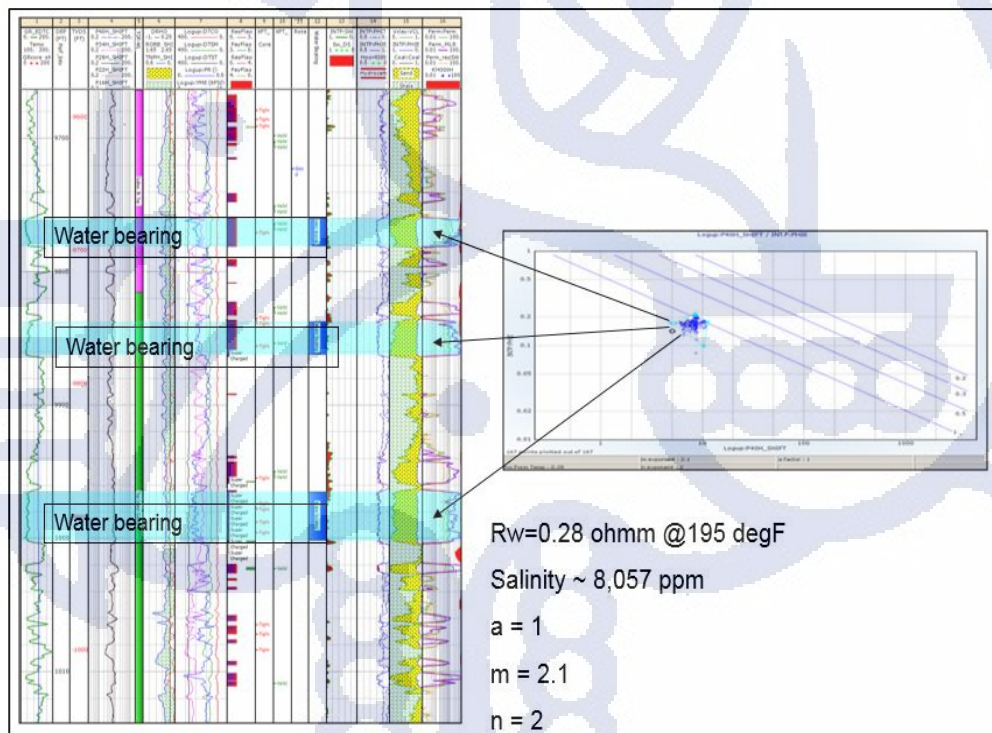
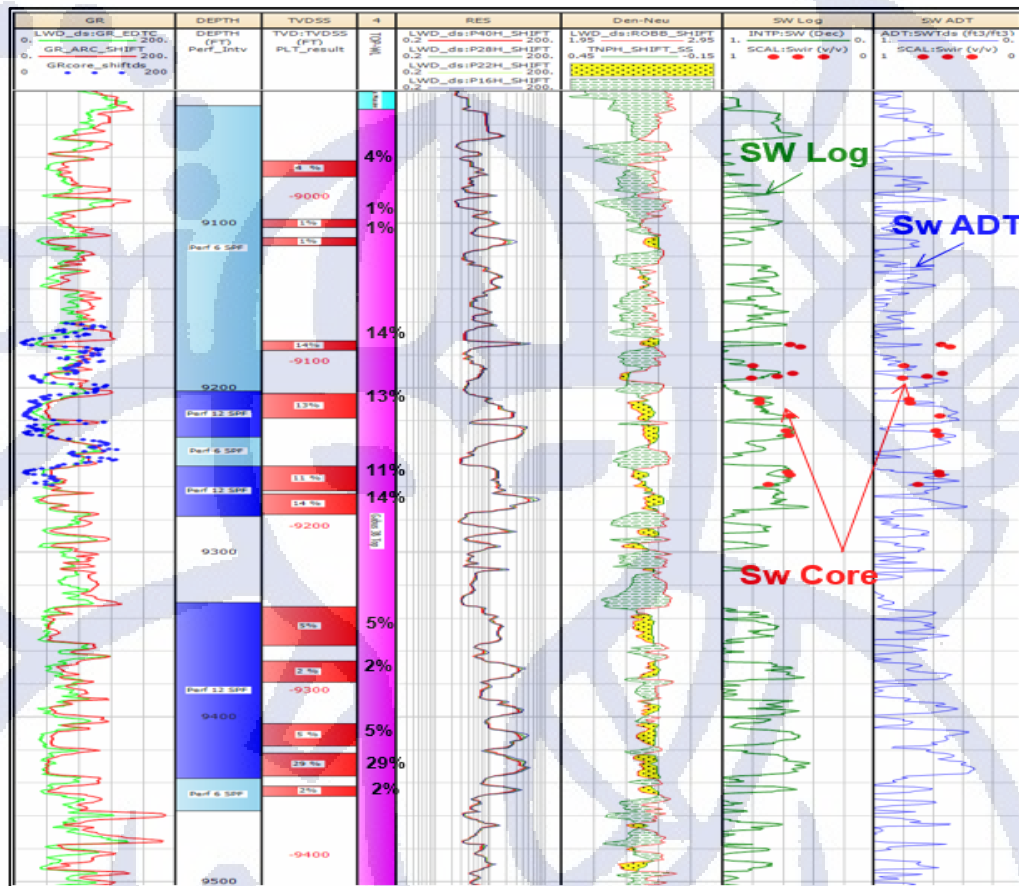


Saturasi Air (S_w), perhitungan saturasi air menggunakan persamaan saturasi model shaly sand yaitu persamaan *Indonesian* dan *Simandoux* dimana sudah memperhitungkan efek penambahan konduktivitas di clay di zona shaly sand.

Untuk zona Gabus 3B, parameter input yang dipakai adalah *water resistivity* (R_w) yang di ambil dari teknik *Picket plot* yaitu sekitar 0.28 Ohmm pada temperatur formasi yang ekivalen terhadap salinitas 8,057 ppm. Nilai tutoursity index “a” =1, *cementation exponent* $m = 2.1$ dan saturation exponent $n = 2$ diperoleh dari *Picket plot* pada zona air (*water bearing*). Salinitas air yang digunakan juga di validasi terhadap pengukuran *Dielectric Scanner* (ADT) dimana dari hasil pengukuran secara langsung diperoleh salinitas air sikitar 8000 – 10.000 ppm. Hasil perhitungan S_w dapat dilihat seperti pada gambar IV.11 berikut:



Gambar IV.10 Perkiraan Saturasi Air Formasi (R_w) sumur MF-3



Gambar IV.11 Hasil Perhitungan Saturasi Air (Sw) Sumur MF-3

Identifikasi adanya *micro fracture* tidak ditemukan pada analisa log *image* diantaranya *OBMI*, *Sonic Scanner* dan *CT Scan* dikarenakan resolusi *image* yang dihasilkan oleh log *Image* kurang baik. Hasil analisa *OBMI* ditampilkan pada lampiran G, dan *CT Scan* pada lampiran C. Biasanya log *image* di lakukan untuk mengidentifikasi adanya *macro fracture*. Satu satunya metoda yang dapat mengidentifikasi adanya *micro fracture* di formasi Gabus 3B ini adalah analisa *thin section* dan metode *rock typing* dengan menggunakan metode PGS. Hasil analisa *Thin Section* dapat dilihat pada lampiran F dan *rock typing* PGS pada gambar IV.12 dan IV.13.

