

### 3.1.3.2. Perhitungan Porositas

Nilai porositas pada analisis petrofisik dapat didapat dari tiga properti petrofisik, yaitu densitas, neutron, dan *sonic*. Berdasarkan ketersediaan data yang telah tertera pada tabel ketersediaan data log tali kawat (Tabel 1.1) seluruh sumur pada daerah penelitian tidak memiliki data neutron dan ada beberapa sumur yang tidak memiliki data *sonic*. Data *porosity test* yang seharusnya menjadi data koreksi pada perhitungan porositas pun tidak ada, sehingga perhitungan porositas hanya dapat dilakukan dengan menggunakan nilai log densitas. Log densitas merupakan log yang mengukur densitas dari satu batuan dengan cara mengukur densitas elektron formasi tersebut. Log ini akan memancarkan *gamma ray* dan akan berinteraksi dengan elektron pada formasi. Nilai yang diukur adalah nilai *gamma ray* setelah kolisi dengan elektron dengan anggapan bahwa nilai tersebut merupakan nilai densitas bulk (*bulk density*).

Perhitungan porositas dengan menggunakan log densitas nantinya akan menghasilkan dua jenis perhitungan porositas yaitu adalah porositas total dan porositas efektif. Porositas total merupakan rasio antara volume total pori-pori dengan volume batuan, sedangkan porositas efektif merupakan porositas total dikurangi oleh *clay bound water* (CBW). Perhitungan porositas total menggunakan hubungan seperti yang tertera dibawah ini.

$$\phi_{\text{densitas}}(\text{PHIT}) = (\rho_{\text{matriks}} - \rho_{\text{log}}) / (\rho_{\text{matriks}} - \rho_{\text{fluida}})$$

(Crain, 1976)

Dengan;

- $\phi_{\text{densitas}}$ ; porositas densitas
- $\rho_{\text{matriks}}$ ; densitas matriks (batupasir=2.65 gr/cm<sup>3</sup>)
- $\rho_{\text{log}}$ ; densitas bacaan dari log
- $\rho_{\text{fluida}}$ ; densitas bacaan dari fluida (air asin= 1.1 gr/cm<sup>3</sup>)

Nilai porositas total (PHIT) ini nantinya akan digunakan untuk menentukan nilai porositas efektif (PHIE) dengan menggunakan persamaan berikut:

$$PHIT = PHIE + VSH * PHIT\_SH$$

(Crain, 1976)

Dengan;

- **PHIT**; porositas total
- **PHIE**; porositas efektif
- **VSH**; *volume of shale*
- **PHIT\_SH**; porositas total *shale*

Penentuan nilai porositas total *shale* (PHIT\_SH) didapat dengan menggunakan hubungan seperti yang tertera dibawah ini.

$$PHIT\_SH = (RHO\_DSH - RHO\_SH) / (RHO\_DSH - RHO\_W).$$

(Crain, 1976)

Dengan;

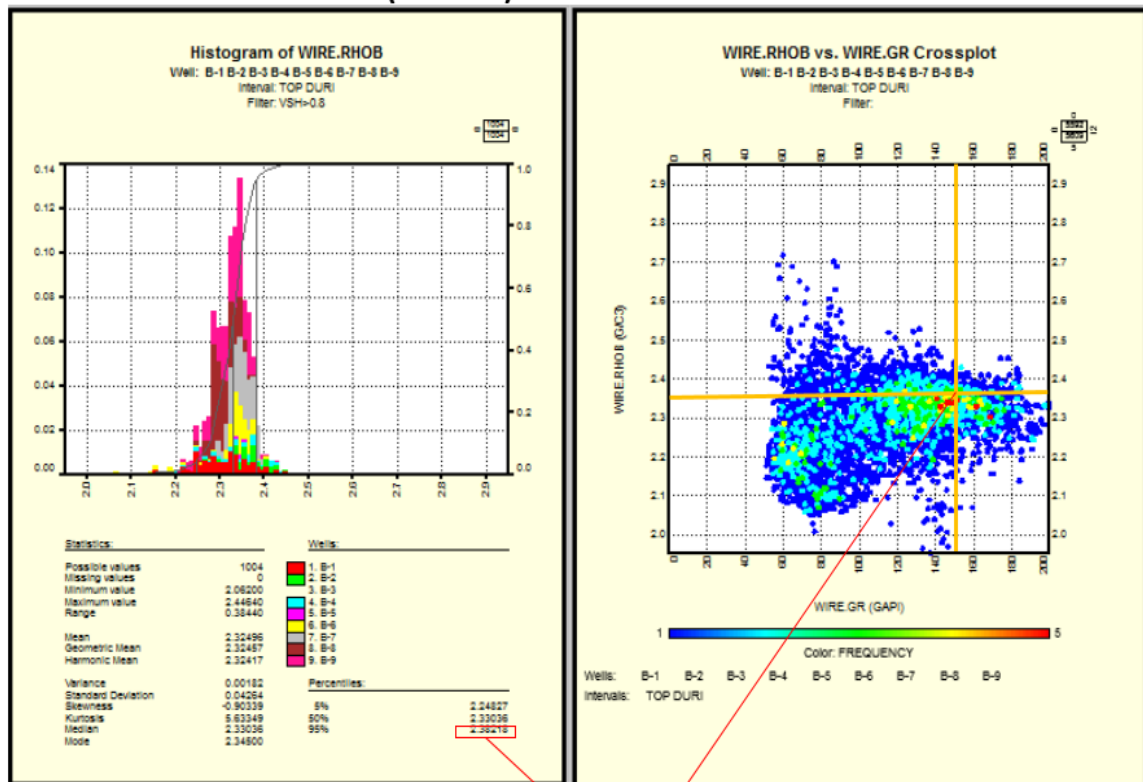
- **PHIT\_SH**; porositas total *shale*
- **RHO\_DSH**; Densitas *dry shale* ( $\rho_{\text{ilit}} = 2.77 \text{ gr/cm}^3$ )
- **RHO\_SH**; Densitas *shale*
- **RHO\_W**; Densitas air ( $\rho_{\text{air}} = 1 \text{ gr/cm}^3$ )

Densitas *shale* atau densitas *wet shale* seharusnya didapatkan dari plot silang antara log neutron dan log densitas dengan nilai densitas *wet shale* merupakan titik dimana nilai densitas menunjukan nilai yang rendah dan nilai neutron menunjukan nilai yang tinggi tetapi karena tidak adanya data neutron di tiap sumur pada daerah penelitian maka nilai densitas *wet shale* didapatkan dari dua pendekatan plot silang antara log densitas dan log *gamma ray* dan histogram densitas tentang *filter Vsh* > 0.8, yang mendapatkan nilai densitas *wet shale* sebesar  $2.38 \text{ gr/cm}^3$  (gambar 3.12).

