

# Analisis Produktivitas Sumur Diperforasi Menggunakan Persamaan Kurva IPR Aliran Dua Fase

Oleh :  
Edward ML Tobing

## SARI

Persamaan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) yang tersedia sampai saat ini dikembangkan untuk kondisi sumur *open hole*. Dalam aplikasi Analisa Sistem Nodal pada sumur yang diperforasi, perhitungan kehilangan tekanan dalam lubang perforasi merupakan hal yang sangat penting. Pada saat ini persamaan yang digunakan secara luas untuk memperkirakan kehilangan tekanan melalui lubang perforasi adalah persamaan Blount, Jones dan Glaze<sup>2)</sup>. Persamaan tersebut diturunkan untuk aliran satu fase (fase gas atau minyak saja), dengan demikian pemakaian persamaan tersebut tidak memadai untuk sumur produksi aliran dua fase.

Dalam tulisan ini, diusulkan persamaan kurva *Inflow Performance Relationship* untuk sumur yang diperforasi, dan diproduksi dari *reservoir* bertenaga dorong gas terlarut (aliran dua fase minyak dan gas). Persamaan tersebut dikembangkan menggunakan simulator sumur tunggal aliran dua fase (Eclipse 2001A<sup>4)</sup>) yang dikombinasikan dengan persamaan aliran dua fase dalam lubang perforasi yang diturunkan oleh Perez dan Kelkar<sup>3)</sup>. Pada rentang yang luas dari sifat batuan dan fluida reservoir serta geometri perforasi, digunakan untuk mengembangkan persamaan dengan cara statistik.

Kata kunci : sumur diperforasi, persamaan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR), aliran dua fasa.

## ABSTRACT

*The Inflow Performance Relationship (IPR) curve equations which are available today are developed for an open hole wells. In the application of Nodal System Analysis in perforated wells, an accurate calculation of pressure loss in the perforation is very important. Nowadays, the equation which is widely used is Blount, Jones and Glaze<sup>1)2)</sup> equation, to estimate pressure loss across perforation. This equation is derived for single phase flow, either oil or gas, therefore it is not suitable for two phase production wells.*

*In this paper, an Inflow Performance Relationship curve equation for perforated wells, producing from solution gas drive reservoir (two phase flow), is introduced. The equation has been developed using two phase single well simulator (Eclipse 2001A<sup>4)</sup>) combined with two phase flow perforation equation, derived by Perez and Kelkar<sup>3)</sup>. A wide ranges of reservoir rock and fluid properties and perforation geometry are used to develop the equation statistically.*

*Key word : perforated wells, Inflow Performance Relationship (IPR) curve equations, two phase flow.*

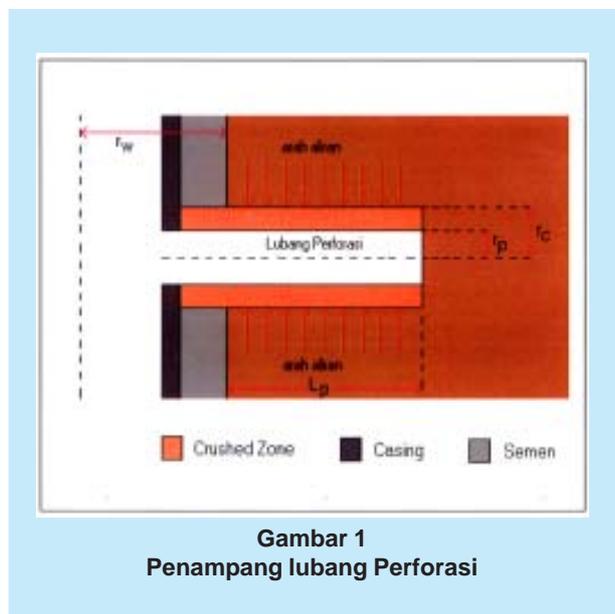
## I. PENDAHULUAN

Di dalam operasi lubang perforasi (Gambar 1) dibuat “terowongan” kecil yang menghubungkan formasi produktif dengan lubang sumur. Dimensi (panjang dan diameter) lubang perforasi tersebut tergantung pada *bullet* (peluru) yang digunakan dan kekerasan batuan reservoir yang ditembus peluru. Di sekeliling lubang perforasi terdapat daerah (*zone*) yang termampatkan, sebagai akibat pendesakan peluru pada saat menembus batuan reservoir. Zona ini disebut sebagai “*compacted zone*” atau *crushed zone*. Sebagai akibat pemampatan tersebut, maka harga permeabilitas di sekeliling lubang perforasi, yaitu di

