

# **Analisis Pengaruh Sifat Kebasahan (*Wettability*) Terhadap Tekanan Kapiler dan Sifat Kelistrikan pada Batuan Formasi X**

## ***Analysis of The Influence of Wettability on Capillary Pressure and Electrical Properties in X Formation Rocks***

Faiqotul Hikmah<sup>(1)</sup>, Hadziqul Abror<sup>(2, a)\*</sup> dan Eriska Eklezia Dwi Saputri<sup>(3)</sup>

<sup>(1)</sup>Teknik Perminyakan, Universitas Jember, 68121

<sup>(2)</sup> Teknik Perminyakan, Universitas Jember, 68121

<sup>(3)</sup> Teknik Perminyakan, Universitas Jember, 68121

Email : <sup>(a\*)</sup>[hadziqulabrор@unej.ac.id](mailto:hadziqulabrор@unej.ac.id)

Diterima (12 Agustus 2024), Direvisi (21 Mei 2025)

**Abstract.** This research was carried out with the aim of determining the effect of wettability on depth pressure and electrical properties in X formation rocks. The samples used in the research were 6 samples with a diameter of 1.5 cm. Testing the wettability properties using the Amott method with the Amott Cell, testing the glass pressure using a porous plate and testing the electrical properties using a resistivity meter. Testing for the wettability of THV samples in the Amott Harvey Index is in the range -0.8901 to -0.9825. Glass pressure tests were carried out to represent the height of the transition zone in the reservoir and produced Swirr values in the range of 20% to 31% of the pore volume. The saturation of the air sample in THV-2 is stable at a pressure of 100 psi and the THV-5 sample is stable at a pressure of 200 psi. In testing the electrical properties of rocks, the formation factor curve aims to obtain the cementation factor value (*m*) and the resistivity index curve to obtain the saturation exponent value (*n*). The *m* value obtained is 1.73 and the *n* value is 3.10. The conclusion from this research is that Formation Representation of aquarium pressure against the height of the transition zone results in rocks that have strong oil wet properties will have a shorter transition zone while rocks that have weaker oil wet properties will have a longer transition zone. This research did not find a clear relationship between wettability and resistivity.

**Keywords:** wettability, capillary pressure, electrical properties, water saturation

**Abstrak.** Penelitian ini dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui pengaruh sifat kebasahan (*wettability*) terhadap tekanan kapiler dan sifat kelistrikan pada batuan formasi X. Sampel yang digunakan dalam penelitian sejumlah 6 sampel yang berdiameter 1,5 cm. Pengujian sifat kebasahan menggunakan metode Amott dengan Amott Cell, pengujian tekanan kapiler menggunakan porous plate dan pengujian sifat kelistrikan menggunakan alat resistivity meter. Pengujian sifat kebasahan sampel THV dalam Amott Harvey Index berada pada rentang -0,8901 hingga -0,9825. Uji tekanan kapiler dilakukan untuk merepresentasikan ketinggian zona transisi di reservoir dan menghasilkan nilai Swirr pada rentang 20% hingga 31% dari volume pori. Saturasi air pada sampel THV-2 stabil pada tekanan 100 psi dan sampel THV-5 stabil tekanan 200 psi. Dalam pengujian sifat kelistrikan batuan, kurva faktor formasi bertujuan untuk mendapatkan nilai faktor sementasi (*m*) dan kurva resistivity index untuk mendapatkan nilai eksponen saturasi (*n*). Nilai *m* yang didapat yaitu 1,73 dan nilai *n* sebesar 3,10. Kesimpulan dari penelitian ini yaitu Formasi X merupakan Formasi Karbonat yang memiliki kecenderungan oil-wet dengan diperkuat dengan nilai Swirr yang berada pada rentang 20%-31% dengan nilai *m* dan *n* yang berada dalam rentang yang menandakan batuan tersebut bersifat oil-wet. Representasi tekanan kapiler terhadap ketinggian zona transisi menghasilkan batuan yang memiliki sifat oil wet yang kuat akan

memiliki zona transisi yang lebih pendek sedangkan batuan yang memiliki sifat oil wet yang lebih lemah akan memiliki zona transisi yang lebih panjang. Penelitian ini tidak ditemukan hubungan yang jelas antara sifat kebasahan dengan resistivitas.

