

Penentuan Kurva Tekanan Kapiler Menggunakan Metode Buckley Laverett: Pendekatan Pengolahan Data untuk Aplikasi Simulasi Reservoir

Determining Capillary Pressure Curves Using the Buckley-Leverett Method: A Data Processing Approach for Reservoir Simulation Applications

Lia Yunita¹

¹Jurusan Teknik Perminyakan Universitas Proklamasi 45 Yogyakarta
*Email Korespondensi : yunitalia@up45.ac.id

ABSTRAK

Tekanan kapiler memegang peran penting dalam menentukan distribusi dan mobilitas fluida di dalam pori batuan. Hubungan antara tekanan kapiler dengan saturasi (proporsi) minyak, air, dan gas untuk menentukan zona transisi antara fluida yang digunakan untuk memprediksi cadangan hidrokarbon menggunakan simulasi reservoir. Tujuan penelitian ini mengembangkan pendekatan pengolahan data berbasis model matematis Buckley Laverett untuk mentransformasikan data saturasi dan tekanan menjadi kurva tekanan kapiler yang dapat digunakan sebagai input dalam simulasi numerik reservoir. Metode yang digunakan pengolahan data transformasi data special core analysis dari laboratorium menjadi model tekanan kapiler menggunakan pendekatan matematis Buckley Laverett yang dapat diaplikasikan langsung pada simulasi reservoir. Hasil analisis tekanan kapiler pada dua *rock region* membuktikan bahwa tekanan kapiler berkurang secara eksponensial seiring meningkatnya saturasi air, dengan nilai yang lebih rendah pada batuan berporositas dan permeabilitas tinggi. Melalui pendekatan ini, diperoleh kurva tekanan kapiler yang mampu menggambarkan hubungan fisik antara gaya antarmuka fluida dengan sifat batuan, serta dapat digunakan sebagai input valid dalam simulasi reservoir.

Kata kunci: Tekanan Kapiler, Buckley Laverett, Simulasi

ABSTRACT

Capillary pressure plays a crucial role in determining the distribution and mobility of fluids within rock pores. The relationship between capillary pressure, fluid saturation, and relative permeability forms the basis for understanding the dynamics of fluid transport in porous media. The objective of this study is to develop a data processing approach based on the Buckley Laverett mathematical model to transform saturation and pressure data into a capillary pressure curve that can be used as input in numerical reservoir simulations. The data processing method used is the transformation of special core analysis data from the laboratory into a capillary pressure model using the Buckley Laverett mathematical approach that can be directly applied to reservoir simulations. The results of capillary pressure analysis in two rock regions demonstrate that capillary pressure decreases exponentially with increasing water saturation, with lower values in rocks with high porosity and permeability. Through this approach, a capillary pressure curve is obtained that is able to describe the physical relationship between fluid interfacial forces and rock properties and can be used as valid input in reservoir simulations.

Keyword : Capillary Pressure, Buckley Laverett, Simulation

PENDAHULUAN

Dalam analisis karakteristik reservoir minyak dan gas bumi, tekanan kapiler memegang peran penting dalam menentukan distribusi dan mobilitas fluida di dalam pori batuan. Hubungan antara tekanan kapiler, kejenuhan fluida, serta permeabilitas relatif menjadi dasar dalam memahami dinamika perpindahan fluida pada media berpori. Tekanan kapiler tidak hanya memengaruhi efisiensi perolehan hidrokarbon, tetapi juga menentukan batas kontak antarfluida seperti oil water contact (OWC) dan gas oil contact (GOC) yang menjadi

parameter utama dalam pemodelan reservoir. Oleh karena itu, penentuan kurva tekanan kapiler yang akurat menjadi langkah esensial dalam meningkatkan ketepatan simulasi numerik dan perhitungan cadangan hidrokarbon. Tekanan kapiler memengaruhi saturasi air dan minyak di dalam pori-pori dan kontrol terhadap bagaimana fluida bergerak, terutama dalam kondisi imbibisi atau drainase. Studi yang tidak memasukkan efek tekanan kapiler dalam simulasi sering kali menghasilkan estimasi produksi atau cadangan yang terlalu optimistis, karena mengabaikan resistansi kapiler terhadap aliran fluida tidak basah (non wetting phase) [1]. Salah satu parameter fisika yang memainkan peran utama dalam mekanisme ini adalah tekanan kapiler (capillary pressure), yang merupakan tekanan yang diperlukan untuk memindahkan fluida yang membasahi pori terhadap fluida non membasahi [2].

