

**STUDI PERBANDINGAN METODE PENYEBARAN *ROCK*
TYPING PADA DATA *CORE* DAN *LOG***

TUGAS AKHIR

AKMAL MAULANA SYARIF

124.20.005



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKLUTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITUT TEKNOLOGI SAINS BANDUNG
KOTA DELTAMAS**

2024

**STUDI PERBANDINGAN METODE PENYEBARAN *ROCK*
TYPING PADA DATA *CORE* DAN *LOG***

TUGAS AKHIR

AKMAL MAULANA SYARIF

124.20.005

Dianjukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik
Pada Program Studi Teknik Perminyakan



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKLUTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITUT TEKNOLOGI SAINS BANDUNG
KOTA DELTAMAS**

2024

LEMBAR PENGESAHAN

**STUDI PERBANDINGAN METODE PENYEBARAN *ROCK TYPING*
PADA DATA *CORE* DAN *LOG***

JURNAL TUGAS AKHIR

AKMAL MAULANA SYARIF

124.20.005

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik

Pada Program Studi Teknik Perminyakan

Menyetujui,

Kota Deltamas, 13 September 2024

Pembimbing



Falza Izza Wihdany, S.T., M.T.

Mengetahui,

Kepala Program Studi Teknik Perminyakan

Institut Teknologi Sains Bandung



Aries Prasetyo, S.T., M.T.

STUDI PERBANDINGAN METODE PENYEBARAN *ROCK TYPING* PADA DATA *CORE* DAN *LOG*

Akmal Maulana Syarif

Mahasiswa Program Sarjana Teknik Perminyakan

Institut Teknologi Sains Bandung

Falza Izza Wihdany, S.T., M.T.

Abstrak

Pada dasarnya sifat *reservoir* minyak dan gas bumi memiliki sifat yang heterogen, bergantung pada proses geologi dari jenis batuan serta efek pasca pengendapan, sehingga diperlukan pengklasifikasian karakteristik *reservoir* melalui metode *rock typing*. Tetapi tidak semua sumur mempunyai data *core*, sehingga permasalahan yang umum dihadapi di lapangan yaitu perhitungan permeabilitas untuk sumur yang tidak memiliki data *core*.

Objek penelitian ini mengenai perbandingan sebaran pada setiap metode *rock typing* dan hasil prediksi permeabilitas menggunakan 3 metode yaitu Windland-R35, HFU, dan PGS. Serta hasil sebaran setiap metode *rock type* dan prediksi permeabilitas menggunakan hasil interpretasi *well log* pada sumur TM-1 dan TM-2. Karakterisasi penyebaran *rock type* dan memprediksi nilai permeabilitas dengan menggunakan data *core*. Metode PGS yang mampu yang mengkarakterisasi *reservoir* dengan baik. Interpretasi petrofisika pada studi ini meliputi penentuan V_{clay} dan penentuan porositas. Menghasilkan sebaran *rock type* menggunakan permeabilitas hasil perhitungan *transform* dan sebaran *rock type* menggunakan batuan *fuzzy logic* metode Windland mampu memberikan sebaran yang baik.

Kata kunci: ***Rock Typing*, Karakteristik Reservoir, Well Log, Prediksi Permeabilitas**

Abstract

Basically, the nature of oil and gas reservoirs has heterogeneous properties, depending on the geological process of the type of rock and the post-deposition effects, so that it is necessary to classify reservoir characteristics through the rock typing method. However not all wells have core data, so the common problem faced in the field is the calculation of permeability for wells that do not have core data.

The object of this study is a comparison of the distribution of each rock typing method and the results of permeability predictions using 3 methods, namely Windland-R35, HFU, and PGS. The results of the distribution of each rock type method and permeability predictions were also obtained using the results of well log interpretations on wells TM-1 and TM-2. Characterization of the distribution of rock types and predicting permeability values using core data. The PGS method is capable of characterizing the reservoir well. Petrophysical interpretation in this study includes determining Vclay and determining porosity. Producing the distribution of rock types using the permeability of the results of the transform calculation and the distribution of rock types using the Windland method fuzzy logic rocks are able to provide good distribution.

Keywords: Rock Typing, Reservoir Characteristics, Well Log, Permeability Prediction

1. PENDAHULUAN

Industri minyak dan gas bumi adalah sektor kunci dalam perekonomian global, yang sangat bergantung pada kemampuan untuk secara efektif mengidentifikasi dan mengkarakterisasi *reservoir*. Dalam menghadapi tantangan ekonomi dan teknologi yang terus berkembang, diperlukan pemahaman yang lebih baik tentang sifat-sifat batuan *reservoir* menjadi sangat penting untuk meningkatkan produksi secara optimal dan mengevaluasi potensi cadangan minyak dan gas. Pada dasarnya sifat *reservoir* minyak dan gas bumi memiliki sifat yang heterogen pada setiap formasi memiliki nilai dan kemampuan yang berbeda dalam mengalirkan fluida, oleh karena itu perlu dilakukan karakterisasi *reservoir* lebih lanjut untuk memperoleh informasi sifat fisik yang dimiliki oleh batuan.

Berbagai jenis sifat batuan *reservoir* bervariasi bergantung pada proses geologi dari jenis batuan serta efek pasca pengendapan, sehingga diperlukan pengklasifikasian karakteristik *reservoir* melalui metode *rock typing*. Saat ini metode *rock typing* telah dikembangkan

(Permadi dkk, 2013), yaitu konsep dengan mempertimbangkan suatu aspek geologi dan aspek teknik *reservoir*. Konsep ini menyatakan terdapat kemiripan antara arsitektur pori-pori dengan fitur-fitur geologi pada skala mikroskopik yang merupakan hasil dari manifestasi dari kejadian geologi yang serupa.

Rock typing dapat didefinisikan sebagai sekumpulan (unit) batuan dengan karakteristik (sifat) yang sama dalam mengalirkan fluida (Stolz et al, 2003). Karena batuan *reservoir* bersifat heterogen, oleh karena itu perlu dilakukan pengelompokan batuan (*rock typing*) yang bermanfaat untuk melakukan karakterisasi dan pengembangan *reservoir*. Batuan *reservoir* juga harus memiliki sifat yang bisa mengalirkan suatu fluida yaitu permeabilitas (k). Permeabilitas didefinisikan sebagai kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida melalui pori-pori yang saling berhubungan dalam batuan *reservoir* (*interconnected pores*) (Djebbar Tiab dan Donaldson, 2004). Informasi mengenai penentuan harga permeabilitas suatu *reservoir* dapat diketahui dari analisa *core* yang didapat dari sumur yang di bor

menembus *reservoir* tersebut. Tetapi tidak semua sumur mempunyai data *core*, sehingga permasalahan yang umum dihadapi di lapangan yaitu perhitungan permeabilitas untuk sumur yang tidak memiliki data *core*.

Pada pengerjaan Tugas Akhir ini terdapat 2 data *well log* yaitu pada sumur TM-1 dan TM-2. Hasil dari pengolahan data *well log* tersebut digunakan untuk membuat klasifikasi *rock typing* menggunakan 3 metode pengelompokan batuan (*rock typing*), yang dimana ketiga metode tersebut dijadikan studi perbandingan untuk mendapatkan sebaran yang berbeda pada setiap *rock type*. Ketiga metode tersebut diantaranya yaitu metode *Pore Geometry and Pore Structure* (PGS) (Wibowo dan Permadi, 2013), *Hydraulic Flow Unit* (HFU) (J.O. Amaefule et al, 1993; Guo et al, 2007), dan metode Winland R-35 (H.D. Winland, 1980). Pada pengelompokan batuan (*rock type*) ini memerlukan data *Special Core Analysis* (SCAL) dan *Routine Core Analysis* (RCAL) dalam suatu proses pengerjaannya.

1.2 Maksud dan Tujuan Penelitian

Penelitian ini dimaksudkan untuk memahami secara mendalam

tentang perbandingan sebaran pada setiap metode *rock typing* dan hasil prediksi permeabilitas menggunakan 3 metode yaitu Winland-R35, HFU, dan PGS yang dibandingkan terhadap hasil interpretasi metode *Fuzzy logic* pada sumur TM-1 dan TM-2.

1.3 Rumusan Masalah

Penelitian Tugas Akhir ini dilakukan untuk menganalisa hasil sebaran pada setiap metode *rock type* dan hasil prediksi permeabilitas pada setiap metode

Berikut beberapa rumusan masalah pada penelitian Tugas Akhir ini:

1. Melakukan perbandingan metode *rock typing* dan mendapatkan metode *rock typing* mana yang paling konsisten dari data *core* (RCAL dan Scal).
2. Melakukan interpretasi parameter petrofisika dari data *log*.
3. Melakukan penyebaran *rock type* pada sumuran (*well logging*).

