

UJI LABORATORIUM *SAMPEL CORE PLUG* UNTUK MENENTUKAN POROSITAS, PERMEABILITAS, DAN SATURASI MINYAK PADA RESERVOIR BATUGAMPING

Arief Rahman^{1*}, Rani Rahmawati²

Akamigas Balongan Indramayu, Jawa Barat, Indonesia^{1,2}

Email: arief11rahman@gmail.com^{1*}, raaniraahmawati2@gmail.com²

*Correspondence : Arief Rahman

INFO ARTIKEL

Diterima : 07-07-2022

Direvisi : 20-07-2022

Disetujui : 25-07-2022

Kata kunci: *chalky*; porositas; permeabilitas; saturasi

ABSTRAK

Porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida (gas, minyak, air) adalah tiga sifat fisik penting pada batuan khususnya pada reservoir migas (minyak dan gas) yang dilakukan pada analisis batuan inti (*core*). Tujuan dari penelitian ini yaitu mengetahui hubungan porositas, permeabilitas, dan saturasi minyak pada batugamping (*limestone*) dari *sampel core plug horizontal* terhadap *sampel core plug* vertikal, untuk dihubungkan dengan sebarannya secara vertikal dan horizontal (*lateral*). Metode penelitian yang digunakan adalah Uji Lab yang dilakukan di *Laboratorium Routine Core Analysis (RCAL)* di PPPTMBG "Lemigas" Jakarta, dan analisis grafik dari hasil pengukuran tersebut. Sampel *core plug* yang digunakan sejumlah 21 (duapuluh satu) yang diambil secara horizontal dan 10 diambil secara vertikal, yang sudah dilakukan deskripsi, dari sampel *conventional core* dari reservoir batugamping. Hasil penelitiannya yaitu nilai porositas sampel vertikal dan horizontal dari batugamping ini memiliki tren yang tidak bisa dibedakan, sedangkan batugamping tanpa *chalky* memiliki tren semakin dalam, maka porositas semakin besar, sedangkan porositas dengan *chalky* memiliki *tren scatter* (menyebarkan), hal ini menunjukkan porositas batugamping lebih dipengaruhi kondisi litologinya atau tergantung fasies dan saat dia genesa, bukan tergantung dengan kedalamannya (seperti halnya batupasir). Nilai saturasi minyak pada sampel vertikal dan horizontal memiliki sebaran yang dapat dikatakan tidak menunjukkan tren tertentu atau *scatter*. Hubungan porositas dan permeabilitas adalah berbanding lurus secara eksponensial, tidak terpengaruh kedalaman dan pengambilan posisi sampel *core* vertikal atau horizontal. Nilai porositas dan permeabilitas batugamping dengan kehadiran *chalky* lebih dominan signifikan meningkatkan nilai porositas dan permeabilitas dibanding dengan tanpa kehadiran *chalky*.

ABSTRACT

Porosity, permeability, and fluid saturation (gas, oil, water) are three important physical properties of rocks, especially in oil and gas reservoirs (oil and gas) which are carried out in core rock analysis. The purpose of this study is to determine the relationship between porosity, permeability, and oil saturation in limestone (limestone) from a horizontal plug core sample to a vertical core plug sample, to be associated with its distribution vertically and horizontally (laterally). The research method used is a Lab Test conducted at the Routine Core Analysis (RCAL) Laboratory at PPTMBG "Lemigas" Jakarta, and graphical analysis of the measurement results. The core plug samples used were 21 (twenty one) which were taken horizontally and 10 were taken vertically, which has been described, from conventional core samples from limestone reservoirs. The results of his research are that

the porosity values of the vertical and horizontal samples of limestone have an indistinguishable trend, while limestones without chalky have a deeper trend, the porosity is greater, while porosity with chalky has a scatter trend, this indicates that the porosity of limestones is higher. influenced by lithological conditions or depending on the facies and the time of diagenesis, not depending on the depth (as in the case of sandstone). The value of oil saturation in the vertical and horizontal samples has a distribution that can be said to not show a certain trend or scatter. The relationship between porosity and permeability is exponentially proportional, regardless of depth and vertical or horizontal core sampling position. The value of porosity and permeability of limestone with the presence of chalky is more dominant, significantly increasing the value of porosity and permeability compared to that without the presence of chalky.

Keywords: *chalky; porosity; permeability; saturation*

Artikel dengan akses terbuka dibawah lisensi

CC BY SA 2022



Pendahuluan

Porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida (gas, minyak, air) adalah tiga sifat fisik penting pada batuan khususnya pada reservoir migas (minyak dan gas) yang dilakukan pada analisis batuan inti (*core*). Porositas dan saturasi fluida adalah dua parameter penting untuk menentukan jumlah volume cadangan (*reserves*) migas ([Harisun](#), 2016). Semakin besar nilai porositas batuan dan saturasi fluida minyak atau gasnya, maka semakin besar pula cadangan migasnya. Sedangkan permeabilitas menentukan jumlah cadangan migas yang dapat diambil. Semakin besar nilai permeabilitas maka jumlah cadangan migas yang dapat diambil dari suatu batuan reservoir tersebut juga semakin besar.

