	64
4.1.6 Sumur Selatan-2 .....	69
4.2 Interpretasi Seismik 2D .....	75
4.2.1 Interpretasi Sesar dan Horizon .....	75
4.2.2 Peta Struktur .....	77
4.3 Analisis Sekatan Sesar 3D .....	79



4.3.1 Sesar F1.....	81
4.3.2 Sesar F2.....	83
4.3.3 Sesar F3.....	86
4.3.4 Sesar F4.....	89
4.3.5 Sesar F5.....	92
<b>BAB V PENUTUP.....</b>	<b>97</b>
5.1 Kesimpulan.....	97
5.2 Saran.....	97
<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>	<b>99</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>102</b>





## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Setting struktural Cekungan Jawa Timur (Sumber: Pertamina-Petrochina East Java, 2011) .....	5
Gambar 2. 2 Stratigrafi regional Cekungan Jawa Timur (Sumber: Pertamina-Petrochina East Java, 2011) .....	6
Gambar 2. 3 Jenis - jenis sesar (Sumber: Lisle, 2008) .....	10
Gambar 2. 4 Jebakan Antiklin (Sumber: Koesoemadinata, 1980) ...	12
Gambar 2. 5 Penggambaran dari perangkap sesar, (A) merupakan fault seal dan (B dan C) bukan fault seal (Sumber: Selley, 1998)....	13
Gambar 2. 6 Salah satu jebakan stratigrafi, <i>pinch out trap</i> (Sumber: Selley, 1998).....	14
Gambar 2. 7 Perangkap kombinasi lipatan - sesar .....	15
Gambar 2. 8 Grafik perbandingan <i>Vshale Calculations</i> (Sumber: Asquith & Krygowski, 2004) .....	16
Gambar 2. 9 Ilustrasi zona sekatan sesar di bawah permukaan bumi (Sumber: Dee, 2005) .....	17
Gambar 2. 10 Perbandingan struktur zona sesar, (a) sebuah sesar dengan zona hancuran sesar di sekitarnya, (b) beberapa sesar paralel dengan banyak zona hancuran sesar di sekitarnya (Sumber: Pei dkk., 2015).....	18
Gambar 2. 11 Ilustrasi Diagram Jukstaposisi (Sumber: Lewis dkk., 2002).....	20
Gambar 2. 12 Ilustrasi dan perhitungan <i>Clay smear potential</i> (CSP) (Sumber: Vrolijk dkk., 2016) .....	21
Gambar 2. 13 Ilustrasi dan perhitungan <i>Shale smear factor</i> (SSF) (Sumber: Vrolijk dkk., 2016) .....	22
Gambar 2. 14 Ilustrasi dan Perhitungan <i>Shale gouge ratio</i> (SGR) (Sumber: Vrolijk dkk., 2016) .....	23
Gambar 2. 15 Ilustrasi Prinsip Huygens (Sumber: Asparini, 2011) .	23
Gambar 2. 16 Ilustrasi Prinsip Fermat (Sumber: Rawlinson & Sambridge, 2004) .....	24
Gambar 2. 17 Ilustrasi Hukum Snellius (Sumber: Castagna & Backus, 1993).....	25
Gambar 2. 18 Hubungan antara amplitudo, reflektivitas, dan kontras impedansi akustik (Sumber: Sukmono, 1999).....	26
Gambar 2. 19 Jenis wavelet berdasarkan konsentrasi energinya; (1) wavelet berfasa minimum; (2) wavelet berfasa maksimum; (3)	

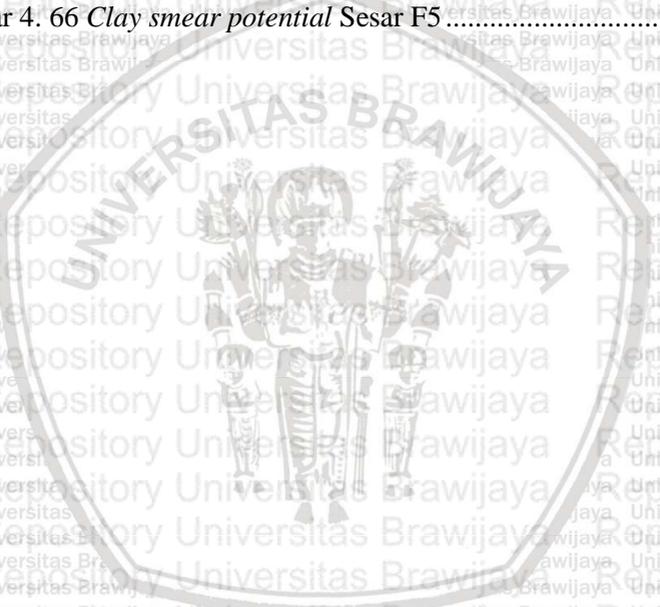


wavelet berfasa campuran; (4) wavelet berfasa nol (Sumber: Sismanto, 2006).....	27
Gambar 2. 20 Contoh Ideal dari Bentuk Polaritas Normal dan Reverse dan pada <i>Minimum Phase</i> (a) dan <i>Zero Phase</i> (b).....	28
Gambar 2. 21 Contoh seismogram sintetik (Sumber: Arohman, 2016).....	29
Gambar 2. 22 Contoh pengikatan data sumur ke data seismik (Sumber: Jackson dkk., 2010) .....	30
Gambar 3. 1 <i>Basemap</i> Lapangan Fish.....	32
Gambar 3. 2 Korelasi Antar Sumur .....	33
Gambar 3. 3 <i>Well-seismic Tie</i> Sumur N-Selatan .....	34
Gambar 3. 4 Interpretasi sesar dan horizon .....	35
Gambar 3. 5 Peta Struktur Waktu Formasi Tuban .....	36
Gambar 3. 6 Time to Depth Conversion.....	37
Gambar 3. 7 Peta Struktur Kedalaman Formasi Tuban .....	37
Gambar 3. 8 Diagram Allan dengan filter: (a) Jukstaposisi, (b) <i>Shale gouge ratio</i> , (c) <i>Clay smear potential</i> , (d) <i>Shale smear factor</i> .....	38
Gambar 3. 9 Bidang Sesar dengan filter: (a) Nilai <i>Vsh</i> pada <i>Foot wall</i> , (b) <i>Dipping</i> Sesar, (c) Nilai <i>Throw</i> , (d) Nilai <i>Shale gouge ratio</i> , (e) Nilai <i>Clay smear potential</i> , (f) Nilai <i>Shale smear factor</i> .....	39
Gambar 3. 10 Diagram alir penelitian .....	40
Gambar 4. 1 Diagram Jukstaposisi Sumur Utara-1 .....	43
Gambar 4. 2 Diagram <i>Shale Gouge Ratio</i> Sumur Utara-1 .....	44
Gambar 4. 3 Diagram <i>Shale Smear Factor</i> Sumur Utara-1.....	45
Gambar 4. 4 Diagram <i>Clay Smear Potential</i> Sumur Utara-1 .....	46
Gambar 4. 5 Diagram Jukstaposisi Sumur Utara-2 .....	49
Gambar 4. 6 Diagram <i>Shale Gouge Ratio</i> Sumur Utara-2 .....	50
Gambar 4. 7 Diagram <i>Shale Smear Factor</i> Sumur Utara-2.....	51
Gambar 4. 8 Diagram <i>Clay Smear Potential</i> Sumur Utara-2 .....	52
Gambar 4. 9 Diagram Jukstaposisi Sumur Utara-3 .....	54
Gambar 4. 10 Diagram <i>Shale Gouge Ratio</i> Sumur Utara-3 .....	55
Gambar 4. 11 Diagram <i>Shale Smear Factor</i> Sumur Utara-3.....	56
Gambar 4. 12 Diagram <i>Clay Smear Potential</i> Sumur Utara-3 .....	57
Gambar 4. 13 Diagram Jukstaposisi Sumur N-Selatan.....	59
Gambar 4. 14 Diagram <i>Shale Gouge Ratio</i> Sumur N-Selatan.....	60
Gambar 4. 15 Diagram <i>Shale Smear Factor</i> Sumur N-Selatan.....	61
Gambar 4. 16 Diagram <i>Clay Smear Potential</i> Sumur N-Selatan .....	62
Gambar 4. 17 Diagram Jukstaposisi Sumur Selatan-1 .....	64

Gambar 4. 18 Diagram <i>Shale Gouge Ratio</i> Sumur Selatan-1 .....	65
Gambar 4. 19 Diagram <i>Shale Smear Factor</i> Sumur Selatan-1.....	66
Gambar 4. 20 Diagram <i>Clay Smear Potential</i> Sumur Selatan-1 .....	67
Gambar 4. 21 Diagram Jukstaposisi Sumur Selatan-2 .....	69
Gambar 4. 22 Diagram <i>Shale Gouge Ratio</i> Sumur Selatan-2 .....	70
Gambar 4. 23 Diagram <i>Shale Smear Factor</i> Sumur Selatan-2.....	71
Gambar 4. 24 Diagram <i>Clay Smear Potential</i> Sumur Selatan-2 .....	72
Gambar 4. 25 Interpretasi Sesar dan Horizon .....	76
Gambar 4. 26 Peta Struktur Kedalaman Top A.....	77
Gambar 4. 27 Peta Struktur Kedalaman Top B.....	77
Gambar 4. 28 Peta Struktur Kedalaman Top C.....	78
Gambar 4. 29 Peta Struktur Kedalaman Top Tuban <i>Formation</i> .....	78
Gambar 4. 30 Peta Struktur Kedalaman Top D.....	79
Gambar 4. 31 Penamaan sesar pada Tuban Depth Structure Map ...	80
Gambar 4. 32 Perlapisan <i>Shale</i> pada <i>Hanging wall</i> Sesar F1 .....	81
Gambar 4. 33 Perlapisan <i>Shale</i> pada <i>Foot wall</i> Sesar F1.....	81
Gambar 4. 34 <i>Dip</i> Sesar F1 .....	81
Gambar 4. 35 <i>Throw</i> Sesar F1.....	82
Gambar 4. 36 <i>Shale gouge ratio</i> Sesar F1.....	82
Gambar 4. 37 <i>Shale smear factor</i> Sesar F1 .....	82
Gambar 4. 38 <i>Clay smear potential</i> Sesar F1.....	83
Gambar 4. 39 <i>Vshale</i> pada <i>Hanging wall</i> Sesar F2.....	83
Gambar 4. 40 Perlapisan <i>Shale</i> pada <i>Foot wall</i> Sesar F2.....	84
Gambar 4. 41 <i>Dip</i> Sesar F2 .....	84
Gambar 4. 42 <i>Throw</i> Sesar F2.....	84
Gambar 4. 43 <i>Shale gouge ratio</i> Sesar F2.....	85
Gambar 4. 44 <i>Shale smear factor</i> Sesar F2.....	85
Gambar 4. 45 <i>Clay smear potential</i> Sesar F2.....	85
Gambar 4. 46 Perlapisan <i>Shale</i> pada <i>Hanging wall</i> Sesar F3 .....	86
Gambar 4. 47 Perlapisan <i>Shale</i> pada <i>Foot wall</i> Sesar F3.....	87
Gambar 4. 48 <i>Dip</i> Sesar F3 .....	87
Gambar 4. 49 <i>Throw</i> Sesar F3.....	87
Gambar 4. 50 <i>Shale gouge ratio</i> Sesar F3.....	88
Gambar 4. 51 <i>Shale smear factor</i> Sesar F3 .....	88
Gambar 4. 52 <i>Clay smear potential</i> Sesar F3.....	88
Gambar 4. 53 Perlapisan <i>Shale</i> pada <i>Hanging wall</i> Sesar F4 .....	89
Gambar 4. 54 Perlapisan <i>Shale</i> pada <i>Foot wall</i> Sesar F4.....	89
Gambar 4. 55 <i>Dip</i> Sesar F4 .....	90



Gambar 4. 56 <i>Throw</i> Sesar F4.....	90
Gambar 4. 57 <i>Shale gouge ratio</i> Sesar F4.....	90
Gambar 4. 58 <i>Shale smear factor</i> Sesar F4.....	91
Gambar 4. 59 <i>Clay smear potential</i> Sesar F4.....	91
Gambar 4. 60 Perlapisan <i>Shale</i> pada <i>Hanging wall</i> Sesar F5.....	92
Gambar 4. 61 Perlapisan <i>Shale</i> pada <i>Foot wall</i> Sesar F5.....	92
Gambar 4. 62 <i>Dip</i> Sesar F5.....	92
Gambar 4. 63 <i>Throw</i> Sesar F5.....	93
Gambar 4. 64 <i>Shale gouge ratio</i> Sesar F5.....	93
Gambar 4. 65 <i>Shale smear factor</i> Sesar F5.....	93
Gambar 4. 66 <i>Clay smear potential</i> Sesar F5.....	94



**DAFTAR TABEL**

Tabel 3. 1 Kelengkapan Data Sumur..... 33

Tabel 4. 1 Rangkuman Analisis Sekatan Sesar 2D ..... 74

Tabel 4. 2 Rangkuman Analisis Sekatan Sesar 3D ..... 95

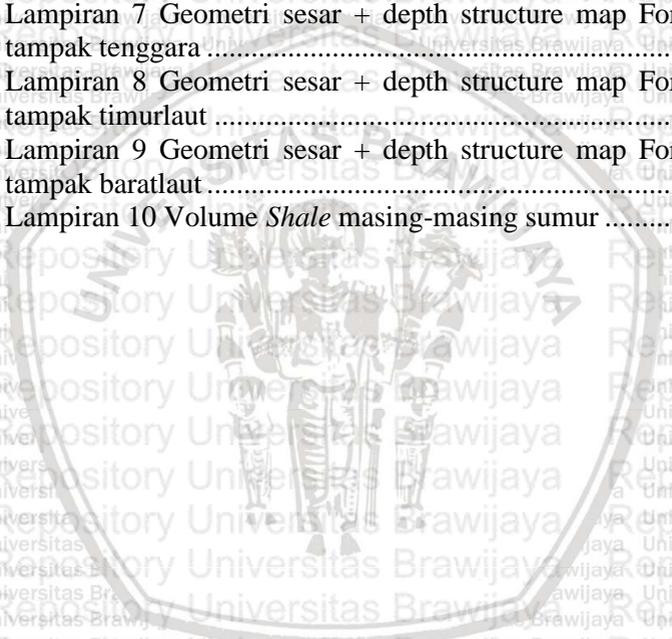






### DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Geometri sesar tampak atas .....	102
Lampiran 2 Geometri sesar tampak selatan.....	102
Lampiran 3 Geometri sesar tampak timur.....	103
Lampiran 4 Geometri sesar tampak utara.....	103
Lampiran 5 Geometri sesar tampak barat.....	104
Lampiran 6 Geometri sesar + depth structure map Formasi Tuban tampak baratdaya.....	104
Lampiran 7 Geometri sesar + depth structure map Formasi Tuban tampak tenggara .....	105
Lampiran 8 Geometri sesar + depth structure map Formasi Tuban tampak timurlaut .....	105
Lampiran 9 Geometri sesar + depth structure map Formasi Tuban tampak baratlaut.....	106
Lampiran 10 Volume <i>Shale</i> masing-masing sumur .....	107





# UNIVERSITAS BRAWIJAYA

*Halaman ini sengaja dikosongkan*





## DAFTAR ISTILAH / SINGKATAN

<u>Simbol / Singkatan</u>	<u>Keterangan</u>
2D	2 Dimensi
3D	3 Dimensi
AI	Impedansi Akustik
<i>Check-shot</i>	Data pengeboran yang mengukur waktu perpindahan seismik dari permukaan hingga kedalaman tertentu
<i>Clay</i>	Batuan sedimen yang memiliki ukuran butir sangat halus (< 0,004 mm) dan tersusun oleh mineral lempung dari grup alumina silikat
CSP	<i>Clay smear potential</i>
<i>Faulted Anticline</i>	Antiklin yang terpatahkan akibat adanya aktivitas geologi
<i>Fault Seal</i>	Sesar yang bersifat menyekat
<i>Foot wall</i>	Batuan yang relatif berada di bawah bidang sesar.
ft	<i>feet</i> ; satuan yang digunakan untuk menggambarkan panjang atau kedalaman dengan nilai konversi 1 ft = 0,3048 m
<i>Hanging wall</i>	Batuan yang relatif berada di atas bidang sesar
Horizon	Reflektor yang merepresentasikan suatu lapisan batuan di bawah permukaan bumi
Jukstaposisi	Kesejajaran litologi
<i>Sandstone</i>	Batuan sedimen yang terdiri dari partikel mineral berukuran pasir (0,0625 hingga 2 mm)
<i>Seal</i>	Batuan tudung yang memiliki permeabilitas rendah



**SGR**

*Shale gouge ratio*

*Shale*

Batuan sedimen yang berukuran sangat halus ( $< 0,004$  mm) yang terdiri dari mineral lempung dan non lempung

*Smear*

Semiran atau teroleskan

*SSF*

*Shale smear factor*

*Throw*

Jarak perpindahan antara dua sisi sesar

*Trap*

Jebakan Hidrokarbon, dapat berupa jebakan struktural, stratigrafi dan kombinasi

*Vsh/Vshale*

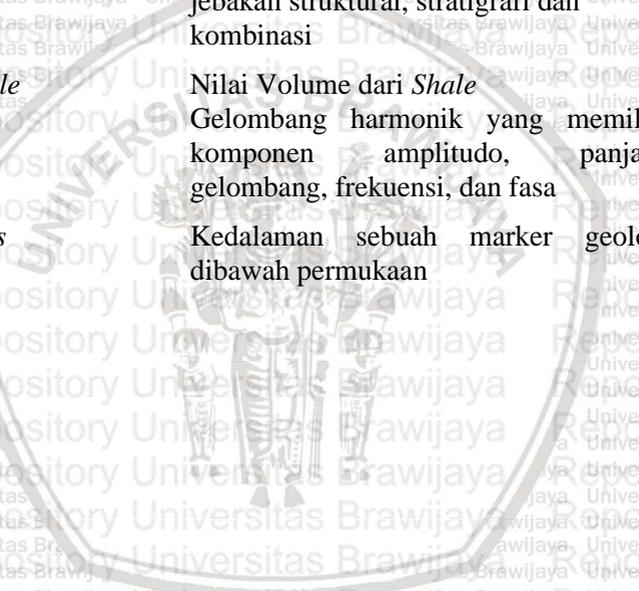
Nilai Volume dari *Shale*

*Wavelet*

Gelombang harmonik yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi, dan fasa

*Well Tops*

Kedalaman sebuah marker geologi dibawah permukaan



## BAB I PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi merupakan salah satu komponen penting sebagai sumber energi baik di Indonesia maupun di dunia. Ketergantungan terhadap minyak dan gas bumi tidak bisa diabaikan. Permasalahan muncul ketika penggunaan sumber daya mineral dan bahan bakar fosil tidak digunakan dengan bijaksana. Penggunaan secara terus menerus tanpa melakukan eksplorasi baru merupakan salah satu masalah yang seringkali terjadi pada ketersediaan minyak dan gas bumi. Sejatinya, Indonesia merupakan negara yang memiliki sumber daya minyak dan gas dalam jumlah melimpah. Status wilayah kerja migas konvensional dan nonkonvensional menyatakan hanya 92 dari 238 wilayah kerja yang sudah di eksploitasi dan diproduksi menghasilkan migas (ESDM, 2018). Jumlah wilayah kerja yang telah diproduksi terbilang sedikit bila dibandingkan dengan jumlah total wilayah kerja yang ada. Sehingga, pengembangan produksi perlu dilakukan. Salah satu cara untuk meningkatkan produksi migas adalah melakukan analisis sekatan sesar di wilayah kerja migas.

Keberadaan dan akumulasi minyak dan gas bumi dipengaruhi oleh keadaan geologi setempat. Deposit minyak dan gas bumi dipengaruhi oleh beberapa faktor yang dikenal dalam konsep *Petroleum System*, antara lain adalah batuan induk (*source rocks*), batuan reservoir, batuan penutup (*seal rocks*), jebakan (*trap*), dan proses migrasi (Lewis dkk., 2002). Lapangan Fish merupakan lapangan eksplorasi yang merupakan bagian dari Cekungan Jawa Timur. Cekungan Jawa timur adalah bagian dari sistem cekungan busur-belakang yang berkembang di sekitar batas tenggara dari Sunda *Shield*. Telah dilakukan eksplorasi pada daratan Jawa Timur dan telah dilakukan produksi hidrokarbon sejak akhir abad ke-19 (Pertamina-Petrochina East Java, 2011).

Dalam penelitian ini, akan dibahas lebih lanjut mengenai jebakan (*trap*). Salah satu tipe jebakan akibat deformasi perlapisan yaitu jebakan struktural, jebakan ini dipengaruhi oleh kejadian terbentuknya struktur lipatan dan sesar yang merupakan hasil dari kejadian tektonik (Koesoemadinata, 1980). Pada lapangan ini diketahui memiliki cadangan hidrokarbon yang terjebak oleh jebakan

(*trap*) yang berupa *Faulted Anticline* (Pertamina-Petrochina East Java, 2011).

Jalur migrasi (*migration route*) dapat didefinisikan sebagai jalur yang dapat digunakan oleh fluida untuk bergerak. Jalur migrasi ini dapat berupa pensejajaran lapisan (jukstaposisi), atau melalui sesar yang menghubungkan antara batuan berbeda yang memiliki sifat sebagai *reservoir*. Sedangkan *trap* merupakan tempat terakumulasinya fluida yang disebabkan pensejajaran lapisan *reservoir* dan *non reservoir* atau dapat pula diakibatkan hadirnya sesar yang bersifat *seal*, sehingga fluida tidak dapat bergerak (Wibowo, 2017).

Berdasarkan penjelasan di atas maka diperlukan analisis sekatan sesar menggunakan metode *shale gouge ratio*, *shale smear factor*, dan *clay smear potential* untuk menganalisis sifat sesar yang memiliki kemungkinan untuk menjadi *trap* atau *migration route*. Sehingga, analisis sekatan sesar adalah langkah awal untuk mengetahui pola kompartemenisasi pada Lapangan Fish.

## 1.2 Rumusan Masalah

Dari latar belakang penelitian yang telah diuraikan, maka dirumuskan permasalahan untuk penelitian ini, yaitu:

1. Bagaimana sesar dapat menjadi sekatan yang efektif sebagai jebakan hidrokarbon?
2. Apakah ada potensi kebocoran sekatan sesar pada Lapangan Fish?

## 1.3 Batasan Masalah

Dalam pelaksanaan penelitian, penulis memberikan beberapa batasan, yaitu:

1. Target penelitian adalah Lapangan Fish secara regional, dengan fokus interval adalah formasi Ngrayong hingga formasi Tuban.
2. Analisis sekatan sesar 2D dilakukan dengan menggunakan metode Diagram Allan.
3. Analisis sekatan sesar 3D dilakukan hanya pada masing – masing bidang sesar.

## 1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dari dilakukannya penelitian ini adalah:

1. Menjelaskan sifat sekatan sesar yang efektif menjadi jebakan hidrokarbon.
2. Menganalisis potensi kebocoran sekatan sesar pada Lapangan Fish.

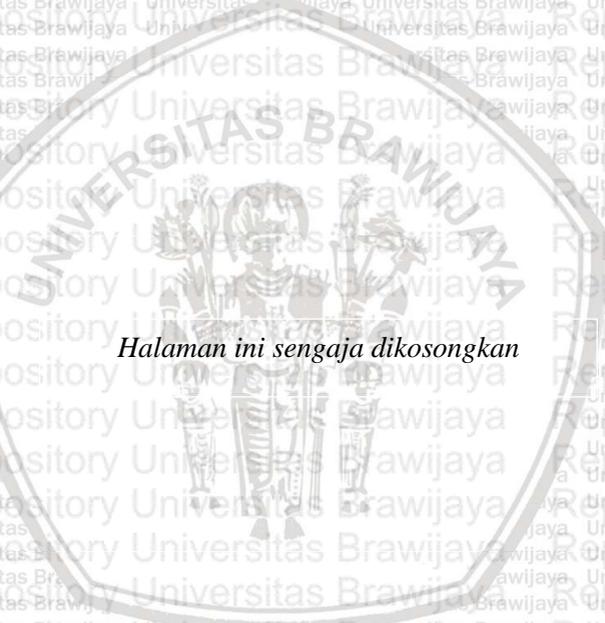
## 1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat dari hasil penelitian ini adalah:

1. Dapat dijadikan pertimbangan dalam studi evaluasi dan penentuan desain sumur pengeboran di Lapangan Fish.
2. Dapat digunakan sebagai referensi penelitian lain yang memiliki kesamaan atau keterkaitan topik penelitian.
3. Sebagai bentuk kontribusi dari penulis untuk penelitian di Indonesia secara umum dan di Universitas Brawijaya secara khusus.



Repository Universitas Brawijaya



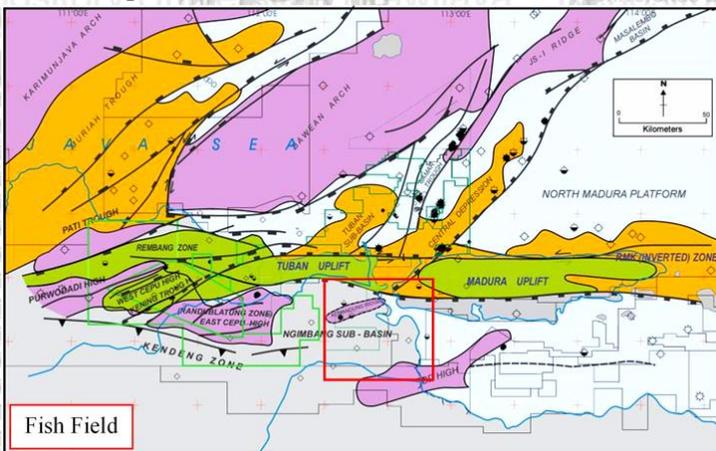
*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Tinjauan Geologi

Cekungan Jawa timur adalah bagian dari sistem cekungan busur-belakang yang berkembang di sekitar batas tenggara dari Sunda *Shield*. Telah dilakukan eksplorasi pada daratan Jawa Timur dan telah dilakukan produksi hidrokarbon sejak akhir abad ke-19. Penemuan-penemuan di cekungan utama terjadi pada *play* yang berbeda-beda, umumnya merupakan dampak dari variasi stratigrafi dan tatanan struktur. Sub-cekungan di Cekungan Jawa Timur merupakan bagian dari sistem cekungan yang luas dan kompleks.

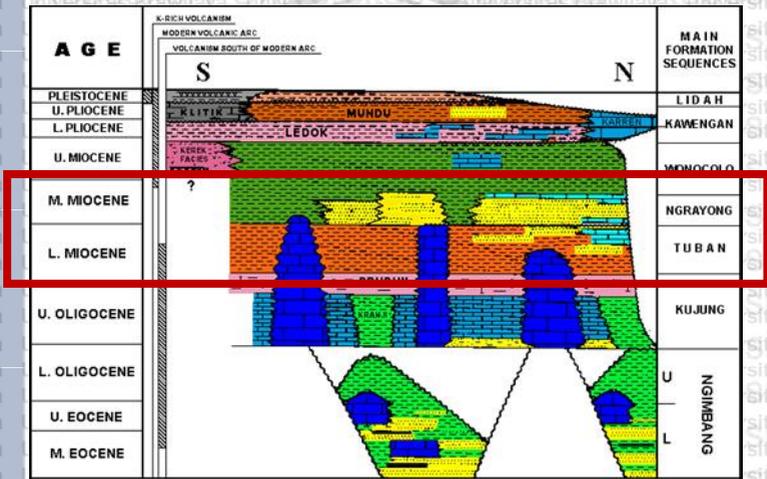
Fase awal dari perkembangan cekungan dicirikan dengan perkembangan *half graben* ekstensional yang dipengaruhi oleh elemen struktural sebelumnya. Konfigurasi tektonik yang paling mudah ialah dari Miosen Tengah dan seterusnya menunjukkan interaksi kompleks antara lempeng Australia, Pasifik, dan Sunda Land. Sejumlah gaya struktural yang berbeda telah terjadi pada wilayah ini pada waktu yang berbeda-beda dengan tektonisme Tersier Akhir yang besar dan kompleks (Gambar 2.1).



Gambar 2. 1 Setting struktural Cekungan Jawa Timur (Sumber: Pertamina-Petrochina East Java, 2011)

Secara umum, penamaan stratigrafi pada Cekungan Jawa Timur sangat kompleks, dimana terdapat beberapa penamaan secara lokal

digunakan oleh berbagai perusahaan minyak & gas serta institut penelitian, sehingga menghasilkan penamaan yang berbeda-beda. Perusahaan yang menjadi tempat penelitian peneliti telah mengklasifikasikan stratigrafi Cekungan Jawa Timur dari zaman Paleogen hingga Kuartar menjadi 7-unit stratigrafi atau 7 sekuen formasi utama, yaitu Ngimbang, Kujung, Tuban, Ngrayong, Wonocolo, Kawengan, dan Lidah. Dalam penelitian, penulis memiliki fokus analisis untuk analisis sekatan sesar pada Formasi Ngrayong hingga Formasi Tuban, yang ditandai dengan kotak merah pada Gambar 2. 2.



Gambar 2. 2 Stratigrafi regional Cekungan Jawa Timur (Sumber: Pertamina-Petrochina East Java, 2011)

Formasi Ngimbang dapat dibagi menjadi Formasi Ngimbang Bawah dengan umur Eosen Tengah-Akhir dan Formasi Ngimbang Atas dengan umur Oligosen Awal. Secara litologi, Formasi Ngimbang dapat dibagi lagi menjadi Klastik Ngimbang dan Karbonat Ngimbang.

Klastik Ngimbang relatif terbatas dan merupakan batas awal sistem *rift*. Perkembangan fasies vertikal dalam sistem *rift* ini adalah pengendapan transgresif dengan gradasi *lacustrine* hingga *coastal plain* dan laut dangkal. Transgresi berlanjut dan kemudian mengarah ke pengendapan Karbonat Ngimbang, mengindikasikan sedikit topografi tersisa dan menyebabkan transgresi yang cepat di mana perkembangan terumbu berlanjut di tinggian dan platform karbonat

terbentuk di sekitar batas cekungan (Pertamina-Petrochina East Java, 2011).

Formasi Kujung terendapkan pada kondisi laut dangkal pada umur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal, dan diklasifikasikan menjadi Batulempung Kujung dan Karbonat Kujung. Berdasarkan karakter reservoirnya, Karbonat Kujung dapat dibagi lagi menjadi (dari muda ke tua): Kujung-I, Kujung-II, and Kujung-III. Dalam nomenklatur litostratigrafi lainnya, Kujung-I dikenal dengan nama Formasi Prupuh. Pada Oligosen Akhir, area cekungan terdiri dari batulempung karbonatan dengan perlapisan parallel dan batugamping. Bagian paling atas dari karbonat secara regional disebut Batugamping Prupuh (Pertamina-Petrochina East Java, 2011).

Sedimen Miosen Awal-Tengah pada daratan Cekungan Jawa Timur tersusun dari 3 satuan litostratigrafi, yaitu: Formasi Tuban, Formasi Ngrayong, dan Formasi Wonocolo yang menindih Formasi Prupuh. Sedimen Miosen Awal dicirikan oleh sedimen laut dalam dari batulempung Formasi Tuban pada area cekungan dan dilanjutkan progradasi karbonat *build-up* Formasi Tuban pada daerah tinggian.

Formasi Ngrayong ditandai oleh masuknya pasir kuarsa pertama pada Formasi Tuban dan pasir kuarsa dominan ke atas, terdapat batubara dan sisipan batugamping Orbitoid bioklastik. Pasir Kuarsa Formasi Ngrayong ini telah menjadi sumber hidrokarbon utama di daratan Cekungan Jawa Timur. Formasi Wonocolo Miosen Tengah-Akhir di atasnya didominasi oleh lempung karbonatan dan sisipan batupasir kuarsa berperlapisan tipis. Pasir Kuarsa Formasi Ngrayong ini telah menjadi sumber hidrokarbon utama di daratan Cekungan Jawa Timur. Formasi Wonocolo Miosen Tengah-Akhir di atasnya didominasi oleh lempung karbonatan dan sisipan batupasir kuarsa berperlapisan tipis (Pertamina-Petrochina East Java, 2011).

