



PENGARUH TEKSTUR BATUAN KARBONAT TERHADAP NILAI KANDUNGAN SERPIH DAN POROSITAS BATUAN KARBONAT PADA FORMASI KAIS, CEKUNGAN BINTUNI, KEPALA BURUNG PAPUA BARAT

Aulia Martias^{1*}, Yusi Firmansyah¹, Ildrem Syafri¹, Hanif Mersil², Joko Wahyudiono²

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung

²Pusat Survei Geologi, Bandung

*Korespondensi: martias.aulia@gmail.com

ABSTRAK

Formasi Kais yang menjadi daerah penelitian didominasi oleh batuan karbonat sebagai penyusun utama. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui pengaruh antara tekstur batuan karbonat terhadap sifat fisik batuan berupa kandungan serpih dan porositas tersebut, sehingga dari masing-masing fasies dapat terlihat bagaimana pola sifat fisiknya. Data yang digunakan meliputi data batuan inti, dan Well Log. Metode yang digunakan dalam penelitian ini diantaranya adalah analisis litofasies, elektrofases, dan perhitungan parameter petrofisika. Fasies yang ada pada interval penelitian dibagi menjadi fasies Packstone, Boundstone, Wackestone dan Packstone-Grainstone. Pembagian fasies tersebut dilakukan berdasarkan tekstur pengendapannya. Lingkungan pengendapan pada daerah penelitian dibagi menjadi tiga lingkungan pengendapan, yakni Inner Barrier, Barrier Bar, Subtidal. Sifat fisik batuan berupa kandungan serpih dan porositas akan bervariasi, sesuai tekstur deposisi yang ada pada batuan karbonat. Fasies yang memiliki tekstur deposisi lebih banyak mengandung lumpur akan memiliki nilai kandungan serpih lebih besar dan porositas lebih kecil. Fasies yang memiliki nilai kandungan serpih dan porositas baik yaitu Packstone-Grainstone. Nilai kandungan serpih pada fasies Packstone-Grainstone sebesar 18.95% pada sumur Wiriagar-3 dan 40.75% pada sumur Wiriagar Deep-1. Nilai porositas pada fasies Packstone-Grainstone sebesar 11.33% pada sumur Wiriagar-3 dan 9.78 pada sumur Wiriagar Deep-1.

Kata Kunci : Batuan Karbonat, Fasies, Petrofisika, Porositas

ABSTRACT

Field AM is located on Kais Formation in Bintuni Basin. Kais Formation which is the object of research is dominated by carbonate rock as the main part. This research was conducted to give an understanding about the effect of facies distribution and petrophysic which includes Volume of Shale and Porosity, so the pattern of petrophysic values can be seen in each of the facies. Data used in this research consist of Core, and Well log. The methods used in this research are analysis of Lithofacies, Electrofacies, and Petrophysical Calculation. The Facies formed in the research interval divided into Packstone, Boundstone, Wackestone and Packstone-Grainstone. The classification of the facies used is based on the depositional texture. The depositional environment in the research interval is divided into 3 depositional environment, which is Inner Barrier, Barrier Bar, Subtidal. The petrophysical parameters in the form of Volume of Shale and Porosity can be vary, corresponding with the depositional texture of the Carbonate Rocks. The facies have texture depositional rich of mud content will be have a larger of volume shale and smaller porosity. The facies that have a good volume shale and porosity is Packstone-Grainstone. The volume shale in facies Packstone-Grainstone was 18.95% in the well Wiriagar-3 and 40.75% in the well Wiriagar Deep-1. The porosity value of the Packstone-Grainstone facies is 11.33% in the Wiriagar-3 well and 9.78 in the Wiriagar Deep-1 well.

