

Suatu Metode Alternatif Bagi Penentuan Parameter Pancung Porositas Dengan Bantuan Data Tekanan Kapiler Injeksi Air Raksa

Oleh: **Bambang Widarsono**

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

Teregistrasi I Tanggal 5 Oktober 2009; Diterima setelah perbaikan tanggal 17 Desember Januari 2009

Disetujui terbit tanggal: 30 Desember 2009

SARI

Harga pancung porositas merupakan parameter yang memainkan peranan sangat sentral dan berdampak langsung dalam penentuan ketebalan produktif reservoir minyak dan gas bumi. Kesalahan dalam penentuan harga pancung ini berdampak secara langsung dan proporsional atas estimasi akumulasi minyak atau/dan gas setempat beserta dampak ikutannya secara keekonomian. Secara tradisional penentuan harga pancung ini antara lain dilakukan dengan cara mengestimasi melalui relasi antara porositas dan permeabilitas. Cara ini secara luas dikenal sebagai kurang memuaskan karena secara intrinsik kedua besaran petrofisika ini memang tidak berhubungan secara langsung. Memang ada cara-cara yang bersifat suplemen yang dapat dipakai tetapi plot antara kedua besaran petrofisika ini tetap dianggap sebagai cara yang secara meluas data kebutuhannya tersedia. Hubungan antara radius leher pori, yang diperoleh dari injeksi air raksa bagi penentuan data tekanan kapiler batuan, dan permeabilitas di sisi lain lebih bersifat langsung dan konsisten. Studi yang hasilnya disajikan dalam tulisan ini mencoba mengintegrasikan hubungan kepada cara tradisional yang telah disebut. Pengkombinasian dilakukan dengan cara analisis regresi multi variabel dengan menggunakan data dari delapan lapangan minyak/gas di Indonesia. Hasil menunjukkan perbaikan antara relasi porositas dan permeabilitas sehingga harga parameter pancung porositas dapat ditentukan dengan lebih meyakinkan. Metode yang prosedurnya disajikan secara sistematis dalam tulisan ini diharapkan akan dapat membantu mengatasi permasalahan yang selama ini dihadapi para ahli petrofisika dalam menentukan harga pancung porositas yang tepat.

Kata kunci: Harga pancung porositas, cara tradisional kurang tepat, tekanan kapiler, injeksi air raksa, estimasi akumulasi minyak dan gas, korelasi lebih baik, harga pancung yang tepat

ABSTRACT

Porosity cut-off value is an important parameter that has a direct impact upon the determination of effective oil and gas bearing reservoir thickness. Error in determining the value directly and proportionally influences estimation of oil and gas accumulation along with its economical consequences. Traditionally, determination of porosity cut-off value is made using porosity - permeability relationship, supported by some supplementary techniques, but it has been widely acknowledged that this method is never wholly satisfactory thanks to basic intrinsic differences between the two rock properties. Despite the deficiency the method is still widely utilized due to no alternative method. Relationship between pore throat radius and permeability, obtained from mercury injection on core samples, on the other hand has shown a more direct correlation. A study which results are presented in this paper attempted to integrate this alternative approach to the conventional porosity - permeability method. The integration is made through multi variable linear regression method

using data obtained from eight oil/gas fields in Indonesia. Results from the study have shown improvement in correlation between porosity and permeability leading to a more convincing determination of porosity cut-off value. The method, which procedure is presented systematically in this paper can hopefully help petrophysicists to determine porosity cut-off in a more reliable manner.

Key words: porosity cut-off value, inappropriate conventional method, capillary pressure, mercury injection, estimation of oil and gas accumulation, better correlation, reliable porosity cut-off value.

I. PENDAHULUAN

Harga pancung atau *cut-off values* secara sederhana diartikan sebagai harga pembatas. Dalam konteks yang berkaitan dengan karakterisasi reservoir atau evaluasi formasi harga pancung dipakai untuk pembatas atas parameter-parameter formasi tertentu sehingga dapat dipisahkan antara bagian dari formasi yang dianggap berguna bagi kegiatan produksi minyak dan/atau gas dan yang tidak. Dengan lebih singkat harga pancung dipakai untuk memisahkan antara bagian formasi yang produktif dan yang non-produktif.

Peran penting harga pancung porositas dalam estimasi jumlah akumulasi minyak atau gas (*original oil in place*, OOIP dan *original gas in place*, OGIP) adalah sangat sentral dan bersifat berpengaruh secara langsung dan proporsional. Sebagai contoh, kesalahan dalam menentukan harga pancung porositas yang berakibat kesalahan sebesar 20% dalam menentukan ketebalan produktif reservoir akan berdampak – jika kesalahan merata ke seluruh reservoir – dengan kesalahan sebesar 20% juga pada OOIP atau/dan OGIP. Dapat dibayangkan dampaknya secara keekonomian bagi perusahaan yang mengoperasikan lapangan tersebut.

Aplikasi dari harga pancung telah terjadi sejak berpuluh-puluh tahun yang lalu (50 tahun yang lalu menurut Worthington dan Cosentino, 2005), tapi tetap dianggap belum ada cara atau prosedur yang dapat dianggap baku dan rasional dalam pengimplementasiannya. Worthington dan Cosentino (2005) secara bagus sekali membahas evolusi dari aplikasi harga pancung yang dibagi dalam dua periode, sebelum dan sesudah tahun 1980. Dengan memperhatikan periode setelah 1980 saja, dapat dilihat bahwa pada umumnya harga pancung itu terdiri dari porositas (ϕ_c), kandungan serpih (V_{shc}), permeabilitas (K_c), dan saturasi air (S_{wc}). Beberapa contoh publikasi yang memuat aplikasi keempatnya atau sebagian darinya adalah Wilson dan Hensel (1982), Finley (1985),

Hunter dkk (1990), Doane dkk (1996), Kessler dkk (2000), dan Forup dkk (2002). Beberapa investigator lain memperkenalkan parameter baru seperti resistivitas (R_{ic}) (mis: Coll dkk, 1996 dan Kopper dkk, 2001), *movable hydrocarbon index* (MHI) (mis: Thompson dkk, 1996), dan ukuran leher pori batuan (Kolodzie, 1980).

Adalah hal yang menarik untuk mengamati apa yang diusulkan oleh Kolodzie (1980). Di dalam makalahnya ia menggunakan persamaan korelasi antara permeabilitas, porositas, dan ukuran leher pori pada 35% saturasi air raksa (R_{35}) untuk menghitung harga-harga R_{35} dari Winland dengan data masukan permeabilitas dan porositas dari analisis log sumur. Dengan menggunakan ukuran leher pori 0.5 mikron kegiatan pancung (reservoir lumping) dilakukan. Bagian reservoir dengan permeabilitas dan porositas yang menghasilkan R_{35} lebih kecil dari 0.5 mikron dikeluarkan dari evaluasi untuk menghitung akumulasi minyak.

Praktek yang umum dilakukan dalam penentuan harga pancung porositas (parameter yang secara umum dipakai untuk menentukan ketebalan bersih reservoir, *net sand thickness*) adalah dengan menggunakan plot silang antara porositas, permeabilitas, dan kandungan serpih dari data percontohan batuan. Tetapi masalah yang hampir selalu timbul adalah ketidakpastian dari harga pancung porositas yang dihasilkan, terutama untuk batuan reservoir yang sangat heterogen di mana hubungan antara permeabilitas dan porositas sangatlah tidak berpola.

Prosedur penentuan harga pancung dari Kolodzie (1980) dan ketidak teraturan pola hubungan antara permeabilitas dan porositas ini kemudian menimbulkan gagasan untuk memperbaiki pola hubungan permeabilitas – porositas dengan diperkenalkannya suatu parameter lain yang memiliki hubungan lebih langsung dengan permeabilitas, yaitu ukuran leher pori. Data ini diperoleh dari pengukuran injeksi air raksa di

laboratorium dalam rangka menghasilkan data tekanan kapiler dan distribusi ukuran leher pori. Makalah ini menyajikan usaha untuk improvisasi tersebut dan aplikasinya atas beberapa kasus lapangan.

