

## Penentuan Rock Region berdasarkan Porositas dan Permeabilitas Batuan dalam Simulasi Reservoir Migas

Lia Yunita

Jurusan Teknik Perminyakan

Korespondensi : yunitalia478@gmail.com

### ABSTRAK

Sebelum melakukan simulasi reservoir, analisis porositas dan permeabilitas sangat penting untuk memahami karakteristik fisik batuan reservoir. Penentuan parameter ini membantu mengidentifikasi kapasitas produksi dan distribusi fluida dalam reservoir. Korelasi data core dengan data log dan simulasi stratigrafis bisa memberikan prediksi yang lebih akurat tentang distribusi porositas dan permeabilitas di lapangan yang heterogen. Data core yang diperoleh melalui SCAL (Special Core Analysis) dan RCAL (Routune Core Analysis) diolah kedalam rock region untuk mengelompokkan karakteristik batuan yang bagus dan kurang bagus. Tujuan dari penelitian ini adalah menentukan rock region berdasarkan porositas permeabilitas batuan. Metode yang dilakukan dengan analisa SCAL dan RCAL meliputi porositas, permeabilitas kedalaman core. Setelah itu menentukan nilai FZI (Flow Zone Index) yang didapat dari data RQI (Reservoir Rock Quality Index) dibagi dengan NPI (Normalized Porosity Index). Kemudian mencari nilai kumulatif probablity dengan membagi nomor sampel core dengan jumlah sampel keseluruhan. Nilai RQI didapat melalui data permabilitas dan porositas efektif, sedangkan NPI diperoleh melalui data porositas.

Hasil dari penelitian pada formasi "ZN" diperoleh plotting antara porositas dan permeabilitas batuan yang memiliki enam rock region berdasarkan data porositas dan permeabilitas yang diperoleh melalui SCAL dan RCAL

**Kata kunci:** Rock Region, Porositas Permeabilitas

### ABSTRACT

*Before carrying out a reservoir simulation, porosity and permeability analysis is very important to understand the physical characteristics of the reservoir rock. Determination of these parameters helps identify the production capacity and fluid distribution in the reservoir. Correlation of core data with log data and stratigraphic simulations can provide more accurate predictions about the distribution of porosity and permeability in heterogeneous fields. Core data obtained through SCAL (Special Core Analysis) and RCAL (Routune Core Analysis) is processed into rock regions to group good and bad rock characteristics. The aim of this research is to determine rock regions based on rock permeability porosity.*

*The method used with SCAL and RCAL analysis includes porosity, core depth permeability. After that, determine the FZI (Flow Zone Index) value obtained from the RQI (Reservoir Rock Quality Index) data divided by the NPI (Normalized Porosity Index). Then find the cumulative probability value by dividing the core sample number by the total sample number. The RQI value is obtained through permability and effective porosity data, while the NPI is obtained through porosity data.*

*The results of research on the "ZN" formation obtained plotting between the porosity and permeability of rocks which have six rock regions based on porosity and permeability data obtained through SCAL and RCAL*

*Keywords: Rock Region, Permeability Porosity*

### PENDAHULUAN

Porositas dan permeabilitas adalah dua sifat fisik terpenting dalam batuan reservoir yang secara signifikan mempengaruhi distribusi dan pergerakan fluida. Porositas mengukur kapasitas batuan untuk menyimpan fluida, sementara permeabilitas menunjukkan kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida. Kedua parameter ini sangat penting dalam menentukan seberapa efisien hidrokarbon dapat diproduksi dari reservoir. Porositas didefinisikan sebagai persentase volume pori terhadap total volume batuan. Ada dua jenis utama porositas, yaitu porositas efektif dan porositas absolut. Porositas efektif hanya memperhitungkan pori-pori yang saling berhubungan yang memungkinkan aliran fluida, sedangkan porositas absolut mencakup semua ruang pori, termasuk yang tidak terhubung [1]. Porositas merupakan parameter kunci dalam menghitung volume

hidrokarbon yang tersimpan dalam suatu reservoir. Semakin tinggi porositas, semakin besar potensi batuan untuk menyimpan minyak dan gas. Namun, porositas tinggi tidak selalu menjamin permeabilitas yang baik, karena aliran fluida bergantung pada konektivitas pori-pori.

Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida melalui pori-porinya. Ada tiga jenis permeabilitas yang penting: permeabilitas absolut dan permeabilitas efektif. Permeabilitas absolut mengukur kemampuan aliran fluida di bawah kondisi saturasi penuh, sementara permeabilitas efektif mengukur aliran fluida dalam kondisi kehadiran beberapa jenis fluida di dalam pori-pori dan Permeabilitas relative [2] RCAL atau Routine Core Analysis adalah metode standar yang digunakan untuk mengukur porositas dan permeabilitas batuan reservoir. Analisis ini melibatkan pengujian inti batuan untuk menentukan sifat fisik dasar seperti porositas, densitas, dan permeabilitas. RCAL memberikan data dasar yang sangat penting dalam memahami karakteristik reservoir. SCAL atau Special Core Analysis melibatkan pengukuran yang lebih rinci dibandingkan dengan RCAL. SCAL digunakan untuk memahami interaksi fluida-batuan di bawah kondisi reservoir yang lebih realistis, seperti tekanan dan saturasi fluida yang bervariasi. Parameter seperti permeabilitas relatif dan kapilaritas juga diukur dalam SCAL. Rock region atau zona batuan adalah pembagian dalam reservoir berdasarkan sifat fisik batuan seperti porositas, permeabilitas, dan sifat kapiler. Pembagian ini penting untuk memahami variasi lateral dan vertikal dalam reservoir, yang dapat memengaruhi distribusi dan pergerakan fluida.

Studi terbaru menyoroti tantangan dalam menganalisis formasi dengan porositas dan permeabilitas rendah, terutama di reservoir tak konvensional yang cenderung memiliki struktur pori yang kompleks dan heterogen. Evaluasi yang lebih baik dilakukan dengan menggunakan metode indeks zona aliran (Flow Zone Index, FZI) yang mengklasifikasikan reservoir berdasarkan sifat fisik dan struktur pori. Selain itu, integrasi data dari injeksi merkuri dan metode logging juga digunakan untuk memodelkan parameter ini pada berbagai jenis batuan reservoir [3]

FZI telah terbukti efektif dalam reservoir dengan porositas rendah dan permeabilitas rendah, serta di reservoir tight atau tak konvensional, di mana sifat aliran fluida sulit diprediksi menggunakan model standar. Data FZI memberikan hasil yang lebih akurat untuk simulasi reservoir dan perencanaan produksi lapangan, terutama ketika dikombinasikan dengan teknik pemodelan modern seperti simulasi stratigrafi [4]

$$RQI = 0.0314\sqrt{k/\phi_e} \quad (1)$$

$$NPI = \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \quad (2)$$

$$FZI = \frac{RQI}{NPI} \quad (3)$$

Keterangan :

RQI	=	Reservoir Rock Quality Index
k	=	Permeabilitas, mD
$\phi_e$	=	Porositas efektif (%)
FZI	=	Reservoir Rock Quality Index

## METODE PENELITIAN

Rock region ditentukan melalui analisis petrofisika, dimana data porositas dan permeabilitas digunakan untuk mengelompokkan zona batuan dengan karakteristik yang sama. Langkah dasar dalam menentukan FZI adalah dengan menghitung parameter petrofisika yang dikenal sebagai Koefisien Karakteristik Reservoir (Reservoir Rock Quality Index, RQI) dan dimensi pori (Normalized Porosity Index, NPI). FZI kemudian dihitung dari hubungan antara RQI dan NPI, memungkinkan klasifikasi zona-zona aliran berdasarkan sifat-sifat hidrodinamika batuan. Metode ini sangat berguna dalam reservoir dengan tingkat heterogenitas yang tinggi, di mana sifat aliran fluida bisa bervariasi di seluruh reservoir [5]. Metode penelitian yang digunakan dengan melakukan analisa laboratorium core sehingga didapatkan nilai porositas dan permeabilitas dari tiap sampel core. Setelah itu, menentukan nilai NPI, RQI, FZI dengan menggunakan rumus (1) sampai (3). Kemudian melakukan pengurutan data FZI dari nilai yang terkecil sampai nilai yang terbesar. Plot FZI dengan data kumulatif. Pembagian beberapa interval berdasarkan trend yang sama. Tiap interval mewakili rock region. Penentuan Rock region dengan mengambil rata-rata nilai FZI.

