

Apakah Estimasi Porositas dari Log Akustik Cukup Akurat untuk Batuan yang Tersaturasi Secara Parsial? – Sebuah Alternatif Sederhana untuk Mengurangi Bias

Oleh:

Heru Atmoko, Rosidelly, Bambang Widarsono, dan Fakhriyadi Saptono

I. PENDAHULUAN

Dalam memperkirakan harga besaran porositas dapat dipergunakan bermacam-macam metoda, diantaranya dengan merambatkan gelombang akustik pada media berpori dengan memberikan interpretasi kecepatan gelombang tersebut. Pada tahun 1956 Wyllie dkk mengajukan persamaan waktu rata-rata (*time average*), yang merupakan hubungan linier antara waktu dan porositas berdasarkan hasil penelitian terhadap batuan pasir (*sandstone*) di laboratorium. Lebih jauh lagi Raymer dkk (1980) mengajukan persamaan non linier untuk jenis batuan padat (*consolidated rock*), tetapi belum memperhatikan pengaruh saturasi fluida terhadap hasil perhitungan porositas.

Persamaan Wyllie di atas sebenarnya hanya berlaku pada kondisi dimana batuan yang diukur porositasnya mengandung hanya air saja, dengan porositas yang seragam, bersih dari kadar lempung, dan kompak. Asumsi di atas diperkirakan akan memberikan perkiraan harga porositas terlalu optimistik (terlalu tinggi) untuk formasi yang mempunyai saturasi fluida yang bervariasi. Contoh yang dapat dianggap paling relevan adalah daerah di sekitar lubang bor. Meskipun umumnya daerah tersebut diasumsikan sebagai tersaturasi oleh filtrat lumpur, tetapi juga sulit untuk disangkal bahwa selalu terdapat hidrokarbon yang tersisa (*residual oil/gas saturation*) baik minyak pada reservoir minyak maupun gas pada reservoir gas.

Kenyataan di sekitar lubang bor tersebut diperkirakan dapat menyebabkan bias dalam memperkirakan harga besaran porositas batuan karena asumsi yang lazim dalam menggunakan persamaan Wyllie adalah batuan tersaturasi secara penuh oleh satu jenis fluida saja. Dalam tulisan ini akan dilihat apakah estimasi porositas dari akustik cukup akurat dan sejauh mana hubungannya terhadap saturasi fluida, serta cara untuk mengurangi bias yang terjadi. Untuk mempelajari hal tersebut diatas, maka dilakukan pengukuran gelombang akustik terhadap 5 buah perconton batuan pasir yang bebas lempung dengan berbagai porositas dan saturasi air.

II. PERSAMAAN TIME AVERAGE DARI WYLLIE DKK

Sesuai dengan teori perambatan gelombang dalam media elastik, terdapat 2 (dua) jenis kecepatan gelombang badan (*body wave*) yang dapat berpropagasi melalui media tak terbatas yaitu gelombang *primary/pressure* (P-waves)

$$V_p = \left(\frac{K + 1.33\mu}{\rho} \right)^{0.5} \dots\dots\dots(1)$$

dimana K , μ , dan ρ masing-masing adalah *bulk modulus*, *shear modulus*, dan densitas media, serta gelombang *secondary/shear* (S-waves)

$$V_s = \left(\frac{\mu}{\rho} \right)^{0.5} \dots\dots\dots(2)$$

Pada prakteknya kemudian kedua persamaan di atas dianggap kurang praktis untuk dipakai untuk mengestimasi porositas karena banyaknya data masukan yang diperlukan atau diasumsikan. Untuk mengatasi hal tersebut Wyllie dkk (1956) mengajukan suatu persamaan yang merupakan perata-rataan waktu rambat gelombang P yang bentuk umumnya adalah

$$\Delta t = (1 - \phi) \cdot \Delta t_{ma} + \phi \cdot \Delta t_f \dots\dots\dots(3)$$

dengan

- Δt = waktu transit batuan (bulk)
- Δt_{ma} = waktu transit matrik batuan
- Δt_f = waktu transit fluida, dan
- ϕ = porositas.

Persamaan (3) di atas dibalik sehingga menjadi hubungan linier antara waktu transit dan porositas

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \dots\dots\dots(4)$$

yang kemudian lazim dipakai untuk menghitung porositas dengan menggunakan data waktu transit dari log akustik.

Dalam prakteknya, Δt_f biasanya diasumsikan sebagai diwakili oleh waktu transit dari air, atau gas jika memang reservoir yang bersangkutan diketahui sebagai berkeandungan gas. Praktek inilah yang diperkirakan dapat menghasilkan bias perkiraan porositas.