**Kata kunci:** sifat kebasahan, tekanan kapiler, sifat kelistrikan, saturasi air

---

## PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi yang ada di alam tersimpan dan terperangkap di dalam batuan berpori berupa batuan reservoir. Distribusi fluida di dalam batuan reservoir dapat diprediksi dengan melakukan analisa petrofisika menggunakan analisis sifat kebasahan (*wettability*). Sifat ini menunjukkan kecenderungan suatu batuan reservoir untuk dibasahi oleh fluida tertentu, baik itu air atau minyak yang nantinya dapat menentukan karakteristik dari batuan reservoir [1].

Sifat kebasahan adalah kecenderungan suatu fluida untuk menyebar atau menempel pada permukaan padat dengan adanya fluida yang tidak saling bercampur (*immiscible fluids*) [1]. Sifat kebasahan dapat dijadikan sebagai faktor penentu lokasi fluida reservoir di dalam struktur berpori dan pada distribusi fluida selama proses produksi yang dinamis [2].

Sifat kebasahan yang berbeda dapat menghasilkan distribusi tekanan kapiler yang berbeda dan distribusi fluida dalam pori-pori batuan sehingga dapat mempengaruhi sifat kelistrikan batuan [3]. Batuan reservoir yang memiliki kecenderungan untuk dibasahi oleh air, akan menunjukkan respon yang berbeda terhadap aliran minyak jika dibandingkan dengan batuan reservoir yang memiliki kecenderungan untuk dibasahi oleh minyak [4]. Perbedaan respon tersebut akan memberikan dampak jumlah produksi minyak yang didapatkan dari reservoir tersebut [5].

Evaluasi yang kredibel terhadap keterbasahan di reservoir sangat penting karena memiliki dampak besar pada perpindahan hidrokarbon melalui media berpori[6]. Selain itu, variasi keterbasahan memiliki dampak yang sangat besar pada tekanan kapiler, saturasi air yang tidak dapat direduksi, dan saturasi minyak residu[7]. Telah terbukti bahwa sebagian besar reservoir karbonat bertindak sebagai *oil-wet* karena interaksi komponen minyak mentah dan jenis batuan ini[8][9]. Komposisi mineral batuan memainkan peran penting dalam adsorpsi surfaktan yang ditambahkan, reservoir, dan pengaruhnya terhadap keterbasahan[10]. *Wettability* terutama diestimasi dengan metode eksperimental yang dapat dilakukan untuk sampel inti yang diekstraksi dari reservoir hidrokarbon[11]. Prosedur laboratorium ini biasanya terdiri dari perpindahan fluida secara spontan dan paksa[11].

Tujuan dari penelitian ini yaitu untuk menganalisis pengaruh sifat kebasahan (*wettability*) terhadap nilai tekanan kapiler dan sifat kelistrikan batuan pada Formasi X berdasarkan data *Routine Core Analysis* dan *Special Core Analysis*. Formasi X merupakan Formasi batuan karbonat yang terletak di Cekungan Salawati, Papua Barat, Indonesia. Cekungan Salawati merupakan cekungan dengan tipe *foreland*, berarah Timur - Barat, yang terletak di sebelah Utara Lempeng Indo-Australia [12]. Cekungan Salawati memiliki

hidrokarbon yang diperoleh dari batuan induk berumur Pra-Tersier dan Tersier [13]. Formasi batuan karbonat umumnya merupakan jenis batuan yang *mixed wet* hingga *oil wet* [8].

## METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan pada *Routine Core Analysis* dan *Special Core Analysis*. Peralatan yang digunakan yaitu *Amott Cell*, *Core Holder Porous Plate*, *Resistivity Meter*, alat pemotong plug, *soxhlet*, *humidity oven*, jangka sorong, timbangan digital dan porosimeter dan permeameter (*Coreval*). Selanjutnya, bahan yang digunakan yaitu enam sampel plug dan air formasi sintesis.

