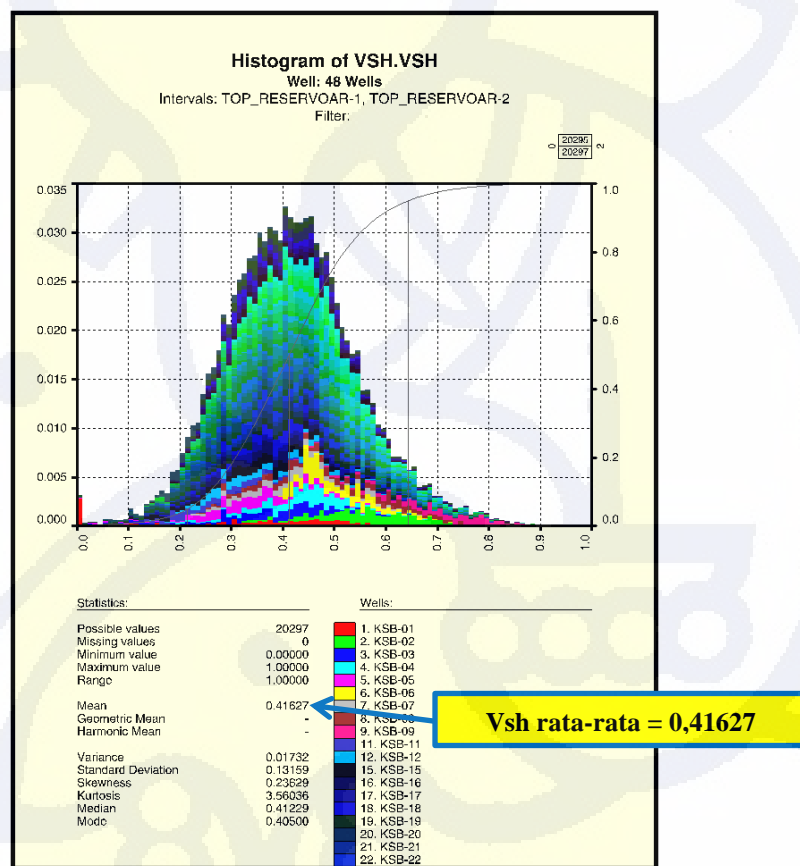


Gambar III.12 Contoh hasil perhitungan porositas Reservoir 1 dan Reservoir 2 dari sumur KSB-26 dengan skala 0 hingga 0,5. Kurva merah menunjukkan hasil perhitungan porositas total (PHIT); kurva biru menunjukkan hasil perhitungan porositas efektif (PHIE); titik hitam menunjukkan nilai porositas dari hasil tes laboratorium sebagai data validasi perhitungan porositas.

c. Saturasi air (S_w)

Pada penelitian ini, perhitungan saturasi air dilakukan menggunakan persamaan *modified Simandoux* mengingat reservoir pada interval penelitian termasuk dalam kategori *shaly sand*. Menurut Crain (1976), litologi batupasir akan digolongkan sebagai *clean sand* apabila memiliki kandungan $V_{sh} < 0,1$ dan akan digolongkan sebagai *shaly sand* apabila memiliki kandungan $V_{sh} > 0,1$. **Gambar III.13** menunjukkan bahwa interval penelitian (Reservoir 1 dan Reservoir 2) memiliki kandungan V_{sh} rata-rata sebesar 0,41627 sehingga digolongkan sebagai kategori *shaly sand*.



Gambar III.13 Histogram nilai volume serpih (V_{sh}) Reservoir 1 dan Reservoir 2.

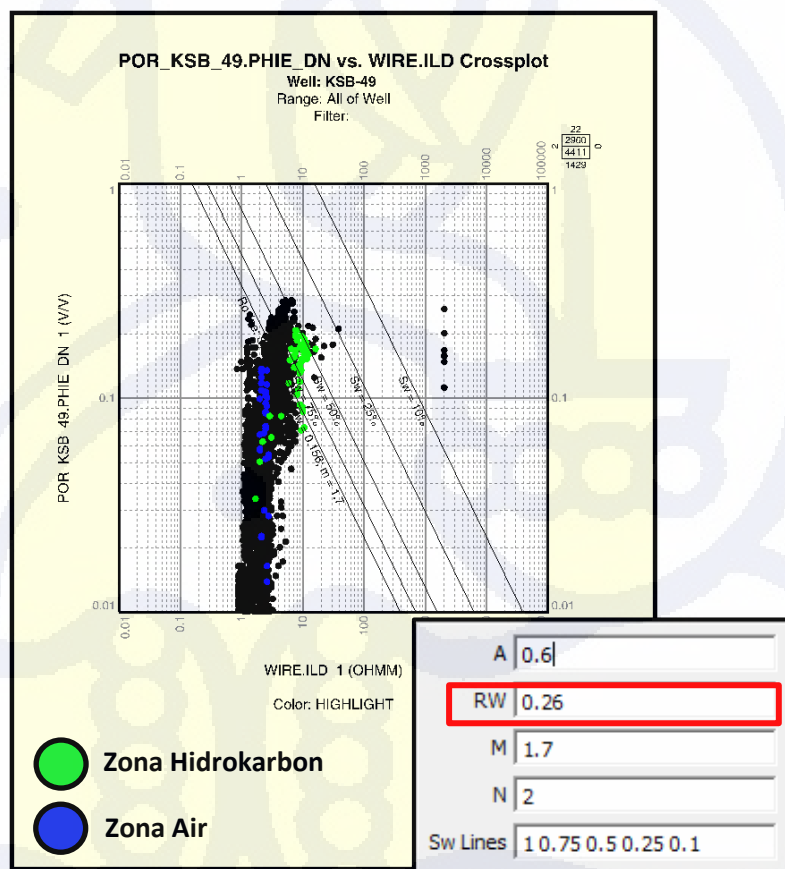
Penentuan properti petrofisika saturasi air dilakukan dengan dua tahapan, pertama adalah penentuan resistivitas air formasi dan kedua adalah perhitungan nilai saturasi air.