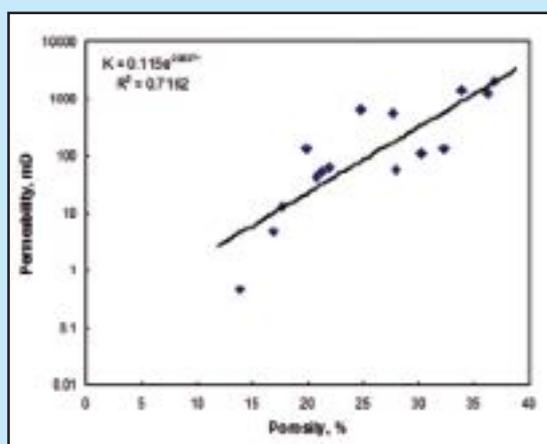
II. HARGA PANCUNG DARI HUBUNGAN POROSITAS - PERMEABILITAS

Relasi antara porositas dan permeabilitas dapat dikatakan lebih bersifat kualitatif daripada kuantitatif baik secara langsung maupun tidak. Suatu jenis batuan dapat memiliki porositas yang tinggi tetapi hampir tidak memiliki permeabilitas, seperti halnya yang dimiliki oleh batu apung. Sebaliknya yang terjadi pada batuan beku berekah-rekah yang permeabilitasnya dapat mencapai puluhan Darcy tapi memiliki porositas yang sangat rendah.

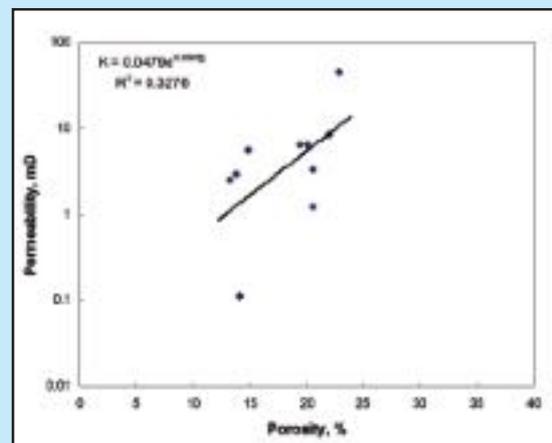
Pada batuan sedimen pada umumnya, relasi tidak langsung antara permeabilitas dan porositas disebabkan karena berbedanya pengaruh dari faktor-faktor pengontrol atas keduanya. Baik besaran permeabilitas maupun porositas secara umum dipengaruhi oleh faktor-faktor pengontrol seperti bentuk dan ukuran dari butiran, keseragaman ukuran butiran, laminasi dari mineral, tingkat sementasi, tingkat kompaksi, kemas butiran, dan perekahan serta tingkat pelarutan. Hal yang membedakan adalah pengaruh dari faktor-faktor di atas yang tidak selalu sama atas volume ruangan pori yang secara umum diwakili oleh porositas dan ukuran leher pori yang secara langsung berbanding secara proporsional dengan permeabilitas.

Tulisan ini jelas tidak akan membahas dengan mendalam mengenai relasi antara permeabilitas dan porositas, dan pembahasan singkat di atas lebih dimaksudkan untuk memberi latar belakang atas problema yang sering dihadapi pada penentuan harga pancung porositas yang didasarkan atas relasi antara kedua sifat petrofisika tersebut. Memang ada usaha untuk membangun relasi secara analitis seperti yang dilakukan oleh Kozeny hampir satu abad yang lalu (Tiab dan Donaldson, 2004) tetapi relasi yang diperoleh dapat dianggap terlalu mengandung penyederhanaan tidak mudah untuk dipakai secara praktis. Sampai saat ini relasi antara kedua sifat petrofisika tersebut tetap diperoleh secara empiris dengan menggunakan data dari pengukuran laboratorium.

Untuk memberi gambaran mengenai penentuan harga pancung porositas dari relasi permeabilitas – porositas, data percontoh batu pasir dari sembilan sumur (BNT #1, KDN #1AST, KTB #177, PTH #35, PTH #37, CMT #12, CMB #19, PRP #4, dan GG) dipakai dalam studi ini. Secara geografis, sumur-sumur tersebut berlokasi di Jawa Barat, Sumatera Tengah, dan Laut Cina Selatan. Semua data diperoleh dari arsip laboratorium percontoh batuan LEMIGAS, dan identitas asal data tidak untuk diungkapkan ke publik. Gambar 1 sampai 8 menyajikan plot antara permeabilitas dan porositas dari percontoh yang diambil dari sumur-sumur tersebut. Secara umum plot memperlihatkan relasi yang kurang memiliki pola yang teratur, terlihat dari tingkat korelasi (R^2) yang umumnya rendah (Untuk sumur GG bahkan



Gambar 1
Plot permeabilitas vs. porositas
untuk percontoh dari sumur BNT #1



Gambar 2
Plot permeabilitas vs. porositas
untuk percontoh dari sumur KDN #1AST

Tabel 1
Derajat korelasi (R^2) bagi plot porositas – permeabilitas
($\phi - K$) dan permeabilitas – radius leher pori (efektif)
($K - R$) pada berbagai saturasi air raksa

Sumur	R^2							
	$\phi - K$	$K-R_{15}$	$K-R_{20}$	$K-R_{25}$	$K-R_{30}$	$K-R_{35}$	$K-R_{40}$	$K-R_{50}$
BNT #1	0.7162	0.9952	0.993	0.9891	0.9882	0.995	0.998	0.9947
KDN #1AST	0.3276	0.9881	0.9993	0.9969	0.9906	0.9876	0.9912	0.9469
KTB #177	0.5879	0.6993	0.7273	0.7483	0.7885	0.8027	0.7986	0.8275
PTH #35, #37	0.4294	0.7824	0.6957	0.693	0.6787	0.676	0.701	0.6929
CMT #12	0.9208	0.9887	0.9859	0.9874	0.9889	0.9943	0.9948	0.9943
CMB #19	0.9066	0.9594	0.9539	0.9704	0.979	0.9708	-	-
PRP #4	0.3541	0.9702	0.6824	0.9471	0.9699	0.9814	0.9052	0.551
GG	0.0517	0.8083	0.8327	0.82	0.833	0.8167	0.8729	0.7686

Tabel 2
Perbandingan harga pancung porositas (ϕ_c) yang dihasilkan oleh relasi $\phi - K$ dan relasi $K - R - \phi$

Sumur	Relasi $\phi - K$						Relasi $K - R - \phi$		
	$K_c = 1$ mD			K_c dinamis (dari $K - R - \phi$)			Relasi $K - R - \phi$		
	K_c (mD)	ϕ_c (fraksi)	Kisaran ϕ_c (fraksi)	K_c (mD)	ϕ_c (fraksi)	Kisaran ϕ_c (fraksi)	R_c (mikron)	K_c (mD)	ϕ_c (fraksi)
BNT #1	1	0.07	0.02 – 0.16	0.071	<<	0 – 0.07	0.5	0.071	0.127
KDN #1AST	1	0.12	0.08 – 0.20	0.021	<<	0 – 0.12	0.5	0.021	0.118
KTB #177	1	0.17	0.13 – 0.23	1.88	0.21	0.14 – 0.25	0.5	1.88	0.178
PTH #35, #37	1	0.07	0.03 – 0.10	0.785	0.05	0.01 – 0.08	0.5	0.785	0.112
CMT #12	1	0.115	0.08 – 0.15	0.302	0.095	0.07 – 0.13	0.5	0.302	0.111
CMB #19	1	0.15	0.11 – 0.17	1.17	0.155	0.115 – 0.17	0.5	1.17	0.128
PRP #4	1	0.17	0.11 – 0.25	4.1	0.23	0.16 – 0.27	0.5	4.1	0.161
GG	1	<<	0 – 0.17	0.67	<<	0 – 0.15	0.5	0.67	0.148

mencapai serendah 0.0517) kecuali untuk sumur-sumur CMT #12 dan CMB #19 (lihat Tabel 1).

Jika dari relasi tersebut dimaksudkan untuk ditentukan harga pancung porositas (praktek pada umumnya sering mengintegrasikan data kandungan serpih dan hasil uji sumur), maka dengan harga pancung permeabilitas 1 mD dapat ditentukan estimasi harga pancung porositas. Tabel 2 memperlihatkan kisaran-kisaran harga pancung porositas yang

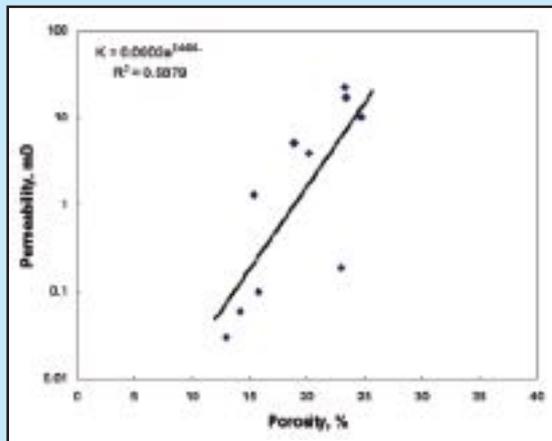
dihasilkan. Hadirnya harga pancung dalam bentuk kisaran-kisaran tersebut adalah konsekuensi langsung dari korelasi yang kurang baik dari kedua sifat petrofisika, dan ini menyulitkan dalam penerapannya karena dibutuhkan harga tunggal yang mewakili. Kisaran-kisaran yang cukup lebar, seperti halnya pada kasus sumur GG, jelas berpotensi menimbulkan kesalahan yang cukup besar dalam penentuan ketebalan lapisan bersih yang pada gilirannya akan

menimbulkan kesalahan besar dalam estimasi akumulasi minyak dan/atau gas alam. Untuk itu diperlukan suatu alternatif yang mampu mengurangi potensi terjadinya kesalahan ini.

