

PENERAPAN DINAMIKA FLUIDA DALAM PERHITUNGAN KECEPATAN ALIRAN DAN PEROLEHAN MINYAK DI RESERVOIR

Dwi Listriana Kusumastuti

Information Systems Department, School of Information Systems, Binus University
Jl. K.H. Syahdan No. 9, Palmerah, Jakarta Barat 11480
Kusumastuti84@gmail.com

ABSTRACT

Water, oil and gas inside the earth are stored in the pores of the reservoir rock. In the world of petroleum industry, calculation of volume of the oil that can be recovered from the reservoir is something important to do. This calculation involves the calculation of the velocity of fluid flow by utilizing the principles and formulas provided by the Fluid Dynamics. The formula is usually applied to the fluid flow passing through a well defined control volume, for example: cylinder, curved pipe, straight pipes with different diameters at the input and output, and so forth. However, because of reservoir rock, as the fluid flow medium, has a wide variety of possible forms of the control volumes, hence, calculation of the velocity of the fluid flow is becoming difficult as it would involve calculations of fluid flow velocity for each control volume. This difficulties is mainly caused by the fact that these control volumes, that existed in the rock, cannot be well defined. This paper will describe a method for calculating this fluid flow velocity of the control volume, which consists of a combination of laboratory measurements and the use of some theories in the Fluid Dynamics. This method has been proofed can be used for calculating fluid flow velocity as well as oil recovery in reservoir rocks, with fairly good accuration.

Keywords: fluid dynamics, velocity of fluid flow, Darcy Law

ABSTRAK

Air, minyak dan gas bumi tersimpan di dalam bumi dalam pori-pori batuan reservoir. Dalam dunia industri perminyakan, perhitungan terhadap volume minyak yang bisa diambil dari reservoir adalah sesuatu hal yang penting untuk dilakukan. Perhitungan ini melibatkan perhitungan terhadap kecepatan aliran fluida dengan memanfaatkan prinsip dan formula yang disediakan oleh Dinamika Fluida. Formula tersebut biasanya diterapkan untuk aliran fluida yang melewati volume kontrol yang jelas bentuknya, misalnya: silinder, pipa lengkung, pipa lurus yang memiliki perbedaan diameter pada bagian masukan dan keluarannya dan lain sebagainya. Namun karena batuan reservoir, sebagai media aliran fluida, di dalamnya memiliki berbagai macam kemungkinan bentuk volume kontrol maka perhitungan ini menjadi sulit dilakukan karena akan melibatkan perhitungan-perhitungan kecepatan aliran fluida untuk setiap volume kontrol. Kesulitan ini terutama disebabkan oleh kenyataan bahwa volume kontrol, yang berada dalam bebatuan tersebut, tidak dapat diketahui bentuknya secara pasti. Tulisan ini akan menguraikan metode untuk menghitung kecepatan aliran fluida dari volume kontrol ini, yang merupakan kombinasi dari pengukuran laboratorium dan penggunaan beberapa teori dalam Dinamika Fluida. Metode ini telah terbukti dapat digunakan untuk menghitung kecepatan aliran fluida serta perolehan minyak dalam batuan reservoir, dengan akurasi yang cukup baik.

Kata kunci: dinamika fluida, kecepatan aliran fluida, Hukum Darcy

PENDAHULUAN

Dalam industri perminyakan, perhitungan terhadap perolehan minyak yang dapat diproduksi adalah merupakan hal yang penting dilakukan. Karena minyak mengalir bersama air dalam batuan reservoir menuju sumur produksi maka perhitungan tersebut harus dimulai dari perhitungan terhadap kecepatan aliran fluida pada sistem minyak-air. Dinamika Fluida, yang merupakan cabang ilmu Fisika, telah menyediakan perangkat berupa prinsip dan formula yang dapat digunakan untuk perhitungan di atas. Namun untuk kasus aliran fluida pada batuan reservoir perlu dilakukan adaptasi agar perangkat tersebut dapat diterapkan. Hal ini karena air dan minyak mengalir dalam batuan reservoir melalui berbagai alur-alur, sebagai volume kontrol, yang bentuk dan diameternya tak dapat diketahui sebelumnya. Alur-alur atau volume kontrol ini terbentuk oleh adanya susunan pori yang membentuknya. Sedang apabila bentuk dari setiap volume kontrol itu dapat diketahui pun perhitungan itu tetap akan sulit dilakukan, tanpa langkah adaptasi, karena akan melibatkan banyak perhitungan terhadap setiap kecepatan aliran fluida pada setiap volume kontrol tersebut.

Adaptasi yang dapat dilakukan ialah dengan melibatkan pengukuran secara laboratorium terhadap contoh batuan yang diambil dari reservoir. Dari pengukuran ini dapat diperoleh nilai parameter khas batuan yang disebut sebagai permeabilitas yang apabila dikombinasikan dengan prinsip dan formula pada Dinamika Fluida maka perhitungan terhadap aliran fluida serta perolehan minyak yang dimaksudkan di atas dapat dilakukan.

