

Integrasi Petrofisik Metode *Hydraulic Flow Unit Rock Typing* Sebagai Karakterisasi Pemodelan Reservoir Lapangan SMAR

Safira Maura Aldira Ratasya^{1*}, Erdila Indriani¹, Santy Ghea Dyandra S²

¹Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu, Blora, 58312

²Reservoir Engineer, Bass Oil Sukananti Limited, RDTX Tower, Jl. Prof. DR. Satrio Kav. E IV / 6, Mega Kuningan, Jakarta Selatan, 12950

ABSTRAK

Karakterisasi reservoir penting untuk dilakukan dengan tujuan mengurangi ketidakpastian yang terkait dengan variasi distribusi data petrofisik. Studi ini bertujuan untuk meningkatkan akurasi pemodelan reservoir lapangan SMAR melalui integrasi analisis petrofisik dan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU). Metode HFU yaitu penurunan persamaan dari modifikasi permeabilitas Kozeny-Carman digunakan untuk mengelompokkan batuan reservoir berdasarkan karakteristik petrofisik seperti porositas dan permeabilitas, sehingga dapat memahami perilaku aliran fluida dalam reservoir secara lebih akurat. Dalam penelitian ini, data petrofisik Lapangan SMAR menurut metode HFU menghasilkan 4 *rock type* dengan rentang permeabilitas berbeda. Korelasi Leverett's J-Function dan normalisasi permeabilitas relatif juga dilakukan sebagai fungsi transform ke tekanan kapiler dan saturasi setiap *rock type*. Hasil berbagai korelasi yang distribusikan ke dalam model 3D untuk inisialisasi mendapatkan OOIP sebesar 6.47 MMSTB sementara model asli sebesar 6.51 MMSTB. Deviasi OOIP yaitu sebesar 4%. Hasil penelitian menunjukkan bahwa metode HFU dapat meningkatkan karakterisasi pemodelan reservoir dengan menghasilkan korelasi yang lebih baik antara porositas dan permeabilitas.

Kata kunci: *Hydraulic Flow Unit, Rock Type, Permeabilitas, Saturasi, Inisialisasi*

 safiramaura02@gmail.com

1. Pendahuluan

Karakterisasi reservoir yang akurat sebagian besar diperlukan untuk *Field Development Plan* (FDP) dan membangun simulasi yang efektif [1]. Karakterisasi reservoir merupakan suatu proses untuk menetapkan sifat-sifat reservoir secara kuantitatif, serta mengenali informasi geologi dan ketidakpastian dalam variabilitas spasial [2]. Lapangan SMAR merupakan lapangan minyak yang terletak di Kabupaten Ogan Ilir, Sumatera Selatan. Terdapat 6 lapisan re-

servoir prospek pada tahun 2011 silam, seiring di produksikan, saat ini hanya terdapat 1 lapisan yang masih dinilai produktif. Lapisan X terletak pada interval 1439.6 – 1569.5 m. Data *core* yang tersedia pada lapisan X terhitung lengkap dan dapat dilakukan karakterisasi petrofisik reservoir. Setiap reservoir memiliki karakteristik petrofisik yang spesifik [3] bergantung pada data petrofisik dan perhitungan laboratorium yang telah melewati proses analisa data [4]. Oleh karena itu, makalah ini akan membahas berbagai korelasi terhadap data *co-*

re untuk untuk membangun model reservoir yang memiliki akuisisi baik terhadap reservoir asli.

Rock Typing merupakan salah satu bagian penting dalam karakterisasi reservoir [5] dalam mengenali sebab-akibat proses diagenesis pada batuan formasi, memilih interval perforasi, dan membangun model aliran reservoir [6]. Secara harfiah, *rock type* didefinisikan sebagai bagian dari batuan yang terdeposit pada lingkungan dan memiliki proses diagenesis yang sama [7]. *Rock type* berperan penting sebagai fungsi penyebaran saturasi air pada model reservoir. Oleh karena itu, konsep *Hydraulic Flow Unit* diperkenalkan sebagai metode representasi jenis batuan yang memiliki sifat geologi dan petrofisika konsisten sebagai fungsi aliran fluida melalui batuan berpori permeabilitas (k) dan porositas (Φ_e) [8]. Pendekatan yang paling masuk akal untuk memprediksi *rock type* dari permeabilitas adalah mencapai korelasi alami antara permeabilitas dengan ukuran porositas terhadap variasi geologi dan meninjau hubungan permeabilitas pada properti alir geologi [9]. Penelitian lain menyebutkan bahwa permeabilitas “hanya” dapat ditentukan oleh perhitungan secara langsung dari sampel batuan di laboratorium [10]. Meskipun begitu, ketika dilakukan pendekatan secara tidak langsung dengan data well log, permeabilitas menunjukkan respon positif yang menunjukkan presisi data *core* dan log. Hal ini berarti bahwa permeabilitas dapat menjadi acuan yang baik untuk pendekatan properti reservoir dan memperkuat metode HFU dalam penentuan *rock type* [11].

Secara umum, metode HFU dikembangkan berdasarkan model tabung kapiler yang pertama digunakan oleh Kozeny dan kemudian dimodifikasi oleh Carman untuk dapat mewakili media berpori dengan korelasi permeabilitas dengan sifat batuan lain seperti porositas, tortuositas, spesifik luas permukaan [12]. Persamaan tersebut kemudian digunakan untuk mengembangkan konsep satuan hidrolik dalam kaitannya dengan prediksi permeabilitas [13]. *Leverett's J Function* adalah persamaan empiris oleh M.C.Leverett (1940) dimana terdapat konfigurasi dari normalisasi data

tekanan kapiler (P_c) terhadap saturasi air (S_w). Kurva pada J-Function dapat mewakili fase dan pola fluida mengalir dalam batuan pori dengan tekanan kapiler dalam batuan [6]. Metode *rock typing* yang baik akan menunjukkan pola Fungsi J yang teratur untuk setiap rock type. Kurva Fungsi-J akan mempunyai pola dimana J (S_w) yang terbentuk cenderung ke kiri apabila pori besar dan condong ke kanan jika batuan mempunyai pori-pori kecil [14]. Berdasarkan data tekanan kapiler injeksi merkuri, ditemukan bahwa diameter hidrolik rata-rata Leverett (k/ϕ) 0,5 berkorelasi baik dengan rata-rata volumetrik nilai mode distribusi ukuran bukaan pori disebut efektif diameter hidrolik pori-pori [15]. Sehingga dapat digunakan sebagai pendekatan untuk mengidentifikasi tekanan kapiler serta saturasi air berdasarkan sifat petrofisik batuan tersebut [16].

Dengan demikian, makalah ini akan membahas beberapa komponen studi yaitu pemilihan tipe batuan menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU) untuk mengklasifikasikan batuan reservoir Lapangan SMAR menjadi unit yang berdasarkan sifat-sifat petrofisiknya, seperti porositas dan permeabilitas. Selain itu, klasifikasi *rock type* pada fungsi tekanan kapiler melibatkan penggunaan kurva *Leverett J-Function* untuk menghubungkan tekanan kapiler dengan saturasi air sehingga dapat memprediksi perilaku fluida dan mengetahui apakah OOIP (*Original Oil In Place*) yang dihasilkan mendekati model asli yang telah tervalidasi.

