

	Bulletin of Scientific Contribution GEOLOGY Fakultas Teknik Geologi UNIVERSITAS PADJADJARAN homepage: http://jurnalunpad.ac.id/bsc	p-ISSN: 1693-4873 e-ISSN: 2541-514X Volume 16, No.1 April 2018
---	--	--

PENGARUH PARAMETER SEMENTASI M PADA PERHITUNGAN SATURASI AIR PADA RESERVOIR BATUGAMPING

Nanda Natasia, Muhammad Kurniawan Alfadli
Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran
email: nanda.natasia@unpad.ac.id

ABSTRACT

This study comparing formation water saturation calculation with various methods to see how big difference of each method results. The diversity of porosity types in limestones becomes a major challenge when evaluating carbonate rocks, especially limestones. Limestone is a sedimentary rock that is mainly composed of calcium carbonate (CaCO_3) which can occur organically, mechanically, and chemically. The main source that forms this rock is the remnant of marine organisms that have carbonate spout and deposited in the formation. because of the nature of this formation, the rocks will have a high level of heterogeneity, especially on porosity. The resulting porosity will be a cavity of origin from the biota shell, the result of the dissolution of the shell, and the porosity of the fracture. The parameters in the Archie equation describing the porosity system are " m exponent". Calculation of water saturation (S_w) performed on subsurface data is a very important stage when evaluating a formation. This calculation will greatly affect how much the hydrocarbon reserves can be estimated. A little mistake in calculating the value will affect the size of a field reserve. In areas with small porosity values, saturation calculations need to get more attention because the deviation of the saturation value will be even greater. visible difference up to a maximum of 0.35 on a very small porosity. this difference is very significant in the calculation of a field reserve.

Keywords: Carbonate, formation evaluation, m exponent, archie, water saturation

ABSTRAK

Penelitian ini melakukan perbandingan perhitungan nilai saturasi air formasi dengan berbagai metode untuk melihat seberapa besar perbedaan hasil dari masing masing metode tersebut. Keanekaragaman tipe porositas pada batugamping menjadi tantangan yang besar saat melakukan evaluasi terhadap batuan karbonat, khususnya batugamping. Batugamping adalah batuan sedimen yang utamanya tersusun oleh kalsium karbonat (CaCO_3) yang dapat terjadi secara organik, mekanik, maupun kimiawi. Sumber utama yang membentuk batuan ini adalah sisa dari organisme laut yang memiliki cangkang karbonat dan diendapkan dalam bentuk batuan. karena sifat pembentukannya ini maka batuan yang dihasilkan akan memiliki tingkat heterogenitas yang tinggi, terutama pada porositasnya. Porositas yang dihasilkan akan dapat berupa rongga asal dari cangkang biota, hasil pelarutan cangkang, maupun porositas hasil peretakan. Parameter pada persamaan Archie yang menggambarkan sistim porositas adalah "m exponent". Perhitungan kejenuhan air (S_w) yang dilakukan pada data bawah permukaan merupakan tahapan yang sangat penting pada saat evaluasi suatu formasi. Perhitungan ini akan sangat mempengaruhi seberapa besar cadangan hidrokarbon yang dapat diperkirakan. Sedikit kesalahan dalam perhitungan nilai tersebut akan mempengaruhi besaran cadangan suatu lapangan. Pada daerah dengan nilai porositas kecil, perhitungan saturasi perlu mendapatkan perhatian yang lebih karena simpangan nilai saturasi akan semakin besar. terlihat perbedaan hingga maksimum 0.35 pada porositas yang sangat kecil. perbedaan ini sangat signifikan pada perhitungan cadangan suatu lapangan.

