



PERHITUNGAN NILAI POROSITAS DAN PERMEABILITAS DALAM PENGUKURAN DISTRIBUSI PORI MENGGUNAKAN METODE MERCURY INJECTION CAPILLARY PRESSURE

**Abdullah Rizky
Agusman**

Universitas Bhayangkara Jakarta
Raya, Indonesia

**Aulia Huda
Pinandita**

Universitas Bhayangkara
Jakarta Raya, Indonesia

**Muhammad
Ikhwan A**

China National Logging
Company, China

Corresponding author:

Abdullah Rizky Agusman, Universitas
Bhayangkara Jakarta Raya, Indonesia.
abdullah.rizky@dsn.ubharajaya.ac.id

Article Info :

Article history:

Received: Mei 3, 2026
Revised: Mei 10, 2026
Accepted: Mei 29, 2026
Published : Mei 30, 2026

Keywords:

Keywords 1; Bentonite
Keywords 2; Porosity
Keywords 3; Permeability

Kata Kunci:

Kata Kunci 1; Tekanan Kapiler
Kata Kunci 2; Porositas
Kata Kunci 3; Permeabilitas

Abstract

This study aims to calculate the porosity and permeability values of rocks through pore distribution analysis using the Mercury Injection Capillary Pressure (MICP) method. This method works based on the principle of capillary pressure, where mercury is injected into a rock sample at increasing pressure to determine the pore size and distribution. The measurement data is used to obtain effective porosity and absolute permeability by applying the Washburn and Katz-Thompson equations. The results show that variations in porosity and permeability values are influenced by rock texture, grain size, and inter pore connectivity. Rocks with a uniform pore distribution have higher permeability than rocks with poorly connected pores. Overall, the MICP method has proven effective in providing a quantitative picture of the pore microstructure and can be used to support reservoir characterization in petroleum geology studies.

Abstrak

Penelitian ini bertujuan untuk menghitung nilai porositas dan permeabilitas batuan melalui analisis distribusi pori menggunakan metode Mercury Injection Capillary Pressure (MICP). Metode ini bekerja berdasarkan prinsip tekanan kapiler, dimana mercury diinjeksikan ke dalam sampel batuan pada tekanan yang meningkat untuk menentukan ukuran dan distribusi pori. Data hasil pengukuran digunakan untuk memperoleh porositas efektif dan permeabilitas absolut dengan menerapkan persamaan washburn dan katz thompson. Hasil penelitian menunjukkan bahwa variasi nilai porositas dan permeabilitas dipengaruhi oleh tekstur batuan, ukuran butir, serta konektivitas antarpori. Batuan dengan distribusi pori yang seragam, memiliki permeabilitas yang lebih tinggi dibandingkan batuan dengan pori yang tidak terhubung baik. Secara keseluruhan, metode MICP terbukti efektif dalam memberikan gambaran kuantitatif mengenai struktur mikro pori dan dapat digunakan untuk mendukung karakterisasi reservoir pada studi geologi perminyakan.

Pendahuluan

Karakterisasi sifat petrofisika batuan merupakan aspek penting dalam evaluasi reservoir, khususnya untuk menentukan kemampuan batuan dalam menyimpan dan mengalirkan fluida. Dua parameter utama yang digunakan dalam analisis tersebut adalah porositas dan permeabilitas. Porositas menunjukkan kapasitas ruang pori batuan, sedangkan permeabilitas menggambarkan kemampuan aliran fluida melalui jaringan pori yang saling terhubung.

Metode Mercury Injection Capillary Pressure (MICP) merupakan salah satu teknik laboratorium yang banyak digunakan untuk menganalisis struktur pori batuan berdasarkan prinsip tekanan kapiler. Melalui metode ini, diperoleh data distribusi ukuran pori yang dapat dimanfaatkan untuk menghitung porositas serta mengestimasi

permeabilitas batuan menggunakan pendekatan empiris.

Penelitian ini bertujuan untuk membahas perhitungan nilai porositas dan permeabilitas berdasarkan data distribusi pori hasil pengujian MICP, sebagai bagian dari upaya karakterisasi sifat mikrostruktur batuan reservoir.

1.1 Latar Belakang

Porositas dan permeabilitas merupakan parameter utama dalam menentukan kualitas dan produktivitas batuan reservoir. Nilai kedua parameter tersebut sangat dipengaruhi oleh ukuran, distribusi, dan konektivitas pori batuan. Oleh karena itu, pemahaman terhadap karakteristik pori menjadi penting dalam studi petrofisika.

Metode Mercury Injection Capillary Pressure (MICP) memungkinkan analisis distribusi ukuran pori secara kuantitatif melalui injeksi merkuri pada tekanan yang meningkat. Selain memberikan informasi tekanan kapiler dan distribusi pori, data MICP dapat digunakan untuk menghitung porositas efektif serta memperkirakan permeabilitas batuan menggunakan model korelasi tertentu, seperti Katz dan Thompson.

Namun, pemanfaatan data MICP untuk perhitungan porositas dan permeabilitas memerlukan pendekatan yang tepat agar hasil yang diperoleh representatif terhadap kondisi batuan. Oleh karena itu, penelitian ini difokuskan pada perhitungan nilai porositas dan permeabilitas berdasarkan data distribusi pori hasil pengujian MICP, guna mendukung karakterisasi batuan reservoir secara lebih efisien.