- Penentuan resistivitas air formasi (R_w)

Resistivitas air formasi (R_w) merupakan salah satu parameter yang harus ditentukan sebelum melakukan perhitungan saturasi air karena merupakan *input*

dalam perhitungan saturasi air. Terdapat berbagai macam metode dalam penentuan R_w , yaitu metode rasio, metode R_{wa} , metode *self-potensial* (SP), metode *pickett plot*, dan metode *formation water test*. Pada analisis ini, akan dilakukan perhitungan R_w dengan metode *pickett plot* yang akan divalidasi dengan metode *formation water test*.

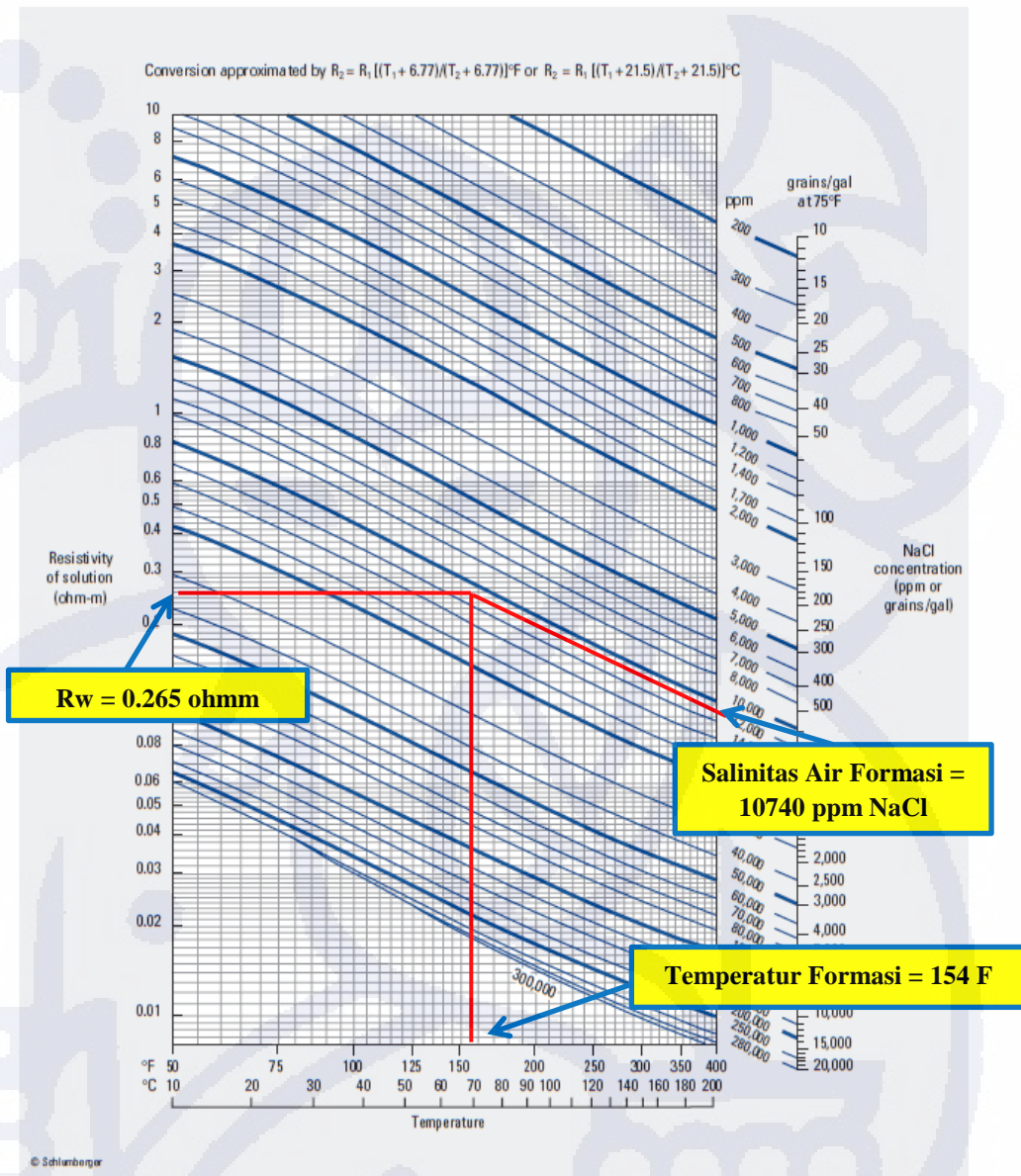
Metode *pickett plot* merupakan metode yang didasari bahwa *true resistivity* (R_t) merupakan fungsi dari porositas (ϕ), saturasi air (S_w), dan faktor sementasi (m). Metode ini dilakukan dengan cara membuat plot silang antara nilai *deep resistivity* (ILD) dan nilai porositas efektif (PHIE). Dari metode *pickett plot* ini nantinya akan didapatkan nilai resistivitas air formasi (R_w), faktor turtuositas (a), dan faktor sementasi (m).