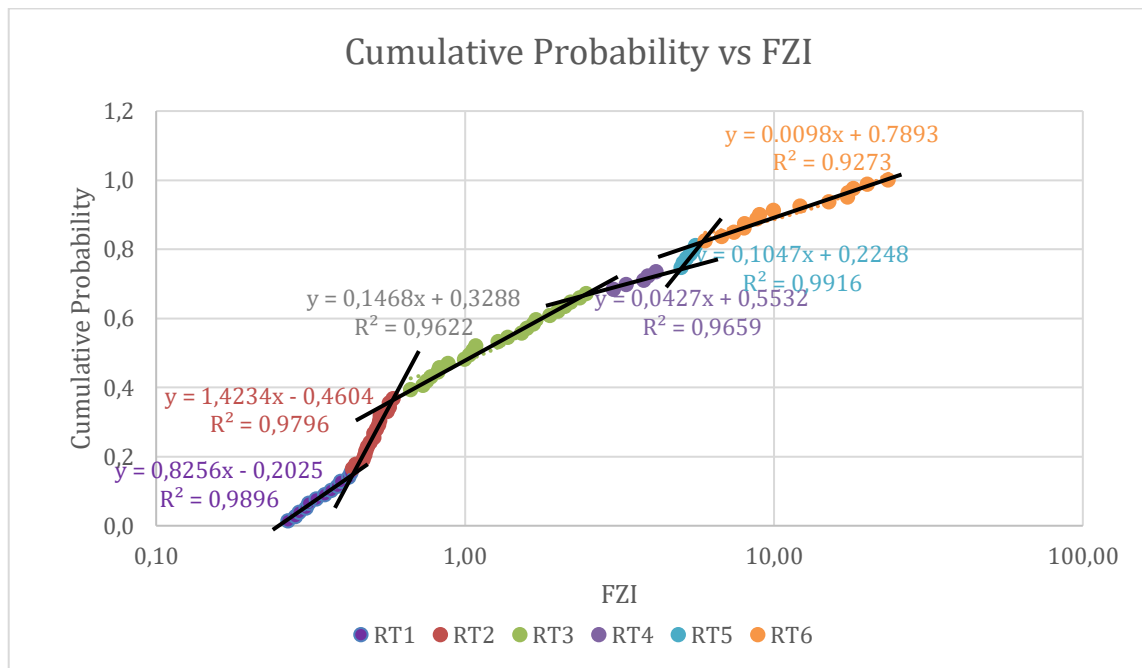
## HASIL DAN ANALISIS

Meskipun porositas dan permeabilitas berkaitan, hubungan antara keduanya tidak selalu linier. Batuan dengan porositas tinggi tidak selalu memiliki permeabilitas yang baik, tergantung pada bentuk, ukuran, dan distribusi pori-pori. Oleh karena itu, penting untuk mengevaluasi kedua parameter ini secara bersamaan untuk mengoptimalkan produksi reservoir. Data dari RCAL dan SCAL biasanya diintegrasikan untuk memberikan gambaran yang lebih komprehensif tentang sifat fisik dan dinamika fluida dalam reservoir. RCAL memberikan data dasar yang dapat digunakan untuk pemodelan awal, sementara SCAL memberikan informasi yang lebih rinci untuk simulasi yang lebih akurat. Jenis SCAL meliputi tekanan kapiler, permeabilitas relatif, steady-state dan unsteady state, penentuan wettabilitas [6]. SCAL penting karena memberikan informasi lebih mendetail tentang dinamika fluida di dalam reservoir. Data SCAL digunakan untuk memperkirakan bagaimana fluida bergerak di dalam batuan, yang sangat penting dalam perencanaan produksi dan simulasi reservoir. Penentuan rock region adalah salah satu langkah kunci dalam melakukan simulasi reservoir. Dengan membagi reservoir menjadi beberapa zona batuan berdasarkan