

ANALISIS TEKANAN KAPILER TERHADAP PERMEABILITAS MELALUI UJI LABORATORIUM SAMPEL BATUAN INTI (CORE)

Arief Rahman

Institut Teknologi Petroleum Balongan (ITPB) Indramayu, Jawa Barat, Indonesia
Email: arief11rahman@gmail.com

ABSTRAK

Tekanan kapiler (P_c) memiliki peran penting dalam industri minyak dan gas, khususnya dalam menangani batuan reservoir. Analisis tekanan kapiler termasuk dalam lingkup SCAL (Special Core Analysis). Metode untuk menentukan tekanan kapiler pada penelitian ini adalah MICP (Mercury Injection Capillary Pressure) menggunakan Autopore iv 9500. Tahapan dari penelitian ini meliputi pengumpulan data, pengukuran basic data, pengukuran MICP, perhitungan saturasi wetting phase, dan analisis data. Dalam penelitian ini digunakan dua sampel core. Berdasarkan hasil RCAL (Routine Core Analysis) menggunakan alat Automated Porosimeter-Permeameter, nilai porositas Sampel-1 yaitu 26% termasuk istimewa ($> 25\%$), lebih kecil dari nilai porositas Sampel-2 yaitu 31,98% termasuk istimewa ($> 25\%$). Hal ini berbanding terbalik dengan nilai permeabilitas Sampel-1 yaitu 705 mD termasuk sangat baik (100-1000 mD), lebih besar dari nilai permeabilitas Sampel-2 yaitu 40,36 termasuk baik (10-100 mD). Dalam kasus dua sampel batuan ini, nilai porositas dan permeabilitas tidak berbanding lurus. Pada kurva tekanan terhadap saturasi Wetting Phase dari sampel-1 dan Sampel-2, digunakan untuk interpretasi nilai Swc (Saturation of water connate) dan Pd (Displacement Pressure) dari masing-masing sampel. Pada sampel-1 nilai Swc adalah 0,0849 atau 8,49%, sedangkan nilai Pd yaitu 7,4607 psi. Pada sampel-2 nilai Swc adalah 0,0958 atau 9,58%, sedangkan nilai Pd yaitu 988,0975 psi. dari kedua angka Swc tersebut tidak banyak perbedaan nilai, namun pada nilai Pd kedua sampel terlihat sangat jauh berbeda, yang mana pada Sampel-2 relatif sangat jauh lebih besar dibanding Sampel-1. Kurva drainase Sampel-1 pada zona transisi lebih mendatar / landai dibanding Sampel-2.

Kata kunci: Tekanan Kapiler, MICP, Swc, Pd

PENDAHULUAN

Tekanan kapiler (P_c) memiliki peran penting dalam industri minyak dan gas, khususnya dalam menangani batuan reservoir. Dalam Rukmana, dkk (2011: 87) Pengaruh tekanan kapiler dalam sistem reservoir yaitu: mengontrol distribusi saturasi di dalam reservoir dilihat dari kurva distribusi fluida (grafik tekanan kapiler terhadap saturasi air), dan merupakan mekanisme pendorong minyak dan gas untuk bergerak atau mengalir melalui secara vertikal.

Analisis tekanan kapiler termasuk dalam lingkup SCAL (*Special Core Analysis*). Beberapa metode untuk menentukan tekanan kapiler, diantaranya adalah MICP (*Mercury Injection Capillary Pressure*). Tujuan dari penelitian ini yaitu: mengukur porositas dan permeabilitas sampel *core*, menghitung Swc (*Saturation water connate*), menentukan *Displacement Pressure* (Pd) berdasarkan hasil plot grafik tekanan dengan saturasi wetting phase, dan mengetahui hubungan antara tekanan kapiler dan permeabilitas berdasarkan uji sampel yang tersedia.

Porositas

Dirangkum dari Koesoemadinata (1980: 80), "porositas" (ϕ) yaitu perbandingan volume rongga pori (PV) dengan volume total seluruh batuan (BV). Satuan porositas dalam bilangan desimal 0 - 1 (tanpa satuan) atau bisa juga dalam persen (%). Dirangkum dari Yu (2013: 9), porositas suatu batuan dapat didapat melalui hasil analisis batuan inti atau *core* (uji laboratorium), atau pembacaan *logging* sumur (*well logging*), dan uji sumur (*well testing*).