IV.5 Prediksi Permeabilitas Metode Regresi *Multilinier* dan Empiris

Perhitungan permeabilitas dengan menggunakan metode *multi linier regression* (MLR) menggunakan data log sumur. Untuk mendapatkan hasil prediksi permeabilitas yang paling baik, maka harus memberikan nilai kesalahan (*error*)

terkecil. Data log yang digunakan antara lain RHOB, dan GR. *Multi Linier Regression* (MLR) dari RCA (porositas dan perm) dan GR menghasilkan persamaan permeabilitas sebagai berikut:

$$K = 10^{(4.06908832 - 0.93763023 * \text{Log}(\text{GR}) + 2.74170108 * \text{Log}(\phi))^{2.9}} \quad \text{IV.1}$$

Dimana:

Konstanta = 4.06908832

Koefisien GR = -0.93763023

Koefisien Porositas = 2.7417010

Perhitungan permeabilitas dengan metode empiris menggunakan persamaan *Modified Timur*. Persamaan *Timur* sering digunakan di lapangan Blok B karena hasilnya mendekati dengan nilai core pada formasi *shaly sand*. Berikut adalah persamaan *Timur*.

$$\text{Timur equation } K = a \left(\frac{\phi^b}{S_w^c} \right) \quad \text{IV.2}$$

Dimana:

K = Permeabilitas, mD

Phie = Effective porositas, frac

Sw = Water saturation (fraction)

'a' constant = 8581

'b' constant = 4.4

'c' constant = 3.1

IV.6 Metode *Pore Geometri Structure* (PGS)

IV.6.1 *Rock Typing PGS*

Hubungan antara karakteristik fisik geologi batuan dengan arsitektur pori digambarkan oleh plot antara geometri pori, $\sqrt{k/\phi}$ terhadap struktur pori, k/ϕ^3 pada keseluruhan sampel batuan pada kurva log-log *PGS* yang telah disediakan. Titik-titik dari data anggota satu kelompok batuan tertentu ditandai oleh simbol bulat berwarna sama. Sedangkan sampel-sampel batuan yang memiliki data *SCAL* ditandai oleh simbol segitiga. Hasil plot antara geometri pori terhadap struktur pori pada kurva log-log *PGS* ditunjukkan oleh gambar IV.12 – IV.13.

Pembagian *rock type* dengan metode *PGS* awalnya dilakukan dengan membuat plot antara parameter geometri pori, $\sqrt{k/\phi}$ dan parameter struktur pori k/ϕ^3 .

Dalam hal

Ini $\sqrt{k/\phi}$ yang merupakan *variable* terikat dan k/ϕ^3 yang merupakan variabel bebas. Persamaan umum hubungan antara geometri pori dengan struktur pori dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\sqrt{k/\phi} = a \times (k/\phi^3)^b \dots\dots\dots \text{IV.3}$$

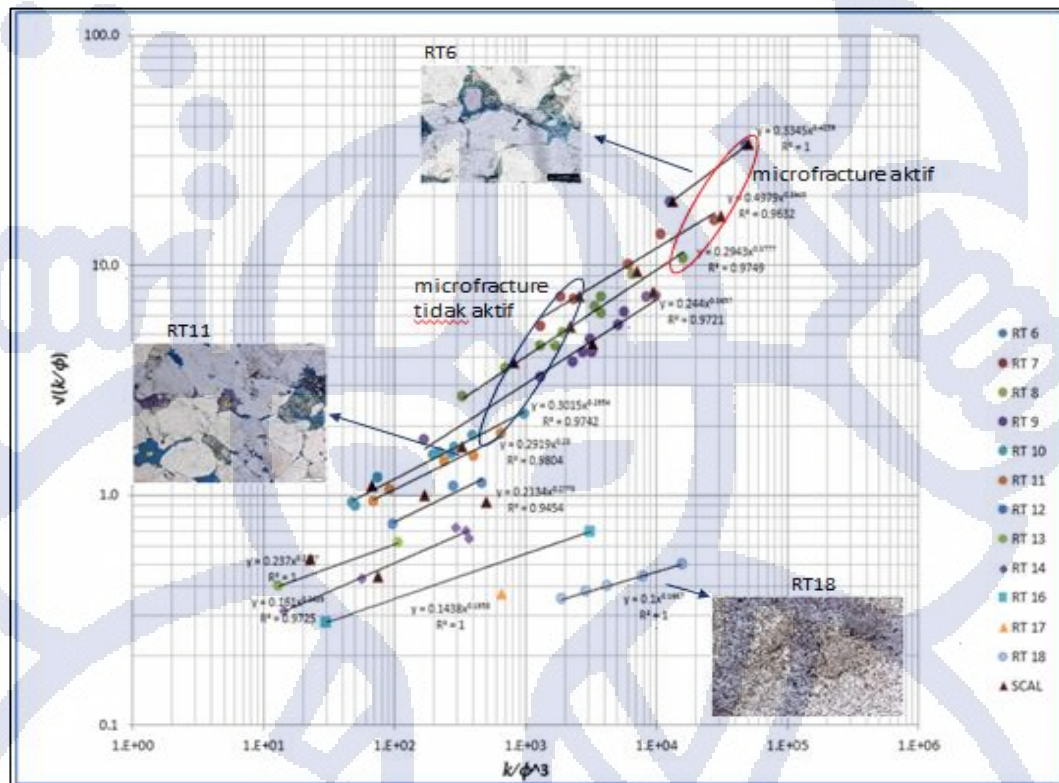
Nilai eksponen dari struktur pori (b) bernilai 0.5 hanya untuk model pipa silender (*Poiseuille's Law*) oleh karena itu eksponen struktur pori batuan berpori alamiah akan mengalami deviasi dari model idealnya.

Berdasarkan *rock type curve* sampel core Lapangan MF terbagi menjadi 12 rock types (Gambar IV.12). Keduabelas rock types curve (RT-6 sampai RT-18) ini menunjukkan bahwa semakin ke atas posisi kelompok data maka geometri porinya semakin baik. Sedangkan semakin ke kanan posisi titik data menunjukkan struktur pori yang semakin baik. Gambar IV.12 menunjukkan RT-6 memiliki geometri pori yang paling baik. Sedangkan RT-18 memiliki geometri pori yang paling jelek. Dari segi porositas dan permeabilitas. RT-6 memiliki nilai porositas dan permeabilitas terbesar sedangkan RT-18 memiliki nilai porositas dan permeabilitas terkecil.

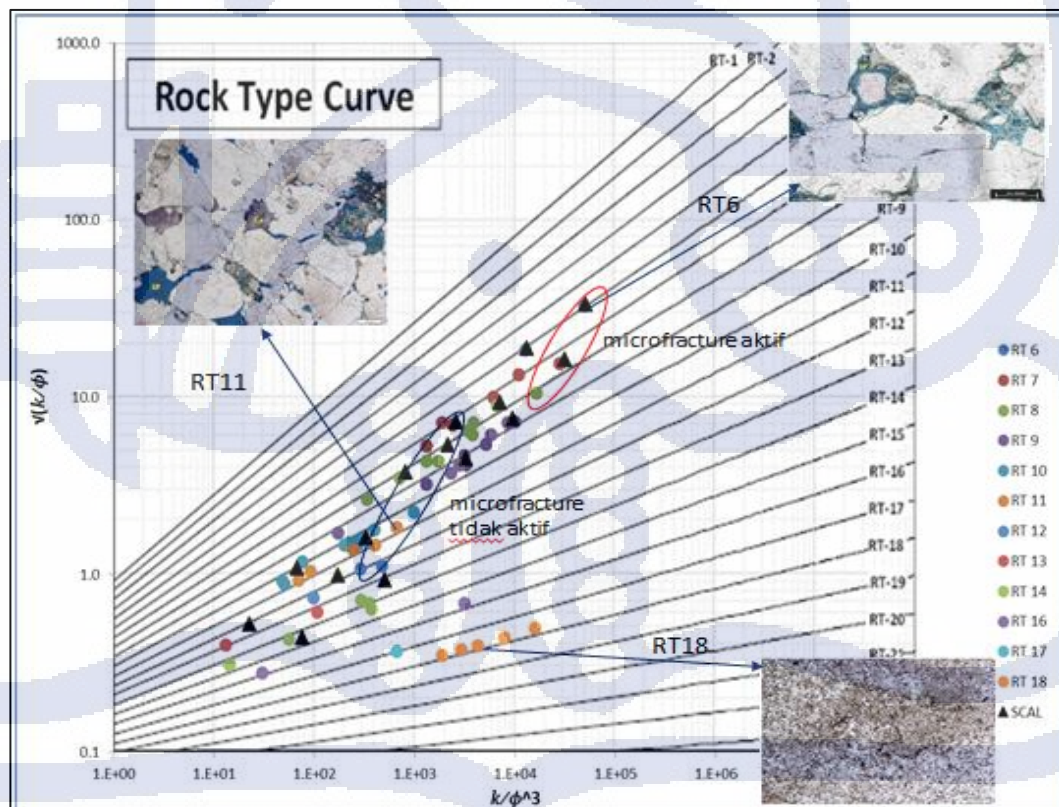
Hubungan $\sqrt{k/\phi}$, dan k/ϕ^3 , untuk tiap rock type ditentukan dengan meregresi data untuk masing-masing *rock type* seperti yang terlihat pada Gambar IV.12.

