

Pengaruh Laju Alir dan Waktu Terhadap Faktor *Skin* pada Reservoir Minyak Bertenaga Dorong Gas Terlarut

Influence of Flow Rate and Time on Skin Factor in Solution Gas Drive Oil Reservoir

Edward ML Tobing

Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

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

Telepon: 62-21-7394422, Fax: 62-21-7246150

E-mail: etobing@lemigas.esdm.go.id

Teregistrasi I tanggal 12 November 2013; Diterima setelah perbaikan tanggal 13 Desember 2013

Disetujui terbit tanggal: 30 Desember 2013

ABSTRAK

Kerusakan formasi atau faktor *skin* positif biasa ditemukan setelah kegiatan pemboran, kompleksi maupun produksi. Terdapat beberapa jenis faktor *skin* positif, salah satunya adalah faktor *skin* akibat pengaruh laju alir dan waktu $S(q,t)$. Faktor *skin* tersebut kurang mendapat perhatian, tetapi akan terbentuk secara alamiah dan tidak dapat dihindari atau diatasi dengan stimulasi jenis apapun. Dengan pertimbangan tersebut, maka penelitian ini dilakukan untuk menganalisis adanya $S(q,t)$ dan faktor-faktor yang memengaruhi terhadap kinerja produksi sumur. $S(q,t)$ dapat terjadi pada reservoir minyak dengan tenaga dorong gas terlarut, dimana kondisi saturasi gas awal lebih kecil dari saturasi gas kritis untuk seluruh reservoir (aliran minyak dan gas). Meskipun pengaruhnya terbatas untuk jangka waktu tertentu, namun bila tidak diatasi dapat merugikan. Berdasarkan hasil pengamatan dengan menggunakan simulator reservoir dan metoda perkiraan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR), dapat disimpulkan bahwa perkiraan kurva IPR tanpa memperhitungkan pengaruh $S(q,t)$ memberikan hasil yang terlalu optimistik. Sehingga hal tersebut akan berpengaruh terhadap perencanaan pengembangan produksi dari reservoir minyak bertenaga dorong gas terlarut.

Kata kunci: $S(q,t)$, aliran dua fase, kurva *inflow performance relationship*.

ABSTRACT

Formation damage or skin factor (positive) is common accounted after drilling, completion and production. There are several types of skin factors (positive), one of them is the skin factor due to the influence of flow rate and time of $S(q,t)$. This type of the skin factor received less attention, but it will form naturally and cannot be avoided by stimulation of any kind. With these considerations, the study was conducted to analyze the presence of $S(q,t)$ and the factors that affect the performance of well production. $S(q,t)$ can occur in the oil reservoir with solution gas drive, which initial gas saturation is less than the critical gas saturation for the entire reservoir (oil and gas flow). Although its influence is limited to a certain period, but it can be detrimental if not taken into account. Based on observations by using a reservoir simulator and a published Inflow Performance Relationship (IPR) curve prediction method, it can be concluded that the estimated of the IPR curve without taking into account the influence of $S(q,t)$ gives results that are too optimistic. It will affect the production planning of the production of the oil reservoir solution gas drive.

Keywords: $S(q,t)$, two phase flow, inflow performance relationship curve.

I. PENDAHULUAN

Hambatan aliran disekitar lubang sumur merupakan fenomena yang selalu ditemui dalam operasi produksi sumur minyak dan gas bumi. Hambatan ini dinyatakan secara kualitatif sebagai faktor *skin* (S), yang merupakan variabel tidak berdimensi dan mempunyai harga positif. Menurut Guo dkk (2007) hambatan aliran tersebut dapat diakibatkan oleh salah satu atau gabungan dari beberapa faktor. Dalam operasi pemboran, *filtrate* lumpur dapat berkontaminasi dengan *mineral clay* pada batuan reservoir, sehingga menyebabkan *clay swelling* yang akan menurunkan permeabilitas batuan. Faktor *skin* yang diakibatkan oleh *clay swelling* tersebut dikenal sebagai *skin* fisik (S'). Selanjutnya faktor *skin* perforasi (S_p) disebabkan oleh adanya lubang perforasi atau *partial completion* yang akan mengakibatkan kenaikan *pressure drop*, sehingga menambah hambatan aliran di sekitar lubang sumur. Sedangkan pengaruh aliran *non Darcy* (Dq) merupakan fungsi laju alir. Pengaruh ini terjadi pada aliran transisi antara pola aliran turbulen dan laminar, baik pada aliran satu fase (minyak) ataupun dua fase (minyak dan gas). Menurut Brown (1980) faktor *skin* karena pengaruh laju alir dan waktu $S(q,t)$ terjadi pada reservoir dengan tenaga dorong gas terlarut pada kondisi saturasi gas lebih kecil dari saturasi gas kritis. Faktor utama penyebab timbulnya $S(q,t)$ yang dinyatakan Klins dkk (1992) adalah terakumulasinya gas yang belum dapat mengalir di dalam reservoir akibat tekanan reservoir turun hingga di bawah tekanan saturasi. Adanya gas yang belum dapat mengalir tersebut akan menghambat aliran minyak dari reservoir ke dasar sumur.

Faktor *skin* dapat diperkirakan dari analisis hasil uji *Pressure Build Up* (PBU). Ahmed (2005) menyatakan bahwa harga faktor *skin* yang diperoleh dari analisis hasil tersebut adalah faktor *skin* total yang merupakan salah satu atau penjumlahan dari semua parameter yang menghambat aliran di sekitar lubang sumur seperti yang telah disebutkan di atas, tanpa merinci apa saja dan seberapa besar kontribusi masing-masing. *Skin* total²⁾ dapat dinyatakan dengan persamaan:

$$S = S' + S_p + Dq + S(q,t) \quad (1)$$

Dq dan $S(q,t)$ akan terjadi bila prasyarat kondisi terpenuhi dan tidak dapat diatasi dengan cara

stimulasi seperti pada faktor *skin* yang lain. Untuk dapat mengatasi masalah reservoir yang diakibatkan oleh adanya hambatan aliran, perlu diketahui dengan pasti jenis dari hambatan tersebut apakah Dq , $S(q,t)$ atau yang lainnya.

Kinerja aliran dari reservoir ke lubang sumur digambarkan dalam bentuk kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) yang merupakan hubungan antara laju alir terhadap tekanan alir dasar sumur, seperti yang dinyatakan oleh Gallice dkk (2004). Karena faktor *skin* menunjukkan adanya hambatan aliran dari reservoir ke lubang sumur, maka faktor *skin* tersebut berpengaruh langsung terhadap bentuk kurva IPR. Vogel¹⁾ mengembangkan metoda perkiraan kurva IPR untuk reservoir dengan tenaga dorong gas terlarut. Dalam metode ini diusulkan persamaan tidak berdimensi antara tekanan dan laju alir untuk menggambarkan kurva IPR. Metode tersebut berlaku untuk reservoir yang tidak mengalami kerusakan ($S=0$). Kondisi ini sangat ideal dan sulit untuk dipenuhi sebab pada kenyataannya adanya faktor *skin* sulit untuk dihindari. Klins (1992) mengembangkan metoda perkiraan kurva IPR untuk reservoir yang mengalami kerusakan atau perbaikan ($S \neq 0$) yang dipengaruhi tekanan saturasi (P_s) dan jari-jari pengurasan (r_c). Dalam penelitiannya Klins (1992) mengembangkan 2 (dua) persamaan yaitu: *Dimensionless Normalized* untuk $S=0$ dan *Dimensionless Unnormalized* untuk $S \neq 0$. Anggapan pada persamaan yang telah dikembangkan tersebut adalah harga faktor *skin* tetap setiap saat, sehingga perkiraan kurva IPR dihitung dengan menggunakan harga faktor *skin* kondisi awal.

