



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

Angelic Leatemala

Universitas Bhayangkara Jakarta
Raya, Indonesia

**Abdullah Rizky
Agusman**

Universitas Bhayangkara
Jakarta Raya, Indonesia

**Aulia Huda
Pinandita**

Universitas Bhayangkara
Jakarta Raya, Indonesia

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; Capillary Pressure

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 merkuri 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

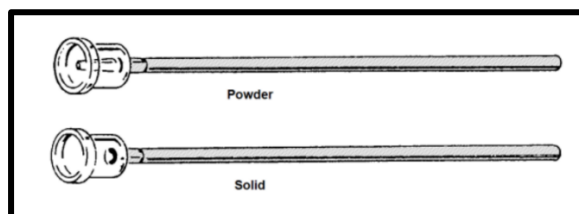
Mercury Injection Capillary Pressure (MICP) adalah teknik laboratorium yang digunakan dalam karakterisasi batuan reservoir untuk mengukur distribusi ukuran pori dan sifat kapiler batuan. Teknik ini sangat penting dalam industri minyak dan gas bumi serta hidrogeologi. (Adhi Nugroho et al., n.d.).



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)

γ : 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 (%)

Vp : Volume Pori-Pori (ft³)

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_{L_{max}} : Saturation Pada L_{max} (ml/g)

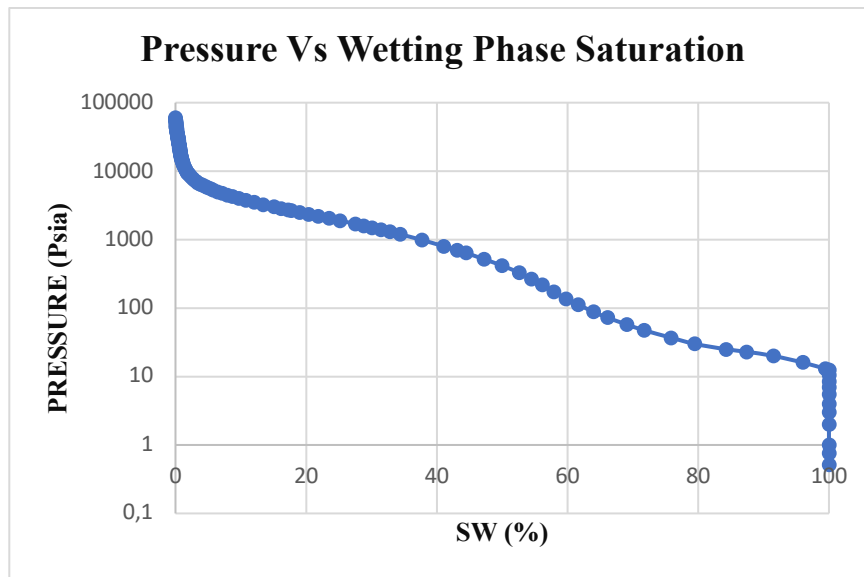
Penelitian ini merupakan penelitian kuantitatif, karena seluruh analisis dilakukan berdasarkan data numerik hasil pengujian laboratorium. Data yang digunakan berupa tekanan kapiler, distribusi pori, porositas, dan permeabilitas yang diperoleh dari hasil *Special Core Analysis* (SCAL) menggunakan metode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