Gambar III.14 Contoh penentuan nilai R_w , a , m , dan n menggunakan *picket plot* (plot silang antara resistivitas sebenarnya dengan porositas efektif). Zona berwarna hijau menunjukkan keberadaan hidrokarbon; zona berwarna biru menunjukkan keberadaan air. Garis $S_w = 100\%$ didapatkan pada zona yang membatasi zona air dan zona hidrokarbon.

Penentuan nilai R_w , a , dan m dengan metode *pickett plot* dilakukan pada Formasi Keutapang menggunakan data *deep resistivity* (ILD) dan data porositas efektif (PHIE). Penentuan garis $S_w = 100\%$ dilakukan dengan cara menandai interval-interval pada data tes yang menunjukkan keterdapatan air dan keterdapatan hidrokarbon (**Gambar III.14**). Garis $S_w = 100\%$ kemudian diletakkan pada posisi titik-titik yang menandakan bahwa hidrokarbon berada di sebelah kanan garis $S_w = 100\%$ dan air berada di sebelah kiri garis $S_w = 100\%$.

Berdasarkan metode *picket plot* pada **Gambar III.14**, didapatkan nilai R_w sebesar 0,26 ohmm, nilai a sebesar 0.6, dan nilai m sebesar 1,7. Hasil penentuan R_w dari metode *pickett plot* selanjutnya akan divalidasi dengan metode *formation water test*. Metode *formation water test* merupakan metode penentuan R_w yang didasarkan pada kandungan NaCl air formasi yang telah dites pada sumur tertentu. Kemudian dilakukan penentuan kadar Na^+ dan Cl^- (dalam ppm) dan diplot pada *Resistivity of NaCl Solution Chart* untuk mendapatkan nilai R_w (**Gambar III.15**). Berdasarkan data tes, air formasi pada daerah penelitian mempunyai salinitas sebesar 10740 ppm NaCl dengan temperatur interval tes sebesar 154 F.



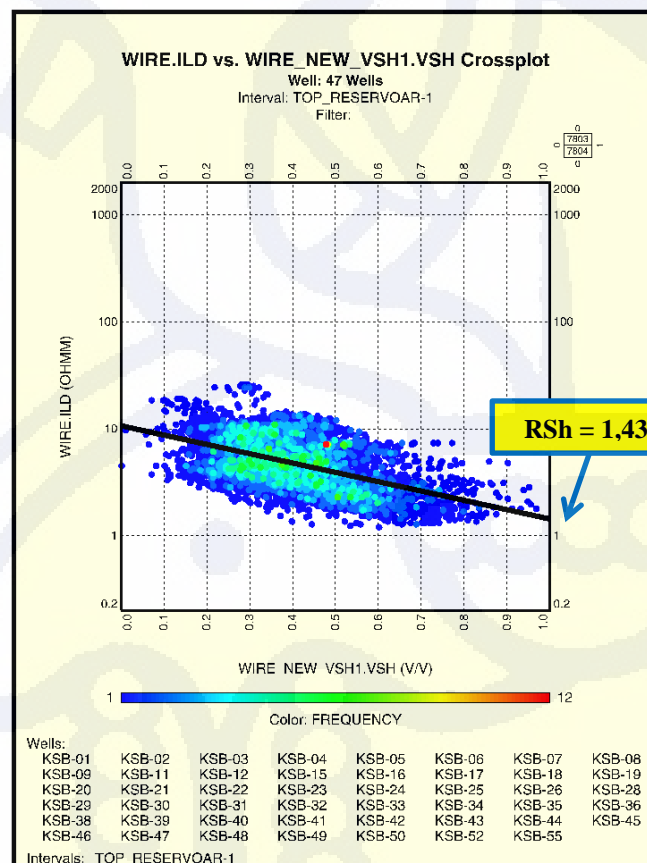
Gambar III.15 Grafik Gen-6 Schlumberger yang menunjukkan hubungan resistivitas air formasi dengan konsentrasi NaCl dan temperatur formasi (Schlumberger Log Interpretation Charts, 2009).

Dari grafik tersebut, didapatkan nilai R_w sebesar 0.265 ohmm dan nilai tersebut dapat digunakan sebagai validasi perhitungan R_w yang berasal dari metode *pickett plot*.

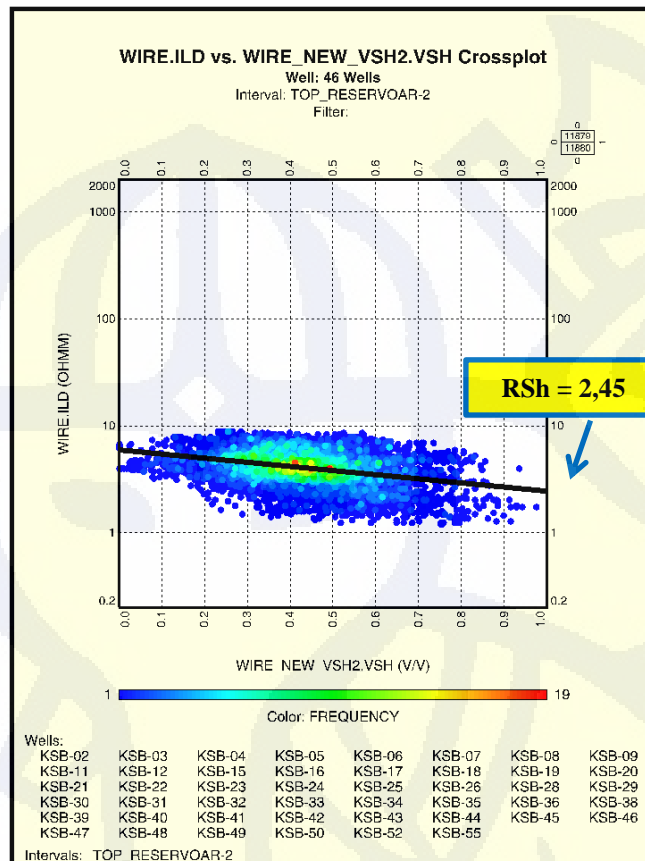
- Perhitungan saturasi air (S_w)

