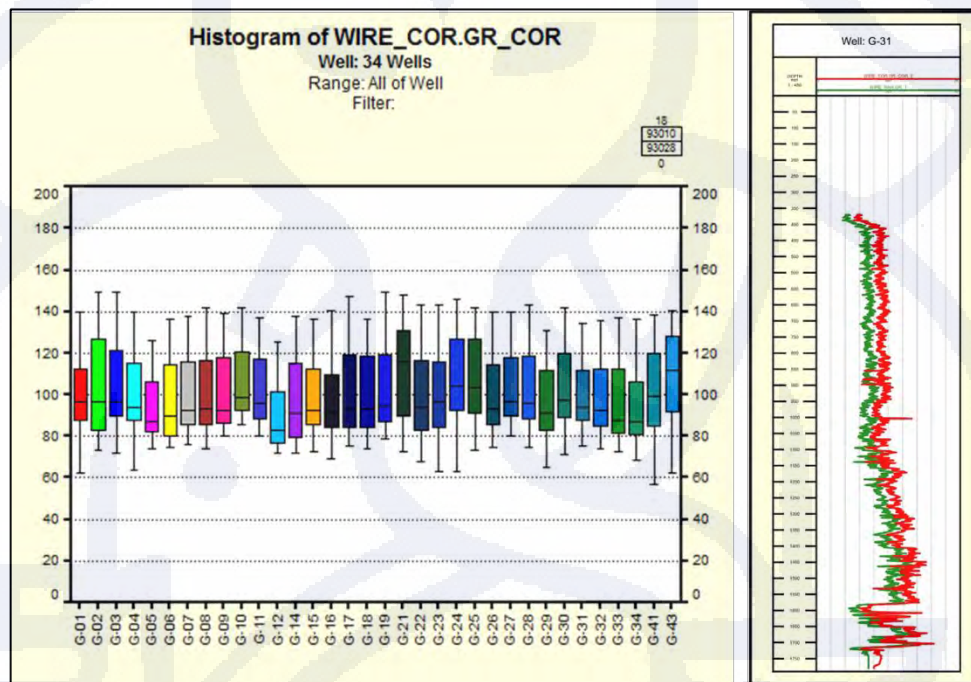


Koreksi Log Neutron (NPHI) dilakukan terhadap koreksi lubang bor berupa ukuran lubang, *mudcake*, salinitas lubang bor, berat lumpur, temperatur, tekanan, salinitas formasi, dan jenis alat yang digunakan.

Pada Lapangan Giuni, sumur – sumur di bor pada tahun yang berbeda – beda mulai dari tahun 1974 hingga 2009, sehingga nilai Log dari tiap sumur harus dilakukan koreksi atau di normalisasi sehingga dapat dilakukan dianalisis petrofisik.



Gambar III.18 Histogram hasil normalisasi dan contoh perbandingan nilai kurva yang sebenarnya dan setelah dikoreksi pada zona penelitian di sumur G-31 (kurva warna hijau = sebelum dikoreksi dan kurva warna merah = setelah dikoreksi).

III.3.2 Perhitungan Volume Shale

Perhitungan volume *shale* diperlukan karena *shale* dapat menyebabkan penyimpangan bacaan log yang dapat menyebabkan kesalahan interpretasi. Efek adanya *shale* dalam formasi :

1. Mengurangi porositas efektif, umumnya signifikan.
2. Mengurangi permeabilitas, terkadang dengan drastis.
3. Memberikan resistivitas yang berbeda dengan yang diperoleh berdasarkan persamaan saturasi air.

Shale memberikan pembacaan log porositas (neutron, densitas dan sonik) yang tidak sesuai dengan keadaan sebenarnya. Porositas akan selalu dibaca terlalu tinggi, kecuali pada log densitas yang tidak akan membaca porositas terlalu tinggi bila densitas *shale* atau *clay* sama atau lebih besar dari densitas matriks.

Tidak ada satupun metode perekaman pemboran yang dapat mengukur secara tepat jumlah kandungan *shale* di dalam batuan. Oleh karena itu, jumlah kandungan *shale* diperoleh dengan cara perhitungan. Ada beberapa metode dalam penentuan volume *shale*, metode yang digunakan dalam penelitian ini yaitu metode log sinar gamma karena *shale* lebih radioaktif dibandingkan dengan batupasir dan karbonat, log sinar gamma (GR) dapat digunakan untuk menghitung volume *shale* dalam reservoir. Defleksi rekaman log sinar gamma makin tinggi bila jumlah kandungan *shale* besar. Dengan demikian indeks kandungan *shale* dalam batuan dapat diperoleh dari interpolasi linier antara harga sinar gamma di dalam batuan bersih dari batuan *shale*, sebagai berikut:

$$I_{gr} = V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots \text{Persamaan 1-1}$$

Keterangan rumus:

GR log = Pembacaan defleksi log sinar gamma rata-rata pada zona penelitian

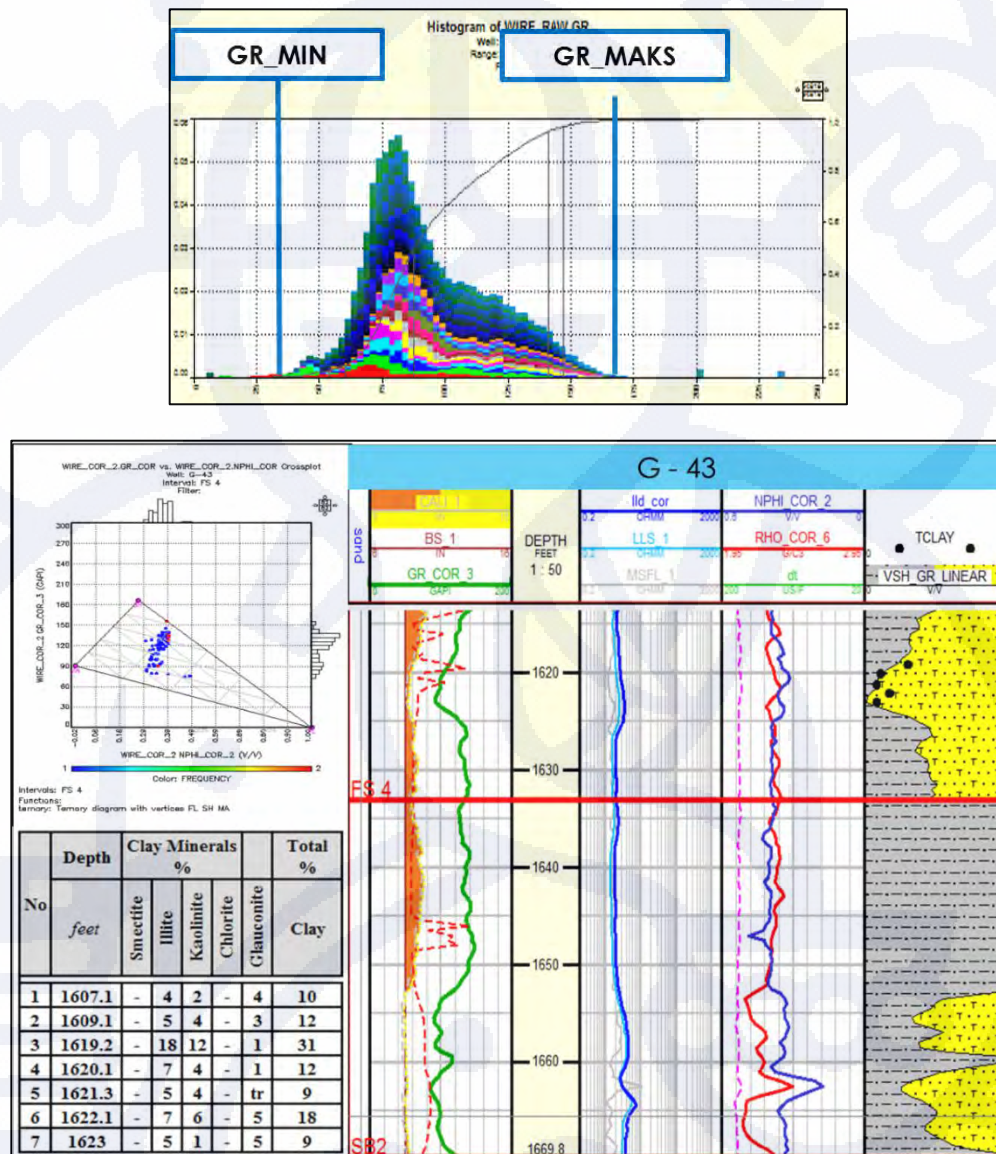
GRmin = Pembacaan defleksi log sinar gamma pada rata-rata batuan bersih

GRmaks = Pembacaan defleksi log sinar gamma pada batuan *shale*.