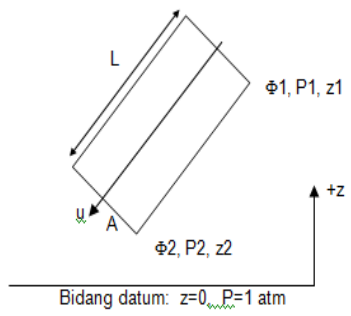
Dalam tulisan ini, penulis akan menyajikan uraian tentang penerapan Dinamika Fluida, yang ditunjang dengan hasil pengukuran permeabilitas secara laboratorium atas contoh batuan, untuk perhitungan aliran minyak dan air pada batuan reservoir serta perhitungan perolehan minyak yang dapat diproduksi dari reservoir yang bersangkutan.

Dinamika Fluida Dan Hukum Darcy

Dalam Dinamika Fluida dikenal adanya kecepatan aliran fluida yang mengalir secara *irrotational*, yang dapat dituliskan sebagai:

$$u = \frac{q}{A} = \frac{d\Phi}{dL} \dots\dots\dots (2.1)$$

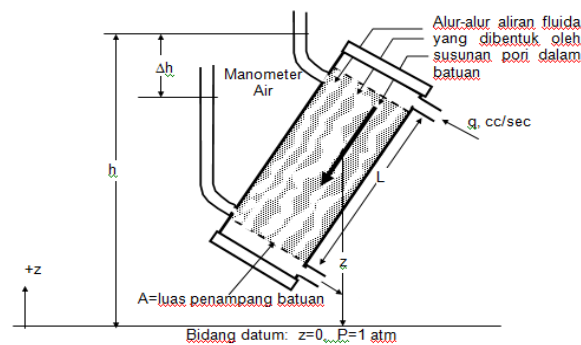
u adalah kecepatan aliran fluida, q adalah debit aliran fluida dan A luas penampang yang ditembus oleh aliran fluida. Φ adalah potensial dari aliran fluida dan L adalah jarak dari alur aliran. Secara skematis Hal ini dapat digambarkan seperti gambar 1 sebagai berikut:



Gambar 1 Skema aliran irrotational pada media tabung silinder homogen.
(Dake, 2010)

Skema yang diberikan pada gambar 1 di atas menggambarkan aliran fluida pada media atau volume kontrol yang berbentuk tabung silinder. Untuk bentuk volume kontrol yang berbeda maka akan menghasilkan nilai u yang berbeda pula. Perbedaan ini menyangkut perbedaan dari diameter penampang A ataupun bahkan perbedaan dalam bentuk media (misalnya tabung lengkung dan sebagainya). Aliran yang terjadi pada batuan dapat dipandang sebagai aliran fluida yang *immiscible* yang mengalir secara *irrotational* dan laminar sehingga penggunaan persamaan (2.1) di atas cukup relevan untuk penghitungan kecepatan aliran fluida pada batuan. Tetapi, sebagaimana telah dikemukakan pada bagian pendahuluan di atas, masih diperlukan adaptasi agar persamaan (2.1) di atas dapat digunakan. Hal ini karena di dalam batuan terdapat berbagai bentuk dan ukuran media alir atau volume kontrol berupa alur-alur yang dibentuk oleh susunan pori batuan.

Adaptasi yang dimaksudkan di atas dicerminkan oleh eksperimen Darcy yang dapat digambarkan seperti gambar 2. Dalam gambar 2 tersebut digambarkan secara skematis alur-alur aliran atau volume kontrol yang mungkin ada dalam batuan.



Gambar 2 Skema dari eksperimen Darcy (Dake, 2010)

Dalam eksperimennya Darcy menemukan bahwa kecepatan aliran air yang melewati batuan pasir, yang seluruh ruang porinya telah tersaturasi 100% oleh air, selalu sebanding dengan beda ketinggian kolom air pada manometer serta berbanding terbalik dengan panjang batuan. Secara matematis hal ini dapat dituliskan sebagai:

$$u = \frac{q}{A} = K \frac{h_1 - h_2}{L} = K \frac{\Delta h}{L} \dots \dots \dots (2.2)$$

u adalah kecepatan aliran air dalam cm/sec, A adalah luas penampang dari batuan, Δh adalah perbedaan ketinggian kolom air pada manometer, L adalah panjang batuan dan K adalah konstanta kesebandingan.