Begitu halnya dengan nilai *dry shale* yang seharusnya didapatkan dari plot silang antara log neutron dan log densitas akan tetapi karena tidak adanya data neutron maka penentuan nilai *dry shale* didapat dari literatur didapatkan informasi bahwa mineral lempung yang dominan pada Formasi Duri adalah ilit (Masduki, 2005) (gambar 3.13). Contoh hasil dari perhitungan porositas dapat dilihat pada gambar 3.14.

### HISTOGRAM DENSITAS (Vsh>0.8)

### PLOT SILANG DENSITAS VS GAMMA RAY



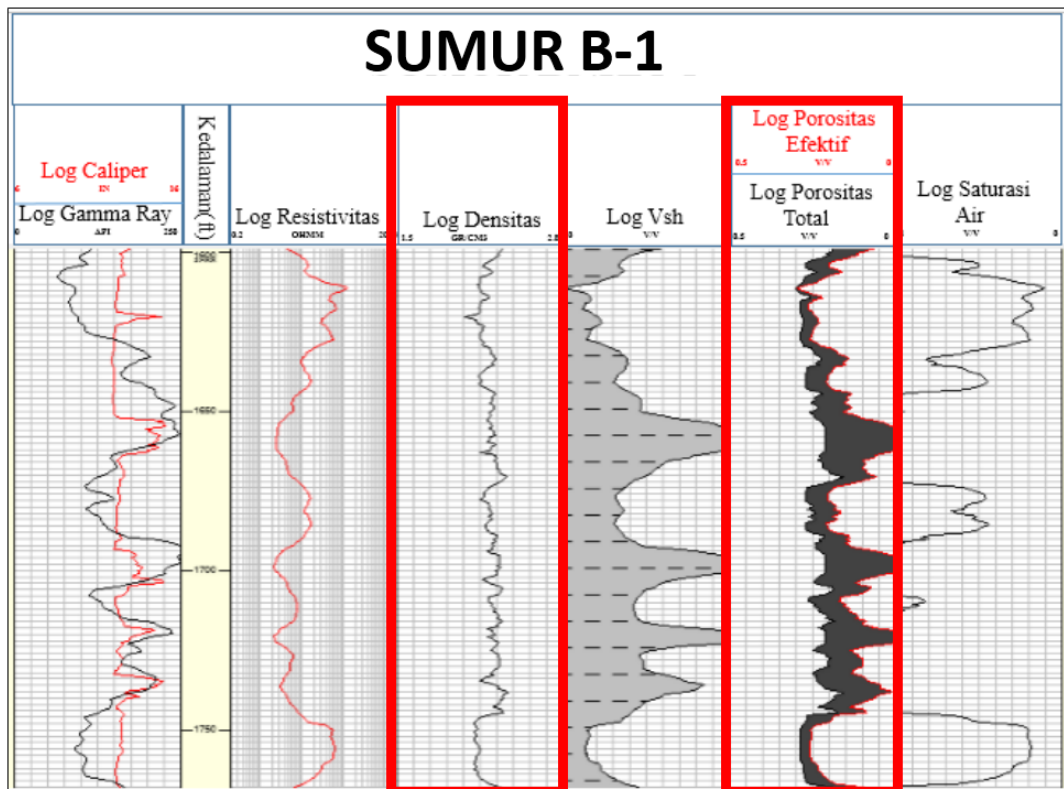
Densitas wet shale = 2.38 gr/cm<sup>3</sup>

**Gambar 3.14.** Penentuan nilai densitas *wet shale* yang didapat dengan menggunakan dua pendekatan

Total Clay	15.90%	13.30%	15.60%
Illite & mica	5.50%	5%	5.40%
Kaolinite	2.90%	2.20%	2.80%
Clorite	4%	3.40%	4.30%
Mixed-layer illite/smectite	3.50%	2.70%	3.10%

*Table 5. X-sand Mineralogy from X-ray Diffraction*

**Gambar 3.15.** Data yang menunjukkan mineral lempung dominan pada Formasi Duri yang diambil di Lapangan Minas (Masduki, 2005)



**Gambar 3.16.** Hasil perhitungan nilai porositas yang terdiri dari porositas total dan porositas efektif

#### 3.1.3.3. Perhitungan Saturasi Air ( $S_w$ )

Dalam perhitungan saturasi air terdapat dua tahapan pengerjaan yaitu yang pertama adalah penentuan resistivitas air formasi dengan menggunakan metode *pickett plot* dan yang kedua adalah perhitungan nilai saturasi air dengan metode *simandoux* yang nantinya akan dijelaskan di tahapan berikutnya.

##### A. Penentuan Nilai Resistivitas Air Formasi ( $R_w$ )

Penentuan resistivitas air ( $R_w$ ) sangat penting untuk nantinya menjadi salah satu input perhitungan saturasi air ( $S_w$ ). Terdapat macam-macam metode untuk penentuan nilai  $R_w$  diantaranya adalah metode rasio, metode  $R_{wa}$ , metode self-potential (SP), metode *pickett plot*, dan metode *formation water test*. Berdasarkan ketersediaan data, maka metode yang digunakan untuk penentuan  $R_w$  adalah metode *pickett plot*.

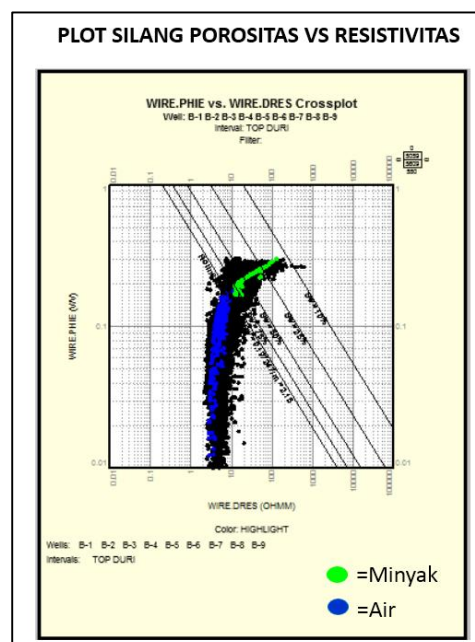
Metode *pickett plot* merupakan metode yang didasarkan bahwa *true resistivity* ( $R_t$ ) merupakan fungsi dari porositas ( $\phi$ ), saturasi air ( $S_w$ ), dan faktor sementasi ( $m$ ).