Berdasarkan ([Panennungi & Pertiwi](#), 2018) porositas (ϕ) yaitu perbandingan volume rongga pori (PV) terhadap volume total seluruh batuan (BV). Satuan porositas dinyatakan dalam desimal 0-1 (tanpa satuan) atau persen (%). Porositas suatu batuan dapat diperoleh dari analisis batuan inti atau *core* (uji laboratorium), logging sumur atau *well logging*, dan uji sumur atau *well testing* ([Yu & Menouar](#), 2015).

Berdasarkan uji laboratorium menggunakan sampel batuan inti (*core*), PV (*Pore Volume*) tidak langsung diketahui, namun diperoleh dari BV (*Bulk Volume*) dikurangi GV (*Grain Volume*) yang diukur terlebih dahulu. Sehingga rumus untuk porositas dituliskan berikut ini:

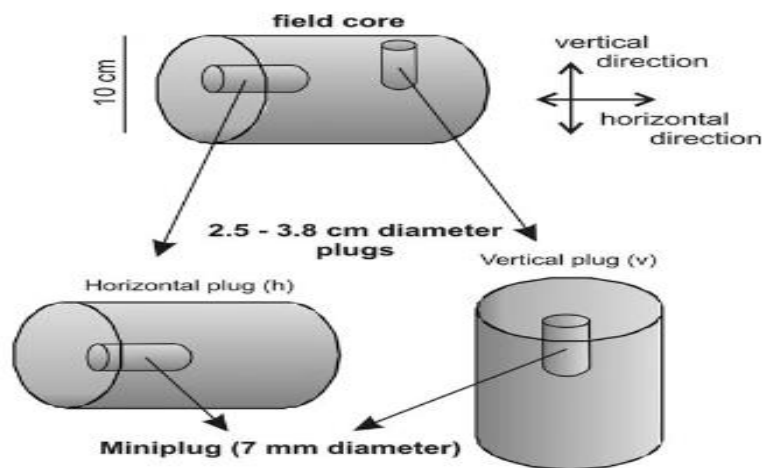
$$\text{Porositas } (\phi) = ((BV - GV)/BV) * 100\%, \text{ dimana } BV - GV = PV, \text{ maka} \\ \text{Porositas } (\phi) = (PV / BV) * 100\%$$

Klasifikasi nilai porositas dalam persen (%) berdasarkan Koesoemadinata (1980: 81), yaitu 0-5% (dapat diabaikan/*negligible*), 5-10% (buruk/*poor*), 10-15% (cukup/*fair*), 15-20% (baik/*good*), 20-25% (sangat baik/*very good*), dan diatas 25% (istimewa/*excellent*).

Dirangkum dari ([Rukmana, Kristanto, & Cahyoko Aji, 2012](#)) permeabilitas batuan (k) adalah kemampuan suatu batuan porous untuk mengalirkan fluida, dengan satuan *Darcy* (D) atau *mildarcy* (mD). Definisi batuan mempunyai permeabilitas 1 *Darcy* menurut hasil berdasarkan percobaan ([Darcy, 1856](#)) yaitu apabila suatu batuan mampu mengalirkan/melewatkan fluida dengan laju $1 \text{ cm}^3/\text{s}$, berviskositas 1 cp, sepanjang 1 cm dan mempunyai penampang 1 cm^2 , dengan perbedaan tekanan sebesar 1 atm. Pembagian atau klasifikasi nilai permeabilitas dalam persen milli darcy atau mD berdasarkan Koesoemadinata yaitu kurang dari 5 mD (*ketat/tight*), 5-10 mD (*cukup/fair*), 10-100 mD (*baik/good*), dan 100-1000nD (*sangat baik/very good*) ([Rahman & Rahmawati, 2021](#)).

Saturasi (kejenuhan) cairan yang berada dalam pori adalah perbandingan antara volume cairan dengan volume ruang pori. Sebagai contoh, kejenuhan air suatu batuan adalah 10%, hal ini berarti 1/10 dari ruang pori terisi dengan air, sedangkan sisanya terisi oleh sesuatu yang lain (misalnya minyak, gas, dan lain-lain). Pori batuan (*reservoir*) ini tidak bisa kosong (selalu terisi fluida). Saturasi pada umumnya ditulis dalam persen (atau dalam desimal 0-1). Jika suatu batuan *reservoir* hanya terisi air dan minyak, maka rumusnya adalah $S_o + S_w = 1$, dimana S_o saturasi minyak, dan S_w adalah saturasi air ([Dwiyono & Winardi, 2014](#)).

Pengambilan *core plug* dapat dilakukan dengan berbagai arah (orientasi) sesuai keperluan, seperti contoh gambar di bawah ini, ditampilkan pengambilan sampel *core plug* vertikal dan horizontal.



Gambar 1. Orientasi pengambilan data sampel

Analisis *core* (batuan inti) rutin atau *Routine Core Analysis (RCAL)*, dilakukan pada sampel *core* (hasil pengeboran sumur), mencakup 4 hal, menurut ([Prilla, 2022](#)) yaitu porositas (kapasitas penyimpanan/*storage capacity*), permeabilitas (kapasitas aliran/*flow capacity*), saturasi (hidrokarbon yang bergerak/*mobile hydrocarbon* (zona produktif dan kontak (fluida),] dan jenis hidrokarbon) dan litologi (tipe karakteristik batuan).

