

Uji Coba Teknik Baru untuk Menentukan Parameter Pancung Porositas Pada Kasus Reservoir Batugamping

Oleh: **Bambang Widarsono**

Peneliti Madya pada Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

Jl. Ciledug Raya Kav. 109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan 12230

Tromol Pos : 6022/KBYB-Jakarta 12120, Telepon : 62-21-7394422, Faksimile : 62-21-7246150

Teregistrasi I tanggal 26 Januari 2010; Diterima setelah perbaikan tanggal 12 Maret 2010

Disetujui terbit tanggal: 30 April 2010

SARI

Parameter pancung porositas adalah properti yang selalu sangat dibutuhkan dalam menentukan jumlah akumulasi hidrokarbon di reservoir dan metode penentuan yang dapat dianggap diandalkan selalu dibutuhkan. Sebuah metode baru yang didasarkan pada utilisasi data injeksi air raksa atas percontoh batuan baru-baru ini telah diusulkan dan aplikasinya atas percontoh-percontoh batupasir telah berlangsung dengan cukup baik. Aplikasinya atas batugamping adalah merupakan studi yang hasilnya disajikan pada tulisan ini. Untuk studi ini lima set percontoh batugamping yang diambil dari lima lapangan minyak dan gas bumi di Indonesia digunakan. Dengan menerapkan prosedur yang diusulkan penerapan metode ini atas batugamping telah berlangsung dan berhasil sangat baik. Beberapa hasil utama yang dapat diperoleh adalah bukti bahwa metode ini tidak bergantung pada jenis litologi dari batuan reservoir karena sifatnya yang lebih didasarkan pada hubungan langsung antara *flow path* pori batuan dan permeabilitas yang umumnya bersifat konsisten. Prinsip dasar ini juga memperlihatkan keunggulan metode ini dibanding metode-metode konvensional yang umum digunakan. Kesimpulan penting lainnya adalah bahwa tidak berpengaruhnya kehadiran rekahan dan rongga gerowong (*vugs*) - biasa hadir dalam reservoir batugamping - atas harga pancung porositas yang dihasilkan sehingga meneguhkan kembali kelaikan dari metode ini bagi batugamping secara umum.

Kata kunci: harga pancung porositas, penentuan akumulasi hidrokarbon, metode baru, data injeksi air raksa, reservoir batugamping

ABSTRACT

Porosity cut-off is a rock property that is always needed in activities related to estimation of hydrocarbon in place in reservoirs, and therefore a reliable method for its determination is always desired. Recently a new method is proposed. The method is based on utilization of mercury injection on core sample data and its initial trials on sandstone samples have shown encouraging results. In this article the results are presented. For this study, five sets of limestone samples are taken from five oil and gas fields in Indonesia. Application of the method in general has shown excellent results. An important result that can be obtained is a proof that this method is independent of rock lithology due to the method's fundamental reliance on direct and consistent relationship between pore-system's flow path and permeability. This basic principle also underlines the superiority of this technique compared to the more conventional methods normally used in industry. Another important conclusion is the negligible influence of fracture and vugs – normally found in limestones – on the estimated porosity cut-off hence emphasizing the applicability of the new method on limestones in general.

Key words: *porosity cut-off, estimation of hydrocarbon in place, new method, mercury injection data, limestone reservoirs*

I. PENDAHULUAN

Pada Widarsono (2009) telah ditunjukkan bahwa penggunaan data injeksi air raksa pada percontoh batupasir dapat dengan baik membantu penentuan besaran parameter pancung (*cut-off*) yang secara meluas dikenal sebagai mengandung ketidakpastian yang cukup berarti. Informasi yang menunjukkan distribusi ukuran radius leher pori pada umumnya dapat dikorelasikan dengan sangat baik dengan permeabilitas dari percontoh sampel batuan. Korelasi yang baik ini kemudian diintegrasikan dengan hubungan antara porositas dan permeabilitas yang umumnya kurang baik dengan cara regresi linear berganda (*multiple regression*). Persamaan regresi yang diperoleh terbukti dapat memprediksi permeabilitas dengan sangat sangat baik sehingga sebagai konsekuensinya dapat dipakai mengestimasi besaran parameter pancung porositas dengan lebih meyakinkan.

Para praktisi evaluasi formasi dan analisis petrofisika secara umum sepakat untuk berpendapat bahwa penentuan parameter pancung untuk batugamping tidaklah sesederhana seperti halnya untuk batupasir. Hal ini disebabkan oleh berbagai aspek dari batugamping yang banyak berbeda dengan batupasir terutama dalam hal genetika sehingga pada umumnya bersifat lebih heterogen dan memiliki struktur pori yang lebih rumit daripada batupasir. Kesulitan dan ketidakpastian yang cukup tinggi dari batugamping ini yang secara langsung berdampak dalam bentuk menambah ketidakpastian dalam menentukan harga pancung porositas. Pada gilirannya kegagalan dalam menentukan harga pancung yang dapat dianggap mewakili akan menghasilkan ketidakakuratan dalam estimasi akumulasi minyak dan gas bumi yang terkandung di dalam reservoir.

Perbedaan dalam bentuk struktur pori antara batupasir dan batugamping ini kemudian menimbulkan pertanyaan mengenai apakah pendekatan dalam penentuan parameter pancung porositas yang disajikan dalam Widarsono (2009) dapat bekerja juga bagi batuan yang membentuk reservoir-reservoir batugamping yang diketahui sebagai berjumlah cukup besar di Indonesia. Untuk pengujian atas pendekatan tersebut pada reservoir batugamping maka diambil beberapa percontoh batuan reservoir yang diambil dari beberapa lapangan minyak dan gas bumi yang memiliki reservoir batugamping. Tulisan yang tersaji dalam makalah ini merupakan suatu laporan atas hasil

pengujian yang telah dilakukan. Diharapkan bahwa hasil dari studi ini akan memberi kontribusi dalam usaha untuk menetapkan suatu metode yang terpercaya dalam menentukan parameter pancung porositas untuk reservoir batugamping.

