

Hubungan *Petrophysical Rock Typing* dan Tekstur Sedimen Pada Zona Prospek Reservoir Formasi Talang Akar, Subcekungan Palembang Selatan, Cekungan Sumatera Selatan

Elfina Damayanthi Harahap¹⁾, Sarju Winardi²⁾, dan Donatus Hendra Amijaya³⁾

¹⁾Program Studi Sarjana Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada

²⁾Dosen Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada

³⁾Dosen Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada

Corresponding Author: Elfina Damayanthi Harahap

(finadamayanti.0310@mail.ugm.ac.id)

Abstract

The research area is in the South Palembang Subbasin, South Sumatra Basin is a petroleum producing area in Indonesia which is the working area of PT. Pertamina EP and Talang Akar Formation as the reservoir. This research aims to determine petrophysical parameters of reservoir and determine relationship between petrophysical rock typing and sedimentary texture in the reservoir prospect zone. The data used in this research are well logs data and well reports which contain temperature, RCAL, and XRD data. The data used to determine lithology are gamma ray logs and shale volume calculations use a linear method using gamma ray logs. Total and effective porosity data are calculated using density logs. Water saturation is calculated using the Simandoux method. The permeability value is determined using the porosity-permeability transform method. Rock typing was carried out using a hydraulic flow unit and Winland R35 method. Both methods use effective porosity and core permeability data. The values that have been obtained are cross plotted with shale volume and effective porosity to obtain rock type values. The hydraulic flow unit method produces 5 rock types, while the Winland R35 method produces 3 rock types. The reservoir potential zone has a shale volume value $\leq 0.3V/V$, effective porosity $\geq 0.15V/V$ and water saturation $\geq 0.75V/V$. Good petrophysical rock typing has a sediment texture in the form of fine sandstone and coarse sandstone grain sizes, good sorting, contact between grains in the form of points which causes the rock to have good porosity and permeability.

Keywords: *Reservoir Petrophysics, Hydraulic Flow Unit, Winland R35, Sedimentary Texture, Talang Akar Formation*

1. Pendahuluan

Rock typing pada reservoir merupakan langkah penting untuk karakterisasi reservoir dan keberhasilan perencanaan pengembangan lapangan untuk meningkatkan cadangan minyak dan gas bumi (Shahat dkk., 2021). *Petrophysical rock typing* merupakan salah satu jenis *rock typing* yang digunakan untuk mengidentifikasi perbedaan unit reservoir, dimana setiap unit terbentuk pada lingkungan sedimen dan diagenesis yang serupa sehingga menghasilkan hubungan porositas-permeabilitas yang unik, tekanan kapiler, dan distribusi saturasi fluida (Wang dkk., 2022).

Lokasi penelitian berada pada Subcekungan Palembang Selatan, Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan

Sumatera Selatan adalah cekungan busur belakang yang terbentuk oleh interaksi Lempeng Indo-Australia dan Eurasia dari Pra-Tersier hingga Tersier Awal (Sarjono & Sardjito, 1989). Reservoir konvensional yang terdapat pada lokasi penelitian adalah Formasi Talang Akar yang berumur Oligosen Akhir – Miosen Awal. Formasi Talang Akar tersusun oleh litologi batupasir kuarsa, batulanau, dan *shale* (de Coster, 1974).

Wilayah penelitian sudah dilakukan pengembangan eksplorasi untuk minyak dan gas non-konvensional. Sehingga, upaya yang dapat dilakukan untuk meningkatkan cadangan minyak dan gas bumi pada zona konvensional adalah menentukan parameter petrofisika reservoir untuk mengetahui zona prospek reservoir pada formasi tersebut dan melakukan perbandingan hubungan antara

petrophysical rock typing dengan tekstur sedimen pada zona prospek reservoir formasi tersebut. Hal ini dilakukan untuk mengetahui tekstur sedimen yang mempengaruhi kualitas reservoir seperti porositas dan permeabilitas sehingga untuk perencanaan pengembangan lapangan minyak dan gas bumi selanjutnya dapat difokuskan di reservoir dengan tekstur sedimen yang menghasilkan porositas dan permeabilitas yang baik.