1.1 Hydraulic Flow Unit (HFU)

Batas-batas unit genetik batuan pada HFU didasarkan pada persamaan permeabilitas modifikasi dari Kozeny – Carman [17] sebagai berikut:

$$k = \frac{\phi^3}{(1-\phi^2)} \left(\frac{1}{k^o \cdot \tau \cdot S_g v^2} \right) \quad (1)$$

$$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = \frac{\phi}{(1-\phi)} \left(\frac{1}{\sqrt{k^o \cdot \tau \cdot S_g v}} \right) \quad (2)$$

Rasio porositas dan permeabilitas dapat didefinisikan sebagai *Reservoir Quality Index* (RQI). Dalam hal ini RQI berperan sebagai

radius rongga pori. Kemudian normalisasi porositas ($\emptyset_z$) dilaku-kan untuk memastikan porositas berada pada rentang 0-1.

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{k}{\emptyset}} \quad (3)$$

$$\emptyset_z = \frac{1}{1-\emptyset} \quad (4)$$

Flow Zone Indicator (FZI) mengindikasikan sampel dengan karakteristik ukuran pori yang sama, semakin besar ukuran grain maka akan memiliki nilai FZI dan permeabilitas yang lebih besar.

$$FZI (\mu m) = \sqrt{\frac{RQI}{\emptyset_z}} \quad (5)$$

$$HFU = \text{Round} (2 * \ln(FZI) + 10.6) \quad (6)$$

Plot log-log RQI terhadap $\emptyset_z$ akan menghasilkan suatu kemiringan dengan *trendline* yang berbeda. Setiap garis lurus dianggap sebagai satu *rock type* [18].

1.2 Leverett's J-Function

Leverret J-Fungsi dari tekanan kapiler dapat dihitung dengan persamaan berikut [14].

$$P_{CRes} = P_{CLab} \left(\frac{\sigma_{Res}}{\sigma_{Lab}} \right) \quad (7)$$

Normalisasi data Tekanan Kapiler J(S_w) yang terletak pada satu garis lurus pada kurva fungsi J, dapat digolongkan ke dalam satu *rock type*.

$$J_{sw} = \frac{P_{CRes}}{\sigma_{\cos \theta}} \times \sqrt{\frac{k}{\emptyset}} \quad (8)$$

Tekanan kapiler berhubungan dengan perhitungan ketinggian *Free Water Level (FWL)* [19],

$$PC = H (\rho_w - \rho_o) \quad (9)$$

Berdasarkan pers. 8 persamaan J-Function tekanan kapiler (Pc) sebagai berikut:

$$J = \alpha (S_w)^{-b} \quad (10)$$

Saturasi dari data SCAL dinormalisasi bertu-

juan untuk mengubah data saturasi ke dalam skala yang lebih seragam:

$$S_w^* = \frac{(S_w - S_{wirr})}{(1 - S_{wirr})} \quad (11)$$

Setiap *rock type* memiliki J-Function tersendiri, hal ini berarti setiap *rock type* memiliki ketinggian tekanan kapiler. Sehingga kombinasi pers. 8, 9 dan 10 sebagai berikut [20]:

$$H = \frac{[constant1 \times \sigma_{\cos \theta} \times (S_w)^{-b}]}{[(\rho_w - \rho_o) \times \left(\sqrt{\frac{k}{\emptyset}} \right)]} \quad (12)$$

dan

$$S_w = \left[\frac{constant2 \times H (\rho_w - \rho_o) \times \left(\sqrt{\frac{k}{\emptyset}} \right)^{-1/b}}{\sigma_{\cos \theta}} \right] \quad (13)$$

Berdasarkan persamaan diatas, masing- masing *rock type* memiliki persamaan tekanan kapiler sekaligus S_w yang berbeda satu sama lain.

1.3 Permeabilitas Relatif

Permeabilitas relatif merupakan hasil ekstrapolasi dari data permeabilitas absolut [21]. Normalisasi data permeabilitas relatif *water-oil* (k_r) dan saturasi air (S_w) dari data SCAL (*Special Core Analysis*) [22]. Berikut persamaan normalisasi permeabilitas relatif.

$$k_{rw}^* = \frac{(k_{rw} - k_{rw@Sor})}{(1 - k_{rw@Sor})} \quad (14)$$

$$k_{ro}^* = \frac{(k_{ro} - k_{ro@Swc})}{(1 - k_{ro@Swc})} \quad (15)$$

$$S_w^* = \frac{(S_w - S_{wirr})}{(1 - S_{wirr})} \quad (16)$$

Berikut persamaan untuk denormalisasi relatif permeabilitas.

$$k_{ro} = k_{ro}^* (k_{ro})_{Swc} \quad (17)$$

$$k_{rw} = k_{rw}^* (k_{rw})_{Sor} \quad (18)$$

$$S_w = S_w^* (1 - S_{wc} - S_{or}) + S_{wc} \quad (19)$$

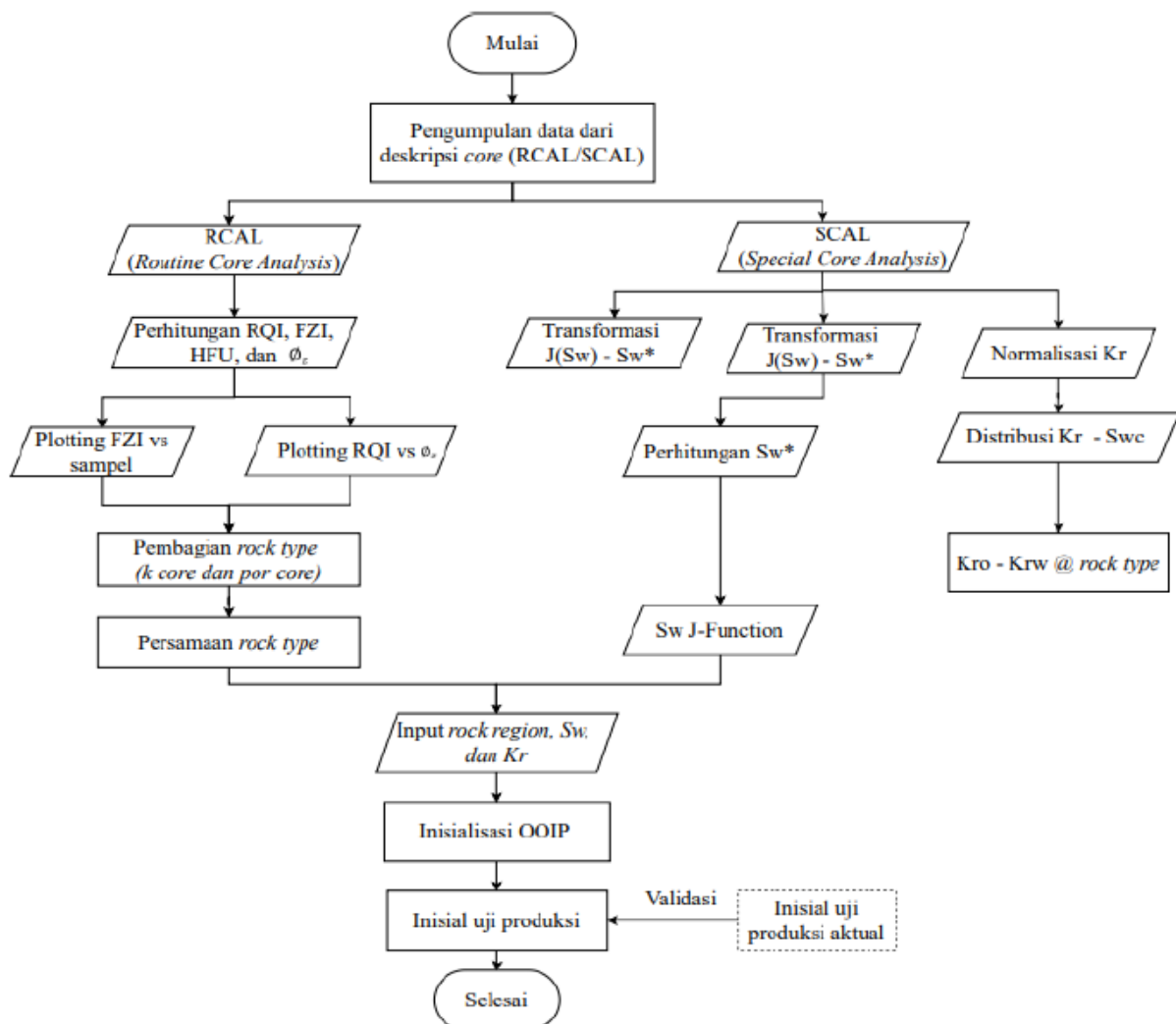
Nilai saturasi fluida pada titik akhir kurva tekanan kapiler setiap *rock type* dilakukan distribusi terhadap nilai denormalisasi permeabilitas relatif.