Dirangkum dari Widarsono (2008), besarnya nilai porositas suatu batuan reservoir (khusus pada batupasir) akan semakin semakin kecil seiring dengan bertambahnya kedalaman batuan tersebut. Dalam uji laboratorium pada batuan inti (*core*), PV (*Pore Volume*) diperoleh dari BV (*Bulk Volume*) dikurangi GV (*Grain Volume*). Rumus untuk porositas yaitu:

Porositas (ϕ) = $((BV - GV)/BV) * 100\%$, dimana $BV - GV = PV$, maka
 Porositas (ϕ) = $(PV / BV) * 100\%$

Diambil dari Sukandarrumidi (2013: 151), porositas dibagi dalam beberapa tingkatan kualitas seperti tabel di bawah ini:

Tabel 1
Kualitas Porositas (Sukandarrumidi, 2013: 151)

Prosentase Porositas	Keterangan Kualitas
0 – 5%	Dapat diabaikan (<i>negligible</i>)
5 – 10%	Buruk (<i>poor</i>)
10 - 15%	Cukup (<i>fair</i>)
15 – 20%	Baik (<i>good</i>)
20 – 25%	Sangat Baik (<i>very good</i>)
> 25%	Istimewa (<i>excellent</i>)

Permeabilitas

Dirangkum dari Rukmana, dkk (2011: 89), permeabilitas batuan (k) adalah nilai suatu batuan *porous* yang menunjukkan kemampuan untuk mengalirkan fluida (pada batuan reservoir). Uji permeabilitas pertama kali dilakukan oleh Henry Darcy (1856). Satuan permeabilitas adalah Darcy. Definisi batuan 1 Darcy menurut hasil percobaannya adalah apabila suatu batuan mampu mengalirkan fluida dengan laju $1 \text{ cm}^3/\text{s}$, mempunyai viskositas 1 cp, sejauh 1 cm, dan mempunyai penampang seluas 1 cm^2 , kemudian perbedaan tekanannya adalah 1 atm, maka permeabilitas (k) persamaan ditulis seperti berikut ini:

$$k = (Q \times \mu) / (A (\Delta P / \Delta L))$$

- Dimana:
- k = Permeabilitas media berpori, darcy
 - Q = Debit / laju alir, cm^3/s
 - μ = Viskositas fluida, cp
 - A = Luas Penampang, cm^2
 - ΔP = beda tekanan masuk dan keluar, atm
 - ΔL = panjang media berpori, cm

Klasifikasi nilai permeabilitas ditulis dalam milli darcy atau mD, seperti tabel berikut ini:

Tabel 2
Klasifikasi Permeabilitas (Halliburton, 2001: 72)

Rentang Nilai	Keterangan
1 – 10 mD	Cukup (<i>fair</i>)
10 – 100 mD	Baik (<i>good</i>)
100 - 1000 mD	Sangat Baik (<i>very good</i>)

Saturasi

Dirangkum dari Crain 2012, dalam Dwiyono dan Sarju, 2014), Kejenuhan cairan atau saturasi yang berada dalam pori yaitu perbandingan antara volume cairan terhadap volume ruang pori. Jika kejenuhan air suatu batuan adalah 10%, sama dengan 1/10 dari ruang pori tersisi air, sisanya, terisi sesuatu yang lain (misalnya minyak, gas, dan lain-lain). Pori batuan (reservoir) selalu terisi fluida. Saturasi pada umumnya ditulis dalam persen atau dapat ditulis dalam desimal 0-1.

Diambil dari PERM. Inc (2022), saturasi didefinisikan sebagai fraksi atau prosentasi dari volume pori dari fluida utama (minyak, gas, atau air). Secara matematika ditulis:
Saturasi Fluida = Volume Total fluida / Volume Pori.

Semua saturasi berdasarkan volume pori bukan *gross volume reservoir*. Saturasi dari tiap individual fase memiliki rentang nilai dari nol sampai 1 atau 100%. Berdasarkan definisinya, jumlah dari saturasi 1 dapat ditulis

$S_o + S_w = 1$ atau $S_o + S_w + S_g = 1$ bergantung dari fluida yang mengisi.

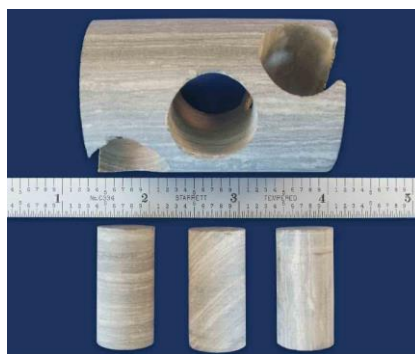
Dimana:

S_o = Saturasi minyak, S_w = Saturasi air, dan S_g = Saturasi gas

Core sample (sampel batuan inti)

Sampel *core* (batuan inti) merupakan hasil pengeboran sumur migas, yang berbentuk tabung silinder. Diambil dari wiki.aapg.org (2022), analisis data *core* dapat dilakukan pada beberapa jenis, diantaranya;

- Analisis *core* konvensional atau *core plug*,
- Analisis *core* keseluruhan (*whole core analysis*),
- Analisis *core* dinding lubang pengeboran (*sidewall core analysis*).