Di umur Plistosen, stratigrafi ditunjukkan Formasi Kawengan yang didominasi oleh batulempung karbonatan yang secara umum monoton (Formasi Mundu) dengan arus sedimen klastik Formasi Ledok, dan batugamping bioklastik Formasi Klitik. Pola sedimentasi dikontrol oleh topografi terutama di Zona RMK. Tinggian yang terinversi mengalami erosi lalu karbonat terumbu berkembang (Formasi Bulu, Formasi Paciran). Pada area cekungan, karbonat pelagik menghasilkan Batupasir *Globigerina* yang membentuk



reservoir yang baik dengan pembentuk gas biogenik (Formasi/Pasir Selorejo).

Formasi Lidah berumur Plistosen didominasi oleh lempung abu-abu kehijauan hingga biru dengan sisipan batugamping *qoquina* dari Anggota Dander dan batulempung di atasnya dari Formasi Turitambakromo (Pertamina-Petrochina East Java, 2011).

### Petroleum System Cekungan Jawa Timur

Sistem petroleum adalah komponen-komponen yang harus dimiliki untuk memungkinkan terkumpul dan terakumulasinya suatu minyak bumi di suatu cekungan. Cekungan Jawa Timur merupakan cekungan tersier penghasil hidrokarbon sejak akhir abad ke-18, terutama daerah Cepu, Bojonegoro, dan Surabaya. Menurut Pertamina-Petrochina East Java (2011), sistem petroleum Cekungan Jawa Timur terdiri dari komponen-komponen penting antara lain:

#### 1. Batuan Induk (*source rock*)

Batuan induk hidrokarbon utama di Cekungan Jawa Timur berasal dari serpih karbonatan yang berasal dari lingkungan *marginal marine*, *deltaic*, dan *lacustrine* Formasi Ngimbang, terutama dari *Central Deep Basin* dengan tipe kerogen II dan III sehingga dapat menghasilkan minyak maupun gas. Serpih laut dalam pada bagian bawah Formasi Kujung juga mempunyai potensi untuk menjadi batuan induk.

#### 2. Reservoir

Reservoir adalah batuan dengan porositas dan permeabilitas yang baik untuk menyimpan dan mengalirnya hidrokarbon. Reservoir utama pada Cekungan Jawa Timur adalah batuan karbonat Formasi Ngimbang dan Formasi Kujung, serta reservoir *siliciclastic* dari Formasi Ngimbang, Formasi Tuban, serta Formasi Ngrayong.

#### 3. Batuan Tudung (*seal rock*)

Batuan tudung memiliki peran sebagai penyekat yang bersifat tidak permeabel seperti batulempung. Batuan tudung yang berada pada cekungan Jawa Timur adalah serpih Formasi Ngimbang, Formasi Tuban, Formasi Wonocolo, dan Formasi Mundu. *Shale* Formasi Tuban merupakan batuan tudung dengan ketebalan 500'-1500' pada Cekungan Jawa Timur Utara.

#### 4. Migrasi

Migrasi adalah perpindahan hidrokarbon dari batuan induk / source rock menuju batuan reservoir. Migrasi hidrokarbon terbagi atas migrasi primer dan sekunder. Migrasi primer adalah perpindahan dari hidrokarbon yang baru terbentuk keluar dari batuan induk (Formasi Ngimbang). Migrasi sekunder merupakan perpindahan hidrokarbon lebih lanjut menuju batuan reservoir yaitu karbonat Formasi Ngimbang dan Formasi Kujung serta reservoir *siliciclastic* dari Formasi Ngimbang, Formasi Tuban dan Formasi Ngrayong yang memiliki jebakan hidrokarbon atau tempat lain dimana hidrokarbon terakumulasi.

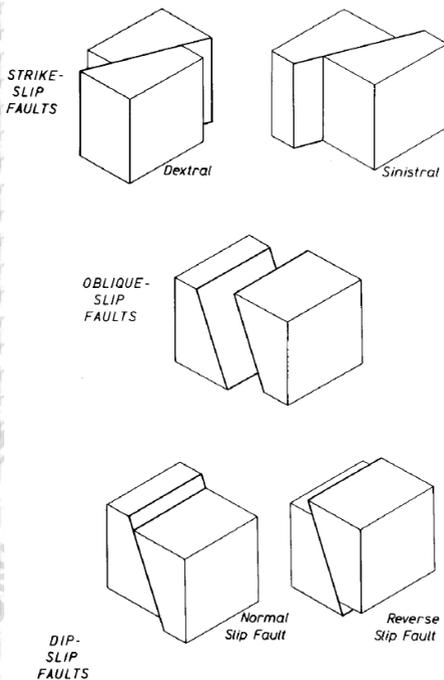
#### 5. Jebakan (*trap*)

Jenis jebakan di semua sistem minyak bumi Jawa Timur umumnya memiliki kesamaan. Hal ini disebabkan evolusi tektonik yang terjadi pada semua cekungan sedimen di sepanjang batas selatan dari kraton Sunda sehingga tipe struktur geologi dan mekanisme jebakan menjadi relatif memiliki kesamaan. Jebakan struktur yang berkembang berupa antiklin dan sesar serta jebakan stratigrafi ditemukan ketika unit batupasir menumpu (*onlap*) dan menutupi bagian tinggian batuan dasar

### 2.2 Sesar

Sesar (*fault*) adalah bidang rekahan yang disertai adanya pergeseran relatif (*displacement*) satu blok terhadap blok batuan lainnya. Sesar merupakan kondisi dimana terjadi pergerakan atau pergeseran batuan akibat adanya gaya geologi. Mekanisme pergerakan sesar ini bisa berupa *strike-slip*, *reverse* dan normal (Irsyam dkk., 2010).

Ada tiga jenis sesar yaitu sesar mendatar, sesar naik, dan sesar turun. Selain ketiga jenis tersebut, dikenal pula sesar yang merupakan kombinasi antara sesar mendatar dan sesar naik/turun yang disebut *oblique fault*.



Gambar 2. 3 Jenis - jenis sesar (Sumber: Lisle, 2008)

1. Sesar Mendatar (*Strike-slip Fault*) adalah sesar yang pergerakannya sejajar, blok bagian kiri relatif bergeser ke arah yang berlawanan dengan blok bagian kanannya. Berdasarkan arah pergerakan sesarnya, sesar mendatar dapat dibagi menjadi 2 (dua) jenis sesar, yaitu:

a. Sesar Mendatar *Dextral* (sesar mendatar menganan) Sesar Mendatar

*Dextral* adalah sesar yang arah pergerakannya searah dengan arah perputaran jarum jam.

b. Sesar Mendatar *Sinistral* (sesar mendatar mengiri). Sesar Mendatar.

*Sinistral* adalah sesar yang arah pergeserannya berlawanan arah dengan arah perputaran jarum jam. Pergeseran pada sesar mendatar dapat sejajar dengan permukaan sesar atau pergeseran sesarnya dapat membentuk sudut (*dip-*

*slip/oblique*). Sedangkan bidang sesarnya sendiri dapat tegak lurus maupun menyudut dengan bidang horizontal.

2. Sesar Naik (Thrust Fault) adalah sesar dimana salah satu blok batuan bergeser ke arah atas dan blok bagian lainnya bergeser ke arah bawah di sepanjang bidang sesarnya. Pada umumnya bidang sesar naik mempunyai kemiringan lebih kecil dari  $45^\circ$ .
3. Sesar Turun (Normal fault) adalah sesar yang terjadi karena pergeseran blok batuan akibat pengaruh gaya gravitasi. Secara umum, sesar normal terjadi sebagai akibat dari hilangnya pengaruh gaya sehingga batuan menuju ke posisi seimbang (isostasi). (Ibrahim dkk., 2010).

### 2.3 Jebakan (*Trap*)

Jebakan reservoir merupakan unsur paling penting dalam cara terdapatnya minyak dan gas bumi. Eksplorasi atau pencarian minyak dan gas bumi sampai kini ditujukan pada pencarian jebakan. Istilah perangkap atau jebakan (*trap*), mengandung arti seolah-olah minyak terjebak atau tersangkut dalam suatu keadaan sehingga tidak bisa lepas lagi (Koesoemadinata, 1980).

Secara geologi perangkap dapat dikelompokkan dalam tiga jenis perangkap yaitu perangkap struktur, perangkap stratigrafi, dan perangkap kombinasi dari keduanya.

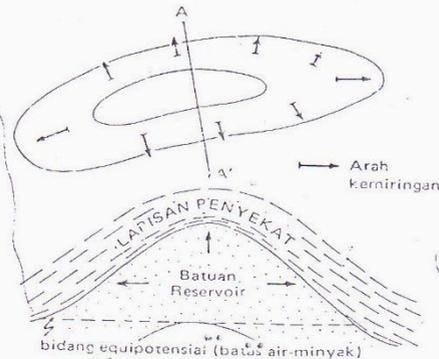
#### 2.3.1 Jebakan Struktur

Perangkap struktur merupakan perangkap yang paling orisinal dan sampai dewasa ini merupakan perangkap yang paling penting. Jelas di sini berbagai unsur perangkap yang membentuk lapisan penyekat dan lapisan reservoir sehingga dapat menangkap minyak, disebabkan karena gejala tektonik atau struktur, misalnya perlipatan dan pematahan. Sebetulnya kedua unsur ini merupakan unsur utama dalam pembentukan perangkap (Koesoemadinata, 1980).

##### Perangkap lipatan

Perangkap yang disebabkan perlipatan ini merupakan perangkap utama, perangkap yang paling penting dan merupakan perangkap yang pertama kali dikenal dalam pengusahaan minyak dan gas bumi. Unsur yang mempengaruhi pembentukan perangkap ini, yaitu lapisan penyekat dan penutup yang berada di atasnya dan terbentuk sedemikian rupa, sehingga minyak tak bisa pindah

kemanamana. Minyak tidak bisa pindah ke atas karena terhalang oleh lapisan penyekat, juga ke pinggir terhalang oleh lapisan penyekat yang melengung ke daerah pinggir, serta ke bawah terhalang oleh air atau bidang ekipotensial (Koesoemadinata, 1980).



Gambar 5.2 Prinsip penjebakan minyak dalam perangkap struktur

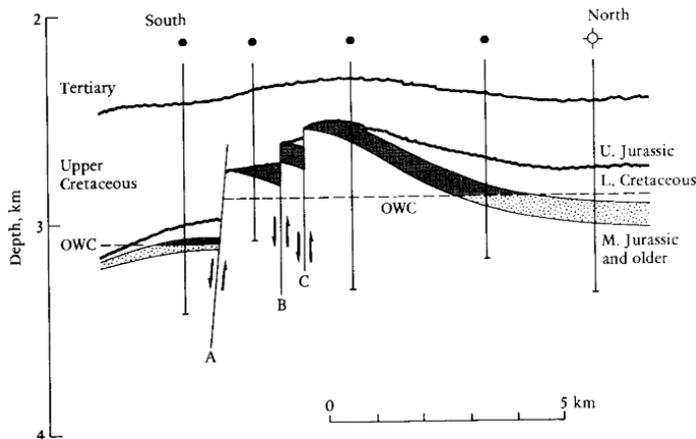
Gambar 2. 4 Jebakan Antiklin (Sumber: Koesoemadinata, 1980)

### Perangkap Sesar

Sesar dapat juga bertindak sebagai unsur penyekat minyak dalam penyaluran pergerakan minyak selanjutnya. Kadang – kadang dipersoalkan pula apakah sesar itu bersifat penyekat atau penyalur.

Sesar yang berdiri sendiri tidaklah dapat membentuk suatu perangkap. Ada beberapa unsur lain yang harus dipenuhi untuk terjadinya suatu perangkap yang betul-betul hanya disebabkan karena sesar, antara lain :

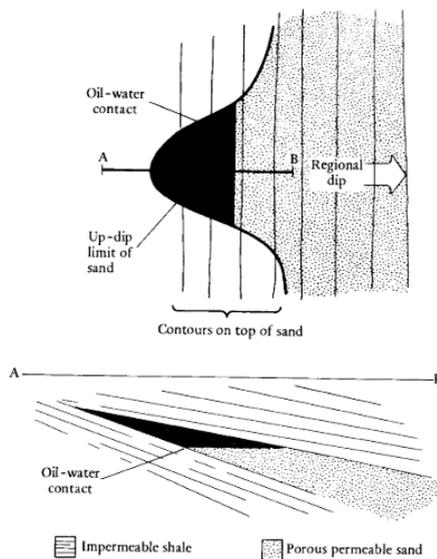
1. Adanya kemiringan wilayah
2. Harus ada paling sedikit 2 sesar yang berpotongan
3. Adanya suatu pelengkungan lapisan atau suatu perlipatan
4. Pelengkungan daripada sesarnya sendiri dan kemiringan wilayah



Gambar 2. 5 Penggambaran dari perangkat sesar, (A) merupakan fault seal dan (B dan C) bukan fault seal (Sumber: Selley, 1998)

### 2.3.2 Jebakan Stratigrafi

Jenis perangkat stratigrafi dipengaruhi oleh variasi perlapisan secara vertikal dan lateral, perubahan fasies batuan dan ketidakselarasan dan variasi lateral dalam litologi pada suatu lapisan reservoir dalam perpindahan minyak bumi. Prinsip dalam perangkat stratigrafi adalah minyak dan gas bumi terperangkap dalam perjalanan ke atas kemudian terhalang dari segala arah terutama dari bagian atas dan pinggir, hal ini dikarenakan batuan reservoir telah menghilang atau berubah fasies menjadi batu lain sehingga merupakan penghalang permeabilitas (Koesoemadinata, 1980). Dan jebakan stratigrafi tidak berasosiasi dengan ketidakselarasan seperti *Channels*, *Barrier Bar*, dan *Reef*, namun berasosiasi dengan ketidakselarasan seperti *Onlap*, *Pinchouts*, dan *Truncations*.



Gambar 2. 6 Salah satu jebakan stratigrifi, *pinch out trap* (Sumber: Selley, 1998)

### 2.3.3 Jebakan Kombinasi

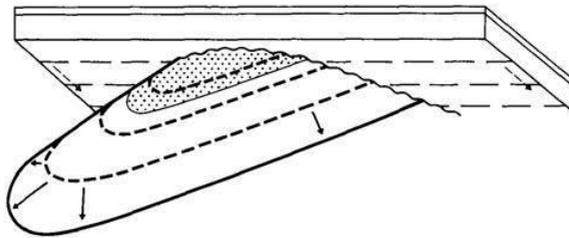
Jebakan kombinasi adalah jebakan dengan kombinasi antara jebakan struktural dan stratigrifi. Dalam jebakan ini terdapat lebih dari satu jenis perangkap yang membentuk reservoir. Perangkap kombinasi diantaranya adalah:

- Kombinasi lipatan – pembajian

Perangkap kombinasi lipatan – pembajian dapat terjadi karena di salah satu pihak batu pasir menyebar ke arah yang luas dan di lain pihak tudung antiklin menutup arah lainnya, tetapi dengan adanya lipatan maka penyebaran daripada akumulasi akan terkonsentrasi dalam bagian tertinggi dari perangkap tersebut.

- Kombinasi lipatan – sesar

Perangkap kombinasi lipatan – sesar dapat terjadi karena suatu kemiringan wilayah yang disebabkan oleh adanya pelipatan yang membatasi gerak hidrokarbon ke suatu arah dan di arah lain dibatasi oleh sesar.



Contoh Perangkat kombinasi  
(www.geo.vu.nl)

Gambar 2. 7 Perangkat kombinasi lipatan - sesar

## 2.4 Perhitungan Volume Shale

Log *Gamma ray* (GR) merekam radioaktif natural di dalam formasi dan dapat digunakan untuk mengidentifikasi litologi dan untuk mengkorelasi zona di dalamnya. *Shale-free sandstone* dan karbonat memiliki konsentrasi radioaktif yang minimum pada pembacaan. Semakin banyak komponen dalam *shale* maka semakin tinggi respons nilai GR pada pembacaan karena banyaknya konsentrasi material radioaktif di dalam *shale* (Asquith & Krygowski, 2004)

Karena *Shale* biasanya lebih radioaktif dibandingkan dengan *sand* dan karbonat, *gamma ray* dapat digunakan untuk menghitung volume *shale* pada reservoir yang porous. Volume *Shale* (*Vshale*) direpresentasikan ke dalam desimal atau persen. Langkah pertama yang dilakukan adalah menghitung *Vshale* adalah dengan mencari nilai indeks *gamma ray* ( $I_{GR}$ ) (Asquith & Krygowski, 2004).

$$I_{GR} = \frac{\text{Gamma Ray}_{log} - \text{Gamma Ray}_{Min}}{\text{Gamma Ray}_{Max} - \text{Gamma Ray}_{Min}} \quad (2.1)$$

Dimana:

$I_{GR}$  = indeks *gamma ray*

$GR_{log}$  = nilai bacaan *gamma ray* pada formasi

$GR_{min}$  = nilai bacaan minimum *gamma ray* (*clean sand* atau karbonat)

$GR_{max}$  = nilai bacaan maksimum *gamma ray* (*shale*)

Persamaan diatas merupakan persamaan linear yang dirasa kurang merepresentasikan keadaan bawah permukaan, sehingga perlu

dilakukan perhitungan ulang agar grafik nilai tersebut dapat mendekati kenyataan yang ada di bawah permukaan. Persamaannya antara lain:

- Larionov (1969) for tertiary rocks:

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7I_{GR}} - 1) \quad (2.2)$$

- Steiber (1970):

$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{3 - 2I_{GR}} \quad (2.3)$$

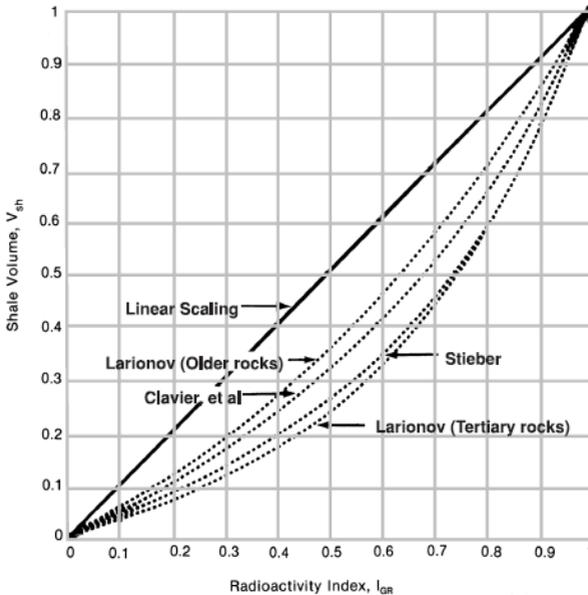
- Clavier (1971):

$$V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2} \quad (2.4)$$

- Larionov (1969) for older rocks:

$$V_{sh} = 0.33 \times (2^{2I_{GR}} - 1) \quad (2.5)$$

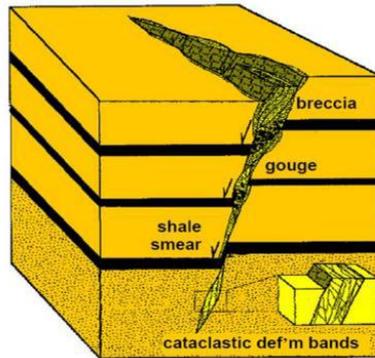
Berikut ini adalah grafik perbandingan *Vsh* Calculations di atas:



Gambar 2. 8 Grafik perbandingan *Vsh* Calculations (Sumber: Asquith & Krygowski, 2004)

## 2.5 Sekatan Sesar (*Fault Seal*)

Struktur dan komposisi dari zona sesar sangat bervariasi. Sifat dasar dari zona sesar sangat bervariasi sepanjang dari permukaan sesar, tergantung pada tipe dan jumlah litologi yang muncul.



Gambar 2. 9 Ilustrasi zona sekatan sesar di bawah permukaan bumi  
(Sumber: Dee, 2005)

### 2.5.1 Tipe – tipe *Fault Seal*

Meskipun belum ada kesepakatan universal tentang klasifikasi *fault seal*, dua tipe *fault seal* berikut sudah disepakati berbagai pihak, yaitu *juxtaposition seals* dan *fault rock seals* (Pei dkk., 2015).

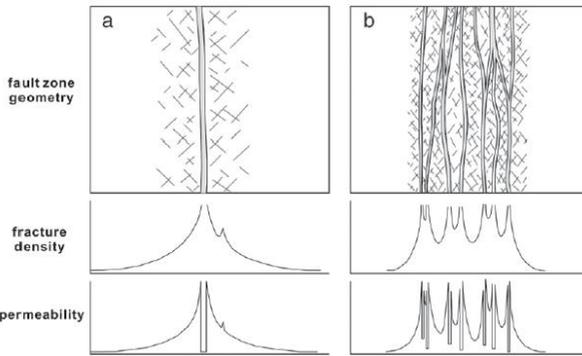
#### 1. *Juxtaposition Seals*

Sekatan jukstaposisi berasosiasi dengan kasus dimana terdapat reservoir terpatahkan dan berjukstaposisi dengan litologi non-reservoir dengan permeabilitas yang rendah (Allan, 1989).

#### 2. *Fault Rock Seals*

Menurut terminologi tentang ketidakmenerusan struktural yang ditinjau oleh Fossen (2010), kata “sesar” didefinisikan sebagai sebuah bidang yang disebut bidang gelincir atau *shear fracture*, sedangkan kata “zona sesar” adalah daerah tabular yang berisi satu set permukaan sesar yang paralel atau berhubungan. Seperti pada gambar 2.10, sesar tidak hanya terbentuk dari satu bidang tetapi terdiri dari beberapa bidang sesar atau koneksi dari beberapa segmen sesar yang membentuk beberapa zona sesar.

*Fault rock* yang berbeda akan terbentuk bila beberapa jenis batuan membentuk sesar kompleks saat proses pematahan.



Gambar 2. 10 Perbandingan struktur zona sesar, (a) sebuah sesar dengan zona hancuran sesar di sekitarnya, (b) beberapa sesar paralel dengan banyak zona hancuran sesar di sekitarnya (Sumber: Pei dkk., 2015)

### 2.5.2 Proses Terbentuknya Sekatan Sesar (*Fault Seal*)

Menurut Smith (1966), terdapat lima jenis proses terbentuknya *fault seal* yang telah diketahui yaitu semiran lempung, sementasi, kataklisis, perpindahan masa diffusive oleh cairan bertekanan, dan reduksi porositas oleh disaggregasi dan pencampuran (Pei et al., 2015).

#### 1. Semiran lempung

Lempung memiliki porositas dan permeabilitas yang sangat rendah. Semiran lempung sangat efektif untuk membendung aliran fluida dalam formasi sehingga banyak studi yang memfokuskan pada proses ini. Terdapat beberapa prinsip dari semiran lempung yaitu:

- Abrasi lempung saat lempung tersebut melewati batupasir
- Deformasi lapisan yang bergeser dan lentur antara *hanging wall* dan *foot wall*
- Injeksi material lempung ketika fluidisasi

#### 2. Sementasi

Sementasi dapat terjadi di zona sesar sehingga zona yang awalnya permeabel menjadi lebih kompak dan padat, sehingga fluida tidak dapat melintas.

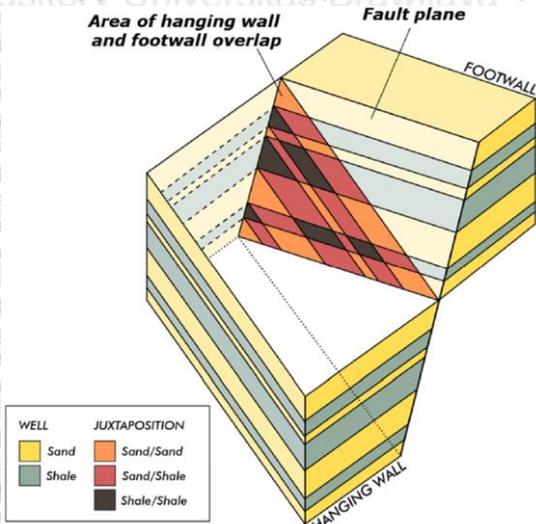
3. **Kataklasis**  
Kataklasis merupakan penghancuran butiran pasir untuk menghasilkan zona sesar material butiran halus yang akan memberikan sesar tekanan masukan yang tinggi.
4. **Perpindahan massa diffusive oleh cairan bertekanan**  
Perpindahan massa diffusive merupakan sebuah proses perpindahan massal dari zona bertekanan tinggi menuju zona bertekanan rendah, terjadi ketika material yang terlarutkan hingga butir saling melakukan kontak dan berpindah oleh difusi ke zona berpori dimana material tersebut akhirnya terakumulasi dan menyumbat pori.
5. **Reduksi porositas oleh disaggregasi dan pencampuran**  
Dalam proses ini, tidak terdapat perekahan butir yang luas tapi hanya disagregasi dan pencampuran butir melalui aliran partikel, sehingga proses ini menghasilkan reorganisasi distribusi butir dengan lempung tanpa mengurangi ukuran butir. Proses ini sering terjadi di batuan sedimen *unconsolidated*.

## **2.6 Metode – metode untuk Mengevaluasi Sifat Kesekatan Sesar**

Dalam rentang 20 tahun, ahli geologi telah mengembangkan beberapa metode untuk mengevaluasi sifat – sifat kesekatan sesar antara lain: Metode Jukstaposisi Stratigrafi, Metode *Clay smear potential*, Metode *Shale smear factor*, dan Metode *Shale gouge ratio*.

### **2.6.1 Metode Jukstaposisi**

Metode ini dikenalkan oleh Allan (1989), yang mengkorelasi sesar dengan migrasi hidrokarbon. Konsep kesejajaran litologi sudah lama diterima kalangan perminyakan bahkan kesejajaran litologi merupakan salah satu target utama dalam eksplorasi hidrokarbon. Konsep kesejajaran litologi selanjutnya dijadikan analisa rutin dalam menentukan sifat sekatan suatu sesar dengan menggunakan diagram “Allan” atau sering juga disebut peta kesejajaran litologi reservoir. Pada prinsipnya peta kesejajaran litologi reservoir (gambar 2.11) adalah peta bidang sesar yang menggambarkan perpotongan antara bidang sesar dan lapisan pada kedua blok yang terpatahkan menjadi sebuah peta yang sering disebut diagram bidang sesar atau Diagram Allan.

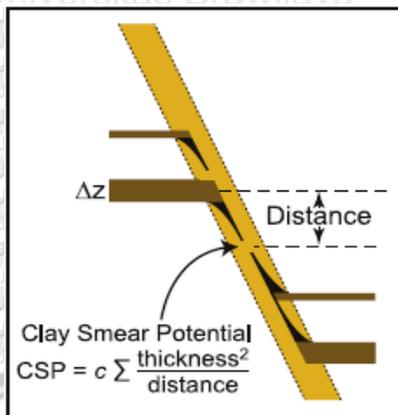


Gambar 2. 11 Ilustrasi Diagram Jukstaposisi (Sumber: Lewis dkk., 2002)

### 2.6.2 Metode *Clay smear potential*

*Clay smear potential* menunjukkan jumlah relatif dari *clay* (misalnya: *mudstones, shale*) yang telah tersemir dari sebuah formasi sumber *shale* pada sejumlah titik sepanjang *fault plane* ketika sesar terbentuk. CSP kemudian diekspresikan secara eksplisit oleh Fulljames dkk. (1997) (gambar 2.12). CSP merepresentasikan jumlah total dari *clay* yang telah tersemir dari setiap unit stratigrafi dengan jumlah *clay* yang terdapat pada bidang sesar. Nilai CSP meningkat seiring kenaikan ketebalan dari lapisan *shale* dan jumlah unit stratigrafi yang memiliki konsentrasi *clay* yang tinggi, dan CSP menurun seiring meningkatnya *throw* sesar. Nilai CSP yang lebih dari 30 menandakan bahwa lapisan tersebut memiliki semiran *clay* yang rendah atau dapat dikatakan sesar tidak bersifat penyekat.

$$CSP = c \sum \frac{(\text{ketebalan lapisan Shale})^2}{\text{jarak terhadap lapisan lempung}} \quad (2.6)$$

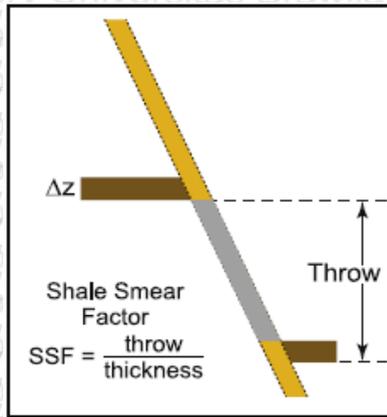


Gambar 2. 12 Ilustrasi dan perhitungan *Clay smear potential* (CSP)  
(Sumber: Vrolijk dkk., 2016)

### 2.6.3 Metode *Shale smear factor*

*Shale smear factor* (SSF) dikenalkan oleh Lindsay dkk. (1993) (gambar 2.13), untuk mengestimasi besaran dari *fault seal* yang terbentuk oleh semiran lempung. Nilai SSF berbanding lurus dengan *throw* sesar dan berbanding terbalik dengan ketebalan dan jumlah sumber dari *clay*. Menggunakan algoritma SSF untuk mengestimasi keberadaan semiran lempung, dengan adanya peningkatan ketebalan dan jumlah sumber lempung dan penurunan *throw* sesar atau sebaliknya. Nilai SSF yang lebih dari 7 menandakan bahwa lapisan tersebut memiliki semiran *clay* yang rendah atau dapat dikatakan sesar tidak bersifat penyekat.

$$\text{SSF} = \frac{\text{fault throw}}{\text{shale layer thickness}} \quad (2.7)$$



Gambar 2. 13 Ilustrasi dan perhitungan *Shale smear factor* (SSF) (Sumber: Vrolijk dkk., 2016)

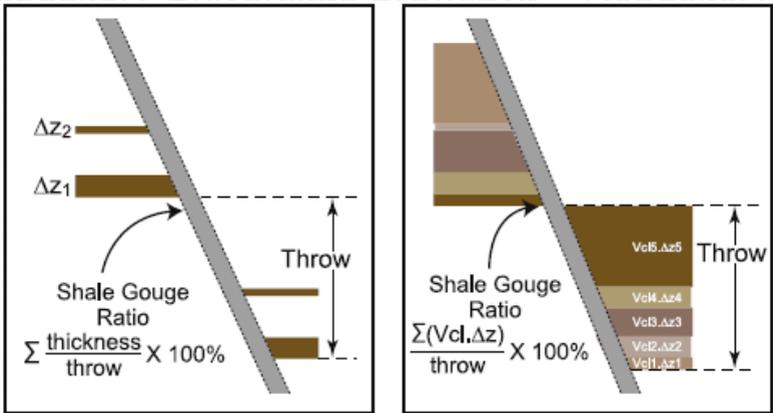
### 2.6.4 Metode *Shale gouge ratio*

*Shale gouge ratio* (SGR) bertujuan untuk mengestimasi jumlah *clay* pada sesar dari mencampurkan beberapa unit dengan konten *clay* yang berbeda pada interval *throw*. Hal ini membantu untuk mengevaluasi *fault seal* pada sekuen yang kompleks. Nilai SGR berbanding lurus dengan ketebalan kumulatif lapisan *shale* pada rentang yang sama dengan *throw* sesar dan berbanding terbalik dengan *throw* sesar (Yielding dkk., 1997). Nilai SGR yang kurang dari 20% menandakan bahwa lapisan tersebut memiliki semiran *clay* yang rendah atau dapat dikatakan sesar tidak bersifat penyekat.

$$SGR = \frac{\sum(\text{shale bed thickness})}{\text{fault throw}} \times 100\% \quad (2.8)$$

$$SGR = \frac{\sum[(\text{zone thickness}) \times (\text{zone clay fraction})]}{\text{fault throw}} \times 100\% \quad (2.9)$$

$$SGR = \frac{\sum(V_{sh} \times \Delta Z)}{\text{fault throw}} \times 100\% \quad (2.10)$$

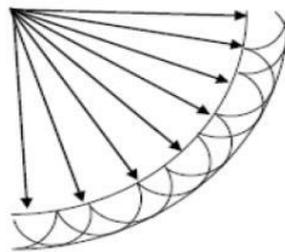


Gambar 2. 14 Ilustrasi dan Perhitungan *Shale gouge ratio* (SGR) (Sumber: Vrolijk dkk., 2016)

## 2.7 Konsep Dasar Seismik Refleksi

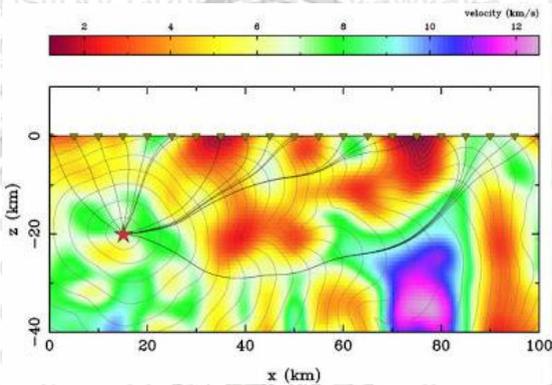
Gelombang secara umum merupakan fenomena perambatan gangguan (usikan) dalam medium sekitarnya. Gangguan ini mula-mula terjadi secara lokal yang menyebabkan terjadinya osilasi kedudukan partikel-partikel medium. Gelombang seismik merupakan gelombang mekanis yang muncul akibat adanya suatu sumber usikan, baik secara alami maupun buatan (Triyoso, 1991).