2. Metode

Secara garis besar terdapat 2 analisa studi seperti yang tertera pada Gambar 1. Studi pertama merupakan pengelompokkan data yang memiliki atribut yang sama dari deskripsi inti laboratorium yaitu data RCAL (*Routine Core Analysis*) dan SCAL (*Special Core Analysis*). Pada makalah ini data RCAL dikelompokkan ke dalam permeabilitas dan porositas. Sementara data SCAL dikelompokkan ke dalam hubungan

tekanan kapiler - saturasi air, dan permeabilitas relatif - saturasi air.

Setelah tabulasi data k dan ϕ dari RCAL, langkah selanjutnya adalah menghitung nilai RQI (pers.3) dan ϕz kemudian plot ke dalam korelasi log-log untuk melihat *trendline rock type* atau pembagian *flow unit*. Perhitungan dan plot log FZI dilakukan untuk melihat distribusi *rock type* pada setiap defleksi kurva.



Gambar 1. Diagram Kerja

Berdasarkan hasil pembagian rock type plot RQI vs ϕz serta distribusi dari FZI vs nomor sampel yang membentuk trend permeabilitas semakin meningkat. Sementara itu, plot porositas dan permeabilitas masing-masing *flow unit* akan membentuk persamaan

dari *power law* untuk kemudian di input ke dalam model simulasi reservoir sebagai fungsi *rock type*.

Validasi dengan J-Function yang juga menunjukkan jenis batuan berdasarkan kurva

tekanan kapiler yang berbeda. Analisa J-Function digunakan untuk mengetahui hubungan tekanan kapiler terhadap saturasi air salah satunya nilai *irreducible water saturation* (S_{wirr}) dari masing-masing *flow unit*. Normalisasi saturasi air dihitung menggunakan pers. 15 Hasil normalisasi kemudian di plot dengan J-Function (J_{sw}) menggunakan parameter tekanan kapiler pada tabel 3. Saturasi air pada reservoir mendapatkan transformasi saturasi air yang dihitung pada kondisi reservoir dengan mengubah P_c lab menjadi P_c reservoir menggunakan pers. 7.

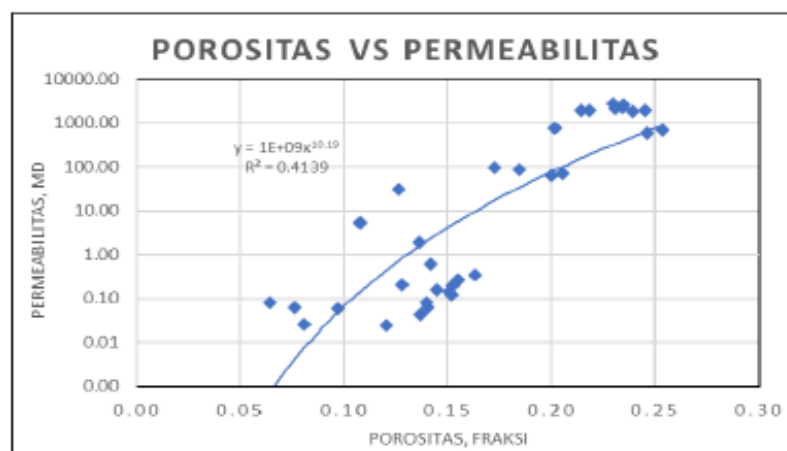
Studi yang kedua adalah aplikasi *rock region* berdasarkan pembagian distribusi permeabilitas dengan input persamaan plot *rock type* dari metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU) ke dalam 3D model. Perbedaan properti setiap *rock type* terletak pada rentang nilai permeabilitas dan porositas sehingga akan mempengaruhi karakteristik batuan yang dihasilkan, yaitu zona tekanan kapiler yang bertransformasi ke dalam S_{wirr} atau S_{wc} dan nilai

permeabilitas relatif menyesuaikan dengan S_{wc} setiap *rock type*. Berdasarkan hasil perhitungan properti batuan, dilakukan uji produksi awal 3D model dan membandingkannya dengan sejarah produksi asli.

3. Hasil

3.1 Rock Type – Metode HFU (Hydraulic Flow Unit)

Gambar 2. menunjukkan koefisien R^2 sebesar 0.4139 dimana tidak akurat untuk menentukan pembagian permeabilitas berdasarkan data porositas saja. Oleh karena itu, metode HFU (*Hydraulic Flow Unit*) digunakan untuk membagi *rock type* berdasarkan *flow unit*-nya. Berdasarkan pembagian FZI, *rock type/rock region* terbagi menjadi 4 *flow unit* dilihat dari defleksi masing-masing kurva. *Flow unit* akan menjadi panduan untuk *sorting* pada karakteristik alir batuan yang sama dan regresi transformasi porositas-permeabilitas dari RCAL.



Gambar 2. Porositas vs Permeabilitas

Berdasarkan pembagian FZI pada Gambar 3, *rock type/rock region* terbagi menjadi 4 *flow unit* dilihat dari defleksi masing-masing kurva. *Flow unit* akan menjadi panduan untuk *sorting* pada *flow unit* yang sama dan regresi transformasi persamaan porositas-permeabilitas dari RCAL. Plot log-log pada RQI vs ϕz memperjelas perbedaan *flow unit* karena setiap sampel yang berada pada garis lurus yang sama akan memiliki persamaan dalam

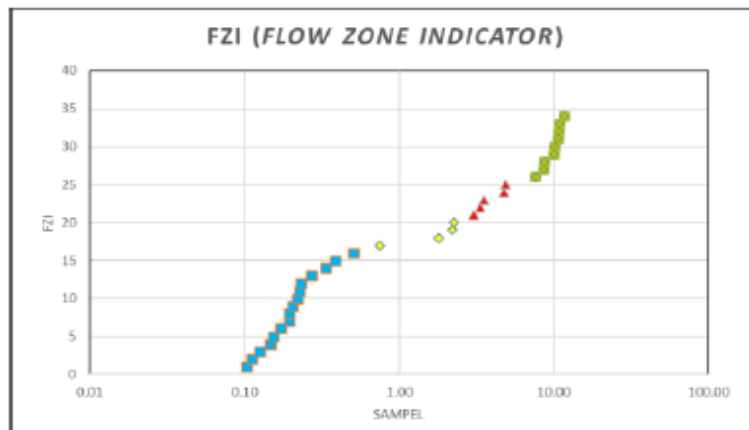
rentang rongga pori dan permeabilitas (Gambar 2).