Nilai GRmin dan GR maks pada sumur – sumur di lapangan Giuni diambil berdasarkan batas nilai GR minimum dan maksimum yang dikumpulkan dari seluruh sumur pada lapangan Giuni. Nilai yang digunakan pada zona 1440 dan 1460 adalah GR min = 68 API dan GR maks = 144 API seperti pada Gambar III.14.

Dari penentuan nilai GR min dan GR maks kemudian dengan menggunakan persamaan dilakukan perhitungan *Vshale*, dan untuk memvalidasi data, maka digunakan data total *clay* dari hasil XRD (*X-Ray Diffraction*) pada sumur G-43

(laporan internal perusahaan), yang menunjukkan kurva perhitungan yang mendekati nilai total *clay* pada analisa XRD (Gambar III.19).



Gambar III.19 Nilai batas GRmin - GRmax pada sumur dan Kurva hasil perhitungan volume *shale* pada zona penelitian di Sumur G-43.

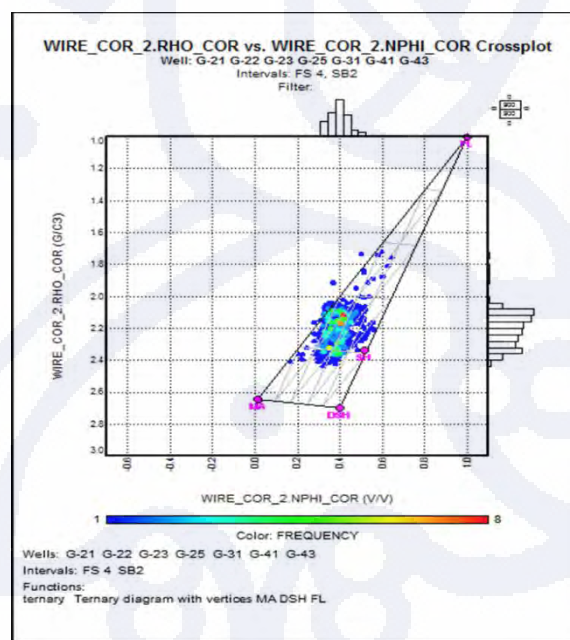
III.3.3 Perhitungan Porositas

Perhitungan selanjutnya yaitu perhitungan porositas dengan cara mengkombinasikan antara log densitas, neutron dan mengkoreksinya dengan *Vshale* untuk memperoleh nilai porositas efektif. Setelah itu hasil perhitungan porositas log akan dikalibrasi dengan porositas batuan inti karena hasil pembacaan alat belum tentu sesuai dengan keadaan sebenarnya.

Sebelum melakukan perhitungan porositas dilakukan beberapa perhitungan parameter yaitu:

3.3.3.1 Densitas *wet shale* dan *dry shale*

Densitas *wet shale* dan *dry shale* digunakan pada perhitungan nilai porositas *shale* yang berguna untuk menghitung porositas efektif. Berdasarkan data difraksi sinar X (XRD) diperoleh persentase kandungan mineral lempung terbesar pada Formasi Bekasap yaitu mineral *illite*. Nilai densitas mineral lempung berdasarkan katalog mineral lempung dari *Schlumberger Ltd.*, nilai densitas *illite* yaitu 2,7 gg/cc yang kemudian nilai tersebut dimasukkan kedalam plot silang RHOB dan NPHI untuk memperoleh nilai *dry shale* dan *wet shale*. Adanya keterbatasan data XRD hanya terletak pada interval sand 1440 maka digunakan nilai pada yang paling mendekati dengan interval pada interval sand yang ada di bawahnya. (gambar III.20).



Gambar III.20. Plot silang RHOB dan NPHI pada interval 1440 dan 1460.

Berdasarkan hasil plot silang log RHOB dan NPHI di interval 1440 dan sand 1460 diperoleh nilai *dry shale* 2.7 dan *wet shale* 2.34.

Setelah diperoleh nilai parameter tersebut maka dilakukan perhitungan porositas total *shale* (Bateman dan Konen, 1977) dengan menggunakan persamaan:

$$\begin{aligned}\phi_{\text{tshale}} &= (\rho_{\text{dryshale}} - \rho_{\text{wetshale}}) / (\rho_{\text{dryshale}} - \rho_{\text{wetshale}}) \\ &= 0.213029\end{aligned}$$

.....Persamaan 1-2

Adapun nilai Porositas Densitas didapat dengan persamaan

$\phi_D = \frac{\rho_{\text{bulk}} - \rho_{\text{ma}}}{\rho_{\text{ma}} - \rho_f}$	<p>ρ_{ma} = Densitas matriks (untuk batupasir = 2,645)</p> <p>ρ_b = Densitas Bulk batuan (darikurva Log Densitas)</p> <p>ρ_f = Densitas Fluida</p>
--	---

Menurut Asquith dan Krygowski, 2004, Perhitungan porositas menggunakan kombinasi log neutron dan log densitas dengan menggunakan persamaan dibawah ini:

$$\phi_{N-D} = (\phi_D^2 + \phi_N^2 / 2)^{1/2}$$

.....Persamaan 1-3

Bila log neutron-density merekam porositas densitas yang bernilai lebih kecil dari 0.0 atau bernilai negatif (nilai yang umum dijumpai pada reservoir *anhydritic dolomite*) (Asquith dan Krygowski, 2004), maka persamaan yang digunakan yaitu:

$$\phi_{N-D} = (\phi_D + \phi_N / 2)$$

.....Persamaan 1-4

Porositas yang diperoleh dari kombinasi log neutron dan densitas didefinisikan sebagai porositas total batuan sedangkan untuk memperoleh porositas efektif diperlukan koreksi terhadap kandungan volume *shale* (Asquith dan Krygowski, 2004). Persamaan umum yang digunakan dalam penentuan porositas menurut yaitu:

$$\begin{aligned}\phi_N \text{ koreksi} &= \phi_N - (V_{cl} \times \phi_{Nsh}) \\ \phi_D \text{ koreksi} &= \phi_D - (V_{cl} \times \phi_{Dsh}) \\ \phi_{\text{efektif}} &= ((\phi_{N\text{-koreksi}} + \phi_{D\text{-koreksi}}) / 2) \rightarrow \text{untuk minyak} \\ \phi_{\text{efektif}} &= ((\phi_{N\text{-koreksi}}^2 + \phi_{D\text{-koreksi}}^2) / 2)^{1/2} \rightarrow \text{untuk gas}\end{aligned}$$

.....Persamaan 1-5

Penentuan porositas total dan pada daerah penelitian menggunakan perangkat lunak, persamaan yang digunakan yaitu:

$$\begin{aligned}\Phi_{\text{Total}} &= (\Phi_{\text{eff}} + V_{\text{Sh}} * \Phi_{\text{tshale}}) \\ S_{\text{wb}} &= 1 - (\Phi_{\text{eff}} / \Phi_{\text{Total}})\end{aligned}$$

.....Persamaan 1-7

Keterangan:

Φ_d = porositas densitas

Φ_{tclay} = positas total *clay*

ρ_{bulk} = bacaan RHOB

Φ_t = porositas total

ρ_{ma} = densitas matriks

Φ_e = porositas efektif

ρ_f = densitas fluida

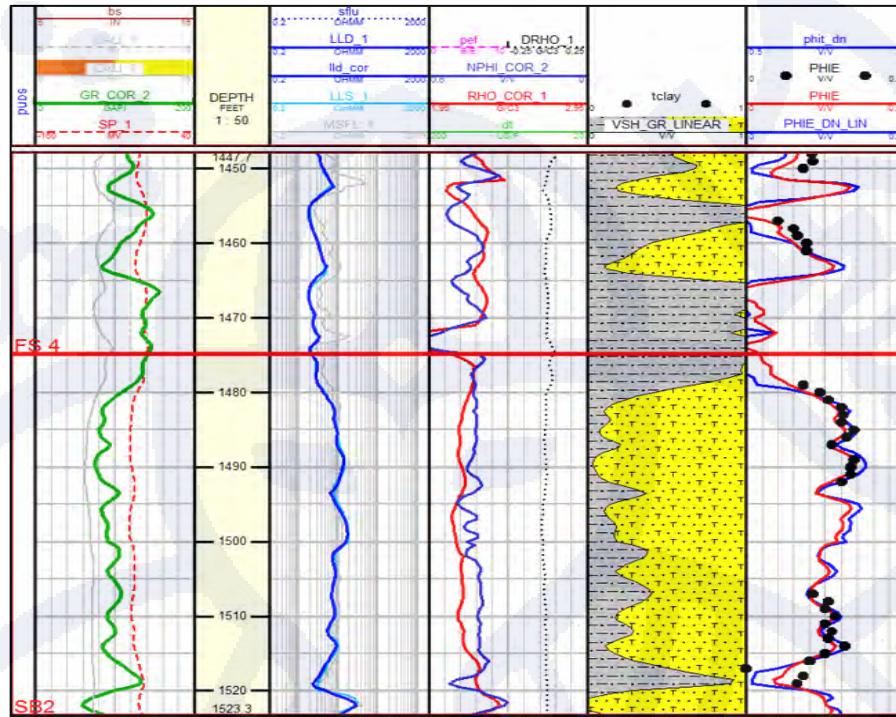
V_{cly} = *volume shale*

Φ_N = porositas neutron

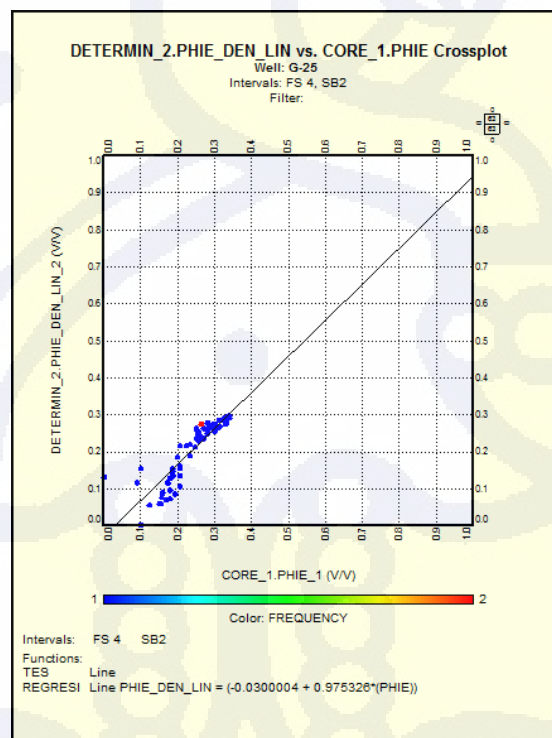
Pada Lapangan Giuni banyak mengandung hidrokarbon terutama pada interval Formasi Bekasap maka nilai porositas yang didapat perlu dikoreksi terhadap densitas minyak yaitu 0.892. Pada perangkat lunak digunakan persamaan dibawah ini:

$\phi = \frac{\phi_{\text{neu}} - V_{\text{cl}} \times \text{NeuCl} + \text{NeuMatrix} + \text{Exfact} + \text{NeuSal}}{S_{\text{xo}} + (1 - S_{\text{xo}}) \times \text{NeuHyHI}}$ $\phi = \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_b - V_{\text{cl}} \times (\rho_{\text{ma}} - \rho_a)}{\rho_{\text{ma}} - \rho_f \times S_{\text{xo}} - \rho_{\text{HyAp}} \times (1 - S_{\text{xo}})}$ $\text{NeuHyHI} = 9 \times \rho_{\text{nden}} \times \frac{(4 - 2.5 \times \rho_{\text{nden}})}{(16 - 2.5 \times \rho_{\text{nden}})}$ $\rho_{\text{HyAp}} = 2 \times \rho_{\text{nden}} \times \frac{(10 - 2.5 \times \rho_{\text{nden}})}{(16 - 2.5 \times \rho_{\text{nden}})}$	<p>Keterangan:</p> <p>NeuCl= <i>Neutron wet clay</i></p> <p>NeuMatrix= <i>Neutron matrix correction</i></p> <p>NeuHyHI = <i>Neutron hydrocarbon apparent hydrogen index</i></p> <p>Exfact= <i>Neutron excavation factor</i></p> <p>ρ_{HyAp} = <i>Apparent hydrocarbon density</i></p>
---	--

Setelah dilakukan perhitungan porositas dengan menggunakan semua parameter yang telah ditentukan maka hasilnya harus dikalibrasi dengan data porositas batuan inti dari hasil laboratorium. Penentuan porositas batuan inti dilakukan dengan injeksi helium maka porositas yang diperoleh yaitu porositas total sehingga harus dikalibrasi dengan porositas total hasil perhitungan log sumur (Gambar III.21). Hasil dari plot silang korelasi log porositas dengan porositas batuan inti sumur G-25 dapat dilihat di gambar III.22.



Gambar III.21 Log Porositas hasil perhitungan pada sumur G-25.



Gambar III.22 Plot silang korelasi log porositas dengan porositas batuan inti sumur G-25.

III.3.4 Perhitungan Saturasi Air

Parameter Archie

Dasar dari persamaan yang digunakan untuk menentukan nilai saturasi air adalah persamaan *Archie* yaitu:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\Phi^m} \times \frac{R_w}{R_t}} \dots\dots\dots \text{Persamaan 1-8}$$

Parameter a, m dan n merupakan turunan dari persamaan *Archie* tersebut yaitu:

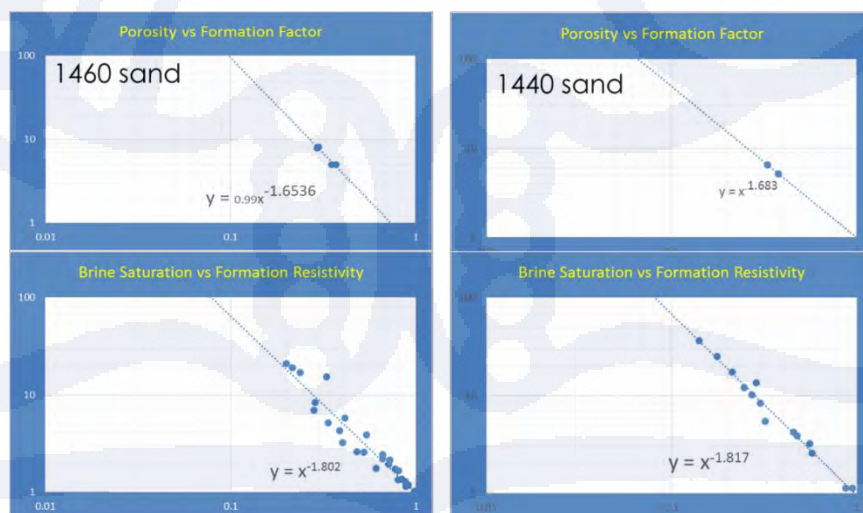
$$F_r = \frac{a}{\Phi^m} \dots\dots\dots \text{Persamaan 1-9}$$

Untuk menentukan nilai a, m dan n dibutuhkan data SCAL namun karena keterbatasan data SCAL maka nilai parameter a, m dan n diperoleh dari laporan internal perusahaan. Data a, m dan n terdapat di sumur G-25 dan G-31 yang kemudian digunakan untuk sumur lainnya (Tabel III.2 dan gambar III.23). Nilai a (*tortuosity factor*), m (eksponen sementasi) dan n (eksponen saturasi) yang digunakan yaitu:

Tabel III.2 Nilai a, m, dan n pada interval 1440 dan 1460 (Laporan Internal Perusahaan).

ZONE	WELL NAME	a	m	n
1440' Sand	G-25	1	1.6832	1.818
	G-31			
	G-21			
	G-23			
1460' Sand	G-25	1	1.6536	1.803
	G-31			

Data : Lemigas, 1998



Gambar III.23 Plot grafik nilai m dan n pada zona 1460 dan 1440.

Perhitungan Resistivitas air (Rw)

Dalam melakukan perhitungan resistivitas air perlu dipersiapkan beberapa data pendukung yaitu gradien temperatur dan beberapa data yang diperoleh dari informasi *log header* seperti resistivitas lumpur bor, densitas lumpur bor, resistivitas *mud filtrate* (R_{mf}) dan resistivitas kerak lumpur (R_{mc}).

Gradien temperatur menurut Asquith dan Krygowski, 2004 diperoleh dengan persamaan:

Gradien *Thermal*

$$GT = \frac{(BHT - ST)}{TD}$$

TD

Suhu Formasi

$$T_f = (DF \times GT) + ST$$

.....Persamaan 1-10

Keterangan:

