

BAB IV

IDENTIFIKASI PETROPHYSICAL ROCK TYPE

IV.1 Teori Dasar

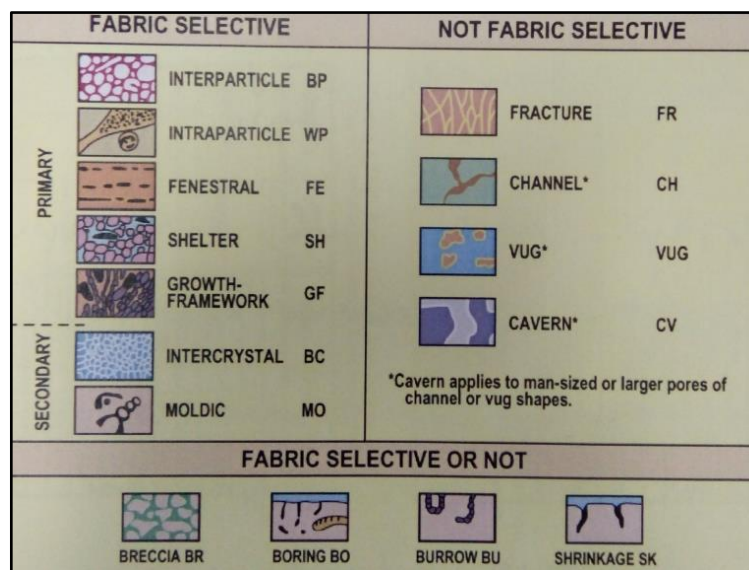
Heterogenitas pada reservoir batugamping yang merupakan produk dari proses sedimentasi dan diagenesis dengan analisis serta pengerjaan yang teliti dalam karakterisasi reservoir tersebut. Reservoir karbonat umumnya memiliki hubungan porositas dan permeabilitas yang kompleks, sehingga perlu dilakukan karakterisasi reservoir secara khusus yang berbeda dengan reservoir silisikastik. Pada batuan karbonat proses diagenesis yang kompleks tidak sepenuhnya mencirikan hubungan antara fasies pengendapan dan sifat petrofisikanya.

Archie (1950) memperkenalkan konsep petrophysical rock type (PRT) yang didefinisikan sebagai "unit batuan yang diendapkan pada kondisi yang sama dan kemudian mengalami proses diagenesis yang sama sehingga menghasilkan batuan yang memiliki hubungan porositas dan permeabilitas tertentu, profil tekanan kapiler tertentu dan pada suatu titik di atas free water level memiliki saturasi air tertentu. Konsep ini menggabungkan unsur-unsur geologi seperti lingkungan pengendapan dan diagenesis, sifat-sifat petrofisika batuan seperti porositas dan permeabilitas serta sifat aliran fluida di dalamnya yang dicerminkan oleh tekanan kapiler dan saturasi air. Dengan karakterisasi PRT dan MRGC, properti pada sumur tanpa data core pada interval yang lain dapat diprediksi, sehingga dapat menghasilkan model reservoir yang baik.

Karakterisasi reservoir karbonat berdasarkan PRT pada umumnya memberikan kendala, terutama dalam mencari hubungan antara porositas-permeabilitas-profil tekanan kapiler dan fasies pengendapan-diagenesis. Usaha penyederhanaan analisis reservoir karbonat dilakukan pertama kali oleh Archie (1952) dengan membuat klasifikasi berdasarkan ukuran pori dan menghubungkannya dengan sifat petrofisika batuan. Klasifikasi ini sangat berguna dalam memprediksi permeabilitas dan sifat aliran fluida, namun sulit untuk menghubungkannya dengan model geologi karena tidak didefinisikan berdasarkan lingkungan pengendapan maupun diagenesis (Lucia, 1995). Klasifikasi lain dibuat oleh Choquette dan Pray (1970) yang menghubungkan antara jenis pori dan lingkungan

pengendapan. Klasifikasi ini sangat berguna dalam memprediksi jenis dan evolusi pori terutama dalam kaitannya terhadap eksplorasi hidrokarbon, namun untuk mengaitkannya dengan sifat aliran fluida masih sulit untuk dilakukan.

Lucia (1983, 1995) membuat suatu klasifikasi petrofisika yang dapat digunakan untuk memodelkan sifat petrofisika reservoir karbonat. Lucia (1983, 1995) menemukan bahwa geometri pori berhubungan erat dengan tekstur kemas (*fabric*) batuan dan mengontrol porositas, permeabilitas, saturasi, dan sifat aliran fluida dalam batuan. Akan tetapi, dalam klasifikasinya Lucia justru menggunakan identifikasi ukuran butir sebagai dasar pengelompokan. Lonoy (2006) menemukan bahwa pada batuan yang memiliki sortasi buruk, sulit untuk menemukan hubungan yang baik antara porositas dan permeabilitas jika menggunakan klasifikasi Lucia. Hal ini disebabkan karena kesulitan dalam mencari ukuran butir yang dominan pada batuan dengan sortasi yang buruk. Untuk menyempurnakan hal ini, Lonoy (2006) membuat klasifikasi petrofisika baru dengan memodifikasi klasifikasi Choquette dan Pray (1970). Dalam klasifikasi ini, klasifikasi Choquette dan Pray (1970) digunakan untuk membedakan jenis-jenis pori (Gambar IV.1). Klasifikasi Lonoy dibuat berdasarkan observasi pada jenis, ukuran dan distribusi pori yang berbeda dengan klasifikasi Lucia yang mendasarkan pada observasi ukuran partikel, sortasi, jenis dan konektivitas pori. Klasifikasi Lonoy membagi reservoir karbonat menjadi 20 sub-kelas (Tabel IV.1) dan diklaim menghasilkan korelasi porositas dan permeabilitas yang lebih baik.



Gambar IV.1. Klasifikasi batuan karbonat Choquette dan Pray (1970)

Tabel IV.1. Klasifikasi petrofisika batuan karbonat dari Lonoy (2006) yang memodifikasi klasifikasi dari Choquette dan Pray (1970) dan Lucia (1983, 1995).

