



## Rock Typing Pada Reservoir Gas Upper Eastern View Coal-Measures (EVCN), Cekungan Bass, Australia

Dinar Hananto Kurniawan, Sarju Winardi, Ferian Anggara

Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada,  
Jl. Grafika No. 2 Kampus UGM, Yogyakarta 55281, Indonesia

### ABSTRAK

#### Artikel Info:

Naskah Diterima:  
17 Maret 2022

Diterima setelah  
perbaikan:  
29 Juli 2022

Disetujui terbit:  
11 September 2022

#### Kata Kunci:

*Rock Typing*  
*Hydraulic Flow Unit*  
*Global Hydraulic -*  
*Element*  
*Winland R35*  
*Pore Geometry Structure*

Kesulitan terkadang muncul ketika menentukan permeabilitas, terutama pada interval yang tidak memiliki data batuan inti (core). Pada penelitian ini, digunakan teknik sedimentary rock type (SRT) dan petrophysical rock type (PRT) dengan tujuan untuk mengurai permasalahan tersebut. SRT terdapat 4 rock type, yaitu thoroughly bioturbated sandstone and mudstone, flaser bedded sandstone, laminated sandstone and mudstone, dan thoroughly bioturbated mudstone. Teknik PRT dilakukan dengan mengkomparasikan metode Hydraulic Flow Unit, Global Hydraulic Element, Winland R35, dan Pore Geometry Structure untuk mendapatkan metode yang paling cocok. Hasilnya, metode GHE yang menghasilkan nilai permeabilitas prediksi paling mendekati nilai permeabilitas dari data core (koefisien korelasi 0,9139). Aplikasi metode GHE pada interval yang tidak memiliki data core dilakukan dengan menggunakan data wireline log menghasilkan 4 RT (RT 1, RT 2, RT 3, dan RT 4). Setiap rock type tersebut digunakan rumusan poro-perm transform-nya untuk menentukan nilai permeabilitas. Dipadukan dengan data DST, dapat diambil nilai cut-off, yaitu porositas 0,183, permeabilitas 0,55 mD, volume shale 0,6, dan saturasi air 0,99. Dengan nilai cut-off tersebut menghasilkan satu zona potensial pada kedalaman 2216 mRT - 2234 mRT. Dengan demikian maka manfaat yang didapatkan dari penelitian ini antara lain: mengetahui metode PRT yang cocok diaplikasikan di reservoir ini, jumlah rock type beserta karakteristiknya, serta zona yang potensial.

### ABSTRACT

*Difficulties sometimes arise when determining permeability, especially at intervals that do not have core data which can be overcome by formulating a poro-perm transform for each rock type. In this study, sedimentary rock type and petrophysical rock type techniques were used. The SRT technique produces 4 rock types (RT), namely thoroughly bioturbated sandstone and mudstone, flaser bedded sandstone, laminated sandstone and mudstone, and thoroughly bioturbated mudstone. The PRT technique is carried out by comparing the Hydraulic Flow Unit, Global Hydraulic Element, Winland R35, and Pore Geometry Structure methods to get the most suitable method. As a result, the GHE method that produces the predicted permeability value is closest to the permeability value of the core data (correlation coefficient 0.9139). The application of the GHE method at intervals that do not have core data is carried out using wireline log data resulting in 4 RTs (RT 1, RT 2, RT 3, and RT 4). For each rock type, the formula for its poro-perm transform is used to determine the permeability value. Combined with DST data, cut-off values can be taken, namely porosity 0.183, permeability 0.55 mD, shale volume 0.6, and water saturation 0.99. With this cut-off value, it produces one potential zone at a depth of 2216 mRT - 2234 mRT.*

© LPMGB - 2022

Korespondensi:

E-mail: [jtg.ft@ugm.ac.id](mailto:jtg.ft@ugm.ac.id) (Dinar Hananto Kurniawan)

## PENDAHULUAN

Penentuan permeabilitas untuk interval yang tidak ada data *core*-nya biasanya dengan menggunakan rumusan *poro-perm transform*. Rumusan *poro-perm transform* akan khas untuk masing-masing tipe batuan reservoir. Penentuan tipe batuan reservoir dikenal dengan istilah *rock typing*. Menurut Michel dan Bruno (2014), *rock typing* bisa dikerjakan oleh *production geologist*, *reservoir engineer*, *sedimentologist* dan *petrophysicist*.