Hubungan $\sqrt{k/\phi}$, dan k/ϕ^3 , dan kareakter geologi yang dominan untuk tiap *rock type* dirangkum dalam tabel 4.1.

Adanya *micro fracture* dapat diidentifikasi dari hasil analisa *rock type* dengan metoda *PGS* ini yang dicirikan oleh kelompok data pada RT-18, hal ini dikarenakan kelompok data RT-18 agak menjauh atau menyimpang terhadap kumpulan data yang lain. *Micro fracture* ini dapat dilihat pada gambar IV.12 dan IV.13.



Gambar IV.12 Plot Hubungan Hubungan $\sqrt{k/\phi}$, dan k/ϕ^3



Gambar IV.13 Rock Type Curve PGS Sumur MF-3

Tabel IV.1 Hubungan $\sqrt{k/\phi}$, dan k/ϕ^3 dan Deskripsi Geologi untuk tiap Rock

RT	Persamaan Rock Type	Deskripsi Geologi
6	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.4886x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.382}$	Cgl, lt ol gy, c-gran , subang-subround, mod srt, qtz
7	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.4314x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.365}$	Cgl, lt ol gy, m-gran, poor srt , subang-subround, qtz
8	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.3809x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.345}$	Sst, lt ol gy, c-vc, wel srt , subang, poor qtz , cgl
9	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.3363x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.325}$	Cgl, med dk gy , m-gran, subang-subround, poor srt, qtz
10	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.2969x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.305}$	Sst, med gy, c-vc, wel srt, ang , qtz, cgl
11	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.2621x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.285}$	Sst, lt ol gy, m-vc , wel srt, subang, qtz
12	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.2314x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.265}$	Sst, lt ol gy, f-m , wel srt, ang, qtz
13	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.2043x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.245}$	Sst, med gy , c-vc, wel srt, ang, qtz, cgl
14	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.1804x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.225}$	Sst, lt ol gy, m-gran, subang-subround, mod srt , qtz, calc cmt, lam
16	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.1406x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.185}$	Sst, med gy, m-c, mod srt, ang-subang, qtz, lam, frac, cmt d
17	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.1242x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.165}$	Sst, lt gy , m-c, wel srt, ang, qtz, cmt d
18	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.1096x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.145}$	Sst, med gy, vf-f, wel srt, ang, qtz, lam , cmt d

Fungsi korelasi Pc tidak berdimensi disebut “Kurva *J-function*” (Leverett, 1941).

Tekanan kapiler dari data SCAL sistem gas-air dan udara –air digunakan dalam pembuatan kurva *J-function* dengan memasukkan data-data tersebut ke dalam persamaan berikut:

$$J(S_w) = \frac{P_c(S_w)}{\cos\theta\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \dots\dots\dots \text{IV.4}$$

$$(P_c)_R = \frac{\sigma_R \times (\cos(\theta_R))}{\sigma_L \times (\cos(\theta_L))} \times (P_c)_L \dots\dots\dots \text{IV.5}$$

Untuk Tegangan antar muka (σ) dan sudut kontak (Θ) menggunakan acual seperti berikut:

Tabel IV.2 Nilai Tegangan antar muka dan sudut kontak

System	Tegangan antar-muka (σ)	Sudut kontak (θ)	$\sigma \times \cos(\theta)$
Laboratorium			
Minyak - Air	48	30	48
Udara - Air	72	0	72
Udara - Minyak	24	0	24
Udara - Merkuri	480	140	-367
Reservoir			
Minyak - Air	30	30	26
Gas - Air	50	0	50
Gas - Minyak	13	0	13

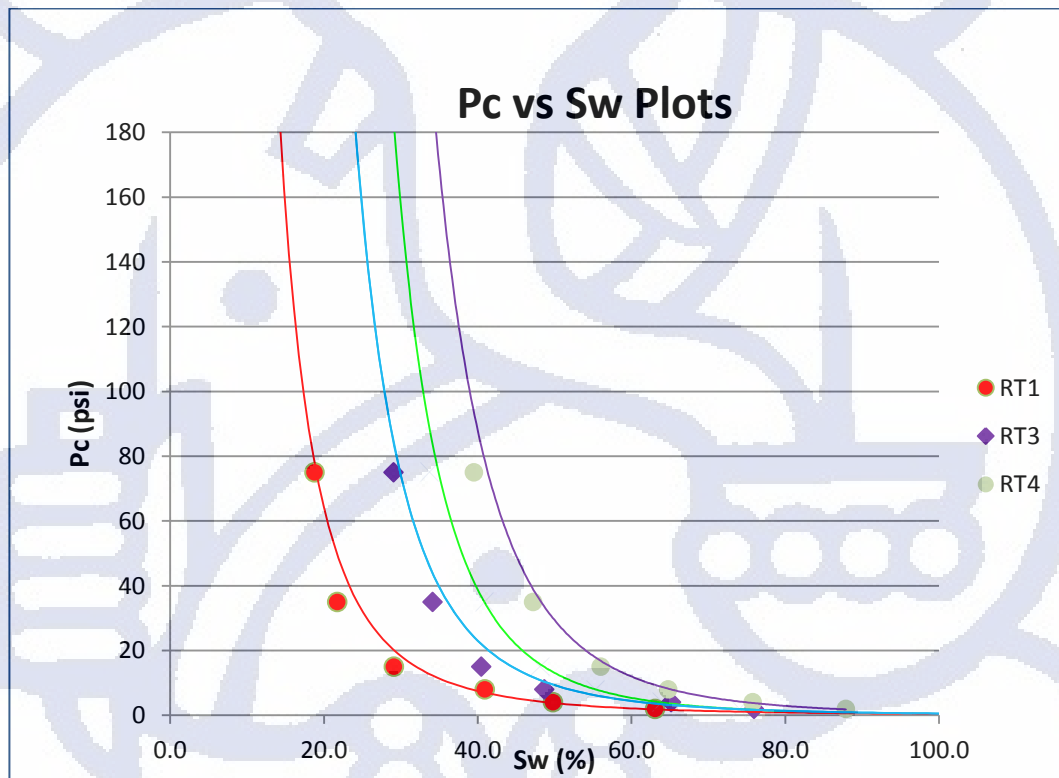
Saturasi air *irreducible* pada kondisi $(P_c)L$ (sistem udara – brine) = 50 psia berdasarkan observasi produksi lapangan minyak (Timur, 1969). Sedangkan menurut Romero dkk. (2002) menyatakan bahwa kondisi saturasi air *irreducible* di dapat pada $(P_c)L = 100$ psia berdasarkan kurva *drainage* tekanan kapiler hasil pengukuran *porous plate* (sistem udara – brine) terhadap 42 sampel batuan reservoir pasir. Berdasarkan kedua pendapat tersebut, penelitian ini mengasumsikan saturasi air *irreducible* dari kurva *drainage* tekanan kapiler (sistem udara – brine) pada harga $P_c = 77$ psia.