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, perhitungan nilai saturasi air (S_w) akan dilakukan menggunakan persamaan *modified Simandoux*. Pada interval penelitian ini, penentuan saturasi air dilakukan dengan mengkombinasikan log porositas dengan log resistivitas (R_t yang

merupakan bacaan resistivitas dalam dan R_w yang merupakan nilai parameter resistivitas air formasi), serta membutuhkan beberapa faktor formasi seperti faktor turtuositas (a), faktor sementasi (m), dan eksponen saturasi (n) yang telah ditentukan pada pembahasan sebelumnya (**Gambar III.14**). Dari persamaan *modified Simandoux*, parameter yang belum diidentifikasi adalah R_{sh} (resistivitas serpih) yang merupakan bacaan log R_t pada zona dengan kandungan serpih hampir 100%. Pada penelitian ini, nilai resistivitas serpih didapatkan dari perpotongan garis regresi hasil plot silang V_{sh} -resistivitas dengan garis $V_{sh} = 100\%$ (**Gambar III.16** dan **Gambar III.17**). Dari plot silang tersebut, didapatkan nilai resistivitas serpih untuk Reservoir 1 sebesar 1,438 ohmm dan Reservoir sebesar 2,45 ohmm.

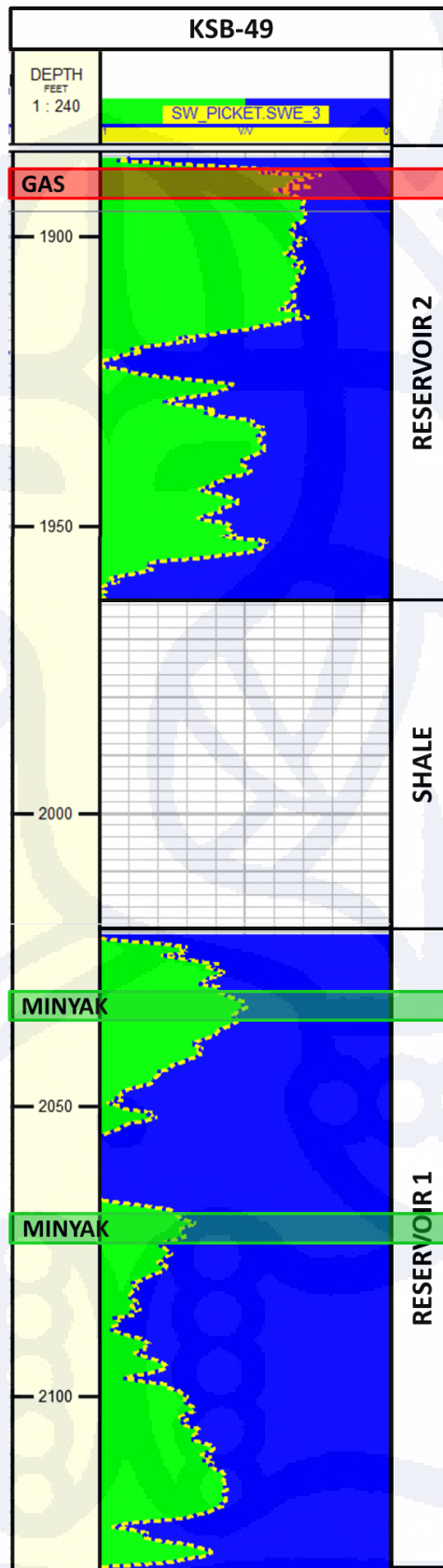


Gambar III.16 Plot silang antara nilai volume serpih (V_{sh}) dengan log resistivitas sebenarnya (ILD) dari Reservoir 1.



Gambar III.17 Plot silang antara nilai volume serpih (Vsh) dengan log resistivitas sebenarnya (ILD) Reservoir 2.

Gambar III.18 menunjukkan contoh hasil perhitungan nilai saturasi air pada sumur KSB-49 menggunakan metode Simandoux. Hasil perhitungan nilai saturasi air kemudian divalidasi oleh keberadaan gas (zona berwarna merah) dan minyak (zona berwarna hijau) dari data tes sumur yang menunjukkan bahwa nilai perhitungan saturasi air sudah sesuai dengan data tes yang tersedia. Hasil perhitungan nilai saturasi air pada sumur yang lain ditampilkan pada **Lampiran E**.