Faktor *skin* $S(q,t)$ tidak dapat dihindari atau diatasi sehingga berpengaruh pada reservoir yang bersangkutan. Harga $S(q,t)$ bukan merupakan harga yang tetap, akan tetapi berubah terhadap laju alir dan waktu. Berdasarkan masalah tersebut, maka tujuan penelitian ini adalah untuk menganalisis faktor *skin* $S(q,t)$ dan faktor apa saja yang memengaruhi dan seberapa besar pengaruhnya terhadap kinerja produksi suatu sumur. Metode yang diterapkan dalam penelitian ini adalah melakukan perhitungan $S(q,t)$ dengan menggunakan model simulator sumur-reservoir, satu dimensi, tiga fase yang menggambarkan sistem reservoir homogen isotropis, berbentuk silinder dengan sumur di pusat lingkaran. Sumur tersebut merupakan sumur tegak yang menembus seluruh tebal lapisan produktif. Pada

kondisi awal tekanan dan saturasi diseluruh reservoir mempunyai harga sama. Perhitungan dapat dilakukan dengan kondisi laju alir tetap atau tekanan alir dasar sumur tetap. Parameter yang dapat dihitung dengan simulator tersebut antara lain: tekanan alir dasar sumur (P_{wf}), laju produksi, dan distribusi saturasi sepanjang reservoir.

II. METODE

Aliran fluida dalam batuan reservoir menurut Brown (1980) diturunkan dari persamaan Darcy dalam bentuk umum berikut:

$$q = \frac{C(kh)}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \int_{P_{wf}}^{P_i} f(P) dp \quad (2)$$

Untuk aliran minyak dengan beberapa anggapan dan kondisi batas, maka diperoleh:

$$q_o = \frac{70.8 \times 10^{-3} k_o h (P_r - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S + a' q} \quad (3)$$

Aliran minyak di reservoir pada umumnya adalah aliran *pseudo steady state*, sehingga tekanan alir dasar sumur merupakan fungsi dari waktu. Contoh distribusi tekanan sepanjang reservoir (jari-jari pengurasan) ditampilkan pada Gambar 1. Reservoir dengan tenaga dorong gas terlarut pada tekanan dibawah tekanan saturasi, maka gas akan keluar dari larutan sehingga terjadi perubahan distribusi saturasi sepanjang reservoir setiap saat. Distribusi saturasi gas sepanjang reservoir fungsi waktu dapat dilihat pada Gambar 2. Karena permeabilitas efektif merupakan fungsi saturasi dan saturasi juga merupakan fungsi tekanan, maka harga integral dalam Persamaan (2) di atas hanya dapat dicari bila diketahui hubungan antara tekanan dan saturasi. Hubungan ini dapat diperoleh dari persamaan *Gas Oil Ratio* (GOR) sesaat, yaitu:

$$R = R_s + \frac{k_g \mu_o B_o}{k_o \mu_g B_g} \quad (4)$$

Bila penurunan laju aliran tetap disemua tempat maka Pratt dan Levin (1961) menjelaskan bahwa:

$$\int_P^{P_i} \frac{k r_o (S_o)}{\mu_o B_o} dp = \frac{141.2 q_o}{kh} \left[\frac{1}{2} \left(\frac{r^2 - r_e^2}{r_e^2} \right) - 2 \ln \frac{r}{r_e} \right] \quad (5)$$

Untuk menentukan hubungan saturasi dan tekanan digunakan dua anggapan yaitu: GOR tetap atau GOR merupakan fungsi tekanan dan saturasi. Menurut Fetkovich (1980) ada kesamaan antara aliran gas dan fluida dengan harga kompresibilitas yang kecil, sehingga untuk aliran minyak dapat digunakan persamaan aliran berikut:

$$q_o = \frac{kh}{141.2(0.5 \ln t_D + 0.404 + S)} [m(P_i) - m(P_{wf})] \quad (6)$$

$$q_{ot} = \frac{kh}{141.2(\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + S)} [m(\bar{P}) - m(P_{wf})] \quad (7)$$

$$\text{dimana: } m(P) = \int_{P_b}^P \frac{k r_o (S_o)}{\mu_o B_o} dp$$

adalah *pseudo pressure function* (8)

Masalah kerusakan formasi yang diindikasikan dengan faktor *skin* (S) positif merupakan fenomena yang selalu akan dijumpai pada operasi produksi baik sumur gas maupun sumur minyak, dan sumur baru ataupun sumur lama. Adanya *skin* akan memengaruhi perilaku aliran dari reservoir ke dasar sumur. Pada dasarnya yang dimaksud faktor *skin* positif disini adalah penambahan hambatan aliran yang terjadi di sekitar lubang lubang bor. Skema yang menggambarkan secara fisik adanya faktor *skin* di sekitar lubang sumur dapat dilihat pada Gambar 3. Adanya faktor *skin* akan menambah *pressure drop* sebesar ΔP_{skin} yaitu selisih harga tekanan dasar sumur dengan adanya faktor *skin* dan harga tekanan dasar sumur bila tidak ada faktor *skin* atau pada kondisi ideal. Menurut Ahmed (2005) faktor *skin* merupakan variabel tak berdimensi yang menunjukkan besarnya pengaruh *skin* yang didefinisikan sebagai:

$$S = \frac{kh}{141.2 q B_o \mu_o} \Delta P_s \quad (9)$$

Bila dilihat dari perubahan harga permeabilitas disekitar lubang bor, maka faktor *skin* dapat dinyatakan dengan persamaan:

$$S = \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (10)$$

Dan persamaan umum dari *skin* sendiri adalah:

$$S = 1.151 \left(\frac{P_{jam} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k_o}{\phi \mu_o C_r r_w^2} + 3.23 \right) \quad (11)$$

Dalam bentuk *pseudo pressure function*, persamaan di atas menjadi

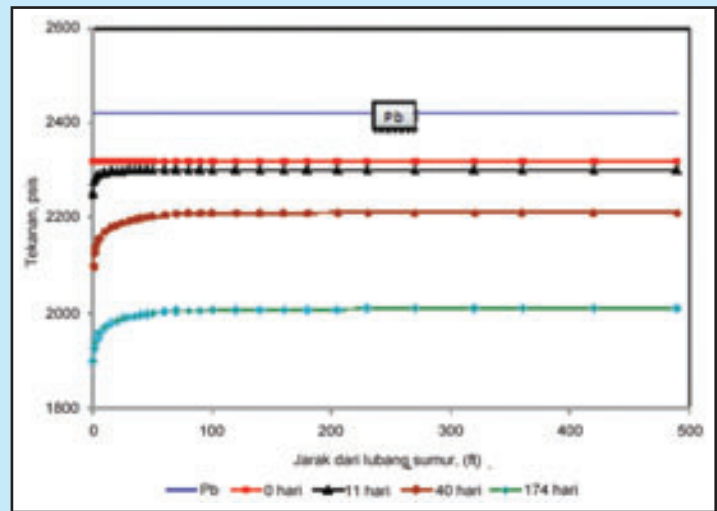
$$S = 1.151 \left(\frac{m(P_{jam}) - m(P_{wf})}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu_o C_r r_w^2} + 3.23 \right) \quad (12)$$

Dalam reservoir dengan tenaga dorong gas terlarut, pada kondisi tekanan reservoir di bawah tekanan saturasi, maka gas mulai keluar dari larutan dan akan menjadi gas bebas. Gas tersebut akan tetap ditempat, selama belum mencapai kondisi saturasi kritis. Fenomena inilah yang akan menghambat aliran minyak ke dalam lubang sumur sebagai *pseudo skin* atau semacam *gas blocking* yang dikenal sebagai $S(q,t)$ karena besaran ini merupakan fungsi laju alir dan waktu.