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Well Logging

Well Logging adalah metode yang mengintegrasikan pengukuran menggunakan parameter fisika, dalam lubang sumur yang memiliki kedalaman yang bervariasi. Hasil dari interpretasi data *well log* dapat digunakan untuk mengetahui suatu karakteristik *reservoir* yaitu berupa nilai porositas, permeabilitas, dan saturasi air yang akan digunakan untuk menentukan langkah selanjutnya dalam eksplorasi dan produksi (Irawan dan Utama, 2009).

2.2 Rock Typing

Rock typing merupakan teknik dalam pengelompokan batuan yaitu sebagai sekumpulan properti dimiliki oleh batuan yang memiliki kesamaan jenis atribut seperti litologi, kandungan fosil, tekstur sedimen, diagenesis atau secara umum mikrofasi (Kadkhodaie dan Ilkchi, 2018). Menurut (Kadkhodaie dan Ilkchi, 2018) masalah yang penting bahwa jenis batuan yang dikarakterisasi, karena pertimbangan waktu dan biaya, hanya terbatas pada interval sumur yang memiliki data *core*. Namun pembuat model *reservoir* membutuhkan data *well log* pada seluruh interval *reservoir* yang

berada diseluruh sumur yang dibor. Artinya jenis batuan ditentukan berdasarkan data *core*, dan hasilnya bisa diprediksi dan disebarkan kedalam sumur yang tidak memiliki data *core*.

2.2.1 Pore Geometry and Pore Structure (PGS)

Pore Geometry and Pore Structure merupakan metode yang menggambarkan hubungan antara geometri pori dan struktur pori pada media yang berpori (Wibowo dan Permadi, 2013). Persamaan Kozeny dan Leverette's *J-Function* diimplementasikan untuk mengkarakterisasi geometri pori dan struktur pori yang menghubungkan dengan fitur geologi mikroskopis.

$$\left(\frac{k}{\phi}\right)^{0.5} = a \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^b \quad (2.1)$$

konstanta a dapat menunjukkan efisiensi aliran dan eksponen b dapat mewakili kompleksitas pori-pori (Wibowo dan Permadi, 2013). Dapat kita ketahui bahwa kekompleksitas dari suatu media berpori dapat dilakukan analisa secara empiris dengan menghubungkan persamaan Kozeny, porositas, permeabilitas, *pore geometry* dan *pore structure*, yang

kemudian diplot dalam skala log-log plot.

2.2.2 Hydraulic Flow Unit (HFU)

Konsep *Hydraulic Flow Unit* yang dikenalkan oleh (Amaefule,1993) kemudian dikembangkan oleh Kozeny-Carman untuk mengelompokan batuan berdasarkan jenis batuanya. Elemen dasar *Hydraulic Flow Unit* berasal dari total volume batuan *reservoir* yang mana sifat petrofisika dan letak geologinya mempengaruhi zona *reservoir* yang mempunyai kapasitas aliran fluida yang seragam dan berbeda dengan volume *reservoir* lainnya (Amaefule,1993).

$$\mathbf{RQI} = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (2.2)$$

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \quad (2.3)$$

$$\mathbf{FZI} = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} = \frac{\mathbf{RQI}}{\phi_z} \quad (2.4)$$

$$\mathbf{DRT} = \mathbf{Round} (2 \ln (\mathbf{FZI}) + 10.6) \quad (2.5)$$

Permeabilitas pada setiap titik sampel yang dihitung berdasarkan *Hydraulic Flow Unit* (HFU) dengan menggunakan nilai rata-rata FZI yang telah diperoleh. Kemudian kita bisa

memprediksi nilai permeabilitas dengan persamaan sebagai berikut:

$$\mathbf{k} = 1014 (\mathbf{FZI})^2 \frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \quad (2.6)$$

2.2.3 Winland R-35

Pada tahun 1972, H.D. Windland melakukan penelitian mengenai korelasi antara *pore throat*, permeabilitas dan porositas. Pada penelitiannya Windland mengumpulkan 300 sampel dari berbagai formasi serta umur batuanya, yang terdiri dari batuan klastik dan karbonat. Dari 300 sampel, 106 diantaranya digunakan untuk menguji MICP (*Mercury Injection Capillary Pressure*), sedangkan sisanya digunakan untuk pemeriksaan (*Routine Core*) dan penggunaan mikroskop elektron SEM (*Scanning Electron Microscope*).

Kemudian pada persentil ke-35 menghasilkan korelasi antara permeabilitas dan porositas sebagai berikut:

$$\mathbf{Log R35} = 0.732 + 0.588 \mathbf{Log} (\mathbf{k}) - 0.864 \mathbf{Log} (\phi) \quad (2.7)$$

2.2.4 J-Function

Leverett J-Function merupakan salah satu model yang mendasar dalam menilai karakteristik

suatu reservoir, yang menghubungkan parameter tekanan kapiler, porositas dan permeabilitas (Leverett, 1941). Leverett J-Function merupakan suatu fungsi dari *dimensionless capillary J-Function* yang digunakan dalam ekstrapolasi data tekanan kapiler di berbagai batuan (Leverett, 1941).

$$J(S_w) = \frac{P_c S_w}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (2.8)$$

P_c adalah tekanan kapiler (psia), σ merupakan tegangan antar muka (dyne/cm), dan k adalah permeabilitas (md). $J(S_w)$ memberikan pendekatan praktis untuk mengelompokkan struktur pori secara global menggunakan metode model kurva (Stolz et al., 2003).

2.3 Fuzzi Logic

Logika fuzzi diperkenalkan pertamakali oleh seorang professor dari UC/Berkeley asal Iran (Lotfi Zadeh, 1960). *Fuzzi logic* merupakan pengembangan dari logika Boolean, yang menggunakan angka satu dan nol untuk mengelola nilai antara *partial truth*, *truth values between*, *completely true* dan *completely false*.

Menurut (Cuddy, 2000) metode *fuzzy logic* sudah banyak

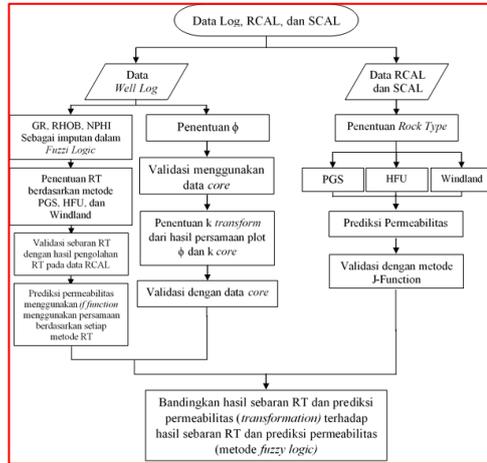
diterapkan pada teknik perminyakan dan geologi, yang melibatkan pengklasifikasian, yang berguna untuk memprediksi permeabilitas dan litofasies pada sumur yang tidak memiliki data *core*. Dalam analisis data reservoir, berbagai jenis log digunakan sebagai input untuk sistem *Fuzzy Logic* guna memprediksi permeabilitas. Di antaranya, log NPHI, DT, RHOB, GR, dan resistivitas merupakan parameter penting. Log NPHI, DT, dan RHOB.

3. METODELOGI PENELITIAN

Dalam penelitian Tugas Akhir ini bertujuan untuk menentukan perbandingan sebaran *rock type* dan prediksi permeabilitas dengan menggunakan 3 metode yaitu *Pore Geometry and Pore Structure* (PGS), *Hydraulic Flow Unit* (HFU), dan Winland R-35. Dengan hasil interpretasi metode *fuzzy logic* yaitu pada sumur TM-1 dan TM-2.

Penelitian Tugas Akhir ini diawali dengan studi literatur mengenai *logging*, dan metode *rock typing*. Selanjutnya dilakukan pengumpulan data dan pengolahan data kemudian penyusunan laporan. Berikut merupakan gambaran umum

mengenai pengolahan data yang akan disajikan pada diagram alir sebagai berikut:



Gambar 3. 1 Gambaran Umum Penelitian Tugas Akhir

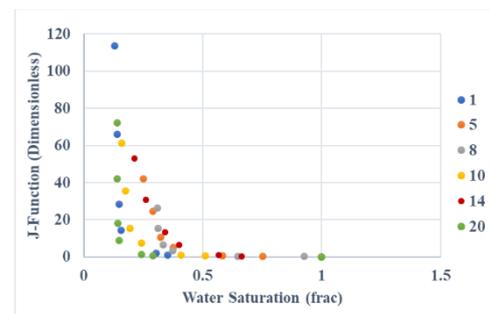
4. PEMBAHASAN

Pada studi ini penentuan *rock type* dilakukan dengan menggunakan 3 metode, yaitu PGS, HFU, dan Windland serta dibandingkan dengan metode *J-Function* untuk melihat konsistensi sebaran setiap *rock type*. Terdapat 34 sampel data berupa *Routine core* yang tersebar di dua sumur yaitu 2 sampel sumur TM-1 dan 32 sampel sumur TM-2. Dari ke 34 sampel tersebut sebanyak 6 sampel digunakan untuk pengukuran SCAL.