Pada suatu sampel *core*, parameter yang diukur terlebih dahulu yaitu ukuran panjang (L) dan diameter (D), yang digunakan untuk mengetahui BV, sedangkan untuk mengetahui nilai PV, dan juga permeabilitas, harus dilakukan pengukuran skala laboratorium menggunakan alat porosimeter-permeameter. Menurut (Jaka, 2014) satu metode yang paling banyak digunakan adalah teknik dengan menggunakan helium dan menerapkan hukum Boyle. Beberapa sebab digunakan helium dibanding gas lain yaitu:

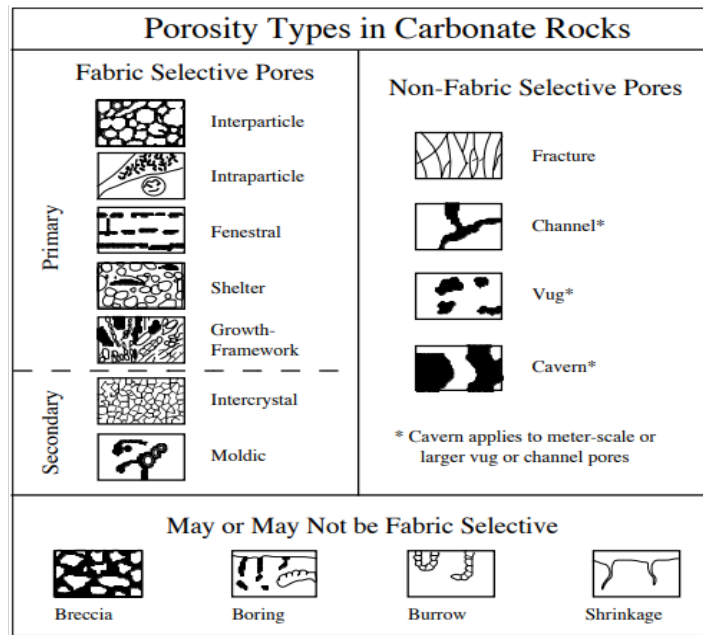
1. Molekul kecilnya bisa menembus pori-pori kecil secara cepat.
2. Bersifat *Inert* (tidak reaktif) serta tidak terserap pada permukaan batuan.
3. Gas Helium dianggap sebagai gas ideal untuk tekanan dan suhu.
4. memiliki difusivitas tinggi, sehingga penggunaan helium dapat digunakan untuk menentukan nilai porositas batuan permeabilitas rendah

Tipe rongga pori (penentu porositas) menurut waktu pembentukannya dibagi dalam dua jenis, yaitu porositas primer (dibentuk saat pengendapan), dan porositas sekunder (setelah pengendapan). Porositas sekunder adalah hasil proses geologi (diagenesis dan katagenesis) setelah pengendapan sedimen (Tiab & Donaldson, 2015). Besaran, bentuk, ukuran, dan interkoneksi tidak mempunyai hubungan dengan bentuk partikel awal saat pengendapan. Dalam batuan karbonat reservoir, porositas sekunder lebih utama dibanding porositas primer; dolomit mencakup 80% reservoir hidrokarbon di Amerika Utara, sedangkan porositas primer lebih dominan pada batuan klastik (batuan sedimen detrital atau fragmental) seperti; batupasir, konglomerat, dan batugamping oolitic tertentu.

Batuan Karbonat dapat termasuk batuan sedimen kelompok klastik dan juga non-klastik. Batuan karbonat non-klastik tumbuh di lingkungan laut dangkal. Batugamping (*limestone*) memiliki komposisi kalsit (CaCO_3), dan *dolostone* memiliki komposisi dolomit ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), keduanya adalah batuan karbonat karena sama-sama mengandung radikal karbonat (CO_3^{2-}). Batugamping (non klastik) terbentuk karena faktor kimia antar unsur, dan biokimia yaitu reaksi kimia antar unsur yang melibatkan cangkang makhluk hidup disekitarnya, contohnya yaitu *coral fragment* (Mubarak, 2018).

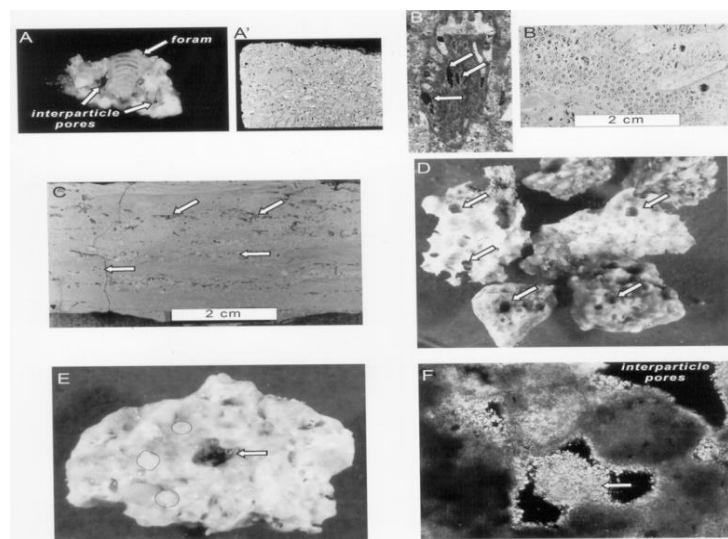
Secara umum, nilai porositas suatu batuan reservoir (pada studi kasus batupasir) semakin berkurang seiring bertambahnya kedalaman (Muhazzib, Bahri, & Widodo, 2017). Untuk porositas pada batuan karbonat sangat dipengaruhi oleh fasies atau lingkungan pengendapannya dan proses saat diagenesis (Sugiharto & Jusfarida, 2021).