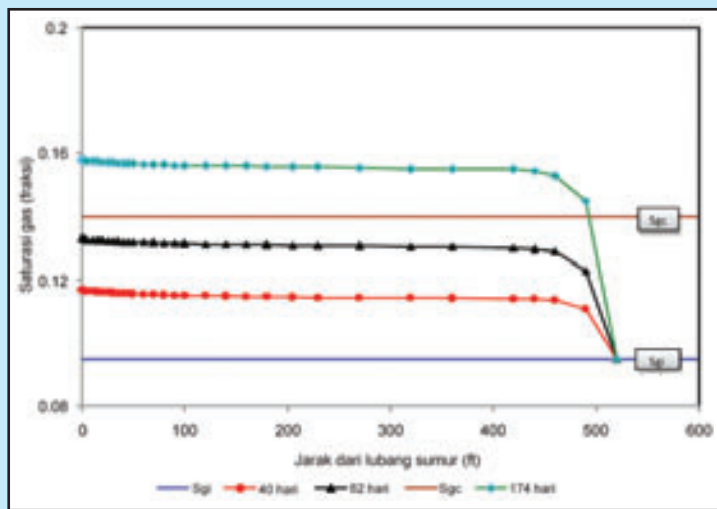
Fetkovich (1980) menyatakan adanya kesamaan aliran minyak dan kondensat disekitar lubang sumur sehingga menyebabkan adanya faktor *skin* yang dipengaruhi laju alir dan waktu. Oleh karena itu persamaan untuk sumur kondensat dapat diterapkan pada reservoir dengan tenaga dorong gas terlarut. Pada sumur kondensat dengan kondisi *steady state* dan saturasi kondensat=0 pada $t=0$, maka radius perubahan saturasi dapat ditentukan dengan persamaan:

$$r_a^2 = \frac{0.1135 q_g^2 \mu Z Y t}{h^2 \phi k P S_{chl}} \quad (13)$$

Hal yang sama berlaku juga pada reservoir minyak dengan tenaga dorong gas terlarut, sehingga persamaan (13) menjadi:



Gambar 1
Distribusi tekanan sepanjang reservoir untuk waktu produksi selama 0, 11, 40 dan 174 hari



Gambar 2
Distribusi saturasi gas sepanjang reservoir untuk waktu produksi selama 40, 82, 174 hari

$$r_a^2 = \frac{0.0226 q_o^2 \mu_o B_o X t}{h^2 \phi k P S_{gc} r_w^2} \quad (14)$$

Hubungan antara faktor *skin* dengan radius *zone skin* dapat ditulis dengan persamaan:

$$S = \frac{k_e - k_a}{2k_a} \ln \left(\frac{r_a}{r_w} \right)^2 \quad (15)$$

Dengan memasukkan persamaan (14) ke dalam persamaan (15), maka diperoleh:

$$S(q,t) = \frac{k_e - k_a}{2k_a} \ln \left[\frac{0.226q_o^2 B_o \mu_o X t}{h^2 \phi k S_{gc} r_w^4} \right] \quad (16)$$

untuk kondisi $S_g < S_{gc}$, maka persamaan diatas dapat digunakan untuk menghitung $S(q,t)$ pada reservoir minyak dengan tenaga dorong gas terlarut. Hambatan aliran disebabkan oleh akumulasi gas yang keluar dari minyak, dan bila saturasi gas sudah mencapai S_{gc} maka gas sudah mulai mengalir dan bukan merupakan hambatan atau *blocking* lagi, dengan demikian persamaan (16) tidak berlaku lagi.

Dalam penelitian ini digunakan simulator model matematik satu dimensi tiga fase. Simulator ini menggambarkan secara fisik reservoir minyak yang berbentuk silinder dengan satu sumur produksi terletak di pusat lingkaran. Sumur tersebut menembus seluruh ketebalan lapisan produktif dimana fluida sumur mengalir secara serempak dari batas reservoir ke dasar sumur, dan reservoir bersifat homogen dan isotropik. Anggapan yang diambil dalam pengembangan model ini adalah: (1). Gas, minyak, dan air mengalir secara horizontal ke dalam sumur, (2). Tekanan kapiler diabaikan, dan (3). Pengaruh gravitasi diabaikan.

Persamaan dasar yang digunakan pada simulator tersebut adalah persamaan diferensial parsial untuk fase minyak, gas, dan air. Persamaan diubah dalam bentuk *finite difference* dengan metoda *Full Implicit*. Menurut Qasem (2012) dengan cara ini reservoir dapat dibagi dalam *grid-blok*, dimana ukuran *grid-blok* makin dekat ke lubang sumur semakin kecil. Untuk menyelesaikan persamaan matematik dari model tersebut digunakan syarat awal yaitu: Tekanan reservoir pada saat awal adalah $P_{initial}$ dan saturasi minyak, gas, dan air pada saat awal adalah sama diseluruh reservoir (S_{oi} , S_{gi} , S_{wi}). Sedangkan syarat batas yang digunakan adalah: Tidak ada aliran dari batas luar reservoir dan dapat diproduksi dengan

Tabel 1
Data karakteristik batuan dan fluida reservoir

Karakteristik Reservoir	
Specific gravity gas	0.6
API gravity minyak	60
Specific gravity air	1.074
Saturasi air <i>irreducible</i> , fraksi	0.15
Saturasi minyak sisa pada sistem minyak-air, fraksi	0.1
Saturasi minyak sisa pada sistem minyak-gas, fraksi	0.09
Saturasi gas kritis, fraksi	0.14
Saturasi air <i>innitial</i> , fraksi	0.1
Saturasi gas <i>innitial</i> , fraksi	0.1
Kompresibilitas gas, 1/psi	5.58E-04
Kompresibilitas minyak, 1/psi	2.73E-04
Kompresibilitas air, 1/psi	8.46E-06
Kompresibilitas batuan, 1/psi	3.67E-06
Kompresibilitas total, 1/psi	2.90E-04
Porositas, fraksi	0.20
Permeabilitas absolut, mD	200
Kro@Swi	1
Krg@Sor	0.7148
Faktor <i>Skin</i>	1
Permeabilitas pada <i>altered zone</i> , mD	150.2662
Jari-jari efektif skin, ft	0.33
<i>Drainage area</i> , acre	20
Jari-jari lubang bor, ft	0.33
Ketebalan formasi, ft	20
<i>Gas Oil Ratio</i> , scf/stb	500
Suhu reservoir, °F	190
Tekanan reservoir, psig	1900
Tekanan titik gelembung, psig	1989.1634
Reservoir dibagi dalam, grid block	50
Perkiraan waktu <i>pseudo steady state</i> , hari	2.1505