Rock type akan memiliki hubungan permeabilitas, porositas, profil tekanan kapiler (p_c) atau *J-function* dan kurva permeabilitas relatif masing-masing (Amaefule dkk. 1993). Data SCAL sumur MF-3 berjumlah lima belas sampel yang dilakukan pengukuran P_c seperti disajikan dalam Tabel IV.3

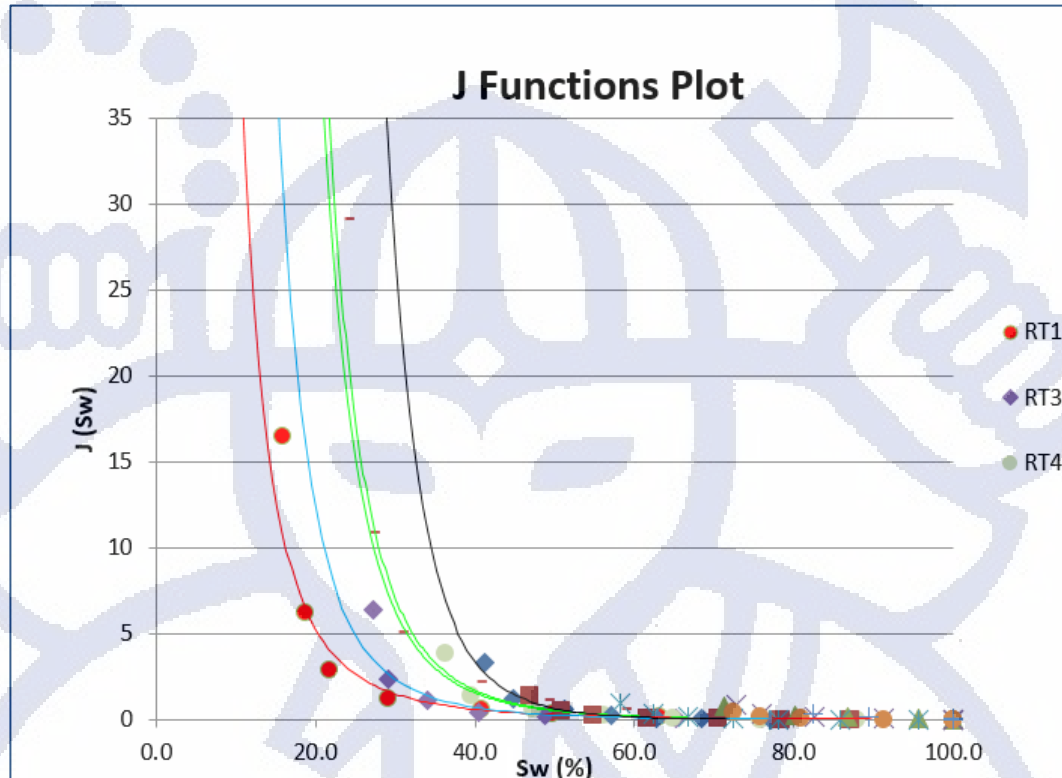
Hubungan antara nilai S_w pada tekanan P_c serta S_w terhadap *J-function* yang bervariasi dari 0-200 psi dengan menggunakan lima belas sampel data SCAL ditunjukkan pada Gambar IV.17 dan IV.18

Tabel IV.3 Data Pc sumur MF-3

AIR-BRINE CAPILLARY PRESSURE BY POROUS PLATE AT NOB CONDITIONS											
				Pressure <i>psi</i>	0	2	4	8	15	35	75
				HAFWL <i>ft</i>	0.0	5.5	11.0	22.0	41.2	96.2	206.0
Sample ID	Depth Shifted <i>ft</i>	Horizontal									
		Permeability to Air <i>md</i>	Helium Porosity %								
112	9173.30	25.0	9.3	100.0	85.7	74.9	62.4	52.6	44.5	37.3	32.0
114	9174.90	169	15.0	100	68.4	58.7	48.9	40.4	30.7	27.1	23.8
128	9186.30	0.037	4.2	100	100.0	100.0	100.0	95.6	86.7	80.1	71.3
133	9190.80	60.2	16.6	100	63.1	49.8	40.9	29.1	21.7	18.8	15.8
136	9193.20	1.95	13.4	100	77.1	68.5	62.7	57.0	51.3	44.8	41.3
137	9194.00	0.031	11.1	100	100.0	100.0	100.0	91.4	81.0	75.8	72.4
147	9206.80	0.075	7.6	100	100.0	100.0	100.0	91.3	82.6	76.1	72.8
150	9209.20	0.162	13.4	100	95.8	85.8	78.1	72.4	66.7	62.5	58.2
158	9217.00	9.90	11.2	100	74.1	64.0	55.4	48.2	41.0	33.8	29.4
167	9226.00	1.64	8.0	100	87.9	75.8	64.8	56.0	47.2	39.5	36.2
170	9229.00	4.62	7.9	100	82.3	73.4	64.5	56.7	49.0	43.4	37.9
189	9249.00	0.010	5.1	100	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	89.5	82.4
191	9251.00	3.37	11.6	100	86.1	72.2	62.4	52.7	44.4	38.8	35.3
193	9253.00	7.84	14.5	100	75.9	65.2	48.7	40.5	34.1	29.1	27.2
198	9258.60	0.239	9.0	100	87.2	78.4	70.5	61.7	54.8	50.9	46.9



Gambar IV.14 Kurva Pc (Capillary Pressure) PGS



Gambar IV.15 Kurva *J-function* vs Sw PGS

korelasi tunggal dalam kurva *J-function*, *tortousity* dan *irreducible water saturation* memiliki nilai yang sama untuk formasi yang berbeda. Hal ini ditunjukkan oleh persamaan El-Khatib (1995) berikut ini:

$$\tau = \frac{1}{2} \int_0^1 \frac{dSw}{J^2(Sw)} \dots \dots \dots \text{IV.6}$$

Sampel *SCAL* dengan kemiripan bentuk kurva *J-function* memiliki kemiripan geometri pori dan struktur pori, namun juga memiliki kemiripan fitur-fitur geologi pada skala mikroskopik. Berdasarkan penelitian perbandingan model *rock typing* ini menunjukkan bahwa hasil pengelompokan batuan dengan menggunakan model *J-function* sama dengan hasil pengelompokan batuan menggunakan model *rock typing*, terbukti plot pada *Rock Type Curve* dan kurva *J-function* menghasilkan empat *rock type*. *Tortousity* merupakan fungsi dari nilai J. Hal ini menjelaskan bahwa untuk suatu kurva J tertentu mempresentasikan tidak hanya geometri pori, tetapi juga struktur pori dimana dalam kurva PGC atau *Rock Type Curve* dinyatakan dalam C atau $(\frac{k}{\phi^3})$.

IV.6.2 Prediksi Permeabilitas PGS

Hubungan antara permeabilitas, porositas dan saturasi air *irreducible* masing-masing kelompok batuan (gambar IV.13) memberikan persamaan permeabilitas yang berbeda-beda (Tabel IV.2) dan sangat dipengaruhi oleh karakteristik arsitektur pori-porinya. Dengan kata lain, persamaan permeabilitas untuk batuan pasir berporositas rendah tidak bersifat *universal* dan sangat dipengaruhi oleh karakteristik fisik batuan.