Pore Type	Pore Size	Pore Distribution	Pore Fabric	R^2
Interpartide	Micropores (10–50 μm)	Uniform	Interpartide, uniform micropores	0.88
		Patchy	Interpartide, patchy micropores	0.79
	Mesopores (50–100 μm)	Uniform	Interpartide, uniform mesopores	0.86
		Patchy	Interpartide, patchy mesopores	0.85
	Macropores (>100 μm)	Uniform	Interpartide, uniform macropores	0.88
		Patchy	Interpartide, patchy macropores	0.87
Intercrystalline	Micropores (10–20 μm)	Uniform	Intercrystalline, uniform micropores	0.92
		Patchy	Intercrystalline, patchy micropores	0.79
	Mesopores (20–60 μm)	Uniform	Intercrystalline, uniform mesopores	0.94
		Patchy	Intercrystalline, patchy mesopores	0.92
	Macropores (>60 μm)	Uniform	Intercrystalline, uniform macropores	0.80
		Patchy	Intercrystalline, patchy macropores	
Intrapartide			Intrapartide	0.86
Moldic	Micropores (<10–20 μm)		Moldic micropores	0.86
	Macropores (>20–30 μm)		Moldic macropores	0.90
Vuggy			Vuggy	0.50
Mudstone microporosity	Micropores (<10 μm)		Tertiary chalk	0.80
			Cretaceous chalk	0.81
		Uniform	Chalky micropores, uniform	0.96
		Patchy	Chalky micropores, patchy	

Konsep lain yang sering digunakan khususnya dalam lingkungan ahli teknik reservoir adalah konsep *Pore-Geometry-Structure* (PGS) yang diperkenalkan oleh P. Permadi, dkk (2009). Pengelompokan tipe batuan, diperlukan identifikasi geometri pori dan kemiripan struktur untuk set sampel yang ada, dengan mengaplikasikan model tabung kapiler untuk sistem pori natural dimana persamaan dibawah dapat digunakan:

$$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = \phi\sqrt{C} \quad (4-1)$$

Dan untuk plot PGS,

$$\log \sqrt{\frac{k}{\phi}} = \log \phi + 0.5 \log C \quad (4-2)$$

Persamaan tersebut menyatakan bahwa plot ($\sqrt{\frac{k}{\phi}}$) versus C pada skala log-log akan menghasilkan garis lurus. Secara teoretis, untuk sistem tabung kapiler silindris yang sangat mulus. Sistem pori dari batuan berpori sangat kompleks, dapat dipakai sebagai pendekatan untuk mengidentifikasi arsitektur dari sampel batuan sebagai geometri pori dan kemiripan struktur untuk pengelompokan batuan atau penentuan tipe batuan.

(P. Permadi, dkk. 2009). Dalam metode ini penentuan *rock type* dilakukan dengan mengintegrasikan data dari SCAL berupa pengukuran properti batuan seperti porositas dan permeabilitas dengan data-data geologi dari interpretasi sayatan tipis seperti litofasies dan diagenesisnya sehingga mendapatkan rock type yang baik.

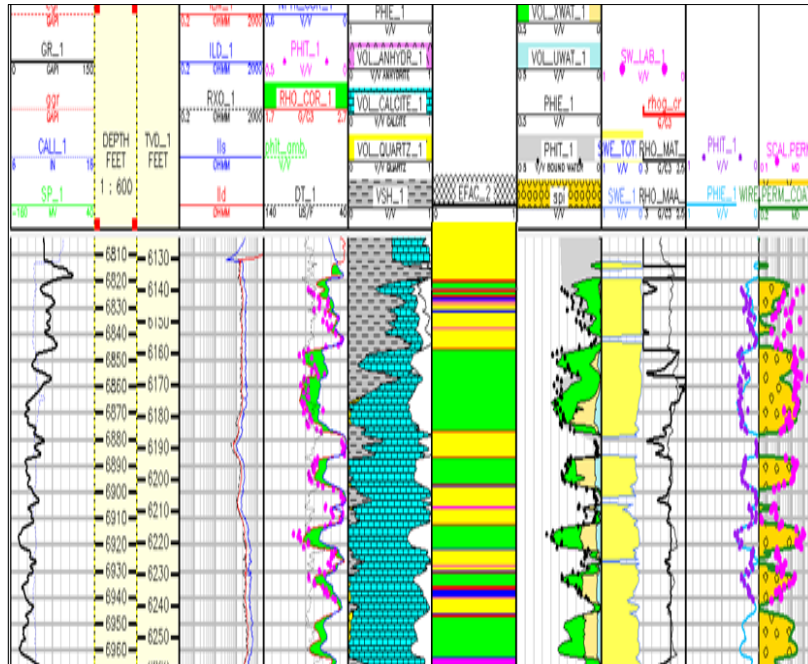
Pada pengolahan data SCAL akan dibuat krosplot dari geometri pori ($\sqrt{\frac{k}{\phi}}$) dengan struktur pori ($\frac{k}{\phi^2}$) atau C dalam suatu grafik log. Kemudian data yang memiliki *trend* tersebut akan dikelompokkan berdasarkan PRT nya yang telah diinterpretasi properti petrofisik, litofasies dan diagenesisnya. Data PRT tersebut akan dikalibrasi dengan data profil tekanan kapiler yang merepresentasikan karakter setiap PRT. Permeabilitas juga dipengaruhi oleh irreducible water, hubungan antara irreducible water dengan permeabilitas. Nilai properti masing-masing PRT yang telah dibatasi. Dalam penelitian ini Pembagian PRT dipakai berdasarkan metode Winland (R35) dimana dalam tahap pembagiannya menunjukkan persamaan perhitungan terhadap metode P.Permadi.

IV.2 Identifikasi Petrophysic Rock Type

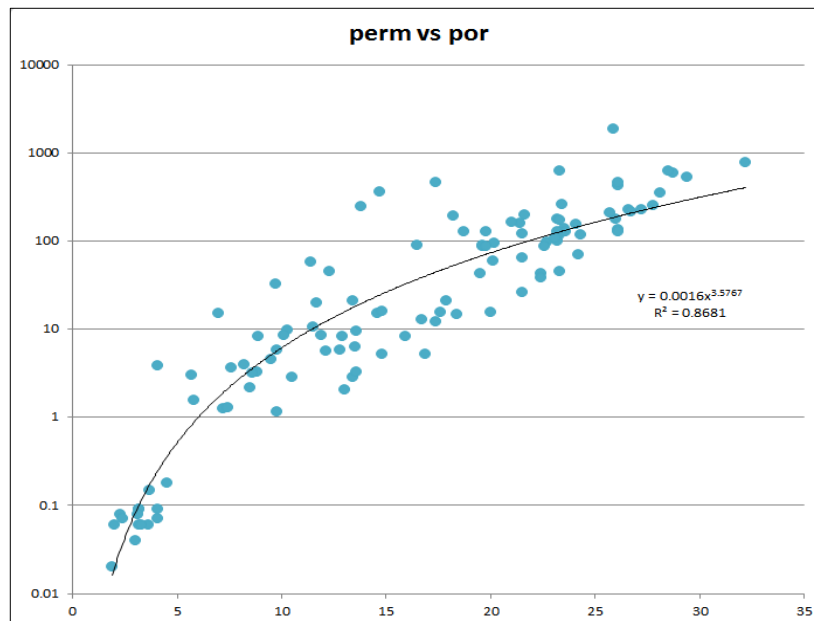
Tahap pertama dalam identifikasi PRT adalah analisis data batuan inti sumur SKW-2 dengan interval ketebalan 118 ft. kemudian di cocokkan terhadap hasil evaluasi formasi sumur SKW-2, (Gambar IV.2), dimana menunjukkan hasil terhadap kedalaman yang akurat antara kedua data tersebut, serta dilakukan krosplot variasi porositas dan permeabilitas (Gambar IV.3), menunjukkan nilai R2 cukup tinggi yaitu 0.86 yang mengindikasikan properti reservoir cukup akurat.