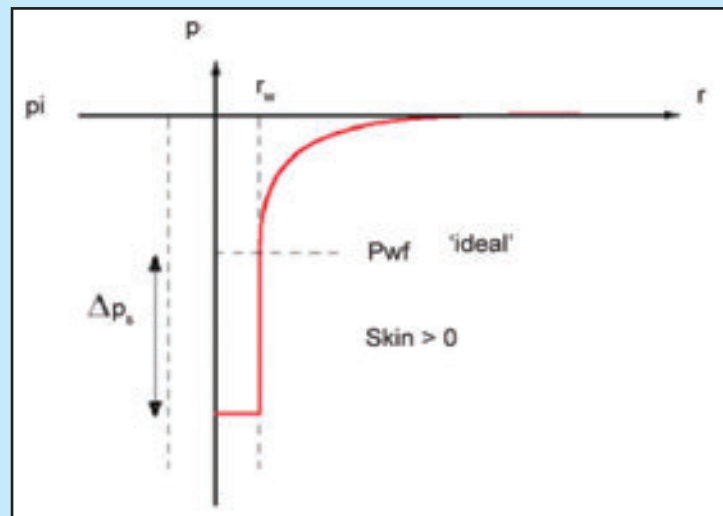
laju alir tetap atau dengan tekanan alir dasar sumur tetap. Dengan menggunakan model ini, maka dapat dihitung tekanan alir dasar sumur pada setiap harga laju produksi yang tetap dari waktu ke waktu. Selain itu dapat diperoleh antara lain distribusi tekanan dan saturasi secara radial sepanjang reservoir di setiap *grid-blok* pada saat kondisi aliran *steady state* tercapai. Dengan demikian tekanan serta saturasi minyak, gas dan air pada *sand face* dapat ditentukan, berdasarkan tekanan dan saturasi pada *grid-blok* yang

terdekat dengan lubang sumur. Perhitungan ini dilakukan dimulai pada periode *transient* sampai dengan tercapainya waktu *pseudo steady state*. Data input dalam pengembangan model ini terdiri dari data karakteristik batuan dan fluida reservoir yang ditunjukkan dalam Tabel 1.

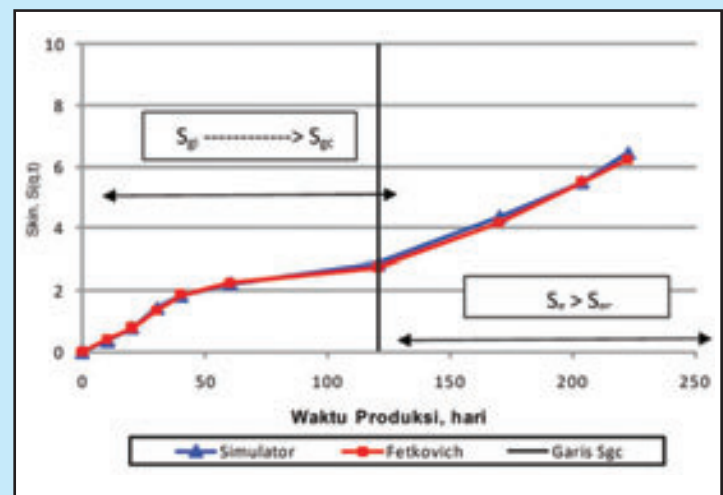
Adanya faktor *skin* di sekitar lubang bor akan mengakibatkan heterogenitas di sekitar lubang bor karena terjadi perubahan permeabilitas relatif. Hubungan faktor *skin* dengan jari-jari zona yang terpengaruh faktor *skin* dinyatakan dengan persamaan (10). Dalam simulator ini harga faktor *skin* awal dan jari-jari faktor *skin* merupakan data input, sehingga harga permeabilitas pada zona *skin* (k_s) dapat dihitung dengan persamaan (10). Harga faktor *skin* dengan simulator menurut Jahanbani (2009) dihitung seolah-olah dilakukan uji PBU, yaitu dengan cara sumur diproduksi dengan laju alir konstan (*Pressure Draw Down*) beberapa waktu, kemudian ditutup (*Build Up*) untuk beberapa saat. Dari hasil plot tekanan statik dasar sumur terhadap waktu penutupan diperoleh grafik *Pressure Build Up*. Dari kemiringan grafik (m) tersebut, dapat dihitung harga faktor *skin* S dengan persamaan (12). Bila harga faktor *skin* awal sama dengan nol, dan harga *skin* fisik dan perforasi diabaikan, maka harga faktor *skin* yang didapat dari uji 'PBU' tersebut adalah merupakan pertambahan harga faktor *skin* pada saat tersebut. Besarnya pertambahan harga *skin* tersebut adalah sama dengan harga *skin* yang diakibatkan oleh pengaruh laju alir dan waktu atau $S(q,t)$.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Simulator model matematik yang digunakan dalam penelitian ini terlebih dahulu divalidasi, dengan menggunakan data karakteristik batuan dan fluida reservoir (Tabel 1). Menurut Qasem (2012) validasi dapat dilakukan dengan metode perhitungan *material balance* untuk fase minyak, gas, dan air untuk setiap *time step*. Dari plot *material balance error* terhadap waktu menunjukkan penyimpangan tidak lebih dari 0.05 %, yang berarti bahwa kesalahan masih dalam batas yang ditoleransi. Kemudian validasi untuk aliran



Gambar 3
Skema faktor *skin* positif di sekitar lubang sumur



Gambar 4
Hasil validasi perhitungan faktor skin dengan simulator dan $S(q,t)$ dengan persamaan Fetkovich untuk pasangan data-1

satu fasa (minyak), dua fasa (minyak-gas), dan tiga fasa (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.

Untuk memvalidasi perhitungan $S(q,t)$ dengan model simulator diatas, telah disiapkan empat (4) pasangan data karakteristik batuan dan fluida reservoir yang terdapat pada Tabel 2. Hasil perhitungan $S(q,t)$ dengan model simulator untuk pasangan Data 1 dan

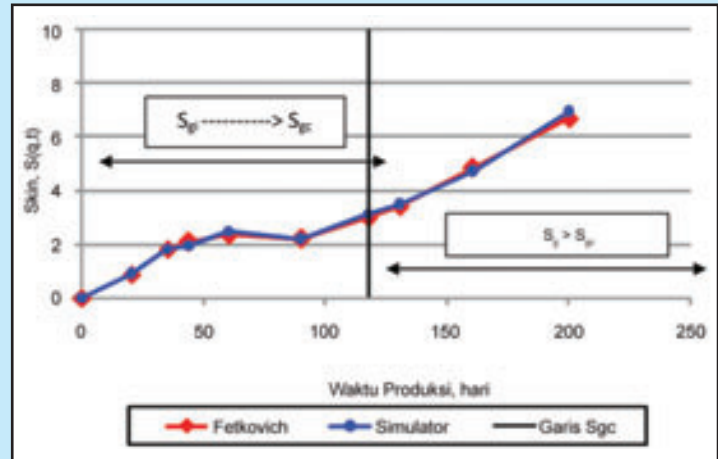
4 dapat dilihat pada Tabel 3 dan Tabel 4. Sebagai pembandingan, maka harga $S(q,t)$ dapat dihitung kembali berdasarkan persamaan Fetkovich (1980), yang menunjukkan adanya keselarasan dalam rentang harga S_{gi} sampai dengan harga S_{gc} di dalam reservoir. Plot harga *Skin* (q,t) terhadap waktu untuk pasangan data-1 dan 4, masing-masing dapat dilihat pada Gambar 4 dan Gambar 5. Untuk kondisi harga $S_g > S_{gc}$, perhitungan $S(q,t)$ menunjukkan hasil yang sama seperti pada kondisi $S_g < S_{gc}$ untuk pasangan Data 1 dan 4. Demikian juga hasil yang diperoleh menunjukkan hal yang sama untuk pasangan Data 2 dan Data 3.