Bentuk rongga pori batuan karbonat akan menentukan nilai porositas. Menurut pernyataan (Matters, Matters, & Sights, 2016) menyampaikan 15 jenis porositas (rongga pori) karbonat yang terbagi dalam dalam tiga (3) kelompok tipe yang sejauh ini digunakan secara luas di industri migas, yaitu *Fabric Selective Pores*, *Non-Fabric Selective Pores*, dan *Fabric / Non Fabric Selective*. Lihat Gambar 2.



Gambar 2. Tipe porositas dalam batuan karbonat

Porositas karena *vugs/vuggy* (berlubang) merupakan jenis porositas pada batuan karbonat (Asgarinezhad, Asgarinezhad, Tokhmechi, Kamkar-Rouhani, & Sherkati, 2016). Lihat Gambar 3.



Gambar 3. Contoh rongga pori *interparticle* dan *vug* (tanda panah) pada batuan karbonat

Sumber: (Al-Sudani & Hussein, 2020)

Tujuan dari penelitian ini yaitu mengetahui hubungan porositas dan permeabilitas dari *core plug* horizontal terhadap sampel *core plug* vertikal, yang memberi kemungkinan sebaran rongga pori lebih kearah lateral atau horizontal dibanding vertikal, kemudian untuk melihat pengaruh keberadaan *chalky* terhadap nilai

porositas, permeabilitas, dan saturasi minyak dibanding dengan keberadaan *coral fragment* dan *vuggy porosity*. Penelitian ini merupakan pembaharuan dari penelitian sebelumnya yang mana hanya menggunakan sampel *core plug* horizontal saja untuk analisis.

Metode Penelitian

Uji Lab dilakukan di Laboratorium *Routine Core Analysis* (RCAL) di PPPTMBG “Lemigas” Jakarta, meliputi pengukuran terhadap sampel batuan inti (*core*) menggunakan beberapa peralatan. Hasil pengukuran dari uji lab diplot dalam grafik menggunakan perangkat lunak Microsoft Excel, untuk dilakukan analisis.

Sampel yang digunakan adalah *core plug* yang diambil dari sampel *conventional core* secara horizontal dan vertikal, yang merupakan batuan reservoir jenis batugamping atau *limestone* yang mengandung minyak bumi (*oil reservoir*), dari suatu lapangan tertentu yang tidak ada keterangan nama daerah atau formasinya. Jumlah sampel terdiri dari 21 *core plug* horizontal dan 10 *core plug* vertikal. Semua sampel tersebut sudah siap uji karena sudah dilakukan preparasi dan deskripsi litologi sebelumnya. Berikut ini tabel sampel berikut nomor, kedalaman, dan hasil deskripsi litologi-nya. Sampel nomor 1 hingga 21 merupakan sampel *core* horizontal sedangkan nomor 22 s.d 31 merupakan sampel *core* vertikal.

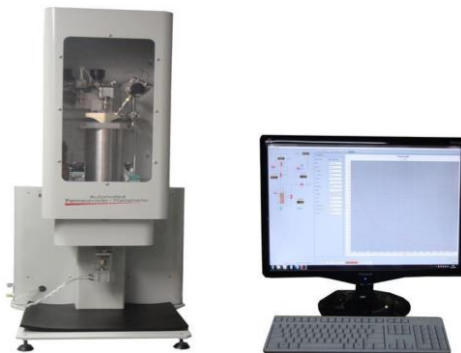
Tabel 1. Data Kedalaman dan deskripsi sampel *core plug*

No.	Kedalaman	Litologi
	Meter	
1	1088.35	LM, lg brwn, firm, <i>chalky</i> , vuggy porosity
2	1088.75	LM, lg brwn, hd, vuggy porosity, qz, coral fragment
3	1089.40	LM, lg brwn, firm, <i>chalky</i> , vuggy porosity
4	1089.60	LM, lg brwn, firm - hd, vuggy porosity, qz
5	1090.35	LM, lg brwn, firm - hd, vuggy porosity, qz
6	1090.70	LM, lg brwn, firm, <i>chalky</i> , vuggy porosity
7	1091.25	LM, lg brwn, hd, vuggy porosity, coral fragment
8	1091.55	LM, lg brwn, firm, <i>chalky</i> , vuggy porosity
9	1092.35	LM, lg brwn, hd, vuggy porosity, coral fragment, qz
10	1092.75	LM, lg brwn, firm - hd, vuggy porosity, coral fragment, qz
11	1093.30	LM, lg brwn, firm - hd, <i>chalky</i> , vuggy porosity
12	1093.75	LM, lg brwn, hd, vuggy porosity, coral fragment
13	1094.15	LM, lg brwn, firm, <i>chalky</i> , vuggy porosity, coral fragment, qz
14	1094.85	LM, lg brwn, firm - hd, vuggy porosity, coral fragment, qz
15	1095.10	LM, lg brwn, hd, vuggy porosity