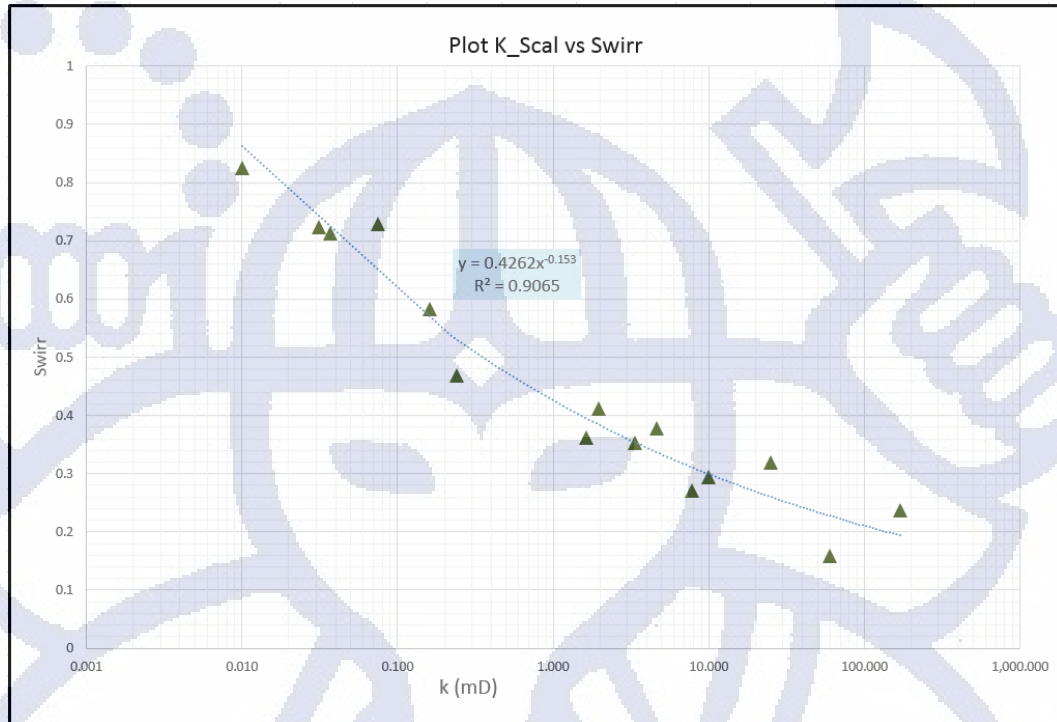
Berdasarkan persamaan hubungan $\sqrt{k/\phi}$, dan k/ϕ^3 untuk tiap *rock type*. Nilai permeabilitas terletak pada ruas kiri dan ruas kanan sehingga untuk menghitung permeabilitas nilai k pada ruas kiri disubstitusi dengan persamaan lain yang berhubungan dengan permeabilitas.

Permeabilitas berbanding lurus dengan porositas dan berbanding terbalik dengan *Irreducible water saturation*. Bentuk umum persamaan yang menghubungkan permeabilitas dengan *irreducible water saturation* adalah:

$$S_{wirr} = Mk^{-n} \dots\dots\dots \text{IV.7}$$

Berikut Gambar IV.14 yang menunjukkan plot antara *irreducible water saturation* (S_{wirr}) terhadap permeabilitas berdasarkan data *SCAL*.

Hubungan antara permeabilitas, porositas, dan saturasi air dapat diturunkan dari persamaan *rock type* dan persamaan hubungan permeabilitas dan *irreducible water saturation* dimana Permeabilitas berbanding lurus dengan porositas dan berbanding terbalik dengan *irreducible water saturation*.



Gambar IV.16 Hubungan antara S_{wirr} dan k berdasarkan Data SCAL

Persamaan yang menunjukkan hubungan antara S_{wirr} dan k disubstitusi ke dalam parameter $\sqrt{k/\phi}$, sehingga dihasilkan persamaan sebagai berikut:

$$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = \left(\frac{M}{S_w}\right)^{\frac{0.5}{n}} \dots\dots\dots \text{IV.8}$$

Setelah itu substitusi persamaan 4.3 pada persamaan 4.1, didperoleh hasil sebagai berikut:

$$\left(\frac{k}{\phi}\right)^{\frac{0.5}{n}} = a \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^b \dots\dots\dots \text{IV.9}$$

$$k = \left(\frac{M^{\frac{0.5}{n}}}{a}\right)^{\frac{1}{b}} \frac{\phi^{(a-\frac{0.5}{b})}}{Swirr^{\frac{0.5}{nb}}} \dots\dots\dots \text{IV.10}$$

Dari persamaan antara permeabilitas, porositas dan $Swirr$ diperoleh persamaan akhir sebagai berikut:

$$k = \left(\frac{M^{\frac{0.5}{n}}}{a}\right)^{\frac{1}{b}} \frac{\phi^A}{Swirr^B} \dots\dots\dots \text{IV.11}$$

Dimana.

$$A = \left(3 - \frac{0.5}{b}\right) \dots\dots\dots \text{IV.12}$$

$$B = \frac{0.5}{nb} \dots \dots \dots \text{IV.13}$$

Nilai A dan B dari persamaan *rock type*, nilai n dari hubungan k dan *Swirr* maka diperoleh nilai A dan B untuk setiap *rock type* yang tersaji pada Tabel 4.4

Tabel IV.4 Hasil Perhitungan Nilai A dan B untuk setiap *Rock Type*

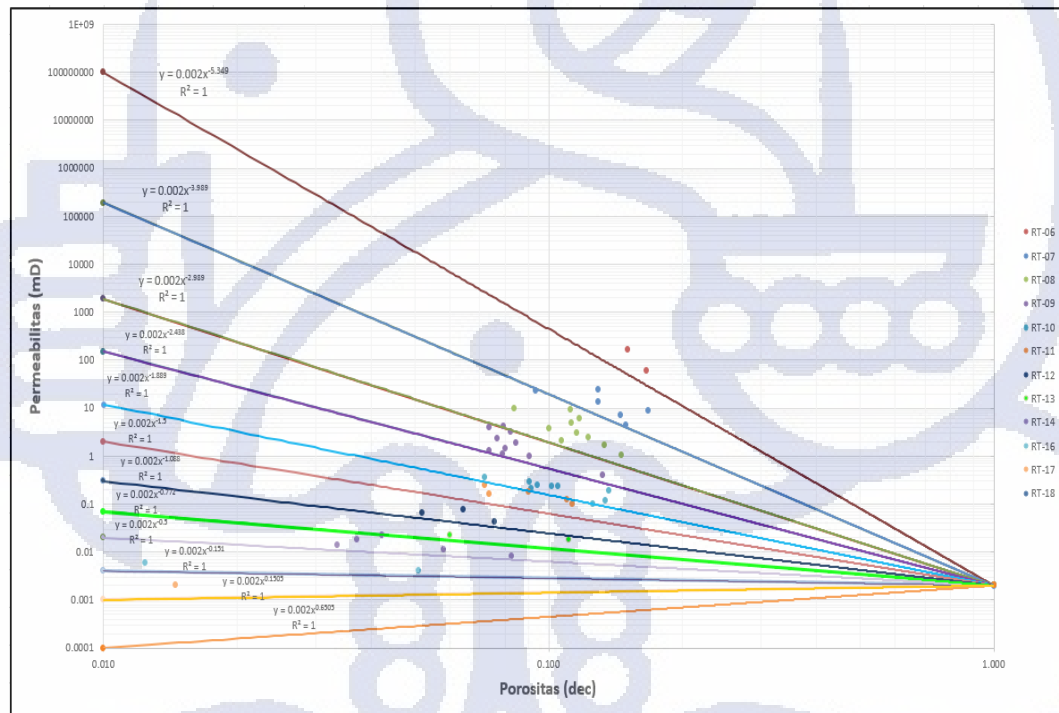
Rock Type	m	n	a	b	A	B
RT-6	0.4262	0.153	0.4886	0.385	1.701299	6.764069
RT-7	0.4262	0.153	0.4314	0.365	1.630137	7.134703
RT-8	0.4262	0.153	0.3809	0.345	1.550725	7.548309
RT-9	0.4262	0.153	0.3363	0.325	1.461538	8.012821
RT-10	0.4262	0.153	0.2969	0.305	1.360656	8.538251
RT-11	0.4262	0.153	0.2621	0.285	1.245614	9.137427
RT-12	0.4262	0.153	0.2314	0.265	1.113208	9.827044
RT-13	0.4262	0.153	0.2043	0.245	0.959184	10.62925
RT-14	0.4262	0.153	0.1804	0.225	0.777778	11.57407
RT-16	0.4262	0.153	0.1406	0.185	0.297297	14.07658
RT-17	0.4262	0.153	0.1242	0.165	-0.0303	15.78283
RT-18	0.4262	0.153	0.1096	0.145	-0.44828	17.95977