Hukum-hukum yang berlaku pada prinsip gelombang seismik. Prinsip Huygens yang menyatakan bahwa setiap titik 12 pengganggu yang berada di depan muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya deretan gelombang baru (Gambar 2.15). Jumlah energi total deretan gelombang baru tersebut sama dengan energi utama (Munadi, 2002).



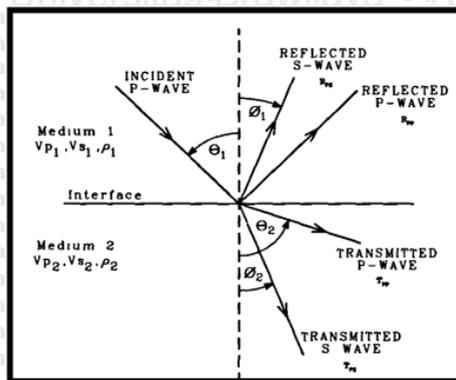
Gambar 2. 15 Ilustrasi Prinsip Huygens (Sumber: Asparini, 2011)

Prinsip Fermat menyatakan bahwa jika sebuah gelombang merambat dari satu titik ke titik yang lain, maka gelombang tersebut akan memilih jejak yang tercepat (gambar 2.16). Kata tercepat ini untuk memberikan penekanan bahwa jejak yang akan dilalui oleh sebuah gelombang adalah jejak yang secara waktu tercepat bukan yang terpendek secara jarak. Tidak selamanya yang terpendek itu tercepat. Dengan demikian, jika gelombang melewati sebuah medium yang memiliki variasi kecepatan gelombang seismik, maka gelombang tersebut akan cenderung melalui zona kecepatan tinggi dan menghindari zona kecepatan rendah (Munadi, 2002).



Gambar 2. 16 Ilustrasi Prinsip Fermat (Sumber: Rawlinson & Sambridge, 2004)

Hukum Snellius menyatakan bahwa apabila suatu gelombang jauh pada bidang batas yang mempunyai perbedaan densitas, maka gelombang tersebut akan dibiaskan, jika sudut datang gelombang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya. Gelombang akan dipantulkan, jika sudut datangnya lebih besar dari sudut kritisnya (Gambar 2.17). Gelombang datang, gelombang bias, gelombang pantul terletak pada suatu bidang datar (Munadi, 2002).



Gambar 2. 17 Ilustrasi Hukum Snellius (Sumber: Castagna & Backus, 1993)

## 2.8 Komponen – komponen Data Seismik Refleksi

### 2.8.1 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi

Impedansi akustik (IA) didefinisikan sebagai salah satu sifat fisis batuan di mana nilainya dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan temperatur. Berdasarkan definisi tersebut, impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator jenis litologi, nilai porositas, jenis hidrokarbon, dan pemetaan litologi dari suatu zona reservoir.

Impedansi akustik secara matematis dapat dirumuskan sebagai:

$$\text{Impedansi Akustik (IA)} = \rho v \quad (2.11)$$

dimana:

- $\rho$  : densitas suatu batuan atau lapisan
- $v$  : kecepatan gelombang seismik pada suatu batuan atau lapisan.

Pemantulan gelombang seismik akan terjadi jika terdapat perubahan atau kontras IA antara lapisan yang berbatasan. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang pada keadaan normal dapat ditulis sebagai:

$$\frac{E_{pantul}}{E_{datang}} = KR^2 \quad (2.12)$$

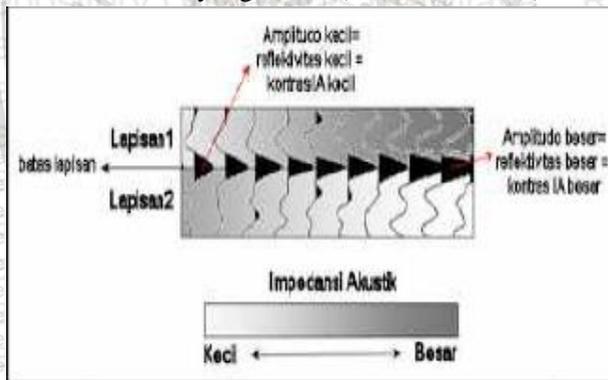
di mana nilai KR dapat diperoleh dari perhitungan berikut.

$$KR = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1} \quad (2.13)$$

dengan:

- E adalah energi,
- KR adalah koefisien refleksi,
- $IA_1$  adalah impedansi akustik lapisan atas, dan
- $IA_2$  adalah impedansi akustik lapisan bawah.

Harga kontras IA dapat diperkirakan dari harga amplitudo refleksi, di mana semakin besar amplitudo refleksi, maka kontras IA juga semakin (Gambar 2. 18). Impedansi akustik seismik memberikan resolusi lateral yang bagus (12,5 – 25 m), tetapi dengan resolusi vertikal yang buruk (5 – 10 m), sedangkan impedansi akustik sumur memberikan resolusi vertikal yang sangat baik (s/d 0,15 m), tetapi memiliki resolusi lateral yang buruk (Sukmono, 1999).



Gambar 2. 18 Hubungan antara amplitudo, reflektivitas, dan kontras impedansi akustik (Sumber: Sukmono, 1999)

### 2.8.2 Wavelet

*Wavelet* merupakan gelombang harmonik yang memiliki interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). *Wavelet* akan tajam dalam kawasan waktu apabila terdapat semua frekuensi. Berdasarkan konsentrasinya, *wavelet* dibagi menjadi empat jenis, yaitu (Gambar 2. 19):

a. *Wavelet Berfasa Nol (Zero Phase Wavelet)*

*Wavelet* berfasa nol memiliki konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini memiliki resolusi dan *standout* yang maksimum. *Wavelet* berfasa nol merupakan jenis *wavelet* yang lebih baik dari semua jenis *wavelet* yang memiliki spektrum amplitudo yang sama (Sismanto, 2006).

b. *Wavelet Berfasa Minimum (Minimum Phase Wavelet)*

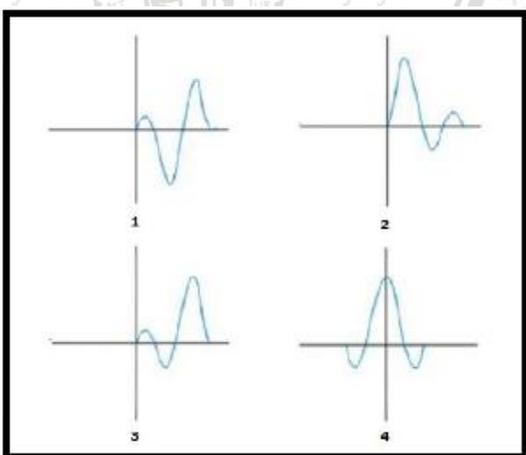
*Wavelet* berfasa minimum memiliki energi yang terpusat di bagian depan. Dibandingkan jenis *wavelet* lain dengan spektrum amplitudo yang sama, *wavelet* berfasa minimum memiliki perubahan atau pergeseran fasa terkecil pada tiap-tiap frekuensi. Dalam terminasi waktu, *wavelet* berfasa minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya (Sismanto, 2006).

c. *Wavelet Berfasa Maksimum (Maximum Phase Wavelet)*

*Wavelet* berfasa maksimum memiliki energi yang terpusat secara maksimal di bagian akhir dari *wavelet* tersebut, jadi merupakan kebalikan dari *wavelet* berfasa minimum (Sismanto, 2006).

d. *Wavelet Berfasa Campuran (Mixed Phase Wavelet)*

*Wavelet* berfasa campuran merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang (Sismanto, 2006).



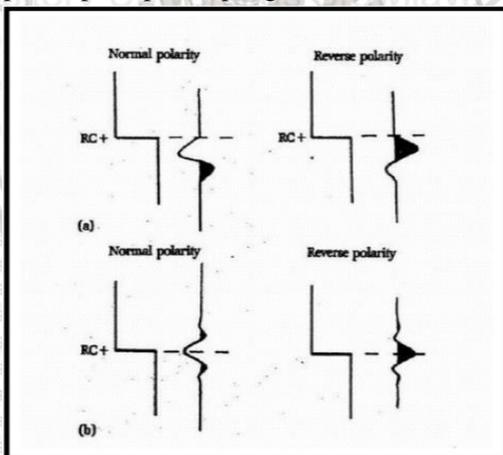
Gambar 2. 19 Jenis wavelet berdasarkan konsentrasinya; (1) wavelet berfasa minimum; (2) wavelet berfasa maksimum; (3) wavelet berfasa campuran; (4) wavelet berfasa nol (Sumber: Sismanto, 2006)

### 2.8.3 Polaritas dan Fasa

Untuk mendeskripsikan refleksi gelombang sebagai suatu refleksi yang negatif atau positif, biasanya digunakan polaritas yang berdasar pada rasio impedansi akustik (IA). Jika  $IA_2 > IA_1$ , maka akan diperoleh bentuk puncak (*peak*), sedangkan jika diperoleh  $IA_2 < IA_1$ , maka akan diperoleh bentuk palung (*trough*). Adanya ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam mengakibatkan dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda, yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*). Saat ini, terdapat dua jenis konvensi polaritas, yaitu Standar SEG dan Standar Eropa (Sukmono, 1999).

Standar SEG mendefinisikan polaritas normal sebagai:

- Sinyal seismik positif menghasilkan tekanan akustik positif pada *hydrophone* atau sebagai gerakan awal ke atas pada *geophone*
- Sinyal seismik positif merekam sebagai nomor negatif pada suatu rekaman, defleksi negative pada monitor perekam dan sebagai *trough* (putih) pada penampang seismik



Gambar 2. 20 Contoh Ideal dari Bentuk Polaritas Normal dan *Reverse* dan pada *Minimum Phase* (a) dan *Zero Phase* (b)

Dalam menginterpretasi data seismik, penting untuk mengetahui bentuk dasar pulsa atau fasa yang dipakai dalam pemrosesan data. Umumnya, pulsa seismik yang ditampilkan pada penampang seismik dapat dikelompokkan menjadi 2 jenis fasa, yaitu

fasa minimum dan fasa nol. Pada pulsa fasa minimum, energi yang berhubungan dengan batas IA terkonsentrasi pada *onset* di bagian muka pulsa, sedangkan pada fasa nol, batas IA akan terdapat pada *peak* bagian tengah (Sukmono, 1999). Dibandingkan dengan fasa minimum, fasa nol memiliki beberapa kelebihan, antara lain:

- Untuk spektrum amplitudo yang sama, sinyal fasa nol akan selalu lebih pendek dan beramplitudo lebih besar daripada fasa minimum sehingga rasio sinyal *noise*-nya juga akan lebih besar.
- Amplitudo maksimum sinyal fasa nol umumnya akan selalu berhimpit dengan *spike* refleksi, sedangkan pada kasus fasa minimum, amplitudo maksimum terjadi setelah *spike* refleksi terkait.
- Bentuk *wavelet* fasa nol simetris sehingga memudahkan dalam *picking* horizon terkait.

### 2.8.4 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet* (Gambar 2. 21) . Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, umur, kedalaman, dan sifat fisis lainnya) terhadap *trace* seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif (Arohman, 2016).

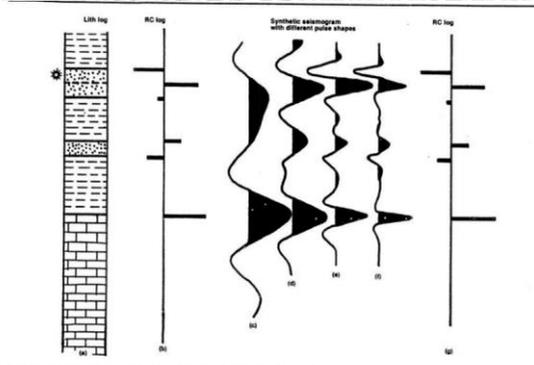


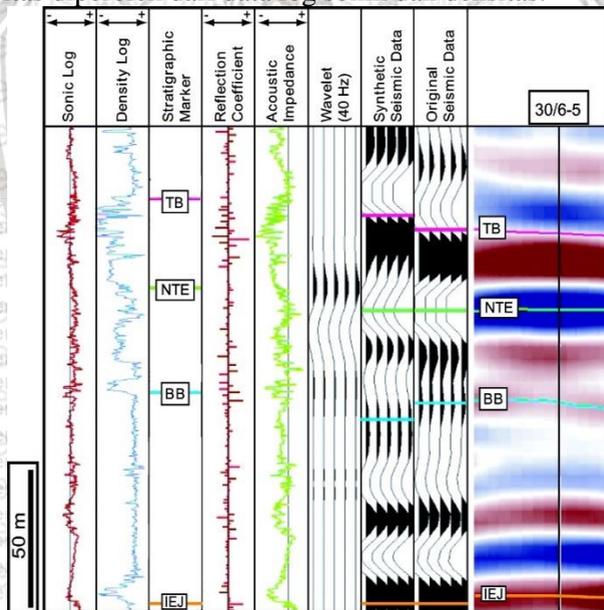
FIGURE 2.23 The effect of wavelet frequency on the seismic response. Reprinted by permission of BHDC Press from Anstey, 1986a.

Gambar 2. 21 Contoh seismogram sintetik (Sumber: Arohman, 2016)

### 2.8.5 Well-seismic tie

Untuk meletakkan horizon seismik skala waktu pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang umumnya diplot pada skala kedalaman, maka perlu dilakukan *well-seismic tie*. *Well-seismic tie* merupakan proses pengikatan data sumur (*well*) terhadap data seismik. Data sumur yang diperlukan untuk *well-seismic tie* adalah sonik (DT), densitas (RHOB), dan *checkshot* (Abdullah, 2008).

Umumnya, teknik yang digunakan dalam pengikatan data ini adalah memanfaatkan seismogram sintetik dari hasil survei kecepatan (Gambar 2. 22). Seperti pada penjelasan pada Bab 2.8.4, seismogram sintetik dibuat dengan cara mengkonvolusikan *wavelet* dengan data reflektivitas, di mana *wavelet* yang digunakan sebaiknya memiliki frekuensi dan *bandwidth* yang sama dengan penampang seismik. Data reflektivitas diperoleh dari data log sonik dan densitas.



Gambar 2. 22 Contoh pengikatan data sumur ke data seismik (Sumber: Jackson dkk., 2010)

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian Tugas Akhir yang berjudul “Analisis Sekatan Sesar Menggunakan Metode *Shale gouge ratio*, *Shale smear factor*, dan *Clay smear potential* Pada Lapangan Fish, Cekungan Jawa Timur” dilakukan dari tanggal 4 Oktober 2019 hingga 17 Desember 2019 bertempat di PT. Pertamina Hulu Energi (PHE) Tuban East Java, Gedung D Perkantoran Hijau Arkadia, Jl. T.B. Simatupang, Jakarta Selatan, Indonesia.

### 3.2 Data dan Perangkat Penelitian

Pada penelitian ini, data yang digunakan adalah berupa data sekunder, antara lain adalah data geologi regional, data log sumur, data seismik 2D PSTM (*Post Stack Time Migration*), data *marker* geologi, data *checkshot.*, dan *final well report*. Enam buah data sumur yang digunakan dalam penelitian kemudian diberi nama sumur Utara-1, Utara-2, Utara-3, Selatan-1, Selatan-2, dan N-Selatan. Sumur Utara-2, Utara-3 dan Selatan-2 adalah sumur vertikal, sedangkan sumur Utara-2, Selatan-1, dan N-Selatan adalah sumur deviasi.

Perangkat yang digunakan dalam penelitian ini antarlain, *Personal Work Station* di tempat penelitian, satu buah laptop dengan sistem operasi Windows10, perangkat lunak CGG Hampson-Russell 10, Schlumberger Petrel 2015, Geolog 7.0, Badleys T7 (Trap Tester) dan Microsoft Office16.

### 3.3 Ketersediaan Data

#### 3.3.1 Data Literatur

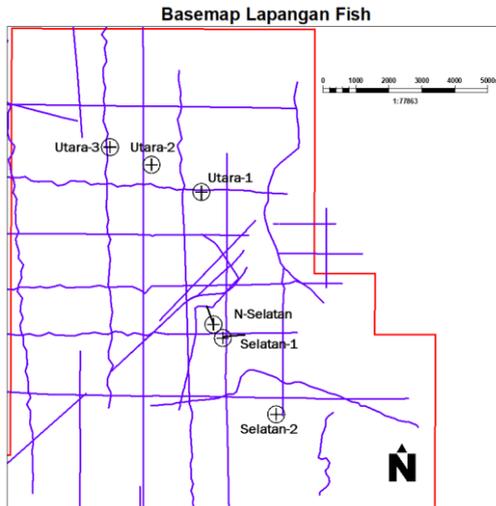
Data literatur pada penelitian ini antara lain data geologi regional yaitu studi geologi yang terdiri dari kajian struktural dan stratigrafi daerah penelitian. Data geologi regional dapat memudahkan interpretasi hasil penelitian.

### 3.3.2 Data Seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik PSTM (*Post Stack Time Migration*). Berikut keterangan data yang digunakan:

Jenis Data : Data seismik 2D

Jumlah Line : 35 Line



Gambar 3. 1 Basemap Lapangan Fish

### 3.3.3 Data Sumur

Sumur yang digunakan dalam penelitian ini ada 6 buah antara lain Utara-1, Utara-2, Utara-3, Selatan-1, Selatan-2 dan N-Selatan. Adapun kelengkapan data sumur dapat dijelaskan dalam tabel di bawah. Log *Bit size* digunakan untuk mengetahui lebar lubang bor. Log *Caliper* digunakan untuk pengukuran variasi diameter lubang bor saat lubang bor masih dalam *open case*. Log *RhoB* digunakan untuk mengetahui densitas dari formasi. Log *Depth-Time* digunakan untuk mengoreksi nilai kedalaman dan waktu antara data sumur dan data seismic. Log *Gamma Ray* digunakan untuk identifikasi litologi. Log *Neutron-Porosity* digunakan untuk mengetahui porositas pori pada formasi. Log *Spontaneous Potential* digunakan untuk menentukan lapisan permeable. Log *Photoelectric Factor* digunakan untuk perhitungan volumetrik. Log Resistivitas digunakan untuk

menghitung tahanan jenis batuan. *Checkshot* atau VSP digunakan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman yang berguna dalam proses pengikatan sumur dan seismik (*well seismic tie*).

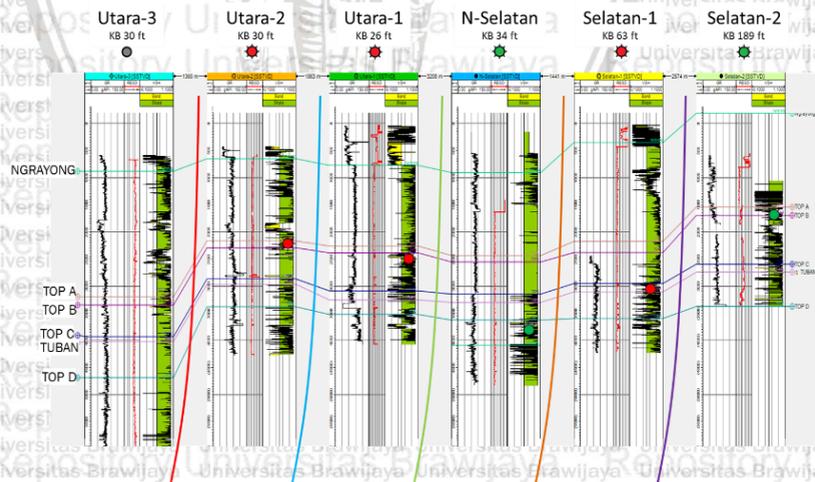
Berikut merupakan tabel kelengkapan data sumur yang digunakan dalam penelitian ini.

Tabel 3. 1 Kelengkapan Data Sumur

Nama Sumur	Bit Size	Caliper	RhoB	Depth-Time	Gamma Ray	N-Phi	Spontaneous Potential	PEF Volumetric	Resistivity Deep	Resistivity Medium	Resistivity Shallow	Checkshot or VSP
Utara-1	√	√	√	√	√	√	-	-	√	-	√	√
Utara-2	√	√	√	√	√	√	-	√	√	-	√	√
Utara-3	√	√	√	√	√	√	-	√	√	-	√	√
N-Selatan	-	√	√	√	√	-	√	√	√	-	√	√
Selatan-1	-	√	√	√	√	√	-	-	√	-	√	√
Selatan-2	√	√	√	√	√	√	-	√	√	-	√	√

### 3.4 Korelasi Antar Sumur

Korelasi antar sumur dilakukan untuk mengetahui hubungan antar *welltops* pada masing-masing sumur. Korelasi antar sumur dilakukan sebagai acuan dalam interpretasi horizon pada data seismik. Korelasi antar sumur dilakukan pada seluruh sumur yang ada pada lapangan. Pada korelasi ini terdapat 4 buah *welltops* (Top A, Top B, Top C, dan Top D) dan 2 *top formation* (Formasi Ngrayong dan Tuban).



Gambar 3. 2 Korelasi Antar Sumur

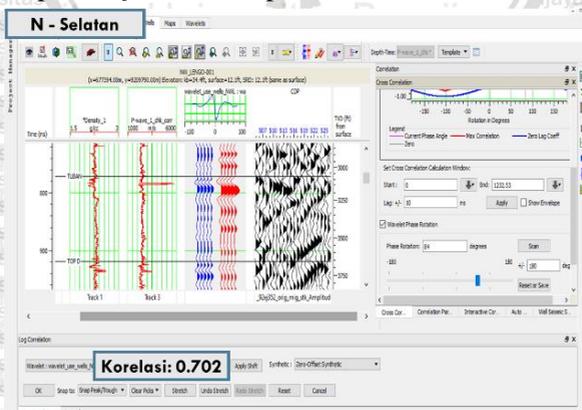
### 3.5 Pembuatan Log Volume Shale

Pembuatan Log *Volume Shale* dilakukan di Software Geolog. Nilai *Volume Shale* (VSh) didapatkan dari perhitungan Log *Gamma Ray*. Log VSh nantinya digunakan sebagai input utama dalam melakukan analisis sekatan sesar baik 2D maupun 3D dengan memerhatikan nilai *cutoff shale* yaitu 0.5. Apabila nilai *Volume Shale* lebih rendah dari 0.5 dapat dikatakan litologi titik tersebut adalah *non-shale*.

### 3.6 Interpretasi Seismik 2D

#### 3.6.1 Well-seismic tie

*Well-seismic tie* bertujuan untuk mengikat data sumur yang berdomain kedalaman terhadap data seismik yang berdomain waktu. Pengikatan ini berfungsi untuk meletakkan data seismik yang berdomain waktu terhadap kedalaman yang sebenarnya. Data yang digunakan pada proses ini adalah data seismik, log densitas, log sonik terkoreksi *check-shot*, dan *wavelet*. Hasil *well-seismic tie* berupa seismogram sintetik. Kualitas hasil *well-seismic tie* diperiksa secara kualitatif dan kuantitatif. Secara kualitatif, hasil *well-seismic tie* dilakukan dengan melihat kesamaan *wiggle* seismogram sintetik dengan data seismik orisinal. Sedangkan kualitas hasil *well-seismic tie* diperiksa secara kuantitatif berdasarkan nilai korelasi yang tinggi (mendekati 1) antara seismogram sintetik dan *trace* seismik yang ditampilkan pada *software* Hampson-Russel.



Gambar 3. 3 *Well-seismic Tie* Sumur N-Selatan

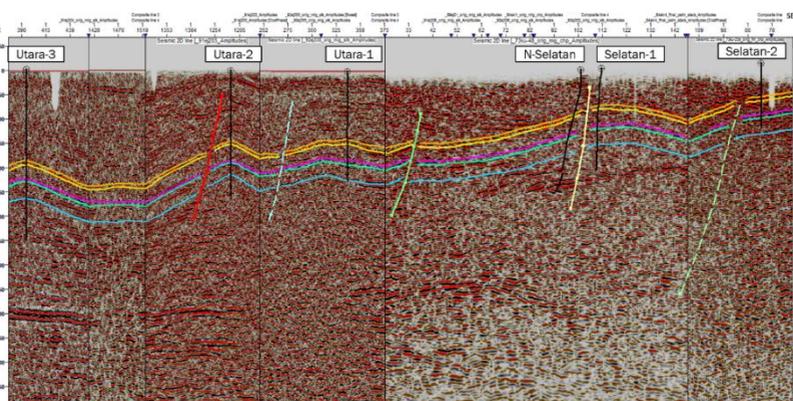
Tabel 3. 2 Nilai korelasi Well-seismic Tie semua sumur

Sumur	Nilai Korelasi
N-Selatan	0.700
Selatan 1	0.585
Selatan 2	0.714
Utara 1	0.625
Utara 2	0.731
Utara 3	0.712

### 3.6.2 Interpretasi sesar dan horizon

Interpretasi sesar dilakukan untuk analisis struktur, dimana pada penampang seismik sesar dicirikan dengan ketidakmenerusan lateral suatu perlapisan. Interpretasi menggunakan software Petrel 2015. Pada interpretasi sesar data seismik 2D diperlukan konsep geologi dan pemahaman tentang keadaan lapangan yang baik agar dapat menghubungkan *fault sticks* dari satu *line* seismik ke *line* yang lain.

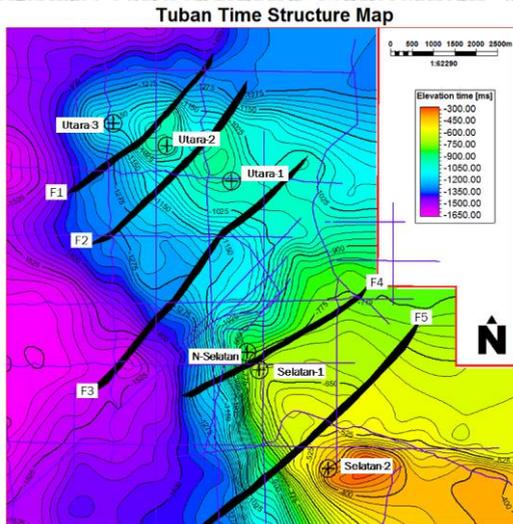
Interpretasi horizon dilakukan dengan menandai penyebaran atau kemenerusan reflektor seismik pada suatu penampang seismik. Proses interpretasi horizon dimulai dengan menentukan top formasi, yang dilanjutkan dengan menandai horizon yang melalui tiap top formasi berdasarkan kenampakan reflektor seismik. Interpretasi horizon juga memerlukan pemahaman yang komprehensif mengenai geologi regional, utamanya litologi formasi agar interpretasi horizon tepat.



Gambar 3. 4 Interpretasi sesar dan horizon

### 3.6.3 Pembuatan Peta Struktur Waktu

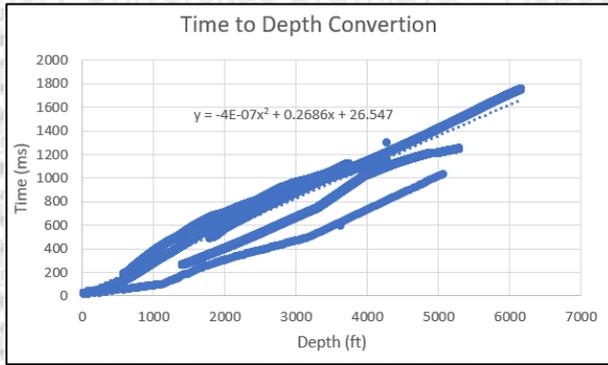
Pembuatan Peta struktur waktu dapat dilakukan dengan cara melakukan *Surface Gridding* dari hasil interpretasi sesar dan horizon yang telah dilakukan. Peta struktur waktu merupakan hal yang penting digunakan untuk mengetahui kontur kedalaman waktu pada lokasi penelitian. Peta struktur waktu merupakan model awal sebelum dikonversikan ke kedalaman sehingga harus disesuaikan dengan keadaan daerah secara geologis agar mendapatkan hasil yang baik.



Gambar 3. 5 Peta Struktur Waktu Formasi Tuban

### 3.6.4 Time to Depth Conversion

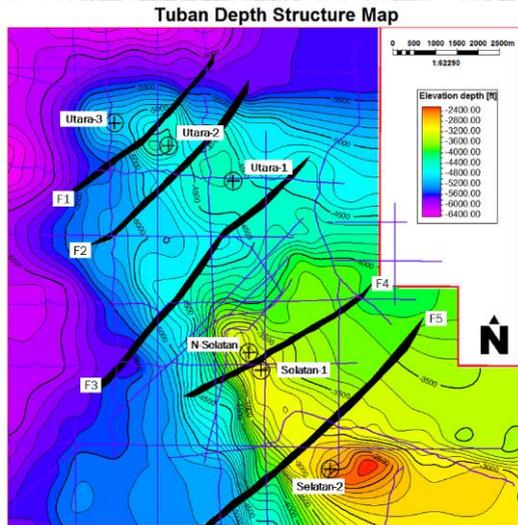
Untuk mengubah peta struktur waktu ke peta struktur kedalaman, perlu dilakukan *Time to Depth Conversion*. Kegiatan ini dilakukan pada *Microsoft Excel* dengan membuat grafik dari hubungan waktu dan kedalaman masing-masing sumur menggunakan regresi *polynomial* orde 2.



Gambar 3. 6 Time to Depth Conversion

### 3.6.5 Pembuatan Peta Struktur Kedalaman

Peta Struktur Kedalaman merupakan hasil dari kalkulasi regresi *Time to Depth Conversion* terhadap peta struktur waktu. Peta struktur kedalaman berfungsi untuk mengetahui kontur kedalaman (biasanya dalam ft. atau m) sebuah horizon dalam suatu lapangan.

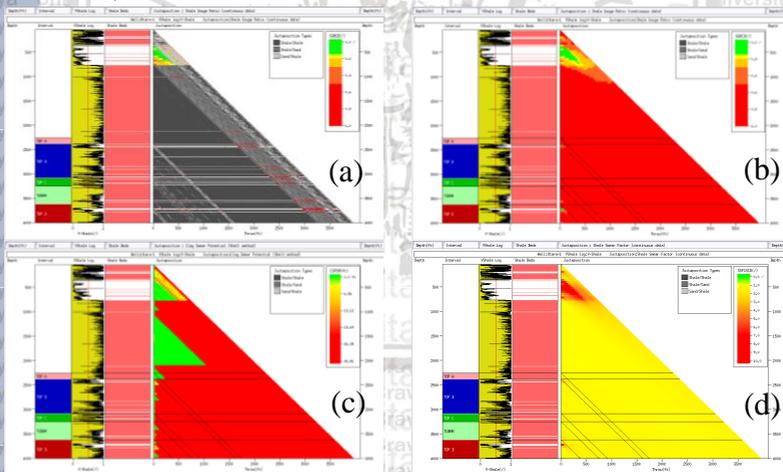


Gambar 3. 7 Peta Struktur Kedalaman Formasi Tuban

## 3.7 Analisis Sekatan Sesar

### 3.7.1 Analisis Sekatan Sesar 2D

Analisis Sekatan Sesar 2D dilaksanakan di software Badleys T7 (Trap Tester). Mula-mula dilakukan dengan melakukan *input* data log *Vshale* pada sumur. Dari data *Vshale* tersebut kemudian dapat diatur *cut-off* dari log yaitu bernilai 0.5. Dapat diartikan nilai dibawah 0.5 merupakan lapisan batu pasir, kemudian nilai diatas 0.5 merupakan batu lempung. Kemudian dilakukan plot dengan Diagram Allan. Dalam analisis Diagram Allan, digunakan 4 buah filter kalkulasi yaitu Jukstaposisi, *Shale gouge ratio*, *Shale smear factor* dan *Clay smear potential*. Analisis dilakukan pada masing-masing sumur. Hasil akhir dari analisis ini dapat mengetahui potensi kebocoran suatu titik dalam sesar apabila sesar tersebut berada di sekitar sumur dan berpotensi sebagai jebakan. Nilai kesekatan sesar yang baik merupakan kombinasi dari nilai  $SGR > 20\%$ ,  $SSF < 7$  dan nilai  $CSP < 30$  (Yielding dkk., 1997).