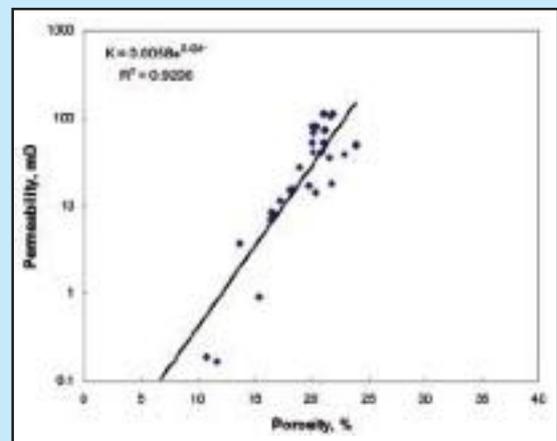
III. HUBUNGAN UKURAN LEHER PORI DAN PERMEABILITAS

Penurunan persamaan Poiseuille oleh Kozeny antara lain menghasilkan hubungan permeabilitas sebagai fungsi dari porositas, radius leher pori, luas permukaan, dan panjang efektif jalur pori (pore flow path) (Tiab dan Donaldson, 2004). Pada batuan

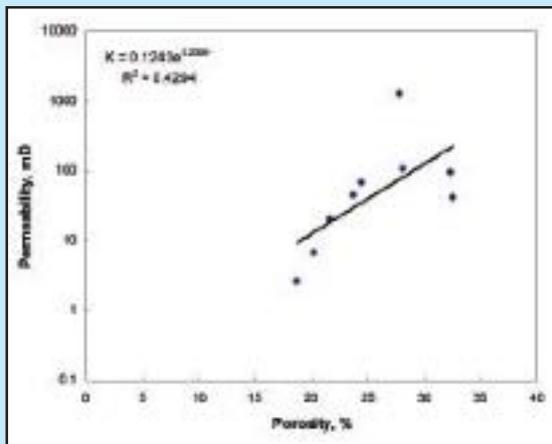
sedimen leher pori yang menghubungkan ruang-ruang pori sangat berpengaruh pada permeabilitas batuan tersebut, sehingga pada umumnya (terutama pada batuan sedimen klastik) radius leher pori memiliki pengaruh yang lebih besar dibanding porositas terhadap permeabilitas (Swanson, 1981; Pittman, 1992). Faktor-faktor seperti sementasi, berkembangnya lempung yang bersifat *pore bridging*, dan ukuran butir lebih banyak berpengaruh pada leher pori dibanding pada ruang porinya sendiri. Dengan demikian, jika permeabilitas dipakai sebagai acuan harga pancung maka radius leher porilah yang



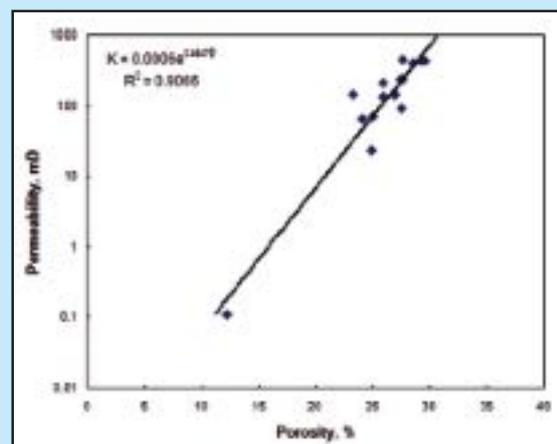
Gambar 3
Plot permeabilitas vs. porositas
untuk percontoh dari sumur KTB #177



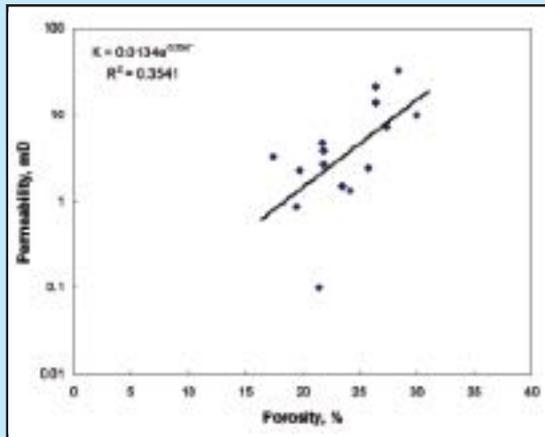
Gambar 5
Plot permeabilitas vs. porositas
untuk percontoh dari sumur CMT #12



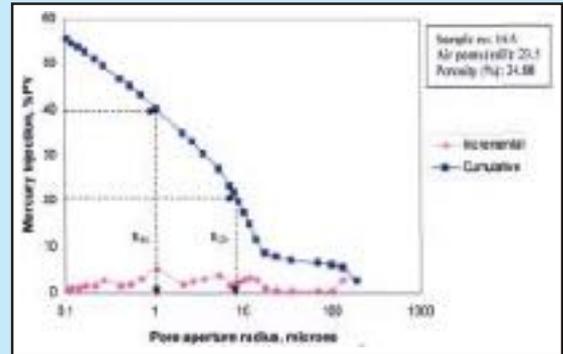
Gambar 4
Plot permeabilitas vs. porositas
untuk percontoh dari sumur PTH #35 dan #37



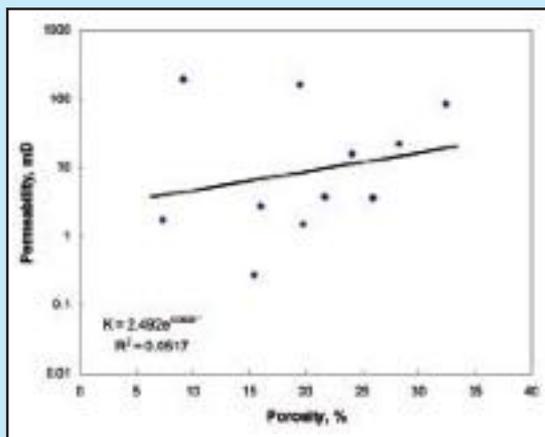
Gambar 6
Plot permeabilitas vs. porositas
untuk percontoh dari sumur CMB #19



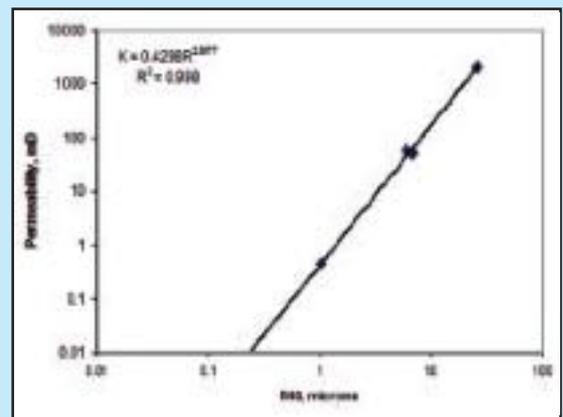
Gambar 7
Plot permeabilitas vs. porositas
untuk percontoh dari sumur PRP #4



Gambar 9
Contoh pengambilan data radius leher pori
dari plot antara injeksi air raksa kumulatif vs.
radius leher pori. Sebagai contoh, R_{20} dan R_{40}
adalah radius leher pori (efektif) pada saturasi
air raksa masing-masing 20% dan 40%



Gambar 8
Plot permeabilitas vs. porositas
untuk percontoh dari sumur GG



Gambar 10
Plot permeabilitas vs. R_{40}
untuk percontoh dari sumur BNT #1

seharusnya memiliki korelasi langsung dengan permeabilitas, dan bukan porositas.