GT= Gradien *Thermal*

BHT= *Bottom hole Temperatur*

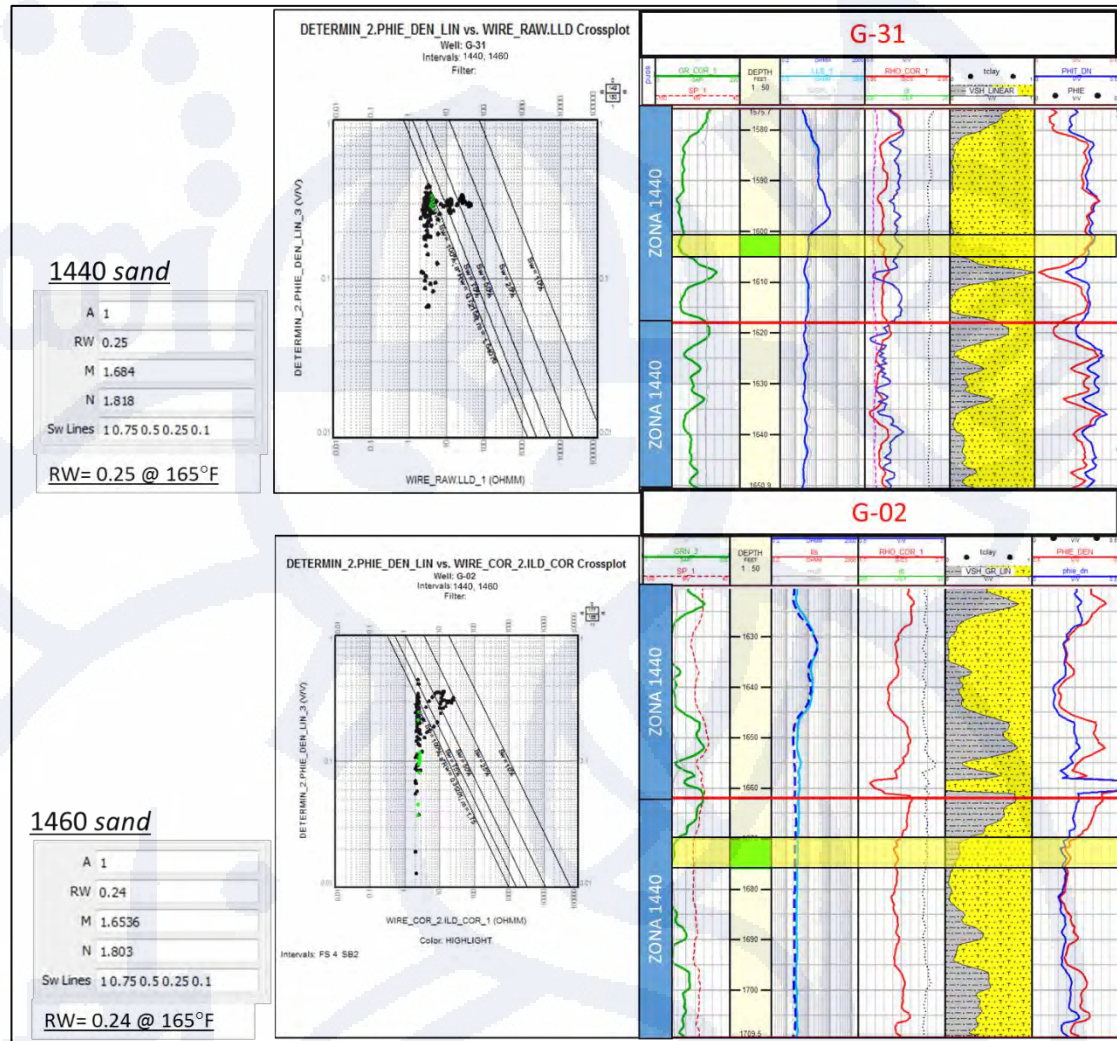
TD = Total kedalaman

ST = Temperatur permukaan

Tf= Suhu Formasi

Df = Kedalaman Formasi

Penentuan zona air pada Formasi Bekasap disetiap sumur kemudian dimasukkan kedalam *pickett plot* untuk memperoleh nilai resistivitas air pada Formasi Bekasap yang akan digunakan dalam perhitungan saturasi air. Berdasarkan *picket plot* diperoleh nilai resistivitas air pada Formasi Bekasap yaitu 0.24 pada suhu 165° F untuk sand 1440 dan 0.25 pada suhu 165° F (gambar III.24).



Gambar III.24 Plot silang Rt dan PHIE diperoleh nilai Rw 0.24 untuk zona 1440 dan Rw 0.25 untuk zona 1460.

Perhitungan Saturasi Air (SW)

Perhitungan saturasi air dapat dilakukan dengan beberapa metode dengan syarat tertentu. Pada Lapangan Giuni model saturasi yang digunakan yaitu Model Archie karena berdasarkan pengamatan pada log GR dan perhitungan volume shale, dikarenakan berdasarkan presentase kehadiran lempung lebih sedikit. Persamaan yang digunakan untuk model Saturasi *Archie* yaitu:

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

.....Persamaan 1-11

Keterangan:

Sw: Saturasi air

A: Tortuosity factor

m: eksponen sementasi

n: eksponen saturasi

Rw: Resistivitas air

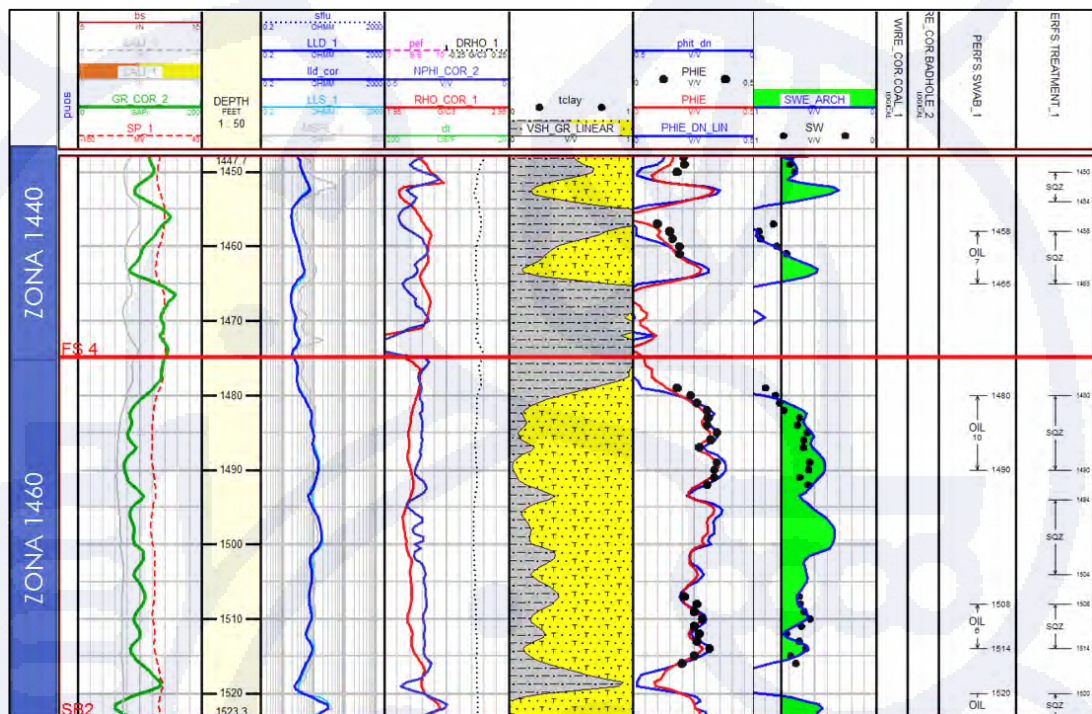
Vsh: Volume shale

Rt: Resistivitas sebenarnya

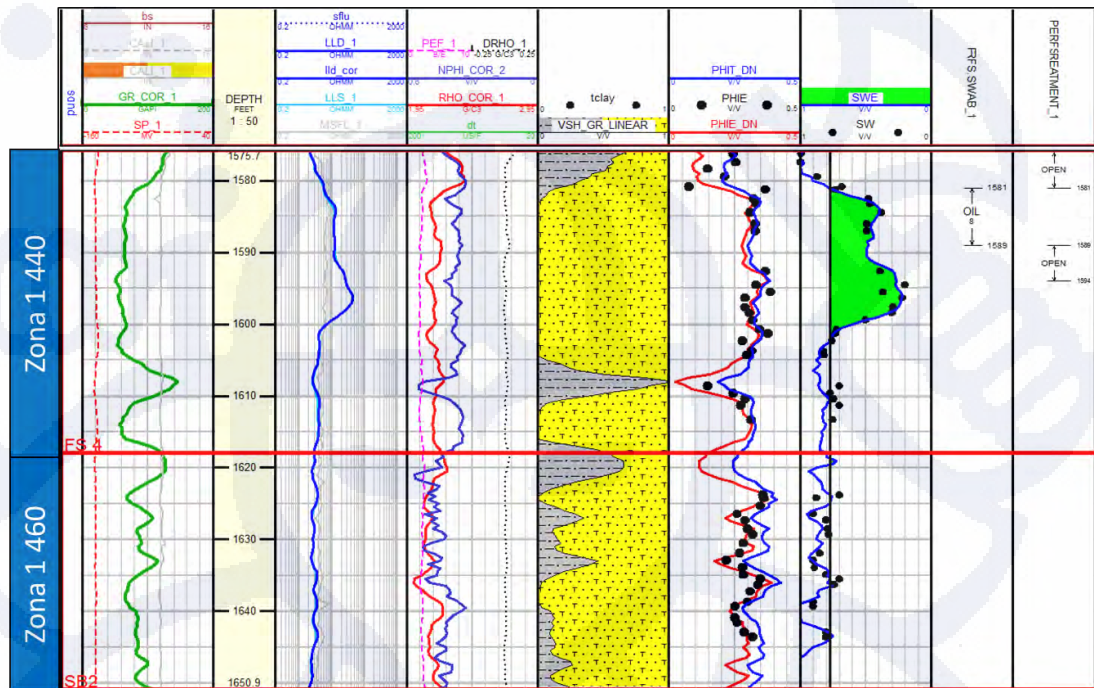
Rsh: Resistivitas shale

Sw: Saturasi air

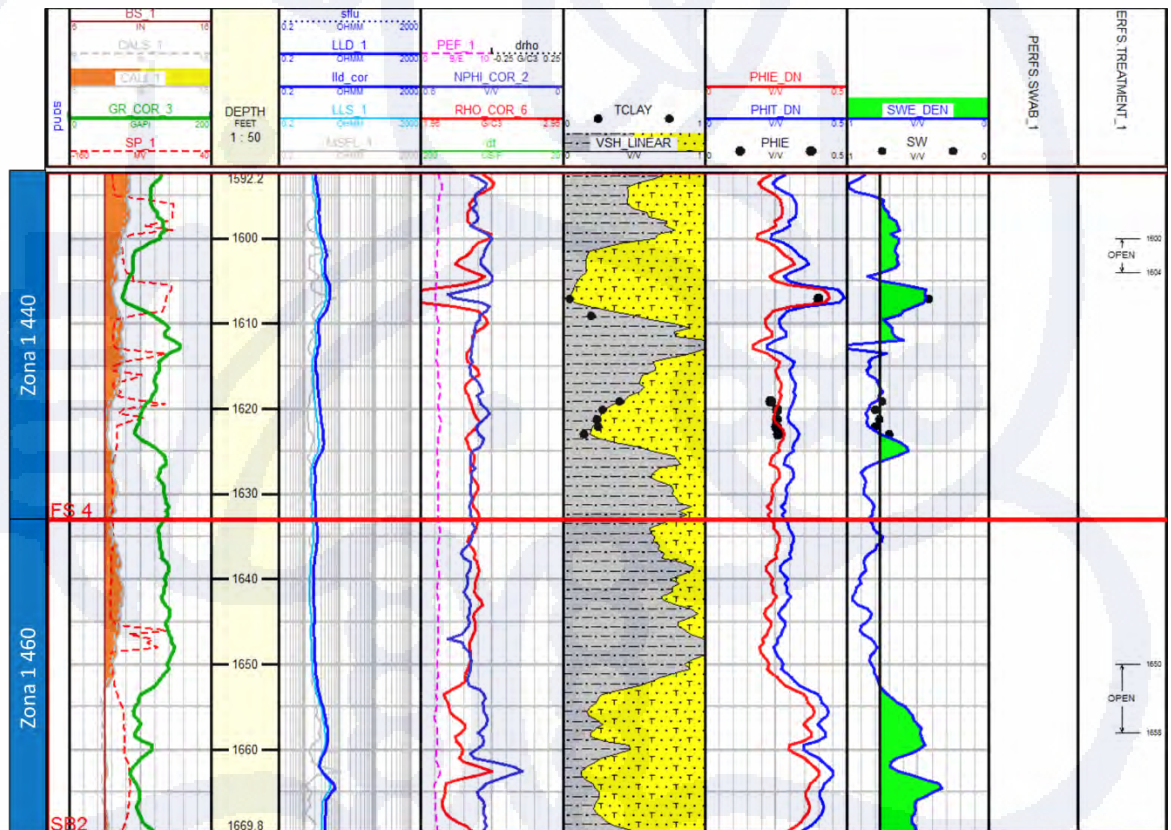
Adapun hasil dari perhitungan menggunakan formula archie pada sumur sumur yang memiliki data batuan inti dapat dilihat pada gambar III.25 s/d gambar III.27.



Gambar III.25. Hasil perhitungan nilai saturasi air pada sumur G-25.



Gambar III.26. Hasil perhitungan nilai saturasi air pada sumur G-31.



Gambar III.27. Hasil perhitungan nilai saturasi air pada sumur G-43.

III.4 Analisis Rock Type

Konsep yang biasa digunakan oleh ahli teknik reservoir dan ahli geologi untuk mengelompokkan dan menganalisis *petrophysical rock type* adalah konsep *flow unit* atau *hydraulic flow unit* yang diperkenalkan oleh Amaefule (1993) dengan definisi “suatu bagian dari reservoir yang dapat dipetakan dan memiliki sifat-sifat geologi dan petrofisika yang konsisten dan berbeda dari bagian reservoir yang lain dalam mengontrol aliran fluida”. Dalam konsep *flow unit*, batuan reservoir dan non reservoir dapat dikelompokkan dalam *flow unit* yang sama jika memiliki kombinasi hubungan porositas dan permeabilitas yang sama, atau dengan kata lain sama dengan *rock type*.

Rock types adalah batuan yang diendapkan pada kondisi yang sama dan mengalami proses diagenesa yang sama yang menghasilkan hubungan porositas – permeabilitas yang unik, profil tekanan kapiler, dan saturasi air pada ketinggian tertentu di atas *free water level* pada reservoir. *Flow unit* dapat didefinisikan sebagai volume batuan dimana properti *pore throat* dari media berpori yang menggambarkan karakter hidrolik dapat dengan konsisten diprediksi dan berbeda secara signifikan terhadap batuan lain. (Abbaszadeh dkk., 1996).

Pada dasarnya, *reservoir rock typing* adalah proses dimana *geological facies* atau *lithofacies* dikarakterisasi melalui *dynamic behavior*. *Dynamic behavior* dari suatu *facies* ditentukan dengan mempelajari *rock fabric*, proses diagenesis yang menunjukkan *initial fabric*, dan interaksi antara batuan itu sendiri dan fluida. Dengan kata lain, *Rock Typing* adalah proses sinergis antara geologi dan SCAL (Gomes dkk., 2008). Apabila diterapkan dengan tepat, *rock typing* dapat memberikan perkiraan akurat dari permeabilitas formasi pada *uncored intervals* dan *uncored wells*; penentuan profil saturasi air inisial yang *reliable*; serta simulasi *reservoir dynamic behavior* dan performa produksi yang konsisten dan realistis. (Guo, G. dkk., 2007)

III.4.1 Metode Flow Zone Indicator (FZI)

Amaefule dkk. (1993) memperkenalkan konsep *reservoir quality index* (RQI) dan *flow zone indicator* (FZI) yang kemudian dikembangkan oleh Abbaszadeh dkk. (1996) untuk menentukan *rock type* pada reservoir. RQI dan FZI diformulasikan sebagai:

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{k}{\phi}} \dots\dots\dots \text{Persamaan 2-1}$$

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \dots\dots\dots \text{Persamaan 2-2}$$

dengan k adalah permeabilitas (md), ϕ adalah porositas (%), RQI dan FZI dalam satuan mikron dan ϕ_z adalah *normalized porosity* (tanpa unit) yang diformulasikan sebagai:

$$\phi_z = \frac{\phi}{1 - \phi} \dots\dots\dots \text{Persamaan 2-3}$$

Nilai FZI dari sampel batuan inti yang tergolong ke dalam satu *rock type* akan memiliki nilai yang tidak jauh berbeda. Untuk membagi nilai-nilai FZI ke dalam satu *rock type* yang sama dilakukan konversi nilai FZI ke dalam bentuk *discrete rock type* (DRT) yang diformulasikan sebagai:

$$DRT = \text{Round}[2 \times \ln(FZI) + 10.6] \dots\dots\dots \text{Persamaan 2-5}$$

Kemudian melalui plot silang antara FZI dan probabilitas kumulatif dapat diidentifikasi jumlah *rock type* yang ada.

Konsep RQI dan FZI didasarkan pada asumsi bahwa *pore throat size* adalah faktor yang mengontrol karakter petrofisika reservoir khususnya permeabilitas dan profil tekanan kapiler, namun proses sedimentasi dan diagenesis yang menghasilkan *pore throat size* tersebut tidak dilibatkan dengan anggapan bahwa batas-batas *flow unit* atau *rock type* tidak selalu sama dengan batas fasies (Abbaszadeh dkk., 1996). Fasies dan diagenesis akan dijadikan sebagai alat untuk mendeteksi penyebab perbedaan karakteristik sifat aliran fluida (*flow unit* atau *rock type*) yang telah berhasil diidentifikasi (Amaefule dkk., 1993).