Keywords : Carbonate Rock, Facies, Petrophysics, Porosity

1. PENDAHULUAN

Formasi Kais merupakan batuan yang terbentuk pada kala Miosen Tengah di Cekungan Bintuni dan terendapkan secara selaras di atas Formasi Sirga. Formasi Kais yang tersingkap di daerah penelitian ini merupakan formasi batuan yang disusun oleh dominansi batuan karbonat. Penelitian ini akan membahas kandungan serpih dan nilai porositas pada Formasi Kais.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Formasi Kais

Formasi Kais berumur Oligosen hingga Miosen Tengah. Formasi Kais terutama terdiri dari batugamping formaminifera perselingan batulanau, batuserpih karbonat, dan batubara. Formasi Kais diendapkan pada lingkungan shelf carbonate. Di bagian Kepala Burung, Formasi Kais menunjukkan kompleks reef yang berupa fasies reef platform dan patch. Formasi Kais sebagian menjari dan selaras dibawah Klasafet (Syafroon, dkk, 2008).

2.2 Total Kandungan Serpih

Perbandingan Total Volume Serpih pada Batuan dibandingkan dengan Total Volume Batuan.

$$V_{\text{shale}} = (GR_{\text{reading}} - GR_{\text{min}}) / (GR_{\text{max}} - GR_{\text{min}})$$

Dalam hal ini :

GR_{reading} = GR yang terbaca di gamma log

GR_{max} = harga log GR maksimum

GR_{min} = harga log GR minimum

2.3 Porositas

Total pori-pori pada batuan dibandingkan dengan total volume batuan x 100%.

$$\Phi_d = (\rho_{\text{matriks}} - \rho_{\text{bulk}}) / (\rho_{\text{matriks}} - \rho_f)$$

Dalam hal ini :

Φ_d = porositas dari log densitas

ρ_{matriks} = densitas batuan reservoir (2.65 untuk batupasir, 2.71 untuk batugamping, 2.87 untuk dolomit)

ρ_f = densitas cairan lumpur (1 untuk lumpur tawar, 1.1 untuk lumpur garam)

Nilai Φ_d yang telah di dapatkan, kemudian di masukan ke dalam persamaan di bawah ini.

$$\Phi_{\text{gabungan}} = \sqrt{\frac{\Phi_d^2 + \Phi_n^2}{2}}$$

Dalam hal ini :

Φ_{gabungan} = porositas gabungan antara densitas log dan neutron log

Φ_d = porositas densitas

Φ_n = porositas neutron

3. METODE

Litofasies ditentukan berdasarkan dengan data core dan menggunakan klasifikasi tekstur batuan karbonat (Dunham, 1962). Analisis elektrofases dilakukan untuk mengkorelasi sumur yang tidak memiliki data core berdasarkan pola *gamma ray* (Kendall, 2003). Menurut klasifikasi (Reeckman & Friedman, 1982) lingkungan pengendapan dapat ditentukan oleh 3 aspek yaitu : bedding, tekstur, dan dominasi partikel. Menghitung kandungan serpih dan porositas suatu fasies yang telah dikorelasi. Kemudian mengetahui pengaruh dari tekstur batuan karbonat terhadap nilai kandungan serpih dan porositas.