Metode ini dibuat dengan cara membuat *crossplot* antara nilai *deep resistivity* (DRES) dan nilai porositas efektif (PHIE). Dari metode Pickett plot ini nantinya akan didapatkan nilai resistivitas air formasi ( $R_w$ ) dan faktor sementasi ( $m$ ).

Penentuan nilai  $R_w$  dengan metode *pickett plot* dilakukan pada Formasi Duri dengan menggunakan data *deep resistivity* (DRES) dan data porositas efektif (PHIE). Penentuan garis  $Sw=100\%$  dilakukan dengan cara menandai titik-titik yang dari data *marked log* berisi minyak dan juga titik-titik yang dari data *marked log* yang berisi air (gambar 3.15). Garis  $Sw=100\%$  kemudian diletakkan pada posisi dengan titik-titik yang menandakan minyak berada di sebelah kanan garis  $Sw=100\%$  sedangkan titik-titik yang menandakan air berada disebelah kiri garis  $Sw=100\%$ .

Penentuan  $R_w$  tentunya memerlukan data nilai  $a$  (faktor tortuositas),  $m$  (eksponen sementasi), dan  $n$  (eksponen saturasi). Penentuan nilai  $a$  dan  $m$  dilakukan dengan cara pendekatan dari persamaan *humble* dan *tixier*. Dapat dilihat pada tabel 3.2 bahwa nilai porositas rata-rata di ketiga interval reservoir memiliki nilai diatas 16% hal ini menunjukkan bahwa nilai  $a$  dan  $m$  yang sesuai digunakan adalah nilai yang berasal dari persamaan *humble* yaitu dengan nilai  $a=0.62$ ,  $m=2.15$ , sedangkan nilai  $n=2$  (gambar 3.16).

Setelah didapatkan nilai  $a$ ,  $m$ , dan  $n$  barulah dilakukan penentuan resistivitas air formasi ( $R_w$ ) pada temperatur formasi yang sebesar 0.265 ohmm (gambar 3.17)



**Gambar 3.17.** Penentuan zona minyak dan zona air dari data *marked log*

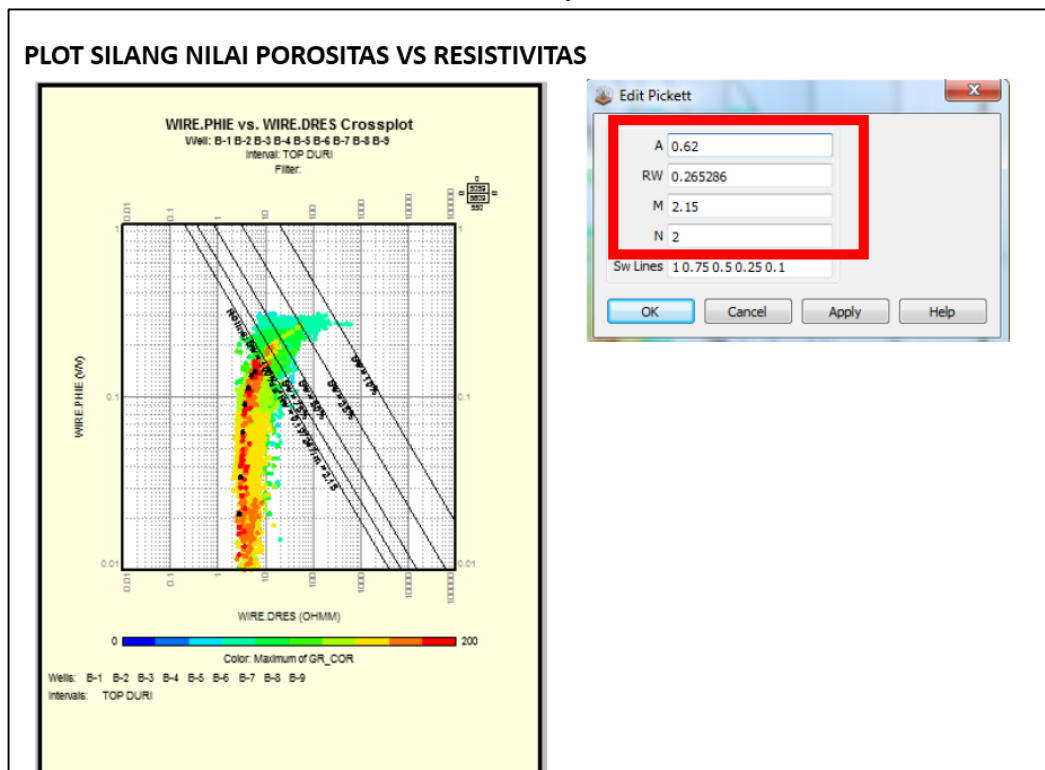
**Tabel 3.1.** Tabel yang menunjukkan nilai porositas rata-rata pada ketiga interval reservoir

RESERVOAR C					RESERVOAR B					RESERVOAR A				
Sumur	Vsh	Porositas	Saturasi Air	NTG	Sumur	Vsh	Porositas	Saturasi Air	NTG	Sumur	Vsh	Porositas	Saturasi Air	NTG
B-1	0.258	0.269	0.415	0.680	B-1	0.345	0.254	0.589	0.530	B-1	0.219	0.279	0.317	0.510
B-2	0.090	0.242	1.000	0.640	B-2	0.110	0.243	1.000	0.880	B-2	0.315	0.205	1.000	0.440
B-3	0.100	0.226	0.525	0.860	B-3	0.315	0.197	0.837	0.530	B-3	0.040	0.243	0.490	0.530
B-4	0.097	0.223	0.388	0.760	B-4	0.300	0.100	1.000	0.000	B-4	0.151	0.193	0.790	0.420
B-5	0.056	0.227	0.430	0.640	B-5	0.251	0.153	1.000	0.220	B-5	0.071	0.184	0.680	0.190
B-6	0.216	0.270	0.380	0.760	B-6	0.359	0.210	0.820	0.258	B-6	0.204	0.264	0.369	0.450
B-7	0.224	0.270	0.290	0.730	B-7	0.398	0.190	0.900	0.200	B-7	0.220	0.230	0.550	0.408
B-8	0.188	0.260	0.350	0.580	B-8	0.400	0.100	1.000	0.000	B-8	0.400	0.178	1.000	0.180
B-9	0.283	0.250	0.216	0.330	B-9	0.400	0.100	0.500	0.280	B-9	0.350	0.150	0.350	0.130
Vsh Porositas Saturasi Air NTG														
RESERV OAR C	0.168	0.249	0.444	0.664										
RESERV OAR B	0.320	0.172	0.750	0.322										
RESERV OAR A	0.219	0.214	0.616	0.362										

