

## **BAB IV**

### **PEMODELAN RESERVOIR SATUAN KUJUNG I**

Studi yang dilakukan pada penelitian ini adalah pemodelan reservoir dan estimasi jumlah cadangan hidrokarbon pada tiga interval reservoir *Top* Kujung 1 – *Lower* Kujung 1, reservoir interval *Lower* Kujung 1 – *Top* Poros Kujung 1, dan reservoir interval *Top* Poros Kujung 1 – *Base* Poros Kujung 1 yang diintegrasikan dengan analisis geologi yaitu korelasi sumur, analisis petrofisik, dan analisis data seismik.

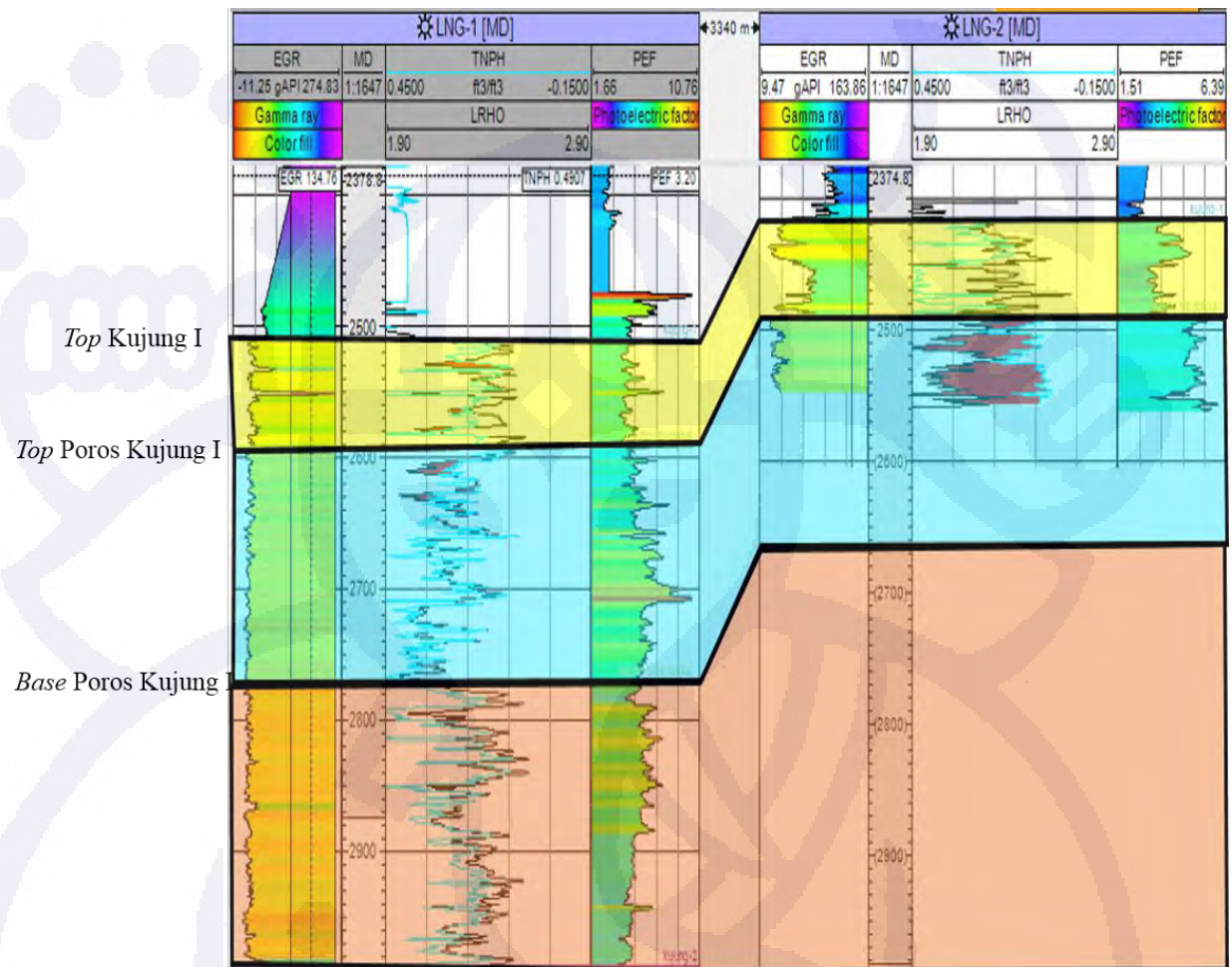
#### **4.1 PENGOLAHAN DAN ANALISIS DATA SUMUR**

Analisis data sumur dilakukan untuk membuat korelasi sumur dengan pendekatan sikuen stratigrafi dari dua sumur, penentuan litologi dan analisis petrofisik untuk menentukan tiga properti petrofisik yaitu *volume of shale* (Vsh), porositas, dan saturasi air dari tujuh sumur.

##### **4.1.1 Korelasi Sumur**

Sebelum dilakukan korelasi sumur maka dilakukan identifikasi interval penelitian terlebih dahulu yaitu Satuan Kujung I. Identifikasi Satuan Kujung 1 dilakukan dengan analisis marker yang telah dideskripsi sebelumnya serta dengan analisis ciri litologi penyusunnya. Satuan ini terdiri dari batugamping dengan sisipan batulempung. Berdasarkan analisis marker dan litologi penyusun Satuan Kujung 1 tersebut maka interval penelitian dapat ditentukan dan selanjutnya dapat dilakukan korelasi antar sumur (Gambar 4.1).

Korelasi sumur dilakukan untuk menentukan kemenerusan dari lapisan reservoir atau lapisan batuan lainnya sehingga akan didapatkan pola perlapisan batuan yang akan dianalisis. Dari sudut pandang pengertian, berdasarkan Sandi Stratigrafi Indonesia (1996) korelasi adalah penghubungan titik-titik kesamaan waktu atau penghubungan satuan-satuan stratigrafi dengan mempertimbangkan kesamaan waktu. Korelasi sumur pada studi ini fokus pada Satuan Kujung I. Satuan Kujung I dibagi beberapa zona berdasarkan tingkat diagenesinya yaitu *Top* Kujung I, *Top* Poros Kujung I, dan *Base* Poros Kujung I (Gambar 4.1).



Gambar 4.1 Korelasi Sumur LNG 1 dan LNG 2.

#### 4.2 ANALISIS PETROFISIK

Analisis petrofisik dilakukan dengan menggunakan *software* Geolog.7, untuk menentukan properti petrofisik reservoir secara kuantitatif berdasarkan data sumuran (*wireline log*, *mudlog*, dan data tes sumuran). Properti petrofisik reservoir yang akan ditentukan yaitu volume serpih (*volume of shale*), porositas dan saturasi air ( $S_w$ ). Properti reservoir tersebut dihitung dengan menggunakan persamaan-persamaan yang berlaku dengan diawali oleh upaya penentuan parameter petrofisika (*picking parameters*). Terdapat 2 sumur di Lapangan LNG yang dilengkapi dengan data log (Tabel 4.1). Hasil perhitungan properti reservoir ini dikalibrasi dengan data-data pendukung lainnya seperti analisis *routine core* (RCAL), analisis *special core* (SCAL), analisis *sidewall core*, dan *drill stem test* (DST).

Tabel 4.1 Ketersediaan data log di daerah penelitian.

No	Well	KB (Ft)	TD (MD)(Ft)	Korelasi			Porosity		PEF	Resistance	
				GR	SP	CAL	DTC	LDL		LLD	LLS
1	LNG1	91	3169	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	LNG2	87	3000	✓	✓	✓	—	✓	✓	✓	—