Seperti telah dijelaskan sebelumnya bahwa $S(q,t)$ merupakan fenomena yang akan selalu mengikuti sejarah produksi suatu sumur, dengan tenaga pendorong gas terlarut pada kondisi tekanan reservoir dibawah tekanan saturasi dan saturasi gas (S_g) lebih kecil dari saturasi gas kritis (S_{gc}). $S(q,t)$ merupakan fenomena yang terjadi di dalam reservoir, akan tetapi berpengaruh langsung

terhadap produksi sehingga perlu dianalisis parameter reservoir yang memengaruhinya.

A. Kinerja Perubahan $S(q,t)$

Dengan menggunakan empat (4) pasangan data yang tersedia, dan model simulasi reservoir 'diproduksikan' masing-masing dengan laju alir konstan sebesar 100 BOPD, maka dapat dihitung



Gambar 5
Hasil validasi perhitungan faktor *skin* dengan simulator dan $S(q,t)$ dengan persamaan Fetkovich untuk pasangan data-4

Tabel 2
Pasangan data karakteristik batuan dan fluida reservoir hipotesis

Parameter	Satuan	Data-1	Data-2	Data-3	Data-4
Specific gravity gas	-	0.60	0.60	0.60	0.60
API gravity minyak	-	45	30	60	45
Specific gravity air	-	1.074	1.074	1.074	1.074
Saturasi air kritis	fraksi	0.15	0.15	0.15	0.15
Saturasi minyak sisa pada zone minyak	fraksi	0.10	0.10	0.10	0.10
Saturasi minyak sisa pada zone minyak-gas	fraksi	0.09	0.09	0.09	0.09
Saturasi gas kritis	fraksi	0.14	0.14	0.14	0.14
Saturasi air <i>initial</i>	fraksi	0.10	0.10	0.10	0.10
Saturasi gas <i>initial</i>	fraksi	0.10	0.10	0.10	0.10
Permeabilitas absolut	mD	100	100	100	100
Kelarutas gas-minyak pada P_b	SCF/STB	500	500	500	650
Luas daerah pengurasan	Acre	20	20	20	20
Jari-jari sumur	ft	0.33	0.33	0.33	0.33
Ketebalan lapisan	ft	20	20	20	20
Suhu reservoir	°F	190	190	190	190
Jumlah grid	-	50	50	50	50

$S(q,t)$ setiap waktu. Plot $S(q,t)$ terhadap waktu produksi dapat dilihat pada Gambar 6. Pada gambar tersebut terlihat bahwa perubahan $S(q,t)$ dibagi dalam dua (2) perioda yaitu:

1. Perioda I dimulai dari kondisi awal ($t=0$), dimana saturasi gas pada *grid block* pertama mencapai harga saturasi gas kritis. Harga $S(q,t)$ pada perioda ini meningkat dengan cepat sesuai dengan penambahan waktu produksi.
2. Perioda II dimulai dari kondisi saturasi gas pada *grid block* pertama sama dengan saturasi gas kritis, sampai saturasi gas diseluruh *grid block* mencapai saturasi gas kritis. Harga $S(q,t)$ pada perioda ini cenderung tidak berubah, hanya ada kenaikan pada bagian akhir.

Sesuai dengan anggapan yang telah dijelaskan sebelumnya, maka perhitungan $S(q,t)$ dapat dilakukan dalam rentang kondisi $S_g < S_{gc}$, atau sampai perioda kedua saja. Seperti halnya harga *skin* total (S), maka harga $S(q,t)$ adalah variable tidak berdimensi yang merupakan besaran kualitatif, sehingga pengaruh terhadap parameter reservoir dan produksi juga secara kualitatif.

B. Pengaruh Laju Produksi terhadap $S(q,t)$

Untuk melihat pengaruh laju produksi terhadap perubahan $S(q,t)$, maka model simulasi reservoir di ‘run’ dengan laju produksi yang berbeda berdasarkan ke empat pasangan data. Hasil perhitungan $S(q,t)$ pada laju produksi minyak masing-masing sebesar 50, 100, 150, 200 dan 250 BOPD diperlihatkan dalam bentuk plot antara $S(q,t)$ terhadap waktu (hari) pada Gambar 7. Dari plot tersebut menunjukkan bahwa semakin besar laju produksi minyak, maka waktu tercapainya perioda kedua lebih cepat dicapai dan grafik cenderung semakin tegak. Selain itu ditunjukkan harga $S(q,t)$ untuk perioda pertama maksimum dicapai mendekati 2.5 untuk semua laju alir. Dari hasil yang diperoleh menunjukkan bahwa besarnya laju produksi menentukan tercapainya $S_g = S_{gc}$ pada grid pertama, akan tetapi tidak berpengaruh pada besarnya harga $S(q,t)$ maksimum yang dapat dicapai.

C. Pengaruh Saturasi Gas Bebas di dalam Reservoir

Penyebab utama timbulnya $S(q,t)$ adalah adanya gas bebas yang terakumulasi disekitar

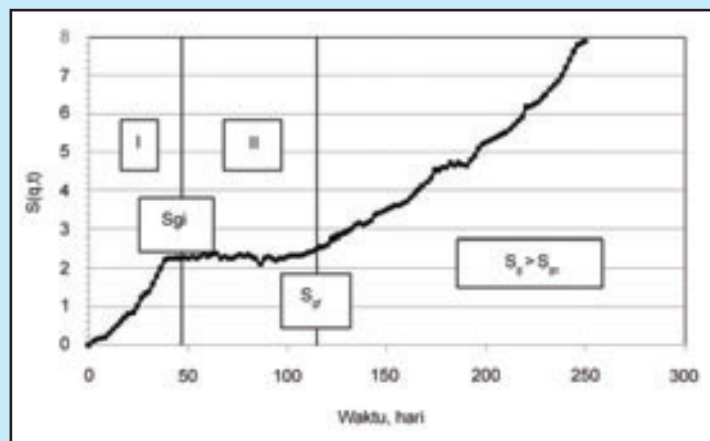
lubang sumur atau di reservoir sehingga memberi tambahan hambatan terhadap aliran fluida. Untuk

Tabel 3
Hasil perhitungan faktor *skin* (pasangan data-1)

No	Waktu Produksi (hari)	$S(q,t)$ (Simulator)	$S(q,t)$ Fetkovich
1	0.00	0.000	0.000
2	10.01	0.369	0.408
3	20.19	0.774	0.778
4	30.01	1.434	1.338
5	40.08	1.843	1.865
6	60.10	2.216	2.239
7	120.69	2.853	2.738
8	170.05	4.504	4.167
9	203.56	5.489	5.489
10	222.58	6.851	6.215

Tabel 4
Hasil perhitungan faktor *skin* (pasangan data-4)

No	Waktu Produksi (hari)	$S(q,t)$ (Simulator)	$S(q,t)$ Fetkovich
1	0.00	0.000	0.000
2	20.15	0.889	0.900
3	35.12	1.815	1.826
4	43.95	2.075	1.937
5	60.28	2.346	2.465
6	90.01	2.196	2.190
7	117.57	3.002	3.113
8	130.62	3.399	3.492
9	160.68	4.833	4.719
10	200.23	6.695	6.841



Gambar 6
Plot $S(q,t)$ terhadap waktu ($q_o=100$ BOPD)
($S_{gi} = S_g$ pada grid ke 1 mencapai S_{gc}
 $S_{gf} = S_g$ pada grid terakhir mencapai S_{gc})

mengetahui pengaruh saturasi gas bebas di reservoir terhadap $S(q,t)$ perlu diketahui harga saturasi awal (S_{gi}) serta saturasi gas kritis (S_{gc}). Simulator di 'run' untuk pasangan data yang terdapat pada Tabel 2 dengan laju alir tetap dan mengubah S_{gc} dan S_{gi} .