4.1. Metode *J-Function*

Data *Specila Core Analysis* (SCAL) digunakan untuk metode *J-Function* yaitu dengan membuat kurva $J(S_w)$ untuk menghasilkan

kelompok batuan pada setiap sampel data SCAL. Selain data SCAL, tekanan kapiler juga dibutuhkan dalam melakukan penentuan nilai $J(S_w)$ ini. Sebelum penentuan nilai $J(S_w)$ jika data tekanan kapiler masih dalam keadaan laboratorium maka perlu dilakukan konversi terlebih dahulu kedalam kondisi *reservoir*.



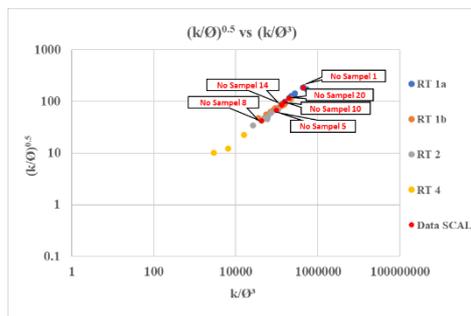
Gambar 4. 1 Kurva $J(S_w)$ untuk Setiap Sampel

Dari hasil pengelompokan menggunakan *J-Function* didapatkan 2 *rock type*. RT 1 (sampel nomor 1,10, dan 20) dan RT 2 (sampel nomor 5,8, dan 14). Setiap *rock type* memiliki nilai S_{wirr} yang berbeda. Perbedaan nilai S_{wirr} ini dikarenakan karena pada setiap *rock type* mempunyai ukuran pori-pori efektif yang berbeda pula.

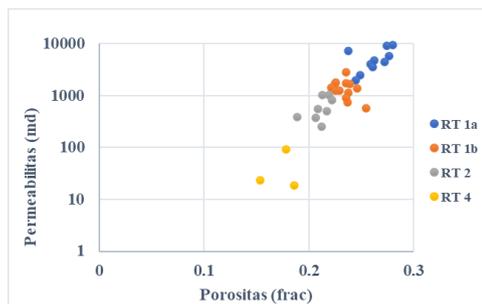
4.2 Metode Pore Geometry and Pore Structure (PGS)

Metode pengelompokan batuan menggunakan PGS

menggunakan parameter geometri pori dan struktur pori dalam melakukan pengklasifikasian *rock type*. Karakteristik batuan yang paling mendominasi yaitu geometri butir (ukuran bentuk, *sorting*, *packing*, *pore surface area*) dan geometri ruang pori meliputi (*pore body* dan *pore throat*) yang merupakan elemen pembentuk geometri pori dan struktur pori.



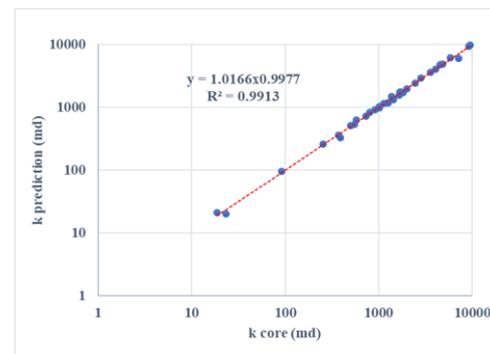
Gambar 4. 2 Rock Type Metode PGS



Gambar 4. 3 Hubungan Porositas dan Permeabilitas Metode PGS

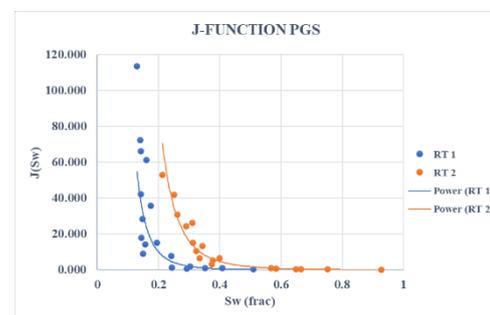
Hasil distribusi plot nilai porositas dan permeabilitas pada setiap rock type, menunjukkan tidak adanya tumpang tindih antar setiap rock type atau tidak terdapat adanya

titik data yang jatuh pada wilayah rock type lain.



Gambar 4. 4 Kurva Prediksi Permeabilitas vs Permeabilitas Core

Hasil dari plot antara permeabilitas yang sudah diprediksi dengan permeabilitas pada data *core* menggunakan metode PGS ini memiliki trend nilai yang sangat positif terlebih dapat dilihat dari hasil regresi nilai yang sangat besar yaitu 0.9913 (hampir mendekati 1).



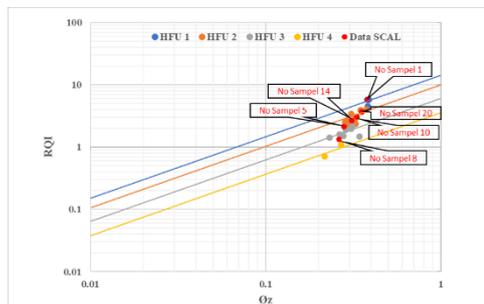
Gambar 4. 5 Rock Type PGS Berdasarkan Metode *J-Function*

Dapat dilihat dari hasil menggabungkan metode PGS kedalam *J-Function* terbentuk 2 *rock type*. Berdasarkan data SCAL pada

RT 1 yang terdiri atas sampel nomor 1, 10, dan 20 sedangkan pada RT 2 yang terdiri atas sampel nomor 5, 8, dan 14. Sehingga hasil dari sebaran *rock type* metode PGS ini cukup bisa merepresentasikan atribut batuan yaitu kemiripan geometri dan struktur pori.

4.3 Metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU)

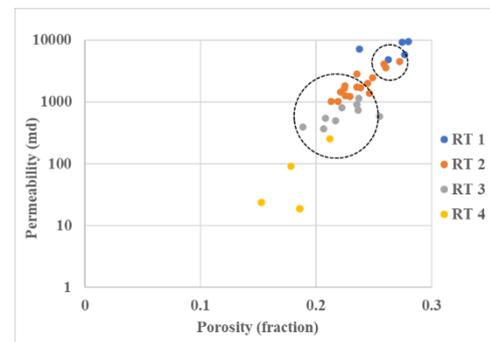
Pengklasifikasian batuan menggunakan metode HFU didasarkan pada konsep menggunakan *Flow Zone Indicator* (FZI) adalah merupakan parameter untuk menghubungkan atribut atribut geologi dari tekstur serta mineralogi yang menjadi dasar dalam penentuan *hydraulic unit* (Amaefule dkk, 1993).



Gambar 4.6 *Cross Plot RQI dan Phiz*

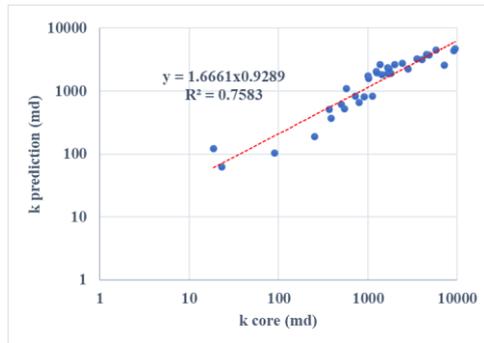
Plot pada kurva RQI dan Phiz dilakukan dengan kemiringan garis lurus sebesar 45° kemudian kemiringan garis tersebut mencerminkan HU pada setiap

sampel. Setiap *rock type* mempunyai garis kemiringan tertentu akan memiliki titik *intercept* yang dapat mencerminkan nilai RQI pada setiap *hydraulic unit*.