Metode ini berdasarkan penyusunan ulang (*rearrangement*) dari persamaan Kozeny-Carman yang dibuat oleh Amaefule et al. dan konsep *mean hydraulic radius*. Hubungan Kozeny-Carman:

$$\sqrt{\frac{k}{\phi_e}} = \left[\frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right] \left[\frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{gv}} \right] \dots\dots\dots \text{Persamaan 2-6}$$

Untuk menyederhanakan tatanama, Amaeful et al. mendefinisikan istilah dalam Persamaan 2-6 sebagai *Flow Zone Indicator* (FZI),

$$FZI = \left[\frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{gv}} \right] \dots\dots\dots \text{Persamaan 2-7}$$

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \dots\dots\dots \text{Persamaan 2-8}$$

$$\phi_z = \left[\frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right] \dots\dots\dots \text{Persamaan 2-9}$$

$$RQI = \phi_z FZI \text{ atau } \log RQI = \log \phi_z + \log FZI \dots\dots\dots \text{Persamaan 2-10}$$

Keterangan :

$\sqrt{F_s} \tau$ = Kozeny Konstan

S_{gv} = Luas permukaan area per unit volume butiran

ϕ_z = Rasio volume pori terhadap volume butiran

ϕ_e = Porositas

Persamaan 2-10 mewakili suatu garis lurus dalam bentuk

$$y = mx + b \quad (2-11)$$

Dimana y merupakan fungsi dari permeabilitas, $y = f(k)$, x merupakan fungsi dari porositas, $x = f(\phi)$.

III.4.2 Identifikasi *Rock Type*

Untuk melakukan identifikasi *Petrophysical Rock Type*, metode yang digunakan adalah metode *flow zone indicator* (FZI). Berdasarkan persamaan yang telah dikemukakan sebelumnya, dengan memasukkan parameter - parameter permeabilitas dan porositas efektif yang didapat dari data batuan inti, maka nilai FZI untuk Lapangan Giuni dapat dibuat. Hasil perhitungan nilai FZI dari data batuan inti sumur G-25, G-31, dan G-43 ditunjukkan pada Tabel III.3, III.4 dan Tabel III.5 berikut ini.

Tabel III.3 Hasil perhitungan FZI pada sumur G-25.

Well	Samp	Depth	Kair	Porosi	rqi	phiz	FZI	RT
Brk-25	6	1577.4	5.1	0.254	0.140701	0.340483	0.41	1
Brk-25	3	1449.5	7.7	0.244	0.176392	0.322751	0.55	1
Brk-25	45	1630.5	10.3	0.235	0.207881	0.30719	0.68	1
Brk-25	1	1447.5	14	0.229	0.245514	0.297017	0.83	1
Brk-25	2	1448.5	42	0.289	0.378534	0.40647	0.93	1
Brk-25	30	1480.5	28	0.238	0.340581	0.312336	1.09	1
Brk-25	8	1579.4	20.8	0.213	0.310293	0.270648	1.15	1
Brk-25	11	1457.5	28	0.214	0.359171	0.272265	1.32	1
Brk-25	31	1481.5	533	0.291	1.343838	0.410437	3.27	2
Brk-25	10	1581.2	1589	0.369	2.060527	0.584786	3.52	2
Brk-25	42	1492.5	1760	0.377	2.145435	0.605136	3.55	2
Brk-25	32	1482.5	1540	0.364	2.042393	0.572327	3.57	2
Brk-25	51	1513.5	731	0.301	1.547409	0.430615	3.59	2
Brk-25	15	1461.5	627	0.289	1.462563	0.40647	3.60	2
Brk-25	56	1641.6	1364	0.348	1.965836	0.533742	3.68	2
Brk-25	36	1486.5	1200	0.331	1.890629	0.494768	3.82	3
Brk-25	40	1490.5	1780	0.363	2.198803	0.569859	3.86	3
Brk-25	58	1643.6	1990	0.354	2.354261	0.547988	4.30	3
Brk-25	17	1592.6	2409	0.368	2.540529	0.582278	4.36	3
Brk-25	25	1601.3	3046	0.378	2.818699	0.607717	4.64	3
Brk-25	38	1623.8	4509	0.407	3.305008	0.686341	4.82	3
Brk-25	37	1487.5	1310	0.299	2.078403	0.426534	4.87	3
Brk-25	57	1642.9	2564	0.345	2.706943	0.526718	5.14	3
Brk-25	43	1628.5	4499	0.384	3.398772	0.623377	5.45	3
Brk-25	18	1594.5	2523	0.333	2.733167	0.49925	5.47	3
Brk-25	52	1637.2	3206	0.352	2.996678	0.54321	5.52	3
Brk-25	44	1629.3	4330	0.368	3.40604	0.582278	5.85	3
Brk-25	39	1489.5	4850	0.375	3.570959	0.6	5.95	3
Brk-25	11	1582.5	2652	0.323	2.845215	0.477105	5.96	3
Brk-25	47	1632.9	4469	0.366	3.469719	0.577287	6.01	3
Brk-25	46	1631.9	4552	0.367	3.497017	0.579779	6.03	3

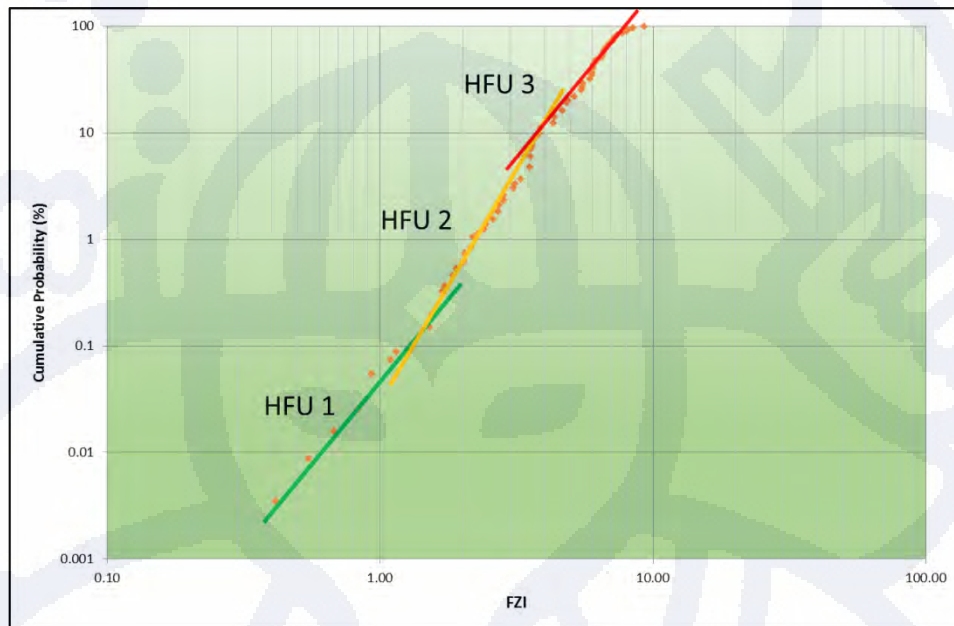
Tabel III.4 Hasil perhitungan FZI pada sumur G-31.

Well	Sample	Depth (ft)	Kair	Porosity	rqi	phiz	FZI	RRT
Brk-31	5	1576.2	60	0.245	0.49138538	0.324503	1.51	2
Brk-31	54	1516.5	76	0.258	0.538922842	0.347709	1.55	2
Brk-31	50	1512.5	182	0.311	0.759600335	0.451379	1.68	2
Brk-31	40	1625.3	60	0.228	0.509375262	0.295337	1.72	2
Brk-31	13	1459.5	124	0.268	0.67541872	0.36612	1.84	2
Brk-31	14	1460.5	108	0.254	0.64747748	0.340483	1.90	2
Brk-31	46	1508.5	125	0.255	0.695207685	0.342282	2.03	2
Brk-31	47	1509.5	181	0.281	0.796921925	0.390821	2.04	2
Brk-31	45	1507.5	321	0.314	1.003962151	0.457726	2.19	2
Brk-31	12	1458.5	197	0.261	0.862665654	0.35318	2.44	2
Brk-31	29	1479.5	399	0.298	1.148968081	0.424501	2.71	2
Brk-31	49	1511.5	407	0.298	1.160429393	0.424501	2.73	2
Brk-31	33	1483.5	340	0.279	1.09614247	0.386963	2.83	2
Brk-31	48	1510.5	346	0.28	1.103795659	0.388889	2.84	2
Brk-31	37	1613.3	625	0.313	1.403128636	0.455604	3.08	2
Brk-31	53	1515.5	457	0.287	1.252987677	0.402525	3.11	2
Brk-31	41	1491.5	2150	0.302	2.649387034	0.432665	6.12	3
Brk-31	24	1600.7	3741	0.347	3.260309015	0.531394	6.14	3
Brk-31	16	1587	3243	0.33	3.112763695	0.492537	6.32	3
Brk-31	34	1484.5	2300	0.298	2.758579053	0.424501	6.50	3
Brk-31	52	1514.5	3540	0.332	3.242367497	0.497006	6.52	3
Brk-31	54	1639.3	3734	0.335	3.315082962	0.503759	6.58	3
Brk-31	39	1624.2	5046	0.359	3.722682921	0.560062	6.65	3
Brk-31	15	1586	3619	0.33	3.28826621	0.492537	6.68	3
Brk-31	42	1627.3	6161	0.371	4.046395208	0.589825	6.86	3
Brk-31	35	1485.5	3860	0.329	3.401146597	0.490313	6.94	3
Brk-31	48	1633.9	5800	0.359	3.991135023	0.560062	7.13	3
Brk-31	49	1634.9	5302	0.35	3.864697334	0.538462	7.18	3
Brk-31	41	1626.4	7650	0.377	4.472905167	0.605136	7.39	3
Brk-31	32	1608.6	6745	0.358	4.310018276	0.557632	7.73	3
Brk-31	12	1583.2	5436	0.334	4.005863427	0.501502	7.99	3
Brk-31	50	1635.5	3103	0.287	3.26497295	0.402525	8.11	3
Brk-31	13	1584.4	4444	0.309	3.765628164	0.447178	8.42	3
Brk-31	23	1599.4	6181	0.32	4.363992853	0.470588	9.27	3

Tabel III.5 Hasil perhitungan FZI pada sumur G-43.