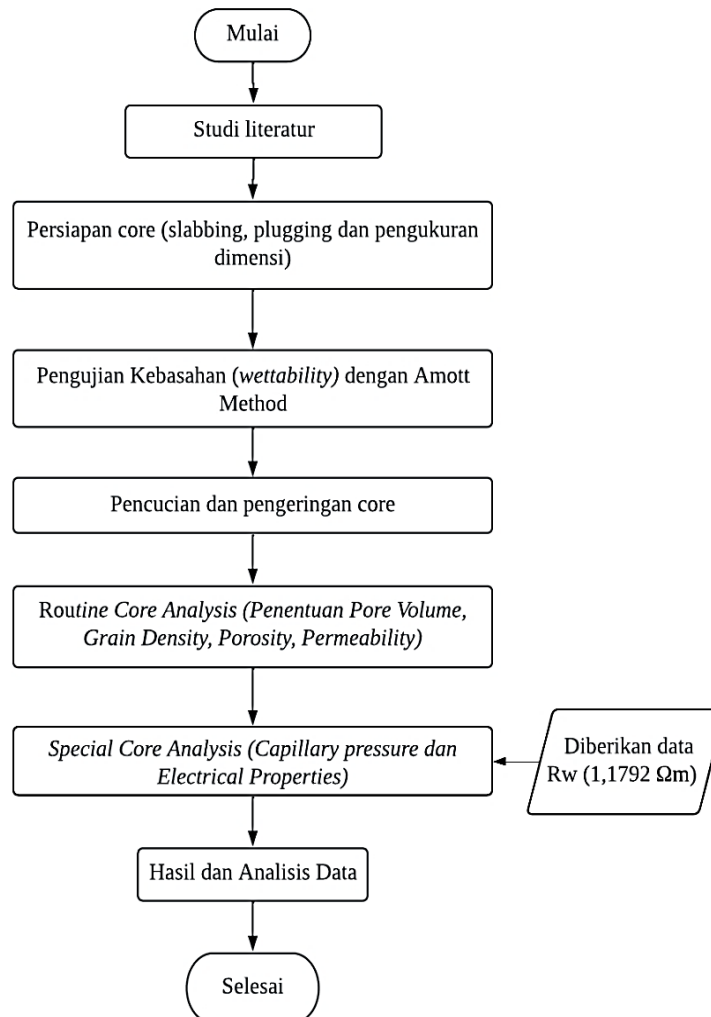
Prosedur penelitian diawali dengan memotong sampel plug kemudian sampel diukur dimensinya menggunakan jangka sorong. Sampel pada saat *native core*, diuji sifat kebasahannya dengan *Amott Cell*. Hal ini bertujuan untuk mewakili kondisi batuan asli pada kedalaman tertentu dibawah permukaan Formasi X. Pengujian ini dilakukan selama kurang lebih empat minggu. Setelah pengujian sifat kebasahan selesai dilakukan, dilanjutkan dengan proses pencucian sampel menggunakan *sohxlet* dan pengeringan sampel menggunakan *humidity oven* yang kemudian diteruskan pada proses *routine core analysis*. Pada tahap ini, sampel diuji untuk mendapatkan nilai volume pori, volume bulk, porositas, permeabilitas dan densitas butiran.

Pengujian pada *Special Core Analysis* yaitu uji tekanan kapiler [14] dan uji sifat kelistrikan [15]. Uji tekanan kapiler menggunakan alat *Core Holder Porous Plate*. Sampel yang telah dijenuhkan 100% dengan air formasi kemudian diukur nilai resistivitasnya sebelum dimasukkan ke dalam *core holder*. Percobaan ini menggunakan tujuh tekanan, yaitu 2 psi, 5 psi, 25 psi, 50 psi, 100 psi, 150 psi dan 200 psi. Pengukuran sifat kelistrikan batuan dilakukan perhitungan faktor formasi untuk menentukan nilai faktor sementasi (m) dan perhitungan *resistivity index* untuk menentukan nilai eksponen saturasi (n) menggunakan alat *Resistivity Meter*. Penentuan nilai m dan nilai n menggunakan rumus Hukum Archie.

Pengujian faktor formasi dilakukan dengan sampel core yang telah terisi sepenuhnya oleh air formasi ditimbang dan dihitung berat basahanya, kemudian diletakkan di dalam holder dan dijepit dengan alat *resistivity meter* sehingga angka pada alat stabil sehingga didapatkan nilai resistansinya. Percobaan selanjutnya yaitu menentukan *Resistivity Index* Sampel THV. *Resistivity index* merupakan rasio antara resistivitas batuan yang terisi sebagian oleh air ( $R_t$ ) dengan resistivitas batuan yang terisi 100% air formasi ( $R_o$ ). Pengujian *resistivity index* dilakukan bersamaan dengan pengujian tekanan kapiler menggunakan *porous plate*. Pada saat tekanan tertentu sampel sudah dalam keadaan setimbang, yang ditandai dengan air yang tidak terproduksi lagi maka dapat dilakukan pengukuran resistansinya menggunakan *resistivity meter*.

Analisis data; hasil pengujian kemudian dianalisis pengaruh sifat kebasahannya terhadap tekanan kapiler dan sifat kelistrikan pada sampel.

Prosedur penelitian ini dapat dilihat pada diagram alir sebagaimana Gambar 1 berikut.