Kata kunci: batugamping, evaluasi formasi, exponen m, archie, saturasi air

PENDAHULUAN

Batuan karbonat merupakan batuan pembawa hidrokarbon yang sangat potensial dikarenakan besaran dan tipe porositas yang cenderung lebih baik dibanding batuan

lainnya. Akan tetapi keanekaragaman tipe porositas ini menjadi tantangan yang lebih besar saat melakukan evaluasi terhadap batuan karbonat, khususnya batugamping (Ramamoorthy et al., 2010), (Al-Ghamdi et

al., 2011), (Al-ghamdi et al., 2012). Batugamping adalah batuan sedimen yang utamanya tersusun oleh kalsium karbonat (CaCO₃) yang dapat terjadi secara organik, mekanik, maupun kimiawi. Sumber utama yang membentuk batuan ini adalah sisa dari organisme laut yang memiliki cangkang karbonat dan diendapkan dalam bentuk batuan. karena sifat pembentukannya ini maka batuan yang dihasilkan akan memiliki tingkat heterogenitas yang tinggi, terutama pada porositasnya. Porositas yang dihasilkan akan dapat berupa rongga asal dari cangkang biota, hasil pelarutan cangkang, maupun porositas hasil peretakan.

Archie, 1942, menyebutkan bahwa evaluasi formasi pada batugamping memerlukan pengklasifikasian yang mendetil yang menitikberatkan terhadap karakteristik porositasnya. Parameter pada persamaan Archie yang menggambarkan sistim porositas adalah "m exponent". Perhitungan kejenuhan air (Sw) yang dilakukan pada data bawah permukaan merupakan tahapan yang sangat penting pada saat evaluasi suatu formasi. Perhitungan ini akan sangat mempengaruhi seberapa besar cadangan hidrokarbon yang dapat diperkirakan. Sedikit kesalahan dalam perhitungan nilai tersebut akan mempengaruhi besaran cadangan suatu lapangan. Perhitungan nilai kejenuhan air tersebut tidak akan lepas dari persamaan yang diajukan (Archie, 1942), (Persamaan 1).

$$Sw^n = \frac{a * Rw}{\phi^m * Rt} \dots\dots\dots(1)$$

Nilai Sw akan dipengaruhi nilai tortuositas (a) yang pada banyak kasus bernilai 1, Resistifitas air formasi (Rw) yang didapat pada pengukuran terhadap contoh air formasi, Porositas (ϕ) dan Resistifitas batuan (Rt) yang didapat dari pengukuran log sumur, serta "m".

TINJAUAN PUSTAKA

Komplikasi pada evaluasi formasi dapat terjadi dikarenakan mineraloginya (yang menyebabkan simpangan pada perhitungan porositas), dan tingkat wettability-nya (Sweeny & Jennings, 1960), (Raglarid, 2002), serta surface roughness (Diederix, 1982) yang mempengaruhi nilai "n exponent", akan tetapi penentuan nilai "m" akan memiliki pengaruh yang lebih besar jika dibandingkan dengan parameter lainnya. Jika dibandingkan dengan petrofisika batuan silisiklastik, yang banyak dipengaruhi nilai konduktifitas mineral lempung, petrofisika batuan karbonat akan banyak dititikberatkan kepada karakterisasi