Kemudian melakukan pengelompokan sampel berdasarkan lingkungan pengendapan serta proses diagenesisnya. Asosiasi fasies dan diagenesis telah disebutkan terdapat dua asosiasi fasies yaitu *Fore Reef* dan *Inter Reef*. Asosiasi fasies tersebut menunjukkan proses-proses diagenesis yang berbeda, dimana *Fore Reef* mengalami transisi pertumbuhan terumbu sampai hasil rombakan komponen fragmen dari inti terumbu, sedangkan *Inter Reef* merupakan hasil rombakan dari *fore reef* yang mengalami gradasi perubahan bentuk dan ukuran butir menjadi lebih halus serta dipengaruhi proses dolomitisasi dan neomorfisme.

Tahap kedua adalah melakukan analisis mikroskopis untuk mencari kandidat-kandidat PRT melalui determinasi geometri pori (jenis, ukuran dan distribusi pori) dan hubungan porositas dan permeabilitasnya pada seluruh sampel yang digunakan dalam penelitian ini. Pada sampel yang dianalisis, suatu jenis pori umumnya berasosiasi dengan jenis pori lain atau dengan jenis pori yang sama tetapi berbeda ukuran dimana yang dipakai sebagai petunjuk ialah klasifikasi Choquette dan Pray (1970) yang memisahkan dua jenis porositas yaitu *fabric selective* dan *non fabric selective*, serta ukuran pori yang dipakai ialah klasifikasi Lonoy (2006), yang memisahkan ukuran pori menjadi *micropore*, *mesopore* dan *macropore*, menunjukkan ukuran pori dari 10 μm hingga $> 1000 \mu\text{m}$ (1 $\mu\text{m} = 0,001 \text{ mm}$). Dari seluruh sampel yang dianalisis terdapat lima kandidat PRT dan dikelompokkan berdasarkan satu atau dua asosiasi jenis dan ukuran pori dimana PRT 1 memiliki properti paling baik dan PRT 5 mengindikasikan properti yang kurang baik. Pengelompokan ini bertujuan mempermudah identifikasi antara hubungan porositas dan permeabilitas terhadap jumlah sampel yang terbatas serta menyederhanakan pembuatan model 3-D-nya.

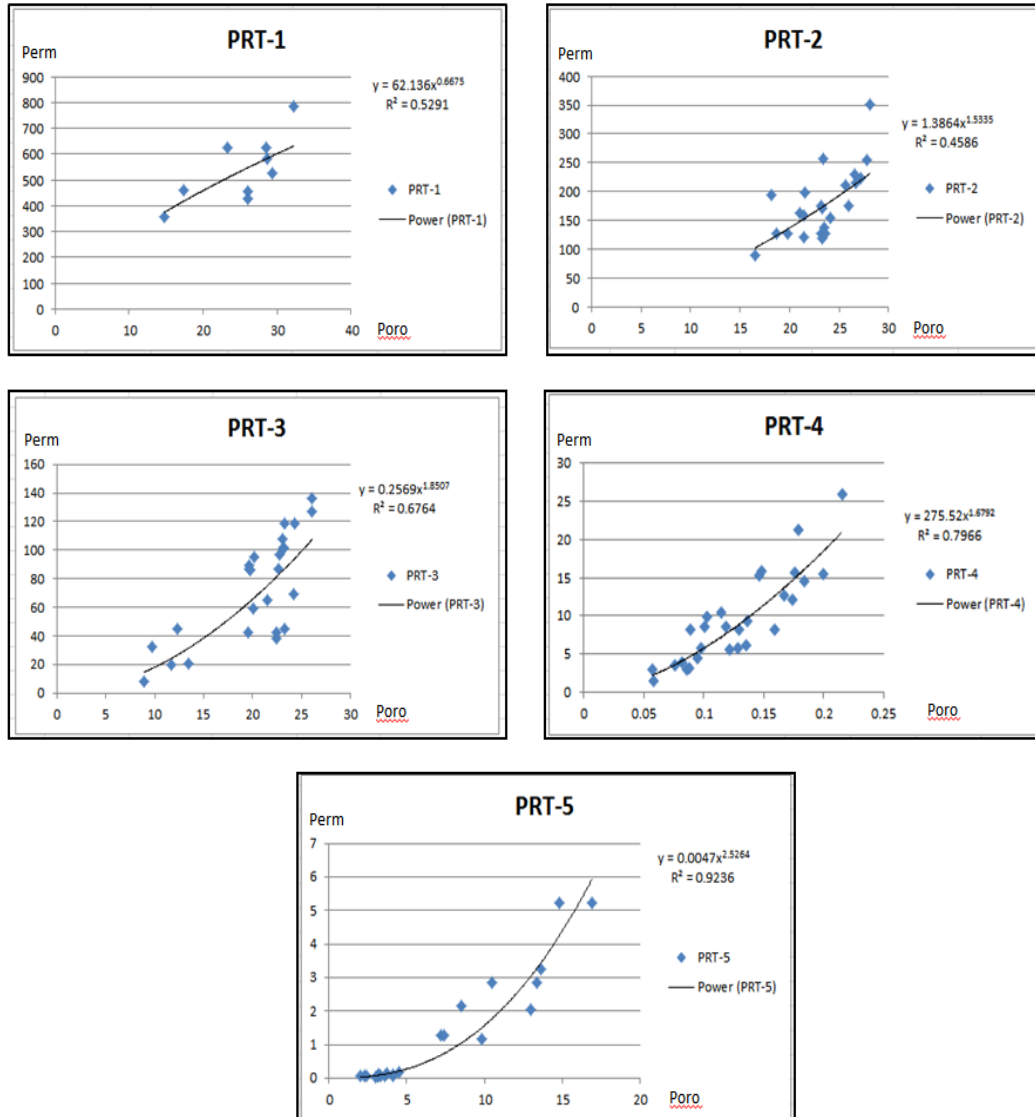


Gambar IV.2 Data analisis batuan inti dan *petrophysic* sumur SKW-2



Gambar IV.3 Plot silang antara porositas dan permeabilitas

Lima PRT telah diidentifikasi pada reservoir karbonat Formasi Tuban pada lapangan SKW adalah: (1) PRT 1 (*Vuggy micropores-macropores*), (2) PRT 2 (*moldic micropore-macropores*), (3) PRT 3 (*Interparticle Uniform Macropore*), (4) PRT 4 (*Interparticle uniform Micropores*), (5) PRT 5 (*Intercrystalline Uniform Micropores*). Deskripsi dari kelima PRT tersebut dijelaskan pada (Gambar IV.4).