Secara tradisional data radius leher pori diperoleh dari pengukuran tekanan kapiler dengan menggunakan injeksi air raksa (*mercury injection capillary pressure*, MICP). Dalam suatu uji MICP, tekanan kapiler (P_c) adalah tekanan ekstra yang dibutuhkan untuk mendorong air raksa (fluida non-pembasah) masuk ke sistem kapiler sampel batuan dan menggantikan udara (fluida pembasah). Jika hubungan antara tekanan kapiler dan radius leher pori (r) diekspresikan sebagai

$$P_c = \frac{2\gamma \cos \theta}{r} \quad (1)$$

dengan γ dan θ masing-masing adalah tegangan antar muka dan sudut kontak antara air raksa dan permukaan batuan, maka radius leher pori dapat diperkirakan jika tekanan kapiler diketahui.

Penelitian di masa lalu (misal: Swanson, 1981; Katz dan Thompson, 1986; Pittman, 1992) menunjukkan korelasi yang baik antara radius leher pori dan permeabilitas, sehingga data MICP kemudian dikombinasikan dengan porositas sebagai alat untuk

memprediksi permeabilitas. Beberapa model diantaranya adalah dari Pittman

$$\text{Log}K = -1.221 + 1.415 \text{Log} \phi + 1.512 \text{Log}R_{25} \quad (2)$$

dengan R_{25} adalah radius leher pori pada saturasi air raksa 25% (mikron), dan dari Winland (Jaya dan kawan-kawan, 2005)

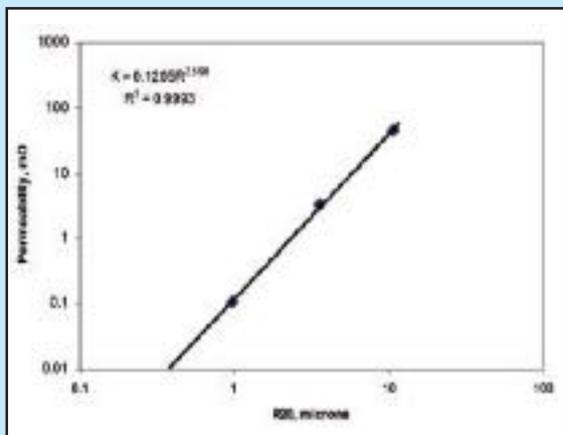
$$(3)$$

dengan R_{35} adalah radius leher pori pada saturasi air raksa 35% (mikron) dan K_{air} adalah permeabilitas udara yang belum terkoreksi (mD).

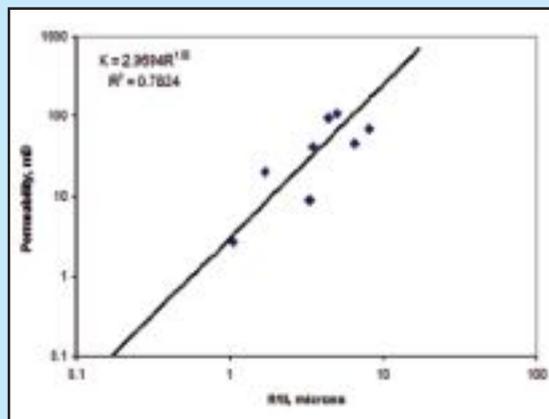
Dari kedua persamaan di atas dapat ditarik

beberapa catatan:

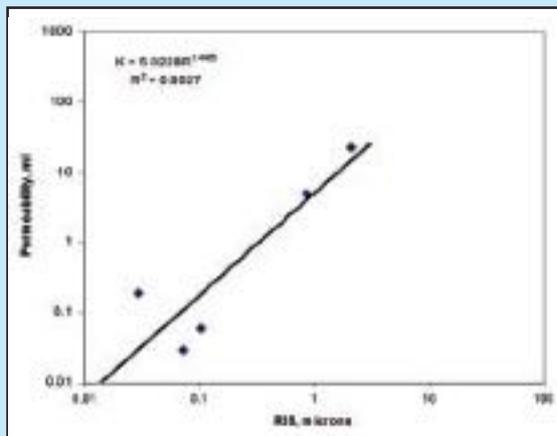
1. Bahwa tidak semua radius leher pori (efektif) yang dihasilkan dari pengukuran MICP berkorelasi baik dengan permeabilitas. Pittman memilih R_{25} sedangkan Winland memilih R_{35} . Gambar 9 memperlihatkan contoh hasil uji MICP dengan titik-titik pada kurva kumulatif dari mana R_{25} dan R_{35} diperoleh.
2. Secara implisit terlihat bahwa lain batuan memiliki lain tingkat saturasi air raksa berbeda dari mana radius leher pori memiliki korelasi yang terbaik dengan permeabilitas. Dengan kata lain, radius



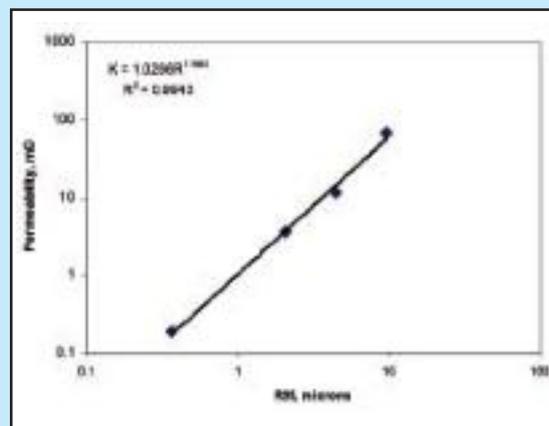
Gambar 11
Plot permeabilitas vs. R_{20}
untuk percontoh dari sumur KDN #1AST



Gambar 13
Plot permeabilitas vs. R_{15}
untuk percontoh dari sumur PTH #35 dan #37



Gambar 12
Plot permeabilitas vs. R_{35}
untuk percontoh dari sumur KTB #177

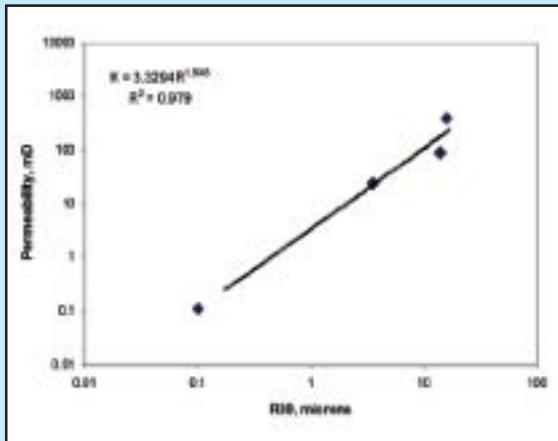


Gambar 14
Plot permeabilitas vs. R_{35}
untuk percontoh dari sumur CMT #12

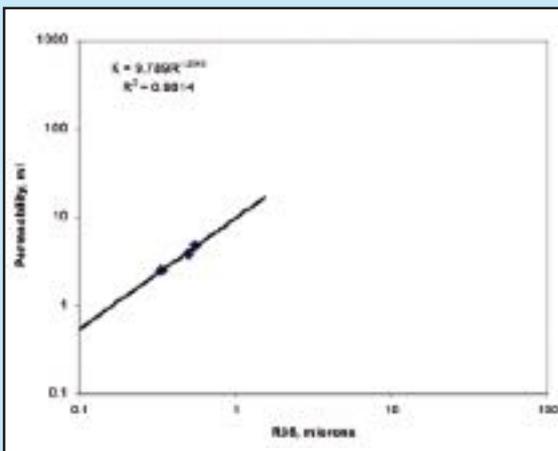
leher pori yang diperoleh dari MICP (terutama yang *pressure-controlled*) adalah representasi dari struktur pori sehingga merupakan alat yang baik untuk memprediksi permeabilitas. Lain batuan seharusnya memiliki persamaan $R - K - \phi$ yang berbeda.

- Persamaan-persamaan di atas dapat dipakai untuk menentukan harga pancung porositas jika harga pancung permeabilitas dan radius leher pori telah diketahui atau telah ditetapkan.

