

Pengembangan Model Perhitungan Saturasi Air (S_w) Untuk Pemodelan Saturation Height Function (SHF) Di Lapangan "MBES"

Marojahan Benedict Efrata^{*1}, Dedy Irawan², Pahala Dominicus Sinurat³

^{1,2 & 3}Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan, Institut Teknologi Bandung

e-mail: ^{*1}22222302@mahasiswa.itb.ac.id, ²dedy.irawan@itb.ac.id, ³sinurat@itb.ac.id

Abstract

The determination of water saturation (S_w) is crucial in reservoir modeling as it significantly impacts hydrocarbon reserve calculations and the accuracy of Saturation Height Function (SHF) models. Current methods such as Archie's and Simandoux approaches often face challenges in capturing the complexities of heterogeneous reservoir rocks, particularly in carbonate formations. This study aims to develop an improved method for calculating S_w that enhances SHF modeling, especially in carbonate reservoirs, and can be validated with log data. The proposed model offers a more accurate and efficient alternative by reducing the reliance on core permeability data and addressing the shortcomings of traditional methods. The research was conducted at the MBES field, located offshore in the Java Sea, Indonesia, focusing on the Talang Akar formation. The method integrates well log data and new computational techniques to predict water saturation in transition zones between oil, gas, and water. Results show significant improvements in the accuracy of SHF modeling, ultimately leading to more reliable predictions of hydrocarbon reserves and efficient reservoir management.

Keywords : Water Saturation (S_w), Saturation Height Function (SHF), Reservoir Modeling, Carbonate Formation, Hydrocarbon Reserve Calculation.

Abstrak

Penentuan saturasi air (S_w) sangat penting dalam pemodelan reservoir karena berdampak signifikan pada perhitungan cadangan hidrokarbon dan akurasi model Fungsi Ketinggian Saturasi (SHF). Metode saat ini seperti pendekatan Archie dan Simandoux sering menghadapi tantangan dalam

menangkap kompleksitas batuan reservoir heterogen, khususnya dalam formasi karbonat. Penelitian ini bertujuan untuk mengembangkan metode yang lebih baik untuk menghitung S_w yang meningkatkan pemodelan SHF, khususnya dalam reservoir karbonat, dan dapat divalidasi dengan data log. Model yang diusulkan menawarkan alternatif yang lebih akurat dan efisien dengan mengurangi ketergantungan pada data permeabilitas inti dan mengatasi kekurangan metode tradisional. Penelitian ini dilakukan di lapangan MBES, yang terletak di lepas pantai di Laut Jawa, Indonesia, dengan fokus pada formasi Talang Akar. Metode ini mengintegrasikan data log sumur dan teknik komputasi baru untuk memprediksi saturasi air di zona transisi antara minyak, gas, dan air. Hasil menunjukkan peningkatan signifikan dalam akurasi pemodelan SHF, yang pada akhirnya mengarah pada prediksi cadangan hidrokarbon yang lebih andal dan manajemen reservoir yang efisien.

Kata Kunci: Saturasi Air (S_w), Fungsi Ketinggian Saturasi (SHF), Pemodelan Reservoir, Pembentukan Karbonat, Perhitungan Cadangan Hidrokarbon.

PENDAHULUAN

Penentuan saturasi air (S_w) merupakan aspek krusial dalam pemodelan reservoir, karena sangat mempengaruhi perhitungan cadangan hidrokarbon dan *Saturation Height Function* (SHF). Keakuratan estimasi S_w menjadi penentu utama dalam perhitungan kuantitas hidrokarbon yang dapat diproduksi. Namun, dalam praktiknya, banyak metode yang digunakan saat ini, seperti pendekatan Archie dan Simandoux, masih memiliki kekurangan, terutama dalam menghadapi kompleksitas fisik batuan reservoir yang heterogen, seperti pada formasi karbonat. Metode Archie, meskipun

sering digunakan, kurang sensitif terhadap perubahan besar dalam porositas dan permeabilitas reservoir, sementara metode Simandoux terbatas pada formasi salinitas tinggi dan tidak memperhitungkan variasi jenis dan distribusi shale, yang sering ditemukan di reservoir karbonat.

Seiring dengan itu, diperlukan pengembangan metode baru yang lebih akurat dan efisien dalam menghitung Sw, yang juga dapat divalidasi dengan pemodelan SHF. Fungsi Leverett J, meskipun terkenal, hanya berlaku untuk media berpori homogen dan menghasilkan hasil yang tidak optimal pada reservoir dengan aliran fluida kompleks, seperti yang sering terjadi pada reservoir gas atau minyak. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk mengembangkan metode baru yang dapat mengatasi keterbatasan-keterbatasan tersebut dan meningkatkan akurasi dalam pemodelan SHF, khususnya pada formasi karbonat. Metode ini juga diharapkan dapat lebih efisien dalam menentukan distribusi tipe batuan, baik untuk reservoir gas maupun minyak, tanpa memerlukan data permeabilitas core.

Penelitian ini difokuskan pada lapangan MBES yang terletak di Laut Jawa, lepas pantai Indonesia, dengan formasi Talang Akar. Fokus utamanya adalah mengatasi kekurangan dalam metode perhitungan Sw yang ada, seperti metode Archie dan Leverett's J Function, serta meningkatkan akurasi dalam menentukan distribusi jenis batuan pada formasi karbonat. Dengan menggunakan data log, metode baru yang dikembangkan ini dapat mendukung perhitungan saturasi air awal di zona transisi antara minyak, gas, dan air tanpa memerlukan data permeabilitas core. Penelitian ini diharapkan dapat memberikan kontribusi signifikan dalam peningkatan akurasi dan efisiensi pemodelan reservoir, serta mengurangi ketidakpastian dalam estimasi cadangan hidrokarbon.