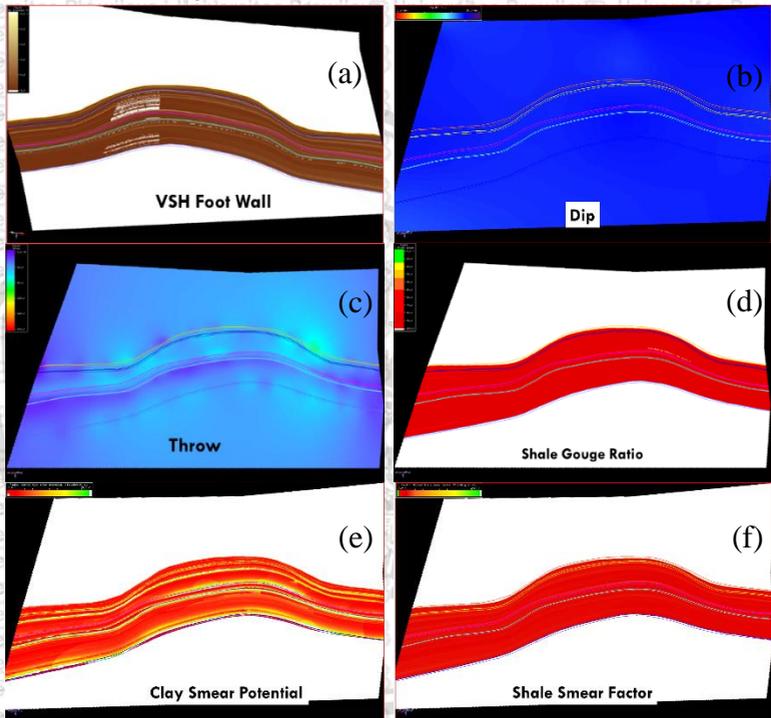


Gambar 3. 8 Diagram Allan dengan filter: (a) Jukstaposisi, (b) *Shale gouge ratio*, (c) *Clay smear potential*, (d) *Shale smear factor*

### 3.7.2 Analisis Sekatan Sesar 3D

Analisis Sekatan Sesar 3D dilakukan menggunakan software Badleys T7 (Trap Tester) pada bidang sesar. Horizon yang telah dibuat kemudian diekstrapolasikan ke bidang sesar dan didapatkan

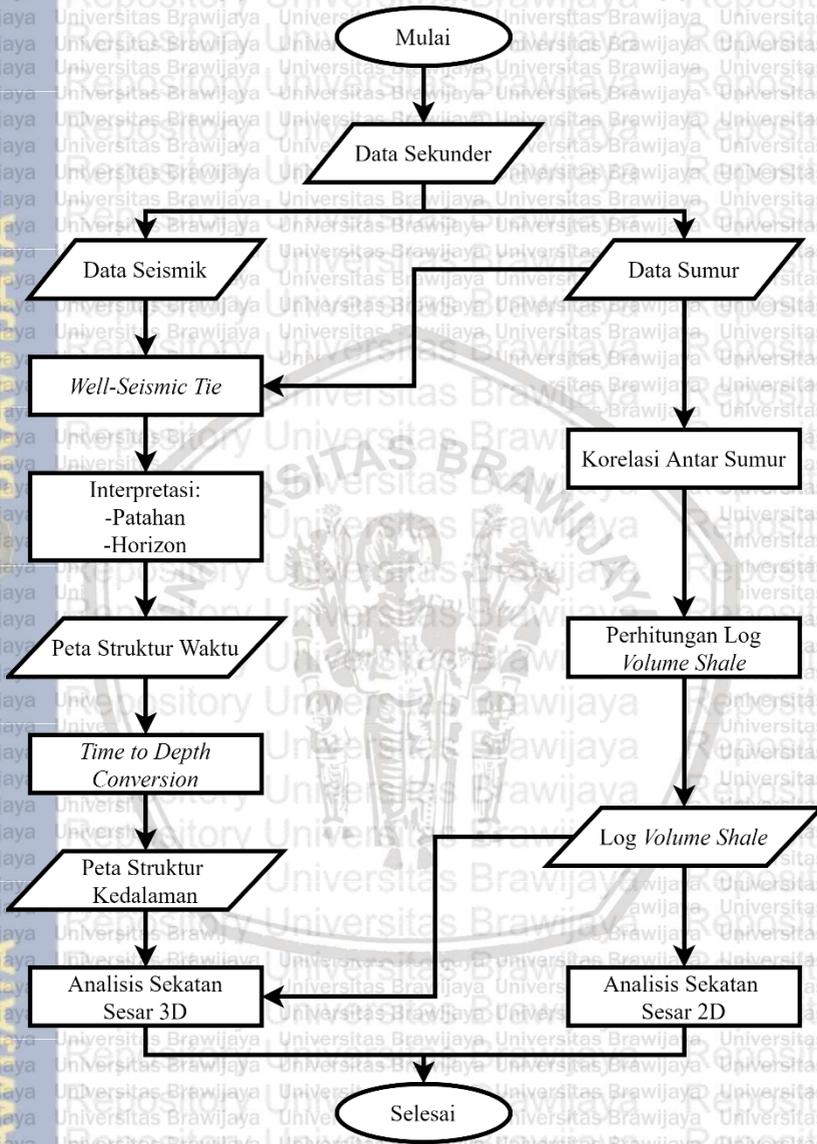
perbedaan *Throw* antara *Foot wall* dan *Hanging wall* dari horizon yang terpatahkan. Kemudian data *Vshale* dari sumur terdekat diekstrapolasikan pula ke bidang sesar. Setelah terekstrapolasi di bidang sesar maka dilakukan kalkulasi nilai *Shale gouge ratio*, *Shale smear factor*, dan *Clay smear potential*. Nilai kesekatan sesar yang baik merupakan kombinasi dari nilai  $SGR > 20\%$ ,  $SSF < 7$ , dan nilai  $CSP < 30$  (Yielding dkk., 1997).



Gambar 3. 9 Bidang Sesar dengan filter: (a) Nilai Vsh pada *Foot wall*, (b) *Dipping* Sesar, (c) Nilai *Throw*, (d) Nilai *Shale gouge ratio*, (e) Nilai *Clay smear potential*, (f) Nilai *Shale smear factor*

### 3.8 Diagram Alir Penelitian

Pengerjaan penelitian dapat dijabarkan dalam diagram alir pada Gambar 3.10.



Gambar 3. 10 Diagram alir penelitian

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Analisis Sekatan Sesar 2D

Analisis Sekatan Sesar 2D dilakukan menggunakan software Badleys T7 (Trap Tester). Analisis ini didapatkan dari *input* Log *Vshale* dengan *cut-off* 0.5, sehingga dapat diartikan nilai dibawah 0.5 merupakan lapisan batu pasir (*sand*), sedangkan nilai diatas 0.5 merupakan batu lempung (*shale*). Kemudian dilakukan plot dengan Diagram Allan. Dalam analisis Diagram Allan, digunakan 4 buah filter mekanisme penyekat bagi fluida di dalam reservoir yaitu Jukstaposisi, *Shale gouge ratio* (SGR), *Shale smear factor* (SSF), dan *Clay smear potential* (CSP). Analisis dilakukan pada masing-masing sumur. Hasil akhir dari analisis ini dapat mengetahui potensi kebocoran (*leaking*) suatu titik dalam sesar apabila sesar tersebut berada di sekitar sumur dan berpotensi sebagai jebakan. Nilai kesekatan sesar yang baik merupakan kombinasi dari nilai SGR >20%, nilai SSF <7, dan nilai CSP <30 (Yielding dkk., 1997)

Jukstaposisi merupakan kesejajaran litologi. Dapat berupa *Sand-Sand*, *Sand-Shale*, *Shale-Sand*, dan *Shale-Shale*. Penyekat jukstaposisi (*Juxtaposition Seal*) merupakan pensejajaran antara *Sand* dengan *Shale*, sedangkan pensejajaran *Sand* dengan *Sand* berpotensi dapat meloloskan fluida. Sehingga, target dalam analisis Jukstaposisi adalah kesejajaran *Sand-Sand*.

*Shale gouge ratio* (SGR) merupakan perhitungan sesar secara kuantitatif dengan membagi volume lempung dengan ketebalan lapisan dibagi dengan loncatan vertikal (*throw*) zona sesar (Fossen, 2010). Nilai SGR yang rendah memiliki rentang nilai dari 1% – 20%, nilai SGR yang sedang memiliki rentang nilai dari 20% – 50%, dan nilai SGR yang tinggi memiliki nilai >50% Target dalam analisis *Shale gouge ratio* adalah kemungkinan terdapatnya kebocoran dalam suatu lokasi yang ditandai dengan nilai SGR <20%.

*Shale smear factor* (SSF) merupakan rasio jarak pergeseran vertikal sesar (*fault throw*) terhadap ketebalan lapisan lempung yang terpotong sesar. Semiran lempung akan menjadi tidak lengkap dan tidak menyekat bila SSF >7. Nilai SSF yang kecil menandakan semiran menerus dan menyebabkan bidang sesar menjadi tersekat

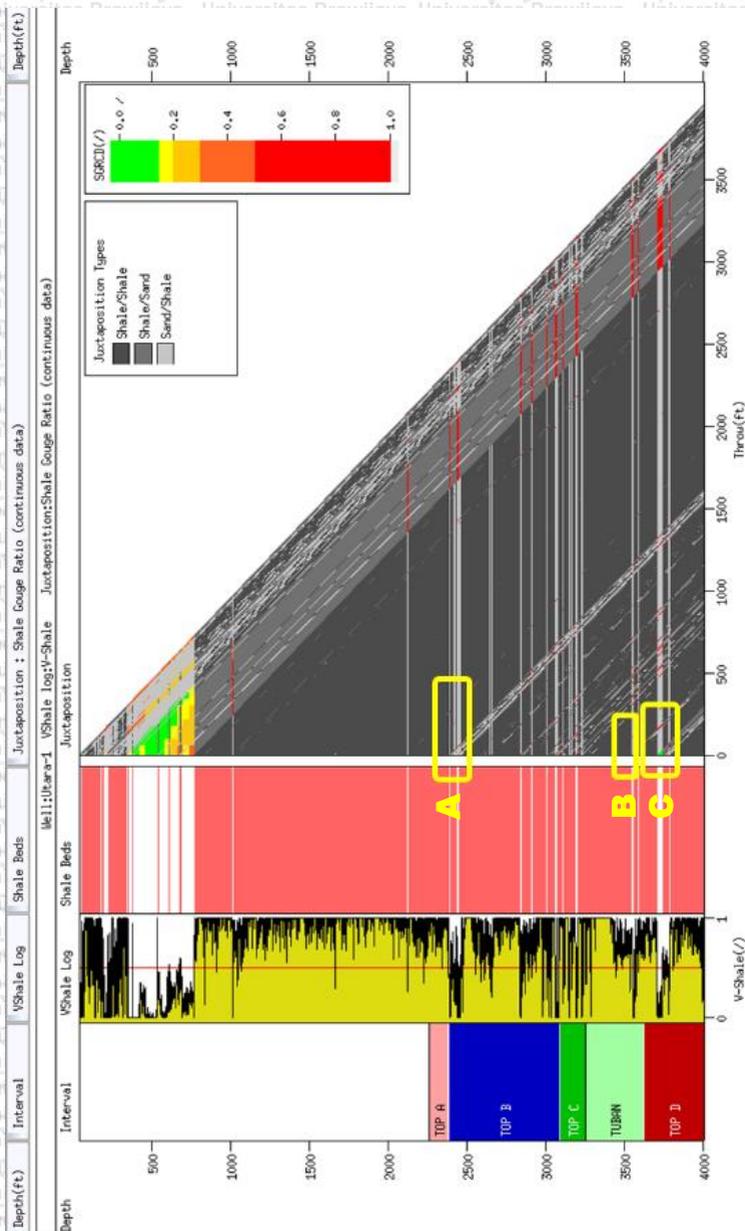


(Fossen, 2010). Target dalam analisis *Shale smear factor* adalah kemungkinan semiran tidak menyekat yaitu bila  $SSF > 7$ .

*Clay smear potential* merupakan jumlah lempung yang dijumpai di sepanjang sesar yang diberikan oleh lapisan-lapisan lempung yang terpotong sesar. Dapat pula diartikan sebagai indikasi seberapa jauh pergeseran batu lempung dalam menjadi semiran sesar yang efektif sebelum sepenuhnya hancur dan membuka konektivitas reservoir (Fossen, 2010). Target dalam analisis *Clay smear potential* adalah kemungkinan terbukanya konektivitas reservoir yang ditandai dengan nilai  $CSP > 3$

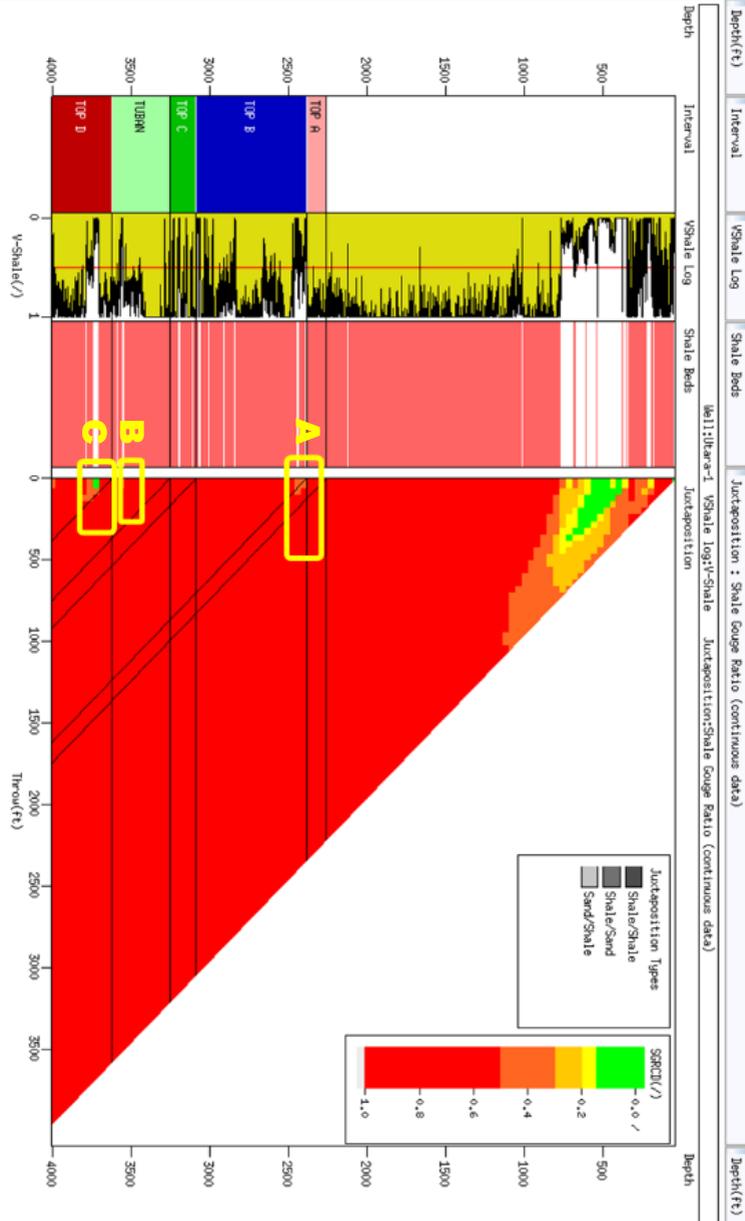


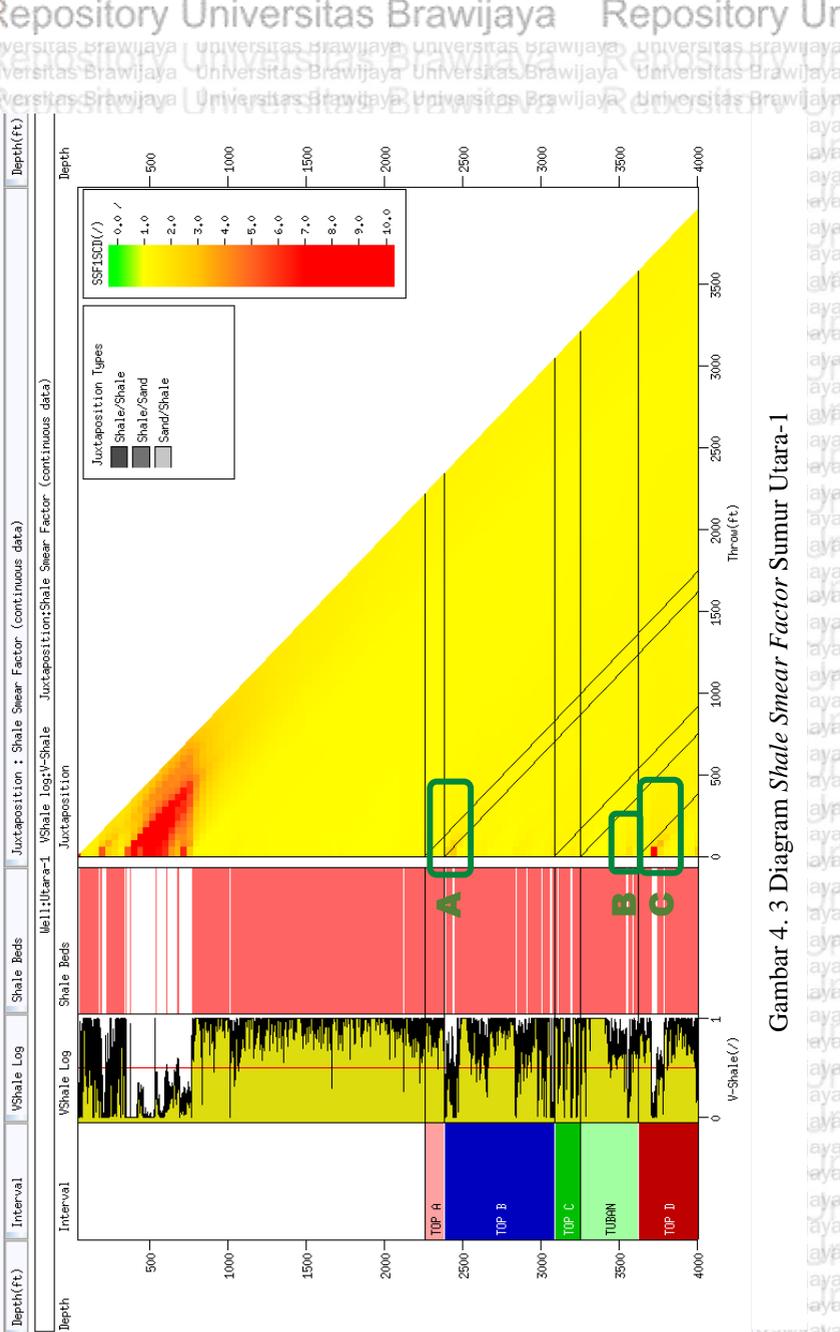
### 4.1.1 Sumur Utara-1



Gambar 4. 1 Diagram Juktaposisi Sumur Utara-1

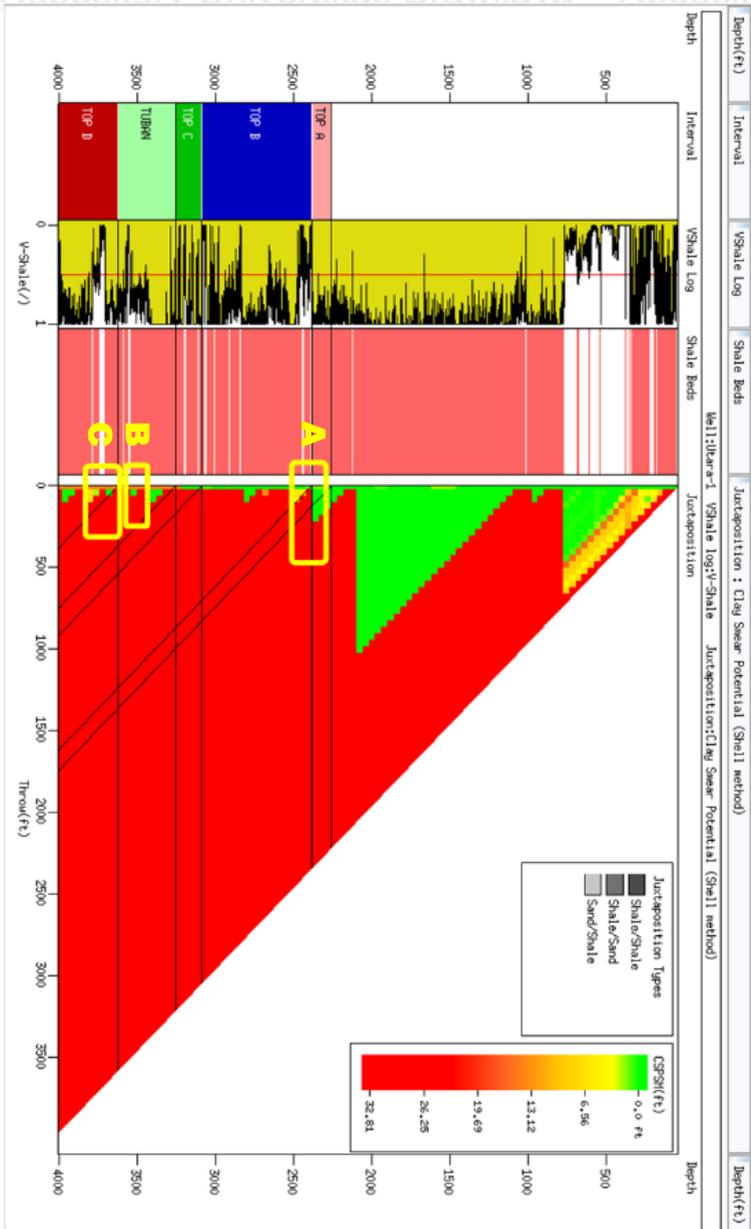
Gambar 4. 2 Diagram *Shale Gauge Ratio* Sumur Utara-1





Gambar 4. 3 Diagram Shale Smear Factor Sumur Utara-1

Gambar 4. 4 Diagram Clay Shear Potential Sumur Utara-1



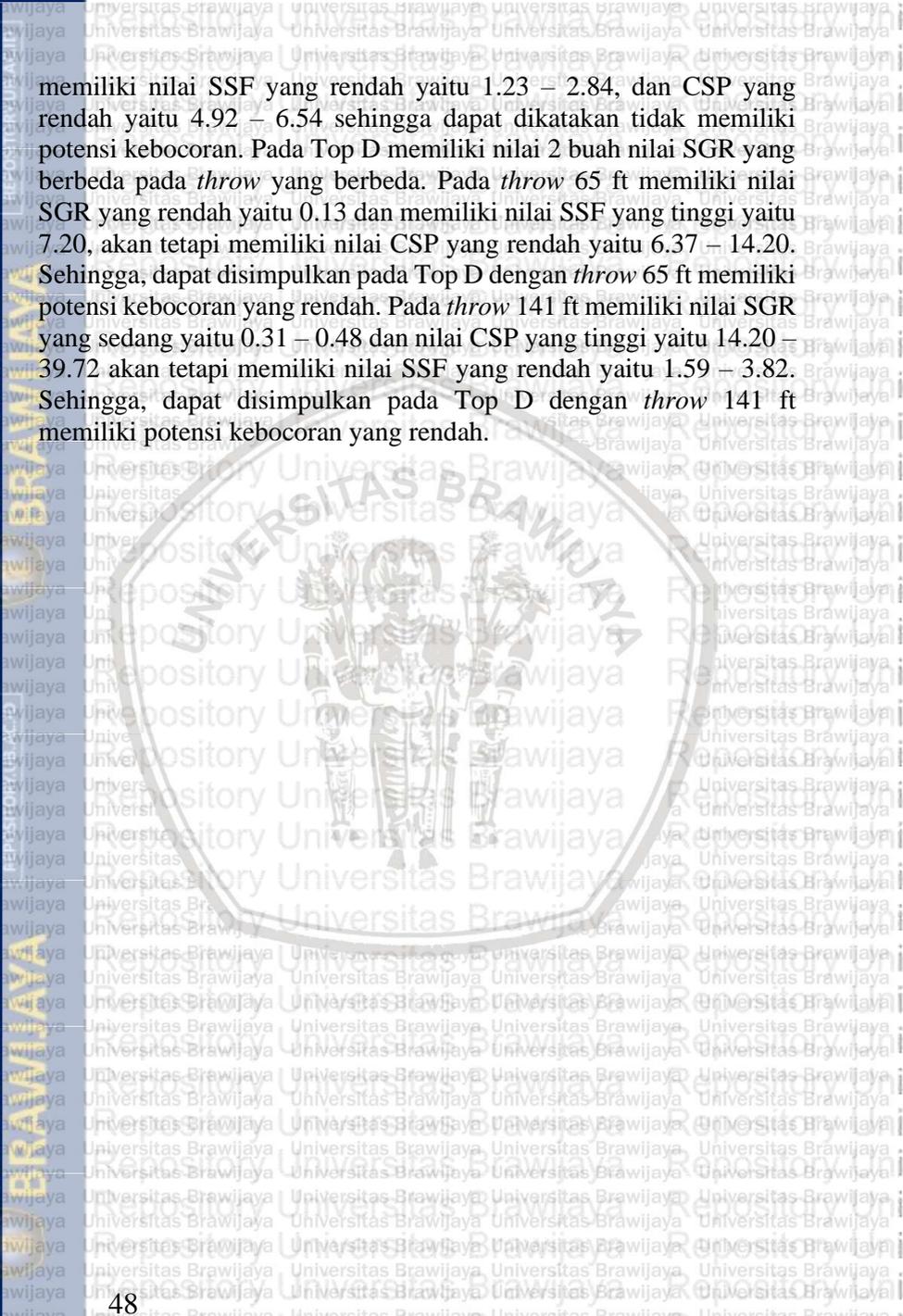
Gambar 4.1 menunjukkan Diagram Allan Jukstaposisi pada sumur Utara-1. Target pengamatan yaitu adanya jukstaposisi batupasir – batupasir berada pada zona A yaitu Top B pada kedalaman 2391 – 2472 ft, zona B yaitu Formasi Tuban pada kedalaman 3545 – 3590 ft, dan zona C yaitu Top D pada kedalaman 3711 – 3824ft.

Gambar 4.2 menunjukkan Diagram Allan *Shale gouge ratio* pada sumur Utara-1. Pada target yang telah ditentukan didapatkan nilai yang bervariasi. Pada zona A yaitu Top B dengan kedalaman 2391 – 2472 ft memiliki nilai SGR: 0.35-0.40 dengan *throw* 100 ft. Pada Zona C yaitu Top D dengan kedalaman 3711 – 3751 ft memiliki nilai SGR: 0.13 dengan *throw* 65 ft dan nilai SGR: 0.31-0.48 dengan *throw* 141 ft. Pada zona B yaitu Formasi Tuban memiliki nilai SGR>50%. Potensi terjadinya kebocoran yang tinggi yaitu pada Top D dengan kedalaman 3711 – 3824 ft karena memiliki nilai SGR<20%, sedangkan pada lokasi yang lain memiliki nilai SGR yang tinggi (>50%) sehingga tidak memiliki potensi kebocoran.

Gambar 4.3 menunjukkan Diagram Allan *Shale smear factor* pada sumur Utara-1. Target pengamatan hanya terfokus pada zona A dan zona C karena memiliki nilai SGR<50%. Pada zona A yaitu Top B dengan kedalaman 2391 – 2472 ft memiliki nilai SSF: 1.23 – 2.84 dengan *throw* 100 ft. Pada zona C yaitu Top D dengan kedalaman 3711 – 3824 ft memiliki nilai SSF: 7.29 dengan *throw* 65 ft dan nilai SSF: 1.59 – 3.82 dengan *throw* 141 ft. Berdasarkan analisis SSF, potensi terjadinya kebocoran yaitu pada Top D dengan kedalaman 3711 – 3824 ft pada *throw* 65 ft karena memiliki nilai SSF>7.

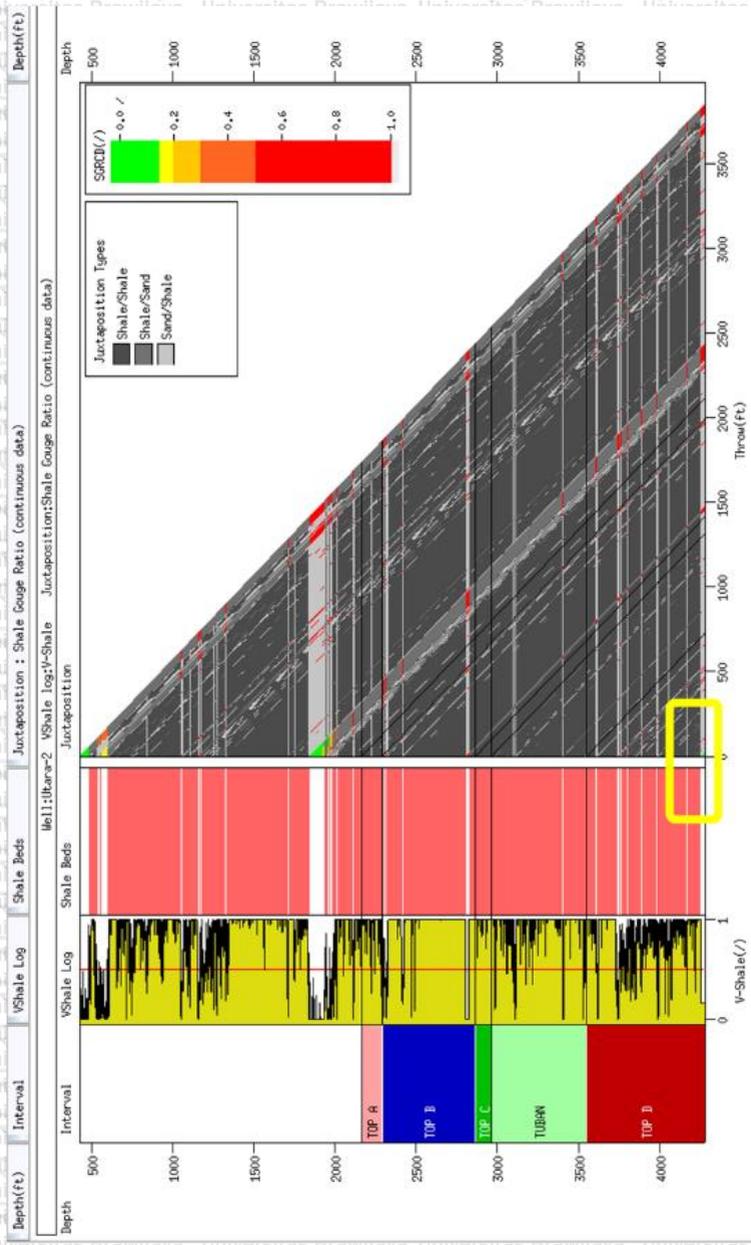
Gambar 4.4 menunjukkan Diagram Allan *Clay smear potential* pada sumur Utara-1. Target pengamatan hanya terfokus pada zona A dan zona D karena memiliki nilai SGR<50%. Pada zona A yaitu Top B dengan kedalaman 2391 – 2472 ft memiliki nilai CSP: 4.92 – 6.54 dengan *throw* 100 ft. Pada zona C yaitu Top D dengan kedalaman 3711 – 3824 ft memiliki nilai CSP: 6.37 – 14.20 dengan *throw* 65 ft dan nilai CSP: 14.20 – 39.72 dengan *throw* 141 ft. Berdasarkan analisis CSP, potensi terjadinya kebocoran yaitu pada Top D dengan kedalaman 3711 – 3824 ft pada *throw* 141 ft karena memiliki nilai CSP>30.