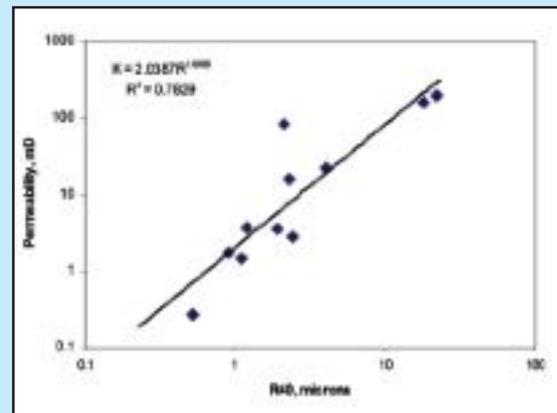
Dengan catatan penting yang diperoleh di atas, untuk masing-masing set data pengukuran MICP atas



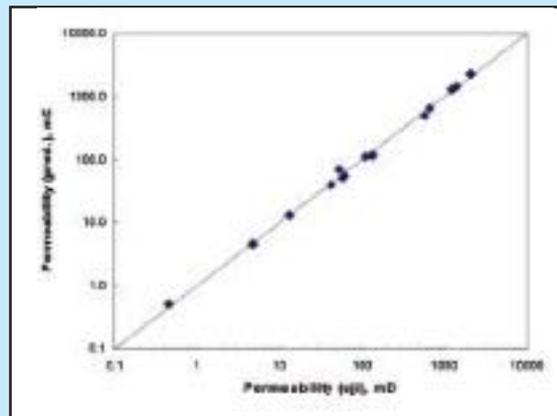
Gambar 15
Plot permeabilitas vs. R_{30}
untuk percontoh dari sumur CMB #19



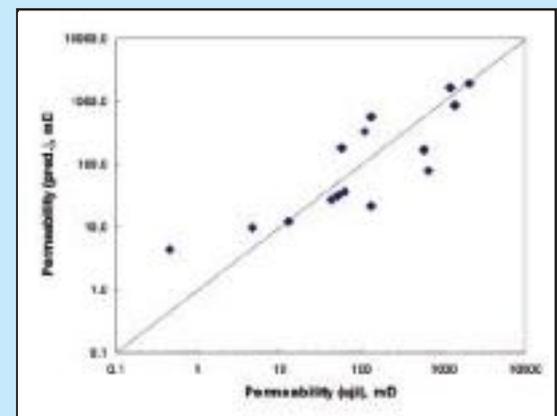
Gambar 16
Plot permeabilitas vs. R_{35}
untuk percontoh dari sumur PRP #4



Gambar 17
Plot permeabilitas vs. R_{40}
untuk percontoh dari sumur GG

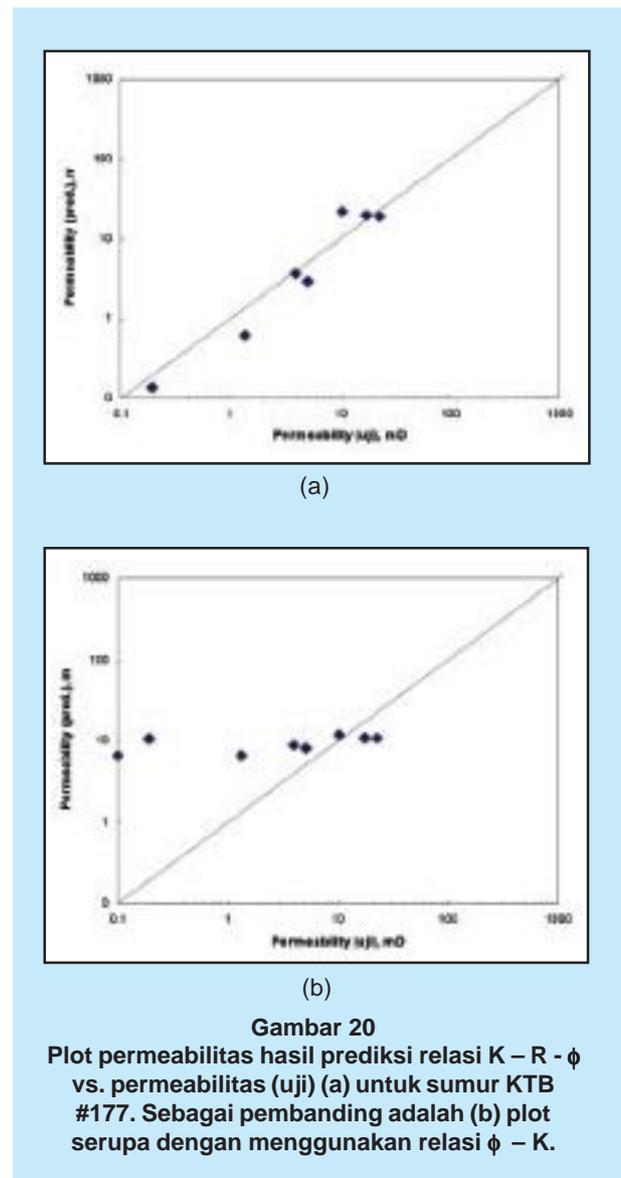
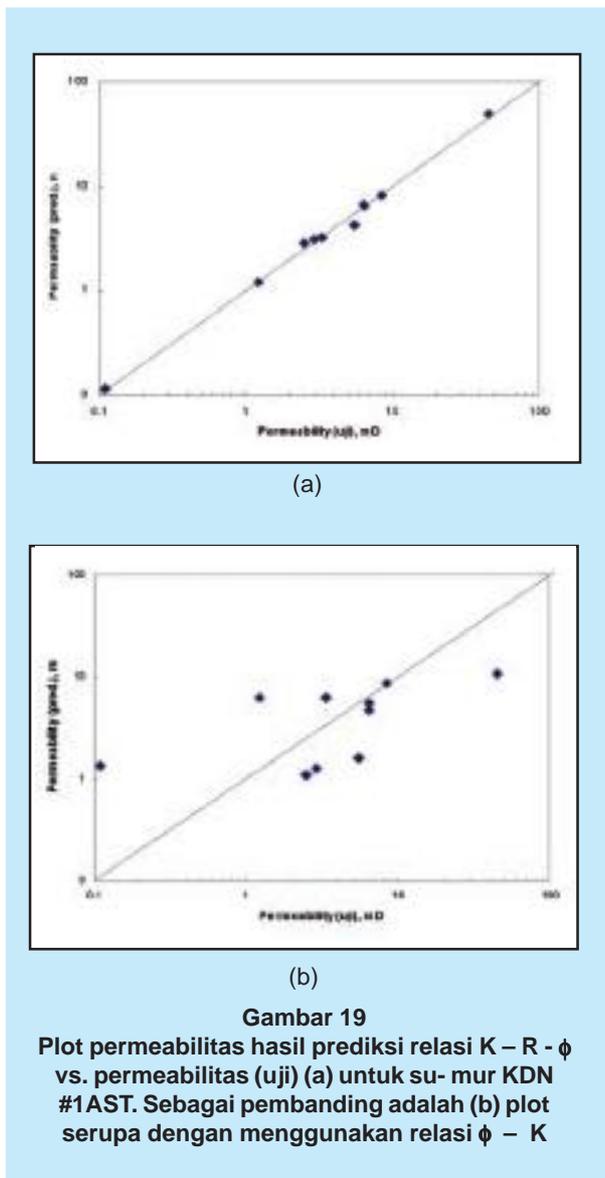


(a)



(b)

Gambar 18
Plot permeabilitas hasil prediksi relasi $K - R - \phi$
vs. permeabilitas (uji) (a) untuk sumur BNT #1.
Sebagai pembandingan adalah (b) plot serupa
dengan menggunakan relasi $\phi - K$



percontohan batuan maka dipersiapkanlah R_{15} , R_{20} , R_{25} , R_{30} , R_{35} , R_{40} , dan R_{50} . Pemilihan radius-radius leher pori (efektif) tersebut didasarkan pada anggapan bahwa pada tingkat-tingkat saturasi air raksa di atas itulah (yaitu 15%, 20%, ..., 50%) perubahan terbesar pada radius leher pori (efektif) terjadi. Data radius leher pori tersebut diplot dengan permeabilitas dan korelasi yang terbaik dipilih sebagai mewakili set percontohan batuan dari satu sumur tertentu. Tabel 1 menunjukkan rangkuman dari tingkat korelasi (R^2) secara keseluruhan dan tingkat korelasi yang terbaik untuk masing-masing sumur dipilih untuk mewakili. Gambar 10 sampai 17 memperlihatkan plot $R - K$ dengan R^2 terbaik untuk tiap sumur.

Dari plot-plot terlihat bahwa tidak ada tingkat saturasi tertentu yang dapat mewakili struktur pori batuan untuk seluruh sumur. Sebagai contoh, R_{40} untuk BNT #1 dan R_{30} untuk CMB #19. Meskipun demikian, rangkuman R^2 di Tabel 1 memperlihatkan bahwa bagaimanapun juga korelasi $R - K$ tetap jauh lebih baik dari korelasi $\phi - K$ sehingga kalau kedua relasi ini diintegrasikan maka akan membuat penentuan harga pancung porositas menjadi lebih baik.