	Carbonates	Sandstones	
		Porosity $\Phi > 16\%$ (Humble)	Porosity $\Phi < 16\%$ (Tixier)
Tortuosity (a)	1.0	0.62	0.81
Cementation (m)	2.0	2.15	2.00

(Lyons, 1996)

**Gambar 3.18.** Penentuan nilai a dan m melalui pendekatan persamaan *Humble* dan *Tixier* (Lyons, 1996)



**Gambar 3.19** . Penentuan nilai resistivitas air ( $R_w$ ) formasi pada temperatur formasi

## B. Perhitungan Nilai Saturasi Air

Perhitungan nilai saturasi air ( $S_w$ ) dilakukan dengan menggunakan Metode *Modified Simandoux*. Hal ini didasari oleh dua hal bahwa ketiga reservoir tidak mencerminkan litologi batupasir yang tergolong *clean sand*. *Clean sand* menurut beberapa literatur merupakan litologi batupasir yang memiliki nilai  $V_{sh}$  cenderung rendah yaitu ketika nilai  $V_{sh} < 0.1$  (Crain, 1976) atau dari sumber literatur lain menentukan nilai  $V_{sh} < 0.05$  (Heslop, 2005). Dari tabel 3.3 dapat dilihat bahwa rata-rata nilai  $V_{sh}$  pada ketiga interval reservoir berada diatas 0.1. Validasi penggunaan metode ini nantinya akan dilihat dari kecocokan dari data *marked log*. Persamaan yang digunakan dalam Metode *Modified Simandoux* adalah sebagai berikut:

$$S_w = \frac{aR_w}{2\phi^m} \left[ -\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \left( \frac{V_{sh}^2}{R_{sh}^2} + \frac{4\phi^m}{aR_w R_t} \right)^{0.5} \right]$$

(Bardon dan Pied, 1969)

### KETERANGAN

$S_w$  = Saturasi Air

$a$  = faktor tortuositas

$R_w$  = Resistivitas air Formasi

$\phi$  = Porositas

$m$  = faktor sementasi

$V_{sh}$  = *Volume of Shale*

$R_{sh}$  = Resistivitas *shale*

$R_t$  = *true resistivity*

Dari persamaan tersebut dapat dilihat bahwa terdapat dua variabel yang belum didapatkan nilainya yaitu nilai resistivitas *shale* dan nilai resistivitas air di tiap titik kedalaman. Nilai resistivitas *shale* didapat dari histogram resistivitas dengan filter  $V_{sh} > 0.8$  (gambar 3.18).

Nilai resistivitas air formasi didapat dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

## PENENTUAN NILAI RW

$$Rw = Rws[(T1 + 6.77) / (Ftemp + 6.77)]^{0.6}$$

(Asquith, 1982)

### KETERANGAN

**Rw = Resistivitas Air Formasi**

**Rws = Resistivitas Air Formasi pada temperatur formasi**

**T1 = Temperatur Formasi**

**Ftemp= Data log temperatur formasi**

Rw@75° F=0.450 ohmm  
Rw@T1 =0.265 ohmm  
Dengan T1=132.28 °F

Dari persamaan diatas dapat dilihat bahwa variabel yang belum didapat data temperatur formasi (TI). Variabel tersebut didapat dari membandingkan nilai resistivitas air formasi pada temperatur permukaan dengan resistivitas air formasi pada temperatur formasi. Setelah didapatkan dua variabel tersebut baru dapat ditentukan nilai saturasi air. Hasil perhitungan saturasi air dengan Metode *Modified Simoandoux* kemudian divalidasi dengan data keberadaan minyak di *marked log* (gambar 3.19).

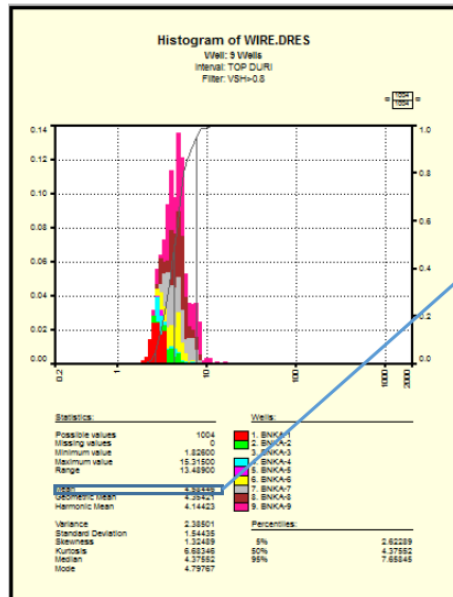
**Tabel 3.3.** Tabel yang menunjukkan nilai  $V_{sh}$  rata-rata pada ketiga interval reservoir

[illegible]