Untuk $S_{gc}=0.14$ dan S_{gi} masing-masing sebesar 0.10, 0.11, 0.12, dan 0.13 memberikan hasil berupa plot $S(q,t)$ terhadap *dimensionless time* TD pada Gambar 8. Untuk $S_{gi}=0.1$ dan S_{gc} masing-masing sebesar 0.11, 0.12, 0.13 dan 0.14 memberikan hasil berupa plot $S(q,t)$ terhadap *dimensionless time*, TD pada Gambar 9. Berdasarkan plot tersebut, dapat dijelaskan pengaruh gas bebas di reservoir terhadap parameter $S(q,t)$ adalah sebagai berikut:

1. Untuk harga S_{gc} yang sama, semakin kecil harga S_{gi} , maka periode pertama lebih lama dicapai dan harga $S(q,t)$ lebih besar. Hal ini disebabkan untuk mencapai $S_g=S_{gc}$ diperlukan waktu yang lebih lama dan juga jumlah gas yang lebih banyak.
2. Untuk harga S_{gi} yang sama, perubahan S_{gc} memberikan pengaruh yang hampir sama dengan kasus diatas. Makin besar S_{gc} , maka semakin lama Periode II dicapai untuk harga $S(q,t)$ yang lebih besar.

Dari kedua kasus di atas dapat disimpulkan bahwa: Faktor yang penting dan berpengaruh terhadap $S(q,t)$ bukanlah besar S_{gi} dan S_{gc} secara terpisah, melainkan perbedaan antara S_{gi} dengan S_{gc} atau ΔS_g . Makin besar ΔS_g , maka $S(q,t)$ maksimum akan lebih besar dan Periode I akan lebih lama, dan demikian sebaliknya untuk ΔS_g yang kecil.

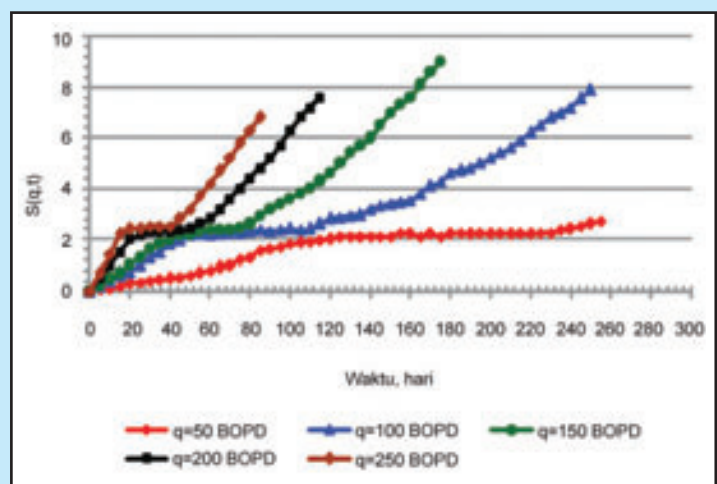
D. Pengaruh Permeabilitas terhadap $S(q,t)$

Permeabilitas merupakan parameter reservoir yang berpengaruh langsung terhadap kinerja aliran di dalam reservoir, sehingga dengan sendirinya berpengaruh langsung pula terhadap $S(q,t)$. Untuk mengetahui pengaruh permeabilitas terhadap $S(q,t)$ di 'run' pasangan data yang sama pada laju alir yang sama dengan harga permeabilitas berbeda. Dari perhitungan diperoleh plot antara $S(q,t)$ terhadap waktu untuk harga permeabilitas yang berbeda ditunjukkan pada Gambar 10. Dari gambar tersebut terlihat bahwa pengaruh permeabilitas hampir sama

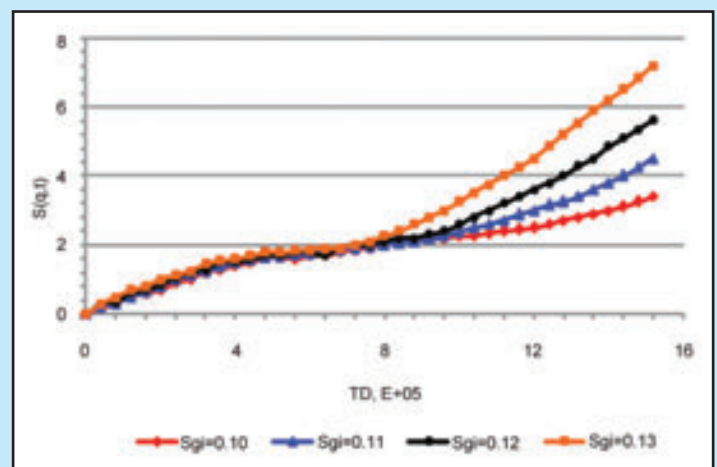
dengan pengaruh laju produksi, yaitu semakin besar harga permeabilitas maka semakin lama periode pertama dicapai, namun harga $S(q,t)$ maksimum cenderung tetap.

E. Pengaruh Jari-Jari Skin terhadap $S(q,t)$

Faktor *skin* fisik dapat digambarkan sebagai *zone* di sekitar lubang sumur yang mengalami perubahan permeabilitas. Besarnya *zone* tersebut ditentukan oleh jarak dari lubang sumur sampai daerah yang tidak mengalami kerusakan yaitu jari-jari *skin* (R_s). Dalam model simulator ini, R_s merupakan data masukan dalam bentuk C_{skin} yaitu jumlah *grid* yang terkena pengaruh kerusakan. Untuk mengetahui pengaruh jari-jari skin, maka di 'run' data yang



Gambar 7
Plot $S(q,t)$ terhadap waktu
untuk laju alir 50, 100, 150, 200 dan 250 BOPD



Gambar 8
Plot $S(q,t)$ terhadap waktu tidak berdimensi
untuk harga $S_{gc}=0.14$ (tetap) dan $S_{gi}=0.1, 0.11, 0.12$ dan 0.13

sama dengan skin awal yang sama, namun dengan harga C_{skin} berbeda. Plot antara $S(q,t)$ terhadap waktu untuk harga C_{skin} yang berbeda ditunjukkan pada Gambar 11. Dari plot tersebut menunjukkan bahwa harga jari-jari $skin$ tidak berpengaruh secara signifikan terhadap harga $S(q,t)$.