Transformasi Porositas-Permeabilitas yang ditunjukkan Gambar 3. menghasilkan 4 regresi untuk setiap *flow unit*, yaitu HFU-1, HFU-2, HFU-3, dan HFU-4. Transformasi ini kemudian dianggap sebagai *rock type* dan di plot berdasarkan data *core* dari RCAL. Sehingga, pada Gambar 4. menunjukkan hasil

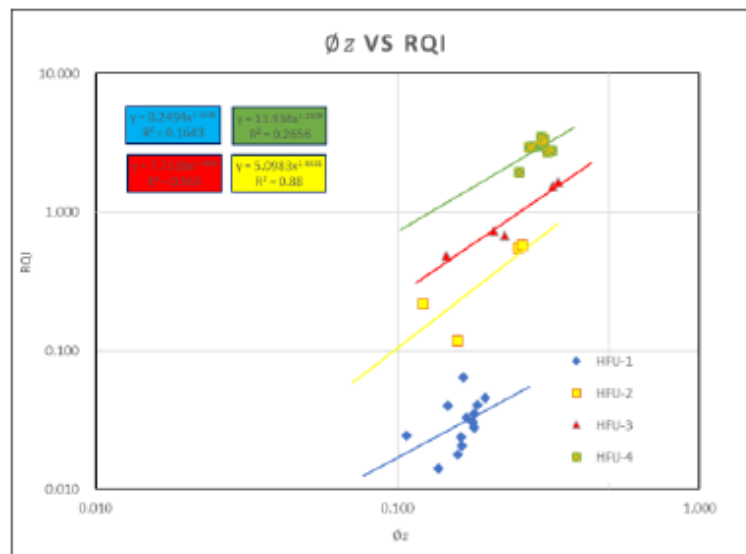
metode HFU (*Hydraulic Flow Unit*) data RCAL pada Lapangan SMAR membentuk 4 *rock type* dengan rentang permeabilitas sebagai fungsi *flow unit* yang berbeda.

Sebagai validasi bahwa permeabilitas *core* berkorelasi baik terhadap permeabilitas dari pembagian *flow unit*, dilakukan plot antara

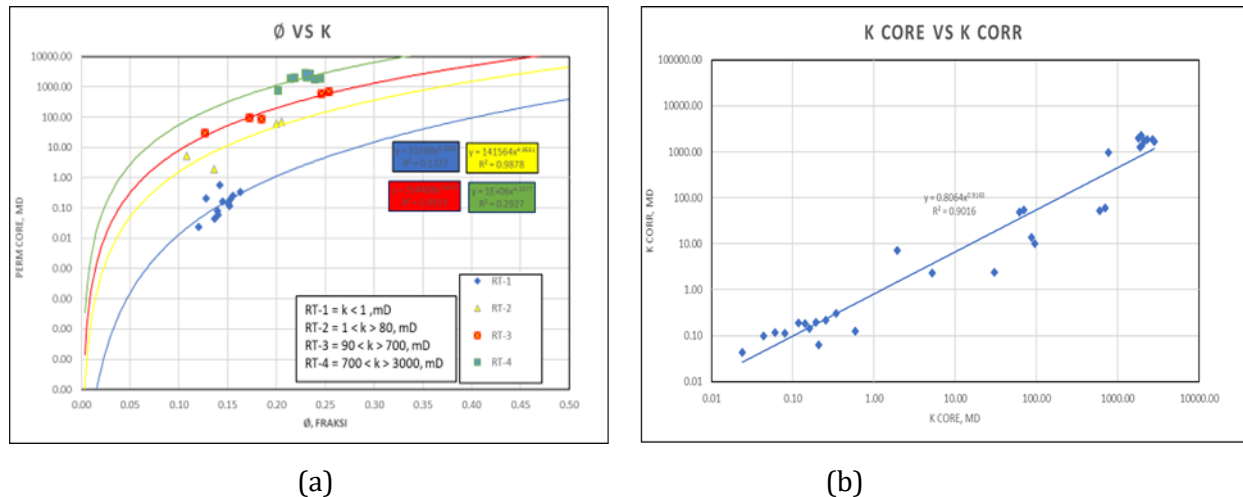
permeabilitas *core* vs permeabilitas hitung pada Gambar 5 dari setiap *rock type* menunjukkan R2 sebesar 0.9 yang berarti kedua parameter memiliki regresi cukup baik, dengan demikian persamaan permeabilitas setiap jenis batuan dapat digunakan untuk memprediksi permeabilitas di dalam sumur yang tidak memiliki data sampel inti.



Gambar 3. Distribusi Kumulatif dari fungsi FZI (*Flow Zone Indicator*)



Gambar 4. Plot Log-Log ϕ_z vs RQI



Gambar 5. Porositas vs Permeabilitas RCAL Berdasarkan *Flow Unit* (a) dan permeabilitas core vs permeabilitas korelasi (b)

3.2 Tekanan Kapiler – Korelasi Leverett's J-Function

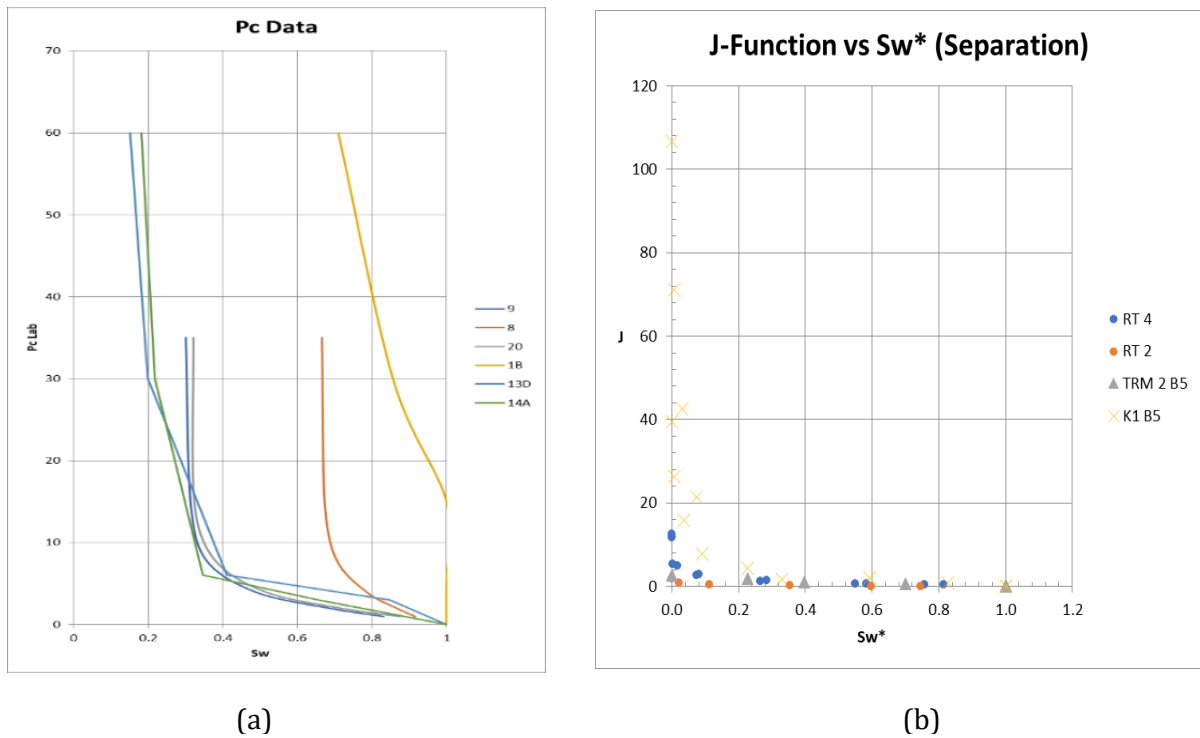
Persamaan pada Tabel 1 akan di input ke dalam 3D model untuk persebaran permeabilitas sebagai fungsi saturasi. Namun, sebelum di distribusi ke dalam 3D model. Sehingga kemudian akan didapatkan nilai SATNUM. J-Function dihasilkan untuk semua metode *rock typing* terhadap sampel SCAL. Kemudian dilakukan normalisasi saturasi air untuk mendapatkan transform S_w normalisasi. $J(S_w)$ kemudian di plot terhadap normalisasi saturasi air untuk mengetahui nilai S_{wirr} (*Irreducible Water Saturation*) $\sim S_{wc}$ (*Connate Water Saturation*) setiap sampel.