1.2 Tujuan Penelitian.

Penelitian ini bertujuan untuk memahami dan menganalisis berbagai aspek, terkait pengolahan data menggunakan MICP, perhitungan nilai porositas, serta perhitungan nilai permeabilitas menggunakan Katz & Thompson. Adapun tujuan spesifik dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menganalisis dan menjelaskan prinsip kerja serta mekanisme metode Mercury Injection Capillary Pressure (MICP), termasuk bagaimana metode ini digunakan untuk menghasilkan kurva tekanan kapiler vs saturasi air (P_c vs S_w) dan plot distribusi pori. Untuk menentukan klasifikasi ukuran pori berdasarkan perhitungan distribusi pori.
2. Menghitung nilai porositas batuan dari data yang diperoleh melalui pengujian MICP.
3. Menghitung nilai permeabilitas batuan secara tidak langsung, berdasarkan data distribusi pori yang diperoleh dari pengujian MICP.

Metode Penelitian

Penelitian ini mengacu pada konsep *Special Core Analysis (SCAL)* yang digunakan untuk menganalisis perilaku aliran fluida dua fase dalam batuan reservoir melalui hubungan tekanan kapiler dan saturasi air. Dalam konteks ideal silinder kapiler, hukum Washburn didasarkan pada prinsip keseimbangan gaya dan dinamika fluida yang merinci dorongan cairan ke atas atau ke bawah. (Edward W. Washburn, 1921) Tekanan kapiler (P_c) adalah gaya pendorong utama yang menyebabkan cairan bergerak melawan hambatan viskositas dalam kapiler..

$$P_c = \frac{2Y \cos \theta}{Y} \quad 1$$

Dimana :

P_c : Tekanan Kapiler

Y : Tegangan Permukaan Antara 2 Fluida

θ : Sudut Kontak

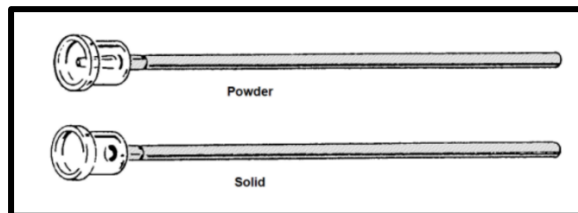
Mercury Injection Capillary Pressure (MICP) adalah teknik laboratorium yang digunakan dalam karakterisasi batuan reservoir untuk mengukur distribusi ukuran pori dan sifat kapiler batuan. Teknik ini sangat penting dalam industri minyak dan gas bumi serta hidrogeologi. (Adhi Nugroho et al., n.d.).



Gambar 1. Alat *Micromeritics*

Sumber : Micromeritics Instrument Corporation, (2022)

Memilih penetrometer yang paling tepat untuk menguji material tertentu tergantung pada bentuk atau bentuk sampel, porositas sampel, dan jumlah sampel. Penetrometer tersedia dengan tiga volume sampel, dengan lima kapasitas intrusi, dan dalam konfigurasi untuk potongan padat atau bubuk. Ketika penetrometer awalnya diisi dengan merkuri, merkuri memanjang seluruh panjang penetrometer. Karena meningkatnya tekanan menyebabkan merkuri menyusup ke dalam pori-pori sampel, volume merkuri di batang penetrometer berkurang dengan jumlah yang sama dengan volume pori-pori yang terisi. Penurunan panjang batang penetrometer yang diisi merkuri ini menyebabkan penurunan kapasitas penetrometer (Roland Lenormand & Guillaume Lenormand, 2024).



Gambar 2. Alat Penetrometer

Sumber : Micromeritics Instrument Corporation, (2022)

Selanjutnya, Distribusi ukuran pori adalah deskripsi tentang seberapa banyak pori (rongga kecil) dengan ukuran tertentu yang ada di dalam suatu batuan. Pori-pori ini tidak seragam mereka memiliki berbagai ukuran, dari yang sangat kecil hingga yang besar. Memahami distribusinya sama seperti mengukur "keberagaman" ruang penyimpanan dalam batuan reservoir. Distribusi ukuran pori menggambarkan frekuensi kemunculan pori dengan ukuran tertentu dalam batuan dan biasanya dinyatakan dalam bentuk histogram atau kurva kumulatif. (Kashif et al., 2019)

$$D = \frac{1}{p} \cdot 4 \cdot \gamma \cdot \cos\theta \quad 2$$

Dimana :

D_p : Diameter pori (μm)

Y : Tegangan permukaan merkuri (biasanya 480 dynes/cm atau 0.480 N/m)

θ : Sudut kontak antara merkuri dan batuan (biasanya 140°)

P_c : Tekanan kapiler (atm atau Pa)

Selanjutnya, porositas adalah perbandingan volume rongga-rongga pori terhadap volume total seluruh batuan. Perbandingan ini biasa dinyatakan dalam persen dan disebut porositas. Porositas dapat juga dinyatakan dalam "acre-feet" yang berarti volume dinyatakan sebagai luas dalam "acre" dan ketebalan reservoir dalam kaki (feet) (Koesoemadinata, 1989).