No.	Kedalaman Meter	Litologi
16	1095.40	LM, lg brwn, firm - hd, <i>chalky</i> , vuggy porosity, qz
17	1095.85	LM, lg brwn, firm - hd, <i>chalky</i> , vuggy porosity, coral fragment
18	1096.10	LM, lg brwn, firm, <i>chalky</i> , vuggy porosity, coral fragment
19	1096.50	LM, lg brwn, hd, vuggy porosity, coral fragment
20	1097.05	LM, lg brwn, firm, <i>chalky</i> , vuggy porosity
21	1097.60	LM, lg brwn, hd, vuggy porosity, coral fragment
22	1088.40	LM, lg brwn, firm, <i>chalky</i> , vuggy porosity, qz, coral fragment
23	1089.56	LM, lg brwn, firm-hd, <i>chalky</i> , vuggy porosity, qz
24	1090.66	LM, lg brwn, firm, <i>chalky</i> , vuggy porosity
25	1091.29	LM, lg brwn, hd, vuggy porosity, qz
26	1092.31	LM, lg brwn, hd, vuggy porosity
27	1093.26	LM, lg brwn, firm, <i>chalky</i> , vuggy porosity, qz, coral fragment
28	1094.11	LM, lg brwn, firm-hd, <i>chalky</i> , vuggy porosity, qz, coral fragment
29	1095.44	LM, lg brwn, firm, <i>chalky</i> , vuggy porosity
30	1096.14	LM, lg brwn, firm, <i>chalky</i> , vuggy porosity, coral fragment
31	1097.56	LM, lg brwn, hd, vuggy porosity, qz, coral fragment

Ket: warna latar belakang jingga adalah tanda sampel yang mengandung *chalk* (*chalky*)

Peralatan yang digunakan untuk mengukur porositas dan permeabilitas menggunakan porosimeter-permeameter merk Coveral 700. Peralatan tersebut menggunakan menggunakan gas Helium dapat dilihat di Gambar 4. Selain itu, digunakan peralatan penunjang lainnya untuk mengukur dimensi *core plug* yaitu penggaris dan pengukur berat sampel.



Gambar 4. Alat Pengukur Porositas dan Permeabilitas merk Coreval 700

Beberapa tahapan uji lab dan pengolahan data adalah sebagai berikut, yaitu uji lab mengukur nilai porositas, uji lab mengukur nilai permeabilitas, uji saturasi minyak (So), dan air (Sw), plot grafik, kemudian Interpretasi/analisis hasil grafik.

1. Uji Lab mengukur nilai Porositas (ϕ)

Sampel core plug diukur dimensinya untuk diketahui nilai *Bulk Volume* (BV) dan volume rongga pori/*Pore Volume* (PV). Untuk mengukur nilai Nilai BV setiap *core plug* yang berbentuk tabung pipih seperti tablet dapat dihitung dengan rumus luas alas * tebal $core = (22/7) * (0,5*D)^2 * L$, yang mana. Panjang dan diameter diukur menggunakan penggaris.

Selanjutnya nilai PV pada sampel *core plug*, dilakukan dengan injeksi gas Helium (setelah sampel tersebut dilakukan preparasi hingga diasumsikan tidak merubah sifat fisiknya). Injeksi gas Helium dengan tekanan 100 psi, hingga menempati semua rongga pori yang merupakan nilai PV.

2. Uji Lab mengukur nilai Permeabilitas (k)

Untuk uji lab mengukur nilai permeabilitas, sampel *core plug* diukur panjang (L), diameter (D), dan berat (W) setiap sampel *core* yang sebelumnya telah dicuci dan dikeringkan (preparasi). Kemudian, sampel tersebut dimasukkan dalam yang terhubung dengan alat Helium *Permeameter di dalam core holder*, dengan tersambung *software Coreval 700* lalu ditekan *start* dan data permeabilitas muncul pada *Coreval 700* secara otomatis.

3. Uji Lab mengukur saturasi minyak dan air.

Data hasil pengukuran saturasi didapat dari lab RCAL, tanpa diketahui jenis pengukurannya secara spesifik, sehingga hasilnya tinggal diplot selanjutnya dalam grafik.

4. Plot Grafik

Nilai-nilai porositas (ϕ), Permeabilitas (k), dan saturasi (Sw dan So) hasil pengukuran sebelumnya dilakukan plot dalam grafik menggunakan Microsoft Excel untuk dilakukan analisis/interpretasi. Grafik yang dibuat yaitu: Porositas (%) terhadap Kedalaman, Permeabilitas (k) terhadap Kedalaman, Saturasi Minyak (So) terhadap kedalaman, dan Porositas terhadap Permeabilitas (k).

5. Analisis

Analisis yang dilakukan pada tabel dan grafik yaitu klasifikasi nilai porositas dan permeabilitas terhadap sampel yang berdasarkan hasil deskripsi sampel *core plug* batugamping yang mengandung *chalky*, *vug*, dan *coral fragment*.

Hasil dan Pembahasan

Berikut ini tabel hasil pengukuran diameter (D), Panjang (L), berat (W) hingga hasil pengukuran porositas (ϕ), permeabilitas (k) dan saturasi (So). Lihat Tabel 2. Sampel nomor 1 hingga 21 merupakan sampel core horizontal sedangkan nomor 22 hingga 31 merupakan sampel core vertikal.