2. Fundamental

Menurut Suhendan (1984) dalam Bishop (2001), Cekungan Sumatera Selatan terbentuk oleh tiga fase tektonik besar. Doust dan Noble (2008) membagi evolusi Cekungan Sumatera Selatan menjadi 4 tahap, yaitu tahap *early synrift*, *late synrift*, *early postrift*, dan *late postrift*.

Salah satu reservoir dari cekungan ini adalah Formasi Talang Akar. Formasi Talang Akar terdiri dari Talang akar Bawah berupa Anggota *Gritsand* yang berumur Oligosen Akhir dan Talang Akar Atas berupa Anggota Transisi yang berumur Oligosen hingga Miosen Awal. Formasi Talang Akar menindih Formasi Lahat secara tidak selaras (*paraconformity*).

Tekstur sedimen mengacu pada ciri-ciri batuan sedimen dari ukuran, bentuk, dan orientasi individu butiran sedimen. Tekstur batuan sedimen silisiklastik dihasilkan oleh faktor fisik proses sedimentasi mencakup ukuran butir, bentuk (bentuk, kebulatan, tekstur permukaan), dan kemas (orientasi butiran dan hubungan butiran ke butiran) (Boggs, 2006).

Properti reservoir yang diidentifikasi adalah litologi yang menggunakan log *gamma ray*. Perhitungan volume serpih menggunakan metode linear dengan menggunakan log *gamma ray*. Perhitungan porositas menggunakan log densitas dengan asumsi bahwa porositas tersebut merupakan porositas total. Porositas tersebut dapat dikurangi dengan volume serpih sehingga didapatkan porositas efektif. Permeabilitas menggunakan metode *poro-perm transform* dimana menggunakan *crossplot* antara porositas dan permeabilitas. Saturasi air

menggunakan metode Simandoux dimana formasi ini merupakan *shally sand*. Parameter petrofisika tersebut di *cut-off* menggunakan nilai volume serpih dan porositas efektif untuk mendapatkan *net reservoir*. *Net reservoir* akan di *cut-off* dengan saturasi air untuk mendapatkan *net pay* (Yang dkk., 2019).

Prosedur umum untuk mendapatkan penilaian kualitas reservoir dan *rock typing* adalah *reservoir quality index* (RQI), *flow zone index* (FZI), dan estimasi efektif radius saluran pori dengan persamaan Winland (r_{35}) (Abuamarah & Nabawy, 2021). RQI dan FZI dihitung menggunakan porositas helium dan permeabilitas gas matriks dengan rumus (Amaefule dkk., 1993):

$$RQI = 0,0314 \times (\sqrt{k/\phi}) \quad (1)$$

$$\phi z = \phi_{He}/(1-\phi_{He}) \quad (2)$$

$$FZI = RQI/\phi z \quad (3)$$

Metode Winland r_{35} adalah fungsi dari *entry size* dan sortasi *pore throat* dan dapat mengukur dengan baik pada pori yang terhubung pada batuan dengan porositas intergranular (Porras dkk., 1999). Metode ini dapat digunakan untuk membagi *rock type* tanpa data tekanan kapiler (Haro, 2004). Persamaan Winland r_{35} oleh Kolodzie (1980) adalah:

$$\text{Log } r_{35} = 0.732 + 0.588 \log k - 0.864 \log \phi \quad (4)$$

3. Metodologi

Alat-alat yang dibutuhkan dalam penelitian skripsi ini adalah *software Interactive Petrophysics 2018* (IP) dan Geolog yang digunakan untuk mengolah data log sumur; Microsoft Office, Microsoft Excel, dan Microsoft Power Point yang digunakan untuk menyusun laporan. Selain itu terdapat data penelitian skripsi yang terdiri dari data log sumur dari empat sumur yang terdiri dari log *gamma ray*, resistivitas, densitas, neutron, dan data laporan sumur yang berisi informasi sumur seperti temperatur dan data batuan inti petrografi, *Routine Core Analysis* (RCAL), dan *X-Ray Diffraction* (XRD).