Gambar 1

Contoh gambar conventional core (atas), dan core plug (bawah), (Schlumberger, 2012)

Dirangkum dari SLB Energy Glossary (2023). *Whole core* atau *conventional core* (batuan inti konvensional) merupakan batuan inti (*core*) yang dibor secara konvensional (ditengah operasi pengeboran) dalam bentuk utuh. Selanjutnya, *core plug* adalah suatu sampel *plug*, didapat dari *conventional core* untuk keperluan analisis batuan. Ukuran *core plug* yang biasanya diambil yaitu diameter 1 inci hingga 1 1/2 inci (2,5 hingga 3,8 cm) dengan panjang 1 inci hingga 2 inci (5 cm). Sesuai keperluan, *core plug* dapat diambil secara tegak lurus dengan sumbu *core* atau juga sejajar (horizontal) yang disebut *core plug* horizontal, dan jika dipotong dari lubang sumur vertikal disebut *core plug* vertikal.

RCAL

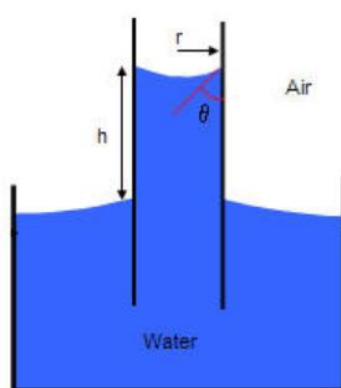
Dirangkung dari Torsaeter dan Abtahi (2000:1) dan website Orogenic Resources Sdn Bhd (2022), *Routine Core Analysis* (RCAL) yaitu analisis paling fundamental untuk properti batuan. Analisis RCAL meliputi porositas, permeabilitas, saturasi (isi dan jenis fluida), dan litologi (jenis batuan).

SCAL

SCAL (Special core analysis) dilakukan untuk mengetahui informasi suatu batuan yang lebih detail (tingkat lanjut) setelah dilakukan RCAL. Diantara berbagai macam pengukuran SCAL yaitu: *Capillary Pressure*, *Relative Permeability*, *Steady-state and Unsteady state*, *Wettability Determination*, dan lain-lain (Intertek Group plc, 2023).

Tekanan Kapiler (*Capillary Pressure*)

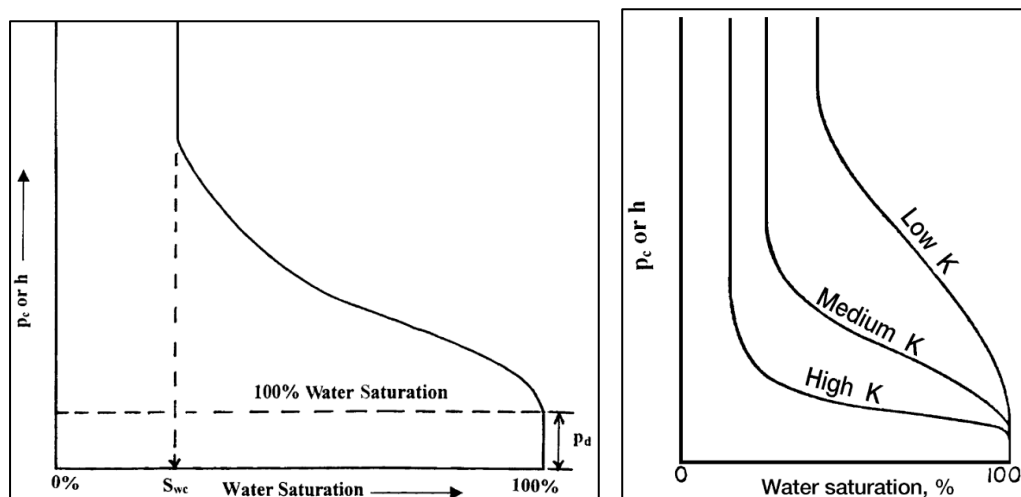
Tekanan kapiler (P_c) adalah perbedaan tekanan melintasi antarmuka antara dua cairan yang tidak bercampur yang timbul dari gaya kapiler (IHS Harmony, 2020).



Gambar 2

Ilustrasi konsep tekanan kapiler antara air dan udara (IHS Harmony, 2020)

Kurva tekanan kapiler ditampilkan dengan saturasi air. Dari kurva ini dapat dilihat nilai S_{wc} (*Saturasi Water Connate*) dan P_d (*Displacement Pressure*). Selain itu, Tekanan kapiler berhubungan dengan nilai permeabilitas batuan.



Gambar 3

Kurva Tekanan Kapiler (kiri), dan Variasi zona transisi terhadap permeabilitas (kanan), (Ahmed, 2006: 208 dan 218).