METODE PENELITIAN

Dalam pengklasifikasian jenis batuan terdapat beberapa metode yang dipakai dan memiliki teori yang cukup banyak dan berikut teori yang digunakan untuk bisa menentukan saturasi air (Sw) :

Pendekatan Archie

Archie (1942) digunakan untuk menentukan saturasi air, di mana R adalah resistivitas dari media berpori pada saturasi Su atau yang dikenal sebagai resistivitas sebenarnya (true resistivity), dan R adalah resistivitas dari media berpori saat 100% tersaturasi oleh brine.

$$Sw = \sqrt{\frac{a \times Rw}{\phi^m \times Rt}} \dots\dots\dots(1)$$

Keterangan :

- Sw = Saturasi Air
- a = Faktor tortuositas (1,0 untuk karbonat; 0,81 untuk batu pasir terkonsolidasi; 0,62 untuk batupasir tidak terkonsolidasi)
- Rw = Resistivitas air formasi pada suhu formasi
- φ = Porositas
- m = Eksponen sementasi (2,0 untuk karbonat dan batupasir terkonsolidasi; 2,15 untuk batupasir tidak terkonsolidasi)
- Rt = Resistivitas formasi yang sebenarnya

Pendekatan Simandoux

Pendekatan Simandoux adalah metode perhitungan saturasi air formasi yang digunakan untuk batuan serpih. Pendekatan ini biasanya menjadi pilihan default untuk batuan serpih.

Pendekatan Simandoux dapat digunakan untuk formasi dengan kandungan shale sebesar 5-30%. Untuk formasi dengan kandungan shale lebih dari 30%, dapat digunakan perhitungan metode Indonesia.

Hasil perhitungan saturasi air dengan pendekatan Simandoux digunakan untuk menentukan apakah suatu reservoir dominan mengandung hidrokarbon atau air.

Beberapa hal yang perlu diperhatikan dalam penggunaan pendekatan Simandoux:

1. Pendekatan Simandoux biasanya digunakan untuk batuan serpih.
2. Untuk reservoir dengan air formasi tawar, disarankan untuk menggunakan persamaan Indonesia.
3. Untuk reservoir asin, disarankan untuk menggunakan persamaan Simandoux.

$$Sw = \sqrt[n]{\frac{a \times Rw}{\phi_e^m \times Rt} + \left(\frac{a \times Rw}{\phi_e^m} \times \frac{Vsh}{2 \times Vsh}\right)^2 - \left(\frac{a \times Rw}{\phi_e^m} \times \frac{Vsh}{2 \times Vsh}\right)} \dots\dots\dots(2)$$

Keterangan :

- Sw = Saturasi Air
 a = Faktor tortuositas
 (1,0 untuk karbonat; 0,81 untuk batu pasir terkonsolidasi; 0,62 untuk batupasir tidak terkonsolidasi)
 Rw = Resistivitas air formasi pada suhu formasi
 φ = Porositas
 m = Eksponen sementasi
 (2,0 untuk karbonat dan batupasir terkonsolidasi; 2,15 untuk batupasir tidak terkonsolidasi)
 Rt = Resistivitas formasi yang sebenarnya
 Rsh = *Shale Resistivity*
 Vsh = Volume dari *Shale*
 n = *Saturation Exponent*

Pendekatan Indonesia

Pendekatan saturasi air Indonesia adalah(5) metode perhitungan saturasi air yang digunakan untuk menentukan apakah suatu reservoir didominasi oleh air atau hidrokarbon.

$$S_w = \left(\frac{1}{\left(\frac{VSH^{\frac{1-VSH}{2}}}{RSH^5} + \frac{EPOR^{\frac{m}{2}}}{(A \times RW)^5} \right) \times RT^5} \right)^{\frac{2}{n}}$$

Keterangan :

- Sw = Saturasi Air
 a = Faktor tortuositas
 (1,0 untuk karbonat; 0,81 untuk batu pasir terkonsolidasi; 0,62 untuk batupasir tidak terkonsolidasi)
 Rw = Resistivitas air formasi pada suhu formasi
 EPOR = *Effective Porosity* / Porositas Efektif
 Rt = Resistivitas formasi yang sebenarnya
 Rsh = *Shale Resistivity*
 Vsh = Volume dari *Shale*
 n = *Saturation Exponent*
 Ketiga pendekatan perhitungan saturasi air (Sw)—Archie, Simandoux, dan Indonesia—memiliki kesamaan dalam penggunaan parameter seperti faktor tortuositas (a), resistivitas air formasi (Rw), dan resistivitas formasi sebenarnya (Rt), yang sering kali sulit diperoleh dengan akurat. Maka dari itu butuh pengembangan pendekatan model perhitungan terbaru.

Pengembangan Model Perhitungan Saturasi Air ...