Dari gambar 1 di atas dapat dilihat bahwa pada setiap titik posisi pada batuan akan terjadi tekanan P sebesar:

$$p = \rho g(h - z) \dots \dots \dots (2.3)$$

atau:

$$h = \frac{1}{g} \left(\frac{p}{\rho} + gz \right) \dots \dots \dots (2.4)$$

dan:

$$\frac{dh}{dl} = \frac{1}{g} \frac{d}{dl} \left(\frac{p}{\rho} + gz \right) \dots \dots \dots (2.5)$$

Jika persamaan (2.2) kita tuliskan dalam bentuk diferensial:

$$u = K \frac{dh}{dL} \dots\dots\dots (2.6)$$

Maka dengan menstubsitusikan persamaan (2.5) ke persamaan (2.6) akan diperoleh:

$$u = K \frac{dh}{dL} = \frac{K}{g} \frac{d}{dl} \left(\frac{p}{\rho} + gz \right) \dots\dots\dots (2.7)$$

dengan g adalah percepatan grafitasi dan ρ adalah densitas fluida. Konstanta K/g hanya berlaku untuk aliran air, sebagaimana yang digunakan oleh Darcy.

$\frac{d}{dl} \left(\frac{p}{\rho} + gz \right)$ memiliki dimensi panjang kali gaya per satuan massa atau dimensi energi potensial per satuan massa. Dalam konteks bahasan dalam tulisan ini maka besaran ini sama nilainya dengan potensial aliran dari fluida. Dengan demikian maka persamaan (2.7) di atas dapat dituliskan sebagai:

$$u = K \frac{dh}{dL} = \frac{K}{g} \frac{d\Phi}{dl} \dots\dots\dots (2.8)$$

Eksperimen yang dilakukan oleh para ahli dikemudian hari telah membuktikan bahwa persamaan di atas dapat diubah menjadi bentuk umum yang berlaku untuk aliran air, minyak maupun gas ke segala arah, menjadi:

$$u = - \frac{k\rho}{\mu} \frac{d\Phi}{dl} = - \frac{k\rho}{\mu} \frac{d}{dl} \left(\frac{p}{\rho} + gz \right) \dots\dots\dots (2.9)$$

ρ adalah densitas fluida dan μ adalah viskositas fluida. Tanda minus menunjukkan bahwa aliran terjadi dari titik rendah yang berpotensi tinggi ke titik tinggi yang berpotensi rendah. Persamaan (2.1) adalah merupakan formula yang telah disediakan oleh Dinamika Fluida dan persamaan (2.9) adalah merupakan bentuk adaptasi dari persamaan (2.1) tersebut. Persamaan (2.9) memiliki bentuk yang serupa dengan persamaan (2.1) dengan penambahan unsur k yang dikenal sebagai permeabilitas, ρ dan μ . Setiap batuan memiliki nilai Permeabilitas k yang berlainan. Secara fisis, k diterjemahkan sebagai kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida.

Asumsi yang digunakan ialah bahwa aliran fluida dianggap sebagai aliran yang laminar dan *irrotational*. Fluida air dan minyak yang digunakan harus merupakan fluida *incompressibel*.

Dalam satuan Darcy persamaan (2.9) di atas dapat dituliskan sebagai:

$$u = \frac{q}{A} = - \frac{k}{\mu} \left(\frac{dp}{dl} + \frac{\rho g}{1.0133 \times 10^6} \frac{dz}{dl} \right) \dots\dots\dots (2.10)$$

atau:

$$q = - \frac{kA}{\mu} \left(\frac{dp}{dl} + \frac{\rho g}{1.0133 \times 10^6} \frac{dz}{dl} \right) \dots\dots\dots (2.11)$$

Permeabilitas Relatif

Permeabilitas yang ada pada persamaan (2.10) dan (2.11) di atas disebut sebagai permeabilitas absolut. Artinya, permeabilitas tersebut diperoleh pada saat batuan tersaturasi penuh dengan air ($S_w = 100\%$ atau $S_o = 0\%$) atau pada saat batuan tersebut tersaturasi penuh dengan minyak ($S_o = 100\%$ atau $S_w = 0\%$). Pada kenyataannya, pori-pori batuan reservoir biasanya diisi oleh fluida minyak bersama dengan air. Oleh karena itu penghitungan aliran fluida pada reservoir harus melibatkan permeabilitas relatif yang didefinisikan sebagai:

$$k_{ro}(S_w) = \frac{k_o(S_w)}{k} \quad \text{dan} \quad k_{rw}(S_w) = \frac{k_w(S_w)}{k} \quad \dots\dots\dots (3.1)$$

sehingga diperoleh:

$$k_o(S_w) = k \cdot k_{ro}(S_w) \quad \text{dan} \quad k_w(S_w) = k \cdot k_{rw}(S_w) \quad \dots\dots\dots (3.2)$$

k_o adalah permeabilitas minyak pada saturasi air S_w yang tertentu dan k_w adalah permeabilitas air pada saturasi air yang bersangkutan. k_{ro} dan k_{rw} masing-masing adalah permeabilitas relatif minyak dan air pada saturasi air yang bersangkutan. Karena pori batuan tersaturasi oleh minyak dan air maka berlaku:

$$S_w = \frac{V_w}{V_f} \quad \text{dan} \quad S_o = \frac{V_o}{V_f} \quad \dots\dots\dots (3.3)$$