Berdasarkan analisis di atas maka dapat disimpulkan bahwa pada sumur Utara-1 memiliki potensi kebocoran. Pada Top B memiliki nilai SGR yang sedang yaitu 0.35 – 0.40, akan tetapi



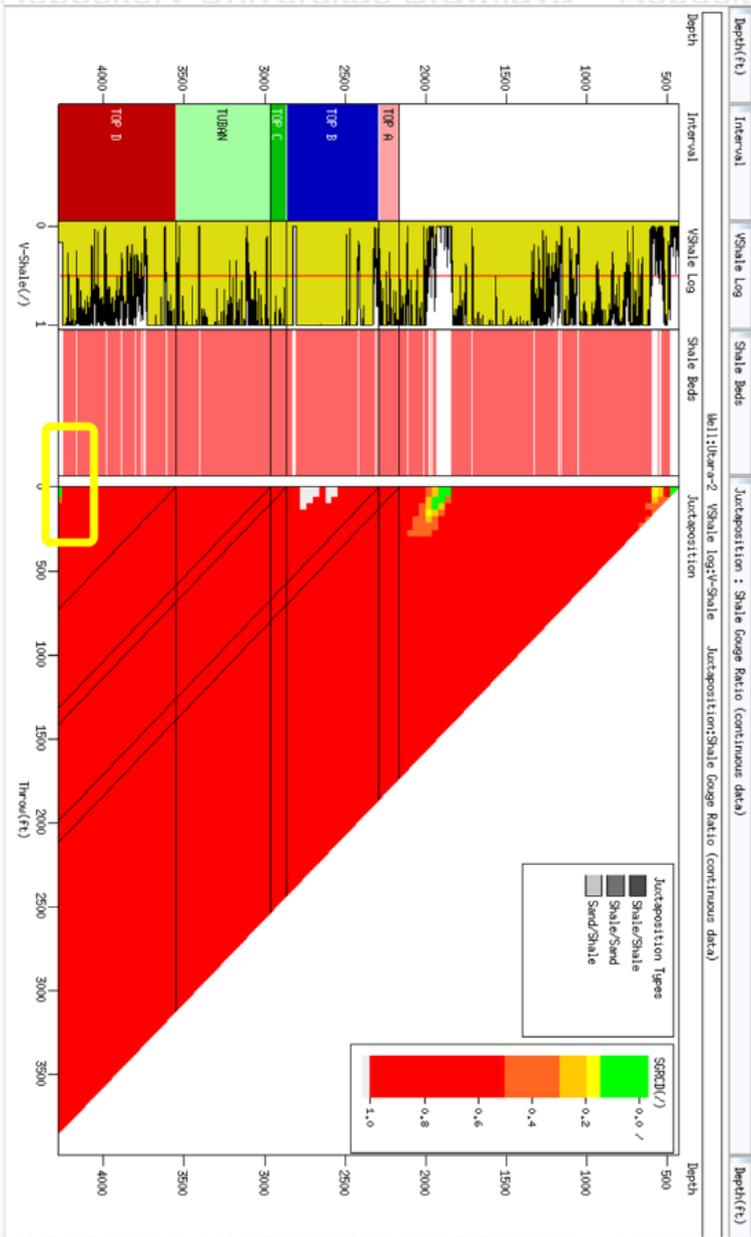
memiliki nilai SSF yang rendah yaitu 1.23 – 2.84, dan CSP yang rendah yaitu 4.92 – 6.54 sehingga dapat dikatakan tidak memiliki potensi kebocoran. Pada Top D memiliki nilai 2 buah nilai SGR yang berbeda pada *throw* yang berbeda. Pada *throw* 65 ft memiliki nilai SGR yang rendah yaitu 0.13 dan memiliki nilai SSF yang tinggi yaitu 7.20, akan tetapi memiliki nilai CSP yang rendah yaitu 6.37 – 14.20. Sehingga, dapat disimpulkan pada Top D dengan *throw* 65 ft memiliki potensi kebocoran yang rendah. Pada *throw* 141 ft memiliki nilai SGR yang sedang yaitu 0.31 – 0.48 dan nilai CSP yang tinggi yaitu 14.20 – 39.72 akan tetapi memiliki nilai SSF yang rendah yaitu 1.59 – 3.82. Sehingga, dapat disimpulkan pada Top D dengan *throw* 141 ft memiliki potensi kebocoran yang rendah.

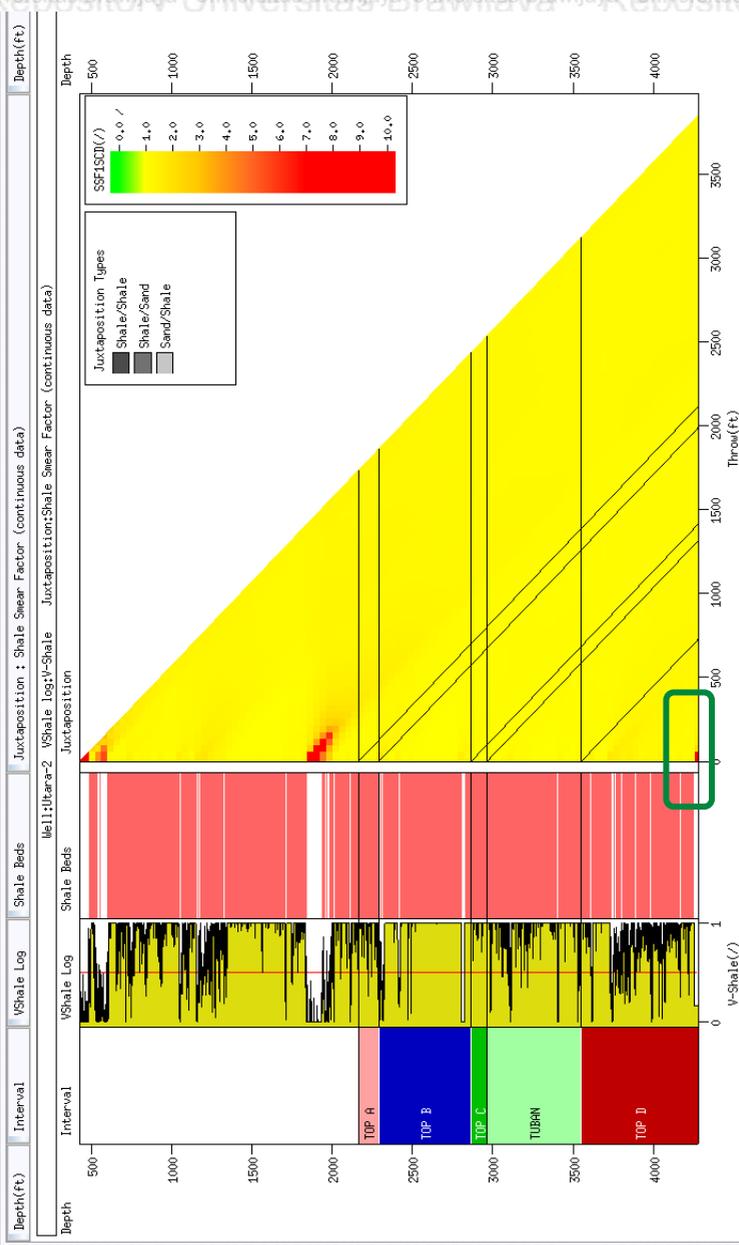
## 4.1.2 Sumur Utara-2



Gambar 4. 5 Diagram Juktaposisi Sumur Utara-2

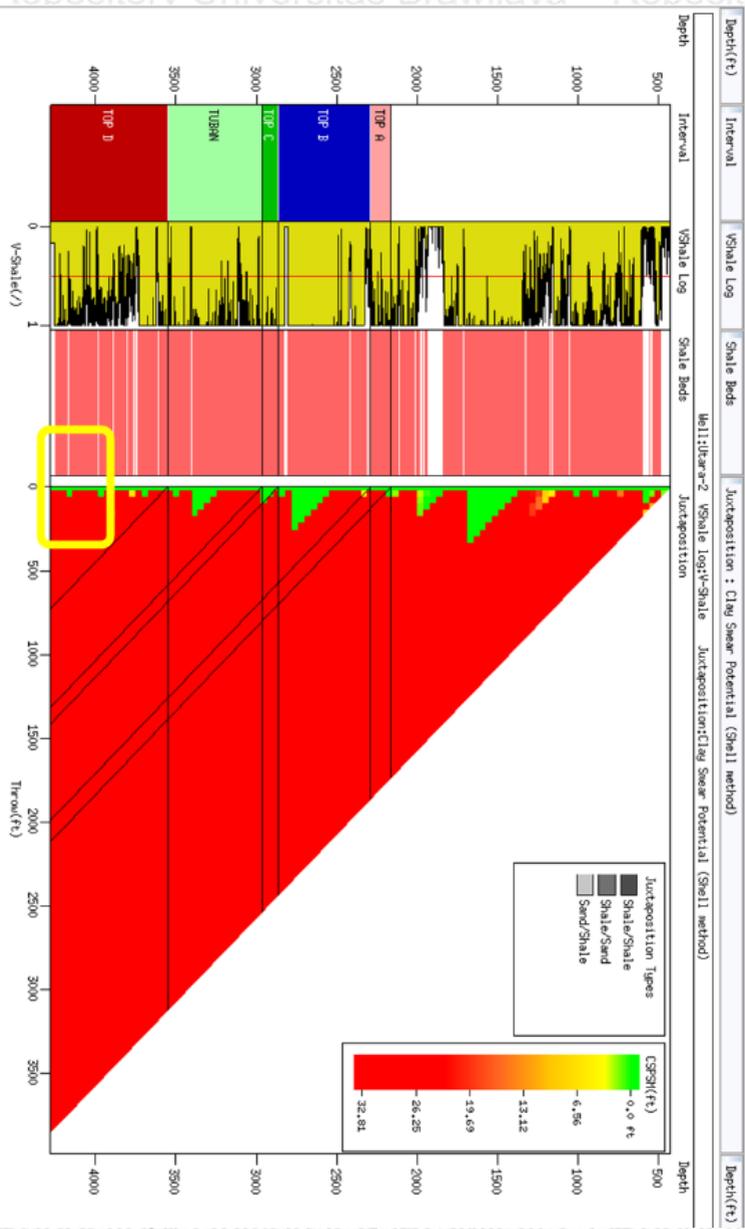
Gambar 4. 6 Diagram Shale Gauge Ratio Sumur Utara-2





Gambar 4. 7 Diagram *Shale Smear Factor* Sumur Utara-2

Gambar 4. 8 Diagram Clay Smear Potential Sumur Utara-2



Gambar 4.5 menunjukkan Diagram Allan Jukstaposisi pada sumur Utara-2. Jukstaposisi batupasir – batupasir berada pada kedalaman 1854 – 2004 ft dan Top D (kotak kuning) pada kedalaman 4255 – 4291 ft, akan tetapi pada kedalaman 1854 – 2004 ft bukan merupakan zona target sehingga data pada daerah tersebut dapat diabaikan.

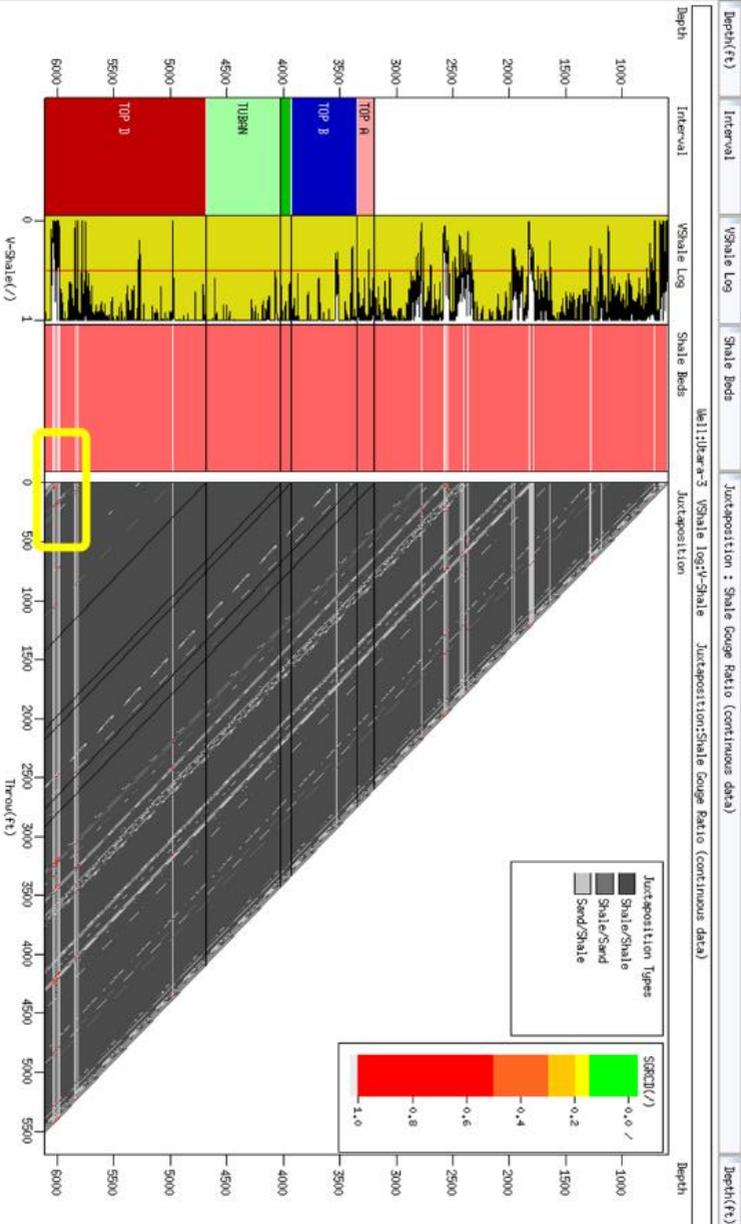
Gambar 4.6 menunjukkan Diagram Allan *Shale gouge ratio* pada sumur Utara-2. Pada Top D (kotak kuning) dengan kedalaman 4255 – 4291 ft memiliki nilai SGR: 0.18 dengan *throw* 53 ft. Pada Top A, Top B, Top C, dan Formasi Tuban memiliki nilai  $SGR > 50\%$ . Potensi terjadinya kebocoran yang tinggi terdapat pada Top D karena memiliki nilai  $SGR < 20\%$ , sedangkan pada lokasi yang lain memiliki nilai SGR yang tinggi ( $> 50\%$ ) sehingga tidak memiliki potensi kebocoran.

Gambar 4.7 menunjukkan Diagram Allan *Shale smear factor* pada sumur Utara-2. Target pengamatan hanya terfokus pada Top D karena memiliki nilai  $SGR < 50\%$ . Pada Top D (kotak hijau) dengan kedalaman 4255 – 4291 ft memiliki nilai SSF: 8.2 dengan *throw* 53 ft. Berdasarkan analisis SSF, Top D memiliki potensi kebocoran karena memiliki nilai  $SSF > 7$ .

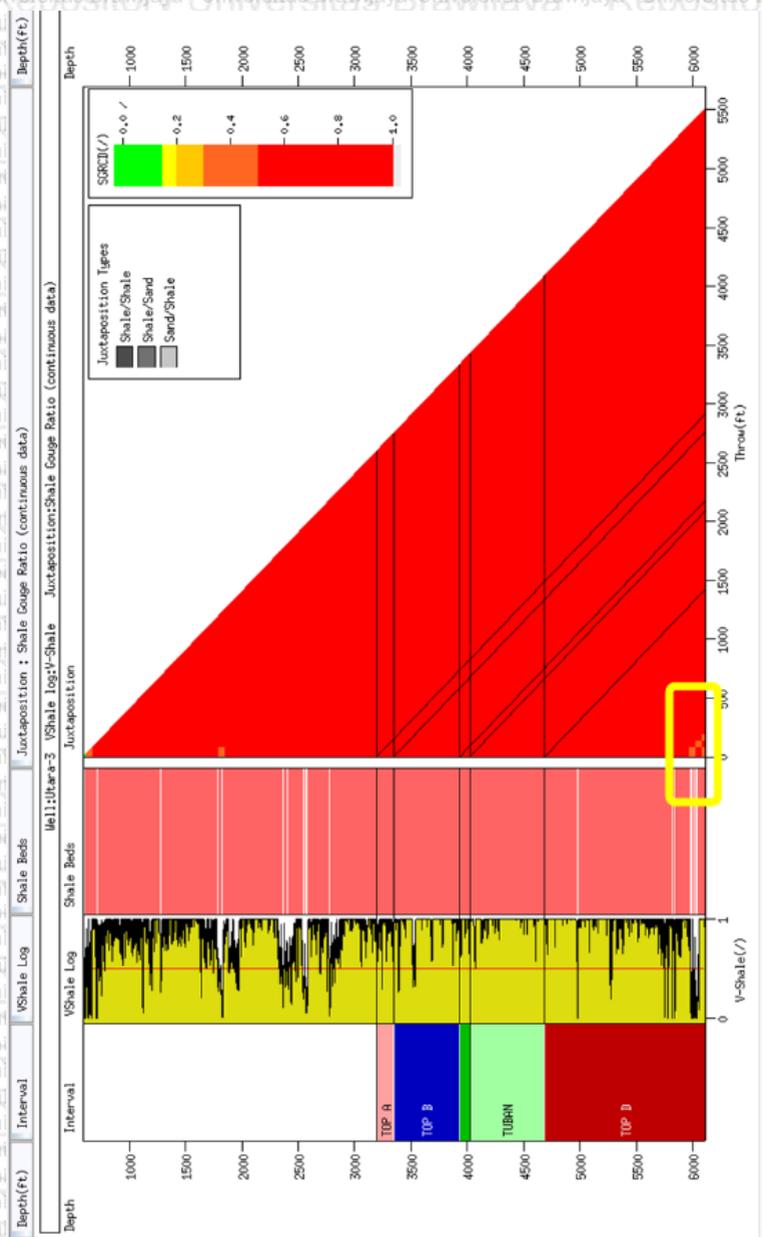
Gambar 4.8 menunjukkan Diagram Allan *Clay smear potential* pada sumur Utara-2. Target pengamatan hanya terfokus pada Top D karena memiliki nilai  $SGR < 50\%$ . Pada Top D (kotak kuning) dengan kedalaman 4255 – 4291 ft memiliki nilai CSP: 38.2 dengan *throw* 53 ft. Berdasarkan analisis CSP, Top D memiliki potensi kebocoran karena memiliki nilai  $CSP > 30$ .

Berdasarkan analisis di atas maka dapat disimpulkan bahwa pada sumur Utara-2 memiliki potensi kebocoran. Potensi kebocoran terdapat pada Top D dengan kedalaman 4255 – 4291 ft. Pada Top D memiliki nilai SGR yang rendah yaitu 0.18, nilai SSF yang tinggi yaitu 8.2, dan nilai CSP yang tinggi yaitu 38.2. Sehingga dapat disimpulkan bahwa Top D memiliki potensi kebocoran yang tinggi.

### 4.1.3 Sumur Utara-3

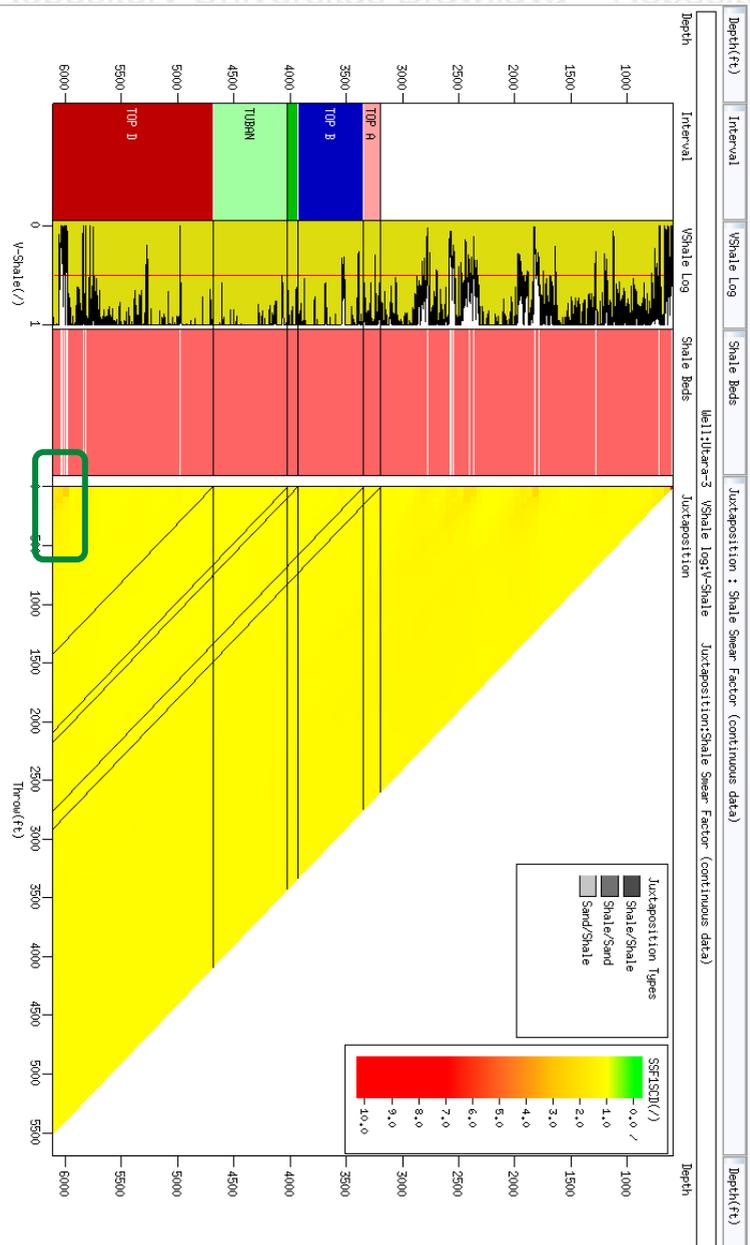


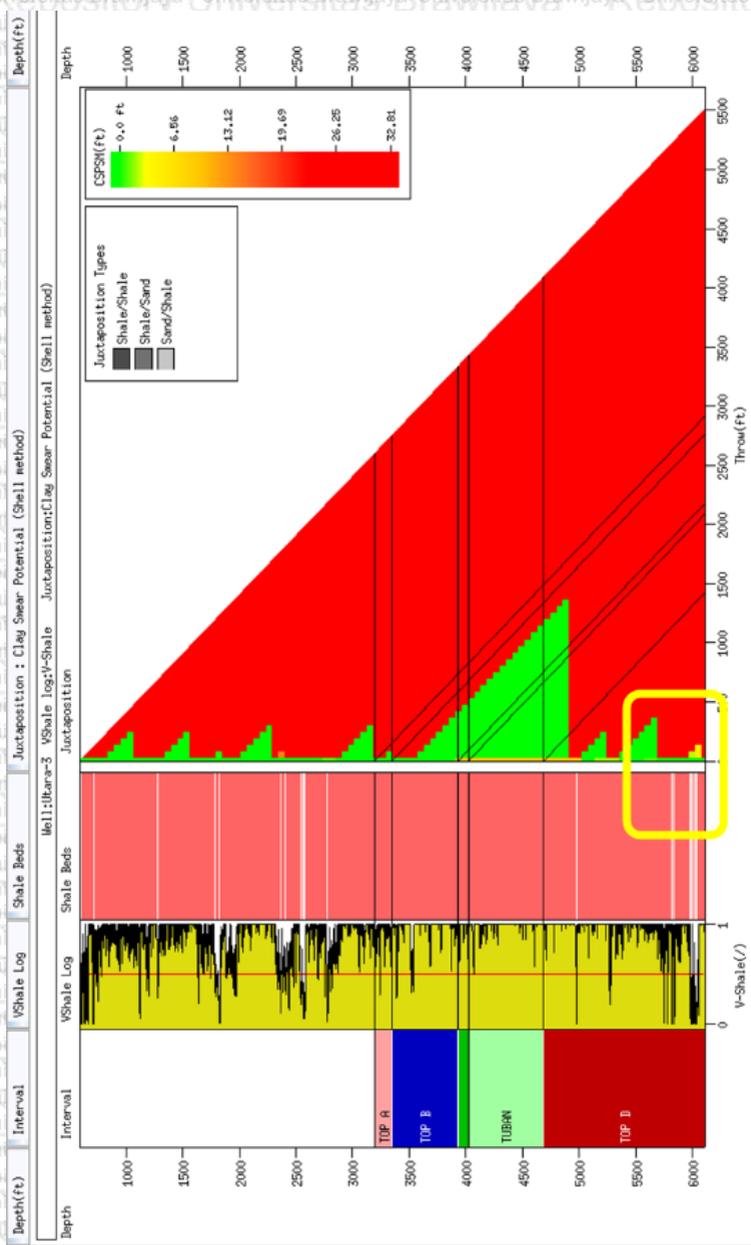
Gambar 4. 9 Diagram Jurkustaposisi Sumur Utara-3



Gambar 4. 10 Diagram Shale Gauge Ratio Sumur Utara-3

Gambar 4. 11 Diagram Shale Snear Factor Sumur Utara-3





Gambar 4. 12 Diagram Clay Smear Potential Sumur Utara-3

Gambar 4.9 menunjukkan Diagram Allan Jukstaposisi pada sumur Utara-3. Target pengamatan yaitu adanya jukstaposisi batupasir – batupasir berada pada Top D (kotak kuning) pada kedalaman 5982 – 6130 ft,

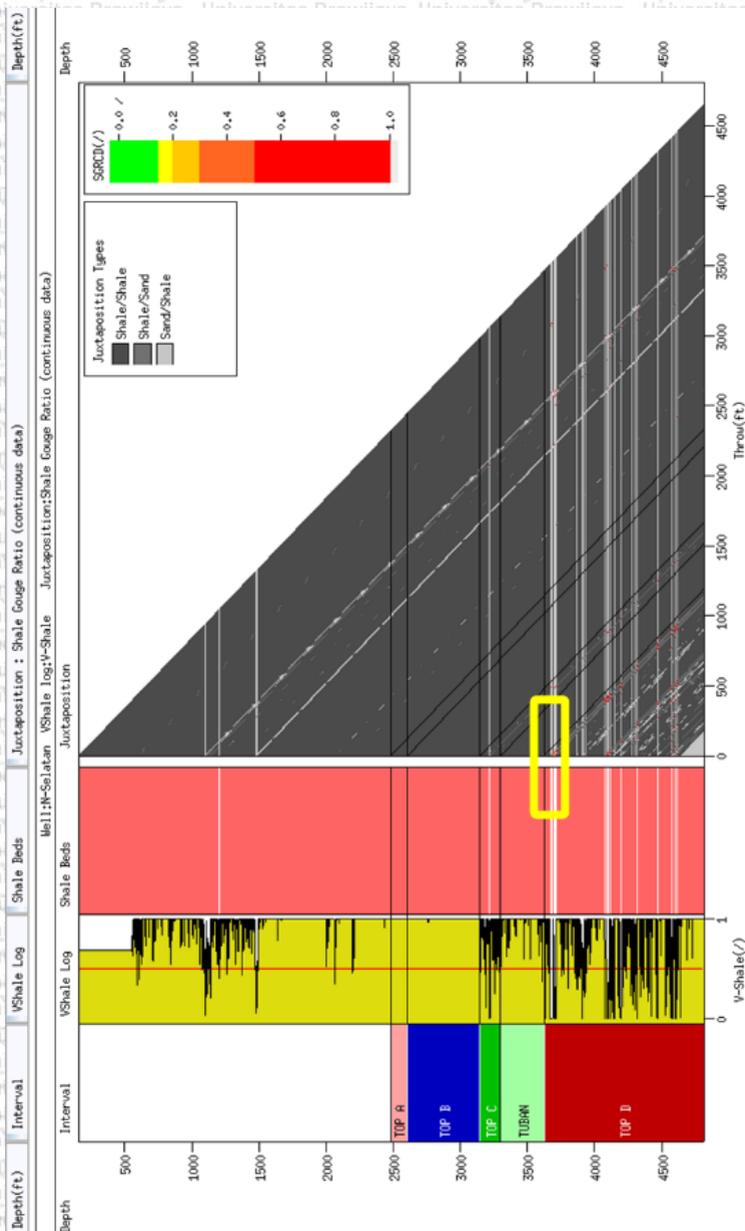
Gambar 4.10 menunjukkan Diagram Allan *Shale gouge ratio* pada sumur Utara-3. Pada Top D (kotak kuning) dengan kedalaman 5982 – 6130 ft memiliki nilai SGR: 0.38 – 0.48 dengan *throw* 152 ft. Pada Top A, Top B, Top C, dan Formasi Tuban memiliki nilai SGR>50%. Pada Top D terdapat potensi kebocoran yang rendah karena memiliki nilai SGR yang sedang (20% – 50%), sedangkan pada lokasi yang lain memiliki nilai SGR yang tinggi (>50%) sehingga tidak memiliki potensi kebocoran.

Gambar 4.11 menunjukkan Diagram Allan *Shale smear factor* pada sumur Utara-3. Target pengamatan hanya terfokus pada Top D karena memiliki nilai SGR<50%. Pada Top D (kotak hijau) dengan kedalaman 5982 – 6130 ft memiliki nilai SSF: 1.93 – 2.53 dengan *throw* 152 ft. Berdasarkan analisis SSF, Top D tidak memiliki potensi kebocoran karena memiliki nilai SSF<7.

Gambar 4.12 menunjukkan Diagram Allan *Clay smear potential* pada sumur Utara-3. Target pengamatan hanya terfokus pada Top D karena memiliki nilai SGR<50%. Pada Top D (kotak kuning) dengan kedalaman 5982 – 6130 ft memiliki nilai CSP: 2.37 – 5.61 dengan *throw* 152 ft. Berdasarkan analisis CSP, Top D tidak memiliki potensi kebocoran karena memiliki nilai CSP<30.

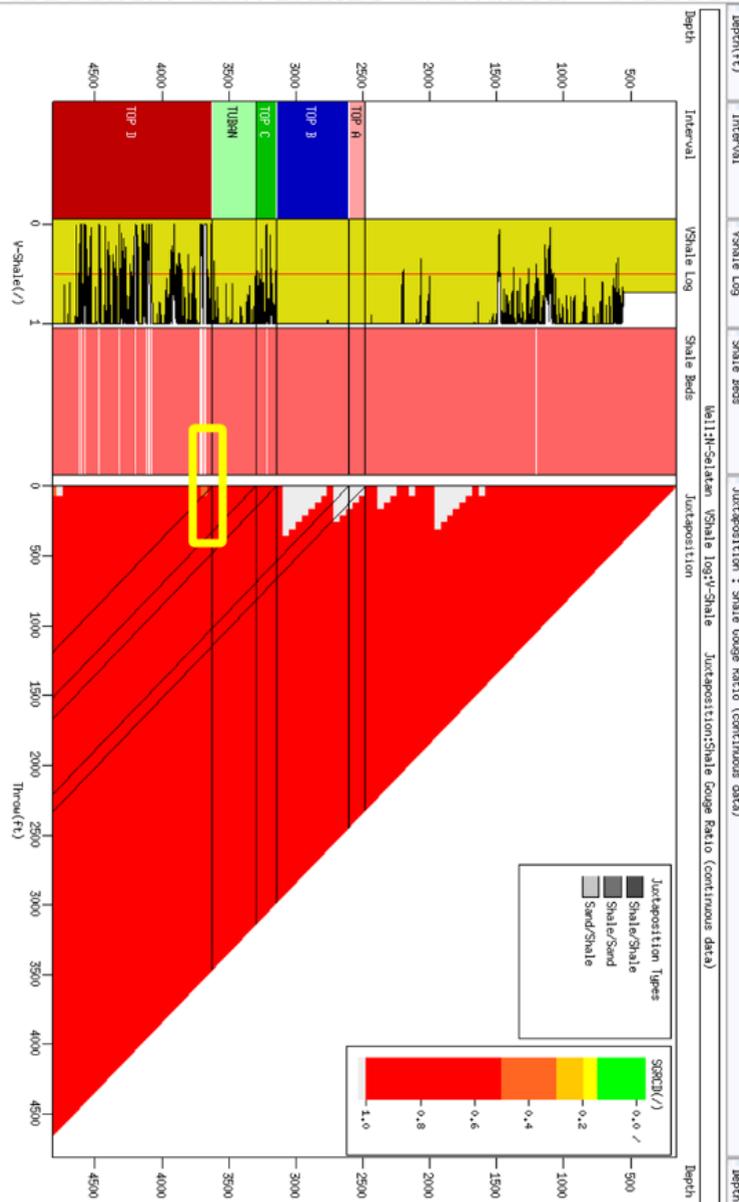
Berdasarkan analisis di atas maka dapat disimpulkan bahwa pada sumur Utara-3 tidak memiliki potensi kebocoran.