$$\emptyset = \frac{\text{Volume Pori} - \text{Pori}}{\text{Volume Keseluruhan Batuan}} \times 100\% \quad 3$$

Dimana :

\emptyset : Porositas (%)

V_p : Volume Pori-Pori (ft^3)

Vt : Volume Keseluruhan Batuan (ft³)

Selanjutnya, permeabilitas (k) adalah salah satu parameter fisika batuan yang paling penting dalam geologi perminyakan dan hidrogeologi. Permeabilitas mengukur kemampuan suatu material berpori, seperti batuan atau tanah, untuk mengalirkan fluida (cair atau gas) melalui pori-porinya yang saling terhubung. Model Katz and Thompson, yang dikembangkan oleh A.J. Katz dan A.H. Thompson pada tahun 1986, menawarkan pendekatan unik untuk memprediksi permeabilitas berdasarkan teori perkolasi (percolation theory). Teori ini menganggap permeabilitas dikendalikan oleh jalur aliran yang paling efisien, yang dibentuk oleh pori-pori dengan ukuran terbesar dan saling terhubung (Katz & Thompson, 1987).

$$k = \frac{1}{89} L_{max}^2 \frac{L_{max}}{L_{char}} \cdot I_{tot} Y_b S_{L_{max}} \quad 4$$

Dimana :

- K : Permeabilitas
- 1/89 : Hasil regresi data (konstanta)
- L_{max} : Characteristic Pore Size (μm)
- L_{char} : Characteristic Length (μm)
- I_{tot} : Intrusion Total (ml/g)
- Y_b : Bulk Density (ml/g)
- S_{lmax} : Saturation Pada L_{max} (ml/g)

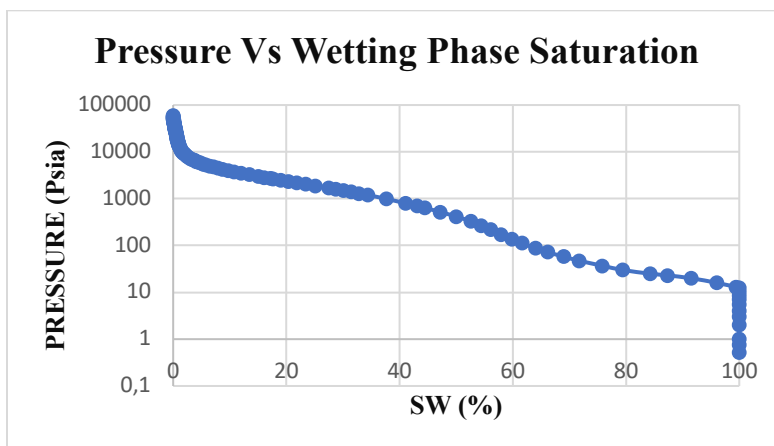
Penelitian ini merupakan penelitian kuantitatif, karena seluruh analisis dilakukan berdasarkan data numerik hasil pengujian laboratorium. Data yang digunakan berupa tekanan kapiler, distribusi pori, porositas, dan permeabilitas yang diperoleh dari hasil *Special Core Analysis* (SCAL) menggunakan metode mercury injection pada sampel batuan reservoir.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Dalam penelitian ini penulis mendapatkan data penunjang yang dimana data tersebut digunakan untuk perhitungan Pc vs Sw, distribusi pori, porositas dan permeabilitas.

Tabel 1. Data Sample Batuan

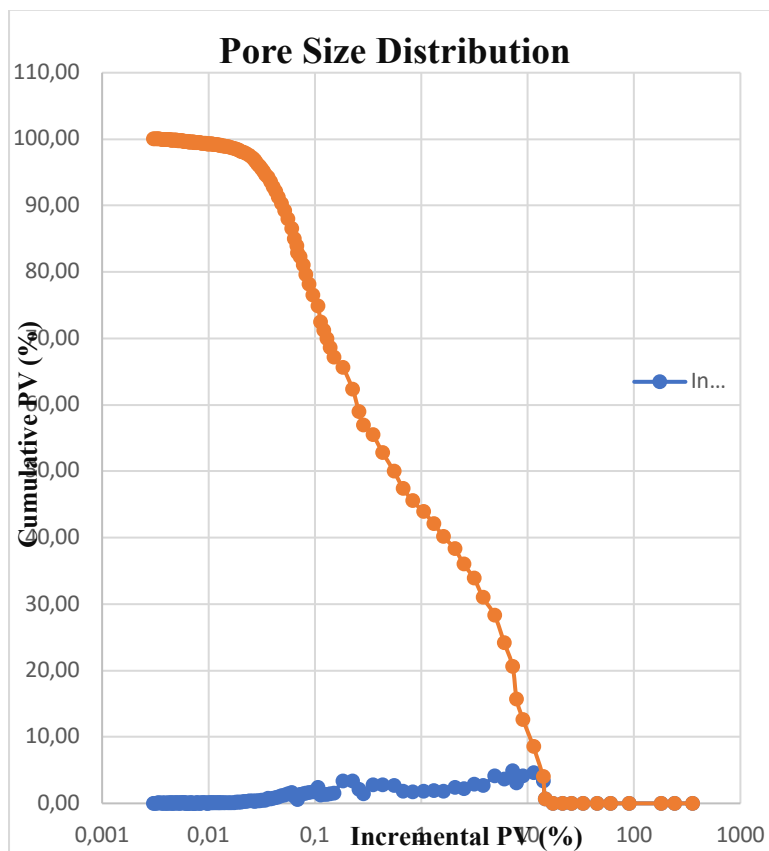
	MIN	MAX	AVERAGE
PRESSURE	0.512104	59979.87	15955.54
CUMULATIVE VOLUME	0	0.104224	0.082129
INCREMENTAL VOLUME	0	0.005038	0.000709