*Rock typing* adalah teknik yang digunakan dalam mengelompokkan batuan berdasarkan kesamaan atribut (Kadkhodaie-Ilkhchi dan Kadkhodaie-Ilkhchi, 2018) meskipun kelompok -kelompok tersebut juga dapat berubah seiring dengan perubahan tekanan (Soleymanzadeh, 2019). Menurut Kadkhodaie-Ilkhchi dan Kadkhodaie-Ilkhchi (2018), atribut tersebut dapat berupa *sedimentary*, *petrophysical*, dan *reservoir parameters*. *Petrophysical rock type* (PRT) adalah upaya membagi kelas batuan reservoir menggunakan nilai porositas dan permeabilitas. Terdapat banyak metode yang bisa digunakan untuk mengelompokkan PRT, namun metode – metode tersebut tidak selalu cocok untuk diaplikasikan pada setiap reservoir. Metode yang cocok digunakan pada reservoir silisiklastik adalah Winland R35 (Porras dkk, 1999), sedangkan untuk reservoir karbonat adalah *Pore Geometry Structure* (Palabiran dkk, 2016). Metode yang cocok digunakan pada kedua reservoir baik silisiklastik dan karbonat adalah metode *Flow Zone Indicator* atau *Hydraulic Flow Unit* (Palabiran dkk, 2016; Abdullah dan Garrouch, 2019; Armaya dan Setyowiyoto, 2019). Metode *Hydraulic Flow Unit* juga lebih sering digunakan di banyak bidang, seperti pemboran, produksi dan reservoir (Mirzaei-Paiaman dkk, 2019)

Pada Cekungan Bass, Australia, terdapat Formasi Upper Eastern View Coal Measures yang merupakan *coal-bearing sandstone* dan terbukti mengandung gas yang diproduksi melalui lapangan gas Yolla. Reservoir ini memiliki total *gas in place* sebesar 33 bcf (Brooks, 2006).

Untuk mengetahui nilai *cut-off* porositas dan permeabilitas reservoir dari Formasi UEVCM tersebut diperlukan penelitian mengenai *rock typing*. Penentuan metode *rock typing* yang tepat diharapkan dapat menjadi solusi untuk menghitung nilai *cut-off* porositas dan permeabilitas secara lebih akurat.

## BAHAN DAN METODE

Sebelum dilakukan pengolahan data, terlebih dahulu dilakukan *quality control* terhadap data yang diolah. Data yang diolah berupa data *sedimentary rock type* (SRT), data analisis *routine core analysis* (RCAL), data analisis *special core analysis* (SCAL), dan data *wireline log* pada interval 2216 mRT – 2234,1 mRT. Data ini berasal dari sumur Yolla-3 (Beach Energy, 2018).

Pengolahan data analisis RCAL menghasilkan PRT. Penggabungan SRT dan PRT juga dilakukan oleh Arifianto dan Surjono (2016), Kadkhodaie-Ilkhchi dan Kadkhodaie-Ilkhchi (2018), dan Farshi dkk (2019).

Pengolahan data untuk menentukan PRT dimulai dengan data RCAL (porositas dan permeabilitas). Metode yang digunakan antara lain: *Hydraulic Flow Unit* (HFU), *Global Hydraulic Element* (GHE), Winland R35, dan *Pore Geometry Structure* (PGS). Setelah ditentukan PRT dengan metode – metode tersebut, ditentukan korelasi nilai porositas dan permeabilitas pada setiap PRT (*poro-perm transform*). Korelasi tersebut digunakan untuk menentukan nilai permeabilitas prediksi.