#### 4.2.1 Perhitungan Volume Of Shale (Vsh)

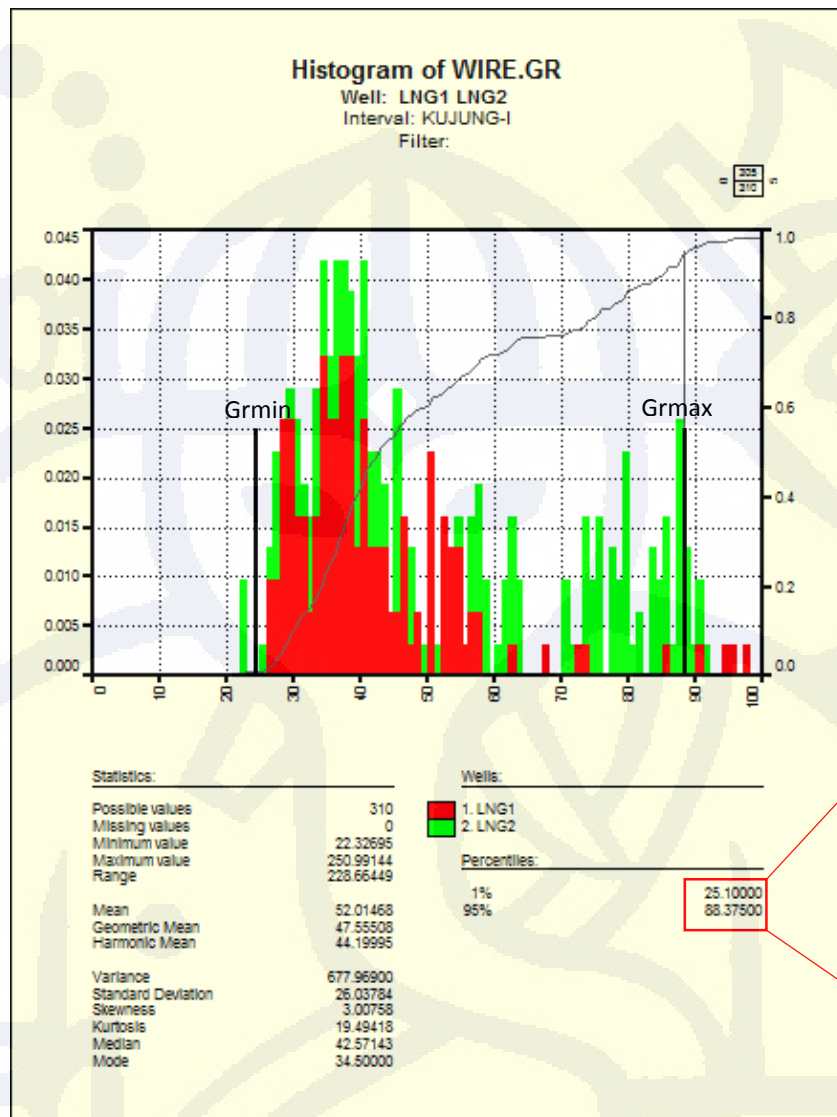
*Volume of shale* merupakan volume dari *shale* dalam suatu volume batuan tertentu yang ditunjukkan dalam bentuk presentase atau fraksi desimal. Nilai tersebut didapatkan dengan anggapan bahwa semakin tinggi kandungan *shale* di dalam suatu batuan, maka semakin tinggi juga unsur radioaktif yang terkandung didalamnya. Oleh karena itu salah satu metode perhitungan Vsh adalah dengan memanfaatkan data log *gamma ray* dengan menggunakan persamaan, yaitu:

$$Vsh = \frac{Gr \text{ value log} - Grmin}{Gr \text{ min} - Grmax}$$

Dengan:

- **GR value log**; merupakan nilai GR yang dibaca dari log,
- **GR min**; nilai GR paling kecil pada suatu interval dengan anggapan bahwa nilai GR tersebut mewakili reservoir (Vsh = 0%), dan
- **GR max**; nilai GR paling besar dengan anggapan bahwa nilai GR tersebut mewakili *shale* (Vsh = 100%)

Perhitungan Vsh dilakukan pada Satuan Kujung I khususnya di interval penelitian. Penentuan *gamma ray* maksimum dan *gamma ray* minimum menggunakan pendekatan statistik dengan memasukkan masing masing data sumur dengan mengambil nilai minimum pada persentil 1% dan nilai maksimum pada persentil 95%. Hasil dari histogram pada kedua sumur pada interval penelitian memperlihatkan bahwa nilai *gamma ray* maksimum sebesar 25.1 API dan *gamma ray* minimum sebesar 88.37 API (Gambar 4.2). Nilai *gamma ray* tersebut yang akan digunakan dalam perhitungan Vsh. Contoh nilai Vsh hasil perhitungan dapat dilihat pada (Gambar 4.3), dan nilai Vsh yang didapatkan tersebut akan digunakan sebagai input perhitungan IGIP serta digunakan untuk penentuan zona reservoir dan non reservoir.

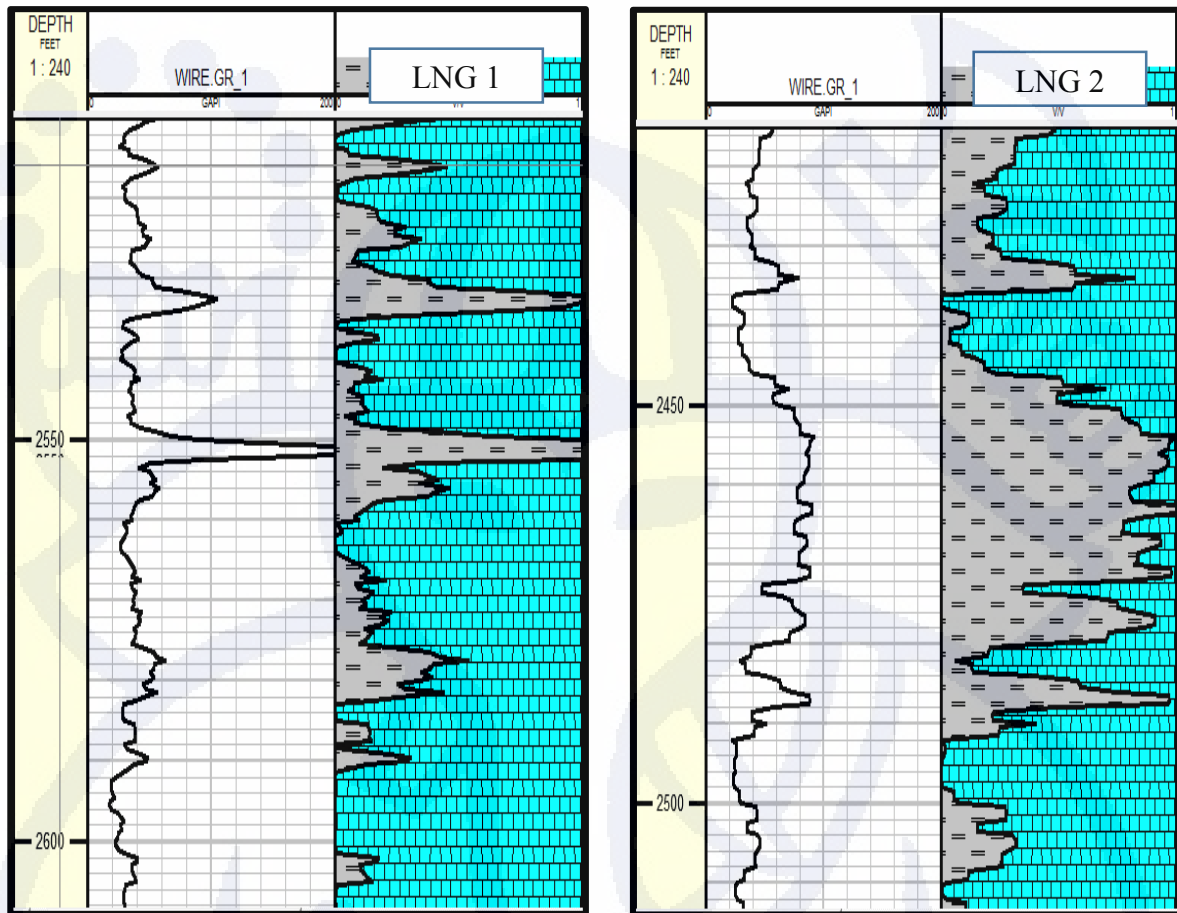


*Gamma ray  
minimum =  
25.1 API*

*Gamma ray  
maksimum =  
88.37 API*

Gambar 4.2 Histogram nilai *gamma ray* untuk memperoleh nilai GR maksimum dan minimum sumur LNG 1 dan LNG 2.





Gambar 4.3 Contoh hasil perhitungan Vsh pada interval penelitian di sumur LNG 1 dan LNG 2.

#### 4.2.2 Perhitungan Porositas

Perhitungan porositas dilakukan dengan analisis multi sumur (*multi-well analysis*). Analisis petrofisik dalam menentukan nilai Porositas dapat dilakukan dengan tiga macam log, yaitu log densitas, log neutron, dan log *sonic*. Pada penelitian ini, Porositas ditentukan dengan menggunakan log densitas karena hasil perhitungan porositas di laboratorium hampir sama dengan hasil perhitungan porositas dengan menggunakan 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 porositas total dan porositas efektif. Porositas total merupakan rasio antara volume pori-pori dengan volume batuan, sedangkan porositas efektif

merupakan porositas total dikurangi oleh *clay bound water* (CBW). Perhitungan porositas total menggunakan hubungan seperti tertera di bawah ini.

$$PHIT_D = \frac{Rho_{ma} - Rho_b}{Rho_{ma} - Rho_{fl}} \quad (\text{Crain, 1976})$$

Dengan:

- Phit\_D = porositas densitas
- Rho\_ma = densitas matriks (batugamping = 2.71 gr/cm<sup>3</sup>)
- Rhob = densitas bacaan dari log
- Rho\_fl = densitas bacaan dari fluida

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

$$PHIT = PHIE + VSH * PHIT_{SH} \quad (\text{Crain, 1976})$$

Dengan:

- PHIT = Porositas Total
- PHIE = Porositas efektif
- VSH = *Volume of Shale*
- PHIT\_SH = Porositas total *shale*

