



PENGARUH JENIS POROSITAS VUGY PADA *RESERVOIR* KARBONAT FORMASI KIJUNG

Eko Sudarsono^{1*}, Abdurrokhim¹, Yusi Firmansyah¹

¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Jatinangor

*Email Korespondensi: ekosudarsono253@gmail.com

ABSTRAK

Formasi Kujung, *reservoir* batugamping di daerah kajian, berkembang pada daerah tinggian yang terisolasi (*isolated platform*). Hasil dari pengamatan petrografi dari 4 (empat) sumur pemboran dan 5 data *mudlog* menunjukkan bawah *reservoir* batugamping Formasi Kujung ini terdiri dari 5 (lima) asosiasi fasies dan lingkungan pengendapannya sebagai berikut: (1) Planktonik Foram Packstone, yang terendapkan pada lingkungan lower slope (basin), (2) *Corraline - Foraminifera Wackestone to Packstone*, yang terbentuk pada lingkungan platform interior (*deeper part*), (3) *Corraline Packstone to Grainstone*, yang terbentuk pada lingkungan platform interior (shoals), (4) Skeletal - Planktonik Foraminifera Wackestone to Packstone, yang terbentuk pada kondisi drowning, dan (5) *Grainstone to Rudstone*, yang terbentuk pada lingkungan lower slope. Analisis petrofisika pada sembilan sumur memperlihatkan bahwa fasies *Corraline Packstone to Grainstone* memiliki porositas yang paling baik, dimana vuggy porosity lebih banyak berkembang pada fasies ini.

Kata Kunci : Fasies, porositas, Formasi Kujung, petrofisika.

ABSTRACT

Carbonate reservoir Kujung Formation have observed to have been developed in isolated platform. Petrography analysis taken from four well and five mudlog data represents that the carbonate facies of Kujung Formation in the study area can be grouped into 5 (five) facies association as follow: (1) Planktonic Foram Packstone, deposited in a lower slope (basin) environment, (2) Corraline - Foraminifera Wackestone to Packstone, at interior platform environment (deeper part), (3) Corraline Packstone to Grainstone in interior platform environment (shoals), (4) Skeletal - Planktonic Foraminifera Wackestone to Packstone in drowning environment, and (5) Grainstone to Rudstone in the lower slope environment. Corraline Packstone to Grainstone facies is the best reservoir properties on basis of porosity development, since the vuggy porosity development more intensive in this facies.

Keywords : Facies, porosity, Kujung Formation, petrophysics.

PENDAHULUAN

Karakterisasi *reservoir* penting sebagai upaya penentuan kualitas *reservoir* dari sistem batuan, fluida, geometri dan penyebarannya, sifat fisika dan kimia, interaksi dan interelasinya dalam model geologi *reservoir* setempat yang mencakup perkiraan kualitas *reservoir* yang berada di zona tersebut, karena dapat memberikan panduan bagi tahap pengembangan lapangan selanjutnya. Dengan dilakukannya karakterisasi *reservoir* ini diharapkan dapat memberikan hasil dan gambaran untuk membantu melihat pengembangan lapangan lebih lanjut sehingga dapat mempertahankan atau bahkan meningkatkan angka produksi setiap tahunnya.

Daerah penelitian merupakan salah satu daerah tempat terbentuknya batuan karbonat. Oleh karena itu studi difokuskan terhadap analisis dan pengkajian terhadap batuan karbonat pada daerah penelitian untuk melihat karakteristik *reservoir*, distribusi fasies dan lingkungan pengendapan batuan karbonat.