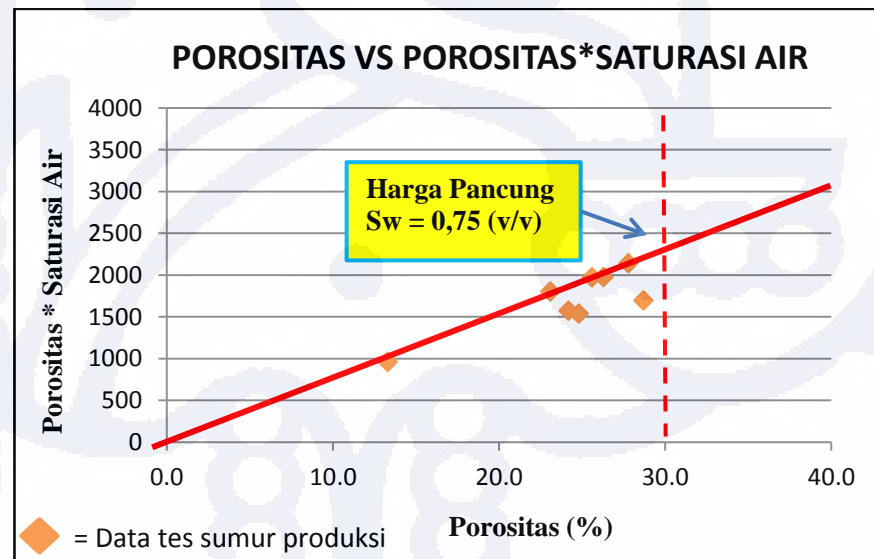
Gambar III.18 Contoh hasil perhitungan saturasi air (S_w) Reservoir 1 dan Reservoir 2 dari sumur KSB-49. Garis putus-putus merupakan log S_w hasil perhitungan dengan skala 0 hingga 1. Interval berwarna merah merupakan marker keterdapatan gas dari data tes; interval berwarna hijau merupakan marker keterdapatan minyak dari data tes.

d. Analisis harga pancung (*cut off*)

Setelah dilakukan perhitungan properti petrofisika berupa volume serpih, porositas, dan saturasi air, akan dilakukan penentuan harga pancung sebagai batas ambang interval reservoir untuk dapat diperhitungkan sebagai zona *pay*. Penentuan harga pancung dilakukan pada ketiga properti petrofisika, yaitu volume serpih, porositas, dan saturasi air.

- Harga pancung saturasi air

Analisis harga pancung saturasi air dilakukan menggunakan data saturasi air dan data porositas dari data tes sumur (Rukmana, 2005). Nilai-nilai saturasi air dan porositas kemudian diplot dalam grafik porositas terhadap porositas dikalikan saturasi air yang kemudian dilakukan penarikan garis batas saturasi air dengan acuan persebaran data saturasi tertinggi (**Gambar III.19**). Harga pancung saturasi air dideterminasi dari nilai perpotongan garis batas saturasi air terhadap nilai porositas tertinggi pada grafik, kemudian nilai tersebut dibagi oleh nilai porositas tertinggi pada grafik dan didapatkan nilai harga pancung saturasi air sebesar 0,75 (v/v).

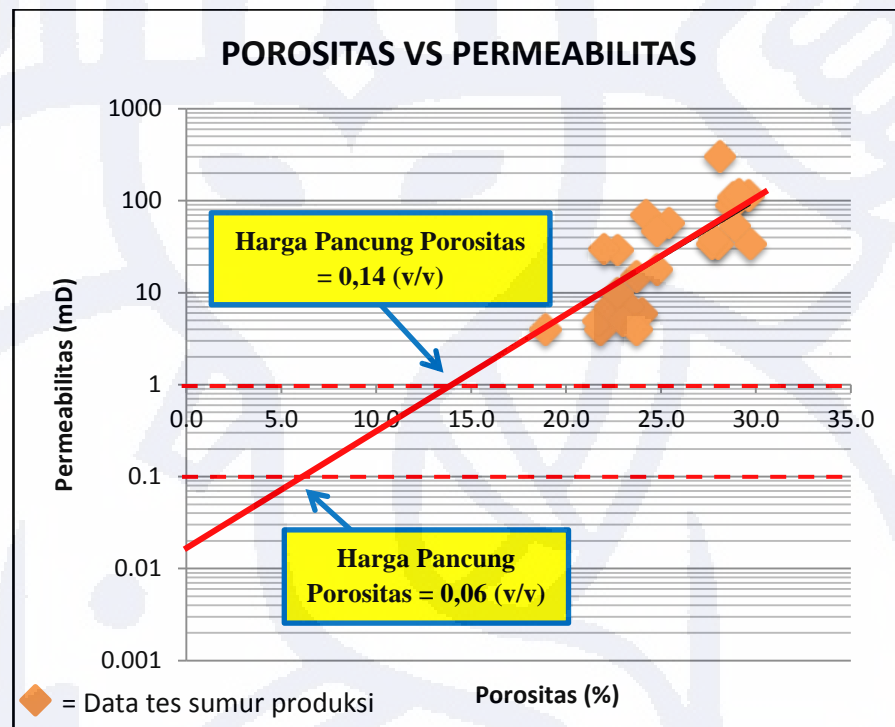


Gambar III.19 Grafik plot silang porositas dengan porositas dikalikan saturasi air.

- Harga pancung porositas

Analisis harga pancung porositas dilakukan menggunakan plot silang antara data porositas dan permeabilitas dari sumur produksi yang mempunyai data tes porositas dan permeabilitas (**Gambar III.20**). Harga pancung dideterminasi