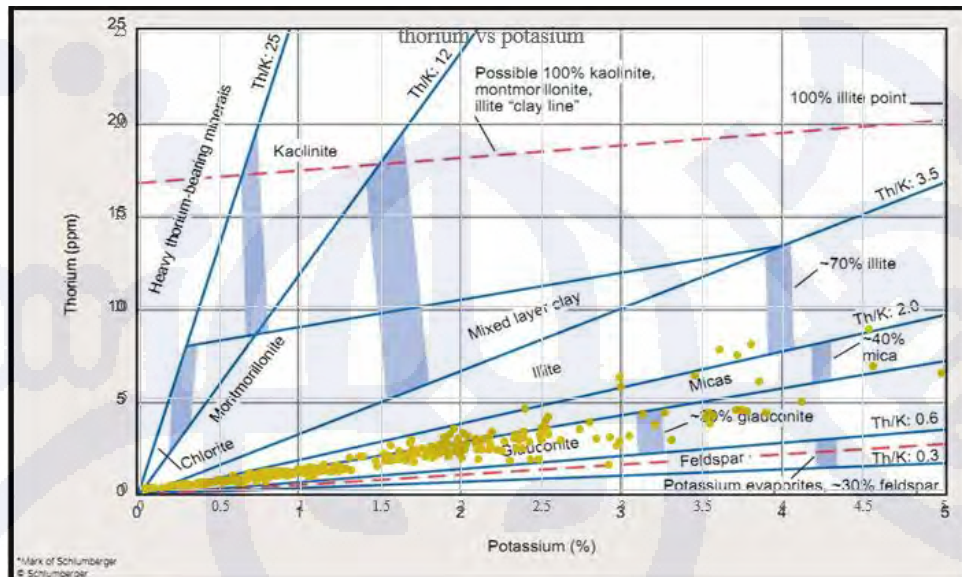
Penentuan nilai porositas total *shale* (PHIT\_SH) didapat dengan menggunakan hubungan seperti yang tertera dibawah ini.

$$PHIT_{SH} = \frac{(RHO_{DSH} - RHO_{SH})}{(RHO_{DSH} - RHO_{fl})} \quad (\text{Crain, 1976})$$

Dengan:

- PHIT\_SH = porositas total *shale*
- RHO\_DSH = Densitas *dry shale*
- RHO\_SH = Densitas *shale*
- RHO\_fl = Densitas air

Densitas *dry shale* didapat dari plot log thorium dan log potassium (Gambar 4.4) yang menunjukkan tipe mineral lempung glaukonit pada chart *clay mineral* selumberger, densitas glukonit bernilai 2.84 gr/c<sup>3</sup> (Tabel 4.2).



Gambar 4.4 Crossplot log potassium dan log thorium untuk memisahkan jenis mineral. Titik-titik kuning merupakan data dari mineral lempung di daerah penelitian yang mengindikasikan tipe glukonitik (www1.uis.no).

Tabel 4.2 Tabel mineral Parameter yang menunjukkan densitas lempung glukonitik memiliki densitas 2.83 (Crain, 1976 dalam [www.spec2000.net](http://www.spec2000.net)).

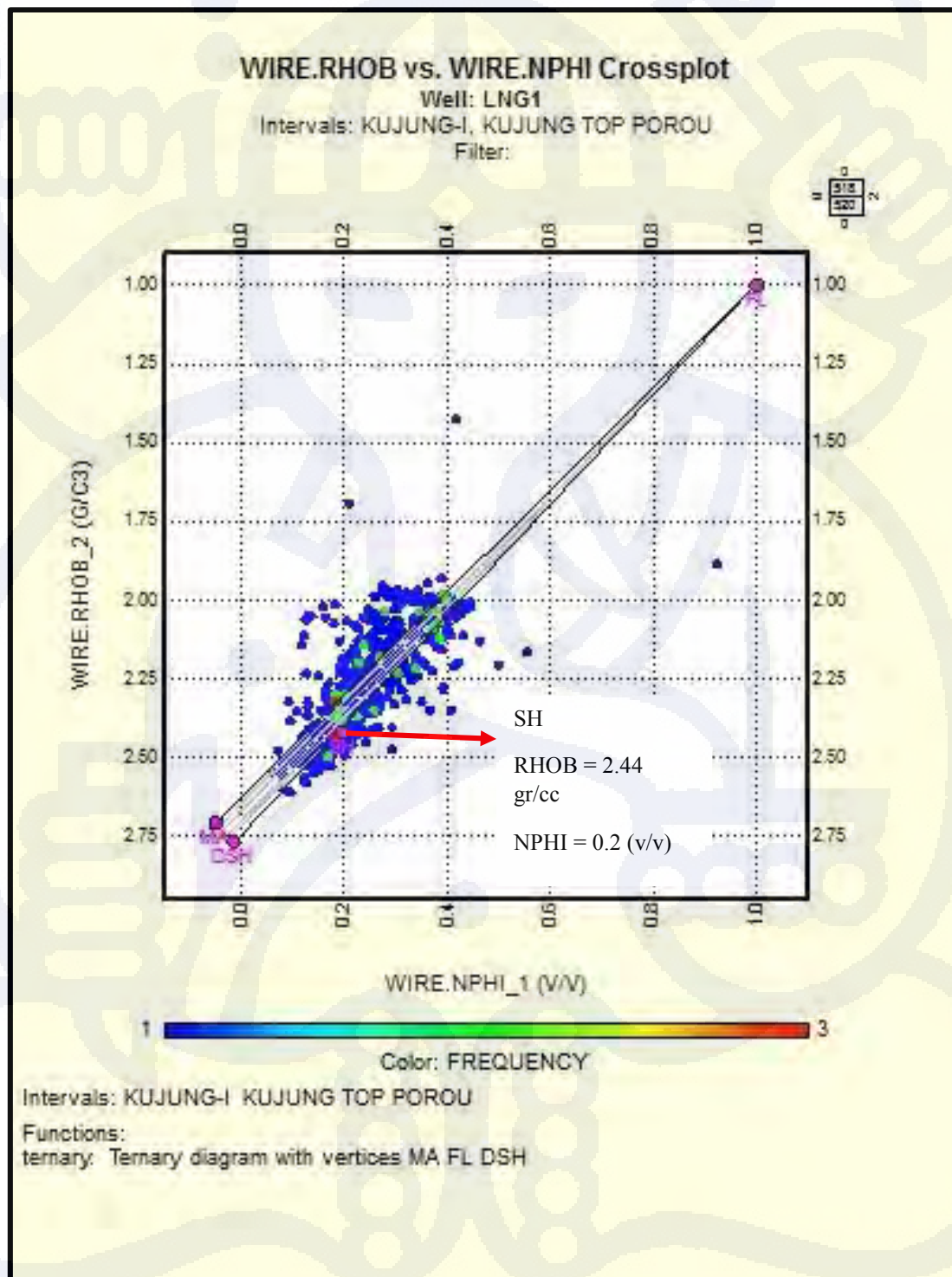
	PHIN	DENS g/cc	DTC usec/m	DTC usec/ft	PE	Uma	Mlith	Nlith	Alith	Klith	Plith
Salt Wtr	1.050	1.10	616	188							
Fresh Wtr	1.000	1.00	656	200							
Quartz	-0.028	2.65	182	55.5	1.82	4.82	0.876	0.623	1.605	1.406	1.103
Calcite	0.000	2.71	155	47.2	5.09	13.79	0.893	0.585	1.710	1.528	2.977
Dolomite	0.005	2.87	144	43.9	3.13	8.98	0.835	0.532	1.879	1.569	1.674
Anhydrite	0.002	2.95	164	50.0	5.08	14.99	0.769	0.512	1.954	1.503	2.605
Gypsum	0.051	2.35	172	52.4	4.04	9.49	1.093	0.703	1.422	1.555	2.993
Muscovite	0.165	2.83	155	47.2	2.40	6.79	0.835	0.456	2.192	1.829	1.311
Biotite	0.225	3.20	182	55.5	8.59	27.49	0.657	0.352	2.839	1.865	3.905
Kaolinite	0.491	2.64	211	64.3	1.47	3.88	0.827	0.310	3.222	2.666	0.896
Glauconite	0.175	2.83	182	55.5	4.77	13.50	0.790	0.451	2.218	1.752	2.607
Illite	0.158	2.71	211	64.3	3.03	8.39	0.767	0.476	2.102	1.612	1.712
Chlorite	0.428	2.87	182	55.5	4.77	13.69	0.773	0.306	3.269	2.527	2.551
Montmori	0.115	2.62	212	64.6	1.64	4.30	0.836	0.546	1.831	1.530	1.012
Barite	0.002	4.08	229	69.8	261	1065	0.423	0.324	3.086	1.305	84.74
Albite	0.013	2.58	155	47.2	1.70	4.39	0.967	0.625	1.601	1.548	1.076
Anorthite	-0.018	2.74	148	45.1	3.14	8.60	0.890	0.585	1.709	1.522	1.805
Orthoclase	-0.011	2.54	226	68.9	2.87	7.29	0.851	0.656	1.523	1.297	1.864
Siderite	0.129	3.91	144	43.9	14.30	55.91	0.536	0.299	3.341	1.792	4.914
Ankerite	0.057	3.08	150	45.7	8.37	25.78	0.742	0.453	2.206	1.636	4.024
Pyrite	-0.019	5.00	130	39.6	16.40	82.00	0.401	0.255	3.925	1.574	4.100
Fluorite	-0.006	3.12	150	45.7	6.66	20.78	0.728	0.475	2.107	1.534	3.142
Halite	-0.010	2.03	22	6.7	4.72	9.58	1.877	0.981	1.020	1.914	4.583
Sylvite	-0.041	1.86	242	73.8	8.76	16.29	1.468	1.210	0.826	1.213	10.18
Carnalite	0.584	1.56	256	78.0	4.29	6.69	2.178	0.743	1.346	2.932	7.661
Anthract	0.414	1.47	345	105.2	0.20	0.29	2.018	1.247	0.802	1.619	0.426
Lignite	0.542	1.19	525	160.0	0.25	0.30	2.105	2.411	0.415	0.873	1.316