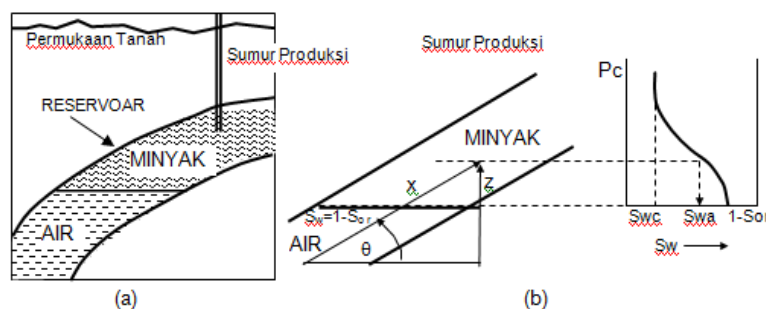
$$S_w = 1 - S_o \quad \dots\dots\dots (3.4)$$

dengan V_w adalah volume air pada ruang pori, V_o adalah volume minyak pada ruang pori dan V_f adalah volume ruang pori. S_o adalah saturasi minyak pada pori batuan.

Penentuan k_{ro} dan k_{rw} dapat dilakukan di laboratorium. Metode-metode tersebut antara lain ialah: *steady state*, *unsteady state* dan penentuan permeabilitas relatif melalui data tekanan kapiler.

Aliran Fraksional

Secara skematis resevoar minyak dapat digambarkan seperti gambar 2 di bawah ini:



Gambar 2 (a) Skema ideal dari *reservoir*;
(b) Hubungan antara tekanan P_c dan saturasi air. (Dake, 2010)

Gambar 2 (a) melukiskan skema dari reservoir yang berada di bawah permukaan bumi beserta sumur produksi yang menyalurkan minyak ke permukaan tanah. Gambar 2 (b) melukiskan skema pada gambar 2 (a) secara lebih terinci.

Aliran minyak dan air pada batuan reservoir terjadi karena adanya tekanan yang mendorong fluida tersebut. Pada awal pengambilan minyak, biasanya minyak mengalir ke permukaan tanah, melalui sumur produksi, oleh karena adanya tekanan alamiah (tekanan *overburden*) dari bumi. Namun apabila minyak belum bisa terproduksi seluruhnya secara optimal maka diperlukan proses lanjutan yang disebut sebagai *secondary recovery*. Pada proses ini, dilakukan penginjeksian air melalui sumur injeksi dengan tujuan agar minyak yang masih tersisa di reservoir dapat didorong ke permukaan tanah melalui tekanan air yang diinjeksikan tersebut. Tekanan tersebut (misalnya pada proses *secondary recovery*) akan menimbulkan tekanan pada minyak yang dilambangkan sebagai p_o serta pada air yang dilambangkan sebagai p_w . Dari persamaan (2.11) maka, untuk fluida air dan minyak yang *immiscible* (tidak saling menyampur), maka debit aliran minyak dan air dapat dituliskan sebagai:

$$q_o = -\frac{k \cdot k_{ro} A}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} + \frac{\rho g \cdot \sin\theta}{1.0133 \times 10^6} \right) \dots\dots\dots (4.1)$$

dan:

$$q_w = -\frac{k \cdot k_{rw} A}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} + \frac{\rho g \cdot \sin\theta}{1.0133 \times 10^6} \right) \dots\dots\dots (4.2)$$

Untuk penghitungan perolehan minyak kita perlu mengetahui terlebih dahulu aliran fraksional yang terjadi di reservoir. Aliran fraksional adalah perbandingan debit aliran suatu jenis fluida (misalnya: air) terhadap debit aliran total fluida yang terjadi di reservoir. Aliran fraksional dari air f_w didefinisikan sebagai:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_o + q_w} \dots\dots\dots (4.3)$$

q_t adalah debit aliran total yang merupakan penjumlahan dari debit aliran minyak q_o dan air q_w .

Dengan mensubstitusikan persamaan (4.1) dan (4.2) ke persamaan (4.3), f_w dapat dituliskan sebagai:

$$f_w = \frac{1 + k \cdot k_{rw} A \left(\frac{\partial p_c}{\partial x} - \frac{\Delta \rho g \cdot \sin\theta}{1.0133 \times 10^6} \right)}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{k_{rw} \mu_o}} \dots\dots\dots (4.4)$$

dengan catatan:

$$p_c = p_o - p_w \text{ atau: } \frac{\partial p_c}{\partial x} = \frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_w}{\partial x} \text{ dan: } \Delta \rho = \rho_o - \rho_w \dots\dots\dots (4.5)$$

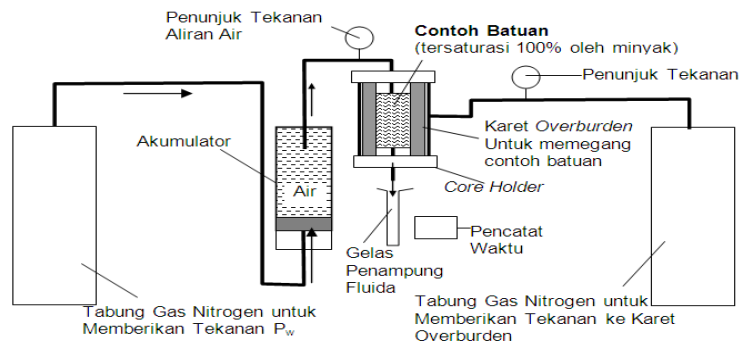
p_c adalah tekanan yang terjadi pada permukaan pertemuan antara fluida minyak dan air. sebagaimana digambarkan pada gambar 2 (b).