Tabel 2. Data Kedalaman dan deskripsi sampel *core plug*

No.	Depth Meter	D mm	L mm	W gr	GD gr/cc	GV cc	BV cc	PV cc	φ %	BV cc	PV cc	φ %	K _{He} mD	So %
1	1088.35	37.61	38.11	73.10	2.70	27.12	42.34	15.22	35.95	41.85	14.73	35.20	96.04	44.96
2	1088.75	38.11	37.79	102.84	2.70	38.12	43.11	4.99	11.58	42.72	4.61	10.79	1.41	0.12
3	1089.40	37.85	40.44	79.43	2.69	29.50	45.50	16.00	35.17	44.41	14.91	33.58	68.86	63.21
4	1089.60	37.83	41.49	107.50	2.68	40.12	46.63	6.51	14.63	46.75	6.62	14.17	0.50	48.88
5	1090.35	37.91	38.15	95.74	2.69	35.58	43.06	7.48	17.37	42.62	7.03	16.50	4.39	67.42
6	1090.70	37.55	40.97	76.00	2.70	28.11	45.37	17.26	38.04	44.39	16.28	36.67	109.78	74.36
7	1091.25	37.78	40.13	99.63	2.70	36.91	44.99	8.08	17.95	44.67	7.76	17.37	4.19	60.68
8	1091.55	37.51	39.90	68.61	2.69	25.52	44.09	18.57	42.12	43.56	18.04	41.42	193.90	65.37
9	1092.35	37.93	41.35	103.18	2.71	38.12	46.72	8.61	18.42	46.52	8.40	18.06	2.04	56.33
10	1092.75	37.81	37.75	94.67	2.71	34.94	42.39	7.44	17.55	42.18	7.24	17.15	2.50	23.45
11	1093.30	37.73	35.19	72.78	2.70	26.94	39.19	12.28	31.32	38.55	11.61	30.13	61.74	59.00
12	1093.75	37.83	39.02	99.08	2.71	36.62	43.84	7.22	16.46	43.71	7.09	16.22	2.55	56.07
13	1094.15	37.73	39.75	79.57	2.70	29.48	44.66	15.18	33.99	44.25	14.77	33.38	86.38	69.95
14	1094.85	37.87	41.60	96.54	2.70	35.75	46.91	11.16	23.79	46.77	11.02	23.56	10.90	62.29
15	1095.10	37.79	41.20	96.59	2.70	35.78	46.39	10.61	22.86	46.14	10.35	22.44	9.79	51.68
16	1095.40	37.73	38.87	83.56	2.70	30.92	43.68	12.76	29.20	43.32	12.40	28.62	38.40	42.47
17	1095.85	37.75	40.30	81.31	2.70	30.07	45.32	15.24	33.64	44.86	14.78	32.96	66.42	62.89
18	1096.10	37.71	42.35	87.55	2.70	32.38	47.41	15.03	31.71	47.07	14.69	31.22	64.06	42.26
19	1096.50	37.88	41.92	102.75	2.70	38.05	47.30	9.25	19.56	47.20	9.15	19.39	4.34	58.92
20	1097.05	37.73	39.92	84.33	2.71	31.08	45.00	13.92	30.92	44.01	12.92	29.36	101.29	94.52
21	1097.60	37.85	41.73	99.18	2.71	36.65	47.01	10.36	22.03	46.64	9.98	21.41	10.53	59.25
22	1088.40	37.59	40.04	79.21	2.70	29.30	44.73	15.44	34.51	43.73	14.43	33.00	77.31	43.81

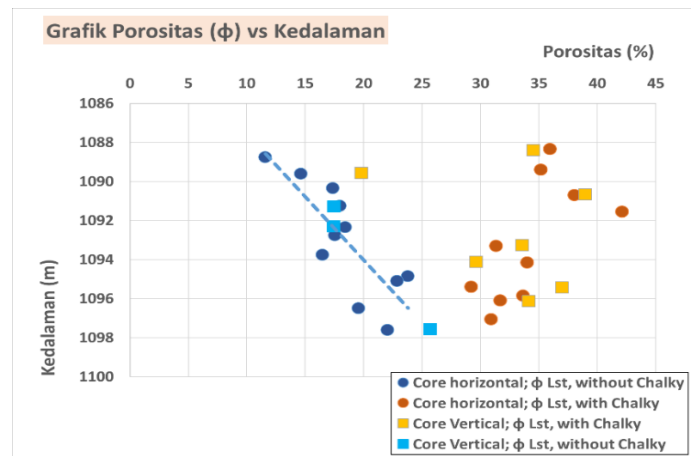
Uji Laboratorium *Sampel Core Plug* untuk Menentukan Porositas, Permeabilitas dan Saturasi Minyak pada Reservoir Batugamping

No.	Depth	D	L	W	GD	GV	BV	PV	ϕ	BV	PV	ϕ	K_{He}	So
	Meter	mm	mm	gr	gr/cc	cc	cc	cc	%	cc	cc	%	mD	%
23	1089.56	37.88	39.95	97.00	2.69	36.07	44.99	8.91	19.81	44.32	8.25	18.61	48.97	60.79
24	1090.66	37.58	39.04	72.10	2.70	26.68	43.72	17.04	38.97	42.34	15.66	36.98	97.08	65.45
25	1091.29	37.87	28.88	72.55	2.69	26.93	32.63	5.70	17.47	32.22	5.29	16.42	2.91	45.64
26	1092.31	37.94	41.56	104.57	2.69	38.89	47.09	8.20	17.41	46.57	7.68	16.50	2.30	40.76
27	1093.26	37.77	33.71	68.43	2.71	25.26	38.04	12.78	33.59	36.79	11.53	31.33	72.28	50.94
28	1094.11	37.85	40.42	86.95	2.70	32.17	45.70	13.54	29.62	44.52	12.36	27.76	55.04	44.00
29	1095.44	37.71	40.39	77.46	2.71	28.59	45.37	16.78	36.98	43.72	15.13	34.60	123.12	31.31
30	1096.14	37.74	40.76	81.63	2.70	30.25	45.92	15.67	34.12	44.60	14.35	32.17	83.66	41.52
31	1097.56	37.88	39.67	92.49	2.69	34.38	46.26	11.88	25.68	43.08	8.70	20.19	12.46	45.45

Berdasarkan tabel 1 tersebut, kemudian dibuat grafik porositas (%) terhadap kedalaman, permeabilitas (k) terhadap kedalaman, saturasi minyak (so) terhadap kedalaman, dan porositas terhadap permeabilitas (k). Hasil plot grafik ditunjukkan dalam Gambar 5 sampai dengan Gambar 8.