Nilai permeabilitas prediksi tersebut kemudian dibandingkan dengan nilai permeabilitas sesungguhnya dari data RCAL. Metode yang paling cocok diaplikasikan untuk formasi ini adalah metode yang menghasilkan nilai permeabilitas prediksi mirip atau bahkan sama dengan nilai permeabilitas yang sesungguhnya.

Metode yang paling cocok untuk formasi ini kemudian digunakan untuk melakukan *rock typing* dengan data *wireline log* dan ditentukan nilai *cut-off* parameter petrofisikanya. Nilai *cut-off* digunakan untuk menentukan interval yang potensial pada Formasi UEVCM.

## HASIL DAN DISKUSI

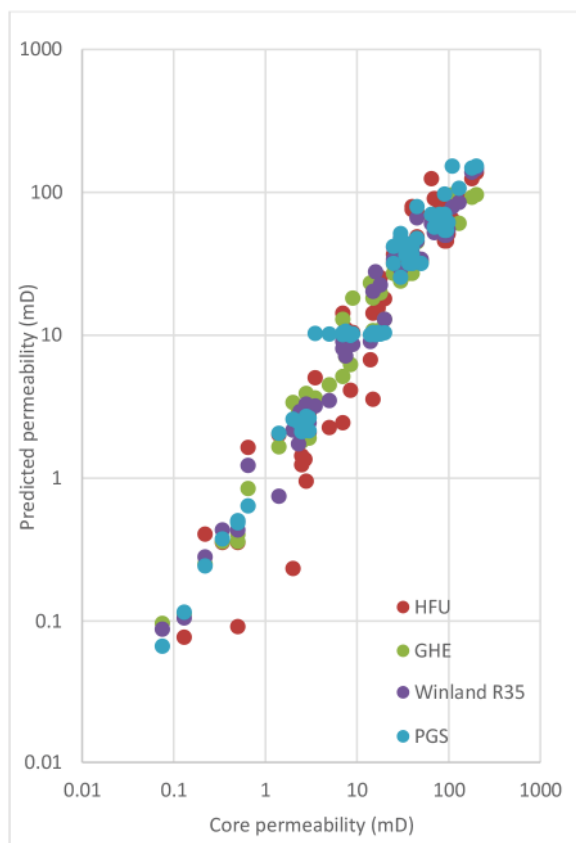
### A. Penentuan Metode PRT yang paling sesuai untuk Formasi UEVCM

Penentuan metode PRT yang paling sesuai untuk Formasi UEVCM diawali dengan mengkomparasikan metode – metode yang relevan. Langkah ini juga dilakukan oleh Porras dkk (1999), de Leon dkk (2015), Palabiran dkk (2016), dan Haikel (2018). Pemilihan metode yang relevan dilakukan berdasarkan dugaan yang kuat bahwa metode

tersebut dapat mengakomodasi nilai porositas dan permeabilitas yang rendah, popularitas metode tersebut, dan kemudahan dan kepraktisan dalam penggunaan metode tersebut yang ditandai dengan tersedianya *basemap* pada setiap metode. Metode yang digunakan adalah Metode HFU, GHE, Winland R35, dan PGS.

Untuk menentukan PRT dengan metode HFU, langkah awalnya adalah dengan menentukan *flow zone indicator* (FZI) (Haikel dkk, 2018). Penentuan PRT dengan metode GHE dapat dilakukan dengan nilai FZI maupun *basemap* (Akbar & Permadi, 2014). Sama seperti metode GHE, metode Winland juga mempunyai *basemap*. Begitu pula dengan metode PGS (Wibowo & Permadi, 2013). Metode PGS bisa digunakan di reservoir silisiklastik maupun karbonat (Akbar, 2019)

Penentuan metode yang paling sesuai diaplikasikan pada Formasi UEVCM adalah dengan memilih metode yang menghasilkan nilai koefisien korelasi ( $R^2$ ) dari permeabilitas prediksi dan permeabilitas yang sesungguhnya dari data RCAL paling tinggi (Haikel dkk, 2018), sesuai dengan karakteristik Formasi, pertimbangan dari penelitian terdahulu dan karakteristik dari *basemap*. Sehingga metode yang dipilih adalah metode GHE.