Pada penelitian ini mengajukan pengembangan pendekatan model perhitungan terbaru dengan membutuhkan parameter yang mudah didapatkan, berikut persamaan yang digunakan :

$$S_w = \left\{ \left(\frac{J(S_w)}{X_{1,2 \& \dots}} \right)^{\frac{1}{Y_{1,2 \& \dots}}} \right\} \text{ jika } RT = 1, 2 \& \dots \dots \dots (4)$$

Keterangan :

- Sw = Saturasi Air
 X_{1,2 & 3} & Y_{1,2 & 3} = Trendline Rock Typing Rcal
 RT = Pengelompokkan Batuan / Rock Typing
 J(Sw) = Fungsi J Leverret

Yang dimana untuk J(Sw) nya didapat dari rumus berikut dan membutuhkan beberapa parameter :

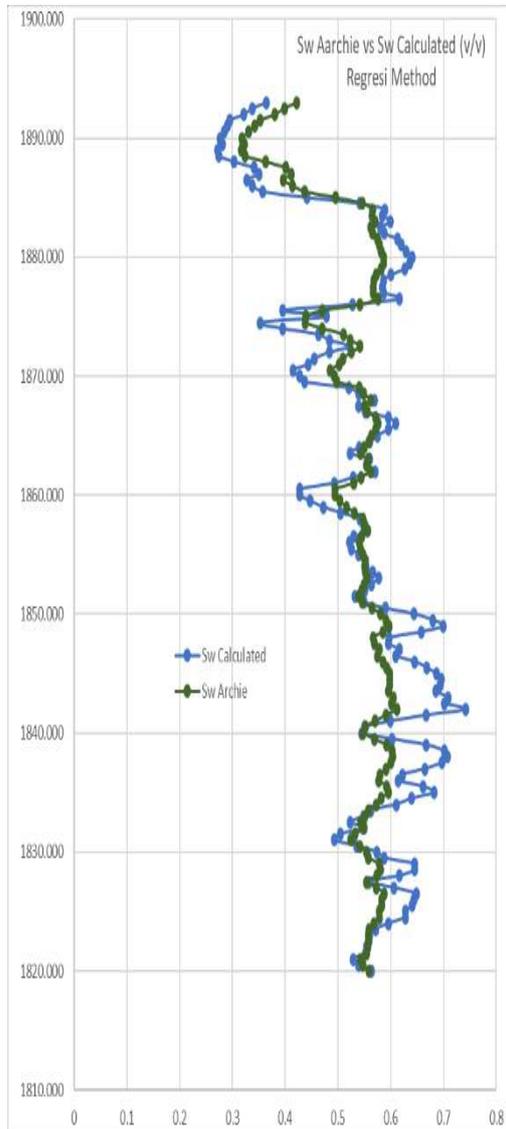
$$J(S_w) = \frac{P_c^0}{\sigma \cdot \cos \theta} \left(1 - \frac{\left(\frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot \Phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} - S_{wirr}}{(1 - S_{wirr})} \right)^{e_p}$$

Keterangan :

- J(Sw) = Fungsi J untuk menentukan rata – rata tekanan kapiler
 P_c⁰ (*Pressure Capillary Zero*) = mengukur perbedaan tekanan antara dua fase fluida yang terjadi akibat kapilaritas dalam reservoir.
 σ (Tegangan Permukaan) = adalah tegangan permukaan antar fluida, biasanya antara minyak, air, dan gas.
 θ (Sudut Kontak) = adalah sudut antara fluida dan permukaan pori batuan, yang mempengaruhi interaksi fluida dengan batuan & pergerakan fluida dalam reservoir.
 a (Konstanta Empiris) = adalah faktor empiris yang menggambarkan geometri pori batuan atau faktor lain yang mempengaruhi aliran fluida, disesuaikan dengan data laboratorium atau analisis reservoir.
 Rw = Resistivitas air formasi pada suhu formasi
 Rt = Resistivitas formasi yang sebenarnya
 Φ = Porositas
 M = Eksponen sementasi
 n = *Saturation Exponent*
 Swirr (Saturasi Air *Irreducible*) = adalah saturasi air irreducible, yaitu jumlah air terperangkap dalam pori batuan yang tidak dapat diproduksi setelah proses primary production.
 ep (Eksponen Pengaruh Resistansi) = adalah eksponen yang menggambarkan pengaruh resistansi terhadap perhitungan saturasi air,

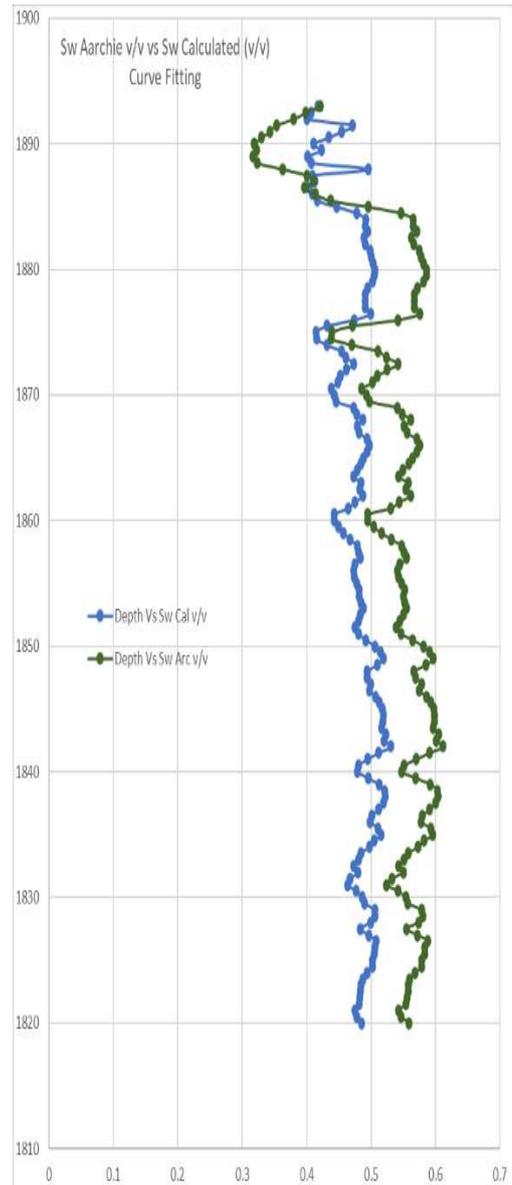
perhitungan volume shale, porositas, dan saturasi air. Parameter yang dipakai adalah :