Pada Gambar 5, nilai porositas *limestone* tanpa *chalky* terendah yaitu 11,58% s.d tertinggi yaitu 25,68%, atau termasuk dalam klasifikasi cukup (*fair*) hingga sangat baik (*very good*), sedangkan nilai porositas *limestone* dengan *chalky* terendah yaitu 20,19% hingga tertinggi yaitu 42,12%, berarti termasuk dalam kelompok baik (*good*) hingga istimewa (*excellent*).

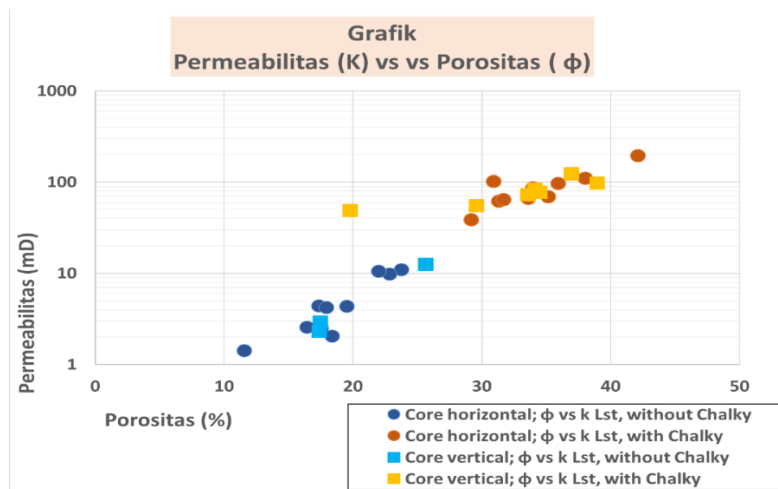
Porositas Lst tanpa *chalky* berbanding lurus terhadap kedalaman, sedangkan Porositas Lst dengan *chalky* tidak menunjukkan tren tertentu atau *scatter*. Sedangkan perbedaan nilai porositas sampel vertikal dan horizontal tidak begitu signifikan atau sebarannya dapat dikatakan mirip, kecuali pada sampel vertikal nomor paling bawah (nomor 31) dengan nilai porositas 20,19%, merupakan suatu anomali, yaitu secara hasil deskripsi menunjukkan adanya *chalky*, namun berada dalam kelompok plot sampel *core* tanpa *chalky*.



Gambar 5. Grafik kedalaman vs porositas

Grafik kedalaman (m) vs porositas Lst/*limestone* dengan *chalky* (biru), dan grafik kedalaman (m) vs porositas Lst/*limestone* tanpa *chalky* (jingga), dari sampel *core plug* vertikal dan horizontal. Porositas Lst tanpa *chalky* berbanding lurus terhadap kedalaman. Porositas Lst dengan *chalky* tidak menunjukkan tren tertentu atau *scatter*. Pada Gambar 6, nilai permeabilitas *Lst* tanpa *chalky* terendah yaitu 0,5 mD s.d tertinggi yaitu 10,90 mD, atau termasuk kategori ketat (*tight*) hingga cukup (*fair*), sedangkan nilai permeabilitas *Lst* dengan *chalky* terendah yaitu 38,4 mD s.d tertinggi yaitu 193,90 mD, atau termasuk baik (*good*) hingga sangat baik (*very good*). Permeabilitas Lst tanpa *chalky* seperti membentuk tren seperti garis lurus yang terpusat dalam rentang nilai 0-25 mD. Permeabilitas Lst dengan *chalky* tidak menunjukkan tren tertentu atau *scatter* pada rentang nilai 25-200 mD. Nilai permeabilitas sampel vertikal dan horizontal memiliki sebaran yang dapat dikatakan mirip.

merupakan suatu anomali, yaitu secara hasil deskripsi menunjukkan adanya *chalky*, namun berada dalam kelompok plot sampel *core* tanpa *chalky*.



Gambar 8. Grafik permeabilitas (md) vs porositas (%) dengan dan tanpa *chalky*, berbanding lurus

Berdasarkan Gambar 5, 6, 7, dan 8, dapat disimpulkan bahwa porositas dan permeabilitas *limestone* dengan *chalky* lebih baik dibanding *limestone* tanpa *chalky*, namun hal ini tidak berlaku untuk saturasi minyak.