II. HARGA PANCUNG DARI HUBUNGAN POROSITAS - PERMEABILITAS

Seperti halnya pada reservoir-reservoir batupasir, penentuan parameter pancung porositas pada reservoir-reservoir batugamping secara umum ditopang oleh hubungan empiris antara porositas dan permeabilitas dari batuan. Dari hubungan tersebut, dengan menggunakan harga minimum permeabilitas batuan - yang umumnya diperoleh dari data analisis percontoh batuan - maka parameter porositas pancung diperoleh dengan menggunakan hubungan porositas - permeabilitas yang telah dibuat. Praktek umum menentukan bahwa harga permeabilitas 1 mD dan 0.1 mD umumnya digunakan untuk pembatas minimum, masing-masing untuk minyak dan gas, yang dengan menggunakan harga tersebut maka harga parameter pancung porositas diperoleh. Dengan demikian maka harga pancung porositas menjadi sangat tergantung dengan kualitas hubungan antara porositas dan permeabilitas, seperti yang ditunjukkan oleh Widarsono (2009). Hal ini berujung pada sebuah pertanyaan mengenai bagaimana hubungan antara kedua properti tersebut berlaku untuk batugamping.

Untuk keperluan melihat hubungan antara porositas dan permeabilitas pada batugamping maka data-data petrofisika percontoh yang diperoleh dari berbagai lapangan yang memiliki reservoir batugamping diambil untuk dipelajari. Untuk keperluan studi ini percontoh-percontoh batugamping dari lapangan-lapangan KJ dan SM di Sumatera Selatan dan KR, SB, dan TB di Jawa Barat. Secara umum percontoh batuan yang digunakan bervariasi antara *wackstone*, *packstone*, dan *grainstone* dengan selingan beberapa *bounstone*. Gambar 1 dan 2 masing-masing memperlihatkan contoh sayatan tipis dari batugamping *packstone* dan *floatstone* yang berasal dari lapangan TB. Tampak terlihat iregularitas struktur pori yang secara umum lebih kompleks dari struktur pori klastik pada batupasir. Tabel 1 menyajikan rangkuman deskripsi visual atas percontoh-percontoh batuan yang dipakai dalam studi ini.

Hubungan empiris antara porositas dan permeabilitas diperoleh dengan memplot data dari

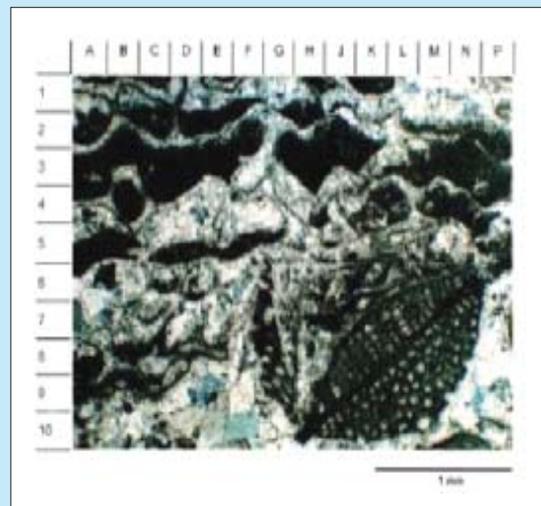
kedua properti petrofisika batuan itu. Untuk ke lima lapangan yang dipakai dalam studi ini tidak seluruh data digunakan, tetapi data diambil dari satu atau dua sumur saja sehingga data yang diambil dari satu lapangan tidak dapat dianggap mewakili lapangan tersebut secara keseluruhan. Hal ini sesuai dengan sifat studi ini yang bersifat pengujian suatu metode dan bukan studi komprehensif atas suatu lapangan. Gambar 3 sampai 7 memperlihatkan hasil plot bagi ke lima lapangan. Secara umum, seperti telah diduga, korelasi antara kedua properti tidak begitu baik dengan koefisien korelasi (R^2) berkisar antara 0,3476 dan 0,63 (lihat Tabel 2 untuk rangkuman harga R^2). Meskipun beberapa data pada percontoh batupasir yang digunakan pada Widarsono (2009) menunjukkan hal yang serupa tapi sebagian besar menunjukkan koefisien korelasi yang lebih baik untuk ukuran korelasi dalam petrofisika, bahkan beberapa mencapai di atas 0,9.

Dengan menggunakan hubungan empiris antara kedua properti petrofisika ini harga pancung porositas ditentukan. Dengan menggunakan harga pancung permeabilitas 1 mD (harga ini hanya untuk uji coba dan tidak harus selalu demikian untuk kasus-kasus lapangan lainnya) maka harga pancung porositas untuk masing-masing lapangan diperoleh. Tabel 3 menyajikan rangkuman dari harga pancung porositas yang ditampilkan dalam dua bentuk yaitu satu harga yang berasal dari garis regresi dan kisaran harga yang mengindikasikan ketidakpastian dalam memilih harga yang paling mewakili. Semakin buruk korelasi (R^2 makin rendah) maka kisaran harga akan cenderung semakin lebar sehingga makin sulit untuk menentukan satu harga yang dianggap mewakili.

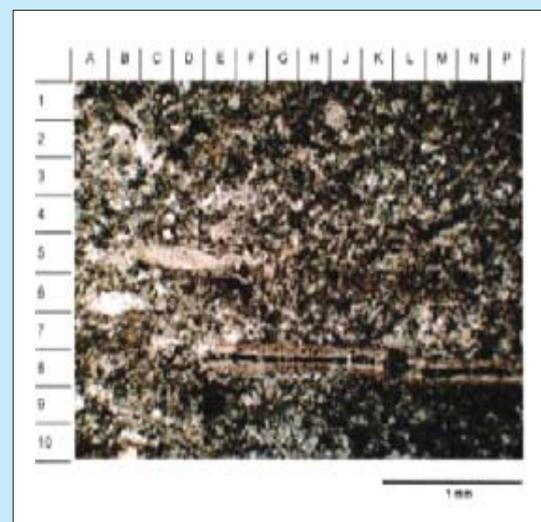
Dengan melihat lebarnya kisaran-kisaran harga yang ditunjukkan oleh percontoh batugamping secara umum maka dapat diindikasikan sulitnya menentukan harga pancung porositas pada evaluasi petrofisika yang sebenarnya. Iregularitas struktur pori batugamping memang sebenarnya tidak selalu dapat digambarkan dengan baik melalui korelasi antara porositas dan permeabilitas.