Tahapan dalam penelitian ini terdiri dari *data conditioning* dilakukan apabila terdapat data *badhole* pada sumur yang ditandai oleh adanya separasi nilai log *bitsize*

dan *caliper* yang besar. Determinasi litologi dilakukan pada penelitian ini mengacu pada nilai log *gamma ray* yang diperkuat oleh data batuan inti. Perhitungan volume serpih yang dilakukan pada penelitian ini menggunakan metode linear. Adapun metode ini menggunakan nilai indeks *gamma ray* dengan data yang dibutuhkan meliputi respon sinar gamma. Berdasarkan ketersediaan data yang ada, maka dalam penentuan porositas total dan efektif akan menggunakan nilai log densitas dan data XRD. Log densitas digunakan karena hubungan antara *bulk density* dan porositas dapat hampir serupa saat densitas butir konstan. Log neutron tidak digunakan karena sangat sensitif dengan kehadiran hidrogen seperti tidak dapat memisahkan antara *wet clay* dari air sehingga perlu dilakukan koreksi untuk mendapatkan hasil yang baik. Untuk mengetahui permeabilitas, dilakukan dengan menggunakan metode transform porositas – permeabilitas dengan menggunakan data RCAL.

Untuk menghitung saturasi air, penentuan resistivitas air dilakukan dengan menggunakan metode *pickett plot* pada zona litologi pasir dengan resistivitas rendah sebagai indikasi sebagai zona air. Dikarenakan reservoir pada lokasi penelitian terdiri dari batupasir dan batupasir serpihan, maka metode penentuan saturasi air yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode Simandoux.

Hasil pengolahan parameter petrofisika reservoir pada setiap sumur dilakukan *cut-off* untuk mengetahui net reservoir dan *net pay*. Hasil dari net reservoir dan *net pay* berupa *lumping* atau rangkuman zona yang sesuai dengan nilai *cut-off* yang sudah ditentukan. Zona tersebut merupakan zona prospek reservoir.

Setelah mendapatkan zona prospek reservoir, dilakukan analisis *rock typing*. Analisis ini dilakukan dengan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU) dan metode Winland r35. Metode HFU dilakukan dengan mencari nilai *Reservoir Quality Index*, porositas helium, dan *Flow Zone Indicator*. Kemudian, dilakukan perhitungan radius efektif *pore throat* untuk mengetahui rata-rata radius pori dimana fluida dapat mengalir dengan metode

Winland R35. Kedua metode tersebut dilakukan dengan menggunakan data porositas dan permeabilitas, dimana nilai tersebut akan dihubungkan dengan volume serpih dan porositas untuk zona yang tidak memiliki data RCAL.

Hasil dari karakterisasi *rock typing* zona prospek reservoir dengan metode HFU dan Winland r35 dilakukan perbandingan terhadap tekstur sedimen dengan menggunakan analisis petrografi. Dari rangkaian proses yang dilakukan menghasilkan tujuan dari penelitian, yaitu hubungan *petrophysical rock typing* dengan tekstur sedimen pada Formasi Talang Akar, Subcekungan Palembang Selatan, Cekungan Sumatera Selatan.

4. Hasil dan Pembahasan

Determinasi litologi ditentukan dengan menggunakan integrasi data dari log *gamma ray* dan data *mudlog*. Dari kedua data tersebut, didapatkan batas nilai *gamma ray* untuk litologi batupasir, batupasir serpihan, dan *shale*. Dengan adanya pengintegrasian data antara nilai log *gamma ray* dan *mudlog*, nilai batas ketiga litologi tersebut pada setiap sumur berbeda. Dengan data persebaran, didapatkan nilai untuk *clean sand* dan *shale* pada Sumur Beta adalah 40 dan 170, pada Sumur Beta adalah 60 dan 180, untuk *clean sand* dan *shale* pada Sumur Sigma adalah 40 dan 185, dan *clean sand* dan *shale* pada Sumur Tau adalah 60 dan 160.

Untuk perhitungan porositas, nilai yang digunakan adalah nilai densitas matriks, *shale*, *wet shale*, dan *dry shale* sesuai dengan data RCAL, XRD. Pada Sumur Beta, nilai densitas matriks, *shale*, *wet shale*, dan *dry shale* sesuai dengan data RCAL, XRD, dan *cross-plot* log densitas dan porositas *core* didapat nilai secara berurutan yaitu 2,66gr/cc, 2,6gr/cc, 2,57gr/cc, dan 2,78gr/cc. Pada Sumur Omega, nilai densitas matriks, *shale*, *wet shale*, dan *dry shale* sesuai dengan data RCAL, XRD, dan *cross-plot* log densitas dan porositas *core* didapat nilai secara berurutan yaitu 2,78gr/cc, 2,53gr/cc, 2,42gr/cc, dan 2,82gr/cc. Pada Sumur Sigma, nilai densitas matriks, *shale*, *wet shale*, dan *dry shale* sesuai dengan data RCAL, XRD, dan *cross-plot* log densitas dan porositas *core* didapat nilai secara berurutan yaitu 2,66gr/cc, 2,6gr/cc, 2,57gr/cc, dan 2,75gr/cc. Pada