Gambar IV.4. Plot silang antara porositas dan permeabilitas dikelompokkan berdasarkan rock type, yaitu : (1) PRT 1 – *Vuggy micropores- macropores*, (2) PRT 2 – *moldic micropores-macropores*, (3) PRT 3 – *Interparticle Uniform Macropore*, (4) PRT 4 – *Interparticle uniform Micropores*, (5) PRT 5 – *Intercrystalline Uniform Micropores*

(1) PRT 1 (Vuggy Micropore - Macropore)

PRT 1 (Gambar IV. 5A) merupakan *rock type* dengan sifat petrofisika paling baik dan dijumpai pada fasies *Algae Bindstone*. Porositas PRT ini bervariasi antara 14.7-32% dan permeabilitas bervariasi antara 427-1000 mD. Jenis porositasnya ialah *vuggy*, yang dikelompokkan berdasarkan klasifikasi Lonoy (2006), ciri khusus pada PRT ini adalah kehadiran *vuggy porosity* dan sebagian *moldic macropore* dengan ukuran pori diameter >100 µm. *Vuggy porosity* dalam tesis ini didefinisikan sebagai rongga pori hasil pelarutan yang bersifat *non fabric selective*

sesuai dengan definisi dari Choquette & Pray (1970). Rongga pori ini dalam beberapa sampel dapat berukuran hingga lebih dari 100 μm sebagai hasil pelarutan dari fragmen koral, moluska dan fragmen aragonitik lain bersama-sama dengan mikrit di sekitarnya. Persentase *vuggy porosity* berkisar antara 10-50%, sedangkan porositas *modalic* berkisar antara 10-40%. PRT 1 hanya dijumpai pada asosiasi fasies *fore reef*. Merupakan rombakan inti terumbu karbonat reservoir Formasi Tuban yang kaya akan mikroorganisme dan biota laut dangkal dengan nutrisi dan salinitas yang baik.

(2) PRT 2 (*Modalic Micropore - Macropore*)

PRT 2 (Gambar IV. 5B) dijumpai pada fasies *skeletal grainstone* dengan asosiasi fasies *fore reef*. Porositas PRT ini bervariasi antara 11-28% dan permeabilitas bervariasi antara 58-351 mD. Porositas *modalic* merupakan ciri khas dari PRT ini dan beberapa adanya indikasi *vuggy*, dengan dua ukuran diameter pori utama yang mendominasi, yaitu *interparticle mesopore* (50-100 μm) dan *interparticle macropore* (>100 μm). Porositas ini sebagian merupakan porositas primer, sedangkan porositas interpartikel sekunder dihasilkan dari pelarutan semen marin dari diagenesis awal dan pelarutan mikrit. Porositas *modalic* dapat diindikasikan sebagai hasil pelarutan yang bersifat *fabric selective* terhadap semen *marine* dan interkoneksi pori heterogen. Proses pada asosiasi *fore reef* pada PRT ini mengindikasikan pertumbuhan karbonat reservoir Formasi Tuban berkembang sangat baik dengan heterogenitas mikroorganisme pembentuknya.

(3) PRT 3 (*Interparticle Uniform Macropore*)

PRT 3 (Gambar IV. 5C) merupakan *rock type* didominasi oleh porositas makro yang berukuran dari >100 μm , sehingga PRT ini memiliki nilai porositas dan permeabilitas sedang yang heterogen menyebar pada fasies *pelloid skeletal packstone* selama diagenesis meteorik awal. Rongga pori makro pada PRT ini terbentuk diantara partikel mikrit yang mengalami rekristalisasi atau pelarutan parsial pada fasies dan sebagian merupakan hasil pelarutan yang bersifat *fabric selective* dari fragmen moluska dan fragmen aragonitik lain bersama-sama dengan mikrit di sekitarnya. Porositas PRT 3 bervariasi antara 9-22% dengan

permeabilitas antara 21-136 mD. PRT ini umumnya hanya dijumpai pada *pelloid skeletal packestone*. Asosiasi fasies pada PRT ini berada pada *fore reef* dan mencerminkan pembentukan karbonat melampar horizontal mengikuti hasil rombakan *bank reef* disekitarnya sehingga mencerminkan partikel reservoir yang heterogen.

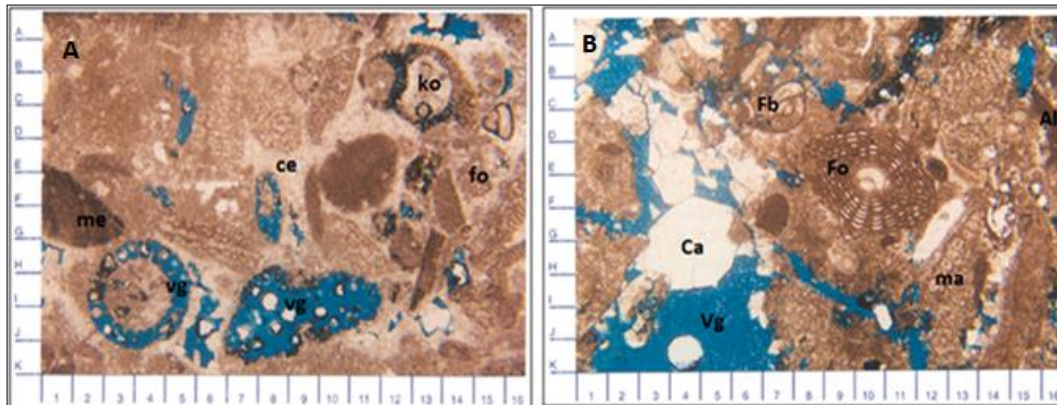
(4) PRT 4 (*Interparticle uniform Micropores*)

PRT 4 (Gambar IV. 5D) dijumpai pada fasies *skeletal packestone* dengan asosiasi fasies *fore reef*. Porositas PRT ini bervariasi antara 5-13% dan permeabilitas bervariasi antara 1-25 mD. dengan matriks berupa lumpur karbonat lebih mendominasi dibandingkan komponennya. Tipe pori berupa interpartikel *uniform* dengan ukuran diameter pori utama yang mendominasi yaitu *micropores* (10-20 μm). Dengan rongga pori terbentuk diantara partikel mikrit yang terkristalisasi atau pelarutan parsial. Pada lingkungan pengendapan ini memiliki gelombang yang sedang yang merupakan area transisi antara *fore reef* dan *inter reef*. Pecahan-pecahan dari fragmen pada *fore reef* terbawa dan terendapkan pada fasies ini dengan pembentukan diluar *reef mound* dan berarah kebagian basinal. Karakter batuan PRT-4 merupakan asosiasi fasies yang diindikasikan merupakan zona transisi *fore reef* terhadap *inter reef*.