Produksi jangka panjang pada media berpori dapat menurunkan saturasi air, mempengaruhi hubungan tekanan saturasi kapiler dan berpotensi mempengaruhi percobaan drainase pada kolom fluida [3]. Tekanan kapiler dipengaruhi oleh saturasi dan luas antarmuka fluida-fluida spesifik, menghilangkan histeresis dan menciptakan permukaan tiga dimensi [4]. Efek tekanan kapiler dinamis berdampak signifikan terhadap perpindahan air formasi akibat injeksi CO₂ dalam penyerapan karbon geologis, dan mengabaikannya dapat menyebabkan rendahnya saturasi air dalam media berpori. [5]. Efek kapilaritas dinamis memainkan peran penting dalam memahami aliran multifase dalam permeabilitas rendah dan reservoir sempit, membantu dalam prediksi produksi dan eksplorasi fisika. [6]. Mempertimbangkan perhitungan perilaku tekanan kapiler dalam fase akan meningkatkan produksi minyak di reservoir yang sempit, sehingga menghasilkan produksi gas kumulatif yang lebih rendah, laju penurunan tekanan yang dipercepat, peningkatan saturasi minyak, dan komposisi pemulihan komponen berat yang lebih tinggi. [7].

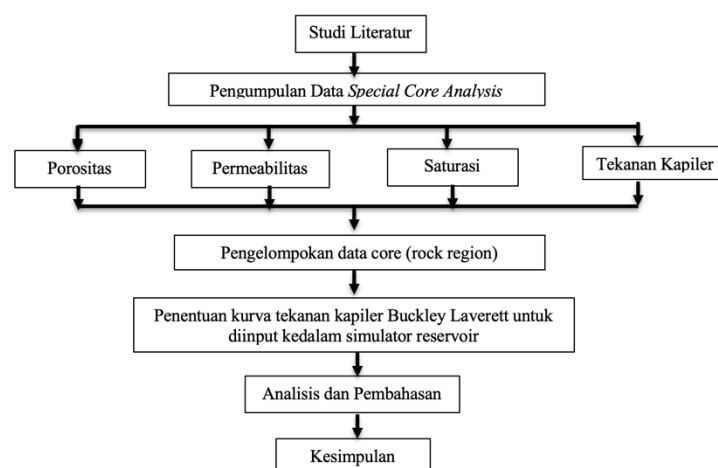
Dalam simulasi reservoir tekanan kapiler berfungsi untuk menentukan zona transisi kapiler (capillary transition zones), yaitu daerah di dekat kontak antarfluida di mana saturasi berubah secara vertikal akibat pengaruh kapiler dan gravitasi. Zona ini dapat menyimpan cadangan minyak yang signifikan. [8]. Fungsi J tekanan kapiler merupakan ukuran tak berdimensi dari tekanan kapiler fluida dalam media berpori. Fungsi ini diturunkan berdasarkan model berkas kapiler. Kurva tekanan kapiler ditentukan berdasarkan pengukuran sampel core, sehingga hanya mewakili satu bagian dari reservoir. Sebagai metode untuk membandingkan data tekanan kapiler untuk berbagai aplikasi praktis, Leverett mengusulkan fungsi J semi-empiris. [9] dengan persamaan 1.

$$J(S_w) = \frac{P_c(S_w)}{\sigma \cdot \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\Phi}} \quad (1)$$

dimana $J(S_w)$ adalah fungsi J , S_w adalah saturasi fase pembasahan, $P_c(S_w)$ adalah tekanan kapiler, σ adalah tegangan antarmuka (IFT), θ adalah sudut kontak, k adalah permeabilitas, dan Φ adalah porositas.