Water Connate yaitu Air yang terperangkap dalam pori-pori batuan selama pembentukan batuan (SLB Energy Glossary, 2023). Sedangkan P_d (*Displacement Pressure*) yaitu tekanan di mana merkuri pertama kali memasuki sampel (setelah merkuri mengisi permukaan yang tidak rata pada sampel), (AAPG Wiki, 2014).

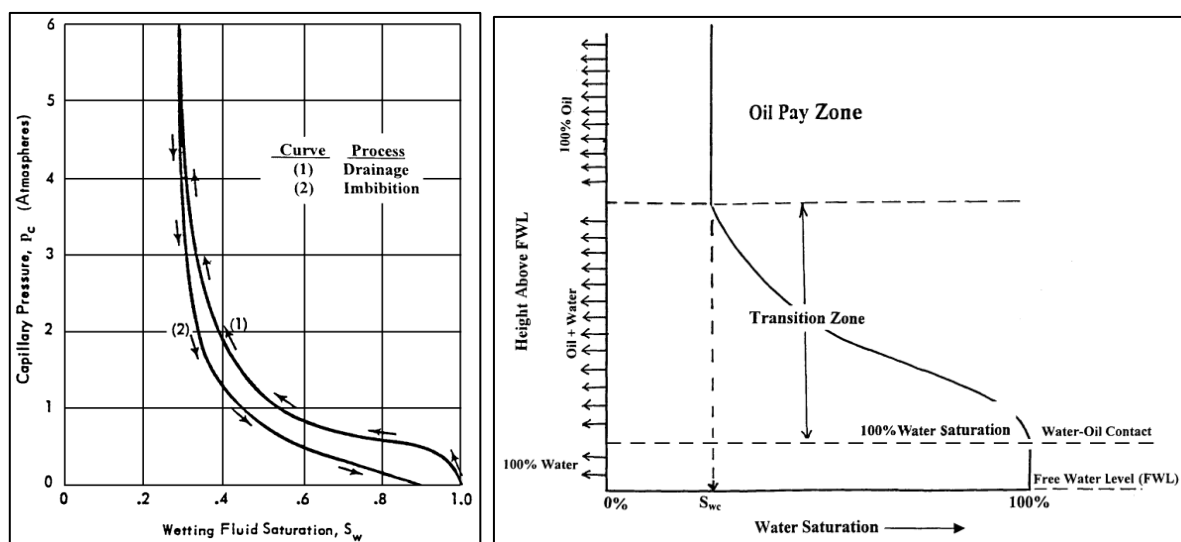
MICP

Mercury Injection Capillary Pressure (MICP) adalah teknik yang umum digunakan untuk pengukuran porositas, distribusi ukuran tenggorokan pori, dan tekanan injeksi terhadap saturasi merkuri untuk banyak jenis batuan (Peng, et al., 2017).

Imbibisi-Drainase

Imbibisi (*imbibition*) adalah proses menyerap fase pembasahan (*wetting phase*) ke dalam batuan berpori. Imbibisi penting dalam reservoir penggerak air karena dapat memajukan atau menghambat pergerakan air, mempengaruhi sapuan area. Imbibisi spontan mengacu pada proses penyerapan tanpa tekanan yang mendorong fase ke dalam batuan. Batuan yang sama dapat menyerap air dan minyak, dengan penyerapan air pada saturasi air in situ yang rendah, menggantikan kelebihan minyak dari permukaan butir batuan, dan penyerapan minyak pada saturasi minyak in situ yang rendah, menggantikan kelebihan air. Uji imbibisi adalah perbandingan potensi imbibisi air dan minyak ke dalam batuan. Keterbasahan batuan ditentukan oleh fase mana yang menyerap lebih banyak (SLB Energy Glossary, 2023).

Drainase (*drainage*) adalah proses memaksa fase nonwetting menjadi batuan berpori. Minyak bermigrasi ke sebagian besar reservoir sebagai fase non-wetting, jadi pengisian awal reservoir adalah proses drainase (SLB Energy Glossary, 2023).



Gambar 4
Kurva Drainase dan Imbibisi (kiri), dan profil saturasi air (kanan), (Ahmed, 2006: 211 dan 213).

METODE

Penelitian dilakukan di laboratorium milik PPTMGB “LEMIGAS” November 2019 hingga Februari 2020. Tahapan dari penelitian ini meliputi pengumpulan data, pengukuran *basic data*, pengukuran MICP, perhitungan dan analisis data.

Pengumpulan data

Awal mula dilakukan *plugging* (mengambil sampel “*core plug*” dari *conventional core*). Untuk jumlah sampel yang diujikan terdiri dari dua sampel, yaitu: sampel-1 dan sampel-2. Data sampel *core* yang diterima sudah dilakukan pre-kondisi sehingga siap dilakukan pengukuran. Tidak ada informasi mengenai litologi, asal lapangan, dan nama sumur.