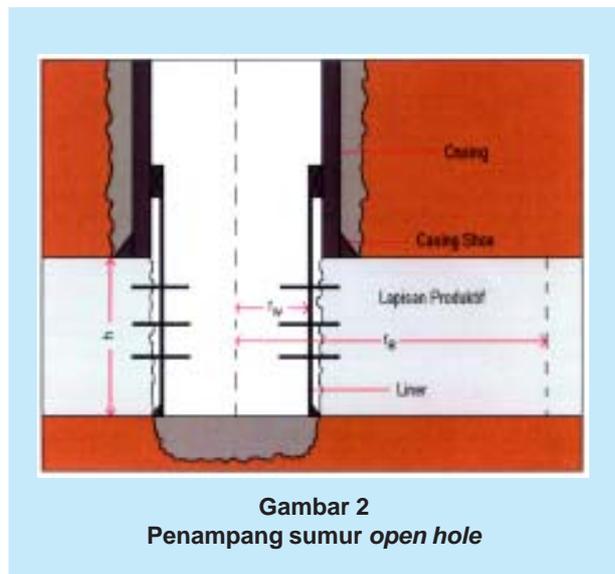
daerah *crushed*, akan lebih kecil dibandingkan dengan permeabilitas batuan reservoir semula. *Crushed zone* dan lubang perforasi, apabila ditempatkan secara vertikal, akan menyerupai bentuk sumur produksi, di mana jari-jari lubang perforasi merupakan jari-jari sumur, jari-jari *crushed zone* merupakan jari-jari reservoirnya sedangkan panjang perforasi merupakan tebal formasi yang ditembus sumur. Dengan demikian, laju aliran fluida dari *crushed zone* menuju lubang perforasi, dapat didekati dengan persamaan yang biasa digunakan untuk menghitung laju produksi sumur.

Dalam aplikasi analisis sistem *Nodal*, perforasi merupakan komponen yang penting pada sistem sumur produksi. Perbedaan teknik maupun panjang dan diameter lubang perforasi menghasilkan produktivitas sumur yang berbeda, yang pada akhirnya dari analisis keekonomian menghasilkan perbedaan biaya ataupun perolehan keuntungan. Dengan demikian diperlukan optimalisasi dalam memilih teknik dan geometri perforasi yang memadai. Untuk menganalisis sistem *Nodal* diperlukan persamaan kinerja aliran pada lubang perforasi yang memadai dan dapat digunakan pada kondisi sumur. Blount, Jones dan Glaze<sup>1)</sup> mengembangkan persamaan perkiraan kinerja aliran pada lubang perforasi untuk fasa tunggal minyak atau gas. Jadi persamaan tersebut tidak dapat diaplikasikan untuk sumur yang memproduksi minyak dan gas (aliran dua fase), seperti halnya sumur produksi dari reservoir bertenaga dorong gas terlarut.

Perez dan Kelkar<sup>2)</sup> mengembangkan persamaan untuk memperkirakan kehilangan tekanan aliran dua fasa melalui lubang perforasi. Dalam aplikasinya, persamaan ini memerlukan informasi permeabilitas relatif pada *crushed zone*, dan informasi lainnya seperti jumlah lubang perforasi, panjang dan ukuran perforasi, viskositas dan faktor volume formasi minyak, tekanan pada *crushed zone* maupun lubang perforasi. Dengan demikian untuk kebutuhan praktis persamaan Perez & Kelkar harus dikombinasikan dengan metode lain yang menghasilkan harga permeabilitas relatif minyak, dan tekanan pada *crushed zone* serta lubang perforasi. Dalam tulisan ini simulator sumur tunggal aliran dua fasa (Eclipse-100 versi 2001A) digunakan untuk mempersiapkan data permeabilitas relatif minyak pada berbagai kondisi produksi.



Gambar 1  
Penampang lubang Perforasi



Gambar 2  
Penampang sumur open hole

Kinerja produktivitas sumur dapat digambarkan dengan persamaan *Inflow Performance Relationship*. Semua persamaan *Inflow Performance Relationship* yang telah dipublikasikan sampai saat ini dikembangkan berdasarkan kondisi sumur *open hole* (Gambar 2), dan tidak mempertimbangkan pengaruh adanya lubang perforasi. Dalam tulisan ini diusulkan persamaan *Inflow Performance Relationship* yang mempertimbangkan pengaruh teknik perforasi dan geometri perforasi. Pengembangan persamaan ini menggunakan model matematik/numerik yang terdiri dari persamaan dari Perez & Kelkar dan simulator sumur tunggal aliran dua fase (Eclipse-100 versi 2001A). Model matematik tersebut telah di-*run* dalam rentang yang luas dari sifat batuan dan fluida reservoir, teknik perforasi dan ukuran perforasi, untuk memperoleh hubungan antara laju alir minyak dan tekanan alir dasar sumur pada berbagai tekanan reservoir. Dan model plot Vogel<sup>5)</sup> digunakan untuk menggambarkan bentuk umum dari produktivitas sumur tersebut.