\* Multiply DENS (g/cc) by 1000 to get Kg/m3 where needed

Densitas *wet shale* didapat dengan cara *cross plot* log neutron dan log density (Gambar 4.5) pada sumur LNG 1 dan LNG 2. Titik MA adalah densitas matriks (RHOB) karbonat yang bernilai 2.71 gr/cc kemudian ditarik titik *wet shale* (SH) yang satu garis dengan titik fluida (FL) dan *Dry shale*. Fluida dalam hal ini adalah air dengan nilai densitas (RHOB) 1

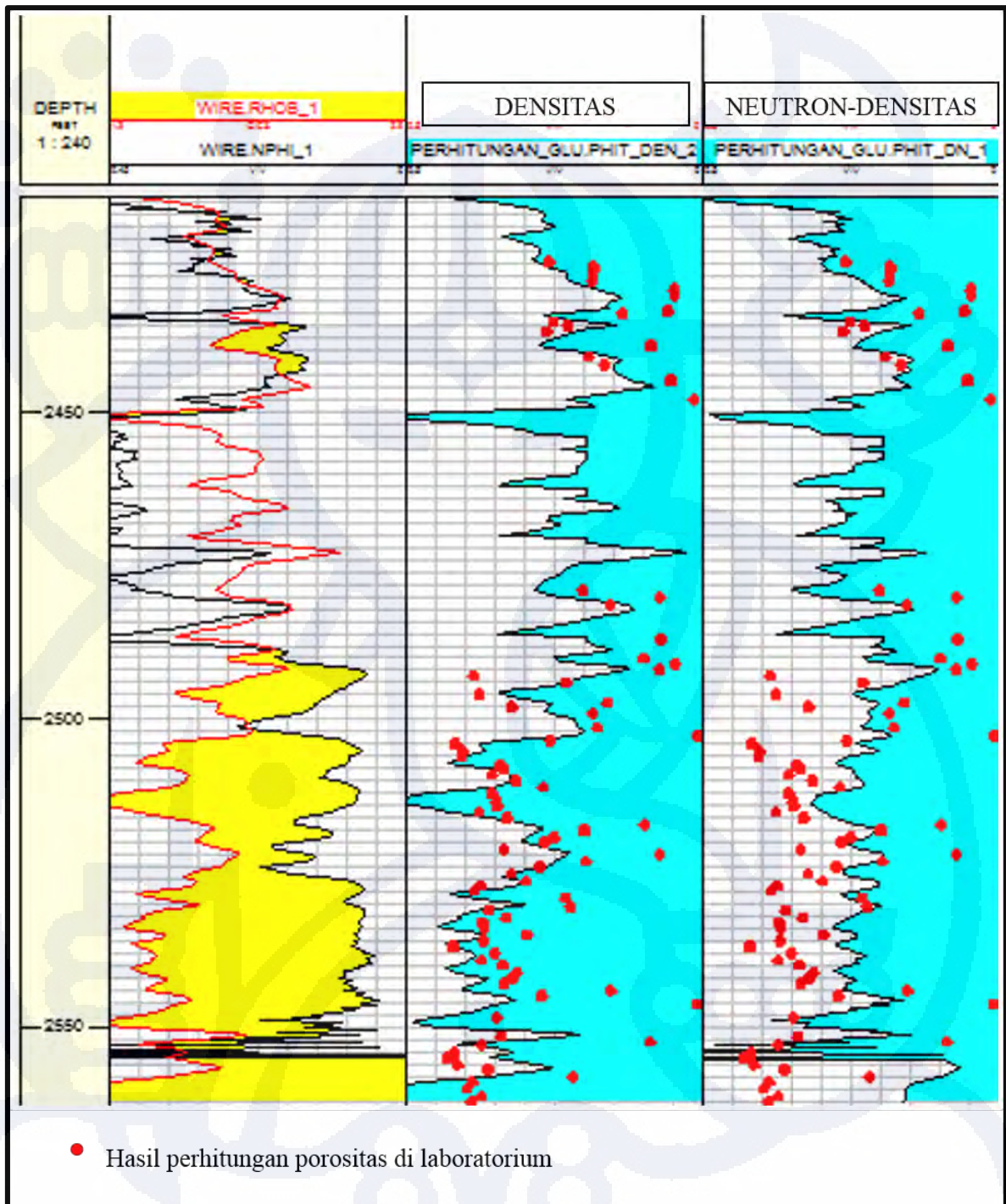


gr/cc dan NPHI bernilai 1 (v/v), nilai densitas *wet shale* didapat RHOB 2.44 gr/c<sup>3</sup> dan NPHI bernilai 0.2 (v/v).



Gambar 4.5. Crossplot log RHOB dan log NPHI untuk menentukan nilai *wet shale* (SH).





Gambar 4.6. Hasil perhitungan porositas dengan menggunakan data log RHOB dan NPHI yang menunjukkan bahwa dengan menggunakan log densitas memberikan hasil yang lebih baik daripada log neutron-densitas.

Pada Gambar 4.6 terdapat hasil perhitungan porositas dengan menggunakan log densitas dan neutron yang kemudian divalidasi dengan data porositas dari *core* yang ditunjukkan dengan simbol lingkaran kecil warna merah. Berdasarkan hasil kedua cara perhitungan porositas tersebut didapatkan hasil log yang lebih sesuai dengan data tes adalah

hasil log yang dihitung dengan log densitas. Sehingga hasil log perhitungan dengan log densitas yang nantinya akan digunakan dalam perhitungan IGIP.

#### 4.2.3 Perhitungan Saturasi Air ( $S_w$ )

Penentuan properti petrofisik saturasi air dilakukan dengan dua tahapan yaitu, pertama adalah penentuan resistivitas air formasi dengan menggunakan metode *pickett plot* dan yang kedua adalah perhitungan nilai saturasi air dengan metode Archie.