Pengukuran Basic Data

Pengukuran ini meliputi PV (*Pore Volume* (cc)), GD (*Grain Density* (gr/cc)), Ø (Porositas (%)), K (Permeabilitas (mD)), BV (*Bulk Volume* (mD)), GV (*Grain Volume* (gr/cc)), W (*Weight* / Berat (gr)), D (Diameter (mm)), dan L (*Long*/ panjang (mm)). Alat yang digunakan yaitu *Automated Porosimeter-Permeameter*, menggunakan injeksi gas helium (He) pada data sampel.

Pengukuran MICP, Perhitungan, dan Analisis Data

Pengukuran MICP ini meliputi pembacaan tekanan dengan *mercury reading* menggunakan alat *Autopore IV 9500*, kemudian dilakukan perhitungan saturasi *Wetting Phase*, lalu analisis tekanan terhadap saturasi *Wetting Phase* dari dua sampel tersebut, yaitu Swc (*Saturasi Water Connate*) dan Pd (*Displacement Pressure*).

HASIL DAN DISKUSI

Hasil pengukuran *basic data* dari dua sampel ditampilkan dalam tabel sebagai berikut:

Tabel 1
Hasil pengukuran *basic data*

Nama sampel	PV (cc)	GD (gr/cc)	Ø (%)	K (mD)	BV (cc)	GV (gr/cc)	W (gr)	D (mm)	L (mm)
Sampel-1	2,32	2,65	26,19	705,41	8,87	6,54	17,38	25,25	17,72
Sampel-2	3,26	2,66	31,98	40,36	10,19	6,93	18,519	25,06	20,65

Nilai porositas Sampel-1 yaitu 26% termasuk istimewa / *excellent* (> 25%), lebih kecil dari nilai porositas Sampel-2 yaitu 31,98% termasuk istimewa (> 25%). Hal ini berbanding terbalik dengan nilai permeabilitas Sampel-1 yaitu 705 mD termasuk sangat baik / *very good* (100-1000 mD), lebih besar dari nilai permeabilitas Sampel-2 yaitu 40,36 termasuk baik (10-100 mD). Dalam kasus dua sampel batuan ini, nilai porositas dan permeabilitas tidak berbanding lurus.

Pengukuran MICP dan Perhitungan *Wetting Phase Saturation*

Tahap pertama dalam pengukuran MICP adalah menghitung *Wetting Phase Saturation*. Input untuk perhitungan tersebut adalah hasil uji imbibisi dan drainase pada beberapa tekanan dengan menggunakan perangkat *Autopore IV 9500*, dengan output berupa beberapa nilai tekanan (psi) dan pembacaan mercury atau *mercury reading* (cc/g).

Selanjutnya, untuk menghitung *Wetting Phase Saturation* diturunkan dari persamaan dasar $Sw + So = 1$, atau $Sw + So + Sg = 1$. Disebabkan fluida pengisi hanya diisi merkuri (Hg), maka persamaannya menjadi:

$$Sw = 1 - S_{\text{mercury}}$$

$$Sw = 1 - ((\text{Volume Hg} / \text{PV}))$$

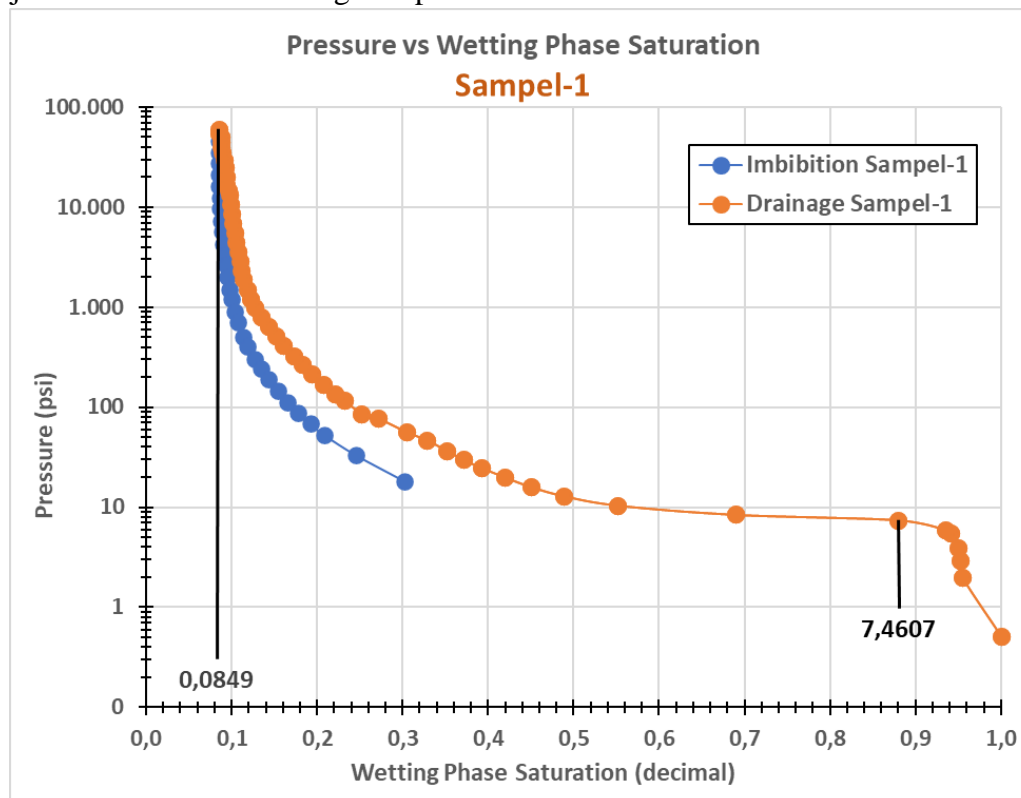
$$Sw = 1 - (((\text{mercury reading} \times \text{berat sampel}) / \text{PV}))$$