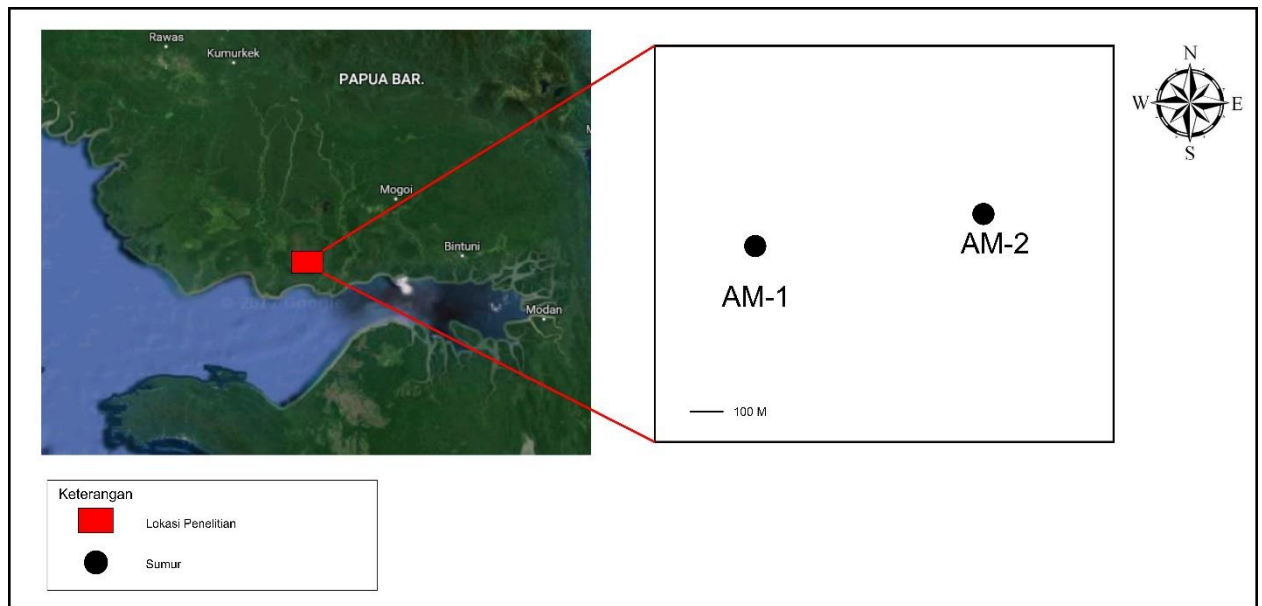
4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Lokasi yang menjadi objek penelitian, yaitu berada di Daerah Kepala Burung, Cekungan Bintuni, Dengan jarak antar sumur 600 M. Dibawah ini akan dijelaskan mengenai fasies dari masing-masing titik bor sebagai berikut.

4.1 Litofasies dan Lingkungan Pengendapan Sumur Wiriagar-3

a. Fasies Packstone

Fasies yang pertama adalah fasies Packstone. Fasies ini berada pada kedalaman 1652-1672 feet. Karakteristiknya yaitu grainsupported, terdiri atas dominasi red algae. Fasies ini dikelompokkan pada lingkungan pengendapan Back Reef.



Gambar 4.1 Lokasi Daerah Penelitian

b. Fasies Boundstone

Fasies yang kedua adalah fasies boundstone. Fasies ini berada pada kedalaman 1646-1652. Karakteristiknya yaitu terdiri atas dominasi coral. Fasies ini dikelompokkan pada lingkungan pengendapan Barrier Bar.

c. Fasies Wackestone

Fasies yang ketiga adalah fasies Weckestone. Fasies ini berada pada kedalaman 1638-1645 feet. Karakteristiknya yaitu mudsupported, terdiri atas dominasi foraminifera besar. Fasies ini dikelompokkan pada lingkungan pengendapan Subtidal.

d. Fasies Packstone-Grainstone

Fasies yang keempat adalah fasies Packstone-Grainstone. Fasies ini berada pada kedalaman 1536-1638 feet. Karakteristiknya yaitu grainsupported, terdiri atas dominasi red algae. Fasies ini dikelompokkan pada lingkungan pengendapan Barrier Bar.

4.2 Elektrofases Sumur Wiriagar Deep-1

Dikarenakan sumur Wiriagar Deep-1 tidak memiliki data core untuk analisis litofases maka dilakukan korelasi analisis

elektrofases berdasarkan pola log gammaray. Pada fasies packstone memiliki pola gammaray cylindrical, fasies boundstone memiliki pola gammaray bell, fasies wackestone memiliki pola funnel, dan fasies packstone-grainstone memiliki pola gammaray cylindrical.