Gambar 3. Plot Kurva Pc vs Sw

Hasil analisis tekanan kapiler menunjukkan hubungan antara tekanan kapiler dan saturasi fasa pembasah (Sw) yang diperoleh dari pengujian Mercury Injection Capillary Pressure (MICP). Terlihat bahwa tekanan kapiler meningkat secara signifikan seiring dengan penurunan nilai Sw, yang menunjukkan bahwa pori-pori berukuran lebih kecil memerlukan tekanan yang lebih tinggi untuk dapat diinjeksi merkuri. Pada saturasi air tinggi, tekanan

kapiler relatif rendah dan merepresentasikan intrusi pada pori berukuran besar, sedangkan pada saturasi air rendah, tekanan kapiler yang sangat tinggi mengindikasikan keberadaan pori mikro dengan konektivitas terbatas.



Gambar 4. Plot Kurva Distribusi Pori

Gambar menunjukkan distribusi ukuran pori berdasarkan data Mercury Injection Capillary Pressure (MICP) yang disajikan dalam bentuk incremental pore volume dan cumulative pore volume. Kurva incremental pore volume menunjukkan bahwa kontribusi volume pori terbesar berasal dari rentang ukuran pori menengah, sedangkan pori berukuran sangat kecil dan sangat besar memberikan kontribusi volume yang relatif lebih kecil. Sementara itu, kurva cumulative pore volume memperlihatkan penurunan yang bertahap seiring bertambahnya ukuran pori, yang mengindikasikan bahwa sebagian besar volume pori terdistribusi pada ukuran pori tertentu yang mendominasi sistem pori batuan.

Tabel 2. Data Perhitungan Porositas

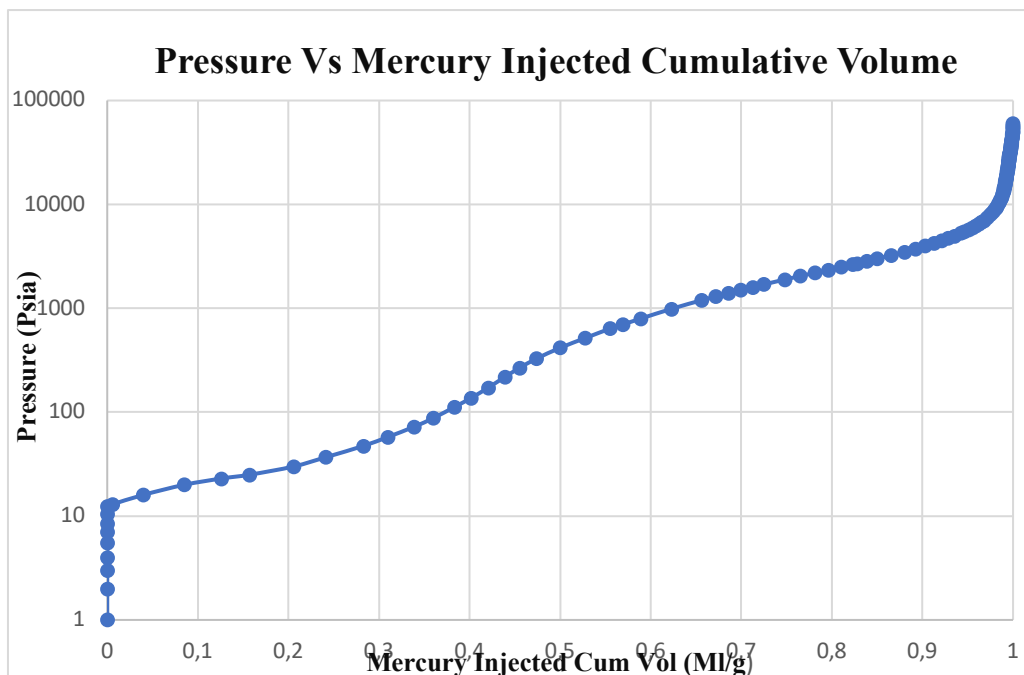
Pore Volume	1.66289624 ml
Bulk Density	1.9942 g/ml
Berat Sampel	16 gr
Hasil Porositas	20.78%

Dari hasil perhitungan, diperoleh nilai porositas sebesar 20,78%, yang menunjukkan bahwa sekitar seperlima dari total volume sampel terdiri dari ruang pori yang berpotensi untuk menyimpan fluida. Nilai porositas ini termasuk ke dalam kategori sedang hingga baik bagi batuan reservoir, karena umumnya batuan dengan porositas di atas 15% sudah dianggap memiliki kapasitas penyimpanan hidrokarbon yang cukup signifikan. Dengan demikian, sampel batuan yang diuji memiliki karakteristik petrofisika yang cukup baik, dan dapat diinterpretasikan memiliki potensi sebagai batuan reservoir dalam sistem perminyakan.