III. HARGA PANCUNG DARI HUBUNGAN POROSITAS - PERMEABILITAS - RADIUS PORI

Metode penentuan harga pancung porositas dengan bantuan data injeksi merkuri atas percontoh batuan yang diusulkan dalam Widarsono (2009) pada



Gambar 1
Sayatan tipis dari *large forams packstone* dengan sertaan lain terumbu koral, *mollusk*, dan *brachiopods* sebagai butiran rangka (skeletal grains). Percontoh diambil dari lapangan TB.



Gambar 1
Sayatan tipis dari *Floatstone* dengan butiran-butiran *intraclast* yang terneomorfosis dan memiliki matriks *large forams wackestone*. Percontoh diambil dari lapangan TB.

Tabel 1
Rangkuman dari litologi batugamping reservoir-reservoir yang dipakai dalam studi ini.

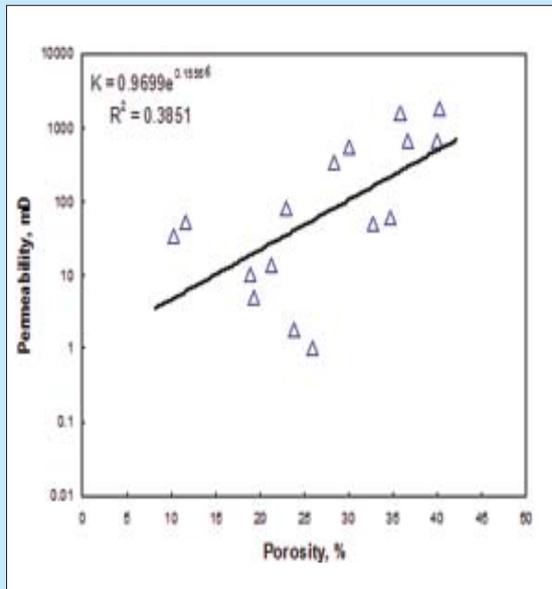
Lapangan	Deskripsi visual umum
KJ	Packstone – wackstone with minor grainstone, wht – gy, foram, algae, moldic, vugs
KR	Packstone – wackstone, wht – gy, foram, algae, sylvolites, sli mott – pp vuggy.
SB	Packstone – wackstone – boundstone, wht – gy, coral, foram, algae, pp vuggy.
TB	Packstone – wackstone, yell – lt brn, coral, L-foram, algae, sli vuggy, mic. styl.
SM	Packstone – grainstone – boundstone, gy = lt brn, L-foram, coral, algae, sli intra part.

Tabel 2
Derajat korelasi (R^2) bagi plot porositas – permeabilitas ($\phi - K$) dan permeabilitas – radius leher pori (efektif) ($K - R$) pada berbagai saturasi air raksa. R^2 yang diberi warna kuning adalah plot antara permeabilitas vs. radius leher pori yang dianggap mewakili ditandai dengan harganya yang tertinggi

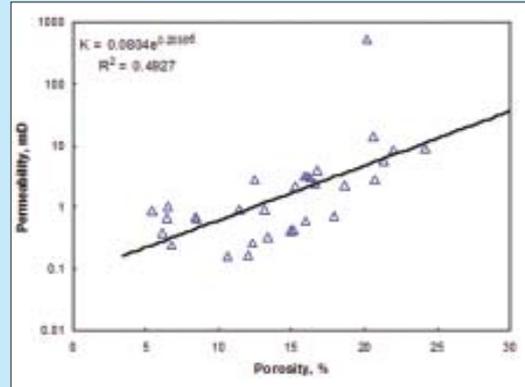
Lapangan	R^2							
	$\phi - K$	K-R ₁₅	K-R ₂₀	K-R ₂₅	K-R ₃₀	K-R ₃₅	K-R ₄₀	K-R ₅₀
KJ	0.3851	0.8504	0.8032	0.8108	0.7743	0.7555	0.738	0.6618
KR	0.5961	0.2576	0.5578	0.6918	0.7312	0.8092	0.8405	0.9641
SB	0.4927	0.8911	0.8943	0.8823	0.8515	0.8463	0.8597	0.8207
TB	0.6309	0.874	0.869	0.8707	0.8802	0.9013	0.908	0.9351
SM	0.5189	0.8477	0.8546	0.7925	0.7699	0.712	0.661	0.6567

Tabel 3
Perbandingan harga pancung porositas (ϕ_c) yang dihasilkan oleh relasi $\phi - K$ dan relasi $K - R - \phi$

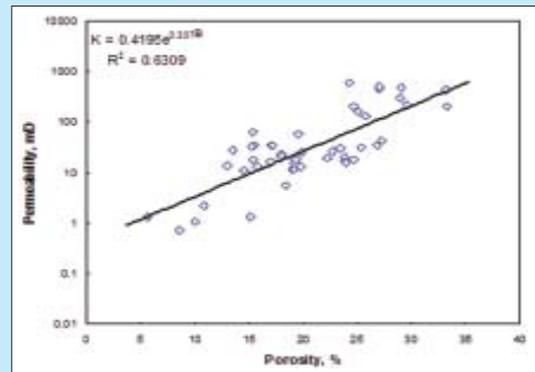
Lapangan	Relasi $\phi - K$								
	$K_c = 1$ mD			K_c dinamis (dari $K - R - \phi$)			Relasi $K - R - \phi$		
	K_c	ϕ_c	Kisaran	K_c	ϕ_c	Kisaran	R_c	K_c	ϕ_c
	(mD)	(fraksi)	f_c (fraksi)	(mD)	(fraksi)	f_c (fraksi)	(mikron)	(mD)	(fraksi)
KJ	1	<<	0 – 0.17	0.678	<<	0 – 0.16	0.5	0.678	0.092
KR	1	0.09	0.04 – 0.14	1.788	0.14	0.09 – 0.17	0.5	1.788	0.123
SB	1	0.12	0.05 – 0.17	0.05	0.08	0.03 – 0.13	0.5	0.05	0.091
TB	1	0.03	0 – 0.11	2.829	0.07	0.02 – 0.16	0.5	2.829	0.129
SM	1	<<	0 – 0.04	0.81	<<	0 – 0.02	0.5	0.81	0.049