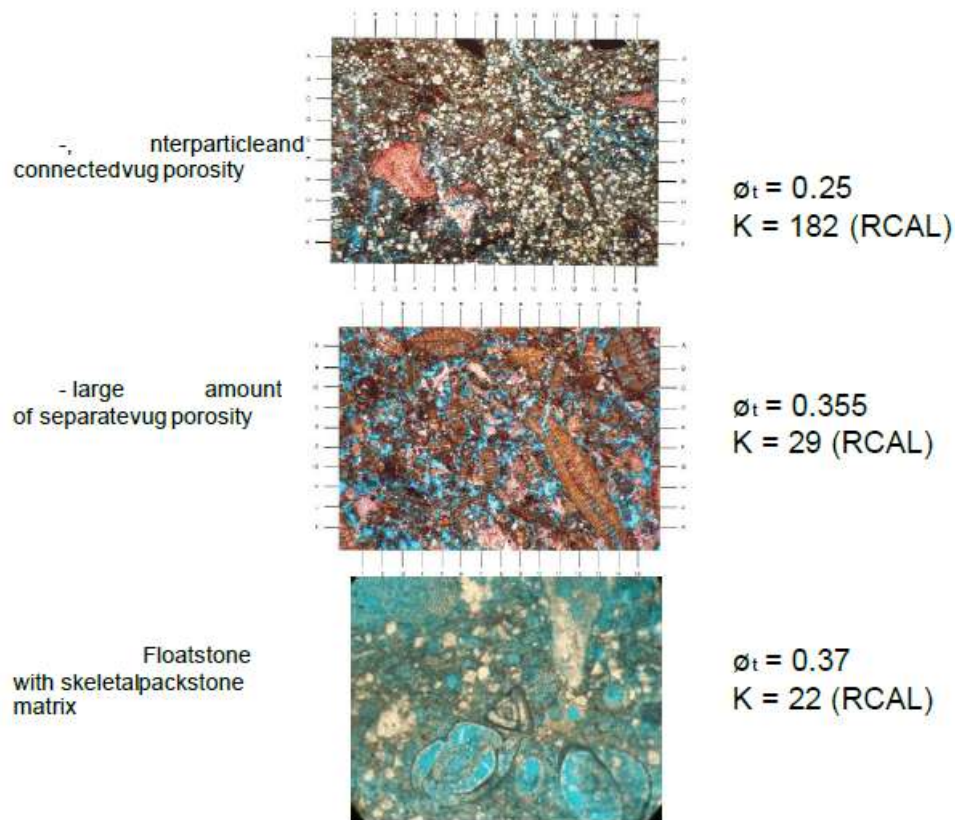
struktur pori, yang merupakan pruduk akhir dari episode pengendapan dan diagenesa batuan tersebut. Jerry F. Lucia, 2007, dalam bukunya Carbonate Reservoir Characterization, menyatakan bahwa karakterisasi batuan karbonat harus dititikberatkan kepada sifat petrofisika nya, akan tetapi yang menjadi masalah lebih lanjut adalah, dibanyak kasus, sifat petrofisika batuan berbeda dengan fasies geologi. (gambar 1.)

Telah banyak klasifikasi batuan karbonat berdasarkan sifat genetis yang berkembang hingga saat ini, diantaranya, dari yang paling tua, (Archie, 1942), (Dunham, 1962) yang dimodifikasi oleh (Embry and Klovan, 1971), (Ham, 1962), (Focke and Munn, 1987), (Lucia, 1983), (Lønøy, 2006). Dari banyak klasifikasi tersebut, Lucia, memberikan klasifikasi yang lebih menitik beratkan terhadap aspek petrofisika batuan, Sehingga dapat menjadikannya sebagai "jembatan" untuk menghubungkan aspek geologi yang didapat dari sayatan tipis batuan dengan aspek petrofisika yang diukur dengan peralatan geofisika. Focke dan Munn memberikan ilustrasi tahapan untuk menentukan nilai "m" berdasarkan sifat geologi nya, yaitu:

- analisis geometri pori pada sayatan tipis,
- pengukuran nilai "m" pada laboratorium
- penentuan nilai "m" pada penampang log geofisika sumur
- integrasi nilai estimasi di sumur dengan pengukuran laboratorium

Archie, 1942, pada awalnya memberikan nilai "m"=2 berdasarkan contoh batuan dengan kondisi sempurna (tanpa mineral lempung, dengan bentuk butir bola sempurna), adalah Guyod, 1944, yang memberikan nama eksponen sementasi terhadap nilai ini, dengan nilai bervariasi dari 1.4 untuk batuan yang tidak tersementasi hingga bernilai 4 untuk batuan yang sepenuhnya telah tersementasi. Lucia dan Conti, 1987, dengan menggunakan contoh batuan pada daerah Timur Tengah mempelajari sifat struktur pori dengan nilai "m", mereka memperoleh hasil bahwa nilai "m" sama sekali tidak dipengaruhi dengan tingkat sementasi batuan, akan tetapi merupakan fungsi dari rasio porositas vuggular yang terpisah () dengan porositas total batuan (), (Persamaan 2).

$$m = 2.14 \left(\frac{\phi_{sv}}{\phi_t} \right) + 1.76 \dots\dots\dots(2)$$



Gambar 1. Sayatan tipis batuan pada batugamping menunjukkan fasies geologi yang sama (packstone) akan tetapi memiliki sifat petrofisika permeabilitas yang berbeda (k), (Natasia et al., 2017)