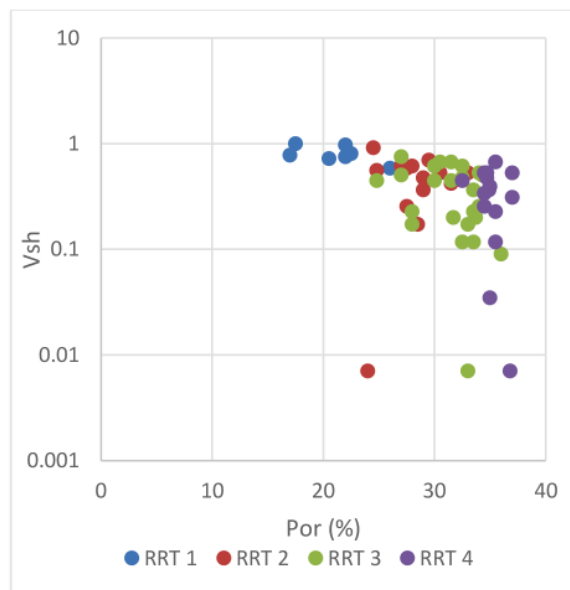


Gambar 1

Kompilasi nilai permeabilitas prediksi yang dihasilkan dari metode HFU, GHE, Winland R35, dan PGS. Terlihat bahwasannya metode GHE menghasilkan nilai permeabilitas prediksi yang paling mendekati dengan nilai permeabilitas dari plug.

## B. Penentuan PRT pada interval – interval yang tidak terdapat data *core*

Penentuan PRT pada interval yang tidak terdapat data *core* dilakukan dengan menambahkan parameter yang dapat digunakan untuk menentukan RT. Parameter yang bisa digunakan antara lain: fasies, *pore size*, dan *volume shale*. Ketiga parameter tersebut agar bisa menjadi parameter tambahan harus memenuhi dua persyaratan, yaitu datanya tersedia pada seluruh interval dan dapat menggambarkan karakteristik RT. Parameter yang memenuhi kedua persyaratan tersebut adalah *volume shale*. Gambar 2 menunjukkan bahwa *volume shale* dapat dijadikan acuan dalam menentukan RT. Dari gambar tersebut juga dapat ditarik algoritma untuk setiap RT yang terangkum pada Tabel 1.



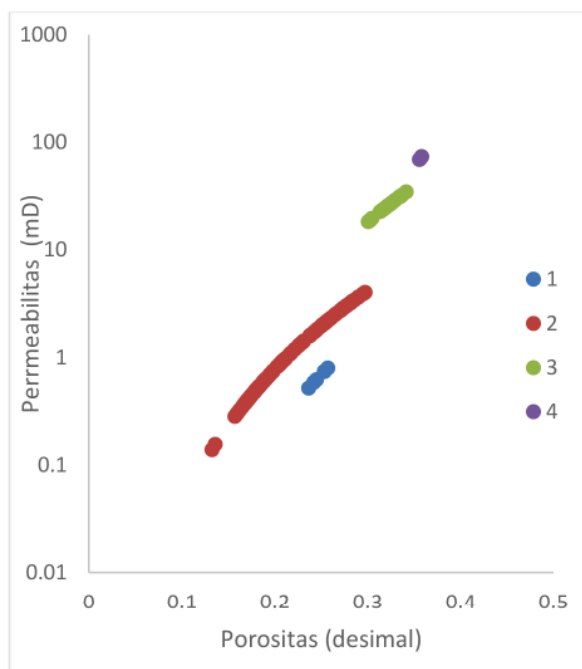
Gambar 2

Karakteristik PRT dilihat dari nilai porositas dan *volume shale*. Terlihat bahwasannya setiap RT mempunyai karakteristik yang khas.