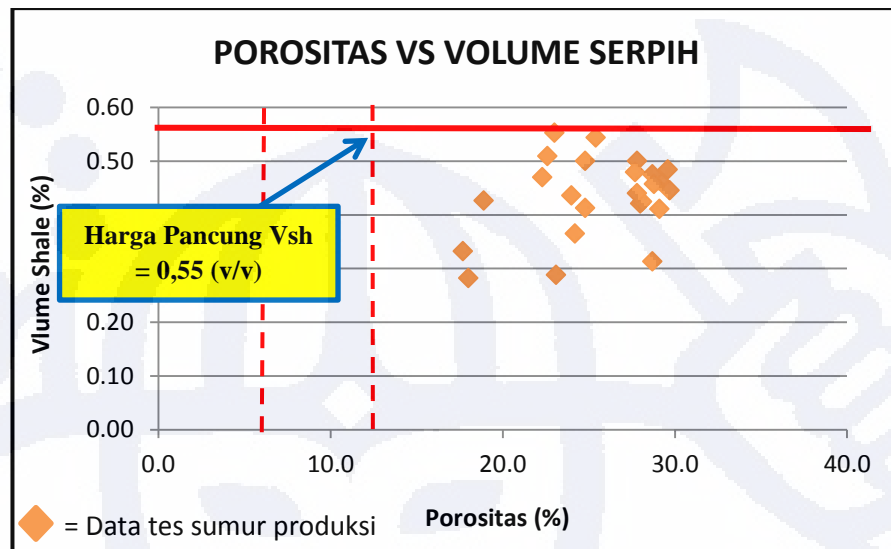
oleh perpotongan garis regresi (porositas dengan permeabilitas) dengan harga permeabilitas terkecil di mana minyak masih dapat mengalir (garis 1 mD) dan gas masih dapat mengalir (0,1 mD) (Rukmana, 2005). Berdasarkan metode tersebut, didapatkan harga pancung porositas untuk gas sebesar 0,06 (v/v) dan harga pancung porositas minyak sebesar 0,14 (v/v).



Gambar III.20 Grafik plot silang antara porositas dengan permeabilitas.

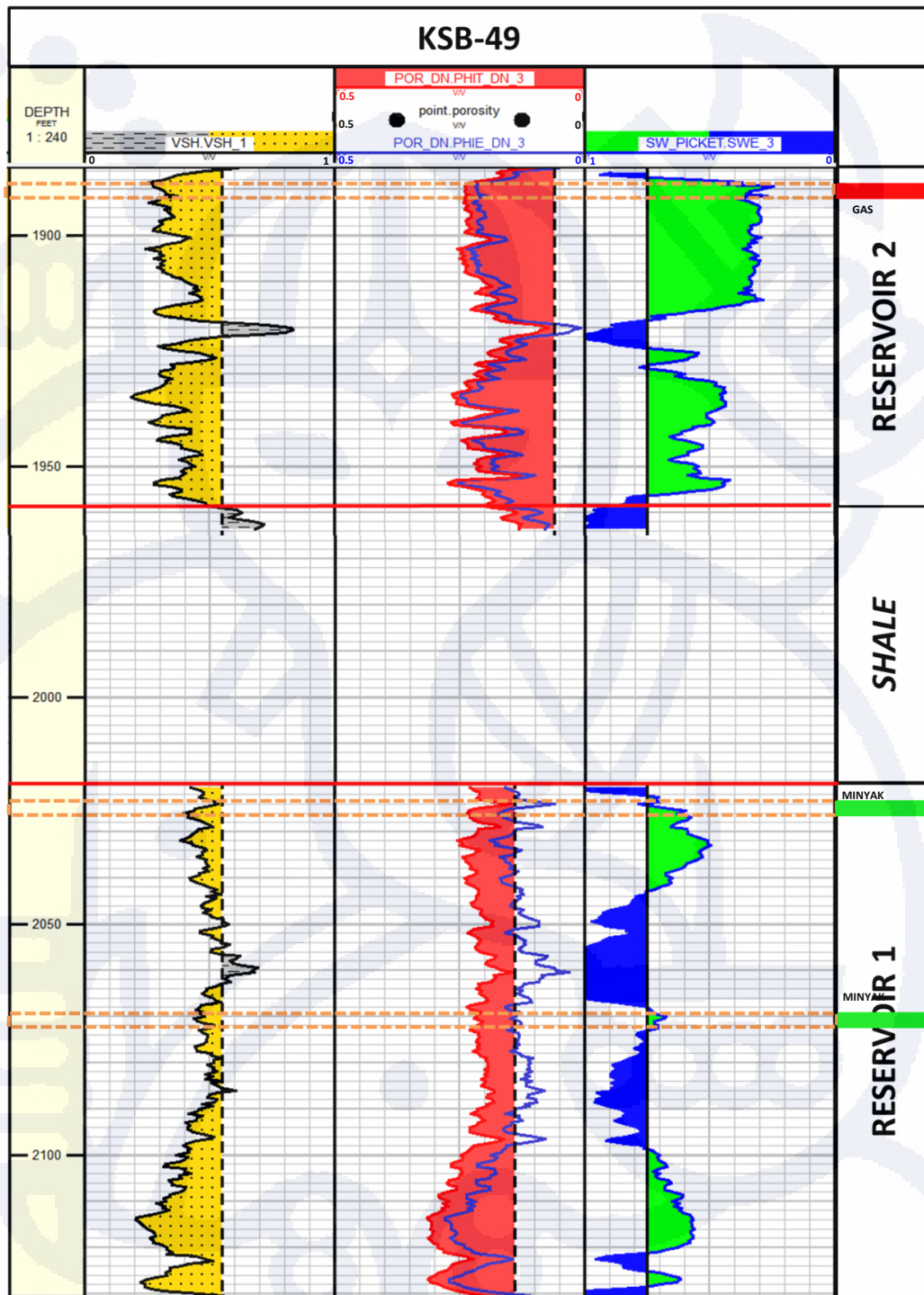
- Harga pancung volume serpih

Analisis harga pancung volume serpih dilakukan menggunakan plot silang antara log volume serpih dan log porositas dari beberapa sumur produksi yang mempunyai data tes porositas (**Gambar III.21**). Nilai porositas sebesar 0,14 (v/v) dan 0,06 (v/v) dari penentuan harga pancung porositas sebelumnya diambil sebagai pembatas antara zona porous dan zona non-porous. Harga pancung volume serpih dideterminasi oleh nilai volume serpih terbesar yang masuk ke dalam zona porous, dan didapatkan harga pancung volume serpih sebesar 0,55 (v/v).