Kesimpulan

Berdasarkan semua penjelasan diatas, dapat disimpulkan nilai porositas sampel vertikal dan horizontal dari batuan karbonat memiliki tren yang tidak bisa dibedakan, namun dari kedua kelompok sampel tersebut, batugamping tanpa *chalky* memiliki tren semakin dalam, maka porositas semakin besar, sedangkan porositas dengan *chalky* memiliki tren scatter (menyebar). Hal ini menunjukkan bahwa batugamping (*limestone*) lebih dipengaruhi kondisi litologinya atau tergantung fasies dan saat diagenesa, bukan tergantung dengan kedalamannya, yang mana berbeda dengan batuan umumnya misalkan batupasir semakin dalam, maka porositas semakin kecil. Nilai saturasi minyak pada sampel vertikal dan horizontal memiliki sebaran yang dapat dikatakan tidak menunjukkan tren tertentu atau scatter. Meskipun tidak terpengaruh kedalaman dan pengambilan posisi sampel *core* vertikal atau horizontal, hubungan porositas dan permeabilitas adalah berbanding lurus secara eksponensial, atau semakin besar porositas maka semakin besar permeabilitas. Nilai porositas dan permeabilitas *limestone* dengan kehadiran *chalky* lebih dominan signifikan meningkatkan nilai porositas dan permeabilitas dibanding dengan kemunculan fragmen coral, vug porosity, dan lain-lain (tanpa kehadiran *chalky*).

Bibliografi

- Al-Sudani, & Hussein. (2020). Vuggy Pores in Limestone. Retrieved from
- Asgarinezhad, Yousef, Asgarinezhad, Masoud, Tokhmechi, Behzad, Kamkar-Rouhani, Abolghasem, & Sherkati, Shahram. (2016). Detecting vuggy porosity in carbonate reservoirs by well logs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 6(1), 25–31. <https://doi.org/10.1007/s13202-015-0169-7>
- Darcy, Henry. (1856). *Les fontaines publiques de la ville de Dijon: Exposition et application des principes à suivre et des formules à employer dans les questions de distribution d'eau: Ouvrage terminé par un appendice relatif aux fournitures d'eau de plusieurs villes, au filtrage des eaux et à la fabrication des tuyaux de fonte, de plomb, de tôle et de bitume* (Vol. 2). V. Dalmont.
- Dwiyono, I. F., & Winardi, S. (2014). Kompilasi Metode Water Saturation Dalam Evaluasi Formasi. *Prosiding Seminar Nasional Kebumihan Ke-7, Yogyakarta*, 30–31.
- Harisun, Dian Pratiwi. (2016). Interpretasi Data Log Sumur X-15 Lapangan Y Untuk Penentuan Awal Isi Hidrokarbon Di Tempat. *Jurnal Teknik Patra Akademika*, 7(01), 11–15.
- Jaka, Lesmana. (2014). *Penerapan Media Animasi Berbasis Komputer Menggunakan 3D Studio Max Dan Macromedia Flash Pada Pokok Bahasan Teori Kinetik Gas Kelas XI Semester II Di SMAN-2 Palangka Raya Tahun Ajaran 2013/2014*. IAIN Palangka Raya.
- Matters, Salty, Matters, Blog Salty, & Sights, Salty. (2016). *Skill target: Quantifying multiple porosity types in a carbonate reservoir* (Lucia, 1983, 1995, 2007).
- Mubarak, Arfah. (2018). *Analisis Kadar Merkuri (Hg) pada Rumput Laut (Eucheuma cottonii) dan Sedimen di Perairan Laut Bulukumba*. Universitas Islam Negeri Alauddin Makassar.
- Muhazzib, F., Bahri, Ayi Syaeful, & Widodo, Amien. (2017). Prediksi Tekanan Pori Menggunakan Metode Kompresibilitas di Reservoir Karbonat, Studi Kasus: Lapangan MZ. *Jurnal Teknik ITS*, 6(2), B209–B214. <https://doi.org/10.12962/j23373539.v6i2.24019>
- Panennungi, Panennungi, & Pertiwi, Nurlita. (2018). *Ilmu Bahan Bangunan*. Badan Penerbit Universitas Negeri Makassar.
- Prilla, Putri. (2022). *Skenario Peningkatan Recovery Factor pada Reservoir Bertenaga Dorong Solution Gas dengan Injeksi Kombinasi Polimer-Air*. UPN'Veteran" Yogyakarta.
- Rahman, Arief, & Rahmawati, Rani. (2021). Pengaruh *Chalky* pada Porositas dan

Permeabilitas Reservoir Batugamping Berdasarkan Uji Laboratorium Sampel Core, dari Lapangan “AR.” *Jurnal Indonesia Sosial Teknologi*, 2(6), 916–928. <https://doi.org/10.36418/jist.v2i6.175>

Rukmana, Dadang, Kristanto, Dedy, & Cahyoko Aji, V. Dedi C. (2012). *Teknik Reservoir: Teori dan Aplikasi*. Sadan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BPMIGAS) dengan

Sugiharto, Rio Pidi, & Jusfarida, Jusfarida. (2021). Pemetaan Geologi dan Analisis Petrografi untuk Menentukan Diagenesa Batugamping pada Formasi Pasean Daerah Guluk-Guluk dan Sekitarnya Kabupaten Sumenep Provinsi Jawa Timur. *Prosiding Seminar Nasional Sains Dan Teknologi Terapan*, 9(1), 598–613.

Tiab, Djebbar, & Donaldson, Erle C. (2015). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf professional publishing.

Yu, Yang, & Menouar, Habib. (2015). An experimental method to measure the porosity from cuttings: Evaluation and error analysis. *SPE Production and Operations Symposium*. OnePetro.