IV. KOMBINASI HUBUNGAN PERMEABILITAS, POROSITAS, DAN UKURAN LEHER PORI

Seperti yang telah diungkapkan sebelumnya, harga pancung porositas diperoleh dari relasi antara

porositas dan permeabilitas (relasi $\phi - K$). Namun, seperti yang telah dibuktikan dengan menggunakan data percontoh dari delapan sumur yang digunakan dalam studi ini, relasi $\phi - K$ secara umum tidak memperlihatkan pola hubungan yang baik sehingga tidak dapat memberi estimasi harga pancung porositas yang unik untuk setiap sumur. Hubungan antara radius leher pori dan permeabilitas (relasi $R - K$) yang terbukti jauh lebih baik diharapkan dapat memperbaiki relasi $\phi - K$ sehingga estimasi harga pancung porositas dapat dilakukan dengan lebih baik.

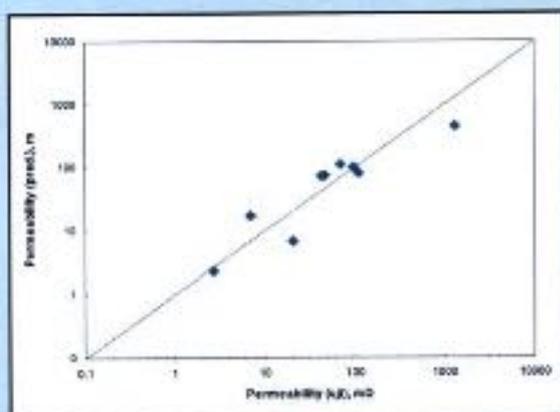
Pada relasi $\phi - K$, analisis regresi yang dilakukan untuk tiap sumur pada dasarnya mengukur tingkat pengaruh dari variabel independen (ϕ) atas variabel dependen (K). Plot pada Gambar 1 sampai 8

memperlihatkan persamaan terbaik yang dapat diperoleh dengan tingkat korelasi R^2 yang umumnya memperlihatkan tingkat kepengaruhan ϕ atas K yang kurang kuat. Sebaliknya Gambar 10 sampai 17 memperlihatkan tingkat kepengaruhan R yang cukup kuat atas K .

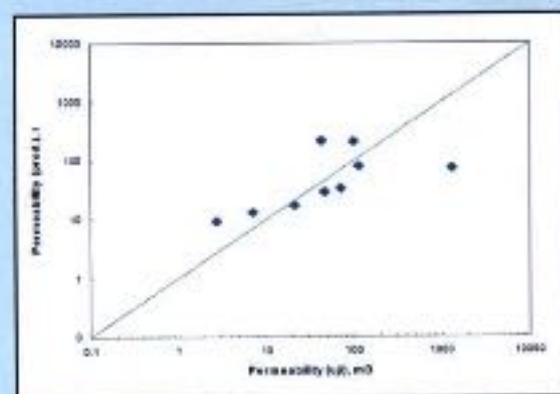
Jika pada satu kasus di mana hanya ada satu variabel independen x dan satu variabel dependen y maka hubungan yang dapat dipakai untuk memprediksi y dapat berupa persamaan sederhana

$$y = ax + b$$

di mana a adalah derajat kemiringan (slope) dan b adalah suatu konstanta. Pada kasus multi variabel,

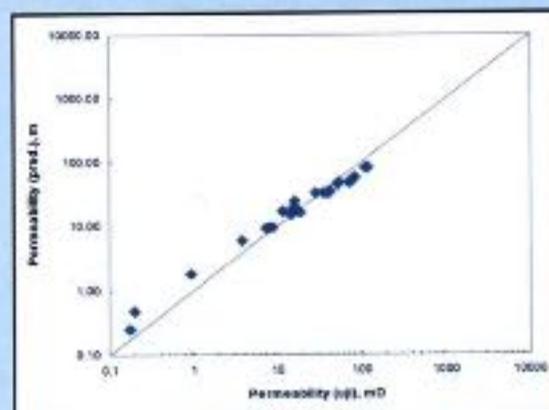


(a)

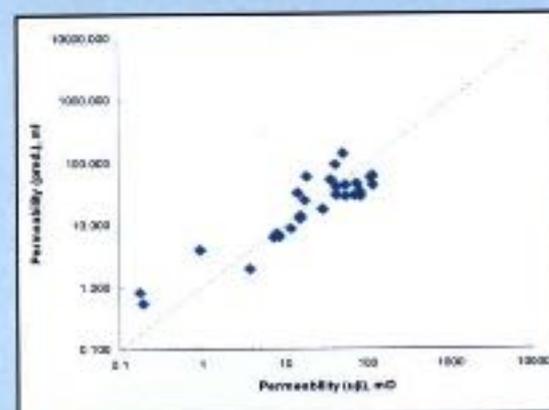


(b)

Gambar 21
Plot permeabilitas hasil prediksi relasi $K - R - \phi$ vs. permeabilitas (uji) (a) untuk sumur PTH #35/37. Sebagai pembandingan adalah (b) plot serupa dengan menggunakan relasi $\phi - K$

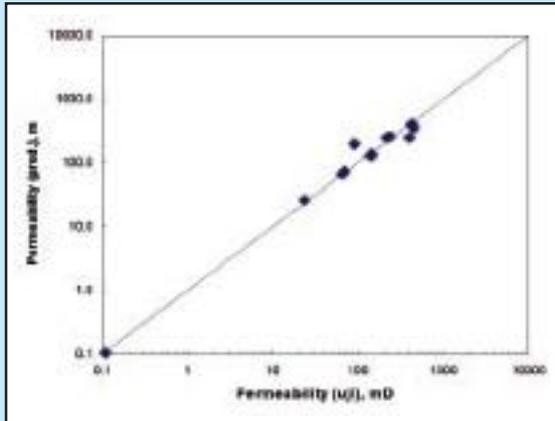


(a)

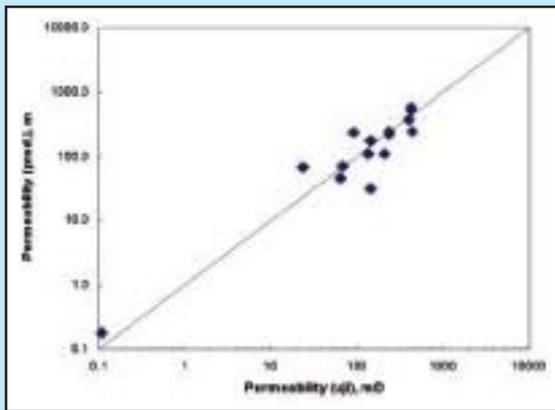


(b)

Gambar 22
Plot permeabilitas hasil prediksi relasi $K - R - \phi$ vs. permeabilitas (uji) (a) untuk sumur CMT #12. Sebagai pembandingan adalah (b) plot serupa dengan menggunakan relasi $\phi - K$



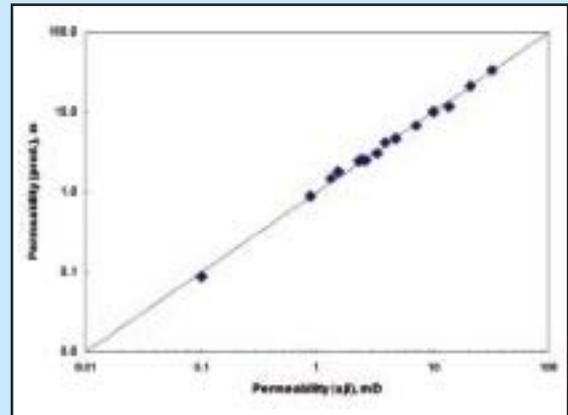
(a)



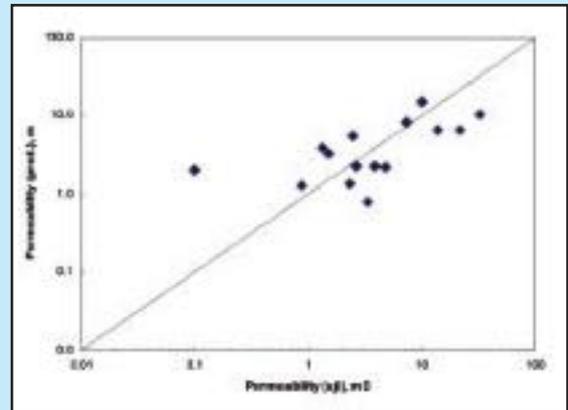
(b)

Gambar 23

Plot permeabilitas hasil prediksi relasi $K - R - \phi$ vs. permeabilitas (uji) (a) untuk sumur CMB #19. Sebagai pembandingan adalah (b) plot serupa dengan menggunakan relasi $\phi - K$.