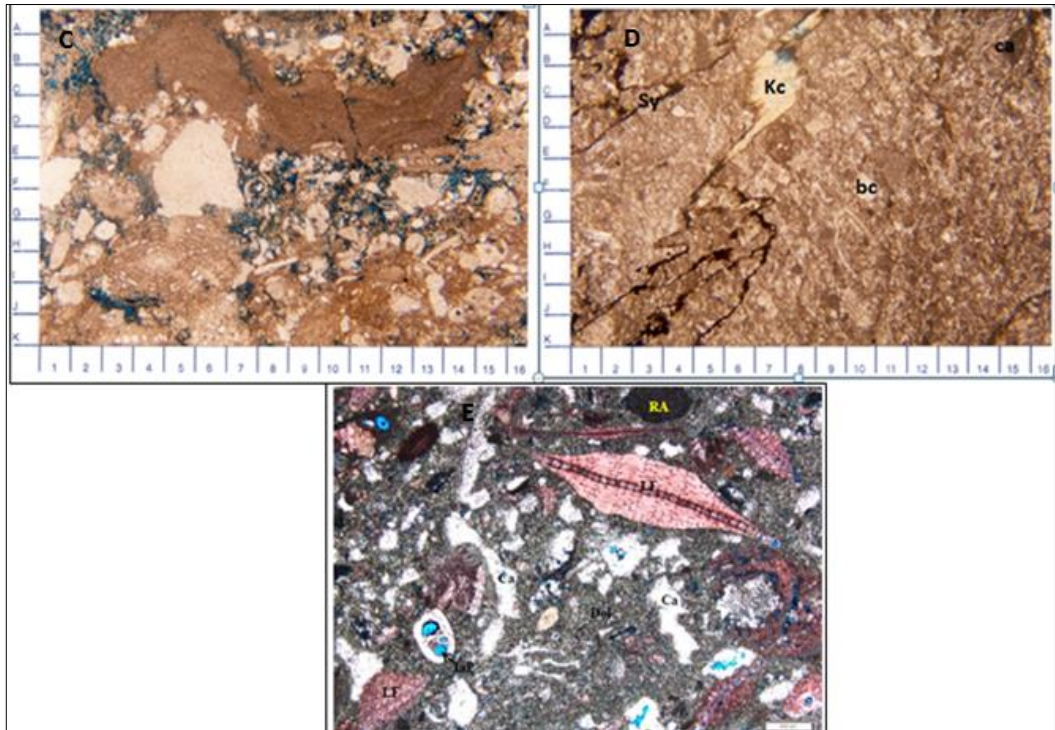
(5) PRT 5 (*Intercrystalline Uniform Micropores*)

PRT 5 (Gambar IV. 5E) merupakan *rock type* yang nilainya paling rendah pada reservoir karbonat Lapangan SKW dan didominasi oleh porositas mikro yang berukuran dari 10-20 μm . Porositas PRT 5 bervariasi antara 2-12% dengan permeabilitas antara 0.02-5 mD. *stylolite* adalah jenis porositas yang mendominasi, sedangkan porositas intergranular serta porositas primer lainnya seringkali telah terisi dengan *blocky* kalsit dan kaolinit. Kristal dolomit berperan sebagai *replacement* sehingga terlihat adanya porositas yang heterogen. PRT ini didominasi memiliki nilai porositas dan permeabilitas kecil menyebar pada fasies *skeletal wackestone*. Rongga pori mikro pada PRT ini terbentuk diantara partikel mikrit yang mengalami rekristalisasi atau pelarutan parsial dan sebagian merupakan hasil pelarutan yang bersifat *fabric selective* dari fragmen moluska dan

fragmen aragonitik lain bersama dengan mikrit di sekitarnya. Pada lingkungan pengendapan ini memiliki gelombang cukup kuat karena berhadapan langsung dengan laut terbuka. Asosiasi fasies pada PRT ini pada *inter reef* dan merupakan batugamping klastik hasil rombakan dari *fore reef*. Proses dolomitisasi terjadi karena proses peresapan unsur magnesium dari air laut kedalam batugamping terjadi di zona pencampuran perbedaan kadar air, akibat pencampuran terbentuk konsentrasi baru yang menyebabkan terjadinya proses tersebut.



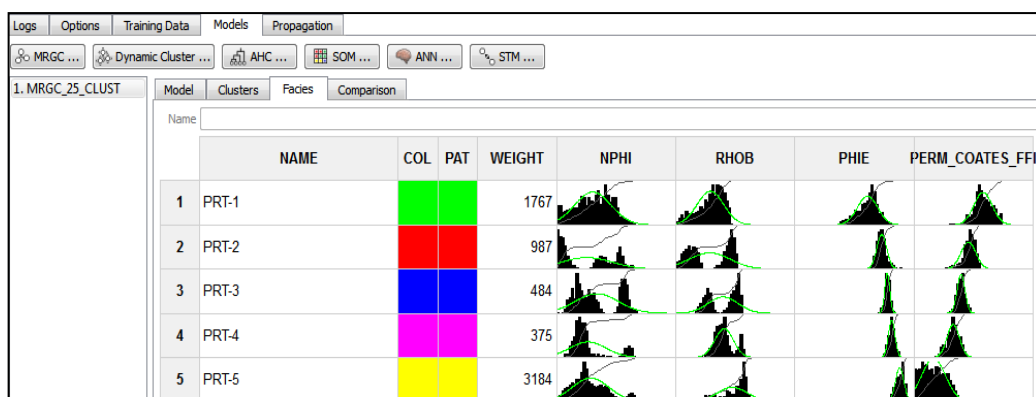
Gambar IV.5. Fotomikrograf dari PRT. (A) PRT 1 (*Vuggy Micropore - Macropore*; $\Phi = 14-32\%$, $k = 427-1000$ mD), (B) PRT 2 (*Moldic Micropore - Macropore*; $\Phi = 11-28\%$, $k = 58-351$ mD).



(C) PRT 3 (*Interparticle Uniform Macropore*; $\Phi = 9-22\%$, $k = 21-136$ mD), (D) PRT 4 (*Interparticle uniform Micropores*; $\Phi = 5-13\%$, $k = 1-25$ mD), (E) PRT 5 (*Intercrystalline Uniform Micropores*; $\Phi = 2-12\%$, $k = 0.02-5$ mD).

IV.3 Penentuan *Rock Type* Berdasarkan MRGC dan Metode Winland (R35)

Lapangan SKW, hanya memiliki satu data analisis *routine core* yang telah dianalisa yaitu sumur SKW-2. Identifikasi PRT dilakukan dengan 2 metode, secara kombinasi yaitu dengan metode Winland (R35) dan berdasarkan penyebaran data *routine core* SKW-2 dimana hasil analisis evaluasi formasi yang dimiliki kemudian dipakai sebagai penyebaran dan propagasi yaitu metode MRGC (*Multi Resolution Graphic Based Clustering*) (Gambar IV.6), yang merupakan perkembangan dari metode *neural network* atau ANN (*Analytical Neural Network*) pada sumur lain dengan data log sumur sebagai data input. Metode *neural network* ini telah terbukti berhasil diaplikasikan untuk memprediksi *lithofasies* seperti Russel dkk (2002), Bohling dan Dubois (2003), Qi dan Carr (2006). Untuk mengaplikasikan metode ini diperlukan data yang akan digunakan sebagai dasar estimasi atau *training*. Data *training* yang digunakan ada data PRT dari sumur SKW-2 (Gambar IV.7), peran MRGC sebagai aplikasi data yang digunakan dalam data training adalah log sinar gamma ray dan porositas (PHIE), serta data log densitas, seleksi atas jenis dan jumlah data log yang digunakan melalui proses *trial* dan *error* dimana pembagian *clustering* berdasarkan pengelompokan nilai dari masing masing data *training* seperti porositas atau permeabilitas, kemudian nilai-nilai tersebut dipilih mengacu pada batasan nilai yang ditetapkan berdasarkan hasil propagasi. Peran MRGC dalam pendistribusian PRT ialah mengelompokkan batasan nilai porositas dan permeabilitas yang tinggi, sedang, dan rendah menjadi beberapa nilai *facies* yang kemudian setiap *facies* dijadikan sebagai satu kesatuan PRT begitu juga terhadap metode Winland R 35, data PRT diklasifikasikan sesuai nilainya (Gambar IV.8).