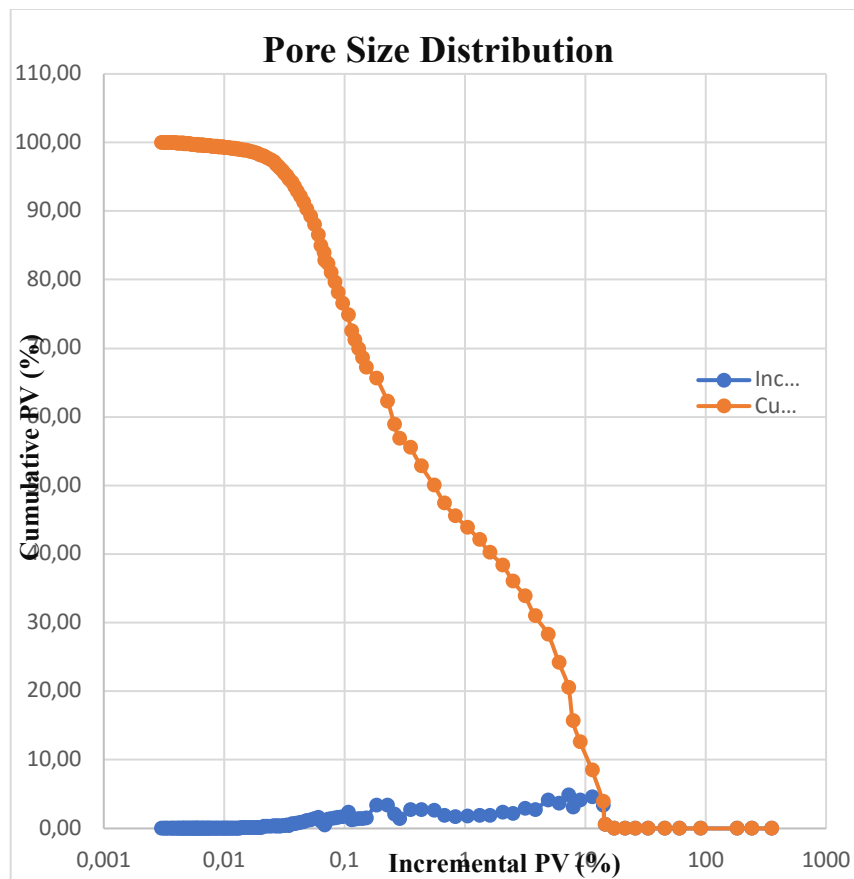
Tabel 1. Data Sample Batuan

	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 (S_w) yang diperoleh dari pengujian Mercury Injection Capillary Pressure (MICP). Terlihat bahwa tekanan kapiler meningkat secara signifikan seiring dengan penurunan nilai S_w , 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.