Tabel 3. Data Perhitungan Permeabilitas

Parameter	Hasil
Pressure Threshold	23.784627

I. Thris	0.014450798
Lmax	6.305356643
Lchar	7.60422481
I.Tot	0.104224145
Bulk Density (YB)	1.9942
(-) Slmax	0.02036822
Slmax	0.195427074
Hasil Permeabilitas	0.015045471
Diubah ke mD	15.04547139 mD



Gambar 5. Plot kurva Pc vs Mercury Injected Cum Vol

Gambar memperlihatkan hubungan antara tekanan injeksi dan volume kumulatif merkuri yang terinjeksi selama pengujian Mercury Injection Capillary Pressure (MICP). Terlihat bahwa peningkatan volume kumulatif merkuri seiring dengan kenaikan tekanan menunjukkan proses intrusi merkuri yang bertahap ke dalam sistem pori batuan, dari pori berukuran besar pada tekanan rendah hingga pori berukuran sangat kecil pada tekanan tinggi. Kenaikan tekanan yang tajam pada tahap akhir intrusi mengindikasikan dominasi pori mikro dengan diameter sangat kecil yang memerlukan tekanan tinggi untuk dapat ditembus.

1.1 Hasil Pengujian Sampel Lumpur Bentonite 3 gram, 6 gram, 9 gram, 12 gram dan 15 gram sebelum temperature

Penelitian ini menunjukkan bahwa penambahan bentonit dalam variasi 3 gram hingga 15 gram secara signifikan memengaruhi sifat lumpur pemboran, terutama pada parameter seperti mud density, rheologi, viskositas, yield point, gel strength, dan filtrasi. Mud density meningkat ringan dari 9,3 menjadi 9,6 ppg pada dosis optimal sebelum sedikit menurun, sementara viskositas pada berbagai rpm (600 hingga 3 rpm) melonjak tajam dari 57 menjadi 198, menandakan peningkatan daya angkut cuttings meski berisiko resistensi aliran. Plastic viscosity dan yield point menunjukkan fluktuasi non-linier dengan puncak 26 cp dan 146 lb/ft pada 15 gram, gel strength 10 detik/10 menit naik menjadi 55/56 lb/100 ft², serta filtrate loss dan ketebalan mud cake bervariasi (4,4-13,3 ml; 0,38 mm optimal),

Mud Properties	Bentonite					Satuan
	3 gram	6 gram	9 gram	12 gram	15 gram	
Mud Density	9,3	9,3	9,4	9,6	9,5	ppg
Rheology 600 Rpm	57	76	95	169	198	cp
300 Rpm	49	70	75	145	172	cp
200 Rpm	38	61	66	135	158	cp
100 Rpm	30	52	55	125	153	cp
6 Rpm	17	32	38	114	145	cp
3 Rpm	14	29	35	113	143	cp
Plastic Viscosity	13	6	20	19	26	cp
Yield Point	31	64	9	24	146	Lbs/100 ft ²
10 sec Gel Strength	12	20	33	39	55	Lbs/100 ft ²
10 min Gel Strength	17	28	49	56	39	Lbs/100 ft ²
API Filtrate Loss	4,4	5,8	13,3	8,6	9,7	Cc/30 menit
API Mud Cake	0,38	1,91	2,08	1,84	2,15	mm
pH	9	9	9,1	9	9,2	-

1.2 Pengujian lumpur pemboran setelah temperatur

Pengujian lumpur pemboran setelah perlakuan suhu (pemanasan) dilakukan untuk mengetahui pengaruh temperatur terhadap sifat fisik dan kimia lumpur pemboran agar dapat memastikan lumpur masih mampu berfungsi dengan baik dalam kondisi panas di lapangan, terutama dalam sumur pengeboran yang bersuhu tinggi. Pengujian ini biasanya mencakup beberapa aspek utama berikut:

1.3 Hasil Pengujian Sampel Lumpur 3 Gram Setelah Temperature

Pengujian sampel lumpur pemboran dengan penambahan 3 gram bentonit setelah aging pada suhu 100°F, 200°F, dan 250°F menunjukkan tren penurunan densitas (8,8 ke 8,6 ppg lalu naik ke 8,9 ppg), viskositas rheologi pada berbagai RPM (contoh: 600 RPM dari 55 cP menjadi 45 cP), plastic viscosity (13 ke 11 cP), serta yield point (29 ke 23 lb/100 ft²), menandakan lumpur semakin cair dan mudah mengalir di suhu tinggi. Gel strength 10 detik stabil di 10 lb/100 ft², sementara 10 menit naik dari 12 menjadi 15 lb/100 ft² pada 250°F; API filtrate loss turun optimal

menjadi 5,8 cc pada 200°F sebelum naik sedikit ke 6,8 cc, dengan ketebalan mud cake stabil ~0,65 mm dan pH menurun dari 9 ke 8,4.