Beberapa peneliti yang juga memberikan persamaan empiris untuk memprediksi nilai "m" diantaranya (Nugent et al., 1978) (persamaan 3), (Wafar and Nurmi, 1987) (persamaan 4), dan (Aguilera, 1976) (Aguilera and Aguilera, 2004) (persamaan 5).

$$m \geq \frac{2 \log \phi_s}{\log \phi} \dots \dots \dots (3)$$

$$m \leq \frac{2 \log (2 \phi_s - \phi_t)}{\log \phi_t} \dots \dots \dots (4)$$

$$m = \frac{\log \left(\phi_{ip}^{m_{ip}} + \frac{\phi_v}{a_v} \right)}{\log \phi_t} \dots \dots \dots (5)$$

Masih banyak peneliti yang memberikan persamaan empiris dengan kondisi geologi yang berbeda, Nugent menggunakan sampel batuan yang memiliki dominasi porositas sekunder vugular yang didapatkan dari perhitungan porositas sonik (ϕ_s), Nurmi pada batuan dengan porositas sekunder rekahan sehingga efeknya akan berkurang pada porositas sonik oleh karena itu Nurmi memodifikasi persamaan Nugent. Lucia memisahkan porositas vugular menjadi dua tipe, yang terkoneksi dan yang tidak, dan

mendapatkan bahwa yang mempengaruhi nilai 'm' adalah porositas yang tidak terkoneksi. Sedangkan Aguilera menggunakan contoh batuan yang terkekarkan. Seluruh persamaan yang ada sangat baik untuk memprediksi nilai "m" pada lapangan tempat pengambilan contoh.

2.2 Kerangka Pemikiran

Dari contoh pendekatan untuk prediksi nilai "m" diatas dapat disimpulkan persamaan umum bahwa "m" adalah fungsi dari tipe porositas (persamaan 6). Dengan a, b, dan n adalah tipe porositas yang dapat diketahui dari analisis sayatan tipis batuan.

$$m = f(\phi_a, \phi_b, \dots, \phi_n) \dots \dots \dots (6)$$

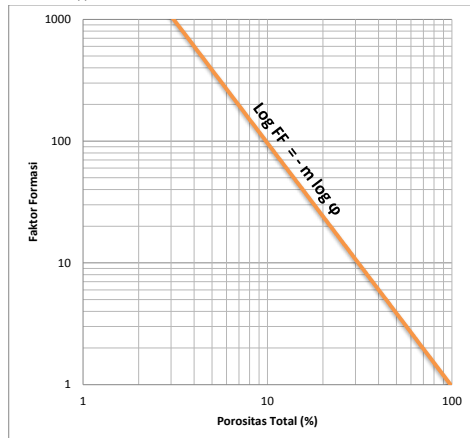
Nilai "m" sendiri dapat diukur dilaboratorium dengan mengetahui nilai faktor formasi (FF) tahanan jenis dengan menggunakan alat geofisika resistifitas (persamaan 7).

$$\log(FF) = -m * \log(\phi) \dots \dots \dots (7)$$

dari persamaan diatas, nilai "m" dapat diketahui dari gambar silang log-log dari faktor formasi dan porositas, kemiringan dari garis singgung terbaik merupakan nilai

m (gambar 2). Nilai FF sendiri didapat dari pengukuran nilai tahanan jenis dari air pada pori batuan (R_w), serta nilai tahanan jenis dari batuan dalam kondisi jenuh air (R_o) (persamaan 8). Pengukuran tahanan jenis air dan batuan jenuh air dapat dilakukan dengan pengukuran laboratorium.