Sumur Tau, nilai densitas matriks, *shale*, *wet shale*, dan *dry shale* sesuai dengan data RCAL, XRD, dan *cross-plot* log densitas dan porositas *core* didapat nilai secara berurutan yaitu 2,7gr/cc, 2,6gr/cc, 2,57gr/cc, dan 2,75gr/cc.

Pada perhitungan saturasi air, nilai a , m , n yang dipakai umumnya adalah 1, 2, dan 2. Tetapi, nilai tersebut dapat berubah apabila terdapat analisis laboratorium yang digunakan untuk menentukan nilai tersebut. Saturasi air dilakukan menggunakan metode *pickett plot* pada zona air dengan litologi batupasir untuk mengetahui nilai resistivitas air. Pada Sumur Beta, nilai a , m , dan n , didapatkan dari laporan sumur sebesar 1; 1,86; dan 1,894. Nilai resistivitas air sebesar 0,327ohmm. Pada Sumur Omega, nilai a , m , dan n , tidak terdapat pada laporan sumur sehingga nilai yang digunakan adalah 1, 2, dan 2. Nilai resistivitas air sebesar 0,283ohmm. Pada Sumur Sigma, nilai a , m , dan n , didapatkan dari laporan sumur sebesar 1; 1,79; dan 1,83. Nilai resistivitas air sebesar 0,5ohmm. Pada Sumur Tau, nilai a , m , dan n , tidak terdapat pada laporan sumur sehingga nilai yang digunakan adalah 1, 2, dan 2. Nilai resistivitas air sebesar 0,137ohmm.

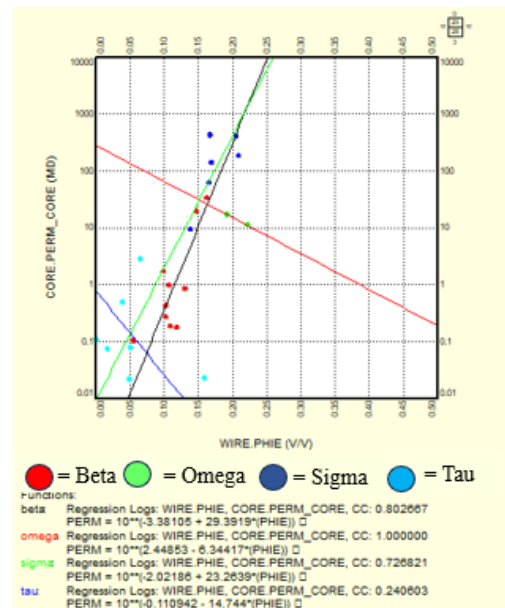
Penentuan *cut-off* didasari oleh data *Drill Stem Test* (DST). Terdapat tiga data DST. Dari data DST tersebut, ditetapkan nilai *cut-off* untuk volume serpih adalah 0,3V/V, porositas senilai 0,13V/V, dan saturasi air sebesar 0,75V/V. Hal ini didasari untuk menghindari nilai yang terlalu optimis, sehingga nilai volume serpih memiliki nilai 0,3V/V dimana nilai tersebut masih tergolong nilai volume serpih pada batupasir. Porositas 0,13V/V juga merupakan nilai porositas pada batupasir. Nilai saturasi air didapat oleh data DST yang menyatakan zona tersebut merupakan zona yang memiliki *oil show*. Dari *cut-off* tersebut dihasilkan zona prospek reservoir keempat sumur tersebut sebagai berikut.