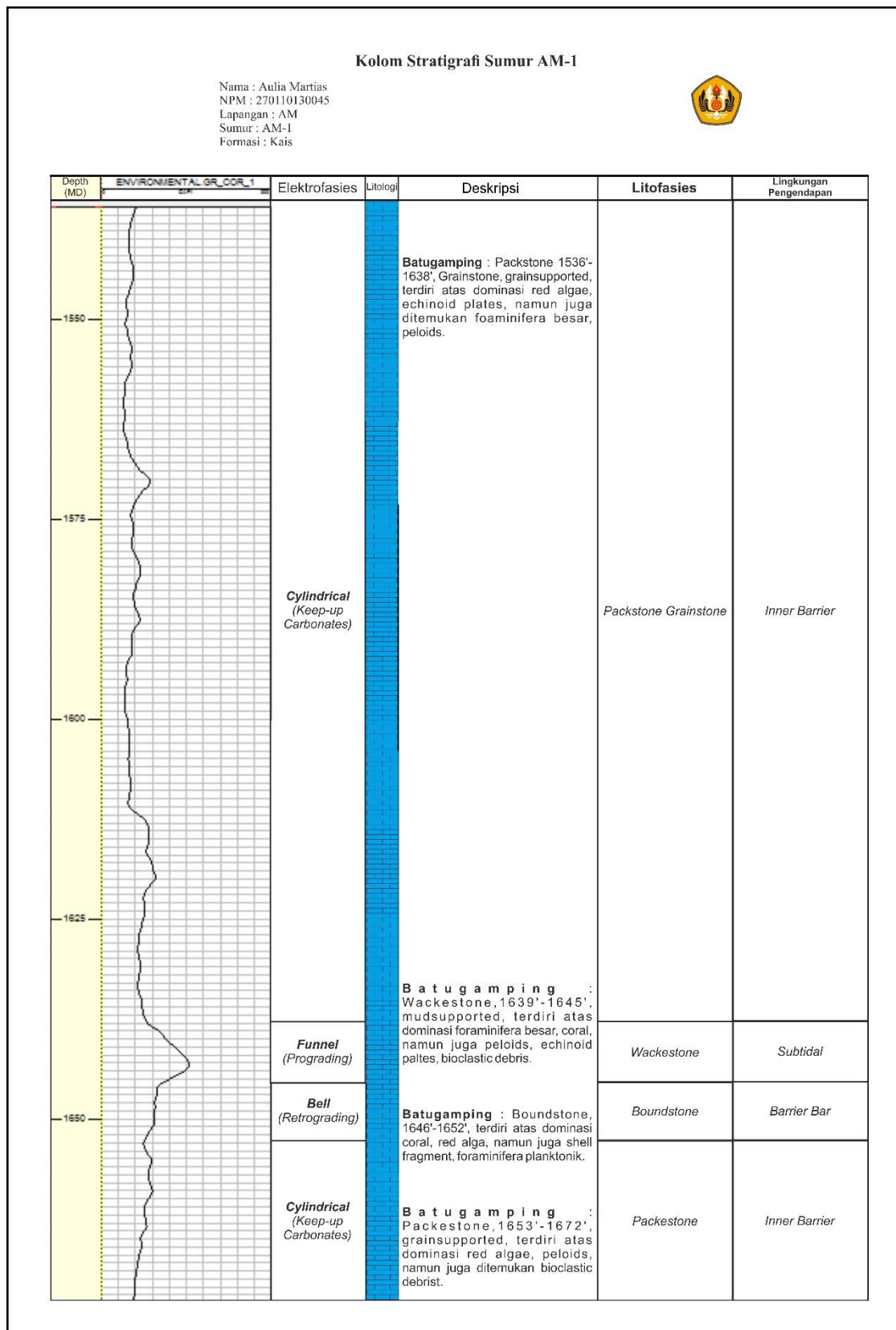
4.3 Menghitung Nilai Kandungan Serpih dan Porositas

Pertama dilakukan Prekalkulasi dan Koreksi Lingkungan untuk mengurangi kesalahan akibat faktor lingkungan saat proses pengeboran. Kemudian dilakukan perhitungan kanduungan serpih dengan memasukkan data log Gamma Ray, yang selanjutnya digunakan untuk perhitungan porositas.