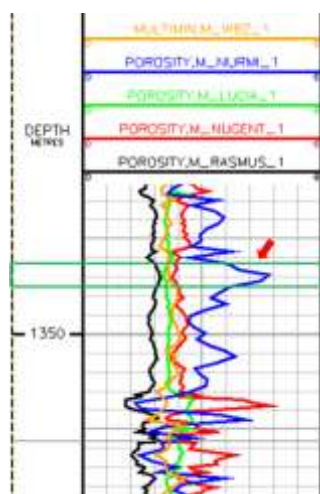
$$FF = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots(8)$$



Gambar 2. Hubungan faktor formasi (FF) terhadap porositas total

METODE

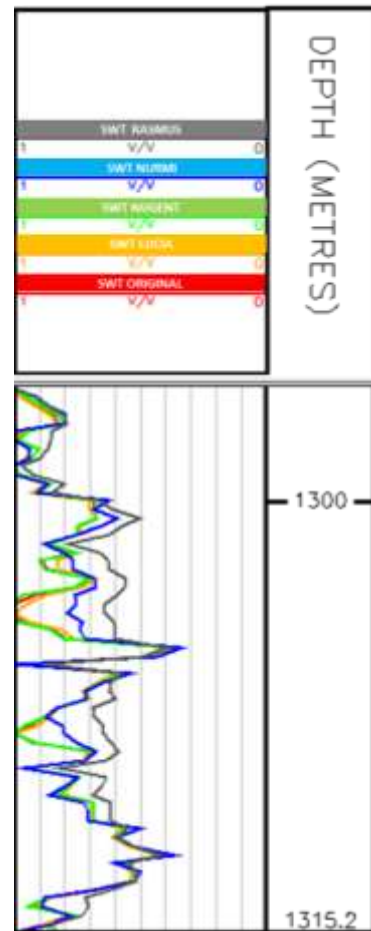
Untuk melihat pengaruh atau perbandingan dari masing-masing metode terhadap nilai dari Sw adalah dengan mengganti nilai eksponen sementasi "m" pada parameter model yang telah dibuat. Untuk mengontrol metoda yang akan digunakan, digunakan kontrol dari saturasi air pada water bearing zone, yang memiliki nilai $Sw = 1$ (100% air), dengan menggunakan perumusan (Archie, 1942), pada zona air maka nilai saturasi air dapat diasumsikan bernilai 1



Gambar 3. Perbandingan eksponen sementasi "m"

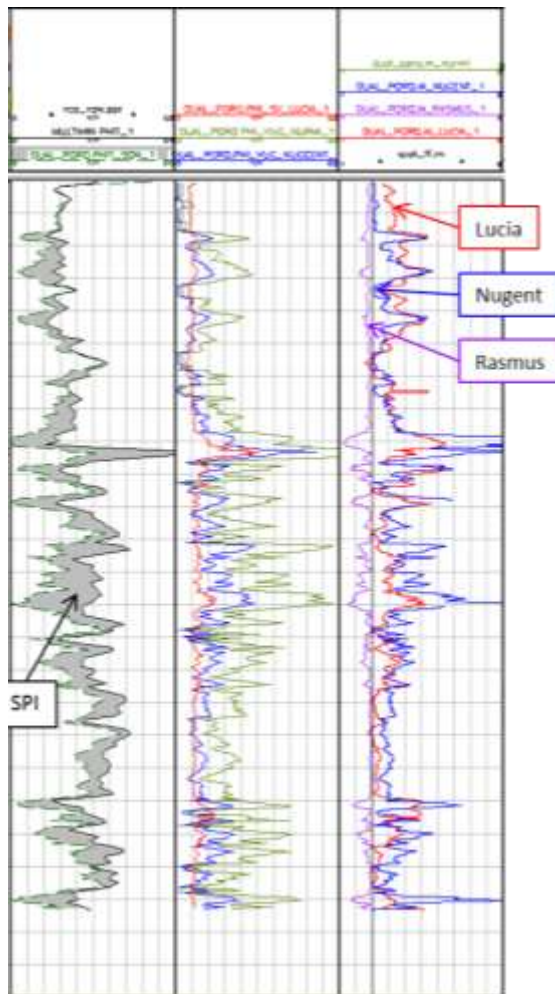
Setelah nilai m masing masing metode didapatkan, maka nilai saturasi air dengan

menggunakan nilai tersebut dapat dicari. (gambar 4)



Gambar 4. Hasil perbandingan saturasi air (Sw) pada zona gas, dengan parameter nilai m yang berbeda.