Mud Properties	Bentonite 3 Gram			Satuan
	100 F	200F	250F	
Mud Density	8,8	8,6	8,9	ppg
<i>Rheology</i> 600 RPM	55	47	45	cp
300 RPM	42	36	34	cp
200 RPM	36	32	29	cp
100 RPM	29	24	23	cp
6 RPM	14	10	15	cp
3 RPM	12	9	7	cp
Plastic Viscosity	13	11	11	cp
Yield Point	29	25	23	Lbs/100 ft ²
10 Sec Gel Strength	10	10	10	Lbs/100 ft ²
10 Min Gel Strength	12	12	15	Lbs/100 ft ²
API Filtrate Loss	8,1	5,8	6,8	cc/30 Menit
API Mud Cake	0,65	0,65	0,64	mm
PH	9	8,5	8,4	

1.4 Hasil Pengujian Sampel Lumpur 6 Gram Setelah Temperature

Pengujian sampel lumpur pemboran dengan 6 gram bentonit setelah aging pada suhu 100°F, 200°F, dan 250°F menunjukkan penurunan densitas dari 9,2 ppg menjadi 8,5 ppg, viskositas rheologi menurun secara umum pada berbagai RPM (600 RPM: 76 ke 70 cP; 300 RPM: 60 ke 52 cP), plastic viscosity berfluktuasi (16→12→18 cP), serta yield point turun tajam dari 44 menjadi 34 lb/100 ft² pada suhu tertinggi. Gel strength 10 detik/10 menit relatif stabil dengan sedikit penurunan (20→17 lb/100 ft² dan 24→21 lb/100 ft²), API filtrate loss konsisten menurun ringan (6,8→6,6 cc), ketebalan mud cake meningkat (1,43→1,77 mm), dan pH sedikit turun dari 8,5 ke 8,4

Mud Properties	Bentonite 6 Gram			Satuan
	100F	200F	250F	
Mud Density	9,2	9	8,5	ppg
<i>Rheology</i> 600 RPM	76	69	70	cp
300 RPM	60	57	52	cp
200 RPM	53	51	45	cp
100 RPM	45	45	37	cp
6 RPM	29	29	20	cp
3 RPM	27	26	17	cp
Plastic Viscosity	16	12	18	cp
Yield Point	44	45	34	Lbs/100 ft ²
10 Sec Gel Strength	20	16	17	Lbs/100 ft ²
10 Min Gel Strength	24	20	21	Lbs/100

				ft ²
API Filtrate Loss	6,8	6,7	6,6 ml	cc/30 Menit
API Mud Cake	1,43	1,33	1,77	mm
PH	8,5	8,5	8,4	-

1.5 Hasil Pengujian Sampel Lumpur 9 Gram Setelah Temperature

Pengujian sampel lumpur pemboran dengan 9 gram bentonit setelah aging pada suhu 100°F, 200°F, dan 250°F menunjukkan penurunan konsisten densitas dari 9,4 ppg menjadi 8,4 ppg, viskositas rheologi menurun signifikan pada berbagai RPM (600 RPM: 118→82→84 cP; 300 RPM: 93→64→71 cP), plastic viscosity turun dari 25 ke 14 cP, serta yield point berfluktuasi (68→46→56 lb/100 ft²). Gel strength 10 detik/10 menit menurun (35→28→21 lb/100 ft² dan 40→27→28 lb/100 ft²), API filtrate loss stabil menurun ringan (9,2→8,2 cc), ketebalan mud cake meningkat tajam (1,1→1,38→2,84 mm), dan pH sedikit turun dari 8,5 ke 8,3.

Mud Properties	Bentonite 9 Gram			Satuan
	100F	200F	250F	
Mud Density	9,4	9,1	8,4	ppg
<i>Rheology</i> 600 RPM	118	82	84	cp
300 RPM	93	64	71	cp
200 RPM	82	58	65	cp
100 RPM	70	50	58	cp
6 RPM	53	38	43	cp
3 RPM	51	36	39	cp
Plastic Viscosity	25	18	14	cp
Yield Point	68	46	56	Lbs/100 ft ²
10 Sec Gel Strength	35	28	21	Lbs/100 ft ²
10 Min Gel Strength	40	27	28	Lbs/100 ft ²
API Filtrate Loss	9,2	8,2	8,2	cc/30 Menit
API Mud Cake	1,1	1,38	2,84	mm
PH	8,5	8,5	8,3	-

1.6 Hasil Pengujian Sampel Lumpur 12 Gram Setelah Temperature

Pengujian sampel lumpur pemboran dengan 12 gram bentonit setelah aging pada suhu 100°F, 200°F, dan 250°F menunjukkan penurunan konsisten densitas dari 9,5 ppg menjadi 8,9 ppg, viskositas rheologi menurun signifikan pada semua RPM (600 RPM: 143→95 cP), plastic viscosity turun dari 32 ke 18 cP, serta yield point menurun dari 79 ke 59 lb/100 ft². Gel strength 10 detik/10 menit anjlok drastis (65→27 lb/100 ft² dan 73→28 lb/100 ft²), API filtrate loss stabil ringan (8,9→8,7 cc), ketebalan mud cake meningkat (1,02→1,28 mm), dan pH turun dari 8,7 ke 8,3.