**Gambar 1. Diagram alir penelitian**

## HASIL DAN PEMBAHASAN

### 1. Preparasi dan RCAL

Tabel 1 merupakan hasil pengukuran dimensi dan *Routine Core Analysis* (RCAL) Sampel THV. pengukuran ini digunakan dalam perhitungan faktor formasi dan *resistivity index*.

**Table 1. Hasil Pengukuran dimensi dan Analisis di RCAL**

| Nomor Sample | Depth (ft) | Panjang core, L (cm) | Diameter core, D (cm) | Luas penampang core, A (m <sup>2</sup> ) | Grain Density, GD (gr/cc) | Pore Volume, PV (cc) | Bulk Volume, BV (cc) | Porositas (%) | Permeabilitas, K (mD) |
|--------------|------------|----------------------|-----------------------|------------------------------------------|---------------------------|----------------------|----------------------|---------------|-----------------------|
| THV-1        | 1570       | 4,917                | 3,757                 | 0,00111                                  | 2,83                      | 18,8                 | 50,76                | 29,65         | 57,4                  |

| Nomor Sample | Depth (ft) | Panjang core, L (cm) | Diameter core, D (cm) | Luas penampang core, A (m <sup>2</sup> ) | Grain Density, GD (gr/cc) | Pore Volume, PV (cc) | Bulk Volume, BV (cc) | Porositas (%) | Permeabilitas, K (mD) |
|--------------|------------|----------------------|-----------------------|------------------------------------------|---------------------------|----------------------|----------------------|---------------|-----------------------|
| THV-2        | 1580       | 4,131                | 3,787                 | 0,00113                                  | 2,84                      | 10,33                | 44,49                | 18,63         | 10,719                |
| THV-3        | 1590       | 4,825                | 3,779                 | 0,00112                                  | 2,85                      | 14,02                | 50,86                | 21,17         | 52,315                |
| THV-4        | 1600       | 4,925                | 3,781                 | 0,00112                                  | 2,85                      | 15,5                 | 51,97                | 23,41         | 48,118                |
| THV-5        | 1610       | 4,819                | 3,796                 | 0,00113                                  | 2,85                      | 15,01                | 50,93                | 22,39         | 146,573               |
| THV-6        | 1620       | 4,916                | 3,787                 | 0,00113                                  | 2,85                      | 12,41                | 52,72                | 18,51         | 30,533                |

## 2. Sifat Kebasahan

Hasil pengujian sifat kebasahan dapat dilihat pada Tabel 2. Dari tabel tersebut didapatkan nilai *water wet index (WWI)* dan *oil wet index (OWI)* dari hasil perhitungan menggunakan rumus sebagai berikut.

$$WWI = \frac{V \text{ air yang keluar spontan}}{V \text{ air yang keluar spontan} + V \text{ air yang keluar paksa}} \quad (1)$$

$$OWI = \frac{V \text{ minyak yang keluar spontan}}{V \text{ minyak yang keluar spontan} + V \text{ minyak yang keluar paksa}} \quad (2)$$

Pada Tabel 2 didapatkan nilai *Oil Wet Index (OWI)* berkisar antara 0,9288 hingga 0,9836 dan nilai *Water Wet Index (WWI)* berkisar antara 0,0011 hingga 0,0018. Dengan melihat nilai *Amott Harvey Wettability Index (AHWI)* didapatkan nilai yang bertanda (-) dan berkisar antara -0,8901 hingga -0,9825. Hal tersebut menunjukkan bahwa formasi X cenderung mengikat fluida *non-wetting phase*. Formasi X berdasarkan sifat kebasahannya merupakan formasi batuan karbonat yang memiliki sifat *oil wet*. Hal ini sesuai dengan literatur bahwa batuan karbonat umumnya merupakan batuan jenis *oil wet* [8].

**Table 2. Amott Index sample THV**

| Sample Code | Wettability Index     |                     | Amott-Harvey Wettability Index (AHWI) | Amott Wetting Indices |
|-------------|-----------------------|---------------------|---------------------------------------|-----------------------|
|             | Water Wet Index (WWI) | Oil Wet Index (OWI) |                                       |                       |
| THV-1       | 0,0017                | 0,9459              | -0,9443                               | Oil wet               |
| THV-2       | 0,0011                | 0,9836              | -0,9825                               | Oil wet               |
| THV-3       | 0,0011                | 0,9556              | -0,9544                               | Oil wet               |
| THV-4       | 0,0012                | 0,8913              | -0,8901                               | Oil wet               |
| THV-5       | 0,0018                | 0,9487              | -0,9469                               | Oil wet               |
| THV-6       | 0,0011                | 0,9299              | -0,9288                               | Oil wet               |