Apabila p_c dianggap tidak berubah sepanjang lintasan aliran ($\frac{\partial p_c}{\partial x} = 0$), maka untuk reservoir yang horizontal ($\sin\theta = 0$):

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{k_{rw} \mu_o}} \dots\dots\dots (4.6)$$

METODE

Sebagaimana telah diuraikan di atas bahwa permeabilitas relatif dapat ditentukan secara laboratorium. Pada tulisan ini akan kami uraikan salah satu metode yang biasa digunakan, yaitu metode *unsteady state*. Pada metode ini, proses aliran fluida yang terjadi di reservoir disimulasikan dengan cara melakukan penginjeksian air ke dalam contoh batuan yang telah terpenyuh (tersaturasi 100%) oleh minyak. Contoh batuan ini diambil dari reservoir. Air dan minyak yang digunakan biasanya merupakan air dan minyak tiruan yang sifatnya telah disesuaikan agar sama dengan air dan minyak dari reservoir. Secara skematis metode *unsteady state* di atas dapat digambarkan seperti pada gambar 3 di bawah ini. Metode ini biasanya dilaksanakan pada laboratorium *Special Core Analyses*.



Gambar 3 Skema peralatan laboratorium untuk pengukuran permeabilitas relatif dengan metode *unsteady state* (Adim)

Penentuan permeabilitas relatif dengan metode *unsteady state*, sebagaimana dilukiskan oleh gambar 3, dilakukan dengan menggunakan tekanan aliran air yang konstan. Tekanan ini diatur sedemikian rupa agar aliran air yang terjadi tidak melebihi 20 cc/detik. Hal ini dilakukan agar aliran fluida yang terjadi pada batuan tidak mengalami turbulensi. Dengan kata lain aliran yang terjadi harus merupakan aliran laminar, *irrotational*. Fluida air dan minyak yang digunakan pada metode ini diasumsikan sebagai *incompressible* (densitas = konstan) dan *immiscible* (tidak saling menyampur). Minyak dan air yang keluar dari batuan ditampung oleh gelas penampung. Volume air dan minyak dicatat pada setiap jangka waktu yang telah ditentukan. Sebagai catatan, sebelum melakukan langkah-langkah di atas maka terlebih dahulu telah dilakukan pencucian terhadap contoh batuan, yang dilanjutkan dengan pengukuran volume pori dan juga porositas dari contoh batuan. Pengukuran ini biasanya dilakukan pada laboratorium *Routine Core Analyses*. Densitas serta viskositas air dan minyak juga harus ditentukan terlebih dahulu. Pengukuran ini biasanya dilakukan pada laboratorium *Special Core Analyses* sesuai dengan suhu yang telah ditentukan. Besaran-besaran di atas selanjutnya digunakan untuk proses perhitungan permeabilitas relatif.

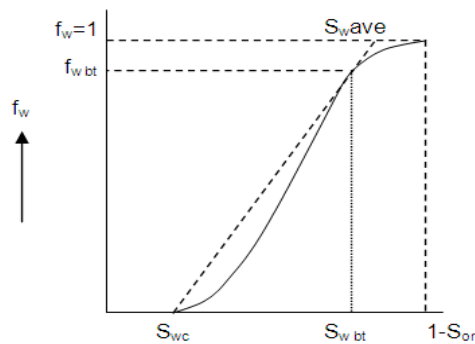
Pada saat-saat awal terjadi aliran air dan minyak di dalam contoh batuan maka pada gelas penampung belum terdeteksi adanya air. Hal ini karena air masih berada di belakang minyak. Secara alamiah, keadaan ini tidak selamanya berlangsung demikian. Pada saat tertentu, permukaan air akan menembus kolom minyak dan aliran yang terjadi adalah aliran campuran air dan minyak. Saat awal munculnya air dari contoh batuan disebut sebagai *break through*.

Berdasarkan data-data yang telah diperoleh maka selanjutnya dilakukan perhitungan terhadap permeabilitas relatif dari air maupun minyak. Perhitungan ini memerlukan langkah yang panjang, namun, pada dasarnya, langkah tersebut ditujukan untuk memperoleh perhitungan aliran fraksional air

pada setiap harga saturasi air, perhitungan permeabilitas relatif dari air, perhitungan perbandingan permeabilitas relatif minyak dan air dan perhitungan perbandingan permeabilitas relatif minyak.