Dari hasil tersebut terlihat bahwa nilai saturasi air total pada perhitungan Sw dengan eksponen sementasi yang diperoleh dari xplot, metode dari (Lucia, 1983), dan Metode dari (Nugent et al., 1978) memiliki nilai yang hampir sama, dan memiliki nilai Sw yang relative tinggi. Sedangkan nilai Sw dengan eksponen sementasi dari metode rasmus dan Lucia relative lebih rendah. Setelah melalui langkah-langkah seperti yang tersebut diatas, dilakukan perhitungan iterasi ke dua untuk melihat perbandingan porositas yang diperoleh pada masing masing metode (gambar 5). Pada gambar tersebut terlihat hasil dari nilai porositas yang diperoleh dari log sonic dan juga data borehole image terhadap nilai porositas total yang diperoleh dari hasil perhitungan iterasi ke dua. Selain itu juga terlihat klasifikasi jenis porositas dari beberapa metode, juga nilai eksponen sementasi yang diperoleh dari berbagai metode.



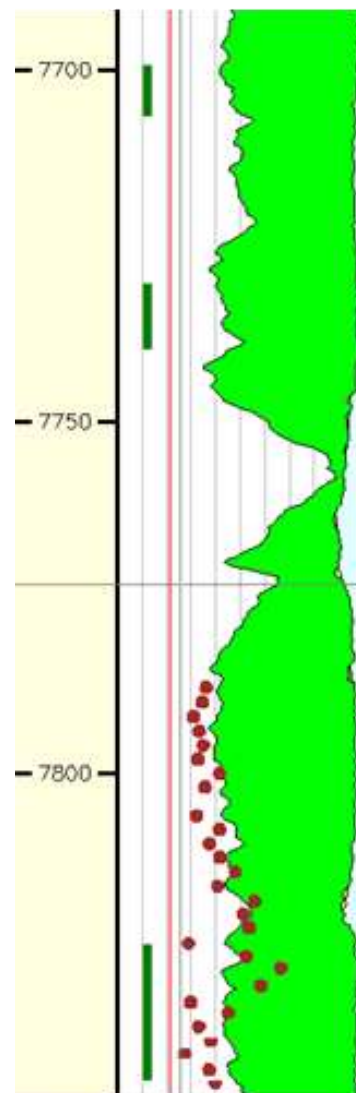
Gambar 5. Hasil perbandingan porositas dengan ke-3 metode

Setelah dilakukan perhitungan iterasi ke dua, Pada porositas yang dianggap vug merupakan touching vug porosity, sehingga kita bisa anggap sebagai Fracture, dan bisa menggunakan model Fracture dari Rasmus.

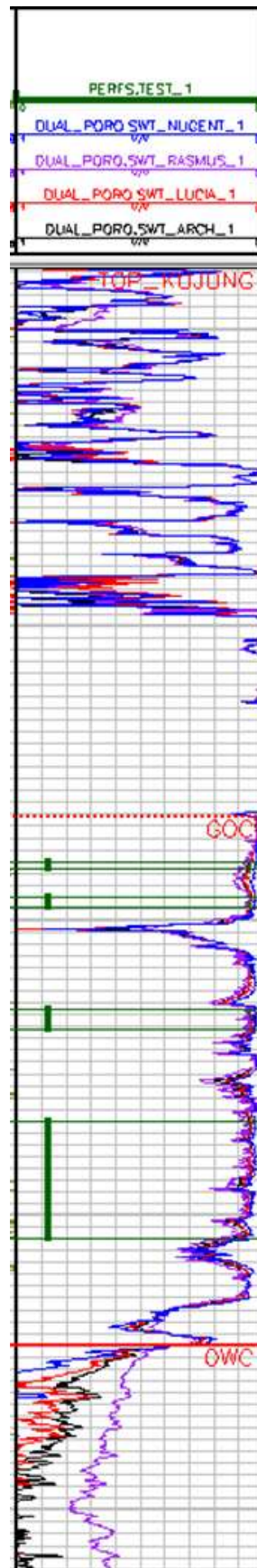
Gambar 5 merupakan hasil dari perhitungan iterasi kedua yang dilakukan pada sumur kunci, pada sumur ini memiliki nilai porositas dari data core yang digunakan sebagai data validasi. Pada gambar 5 terlihat bahwa porositas hasil dari iterasi kedua sesuai dengan nilai porositas yang diperoleh dari data core, begitupun jika dibandingkan dengan data tes. Pada percobaan dengan menggunakan sumur kunci dilakukan analisis pada zona gas, minyak dan air, pada gambar terlihat pada interval yang terletak antara GOC dan WOC, nilai saturasi air dengan parameter eksponen sementasi yang berbeda (Rasmus, Nurmi, Lucia, Nugent) memiliki nilai yang sama atau hampir sama. Tidak ada perbedaan yang signifikan antara ke-4 metode tersebut. Hal ini berbeda dengan interval-interval yang terletak dibawah oil