1. Tortuositas (a) = 0,62 (Tixier)
2. Eksponen saturasi (n) = 1,8
3. Resistivitas Air (R_w) = 0.12 Ohm-m
4. Faktor sementasi (m) = 1.8 (Tixier)



Gambar 4 Perhitungan Saturasi Air (Sw) Archie Method – Saturasi Air (Sw) Proposed Method (Regresi) dengan kedalaman 1820 sampai 1893 ft

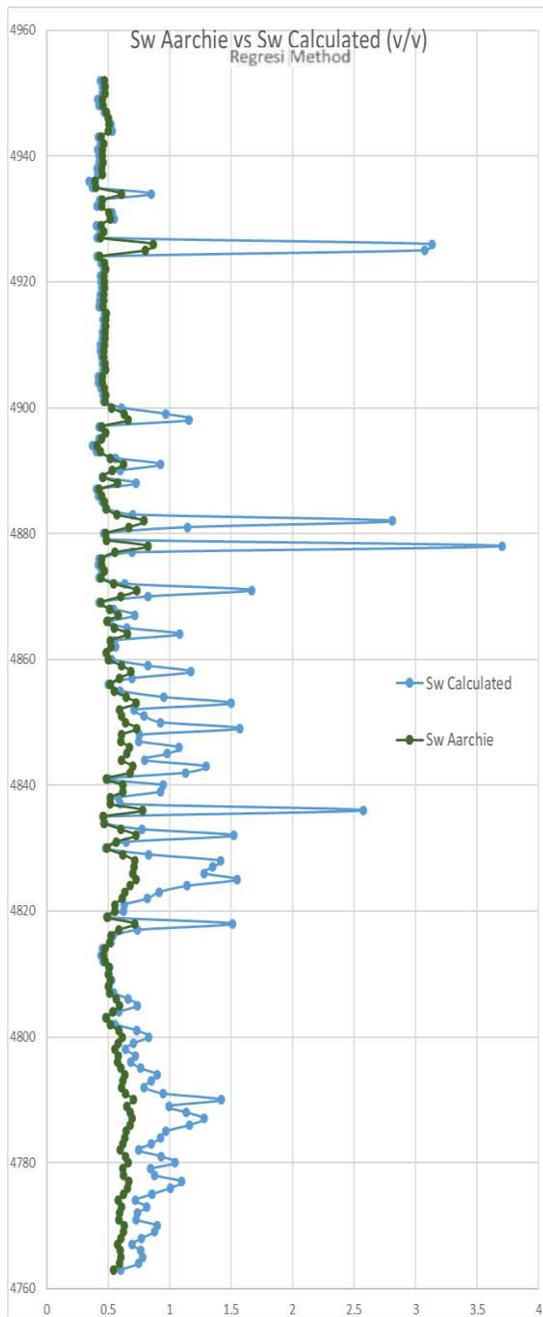
Dalam perbandingan dalam grafik diatas terdapat perbedaan yang cukup signifikan dari dua garis yang menunjukkan metode Sw Archie dan metode Sw Proposed Method. Setelah dilakukan perhitungan maka dari itu perlu di lakukan perhitungan dengan metode baru yaitu *curve fitting* dan berikut lah hasil yang sudah dibuat :



Gambar 5 Perhitungan Saturasi Air (Sw) Archie Method – Saturasi Air (Sw) Proposed Method (Curve Fitting) dengan kedalaman 1820 sampai 1893 ft

Berdasarkan temuan ini, formasi Saing 2 dapat diprediksi mengandung hidrokarbon. Kemudian proses berikutnya dilakukan perhitungan volume shale, porositas, dan saturasi air. Parameter yang dipakai adalah :

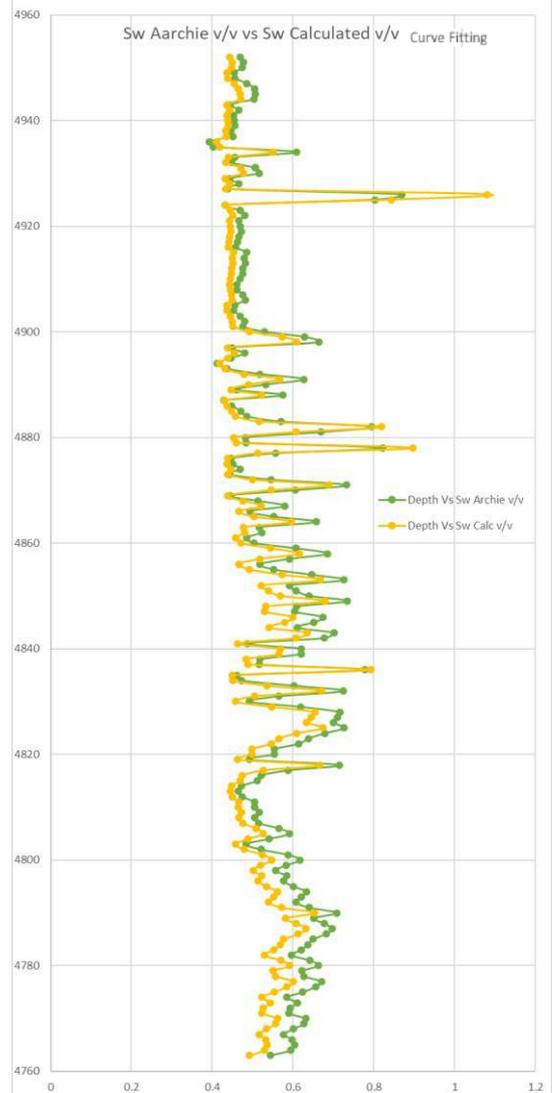
1. Tortuositas (a) = 0,62 (Tixier)
2. Eksponen saturasi (n) = 1,8
3. Resistivitas Air (R_w) = 0.12 Ohm-m
4. Faktor sementasi (m) = 1.8 (Tixier)



