

BAB II

TEORI DASAR

2.1. Porositas

Porositas merupakan salah satu sifat batuan yang menyatakan ketersediaan ruang bagi hidrokarbon dalam suatu batuan. Oleh karena itu, porositas ini sangat penting di dunia permifyakan karena secara tidak langsung menyatakan cadangan hidrokarbon yang terkandung dalam sebuah reservoir.

Porositas dapat didefinisikan sebagai perbandingan antara volume total pori-pori batuan dengan volume total batuan per satuan volume tertentu, yang jika dirumuskan (Fauzi, 1997):

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \times 100\% = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} \times 100\% \quad (2.1)$$

dimana:

ϕ = porositas absolute (total), fraksi (%)

V_p = volume pori-pori, cc

V_b = volume batuan (total), cc

V_{gr} = volume butiran, cc

Porositas batuan reservoir dapat diklasifikasikan menjadi dua, yaitu:

- Porositas absolut, adalah perbandingan antara volume pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen, atau secara matematik dapat dituliskan sesuai persamaan sebagai berikut:

$$\phi = \frac{\text{volume pori total}}{\text{bulk volume}} \times 100\% \quad (2.2)$$

- Porositas efektif, adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (bulk volume) yang dinyatakan dalam persen.

$$\phi_e = \frac{\text{volume pori yang berhubungan}}{\text{volume total batuan}} = \frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f} \quad (2.3)$$

dimana:

ϕ_e = porositas efektif, fraksi (%)

ρ_g = densitas butiran, gr/cc

ρ_b = densitas total, gr/cc

ρ_f = densitas formasi, gr/cc

Berdasarkan waktu dan cara terjadinya, maka porositas dapat juga diklasifikasikan menjadi dua, yaitu:

- Porositas primer, yaitu porositas yang terbentuk pada waktu yang bersamaan dengan proses pengendapan berlangsung.
- Porositas sekunder, yaitu porositas batuan yang terbentuk setelah proses pengendapan.

Besar kecilnya porositas dipengaruhi oleh beberapa faktor, yaitu ukuran butir, susunan butir, sudut kemiringan dan komposisi mineral pembentuk batuan. Untuk kisaran porositas, ukuran porositas dapat dilihat pada tabel 2.1.



Tabel 2.1. Kisaran porositas (dimodifikasi dari Mili, 2010)

POROSITAS (ϕ)	KELAS RESERVOIR
0 – 5	Abaikan
5 – 10	<i>Poor</i> (kecil)
10 – 15	<i>Fair</i> (cukup)
15 – 20	<i>Good</i> (baik)
> 20	<i>Very good</i> (sangat baik)
0 – 5	Abaikan

2.2. Permeabilitas (k)

Permeabilitas didefinisikan sebagai ukuran kemampuan bahan berpori untuk memungkinkan suatu cairan melewatinya yang biasanya diukur dalam satuan mD atau biasa disebut millidarcie. Apabila media berporinya tidak saling berhubungan maka batuan tersebut tidak mempunyai permeabilitas. Oleh karena itu ada hubungan antara permeabilitas batuan dengan porositas efektif. Sekitar tahun 1856, Henry Darcy seorang hidrologi dari Perancis mempelajari aliran air yang melewati suatu lapisan batu pasir. Hasil penemuannya diformulasikan ke dalam hukum aliran fluida dan diberi nama Hukum Darcy, dapat dinyatakan dalam rumus sebagai berikut:

$$Q = -\frac{k \cdot A}{\eta} \frac{\Delta P}{l} \quad (2.4)$$

dimana:

Q = laju alir fluida, cc/det

k = permeabilitas, darcy

η = viskositas, cp

$\Delta P/\Delta L$ = gradien tekanan dalam arah aliran, atm/cm

A = luas penampang cm²

Besaran permeabilitas satu darcy didefinisikan sebagai permeabilitas yang melewaskan fluida dengan viskositas 1 centipoises dengan kecepatan alir 1 cc/det melalui suatu penampang dengan luas 1 cm² dengan penurunan tekanan 1 atm/cm, dimana $1 Darcy \equiv 10^{-12} m^2$ dan $1 Poise = 1 \frac{dyne \cdot sec}{cm^2} = 0.1 \frac{newton \cdot sec}{m^2}$ (air pada temperatur 20°C, $\eta \approx 0.1$ Poise ≈ 1 Centipoise).

Permeabilitas diukur dengan mengalirkan suatu fluida dalam batuan pada perbedaan tekanan tertentu. Permeabilitas dari 1 *darcy* didefinisikan ketika 1 cm² dari permukaan batuan mengalirkan 1 cm³ fluida (ML⁻¹T⁻¹) dalam 1 detik dalam tekanan 1 atm cm⁻¹. Oleh karena itu, dimensi dari dari *darcy* adalah:

$$\frac{L^3 T^{-1} M L^{-1} T^{-1}}{L^2 M L T^{-2} L^{-2} L^{-1}}$$

atau L². Dimensi tersebut terlihat rumit untuk persamaan koefesien dari permeabilitas *k*. Hal ini akan terlihat lebih mudah apabila permeabilitas yang diperbolehkan yaitu 1 cm³ fluida mengalir pada 1 cm² permukaan dalam 1 detik dikategorikan termasuk permeabilitas tingkat tinggi dalam batuan.