## PENENTUAN RESISTIVITAS SHALE

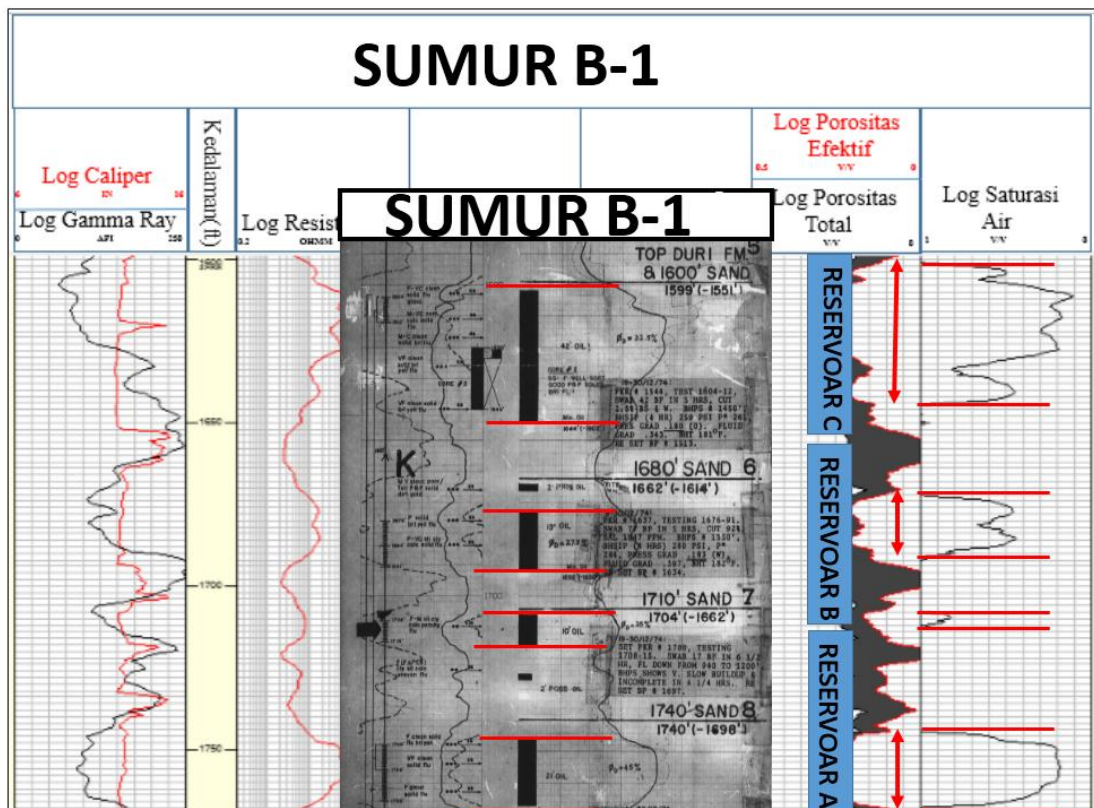
### HISTOGRAM RESISTIVITAS



Nilai resistivitas *shale* = 4.5 ohmm

Gambar 3.20. Histogram resistivitas untuk mencari resistivitas *shale*

## SUMUR B-1



Gambar 3.21. Hasil perhitungan nilai saturasi air di sumur B-1 yang divalidasi dengan data *marked log*

### 3.2. Analisis Data Seismik

Analisis data seismik memiliki dua kejaran utama dengan data seismik sebagai data utamanya yaitu pembuatan peta struktur kedalaman dan analisis geometri reservoir. Kedua kejaran ini nantinya akan menjadi salah satu komponen dalam pemodelan reservoir dan estimasi cadangan hidrokarbon di tempat.

#### 3.2.1. Pembuatan Peta Struktur Kedalaman

Peta struktur kedalaman nantinya digunakan untuk pemodelan struktur tiga dimensi dalam pemodelan reservoir dan sebagai data pendukung dalam analisis geometri reservoir. Terdapat delapan peta struktur kedalaman yang dibuat yaitu FS 6 (Puncak Formasi Duri), SB 5, FS 5, SB 4, FS 4, FS 3, SB 2, FS 2. Dalam pembuatan peta struktur kedalaman terdapat beberapa tahapan yang dilalui yaitu diantaranya adalah sebagai berikut.

##### 3.2.1.1. Pengikatan Data Sumur

Tahapan yang pertama yang dilakukan adalah pengikatan data sumur. Tujuannya adalah untuk menghubungkan marker-marker yang sebelumnya telah ditentukan dengan *wiggle trace (trough, peak, zero crossing positive to negative, dan zero crossing negative to positive)* dan selanjutnya ditentukan horison-horison seismiknya. Terdapat tiga data utama yang diperlukan agar data sumur dapat diikat dengan data seismik yaitu data densitas, *sonic*, dan *checkshot*. Data densitas dan *sonic* akan digunakan untuk pembuatan sintetik seismogram. Pembuatan sintetik seismogram memenuhi persamaan sebagai berikut.

$$Z = \rho \cdot V_p$$

Dengan;

- **Z**; Impedansi Akustik
- **$\rho$** ; Densitas
- **$V_p$** ; Kecepatan Gelombang p

Sintetik seismogram nantinya memiliki nilai keluaran berupa impedansi akustik (Z). Menurut rumus Impedansi Akustik (Z) yang telah dijelaskan diatas, ketika

lapisan batuan memiliki densitas yang besar baik akibat dari komposisi mineral penyusunnya maupun akibat faktor kompaksi. Nilai *trough* merupakan nilai Z tinggi menjadi Z rendah sehingga nilai  $Z_2 - Z_1$  adalah negatif. Nilai *peak* merupakan nilai AI rendah menjadi Z tinggi sehingga nilai  $Z_2 - Z_1$  adalah positif. Perbedaan atau kontras ini yang nantinya disebut sebagai *reflection coefficient* (RC) yaitu rasio perbedaan antara AI lapisan batuan bawah dan atas. Pada seismik akan terlihat sebagai anomali, baik anomali atau defleksi positif maupun negatif.

$$RC = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}$$

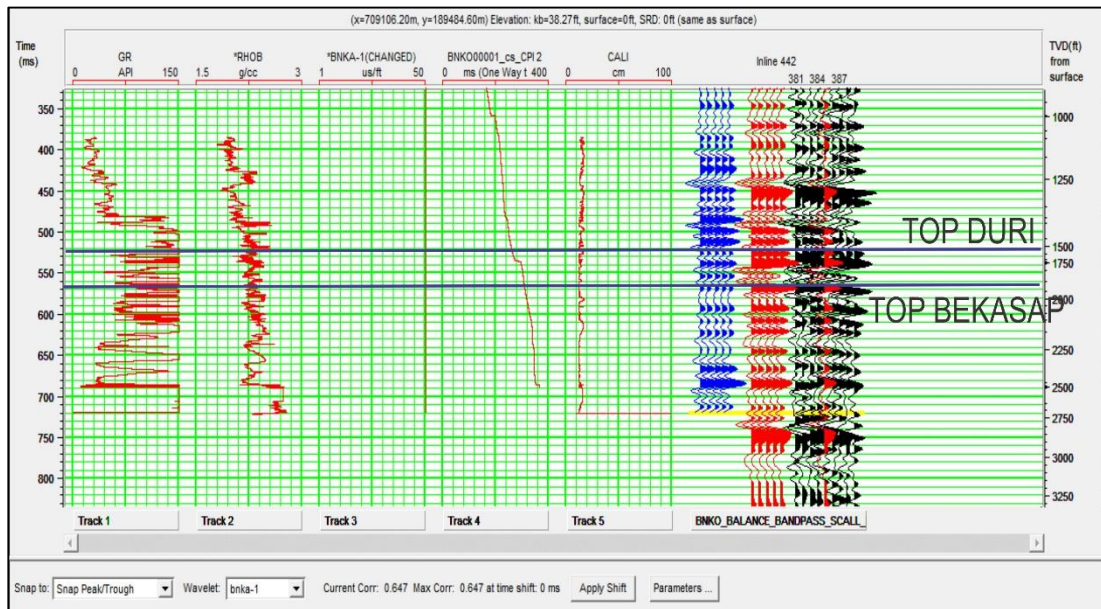
Dengan;