Nilai hasil pengukuran tekanan, *mercury reading*, dan hasil perhitungan *Wetting Phase Saturation* (Sw) pada kondisi imbibisi dan drainase dari Sampel-1 dan Sampel-2, ditampilkan dalam tabel di lampiran.

Analisis Data

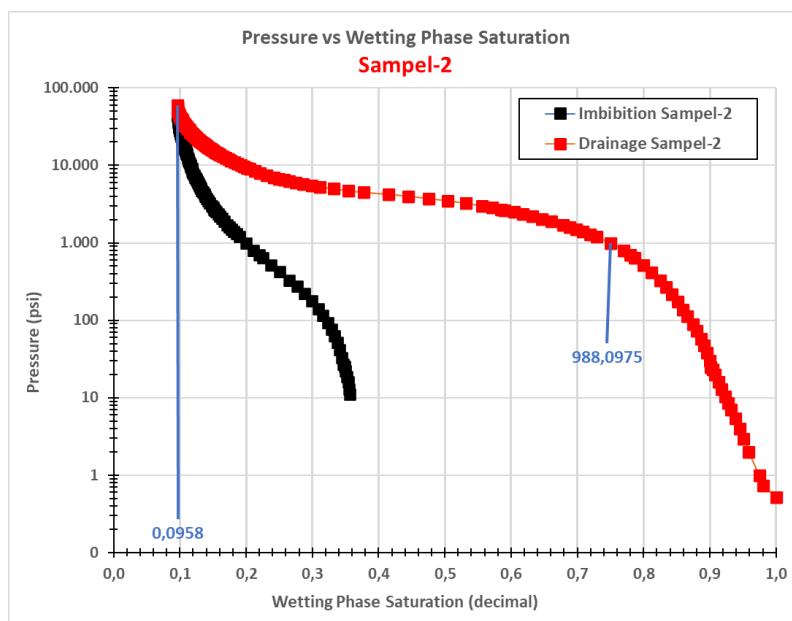
Kurva tekanan terhadap saturasi *Wetting Phase* dari sampel-1 dan Sampel-2, seperti ditunjukkan pada Gambar 5 dan Gambar 6. Dari kurva tersebut dapat diinterpretasikan nilai S_{wc} dan P_d dari masing-masing sampel.

Dari gambar 5 dan 6 tersebut, pada sampel-1 nilai S_{wc} adalah 0,0849 atau 8,49%, sedangkan nilai P_d yaitu 7,4607 psi. Pada sampel-2 nilai S_{wc} adalah 0,0958 atau 9,58%, sedangkan nilai P_d yaitu 988,0975 psi. dari kedua angka S_{wc} tersebut tidak banyak perbedaan nilai, namun pada nilai P_d kedua sampel terlihat sangat jauh berbeda, yang mana pada Sampel-2 relatif sangat jauh lebih besar dibanding Sampel-1.