porositas dan permeabilitas, simulasi dapat memberikan gambaran yang lebih akurat tentang aliran fluida dan potensi produksi hidrokarbon di setiap zona. Salah satu tantangan utama dalam penentuan rock region adalah heterogenitas batuan. Reservoir sering kali terdiri dari berbagai jenis batuan dengan sifat yang sangat bervariasi. Oleh karena itu, diperlukan pendekatan yang komprehensif dan data yang akurat untuk membagi reservoir secara efektif. Penentuan rock region tidak hanya penting untuk simulasi reservoir, tetapi juga sangat krusial dalam perencanaan produksi. Dengan memahami distribusi porositas dan permeabilitas di setiap zona, operator dapat merancang strategi produksi yang lebih efisien dan meningkatkan perolehan minyak dan gas. Data porositas dan permeabilitas digunakan sebagai input utama dalam simulasi reservoir. Setiap zona dapat dikelola secara berbeda, tergantung pada karakteristik batuanya, untuk mencapai perolehan hidrokarbon yang maksimal. Hasil perhitungan rock region berdasarkan data porositas dan permeabilitas dapat dilihat pada Tabel 1 dan Gambar 2. Plotting Kumulatif Probability dengan FZI dapat dilihat pada Gambar 1.

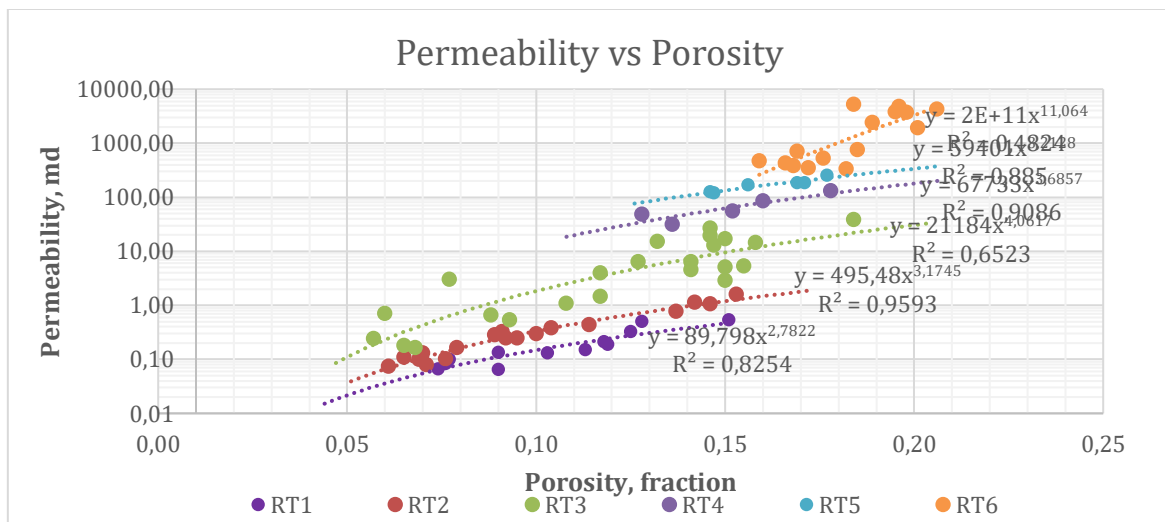
**Tabel 1.** Hasil Perhitungan Rock Region Formasi “ZN”