- **RC**; Koefisien refleksi
- **$Z_2$** ; Nilai Impendansi Akustik pada Lapisan Bawah
- **$Z_1$** ; Nilai Impedansi Akustik pada Lapisan Atas

Data sintetik seismogram ini nantinya akan dikalibrasi oleh data *checkshot* di setiap sumur. Berdasarkan ketersediaan data log tali kawat (Tabel 3.1) hanya Sumur B-1 saja yang memiliki ketersediaan data yang lengkap sedangkan Sumur B-2 dan B-7 walaupun tidak memiliki ketersediaan data yang lengkap akan tetapi sudah memiliki data *sonic* yang sudah diikat sebelumnya. Oleh karena itu, terdapat tiga sumur yang dapat diikat. Dapat dilihat pada gambar 3.20 yang merupakan pengikatan data Sumur B-1 dengan korelasi maksimum sebesar 0.647.

### 3.2.1.2 Interpretasi Sesar dan Horison

Setelah diketahui horison-horison seismik (Tabel 3.4) maka tahapan selanjutnya yang dilakukan adalah interpretasi sesar dan horison. Interpretasi sesar dilakukan terlebih dahulu karena dapat mengontrol kemenerusan suatu horison. Sesar-sesar yang terdapat pada daerah penelitian diantaranya adalah sesar naik yang berasosiasi dengan antiklin (gambar 3.21) dan sesar-sesar normal (gambar 3.22 dan Gambar 3.23). Setelah dilakukan interpretasi sesar, langkah selanjutnya yang dilakukan adalah interpretasi sebelas marker pada horison seismik (gambar 3.24).



**Gambar 3.22.** Pengikatan data sumur B-1 dengan korelasi maksimum sebesar 0.647

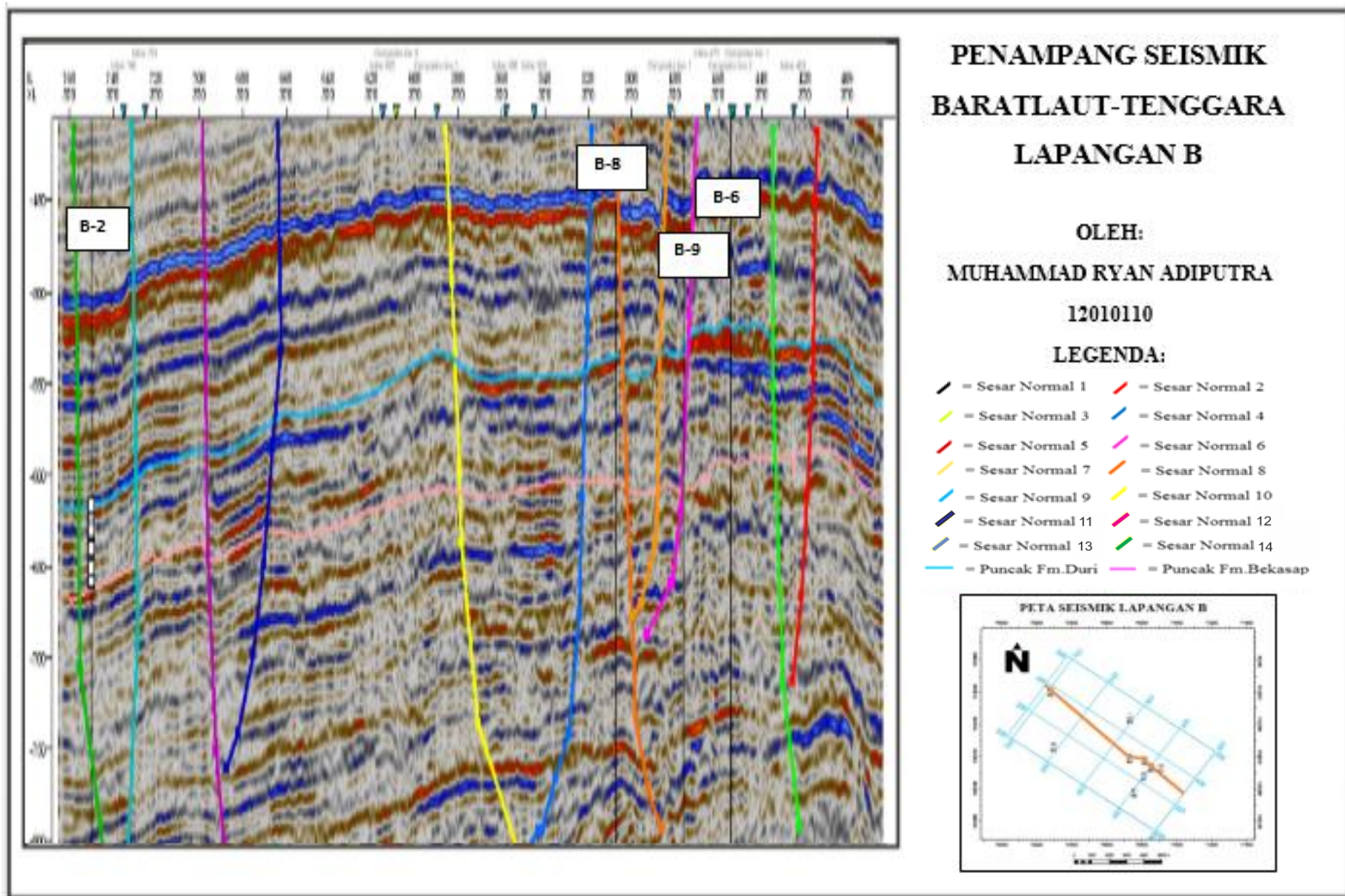
**Tabel 3.3.** Hubungan antara marker horison sumur dengan horison seismik (*wiggle trace*)

HORISON	WIGGLE TRACE
Top Duri	Zero Crossing Negative to Positive
SB 5	Peak
FS 5	Zero Crossing Positive to Negative
SB 4	Trough
FS 4	Zero Crossing Negative to Positive
SB 3	Peak
FS 3	Zero Crossing Negative to Positive
SB 2	Zero Crossing Positive to Negative
FS 2	Zero Crossing Negative to Positive
SB 1	Peak
Top Bekasap	Zero Crossing Negative to Positive