Tujuan penelitian ini mengembangkan pendekatan pengolahan data berbasis model matematis Buckley Laverett guna mentransformasikan data saturasi dan tekanan menjadi kurva tekanan kapiler yang dapat digunakan sebagai input dalam simulasi numerik reservoir.

METODE PENELITIAN



Gambar 1. Diagram alir penelitian

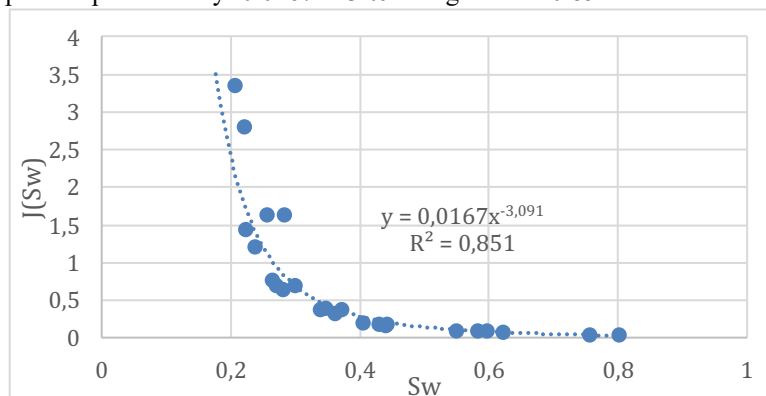
HASIL DAN ANALISIS

Dalam pengolahan data, variasi parameter ini diakomodasi melalui proses normalisasi Leverett yang menghubungkan tekanan kapiler dengan parameter petrofisika batuan. Dengan demikian, pendekatan Buckley Laverett yang dikombinasikan dengan fungsi Leverett memberikan dasar kuantitatif untuk mengekstrapolasi data laboratorium ke kondisi lapangan. Sampel inti batuan (core) minimal 10 core mewakili variasi porositas dan permeabilitas lapisan reservoir. Data porositas, permeabilitas, saturasi, tekanan kapiler yang diperoleh dari core lapisan “LY-5” terlihat dalam tabel 1, kemudian dicari fungsi $J(S_w)$ dalam menentukan tekanan kapiler metode Buckley Laverett dengan menggunakan persamaan 1. Data saturasi fluida dan fraksi aliran digunakan untuk menurunkan fractional flow curve, yang kemudian diintegrasikan untuk menghasilkan capillary pressure curve. Proses ini dilakukan menggunakan perangkat lunak microsoft excel dengan metode regresi non linier untuk mengoptimasi parameter fitting. Evaluasi dilakukan berdasarkan koefisien determinasi (R^2).

Tabel 1. Dua Sampel Core Dari Satu Lapisan Reservoir “LY=5”

Well	Sample Number	Sw (%)	Permeabilitas (mD)	Porositas (%)	Pc Lab, psi	J(Sw)
LY-5	2	0.2211	151	0.21	35	2.801507632
		0.2385			15	1.200646128
		0.2812			8	0.640344602
		0.3613			4	0.320172301
		0.4406			2	0.16008615
		0.6224			1	0.080043075
LY-5	3	0.2559	147	0.19	35	1.625620656
		0.2712			15	0.696694567
		0.3387			8	0.371570436
		0.4306			4	0.185785218
		0.5496			2	0.092892609
		0.7569			1	0.046446304

Data saturasi fluida dan fraksi aliran digunakan untuk menurunkan fractional flow curve, yang kemudian diintegrasikan untuk menghasilkan capillary pressure curve. Proses ini dilakukan menggunakan perangkat lunak microsoft excel dengan metode regresi nonlinier untuk mengoptimasi parameter fitting. Evaluasi dilakukan berdasarkan koefisien determinasi R^2 . Dari data dua sampel core dibuat grafik seperti terlihat di Gambar 1 maka diperoleh persamaan $y=0.0167 x^{3.091}$ dengan $R^2 = 0.851$