water contact (OWC), nilai saturasi air dari metode-metode tersebut sangat jelas perbedaannya, saturasi air dengan eksponen sementasi rasmus cenderung memiliki nilai saturasi air yang lebih kecil (Gambar 6).

Jika hasil tersebut dikorelasikan dengan porositas total, maka akan diperoleh hasil seperti pada grafik perbandingan Saturasi air total (Swt) seperti pada Gambar 7. Yang menjadi pembanding adalah nilai saturasi air yang diperoleh dengan metode Archie. Kemudian dari hasil Swt metode Archie tersebut dikurangi terhadap nilai saturasi air total (Swt) yang diperoleh dari metode (Lucia, 1983) (hijau), (Nugent et al., 1978) (ungu), dan (Rasmus, 1983) (biru)



Gambar 6. Hasil perbandingan porositas dari log dan dari core

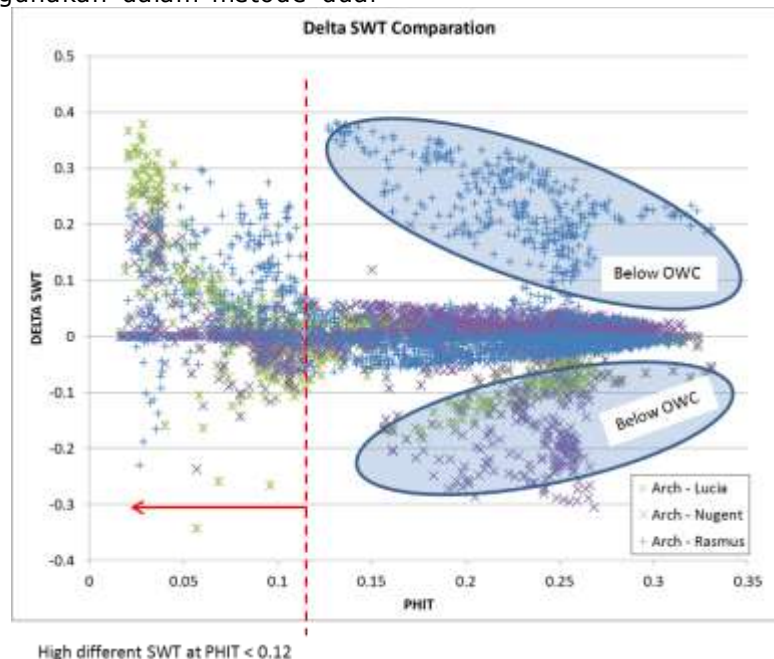


Gambar 7. Hasil perhitungan saturasi air iterasi kedua

PEMBAHASAN DAN KESIMPULAN

Dari gambar 7 dapat dijelaskan bahwa nilai saturasi Air total dengan menggunakan metode yang berbeda pada interval diatas oil water contact (OWC) memiliki trend besaran nilai yang sama. Namun untuk yang terletak dibawah interval OWC cenderung memiliki nilai Swt yang berbeda. Untuk Swt dengan nilai eksponen sementasi dengan metode Rasmus (biru) relative lebih besar jika dibandingkan dengan nilai Swt yang diperoleh dengan menggunakan eksponen sementasi dari Nugent dan Lucia. Dari grafik tersebut juga terlihat batasan dari porositas yang bisa digunakan dalam metode dual

porosity carbonate adalah yang berada pada porositas total (PHIT) lebih dari 0.12. Pada daerah dengan nilai porositas kecil, perhitungan saturasi perlu mendapatkan perhatian yang lebih karena simpangan nilai saturasi akan semakin besar. terlihat perbedaan hingga maksimum 0.35 pada porositas yang sangat kecil. perbedaan ini sangat signifikan pada perhitungan cadangan suatu lapangan.