Tabel 1. Lumping zona prospek reservoir pada Sumur Beta, Omega, Sigma, dan Tau

Sumur	Zona	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	PHIE	Sw	VSH
Beta	1	6181.5	6252	70.5	58.25	0.826	0.173	0.71	0.124
	2	6302	6330	28	25	0.893	0.181	0.655	0.091
Omega	1	5544	5566.5	22.5	21.75	0.967	0.219	0.55	0.04
	2	7968.5	8038.5	70	66	0.943	0.177	0.75	0.024
Sigma	1	8708.5	8744	35.5	22.75	0.641	0.164	0.705	0.062

Penentuan permeabilitas dilakukan dengan menggunakan *single regression*

pada data permeabilitas *core* dengan data log porositas efektif pada masing masing sumur. Hal ini dilakukan dengan pertimbangan karena porositas efektif sudah merupakan zona porositas dengan porositas yang terhubung sehingga batuan dapat meloloskan fluida dengan baik. Dari regresi tersebut didapatkan rumus untuk mendapatkan nilai permeabilitas sebagai berikut.

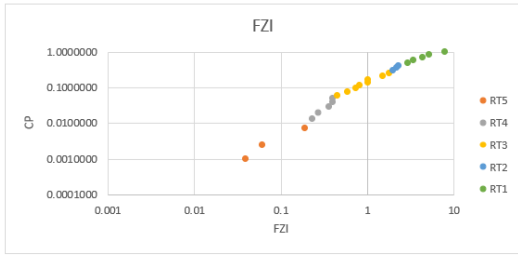


Gambar 1. Cross-plot log porositas efektif dan permeabilitas core

Tabel 2. Rumus permeabilitas tiap sumur

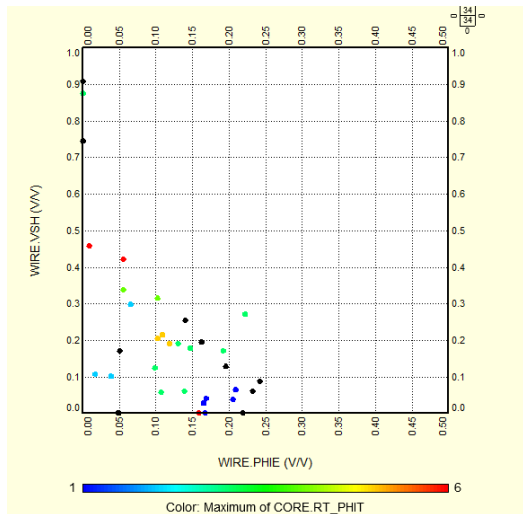
Sumur	Rumus Permeabilitas
Beta	$10^{**}(-3.38105 + 29.3919*(PHIE))$
Omega	$10^{**}(2.44853 - 6.34417*(PHIE))$
Sigma	$10^{**}(-2.02186 + 23.2639*(PHIE))$
Tau	$10^{**}(-0.110942 - 14.744*(PHIE))$

Data yang digunakan untuk menghitung *hydraulic flow unit* adalah data porositas dan permeabilitas *core*. Peneliti menggunakan data log porositas total dikarenakan nilai porositas efektif pada kedalaman tertentu memiliki nilai yang mendekati 0 sehingga untuk perhitungan, angka tersebut akan menghasilkan kesalahan perhitungan dan menyebabkan nilai menjadi tinggi. Nilai porositas *core* tidak digunakan karena hasil perhitungan akan dilakukan *cross-plot* dengan volume serpih untuk menentukan kelompok *rock typing* pada zona yang tidak memiliki data RCAL. Dari perhitungan tersebut, nilai *flow zone indicator* diurutkan dari yang terkecil hingga yang terbesar, kemudian dibuat *cumulative probability* sehingga dihasilkan diagram berikut.