Gambar 6 Perhitungan Saturasi Air (Sw) Archie Method – Saturasi Air (Sw) Proposed Method (Regresi) dengan kedalaman dengan kedalaman 4673 sampai 4952 ft

Dalam perbandingan dalam grafik diatas terdapat perbedaan yang cukup signifikan dari dua garis yang menunjukkan metode Sw Archie dan metode Sw Proposed Method. Setelah dilakukan perhitungan maka dari itu perlu dilakukan perhitungan dengan metode baru yaitu *curve fitting* dan berikut lah hasil yang sudah dibuat :

Pengembangan Model Perhitungan Saturasi Air ...

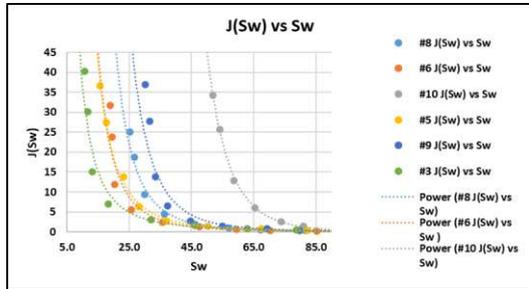


Gambar 7 Perhitungan Saturasi Air (Sw) Archie Method – Saturasi Air (Sw) Proposed Method (Curve Fitting) dengan kedalaman dengan kedalaman 4673 sampai 4952 ft

Penggabungan Data Log & Data Core

Agar memperoleh pemahaman yang lebih mendalam mengenai karakteristik reservoir, menggabungkan kedua data ini menjadi Langkah yang penting dan strategis. Data *core*, terutama yang diperoleh dari *Special Core Analysis* (SCAL), memberikan informasi mendalam mengenai sifat fisik dan petrofisika batuan, seperti permeabilitas relatif, saturasi residu, dan sifat kapiler batuan. Informasi ini sangat berguna untuk memvalidasi hasil interpretasi *log*, khususnya dalam perhitungan saturasi. Selain itu, data *core* membantu meningkatkan akurasi dalam perhitungan saturasi air dan memungkinkan identifikasi faktor-faktor utama yang memengaruhi

penurunan resistivitas, seperti keberadaan lempung, mineral konduktif, atau tingkat saturasi air. Perhitungan saturasi air yang diperoleh adalah sebagai berikut:



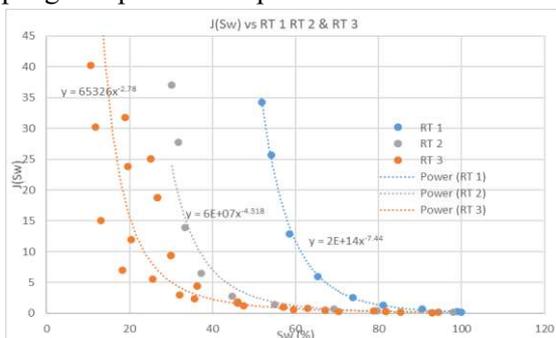
Gambar 8 Kurva $J(Sw)$ vs Sw

Grafik menunjukkan hubungan antara nilai fungsi kapiler $J(Sw)$ dan saturasi air (Sw) dari data SCAL, dengan beberapa kurva yang mewakili kondisi berbeda. Setiap titik pada kurva mencerminkan pasangan $J(Sw)$ dan Sw , di mana garis putus-putus menggambarkan perhitungan relevan. Grafik ini menunjukkan penurunan $J(Sw)$ seiring meningkatnya Sw , yang terjadi pada reservoir dengan resistivitas rendah. Integrasi data SCAL dengan perhitungan Sw menggunakan metode yang diusulkan bertujuan untuk memvalidasi ketepatan perhitungan dengan data lapangan, menghasilkan gambaran lebih akurat tentang kondisi reservoir.

Penurunan nilai $J(Sw)$ yang terlihat pada grafik ini menunjukkan adanya pengaruh saturasi air yang semakin tinggi terhadap penurunan fungsi kapiler dalam reservoir yang dianalisis.

Penentuan Rock Typing

Penentuan Rock Type dilakukan dengan analisa kurva $J(Sw)$ vs Sw dari 6 sampel SCAL, kemudian penentuan 3 Rock Type yang memiliki kemiripan karakteristik batuan, hasil pengelompokkan tampak di kurva berikut :



Gambar 9 $J(Sw)$ Vs RT 1, RT 2 & RT 3

Tabel 1 Rock Typing 2

Sample #9	
Sw	J(Sw)
97.91390728	0.184900401
79.72426096	0.369800801
69.30693135	0.739601602
54.94997705	1.479203205
44.78590902	2.773506009
37.3035998	6.471514022
33.4147911	13.86753005
31.68855496	27.73506009
30.19306826	36.98008012

Tabel 2 Rock Typing 1

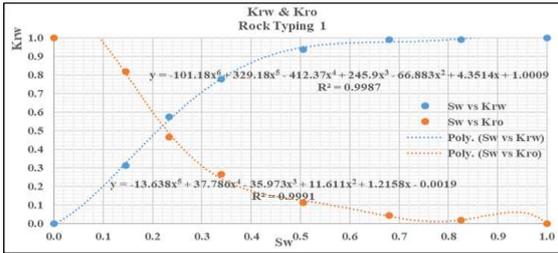
Sample #10	
Sw	J(Sw)
100	0.171338272
98.93641386	0.342676543
90.58893629	0.685353086
81.03475675	1.370706172
73.80376042	2.570074073
65.3863618	5.996839505
58.55008106	12.85037037
54.23546909	25.70074073
51.84255816	34.26765431