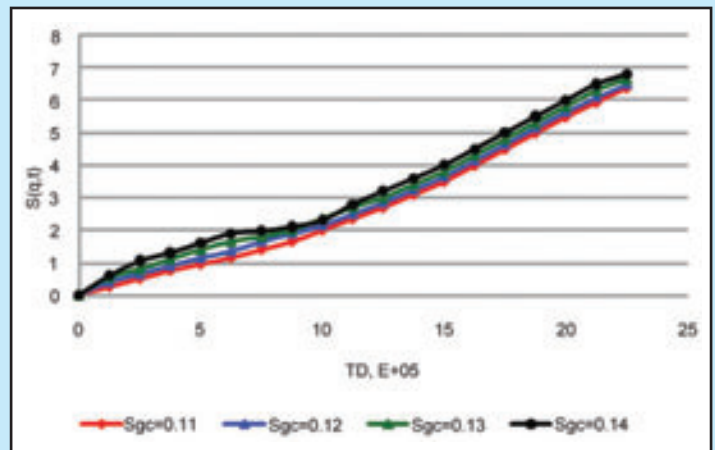
F. Pengaruh Jari-Jari Pengurasan terhadap $S(q,t)$

Secara teoritis pengaruh jari-jari pengurasan tercakup dalam laju alir seperti halnya permeabilitas. Untuk mengetahui pengaruh jari-jari pengurasan (R_w) terhadap harga $S(q,t)$ di *Run* data yang sama dengan mengubah harga R_w . Plot antara $S(q,t)$ terhadap waktu tidak berdimensi untuk harga R_w yang berbeda, dapat dilihat pada Gambar 12. Berdasarkan gambar tersebut dapat dilihat bahwa semakin besar R_w , yang berarti semakin besar pula ukuran reservoir sehingga periode pertama akan semakin lama dicapai. Tetapi harga $S(q,t)$ maksimum tidak terpengaruh oleh harga R_w .

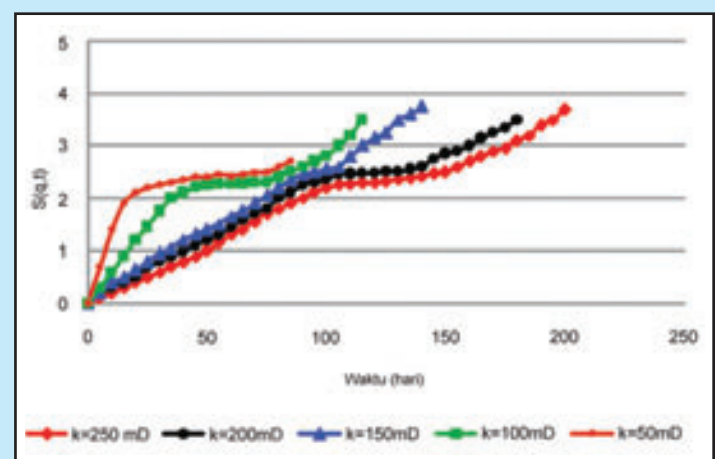
G. Pengaruh $S(q,t)$ terhadap Kurva IPR

Seperti telah dijelaskan sebelumnya bahwa kelakuan reservoir atau sumur dinyatakan dalam bentuk kurva IPR, sedangkan $S(q,t)$ adalah parameter yang memengaruhi terhadap aliran fluida dari reservoir ke dasar sumur sehingga dalam penentuan kurva IPR pengaruh $S(q,t)$ menurut Elias (2009) ikut diperhitungkan, terutama dalam prediksi kurva IPR.

Banyak metode yang dapat digunakan untuk membuat kurva IPR antara lain metode Vogel (1968) dan Klins (1992). Vogel (1968) mengembangkan persamaan untuk membuat kurva IPR dalam bentuk *dimensionless* tekanan dan laju alir yaitu hubungan antara $(q_o/q_o, maksimum)$ terhadap (P_{wf}/P_r) . Sedangkan Klins (1992) mengembangkan dua persamaan untuk membuat kurva IPR. Pertama untuk kasus $S=0$ (*dimensionless unnormalized form*), dan yang kedua untuk $S \neq 0$ (*dimensionless unnormalized form*). Untuk melihat pengaruh $S(q,t)$ pada kurva IPR dilakukan uji sumur dengan simulator, sehingga diperoleh hubungan antara tekanan alir dasar sumur dan laju produksi pada waktu yang sama dengan cara berikut ini: (1). Simulator di 'run'



Gambar 9
Plot $S(q,t)$ terhadap waktu tidak berdimensi untuk harga $S_{gi}=0.10$ (tetap) dan $S_{gc}=0.11, 0.12, 0.13$ dan 0.14



Gambar 10
Plot $S(q,t)$ terhadap waktu dengan laju alir tetap dan permeabilitas = 50, 100, 150, 200 dan 250 mD

untuk harga $skin$ awal=0, (2). Dengan merubah-ubah laju produksi dihitung harga P_{wf} dan $S(q,t)$, (3). Berdasarkan data yang diperoleh dibuat kurva IPR dan dibandingkan dengan kurva IPR yang mengacu pada metode Vogel (1968) dan Klins (1992) untuk $S=0$. Hasil yang diperoleh dapat dilihat pada Gambar 13. Kurva IPR dari hasil simulator menunjukkan adanya penyimpangan dari kurva IPR yang dibuat dengan metoda Vogel (1968) dan Klins (1992) untuk kondisi yang sama yaitu $S=0$. Penyimpangan tersebut diakibatkan karena adanya hambatan terhadap aliran, dalam hal ini adalah $S(q,t)$, karena $skin$ yang lain tidak ada. Dari plot yang diperoleh dapat dijelaskan bahwa apabila dalam reservoir ada $S(q,t)$, penentuan

kurva IPR dengan metode Vogel (1968) atau Klins (1992) memberikan hasil yang lebih optimis. Karena adanya $S(q,t)$ yang merupakan fungsi laju produksi dan waktu, maka laju produksi maksimum yang dapat dicapai lebih kecil dari pada yang dihasilkan dengan metode Vogel (1968) dan Klins (1992).

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, maka jika akan mengembangkan perkiraan kurva IPR tanpa mempertimbangkan adanya pengaruh $S(q,t)$ akan memberikan hasil yang lebih optimis, sehingga akan berpengaruh terhadap perencanaan pemasangan pipa vertikal yang optimum. Untuk mendapatkan ukuran pipa vertikal yang optimum tersebut dapat dilakukan dengan melakukan plot silang antara kurva IPR dan kurva *Tubing Performance Relationship*. Berdasarkan ukuran pipa vertikal yang diperoleh maka selanjutnya dapat merancang ukuran pipa horizontal serta fasilitas produksi yang diperlukan secara tepat.