Gambar 2. Diagram rock typing metode hydraulic flow unit

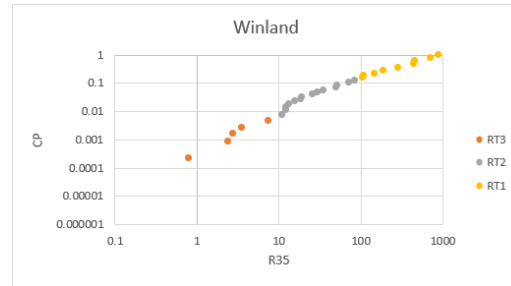
Dari hasil pengelompokan tersebut, nilai yang didapat akan digunakan untuk zona yang tidak memiliki data RCAL. Sehingga dibuat *cross-plot* antara log porositas efektif dengan log volume serpih dengan filter berupa data *core*. Dari *cross-plot* tersebut didapatkan hasil bahwa *rock type* (RT) 1 memiliki batas nilai $0,147 < PHIE < 0,467$ dan $0 < VSH < 0,1$; RT2 memiliki batas nilai $0,001 < PHIE < 0,092$ dan $0 < VSH < 0,31$; RT3 memiliki batas nilai $0,09 < PHIE < 0,231$ dan $0,005 < VSH < 0,284$; RT4 memiliki batas nilai $0,05 < PHIE < 0,121$ dan $0,18 < VSH < 0,347$; dan RT5 memiliki batas nilai $0 < PHIE < 0,06$ dan $0,4 < VSH < 1$.



Gambar 3. Cross-plot nilai porositas efektif dan volume serpih pada data core

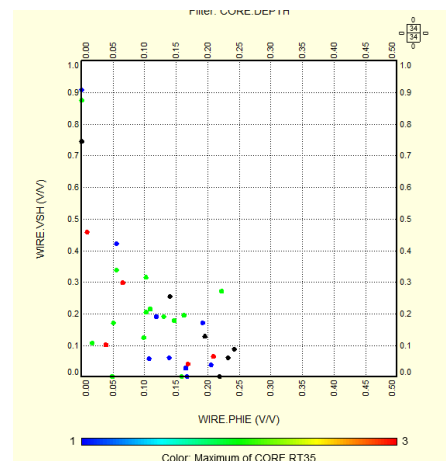
Data yang digunakan untuk menghitung pada metode Winland R35 adalah data porositas dan permeabilitas *core*. Peneliti menggunakan data log porositas total dikarenakan nilai porositas efektif pada kedalaman tertentu memiliki nilai yang mendekati 0 sehingga untuk perhitungan, angka tersebut akan menghasilkan kesalahan perhitungan dan menyebabkan nilai menjadi tinggi. Nilai porositas *core* tidak digunakan karena hasil perhitungan akan dilakukan *cross-plot*

dengan volume serpih untuk menentukan kelompok *rock typing* pada zona yang tidak memiliki data RCAL. Penulis mengelompokkan *trend* garis tersebut menjadi tiga *rock typing*. Selain dari *trend* garis dan klasifikasi yang sudah ada, nilai tersebut dibuat *cross-plot* antara volume serpih dan porositas efektif dimana dari *trend* garis tersebut membentuk pola masing-masing dengan nilai batas tertentu pada setiap *rock type* yang dijelaskan di bawah.



Gambar 4. Diagram rock typing metode Winland R35

Dari hasil pengelompokan tersebut, nilai yang didapat akan digunakan untuk zona yang tidak memiliki data RCAL. Sehingga dibuat *cross-plot* antara log porositas efektif dengan log volume serpih dengan filter berupa data *core*. Dari *cross-plot* tersebut didapatkan hasil bahwa *rock type* (RT) 1 memiliki batas nilai $0,1 < PHIE < 0,25$ dan $0 < VSH < 0,2$; RT2 memiliki batas nilai $0,11 < PHIE < 0,20$ dan $0,11 < VSH < 0,35$; dan RT3 memiliki batas nilai $0 < PHIE < 0,1$ dan $0 < VSH < 1$.



Gambar 5. Cross-plot nilai porositas efektif dan volume serpih pada data core

Pada metode HFU, diketahui bahwa *rock type* terbaik adalah *rock type* 1 dan 3 dimana pada kelompok tersebut litologi berupa batupasir dengan klasifikasi porositas baik hingga sangat baik dan permeabilitas

baik hingga sangat baik. Ukuran butir berupa pasir halus dan kasar. Sortasi pada kelompok tersebut baik dengan kontak antar butir berupa poin. Zona prospek reservoir sumur-sumur penelitian memiliki *rock type* 1 dan 3.