**II. PENGEMBANGAN MODEL**

Model yang dikembangkan adalah penggabungan dari model matematik yang dapat menggambarkan sumur produksi dari suatu reservoir dengan tenaga pendorong gas terlarut (aliran dua fasa minyak dan gas) yang merupakan model matematik aliran minyak dan gas dari *boundary* reservoir ke *sandface* (Eclipse-100 versi 2001A) dan persamaan analitik aliran minyak dan gas pada lubang perforasi dari Perez & Kelkar. Model matematik tersebut merupakan model *radial two-phase single well*, yang dikembangkan dengan memecahkan persamaan *diferensial parsial* untuk fasa minyak dan gas secara numerik. Model tersebut terlebih dahulu telah divalidasi, yaitu untuk aliran satu fase (minyak), dua fase (minyak-gas) dan tiga fase (gas-minyak dan air) dengan membandingkan kemiringan hubungan antara *dimensionless wellbore pressure drop* terhadap *dimensionless time*, yang didapat dari model dan persamaan analitik. Plot dari model tersebut menghasilkan kemiringan sebesar 1.151 pada periode *early transient*, seperti yang dinyatakan dalam persamaan analitik. Dengan menggunakan model ini, distribusi tekanan dan saturasi sepanjang reservoir pada berbagai laju alir produksi dapat dihitung.

Lubang perforasi pada suatu sumur akan menembus formasi, dan setiap penembusan perforasi

pada formasi mempunyai panjang  $L_p$  yang diukur dari *sandface* (Gambar 1), dan *bullet* perforasi membentuk lubang dengan jari-jari  $r_p$ . *Crushed zone* di sekitar lubang perforasi disebabkan oleh penetrasi *bullet* dengan jari-jari  $r_c$  yang diukur dari pusat perforasi. Dari *sandface* ke ujung perforasi, dianggap bahwa jari-jari perforasi dan jari-jari *crushed zone* mempunyai jarak yang sama.

Perez & Kelkar mengembangkan persamaan aliran dua fasa didalam lubang perforasi berdasarkan geometri perforasi yang telah dijelaskan sebelumnya, dan beberapa anggapan yang digunakan adalah sebagai berikut :

1. Aliran di dalam lubang perforasi adalah *steady state*.
2. Tekanan di batas luar daerah *crushed zone* adalah tetap.
3. Laju alir di setiap lubang perforasi sama besar, yaitu sebesar laju alir total dibagi dengan jumlah lubang perforasi.
4. Arah aliran menuju lubang perforasi ditunjukkan pada Gambar 1, di mana arah aliran tegak lurus terhadap lubang perforasi.
5. Gas dan minyak mengalir secara serentak ke lubang perforasi.
6. Permeabilitas relatif di *crushed zone* merupakan fungsi saturasi, dan harganya sama dengan harga saturasi di batuan reservoir.
7. Aliran gas dan minyak merupakan aliran isothermal.
8. Pengaruh tekanan kapiler dan gravitasi diabaikan.

Anggapan yang digunakan pada persamaan Perez & Kelkar tersebut sama dengan anggapan yang digunakan pada simulator *radial two phase single well* (Eclipse-100 versi 2001A).

Persamaan *diferensial partial* minyak dan gas untuk aliran di dalam lubang perforasi didapat berdasarkan hukum konservasi massa yang digabungkan dengan persamaan Forcheimer. Persamaan ini menggambarkan aliran turbulen di media berpori antara *crushed zone* dan lubang perforasi. Untuk memecahkan persamaan diferensial tersebut, Perez & Kelkar mendapatkan persamaan *pseudo pressure drop* berikut ini :

$$\Delta P_{pD} = P_{pD}(P_c) - P_{pD}(P_p) \dots\dots\dots (1)$$

$$\Delta P_{pD} = \frac{L_p n_p k_c}{1695 q_o} \int_{P_p}^{P_c} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dP \dots\dots\dots (2)$$