Well	Sample	Depth (ft)	Kair	Porosity	rqi	phiz	FZI	RRT
Brk-43	115	1621.3	147	0.258	0.749511779	0.347709	2.16	2
Brk-43	113	1619.2	105	0.228	0.673840134	0.295337	2.28	2
Brk-43	116	1622.1	157	0.248	0.790048284	0.329787	2.40	2
Brk-43	114	1620.1	247	0.269	0.951485085	0.367989	2.59	2

Nilai probabilitas dan nilai FZI pada masing - masing reservoir diplotkan bersama. Semua sampel dengan nilai FZI yang serupa akan terletak pada satu garis lurus dengan *slope* tertentu, dan sampel dengan nilai FZI yang berbeda akan terletak pada garis - garis lurus paralel lain. Sampel - sampel yang terletak pada satu garis lurus memiliki atribut geometri pori yang serupa sehingga merepresentasikan unit aliran hidrolik / *hydraulic flow unit* (HFU) (Amaefule dkk., 1993). Dari hasil plot ini dapat diidentifikasi jumlah *rock type* yang ada yaitu tiga buah *rock type* yang dihasilkan (Gambar III.28).

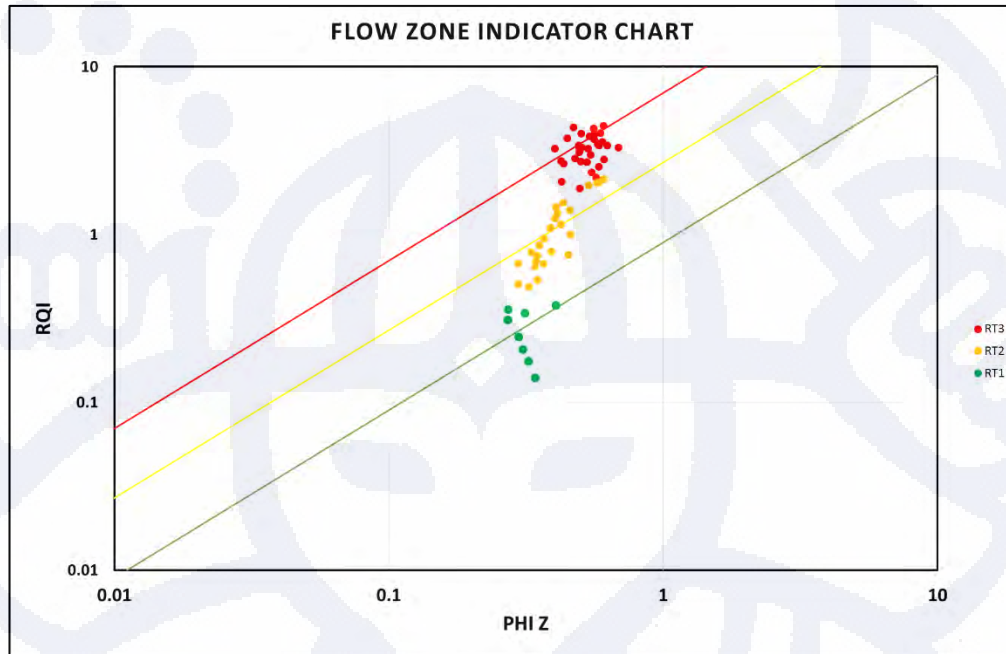


Gambar III.28. Plot silang antara nilai FZI dan probabilitas kumulatif untuk menentukan jumlah *Rock Type* pada zona 1440 dan zona 1460.

Berdasarkan plot silang antara nilai FZI dan probabilitas kumulatif, terlihat adanya 3 jenis RT, yaitu RT 1 ($FZI = 0.41 - 1.32$), RT 2 ($FZI = 1.51 - 3.68$), RT 3 ($FZI = 3.82 - 9.27$). Hal ini mengindikasikan bahwa RT 3 mempunyai ukuran *pore throat* yang terbesar dan RT 1 memiliki *pore throat* yang terkecil, dan dapat disimpulkan bahwa RT 3 memiliki kapasitas untuk melewati fluida paling baik dan sebaliknya RT 1 memiliki kapasitas untuk melewati fluida paling buruk.

III.4.3 Validasi *Rock Type*

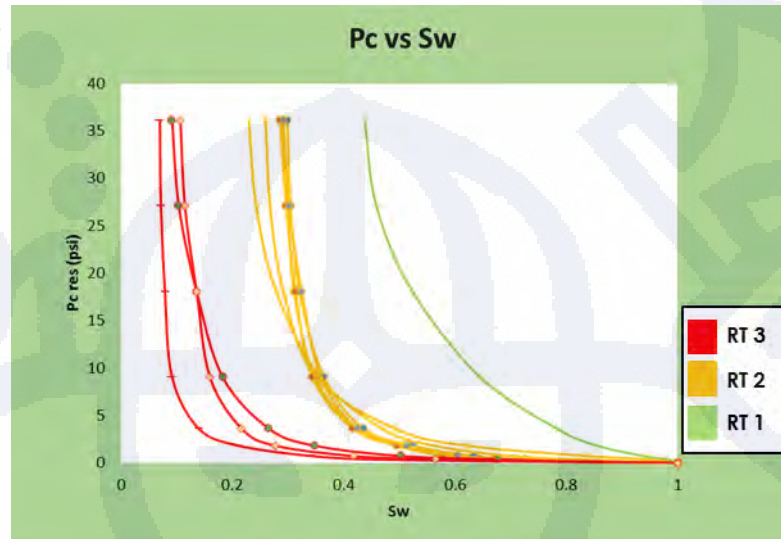
Setelah tiga *rock type* teridentifikasi, maka langkah selanjutnya adalah melakukan pembuktian validasi dari pembagian tersebut. Cara pertama untuk melakukan validasi adalah dengan mengamati antara garis FZI rata-rata dengan sebaran data plot silang antara normalized porosity (ϕ_z) dan rock quality index (RQI) (Gambar III.29). Setiap RT akan dapat dikarakterisasikan oleh nilai FZI rata-rata yang berbeda dan akan mengikuti pola dari tiap garis FZI rata-rata.



Gambar III.29 Plot antara Φz dan RQI sebagai validasi dari ketiga *Rock Type*.

Alat validasi RT yang kedua adalah *mercury injection capillary pressure* (MICP). Tekanan kapiler dari MICP merupakan teknik yang efektif untuk menguantifikasi geometri pori khususnya ukuran pori dan ukuran pore throat (Rushing dkk., 2008). Merkuri adalah fluida bersifat *non-wetting* yang nyaris sempurna. Fluida ini akan memasuki ruang pori batuan saat diberi tekanan sampai memenuhi semua ruang pori batuan. Saat tekanan yang diberikan cukup maka fluida merkuri akan memenuhi pori yang berukuran lebih besar terlebih dahulu dan kemudian baru diikuti oleh pori yang berukuran lebih kecil.

Data MICP berdasarkan laporan internal perusahaan yang tersedia berjumlah sepuluh sampel yang diambil dari sumur G-25, G-31, dan G-43, yang mempunyai penyebaran sampel pada RT 1 sampai dengan RT 3.



Gambar III.30. Kurva tekanan kapiler (P_c) hasil analisis MICP pada reservoir interval 1440 dan 1460.