Gambar 8. Xplot PIHT vs SWT

DAFTAR PUSTAKA

- Aguilera, R., 1976. Analysis of Naturally Fractured Reservoirs From Conventional Well Logs (includes associated papers 6420 and 6421). <https://doi.org/10.2118/5342-PA>
- Aguilera, R.F., Aguilera, R., 2004. A Triple Porosity Model for Petrophysical Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. *Petrophysics* 45, 157–166.
- Al-ghamdi, A., Aguilera, R., Clarkson, C., 2012. Electrical Property Estimation for Complex Carbonate Reservoirs Using Wireline Logs, in: *SPWLA 53rd Annual Logging Symposium*.
- Al-Ghamdi, A., Aguilera, R., Clarkson, C.R., 2011. Cementation Exponent Estimation for Complex Carbonate Reservoirs Using a Triple Porosity Model. *SPE/DGS Saudi Arab. Sect. Tech. Symp. Exhib.* 1–12. <https://doi.org/10.2118/149104-MS>
- Archie, G.E., 1942. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Trans. AIME* 146, 54–62. <https://doi.org/10.2118/942054-G>
- Diederix, K.M., 1982. Anomalous Relationships Between Resistivity Index And Water Saturations In The Rotliegend Sandstone (The Netherlands). *SPWLA 23rd Annu. Logging Symp.*
- Dunham, R.J., 1962. Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture. *Am. Assoc. Petroleum Geol.*
- Embry, A.F., Klován, E.J., 1971. A Late Devonian Reef Tract on Northeastern Bank Island, N. W. T. *Bull. Can. Pet. Geol.* 19, 730–781.

- Focke, J., Munn, D., 1987. Cementation exponents in Middle Eastern carbonate reservoirs. SPE Form. Eval. 2, 155–167. <https://doi.org/10.2118/13735-PA>
- Ham, W.E., 1962. Classification of Carbonate Rocks—A Symposium, in: American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/https://doi.org/10.1306/M1357>
- Lønøy, A., 2006. Making sense of carbonate pore systems. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 90, 1381–1405. <https://doi.org/10.1306/03130605104>
- Lucia, F.J., 1983. Petrophysical Parameters Estimated From Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space. J. Pet. Technol. 35, 629–637. <https://doi.org/10.2118/10073-PA>
- Natasia, N., Alfadli, M.K., Arfiansyah, K., Hardiyono, A., Barkah, M.N., Haryanto, I., 2017. JOURNAL OF GEOLOGICAL SCIENCES AND APPLIED GEOLOGY VOL.2, NO.2 July 2017 2, 59–68.
- Nugent, W.H., Coates, G.R., Peebler, R.P., 1978. A New Approach To Carbonate Analysis. SPWLA 19th Annu. Logging Symp.
- Raglarid, D.A., 2002. Trends in Cementation Exponents (m) for Carbonate Pore Systems. Petrophysics 43, 434–446.
- Ramamoorthy, R., Boyd, A., Neville, T.J., Seleznev, N., Sun, H., Flaum, C., Ma, J., 2010. A New Work flow for Petrophysical and Textural Evaluation of Carbonate Reservoirs. Petrophysics 51, 17–31.
- Rasmus, J.C., 1983. A variable Cementation Exponent, m, for Fractured Carbonates. Log Anal. 24, 44.
- Watfa, M., Nurmi, R., 1987. Calculation Of Saturation, Secondary Porosity And Producibility In Complex Middle East Carbonate Reservoirs. SPWLA 28th Annu. Logging Symp.