##### 4.2.3.1 Penentuan Resistivitas Air Formasi ( $R_w$ )

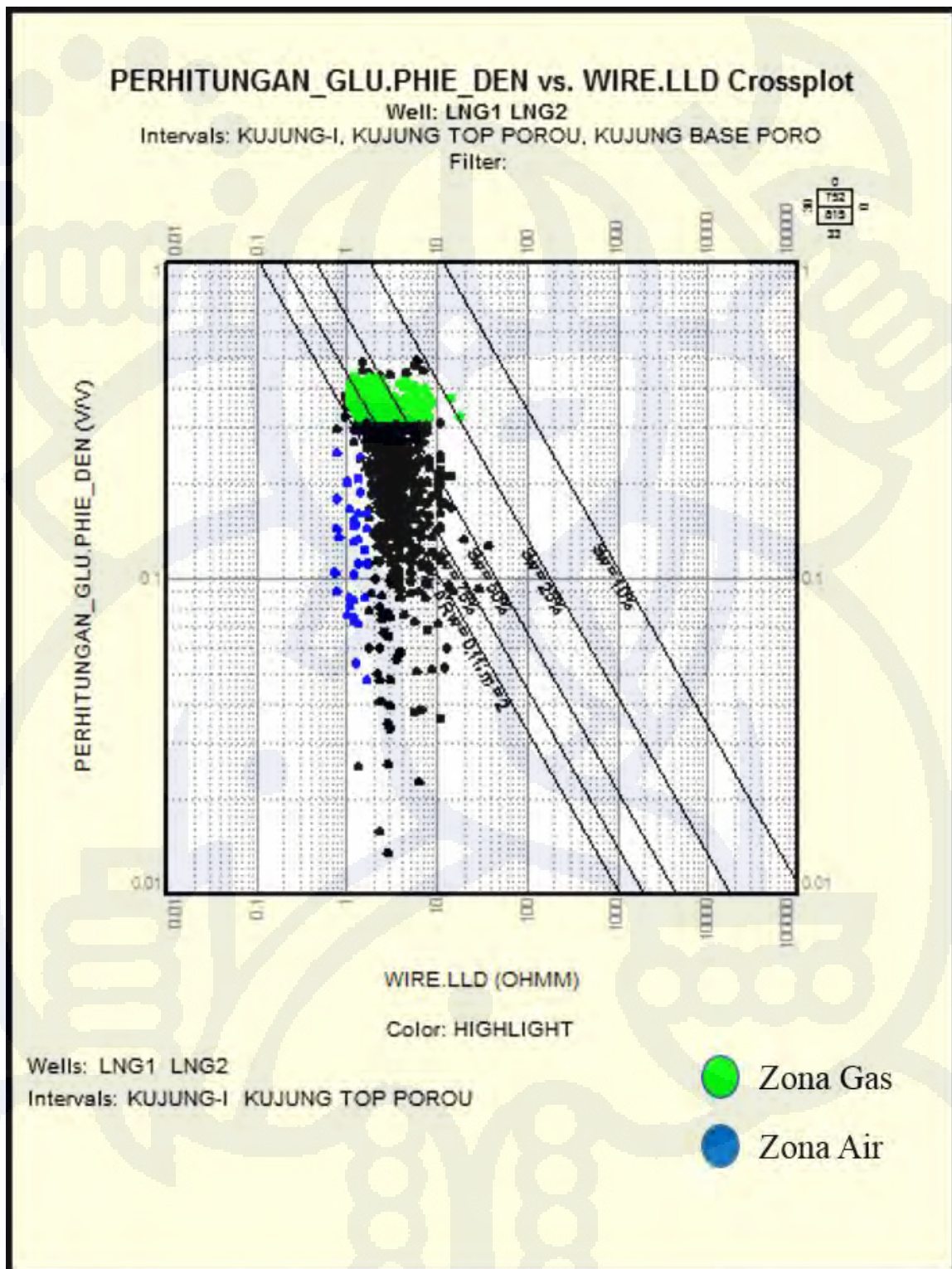
Resistivitas air formasi ( $R_w$ ) adalah salah satu parameter yang akan digunakan sebagai data masukan (*input*) dalam perhitungan saturasi air ( $S_w$ ). Terdapat berbagai macam metode dalam penentuan nilai  $R_w$  yaitu, metode rasio, metode  $R_{wa}$ , metode *self-potential* (SP), metode *pickett plot*, dan metode *formation water test*. Pada analisis kali ini dilakukan dengan metode *pickett plot* sesuai dengan data yang ada.

Metode *pickett plot* merupakan metode yang didasari 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* (LLD) dan nilai porositas efektif (PHIE). Dari metode *Pickett plot* ini nantinya akan didapatkan nilai resistivitas air formasi ( $R_w$ ) dan factor sementasi ( $m$ ).

Penentuan nilai  $R_w$  dengan metode *Pickett plot* dilakukan pada Satuan Kujung I dengan menggunakan data *deep resistivity* (LLD) dan data porositas efektif (PHIE). Penentuan garis  $S_w=100\%$  dilakukan dengan cara menandai interval-interval yang menandakan keberadaan gas dan interval-interval yang menandakan keberadaan air dari data *Mud log* (Gambar 4.7). Garis  $S_w=100\%$  diletakkan pada posisi dengan titik-titik yang menandakan keberadaan gas di sebelah kanan garis  $S_w=100\%$  sedangkan titik-titik yang menandakan air berada disebelah kiri garis  $S_w=100\%$ .

Dalam penentuan  $R_w$  diperlukan nilai parameter  $a$  (faktor tortuositas),  $m$  (eksponen sementasi), dan  $n$  (eksponen saturasi). Penentuan nilai  $a$ ,  $m$ , dan  $n$  didapatkan dari hasil SCAL (*Special Core Analysis*) pada Gambar 4.8. Setelah didapatkan nilai  $a$ ,  $m$ , dan  $n$  kemudian dilakukan penentuan resistivitas air formasi ( $R_w$ ) sebesar 0.11 ohmm (Gambar 4.9) pada temperatur formasi  $124^\circ\text{F}$  dan didapatkan ppm NaCl sebesar 35500 .

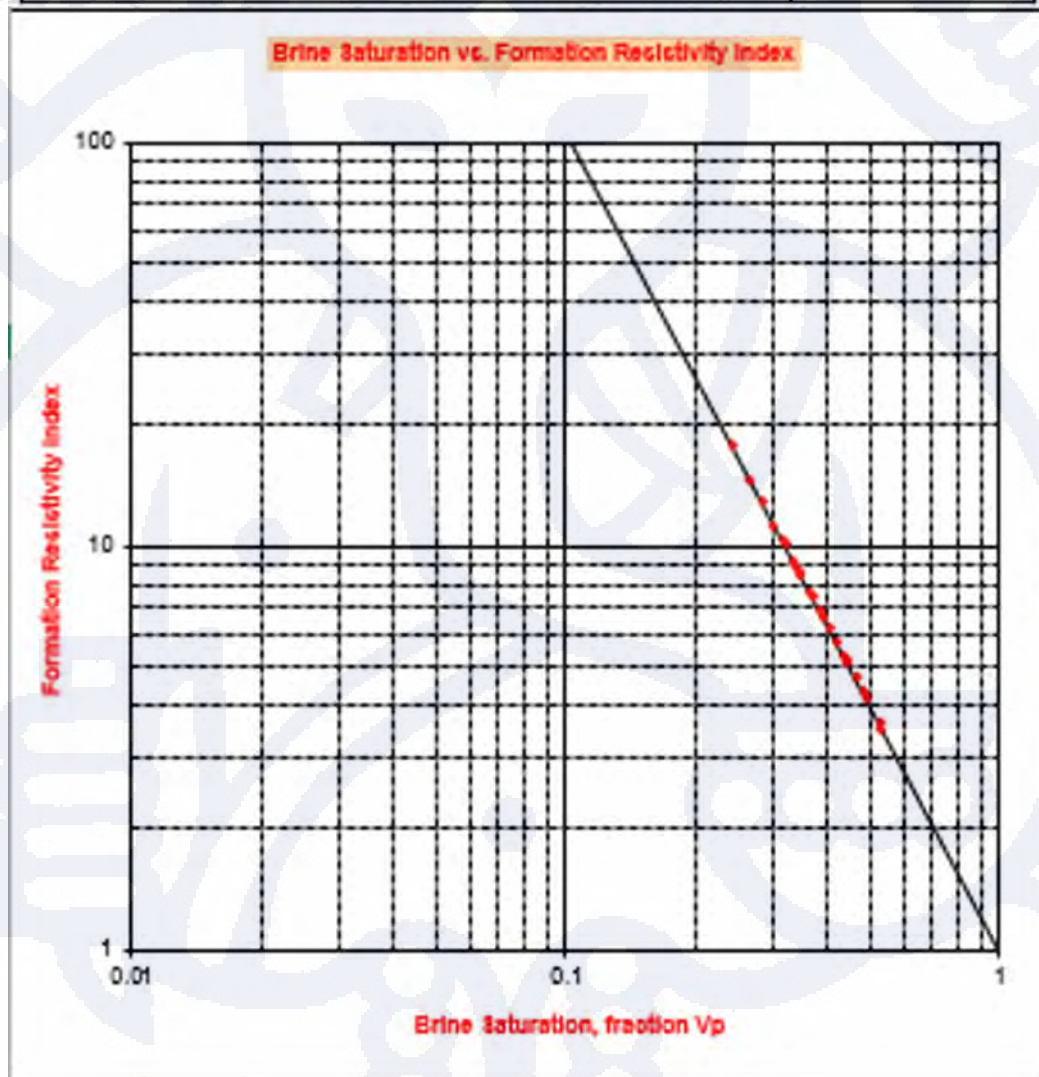




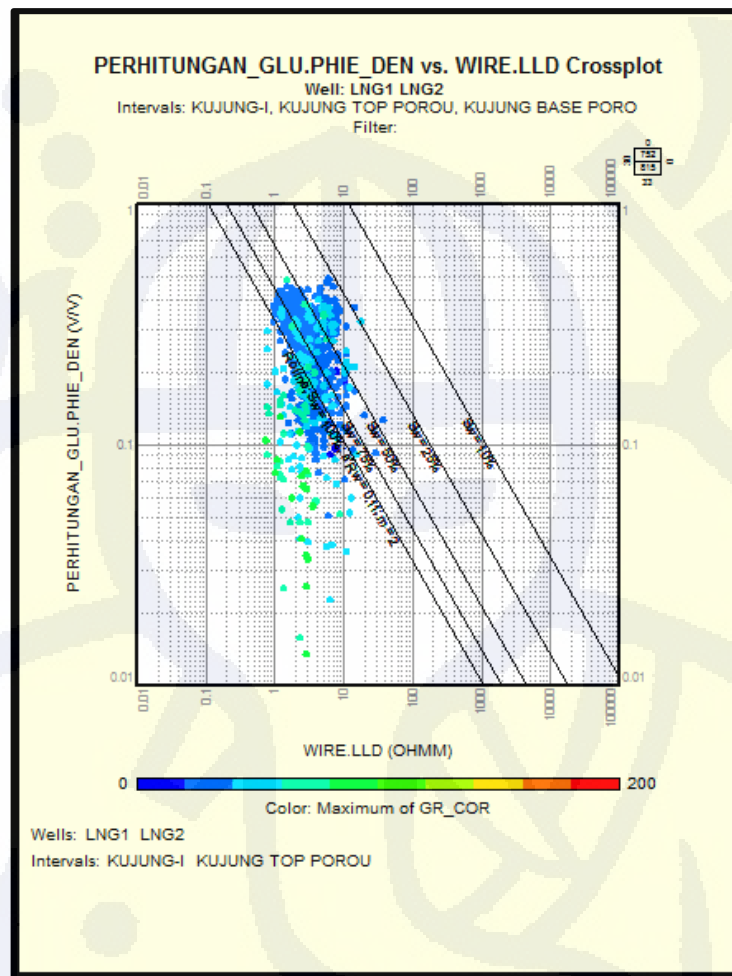
Gambar 4.7 Metoda *Pickett Plot* untuk mendapatkan parameter Archie.