TINJAUAN PUSTAKA

Formasi Kujung

Satuan ini di dominasi oleh batugamping yang tebal dan masif diatas Satuan Kujung II. Batuan karbonat berkembang secara baik pada daerah tinggian di zona paparan laut dangkal, yang makin ke atas terlihat adanya perubahan fasies ke lingkungan laut dalam. Hal ini dicirikan dengan adanya fasies karbonat laut dalam berenergi rendah dan juga fasies serpih yang mengandung batugamping. Pada Formasi Kujung ini, terdapat anggota Prupuh yang terdiri dari batuan karbonat, dan napal yang kaya akan foraminifera besar dan juga foraminiferan planktonik. Pertumbuhan karbonat pada Kala Miosen Awal mulai menurun dengan adanya proses *subsidence* yang cukup tinggi dan menyebabkan tenggelamnya karbonat atau disebut dengan fase *drowning* (Satyana, 2001). Objek penelitian pada sumur ES-1, ES-2, ES-3, ES-4, ES-6, ES-7, ES-8, ESO-1, dan ESO-3.

Porositas

Jenis porositas batuan karbonat dibagi menjadi tiga sistem (Choquette dan Pray, 1970), yaitu :

1. *Fabric Selective*
 - Interpartikel
 - Intrapartikel
 - Interkristal
 - *Mouldic*
 - *Fenestral*
 - *Shelter*

- *Growth Framework*
2. *Not Fabric Selective*
 - *Fracture*
 - *Channel*
 - *Vugy*
 - *Cavern*
 3. *Fabric Selective or Not*
 - *Breccia*
 - *Boring*
 - *Burrow*
 - *Shrinkage*

Besar porositas diklasifikasikan menurut klasifikasi Kosoemadinata (1980) (Tabel 1.1).

Tabel 1.1 Klasifikasi Porositas (Kosoemadinata,1980)

Klasifikasi Kosoemadinata (1980)	
0-5%	Dapat diabaikan
5-10%	Buruk
10-15%	Cukup
15-20%	Baik
20-25%	Sangat baik
>25%	Istimewa

Petrofisika

Petrofisika adalah studi mengenai sifat fisik dari sebuah batuan. Dari data log yang ada diinterpretasi baik secara kualitatif maupun kuantitatif, kemudian petrophysicist akan mengkalkulasi elemen petrofisika salah satunya adalah porositas. Porositas dapat dihitung dengan beberapa jenis log seperti density dan density-neutron yang di validasi menggunakan data RCAL (*routine core analysis*) maupun SCAL (*special core analysis*).

- a. Log Density

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Keterangan :

ϕD = porositas densitas terkoreksi

ρ_{ma} = densitas matriks (ge/cc)

ρ_b = densitas bulk yang terbaca pada log (gr/cc)

ρ_f = densitas fluida (gr/cc)

- b. Log Density – Neutron

$$\phi_{NDgas} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}}$$

Keterangan :

ϕ_{ND} = Porositas neutron-density

ϕ_N = Porositas neutron

ϕ_D = Porositas density

METODE PENELITIAN

Penentuan Litofasies dan Lingkungan Pengendapan

Litofasies ditentukan menggunakan klasifikasi Dunham (1962) dan Embry & Klovan (1970). Kedua klasifikasi ini mengklasifikasikan batugamping berdasarkan komposisi butiran dan matriks.

Analisis Petrofisika

Melakukan perhitungan porositas dengan metode Density dan Density-Neutron dengan dibandingkan menggunakan nilai porositas batuan inti dari data RCAL sumur ES-1, ES-2, dan ES-4.

Analisis Hubungan Jenis Porositas Dengan Nilai Porositas

Nilai porositas yang dihitung kemudian dianalisis mengenai hubungannya dengan jenis porositas yang terlihat dari data *thin section*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Fasies dan Lingkungan Pengendapan

Berdasarkan hasil dari analisis batuan inti dan *mudlog* yang ada, secara besar litofasies yang terdapat pada lapangan penelitian terdiri atas 20 litofasies berdasarkan klasifikasi Dunham (1962) dan Embry-Klovan (1971) dapat dikelompokkan menjadi 5 asosiasi fasies berbeda yang diendapkan pada 5 lingkungan pengendapan berdasarkan klasifikasi James dan Borque (1992) dan Sekti (2011) diantaranya yaitu : (Tabel 4.1)