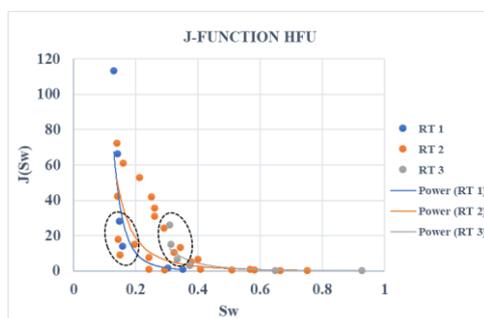
Gambar 4.7 Hubungan Porositas dan Permeabilitas Metode HFU

Berdasarkan hasil plot hubungan porositas dan permeabilitas pada metode HFU, dapat dilihat bahwa setiap *rock type* mengalami tumpang tindih dan jatuh pada wilayah *rock type* satu dengan yang lainnya. Seperti pada *rock type* 1 yang jatuh pada wilayah *rock type* 2, *rock type* 3 jatuh pada wilayah *rock type* 2 dan juga *rock type* 4 jatuh pada titik wilayah *rock type* 3.



Gambar 4. 8 Kurva Prediksi Permeabilitas vs Permeabilitas Core

Prediksi permeabilitas menggunakan metode HFU yaitu dengan menggunakan nilai rata-rata FZI pada setiap rock type. Dapat dilihat hasil dari plot antara nilai prediksi permeabilitas dengan nilai permeabilitas yang berasal dari data core menghasilkan regresi yang cukup tinggi yaitu 0.7583 ini menunjukkan bahwa pada setiap titik dari setiap sampel sudah mampu mengikuti garis *trendline* yang telah terbentuk.



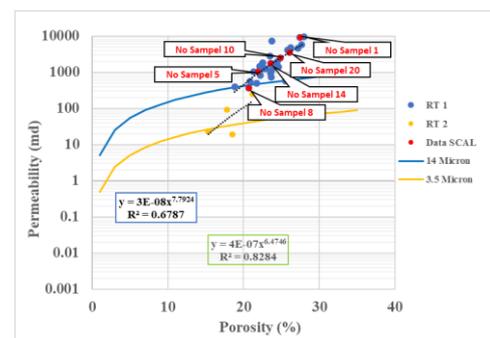
Gambar 4. 9 Rock Type HFU Berdasarkan Metode *J-Function*

Hasil dari plot kurva tersebut pada metode HFU dapat dilihat

bahwa masih ada ketidakselarasan antar *rock typenya*. Pada RT 1 dan RT 2 seharusnya RT 2 tidak berada di sebelah kiri yaitu jatuh pada wilayah RT 1 dan juga bisa dilihat pada RT 3 seharusnya berada pada sebelah kanan RT 2 atau tidak jatuh pada wilayah RT 2.

4.4 Metode Windland R-35

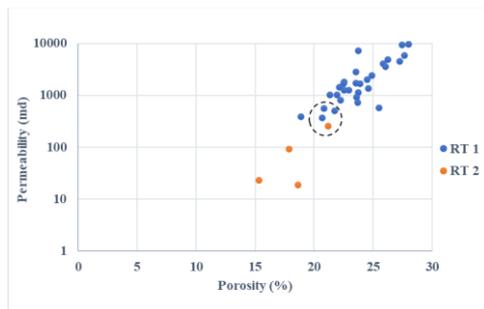
Pengklasifikasian batuan menggunakan metode Windland didasarkan pada konsep menggunakan korelasi antara *pore throat*, permeabilitas dan porositas. Pengelompokan batuan menggunakan metode Windland ini berdasarkan dari persamaan R35.



Gambar 4. 10 Distribusi *Rock Type* Metode Windland

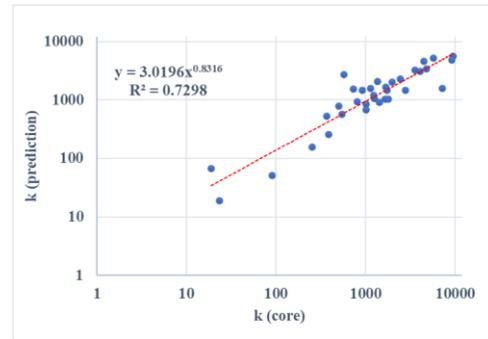
Metode Windland dalam mengklasifikasikan *rock type* atau jenis batuan berdasarkan 5 kelompok batuan yaitu Megaporous (RT 1), Macroporous (RT 2), Mesoporous

(RT 3), Microporous (RT 4), dan Nanoporous (RT 5). Dari lima rock type tersebut memiliki hubungan sebaran porositas, permeabilitas dan radius pori efektif. Hasil dari pengerjaan metode Windland ini mendapatkan 2 rock type.



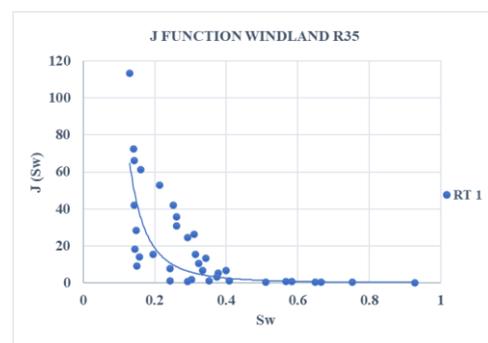
Gambar 4. 11 Hubungan Porositas dan Permeabilitas Metode Windland

Berdasarkan hasil plot hubungan porositas dan permeabilitas pada metode Windland, sama halnya seperti metode HFU masih terdapat ketidak selarasan letak pada setiap rock type. Bisa dilihat pada RT 2 jatuh ke wilayah RT 1, hal ini menunjukkan bahwa metode Windland ini masih belum bisa merepresentasikan rock type dengan baik.



Gambar 4. 12 Kurva Prediksi Permeabilitas

Dapat dilihat hasil dari plot antara nilai prediksi permeabilitas dengan nilai permeabilitas yang berasal dari data core dengan menggunakan metode Windland. Menunjukkan nilai regresi yang cukup baik yaitu 0.7298 tetapi hasil regresi dari metode Windland ini masih lebih kecil dibandingkan dengan metode sebelumnya yaitu pada PGS dan HFU.



Gambar 4. 13 Rock Type Windland Berdasarkan Metode *J-Function*

Hasil yang didapatkan kurva *J-Function* menggunakan metode Windland menghasilkan klasifikasi 1 RT. Berbeda dengan metode

sebelumnya yang menghasilkan *rock type* yang lebih bervariasi sebarannya. Kemampuan pengklasifikasian koneksi antara pori efektif itu didasari oleh konsep dari *pore throat* (R35) dalam pengelompokan batuan.

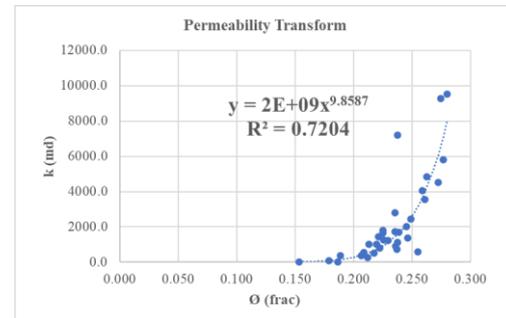
4.5 Penentuan *Rock Type* Menggunakan *Well Log*

Penentuan *rock type* menggunakan *well log* dilakukan dengan menggunakan *software IP (Interactive Petrophysics)*. Pengolahan pada data log ini bertujuan untuk memperoleh nilai porositas, *volume clay*, dan *water saturation*. Hasil dari interpretasi dari *well log* tersebut perlu dilakukan validasi dengan menggunakan data *core* untuk mengetahui korelasinya terhadap data *core*.

4.5.1 Permealilitas *Transform*

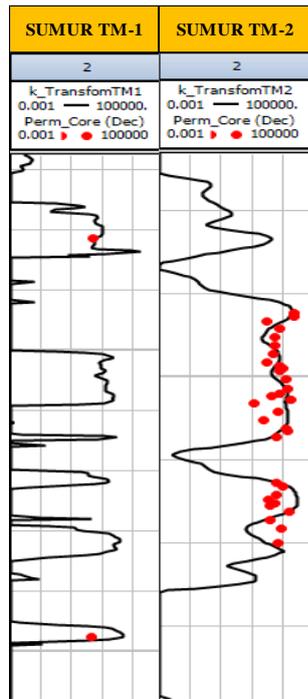
Data yang digunakan untuk menentukan permeabilitas *transform* ini menggunakan plot porositas (ϕ) dan permeabilitas (k) yang diperoleh dari sampel *core* sebanyak 2 sampel pada sumur TM-1 dan 32 sampel pada sumur TM-2. Hubungan porositas dan permeabilitas yang dimodelkan dengan menggunakan fungsi

eksponen pada semi-log plot yang menggunakan fungsi dari *power trendline*.