Tabel IV.5 merupakan persamaan yang diperoleh untuk setiap *rock type* dengan fungsi porositas dan *Swirr*.

Selanjutnya melakukan analisis untuk menentukan suatu batasan setiap *rock type* dalam suatu plot antara permeabilitas dan porositas. Hasil dari batasan ini dapat dilihat pada gambar IV.17.

Tabel IV.5 Hasil Substitusi persamaan permeabilitas setiap *Rock Type*

RT	Persamaan Rock Type	K vs Swirr	Hasil Substitusi
6	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.4886x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.382}$	$Swi = 0.4262 x^{-0.153}$	$k = 0.00461 \frac{\phi^{1.7012}}{Swi^{6.7640}}$
7	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.4314x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.365}$	$Swi = 0.4262 x^{-0.153}$	$k = 0.00483 \frac{\phi^{1.6301}}{Swi^{7.1347}}$
8	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.3809x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.345}$	$Swi = 0.4262 x^{-0.153}$	$k = 0.00508 \frac{\phi^{1.5507}}{Swi^{7.5483}}$
9	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.3363x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.325}$	$Swi = 0.4262 x^{-0.153}$	$k = 0.00539 \frac{\phi^{1.4615}}{Swi^{8.0128}}$
10	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.2969x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.305}$	$Swi = 0.4262 x^{-0.153}$	$k = 0.00576 \frac{\phi^{1.3606}}{Swi^{8.5382}}$
11	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.2621x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.285}$	$Swi = 0.4262 x^{-0.153}$	$k = 0.00621 \frac{\phi^{1.2456}}{Swi^{9.1374}}$
12	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.2314x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.265}$	$Swi = 0.4262 x^{-0.153}$	$k = 0.00677 \frac{\phi^{1.24561}}{Swi^{9.13743}}$
13	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.2043x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.245}$	$Swi = 0.4262 x^{-0.153}$	$k = 0.00749 \frac{\phi^{0.9591}}{Swi^{10.6292}}$
14	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.1804x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.225}$	$Swi = 0.4262 x^{-0.153}$	$k = 0.00843 \frac{\phi^{0.7777}}{Swi^{11.5740}}$
16	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.1406x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.185}$	$Swi = 0.4262 x^{-0.153}$	$k = 0.01155 \frac{\phi^{0.29729}}{Swi^{14.0765}}$
17	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.1242x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.165}$	$Swi = 0.4262 x^{-0.153}$	$k = 0.01426 \frac{\phi^{-0.0303}}{Swi^{15.7828}}$
18	$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = 0.1096x \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.145}$	$Swi = 0.4262 x^{-0.153}$	$k = 0.01880 \frac{\phi^{-0.0303}}{Swi^{17.959}}$

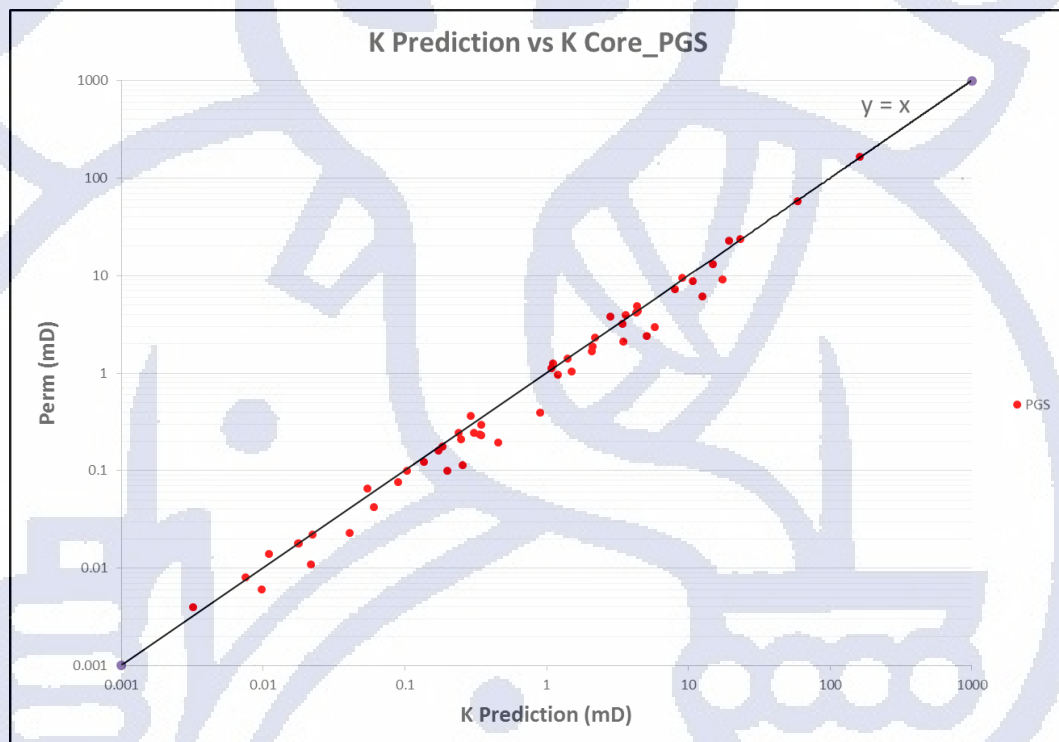


Gambar IV.17 Batasan Pengelompokan *Rock Type*

Berdasarkan gambar plot di atas dan harga A dan B yang sudah dihitung, maka selanjutnya dilakukan plot antara permeabilitas (k) dalam skala log dengan parameter $\left(\frac{\phi^A}{Swi^B}\right)$ untuk setiap *rock type* nya (Lampiran A). Hasil persamaan ini

akan digunakan dalam penentuan persamaan prediksi permeabilitas. Persamaan prediksi permeabilitas ini terbentuk berdasarkan metode *PGS* yang merupakan fungsi dari porositas dan S_{wir} seperti terlihat pada Tabel IV.5.