Untuk memecahkan persamaan kehilangan tekanan pada lubang perforasi, diperlukan hubungan antara  $(k_{ro}/\mu_o B_o)$  terhadap tekanan. Bentuk ini dapat disederhanakan dengan anggapan mempunyai hubungan yang linier. Dengan menggunakan penyederhanaan ini, maka hubungan antara  $(k_{ro}/\mu_o B_o)$  terhadap tekanan pada tekanan rata-rata, dapat digambarkan dengan persamaan berikut :

$$\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} = \left\{ \frac{1}{P} \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \right\}_{P=\bar{P}} \dots\dots\dots (3)$$

Substitusi persamaan (3) kedalam persamaan (2), menghasilkan persamaan *pseudo pressure drop* (kehilangan tekanan semu) berikut ini :

$$\Delta \bar{P}_{pD} = \frac{L_p n_p k_c}{1695 q_o} \left\{ \frac{1}{2P} \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \right\}_{P=\bar{P}} (P_c^2 - P_p^2) \dots\dots(4)$$

Persamaan (4) adalah persamaan untuk menghitung kehilangan tekanan aliran dalam lubang perforasi. Apabila tersedia data tentang dimensi jumlah lubang perforasi, laju aliran pada lubang perforasi, permeabilitas pada *crushed zone*, tekanan pada *crushed zone* serta hubungan antara permeabilitas relatif, viskositas dan faktor volume formasi minyak, maka kehilangan tekanan pada lubang perforasi dapat dihitung.

Bentuk fisik sistem reservoir sumur yang diperforasi merepresentasikan sebuah sumur produksi yang terletak di tengah-tengah reservoir berbentuk silindris dan menembus seluruh tebal reservoir. Seluruh bagian sumur yang menembus reservoir tersebut diperforasi dengan jumlah lubang perforasi tertentu. Gas dan minyak mengalir dari reservoir ke dasar lubang sumur, sesuai dengan hukum aliran multi-fasa dalam media berpori. Dalam model ini tidak didefinisikan batas gas-minyak, sehingga gas dan minyak akan mengalir secara serempak dari reservoir ke dasar lubang sumur, setelah melalui lubang perforasi. Selain itu, reservoir dianggap bersifat homogen dan isotropis dengan tebal konstan. Reservoir merupakan reservoir tertutup, tidak ada aliran fluida pada batas luar reservoir. Pada keadaan awal, tekanan reservoir di setiap titik dalam reservoir sama

besar dan demikian pula halnya harga saturasi awal untuk gas dan minyak. Supaya dalam media berpori hanya terjadi aliran dua fase (gas dan minyak), maka pada keadaan awal tekanan reservoir harus lebih rendah dari pada tekanan saturasi. Selain itu harga saturasi air mula-mula di setiap titik lebih rendah dibandingkan dengan saturasi air kritis. Hal ini perlu diberikan untuk memastikan bahwa aliran yang terjadi adalah aliran gas dan minyak. Selain itu dilakukan anggapan pula bahwa tidak ada hambatan di sekitar lubang sumur, dengan demikian faktor skin dianggap sama dengan nol.

Untuk merepresentasikan kondisi produksi, dimulai sejak sumur dibuka sampai mencapai waktu aliran mantap, dianggap bahwa besarnya laju produksi konstan, sedangkan tekanan alir dasar sumur berubah. Atau dilakukan anggapan bahwa tekanan alir dasar sumur tetap sedangkan laju produksi berubah. Sehingga dengan menggunakan model ini, maka dapat dihitung tekanan alir dasar sumur pada setiap harga laju produksi yang tetap dari waktu ke waktu.

Aliran fluida dua fase (gas dan minyak), yang mengalir secara radial dalam reservoir berpori yang berbentuk silindris dengan tebal konstan, dapat dinyatakan dalam bentuk persamaan diferensial. Persamaan diferensial tersebut dipecahkan secara serempak, dengan menggunakan syarat awal dan syarat batas.

Pemecahan persamaan diferensial dan syarat batasnya tersebut dilakukan secara numerik, dengan menggunakan "*finite difference*", dan metode *full Implicit*. Dengan cara ini reservoir dapat dibagi dalam *grid-blok*, dimana ukuran *grid-blok* makin dekat ke lubang sumur semakin kecil. Dengan menggunakan simulator sumur tunggal ini, dapat diperoleh antara lain distribusi tekanan dan saturasi secara radial sepanjang reservoir di setiap *grid-blok* pada saat kondisi aliran *steady state* tercapai. Dengan demikian tekanan pada *sand face* serta saturasi minyak, gas, atau air pada permukaan pasir dapat ditentukan, yaitu berdasarkan tekanan dan saturasi pada *grid-blok* yang terdekat dengan lubang sumur. Berdasarkan harga saturasi minyak dan gas tersebut, maka permeabilitas relatif minyak dan gas di sekitar lubang bor dapat ditentukan. Perhitungan ini dilakukan dimulai pada periode *transient* sampai dengan tercapainya waktu *pseudo steady state*. Tetapi harga tekanan dan saturasi yang akan digunakan untuk menghitung kehilangan tekanan dalam perforasi,

adalah harga-harga yang diperoleh pada waktu *pseudo steady state* tercapai.