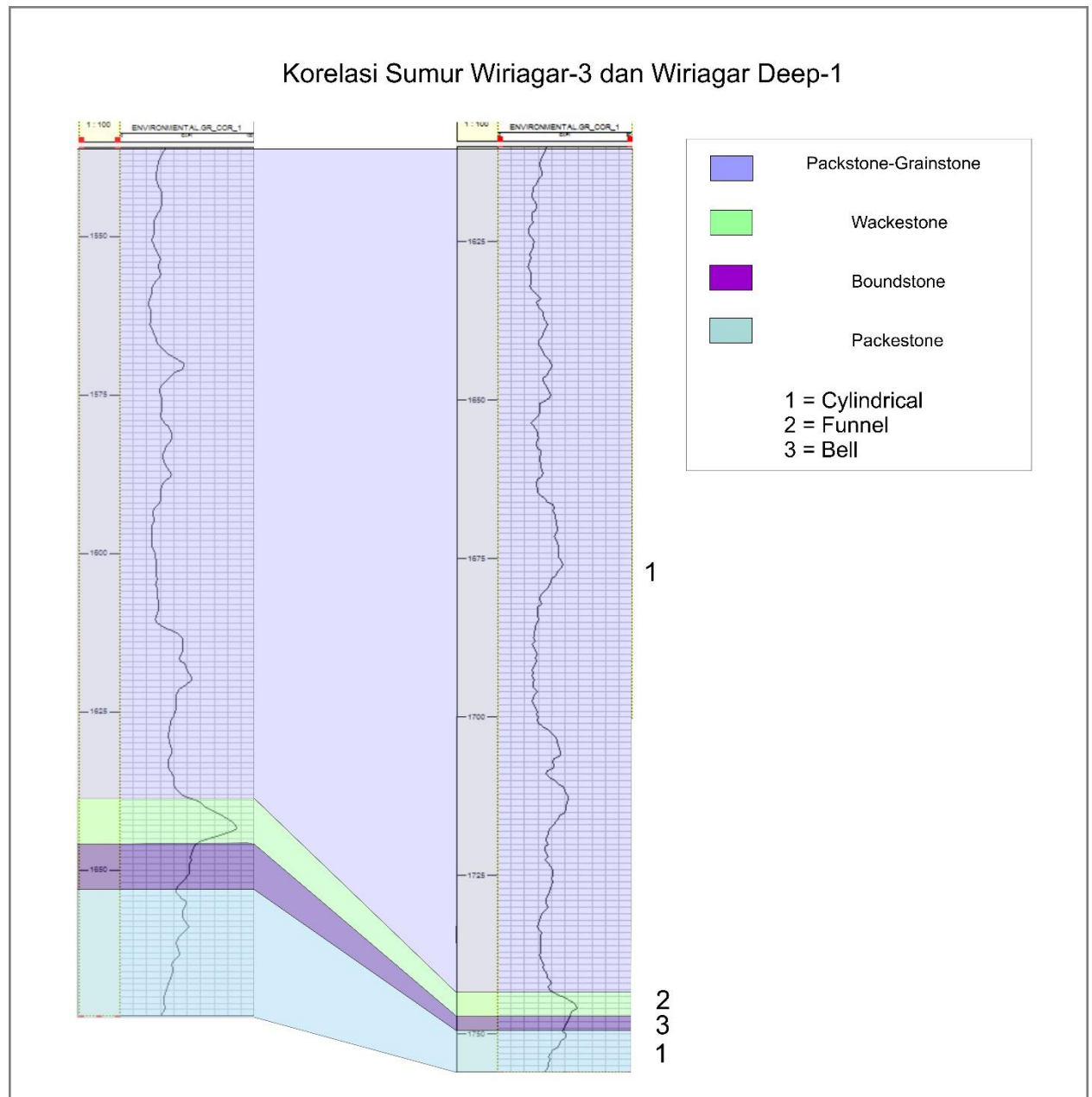
Nilai kandungan serpih dihitung menggunakan metode linear.

Tabel 4.1 Kandungan Serpih Sumur Wiriagar-3

Sumur Wiriagar-3	
Fasies	Vsh
Packstone	41.28%
Boundstone	67.04%
Wackestone	91%
Packstone-Grainstone	18.95%



Gambar 4.2 Kolom Stratigrafi Sumur Wiriagar-3 Interval Formasi Kais



Gambar 4.3 Korelasi Sumur Wiriagar-3 dan Wiriagar Deep-1

Tabel 4.2 Kandungan Serpih Sumur Wiriagar Deep-1

Sumur Wiriagar Deep-1	
Fasies	Vsh
Packstone	61.58%
Boundstone	95.89%
Wackestone	98.16%
Packstone-Grainstone	40.75%

Perhitungan porositas dalam penelitian ini membandingkan dua metode yaitu metode Density dan Density-Neutron. Untuk mengetahui besar porositas efektif dari suatu batuan dengan menggunakan kedua metode ini, dibutuhkan besaran nilai densitas dari *shale*, *dry shale*, matriks dan fluida.