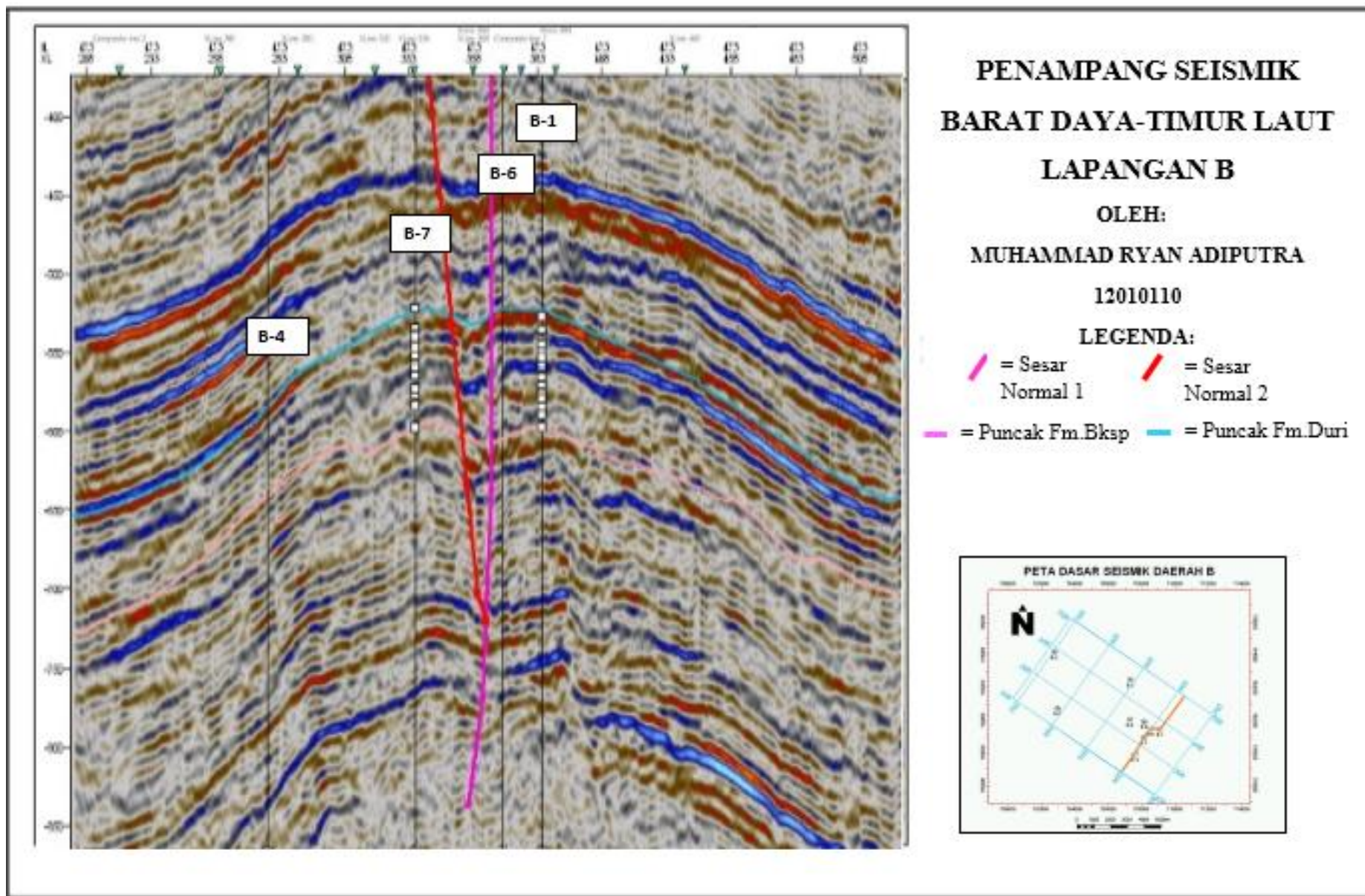






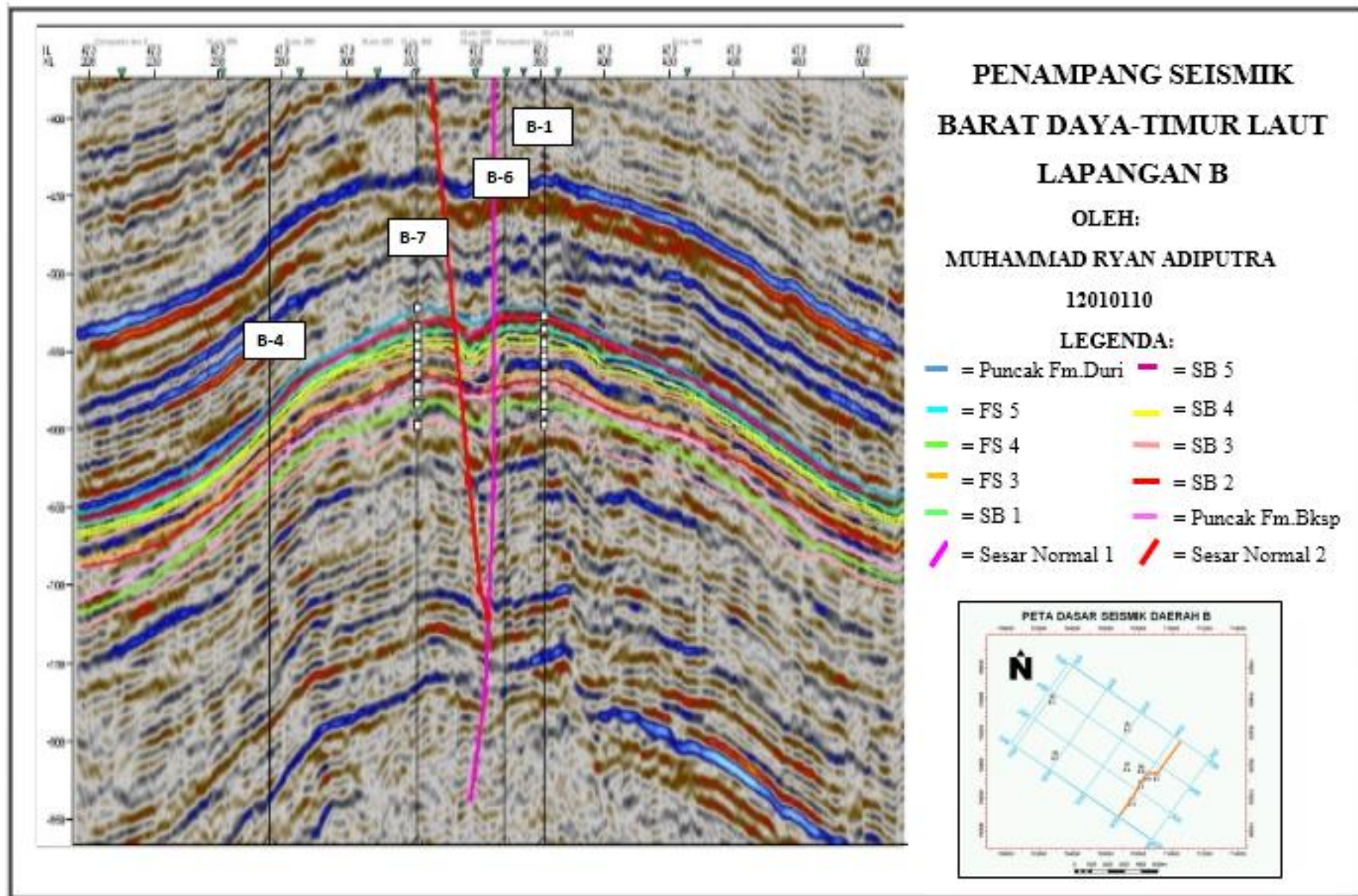
**Gambar 3.24.** Penampang seismik berarah baratlaut-tenggara yang menunjukkan sesar-sesar normal