Tabel 4.1 Fasies dan Lingkungan Pengendapan

litofasies	Asosiasi Fasies	Lingkungan Pengendapan	Simbol
Grainstone to Bafflestone	Grainstone to Rudstone	Lower Slope	E
Grainstone to Rudstone			
Grainstone to Packstone			
Coraline - Planktonic Foraminifera Floatstone	Skeletal - Planktonic Foraminifera Wackestone to Packstone	Drowning	A
Packstone to Grainstone			
Planktonic Foraminifera - Coralline Mudstone to Wackestone			
Coraline Wackestone to Packstone			
Skeletal - Packstone to Grainstone			
Skeletal Wackestone to Packstone	Coralline Packstone to Grainstone	Platform Interior (Shoals)	B
Coralline - Foraminifera Packstone			
Coralline - Skeletal Packstone to Grainstone			
Coralline - Packstone to Grainstone			
Coralline-Packstone	Coralline - Foraminifera Wackestone to Packstone	Platform Interior (Deeper Part)	C
Coraline Wackestone to Packstone			
Coral-Red Algae Wackestone to Packstone			
Grainstone to Foatstone			
Foraminifera- Coralline Mudstone to Packstone	Burrowed Planktonic Foram Packstone	Lower Slope (Basin)	E
Mudstone to Grainstone			
Planktonic Foram Packstone			

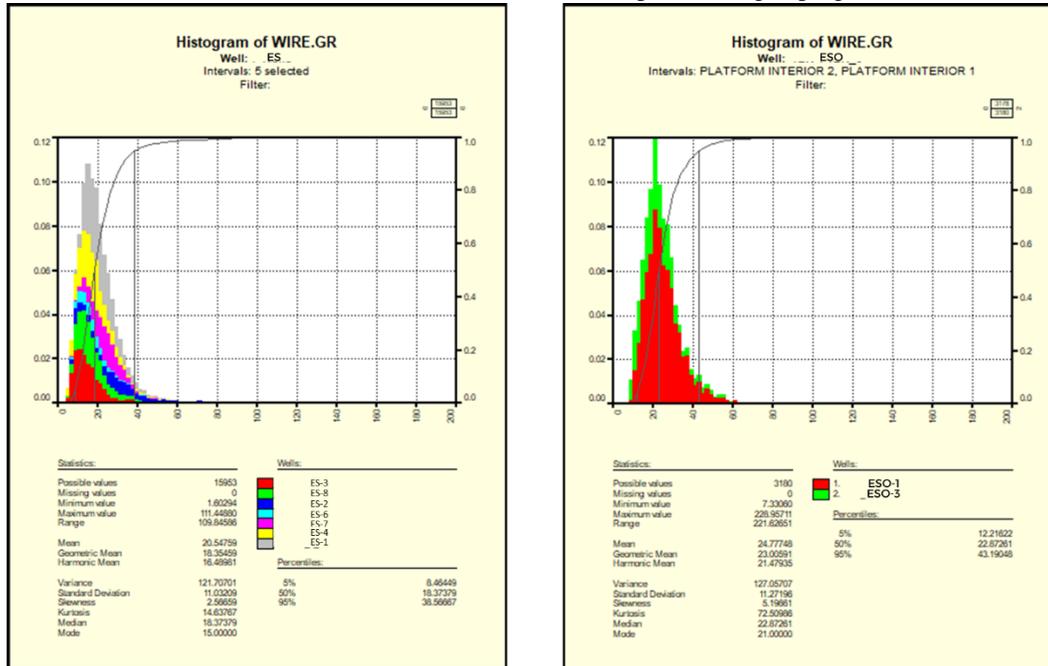
Analisis Petrofisika

Prekalkulasi dan Koreksi Lingkungan dilakukan sebelum melakukan analisis petrofisika untuk mengurangi kesalahan akibat faktor lingkungan saat proses pengeboran. Perhitungan volume serpih dilakukan untuk mengetahui kandungan serpih dalam formasi. Perhitungan Volume Serpih dilakukan

menggunakan data log *gamma ray*, dengan melakukan normalisasi *gamma ray* terlebih dahulu dengan memasukan semua nilai *gamma ray* semua sumur pada daerah penelitian pada tabel frekuensi pada aplikasi *geolog7* sehingga dapat menyamakan *percentil cummulatif 5%* dan *Precentil cummulatif 95%*. Hasil dari normalisasi membuat distribusi data

menjadi merata, sehingga dapat mengetahui batas antara *gamma ray* batugamping dan batuserpih. Pada penelitian ini dilakukan dengan memasukan 7 data sumur dari lapangan “ES” dan 2 data sumur dari lapangan “ESO”.