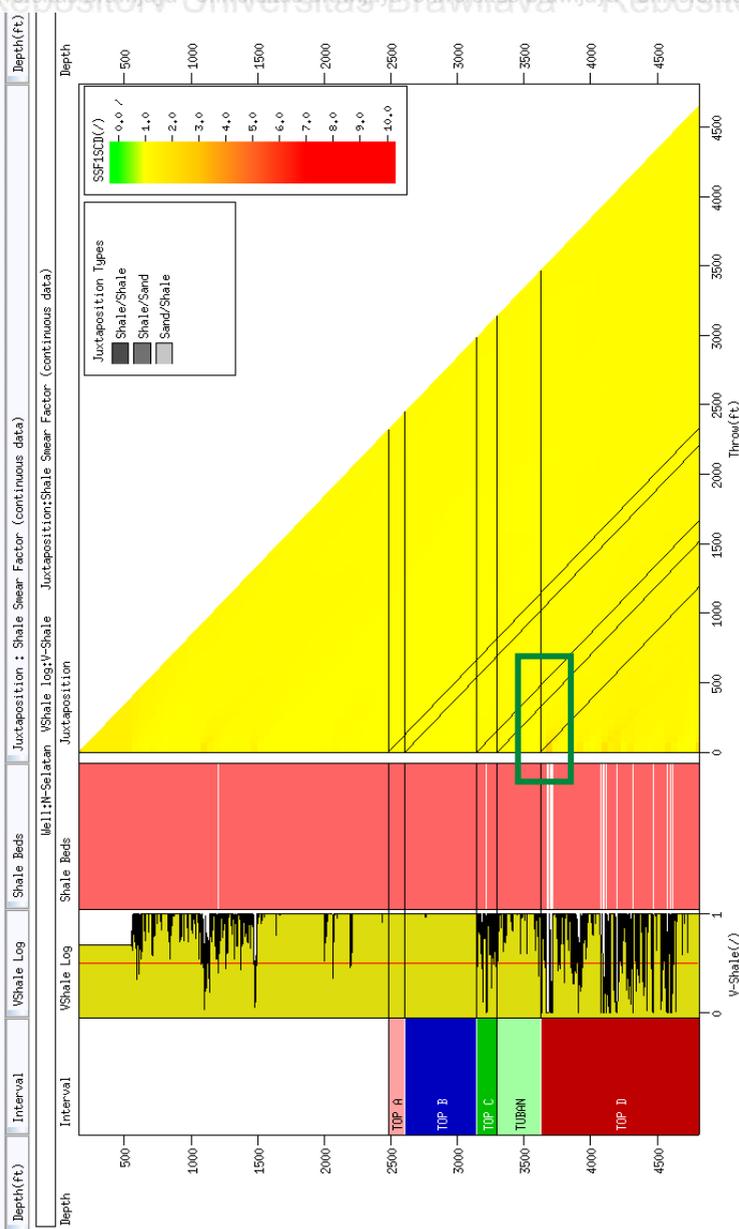
### 4.1.4 Sumur N-Selatan



Gambar 4. 13 Diagram Jukstaposisi Sumur N-Selatan

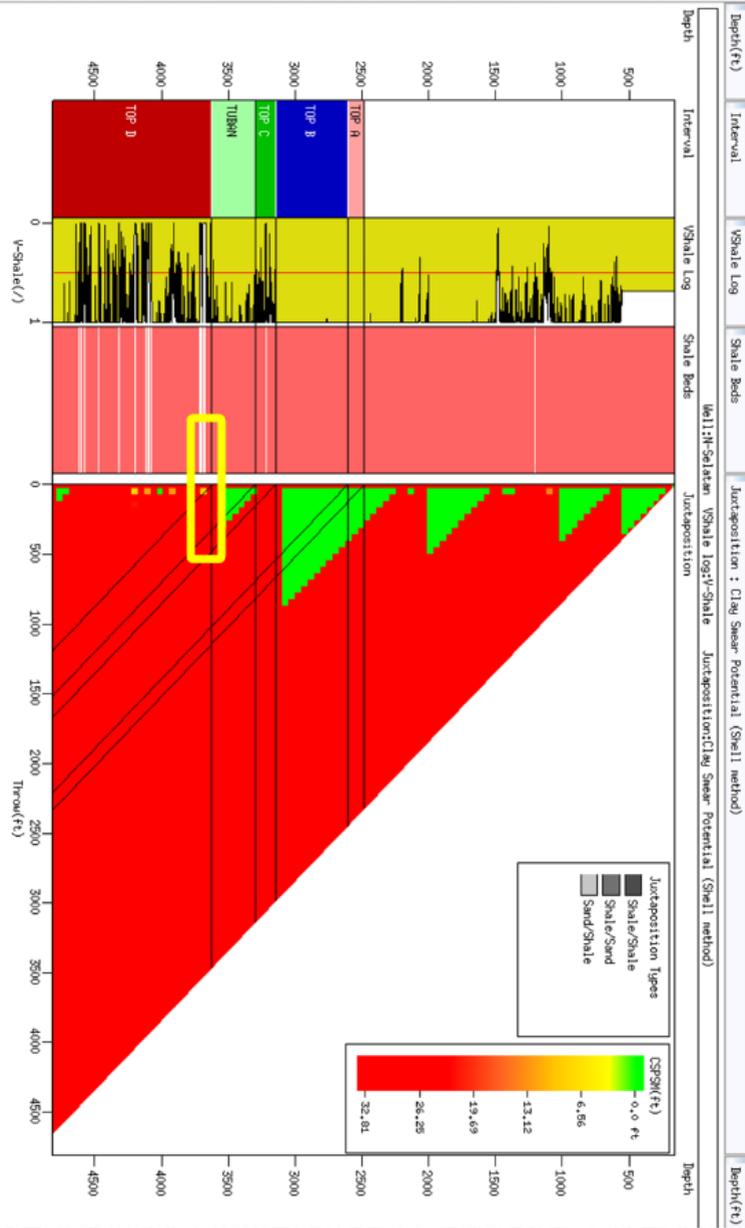
Gambar 4. 14 Diagram Shale Gouge Ratio Sumur N-Selatan





Gambar 4. 15 Diagram Shale Swear Factor Sumur N-Selatan

Gambar 4. 16 Diagram Clay Smear Potential Sumur N-Selatan



Gambar 4.13 menunjukkan Diagram Allan Jukstaposisi pada sumur N-Selatan. Target pengamatan yaitu adanya jukstaposisi batupasir – batupasir berada pada Top D (kotak kuning) pada kedalaman 3680 – 3721 ft,

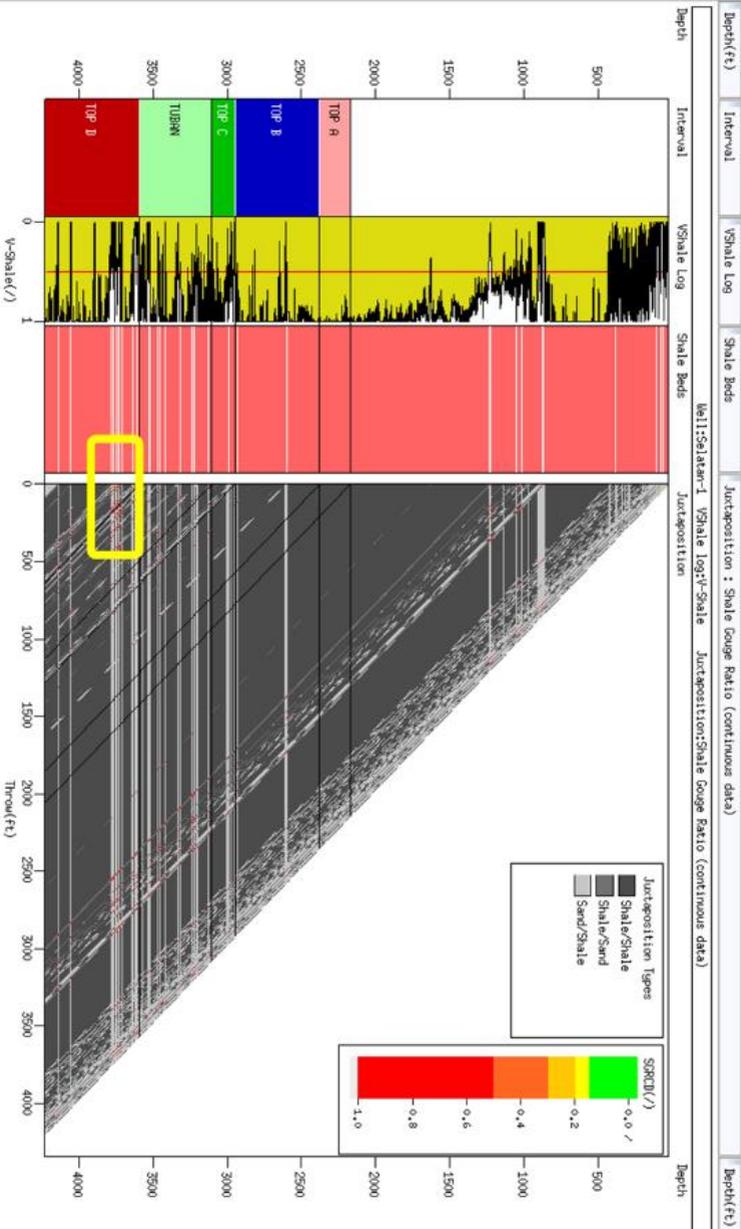
Gambar 4.14 menunjukkan Diagram Allan *Shale gouge ratio* pada sumur N-Selatan. Pada Top D (kotak kuning) dengan kedalaman 3680 – 3721 ft memiliki nilai SGR: 0.39 dengan *throw* 70 ft. Pada Top A, Top B, Top C, dan Formasi Tuban memiliki nilai SGR>50%. Pada Top D terdapat potensi kebocoran yang rendah karena memiliki nilai SGR yang sedang (20% – 50%), sedangkan pada lokasi yang lain memiliki nilai SGR yang tinggi (>50%) sehingga tidak memiliki potensi kebocoran.

Gambar 4.15 menunjukkan Diagram Allan *Shale smear factor* pada sumur N-Selatan. Target pengamatan hanya terfokus pada Top D karena memiliki nilai SGR<50%. Pada Top D (kotak hijau) dengan kedalaman 3680 – 3721 ft memiliki nilai SSF: 1.24 – 2.54 dengan *throw* 70 ft. Berdasarkan analisis SSF, Top D tidak memiliki potensi kebocoran karena memiliki nilai SSF<7.

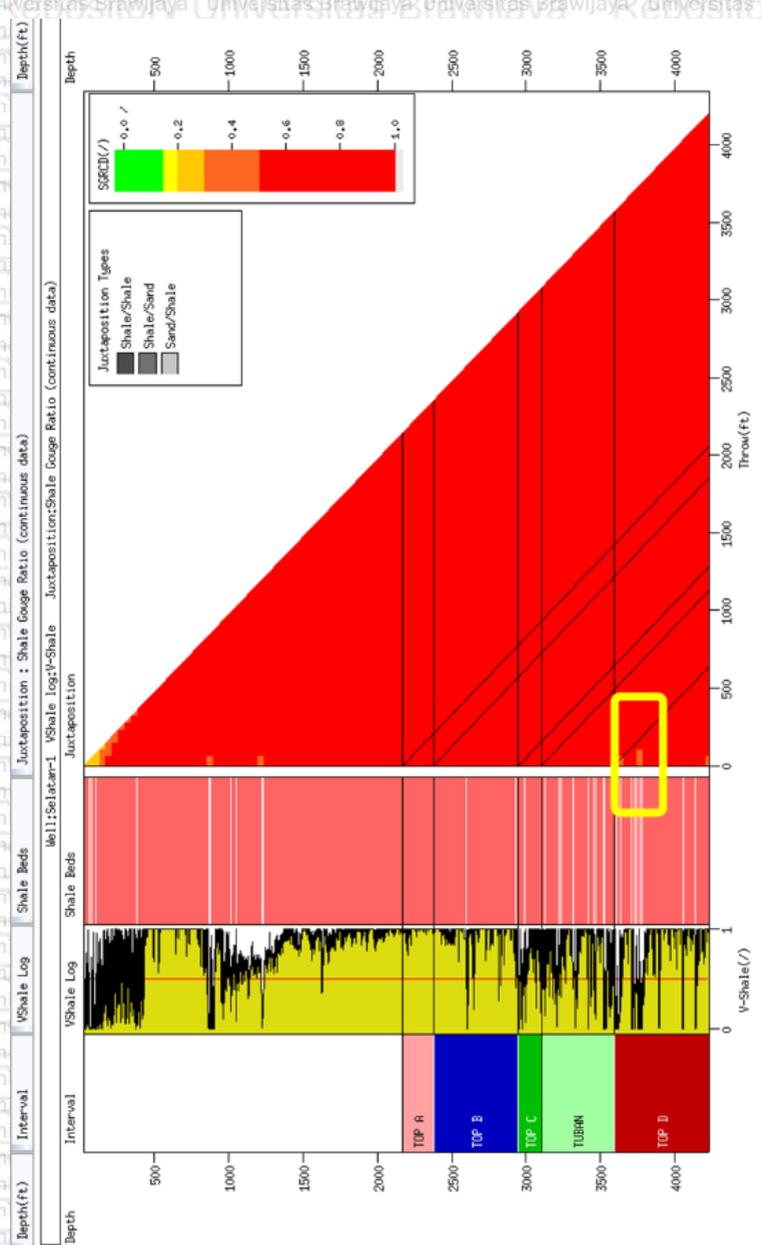
Gambar 4.16 menunjukkan Diagram Allan *Clay smear potential* pada sumur N-Selatan. Target pengamatan hanya terfokus pada Top D karena memiliki nilai SGR<50%. Pada Top D (kotak kuning) dengan kedalaman 3680 – 3721 ft memiliki nilai CSP: 7.89 dengan *throw* 70 ft. Berdasarkan analisis CSP, Top D tidak memiliki potensi kebocoran karena memiliki nilai CSP<30.

Berdasarkan analisis di atas maka dapat disimpulkan terdapat bahwa pada sumur N-Selatan tidak memiliki potensi kebocoran.

# 4.1.5 Sumur Selatan-1

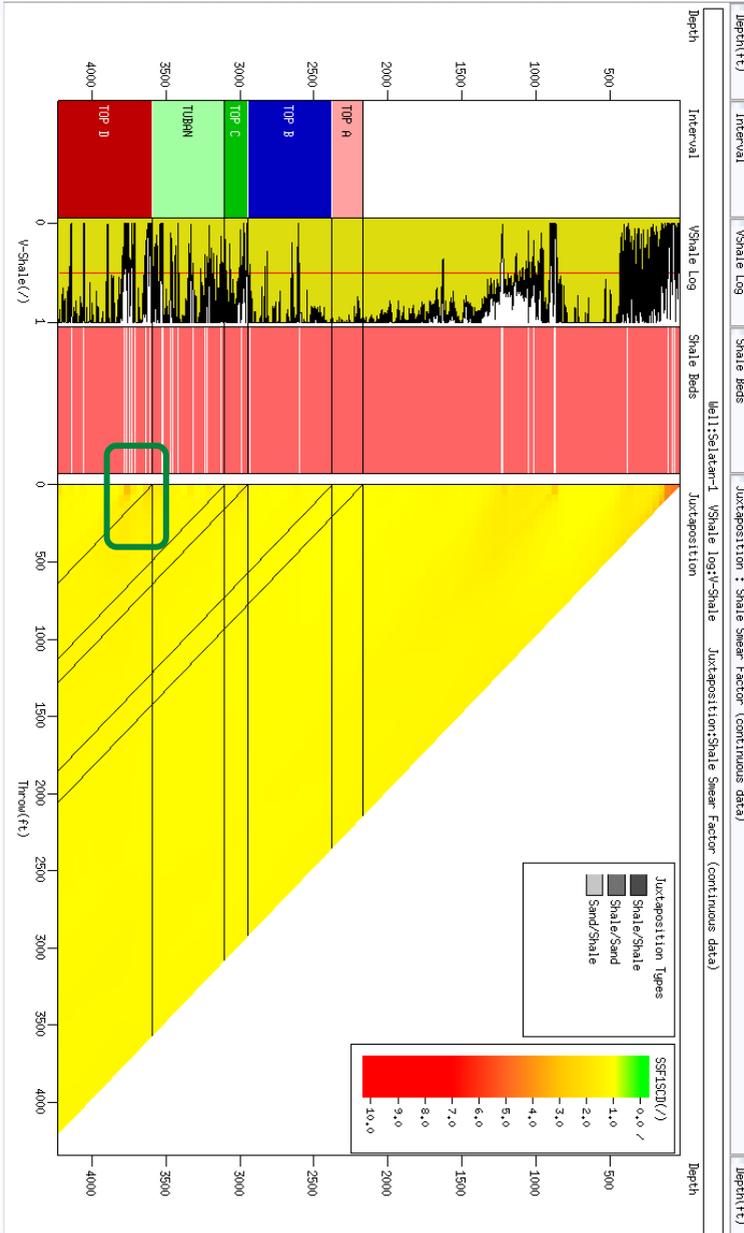


Gambar 4. 17 Diagram Juxtaposisi Sumur Selatan-1



Gambar 4. 18 Diagram Shale Gouge Ratio Sumur Selatan-1

Gambar 4. 19 Diagram Shale Shear Factor Sumur Selatan-1





Gambar 4.17 menunjukkan Diagram Allan Jukstaposisi pada sumur Selatan-1. Target pengamatan yaitu adanya jukstaposisi batupasir – batupasir berada pada terdapat pada 2 titik yang ada pada Top D (kotak kuning) dengan kedalaman 3674 – 3677 ft dan 3757 – 3793 ft.

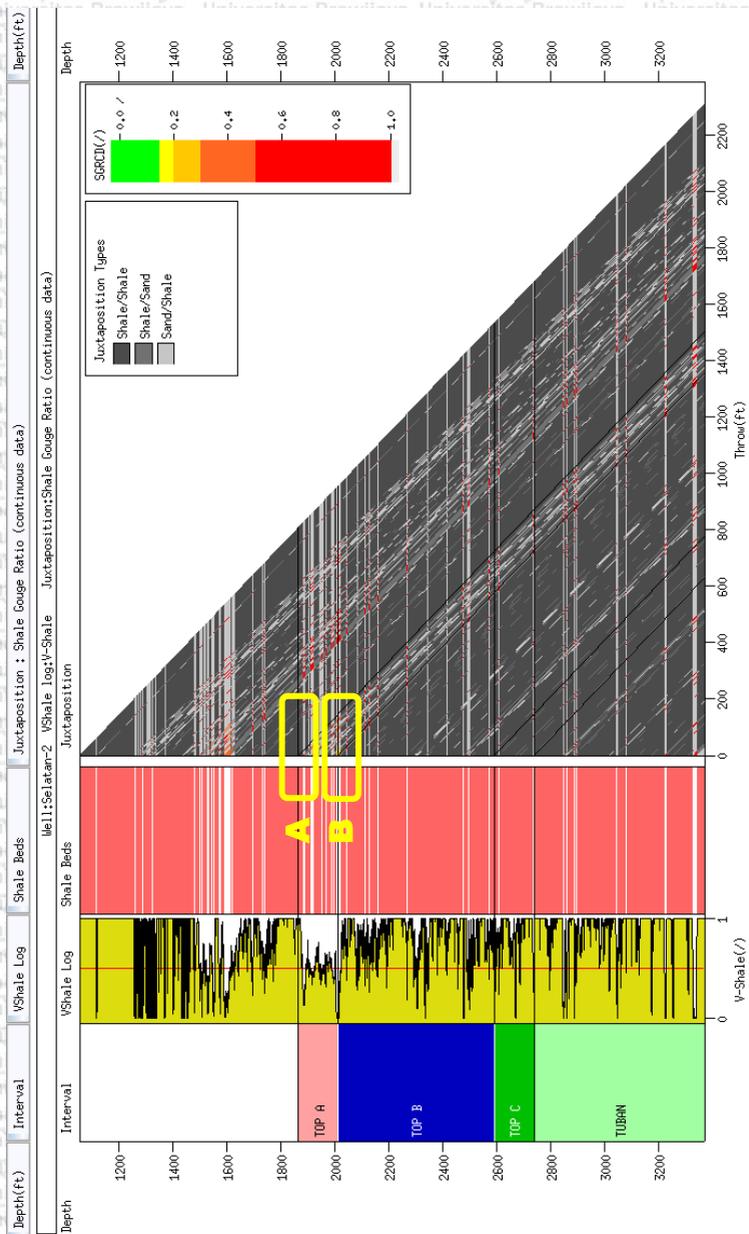
Gambar 4.18 menunjukkan Diagram Allan *Shale gouge ratio* pada sumur Selatan-1. Pada Top D (kotak kuning), pada titik pertama pada kedalaman 3674 – 3677 ft memiliki nilai SGR: 0.47 dengan *throw* 65 ft dan pada titik kedua pada kedalaman 3757 – 3793 ft memiliki nilai SGR: 0.31 – 0.44 dengan *throw* 109 ft. Pada Top A, Top B, Top C, dan Formasi Tuban memiliki nilai SGR>50%. Pada Top D terdapat potensi kebocoran yang rendah karena memiliki nilai SGR yang sedang (20% – 50%), sedangkan pada lokasi yang lain memiliki nilai SGR yang tinggi (>50%) sehingga tidak memiliki potensi kebocoran.

Gambar 4.19 menunjukkan Diagram Allan *Shale smear factor* pada sumur Selatan-1. Target pengamatan hanya terfokus pada Top D karena memiliki nilai SGR<50%. Top D (kotak hijau) pada kedalaman 3674 – 3677 ft memiliki nilai SSF: 2.13 dengan *throw* 65 ft dan pada kedalaman 3757 – 3793 ft memiliki nilai SSF: 1.92 – 3.16 dengan *throw* 109 ft. Berdasarkan analisis SSF, Top D tidak memiliki potensi kebocoran karena memiliki nilai SSF<7.

Gambar 4.20 menunjukkan Diagram Allan *Clay smear potential* pada sumur Selatan-1. Target pengamatan hanya terfokus pada Top D karena memiliki nilai SGR<50%. Top D (kotak kuning) pada kedalaman 3674 – 3677 ft memiliki nilai CSP: 11.47 – 12.80 dengan *throw* 65 ft dan pada kedalaman 3757 – 3793 ft memiliki nilai CSP: 34 dengan *throw* 109 ft. Berdasarkan analisis CSP, Top D pada kedalaman 3757 – 3793 ft memiliki potensi kebocoran tinggi karena memiliki nilai CSP>30 sedangkan pada kedalaman 3674 – 3677 ft tidak memiliki potensi kebocoran.

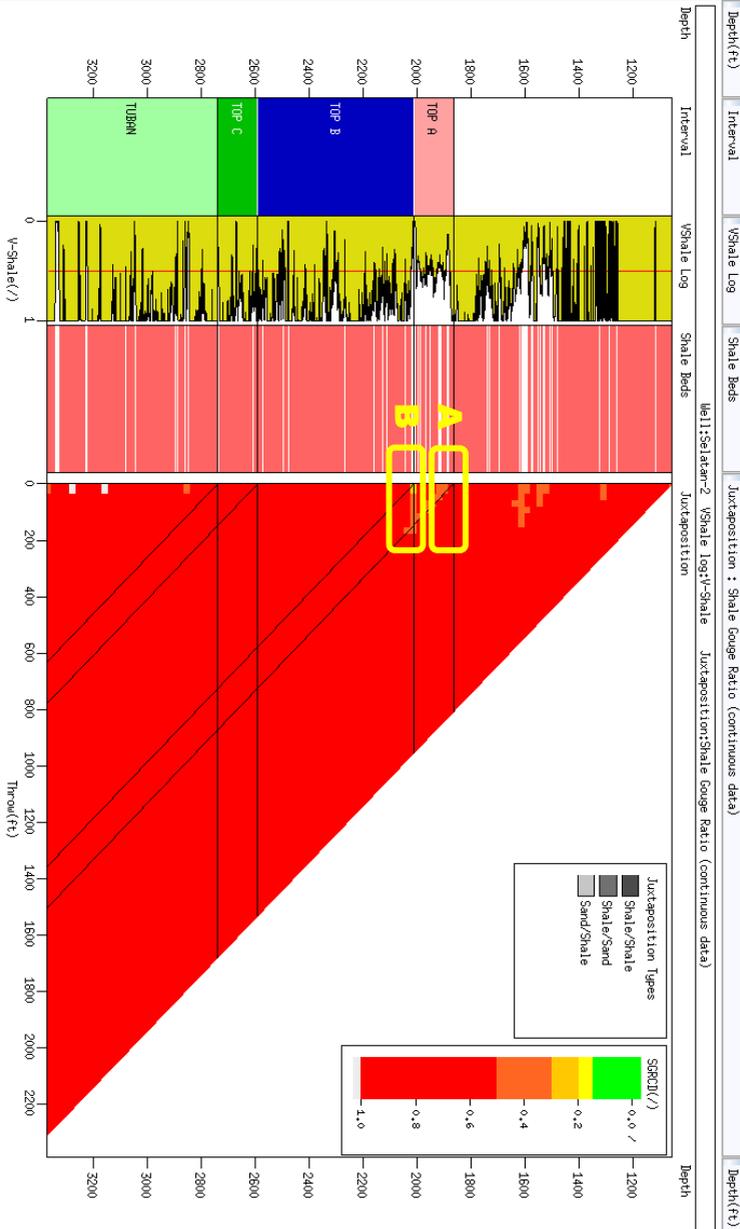
Berdasarkan analisis di atas maka dapat disimpulkan bahwa pada sumur Selatan-1 memiliki potensi kebocoran. Potensi kebocoran terdapat pada Top D dengan kedalaman 3757 – 3793 ft. Pada Top D memiliki nilai CSP yang tinggi yaitu 34 akan tetapi memiliki nilai SGR yang sedang yaitu 0.31 – 0.44 dan nilai SSF yang rendah yaitu 1.92 – 3.16 sehingga dapat dikatakan memiliki potensi kebocoran yang rendah.

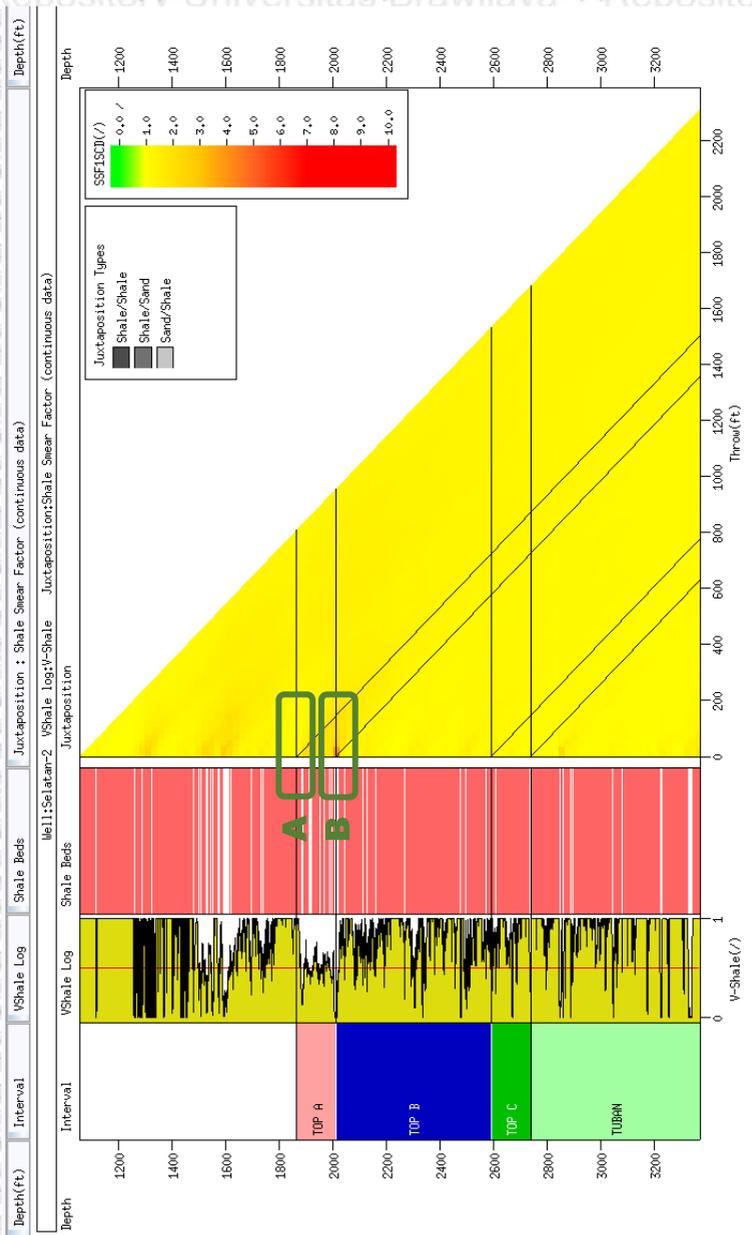
### 4.1.6 Sumur Selatan-2



Gambar 4. 21 Diagram Jukstaposisi Sumur Selatan-2

Gambar 4. 22 Diagram Shale Gauge Ratio Sumur Selatan-2





Gambar 4. 23 Diagram Shale Smear Factor Sumur Selatan-2



Gambar 4.21 menunjukkan Diagram Allan Jukstaposisi pada sumur Selatan-2. Jukstaposisi batupasir – batupasir berada pada zona A yaitu Top A di kedalaman 1875 – 1940 ft dan zona B yaitu Top B pada kedalaman 2004 – 2033 ft.

Gambar 4.22 menunjukkan Diagram Allan *Shale gouge ratio* pada sumur Selatan-2. Terdapat dua target utama yaitu pada zona A dan zona B. Pada zona A yaitu Top A dengan kedalaman 1875 – 1940 ft memiliki nilai SGR: 0.44 – 0.51 dengan *throw* 175 ft. Pada zona B yaitu Top B dengan kedalaman 2004 – 2033 ft memiliki nilai SGR: 0.21 dengan *throw* 37 ft. Pada Top C, Top D dan Formasi Tuban memiliki nilai SGR > 50%. Potensi terjadinya kebocoran yang tinggi terdapat pada Top B karena memiliki nilai SGR 0.21, sedangkan Top A memiliki potensi kebocoran yang rendah karena memiliki nilai SGR yang sedang. Kemudian, pada lokasi yang lain memiliki nilai SGR yang tinggi (> 50%) sehingga tidak memiliki potensi kebocoran.

Gambar 4.23 menunjukkan Diagram Allan *Shale smear factor* pada sumur Selatan-2. Target pengamatan hanya terfokus pada zona A dan zona B karena memiliki nilai SGR < 50%. Pada zona A yaitu Top A dengan kedalaman 1875 – 1940 ft memiliki nilai SSF: 1.29 – 2.25 dengan *throw* 175 ft. Pada zona B Top B dengan kedalaman 2004 – 2033 ft memiliki nilai SSF: 3.9 dengan *throw* 37 ft. Berdasarkan analisis SSF, Top A dan Top B tidak memiliki potensi kebocoran karena memiliki nilai SSF < 7.

Gambar 4.24 menunjukkan Diagram Allan *Clay smear potential* pada sumur Selatan-2. Target pengamatan hanya terfokus pada zona A dan zona B karena memiliki nilai SGR < 50%. Pada Top A dengan kedalaman 1875 – 1940 ft memiliki nilai CSP: 5.94 – 17.52 dengan *throw* 175 ft. Pada Top B dengan kedalaman 2004 – 2033 ft memiliki nilai CSP: 36 dengan *throw* 37 ft. Berdasarkan analisis CSP, Top B memiliki potensi kebocoran yang tinggi karena memiliki nilai CSP > 30.

Berdasarkan analisis di atas maka dapat disimpulkan bahwa pada sumur Selatan-2 memiliki potensi kebocoran. Potensi kebocoran terdapat pada Top B dengan kedalaman 2004 – 2033 ft. Pada Top B memiliki nilai SGR yang rendah yaitu 0.21 dan memiliki nilai CSP yang tinggi yaitu 36, akan tetapi memiliki nilai SSF yang rendah yaitu 3.9. Sehingga dapat disimpulkan bahwa Top B memiliki potensi kebocoran yang rendah.