**Gambar 3.25.** Penampang seismik berarah baratdaya-timurlaut yang menunjukkan sesar-sesar normal dan antiklin





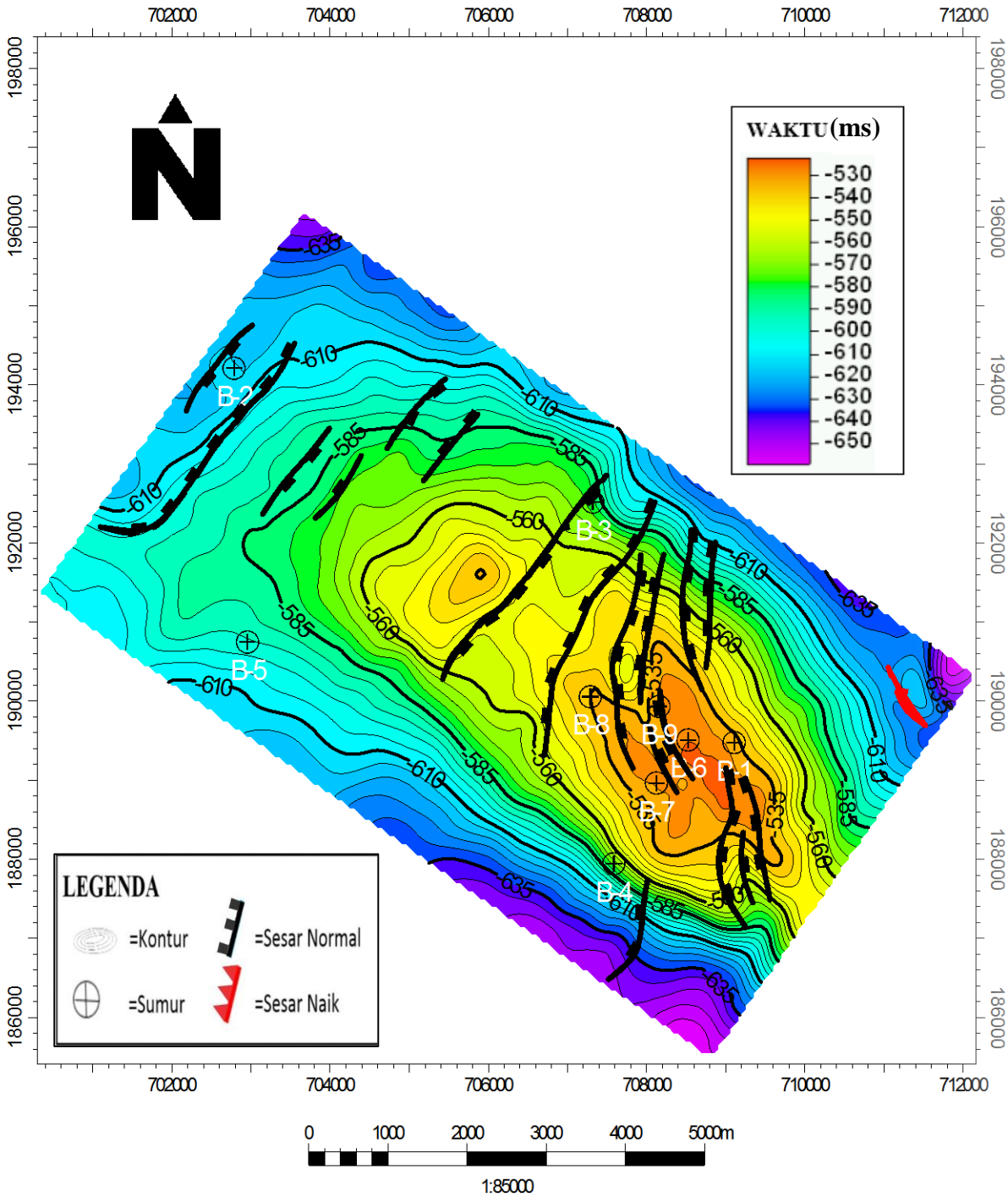
**Gambar 3.26.** Penampang seismik berarah baratdaya-timurlaut yang menunjukkan interpretasi horison



### 3.2.1.3 Pembuatan Struktur Waktu

Tahapan Selanjutnya adalah pembuatan struktur waktu yang merupakan peta struktur dengan domain waktu (ms). Peta struktur waktu didapatkan dari proses *make/edit surface* dengan input berupa horison-horison seismik yang telah diinterpretasi sebelumnya. Gambar 3.25, gambar 3.26, dan gambar 3.27 masing-masing memperlihatkan Peta Struktur Waktu Puncak Reservoir C (Puncak Formasi Duri), Puncak Reservoir B (Horison FS 5), dan Puncak Reservoir C (Horison FS 3).

# PETA STRUKTUR WAKTU PUNCAK FORMASI DURI



Gambar 3.27. Peta struktur waktu Puncak Formasi Duri