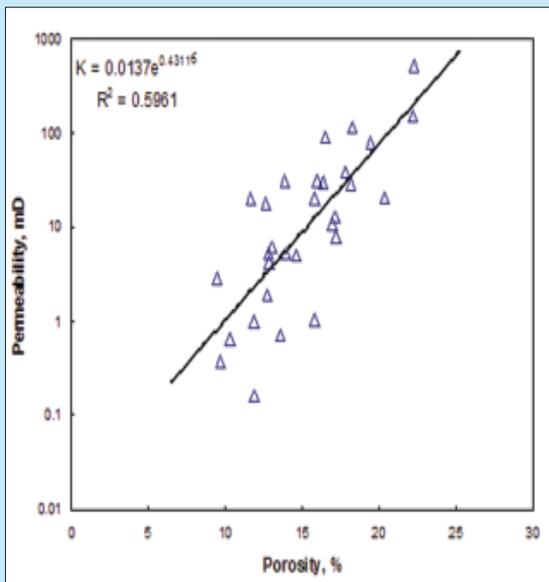
Gambar 3
Plot permeabilitas vs. porositas untuk
percontoh dari lapangan KJ.



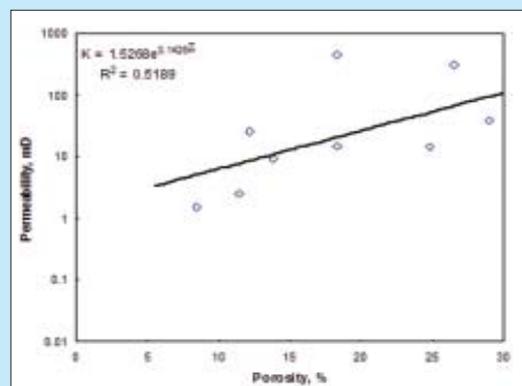
Gambar 5
Plot permeabilitas vs. porositas untuk
percontoh dari lapangan SB



Gambar 6
Plot permeabilitas vs. porositas untuk
percontoh dari lapangan TB



Gambar 4
Plot permeabilitas vs. porositas untuk
percontoh dari lapangan KR

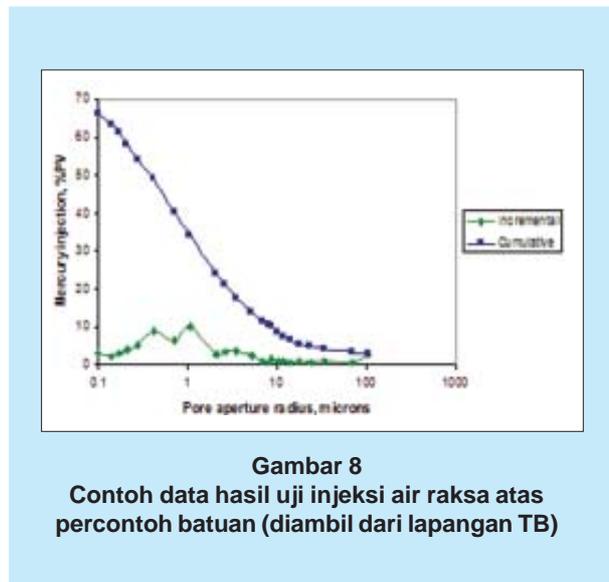


Gambar 7
Plot permeabilitas vs. porositas untuk
percontoh dari lapangan SM

dasarnya merupakan pengembangan dari pendekatan yang diambil oleh beberapa peneliti antara lain Pittman (1992). Dalam makalahnya itu ia berhasil membuktikan adanya korelasi yang sangat baik antara permeabilitas, radius leher pori, dan porositas sehingga dengan menggunakan hubungan tersebut maka permeabilitas dapat diprediksi dengan baik. Pendekatan ini kemudian dipakai oleh Jaya dkk (2005) untuk keperluan yang sama tetapi pengkorelasiannya menggunakan percontoh batuan dalam jumlah sangat besar yang diperoleh dari berbagai lapangan di Indonesia. Korelasi-korelasi yang dihasilkan kemudian dianggap sebagai berlaku untuk reservoir-reservoir di Indonesia.

Dalam Widarsono (2009), teknik pengkorelasiannya yang sama dilakukan meskipun kemudian korelasi yang dihasilkan dipakai untuk mengestimasi harga pancung porositas dan bukan untuk memprediksi permeabilitas. Segala aspek fundamental yang berkaitan dengan metode ini seperti hubungan antara ukuran leher pori dan tekanan kapiler serta permeabilitas, faktor-faktor yang mempengaruhi ukuran leher pori batuan, pengkorelasiannya dengan porositas, dan hubungan tingkat saturasi air raksa dan permeabilitas juga dibahas dalam tulisan tersebut. Secara terangkum, prosedur yang disusun dan diaplikasikan dalam Widarsono (2009) adalah sebagai berikut:

1. Buat hubungan Log permeabilitas (K) vs. porositas (ϕ , fraksi). (Data tambahan seperti kandungan lempung dan uji sumur bisa dijadikan sebagai sumber pertimbangan tambahan). Tentukan harga parameter pancung porositas (ϕ_c) dengan menggunakan parameter pancung permeabilitas ($K_c = 1$ mD, disamping harga ϕ_c dalam bentuk selang/kisaran sesuai tingkat *scatter* dari hubungan Log K vs. ϕ (hubungan $\phi - K$). Hal ini perlu untuk mendapat gambaran kasar mengenai ketidakpastian dalam penentuan harga ϕ_c .
2. Olah data plot injeksi air raksa (%PV) vs. radius leher pori yang biasanya sudah tersedia pada laporan *special core analysis laboratory* (SCAL) (contoh diperlihatkan oleh Gambar 8). Siapkan R_{15} , R_{20} , R_{50} (atau selain itu sesuai dengan kebutuhan).
3. Buat hubungan Log K vs. Log R (yaitu R_{15} , R_{20} , R_{50} , etc). Pilih plot dengan tingkat korelasi (R^2) yang tertinggi. Plot $K - R$ ini yang akan



Gambar 8
Contoh data hasil uji injeksi air raksa atas percontoh batuan (diambil dari lapangan TB)

mewakili batuan reservoir yang sedang dievaluasi.

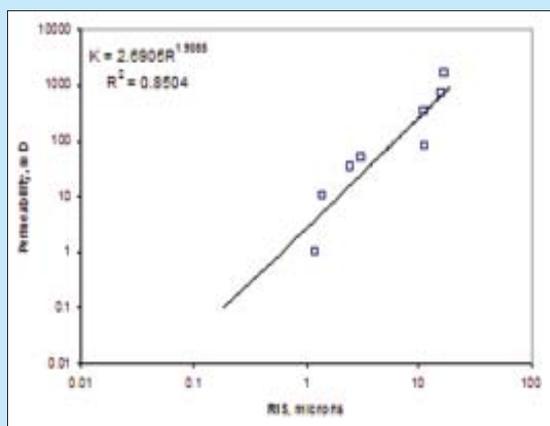
4. Tentukan K_c dari plot Log K vs. Log R (yaitu R yang terbaik). Harga K_c ini disebut sebagai ' K_c dinamis' karena merupakan ekstrapolasi dengan menggunakan $R_c = 0.5$ mikron (diperoleh dari Kolodzie, 1980) dan berbeda-beda untuk setiap lapangan.
5. Dengan menggunakan data R terpilih, K , dan ϕ lakukan regresi multi-variabel dengan Log K sebagai variabel dependen dan Log R (terpilih) serta ϕ (fraksi) sebagai variabel-variabel independen. Pemilihan Log K , Log R , dan ϕ dalam bentuk fraksi dimaksudkan agar tidak terdapat perbedaan mencolok di antara ketiga variabel dari segi besaran. Seperti yang diinformasikan pada literatur-literatur tentang analisis regresi (antara lain Armitage dkk. 2002) hal ini untuk mengurangi potensi kesalahan regresi yang disebabkan bias karena perbedaan besaran yang terlalu mencolok. Persamaan yang diperoleh berbentuk $\text{Log}K = a_1 \text{Log}R + a_2 \phi + b$.
6. Dengan menggunakan persamaan yang diperoleh dari langkah 5 tentukan ϕ_c (dalam fraksi) dengan masukan ' K_c dinamis' dan $R_c = 0.5$ mikron. Terkadang dibutuhkan modifikasi sedikit pada konstanta b jika diperlukan. (catatan: sebelum dipakai bagi penentuan ϕ_c , persamaan dengan konstanta b yang telah dimodifikasi (jika perlu) dapat diuji kembali dengan perbandingan melalui plot antara permeabilitas terhitung memakai

persamaan tersebut dan permeabilitas percontoh.)

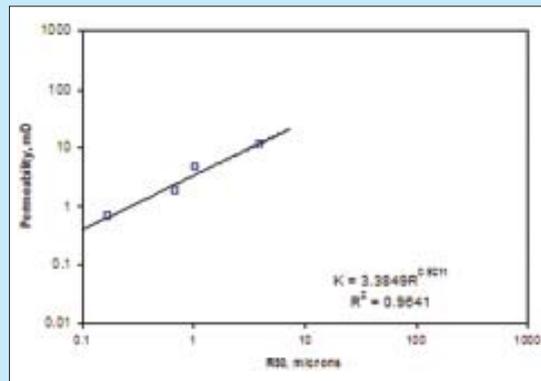
- Analisis dan bandingkan ϕ_c yang diperoleh dari langkah 6 (relasi $K - R - \phi$) dengan ϕ_c yang diperoleh dari relasi $\phi - K$. Tetapkan harga f_c yang akan dipakai untuk proses *reservoir lumping* atau bandingkan dengan sumber pembanding lain seperti data uji sumur.

Seperti halnya pada penerapan teknik ini atas sampel-sampel batupasir (di Widarsono, 2009), terlihat bahwa tiap batugamping memiliki karakteristik respon terhadap penginjeksian air raksa ke dalam pori – dalam kaitannya dengan permeabilitas – yang berbeda-beda. Hal ini dapat dilihat dari perbedaan-perbedaan ukuran leher pori batuan (R) yang menunjukkan korelasi R^2 terbaik terhadap permeabilitas (Tabel 2, area gelap). Sebagai contoh, bagi lapangan TB usuran leher pori yang paling representatif dalam korelasinya dengan permeabilitas adalah R_{50} ($R^2 = 0.9351$) sedangkan R_{15} ($R^2 = 0.8504$) adalah lebih tepat bagi lapangan KJ.