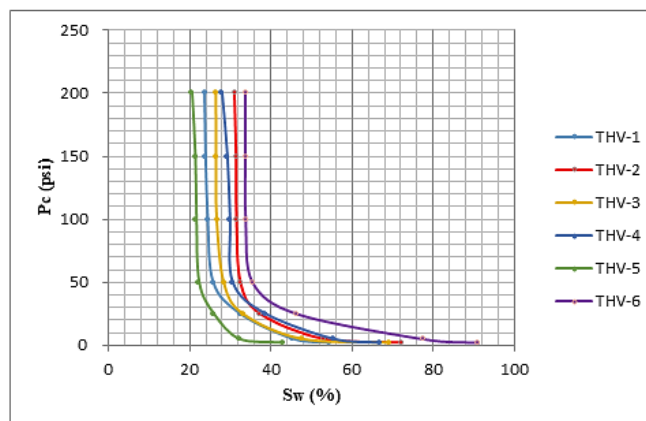
### 3. Tekanan Kapiler

Pengujian ini didapatkan hasil berupa volume air terproduksi pada setiap tekanan. Pergantian tekanan dilakukan ketika air yang terproduksi pada tekanan tertentu sudah dalam keadaan setimbang (*equilibrium*) yang ditandai dengan tidak ada lagi air yang terproduksi pada tekanan tersebut. Hasil pengujian tekanan kapiler dapat dilihat pada tabel berikut.

**Table 3. Hasil Pengujian Tekanan Kapiler**

| Sampel | VP<br>(cc) | Sw<br>saat<br>Ro<br>(%) |                   | Pc (psi) |       |       |       |       |       |       |
|--------|------------|-------------------------|-------------------|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|        |            |                         |                   | 2        | 5     | 25    | 50    | 100   | 150   | 200   |
| THV-1  | 18,80      | 98,12                   | Produksi air (cc) | 8,20     | 9,90  | 12,35 | 13,60 | 13,85 | 13,95 | 14,00 |
|        |            |                         | Sw (%)            | 54,50    | 45,46 | 32,43 | 25,78 | 26,81 | 23,92 | 23,65 |
| THV-2  | 10,33      | 99,38                   | Produksi air (cc) | 2,80     | 4,80  | 6,40  | 6,90  | 7,00  | 7,01  | 7,05  |
|        |            |                         | Sw (%)            | 72,26    | 52,90 | 37,41 | 32,56 | 31,60 | 31,50 | 31,11 |
| THV-3  | 14,02      | 97,56                   | Produksi air (cc) | 4,00     | 7,00  | 9,02  | 9,68  | 9,92  | 9,94  | 9,95  |
|        |            |                         | Sw (%)            | 69,03    | 47,64 | 33,23 | 28,52 | 26,81 | 26,67 | 26,60 |
| THV-4  | 15,50      | 98,84                   | Produksi air (cc) | 4,95     | 6,75  | 9,34  | 10,6  | 10,7  | 10,8  | 11,00 |
|        |            |                         | Sw (%)            | 66,89    | 55,28 | 38,56 | 30,43 | 29,78 | 29,14 | 27,85 |
| THV-5  | 15,01      | 96,18                   | Produksi air (cc) | 8,00     | 9,60  | 10,55 | 11,10 | 11,20 | 11,24 | 11,36 |
|        |            |                         | Sw (%)            | 42,89    | 32,24 | 25,91 | 22,25 | 21,58 | 21,31 | 20,51 |
| THV-6  | 12,41      | 97,56                   | Produksi air (cc) | 0,80     | 2,50  | 6,35  | 7,70  | 7,910 | 7,92  | 7,92  |
|        |            |                         | Sw (%)            | 91,12    | 77,42 | 46,39 | 35,51 | 33,82 | 33,74 | 33,74 |

Dari Tabel 3 kemudian dibuat plot antara tekanan kapiler dengan saturasi air dan didapatkan hasil seperti pada gambar.