Metode yang digunakan dalam penentuan volume serpih yaitu metode *linear* karena ideal dan cocok dengan jenis batuan penyusun formasi yang merupakan batugamping.



Gambar 4.1 Normalisasi Gamma Ray daerah penelitian

Perhitungan Volume Serpih dilakukan dengan memasukan persamaan Linear :

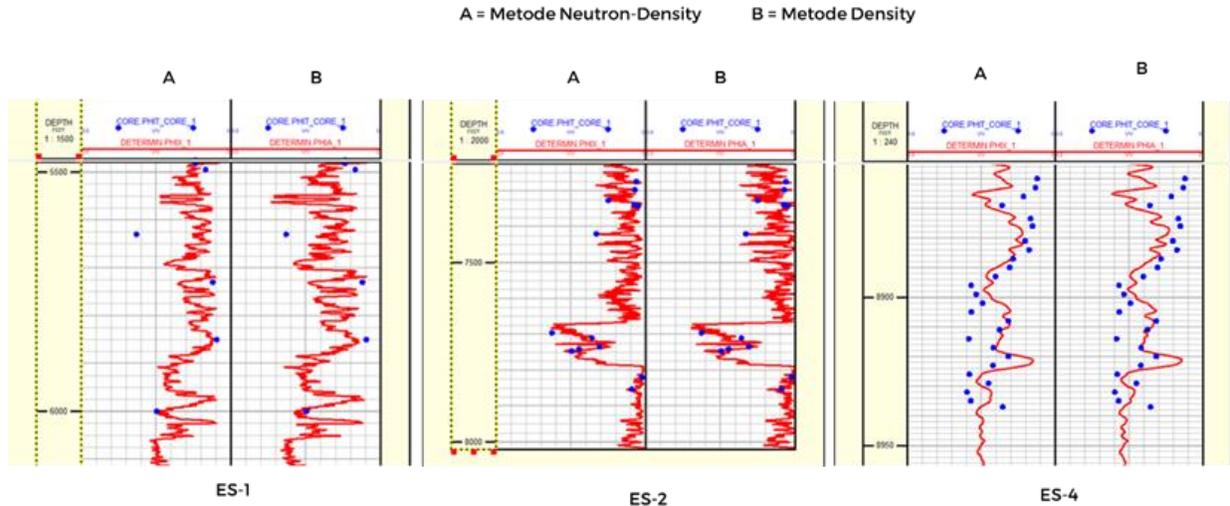
$$Vsh = I_{GR} = \frac{GR \log - GR \min}{GR \max - GR \min} \times 100\%$$

Perhitungan dilakukan per-fasies formasi pada masing-masing sumur karena masing-masing fasies memiliki karakteristik yang berbeda. Semua sumur rata-rata memiliki nilai *Vshale* yang sangat sedikit, dikarenakan daerah penelitian merupakan *Isolated Platform* yang menyebabkan sangat sedikitnya sedimen klastik yang terendapkan seperti shale.

Tabel 4.2 Nilai Volume Serpih pada Lapangan “ES” dan “ESO”

Sumur	Asosiasi Fasies	Depth (ft)		Vshale
		Top (MD)	Bottom (MD)	
ES-1	A	5479	5630	0.001
	B	5630	7171	0.003
	C	7171	7535	0.007
ES-2	E	7224	7662	0.178
	C	7662	7783	0.00
	D	7783	8021	0.012
ES-3	A	5365	5560	0.000
	B	5560	6672	0.001
ES-4	A	8508	8937	0.000
	B	8937	9936	0.003
ES-6	A	7421	7485	0.000
	B	7485	8106	0.000
ES-7	A	6285	6300	0.000
	B	6300	7238	0.001
ES-8	A	6578	7000	0.001
	B	7000	7671	0.001
ESO-3	B	6650	7073	0.007
ESO-1	C	6844	8011	0.007

Perhitungan porositas dilakukan dengan menggunakan metode density-neutron (bateman-konen) dikarenakan setelah dibandingkan dengan porositas data *core*, perhitungan dengan metode density neutron lebih mendekati nilai porositas *core* dibandingkan dengan metode density (Gambar 4.2).