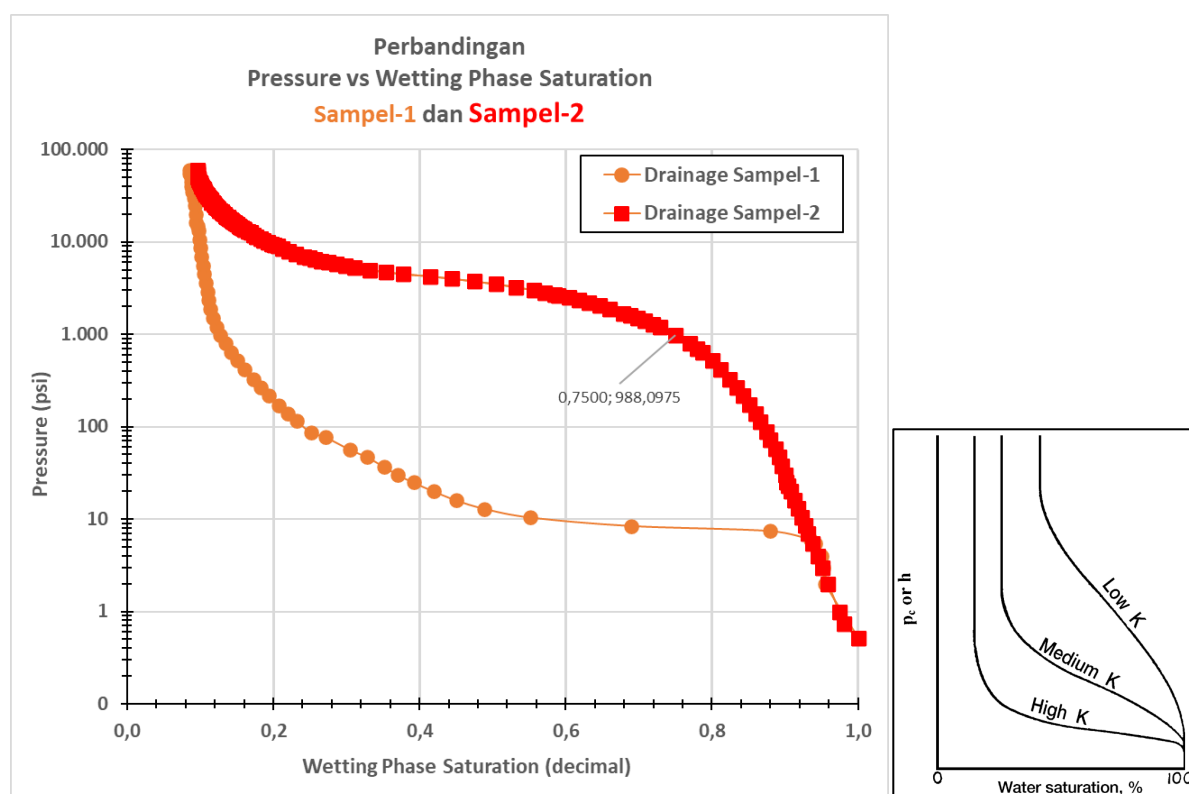
Gambar 5

Kurva tekanan terhadap saturasi *wetting phase* saat imbibisi dan drainase pada Sampel-1



Gambar 6

Kurva tekanan terhadap saturasi *wetting phase* saat imbibisi dan drainase pada Sampel-2



Gambar 7

Perbandingan kurva drainase pada Sampel-1 dan Sampel-2 (kiri) dengan variasi kurva nilai permeabilitas pada kurva zona transisi (kanan).

Pada Gambar 7 terlihat bahwa kurva drainase Sampel-1 pada zona transisi lebih mendatar / landai dibanding Sampel-2. Hal ini sesuai teori pada Gambar 3 (sebelah kanan), yang mana permeabilitas Sampel-1 lebih besar dibanding permeabilitas Sampel-2.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pengukuran, nilai porositas Sampel-1 yaitu 26% termasuk istimewa (> 25%), lebih kecil dari nilai porositas Sampel-2 yaitu 31,98% termasuk istimewa (> 25%). Hal ini berbanding terbalik dengan nilai permeabilitas Sampel-1 yaitu 705 mD termasuk sangat baik (100-1000 mD), lebih besar dari nilai permeabilitas Sampel-2 yaitu 40,36 termasuk baik (10-100 mD). Dalam kasus dua sampel batuan ini, nilai porositas dan permeabilitas tidak berbanding lurus.

Berdasarkan kurva tekanan terhadap saturasi *Wetting Phase* dari sampel-1 dan Sampel-2, digunakan untuk intepretasi nilai Swc (*Saturation of water connate*) dan Pd (*Displacement Pressure*) dari masing-masing sampel. Pada sampel-1 nilai Swc adalah 0,0849 atau 8,49%, sedangkan nilai Pd yaitu 7,4607 psi. Pada sampel-2 nilai Swc adalah 0,0958 atau 9,58%, sedangkan nilai Pd yaitu 988,0975 psi. dari kedua angka Swc tersebut tidak banyak perbedaan nilai, namun pada nilai Pd kedua sampel terlihat sangat jauh berbeda, yang mana pada Sampel-2 relatif sangat jauh lebih besar dibanding Sampel-1. Kurva drainase Sampel-1 pada zona transisi lebih mendatar / landai dibanding Sampel-2. Hal ini sesuai teori (Gambar 3).