Untuk dapat menggambarkan kinerja aliran fluida dalam lubang perforasi dapat dilakukan dengan beberapa ketentuan berikut ini :

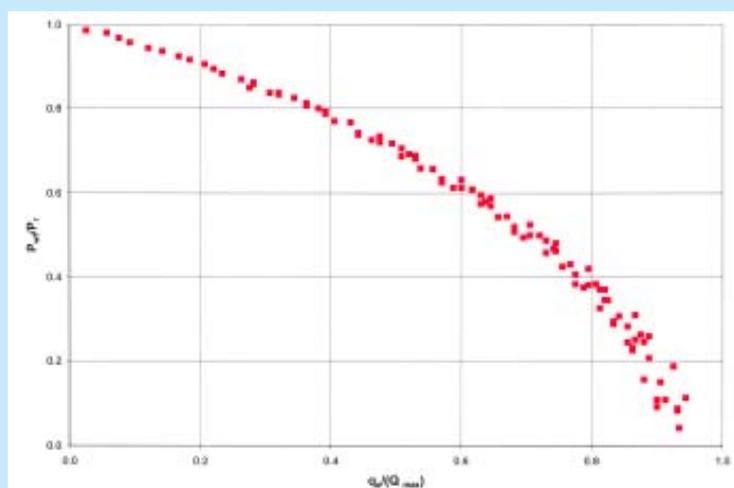
1. Tidak ada zone yang rusak di sekitar sumur (faktor skin = 0);
2. Harga permeabilitas pada *crushed zone*, kc, dianggap :
  - 10% dari permeabilitas formasi untuk teknik perforasi *overbalanced*;
  - 40% dari permeabilitas formasi untuk teknik perforasi *underbalanced*;
3. Tekanan pada *crushed zone* dan perforasi.

*Single well simulator* di run sampai waktu *pseudo steady state* tercapai. Pada kondisi ini, tekanan di *sand face* dan pada *grid blok* pertama dapat diperoleh. Tekanan pada perforasi adalah sama dengan tekanan pada *sand face* dan tekanan pada *crushed zone* sama dengan tekanan pada *grid blok* pertama;

4. Permeabilitas relatif minyak, viskositas minyak dan faktor volume formasi minyak pada *crushed zone*. Dari simulator, saturasi minyak pada *grid blok* pertama dapat diperoleh. Berdasarkan anggapan metode Perez & Kelkar, harga saturasi minyak menggambarkan harga saturasi minyak pada *crushed zone*. Menggunakan harga ini, permeabilitas

Tabel 1  
Rentang data perhitungankurva *inflow performance relationship*

Jenis Data	Satuan	Batas Atas	Batas Bawah
<b>Sifat Fisika Fluida Reservoir</b>			
API Gravity Minyak	°API	25.00	60.00
Specific Garvity Gas		0.60	0.74
Specific Garvity Air		1.07	1.07
Tekanan Saturasi Minyak	psig	1457.00	3149.00
<b>Sifat Fisika Batuan Reservoir</b>			
Porositas	fraksi	0.16	0.29
Permeabilitas Absout	mD	100.00	625.00
Saturasi Air Irreducible	fraksi	0.11	0.25
Saturasi Minyak Residual (A/M)	fraksi	0.08	0.15
Saturasi Minyak Residual (G/M)	fraksi	0.07	0.13
Saturasi Gas Kritis	fraksi	0.08	0.15
<b>Dimensi Sumur dan Reservoir</b>			
Luas daerah pengurasan	acre	20.00	33.00
Tebal Formasi	feet	10.00	29.00
Jari-jari lubang sumur	feet	0.33	0.50
Temperatur Reservoir	°F	160.00	190.00
Faktor Skin		0.00	0.00
<b>Teknik &amp; Ukuran Lubang Perforasi</b>			
Teknik Perforasi		Overbalanced	Underbalanced
Diameter Perforasi	inch	0.19	0.73
Panjang Perforasi	inch	3.03	12.33
Kerapatan Perforasi	SPF	2	16



Gambar 3  
Kurva *inflow performance relationship* dimensionless teknik *overbalanced*, 8 SPF,  $r_p > 0.3$  inch

relatif minyak dapat dihitung dari kurva permeabilitas relatif. Tekanan rata-rata antara *crushed zone* dan perforasi dapat dihitung, dan berdasarkan harga tekanan ini, viskositas minyak dan faktor volume formasi minyak dapat diperkirakan dengan menggunakan korelasi.