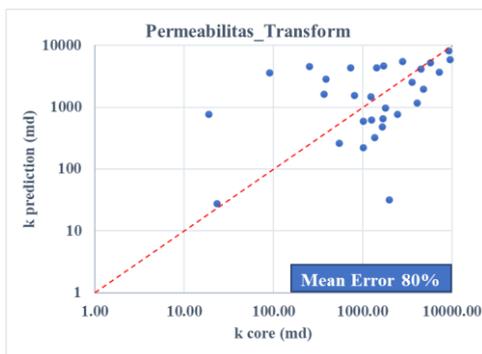


Gambar 4. 14 *Cross plot* Permeabilitas dan Porositas *Core*

Menunjukkan nilai hasil dari *cross plot* antara nilai porositas dan permeabilitas yang berasal dari data *core*. Dilihat dari korelasi power menghasilkan nilai ($R^2 = 0.7204$) ini menunjukkan hasil yang cukup baik untuk bisa memprediksi nilai permeabilitas. Hasil dari permeabilitas *transform* ini akan di distribusikan kedalam data *well log* pada sumur TM-1 dan TM-2 yang nantinya nilai permeabilitas ini berguna untuk mendefinisikan setiap metode *rock type* yaitu Windland-R35, HFU, dan PGS.



Gambar 4. 15 Sebaran Permeabilitas Pada Data Log

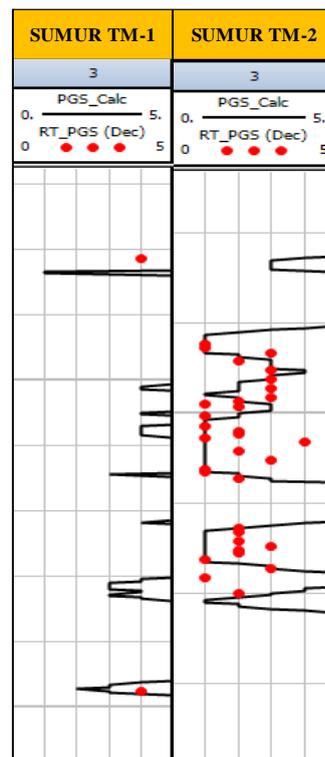


Gambar 4. 16 Prediksi Premeabilitas Menggunakan Transformasi

Dari hasil permeabilitas transformasi ini menghasilkan sebaran nilai permeabilitas dengan *mean error* mencapai sebesar 80%. Menurut penulis error yang sangat besar yang dihasilkan itu kemungkinan berasal dari hasil interpretasi nilai porositas *log* yang

tidak *match* dengan data core nya. Dapat penulis simpulkan bahwa perlu dilakukan penyesuaian parameter porositas *log* yang sangat detail agar tidak terjadi error dalam penentuan nilai permeabilitas *transform*.

4.5.2 Penentuan Sebaran Rock Type Menggunakan Metode Pore Geometry and Pore Structure (PGS)

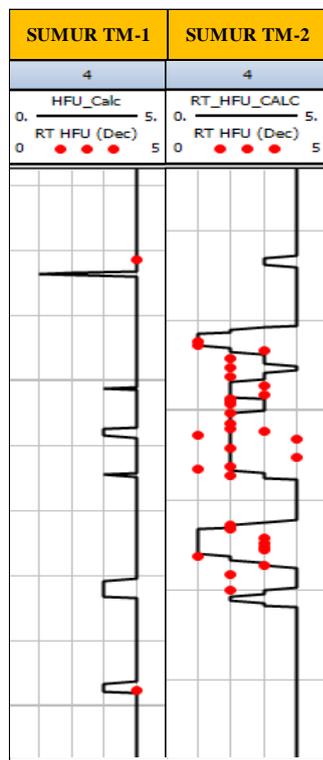


Gambar 4. 17 Sebaran Rock Type Metode PGS

Dari hasil sebaran *rock type* metode PGS menggunakan *well logging* menghasilkan sebaran yang cenderung berbeda dengan hasil interpretasi menggunakan data *core*. Bisa dilihat pada gambar 4.18 pada

sumur TM-1 dan TM-2 sebaran *rock type* yang divalidasi dengan menggunakan data *core* banyak titik data yang tidak sesuai dengan titik data *core*. Menurut penulis ini dikarenakan oleh perbedaan nilai porositas dan permeabilitas yang digunakan.

4.5.3 Penentuan Sebaran *Rock Type* Menggunakan Metode *Hydraulic Flow Unit (HFU)*

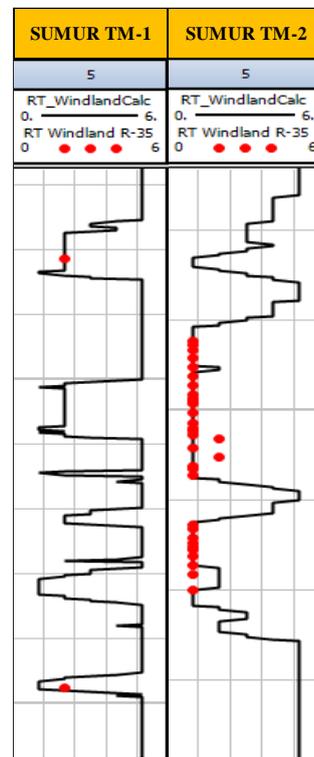


Gambar 4. 18 Sebaran *Rock Type* Metode HFU

Berdasarkan hasil sebaran *rock type* metode HFU menggunakan *well log* menghasilkan sebaran yang hasilnya menunjukkan hasil yang

cenderung tidak selaras dengan hasil data *core*. Masih banyak hasil interpretasi *well log* yang tidak *matching* dengan titik data *core*. Sama seperti metode PGS, sebaran *rock type* metode HFU menggunakan *well log* ini memberikan hasil sebaran yang kurang baik, menurut penulis ini dikarenakan nilai porositas dan permeabilitas.

4.5.4 Penentuan Sebaran *Rock Type* Menggunakan Metode *Windland R-35*



Gambar 4. 19 Sebaran *Rock Type* Metode Windland

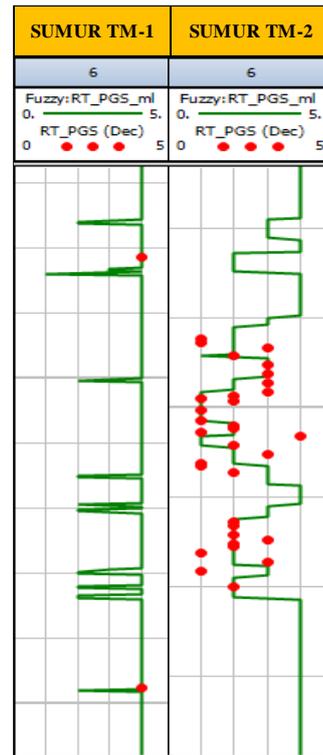
Hasil sebaran *rock type* menggunakan *well log* menggunakan

metode Windland. Berbeda dengan metode sebelumnya yaitu PGS dan HFU, Windland cenderung memiliki sebaran yang cukup baik. Hasil sebaran dengan data *core* cenderung selaras dan hanya di beberapa titik saja yang masih belum selaras.

4.6 Penentuan *Rock Type* Menggunakan *Well Log* Menggunakan *Fuzzy Logic*.

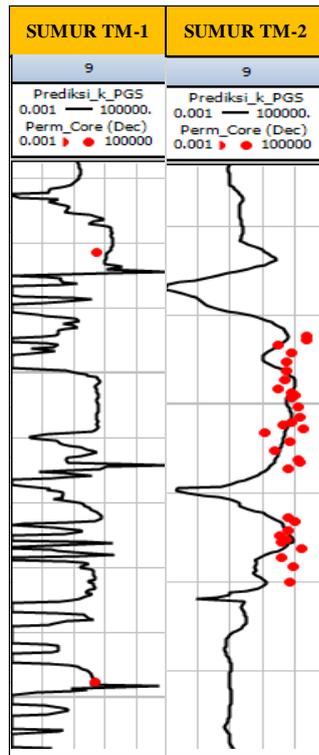
Penggunaan logika fuzzy secara umum menggambarkan logika himpunan fuzzy. Himpunan ini tidak memiliki batas yang jelas dan mungkin memiliki elemen keanggotaan parsial dan bukan anggota penuh. Interpretasi *rock type* menggunakan *fuzzy logic* ini pada dasarnya menggunakan hasil *rock type number* pada setiap metode untuk inputan prediksinya. Dari hasil interpretasi *rock type* menggunakan *fuzzy logic* ini digunakan untuk memprediksi nilai permeabilitas pada setiap metode.