Gambar 4.2 Perbandingan Nilai Porositas Batuan inti dengan Metode Neutron-Density dan Metode Density

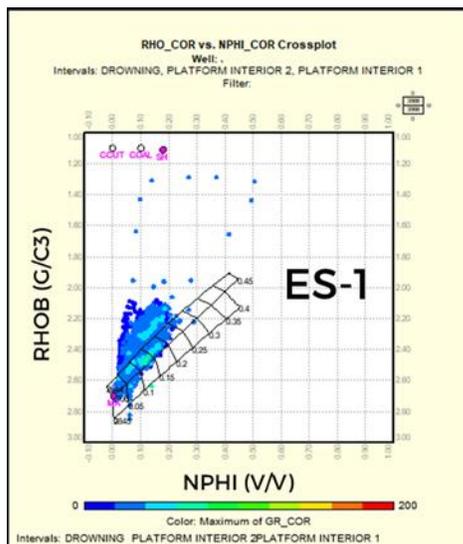
Tabel 4.3 Nilai Koefisien Determinasi (R2) Nilai Porositas Batuan inti dan Porositas Metode Neutron-Density dan Metode Density

Well	R2	
	Metode Neutron-Density	Metode Density
ES-1	0.7177	0.7428
ES-2	0.9792	0.9676
ES-4	0.871	0.866

Untuk melakukan perhitungan porositas dengan metode Density-Neutron pada kondisi bebas shale konten adalah dengan membuat *crossplot* antara NPHI log dan RHOB log (Gambar 4.2) untuk mengetahui nilai densitas matriks dan mengobservasi keterdapatannya *gas effect* yang menyebabkan nilai log NPHI akan menjadi kecil (gas memiliki nilai indeks hidrogen lebih rendah dibandingkan air dan minyak) dan keberadaan gas pada pori menyebabkan nilai log RHOB menjadi besar (gas memiliki densitas yang lebih kecil dari air dan minyak).

Setelah melakukan dan mengobservasi *crossplot* antara NPHI log dan RHOB log yang didukung dengan data *calcmetry* yang terdapat pada *mudlog*, didapatkan bahwa titik plot berada pada interval garis mineral kalsit dan garis mineral dolomit, yang berarti matriks merupakan mineral kalsit yang memiliki nilai densitas 2.71 gr/cm³ mengacu pada nilai densitas mineral kalsit pada literatur. Keberadaan gas yang mengisi pori juga terobservasi pada *crossplot* NPHI log dan RHOB log.

Setelah nilai densitas matriks dan *gass effect* terobservasi, dilakukan perhitungan porositas menggunakan metode *Apparent Porosity Density/Neutron (Bateman-Konen)*, sehingga nilai porositas pada setiap interval fasies di semua sumur dapat diketahui (Tabel 4.3)



Gambar 4.3 Density-Neutron Crossplot Sumur ES-1

Tabel 4.4 Hasil Perhitungan Porositas Pada Setiap Interval Fasies

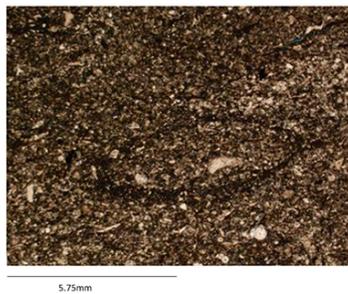
Asosiasi Fasies	Porositas									Rata-rata	Klasifikasi Koesoemadinata (1980)
	ES-1	ES-2	ES-3	ES-4	ES-6	ES-7	ES-8	ESO-3	ESO-1		
A	0.122		0.113	0.138	0.090	0.052	0.110			12%	Sedang
B	0.170		0.184	0.216	0.222	0.215	0.217	0.229		20%	Sangat baik
C	0.126	0.211							0.212	16.2%	Baik
D		0.029								3%	Sangat Buruk
E		0.066								6.6%	Buruk