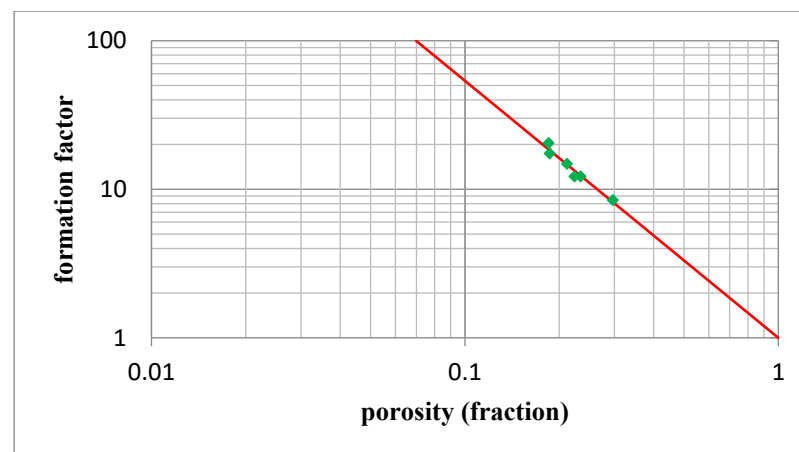


**Gambar 2. Kurva Tekanan kapiler vs Saturasi Air pada Sampel THV Formasi X**

Gambar 2 menunjukkan nilai saturasi air yang tidak terproduksi (*irreducible water saturation*) berkisar antara 20% hingga 31% dari volume pori. Berdasarkan literatur, batuan yang memiliki jenis kebasahan *oil-wet* memiliki nilai saturasi air yang tidak terproduksi (*irreducible water saturation*) yang berada di rentang 20% hingga 40% [16]. Semua sampel THV berada di dalam rentang tersebut dan hal ini memperkuat bukti bahwa sampel THV merupakan batuan *oil-wet*. Tekanan kapiler di reservoir dapat merepresentasikan sebagai zona transisi [17]. Jika melihat Gambar 2 pada saat tekanan 100 psi, 150 psi dan 200 psi, beberapa sampel telah menghasilkan saturasi air yang dapat dianggap stabil, seperti pada sampel THV-2, THV-3 dan THV-6. Ada pula sampel yang stabil dimulai pada tekanan 150 psi seperti sampel THV-1 dan stabil pada tekanan 200 psi seperti sampel THV-4. Hal ini menunjukkan bahwa sampel THV-2, THV-3 dan THV-6 memiliki zona transisi yang pendek. Sedangkan, sampel THV-1 dan THV-5 memiliki zona transisi yang lebih panjang. Jika dilihat dari sifat kebasahan Sampel THV-2 memiliki nilai Amott-Harvey yang paling tinggi dan sampel THV-4 memiliki nilai yang paling rendah. Dari kasus ini dapat diketahui bahwa sampel THV-2 yang memiliki sifat oil wet paling kuat memiliki zona transisi yang pendek dan sampel THV-4 yang memiliki sifat oil wet paling lemah memiliki zona transisi yang lebih panjang.

#### 4. Sifat Kelistrikan

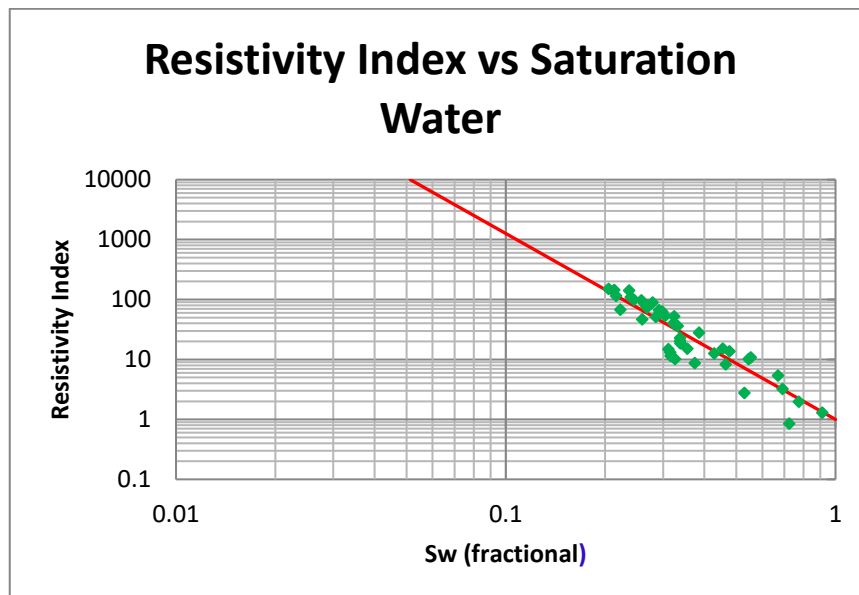
*Faktor Formasi*. Pengujian faktor formasi didapatkan hasil yang ditunjukkan pada Gambar 3.