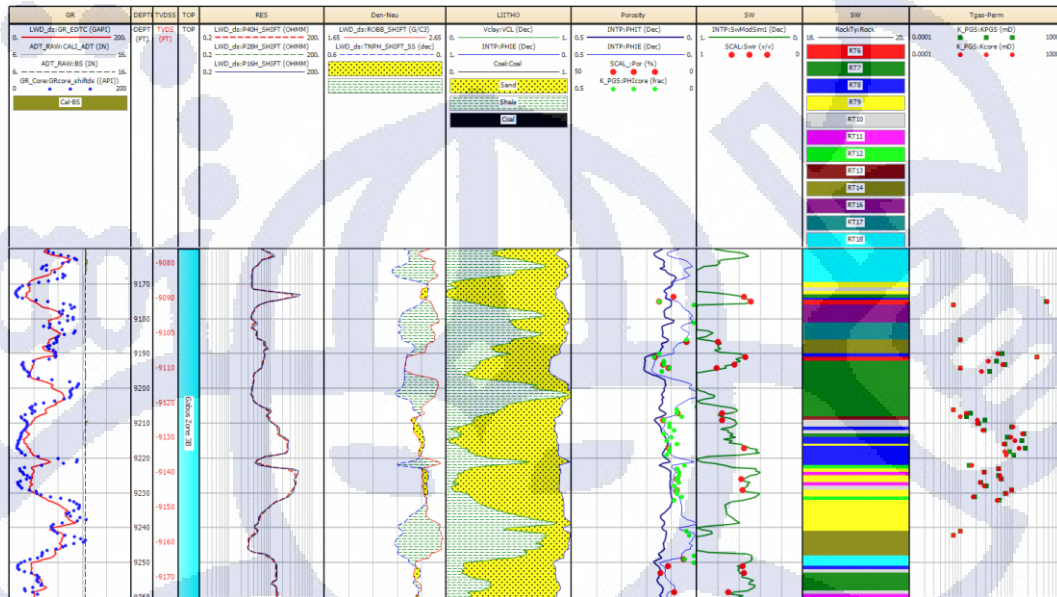
Dari metode *PGS* ini, hasil perbandingan antara nilai hasil prediksi permeabilitas dengan permeabilitas sampel core menunjukkan korelasi yang sangat baik dengan tingkat kesalahan sebesar 0.0029. Perbandingan permeabilitas antara permeabilitas prediksi *PGS* dan permeabilitas core ditampilkan pada Gambar IV.18.



Gambar IV.18 Pemeabilitas Core dan Permeabilitas Prediksi Metode PGS

Selanjutnya persebaran permeabilitas pada sumur MF-3 dilakukan dengan menggunakan data porositas hasil interpretasi yang sudah dikalibrasi terhadap data core. Persamaan Simdanoux digunakan untuk memprediksi saturasi air (S_w) yang hasilnya cukup match dengan data *SCAL* seperti yang ditunjukkan pada gambar IV.6 dimana perbandingan S_w core dan S_w Log ditampilkan pada track 9.

Perbandingan hasil prediksi permeabilitas *PGS* dan *K* core juga ditunjukkan pada Gambar IV.17 track 11.



Gambar IV.19 Prediksi Permeabilitas Metode PGS Sumur MF-3

IV.7 Metode Hydraulic Flow Unit (HFU)

Flow Zone Indicator (FZI) merupakan suatu parameter unik yang menggabungkan atribut geologi dari tekstur dan mineralogi sebagai dasar dalam penentuan unit hidrolik (Amaefule, et. al, 1993). Metode ini merupakan metode yang paling sering digunakan dalam berbagai literatur.

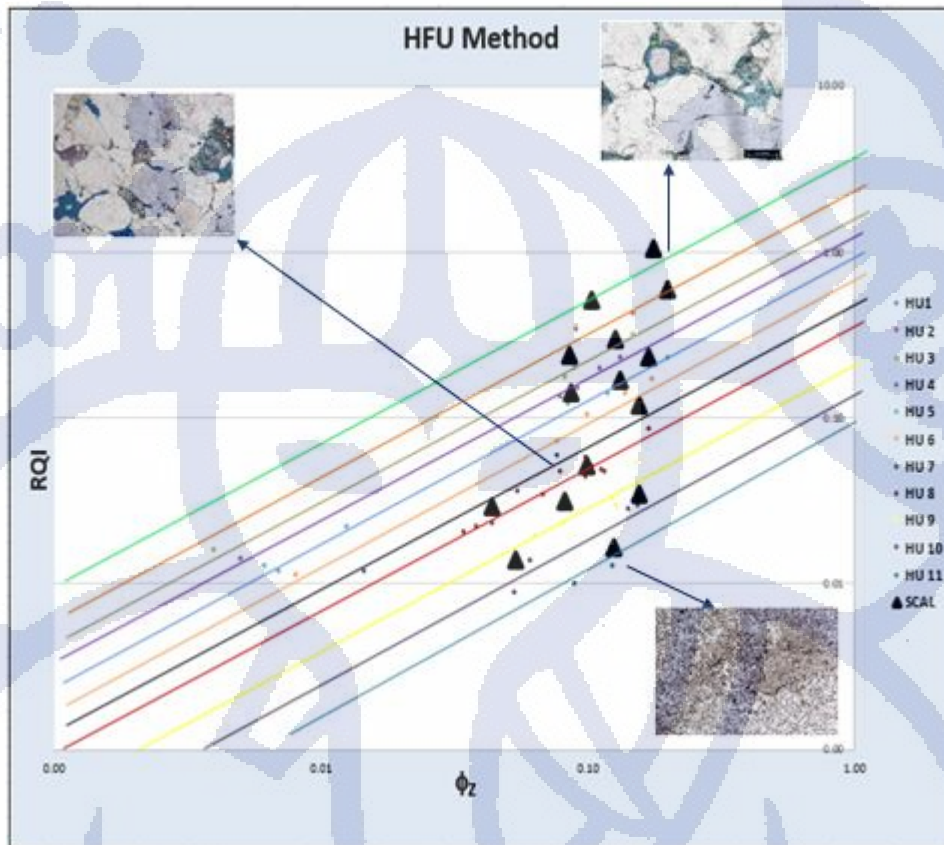
IV.7.1 Rock Typing HFU

Klasifikasi *flow unit* dituangkan dalam Korelasi atribut geologi (tekstur dan mineralogi), permeabilitas yang ditentukan dari perhitungan

$$RQI = \left(0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \right) \text{ dan porositas rasio volume pori terhadap volume butiran}$$

yang dihitung oleh $\phi_z = \left(\frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right)$ yang di sajikan dalam grafik log-log.

Masing-masing *flow unit* yang terbentuk memiliki harga *FZI* yang berbeda. *HFU-1* merupakan *flow unit* paling atas dan memiliki kualitas paling baik dan *HFU-11* memiliki kualitas paling jelek. Kemudian setelah harga *FZI* diperoleh, persamaan permeabilitas dapat terbentuk berdasarkan persamaan 2.21. Tabel IV.12. menyajikan persamaan permeabilitas untuk setiap *flow unit* batuan di sumur MF-3