Mud Properties	Bentonite 12 Gram			Satuan
	100F	200F	250F	
Mud Density	9,5	9,4	8,9	ppg
<i>Rheology</i> 600 RPM	143	103	95	cp
300 RPM	111	83	77	cp

200 RPM	97	73	70	cp
100 RPM	83	66	62	cp
6 RPM	71	56	60	cp
3 RPM	69	55	58	cp
Plastic Viscosity	32	20	18	cp
Yield Point	79	63	59	Lbs/100 ft ²
10 Sec Gel Strength	65	58	27	Lbs/100 ft ²
10 Min Gel Strength	73	65	28	Lbs/100 ft ²
API Filtrate Loss	8,9	9,3	8,7	cc/30 Menit
API Mud Cake	1,02	1,13	1,28	mm
PH	8,7	8,4	8,3	-

1.7 Hasil Pengujian Sampel Lumpur 15 Gram Setelah Temperature

Pengujian sampel lumpur pemboran dengan 15 gram bentonit setelah aging pada suhu 100°F, 200°F, dan 250°F menunjukkan penurunan ringan densitas dari 9,5 ppg menjadi 9,2 ppg, viskositas rheologi menurun signifikan pada berbagai RPM (600 RPM: 170→103→121 cP), plastic viscosity anjlok dari 39 ke 8 cP, serta yield point berfluktuasi (92→69→105 lb/100 ft²) dengan peningkatan pada suhu tertinggi. Gel strength 10 detik stabil (~70 lb/100 ft²), sementara 10 menit bervariasi (84→90→85 lb/100 ft²); API filtrate loss konsisten (~10 cc), ketebalan mud cake sedikit fluktuatif (1,3→1,07→1,1 mm), dan pH turun ringan dari 8,7 ke 8,3.

Mud Properties	15 Gram			Satuan
	100 F	200F	250F	
Mud Density	9,5	9,4	9,2	ppg
<i>Rheology</i> 600 RPM	170	103	121	cp
300 RPM	131	87	113	cp
200 RPM	115	78	96	cp
100 RPM	96	70	90	cp
6 RPM	80	67	87	cp
3 RPM	79	63	94	cp
Plastic Viscosity	39	18	8	cp
Yield Point	92	69	105	Lbs/100 ft ²
10 Sec Gel Strength	71	70	70	Lbs/100 ft ²
10 Min Gel Strength	84	90	85	Lbs/100 ft ²
API Filtrate Loss	10,1	10	10,1	ml/30 Menit
API Mud Cake	1,3	1,07	1,1	mm
PH	8,7	8,5	8,3	-

1.8 Pengaruh Penambahan Additif

1. Pengaruh Penambahan *Potassium Hydroxide* (KOH)

Penambahan KOH dapat menaikkan nilai plastic viscosity (PV), yield point (YP), dan *gel strength* (GS) lumpur pemboran.

2. Pengaruh Penambahan *Bentonite*

Bentonit secara alami berfungsi untuk meningkatkan viskositas (kekentalan) dan *gel strength* lumpur pemboran. Peningkatan viskositas ini sangat penting agar lumpur mampu mengangkat cutting (serpihan batuan) ke permukaan dan membersihkan dasar lubang sumur

3. Pengaruh Penambahan *Biocide*

Biocide digunakan untuk membunuh atau menghambat pertumbuhan bakteri dan mikroorganisme lain dalam lumpur pemboran. Pertumbuhan mikroba yang tidak terkendali dapat menyebabkan degradasi polymer organik dalam lumpur, sehingga menurunkan sifat reologi lumpur seperti viskositas dan gel strength

4. Pengaruh penambahan *XCD Polymer*

Penambahan XCD polymer membantu mengontrol *filtration loss* (kehilangan cairan lumpur ke formasi), sehingga mencegah kerusakan formasi dan menjaga stabilitas lubang bor.

5. Pengaruh penambahan *Starch*

Penambahan Starch dapat menurunkan volume filtrate, yaitu jumlah fluida yang hilang ke formasi batuan. Hal ini terjadi karena starch menutup pori-pori pada lapisan *Bentonite* dalam lumpur, mengurangi penetrasi fluida ke batuan dan membentuk lapisan mud cake yang efektif.

6. Pengaruh penambahan *Potassium chloride* (KCL)

Polymer KCL adalah sistem lumpur pemboran berbasis air (*water base mud*) yang memadukan kalium klorida (KCL) dan polymer sebagai aditif utama. Sistem ini dirancang khusus untuk mengontrol reaksi kimia pada lapisan shale, sehingga dapat menghambat laju pengembangan (*swelling*) dan keruntuhan (*sloughing*) pada formasi shale atau clay yang reaktif terhadap air.