Karakteristik tersebut digunakan untuk menentukan RT pada interval 2150 mRT hingga 2250 mRT yang menghasilkan empat RT ditunjukkan pada Gambar 3. Pada gambar tersebut secara umum juga terlihat

kelompok data RT dari *wireline log* yang dihasilkan juga tidak terlalu berbeda dengan kelompok data RT dari *plug data*. Hal ini menunjukkan bahwa algoritma yang digunakan akurat. Tabel 2 menunjukkan parameter petrofisika setiap RT.

RT	Algoritma
1	If Vsh >0,7; If Por <30%
2	If Vsh <0,7; If Por <30%
3	If Vsh <0,7; If Por <35%
4	If Vsh <0,7; If Por >35%



Gambar 3

Grafik porositas versus permeabilitas prediksi yang dihasilkan dari data *wireline log*. Terlihat bahwasannya semakin tinggi nomor rock type, semakin bagus pula properti reservoirnya (porositas dan permeabilitasnya).

### C. Penentuan *Cut-Off*

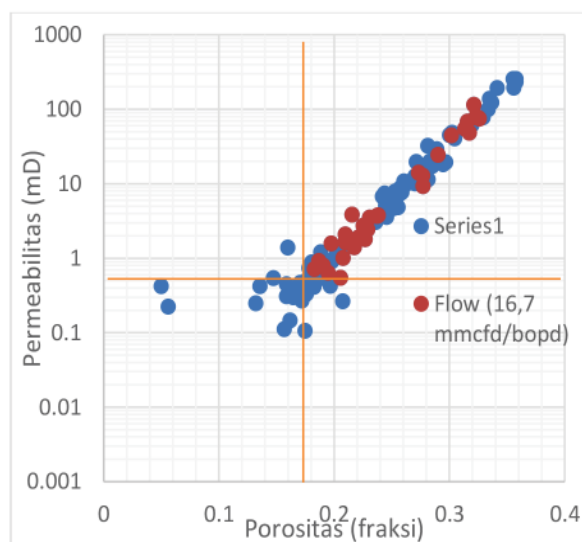
Pembuatan *crossplot* ini dilakukan pada seluruh interval (2150 mRT - 2250 mRT) pada *wireline log*. Hasil pembuatan *crossplot* antara porositas dengan permeabilitas pada interval 2150 mRT - 2250 mRT menghasilkan nilai *cut-off* porositas 0,183 dan permeabilitas 0,55 mD yang dapat dilihat pada Gambar 4. Maka dari itu, nilai porositas di bawah 0,183 dan permeabilitas di bawah 0,55 mD dapat diabaikan.

*Crossplot* antara porositas dengan volume shale menghasilkan nilai *cut-off* volume shale 0,6 yang dapat dilihat pada Gambar 5. sehingga interval yang memiliki nilai volume shale di atas 0,6 dapat diabaikan.

*Crossplot* antara porositas dengan saturasi air menghasilkan nilai *cut-off* saturasi air 0,99 (99%) yang dapat dilihat pada Gambar 6. sehingga interval yang memiliki nilai saturasi air di atas 99% dapat diabaikan.

Tabel 2  
Parameter petrofisika setiap RT

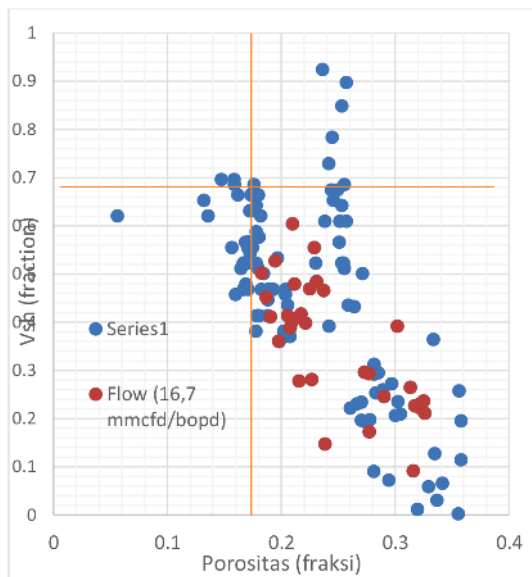
RT		Porositas (%)	Volume shale	Permeabilitas (mD)
1	Min	5	0,69	0,3
	Max	25,7	1	0,974
	Avg	7,96	0,744	0,8
2	Min	5	0,07	0,44
	Max	29,5	0,685	3,3
	Avg	17,6	0,5	1,99
3	Min	30	0,01	18,74
	Max	34	0,39	37,3
	Avg	32	0,18	27
4	Min	35,5	0,02	105,4
	Max	35,8	0,25	113,4
	Avg	35,7	0,14	109,9