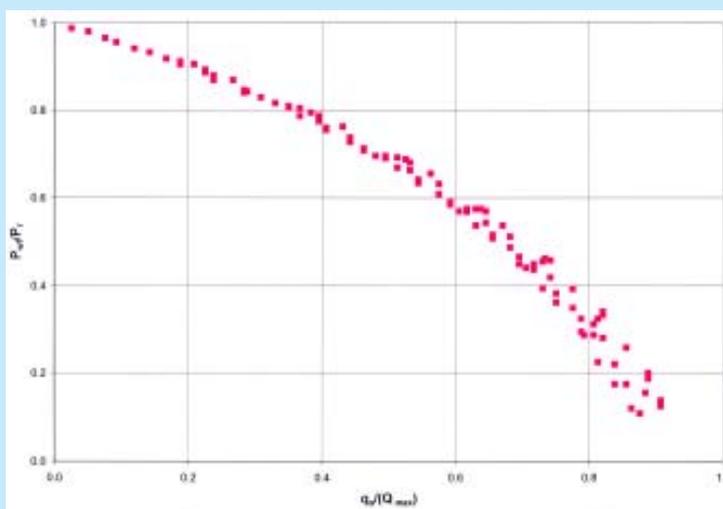
Untuk dapat mengembangkan *Inflow performance* pada sumur yang diperforasi, program komputer telah disiapkan dan telah di *run* untuk berbagai pasangan data. Rentang data yang digunakan ditunjukkan pada Tabel 1. Dengan program komputer tersebut, hubungan antara tekanan alir dasar sumur dan laju alir minyak pada berbagai geometri dan jumlah perforasi dapat dihitung.

### III. PENGEMBANGAN PERSAMAAN KURVA INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP

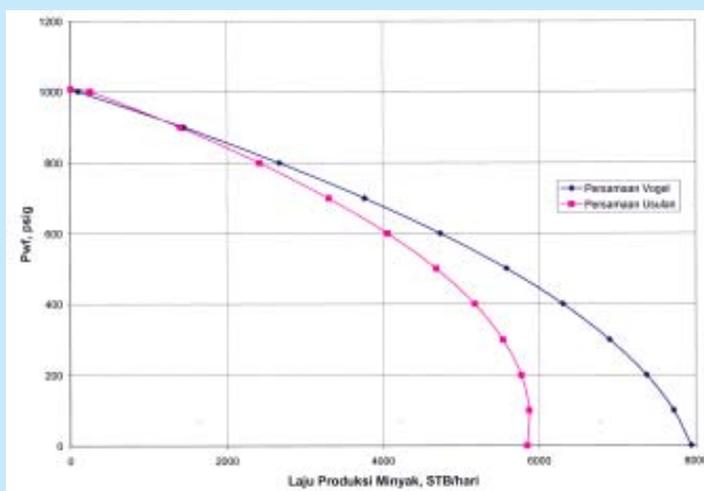
Model matematik telah *dirun* dalam rentang yang luas dari data sifat-sifat batuan dan fluida reservoir dan juga ukuran yang berbeda dari reservoir dan perforasi. Rentang dari data tersebut dapat dilihat pada Tabel 1. Untuk suatu pasangan data, dan pada berbagai tekanan reservoir, hubungan antara tekanan alir *sand face* dan laju alir minyak dapat dihitung. Dengan menggunakan persamaan Perez & Kelkar untuk berbagai diameter dan panjang perforasi dan juga jumlah perforasi, kehilangan tekanan melalui perforasi dapat dihitung. Selanjutnya, tekanan alir dasar sumur dapat dihitung dengan mengurangi tekanan alir *sand face* dengan kehilangan tekanan melalui lubang perforasi. Model plot Vogel <sup>5)</sup>, yaitu plot antara perbandingan laju alir minyak dengan laju alir minyak maksimum ( $q_o/Q_{max}$ ) terhadap perbandingan tekanan alir dasar sumur dengan tekanan reservoir ( $P_{wf}/P_r$ ), untuk pasangan data yang berbeda, digunakan untuk mewakili *inflow performance* pada sumur yang diperforasi.  $Q_{max}$  adalah laju alir

maksimum pada kondisi sumur *open hole* atau tidak diperforasi. Gambar 3 dan Gambar 4 masing-masing adalah contoh plot, yang menggambarkan kurva *Inflow Performance Relationship* tidak berdimensi (*dimensionless*) untuk  $r_p > 0.3$  inch, 8 SPF dengan teknik perforasi *overbalanced* dan untuk  $r_p > 0.3$  inch, 4 SPF dengan teknik *underbalanced*.