7. Pengaruh penambahan *barite*

Barite adalah *additive weighting agent* yang paling umum digunakan untuk menaikkan berat jenis lumpur pemboran. Peningkatan densitas ini penting untuk mengimbangi tekanan formasi batuan dan mencegah *blowout* selama pemboran

1.9 Analisis Perbedaan Temperature dan Perbedaan Berat Bentonite

Perbedaan suhu 100°F, 200°F, dan 250°F pada berat bentonite 3 gram, 6 gram, 9 gram, 12 gram, dan 15 gram akan mempengaruhi beberapa sifat dan performa bentonite, terutama terkait adsorpsi, penghilangan air, dan stabilitas termal. Berikut penjelasan utamanya:

- Suhu pemanasan yang lebih rendah (sekitar 100°F atau 38°C) cenderung membuat bentonite mempertahankan sebagian molekul air di strukturnya, sehingga daya serapnya relatif lebih rendah dibandingkan dengan suhu yang lebih tinggi. Pada suhu ini, berat bentonite yang lebih besar akan meningkatkan kemampuan adsorpsi dan penghilangan air secara moderat.
- Suhu 200°F (sekitar 93°C) biasanya sudah cukup untuk menghilangkan sebagian besar molekul air yang terikat fisik dalam bentonite (dehidrasi), sehingga kapasitas adsorpsi meningkat. Namun, pada suhu ini, terutama untuk berat bentonite lebih tinggi (misal 12-15 gram), terjadi penurunan efisiensi adsorpsi jika dibandingkan dengan suhu optimal yang lebih rendah karena kemungkinan efek suhu tinggi mulai mempengaruhi struktur bentonite secara negatif, sehingga kadang perlu penyesuaian.
- Suhu 250°F (sekitar 121°C) merupakan suhu yang cukup tinggi untuk melakukan aktivasi termal bentonite dimana sebagian besar air hilang dan daya serapnya meningkat signifikan. Namun, pada suhu tinggi ini, untuk berat bentonite kecil (misal 3-6 gram), adsorpsi cenderung lebih maksimal karena partikel lebih aktif, sementara untuk berat lebih besar, bisa terjadi efek penurunan tertentu akibat aglomerasi partikel atau perubahan struktur bentonite yang menurunkan kapasitas adsorpsi.

KESIMPULAN

Kajian ini menyoroti penerapan perhitungan porositas dan permeabilitas pada saat pengukuran distribusi pori menggunakan mercury injection capillary pressure. Berdasarkan hasil dari Bab 1 hingga Bab IV, diperoleh Kesimpulan bahwa :

1. Tekanan Kapiler dan Sifat Batuan:

Hasil pengujian Mercury Injection Capillary Pressure (MICP) menunjukkan hubungan berbanding terbalik antara tekanan kapiler dan saturasi fasa pembasah. Tekanan kapiler meningkat secara signifikan pada saturasi air rendah, yang mengindikasikan dominasi pori berukuran kecil yang memerlukan tekanan tinggi untuk dapat diinjeksi.

2. Distribusi Pori:

Analisis distribusi ukuran pori menunjukkan bahwa volume pori batuan didominasi oleh pori berukuran menengah, sementara pori mikro dan makro memberikan kontribusi volume yang relatif lebih kecil. Pola distribusi ini mencerminkan sistem pori yang relatif homogen dengan konektivitas yang cukup baik.

3. **Porositas:**

Perhitungan porositas berdasarkan data MICP menghasilkan nilai porositas efektif yang merepresentasikan kapasitas penyimpanan fluida dalam batuan. Nilai porositas tersebut dipengaruhi oleh total volume pori yang dapat diakses oleh merkuri selama proses intrusi.

4. **Permeabilitas:**

Estimasi permeabilitas menggunakan model Katz & Thompson menunjukkan bahwa permeabilitas batuan dipengaruhi oleh ukuran pori dominan dan tingkat konektivitas antarpori. Kehadiran pori berukuran menengah yang saling terhubung memberikan kontribusi utama terhadap kemampuan aliran fluida batuan.

DAFTAR PUSTAKA

- Adhi Nugroho, N., Agriandita, I., & Bintang Yuda, F. (n.d.). Jurnal Fisika dan Aplikasinya Pengaruh Tekanan Kapiler Terhadap Permeabilitas Sampel Batuan Menggunakan Metode Tekanan Kapiler Injeksi Merkuri (MICP). In *Jurnal Fisika dan Aplikasinya* (Vol. 7, Issue 1).
- Edward W. Washburn. (1921). *Washburn's equation*.
- Kashif, M., Cao, Y., Yuan, G., Asif, M., Javed, K., Mendez, J. N., Khan, D., & Miruo, L. (2019). Pore size distribution, their geometry and connectivity in deeply buried Paleogene Es1 sandstone reservoir, Nanpu Sag, East China. *Petroleum Science*, 16(5), 981–1000. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00375-3>
- Katz, A. J., & Thompson, A. H. (1987). Prediction of rock electrical conductivity from mercury injection measurements. *Journal of Geophysical Research*, 92(B1), 599–607. <https://doi.org/10.1029/JB092iB01p00599>
- Koesoemadinata, R. P. (1989). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. ITB.
- Micromeritics Instrument Corporation. (2022). *Porosimetri Intrusi Mercury*.
- Roland Lenormand, & Guillaume Lenormand. (2024). *Fast Measurements Of Capillary Pressure Using The Porous Plate Method: An Alternative To MICP*.