Gambar IV.6. Metode pembagian PRT berdasarkan MRGC menjadi PRT pada *routine core* SKW-2

Model	Clusters	Facies	Comparison				
	FACIES	WEIGHT	NPHI	RHOB	PHIE	PERM_COATES_FFI	
1	5	259	0.20	2.54	0.04	0.20	
2	5	187	0.27	2.50	0.06	0.79	
3	5	633	0.31	2.52	0.04	0.24	
4	5	634	0.31	2.39	0.05	0.44	
5	5	700	0.38	2.22	0.07	1.39	
6	3	210	0.35	2.21	0.11	10.32	
7	4	319	0.33	2.33	0.09	4.44	
8	3	107	0.27	2.42	0.11	8.54	
9	2	38	0.26	2.37	0.13	17.73	
10	2	213	0.22	2.38	0.13	19.42	
11	5	479	0.21	2.48	0.08	2.27	
12	5	83	0.06	2.58	0.04	0.22	
13	5	107	0.08	2.55	0.07	1.08	
14	5	102	0.10	2.51	0.08	2.73	
15	4	56	0.09	2.50	0.09	4.73	
16	3	167	0.11	2.47	0.11	9.25	
17	2	238	0.13	2.43	0.14	22.75	
18	1	274	0.16	2.36	0.18	58.20	
19	1	163	0.19	2.31	0.21	122.86	
20	1	340	0.22	2.22	0.26	271.74	
21	1	96	0.21	2.12	0.16	42.65	
22	1	772	0.33	2.24	0.18	52.95	
23	1	122	0.43	2.03	0.19	73.72	
24	2	192	0.42	2.11	0.15	35.13	
25	2	306	0.42	2.04	0.12	12.06	

Gambar IV.7. Pembagian MRGC facies yang akan dikelompokkan menjadi PRT berdasarkan pada hasil data *routine core* SKW-2

No ID	Depth	K NOB	Por NOB	Saturation			Winland
				Oil	Water	Water	
101	6810.1	625	23.3	23.7	33.9	0.339	15.6524359
102	6811.1	198	21.6	26	27	0.27	8.50102104
103	6812.1	15.4	20	21	31.4	0.314	2.02382179
104	6813.1	12.1	17.4	24.5	29.2	0.292	1.98081195
105	6814.4	10.5	11.5	24.6	34.6	0.346	2.60625181
106	6815.1	89.8	16.5	23.9	30.7	0.307	6.73938642
107	6816.1	5.7	12.1	17.2	31.5	0.315	1.74151755
108	6817.1	5.24	16.9	21.4	46.7	0.467	1.24186013
109	6818.1	58.9	20.1	23.2	36.5	0.365	4.43472199
110	6819.1	21.2	13.4	24.5	30.2	0.302	3.45196943
111	6820.1	2.85	10.5	15	38	0.38	1.30960771
112	6821.1	1.56	5.8	14.7	47.2	0.472	1.53445967
113	6822.1	359	14.7	13	35.5	0.355	16.8202853
114	6823.1	44.8	12.3	15.3	36.5	0.365	5.77129742
115	6824.1	32.4	9.7	13.4	45.7	0.457	5.85638592
116	6825.1	58.4	11.4	12.8	49.5	0.495	7.20252812
117	6826.1	1.27	7.2	12.3	47.5	0.475	1.12797977
120	6829.1	0.06	3.2	12.2	67.8	0.678	0.37766206
122	6831.3	2.98	5.7	10.7	59.4	0.594	2.27909951
123	6832.1	8.24	12.9	23.1	30.5	0.305	2.04651857
124	6833.1	119	23.3	29.6	29	0.29	5.90236547
125	6834.2	427	26.1	26.3	33.9	0.339	11.3426411
126	6835.1	584	28.7	25.6	32.1	0.321	12.5614795
127	6836.1	122	21.5	24.5	25.9	0.259	6.420262
128	6837.5	175	26	29	27.9	0.279	6.73549317
130	6839.4	86.9	19.6	27.1	29.8	0.298	5.69684473
131	6840.7	128	18.7	23.8	28.4	0.284	7.45020656
132	6841.1	158	21.4	21.8	38.9	0.389	7.50469189
134	6843.1	459	17.4	18.9	31.3	0.313	16.8000784

Gambar IV.8. Data *routine core* SKW-2 dan analisis metode Winland (R35).

Langkah-langkah perhitungan dalam tabel *routine core* tersebut ialah, penentuan RQI (*reservoir quality index*), yang berfungsi sebagai *hydraulic flow unit* yang diperkenalkan oleh Ebanks (1987) dengan definisi “ suatu bagian dari reservoir yang dapat dipetakan dan memiliki sifat-sifat geologi dan geofisika yang konsisten dan berbeda dari bagian reservoir yang lain dalam mengontrol aliran fluida” dalam konsep ini *flow unit* memiliki kombinasi porositas dan permeabilitas yang sama dan berhubungan terhadap distribusi fasies, parameter yang mempengaruhi cairan ialah geometri *pore throat* yang merupakan kontrol dari mineralogi (jenis, kelimpahan) dan tekstur (ukuran butir, bentuk butir, sortasi dan susunan butir), kombinasi perbedaan tersebut dapat menghasilkan perbedaan juga dalam *flow unit/rock type* nya. (Abbaszadeh dkk, 1996). (Amaefule dkk, 1993) memperkenalkan konsep RQI dan FZI (*Flow zone indicator*) yang dikembangkan oleh (Abbaszadeh fkk, 1996) yang diformulasikan sebagai berikut; $RQI = 0.0314 \sqrt{K}/\phi$. dimana (K)permeabilitas (mD) dan (ϕ) porositas (%), $FZI = \frac{RQI}{(\phi/1-\phi)}$, ($\phi/1 - \phi$) merupakan indeks porositas.

Konsep RQI dan FZI berdasarkan pada asumsi bahwa *pore throat size* mengontrol karakter petrofisika reservoir khususnya permeabilitas dan profil tekanan kapiler (Abbaszadeh dkk, 1996). Yang merupakan efek dari fasies pengendapan dan diagenesa. Geometri *phore throat*, merupakan geometri pori dimana heterogenitas mempengaruhi geometri tersebut, namun dipakai sebagai pendekatan dalam mengidentifikasi arsitektur dari batuan sebagai tujuan pengelompokan batuan dan penentuan tipe batuan. (P.Permadi, dkk.2009). Yang diformulasikan (\sqrt{k}/ϕ .) K sebagai permeabilitas (mD) dan ϕ adalah porositas (%), kemudian diketahui struktur pori (k/ϕ^3), sebagai jaringan tekstur batuan terdiri dari ukuran butir, sortasi, pembundaran dan kemas. Ukuran butir dari penyusun batuan sedimen akan mempengaruhi nilai porositas, dimana semakin halus ukuran butir maka semakin besar nilai porositasnya. Sortasi juga akan mempengaruhi nilai porositas dan permeabilitas, dimana semakin seragam butir penyusun batuan maka nilai porositas dan permeabilitasnya akan semakin besar.