Gambar 4

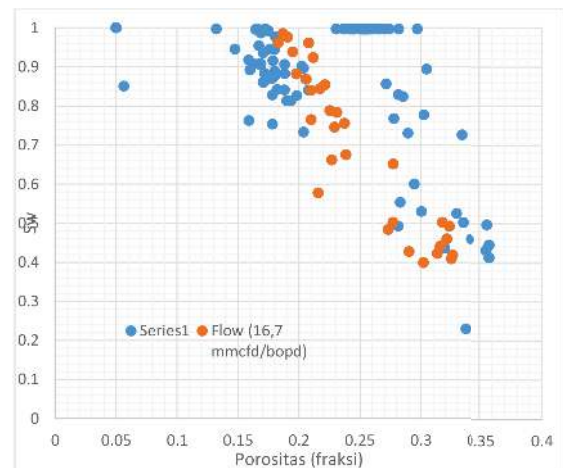
*Crossplot* antara porositas dengan permeabilitas dimana terjadi aliran pada nilai porositas 0,183 dan permeabilitas 0,55 Md

Rock Typing Pada Reservoir Gas Upper Eastern View Coal-Measures (EVCM), Cekungan Bass, Australia  
(Dinar Hananto Kurniawan, dkk.)



Gambar 5

Crossplot antara porositas dengan volume shale dimana terjadi aliran pada nilai porositas 0,183 dan volume shale 0,6.



Gambar 6

Crossplot antara porositas dengan saturasi dimana terjadi aliran pada nilai porositas 0,183 dan saturasi air 0,99 (99%).

Net sand					
Top mRT	Base mRT	Thickness mMD	NTG fraction	Avg Porosity fraction	Avg Permeability mD
2210	2240	32	1	0,27	41,50
Net pay					
Thickness mMD	Avg Shale Volume	Avg Total Porosity fraction	Avg Effective porosity	Avg Permeability mD	Avg Sw fraction
18 (2216-2234 mRT)	0,52	0,295	0,165	67,50	0,52