Tabel 1. Persamaan *Rock Type*

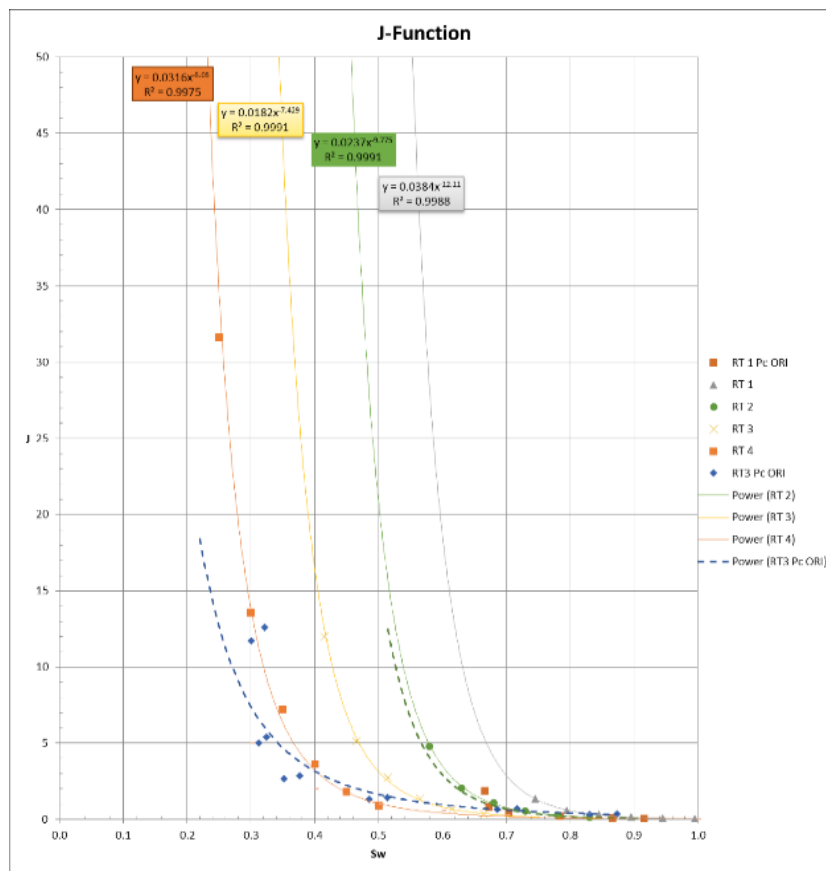
<i>Rock Type</i>	Persamaan	R ²
RT-1	$y = 71.937x^{3.2178}$	0.2309
RT-2	$y = 141564x^{4.9581}$	0.9878
RT-3	$y = 354408x^{4.6473}$	0.9919
RT-4	$y = 1E+06x^{4.3377}$	0.2927

Gambar 6(a). menggambarkan grafik tekanan kapiler pada 6 sampel batuan yang telah diuji dimana sampel 9 dan 20 serta sampel 14A dan 13 memiliki 1 trend yang sama, kemudian 8 memiliki trend tersendiri Setelah dilakukan plot terhadap P_c dan S_w untuk setiap *rock type*, sampel 9 dan 20 memiliki trend serupa dengan *rock type* 4 yang ditunjukkan oleh plot *J-Function vs S_w** pada Gambar 6 (b). sementara sampel 8 presisi dengan *rock type*.

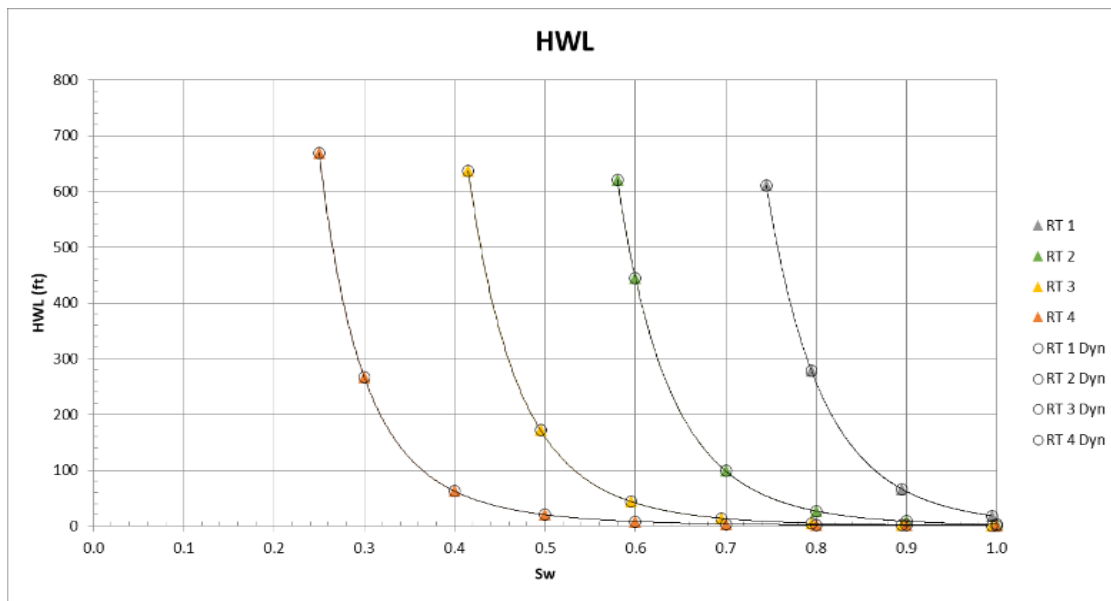
Gambar 7 menggambarkan data tekanan kapiler dengan *rock type* terletak pada trend yang sama, hal ini membuktikan bahwa terdapat korelasi cukup baik metode HFU untuk *rock type*. Sementara itu, pada gambar 8. HWL (*Height Water Level*) dapat memprediksi distribusi saturasi air dalam reservoir pada ketinggian tertentu di atas level air bebas (*free water level*). Menggunakan data titik akhir (S_{wirr}) dan (S_{wc}), saturasi air bervariasi dengan ketinggian, sehingga dapat membantu dalam pengelompokan jenis batuan (*rock type*) menggunakan identifikasi unit HFU (*Hydraulic Flow Unit*).