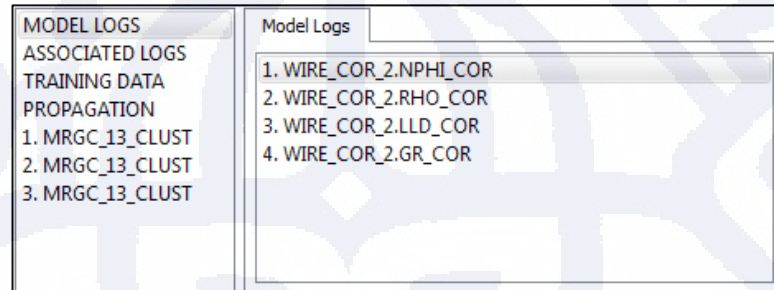
Data tekanan kapiler hasil analisis MICP diplot terhadap saturasi *wetting* phase (dianggap sebagai saturasi air) dan diberi warna yang berbeda untuk tiap sampel (Gambar III.30). Dari profil tersebut terlihat bahwa tiap RT memiliki profil tekanan kapiler yang berbeda-beda. Sampel yang mewakili RT 3 (berwarna merah) memiliki sifat aliran yang paling baik sedangkan sampel yang mewakili RT 1 (berwarna hijau) memiliki sifat aliran yang paling buruk.

III.4.4 Prediksi *Rock Type* (RT)

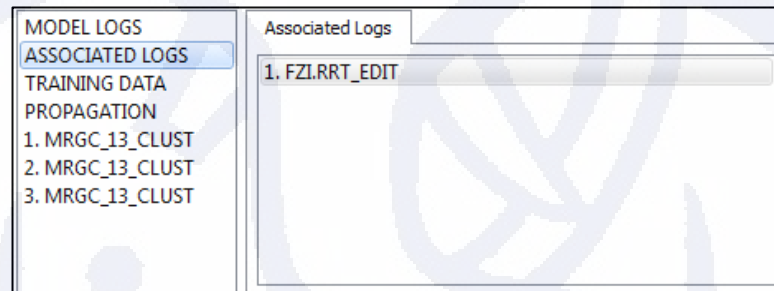
Pada Lapangan Giuni terdapat tiga sumur dengan data batuan inti yaitu sumur G-25, G-31, dan G-43 dengan panjang batuan inti yang mencakup sebagian interval Formasi Bekasap. Adanya keterbatasan data batuan inti menjadi suatu kendala untuk memprediksi penyebaran RT secara vertikal dan horisontal guna mencapai keberhasilan dalam karakterisasi dan pemodelan reservoir.

Untuk menyelesaikan persoalan tersebut di atas, maka digunakan metode *Multi-Resolution Graph-Based Clustering* (MRGC) untuk memprediksi penyebaran RT pada interval sumur tanpa batuan inti dengan log listrik sebagai data masukan utamanya. Beberapa log yang akan digunakan dalam pembuatan prediksi *reservoir rock type* dengan menggunakan modul MRGC yaitu log neutron, sinar gamma, densitas, (Gambar III.31). Log tersebut dipilih

dikarenakan ketiga log tersebut terdapat di hampir semua sumur yang ada dalam daerah penelitian.



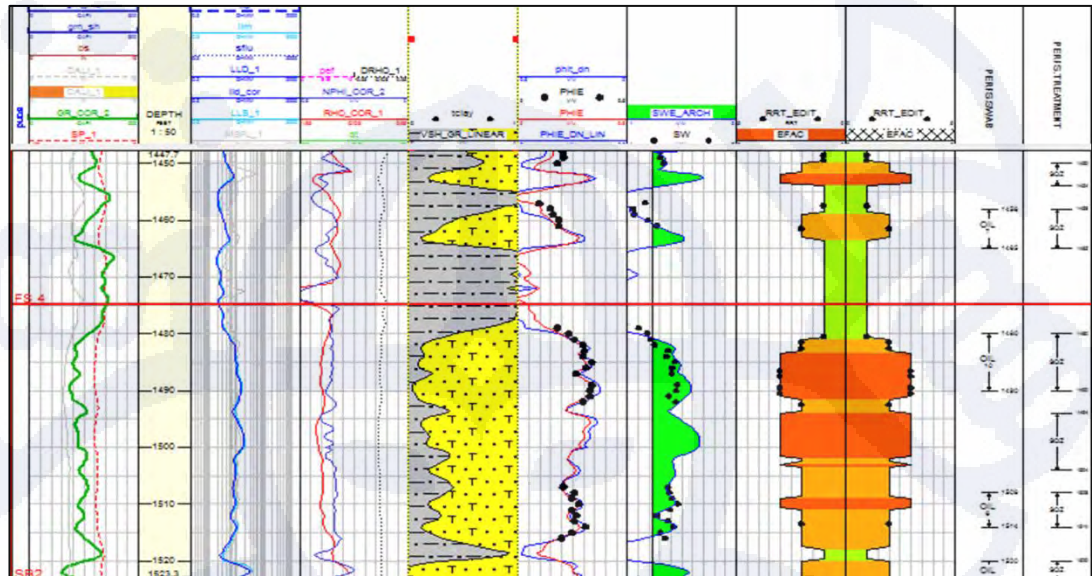
Gambar III.31. Parameter input data sumur yang digunakan dalam penyebaran data RRT menggunakan modul MRGC.



Gambar III.32. Tampilan *model associated log*.

Sedangkan untuk kontrol log yang digunakan adalah log *discrete* hasil penentuan RT yang telah di analisis (dalam contoh ini memiliki nama berkas: RT_GIUNI_2_25) (Gambar III.32).

Hasil propagasi selanjutnya ditampilkan dalam *layout* sebagai berikut (hasil MRGC dengan metode FZI dengan titik hitam adalah nilai clustering *reservoir rock type* berdasarkan data batuan inti (Gambar III.33). Untuk hasil propagasi di sumur lain dapat dilihat di Lampiran-K s/d Lampiran-AA.



Gambar III.33. Hasil perhitungan RT pada interval batuan inti (kotak merah), pada gambar diatas ditunjukkan bahwa nilai RT batuan inti (titik hitam) memiliki nilai yang hampir sama dengan RT hasil perhitungan MRGC.

III.4.5 Deskripsi Reservoir *Rock Type* (RT)

Berdasarkan hasil analisis deskripsi batuan inti dan pengelompokan *rock type* dapat disimpulkan bahwa pengelompokan RT pada batupasir Formasi Bekasap di Lapangan Giuni ini sangat berhubungan erat dengan asosiasi fasies yang berkembang, jadi nantinya akan ada pengelompokan beberapa RT ke dalam beberapa asosiasi fasies (Tabel III.6).

Deskripsi dari kedua RT yang telah dikelompokkan berdasarkan asosiasi fasies yang berkembang, yaitu:

1. Asosiasi fasies *Fluvial - Tidal Channel*

Pada fasies *fluvial - tidal channel* ini terdiri dari RT-II dan RT-III yang merupakan kelompok batuan dengan sifat aliran sangat baik. *Rock type* ini memiliki porositas yang berkisar antara 28-40% dengan rata-rata 31.9% dan permeabilitas yang berkisar antara 1200-7650 mD dengan rata-rata 3880.7 mD. Fasies ini memiliki tipe porositas intergranular dengan butiran pasir sangat kasar - gravel.

2. Asosiasi Fasies *Tidal Sandbar*



Fasies *Tidal Sandbar* ini terdiri dari RT-I dan RT-II yang merupakan kelompok

batuan dengan sifat aliran baik. *Rock type* ini memiliki porositas yang lebih kecil dari fasies *fluvial - tidal channel* dengan nilai berkisar antara 22-38% dengan rata-rata 28% dan permeabilitas yang besar berkisar antara 60-1750 mD dengan rata-rata 474 mD. Fasies ini memiliki butiran pasir halus – sangat halus dengan sisipan batulempung.

3. Asosiasi Fasies *Floodplain*

Fasies *Floodplain* ini terdiri hanya RT-I yang merupakan kelompok batuan dengan sifat aliran buruk. *Rock type* ini memiliki porositas yang kecil berkisar antara 0-10% dengan rata-rata 3% dan permeabilitas yang besar berkisar antara 3-28 mD dengan rata-rata 16.7 mD. Fasies ini memiliki ciri litologi batulempung yang mengalami bioturbasi disertai dengan sisipan batupasir sangat-halus – halus.

Tabel III.6 Karakteristik *Rocktype* pada Lapangan Giuni berdasarkan asosiasi fasies yang berkembang pada interval 1440 dan 1460.

KARAKTERISTIK BATUPASIR LAPANGAN GIUNI					
No	Rock Type	Property	Fasies	Litofasies	FOTO
1	I	Porositas : 0 % - 10 % Perm : 3 - 28 mD Avg perm : ± 16.27 mD	<i>Tidal Sand Bar, Floodplain</i>	Batulempung, bioturbasi Batupasir halus - sangat halus	
2	II	Porositas : 22 % - 38 % Perm : 60 - 1750 mD Avg perm : ± 474.3 mD	<i>Fluvial Tidal Channel, Tidal Sand Bar</i>	Batupasir, sangat halus - halus, glaukonitik	
3	III	Porositas : 28 % - 40 % Perm : 1200 - 7650 mD Avg perm : ± 3880.7 mD	<i>Fluvial Tidal Channel</i>	Batupasir, medium - gravel, glaukonitik	