Perhitungan Aliran Fraksional Air pada Setiap Harga Saturasi Air

Bersamaan dengan berjalannya waktu maka volume air yang masuk ke dalam batuan juga akan bertambah. Sebelum *break through*, volume air yang terjadi dalam batuan besarnya sama dengan volume minyak yang tertampung pada gelas panampung. Setelah *break through*, volume air ini besarnya sama dengan volume minyak di atas dan ditambah dengan pertambahan volume air yang tertampung. Sedang volume minyak besarnya sama dengan volume minyak di atas ditambah dengan pertambahan volume minyak yang tertampung. Debit aliran minyak q_o dan air q_w dapat diperhitungkan sebagai pertambahan volume air maupun minyak yang dibagi dengan pertambahan waktu Δt . Aliran fraksional f_w untuk setiap jangka waktu tertentu diperhitungkan dengan memasukkan q_o dan q_w ke persamaan (4.3). Saturasi air dapat diperhitungkan dengan menggunakan persamaan (3.3). Hubungan aliran fraksional dari air terhadap saturasi air dapat dicontohkan dengan gambar 4 di bawah ini:



Gambar 4 Contoh grafik hubungan aliran fraksional air terhadap saturasi air yang diperoleh secara laboratorium. (Adim)

$S_{we\ ave}$ adalah saturasi air rata-rata sampai dengan terjadinya *break through*, S_{wc} adalah *connate water saturation* (saturasi air minimal pada batuan), S_{or} adalah *irreducible oil saturation* (saturasi minyak minimal pada batuan), $S_{w\ bt}$ adalah saturasi air pada saat *break through* dan $f_{w\ bt}$ adalah aliran fraksional dari air pada saat *break through*.

Perhitungan Permeabilitas Relatif dari Air

Pada setiap q_w yang telah diperoleh pada langkah *a* di atas maka dapat dicari nilai permeabilitas efektif dari minyak, (lihat persamaan (4.2)) sebagai:

$$k_w = - \frac{\mu_o \cdot q_w \cdot \Delta L \cdot c}{c \cdot \Delta p_w \cdot A + \rho_w \cdot g}$$

$c = 1.0133 \times 10^6$, $\Delta L =$ bernilai negatif = panjang contoh batuan, $\sin \theta = 0$. Permeabilitas relatif dari air dapat dihitung dengan persamaan (3.1):

$$k_{rw}(S_w) = \frac{k_w(S_w)}{k}$$

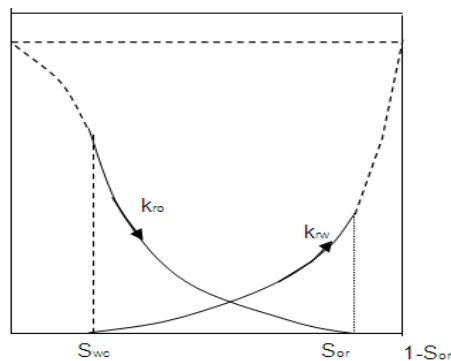
Perhitungan Perbandingan Permeabilitas Relatif Minyak dan Air

Karena aliran fraksional air telah diketahui, sementara viskositas air dan minyak juga telah diketahui sebelumnya, maka dengan menggunakan persamaan (4.6) akan dapat diperhitungkan harga perbandingan permeabilitas relatif dari minyak dan air:

$$\frac{k_{ro}}{k_{rw}} = \frac{\mu_o}{\mu_w} \left(\frac{1}{f_w} - 1 \right)$$

Perhitungan Perbandingan Permeabilitas Relatif Minyak

Perhitungan untuk menentukan permeabilitas relatif dari minyak dapat dilakukan dengan mengalikan hasil perhitungan pada langkah *c* dengan k_{rw} yang diperoleh pada langkah *b*. Dari langkah-langkah di atas akan diperoleh nilai-nilai k_{ro} nilai k_{rw} sebagai fungsi dari saturasi air sebagaimana dicontohkan pada gambar 5 berikut ini:



Gambar 5 Contoh grafik hubungan permeabilitas relatif terhadap saturasi air yang diperoleh secara laboratorium (Dake, 2010)

HASIL DAN PEMBAHASAN

Penghitungan Perolehan Minyak

Pada saat-saat awal terjadi aliran air dan minyak di dalam batuan *reservoir* maka pada sumur produksi belum terdeteksi adanya air. Hal ini karena permukaan air masih berada di bawah (atau di belakang) kolom minyak Secara alamiah, keadaan ini tidak selamanya berlangsung demikian. Pada saat tertentu, permukaan air akan menembus kolom minyak dan aliran yang terjadi adalah aliran campuran air dan minyak. Saat awal munculnya air pada sumur produksi disebut sebagai *break through*.

Perolehan minyak sebelum dan saat terjadi *break through* pada sumur produksi adalah:

$$N_{pdt} = (S_{we}^{ave} - S_{wc}) = \dots \dots \dots (5.1)$$

$N_{pd\ bt}$ adalah perolehan minyak sebelum dan pada saat *break through*, $S_{we\ ave}$ adalah saturasi air rata-rata sebelum dan sampai dengan terjadinya *break through*, S_{wc} adalah *connate water saturation* (saturasi air minimal pada batuan) dan $S_{w\ bt}$ adalah saturasi air pada saat *break through*.