**Gambar 3. Kurva Faktor Formasi versus Porositas Sampel THV**

Gambar 3. menunjukkan hubungan antara faktor formasi dengan nilai porositas. Kurva tersebut dibuat untuk mendapatkan nilai faktor sementasi ( $m$ ). Nilai faktor sementasi diperoleh harga  $m$  pada slop 1,73 dengan asumsi nilai  $a$  adalah 1. Nilai faktor ini sementasi ini dapat dikatakan sebagai nilai rata-rata yang mencakup seluruh keberadaan heterogenitas batuan. Dari kurva tersebut dapat dilihat bahwa semakin kecil nilai porositas maka nilai faktor formasi semakin besar. Berdasarkan literatur, harga  $m$  untuk batuan limestone berkisar 1,3 hingga lebih dari 2,8 [18]. Sedangkan nilai  $m$  untuk batuan sandstone berkisar 1.8 sampai dengan 2.2.

*Resistivity Index*. Pengujian *Resistivity Index* didapatkan hasil yang ditunjukkan pada Gambar 4.



**Gambar 4. Kurva Saturasi air dan Indeks Resistivitas Sampel THV**

Gambar 4. menunjukkan hubungan antara *Resistivity Index* dengan nilai Saturasi air (*brine*) dan diperoleh nilai eksponen saturasi ( $n$ ) pada slop 3,10. Batuan yang memiliki sifat *oil-wet* akan memiliki nilai *resistivity index* yang tinggi. Dari kurva tersebut dapat dilihat bahwa semakin kecil nilai saturasi air maka nilai *resistivity index* semakin besar. Berdasarkan literatur, nilai  $n$  pada batuan karbonat berkisar 1,2 hingga 3,5 [19]. Sebagai pembandingan nilai  $n$  untuk batuan sandstone berkisar 1.8 sampai 2.2.

Dari penelitian yang dilakukan tidak ditemukan hubungan yang jelas antara sifat kebasahan batuan dengan sifat kelistrikan batuan pada sampel THV. Hal ini dibuktikan dengan tidak sinkronnya hasil dari perhitungan sifat kebasahan dengan perhitungan resistivitas batuan pada Sampel THV. Seharusnya batuan yang memiliki sifat *oil wet* yang semakin kuat, maka nilai resistivitasnya juga akan semakin tinggi [20].

## KESIMPULAN

Penelitian ini dapat disimpulkan sebagai berikut.

1. Sampel THV memiliki nilai *Oil-Wet Index* lebih besar daripada *Water-Wet Index*, dan *Amott Harvey Index* berada di rentang -0,89 hingga -0,98, hal ini menunjukkan sifat kebasahan pada Formasi X memiliki kecenderungan untuk mengikat minyak lebih kuat (*oil-wet*). Tekanan kapiler dapat merepresentasikan ketinggian zona transisi di reservoir, dimana batuan yang memiliki sifat *oil wet* yang kuat akan memiliki zona transisi yang lebih pendek sedangkan batuan yang memiliki sifat *oil wet* yang lebih lemah akan memiliki zona transisi yang lebih panjang.

2. Pada penelitian ini tidak ditemukan pengaruh sifat kebasahan terhadap sifat kelistrikan (resistivitas). Hal ini dikarenakan sampel yang digunakan memiliki karakteristik yang hampir dan pada saat pengujian sifat kebasahan memiliki hasil yang hampir sama sehingga menghasilkan nilai resistivitas yang relatif sama. Formasi X merupakan batuan yang basah oleh minyak (*oil-wet*) dan memiliki nilai resistivitas yang tinggi, hal ini dikarenakan minyak yang mengisi batuan bersifat isolatif. Formasi X memiliki nilai faktor sementasi ( $m$ ) = 1,73 dan nilai eksponen saturasi ( $n$ ) = 3,10 dan termasuk ke dalam rentang dari nilai  $m$  dan  $n$  batuan karbonat, yaitu  $m$  dalam rentang 1,3 – 2,8 dan nilai  $n$  dalam rentang 1,2 – 3,5.