Untuk melihat efek dari asumsi tersebut, studi ini dimulai dengan mengembangkan persamaan (3) menjadi

$$\Delta t = (1 - \Delta t_{ma}) + \phi \cdot S_{f1} \cdot \Delta t_{f1} + \phi \cdot S_{f2} \cdot \Delta t_{f2} \dots\dots\dots (5)$$

dimana

S_{f1} dan S_{f2} = saturasi fluida pertama dan kedua
 Δt_{f1} dan Δt_{f2} = waktu transit fluida pertama dan kedua

dengan kombinasi fluida yang dapat berupa air-minyak maupun air-gas, sehingga bentuk hubungan liniernya menjadi

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{(\Delta t_{f1} \cdot S_{f1} + \Delta t_{f2} \cdot S_{f2}) - \Delta t_{ma}} \dots\dots\dots (6)$$

Ekspansi yang terdapat pada persamaan (5) dan (6) dasarnya adalah untuk memperoleh waktu transit fluida rata-rata (average Δt_f) akibat saturasi fluida yang bervariasi.

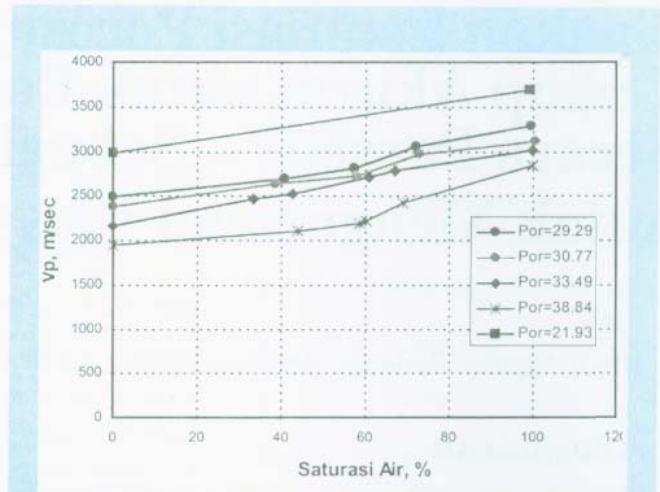
Waktu transit matrik batuan (Δt_{ma}) untuk perhitungan diambil harga sebesar 53 μ sec/ft serta waktu transit fluida (Δt_f) sebesar 189 μ sec/ft untuk salinitas tinggi dan 195 μ sec/ft untuk salinitas rendah.

III. PENGUKURAN DI LABORATORIUM

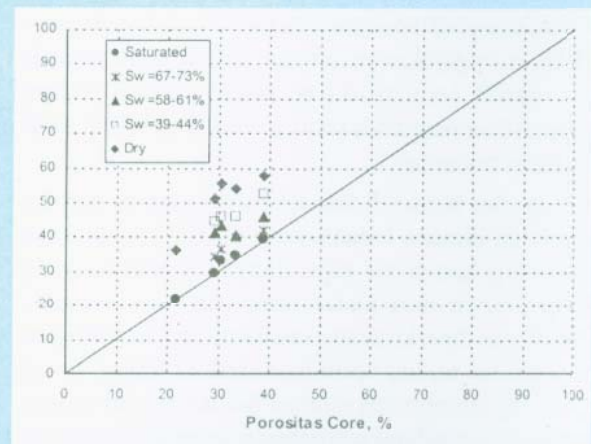
Untuk keperluan pemakaian persamaan (6) maka dilakukan pengukuran kecepatan gelombang P (V_p) atas 5 (lima) percontoh batupasir yang bebas lempung dengan variasi harga porositas dan saturasi air dengan tekanan overburden sebesar 500 psi. Tiga dari percontoh batuan disaturasi dengan brine bersalinitas 20.000 ppm NaCl dan 2 (dua) sisanya dengan brine bersalinitas 10.000 ppm. Hasil dari pengukuran percontoh tersebut dapat dilihat pada Gambar 1 yaitu hubungan antara saturasi air terhadap kecepatan gelombang P.

Hasil pengukuran memperlihatkan harga V_p pada kondisi kering berkisar 1950 – 3000 m/detik dengan variasi harga porositas berkisar 22 – 39 % (Gebrande 1982, V_p untuk batupasir berkisar 2000 – 3500 m/detik). Kesesuaian dengan sumber-sumber lain tersebut telah memberikan tingkat kepercayaan yang cukup tinggi atas hasil pengukuran yang diperoleh pada studi ini.

Hasil dari kecepatan gelombang pressure tersebut kemudian dikonversikan ke dalam waktu transit dan dilakukan perhitungan porositas dengan menggunakan persamaan (4). Hasil perhitungan diperlihatkan pada Gambar 2.