Gambar III.21 Grafik plot silang porositas (PHIT) dengan volume serpih (Vsh).

Setelah dilakukan analisis harga pancung volume serpih, porositas, dan saturasi air, interval *pay* dapat diidentifikasi dengan syarat nilai volume serpih < 55%, porositas > 6% (v/v) (untuk gas) dan porositas > 14% (untuk minyak), serta saturasi air < 75 %. **Gambar III.22** adalah contoh interval Reservoir 1 dan Reservoir 2 pada sumur KSB-49 yang sudah diberi harga pancung volume serpih, porositas, dan saturasi air.



Gambar III.22 Contoh log hasil perhitungan ketiga properti petrofisika pada sumur KSB-49, meliputi: volume serpih (Vsh), porositas (PHIT), dan saturasi air (Sw) yang sudah diberi harga pancung volume serpih (Vsh) 55%, porositas (PHIT) 14% (Reservoir 1) dan porositas 6% (Reservoir 2), serta saturasi air (Sw) 75%. Kotak berwarna merah merupakan interval terdapatnya gas; kotak berwarna hijau merupakan interval terdapatnya minyak.

III.2 PENGOLAHAN DATA SEISMIK

Pengolahan data seismik bertujuan untuk memperoleh informasi mengenai kondisi struktural, distribusi ketebalan, dan sebagai kerangka dasar pembuatan model reservoir. Dalam pengolahan data seismik, dilakukan tahapan pengolahan sebagai berikut:

III.2.1 Pengikatan Data Sumur

Di daerah penelitian tersedia tiga sumur yang memiliki data *checkshot*, yaitu sumur KSB-21, KSB-26, KSB-29, tetapi hanya data *checkshot* pada sumur KSB-21 dan KSB-26 yang dapat digunakan, sementara data *checkshot* pada sumur KSB-29 tidak dapat digunakan. Telah dibahas pada paragraf sebelumnya tentang penentuan batas satuan dan juga penentuan marker stratigrafi sikuen. Untuk dapat mengikat data marker yang telah ditentukan ke dalam data seismik, maka dilakukan korelasi sumur-sumur kunci, yaitu sumur yang digunakan untuk menentukan batas satuan (KSB-56) dan sumur yang mempunyai data *checkshot* (KSB-21 dan KSB-26).

Data seismik pada umumnya disajikan dalam domain waktu, sementara data sumur disajikan dalam domain kedalaman. Untuk menyatukan kedua domain tersebut, diperlukan suatu proses yang disebut dengan pengikatan data sumur dan data seismik (*well seismic tie*). Hal pertama yang dilakukan dalam pengikatan data sumur adalah proses ekstraksi *wavelet*. Ekstraksi *wavelet* merupakan prosedur untuk menentukan *wavelet* yang akan digunakan dalam pembuatan seismogram sintetik dari hasil konvolusi dengan koefisien refleksi dari data lain (misal data log sumur).

Data sumur kemudian dikonversi dari kedalaman menjadi fungsi waktu dengan menggunakan data *checkshot*. Proses ekstraksi *wavelet* tersebut dilakukan secara berulang (*try and error*) hingga menghasilkan korelasi yang baik. Korelasi dalam hal ini adalah metode untuk mengetahui tingkat keterkaitan antara dua peubah atau lebih yang digambarkan oleh besarnya koefisien korelasi. Koefisien korelasi adalah koefisien yang menggambarkan tingkat keeratan hubungan antara dua peubah atau lebih. *Wavelet* hasil estimasi ini kemudian dikonvolusikan dengan impedansi akustik menggunakan persamaan:

$$Z = \rho * Vp \quad (III.1)$$

Keterangan:

Z: impedansi akustik,

ρ : desitas (gr/cm^3),

Vp: kecepatan gelombang P.

Hal tersebut dilakukan untuk membuat seismogram sintetik yang akan digunakan dalam proses *well tie*. Sebelum melakukan proses *well tie*, data sumur (*log sonic*) akan dikonversikan terlebih dahulu dari domain kedalaman menjadi domain waktu dengan menggunakan data *checkshot*. Proses *well tie* pada dasarnya banyak dipengaruhi oleh proses *stretch/squeeze* dengan toleransi pergeseran sekitar 10 ms. Batas pergeseran tersebut perlu diperhatikan karena jika melebihi 10 ms akan menyebabkan data sumur mengalami *shifting*. Proses pemilihan *wavelet* sangat mempengaruhi nilai korelasi yang didapatkan pada saat proses *well tie*. Korelasi yang baik antara seismogram sintetik yang dihasilkan *wavelet* pilihan dengan *trace* seismik dapat memudahkan dalam proses *picking* horizon pada tahap selanjutnya.

Hasil pengikatan sumur menunjukkan koefisien korelasi maksimum pada sumur KSB-21 sebesar 0,887 (**Gambar III.23**) dan pada KSB-26 sebesar 0,699 (**Gambar III.24**) dengan *time shift* sebesar 0 ms. Hal ini sesuai dengan syarat pengikatan data sumur (koefisien korelasi minimal 0,6 dan *time shift* maksimal 10 ms) dan hasilnya dapat digunakan untuk proses selanjutnya.