Pada pembagian dan pengelompokan *rock type* dalam penelitian ini memakai metode Winland *rock type* (R35), dengan formula sebagai berikut :

$$\text{Log}(R_{35}) = 0.732 + 0.588 \cdot \text{Log}(k) - 0.864 \cdot \text{Log}(\phi)$$

Dimana : R35 merupakan radius *pore throat* sesuai dengan ke-35 saturasi merkuri persentil, mikron, k sebagai permeabilitas kondisi *ambient*, serta ϕ merupakan porositas *ambient*.

Dari hasil perhitungan metode Winland (R35) tersebut berdasarkan hasil data batuan inti yang telah dikoreksi terhadap hasil evaluasi formasi sumur (Gambar IV.9), dan penyebaran krosplot porositas dan permeabilitas maka diperoleh batasan terhadap nilai *rock type* masing-masing, yang kemudian dipakai terhadap batasan nilai porositas dan permeabilitas pada pembagian PRT dan *litho facies* nya. (Gambar IV.10 dan Gambar IV.11).

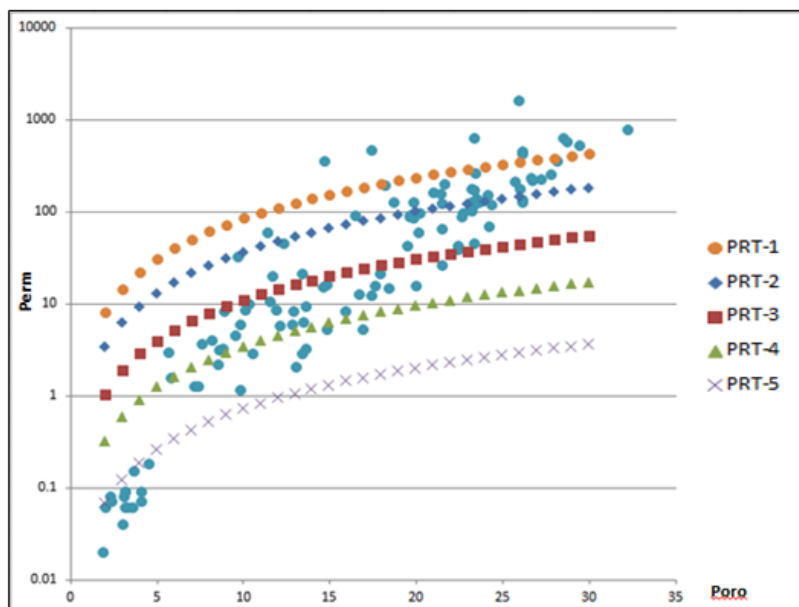
Winland	0.6		1.5		3		6		10	
	porosity	perm	poro	perm	poro	perm	poro	perm	porosity	perm
	2	0.06609	2	0.31398	2	1.02062	2	3.31756	2	7.90883
	3	0.11992	3	0.56971	3	1.85186	3	6.01956	3	14.3502
	4	0.18301	4	0.86943	4	2.82613	4	9.18646	4	21.8999
	5	0.25402	5	1.2068	5	3.92275	5	12.7511	5	30.3977
	6	0.33206	6	1.57755	6	5.12789	6	16.6684	6	39.7364
	7	0.41647	7	1.97858	7	6.43146	7	20.9057	7	49.8378
	8	0.50675	8	2.4075	8	7.82568	8	25.4377	8	60.6417
	9	0.6025	9	2.86239	9	9.30433	9	30.2441	9	72.0999
	10	0.70339	10	3.34168	10	10.8623	10	35.3083	10	84.1725
	11	0.80913	11	3.84403	11	12.4952	11	40.6161	11	96.826
	12	0.91948	12	4.3683	12	14.1993	12	46.1556	12	110.032
	13	1.03424	13	4.91351	13	15.9716	13	51.9162	13	123.765
	14	1.15323	14	5.47878	14	17.809	14	57.8889	14	138.003
	15	1.27627	15	6.06333	15	19.7091	15	64.0653	15	152.727
	16	1.40323	16	6.66647	16	21.6697	16	70.4381	16	167.92
	17	1.53396	17	7.28758	17	23.6886	17	77.0008	17	183.565
	18	1.66836	18	7.92609	18	25.7641	18	83.7473	18	199.648
	19	1.80631	19	8.58147	19	27.8944	19	90.672	19	216.156
	20	1.94772	20	9.25325	20	30.0781	20	97.7701	20	233.077
	21	2.09248	21	9.94099	21	32.3136	21	105.037	21	250.4
	22	2.24051	22	10.6443	22	34.5997	22	112.468	22	268.115
	23	2.39174	23	11.3627	23	36.9351	23	120.059	23	286.212
	24	2.54609	24	12.096	24	39.3186	24	127.807	24	304.683
	25	2.70349	25	12.8438	25	41.7492	25	135.708	25	323.518
	26	2.86387	26	13.6057	26	44.226	26	143.758	26	342.71
	27	3.02717	27	14.3815	27	46.7478	27	151.956	27	362.252
	28	3.19334	28	15.171	28	49.3139	28	160.297	28	382.137
	29	3.36231	29	15.9737	29	51.9233	29	168.779	29	402.357
	30	3.53405	30	16.7896	30	54.5754	30	177.4	30	422.908

PRT	Option 1	Option 2
	PRT	Cutoffs
1	10	10
2	6	5
3	3	2
4	1.5	0.05
5	0.6	

Gambar IV.9. Pembagian 5 PRT berdasarkan alir silang data porositas dan permeabilitas dan RQI serta indeks porositas serta Menggunakan determinasi Winland (R35)