Pada *rock type* 2 litologi berupa batulanau dan vitric tuff dengan klasifikasi porositas diabaikan hingga buruk dan permeabilitas ketat. Terdapat ukuran butir pasir sedang dengan matriks gelas vulkanik dan *detrital clay*. Kelompok ini memiliki sortasi buruk dengan kontak antar butir berupa *floating* dan point. Pada *rock type* 4 litologi berupa batupasir dengan klasifikasi porositas cukup dan permeabilitas ketat. Ukuran butir lanau hingga pasir kasar. Sortasi pada kelompok ini baik dengan kontak antar butir berupa planar. Pada *rock type* 5 litologi berupa batupasir dengan klasifikasi porositas diabaikan hingga buruk dan permeabilitas ketat. Ukuran butir lanau hingga pasir kasar. Sortasi pada kelompok ini buruk hingga sedang dengan kontak antar butir berupa poin.

Pada metode Winland R35, diketahui bahwa *rock type* terbaik adalah *rock type* 1 dan 2 dimana pada kelompok tersebut litologi berupa batupasir dengan klasifikasi porositas baik hingga sangat baik dan permeabilitas baik hingga sangat baik. Ukuran butir berupa pasir sangat halus dan pasir kasar. Sortasi pada kelompok tersebut baik dengan kontak antar butir berupa point dan planar. Zona prospek reservoir sumur-sumur penelitian memiliki *rock type* 1 dan 2. Pada *rock type* 3 litologi berupa batulanau dan *crystal vitric tuff* dengan klasifikasi porositas diabaikan dan permeabilitas ketat. Terdapat ukuran butir pasir sedang dengan matriks gelas vulkanik dan *detrital clay*. Kelompok ini memiliki sortasi buruk dengan kontak antar butir berupa *floating* dan point.

Dari kedua metode *rock type* yang sudah dilakukan, didapatkan bahwa metode *hydraulic flow unit* menghasilkan 5 tipe dan Winland R35 menghasilkan 3 tipe. Hal ini disebabkan oleh ukuran butir, dimana ukuran butir sedang hingga kasar menghasilkan *rock type* yang baik sedangkan ukuran butir halus menghasilkan *rock type* yang buruk. Hal ini sejalan

dengan Hardian (2020), dimana pada penelitian tersebut dilakukan pada Formasi Talang Akar menghasilkan 5 tipe pada metode *hydraulic flow unit* dan 4 tipe pada metode Winland R35. Pada penelitian tersebut dinyatakan bahwa *rock type* terbaik memiliki ukuran butir pasir besar dari halus hingga kasar sedangkan *rock type* buruk memiliki ukuran butir lanau hingga pasir sangat halus. Ukuran butir menjadi faktor geologi yang paling membedakan kualitas *rock type*.

5. Kesimpulan

5.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian mengenai hubungan *petrophysical rock typing* dan tekstur sedimen pada zona prospek reservoir Formasi Talang Akar, Subcekungan Palembang Selatan, Cekungan Sumatera Selatan, dapat ditarik beberapa kesimpulan, yaitu:

1. Terdapat 2 zona potensial reservoir di Sumur Beta, yaitu Beta 1 dan Beta 2 dan 2 zona potensial Sumur Sigma, yaitu Sigma 1 dan Sigma 2 serta 1 zona potensial reservoir di Sumur Omega, yaitu Omega 1 pada Formasi Talang Akar, Subcekungan Palembang Selatan, Cekungan Sumatera Selatan. Zona tersebut memiliki litologi batupasir dengan volume serpih lebih rendah dari atau sama dengan 0,3V/V, porositas baik hingga sangat baik dengan nilai lebih besar dari atau sama dengan 0,15V/V dengan saturasi air lebih rendah dari atau sama dengan 0,75V/V. Permeabilitas pada zona tersebut tergolong baik hingga sangat baik dengan rentang nilai 82,144 mD hingga 213,524 mD.
2. Metode *hydraulic flow unit* menghasilkan 5 *rock type* sedangkan metode Winland R35 menghasilkan 3 *rock type*. Diantara kedua metode tersebut, metode *hydraulic flow unit* lebih tepat untuk penelitian ini dikarenakan pada metode tersebut, kelompok litologi terbagi secara terperinci mengenai hubungan *petrophysical rock typing* dan tekstur sedimen. Zona potensial reservoir terdapat pada *rock type* 1 dan 3 untuk metode *hydraulic flow unit*. Kelompok