Gambar 1. Kurva Tekanan Kapiler dari Analisis Core Laboratorium

Setelah didapatkan persamaan $y = 0,0167 x^{3,091}$ digunakan untuk penentuan tekanan kapiler metode Buckley Laverett untuk menentukan nilai $J(S_w)$ sesuai dengan *rock region* dengan menggunakan persamaan 1. Penentuan *rock region* dipengaruhi oleh tingkat heterogenitas reservoir yaitu tingkat keanekaragaman dari nilai porositas dan permeabilitas yang akan berpengaruh terhadap FZI [10]. Tabel 2 dan 3 memperlihatkan hasil tekanan kapiler *rock region* 1 dan 2 dengan metode Buckley Laverett.

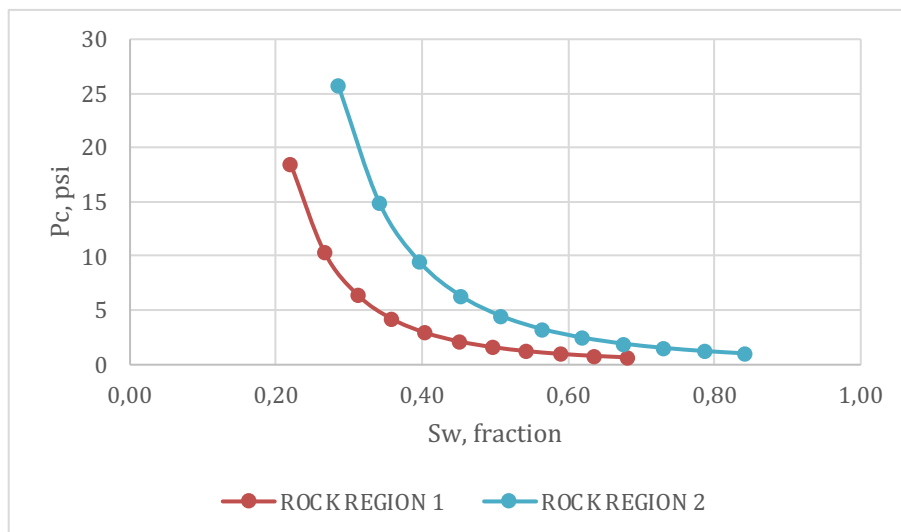
Tabel 2. Hasil Tekanan Kapiler *Rock Region 1* metode Buckley Laverett.

Sw (%)	J(Sw)	Pc (psi)
0.220	1.639367	18.42798
0.266	0.91438	10.27846
0.312	0.560042	6.295386
0.358	0.367038	4.125842
0.405	0.253195	2.846148
0.451	0.181818	2.0438
0.497	0.134849	1.515828
0.543	0.102706	1.154506
0.589	0.079982	0.899069
0.635	0.063472	0.713483
0.682	0.051194	0.575464

Tabel 3 Hasil Tekanan Kapiler *Rock Region 2* dengan metode Buckley Laverett.

Sw (%)	J(Sw)	Pc (psi)
0.286	0.734599	25.68203
0.341	0.426057	14.89521
0.397	0.268315	9.380467
0.453	0.179547	6.277092
0.508	0.125877	4.400747
0.564	0.091567	3.201244
0.619	0.068634	2.399479
0.675	0.052736	1.843667
0.731	0.041374	1.446469
0.786	0.033044	1.155224
0.842	0.026799	0.936909

Hasil penentuan tekanan kapiler metode Buckley Laverett untuk diinputkan kedalam simulator dengan dua rock region dapat diperlihatkan pada gambar 2.