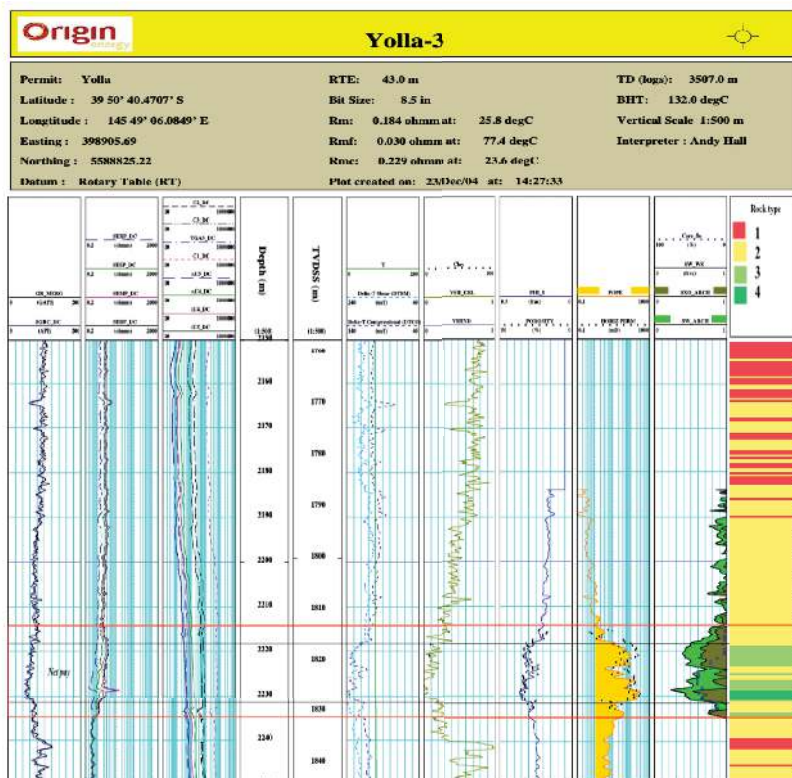
Tabel 3

Parameter pada zona reservoir UEVCM

#### D. Penentuan Interval Reservoir Yang Potensial Pada Formasi UEVCM

Penentuan interval reservoir yang potensial dilakukan dengan menerapkan nilai *cut-off* yang didapatkan. Beberapa nilai tersebut diterapkan pada interval 2150 mRT – 2250 mRT (Formasi UEVCM) dan menghasilkan satu zona reservoir. Zona reservoir tersebut memiliki nilai volume *shale*,

porositas, permeabilitas dan saturasi air yang masuk kedalam nilai *cut-off* pada tabel di atas. Zona yang dihasilkan adalah pada interval 2210 mRT – 2240 mRT. Gambar 7 menunjukkan *wireline log* yang terdapat interval yang masuk ke dalam *net pay*. Tabel 3 menunjukkan parameter pada zona reservoir.



Gambar 7  
 Interval yang masuk kedalam net pay adalah pada 2216 -2234 mRT.

### KESIMPULAN

Kesimpulan dari penelitian ini antara lain:

Metode PRT yang paling cocok diaplikasikan pada reservoir gas Formasi UEVCM adalah Metode GHE. Berdasarkan metode GHE, Formasi ini terbagi menjadi empat RT. RT 1 mempunyai rumusan poro – perm “y = ”, RT 2 “y = . ”, RT 3 “ ”, dan RT 4 “Reservoir gas UEVCM memiliki nilai *cut-off*: volume *shale* 0,6 porositas 18,3%, permeabilitas 0,55 mD dan saturasi air 0,99. Formasi UEVCM mempunyai interval yang potensial, yaitu pada 2208 mRT -2240 mRT (ketebalan 32 mMD). Interval ini memiliki parameter yang masuk ke dalam *net sand* berupa rata-rata porositas 0,27 dan permeabilitas 41,50 mD juga parameter yang masuk ke dalam *net pay* berupa rata-rata volume *shale* 0,52, rata-rata porositas total dan efektif 29,5% dan 16,5%, rata-rata permeabilitas 67,5 mD, dan saturasi air 0,52.

### UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Pemerintah Negara Bagian Tasmania, Australia.

Penulis juga mengucapkan terima kasih kepada Origin Energy Resources Ltd.

### DAFTAR ISTILAH

Unit	Definisi	Simbol
DST	<i>Drill stem test</i>	
FZI	<i>Flow Zone Indicator</i>	
GHE	<i>Global Hydraulic Element</i>	
HFU	Hydraulic Flow Unit	
PGS	Pore Geometry Structure	
PRT	Petrophysical Rock Type	
RCAL	Routine Core Analysis	
RT	Rock Type	

SCAL	Special Core Analysis
SRT	Sedimentary Rock Type
UEVCM	Upper East- ern View-Coal Measures

Reservoir Characterizations in Complex Low Porosity Fractured Carbonates— Integrating Pore Geometry, Deterministic Petrophysical Rock Types and Saturation Height Models Yields Positive Results—Pemex Case Study Offshore Mexico, pada SPW-LA 56th Annual Logging Symposium: Long Beach, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