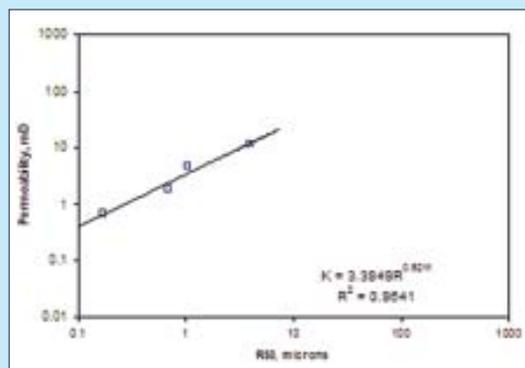
Secara grafis Gambar 9 sampai 13 memperlihatkan hubungan antara kedua properti bagi setiap batuan. Setiap plot jelas memperlihatkan hubungan yang lebih baik dibandingkan dengan korelasi antara porositas dan permeabilitas ($\phi - K$) (lihat Gambar 3 sampai 7). Perbedaan tersebut juga dapat dilihat dari perbandingan antara koefisien korelasi dari kedua pendekatan. Jika dari relasi $\phi - K$ diperoleh harga-harga R^2 dalam kisaran 0,3851 –



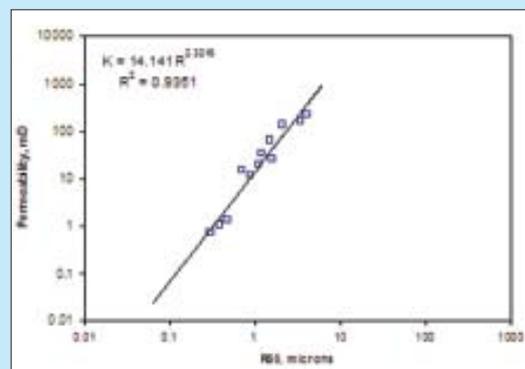
Gambar 9
Plot permeabilitas vs. R_{15} untuk percontoh dari lapangan KJ



Gambar 10
Plot permeabilitas vs. R_{50} untuk percontoh dari lapangan KR



Gambar 11
Plot permeabilitas vs. R_{20} untuk percontoh dari lapangan SB



Gambar 12
Plot permeabilitas vs. R_{50} untuk percontoh dari lapangan TB

0,6309 maka dari relasi $K - R$ diperoleh kisaran 0,8504 – 0,9641.

Sesuai prosedur, setelah diperoleh korelasi $K - R$ yang terbaik maka dilakukan operasi multi-regresi dengan menggunakan porositas sebagai salah satu variabel independen (R adalah variabel independen yang lain sedangkan permeabilitas sebagai variabel dependen). Hasil dari operasi multi-regresi atas data dari ke lima lapangan menghasilkan persamaan-persamaan:

$$\text{Log}K = 1.979 * \text{Log}R_{15} + 0.072 * \phi + 0.421 \quad (1)$$

untuk lapangan KJ,

$$\text{Log}K = 1.188 * \text{Log}R_{50} - 5.759 * \phi + 1.319 \quad (2)$$

untuk lapangan KR,

$$\text{Log}K = 4.059 * \text{Log}R_{20} + 1.572 * \phi - 0.222 \quad (3)$$

untuk lapangan SB,

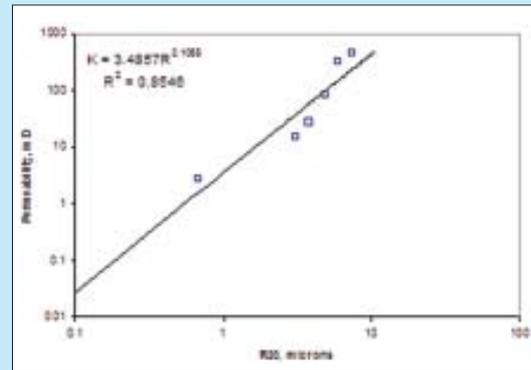
$$\text{Log}K = 2.267 * \text{Log}R_{50} + 0.34 * \phi + 1.09 \quad (4)$$

untuk lapangan TB, dan

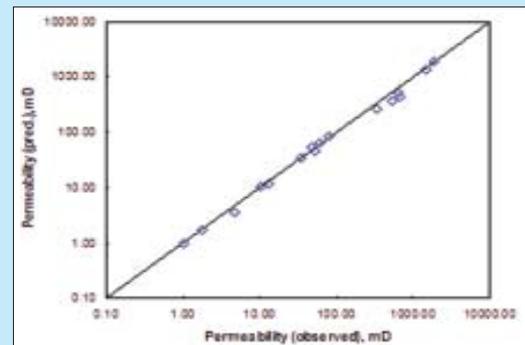
$$\text{Log}K = 1.479 * \text{Log}R_{20} + 2.946 * \phi + 0.208 \quad (5)$$

untuk lapangan SM.

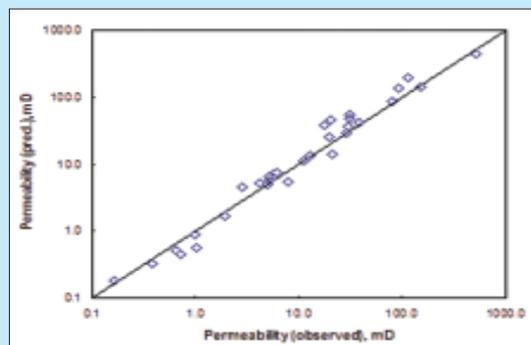
Relasi yang dihasilkan sekarang adalah relasi $K - R - \phi$ yang mengingat tingginya tingkat koefisien korelasi dari hubungan $K - R$ maka untuk suatu harga porositas tertentu dapat diyakini bahwa harga prediksi permeabilitas yang dapat diperoleh akan lebih akurat dengan menggunakan relasi $K - R - \phi$ dibandingkan dengan menggunakan relasi $\phi - K$, seperti yang secara tradisional selalu dilakukan. Efektifitas dari Persamaan 1 sampai 5 dibuktikan dengan tingginya konsistensi dalam perbandingan antara permeabilitas hasil prediksi dengan menggunakan persamaan-persamaan tersebut dan permeabilitas hasil pengukuran (observed), seperti yang diperlihatkan oleh Gambar 14 sampai 18. Dengan demikian, maka harga ϕ_c yang dihasilkan dengan menggunakan relasi $K - R - \phi$ juga akan dapat diharapkan sebagai lebih terpercaya dibanding dengan harga yang diperoleh dengan menggunakan relasi $\phi - K$.