Tabel 3 Rock Typing 3

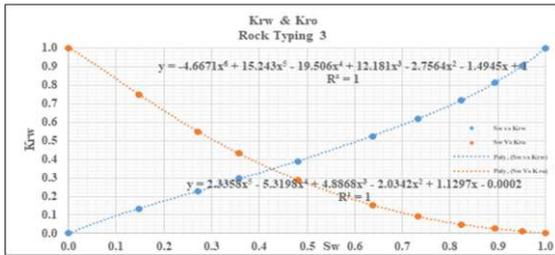
Sample #5 #6 #8 #3		Sample #5 #6 #8 #3	
Sw	J(Sw)	Sw	J(Sw)
92.89288746	0.125302772	92.89288746	0.125302772
81.69037906	0.250605545	81.69037906	0.250605545
67.21654073	0.50121109	67.21654073	0.50121109
57.05513431	1.002422179	57.05513431	1.002422179
46.12071378	1.879541586	46.12071378	1.879541586
36.31785433	4.38597034	36.31785433	4.38597034
29.94257234	9.397707929	29.94257234	9.397707929
26.71197753	18.79541586	26.71197753	18.79541586
25.17543493	25.06055448	25.17543493	25.06055448
85.35637424	0.159000478	94.36679731	0.201218273
70.37001391	0.318000955	78.80523001	0.402436545
59.5077065	0.63600191	62.85412558	0.804873091
47.52012802	1.272003821	46.09107455	1.609746181
35.62717131	2.385007164	32.11066641	3.01827409
25.66886561	5.565016716	18.24366781	7.042639544
20.38050757	11.92503582	13.15358179	15.09137045
19.60366741	23.85007164	11.72218629	30.1827409
18.95007615	31.80009552	10.68032792	40.24365453

Proses Validasi Memakai Data Permeabilitas Relatif

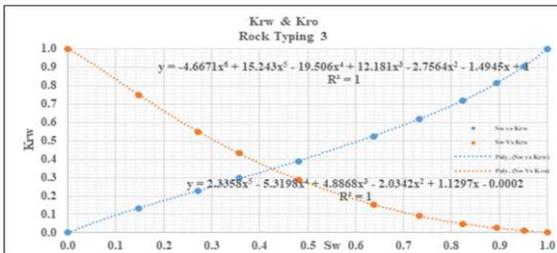
Validasi bertujuan menilai potensi hidrokarbon dengan menganalisis water cut, memadukan nilai Sw dari metode yang diusulkan dengan data permeabilitas relatif. Pendekatan ini meningkatkan akurasi estimasi distribusi fluida, mendukung identifikasi efisiensi dan potensi produksi hidrokarbon.



Gambar 10 Krw & Kro Rock Typing 1

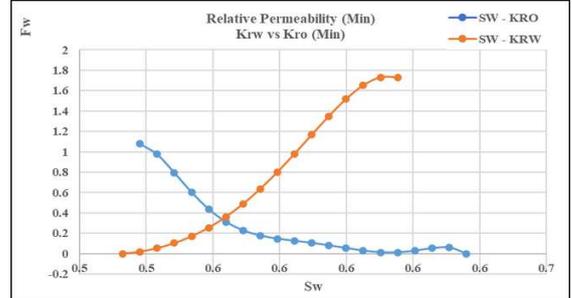
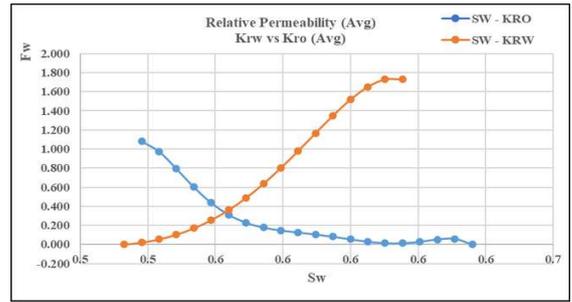


Gambar 11 Krw & Kro Rock Typing 2

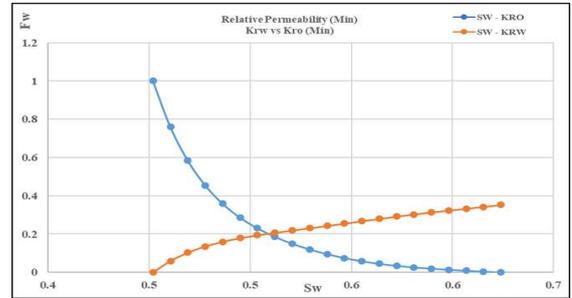
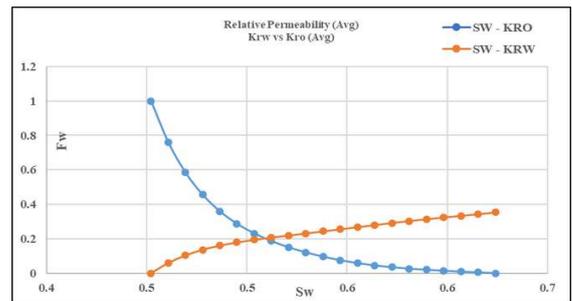