Diketahui matriks yang dominan berupa calcite dan *dry shale* berupa illite. Sedangkan nilai densitas *shale* sebesar 2.53925 didapat dari *crossplot* RHO, NPHI, dan VSH.

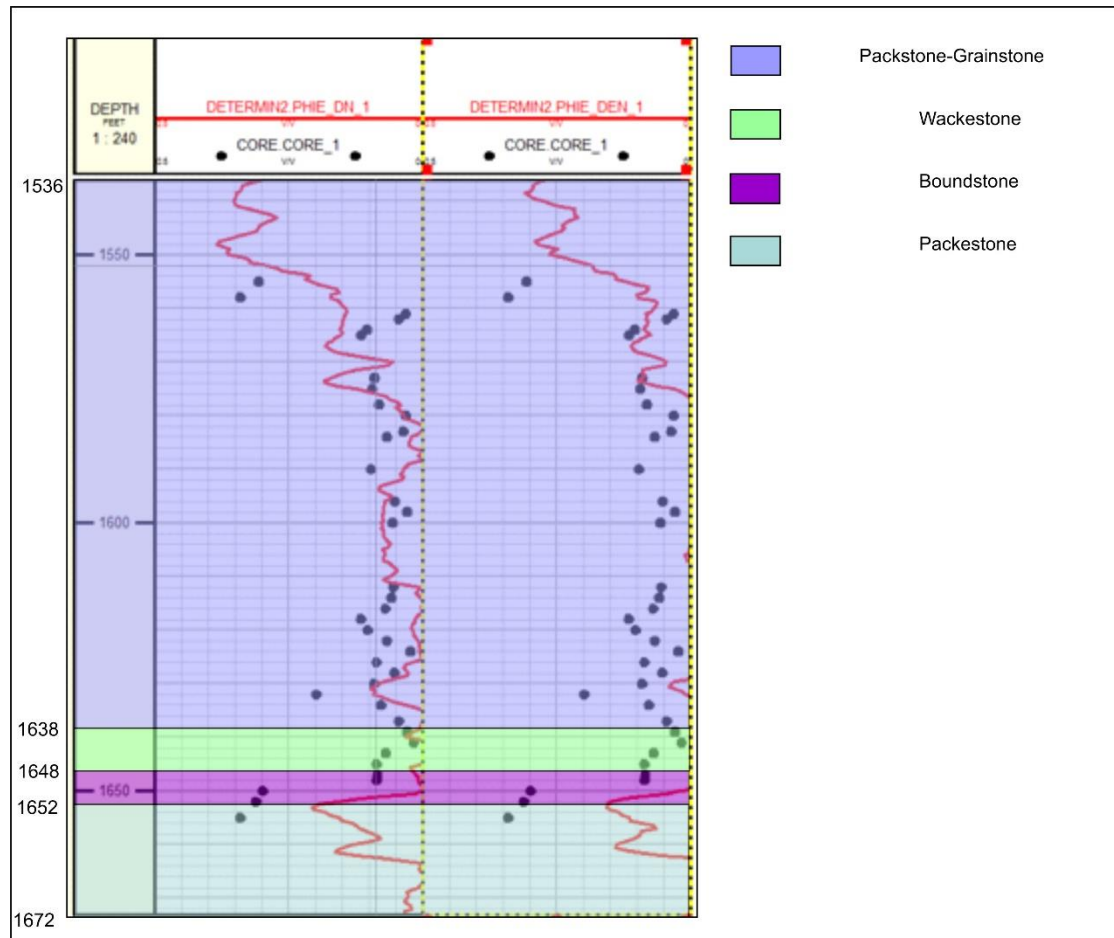
a. Metode Density

Perhitungan porositas dengan Metode Density hanya menggunakan log RHOB dan *Volume Shale*.

b. Metode Density-Neutron

Perhitungan porositas dengan Metode Density-Neutron menggunakan kombinasi log NPHI dan log RHOB. Log NPHI mengukur jumlah ion H^+ yang tertangkap oleh formasi sedangkan log RHOB mengukur *bulk density* dari formasi.