## Rangkuman Analisis Sekatan Sesar 2D

Berdasarkan analisis yang telah dilakukan maka sekatn sesar 2D dapat dibagi menjadi tiga kategori menurut kesekatannya yaitu:

1. Tidak memiliki potensi kebocoran (*Sealing*), memiliki ciri nilai SGR>50%, nilai CSP<30, dan SSF<7.
2. Potensi kebocoran rendah (*low leakage potential*)
  - Memiliki nilai SGR<50% dan nilai SSF>7, akan tetapi nilai CSP<30
  - Memiliki nilai SGR<50% dan nilai CSP>30, akan tetapi nilai SSF<7
3. Potensi kebocoran tinggi (*high leakage potential*), memiliki ciri nilai SGR<20%, nilai CSP>30 dan nilai SSF>7.

Berikut merupakan tabel rangkuman analisis sekatn sesar 2D.

Tabel 4. 1 Rangkuman Analisis Sekatan Sesar 2D

Well	Well Tops	SGR	Depth (ft)	SSF	CSP	Throw (ft)	Leaking/Sealing
Utara-1	TOP A	>50%					Sealing
	TOP B	35-40%	2391-2472	1.23-2.84	4.92-6.54	100	Sealing
	TOP C	>50%					Sealing
	TUBAN FRM.	>50%					Sealing
	TOP D	13%	3711-3824	7.29	6.37-14.20	65	Low Leakage Potential
		31-48%	3711-3824	1.59-3.80	14.2-39.72	141	Low Leakage Potential
Utara-2	TOP A	>50%					Sealing
	TOP B	>50%					Sealing
	TOP C	>50%					Sealing
	TUBAN FRM.	>50%					Sealing
	TOP D	18%	4255-4291	8.23	38.2	53	High Leakage Potential
Utara-3	TOP A	>50%					Sealing
	TOP B	>50%					Sealing
	TOP C	>50%					Sealing
	TUBAN FRM.	>50%					Sealing
	TOP D	38-48%	5980-6130	1.93-2.53	2.37-5.61	152	Sealing
N-Selatan	TOP A	>50%					Sealing
	TOP B	>50%					Sealing
	TOP C	>50%					Sealing
	TUBAN FRM.	>50%					Sealing
	TOP D	39%	3680-3721	1.24-2.54	7.89		Sealing
Selatan-1	TOP A	>50%					Sealing
	TOP B	>50%					Sealing
	TOP C	>50%					Sealing
	TUBAN FRM.	>50%					Sealing
	TOP D	47%	3674-3677	2.13	11.47-12.80	65	Sealing
		31-44%	3757-3793	1.922-3.16	34	109	Low Leakage Potential
Selatan-2	TOP A	40-51%	1875-1940	1.29-2.25	5.94-17.52	175	Sealing
	TOP B	21%	2004-2033	3.9	36	37	Low Leakage Potential
	TOP C	>50%					Sealing
	TUBAN FRM.	>50%					Sealing
	TOP D	>50%					Sealing

## 4.2 Interpretasi Seismik 2D

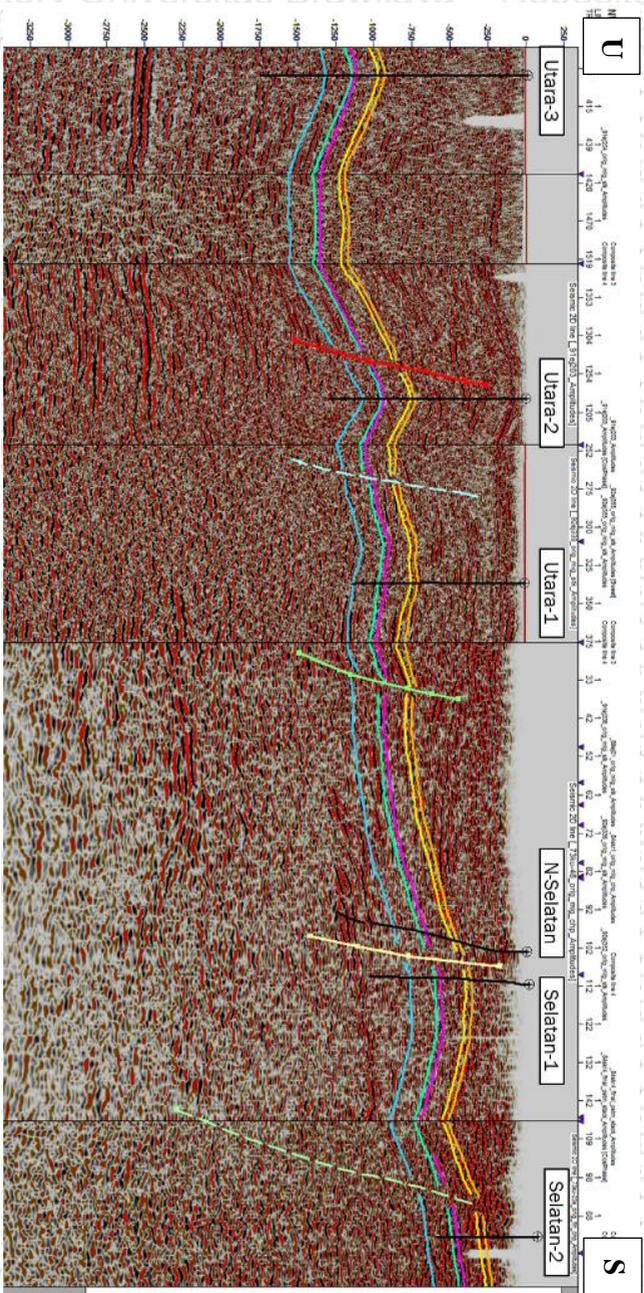
### 4.2.1 Interpretasi Sesar dan Horizon

Interpretasi sesar dan horizon dilakukan di software Petrel 2015. Interpretasi sesar dilakukan sebagai analisis struktur yang dicirikan dengan ketidakmenerusan lateral dari reflektor seismik. Pada interpretasi sesar data seismik 2D diperlukan konsep geologi dan pemahaman tentang keadaan lapangan yang baik agar dapat menghubungkan *fault sticks* dari satu line seismik ke line yang lain. Pada interpretasi sesar didapatkan lima buah sesar baratlaut – timurlaut. Kelima sesar ini merupakan sesar turun dengan arah *dipping* ke baratlaut.

Setelah melakukan interpretasi sesar, dilakukan interpretasi horizon. Interpretasi horizon dilakukan dengan menandai penyebaran atau kemenerusan reflektor seismik pada suatu penampang seismik. Proses interpretasi horizon dimulai dengan menentukan top formasi, yang dilanjutkan dengan menandai horizon yang melalui tiap top formasi berdasarkan kenampakan reflektor seismik. Interpretasi horizon juga memerlukan pemahaman yang komprehensif mengenai geologi regional, utamanya litologi formasi agar interpretasi horizon tepat. Pada interpretasi horizon, digunakan lima buah marker antara lain:

1. Top A: Gas Flow at Utara-2 (2140-2150 ft) and Oil Flow at Selatan-2 (1760-1818) (Ngrayong Formation)
2. Top B: Gas Flow at Utara-1 (2416-2496 ft) (Ngrayong Formation)
3. Top C: Gas Flow at Selatan-1 (3680-3744 ft) (Ngrayong Formation)
4. Top Tuban Formation
5. Top D: Oil Flow at N-Selatan (3962-3972 ft), (Tuban Formation)

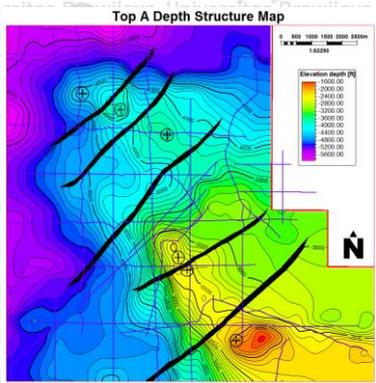
Gambar 4. 25 Interpretasi Sesar dan Horizon



### 4.2.2 Peta Struktur

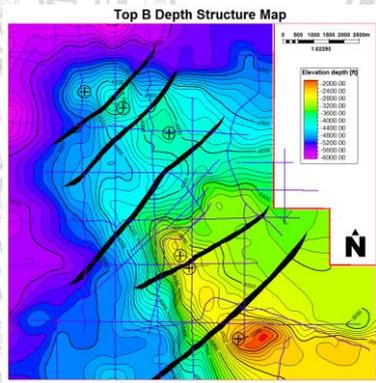
Peta Struktur terbagi menjadi dua yaitu peta struktur waktu dan peta struktur kedalaman. Untuk peta struktur waktu didapatkan dari hasil *Surface Gridding* Horizon yang telah dilakukan *picking* sehingga didapatkan lima buah peta struktur waktu. Untuk mengubah peta struktur waktu menjadi peta struktur kedalaman digunakan *Time to Depth Conversion*.

#### Peta Struktur Top A



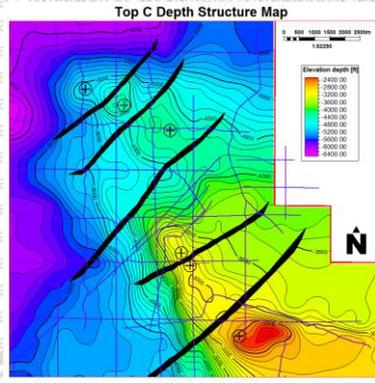
Gambar 4. 26 Peta Struktur Kedalaman Top A

#### Peta Struktur Top B



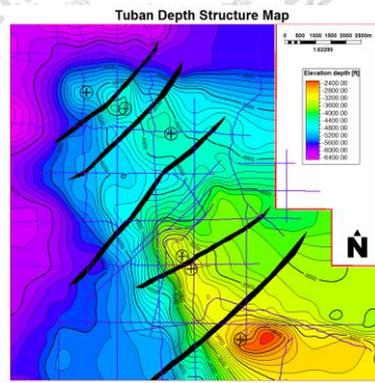
Gambar 4. 27 Peta Struktur Kedalaman Top B

### Peta Struktur Top C



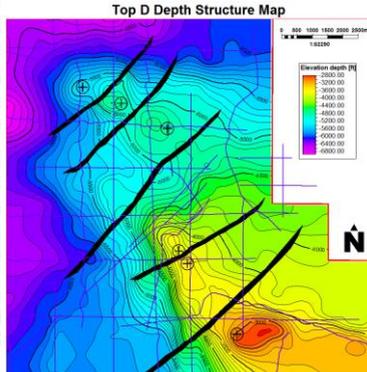
Gambar 4. 28 Peta Struktur Kedalaman Top C

### Peta Struktur Top Formasi Tuban



Gambar 4. 29 Peta Struktur Kedalaman Top Tuban Formation

## Peta Struktur Top D

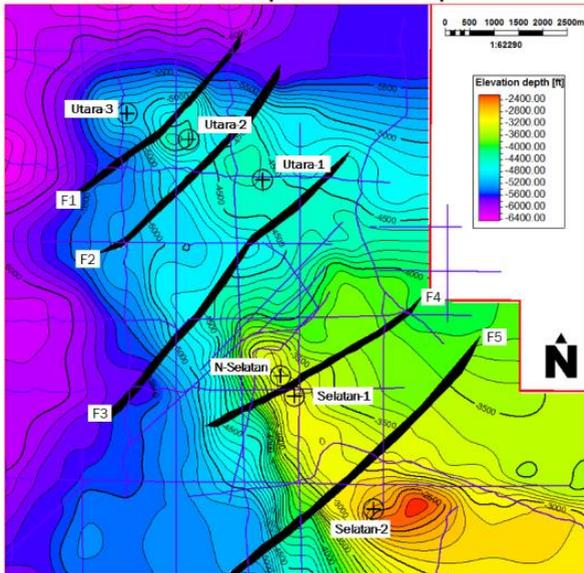


Gambar 4. 30 Peta Struktur Kedalaman Top D

### 4.3 Analisis Sekatan Sesar 3D

Analisis sekatan sesar 3D dilakukan menggunakan software Badleys T7 (Trap Tester). Pada analisis sekatan sesar 3D, berfokus pada analisis masing-masing bidang sesar yang telah didapatkan dari hasil interpretasi. Prinsip dari analisis sekatan sesar 3D adalah dengan mengekstrapolasi log – log serta perhitungan yang ada pada sumur terdekat dengan sesar, ke bidang sesar tersebut. Pada Interpretasi sesar didapatkan lima buah sesar baratdaya – timurlaut. Kelima sesar ini merupakan sesar turun dengan arah dipping ke baratlaut. Sesar-sesar tersebut adalah sesar F1, sesar F2, sesar F3, sesar F4 dan sesar F5. Sesar F1 memisahkan antara sumur Utara-3 dan Utara-2, sesar F2 memisahkan antara sumur Utara-2 dan Utara-1, sesar F3 memisahkan dua kulminasi antiklin yang berbeda yaitu zona utara dan zona selatan, sesar F4 memisahkan antara sumur N-Selatan dan Selatan-1, serta sesar F5 memisahkan antara sumur Selatan-1 dan Selatan-2.

Tuban Depth Structure Map

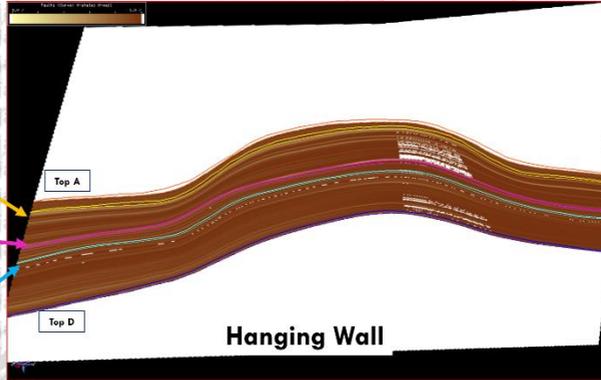


Gambar 4. 31 Penamaan sesar pada Tuban Depth Structure Map

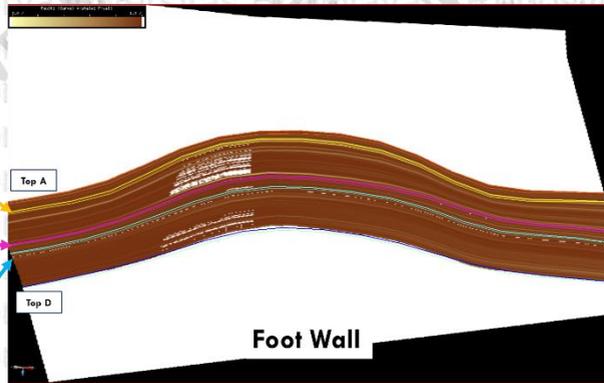
Dilakukan 6 buah filter pada masing – masing bidang sesar dengan input utama log *Vshale*, antara lain:

1. Perlapisan *Shale* yang dilakukan pada bidang *foot wall* dan *hanging wall* sesar untuk mengetahui pelapisan *shale* dalam sesar.
2. *Dip* untuk mengetahui kemiringan sesar.
3. *Throw* untuk mengetahui loncatan sesar.
4. *Shale gouge ratio* untuk mengetahui potensi kebocoran pada sesar dengan  $SGR < 20\%$ .
5. *Shale smear factor* untuk mengetahui potensi kebocoran pada sesar dengan  $SSF > 7$ .
6. *Clay smear potential* untuk mengetahui potensi kebocoran pada sesar dengan  $CSP > 30$ .

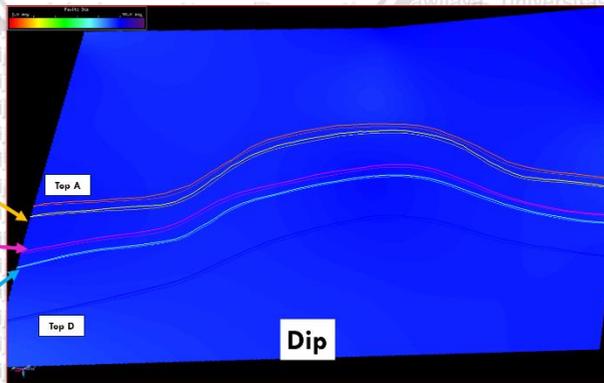
### 4.3.1 Sesar F1



Gambar 4. 32 Perlapisan Shale pada *Hanging wall* Sesar F1



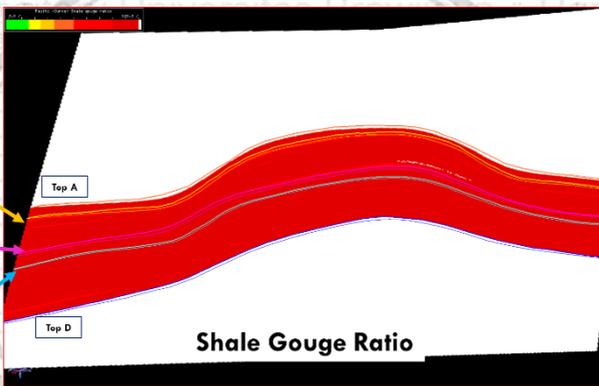
Gambar 4. 33 Perlapisan Shale pada *Foot wall* Sesar F1



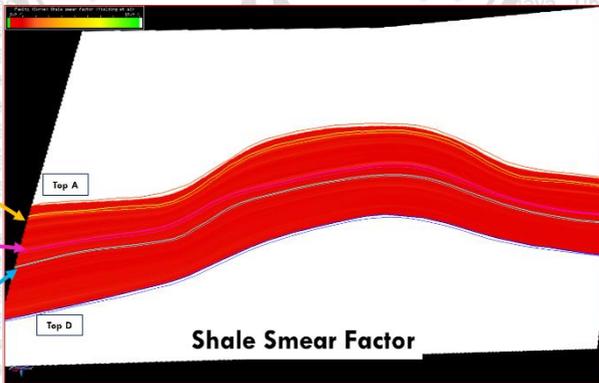
Gambar 4. 34 *Dip* Sesar F1



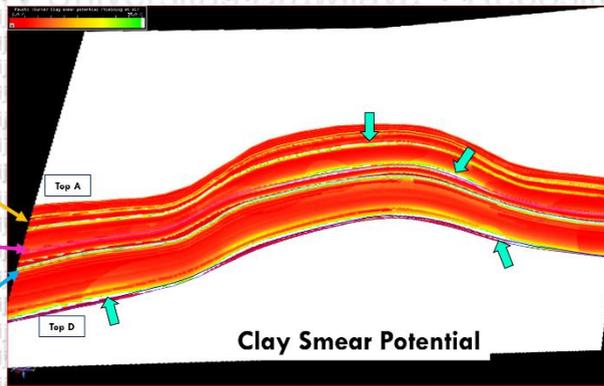
Gambar 4. 35 *Throw* Sesar F1



Gambar 4. 36 *Shale gouge ratio* Sesar F1



Gambar 4. 37 *Shale smear factor* Sesar F1

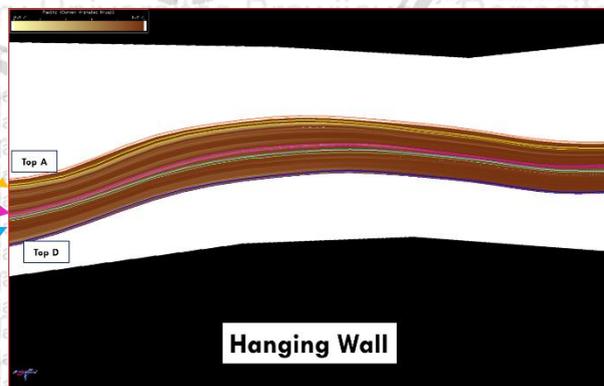


Gambar 4. 38 Clay smear potential Sesar F1

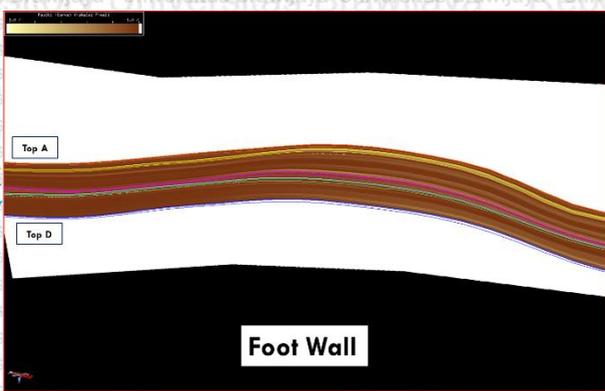
Pada gambar 4.32 dan gambar 4.33, bidang sesar F1 memiliki perlapisan *shale* yang tebal diselingi *sand* yang cukup tipis. Bidang sesar F1 memiliki *dip* 75° – 80° dan *Throw* 40 – 70 ft. Pada gambar 4.36, SGR sesar F1 memiliki dominasi warna merah dengan nilai yang lebih besar dari 43%. Pada gambar 4.37 terdapat dominasi warna merah yang menandakan dengan nilai SSF yaitu 0.2 – 3.1. Pada gambar 4.38, berdasarkan analisis CSP pada bidang sesar memiliki beberapa kemungkinan terjadinya kebocoran yaitu pada Top B, Top C dan Top D dengan nilai CSP lebih besar dari 30.

Berdasarkan analisis diatas maka dapat disimpulkan bahwa sesar F1 memiliki potensi kebocoran yang rendah dan dapat dikategorikan sebagai sekat yang baik.

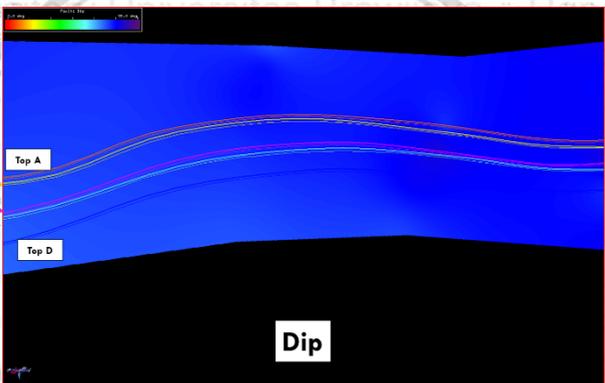
### 4.3.2 Sesar F2



Gambar 4. 39 Vshale pada Hanging wall Sesar F2



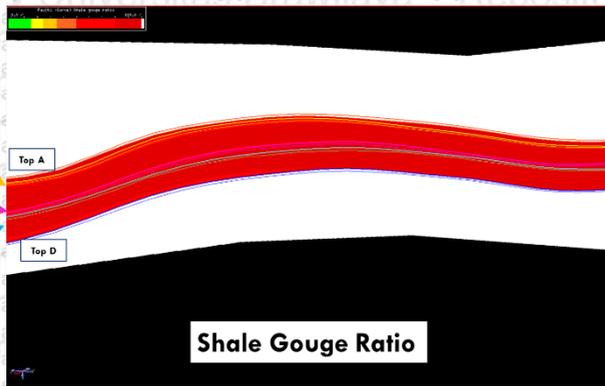
Gambar 4. 40 Perlapisan Shale pada Foot wall Sesar F2



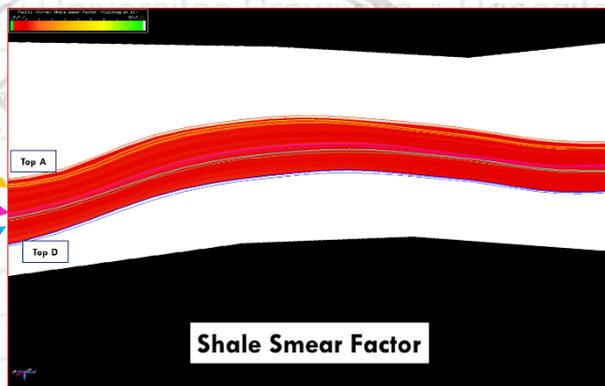
Gambar 4. 41 Dip Sesar F2



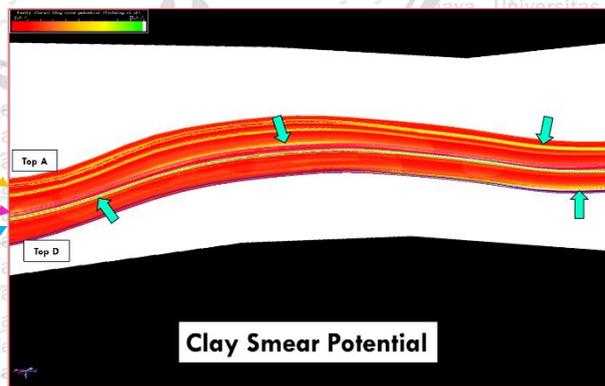
Gambar 4. 42 Throw Sesar F2



Gambar 4. 43 *Shale gouge ratio* Sesar F2



Gambar 4. 44 *Shale smear factor* Sesar F2



Gambar 4. 45 *Clay smear potential* Sesar F2

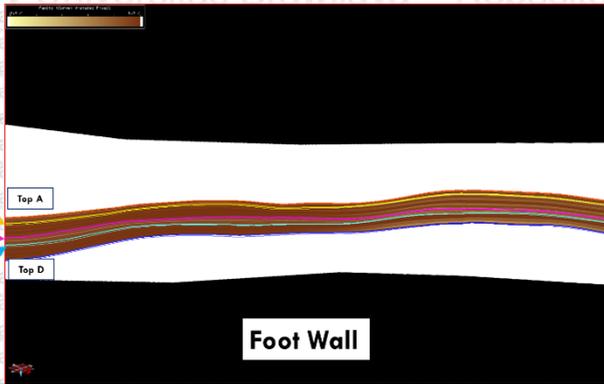
Pada gambar 4.39 dan gambar 4.40, bidang sesar F2 memiliki perlapisan *shale* yang tebal diselingi *sand* yang tipis. Bidang sesar F2 memiliki *dip* 65° – 75° dan *Throw* 50 – 80 ft. Pada gambar 4.43, SGR sesar F2 memiliki dominasi warna merah dengan nilai yang lebih besar dari 52%. Pada gambar 4.44 terdapat dominasi warna merah dengan nilai SSF yaitu 0.23 – 2.4. Pada gambar 4.45, berdasarkan analisis CSP pada bidang sesar memiliki beberapa kemungkinan terjadinya kebocoran yaitu pada Top B, Top C, Top Formasi Tuban dan Top D dengan nilai CSP lebih besar dari 30.

Berdasarkan analisis diatas maka dapat disimpulkan bahwa sesar F2 memiliki potensi kebocoran yang rendah dan dapat dikategorikan sebagai sekat yang baik.

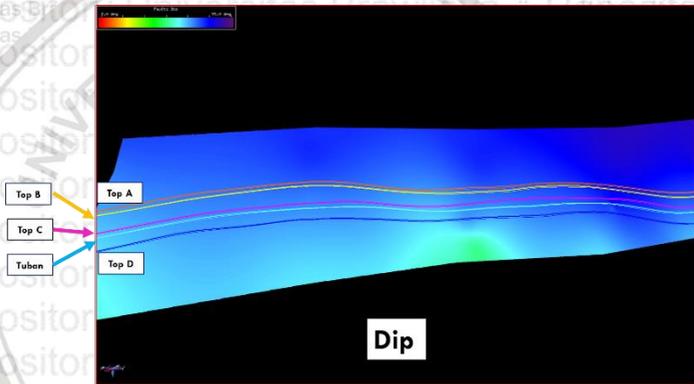
### 4.3.3 Sesar F3



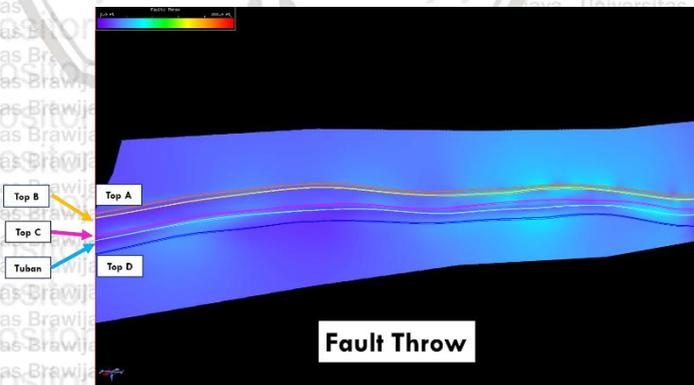
Gambar 4. 46 Perlapisan *Shale* pada *Hanging wall* Sesar F3



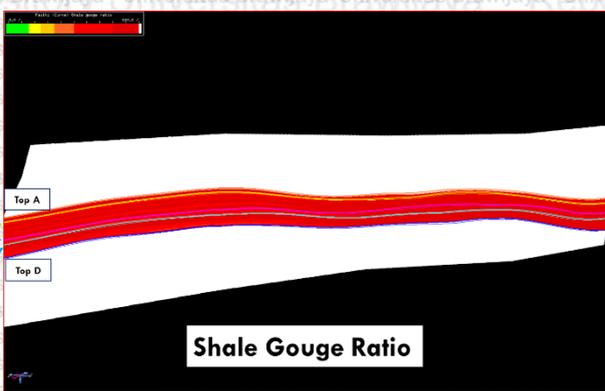
Gambar 4. 47 Perlapisan Shale pada Foot wall Sesar F3



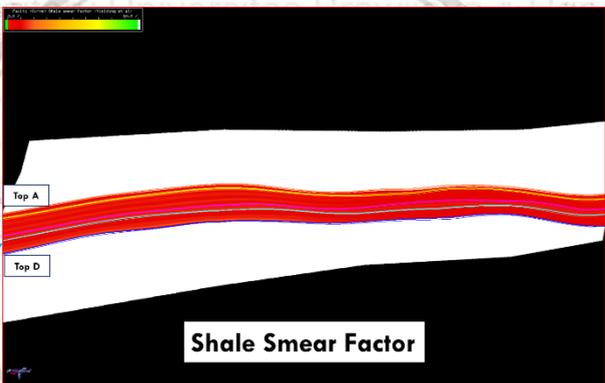
Gambar 4. 48 Dip Sesar F3



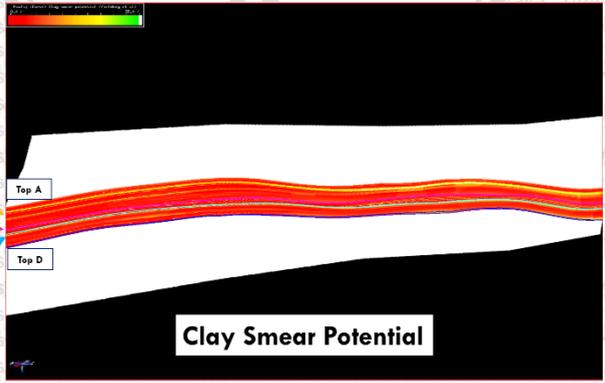
Gambar 4. 49 Throw Sesar F3



Gambar 4. 50 Shale gouge ratio Sesar F3



Gambar 4. 51 Shale smear factor Sesar F3



Gambar 4. 52 Clay smear potential Sesar F3

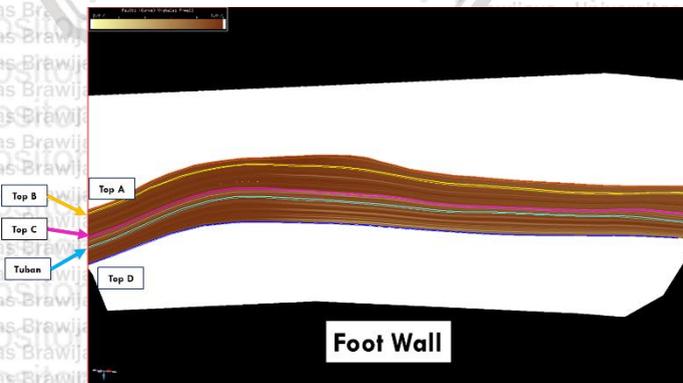
Pada gambar 4.46 dan gambar 4.47, bidang sesar F3 memiliki perlapisan *shale* yang tebal diselingi *sand* yang sangat tipis. Bidang sesar F3 memiliki *dip* 50° – 70° dan *Throw* 50 – 80 ft. Pada gambar 4.50, SGR sesar F3 memiliki dominasi warna merah dengan nilai yang lebih besar dari 50%. Pada gambar 4.51 terdapat dominasi warna merah dengan nilai SSF yaitu 0.37 – 2.82. Pada gambar 4.52 berdasarkan analisis CSP, bidang sesar didominasi warna merah dan sedikit kuning pada beberapa bagian yang memiliki persebaran nilai <30.