	<b>Saturant <i>ppm</i></b>	<b>35,500</b>
<b>Resistivity of Saturant <i>ohm-m @ 77° F</i></b>		<b>0.1811</b>
<b>Porosity Exponent (m) Composite</b>		<b>2.00</b>
<b>Y-Intercept (a) Composite</b>		<b>1.00</b>
<b>Saturant Exponent (n) Composite</b>		<b>2.03</b>
<b>Net Overburden Pressure <i>psi</i></b>		<b>875</b>



Gambar 4.8. Data parameter Archie yang diperoleh dari hasil analisis SCAL pada sumur LNG 2 (Kriss Energy, 2013).



Gambar 4.9. Penentuan nilai resistivitas air formasi ( $R_w$ ) pada temperatur formasi dengan metode *Pickett Plot*.

#### 4.2.3.2 Perhitungan Nilai Saturasi Air ( $S_w$ )

Nilai saturasi air ( $S_w$ ) dapat dihitung dengan berbagai macam metode, seperti Metode Archie, Metode Simandoux, Metode Modifikasi Simandoux, Metode  $Q_v$  Calculation, Metode Waxman-Smith, dll. Pada interval penelitian ini penentuan saturasi air dilakukan dengan Metode Archie, dikarenakan reservoir pada interval penelitian terdiri dari batugamping. Persamaan yang dipakai oleh Archie dan hasil seperti Gambar 4.10 dan Gambar 4.11 yaitu:



$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t}}$$

Keterangan:

$S_w$  = Saturasi air

$\phi$  = Porositas

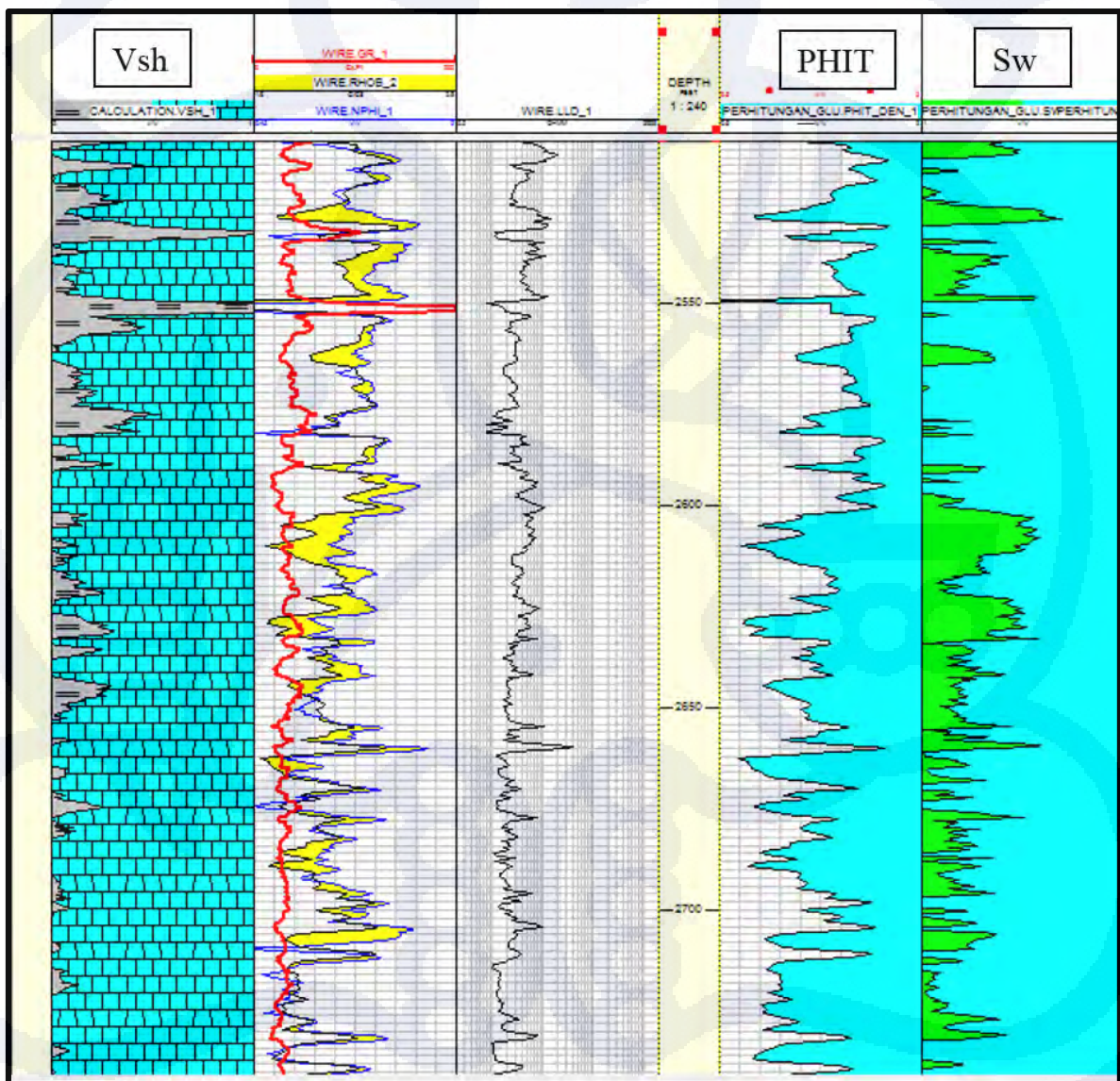
$a$  = Faktor tortuositas

$R_w$  = Resistivitas air formasi

$m$  = Eksponen sementasi

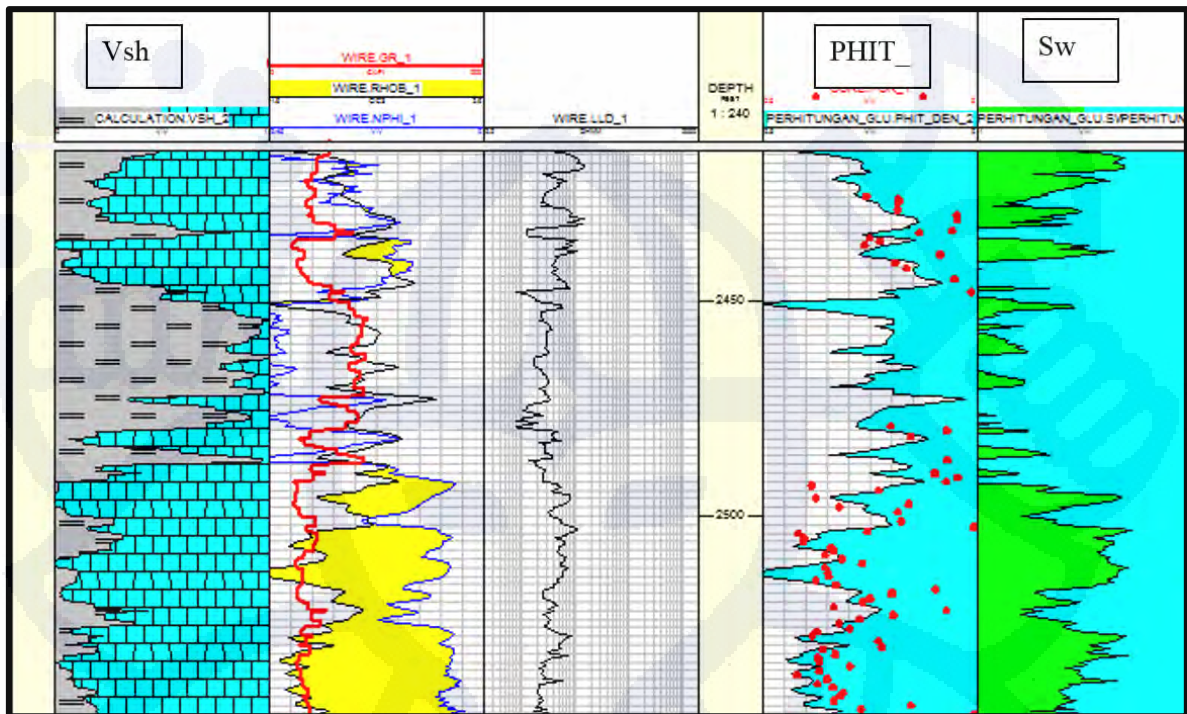
$n$  = Eksponen saturasi

$R_t$  = Resistivitas Formasi sebenarnya



Gambar 4.10. Hasil perhitungan  $S_w$  pada sumur LNG 1.