Gambar 1
 Hubungan saturasi air terhadap kecepatan gelombang P



Gambar 2
 Perbandingan antara porositas dari persamaan Wyllie, dengan asumsi tersaturasi penuh oleh brine, dan porositas percontoh terukur

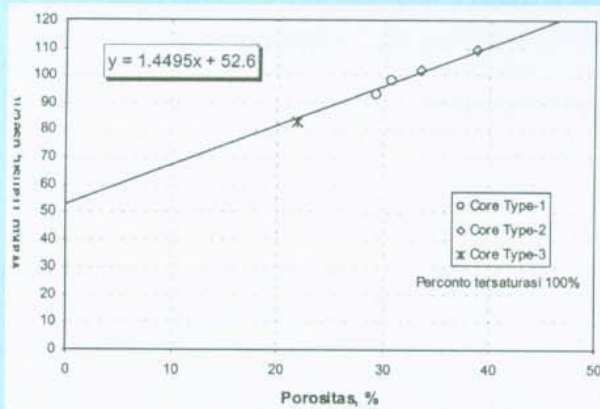
Plot dalam Gambar 2 memperlihatkan bahwa hasil perhitungan porositas untuk percontoh bersaturasi air rendah cenderung terlalu tinggi (optimistik), bahkan hingga mencapai lebih tinggi sebanyak 32 unit porositas dari harga porositas yang terukur langsung dalam keadaan percontoh kering. Sebaliknya, untuk percontoh tersaturasi penuh ($S_w=100\%$) hasil perhitungan porositas dengan menggunakan persamaan Wyllie memberikan harga yang cukup konsisten. Hal ini menunjukkan bahwa persamaan Wyllie sebenarnya cukup dapat diandalkan, paling tidak untuk percontoh-percontoh yang dipakai dalam studi ini, pada keadaan tersaturasi satu jenis fluida

(dalam hal ini *brine*) secara penuh. Sekali lagi dikemukakan, bias dapat terjadi jika batuan tersaturasi secara parsial.

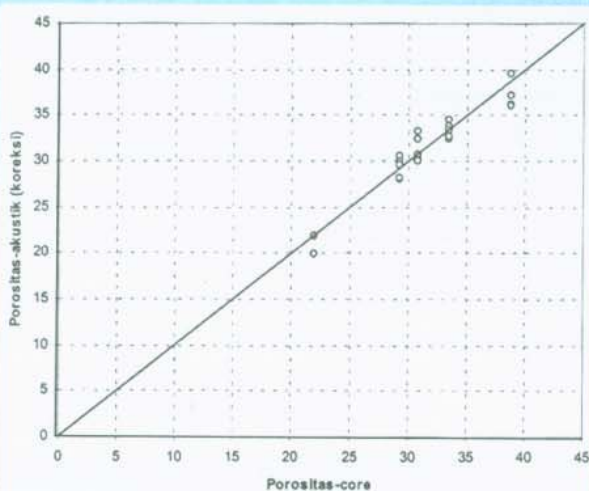
Dalam evaluasi log sumuran hal tersebut akan memberikan dampak yang buruk dalam memperkirakan harga porositas dari log akustik apabila reservoir mengandung hidrokarbon baik itu minyak atau gas (umumnya minyak dianggap tidak berpengaruh besar terhadap waktu transit jika dibandingkan dengan gas).

IV. USAHA PENGKOREKSIAN

Hal pertama dalam usaha untuk melakukan



Gambar 3
Waktu transit matriks batuan percontoh (batupasir) hasil pengamatan



Gambar 4
Perbandingan antara porositas akustik dan porositas core setelah dilakukan koreksi

pengkoreksian adalah penggunaan harga besaran waktu transit yang sesuai untuk matriks batuan berjenis batupasir (Δt_{ma}). Hal ini dianggap penting seperti halnya perhitungan porositas dari log densitas. Gambar 3 memperlihatkan hubungan antara waktu transit terhadap porositas dari ke-5 percontoh batupasir yang dipakai dalam studi ini. Dari korelasi tersebut, untuk harga porositas=0 diperoleh harga waktu transit sebesar 52.6 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ yang kemudian diambil sebagai harga waktu transit matriks untuk batupasir tersebut.

Dengan demikian perhitungan awal dengan menggunakan persamaan (4) dan pemilihan harga waktu transit matriks batuan sebesar 53 msec/ft (Schlumberger 1989, *general sandstone*, $\Delta t_{ma} = 51 - 55.5 \mu\text{sec}/\text{ft}$) dianggap telah mewakili harga waktu transit matriks batuan yang benar.

Hal kedua adalah pemilihan harga waktu transit fluida (Δt_f) yang sesuai dengan kondisi saturasi fluida yang beragam. Seperti diketahui semula Wyllie dkk menggunakan Δt_f dengan kondisi tersaturasi penuh dengan fluida yang sejenis yaitu air formasi (*brine*). Ini tidak mencerminkan keadaan di formasi apabila terdapat 3 jenis fluida yang berada di sana yaitu minyak, gas, dan air. Untuk mengatasi masalah tersebut, seperti telah disajikan sebelumnya, maka persamaan (3) dikembangkan menjadi persamaan (5) dan persamaan (4) menjadi persamaan (6).