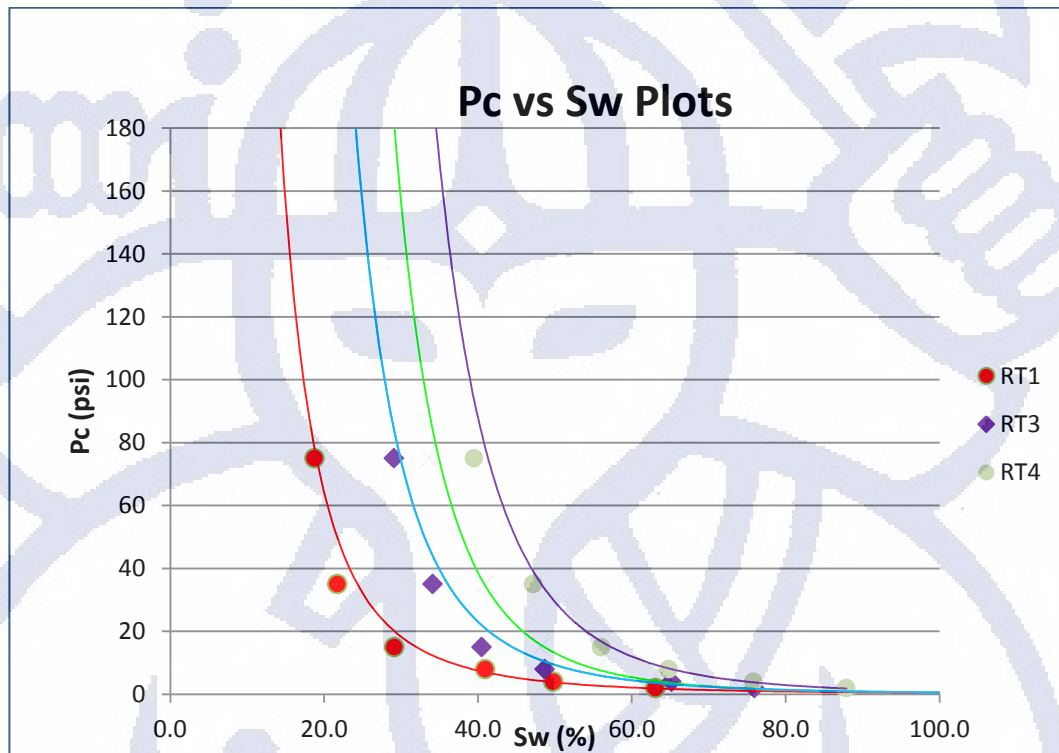


Gambar IV.20 *Rock Type* berdasarkan metode *HFU* di Sumur MF-3

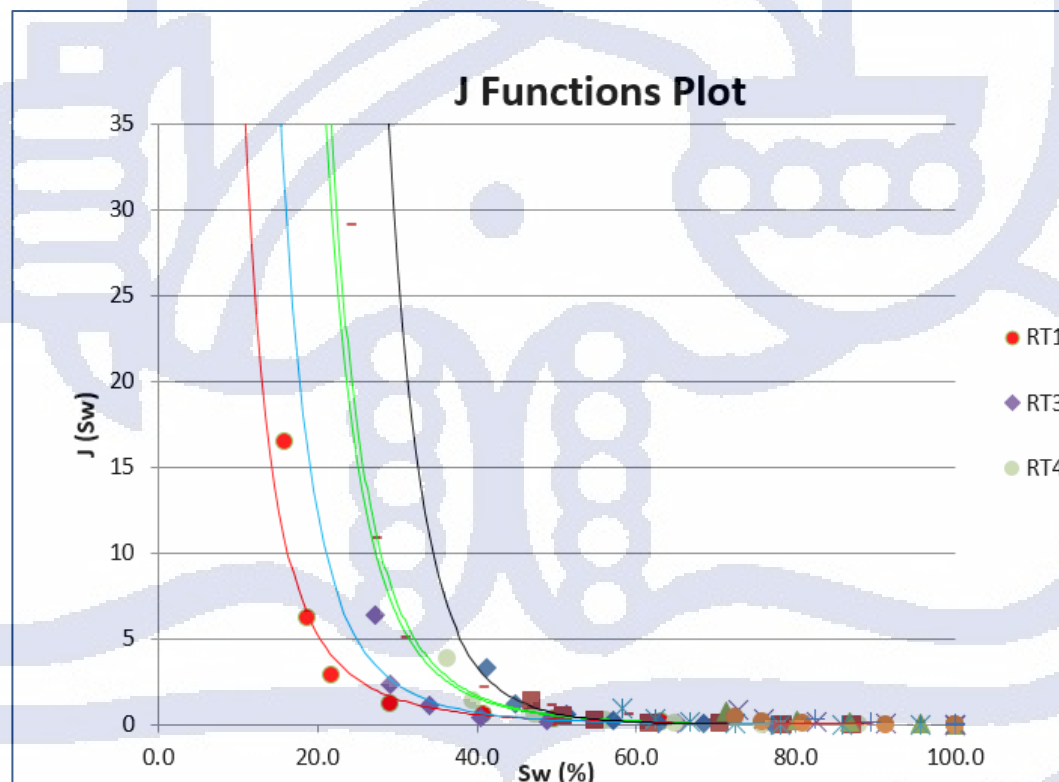
Gambar IV.20 menunjukkan bahwa jumlah *flow unit* yang terbentuk pada sumur MF-3 ini sebanyak sebelas *flow unit*. Sampel yang terletak diantara garis memiliki kemiripan *porositase throat* dan menunjukkan satu *hydraulic unit*. Pengelompokan sampel batuan dari data *SCAL* dengan metode *HFU* menghasilkan sepuluh kelompok batuan yaitu RT-1, RT-2, RT-3, RT-4, RT-5, RT-6, RT-7, RT-8, RT-9 dan RT-11. Seperti yang telah dibahas bahwa *FZI* dapat merepresentasikan jari-jari pori efektif (geometri pori), maka pengelompokan batuan berdasarkan kesamaan *FZI* cukup efektif untuk dijadikan dasar model estimasi permeabilitas.

Seperti dibahas sebelumnya, Sampel *SCAL* dengan kemiripan bentuk kurva *J-function* memiliki kemiripan geometri pori dan struktur pori, namun juga memiliki kemiripan fitur-fitur geologi pada skala mikroskopik. Pada meoda *HFU* menunjukkan bahwa hasil pengelompokan batuan dengan menggunakan model *J-function* sama dengan hasil pengelompokan batuan menggunakan model *rock*

typing, terbukti plot pada *Rock Type Curve* dan kurva *J-function* menghasilkan empat *rock type* seperti digambarkan pada gambar IV.20 dan gambar IV.21



Gambar IV.21 Kurva P_c (Capillary Pressure) HFU



Gambar IV.22 Kurva J -function vs S_w HFU

IV.7.2 Prediksi Permeabilitas HFU

Penentuan batasan dari setiap *HU* perlu dilakukan sebelum melakukan prediksi permeabilitas dengan metode *HFU*. Dari gambar plot *RQI* dan ϕ_z , batasan pembagian *HU* ditentukan dengan menarik garis lurus setiap trend sebaran data.

Dengan menggunakan batasan *HU* pada gambar IV.20, maka persamaan prediksi permeabilitas untuk setiap *HU* dapat ditentukan seperti disajikan pada tabel IV.6.

Hasil perhitungan prediksi permeabilitas berdasarkan persamaan yang terbentuk untuk masing-masing *flow unit* ditunjukkan pada Gambar IV.20. Untuk zona yang tidak memiliki sampel *core* maka prediksi permeabilitas dapat diperoleh dengan cara yang sama dilakukan pada log. Pertama melakukan penyebaran *FZI* pada zona yang memiliki data *core* dengan menggunakan konsep penyebaran *facies* metode *fuzzy logic*, setelah *FZI* terdistribusi kemudian persamaan pada Tabel IV.6. dapat diaplikasikan.

Tabel. IV.6 Persamaan Prediksi Permeabilitas setiap *Hydraulic Unit*

HFU	FZI	Persamaan Permeabilitas
1	5.31	$k = 28637 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$
2	3.15	$k = 10089 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$
3	2.53	$k = 6511 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$
4	1.89	$k = 3641 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$
5	1.46	$k = 2167 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$
6	1.05	$k = 1118 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$
7	0.75	$k = 577 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$
8	0.51	$k = 266 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$
9	0.28	$k = 79 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$
10	0.19	$k = 37 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$
11	0.11	$k = 11 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}$

Berdasarkan metode *HFU*, hasil perbandingan antara nilai hasil prediksi permeabilitas dengan permeabilitas sampel *core* menunjukkan korelasi yang baik yaitu dengan tingkat kesalahan sebesar 0,062. Jika sampel data mendekati gradien