Sesudah terjadinya *break through* maka perhitungan perolehan minyak pada sumur produksi dapat dilakukan dengan formula pada persamaan (5.2) dan (5.2) di bawah ini. Uraian lengkap tentang penurunan persamaan (5.1), (5.2) dan (5.3) dapat dilihat misalnya pada acuan menurut Adim (2004).

$$N_{pd} = (S_{we} - S_{wc}) + (1 - f_{we})W_{id} \dots\dots\dots (5.2)$$

dengan:

$$W_{id} = \frac{1}{\left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_{we}}} \dots\dots\dots (5.3)$$

N_{pd} adalah perolehan minyak pada sumur produksi, S_{we} adalah saturasi air yang terjadi pada sumur produksi, S_{wc} adalah *connate water saturation* (saturasi air minimal pada batuan) dan f_{we} adalah aliran fraksional dari air pada sumur produksi. W_{id} adalah jumlah air yang telah diinjeksikan.

Contoh Penghitungan Perolehan Minyak

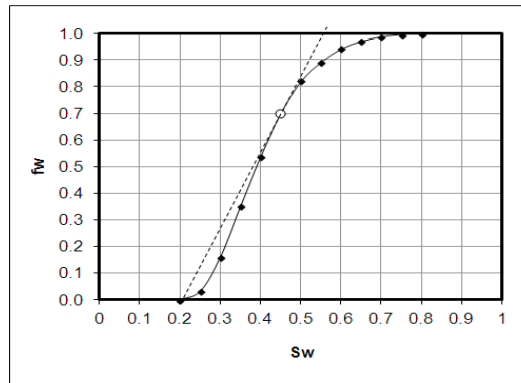
Contoh data dan perhitungan untuk perolehan minyak di sini diambil dari Dake (2010), soal latihan nomor 10.1 yang menyangkut aliran fraksional dan soal 10.2 yang menyangkut perhitungan perolehan minyak. Sebagai catatan, pada soal 10.1 diberikan data hasil pengukuran permeabilitas relatif. Pengukuran ini bisa dilakukan secara laboratorium dengan menggunakan metode-metode baku, misalnya seperti yang dilakukan pada laboratorium *Special Core Analyses*, PPPTMGB “LEMIGAS”, Jakarta.

Dari soal 10.1, diperoleh data permeabilitas relatif pada kasus pendorongan minyak oleh air yang terjadi pada reservoir horizontal, sebagaimana pada Tabel 1 berikut ini:

Tabel 1 Data Permeabilitas Relatif

S_w	k_{rw}	k_{ro}	K_{ro}/k_{rw}	f_w
0.20	0.000	0.800	-	0
0.25	0.002	0.610	305.000	0.032
0.30	0.009	0.470	52.222	0.161
0.35	0.020	0.370	18.500	0.351
0.40	0.033	0.285	8.636	0.537
0.45	0.051	0.220	4.315	0.699
0.50	0.075	0.163	2.173	0.821
0.55	0.100	0.120	1.200	0.893
0.60	0.132	0.081	0.614	0.942
0.65	0.170	0.050	0.294	0.971
0.70	0.208	0.027	0.130	0.987
0.75	0.251	0.010	0.040	0.996
0.80	0.300	0	0	1.000

Hubungan antara f_w dan S_w dapat digambarkan dengan gambar 6 berikut ini:



Gambar 6 Hubungan antara f_w dan S_w

Dari gambar 6 (seperti halnya pada gambar 4), dapat diperoleh:

$$S_{wc} = 0.2, S_{or} = 1 - 0.8 = 0.2, S_{we\ ave} = 0.55, S_{w\ bt} = 0.45, f_{w\ bt} = 0.7$$

Perolehan minyak sebelum dan sampai dengan saat *break through* dapat dihitung dengan persamaan (5.1), yaitu sebesar: $N_{pd\ bt} = 0.35$. Satuan untuk $N_{pd\ bt}$ ini adalah volume pori (PV). Oleh karena itu:

$$N_{pd\ bt} = 0.35 \times \text{volume pori batuan pada reservoir tersebut.}$$

Perhitungan perolehan minyak setelah terjadi *break through* dikemukakan pada soal no 10.2. Perhitungan ini diawali dengan perhitungan N_{pd} dan W_{id} berdasarkan persamaan (5.2) dan (5.3), yaitu (lihat juga Tabel 2 di bawah):

$$N_{pd} = (S_{we}^* - S_{wc}) + (1 - f_{we}^*) \cdot W_{id}$$

$$W_{id} = \frac{1}{\frac{\Delta f_w}{\Delta S_w} S_{we}^*}$$

Berdasarkan data pada Tabel 1 di atas maka W_{id} dan N_{pd} dapat dihitung dengan persamaan di atas dan hasilnya diperlihatkan oleh Tabel 2 sebagai berikut