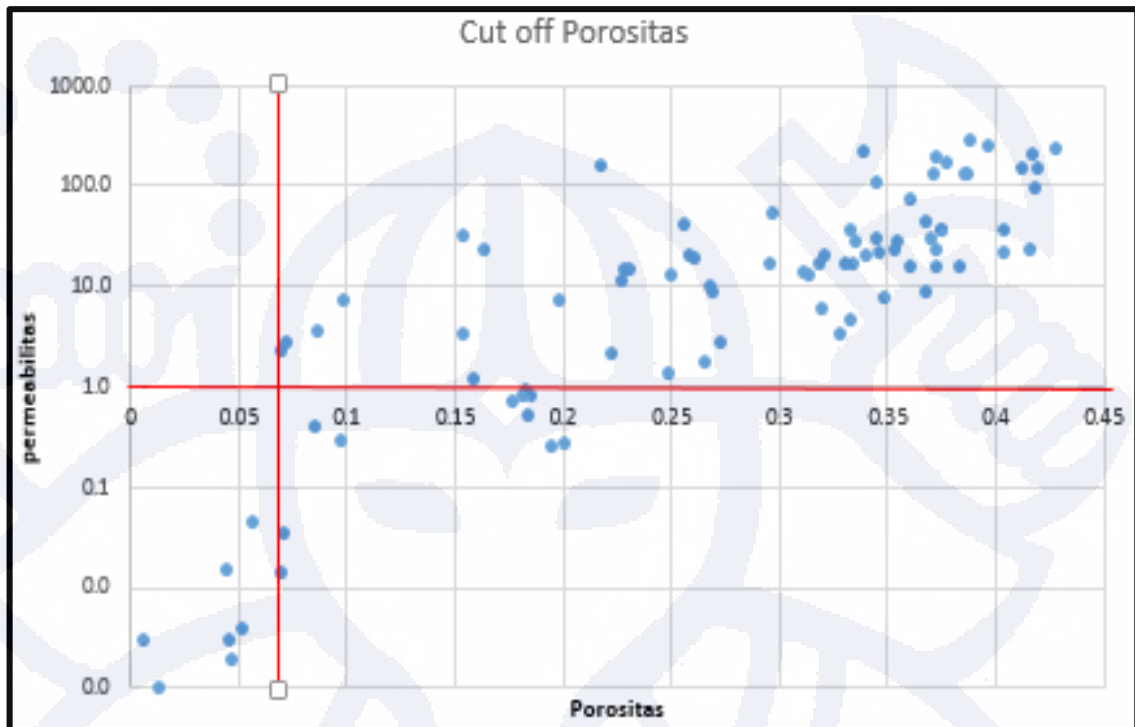
Gambar 4.11. Hasil Perhitungan Sw pada sumur LNG 2.

#### 4.2.4 Penentuan Nilai Pancung (*Cut-off*)

Harga *cut-off* (pancung) properti dari sifat fisik batuan adalah suatu batasan harga yang ditentukan untuk membedakan antara bagian-bagian produktif dan tidak produktif dari suatu formasi/reservoir. Parameter properti yang biasanya dilakukan *cut-off* adalah porositas, *volume of shale* (Vsh) dan saturasi air (Sw). Dalam penentuan *cut-off* perlu dipertimbangkan jika terdapat rekahan (*fracture*) dan kandungan hidrokarbon (minyak dan gas). Secara statistik *cut-off* porositas (minyak 10% – 16% tergantung pada tekanan dan viskositas, dan gas 6% – 12%), Vsh (20 – 50%), sedangkan Sw (55 -70%) (Rukmana dkk, 2011).

##### 4.2.4.1 Harga Pancung (*Cut-off*) Porositas

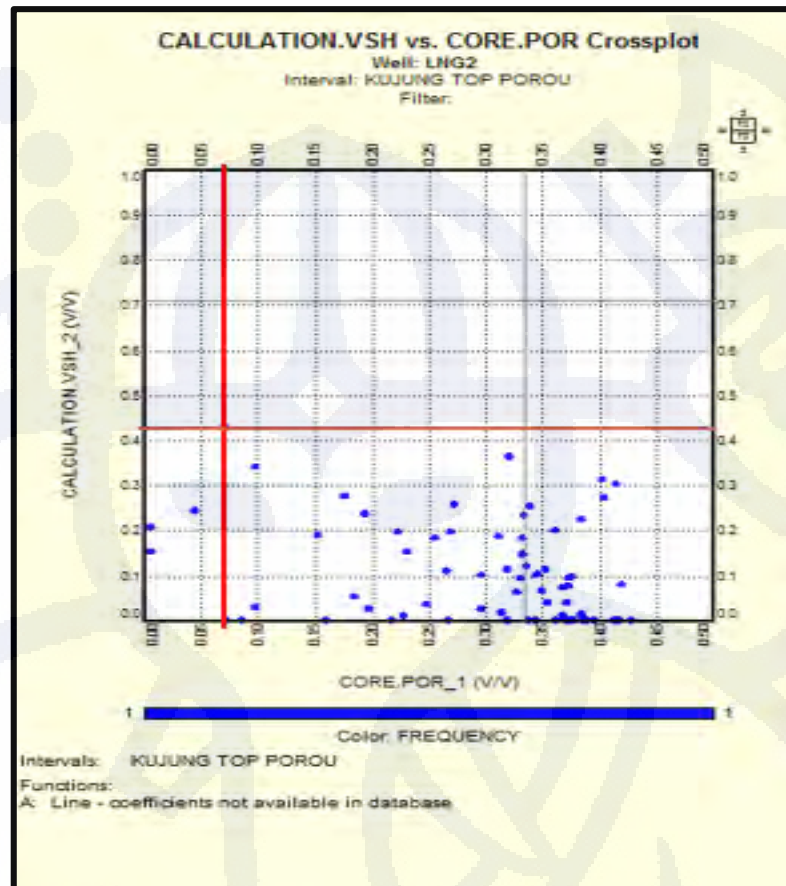
Untuk mendapatkan nilai *cut-off* dilakukan *crossplot* antara porositas dan permeabilitas dari data *core* pada sumbu X dan sumbu Y logaritmik, *cut-off* dideterminasi oleh nilai minimum permeabilitas yang mana gas masih dapat mengalir (1 mD), kemudian didapat nilai 0.07 (v/v) seperti pada Gambar 4.12.



Gambar 4.12 Metode penentuan *cut-off* porositas 0.07 (v/v).

#### 4.2.4.2 Harga Pancung (*Cut-off*) Volume of Shale (Vsh)

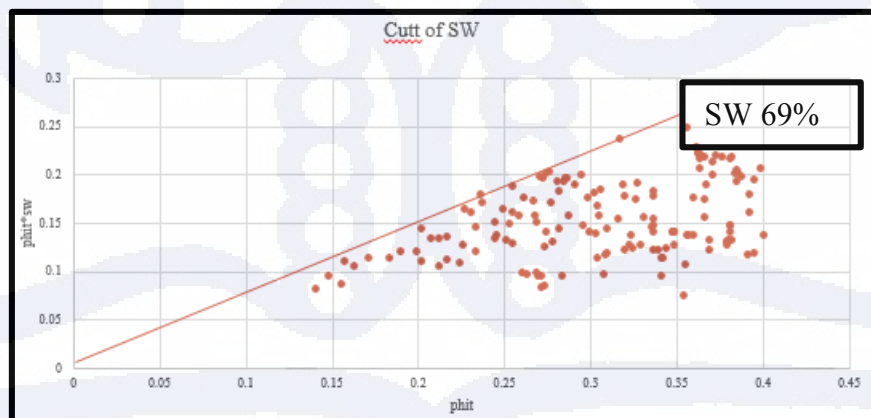
Setelah mendapatkan *cut-off* porositas selanjutnya menentukan nilai *cut-off* dengan cara *crossplot* porositas pada interval batugamping dari *core* untuk mengetahui jumlah vsh yang terkandung di dalam porositas batugamping dan Vsh dari hasil perhitungan log pada sumbu X dan Y, batas garis *cut-off* adalah nilai Vsh terbesar yang masih dapat dideskripsi oleh *core* yaitu pada porositas 0.07 (v/v) dan di dapatkan harga pancung (*Cutt-off*) sebesar 0.43 (v/v) (Gambar 4.13).



Gambar 4.13 Metode penentuan *cut-off Volume of shale* ( $V_{sh}$ ) 0.43 (v/v).