4.6.1 Penentuan Sebaran *Rock Type* *Fuzzy Logic* Metode PGS

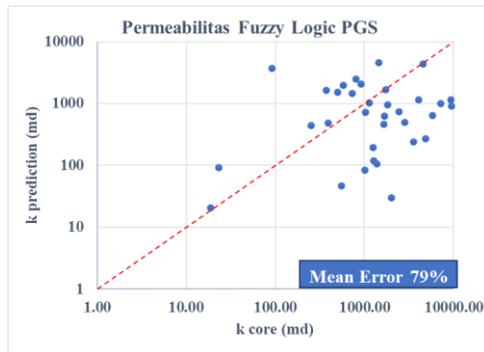


Gambar 4. 20 Sebaran *Rock Type Fuzzy Logic* Metode PGS

Hasil dari sebaran *rock type* hasil dari interpretasi *fuzzy logic* pada metode PGS. Menghasilkan sebaran dapat di lihat pada sumur TM-1 hasil model dan hasil interpretasi sudah sangat selaras dengan titik data *core*. Pada sumur TM-2 menghasilkan sebaran yang cukup baik, pada hasil interpretasi sudah bisa menyentuh dari titik data *core*.



Gambar 4. 21 Sebaran Permeabilitas *Fuzzy Logic* Metode PGS

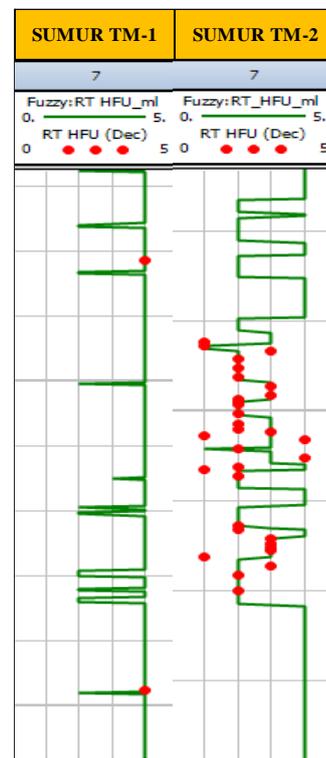


Gambar 4. 22 Hasil Prediksi Permeabilitas *Fuzzy Logic* Metode PGS

Dari hasil prediksi permeabilitas menggunakan *fuzzy logic* pada metode PGS menghasilkan *mean error* sebesar 79%. Menurut penulis nilai *error* yang sangat besar itu dikarenakan parameter hasil interpretasi porositas dan nilai Sw

yang kurang selaras dengan titik data *core* menyebabkan jauhnya perbedaan nilai hasil permeabilitas prediksi dengan nilai yang berasal dari data *core*. Dapat disimpulkan perlunya ke hati-hatian dalam melakukan interpretasi *well log* karena sangat berpengaruh kepada perhitungan prediksi permeabilitas.

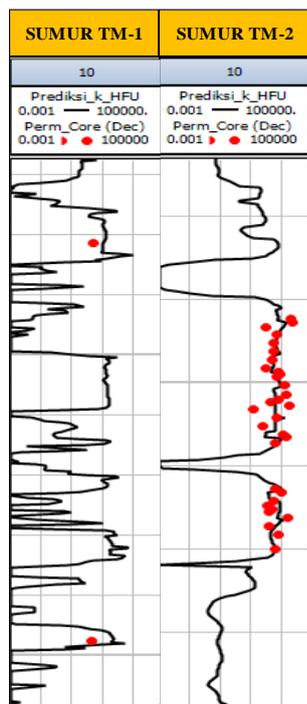
4.6.2 Penentuan Sebaran *Rock Type Fuzzy Logic* Metode HFU



Gambar 4. 23 Sebaran *Rock Type Fuzzy Logic* Metode HFU

Hasil dari sebaran *rock type* hasil dari interpretasi *fuzzy logic* pada metode HFU. Menghasilkan sebaran dapat di lihat pada sumur TM-1 hasil

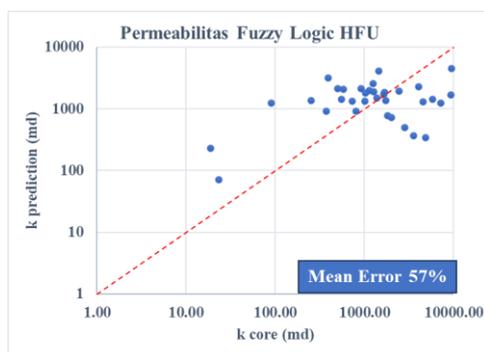
model dan hasil interpretasi sama seperti pada metode PGS sudah sangat selaras dengan titik data *core*. Pada sumur TM-2 menghasilkan sebaran yang cukup baik, pada hasil interpretasi sudah bisa menyentuh dari titik data *core*.



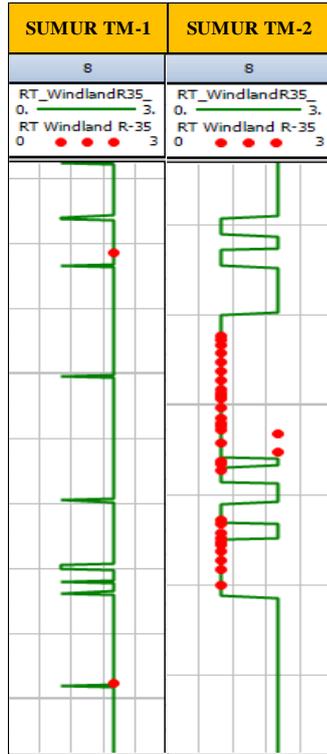
Gambar 4. 24 Sebaran Permeabilitas *Fuzzy Logic* Metode HFU

Dari hasil prediksi permeabilitas menggunakan *fuzzy logic* metode HFU menghasilkan *mean error* sebesar 57%. Sama seperti metode *single transform* dan metode PGS, HFU juga menunjukkan nilai prediksi yang sangat besar. Hal tersebut menurut penulis dikarenakan parameter nilai hasil interpretasi *well log* terutama nilai porositas yang kurang selaras dengan titik data *core*. Dapat disimpulkan bahwa perlu adanya ke hati-hatian dalam melakukan interpretasi *well log* agar nantinya hasil prediksi permeabilitas menggunakan *well logging* ini dapat memberikan nilai *error* yang tidak terlalu besar.

4.6.3 Penentuan Sebaran *Rock Type Fuzzy Logic* Metode Windland.

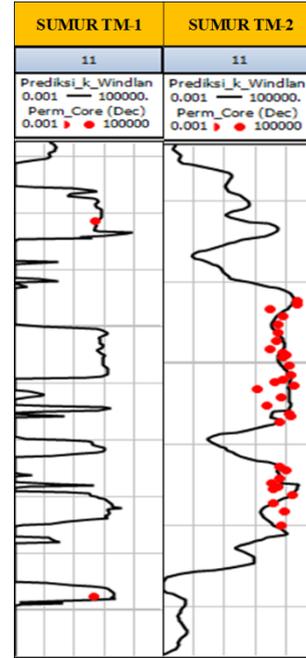


Gambar 4. 25 Hasil Prediksi Permeabilitas *Fuzzy Logic* Metode HFU

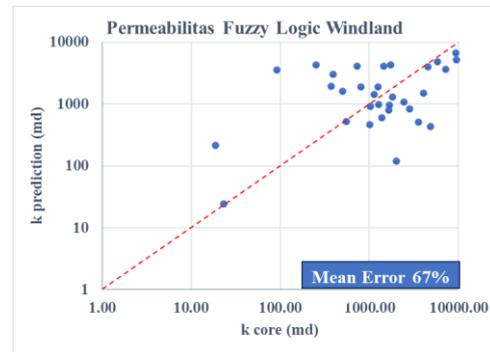


Gambar 4. 26 Sebaran *Rock Type Fuzzy*
Logic Metode Windland

Hasil dari sebaran *rock type* hasil dari interpretasi *fuzzy logic* pada metode Windland. Menghasilkan sebaran dapat di lihat pada sumur TM-1 hasil model dan hasil interpretasi sama seperti pada metode PGS dan HFU sudah sangat selaras dengan titik data *core*. Pada sumur TM-2 menghasilkan sebaran yang cukup baik, pada hasil interpretasi sudah bisa menyentuh dari titik data *core*, dan hanya ada beberapa titik saja yang tidak selaras dengan data *core*.