Gambar 6. Tekanan Kapiler Lab vs Saturasi (a) dan J-Function vs Sw* (b)



Gambar 7. J-Function vs Sw @ rock type

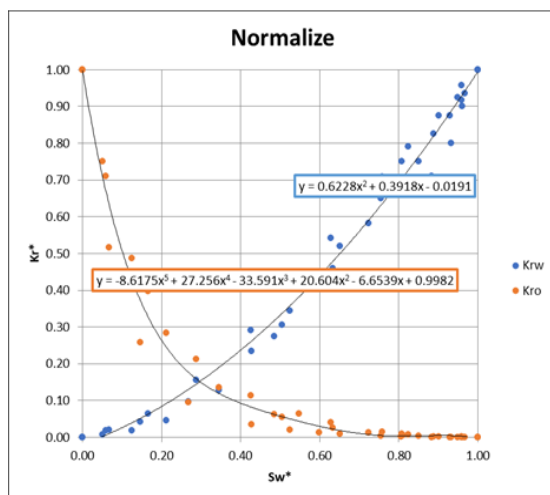


Gambar 8. HWL vs Sw

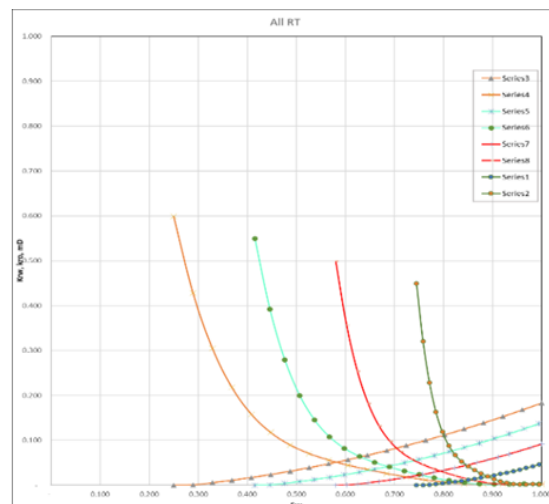
3.3 Permeabilitas Relatif

Normalisasi permeabilitas relatif digunakan untuk menyelaraskan data permeabilitas relatif (k_r) dan saturasi air (S_w) dari data analisis inti khusus (SCAL) agar dapat lebih mudah dibandingkan dan dianalisis ditunjukkan pada Gambar 9 (a). Normalisasi dilakukan dengan menggunakan persamaan matematis yang mengubah nilai-nilai asli menjadi skala

yang lebih konsisten sehingga memudahkan dalam mengidentifikasi pola dan hubungan antara variabel-variabel tersebut. Gambar 9(b) menunjukkan persamaan normalisasi kurva permeabilitas relatif yang didistribusikan untuk setiap *rock type* menggunakan acuan *end point* SCAL data *Swirr* (*Irreducible Water Saturation*) ~ *Swc* (*Connate Water Saturation*).



(a)



(b)

Gambar 9 (a). Normalisasi Data Permeabilitas Relatif ; (b) Plot Kurva Permeabilitas Relatif Setiap *Rock Type*

4. Diskusi

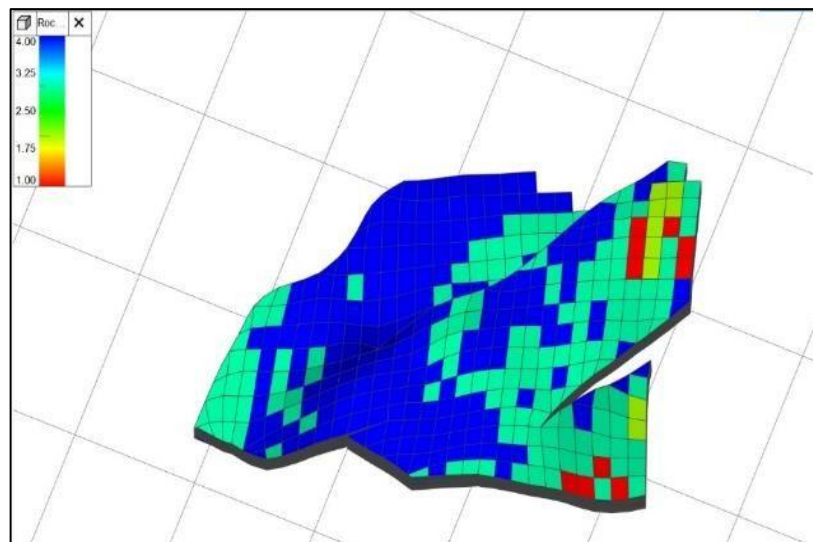
Keefektifan *rock type* HFU dinilai berdasarkan seberapa baik model dapat merepresentasikan kondisi reservoir sebenarnya. Hal ini ditunjukkan oleh keselarasan antara inisial cadangan/OOIP dari model 3D dengan metode HFU dan inisial cadangan/OOIP dari model asli yang telah tervalidasi dengan model statik dan MBAL software. Tabel 2 berikut merupakan data produksi dan reservoir Lapangan SMAR.

Persamaan *rock type* pada Tabel 1 di distribusikan ke dalam model 3D menggunakan

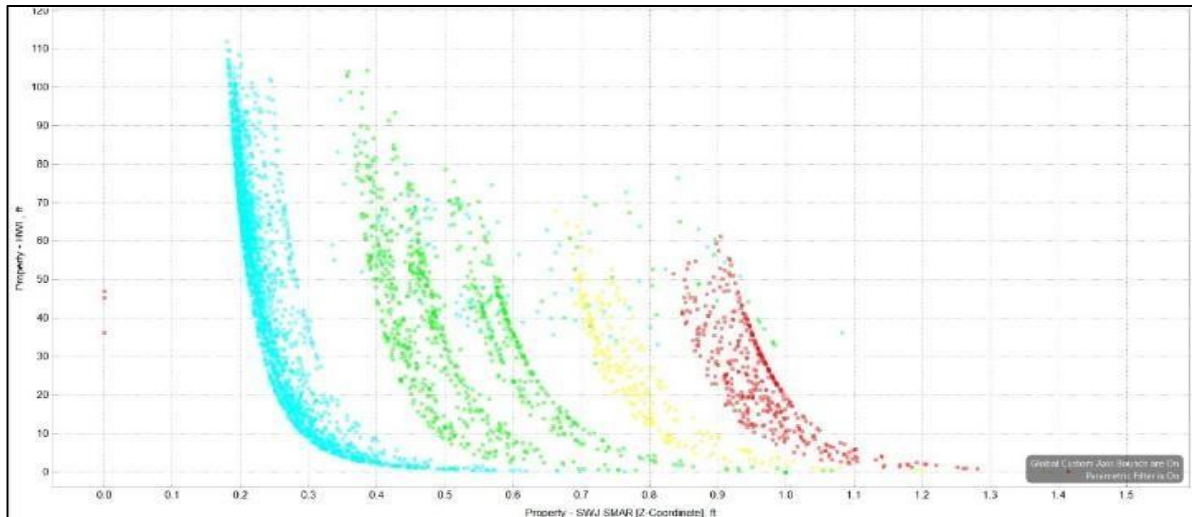
Tnavigators v.22.2.2344. model 3D dibangun. Persebaran permeabilitas dari 4 *rock type* seperti pada Gambar 10 dimana pada RT-4 yang memiliki nilai permeabilitas paling besar diwakilkan dengan warna biru menunjukkan zona prospek. Pada kenyataan di lapangan sumur-sumur di lapisan ini terletak pada RT-4 dan RT-3. Hal ini merupakan salah satu indikasi bahwa pembagian *rock type* menggunakan metode HFU dapat mewakili *rock region* pada skala reservoir. Sementara pada Gambar 11 menunjukkan persebaran HWL vs Sw dari perhitungan Leverett's J-Function yang di dasarkan pada pembagian warna *rock type*.