III.2.2 Interpretasi Sesar dan Horizon

Setelah diketahui titik ikat horizon seismik dan sumur (**Tabel III.1**) dari proses pengikatan data sumur sebelumnya, selanjutnya akan dilakukan interpretasi sesar dan horizon pada penampang seismik. Interpretasi struktur sesar dilakukan terlebih dahulu karena merupakan kontrol dari kemenerusan setiap horizon.

Tabel III.2 Hubungan antara marker data sumur dengan marker data seismik (*wiggle trace*) beserta warna masing-masing marker pada penampang seismik.

<i>Marker</i>	<i>Wiggle Trace</i>	Warna
Puncak Reservoir 2 (FS-2)	<i>Zero Crossing -/+</i>	Biru
Puncak Reservoir 1 (FS-1)	<i>Zero Crossing -/+</i>	Kuning
Dasar Reservoir 1 (SB-1)	<i>Through</i>	Merah

Penampang seismik berarah NW-SE (**Gambar III.25** dan **III.26**) memperlihatkan bahwa struktur daerah penelitian didominasi oleh sesar-sesar normal, sementara penampang seismik berarah NE-SW (**Gambar III.27** dan **III.28**) memperlihatkan adanya struktur antiklin. Hasil interpretasi lainnya ditampilkan dalam **Lampiran C**.

III.2.3 Pembuatan Peta Struktur Waktu (*Time Structure Map*)

Peta struktur waktu merupakan peta struktur bawah permukaan dengan nilai kedalaman dinyatakan dalam satuan waktu (ms). Peta struktur waktu ini diperoleh melalui proses *make/edit surface* menggunakan *input* hasil interpretasi sesar dan horizon pada penampang seismik dari proses sebelumnya. **Gambar III.29**, **Gambar III.30**, **Gambar III.31** masing-masing menunjukkan peta struktur waktu puncak Reservoir 1, dasar Reservoir 1, dan puncak Reservoir 2.

III.2.4 Pembuatan Peta Kecepatan dan Model Kecepatan

Setelah dilakukan pembuatan peta struktur waktu dari tiga horizon di atas, tahap selanjutnya adalah pembuatan peta kecepatan yang akan menjadi *input* utama dalam pembuatan model kecepatan. Pembuatan model kecepatan mempunyai kegunaan, yaitu untuk mengkonversi sesar dan horizon yang telah diinterpretasi pada seismik dalam domain waktu (ms) menjadi domain kedalaman. Peta kecepatan dibuat dengan memenuhi persamaan sebagai berikut:

$$v \text{ (kecepatan)} = \frac{s \text{ (kedalaman)}}{t \text{ (waktu)}} \quad \text{(III.2)}$$

Berdasarkan persamaan di atas, didapatkan peta kecepatan dari permukaan ke puncak tiap reservoir. **Gambar III.32**, **Gambar III.33**, dan **Gambar III.34** masing-masing memperlihatkan peta kecepatan dari permukaan ke puncak Reservoir 1 (FS-1), peta

kecepatan dari permukaan ke dasar Reservoir 1 (SB-1), dan peta kecepatan dari permukaan ke puncak Reservoir 2 (FS-2). Model kecepatan dibuat dengan asumsi $V=V_{interval}$ dengan faktor koreksi berupa marker horizon yang telah dikorelasikan pada tahap korelasi sumur.

III.2.5 Pembuatan Peta Struktur Kedalaman (*Depth Structure Map*)

Pada tahap sebelumnya, pembuatan model kecepatan sudah dilakukan dengan menggunakan *input* peta kecepatan. Sesar dan horizon yang sebelumnya mempunyai domain waktu sebagai hasil dari interpretasi seismik dapat dikonversi ke dalam domain kedalaman sehingga dapat dibuat peta struktur kedalaman. Peta struktur kedalaman tersebut nantinya akan digunakan untuk penentuan model struktur tiga dimensi dari setiap interval reservoir. **Gambar III.35**, **Gambar III.36**, dan **Gambar III.37** adalah peta struktur kedalaman yang dihasilkan pada masing-masing horizon.

III.2.6 Struktur Geologi Daerah Penelitian

Pada pengolahan data seismik disertai data sumur yang sebelumnya dilakukan, dihasilkan peta struktur kedalaman disertai dengan sesar-sesar yang juga sudah dalam domain kedalaman. Berdasarkan peta struktur kedalaman yang dihasilkan, terdapat dua struktur utama yang ada pada daerah penelitian. Kedua struktur tersebut adalah antiklin dengan sumbu berarah baratlaut-tenggara dan sesar-sesar normal yang berarah timurlaut-baratdaya. Peta struktur kedalaman yang dihasilkan menunjukkan adanya hubungan kedua jenis struktur tersebut, yaitu struktur sesar normal berarah timurlaut-baratdaya yang memotong sumbu antiklin berarah baratdaya-tenggara.

III.2.7 Pembuatan Peta Ketebalan (*Isopach*)

Berdasarkan hasil pemetaan struktur dari masing-masing horizon seismik yang telah diuraikan pada paragraf sebelumnya, maka dapat dibuat peta ketebalan interval reservoir. Dalam hal ini, dibuat dua peta ketebalan, yaitu interval SB-1 hingga FS-1 (ketebalan Reservoir 1) dan interval FS-1 hingga FS-2 (ketebalan Reservoir 2). **Gambar III.38** dan **Gambar III.39** memperlihatkan berturut-turut ketebalan Reservoir 1 dan Reservoir 2.