Tabel 2 Perhitungan W_{id} dan N_{pd}

S_{we}	f_{we}	f_{we}^*	ΔS_{we}	Δf_{we}	$\Delta f_{we} / \Delta S_w$	S_{we}^*	W_{id} (PV)	N_{pd} (PV)
0.45	0.699	0.765	0.05	0.122	2.440	0.475	0.410	0.371
0.50	0.821	0.870	0.05	0.072	1.440	0.525	0.694	0.415
0.55	0.893	0.925	0.05	0.049	0.980	0.575	1.020	0.452
0.60	0.942	0.962	0.05	0.029	0.580	0.625	1.724	0.491
0.65	0.971	0.982	0.05	0.016	0.320	0.675	3.125	0.531
0.70	0.987	0.993	0.05	0.009	0.180	0.725	5.556	0.564

Dari data sebelumnya telah diketahui bahwa $S_{wc} = 0.2$ dan $S_{or} = 0.2$, yang berarti pula bahwa minyak yang tersedia untuk diproduksi adalah: $1 - S_{wc} - S_{or} = 0.6$ dari volume pori. Sementara, dari Tabel 2 di atas dapat dilihat bahwa minyak yang terkuras melalui sumur produksi adalah sebesar 0.564 dari volume pori batuan reservoir. Hal ini berarti bahwa seluruh minyak yang tersedia telah hampir dapat diperoleh semuanya (0.564 PV). Sedang yang tersisa tinggal $0.6 - 0.564 = 0.036$ PV. Keadaan ini tercapai apabila saturasi air yang mengisi sumur produksi telah mencapai 5.556 kali volume pori batuan pada reservoir.

SIMPULAN

Prinsip dan formula yang diberikan oleh bidang ilmu Dinamika Fluida berperan dalam penghitungan kecepatan aliran fluida minyak dan air pada batuan *reservoir* yang pada gilirannya akan berperan juga pada perhitungan perolehan minyak pada sumur produksi. Batuan *reservoir* dapat digambarkan sebagai media alir dari fluida yang memiliki volume kontrol berupa alur-alur aliran yang dibentuk oleh pori-pori batuan dengan bentuk dan ukuran diameter yang sangat bervariasi. Perhitungan kecepatan aliran fluida dengan menggunakan prinsip dan formula Dinamika Fluida memerlukan penyesuaian apabila hendak diterapkan untuk kasus aliran fluida pada batuan *reservoir*. Penyesuaian di atas pada perwujudannya adalah merupakan kombinasi antara prinsip dan formula Dinamika fluida yang didukung oleh data empiris pengukuran permeabilitas secara laboratorium pada batuan *reservoir*.

Dalam tulisan ini telah diterapkan metode untuk menghitung kecepatan aliran fluida dari volume kontrol ini, yang merupakan kombinasi dari pengukuran permeabilitas secara laboratorium dan penggunaan beberapa teori dalam Dinamika Fluida. Metode ini telah terbukti dapat digunakan untuk menghitung kecepatan aliran fluida serta perolehan minyak dalam batuan *reservoir*, dengan akurasi yang cukup baik.

Permeabilitas secara fisis diterjemahkan sebagai kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida. Namun dari sudut pandang lain, permeabilitas batuan dapat dipandang sebagai konstanta yang merupakan perbandingan antara perhitungan ideal, dengan menggunakan formula Dinamika fluida, terhadap perhitungan dengan penyederhanaan apabila contoh batuan dianggap sebagai media atau volume kontrol yang berbentuk silinder. Kecepatan aliran yang diperhitungkan adalah merupakan kecepatan aliran fraksional, yaitu kecepatan aliran minyak ataupun air relatif terhadap kecepatan aliran fluida secara total (minyak+air) yang terjadi pada batuan.

DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. (2004). *Mekanika Reservoir*. Bidang Yantek Eksplorasi dan Eksploitasi, PPPTMGB "LEMIGAS", Jakarta.
- Colón C. F. J., Oelkers E. H., Schott J. (2004). Experimental investigation of the effect of dissolution on sandstone permeability, porosity and reactive surface area. *Geochim Cosmochim Acta*, 68(4), 805–817.
- Dake, L.P. (2010). *Fundamental of Reservoir Engineering*. Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, Oxford, New York, 103-129.

- Hughes, W. F., Brighton, J.A. (2006) *Fluid Dynamics (Schaum Edition)*, Schaum's Outline Series, McGraw-Hill, New York, Singapore, Sydney, Tokyo.
- Kumar, K.L. (2008). *Engineering Fluid Mechanics*, Eurisia Publishing House (P) Ltd., Ram Nagar, New Delhi.
- Mahdiyari H, Jamiolahmady M. (2011). Improved Darcy and non-Darcy flow formulations around hydraulically fractured wells. *J Petrol Sci Eng*, 78(1), 149–159