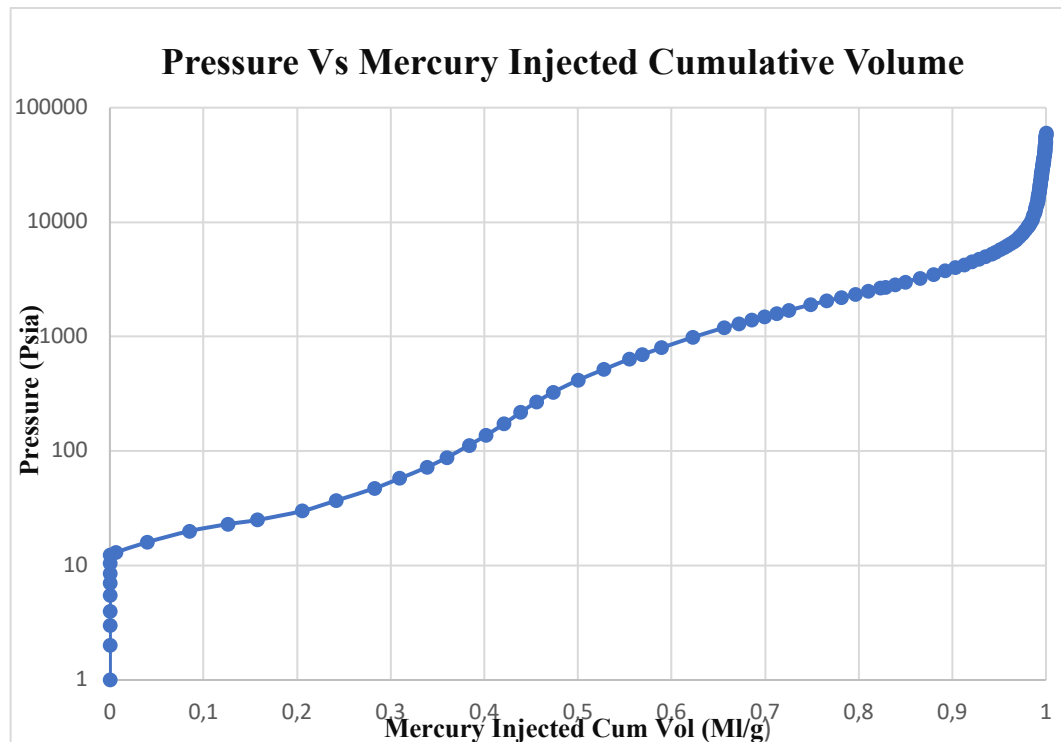
Tabel 2. Data Perhitungan Porositas

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 milidarcy	15.04547139 mD



Gambar 5. Plot kurva Pc vs Mercury Injected Cum Vol

KESIMPULAN

Kajian ini menyoroti penerapan perhitungan porositas dan permeabilitas pada saat pengukuran distribusi pori menggunakan mercury injection capillary pressure. Berdasarkan hasil dari paper diatas diperoleh kesimpulan bahwa :

Hasil pengujian Mercury Injection Capillary Pressure (MICP) memperlihatkan adanya hubungan terbalik antara tekanan kapiler dan saturasi fasa pembasah. Pada saat saturasi air berada pada nilai rendah, tekanan kapiler meningkat secara signifikan. Kondisi ini menunjukkan dominasi pori-pori berukuran kecil di dalam batuan, karena pori kecil memerlukan tekanan yang lebih tinggi agar dapat terinjeksi oleh merkuri. Dengan demikian, karakteristik tekanan kapiler yang tinggi pada saturasi rendah menjadi indikator keberadaan sistem pori halus yang cukup dominan.

Analisis distribusi ukuran pori lebih lanjut menunjukkan bahwa volume pori batuan terutama didominasi oleh pori berukuran menengah, sedangkan kontribusi pori mikro dan makro terhadap total volume relatif lebih kecil. Pola distribusi ini mencerminkan sistem pori yang cenderung homogen serta memiliki konektivitas antarpori yang cukup baik. Struktur seperti ini mendukung keterhubungan jalur aliran fluida di dalam batuan.

Berdasarkan data MICP, perhitungan porositas menghasilkan nilai porositas efektif yang menggambarkan kapasitas batuan dalam menyimpan fluida. Nilai porositas ini sangat dipengaruhi oleh total volume pori yang dapat diakses oleh merkuri selama proses intrusi, sehingga merepresentasikan ruang pori yang benar-benar berkontribusi terhadap penyimpanan fluida.

Selain itu, estimasi permeabilitas menggunakan model Katz & Thompson menunjukkan bahwa permeabilitas batuan sangat dipengaruhi oleh ukuran pori dominan serta tingkat konektivitas antarpori. Keberadaan pori berukuran menengah yang saling terhubung memberikan kontribusi utama terhadap kemampuan batuan dalam mengalirkan fluida, sehingga sistem pori yang terkoneksi baik menjadi faktor kunci dalam menentukan kualitas aliran reservoir.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis menyampaikan apresiasi kepada seluruh pihak yang telah berkontribusi dalam pelaksanaan penelitian ini. Ucapan terima kasih ditujukan kepada dosen pembimbing atas arahan dan masukan yang diberikan selama proses penelitian dan penyusunan makalah. Penulis juga berterima kasih kepada pihak laboratorium atas penyediaan data dan fasilitas yang mendukung kelancaran penelitian. Selain itu, penghargaan disampaikan kepada rekan-

rekan yang telah memberikan dukungan serta diskusi ilmiah selama penelitian berlangsung. Diharapkan hasil penelitian ini dapat memberikan manfaat dan kontribusi bagi pengembangan ilmu pengetahuan di bidang teknik perminyakan.

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*.