Analisis Hubungan Jenis Porositas Dengan Nilai Porositas

Berikut merupakan kenampakan porositas batuan karbonat dilihat dari data *thin section*.

a) Porositas Fasies *Burrowed Planktonik Foram Packstone*

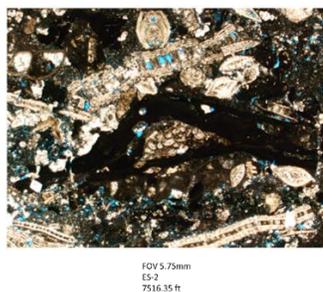
Berdasarkan data *thin section* yang terdapat pada sumur ES-2 pada kedalaman 7795 ft, dapat terlihat porositas yang berkembang adalah jenis porositas *fractured* yang kemungkinan terbentuk karena proses *burial* (pembebanan) yang menyebabkan sedikitnya porositas yang berkembang atau mengecilnya nilai porositas.



Gambar 4.4 Porositas Fasies Burrowed - Planktonik Foraminifera Packstone Dari Data Thin Section

b) Porositas Fasies Grainstone to Rudstone

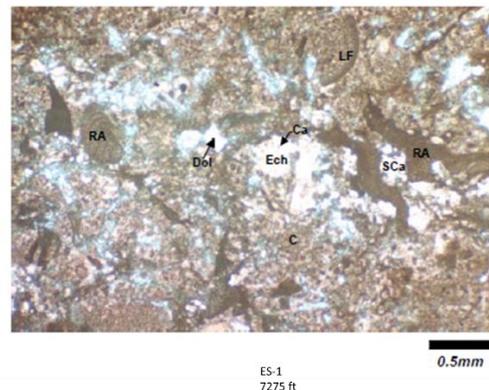
Berdasarkan data *thin section* yang terdapat pada sumur ES-2 pada kedalaman 7516.35 ft, dapat terlihat porositas yang berkembang baik adalah jenis porositas fabric selective berupa interpartikel dan intrapartikel.



Gambar 4.5 Porositas Fasies Grainstone to Rudstone Dari Data Thin Section

c) Porositas Fasies Corraline – Foraminifera Wackestone to Packstone

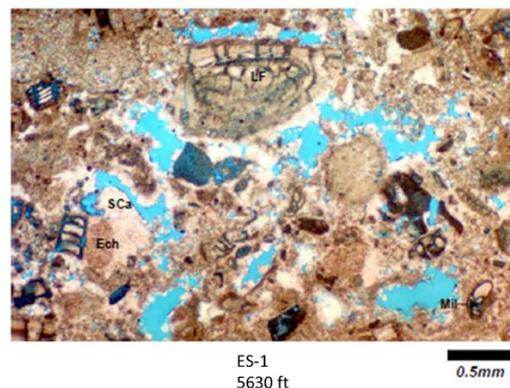
Berdasarkan data *thin section* yang terdapat pada sumur ES-1 pada kedalaman 7275 ft, terlihat baik jenis porositas fabric selective berupa intrapartikel yang terjadi dan sedikit terlihat jenis porositas mouldic



Gambar 4.6 Porositas Fasies Corraline – Foraminifera Wackestone to Packstone Data Thin Section

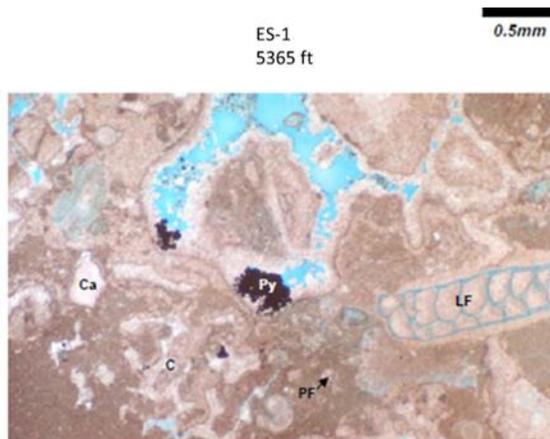
d) Porositas Fasies Corraline Packstone to Grainstone