Yang mendekati dengan porositas core yaitu metode densitas neutron.



Gambar 4.4 Kiri Porositas Densitas Neutron dan Kanan Porositas Densitas

Tabel 4.3 Porositas Sumur Wiriagar-3

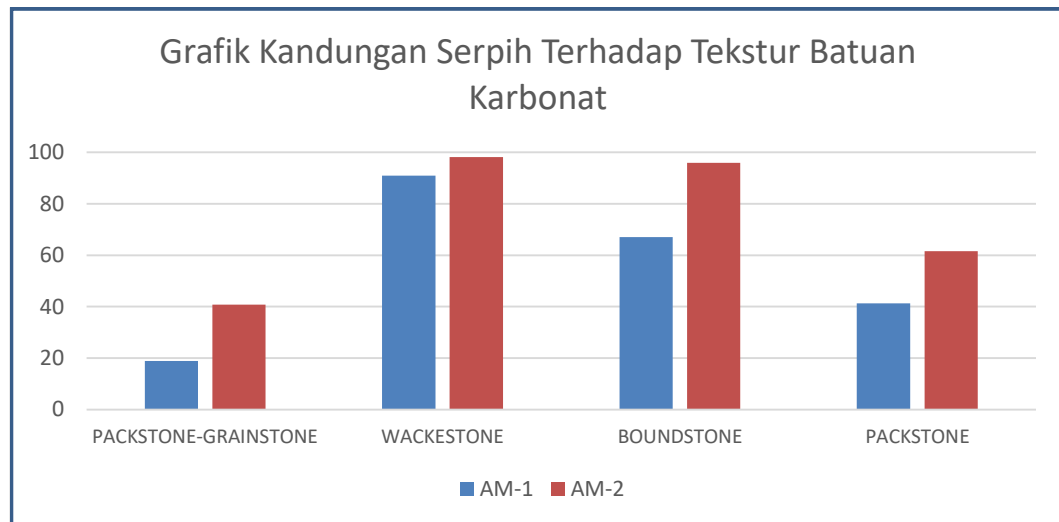
Sumur Wiriagar-3	
Fasies	Porositas
Packstone	7.81%
Boundstone	3.28%
Wackstone	0.55%
Packstone-Grainstone	11.33%