Gambar 12 Krw & Kro Rock Typing 3

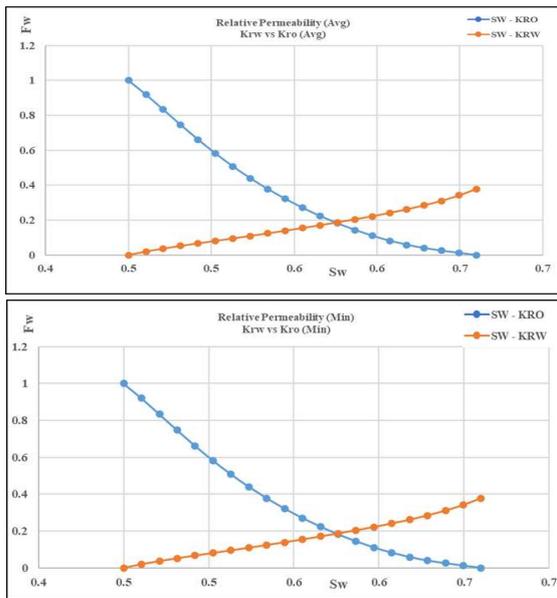
Kurva denormalisasi *fractional water* dan water saturation dikaitkan dengan data water cut untuk menentukan saturasi air (S_w), menggambarkan distribusi dan pergerakan fluida dalam pori-pori batuan reservoir.



Gambar 13 Relative Permeability Rock Typing 1

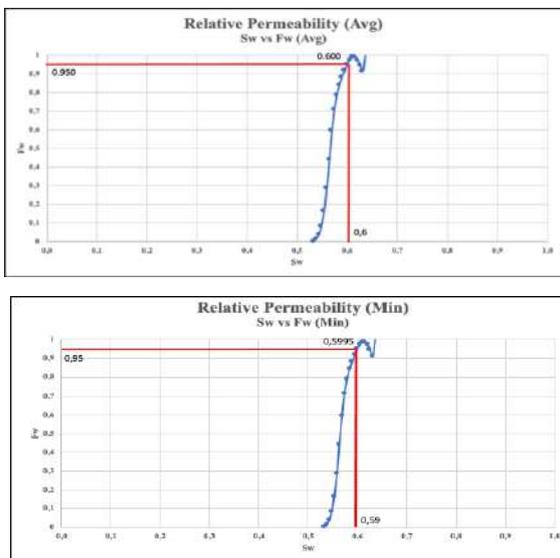


Gambar 14 Relative Permeability Rock Typing 2

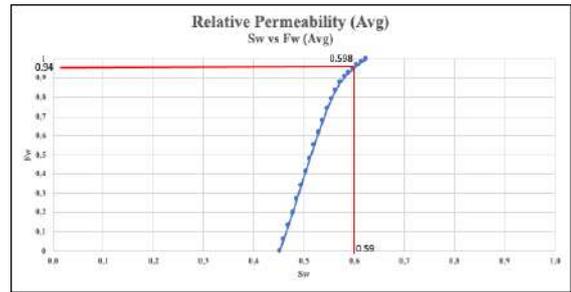


Gambar 15 Relative Permeability Rock Typing 3

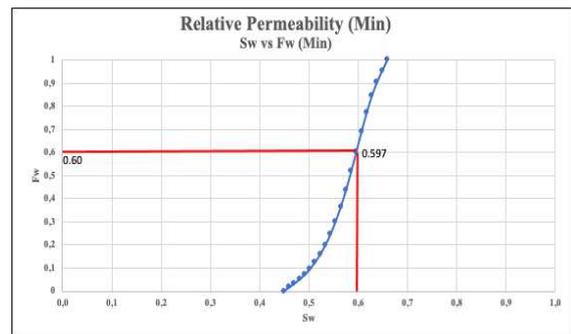
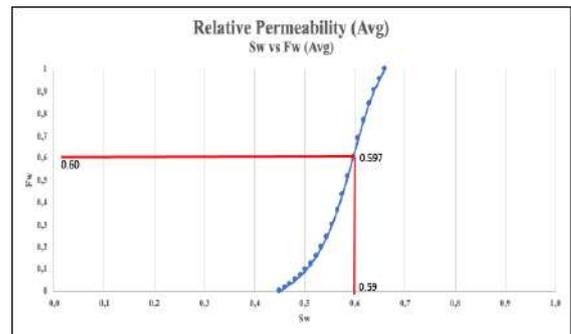
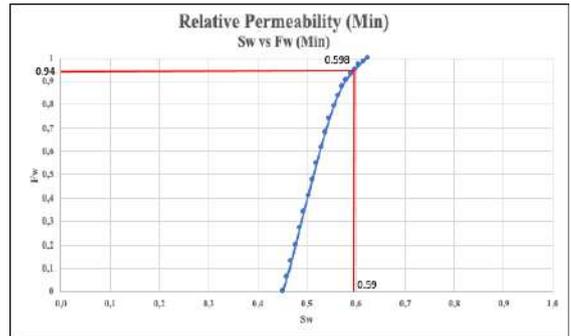
Korelasi ini bertujuan untuk memverifikasi nilai S_w berdasarkan data aktual produksi. *Water cut* menggambarkan proporsi air dalam fluida yang dihasilkan dibandingkan dengan total produksi. Pendekatan ini memberikan pemahaman pasti mengenai distribusi saturasi fluida dalam reservoir.