Gambar 4. 27 Sebaran *Permeabilitas Fuzzy*
Logic Metode Windland



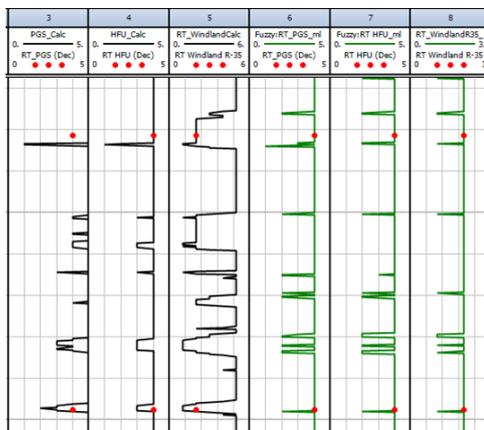
Gambar 4. 28 Hasil Prediksi Permeabilitas
Fuzzy Logic Metode Windland

Dari hasil prediksi permeabilitas menggunakan *fuzzy logic* pada metode Windland ini menghasilkan *mean error* sebesar 67%. Sama seperti metode sebelumnya yaitu permeabilitas *transform*, PGS, dan HFU memberikan hasil *error* rata-rata yang sangat besar. Menurut penulis sama seperti dengan metode

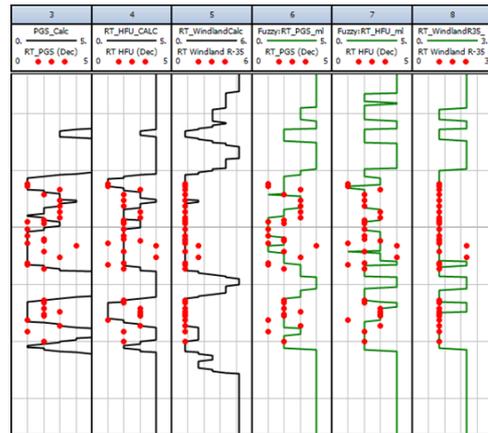
lainnya ini dikarenakan hasil nilai interpretasi porositas log yang tidak terlalu selaras dengan nilai yang berasal dari data *core*. Dapat disimpulkan perlu adanya kehati-hatian dalam melakukan interpretasi *well logging* agar nantinya hasil prediksi permeabilitas ini mempunyai hasil *error* yang kecil.

4.7 Perbandingan Sebaran Rock Type Setiap Metode Pada Data Log

Setelah dilakukan penyebaran dan prediksi permeabilitas yang dilakukan secara *well log* yang dihasilkan pada setiap metode. Secara hasil sebaran menggunakan data *well log* metode Windland menghasilkan sebaran yang sangat selaras dengan titik data *core*.



Gambar 4. 29 Perbandingan Setiap Metode *Rock Type* Sumur TM-1

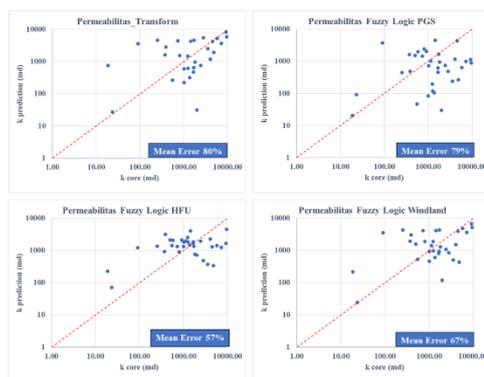


Gambar 4. 30 Perbandingan Setiap Metode *Rock Type* Sumur TM-2

Dapat dilihat bahwa hasil sebaran *rock type* pada sumur TM-1 dan TM-2 dengan menggunakan permeabilitas *transform* (kurva *predic* berwarna hitam) dengan hasil interpretasi *fuzzy logic* (kurva *predic* berwarna hijau) pada setiap metode. Metode Windland menghasilkan sebaran yang selaras dengan titik data *core* pada masing-masing sumur. Tetapi jika secara pengolahan dengan menggunakan data *core* metode PGS lah yang mempunyai sebaran yang baik setelah disandingkan dengan kurva *J-Function*. Menurut penulis ketidak selarasan yang dihasilkan sebaran *rock type* pada setiap metode menggunakan *well log* ini, itu dikarenakan hasil interpretasi pengolahan porositas dan permeabilitas log. Dapat penulis simpulkan bahwa perlu adanya ke

hati-hatian dan dalam melakukan interpretasi data *well logging* harus sangat *match* sekali dengan data *core*. Sehingga menghasilkan interpretasi yang tidak begitu jauh dengan data *core* aslinya.

4.8 Perbandingan Prediksi Permeabilitas Setiap Metode Pada Data Log.



Gambar 4. 31 Perbandingan Prediksi Permeabilitas Setiap Metode Pada Data *Well Log*

Bisa dilihat pada gambar 4.43 dari hasil perbandingan semua metode yang dikonfirmasi dengan data *core*. Setiap metode rata-rata memiliki nilai *mean error* yang sangat besar. Permeabilitas *transform* mempunyai nilai *error* 80%, PGS mempunyai nilai *error* 79%, HFU mempunyai nilai *error* 57%, dan Windland mempunyai nilai *error* 67%. Sama halnya dengan hasil penyebaran *rock type* menurut penulis

ini dikarenakan kurang baiknya hasil interpretasi pada data *well log*, terutama pada hasil interpretasi porositasnya. Karena nilai porositas hasil *well log* digunakan untuk mendefinisikan permeabilitas prediksi. Sehingga penulis dapat simpulkan perlu dilakukan penyesuaian yang lebih baik antara hasil interpretasi dengan data *core*, agar hasil prediksi permeabilitas pada setiap metode mempunyai nilai yang tidak jauh dengan data *core* dan mempunyai nilai *mean error* yang kecil.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Hasil dari rock typing dan prediksi permeabilitas dengan menggunakan data *core* diperoleh bahwa metode PGS adalah metode yang mampu mengkarakterisasi reservoir dengan baik. Terlihat dari konsistensi sebaran rock type terhadap J-Function dan memberikan nilai regresi yang paling tinggi 0.9913 dari hasil prediksi permeabilitasnya.

2. Interpretasi petrofisika pada studi ini meliputi penentuan V_{clay} dan penentuan porositas. Porositas yang paling baik (*match*) dengan data *core*

adalah porositas dari metode *density log*.

3. Penyebaran *rock type* di sumuran (menggunakan hasil interpretasi *log*). Cara yang pertama yaitu dengan menghitung permeabilitas terlebih dahulu dari persamaan *transform* (diperoleh dari hubungan porositas dan permeabilitas *core*). Penyebaran *rock type* yang memberikan hasil paling baik adalah metode Windland.
4. Penyebaran *rock type* di sumuran yang kedua yaitu dengan cara menggunakan bantuan *fuzzy logic* yang melibatkan *log gamma ray*, *density*, *neutron*, dan *resistivity*. Hasil sebaran *rock type* dengan menggunakan *fuzzy logic* diperoleh yang paling baik adalah dengan metode Windland.

5.2 Saran

1. Perlu dilakukan studi lanjutan mengenai perbandingan setiap metode *rock type* menggunakan data *core* dan *log*. Serta perlu ke hati-hatian dalam melakukan interpretasi *well log* dan hasil interpretasi diusahakan selaras dengan data *core*. Sehingga tidak menghasilkan sebaran *rock type* dan hasil prediksi permeabilitas yang menghasilkan

jauh dengan data *core* atau memiliki *error* yang sangat besar.

2. Perlu dilakukan *exercise* penyebaran *rock type* di sumuran dengan bantuan *machine learning* lainnya atau kombinasi data *log* yang berbeda.