FZI Range				Rock Type	R-Squared	Avg FZI	Avg Por	Avg K
	FZI	<=	0.43	1	0.9896	0.34	0.11	0.20
<b>0.43</b>	< FZI	<=	0.59	2	0.9796	0.51	0.10	0.42
<b>0.59</b>	< FZI	<=	2.47	3	0.9622	1.38	0.12	8.02
<b>2.47</b>	< FZI	<=	4.16	4	0.9659	3.64	0.15	69.78
<b>4.16</b>	< FZI	<=	5.57	5	0.9916	5.29	0.16	172.00
<b>5.57</b>	< FZI			6	0.9273	12.51	0.18	1994.53

Perhitungan NPI sangat dipengaruhi nilai dari porositas efektif dari sampel core yang kita ambil di lapangan. Dalam perhitungan RQI faktor yang paling berpengaruh adalah porositas dan batuan dari sampel core. Penentuan FZI dipengaruhi oleh nilai NPI dan RQI. Rock region sangat dipengaruhi oleh heterogenitas reservoir yaitu nilai porositas dan permeabilitas dari sample core dan banyaknya sampel core yang diambil. Semakin variasi (range porositas dan permeabilitas sampel) maka semakin banyak rock region. Variasi dalam porositas dan permeabilitas dapat menyebabkan perbedaan signifikan dalam aliran fluida di seluruh reservoir. Dengan membagi reservoir menjadi beberapa rock region, operator dapat mengoptimalkan strategi pengembangan lapangan dalam melakukan simulasi reservoir



**Gambar 1.** Grafik Cumulatif Probability versus FZI



**Gambar 2.** Grafik Porosity dan Permeability Formasi “ZN”

**KESIMPULAN**

1. Penentuan Rock Region dipegaruhi oleh tingkat heterogenitas reservoir yaitu tingkat keanekaragaman dari nilai porositas dan permeabilitas yang akan berpengaruh terhadap FZI.
2. Penentuan rock region berdasarkan porositas dan permeabilitas adalah langkah penting dalam karakterisasi dan simulasi reservoir. Dengan memahami distribusi porositas dan permeabilitas, operator dapat merancang strategi pengembangan yang lebih efisien dan memaksimalkan produksi hidrokarbon .

**DAFTAR PUSTAKA**

*Penentuan Rock Region berdasarkan Porositas dan Permeabilitas Batuan dalam Simulasi Reservoir Migas (Lia Yunita)*



ISSN: 1907-5995

- [1] Ahmed, Tarek. Reservoir Engineering Hand Book Third Edition. Elsevier Inc: Oxford. 2006
- [2] Rukmana, Dadang., Dedy K., V Dedi Cahyoko A. (2011). Teknik Reservoir –Teori dan Aplikasi. Pohon Cahaya: Yogyakarta. 2011.
- [3] Nyakilla, E.E., Guanhua, S., Hongliang, H. *et al.* Evaluation of Reservoir Porosity and Permeability from Well Log Data Based on an Ensemble Approach: A Comprehensive Study Incorporating Experimental, Simulation, and Fieldwork Data. *Nat Resour Res.* 2024. <https://doi.org/10.1007/s11053-024-10402-9>
- [4] Otoo, D. and Hodgetts, D.: Porosity and permeability prediction through forward stratigraphic simulations using GPM™ and Petrel™: application in shallow marine depositional settings, *Geosci. Model Dev.*, 14, 2075–2095, <https://doi.org/10.5194/gmd-14-2075-2021>, 2021.
- [5] Liuqing Yang, Sergey Fomel, Shoudong Wang, Xiaohong Chen, Wei Chen, Omar M. Saad, Yangkang Chen; Porosity and permeability prediction using a transformer and periodic long short-term network. *Geophysics* 2023; 88 (1): WA293–WA308. doi: <https://doi.org/10.1190/geo2022-0150.1>
- [6] Intertek Group plc. (2024). Special Core Analysis (SCAL). <https://www.intertek.com/energy/upstream/scal-special-core-analysis/>. Diakses tanggal 5 Mei 2024