Tabel 4.4 Porositas Sumur Wiriagar Deep-

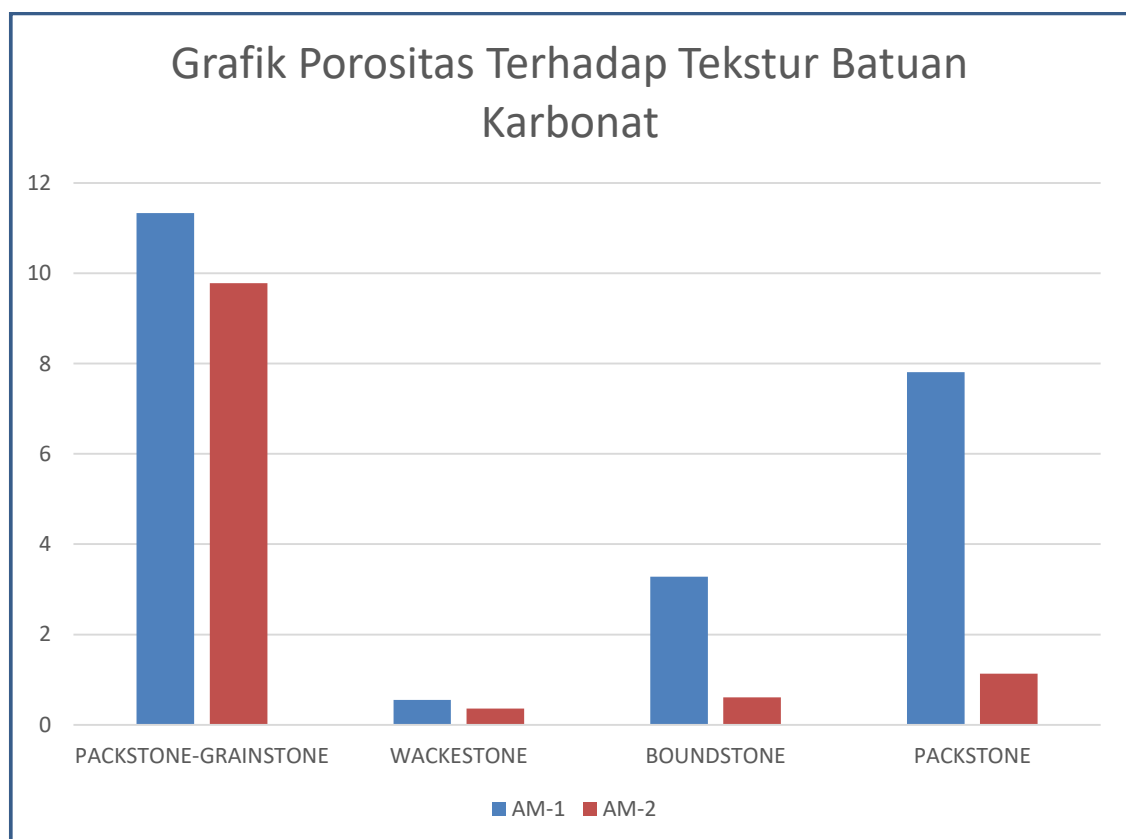
Sumur Wiriagar Deep-1	
Fasies	Porositas
Packstone	1.13%
Boundstone	0.61%
Wackstone	0.36%
Packstone-Grainstone	9.78%

4.4 Pengaruh Tekstur Batuan Karbonat Terhadap Nilai Kandungan Serpih dan Porositas

Semakin suatu fasies memiliki tekstur pengendapan kaya akan lumpur karbonat, maka akan semakin besar nilai kandungan serpih, akibatnya semakin akan semakin kecil porositas pada batuan tersebut.



Gambar 4.5 Grafik Kandungan Serpih Terhadap Tekstur Batuan Karbonat



Gambar 4.6 Grafik Porositas Terhadap Tekstur Batuan Karbonat

5. KESIMPULAN

Litofasies pada daerah penelitian meliputi fasies *Packstone*, *Boundstone*, *Wackestone*, dan *Packstone-Grainstone*. Elektrofasies yang ada pada daerah penelitian terbagi atas 3 yaitu *Cylindrical*, *Bell*, *Funnel*.

Pada fasies *Packstone*, memiliki rata-rata kandungan serpih sebesar 41.28% dan 61.58%, rata-rata porositas sebesar 7.81% dan 1.13%, fasies *Boundstone*, memiliki rata-rata nilai kandungan serpih sebesar 67.04% dan 95.89%, nilai rata-rata porositas sebesar 3.28% dan 0.61%, fasies *Wackestone*, memiliki rata-rata kandungan serpih sebesar 91% dan 98.16%, rata-rata nilai porositas sebesar 0.55% dan 0.36%, dan fasies *Packstone-Grainstone* memiliki rata-rata nilai kandungan serpih sebesar 18.95% dan 40.75%, nilai rata-rata porositas sebesar 11.33% dan 9.78%.

Fasies yang memiliki tekstur deposisi lebih banyak mengandung lumpur karbonat

akan memiliki nilai kandungan serpih lebih besar dan nilai porositas lebih kecil.

DAFTAR PUSTAKA

- Dunham, Robert J. 1962. Classification of Carbonate Rocks According to Kendall. 2003. Carbonate and Relatives Change in Sea Level. Mar. Geol. 44
- Reeckmann, A. & Friedman, G.M., 1982. Exploration for Carbonate Petroleum Reservoirs. John Wiley, New York, 213pp.
- Syafron, Edward., et al. Hydrocarbon Prospectivity of The Pre-Tertiary Interval in The Offshore Berau Area, Bird's Head, Papua. Jakarta: Indonesian Petroleum Association 2008.