Tabel 2. Data Produksi dan Reservoir Lapangan SMAR

Kondisi Inisial	Nilai	Kondisi Inisial	Nilai
WOC	4688.32 ft	Ø	0.3
Tekanan awal	1967 Psi	Ketebalan Reservoir	50 ft
Tekanan <i>Bubble Point</i> , Pb	1760 Psi	<i>Outer/inner radius ratio</i>	8.75
Suhu	228 °F	k Aquifer	33 mD
Boi	1.2605 RB/STB	Radius reservoir	5044.8 ft
Datum	4678.47 ft	Rs	466.23 scf/STB
SATNUM	Sei dengan persamaan RT	<i>Rate oil avg</i>	372.3 BOPD



Gambar 10. Persebaran *Rock Type* 3D Model

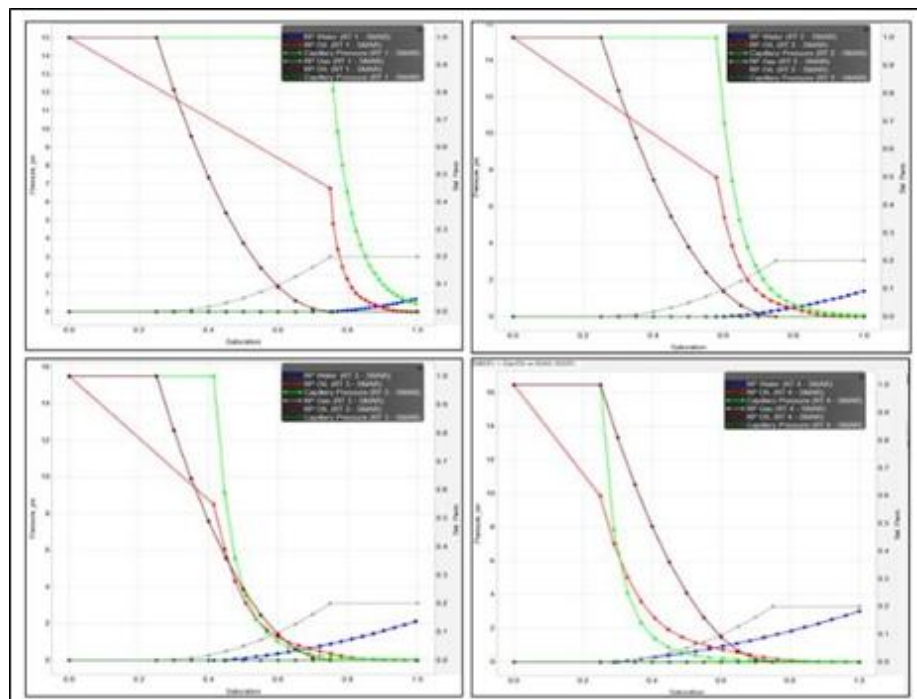


Gambar 11. Persebaran *Rock Type* pada plot HWL vs Sw (RT-1 = merah; RT-2 = kuning; RT-3 = hijau; RT-4 = biru)

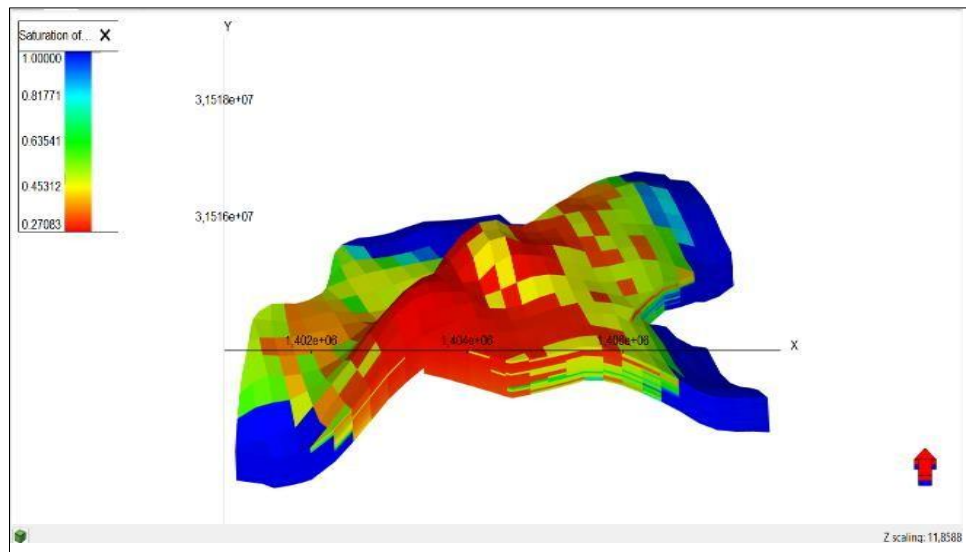
Kurva permeabilitas relatif pada Gambar 12 merupakan data input dari pengolahan permeabilitas relatif (K_r). Setiap *rock type* memiliki masing-masing kurva permeabilitas relatif minyak-air ($K_{rw}-K_{ro}$) dan minyak-gas ($K_{ro}-K_{rg}$). Pada *rock type* 3 dan 4, dimana termasuk ke dalam *flow unit range* permeabilitas besar membentuk kurva K_r yang lebih *smooth* dibanding dengan kurva K_r RT-1 dan RT-2. S_{wc} pada RT-4 memiliki nilai terendah yaitu 0.25.

Nilai S_{wc} tersebut dihasilkan dari transformasi $J(S_w)$.

Gambar 13. merupakan simulasi persebaran satuasi air pada Lapangan SMAR menggunakan metode HFU. Zona berwarna merah menandakan saturasi air rendah dan merupakan zona minyak. Hasil inialisasi model secara otomatis akan di dapatkan hasil OOIP.



Gambar 12. Kurva $k_{rw}-k_{ro}$ dan $k_{rw}-k_{rg}$



Gambar 13. Peta Persebaran Saturasi Air

Berdasarkan hasil inialisasi pada Tabel 3, OOIP model 3D menggunakan HFU memiliki OOIP sebesar 6.47 MMSTB dan modal inisial asli sebesar 6.51 MMSTB dengan standar deviasi sebesar 4%. Hasil tersebut masih diambang batas wajar karena berdasarkan *rule of thumb* maksimal standar deviasi sebesar 5%. Sementara itu, untuk memperoleh validasi terhadap hasil tersebut data MBAL dan model 3D statik maupun dinamik memiliki *confidential data* sehingga tidak ditampilkan dalam makalah ini. Namun, secara keseluruhan, metode HFU dapat diaplikasikan secara langsung dengan catatan memiliki preparasi data log maupun *core* yang presisi. Berdasarkan analisa dan beberapa percobaan perbaikan perhitungan *rock type*, data *core* yang telah tersortasi berdasarkan *flow unit* masih terdapat nilai RT-1 yang menyimpang ke RT-4 sehingga distribusi *flow unit* pada model 3D akan menyebarkan saturasi air yang besar pada zona RT-4 dan hal ini dapat mempengaruhi nilai OOIP. Standar deviasi dapat diturunkan dengan koreksi data absolut terhadap data *core*.