#### 4.2.4.3 Harga Pancung (*Cut-off*) Saturasi Air ( $S_w$ )

Penentuan *cut-off*  $S_w$  untuk reservoir gas dapat menggunakan cara *crossplot* porositas dari log dan  $S_w$  yang dikalikan dengan porositas pada sumbu X dan Y, *cut-off* ditentukan oleh sebaran data terbesar, *cut-off boundary* dibatasi oleh batas terbesar nilai  $S_w$  kemudian didapat nilai *cut-off*  $S_w$  sebesar 0.69 (v/v) seperti pada Gambar 4.14.

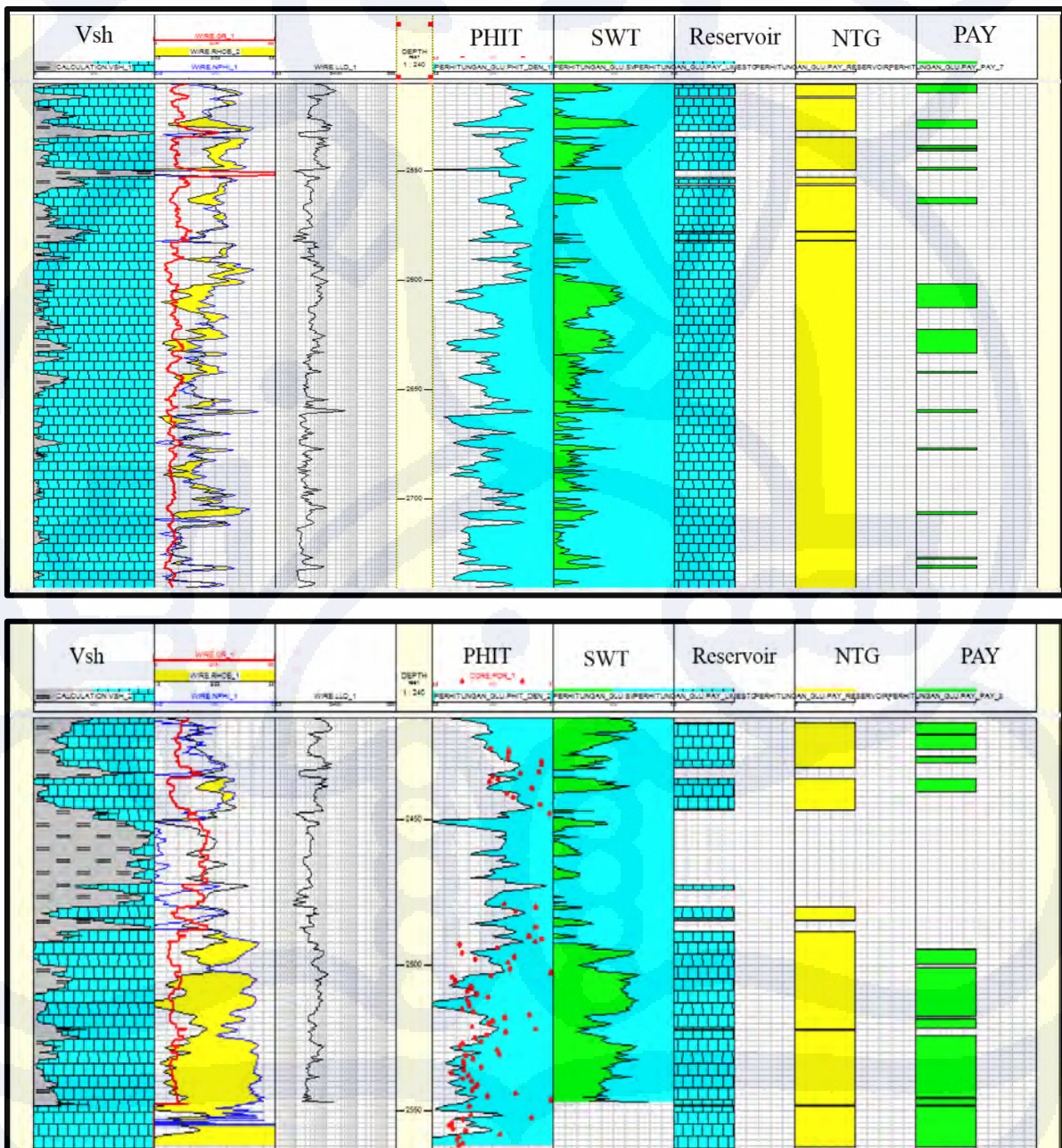


Gambar 4.14 Metode penentuan *cut-off* Saturasi Air ( $S_w$ ) 0.69 (v/v).



#### 4.2.5 Penentuan Pay

Setelah mendapatkan harga pancung (*cut-off*) dari properti petrofisik porositas, *Volume of Shale* (Vsh), dan Saturasi Air (Sw). Kemudian penentuan interval *Pay* dengan menerapkan harga pancung pada interval reservoir. Untuk membedakan reservoir dan non-reservoir dipotong dengan harga Vsh 0.43 (v/v), untuk membedakan NTG dan non-NTG dipotong dengan harga Vsh 0.43 (v/v) dan porositas 0.07 (v/v), untuk membedakan *Pay* dan non-*Pay* di potong dengan harga Vsh 0.43 (v/v), porositas 0.07 (v/v), dan Sw 69% dan di dapat hasil yang tertera pada Gambar 4.15.



Gambar 4.15 Pay Summary LNG 1 (atas) dan LNG 2 (bawah).

### 4.3 ANALISIS DATA SEISMIK

Analisis data seismik menggunakan data seismik sebagai data utama dengan proses pengolahan data menggunakan perangkat lunak Petrel 2010 dan Hampson Russel (*Geoview*). Analisis data seismik bertujuan untuk membuat peta struktur kedalaman yang nantinya akan menjadi komponen dalam pemodelan reservoir dan estimasi cadangan hidrokarbon di tempat (IGIP).

#### 4.3.1 Pembuatan Peta Struktur Kedalaman

Pembuatan peta struktur kedalaman nantinya akan digunakan sebagai kerangka dasar pemodelan tiga dimensi dalam pemodelan reservoir. Pada penelitian ini akan dibuat sebanyak tiga peta struktur kedalaman utama yang menjadi batas interval penelitian untuk dilakukan pemodelan reservoir. Ketiga peta struktur tersebut adalah peta struktur dari *Top Kujung 1*, *Top Poros Kujung 1*, *Base Poros Kujung 1*. Dalam pembuatan peta struktur kedalaman terdapat beberapa tahapan yang harus dilalui yaitu diantaranya adalah sebagai berikut.

#### 4.3.2 Pengikatan Data Sumur

Secara umum, data seismik seringkali disajikan dalam domain waktu, sementara data sumur disajikan dalam domain kedalaman. Oleh karena itu, untuk mengkorelasikan dua domain yang berbeda tersebut adalah tahap yang sangat penting. Pengkorelasian dua domain dilakukan pada tahap pengikatan data sumur ke seismik. Hasil pada tahap ini akan dapat mengurangi ketidakpastian dalam mengestimasi *wavelet*. Setelah *wavelet* dapat diestimasi, *synthetic seismogram* dapat dihasilkan dengan cara melakukan konvolusi antara *wavelet* dan koefisien reflektivitas pada zona tertentu. Koefisien reflektivitas dihitung dari data *sonic* dan log densitas. Kemudian data tersebut dikombinasikan dengan data *checkshot* untuk menghasilkan seismogram sintetik. Korelasi sumur dan seismik harus dilakukan secara teliti dimana nilai korelasi yang tinggi menunjukkan ketelitian dalam pengikatan di sumur. Pembuatan sintetik sesimogram memenuhi persamaan sebagai berikut

$$Z = \rho \cdot V_p$$

Dengan:

Z = Impedansi Akustik

P = Densitas

$V_p$  = Kecepatan Gelombang p

Sintetik seismogram nantinya memiliki nilai keluaran berupa impedansi akustik (Z). Berdasarkan rumus yang telah dijelaskan di atas, impedansi akustik bernilai besar 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  $Z_2 - Z_1$  adalah negatif. Nilai *peak* merupakan nilai AI rendah menjadi Z tinggi sehingga nilai  $Z_2 - Z_1$  bernilai positif. Perbedaan tersebut nantinya akan disebut sebagai *reflection coefficient* (RC) yaitu rasio perbedaan antara AI lapisan batuan bawah dan atas. Pada seismik akan terlihat sebagai anomali, baik anomali defleksi positif maupun negatif.

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

Dengan:

RC = Koefisien refleksi

$Z_2$  = Nilai Impedansi Akustik pada Lapisan Bawah

$Z_1$  = Nilai Impedansi Akustik pada Lapisan Atas

Data seismik seismogram ini nantinya akan dikalibrasi dengan data *checkshot* yang ada pada sumur daerah penelitian. Berdasarkan ketersediaan data hanya sumur LNG 1 saja yang mempunyai data *checkshot*. Sehingga hanya terdapat satu sumur yang dapat diikat dengan data seismik. Hasil pengikatan data sumur LNG1 menunjukkan koefisien korelasi maksimum sebesar 0.719, dimana pada umumnya koefisien korelasi yang cukup baik mempunyai nilai berkisar 0.7 (Gambar 4.16).