Gambar 13
Plot permeabilitas vs. R_{20} untuk percontoh dari lapangan SM



Gambar 14
Plot permeabilitas hasil prediksi relasi $K - R - \phi$ vs. permeabilitas (uji) untuk lapangan KJ



Gambar 15
Plot permeabilitas hasil prediksi relasi $K - R - \phi$ vs. permeabilitas (uji) untuk lapangan KR

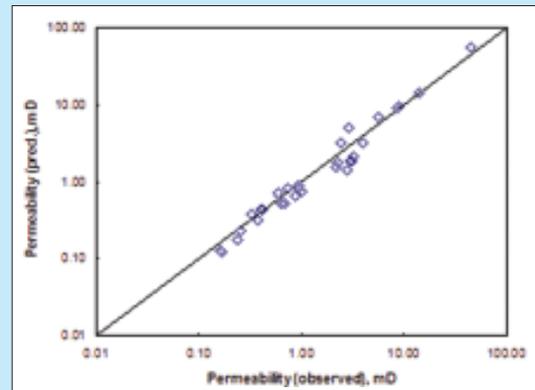
Penerapan prosedur di atas bagi penentuan ϕ_c telah menghasilkan harga ϕ_c masing-masing bagi tiap lapangan dengan menggunakan Persamaan 1 sampai 5. Tabel 3 (kolom kanan) menyajikan harga-harga yang diperoleh. Dengan mengingat bahwa relasi $K - R$ yang diperoleh bagi masing-masing lapangan (Gambar 9 sampai 13) adalah cukup baik maka harga ϕ_c yang ditentukan hanya untuk satu harga saja (dalam hal ini menggunakan ' K_c dinamis' dan tidak menggunakan $K_c = 1$ mD atau 0,1 mD) dan tidak dalam harga kisaran/selang. Meskipun diinginkan untuk tetap dibuat dalam bentuk kisaran/selang maka dapat diperkirakan bahwa lebar dari kisaran ϕ_c yang dihasilkan akan jauh lebih sempit dibandingkan dengan kisaran yang dihasilkan oleh relasi $\phi - K$ (Tabel 3 tengah) sehingga dirasa pembuatannya tidaklah diperlukan.

Seperti halnya pada kasus penerapannya pada batupasir (Widarsono 2009), hasil dari penerapan relasi $K - R - \phi$ umumnya bersifat mengkonfirmasi dari apa yang telah diperoleh dari relasi $\phi - K$. Secara umum terlihat bahwa semua harga pancung porositas (ϕ_c) yang dihasilkan oleh relasi $K - R - \phi$ jatuh di dalam kisaran harga ϕ_c yang dihasilkan oleh relasi $\phi - K$ baik dengan menggunakan harga $K_c = 1$ mD maupun dengan menggunakan K_c dinamis. Dengan demikian konfirmasi telah dapat diperoleh bahwa teknik baru penentuan parameter pancung porositas ini juga dapat diterapkan pada batugamping.

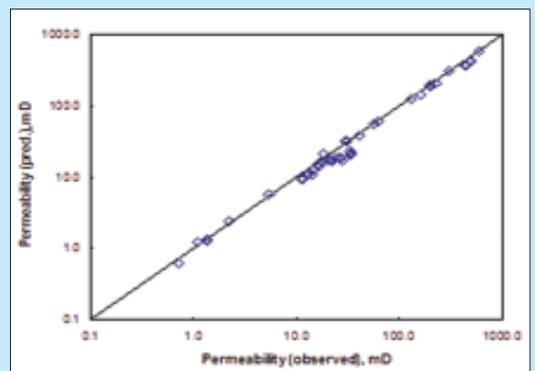
IV. DISKUSI LANJUT

Dari hasil penerapan teknik yang diusulkan oleh Widarsono (2009) pada batugamping yang hasilnya disajikan pada artikel ini, dapat dilihat bahwa teknik atau metode ini dapat diterapkan pada reservoir-reservoir batugamping. Bahkan kemungkinan besar sekali dapat juga diterapkan pada jenis-jenis batuan reservoir yang tidak begitu umum seperti batugamping dolomitik dan batupasir vulkanik, meskipun perlu dikaji dan diuji apakah bisa juga berlaku untuk batuan reservoir yang didominasi oleh rekahan seperti pada kasus *basement reservoir*. Hasil ini memperlihatkan bahwa teknik ini memang lebih menitikberatkan pada dimensi dan geometri *flow path* dan bukan pada karakteristik dari *pore chamber*, suatu hal yang menjadi dasar perbedaan antara jenis-jenis batuan reservoir seperti antara batupasir dan batugamping misalnya.

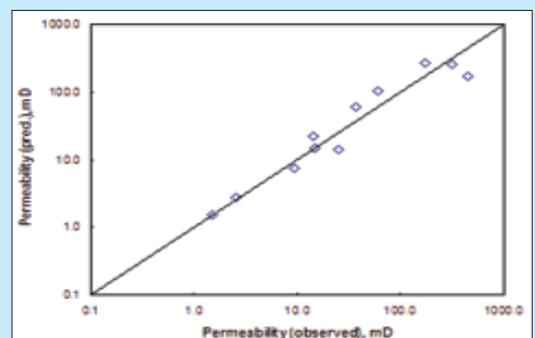
Fakta yang diberikan hasil studi ini juga sekali lagi



Gambar 16
Plot permeabilitas hasil prediksi relasi $K - R - \phi$ vs. permeabilitas (uji) untuk lapangan SB



Gambar 17
Plot permeabilitas hasil prediksi relasi $K - R - \phi$ vs. permeabilitas (uji) untuk lapangan TB



Gambar 18
Plot permeabilitas hasil prediksi relasi $K - R - \phi$ vs. permeabilitas (uji) untuk lapangan SM

memperlihatkan keunggulan teknik ini (relasi $K - R - \phi$) dibanding dengan penggunaan relasi $\phi - K$ bagi penentuan ϕ_c . Scatter atau acak yang dihasilkan oleh relasi antara porositas dan permeabilitas pada batugamping memang telah dapat diperkirakan sebagai lebih tinggi levelnya dibandingkan pada batupasir. Dengan kata lain dapat ditunjukkan bahwa irregularitas hubungan antara geometri *pore chamber* (esensi dari porositas) dan geometri *flow path* (esensi dari permeabilitas) pada batugamping adalah lebih tinggi dibanding pada batupasir. Hal ini ternyata tidak terjadi pada relasi antara ukuran leher pori dan permeabilitas, yang terbukti bahwa meskipun batuan yang dipakai dalam studi ini adalah batugamping tetapi tingkat relasinya mirip dengan yang terjadi pada batupasir (di Widarsono, 2009). (R_2 bagi batugamping 0,8504 – 0,9641 dan bagi batupasir 0,7824 – 0,9948.) perbandingan ini menunjukkan keunggulan pendekatan $K - R - \phi$.