Berdasarkan hasil perhitungan yang diperoleh,



Gambar 4  
Kurva Inflow Performance Relationship Dimensionless  
Teknik Underbalanced, 4 SPF,  $r_p > 0.3$



Gambar 5  
Kurva *inflow performance relationship*  
(Contoh pemakaian)

maka dapat disimpulkan hal berikut :

- Untuk kerapatan perforasi lebih besar dari 12 SPF, kehilangan tekanan sepanjang lubang perforasi dapat diabaikan, dan sumur akan berlaku seperti sumur *open hole*.
- Untuk rentang panjang perforasi, yang terdapat pada Tabel 1, pengaruhnya panjang perforasi sangat kecil.

*Kurva Inflow Performance* yang diperoleh dari model dapat dikelompokkan berdasarkan teknik perforasi dan jari-jari perforasi. Analisis regresi telah dilakukan untuk setiap titik data dari setiap kelompok, dan menghasilkan persamaan berikut :

$$\frac{q_o}{(Q_{max})} = a_0 + a_1 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (5)$$

di mana :

- $a_0$ ,  $a_1$ , dan  $a_2$  adalah konstanta yang tergantung pada jari-jari dan teknik perforasi, yang ditunjukkan pada Tabel 2 dan 3.
- $Q_{max}$  adalah laju produksi maksimum tanpa dilakukan perforasi.

Dengan menggunakan data uji produksi dan tekanan serta menggunakan persamaan (5) pada data uji, kurva *Inflow Performance Relationship* sumur produksi yang diperforasi dari reservoir dengan tenaga dorong gas terlarut atau aliran dua fasa minyak dan gas dapat diperkirakan. Langkah kerja perhitungan adalah sama dengan langkah kerja perhitungan kurva *Inflow Performance Relationship* metoda Vogel.

#### IV. CONTOH PEMAKAIAN

Suatu sumur diperforasi menggunakan teknik *overbalanced* dengan kerapatan perforasi 4 SPF pada ketebalan produksi sepanjang 24 ft. Panjang lubang dan jari-jari lubang perforasi masing-masing sebesar 12 inch dan 0.39 inch.

Data uji tekanan dan produksi adalah sebagai berikut :

Tabel 2  
Konstanta persamaan (5) teknik perforasi *overbalanced*

$r_p$ , inch	SPF	$a_0$	$a_1$	$a_2$
> 0.30	16	0.919949	0.080715	-0.971174
	12	0.904824	0.088807	-0.965339
	8	0.873339	0.107148	-0.953643
	4	0.775025	0.125294	-0.877809
	2	0.617095	0.266323	-0.869830
= 0.30	16	0.839253	0.120376	-0.932833
	12	0.795053	0.149348	-0.919881
	8	0.735070	0.115473	-0.826865
	4	0.576573	0.099558	-0.653317
	2	0.332471	0.207838	-0.524871

Tabel 4  
Kurva *inflow performance relationship* sumur di perforasi (Contoh pemakaian)

$P_{wf}$	Laju Produksi, STB/hari	
	Persamaan Vogel	Persamaan Usulan
1007.00	0.00	0.00
1000.00	98.95	254.80
900.00	1445.49	1400.92
800.00	2666.88	2416.52
700.00	3763.11	3301.60
600.00	4734.18	4056.16
500.00	5580.09	4680.20
400.00	6300.84	5173.73
300.00	6896.44	5536.74
200.00	7366.88	5769.23
100.00	7712.16	5871.21
0.00	7932.28	5842.80

Tekanan reservoir = 1007.00 psig

Tekanan Alir Dasar Sumur = 922.00 psig

Laju produksi minyak = 1160.00 STB/hari

Buat kurva *Inflow Performance Relationship* dari sumur tersebut menggunakan persamaan usulan dan hasilnya bandingkan dengan kurva *Inflow Performance Relationship* berdasarkan persamaan Vogel.