DAFTAR PUSTAKA

- Abbaszadeh, M., Fujii, H., Fujimoto, F. (1996). *Permeability Prediction by Hydraulic Flow Unit-Theory and Applications*. SPE 30158.
- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook*. Fifth Edition, Gulf Professional Publishing, Cambridge.
- Amaefule, J., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D., & Keelan, D. (1993). *Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells*. Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
doi:10.2523/26436-ms

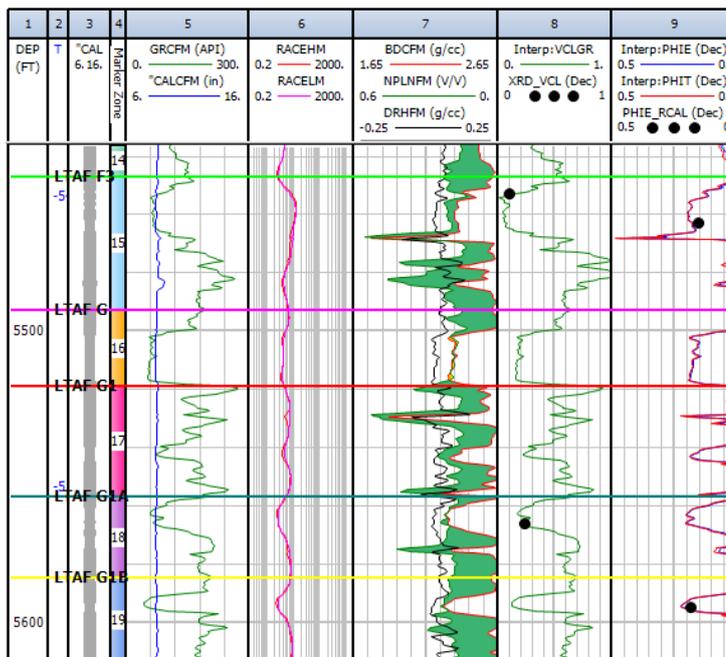
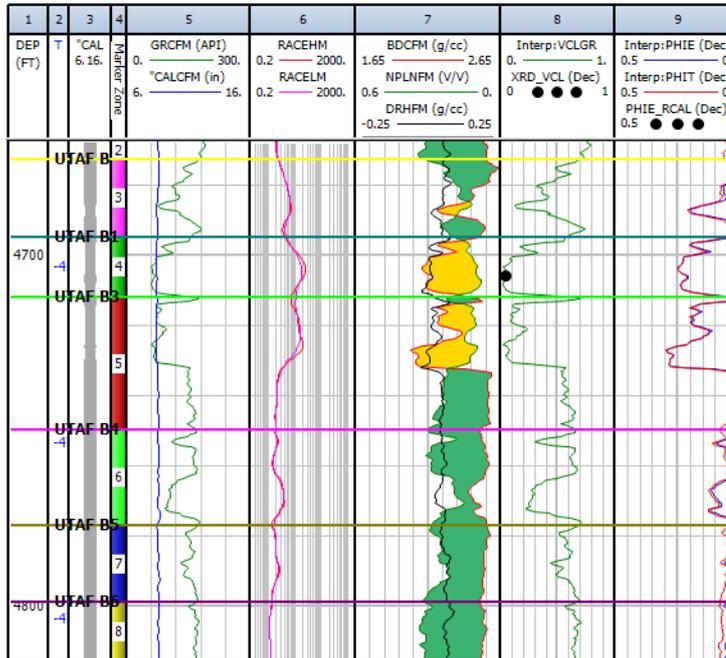
- Archie, G. E. (1950). *Introduction To Petrophysics Of Reservoir Rocks*. Houston, Texas.
- Asquith, G. dan Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis: Second Edition*. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG): Oklahoma.
- Auliya, D. (2019). *Estimasi Permeabilitas Menggunakan Metode Fuzzy Logic Berdasarkan Data CT-Scan, Core, Dan Log Pada Lapangan Cimalaya, Jawa Barat*. Universitas Lampung, Bandar Lampung, Indonesia.
- Cuddy, (2000). *Litho-Facies and permeability prediction from electrical logs using fuzzy logic*. SPE 65411. Abu Dhabi.
- Dewanto, O. (2018). *Well Logging, Edisi-1*. Buku Ajar. Bandar Lampung: Pusaka Media. ISBN: 978-602-5947-28-5.
- El-Khatib, N. (1995). *Development of a Modified Capillary Pressure J-Function*. Proceedings of Middle East Oil Show. doi:10.2523/29890-ms
- Guo, G., Diaz, A., Paz, F., Smalley, J., Waninger, A. E. (2007). *Rock Typing as An Effective Tool For Permeability and Water Saturation Modelling: A Case Study In a Clastic Reservoir In The Oriente Basin*. SPE 97033.
- Irawan, D. dan Utama, W. (2009). *Analisis Data Well Log (Porositas, Saturasi Air, dan Permeabilitas) untuk Menentukan Zona Hidrokarbon, Studi Kasus: Lapangan "ITS" Daerah Cekungan Jawa Barat Utara*. Jurnal Fisika dan Aplikasinya vol. 5, No.1. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh November.
- Kadkhodaie, Ali & Kadkhodaie-Ilkhchi, Rahim. (2018). *A Review of Reservoir Rock Typing Methods in Carbonate Reservoirs: Relation between Geological, Seismic, and Reservoir Rock Types*. Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology.

- Koesoemadinata, R. P. (1980). *Geologi Minyak dan Gasbumi*. Edisi Kedua. Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Leverett. M. C. (1940). *Capillary Behavior in Porous Solids*. Tulsa.
- Martin, A.J., Solomon, S.T., Hartmann, D. (1997). *Characterization of Petrophysical Flow Units in Carbonate Reservoirs*. AAPG Bull. 81 (5), 734-759
- Palabiran. M., Akbar. A. N., Nandya. S. (2016). *An Analysis of Rock Typing Methods in Carbonate Rocks for Better Carbonate Reservoir Characterization: A Case Study of Minahaki Carbonate Formation, Banggai Sula Basin, Central Sulawesi*. Institut Teknologi Sains Bandung.
- Pemulo, Y.A. (2023). *Studi Perbandingan Metode Reservoir Rock Typing- Aplikasi Data Core*. Institut Teknologi Sains Bandung, Bekasi, Indonesia.
- Permadi, Pudji & Akbar, Muhammad Nur Ali. (2014). *Reservoir Characterization: Case Study of a Marginal Field (Karakterisasi Reservoir: Studi Kasus Lapangan Marginal)*. Institut Teknologi Sains Bandung, Bekasi, Indonesia.
- Scheidegger, A. E. (1959). *The physics of flow through porous media*. University of Toronto Press, Canada.
- Stolz. K. And Graves. M. (2003). *Sensitivity Study of Flow Unit Definition by Use of Reservoir Simulation*. SPE 84277.
- Tiab. D and Donaldson. C. E. (1996). *Petrophysic, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Texas, Houston: Gulf Publishing.
- Trivianty. J., Permadi. P., Widarsono. B. (2017). *Connecting Microscopic Geological Features to Pore Geometry and Pore Structure: Case Study - Sandstone Reservoir of Balikpapan Formation, Kutai Basin*. Vol. 12, No. 1.

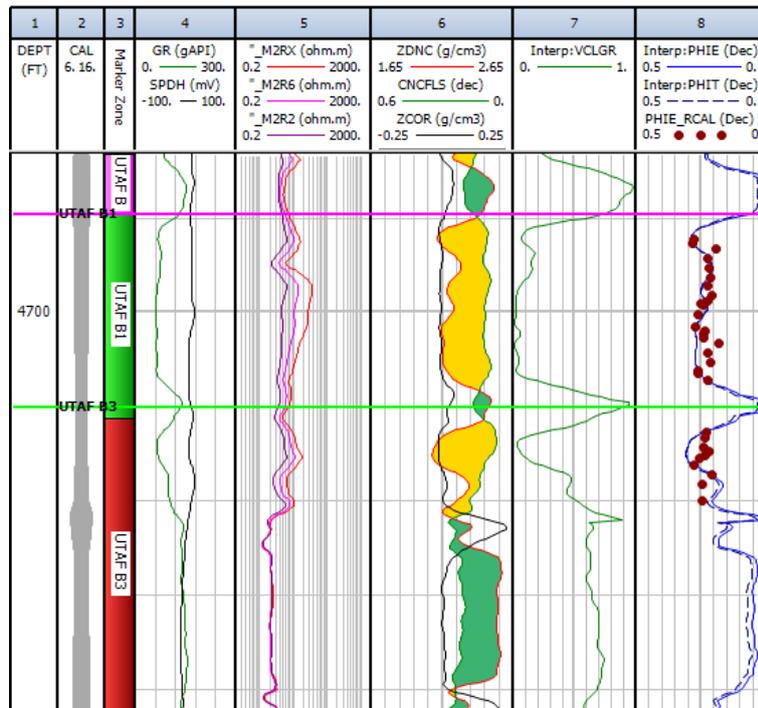
Wibowo. A. S. Dan Permadi. P.
(2013). *A Type Curve for
Carbonates Rock Typing*.
IPTC-16663-MS.

LAMPIRAN

a. Hasil Interpretasi *Well Logging* Sumur TM-1



b. Hasil Interpretasi *Well Logging* Sumur TM-2



Interpretasi petrofisika pada studi ini meliputi penentuan V_{clay} dan penentuan porositas. Porositas yang paling baik (*match*) dengan data *core* adalah porositas dari metode *density log*.

c. Hubungan Nilai Porositas Hasil Interpretasi dan Data *Core*