(a)



(b)

Gambar 24

Plot permeabilitas hasil prediksi relasi $K - R - \phi$ vs. permeabilitas (uji) (a) untuk sumur PRP #4. Sebagai pembandingan adalah (b) plot serupa dengan menggunakan relasi $\phi - K$.

persamaan di atas dapat dikembangkan sehingga dapat berbentuk

Patut dicatat bahwa baik pada analisis variabel tunggal maupun variabel ganda (multi variabel), hubungan yang dipergunakan untuk memprediksi y selalu linier. Pada kasus variabel tunggal, garis linier yang dianggap paling mewakili hubungan antara y dan x adalah merupakan jumlah terkecil dari deviasi kuadrat bagi seluruh titik data yang ada. Pada kasus multi variabel, persamaan regresi mengikuti urutan-urutan di mana pada setiap langkah pada urutan tersebut satu variabel ditambahkan kepada persamaan

regresi yang sudah terbentuk sebelumnya. Lihat Armitage dkk (2002), sebagai contoh, untuk penjelasan mendetil atas analisis regresi multi variabel yang dipakai dalam studi ini.

Bagi keperluan analisis multi variabel yang digunakan bagi mengkombinasikan permeabilitas, porositas, dan radius leher pori, ketiganya diekspresikan dalam bentuk Log K, porositas dalam fraksi, dan Log R. Hal ini ditujukan agar ketiga variabel memiliki derajat kesetaraan yang cukup baik sehingga bias-bias numerik yang mungkin mengganggu analisis dapat diminimalkan. Dalam analisis multi variabel ini permeabilitas diposisikan sebagai variabel dependen sedangkan porositas dan

radius leher pori dianggap sebagai variabel-variabel independen.

Hasil analisis regresi multi variabel bagi data percontoh ke delapan sumur menghasilkan

$$\text{Log}K = 2.613 * \text{Log}R_{40} - 0.056 * \phi - 0.355 \quad (4)$$

untuk sumur BNT #1,

$$\text{Log}K = 2.433 * \text{Log}R_{20} + 1.163 * \phi - 1.083 \quad (5)$$

untuk sumur KDN #1AST,

$$\text{Log}K = 1.15 * \text{Log}R_{35} + 8.463 * \phi - 1.061 \quad (6)$$

untuk sumur KTB #177,

$$\text{Log}K = 1.605 * \text{Log}R_{15} + 4.757 * \phi - 0.157 \quad (7)$$

untuk sumur PTH #35 dan PTH #37,

$$\text{Log}K = 1.473 * \text{Log}R_{35} - 0.985 * \phi + 0.033 \quad (8)$$

untuk sumur CMT #12,

$$\text{Log}K = 1.454 * \text{Log}R_{30} - 1.134 * \phi + 0.651 \quad (9)$$

untuk sumur CMB #19,

$$\text{Log}K = 1.195 * \text{Log}R_{35} + 0.271 * \phi + 0.929 \quad (10)$$

untuk sumur PRP #4, dan

$$\text{Log}K = 1.639 * \text{Log}R_{40} + 3.41 * \phi - 0.185 \quad (11)$$

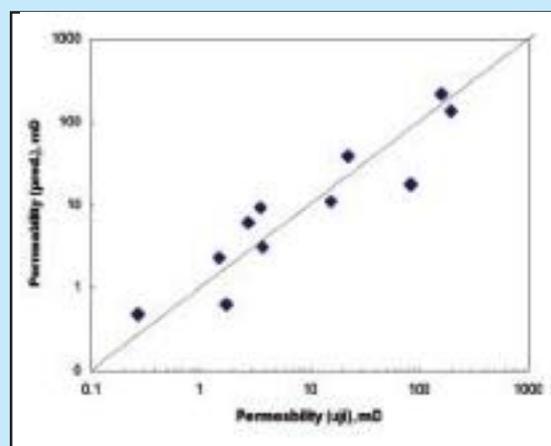
untuk sumur GG.

Untuk membuktikan kekuatan persamaan-persamaan hasil analisis regresi multi variabel ini (relasi $K - R - \phi$) plot antara permeabilitas pengukuran dan permeabilitas hasil prediksi. Porositas dan radius leher pori (R) yang digunakan adalah milik masing-masing percontoh yang digunakan. Hasil perbandingan ini dibandingkan dengan plot serupa antara permeabilitas pengukuran dan permeabilitas hasil prediksi tetapi dari relasi $\phi - K$ dan disajikan pada Gambar-gambar 18 sampai 25. Dari plot-plot tersebut terlihat jelas superioritas Persamaan-persamaan (4) sampai (11) bagi prediksi permeabilitas dibandingkan dengan persamaan-persamaan regresi dari relasi $\phi - K$ (Gambar 1 sampai 8). Dengan demikian, Persamaan-persamaan (4) sampai (11) dapat dianggap valid.

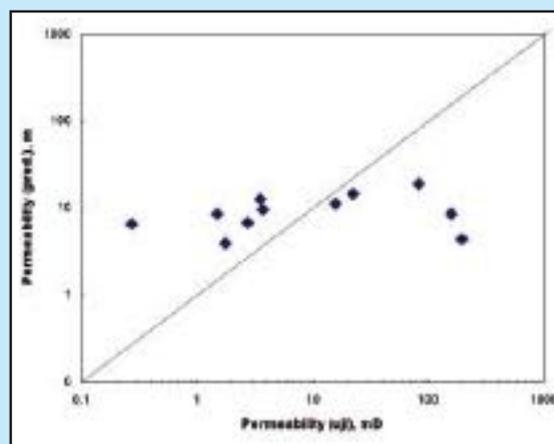
V. APLIKASI RELASI $K - R - \phi$

Dari relasi $\phi - K$ berhubung korelasi yang umumnya tidak begitu baik, maka diambil dua pendekatan. Pendekatan pertama adalah aplikasi harga pancung permeabilitas 1 mD (harga yang lazim

dipakai di industri perminyakan, baik di Indonesia maupun di dunia seperti yang dinyatakan oleh Tiab dan Donaldson, 2004) pada garis regresi linier $\phi - K$. Kedua, mengambil kisaran harga pancung porositas (maksimum dan minimum) dengan tetap menggunakan harga pancung permeabilitas (K_c) 1 mD dengan membuat suatu *envelope* di sekitar garis regresi (contoh diperlihatkan pada Gambar 7). Hasil penentuan harga pancung porositas (ϕ_c) disajikan pada Tabel 2 kolom 2 dan 3, sedangkan kisarannya disajikan pada kolom 4. Dengan sekilas saja mengamati hasil tersebut, jelas terlihat besarnya ketidakpastian mengenai besaran harga pancung porositas yang



(a)



(b)

Gambar 25

Plot permeabilitas hasil prediksi relasi $K - R - \phi$ vs. permeabilitas (uji) (a) untuk sumur GG. Sebagai pembandingan adalah (b) plot serupa dengan menggunakan relasi $\phi - K$.

dihasilkan. Hal ini diindikasikan dengan lebarnya kisaran ϕ_c pada umumnya.

Hal serupa juga dilakukan dengan menggunakan relasi $\phi - K$ tetapi dengan menggunakan harga K_c yang dihasilkan oleh plot permeabilitas dan radius leher pori (Gambar-gambar 10 sampai 17), atau di Tabel 2 disebut sebagai 'K_c dinamis' (kolom 5, 6, dan 7). Seperti halnya dengan penggunaan $K_c = 1$ mD, jelas terlihat ketidakpastian dalam harga ϕ_c .