Gambar 2. Hasil Tekanan Kapiler Metode Buckley Laverett untuk Diinputkan kedalam Simulator Reservoir

Gambar 2 memperlihatkan kurva hubungan P_c terhadap S_w pada rock region 1 lebih landai dibanding rock region 2 yang berarti mempunyai saturasi, porositas dan permeabilitas yang lebih tinggi dibanding rock region 2. Dalam sistem dua fasa, ketika saturasi air (S_w) meningkat, maka fasa air semakin mendominasi pori batuan, karena air adalah fasa basah (wetting phase) yang cenderung menempel pada dinding pori, peningkatan S_w berarti menurunnya luas kontak fasa non basah terhadap permukaan pori. Hal ini menyebabkan tekanan kapiler menurun secara eksponensial seiring peningkatan S_w .

Tekanan kapiler merupakan gaya pembeda antara tekanan fase fluida tidak basah (misalnya minyak atau gas) dan fase fluida basah (biasanya air), yang mengontrol pola sebaran fluida dalam pori-pori batuan. Nilai yang tinggi menandakan bahwa fluida tidak basah membutuhkan energi tambahan untuk mengalir atau mendesak air dari pori-pori kecil. Dengan kata lain, semakin tinggi tekanan kapiler, semakin besar hambatan terhadap pergerakan fluida hidrokarbon, sehingga mobilitas minyak atau gas menurun, terutama pada zona dengan ukuran pori kecil atau sifat batuan yang lebih water wet. Hasil Leverett J-function memberikan kurva $P_c(S_w)$ yang lebih akurat untuk setiap zona batuan, yang kemudian digunakan dalam simulasi distribusi fluida multiphase. Dalam sistem dua fasa seperti minyak air atau gas air, tekanan kapiler berperan penting dalam menentukan saturasi keseimbangan antar fasa. Oleh karena itu, pemodelan kurva tekanan kapiler yang akurat menjadi esensial dalam simulasi reservoir, terutama untuk prediksi efisiensi penyapuan fluida (sweep efficiency) dan perhitungan cadangan minyak yang dapat diproduksi. Dalam konteks ini, metode Buckley Laverett digunakan sebagai pendekatan analitik untuk menggambarkan hubungan antara saturasi, tekanan, dan laju perpindahan fluida di dalam media berpori. Bentuk kurva tekanan kapiler sangat bergantung pada sifat fisik batuan, khususnya porositas dan permeabilitas efektif. Batuan dengan pori halus cenderung memiliki nilai tekanan kapiler lebih tinggi dibandingkan batuan dengan pori besar, akibat jari-jari kapiler yang lebih kecil sebagaimana dijelaskan dalam persamaan Young Laplace. Selain itu, sudut kontak (θ) dan tegangan antarmuka (σ) juga berkontribusi terhadap perbedaan nilai tekanan kapiler [11]. Dalam konteks aplikasi simulasi reservoir, hasil penelitian ini memberikan implikasi signifikan. Kurva tekanan kapiler versus saturasi yang diperoleh dari metode Buckley Laverett dapat langsung diimplementasikan dalam simulator komersial seperti CMG, ECLIPSE, atau tNavigator sebagai input petrofisika. Dengan menggunakan kurva ini, distribusi fluida dalam simulasi menjadi lebih nyata, khususnya pada lapangan dengan perbedaan tekanan antar lapisan atau zona permeabilitas rendah. Selain itu, pendekatan ini juga dapat mengurangi ketidakpastian parameter input yang biasanya muncul akibat keterbatasan data laboratorium, karena kurva diperoleh melalui pengolahan data numerik berbasis teori aliran dua fasa. Penelitian Amirhossein Abdollahian et al., mengklasifikasi kurva tekanan kapiler berdasarkan kelas batuan (sorting, ukuran butir, tekstur), kemudian menerapkan beberapa model kurva (Brooks-Corey, Leverett-J) yang telah dikoreksi/regresi terhadap data lapangan. Hal ini penting agar model simulasi reservoir tidak menggunakan satu kurva generik yang bisa menghasilkan kesalahan prediksi produksi yang besar. [12].