Dengan mengasumsi sistem air-udara pada percontoh batuan yang mempunyai harga saturasi air kurang dari 100%, maka dilakukan perhitungan terhadap percontoh batuan tersebut. Pemilihan waktu transit untuk udara (Δt_{air}) sebesar 300 msec/ft, untuk *brine* bersalinitas 10.000 ppm sebesar 195 msec/ft, dan untuk *brine* bersalinitas 20.000 ppm sebesar 189 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ digunakan untuk menghitung porositas dari hasil pengukuran kecepatan akustik. Gambar 4 memperlihatkan perbandingan antara porositas terukur dengan porositas akustik hasil perhitungan setelah dilakukan koreksi dengan menggunakan persamaan (6). Perbandingan menunjukkan konsistensi yang jauh lebih baik.

Pemakaian persamaan (5) dan (6) untuk mempertimbangkan apabila terdapat lebih dari satu jenis fluida yang berada di formasi jelas sekali memberikan dampak yang positif terhadap perhitungan porositas dari alat akustik.

V. PROSPEK PENERAPAN DI LAPANGAN

Untuk menerapkan persamaan (6) langsung pada evaluasi log sumuran jelas tidak mudah karena data saturasi fluida tidak diketahui (justru porositas dibutuhkan untuk menghitung saturasi fluida). Hal yang paling

Tabel 1
Contoh waktu transit rata-rata pada
berbagai saturasi air

Litologi	Sw %	Dt-matrik us/ft	DT-fluida rata-rata us/ft
Batupasir	25	53	272.25
Batupasir	50	53	244.50
Batupasir	75	53	216.75

mungkin dilakukan ialah dengan mengambil perkiraan kasar saturasi air misalnya, dengan asumsi sistem air-udara, 25%, 50% dan 75% sehingga waktu transit fluida rata-rata pada kondisi masing-masing saturasi tersebut dapat dihitung (Tabel 1). Untuk selanjutnya harga Dt_f rata-rata tersebut dapat dipakai dengan menggunakan persamaan Wyllie (persamaan 3) seperti biasanya.

Hal yang dapat menjadi masalah adalah berkaitan dengan pemilihan tingkat saturasi air yang dapat dianggap cukup mewakili untuk keadaan sebenarnya di reservoir. Tapi mengingat signal log akustik yang secara teorietis berpropagasi hanya di zona terinvasi atau transisi maka harga saturasi air 75% (atau 80% – 90%) akan dapat dianggap mewakili untuk kasus-kasus umum. Untuk formasi yang tidak terinvasi secara dalam, harga saturasi air 50% kemungkinan dapat dianggap cukup representatif. Informasi yang diperoleh dari karakter perbedaan antara pembacaan log resistivitas dalam (*deep resistivity log*) dan pembacaan log resistivitas dangkal (*shallow resistivity log*) akan dapat membantu untuk menentukan tingkat kedalaman invasi.

VI. KESIMPULAN

Dari kegiatan yang dilakukan maka dapat ditarik beberapa kesimpulan yaitu :

1. Beragamnya saturasi fluida di formasi ternyata dapat mempengaruhi akurasi perhitungan porositas yang dihasilkan dari log akustik.
2. Untuk mendapatkan besaran porositas yang akurat diperlukan pemilihan waktu transit matriks batuan dan waktu transit fluida yang cukup mewakili.
3. Suatu bentuk koreksi atas perhitungannya porositas akustik pada kondisi saturasi air kurang dari 100% telah dibangun beserta penerapannya di laboratorium.
4. Perlu dilakukan penelitian lebih lanjut terhadap litologi lainnya seperti pada formasi karbonat untuk mengetahui sejauh mana validasinya atas bentuk koreksian yang telah dibangun.

KEPUSTAKAAN

1. Domenico, S.N. (1976). "Effect of brine-gas Mixture on Velocity in An Consolidated Sand Reservoir", *Geophysics*, 41:882-894.
2. Schon, J.H. (1996). "Physical Properties of Rock", : *Fundamental and Principles of Petrophysics, Handbook of Geophysical Exploration Seismic Exploration*, Vol.18 ed:Helbig, K and Treitel, S, Elsevier Science Ltd., Oxford OX5 1GB-UK, p: 231-235.
3. Schlumberger, 1989, "Log Interpretation Principles/ Application", Schlumberger Educational Services, 5000 Gulf Freeway, Houston-Texas 77023.
4. Society of Petroleum Engineers, "Petroleum Engineering Handbook", Chapter 51 Acoustic Logging, Richardson, TX, USA. •