## REFERENSI

- [1] M. Rücker *et al.*, “Relationship between wetting and capillary pressure in a crude oil/brine/rock system: From nano-scale to core-scale,” *J. Colloid Interface Sci.*, vol. 562, pp. 159–169, 2020, doi: 10.1016/j.jcis.2019.11.086.
- [2] U. D. E. Pau, E. T. Des, and P. D. E. L. Adour, “Wettability in porous media – From macroscopic measurements to pore-scale characterization La mouillabilité dans les milieux poreux – D ’ une mesure macroscopique à sa caractérisation à l ’ échelle des pores,” 2020.
- [3] S. Li and S. Hou, “A brief review of the correlation between electrical properties and wetting behaviour in porous media,” *Capillarity*, vol. 2, no. 3, pp. 53–56, 2019, doi: 10.26804/capi.2019.03.02.
- [4] D. Iyi, Y. Balogun, B. Oyeneyin, and N. Faisal, “Numerical modelling of the effect of wettability, interfacial tension and temperature on oil recovery at pore-scale level,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 201, no. January, p. 108453, 2021, doi: 10.1016/j.petrol.2021.108453.
- [5] Y. Han *et al.*, “Experimental investigation on the effect of wettability on rock-electricity response in sandstone reservoirs,” *Fuel*, vol. 239, no. August 2018, pp. 1246–1257, 2019, doi: 10.1016/j.fuel.2018.11.072.
- [6] C. Newgord, S. Tandon, and Z. Heidari, “Simultaneous assessment of wettability and water saturation using 2D NMR measurements,” *Fuel*, vol. 270, no. November 2019, p. 117431, 2020, doi: 10.1016/j.fuel.2020.117431.
- [8] X. Deng, M. S. Kamal, S. Patil, S. M. S. Hussain, and X. Zhou, “A Review on Wettability Alteration in Carbonate Rocks: Wettability Modifiers,” *Energy and Fuels*, vol. 34, no. 1, pp. 31–54, 2020, doi: 10.1021/acs.energyfuels.9b03409.
- [9] A. Davarpanah and B. Mirshekari, “Numerical simulation and laboratory evaluation of alkali–surfactant–polymer and foam flooding,” *Int. J. Environ. Sci. Technol.*, vol. 17, no. 2, pp. 1123–1136, 2020, doi: 10.1007/s13762-019-02438-9.
- [10] H. Esfandyari, S. R. Shadizadeh, F. Esmaeilzadeh, and A. Davarpanah, “Implications of anionic and natural surfactants to measure wettability alteration in EOR processes,” *Fuel*, vol. 278, no. May, p. 118392, 2020, doi: 10.1016/j.fuel.2020.118392.
- [11] H. N. Sørgeard and J. G. Seland, “A fluid specific dimension of confinement as a measure of wettability in porous media,” *J. Magn. Reson.*, vol. 310, p. 106663, 2020, doi: 10.1016/j.jmr.2019.106663.
- [12] R. N. Putra and M. A. Jambak, “Facies Distribution of Kais Formation in ‘X’ Field, Salawati Basin, West Papua, Indonesia,” *J. Geosci. Eng. Energy*, vol. 2, pp. 54–63,

- 2021, doi: 10.25105/jogee.v2i1.8933.
- [13] A. Muhartanto, A. H. Hamdani, S. Safrizal, L. Fauzielly, and A. Triwerdhana, “Studi Karakteristik Dan Permodelan Termal Batuan Induk Tersier Di Cekungan Salawati, Papua Barat,” *Lembaran Publ. Miny. dan gas bumi*, vol. 52, no. 3, pp. 131–145, 2018, doi: 10.29017/lpmgb.52.3.723.
  - [14] C. McPhee, J. Reed, and I. Zubizarreta, *Capillary Pressure*, vol. 64. 2015.
  - [15] C. McPhee, J. Reed, and I. Zubizarreta, *Electrical Property Tests*, vol. 64. 2015.
  - [16] R. T. Armstrong *et al.*, “Multiscale Characterization of Wettability in Porous Media,” *Transp. Porous Media*, vol. 140, no. 1, pp. 215–240, 2021, doi: 10.1007/s11242-021-01615-0.
  - [17] S. Ghosh *et al.*, “A review of reservoir oil-water transition zone characterization and potential recovery methods,” *Geopersia*, vol. 13, no. 2, pp. 323–336, 2023, doi: 10.22059/GEOPE.2023.350783.648689.
  - [18] B. Widarsono, “The Importance Of Litho-Facies Distinction In Determining The Most Representative Cementation Factors For Well-Log Evaluation : An Old Issue Persistently Neglected,” *Sci. Contrib. Oil Gas*, vol. 34, no. 2, pp. 139–148, 2022, doi: 10.29017/scog.34.2.800.
  - [19] J. H. Börner, V. Herdegen, J. U. Repke, and K. Spitzer, “Retrieving electrical and structural carbonate formation properties from measurements on crushed rock using a multidata inversion approach,” *Geophys. J. Int.*, vol. 230, no. 2, pp. 849–869, 2022, doi: 10.1093/gji/ggac090.
  - [20] V. Kułynycz, “The influence of wettability on the petrophysical parameters of reservoir rocks,” *AGH Drilling, Oil, Gas*, vol. 34, no. 3, p. 775, 2019, doi: 10.7494/drill.2017.34.3.775.