tersebut merupakan kelompok yang baik. Hal ini didasari dengan adanya hubungan dengan tekstur sedimen. Zona potensial yang tergolong *rock type* 1 adalah Beta 2, Omega 1, Sigma 1, dan Sigma 2. Zona potensial yang tergolong *rock type* 3 adalah Beta 1. *Rock type* 1 memiliki ukuran butir pasir kasar dengan sortasi yang baik serta kontak antar butir berupa poin. *Rock type* 3 memiliki ukuran butir pasir halus dengan sortasi yang baik serta kontak antar butir berupa poin. Hal itu menyebabkan fluida dapat tersimpan dan mengalir dengan baik. *Rock type* yang buruk yaitu *hydraulic flow unit* kelompok 2, 4, dan 5 memiliki ukuran butir dominasi lanau hingga pasir halus dengan sortasi yang buruk, terdapat tuff pada *rock type* ini serta kontak antar butir berupa *floating*. Hal itu menyebabkan fluida tidak dapat tersimpan dan mengalir dengan baik.

5.2 Saran

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan, penulis memiliki saran yang dapat dilakukan untuk pengembangan penelitian selanjutnya, yaitu:

1. Pada daerah penelitian memerlukan penambahan data berupa data batuan inti untuk memberikan informasi mengenai litologi pada zona yang tidak memiliki data *side wall core* dan mengambil data batuan inti pada zona yang akan dilakukan pengembangan untuk memperkuat interpretasi.
2. Pada daerah penelitian diperlukan penelitian lebih lanjut mengenai diagenesis untuk mengetahui pengaruh diagenesis terhadap kualitas reservoir.

Ucapan Terimakasih

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Dr. Sarju Winardi, S.T., MT. dan Bapak Dr. Ing. Ir. Donatus Hendra Amijaya, S.T., M.T., IPM., selaku dosen pembimbing skripsi atas bimbingan dan arahan yang telah diberikan untuk penyelesaian skripsi.

Daftar Pustaka

- Abuamarah, B. A., & Nabawy, B. S. (2021). A proposed classification for the reservoir quality assessment of hydrocarbon-bearing sandstone and carbonate reservoirs: A correlative study based on different assessment petrophysical procedures. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 88(August 2020). <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103807>
- Bishop, M. G. (2001). South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System. *USGS Open File Report*, 99-50-S.
- Boggs, S. J. (2006). *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*. Pearson Education, Inc.
- de Coster, G. L. (1974). *The Geology of the Central and South Sumatra Basins*. <https://doi.org/10.29118/ipa.670.77.110>
- Hardian, A. (2020). Penentuan RockType Pada Reservoir Lower GITA, Formasi Talang Akar, Lapangan "X." [Tesis Magister Teknik Geologi]: Yogyakarta, Universitas Gadjah Mada.
- Haro, C. F. (2004). The perfect permeability transform usina logs and cores. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/89516-ms>
- Kolodzie, S. (1980). Analysis of Pore Throat Size and Use of the Waxman-Smits Equation To Determine Ooip in Spindle Field, Colorado. *Society of Petroleum Engineers of AIME, (Paper) SPE*. <https://doi.org/10.2523/9382-ms>
- Porras, J., Barbato, R., & Khazen, L. (1999). *Reservoir Flow Units: A Comparison Between Three Different Models in the Santa Barbara and Pirital Fields, North Monagas Area, Eastern Venezuela Basin*. August. <https://doi.org/10.2523/53671-ms>
- Sarjono, S., & Sardjito. (1989). *Hydrocarbon source rock identification in the South*

Palembang Sub-Basin.
<https://doi.org/10.29118/ipa.1862.427>.
467

Shahat, J. S., Balaha, M. I., El-Deab, M. S., & Attia, A. M. (2021). Resistivity zone index: A new approach in rock typing to enhance reservoir characterization using well log data. *Energy Reports*, 7. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.01.026>

Wang, W., Wang, Z., Leung, J. Y., Kong, C., & Jiang, Q. (2022). Petrophysical rock typing based on deep learning network and hierarchical clustering for volcanic reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 210(December 2021). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110017>

Yang, T., Cao, Y., Wang, Y., Liu, K., He, C., & Zhang, S. (2019). Determining permeability cut-off values for net pay study of a low-permeability clastic reservoir: A case study of the Dongying Sag, eastern China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178(November 2018). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.030>