Persamaan 4 darcy berlaku pada kondisi (mili, 2010):

1. Alirannya mantap (*steady state*)
2. Fluida yang mengalir satu fasa
3. Viskositas fluida yang mengalir konstan
4. Kondisi aliran isothermal

5. Formasinya homogen dan arah alirannya horizontal
6. Fluidanya incompressible

Untuk membuat satuan SI sebanding dengan *darcy* tersebut, dimensi L yang digunakan adalah mikrometer (μm atau 10^{-6} m). Satuan SI permeabilitas diubah menjadi mikrometer persegi (μm^2), dan $1 \mu\text{m}^2$ sangat dekat dengan *darcy* ($1 \text{ darcy} = 0.987 \mu\text{m}^2$) dan untuk keperluan geologi $1 \mu\text{m}^2$ dengan $0.987 \mu\text{m}^2$ dianggap sama.

Dari ketentuan fungsi umum, istilah-istilah berikut diterapkan untuk nilai permeabilitas.

Tabel 2.2. Kisaran permeabilitas

Deskripsi Qualitatif	Nilai k (MD)
<i>Poor to fair</i> (kecil - cukup)	< 1.0 - 15
<i>Moderate</i> (sedang)	15 - 50
<i>Good</i> (baik)	50 - 250
<i>Very good</i> (sangat baik)	250 - 1000
<i>Excellent</i> (baik sekali)	> 1000

2.3. Distribusi Ukuran Pori

Distribusi ukuran pori didefinisikan sebagai volume dari berbagai ukuran pori dalam batuan yang biasa dilambangkan sebagai persentase volume gumpal (tanah ditambah ruang pori). Fungsi distribusi ukuran pori dituliskan sebagai fungsi $f(r)$, yang mempunyai nilai sebanding dengan volume total dari semua pori-pori dimana jari-jari effektif (r_{eff}) berada dalam rentang yang sangat kecil yang berpusat di r .

Aliran volume fluida Q dalam model kapiler sederhana dapat dijelaskan oleh hukum Poisulle Hagen (Munson, 2006):

$$Q = \frac{\pi r_k^4}{8\eta} \frac{\Delta P}{l} \quad (2.5)$$

dimana:

r_k = jari-jari kapiler,

l = panjang kapiler,

η = viskositas dinamis,

ΔP = delta tekanan

dari hukum Darcy untuk aliran fluida:

$$k = \frac{\phi r_k^2}{8\tau_h} \quad (2.5)$$

dimana ϕ adalah porositas dan τ_h adalah tortuositas hidrolik yaitu perbandingan antara pola aliran yang kompleks dengan jalur terpendek. Untuk kapiler *cross section* yang bebas, persamaan 2 dapat dimodifikasi dengan *shape factor* (Munson, 2006):

$$k = \frac{\phi r_k^2}{4f\tau_h} \quad (2.6)$$

Shape factor memiliki nilai antara 2 - 3 seperti dapat dilihat di tabel di bawah ini (Fauzi, 1998):

Tabel 2.3. *Shape factor f*

Cross section		Shape factor <i>f</i>
Cylindrical	a/b = 1	2.00
Elliptical	a/b = 2	2.13
	a/b = 10	2.45
	a/b = 50	2.96
Rectangular	a/b = 1	1.78
	a/b = 2	1.94
	a/b = 10	2.65
	a/b = ∞	3.00
Triangle		1.67

Persamaan 2.6 dapat diperluas dengan perumusan distribusi ukuran pori yaitu (Fauzi, 1998):

$$k = \frac{\bar{r}_k^2 \phi}{4f\tau_h} \left[\frac{(\gamma C_k^3 + 3C_k^2 + 1)^2}{(1 + C_k^2)^2} \right] \quad (2.7)$$

dimana:

ϕ = Porositas

\bar{r}_k = Jari-jari rata-rata

C_k = koefesien variasi = $\frac{\sigma_{dev}}{\bar{r}_k}$

σ_{dev} = standard deviasi

γ = *Skewness* (kecondongan)

Standard deviasi (simpangan baku) adalah tingkat keragaman suatu data yang merupakan parameter percobaan yang berkaitan dengan kehalusan alat ukur yang digunakan, dimana dari ke-n data suatu nilai untuk menggantikannya sebagai suatu pendekatan pada simpangan baku disebut *simpangan baku contoh* (Darmawan, 1984). Standard deviasi didefinisikan sebagai:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{X}_0)^2 r_k}{n}} \quad (2.8)$$

Skewness yaitu ukuran ketidak-simetrian sebaran probabilitas dari nilai-real variabel acak. Jika kurva frekuensi suatu distribusi memiliki ekor yang lebih memanjang ke kanan maka dikatakan menceng kanan (positif) dan jika sebaliknya maka menceng kiri (negatif). Secara perhitungan, skewness adalah momen ketiga terhadap mean.