REFERENCES

- AAPG Wiki. (2022). Overview of Routine Core Analysis. https://wiki.aapg.org/Overview_of_routine_core_analysis, diakses tanggal 1 November 2022
- AAPG Wiki. (2014). Displacement pressure. [https://wiki.aapg.org/Displacement_pressure#:~:text=The%20pressure%20at%20which%20mercury,displacement%20pressure%20\(Pd\)](https://wiki.aapg.org/Displacement_pressure#:~:text=The%20pressure%20at%20which%20mercury,displacement%20pressure%20(Pd)). diakses tanggal 5 Mei 2023.
- Ahmed, Tarek. 2006. Reservoir Engineering Hand Book Third Edition. Elsevier Inc: Oxford.
- Dwiyono, Imam Fajri., dan Sarju Winardi. (2014). Kompilasi Metode Water Saturation Dalam Evaluasi Formasi. Prosiding Seminar Nasional Kebumihan Ke-7, Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada, 30 – 31 Oktober 2014. <https://repository.ugm.ac.id/135147/1/420-437%20M2P-03.pdf>, diakses tanggal 8 Juni 2022
- Halliburton. (2001). Basic Petroleum Geology and Log Analysis. Halliburton: USA
- IHS Harmony. (2020). Capillary pressure. IHS Markit Ltd. https://www.ihsenergy.ca/support/documentation_ca/Harmony/content/html_files/reference_material/general_concepts/capillary_pressure.htm. Diakses tanggal 5 Mei 2023
- Intertek Group plc. (2023). Special Core Analysis (SCAL). <https://www.intertek.com/energy/upstream/scal-special-core-analysis/>. Diakses tanggal 5 Mei 2023
- Koesoemadinata, R P. (1980). Geologi Minyak dan Gas Bumi. ITB: Bandung
- Orogenic Resources Sdn Bhd. (2022). Core Storage & Core Analysis: Routine Core Analysis. <https://orogenic.com.my/our-services/core-storage-core-analysis/routine-core-analysis/#:~:text=Routine%20core%20analysis%20is%20the%20most%20fundamental%20rock,of%20rock%20using%20Dean%20Stark%20or%20Soxhlet%20Extraction> Diakses tanggal 5 Mei 2021
- Peng, Sheng., Tongwei Zhang, Robert G. Loucks, and James Shultz. 2017. Application of mercury injection capillary pressure to mudrocks: Conformance and compression corrections. Marine and Petroleum Geology, Volume 88, December 2017, Pages 30-40. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.08.00>. Diakses tanggal 5 Mei 2023

- PERM Inc. (2022). Saturation. <https://perminc.com/resources/fundamentals-of-fluid-flow-in-porous-media/chapter-2-the-porous-medium/saturation/#:~:text=Saturation%20is%20defined%20as%20that%20fraction%2C%20or%20percent%2C,pore%20volume%20not%20gross%20volume%20of%20the%20reservoir>. Diakses tanggal 5 Mei 2022
- Rukmana, Dadang., Dedy K., V Dedi Cahyoko A. (2011). Teknik Reservoir – Teori dan Aplikasi. Pohon Cahaya: Yogyakarta
- Schlumberger. (2012). XL Rock. <https://www.slb.com/-/media/files/fe/brochure/xl-rock-br.ashx>. diakses tanggal 1 November 2022
- SLB Energy Glossary. (2023). *Core plug*. https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/c/core_plug Diakses tanggal 5 Mei 2023
- SLB Energy Glossary. (2023). *Connate Water*. https://glossary.slb.com/en/terms/c/connate_water Diakses tanggal 5 Mei 2023
- SLB Energy Glossary. (2023). *Whole Core*. https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/w/whole_core Diakses tanggal 5 Mei 2023
- Sukandarrumidi. (2013). Geologi Minyak dan Gas Bumi untuk Geologist Pemula. Gadjah Mada University Press: Yogyakarta
- Torsaeter, Ole, and Manoochehr Abtahi. (2000). Experimental Reservoir Engineering Laboratory Work Book. Departemen of Petroleum Engineering and Applied Geophysics of Norwegian University of science and Technology. <http://www.ipt.ntnu.no/~oletor/kompendium4015.pdf>, diakses tanggal 8 Juni 2022
- Widarsono, Bambang. (2008). Hubungan antara Porositas dengan Kedalaman untuk Reservoir Reservoir Batupasir di Indonesia Barat. Lembaran Publikasi Lemigas Vol. 42. NO. 3. <http://journal.lemigas.esdm.go.id/index.php/LPMGB/article/view/116/102>
Diakses tanggal 5 Mei 2021
- Yu, Yang. (2013). *An Experimental Method to Measure the Porosity from Cuttings: Evaluation and Error Analysis (Thesis)*. Texas Tech University: Texas. <https://ttu-ir.tdl.org/bitstream/handle/2346/48848/YU-THESIS.pdf?sequence=1>
Diakses tanggal 5 Mei 2022