Tabel 3. Hasil Inialisasi OOIP

Parameter	OOIP (MMSTB)
Model inisial asli	6.51
Setelah HFU	6.47
Std. deviasi	4%

5. KESIMPULAN

Studi *rock typing* batuan dengan metode HFU (*Hydraulic Flow Unit*) untuk mengkaraktirisasi reservoir 'X' dari data inti berhasil dilakukan melalui klasifikasi data RCAL laboratorium sehingga presisi dengan simulasi reservoir (*dynamic model*). Pada plot k-korelasi HFU vs k-core, telah memberikan koefisien determinasi R^2 sebesar 0,9 untuk persamaan permeabilitas setiap *rock type*.

Metode HFU menghasilkan *rock type*, sedangkan dengan J-Function telah validasi 2 *rock type* yang mewakili data tekanan kapiler yang sama yaitu RT 2 dan RT 4. Kurva permeabilitas relatif dibuat berdasarkan nilai saturasi air dari transformasi J-Function setiap *rock type*. Model HFU telah menghasilkan uji produksi awal yang mendekati produksi awal sebenarnya dengan deviasi 4%. Sebagai evaluasi, validasi hasil OOIP perlu dinyatakan menggunakan bukti data secara faktual.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Y. Azough, "Field development plan (FDP) optimization of a giant field for plateau extension and recovery improvement," *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, 2014.

- [2] M. Nikraves and F. Aminzadeh, "Past, present and future intelligent reservoir characterization trends," *Journal of petroleum science and engineering*, Vols. 31(2-4), pp. 67-79, 2001.
- [3] F. Aminzadeh and S. Dasgupta, "Reservoir Characterization," in *Reservoir Characterization*, Elsevier, 2013, pp. 151-189.
- [4] R. Dyah Rini, B. Bintarto, H. and Z. Muttaqin, "The Applied Rock Typing Study: The Link Between Lithofacies Attribute And Pore Geometry-Structure," *International Conference on Intergrated Petroleum Engineering & Geosciences*, p. 13, 2016.
- [5] F. M, M.-H. R. and G. T. , "Reservoir Rock Typing using Integrating Geological and Pterophysical properties for The Asmari Formation in The Gachasaran Oil Field, Zagros Basin," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 176, pp. 161-171, 2019.
- [6] A. Wibowo and P. Permadi, "A Type Curve for Carbonate Rock Typing," *International Petroleum Technology Conference*, p. 12, 2013.
- [7] M. Abbaszadeh, H. Fuji and F. Fujimoto, "Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units - Theory and Application," *SPE Formation Evaluation*, vol. 11(04), pp. 263-271, 1996.
- [8] J. Amaefule, M. Altunbay and D. Keelan, "Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells," *SPE*, vol. 26436, pp. 3-6, 1993.
- [9] C. Hearn and W. Ebanks, "Geological factors influencing reservoir performance of the Hraztog Draw Field Wyoming," pp. 1335-1334, 1984.
- [10] G. Guo, "Rock Typing as an Effective Tool for Permeability and Water-Saturation Modeling. A Case Study in a Clastic Reservoir in the Oriente Basin," *SPE ATCE*, vol. SPE 97033, 2012.
- [11] P. Dan, "Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir," Vols. Edisi -I, 2015.
- [12] A. Scheideggger, "General Spectral Teory for the onset of instabilities in displacement processes in porous media," *Geofisica pura e applicate*, vol. 47, pp. 41-54, 1960.
- [13] G. Archie, "Introduction to Petrophysics of resevoir Rocks," *AAPG bulletin*, vol. 34(5), pp. 943-961, 1950.
- [14] C. B. Leverett and A. M. , "Capillary Behavior in Porous Solids," 1944.
- [15] P. Permadi, "An Investigation of the Interrelation among Pore Throat, Surface Area, Permeability, and NMR Log Data. Final Report submitted to PT. Caltex Pacific Indonesia," *Institue Technology Bandung*, 2004.
- [16] P. Permadi, ", Permeability Prediction and Characteristics of Pore Structure and Geometry as Inferred From Core Data," *SPE/EAGE held in Abu Dhabi*, vol. 125350, 2009.
- [17] F. Civan, "Characterization Of Reservoir Flow Units Based on a Power Law Equation of Permeability Obtained from n Interacting Bundle of Leaky Tubes Model," pp. 9-11, 2017.
- [18] S. S. John, M. I. Balaha, M. S. El-Deab and A. M., "Resistivity zone index: A new approach in rock typing to enhance reservoir characterization using well log data," *Energy Report - Elsevier*, p. 13, 2021.
- [19] A. Garrouch, "A modified Leverett J-Function for the Dune and Yates Carbonates Fields: A case study," *Energy and Fuels*, vol. 13(5), pp. 1021-1029, 1999.
- [20] M. Akbar and P. Permadi, "Estimation of Fluid-Fluid Contact and The Transition Zone: A Case Study of Low Contrast Resistivity Zone," *SPE*, 2016.
- [21] M. Honarpour, N. Djabbarah and K. Sampath, "Whole Core Analysis Experience and Challenges," *Society of Petroleum Engineers*, 2003.
- [22] G. Archie, "Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations," *AAPG Bull*, vol. 36(2), pp. 278-298, 1952.

Daftar Simbol

k	=	Permeabilitas, mD
$\emptyset$	=	Porositas, fraksi
S_{gv}	=	<i>Surface Grain Volume</i>
τ	=	Turtuosity
$\emptyset_z$	=	Normalisasi porositas, fraksi
σ_{Res}	=	IFT (<i>Interfacial Tension</i>) reservoir, Dynes/cm
σ_{Lab}	=	IFT (<i>Interfacial Tension</i>) lab, Dynes/cm
μ	=	Viskositas, cP
ρ_w	=	Massa jenis air, kg/m ³
ρ_o	=	Massa jenis minyak, kg/m ³
H	=	Ketinggian <i>water level</i> , ft atau m
S_w	=	Saturasi air, % atau fraksi
S_w^*	=	Saturasi normalisasi, % atau fraksi
S_{or}	=	<i>Reducible oil saturation</i> , % atau fraksi
S_{wc}	=	<i>Connate water saturation</i> , % atau fraksi
S_{wirr}	=	<i>Irreducible water saturation</i> , % atau fraksi
k_{rw}	=	Permeabilitas relatif air
k_{rw}^*	=	Normalisasi permeabilitas relatif air
$(k_{rw})_{sor}$	=	Permeabilitas air pada titik S_{or}
k_{ro}	=	Permeabilitas relatif minyak
k_{ro}^*	=	Normalisasi permeabilitas relatif minyak
$(k_{ro})_{swc}$	=	Normalisasi permeabilitas relatif air