Berdasarkan analisis diatas maka dapat disimpulkan bahwa sesar F3 tidak memiliki potensi kebocoran dan dapat dikategorikan sebagai sekat efektif.

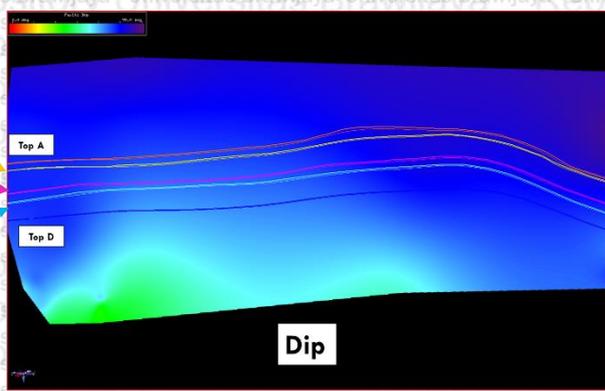
### 4.3.4 Sesar F4



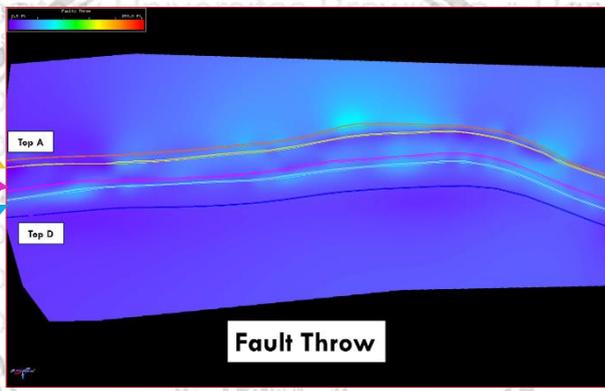
Gambar 4. 53 Perlapisan *Shale* pada *Hanging wall* Sesar F4



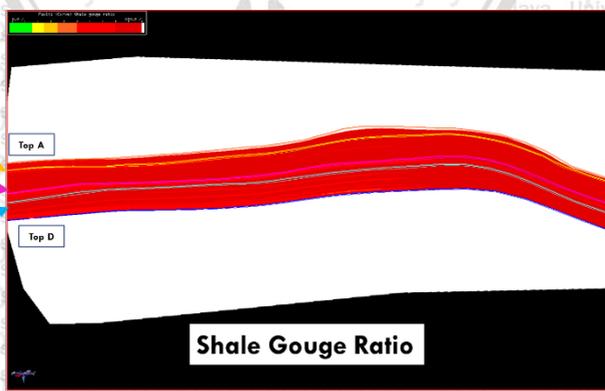
Gambar 4. 54 Perlapisan *Shale* pada *Foot wall* Sesar F4



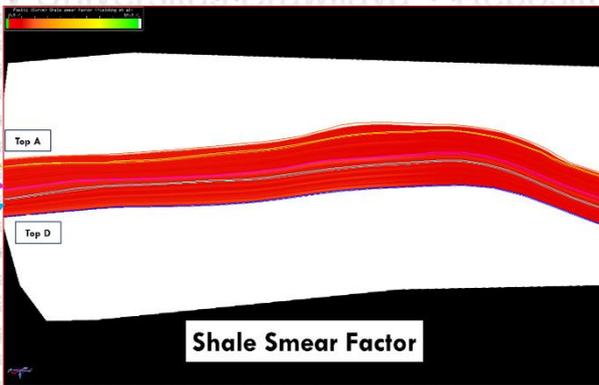
Gambar 4. 55 Dip Sesar F4



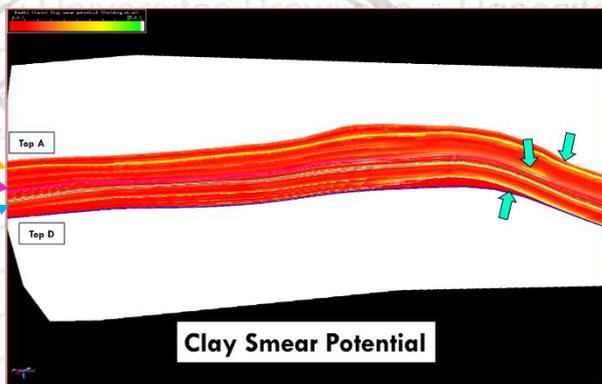
Gambar 4. 56 Throw Sesar F4



Gambar 4. 57 Shale gouge ratio Sesar F4



Gambar 4. 58 *Shale smear factor* Sesar F4

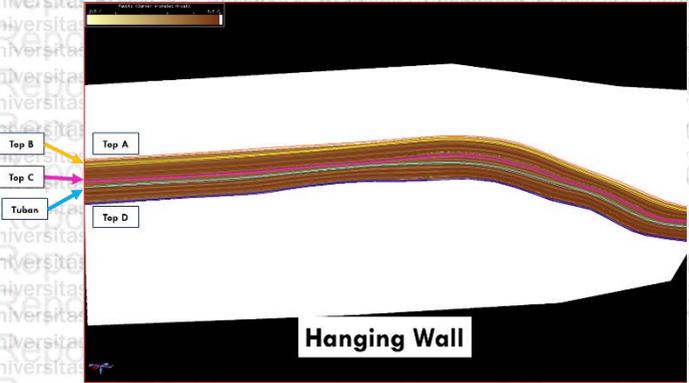


Gambar 4. 59 *Clay smear potential* Sesar F4

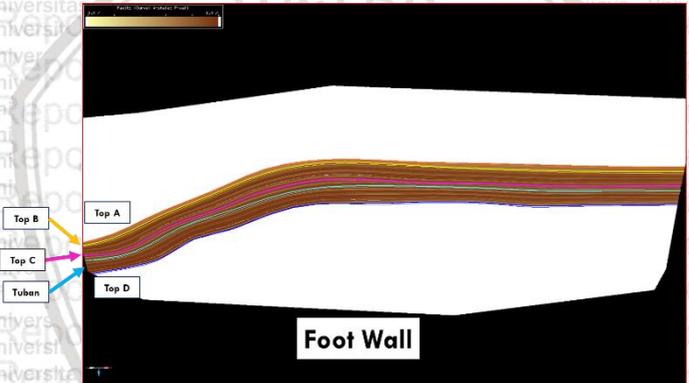
Pada gambar 4.53 dan gambar 4.54, bidang sesar F4 memiliki perlapisan *shale* yang tebal diselingi *sand* yang tipis. Bidang sesar F4 memiliki *dip* 45° – 70° dan *Throw* 50 – 80 ft. Pada gambar 4.57, SGR sesar F4 memiliki dominasi warna merah dengan nilai yang lebih besar dari 42%. Pada gambar 4.58 terdapat dominasi warna merah dengan nilai SSF yaitu 0.13 – 2.31. Pada gambar 4.59, berdasarkan analisis CSP pada bidang sesar memiliki beberapa kemungkinan terjadinya kebocoran yaitu pada Top B, Top C, dan Top D dengan nilai CSP lebih besar dari 30.

Berdasarkan analisis diatas maka dapat disimpulkan bahwa sesar F4 memiliki potensi kebocoran yang rendah dan dapat dikategorikan sebagai sekat yang baik.

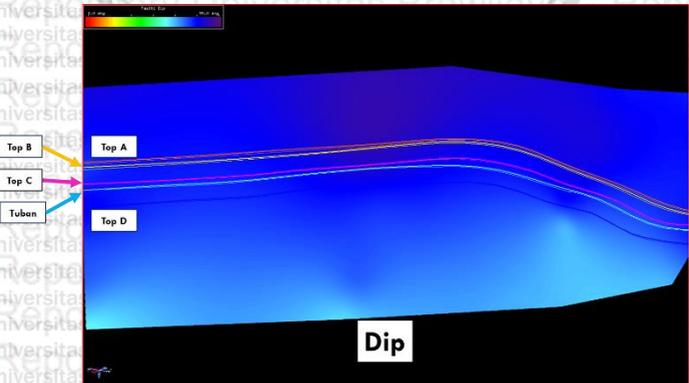
### 4.3.5 Sesar F5



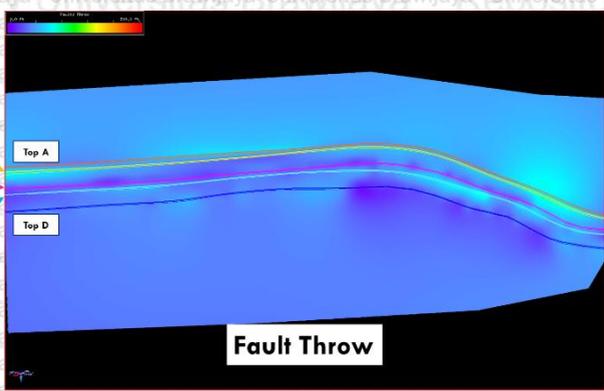
Gambar 4. 60 Perlapisan Shale pada Hanging wall Sesar F5



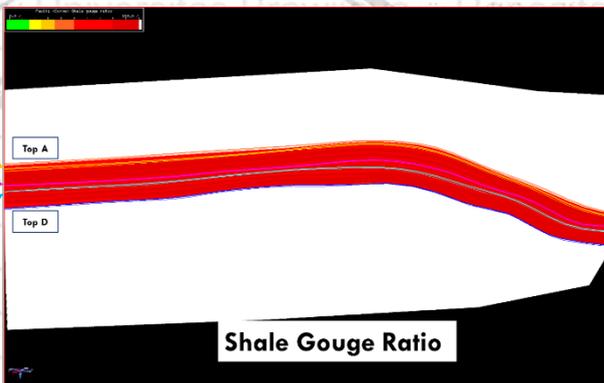
Gambar 4. 61 Perlapisan Shale pada Foot wall Sesar F5



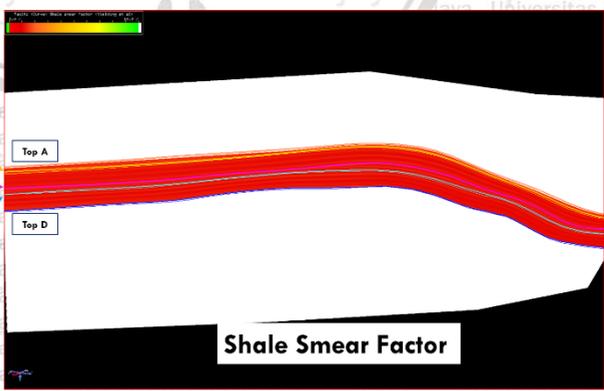
Gambar 4. 62 Dip Sesar F5



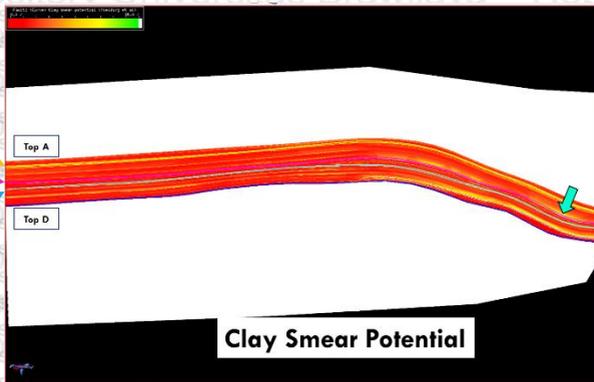
Gambar 4. 63 *Throw Sesar F5*



Gambar 4. 64 *Shale gouge ratio Sesar F5*



Gambar 4. 65 *Shale smear factor Sesar F5*



Gambar 4. 66 Clay smear potential Sesar F5

Pada gambar 4.60 dan gambar 4.61, bidang sesar F5 memiliki perlapisan *shale* yang tebal diselingi *sand* yang tipis. Bidang sesar F5 memiliki *dip*  $50^{\circ} - 75^{\circ}$  dan *Throw* 50 – 85 ft. Pada gambar 4.64, SGR sesar F5 memiliki dominasi warna merah dengan nilai yang lebih besar dari 51%. Pada gambar 4.65 terdapat dominasi warna merah dengan nilai SSF yaitu 0.26 – 2.74. Pada gambar 4.66, berdasarkan analisis CSP pada bidang sesar memiliki kemungkinan terjadinya kebocoran yaitu Top C dengan nilai CSP lebih besar dari 30.

Berdasarkan analisis diatas maka dapat disimpulkan bahwa sesar F5 memiliki potensi kebocoran yang rendah dan dapat dikategorikan sebagai sekat yang baik.

### Rangkuman Analisis Sekatan Sesar 3D

Berdasarkan analisis yang telah dilakukan maka sekatan sesar 3D dapat dibagi menjadi tiga kategori menurut kesekatannya yaitu:

1. Sekat yang efektif, yaitu sekat yang tidak memiliki potensi kebocoran (dengan rata – rata nilai  $SGR > 20\%$ ,  $SSF < 7$ , dan  $CSP < 30$ ).
2. Sekat yang baik, yaitu sekat yang memiliki potensi kebocoran yang rendah.
  - Memiliki nilai  $SGR$  20% – 50% dan nilai  $SSF > 7$ , akan tetapi nilai  $CSP < 30$
  - Memiliki nilai  $SGR$  20% – 50% dan nilai  $CSP > 30$ , akan tetapi nilai  $SSF < 7$

3. Sekat yang buruk, yaitu sekat yang memiliki potensi kebocoran yang tinggi. Potensi kebocoran tinggi dapat berupa nilai SGR<20%, nilai CSP>30, dan nilai SSF>7.

Tabel 4. 2 Rangkuman Analisis Sekatan Sesar 3D

Sesar	Dip (deg)	Throw (ft)	SGR	SSF	CSP	Kategori Sesar
F1	75-80	40-70	>43% pada seluruh bidang sesar sehingga tidak ada potensi kebocoran	0.20-3.10 pada seluruh bidang sesar sehingga tidak ada potensi kebocoran	terdapat beberapa titik dengan nilai >30 pada Top B, Top C, dan Top D	sekat yang baik
F2	65-75	50-80	>52% pada seluruh bidang sesar sehingga tidak ada potensi kebocoran	0.23-2.40 pada seluruh bidang sesar sehingga tidak ada potensi kebocoran	terdapat beberapa titik dengan nilai >30 pada Top B, Top C, Top Formasi Tuban, dan Top D	sekat yang baik
F3	50-70	50-80	>50% pada seluruh bidang sesar sehingga tidak ada potensi kebocoran	0.37-2.82 pada seluruh bidang sesar sehingga tidak ada potensi kebocoran	<28 pada seluruh bidang sesar sehingga tidak ada potensi kebocoran	sekat efektif
F4	45-70	50-80	>42% pada seluruh bidang sesar sehingga tidak ada potensi kebocoran	0.13-2.31 pada seluruh bidang sesar sehingga tidak ada potensi kebocoran	terdapat beberapa titik dengan nilai >30 pada Top B, Top C, dan Top D	sekat yang baik
F5	50-75	50-85	>51% pada seluruh bidang sesar sehingga tidak ada potensi kebocoran	0.26-2.74 pada seluruh bidang sesar sehingga tidak ada potensi kebocoran	terdapat sebuah titik dengan nilai >30 pada Top C	sekat yang baik



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB V PENUTUP

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian, didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Sekatan sesar yang efektif merupakan sekatan sesar yang memiliki jukstaposisi *Sand-Sand* yang minimum. Apabila terdapat jukstaposisi *Sand-Sand* harus memiliki nilai kombinasi *shale gouge ratio*  $> 20\%$ , *shale smear factor*  $< 7$ , dan *clay smear potential*  $< 30$  agar sesar termasuk sekat yang efektif.
2. Pada analisis sekatan sesar 2D didapatkan beberapa sumur yang menunjukkan potensi kebocoran. Potensi kebocoran rendah terdapat pada Top D sumur Utara-1, Top D sumur Selatan-1, dan Top B sumur Selatan-2. Potensi kebocoran tinggi terdapat pada Top D sumur Utara-2. Pada analisis sekatan sesar 3D tidak terdapat potensi kebocoran yang tinggi pada sesar. Sesar F3 merupakan sesar dengan kesekatan yang efektif. Sesar F1, F2, F4, dan F5 merupakan sesar dengan kesekatan yang baik.

### 5.2 Saran

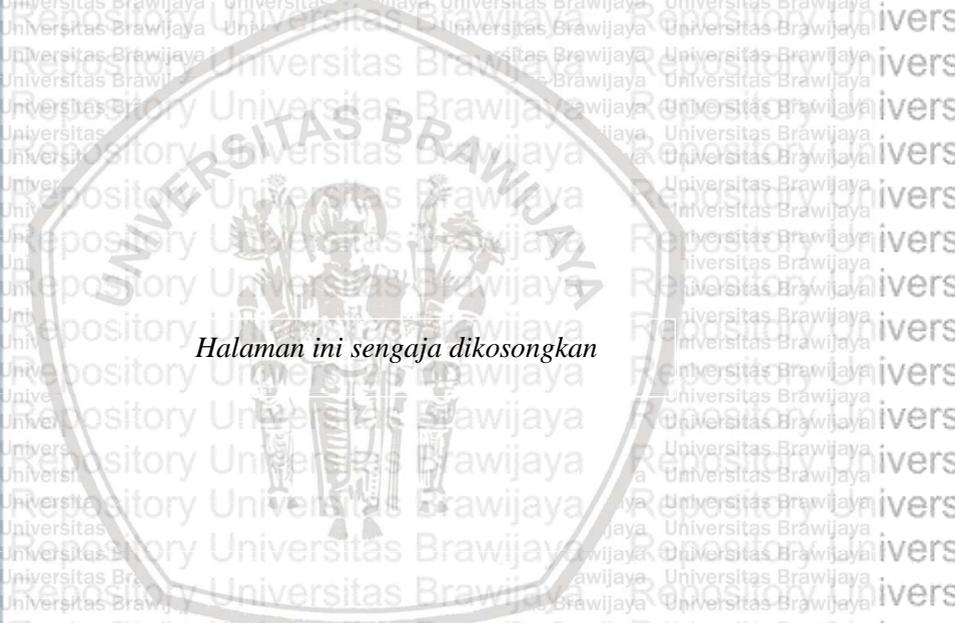
Saran untuk penelitian ini adalah:

1. Diperlukan interpretasi horizon pada setiap perlapisan batuan untuk mengetahui jukstaposisi *sand-sand* pada bidang sesar.
2. Diperlukan analisis porositas dan permeabilitas untuk mengetahui kemungkinan kebocoran pada bidang sesar yang lebih akurat.



Repository Universitas Brawijaya

Repository Universitas Brawijaya



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

Repository Universitas Brawijaya

Repository Universitas Brawijaya

Repository Universitas Brawijaya

Repository Universitas Brawijaya

**DAFTAR PUSTAKA**

- Abdullah, A. (2008). *Well Seismic Tie*.
- Allan, U. S. (1989). Model for hydrocarbon migration and entrapment within faulted structures. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 73(7), 803–811.
- Arohman, Z. (2016). *Karakterisasi Reservoir Migas Menggunakan Seismik Inversi Impedansi Akustik dan Analisis Seismik Multiatribut pada Lapangan “ZA”, Formasi Baturaja, Cekungan Sumatera Selatan*. Universitas Lampung.
- Asparini, D. (2011). *Penerapan Metode Stacking Dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut Di Perairan Barat Aceh*. Institut Pertanian Bogor.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis second edition*. American Association of Petroleum Geologist.
- Castagna, J., & Backus, M. . (1993). *Offset Dependent Reflectivity - Theory And Practice of AVO Analysis*. Society of Exploration Geophysics.
- Dee, S. (2005). *Fault Seal Analysis Training Course*. Badleys.
- ESDM. (2018). *Pengumuman Penawaran Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi Tahun 2018*. <https://www.esdm.go.id/id/media-center/arsip-berita/pengumuman-penawaran-wilayah-kerja-minyak-dan-gas-bumi-tahun-2018>
- Fossen, H. (2010). *Structural Geology*. Cambridge University Press.
- Fulljames, J. R., Zijerveld, L. J. ., & Franssen, R. C. M. W. (1997). Fault seal processes: systematic analysis of fault seals over geological and production time scales. *Norwegian Petroleum Society Special Publication*, 7, 51–59.
- Ibrahim, G., Subardjo, & Sendjaja, P. (2010). *Tektonik Dan Mineral Di Indonesia*. Badan Meteorologi Klimatologi Dan Geofisika.
- Irsyam, M., Sengara, W., Aldiamar, F., Widiyantoro, S., Triyoso, W., Natawidjaja, D. H., & Kertapati, E. (2010). *Hasil Studi Tim Revisi Peta Gempa Indonesia 2010*. Tim Revisi Peta Gempa



Indonesia.

Jackson, C. A.-L., Grunhagen, H., Howell, J. A., Larsen, A. L., Andersson, A., Boen, F., & Groth, A. (2010). 3D seismic imaging of lower delta-plain beach ridges: lower Brent Group, northern North Sea. *Journal of the Geological Society*, 167(6), 1225–1236. <https://doi.org/10.1144/0016-76492010-053>

Koesoemadinata. (1980). *Geologi Minyak dan Gasbumi. Edisi kedua, Jilid 2*. Institut Teknologi Bandung.

Lewis, G., Knipe, R. J., & Li, A. (2002). Fault Seal Analysis In Unconsolidated Sediments. *Norwegian Petroleum Society (NPF)*, 11, 243–253.

Lindsay, N. G., Murphy, F. C., Walsh, J. I., & Watterson, J. (1993). Outcrop Studies of Shale Smears on Fault Surface. In *The Geological Modelling of Hydrocarbon Reservoirs and Outcrop Analogues* (pp. 113–123). Blackwell Publishing Ltd.

Lisle, R. J. (Cardiff U. (2008). GEOLOGICAL STRUCTURES AND MAPS a practical guide. *Vasa*, 104. <https://doi.org/10.1016/B978-075065780-8/50004-5>

Munadi, S. (2002). *Pengolahan Data Seismik*. Universitas Indonesia.

Pei, Y., Paton, D. A., Knipe, R. J., & Wu, K. (2015). A review of fault sealing behaviour and its evaluation in siliciclastic rocks. *Earth-Science Reviews*, 150(September 2018), 121–138. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2015.07.011>

Pertamina-Petrochina East Java, J. (2011). *Geological and Geophysical Re-evaluation Fieldwork Report*.

Rawlinson, N., & Sambridge, M. (2004). Wavefront evolution in strongly heterogeneous fast-marching method. *Geophysical Journal International*, 156, 631–647.

Selley, R. C. (1998). *Elements of Petroleum Geology second edition* (p. 470). Academic Press.

Sismanto. (2006). *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Seismik*. Universitas Gadjah Mada.

Sukmono, S. (1999). *Interpretasi Seismik Refleksi*. Institut Teknologi

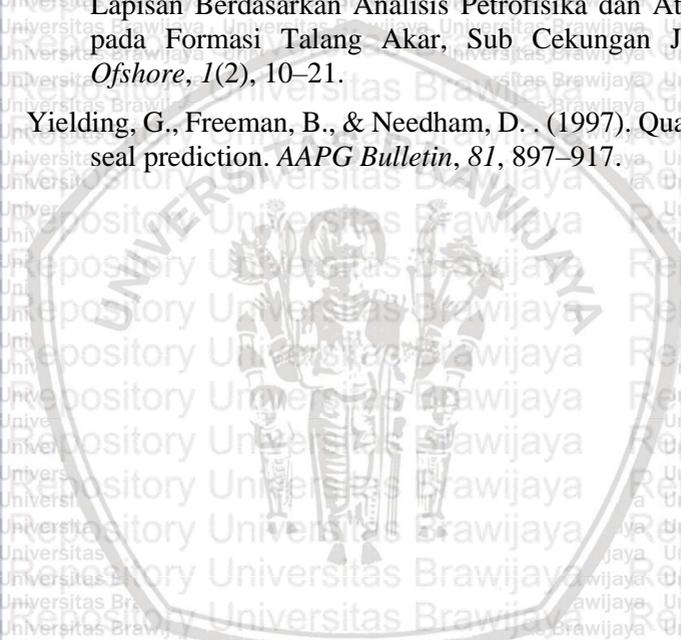
Bandung.

Triyoso. (1991). *Konsep - Konsep Dasar Seismologi*. Institut Teknologi Bandung.

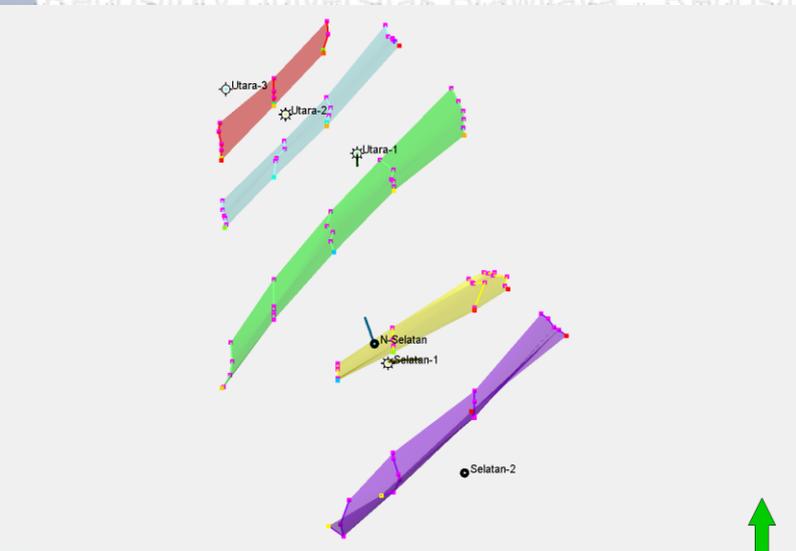
Vrolijk, P. J., Urai, J. L., & Kettermann, M. (2016). Clay smear: Review of mechanisms and applications. *Journal of Structural Geology*, 86, 95–152. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2015.09.006>

Wibowo, E. (2017). Analisa Kesekatan Sesar dan Kompartemen Lapisan Berdasarkan Analisis Petrofisika dan Atribut Seismik pada Formasi Talang Akar, Sub Cekungan Jambi. *Jurnal Offshore*, 1(2), 10–21.

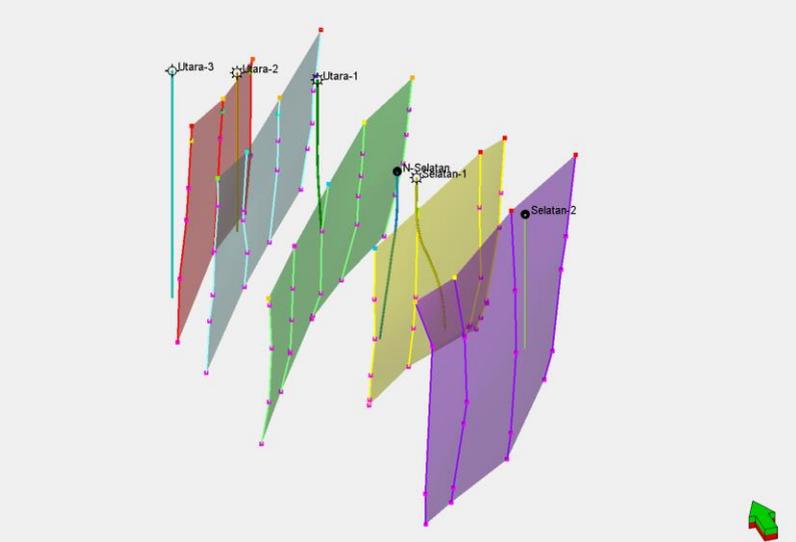
Yielding, G., Freeman, B., & Needham, D. . (1997). Quantitative fault seal prediction. *AAPG Bulletin*, 81, 897–917.



# LAMPIRAN

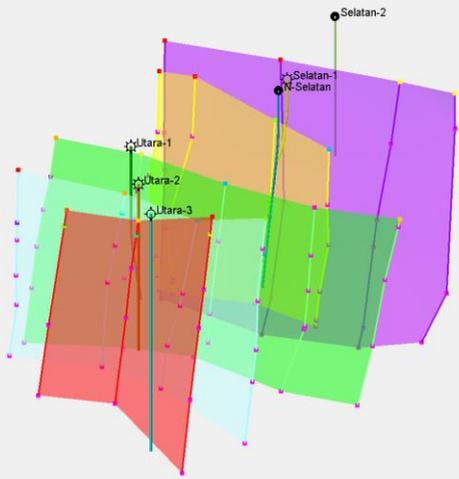


Lampiran 1 Geometri sesar tampak atas

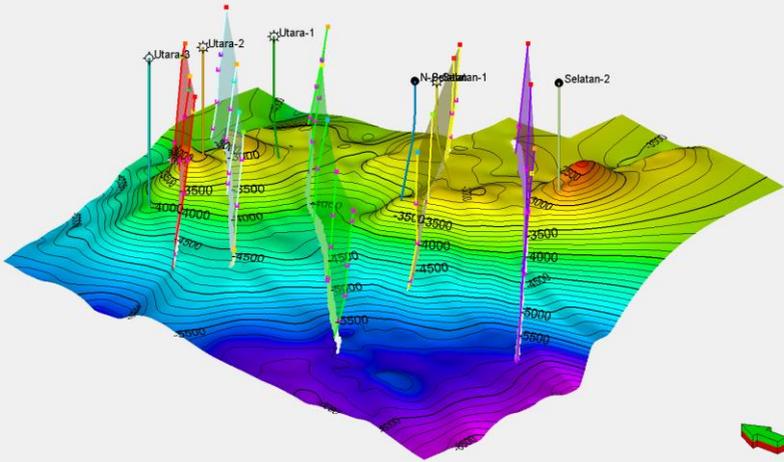


Lampiran 2 Geometri sesar tampak selatan



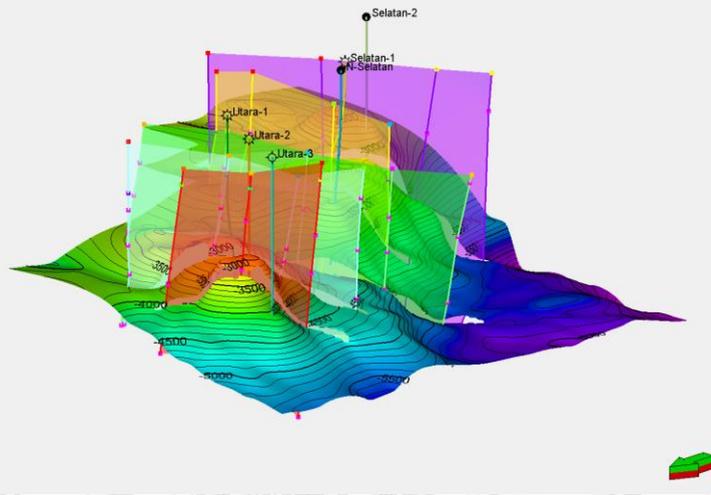


Lampiran 5 Geometri sesar tampak barat

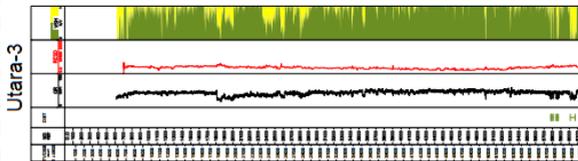
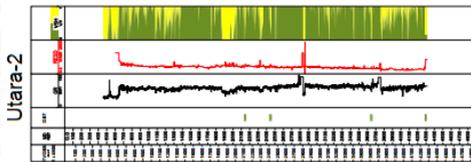
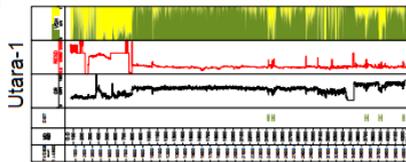
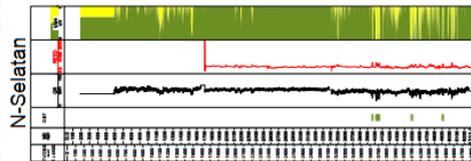
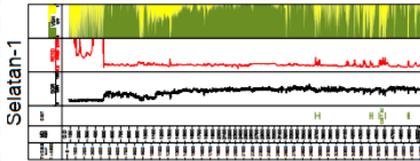
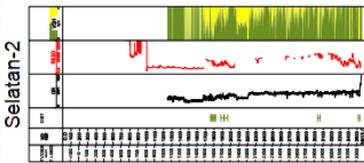


Lampiran 6 Geometri sesar + depth structure map Formasi Tuban tampak baratdaya





Lampiran 9 Geometri sesar + depth structure map Formasi Tuban tampak barat laut



Lampiran 10 Volume *Shale* masing-masing sumur