KESIMPULAN

Bentuk kurva tekanan kapiler sangat bergantung pada sifat fisik batuan, khususnya porositas dan permeabilitas efektif. Penelitian ini menunjukkan bahwa metode Buckley Laverett dapat digunakan secara efektif untuk menentukan kurva tekanan kapiler melalui pendekatan pengolahan data petrofisika yang melibatkan hubungan antara saturasi air, porositas, dan permeabilitas yang digunakan dalam penginputan ke simulator reservoir. Hasil analisis dua core diperoleh persamaan $y=0.0167 x^{3.091}$ yang digunakan untuk menentukan fungsi $J(S_w)$ dalam pengolahan data tekanan kapiler yang akan diinputkan ke dalam simulator. Tekanan Kapiler terhadap saturasi air pada rock region 1 lebih landai dibanding rock region 2 yang berarti mempunyai saturasi, porositas dan permeabilitas yang lebih tinggi dibanding rock region 2. Hasil analisis tekanan kapiler pada dua rock region membuktikan bahwa tekanan kapiler berkurang secara eksponensial seiring meningkatnya saturasi air, dengan nilai yang lebih rendah pada batuan berporositas dan permeabilitas tinggi. Melalui pendekatan ini, diperoleh kurva tekanan kapiler yang mampu menggambarkan hubungan fisik antara gaya antarmuka fluida dengan sifat batuan, serta dapat digunakan sebagai input valid dalam simulasi reservoir.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Mohammad, R. S., Tareen, M. Y. K., Mengel, A., Shah, S. A. R., & Iqbal, J. 2020. Simulation study of relative permeability and the dynamic capillarity of waterflooding in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(5), 1891-1896.
- [2] Jennings, J. B. 1987. Capillary pressure techniques: application to exploration and development geology. *AAPG Bulletin*, 71(10), 1196-1209.

-
- [3] Adegbule, A., & Kibbey, T. 2020. Exploring the impact of long-term evaporation on the relationship between capillary pressure and water saturation in unsaturated porous media. *Journal of Hydrology*, 582, 124557. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2020.124557>.
- [4] Aljaberi, F., Alhosani, A., Belhaj, H., & Blunt, M. 2023. Investigating Relationship Between Capillary Pressure, Phase Saturation, and Interfacial Area in a Three-Phase Flow Water-Wet System. *Day 1 Mon, October 02, 2023*. <https://doi.org/10.2118/215998-ms>.
- [5] Abidoeye, L., & Das, D. 2020. Impacts of dynamic capillary pressure effects in supercritical CO₂-Water flow: Experiments and numerical simulations. *Advances in Water Resources*, 136, 103504. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2020.103504>.
- [6] Li, Y., Luo, H., Li, H., Liu, X., Tan, Y., Chen, S., & Cai, J. 2020. A brief review of dynamic capillarity effect and its characteristics in low permeability and tight reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2020.106959>.
- [7] Shi, S., Belhaj, H., & Bera, A. (2018). Capillary pressure and relative permeability correlations for transition zones of carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8(3), 767-784.
- [8] Lu, X., Kharaghani, A., Adloo, H., & Tsotsas, E. 2020. The Brooks and Corey capillary pressure model revisited from pore network simulations of capillarity-controlled invasion percolation process. *Processes*, 8(10), 1318.
- [9] Leverett M.C. 1941. Capillary behavior in porous solids. *Petroleum Transactions AIME*, Volume 27 Number 3:152–169
- [10] Yunita ,L., 2024. Penentuan Rock Region berdasarkan Porositas dan Permeabilitas Batuan dalam Simulasi Reservoir Migas. Prosiding Nasional Rekayasa Teknologi Industri dan Informasi XIX Tahun 2024 (ReTII) November 2024, pp. 194–198
- [11] Zankoor, A., Khishvand, M., & Piri, M. 2022. In-Situ Capillary Pressure and Its Interrelationships With Flow Characteristics During Steady-State Three-Phase Flow in Water-Wet Berea Sandstone. *Water Resources Research*, 58(12), e2022WR032976.
- [12] Abdollahian, A., Tadayoni, M., & Junin, R. B. 2019. A new approach to reduce uncertainty in reservoir characterization using saturation height modeling, Mesaverde tight gas sandstones, western US basins. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(3), 1953-1961.