Dari aspek praktikabilitas, adalah patut untuk menjadi pertanyaan bahwa pendekatan dengan menggunakan bantuan data injeksi air raksa ini lebih menggambarkan ϕ_c dari massa dasar batugamping dan tidak menggambarkan batugamping reservoir yang sering disertai dengan rekahan dan rongga gerowong (*vugs, molds, burrows, etc*). Untuk rekahan, memang kontribusi rekahan pada permeabilitas (properti dinamis) sangat besar tapi kontribusinya pada volume pori reservoir (properti statis) sangatlah kecil (sekitar 1 unit porositas saja, lihat Tiab dan Donaldson, 2004 atau Choquette dan Pray, 1970). Dengan kata lain sekitar 99% dari fluida reservoir berada di luar rekahan sehingga tidak akan berpengaruh banyak pada ϕ_c .

Untuk rongga gerowong bisa sebaliknya yang terjadi terutama jika rongga tersebut tidak terisolasi, atau bisa disebut sebagai *touching vugs* dengan massa dasar klastik sebagaimana diklasifikasikan oleh Lucia (1995) sebagai batugamping *Class-1*. Dalam kasus ini justru besarnya volume rongga memberi kontribusi besar terhadap volume pori secara keseluruhan sehingga bisa mencapai 30% dari volume pori total (angka ini diperoleh dari perbedaan antara sistem porositas kombinasi *rhombohedral-cubic* yang sekitar 32% dan porositas batugamping gerowong yang bisa mencapai lebih dari 45%, sesuai pengalaman penulis). Dengan demikian karena porositas massa dasar dapat dipastikan lebih kecil dari porositas gerowong maka ϕ_c tidak terpengaruh dengan

ada atau tidak hadirnya rongga gerowong pada batugamping. Pada kasus rongga terisolasi (batugamping *Class-2* menurut klasifikasi Lucia, 1995) metode yang diusulkan ini kemungkinan akan mengalami kendala. Kombinasi dengan sumber-sumber informasi lain, seperti informasi *secondary porosity* dari analisis log, kemungkinan dapat memberikan solusi.

V. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil-hasil utama serta informasi-informasi ikutan yang diperoleh dari studi ini, beberapa kesimpulan utama telah dapat diperoleh:

1. Teknik penentuan parameter pancung porositas yang baru diusulkan terbukti dapat bekerja dengan baik pada batugamping dari lima lapangan yang dikaji.
2. Teknik dengan mendasarkan pada relasi antara ukuran leher pori dan permeabilitas ini dapat bekerja baik pada jenis litologi apapun karena sifatnya yang tidak mengandalkan hubungan yang sering sangat tidak reguler antara *pore chamber* (porositas) dan *flow path* (leher pori/permeabilitas).
3. Porositas yang ditempatkan sebagai variabel independen sekunder (variabel independen primer adalah ukuran leher pori) terbukti tidak terlalu mengganggu korelasi antara permeabilitas (K) dan ukuran leher pori (R). Posisinya yang sekunder justru terbantu oleh baiknya relasi $K - R$.
4. Kehadiran rekahan dan rongga gerowong (terutama yang tidak terisolasi) pada batugamping tidaklah mengganggu penentuan harga pancung porositas. Hal ini disebabkan oleh minimnya kontribusi rekahan pada volume pori total dan besarnya porositas rongga gerowong yang sangat pasti jauh di atas harga pancung porositas. Pada kasus batugamping dengan rongga gerowong terisolasi, metode yang diusulkan ini dapat terkendala sehingga bantuan informasi dari sumber lain dibutuhkan.

KEPUSTAKAAN

1. Armitage, P., Berry, G. dan Matthews, J.N.S. (2002). *Statistical methods in medical research*. 4th edition, Blackwell Science.
2. Choquette, P.W. dan Pray, L.C. (1970). *Geologic Nomenclature and Classification of Porosity*

- in Sedimentary Carbonates*. Am. Assoc. Petrol. Geol. (AAPG) Bull., Vol. 54, pp. 207 – 250.
3. Jaya, I., Sudaryanto, A. dan Widarsono, B. (2005). *Permeability prediction using pore throat and rock fabric: A model from Indonesian reservoirs*. SPE Paper #93363, presented at the 2005 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 5-7 April..
 4. Kolodzie, S. (1980). *Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in Spindle field, Colorado*. SPE Paper #9382, presented at the SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 21-24 September.
 5. Lucia, F.J. (1995) *Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization*. AAPG Bulletin, V. 79, No. 9, p: 1275 – 1300.
 6. Pittman, E.D. (1992). *Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection capillary pressure curves for sandstones*. AAPG Bulletin, 76, p. 191.
 7. Tiab, D. dan Donaldson, E.C. (2004). *“Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf Professional Publishing, 200 Wheeler Road, Burlington, MA 01803, USA, p. 889.
 8. Widarsono, B. (2009). *Statu Metode Alternatif Bagi Penentuan Parameter Pancung Porositas dengan Bantuan Data Tekanan Kapiler Injeksi Air Raksa*. (An Alternatif Method for Determining Porosity Cut-off with Support of Mercury Injection Capillary Pressure Data). (in Bahasa Indonesia). Lembaran Publikasi Lemigas, December, Vol. 43 No. 3, p: 186 - 200. ✓