2.4. DIPMA

Digital Image Processing Micro Analysis atau biasa disebut DIPMA mampu mengolah citra untuk menentukan besaran fisis seperti porositas dan permeabilitas.

Perangkat lunak DIPMA ini biasa digunakan untuk meneliti sampel irisan batuan yang telah berupa image bitmap atau yang biasa tertulis .bmp. Besaran fisis yang mampu dianalisa DIPMA ini diantaranya adalah porositas, permeabilitas dan *internal specific surface area*.

Pada DIPMA, mengenal proses *thresholding*, Thresholding (pengambangan) artinya adalah nilai piksel pada citra yang memenuhi syarat nilai ambang yang kita tentukan dirubah kenilai tertentu yang dikehendaki. Secara matematis dituliskan seperti berikut:

$$f_0(x, y) = \begin{cases} T_1, & f_i(x, y) \leq T_1 \\ T_2, & T_1 < f_i(x, y) \leq T_2 \\ T_3, & T_1 < f_i(x, y) \leq T_3 \\ \dots & \dots \\ T_n, & T_{n-1} < f_i(x, y) \leq T_n \end{cases} \quad (2.9)$$

dimana:

$f_i(x,y)$ = citra asli (input) sampel irisan batuan

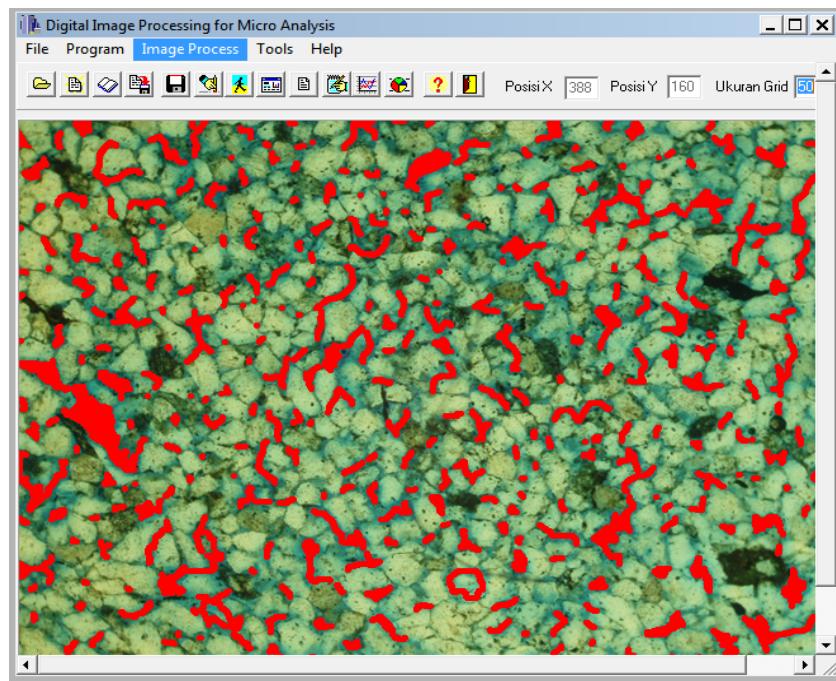
$f_o(x,y)$ = piksel citra baru (hasil/output) sampel irisan batuan

T_n = nilai ambang yang ditentukan

Nilai piksel pada (x,y) citra output akan sama dengan T_1 jika nilai piksel (x,y) citra input tersebut $\leq T_1$. Nilai piksel (x,y) citra input akan sama dengan T_2 jika $T_1 < f_i(x,y) < T_2$, dan seterusnya.

Bisadiambil contoh citra greyscale 8 bit yang akan dipetakan menjadi peta biner (hitam dan putih saja). Citra tersebut memiliki nilai ambang tunggal 128. Berdasarkan persamaan (2.9), citra greyscale 8 bit tersebut memiliki $T_1 = 128$, $T_2 = 255$, $f_i(x,y)$ menyatakan citra grayscale dan $f_o(x,y)$ menyatakan piksel citra grayscale baru. Nilai tersebut memiliki arti bahwa piksel yang nilai intensitasnya <128 akan diubah menjadi warna hitam (nilai intensitas, $f_o(x,y) = 0$), sedangkan piksel yang nilai intensitasnya >128 akan menjadi putih (nilai intensitas, $f_o(x,y) = 255$).

Di bawah ini adalah gambar 2.1 yang menyatakan sampel no 16/P45.Gambar tersebut menggunakan pengklasifikasian pori batuan dengan warna merah sebagai hasil image processing yang juga menunjukkan porsi pori batuan. Pengklasifikasian warna pori bertujuan untuk mempermudah proses *thresholding* pada DIPMA.



Gambar 2.1. Contoh tampilan DIPMA dengan sampel irisan batuan