#### KEPUSTAKAAN

- Abdullah, M. dan Garrouch, A.**, 2019, A New Approach for Rock Typing Using Dimensional Analysis: A Case Study of Carbonate Reservoir, SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference: Mishref, Society of Petroleum Engineers.
- Akbar, M. N. A.**, 2019, New Approaches of Porosity-Permeability Estimations and Quality Factor Characterization based on Sonic Velocity, Critical Porosity, and Rock Typing, pada SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Calgary, Society of Petroleum Engineers
- Armaya, C. I., & Setyowiyoto, J.**, 2019, Rock Typing Reservoir Batuan Karbonat Pada Interval Mid Main Carbonate Formasi Cibulakan Atas Lapangan Ca, Cekungan Jawa Barat Utara [unpublished B.E thesis]: Yogyakarta, Universitas Gadjah Mada, Abstrak.
- Beach Energy**, 2018, Bassgas Environment Plan Revision: <https://beachenergy.com.au/wp-content/uploads/2018/10/Bass-GassFactSheet.pdf>  
(diakses Juli 2020).
- Brooks, D. M., Pidgeon, B. A., Hall, A. D., Taylor, R. J., & Parvar, J. L.**, 2006, Appraising The Yolla Field In The Bass Basin—How Effective Data Collection, Analysis And Integration Increased Estimated Hydrocarbon Volumes In Place, The APPEA Journal 46(1), pp 15-34.
- de Leon, J. M., Gunter, G., & Viro, E.**, 2015, Challenges of Determining Petrophysical
- Farshi, M., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Khanebad, M., & Golafshani, T.**, 2019, Reservoir Rock Typing Using Integrating Geological and Petrophysical Properties for The Asmari Formation in The Gachsaran Oil Field, Zagros Basin, Journal of Petroleum Science and Engineering, 176, 161-171.
- Haikel, S., Rosid, M. S., & Haidar, M. W.**, 2018, Study Comparative Rock Typing Methods to Classify Rock Type Carbonate Reservoir Field “S” East Java, Journal of Physics: Conference Series (Vol. 1120, No. 1, p. 012047), pp 100 – 110.
- Kadkhodaie-Ilkhchi, A., & Kadkhodaie-Ilkhchi, R.**, 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 7(4), pp 13-35.
- Michel, R. & Bruno, L.**, 2014, Rock-typing in Carbonates: A Critical Review of Clustering Methods. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. OnePetro.
- Mirzaei-Paiaman, A., Sabbagh, F., Ostad-hassan, M., Shafiei, A., Rezaee, R., Saboorian-Jooybari, H., & Chen, Z.** 2019, A Further Verification of FZI\* and PSRTI: Newly Developed Petrophysical Rock Typing Indices, Journal of Petroleum Science and Engineering, 175, 693-705.
- Palabiran, M., Sesilia, N., & Akbar, M. N. A.**, 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, 41st Scientific Annual Meeting of Indonesian Association of Geophysicists: Lampung, Himpunan Ahli Geofisika Indonesia.

**Permadi, Pudji & Akbar, Muhammad Nur Ali.**, 2014, Reservoir Characterization: Case Study of a Marginal Field (Karakterisasi Reservoir: Studi Kasus Lapangan Marginal).

**Porras, J. C., Barbato, R., & Khazen, L.**, 1999, Reservoir Flow Units: A Comparison Between Three Different Models in The Santa Barbara and Piritul Fields, North Monagas Area, Eastern Venezuela Basin, Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference: Caracas, Society of Petroleum Engineers.

**Soleymanzadeh, A., Parvin, S., & Kord, S.**, 2019, Effect of Overburden Pressure on Determination of Reservoir Rock Types Using RQI/FZI, FZI\* and Winland Methods in Carbonate Rocks, *Petroleum Science*, 16(6), 1403-1416.

**Surjono, S. S., & Arifianto, I.**, 2016, Petrophysics Analysis for Reservoir Characterization of Upper Plover Formation in The Field 'A', Bonaparte Basin, Offshore Timor, Maluku, Indonesia. *J. Appl. Geol.*, 1, 43-52.

**Wibowo, A. S., & Permadi, P.**, 2013, A Type Curve for Carbonates Rock Typing, pada IPTC 2013: Beijing, International Petroleum Technology Conference, pp 350.

.