Berdasarkan data *thin section* yang terdapat pada sumur ES-1 pada kedalaman 5630 ft, terlihat baik jenis porositas non-fabric selective berupa vug yang terbentuk akibat proses pelarutan yang terjadi secara masif oleh air meteorik.



Gambar 4.7 Porositas Fasies Corraline Packstone to Grainstone Dari Data Thin Section

- e) Porositas Fasies Skeletal – Planktonik Foraminifera Wackestone to Packstone
Berdasarkan data thin section yang terdapat pada sumur ES-1 pada kedalaman 5365 ft, terlihat baik jenis porositas fabric selectiv berupa mouldic yang terbentuk akibat pelarutan yang terjadi pada skeletal khususnya pada foraminifera.



Gambar 4.8 Porositas Fasies Skeletal – Planktonik Foraminifera Wackestone to Packstone Dari Data Thin Section

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan, penulis mendapatkan beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Asosiasi fasies pada Formasi Kujung dibagi menjadi 5 fasies berdasarkan tekstur dan jenis butir, yaitu Planktonik Foraminifera Wackestone to Packstone, Corraline - Foraminifera Wackestone to Packstone, *Corraline Packstone to Grainstone*, Planktonik Foraminifera Wackestone to Packstone. Reservoir karbonat pada Formasi Kujung berada pada daerah tinggian (*high*) dengan lingkungan pengendapan isolated platform.
2. Dalam mendapatkan nilai porositas pada sumur ES-1 sampai ESO-1 dibutuhkan perhitungan petrofisik serta dikalibrasi dengan data core. Pada ketiga sumur yang memiliki data core, semua perhitungan menunjukkan hasil yang mendekati data kalibrasi. Fasies B memiliki porositas sangat baik, fasies C memiliki nilai porositas baik, fasies

A memiliki porositas sedang, fasies E memiliki porositas buruk dan fasies D memiliki porositas sangat buruk

3. Adanya kenampakan vuggy pada fasies B yang dipengaruhi oleh diagenesis yang didominasi oleh proses disolusi sehingga meningkatkan porositas.

UCAPAN TERIMAKASIH

Segala puji bagi Allah yang telah memberikan nikmat dan karunia-Nya sehingga penelitian ini dapat terselesaikan. Terimakasih penulis ucapkan kepada pihak Zona 12 Pertamina EP Cepu yang telah memberikan akses data terutama pada Pak Firman Aulia seabgai pembimbing teknis dan Pak Albertus Ditya yang telah memberikan ilmu, arahan dan saran.

DAFTAR PUSTAKA

- Archie.G.E. (1952). *Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations*. *Bulletin of American Association of Petroleum Geologists*, 36(2), 278–296.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (1967). Basic Well Log Analysis. In *The American Association of Petroleum Geologists*.
- Boggs, S. (2006). *Principles of Sedimentology and Stratigraphy* (4th ed.).
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log* (8th ed.). Schlumberger Oilfield Services.
- Kosoemadinata, R. . (1978). *Geologi Minyak dan Gas Bumi* (1st ed.). ITB.
- Sekti, R. P. (2011). *Facies analysis and sequence stratigraphy of Tertiary subsurface (Cepu Block) and surface (Rajamandala Limestone) carbonate of Java, Indonesia*. Indonesian Petroleum Association Thirty-Fifth Annual Convention & Exhibition. <https://doi.org/10.29118/ipa.410.11.g.063>
- Tucker, M. ., & Wright, V. . (1990). *Carbonate Sedimentology*. Blackwell Scientific Publications.
- Walker, R. G., & James, N. P. (1992). *Facies Models : Respons to Sea Level Change*. Geological Association of Canada.