### Pemecahan :

Perbandingan harga tekanan alir dasar sumur terhadap tekanan reservoir adalah:

$$\frac{P_{wf}}{P_r} = \frac{922.00}{1007.00} = 0.9156$$

Untuk teknik perforasi *overbalanced*, dan jari-jari lubang perforasi lebih besar dari 0.30 inch, berdasarkan Tabel 2, maka konstanta adalah sebagai berikut :  $a_0 = 0.775025$

$$a_1 = 0.125294$$

$$a_2 = -0.877809$$

Berdasarkan konstanta tersebut maka harga laju produksi maksimum tanpa diperforasi dapat dihitung berikut ini :

$$(Q_{o_{max}}) = \frac{1160.00}{(0.77503 + 0.1259(0.9156) - 0.87781(0.9156)^2)} = 7538.80 \text{ STB /hari}$$

Selanjutnya berdasarkan harga  $Q_{max}$  tersebut, maka dapat dihitung laju produksi pada tekanan alir dasar sumur yang lain, misalnya :

$$P_{wf} = 0.0 \text{ psig,}$$

$$q_o = 7538.80(0.77503) = 5842.47 \text{ STB/hari}$$

$$P_{wf} = 500.00 \text{ psig,}$$

$$= 4680.20 \text{ STB/hari}$$

Tabel 4 menunjukkan hasil perhitungan kurva *Inflow Performance Relationship* berdasarkan persamaan usulan untuk sumur di perforasi dibandingkan dengan kurva *Inflow Performance Relationship* berdasarkan persamaan Vogel, dan kurva tersebut ditunjukkan pada Gambar 5.

### V. KESIMPULAN

- Untuk kerapatan lubang perforasi lebih besar dari 12 SPF, kehilangan tekanan pada lubang perforasi dapat diabaikan, dan sumur tersebut akan mendekati kondisi sumur *open hole*.
- Berdasarkan hasil perhitungan kehilangan tekanan sepanjang lubang perforasi, yang mencakup data panjang lubang perforasi hingga mencapai 12 inch, ternyata panjang lubang perforasi tidak memberikan perbedaan yang berarti.

### VI. DAFTAR SIMBOL

$a_0, a_1, a_2$	= Konstanta persamaan <i>Inflow Performance Relationship</i>
$B_o$	= Faktor volume formasi minyak, bbl/STB
$h$	= Tebal lapisan produktif, ft
$i_o$	= Laju aliran minyak pada satu perforasi
$k$	= Permeabilitas absolut, mD
$k_c$	= Permeabilitas pada <i>crushed zone</i> , mD
$k_g$	= Permeabilitas efektif gas, mD
$k_o$	= Permeabilitas efektif minyak, mD
$k_{ro}$	= Permeabilitas relatif minyak
$L_p$	= Panjang lubang perforasi, feet
$n_p$	= Jumlah lubang perforasi
$P$	= Tekanan, psia
$P_c$	= Tekanan pada <i>crushed zone</i> , psia
$P_p$	= Tekanan pada lubang perforasi, psia
$P_{wf}$	= Tekanan alir dasar sumur, psia
$P_r$	= Tekanan reservoir, psia
$q_o$	= Laju produksi minyak, STB/hari
$Q_{max}$	= Laju maksimum pada kondisi tidak diperforasi, STB/hari
$r_c$	= Jari-jari <i>crushed zone</i> , feet
$r_e$	= Jari-jari pengurasan, feet
$r_p$	= Jari-jari lubang perforasi, feet
$R_s$	= Kelarutan gas dalam minyak, SCF/STB
$r_w$	= Jari-jari lubang sumur, feet
$\hat{a}$	= Faktor turbulensi
$\phi$	= Porositas, fraksi
$\dot{i}_g$	= Viskositas gas, cp
$\dot{i}_o$	= Viskositas minyak, cp
$\dot{i}_{oc}$	= Viskositas minyak @ <i>crushed zone</i> , cp
$\dot{i}_{oD}$	= Viskositas minyak tak berdimensi, cp
$\dot{i}_w$	= Viskositas air, cp

### VII. KEPUSTAKAAN

- Brown, K.E. : "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume IV, PenWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1984.
- Jones, Loyd G., E.M. Blount and C.E. Glaze : "Use of Short Term Multiple Rate Test to Predict Performance of Wells Having Turbulence," SPE Paper #6133, SPE of AIME, October 1976.

3. Perez, G dan Kelkar, B.G., "A New Method to Predict Two Phase Pressure Drop Across Perforation," SPE-PE, February 1991, 93-101.
4. Reference Manual and Technical Description Eclipse 2001A, Schlumberger Eclipse Reservoir Simulation Software, 2001.
5. Vogel, J.W.: "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells", Journal of Petroleum Technology, January 1968.✓