Gambar 16 Relative Permeability RT 1



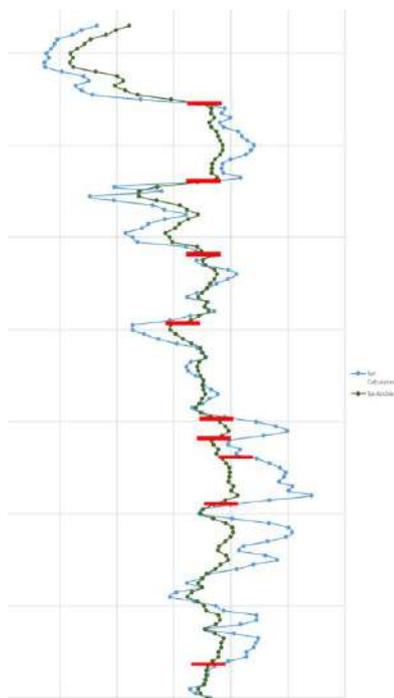
Gambar 17 Relative Permeability RT 2



Gambar 18 Relative Permeability RT 3

Nilai saturasi air yang telah diverifikasi akan diintegrasikan dengan hasil perhitungan saturasi air menggunakan metode *Sw Proposed Method* yang telah dimodifikasi, untuk meningkatkan akurasi penentuan saturasi air pada reservoir. Integrasi data ini membantu mengatasi tantangan dalam interpretasi log petrofisika dan mengurangi ketidakpastian estimasi melalui validasi dengan data *water cut*.

Hasilnya adalah analisis yang lebih akurat, yang mendukung keputusan pengembangan lapangan serta memberikan dasar teknis dalam evaluasi potensi hidrokarbon, dengan metode *Sw Proposed Method* yang dapat menggambarkan distribusi saturasi air secara lebih tepat dan optimal dalam pengembangan reservoir.



Gambar 19 Proses Validasi Memakai Data Permeabilitas Relatif di Kedalaman 1820 – 1893 Feet

KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil dari analisis data yang memakai dua metode yaitu metode *Curve fitting* dan Regresi dengan menggunakan *Sw Proposed Method* didapatkan bahwa rekomendasi rumus Pengembangan berhasil lebih baik dari rumus sebelumnya yaitu *Sw Archie* dan kemudian di Validasi dengan data Permeabilitas *relative* memastikan bahwa adanya hidrokarbon di dalam Formasi Saing 1 didalam kedalaman 1820 – 1893 Feet.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada seluruh pihak yang telah mendukung dalam hal ini beberapa penulis yang menjadi sumber jurnal kami dalam pembuatan jurnal dan juga pihak lain yang membiayai kebutuhan anggaran dalam penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

Doveton, J. H. (2014). *Principles of*
Copyright © 2025 Jurnal Jaring SainTek April 2025

Pengembangan Model Perhitungan Saturasi Air ...
Mathematical Petrophysics. Kansas Geological Survey.

Omeke, J. E., Ugwoke, M., & O, A. B. (2014). *A New Approach to Water Saturation Modeling and Distribution in Dynamic Models Using Log Derived Saturation Height Function (SHF): A Case Study of Niger Delta Province.* SPE. <http://dx.doi.org/10.2118/172375-MS>

Tohidi, E., Hesan, M., Azad, A., Abbasi, M., & Sadeghnejad, S. (2023). *Implementing pore size distribution into saturation height function modelling of reservoir rock types: A case study on a carbonate gas reservoir.* *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 221, 1055-1067. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jgsce.2023.205188>

Esmacili, B., Rahimpour-Bonab, H., Kadkhodaie, A., Ahmadi, A., & Hosseinzadeh, S. (2022). *Developing a saturation-height function for reservoir rock types and comparing the results with the well log-derived water saturation, a case study from the Fahliyan formation, Dorood oilfield, Southwest of Iran.* *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 214, 110456. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110268>

Saemi, M., & Askari, A. A. (2017). *New Integrated Technique for Saturation Height Function Modeling based on Modified EQR Method.* *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 158, 1-12. <http://dx.doi.org/10.52716/jprs.v7i1.166>

Lian, P. Q., Tan, X. Q., Ma, C. Y., Feng, R. Q., & Gao, H. M. (2015). *Saturation modeling in a carbonate reservoir using capillary pressure based saturation height function: a case study of the Svk reservoir in the Y Field.* *Journal of Petroleum Geology*, 38(3), 217-230. <https://doi.org/10.1007/s13202-015-0159-9>

Marojahan Benedict Efrata, Widya Spalanzani, Sekar Ayu Citrowati. (2024). *Classification of Rock Types Using Machine Learning.* *Jurnal Jaring SainTek* Vol.6, No.2, Oktober 2024, pp. 99 – 108. e-ISSN : 2656-9485 <https://doi.org/10.31599/2hfrbw48>

Mohammadian, E., Kheirollahi, M., Liu, B., & Sabet, M. (2022). *A case study of petrophysical rock typing and permeability*

- prediction using machine learning in a heterogeneous carbonate reservoir in Iran. Scientific Reports, 12(4505). <https://doi.org/10.1038/s41598-022-08575-5>*
- Nguyen, D. T., Ha, M. Q., Nguyen, V. H., Phan, H. T., Hoang, C. M., & Truong, H. K. (2023). *Developing a Saturation Height Function (SHF) for the classified Hydraulic Flow Unit, a case study from the Middle Miocene Carbonate reservoir in the Song Hong Basin, Vietnam. Journal of Petroleum Science and Engineering, 236, 107557. [http://dx.doi.org/10.46326/JMES.2023.64\(6\).01](http://dx.doi.org/10.46326/JMES.2023.64(6).01)*
- Ran, X., Xue, L., Zhang, Y., Liu, Z., Sang, X., & He, J. (2019). *Rock Classification from Field Image Patches Analyzed Using a Deep Convolutional Neural Network. MDPI Journal <https://doi.org/10.3390/math7080755>*
- Prasad, S. R., Madaka, N. R., Das, D., Kathuria, S., & Kumar, R. (2010). *Rock Physics Modeling utilizing Saturation Height Function for Resource Assessment in Gas Reservoir of Giant Offshore Field in Western India. Journal of Petroleum*