Aplikasi dari relasi $K - R - \phi$, yang diwujudkan dalam bentuk penerapan Persamaan-persamaan (4) sampai (11), memberikan hasil yang lebih definitif (Tabel 2, kolom 8, 9, dan 10). Beberapa catatan terpenting yang diperoleh dari penerapannya adalah:

1. Dihasilkan harga pancung permeabilitas yang tidak konstan dan berbeda-beda untuk masing-masing lapangan, berkisar pada 0.021 – 4.1 mD. Hal ini agak berbeda dengan anggapan umum selama ini bahwa harga pancung permeabilitas secara umum adalah 1 mD untuk minyak dan 0.1 mD untuk gas (Tiab dan Donaldson, 2004). Meskipun demikian sebagian hasil K_c yang berkisar di sekitar 1 mD menunjukkan bahwa asumsi 1 mD itu dapat dianggap tidak terlalu berlebihan dan cukup baik.
2. Bervariasinya harga K_c yang diperoleh tidak terlepas dari bervariasinya jenis struktur pori yang dimiliki oleh batuan reservoir yang dipakai dalam studi ini. Hal ini terjadi meskipun di bawah asumsi harga pancung radius leher pori (R_c) 0.5 mikron, seperti yang diusulkan oleh Kolodzie (1980). Perlu dilakukan penelaahan dan penelitian lebih dalam mengenai asumsi ini, terutama jika dikaitkan dengan tipe hidrokarbon yang relevan dengan batuan reservoir yang sedang dianalisis.
3. 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 $K - R - \phi$ (kecuali untuk data sumur-sumur PTH #35 dan #37) jatuh di dalam kisaran harga ϕ_c yang dihasilkan oleh relasi $\phi - K$ dengan harga $K_c = 1$ mD. Hal yang cukup serupa juga terjadi pada kasus K_c dinamis. Bahkan pada beberapa kasus (KDN #1AST, KTB #177, CMT #12, dan PRP #4) terlihat kemiripan antara ϕ_c dari relasi $\phi - K$ ($K_c = 1$ mD) dan relasi $K - R - \phi$. Hal ini menggaris-bawahi peran penting pemakaian data MICP dalam penentuan ϕ_c .

Dengan telah dibuktikannya kegunaan data tekanan kapiler sebagai dukungan dan alternatif dalam menentukan harga pancung porositas, maka secara sistematis prosedur penggunaan dapat dirangkum sebagai berikut:

1. Plot Log permeabilitas vs. porositas (fraksi) sebagaimana yang biasa dilakukan dalam pembuatan relasi $\phi - K$. Data tambahan seperti kandungan lempung dan uji sumur bisa dijadikan sebagai sumber pertimbangan tambahan. Tentukan harga ϕ_c dengan $K_c = 1$ mD dan selang/kisaran harga ϕ_c sesuai tingkat *scatter* hubungan Log K vs. ϕ . Hal ini perlu untuk mendapat gambaran kasar mengenai harga ϕ_c .
2. Peroleh data plot injeksi air raksa (%PV) vs. radius leher pori yang biasanya sudah tersedia pada laporan *special core analysis laboratory* (SCAL). Siapkan R_{15} , R_{20} , R_{50} (atau lebih sesuai kebutuhan).
3. Plot Log K vs. Log R. Pilih plot dengan tingkat korelasi (R^2) yang tertinggi. Plot ini yang akan mewakili batuan reservoir yang sedang dievaluasi.
4. Peroleh 'K_c dinamis' dari plot Log K vs. Log R yang terpilih, yang biasanya adalah ekstrapolasi dengan menggunakan $R_c = 0.5$ mikron.
5. Lakukan analisis regresi multi-variabel dengan variabel dependen Log K dan variabel-variabel independen Log R (terpilih) dan porositas (fraksi). Pemilihan Log K, Log R, dan porositas dalam bentuk fraksi dimaksudkan agar tidak terdapat perbedaan mencolok diantar ketiga variabel dari segi besaran. 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. Gunakan persamaan yang diperoleh pada langkah 5 untuk menentukan ϕ_c (dalam fraksi) dengan masukan 'K_c dinamis' dan $R_c = 0.5$ mikron. Terkadang dibutuhkan modifikasi sedikit pada konstanta b jika diperlukan.
7. Bandingkan ϕ_c yang diperoleh dengan ϕ_c yang diperoleh dari relasi $\phi - K$. Tetapkan harga ϕ_c yang akan dipakai untuk proses *reservoir lumping* atau bandingkan dengan sumber pembandingan lain seperti data uji sumur.

VI. KESIMPULAN

Dari studi yang dilakukan, telah dapat ditarik beberapa kesimpulan utama, yaitu:

1. Sebuah metode alternatif dengan menggunakan data tekanan kapiler injeksi air raksa (MICP) bagi penentuan harga pancung porositas telah disusun dan diterapkan dengan hasil yang baik atas beberapa kasus lapangan.
2. Korelasi antara radius leher pori dan permeabilitas terbukti jauh lebih baik dibanding korelasi antara porositas dan permeabilitas.
3. Radius leher pori (efektif) R tidak menunjukkan keunikan pada tingkat saturasi air raksa tertentu. Tiap batuan bisa memiliki R representatif yang berbeda-beda sesuai dengan kondisi struktur porinya.
4. Relasi Log K vs. Log R yang jauh lebih baik dari relasi Log K vs. ϕ membuat hasil analisis regresi multi variabel menjadi lebih baik. Dengan kata lain, penggunaan variabel independen tambahan Log R membuat persamaan regresi Log K vs. ϕ menjadi lebih terpercaya.
5. Hasil dari penggunaan data MICP terbukti berfungsi secara kuat sebagai pendukung dan pengkonfirmasi atas hasil estimasi harga pancung porositas dari relasi $\phi - K$ yang umumnya bersifat tidak pasti.

Ucapan Terima Kasih

Penulis mengucapkan terima kasih atas bantuan Sdr. Agus Sudaryanto dari lab. SCAL dalam memberikan data digital mentah hasil pengukuran di laboratorium yang laporan-laporannya di pakai di dalam studi ini.

KEPUSTAKAAN

1. Armitage, P., Berry, G. dan Matthews, J.N.S. (2002). *Statistical methods in medical research*. 4th edition, Blackwell Science.
2. Coll, C., Rondon, L. dan Cortiula, B. (1996). *Accurate reservoir evaluation from borehole imaging techniques and thin bed analysis. Case studies in shaly sands and complex lithologies in Lower Eocene sands, Block III, Lake Maracaibo, Venezuela*. SPE Paper #36150, presented at the 1996 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Conference and Exhibition, Port-of-Spain, Trinidad, 23-26 April.
3. Doane R.D., et al (1996). *Successful drilling of an underbalanced horizontal well in the Rigel Halfway Pool – Laboratory screening and field results*. SPE Paper #37065, presented at the SPE International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, 18-20 November.
4. Finley, R.J. (1985). *Reservoir properties and gas productivity of the Concoran and Cozette tight gas sandstones, Colorado*. SPE Paper #13852, presented at the 1985 SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, 19-22 May.
5. Forup, M. et al. (2002). *Capturing and preserving sandbody connectivity for reservoir stimulation: Insights from studies in the Dacion field, Eastern Venezuela*. SPE Paper #77593, presented at the 2002 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 September – 2 October.
6. Hunter, C.D., Kilgo, W.M. dan Hickman, T.S. (1990). *The development of a marginal Clearfork waterflood prospect*. SPE Paper #20128, presented at the 1990 SPE Permian Basin Oil and Gas Conference, Midland, Texas, 8-9 March.
7. 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.
8. Katz, A.J. and Thompson, A.H. (1986). *Prediction of rock electrical conductivity from mercury injection measurements*. J Geophysical Research, v. 92, p. 599.
9. Kessler, C. et al (2000). *New petrophysical process improves reservoir optimization by linking stimulation design, reservoir modeling, and economic evaluation*. SPE Paper #62544, presented at the SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California, 19-22 June.
10. Kolodzie, S. (1980). *Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smiths 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.

11. Kopper, R. dkk (2001). *Reservoir characterization of the Orinoco heavy oil belt: Miocene Oficina formation, Zuata field, Eastern Venezuela basin*. SPE Paper #69697, presented at the 2001 SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Margarita Island, Venezuela, 12-14 March.
12. 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.
13. Swanson, B.F. (1981). *A simple correlation between permeabilities and mercury capillary curve*. J. Pet. Tech, p. 2488.
14. Thompson, R.S. dkk (1996). *Incremental benefit of a team approach to reservoir management*. SPE Paper #36771, presented at the 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 6-9 October.
15. 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.
16. Wilson, D.A. dan Hensel, W.M. (1982). *The Cotton Valley sandstones of East Texas: A log-core study*. Trans. SPWLA 23rd Annual Logging Symposium, Corpus Christi, Texas, RI-27.
17. Worthington, P.F. and Cosentino, L. (2005). *The role of cutoffs in integrated reservoir studies*. SPE Paper #84387, Proceeding, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Denver, 5 – 8 october, approved for publication on 31 May 2005. ✓