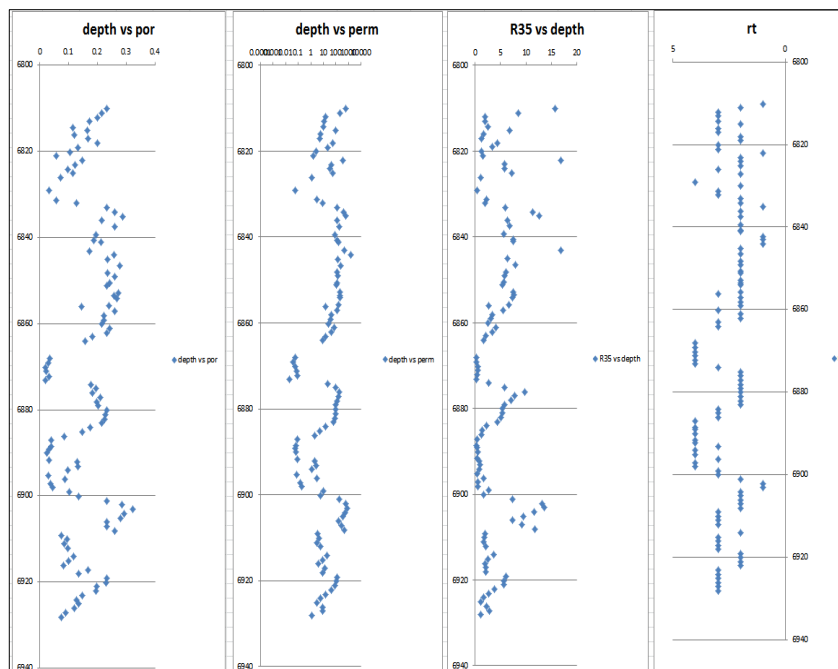
No ID	Depth	K NOB	por dec	RQI	Indeks por PHIZ	FZI	Geometri Porthroat	Struktur pori	Winland	RT
101	6810.1	625	0.233	1.626266	0.303781	5.35342	51.7919244	49409.7042	15.6524359	1
102	6811.1	198	0.216	0.950682	0.2755102	3.45062	30.27650354	19647.348	8.50102104	2
103	6812.1	15.4	0.2	0.275534	0.25	1.10214	8.774964387	1925	2.02382179	4
104	6813.1	12.1	0.174	0.261847	0.2106538	1.24302	8.339078479	2296.8764	1.98081195	4
105	6814.4	10.5	0.115	0.300037	0.1299435	2.30898	9.555330859	6903.92044	2.60625181	4
106	6815.1	89.8	0.165	0.732531	0.1976048	3.70705	23.32900393	19990.539	6.73938642	2
107	6816.1	5.7	0.121	0.215513	0.1376564	1.56559	6.86348585	3217.5014	1.74151755	4
108	6817.1	5.24	0.169	0.174844	0.2033694	0.85974	5.568295714	1085.60335	1.24186013	5
109	6818.1	58.9	0.201	0.537513	0.2515645	2.13668	17.11826001	7253.15774	4.43472199	3
110	6819.1	21.2	0.134	0.394953	0.1547344	2.55246	12.57811414	8810.92422	3.45196943	3
111	6820.1	2.85	0.105	0.16359	0.1173184	1.39441	5.209880723	2461.93716	1.30960771	5
112	6821.1	1.56	0.058	0.162846	0.0615711	2.64485	5.186188555	7995.40777	1.53445967	4
113	6822.1	359	0.147	1.551737	0.1723329	9.0043	49.41838596	113016.654	16.8202853	1
114	6823.1	44.8	0.123	0.599261	0.1402509	4.27278	19.08474894	24074.7995	5.77129742	3
115	6824.1	32.4	0.097	0.573874	0.1074197	5.34235	18.27623097	35500.1189	5.85638592	3
116	6825.1	58.4	0.114	0.710696	0.1286682	5.52348	22.63361884	39418.3365	7.20252812	2
117	6826.1	1.27	0.072	0.131876	0.0775862	1.69973	4.199867723	3402.56344	1.12797977	5
120	6829.1	0.06	0.032	0.042996	0.0330579	1.30064	1.369306394	1831.05469	0.37766206	5
122	6831.3	2.98	0.057	0.227039	0.0604454	3.7561	7.23053952	16091.3209	2.27909951	4
123	6832.1	8.24	0.129	0.250956	0.1481056	1.69444	7.992244303	3838.46938	2.04651857	4
124	6833.1	119	0.233	0.709619	0.303781	2.33596	22.59932773	9407.60769	5.90236547	2
125	6834.2	427	0.261	1.270057	0.35318	3.59606	40.44768628	24016.314	11.3426411	1
126	6835.1	584	0.287	1.41643	0.4025245	3.51887	45.10923637	24703.9931	12.5614795	1
127	6836.1	122	0.215	0.747981	0.2738854	2.731	23.82103819	12275.6487	6.420262	2
128	6837.5	175	0.26	0.814633	0.3513514	2.31857	25.94372608	9956.75922	6.73549317	2
130	6839.4	86.9	0.196	0.661168	0.2437811	2.71214	21.05628996	11541.2158	5.69684473	3
131	6840.7	128	0.187	0.821512	0.2300123	3.5716	26.16279761	19574.2509	7.45020656	2
132	6841.1	158	0.214	0.853201	0.2722646	3.13372	27.17200318	16121.8831	7.50469189	2
134	6843.1	459	0.174	1.612729	0.2106538	7.65583	51.36079278	87129.4436	16.8000784	1
135	6844.1	1600	0.259	2.467969	0.3495277	7.06087	78.59774919	92091.7425	24.8274179	1
136	6845.1	138	0.235	0.760913	0.3071895	2.47702	24.23291238	10633.482	6.39213988	2
137	6846.6	254	0.278	0.949127	0.3850416	2.465	30.22695924	11822.2279	7.91384467	2
139	6848.2	127	0.236	0.728409	0.3089005	2.35807	23.19774974	9662.0151	6.06513703	2
140	6849.1	136	0.261	0.716768	0.35318	2.02947	22.82701901	7649.22413	5.78819935	3

Gambar IV.10. Hasil pembagian rock type berdasarkan analisis metode Winland (R35).



Gambar IV.11. Pembagian 5 PRT berdasarkan alir silang data porositas dan permeabilitas Menggunakan determinasi Winland (R35)

Berdasarkan kurva krosplot geometri pori dengan struktur pori, lapangan SKW dibagi menjadi 5 PRT. PRT 1 berwarna oranye, nilai porositas dan permeabilitas paling tinggi dibanding 4 PRT lainnya. PRT ini merupakan *Vuggy Micropore - Macropore porosity* dengan porositas 14.7-32% dan permeabilitas 427-1000 mD, prosentase 0.52 (Lonoy, 2006). PRT 2 berwarna biru, PRT ini memiliki porositas dan permeabilitas cukup tinggi, merupakan *Moldic Micropore - Macropore* dengan porositas 11-28% dan permeabilitas 58-351 mD, prosentase 0.45 (Lonoy, 2006). PRT 3 berwarna hijau, memiliki nilai porositas serta permeabilitas sedang, merupakan *interparticle uniform macropore* dengan porositas 9-22% dan permeabilitas 21-136 mD, prosentase 0.67 (Lonoy, 2006). PRT 4 berwarna hijau, memiliki nilai porositas dan permeabilitas rendah, merupakan *Interparticle uniform Micropores* dengan porositas 5-13% dan permeabilitas 1-25 mD, prosentase 0.79 (Lonoy, 2006). PRT 5 berwarna magenta, memiliki nilai porositas dan permeabilitas sangat rendah, merupakan *Intercrystalline Uniform Micropores* dengan porositas 2-11% dan permeabilitas 0.05-5 mD, prosentase 0.92 (Lonoy, 2006). Hasil perbandingan pola *trendline* antara metode Winland (R 35), dan hasil perhitungan terhadap pembagian *rock type*, besaran porositas dan permeabilitas terhadap kedalaman, secara keseluruhan perbandingan tersebut saling mendukung, dan mengindikasikan keakuratan data, (Gambar IV.12).



Gambar IV.12. Kemiripan pola *trendline* data porositas, permeabilitas, metode Winland R35 dan pembagian PRT, terhadap kedalaman, yang menunjukkan keakuratan data.