IV. SARAN

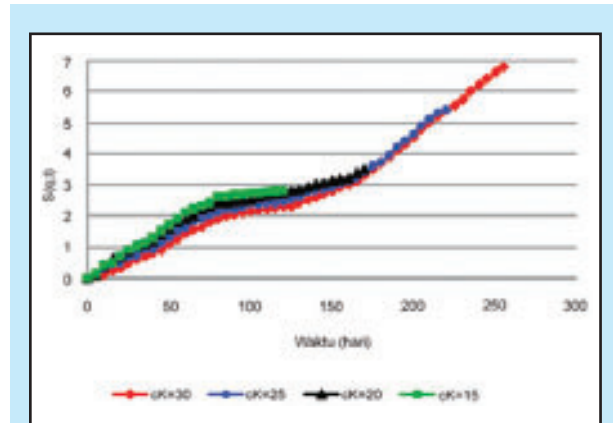
Berdasarkan hasil penelitian yang dilakukan, maka dapat disampaikan saran sebagai berikut:

- Dari saturasi gas awal dan saturasi gas kritis dapat diketahui kapan $S(q,t)$ terjadi, sehingga pada selang waktu tersebut, peramalan IPR sebaiknya memasukkan pengaruh $S(q,t)$ agar hasil peramalan lebih akurat.
- Walau pengaruh $S(q,t)$ kecil dan terbatas, namun dengan mempertimbangkan kehadirannya di dalam reservoir, maka akan dapat membantu meramalkan kurva IPR dengan lebih akurat.

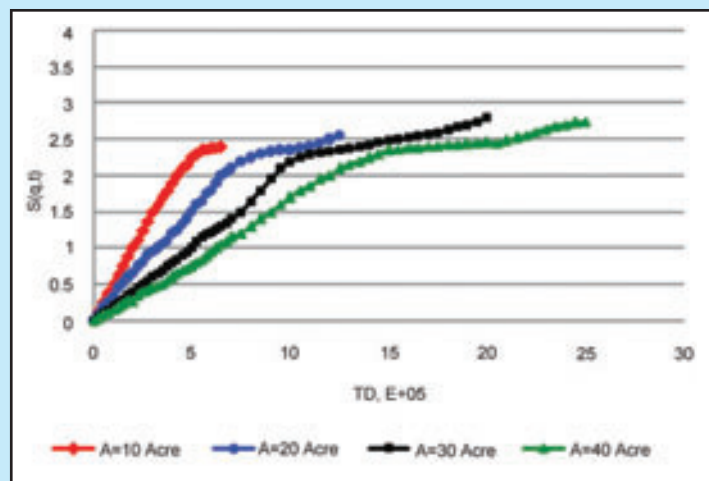
V. KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian mengenai fenomena faktor *skin* akibat pengaruh laju alir dan waktu $S(q,t)$ dengan menggunakan model simulasi reservoir dengan tenaga dorong gas terlarut, maka dapat diambil beberapa kesimpulan berikut:

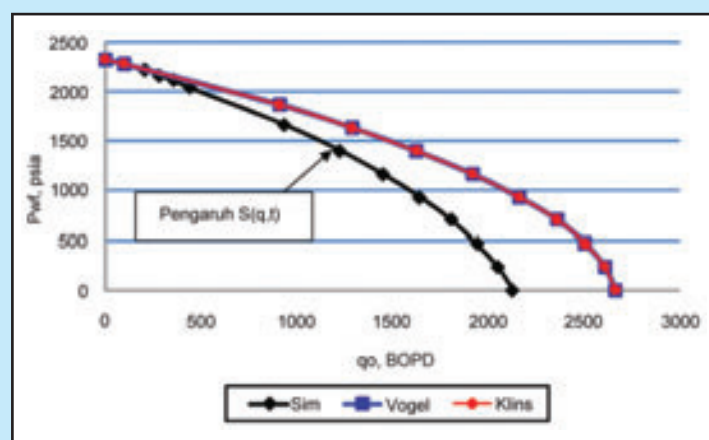
- Fenomena faktor *skin* akibat pengaruh laju alir dan waktu $S(q,t)$ merupakan kejadian alamiah yang tidak mungkin dihindari untuk reservoir dengan tenaga



Gambar 11
Plot $S(q,t)$ terhadap waktu untuk harga $C_{skin} = 15, 20, 25, \text{ dan } 30$



Gambar 12
Plot $S(q,t)$ terhadap waktu tidak berdimensi untuk luas daerah pengurasan = 10, 20, 30 dan 40 acre



Gambar 13
Kurva IPR berdasarkan hasil perhitungan simulator dan kurva IPR berdasarkan metode Vogel dan Klins untuk $S=0$

pendorong gas terlarut pada tekanan reservoir dibawah tekanan saturasi dan saturasi gas awal (S_{gi}) lebih kecil dari saturasi gas kritis (S_{gc}).

- b. Pengaruh faktor *skin* $S(q,t)$ terhadap faktor *skin* total dapat dibagi dalam dua perioda yaitu: Perioda I dimulai dari $t=0$ sampai *grid* pertama mencapai saturasi gas kritis dimana $S(q,t)$ akan meningkat terus bersama dengan bertambahnya waktu. Perioda II, mulai dari *grid* pertama mencapai saturasi gas kritis sampai seluruh *grid* mencapai saturasi gas kritis dimana harga $S(q,t)$ disini cenderung konstan.
- c. Faktor *skin* $S(q,t)$ merupakan fungsi laju produksi dan waktu, sehingga yang paling berpengaruh adalah laju produksi. Makin besar laju produksi maka semakin cepat periode-I berakhir.
- d. Pengaruh jari-jari *skin* (r_s) terhadap harga faktor *skin* akibat pengaruh laju alir dan waktu $S(q,t)$ sangat kecil dan dapat diabaikan.
- e. Selisih harga saturasi gas awal (S_{gi}) dan saturasi gas kritis (S_{gc}) akan menentukan harga dan lamanya faktor *skin* akibat pengaruh laju alir dan waktu $S(q,t)$, sehingga kedua harga saturasi gas tersebut merupakan faktor utama yang memengaruhi $S(q,t)$.
- f. Perkiraan kurva IPR tanpa mempertimbangkan adanya pengaruh $S(q,t)$ akan memberikan hasil yang lebih optimistik.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis ucapkan banyak terima kasih kepada Ibu MG. Sri Wahyuni atas bantuan teknis dan masukannya dalam penyelesaian penelitian ini.

VI. DAFTAR SIMBOL

- $a'q$ = pengaruh aliran turbulen
 B_o = faktor volume formasi minyak, bbl/stb
 B_g = faktor volume formasi gas, cuft/stb
 C = konstanta
 C_t = kompresibilitas total, psi^{-1}
 Dq = *skin* karena pengaruh *non Darcy flow*
 h = ketebalan lapisan, ft
 k = permeabilitas batuan, mD
 k_o = permeabilitas efektif minyak, mD

- k_{ro} = permeabilitas relatif minyak, mD
 k_s = Permeabilitas zona damage, mD
 $m(P)$ = fungsi tekanan semu
 P_r = tekanan reservoir, psia
 \bar{p} = tekanan rata-rata reservoir, psia
 P_{wf} = tekanan alir dasar sumur, psia
 q_o = laju produksi minyak, STB/hari
 $q_{o,mak}$ = laju alir maksimum, STB/hari
 q_g = laju alir gas, scf/hari
 r_e = jari-jari pengurasan, *feet*
 r_s = jari-jari *zone damage*, *feet*
 r_w = jari-jari lubang sumur, *feet*
 R = *gas oil ratio*, scf/STB
 R_s = kelarutan gas dalam minyak, scf/STB
 S = faktor *skin* total
 S_p = faktor *skin* karena perforasi
 S' = faktor *skin* fisik
 $S(q,t)$ = faktor *skin* karena pengaruh laju alir dan waktu
 S_{chl} = saturasi kritis fluida untuk mencapai kesetimbangan
 S_o = saturasi minyak, fraksi
 S_g = saturasi gas, fraksi
 S_{gc} = saturasi gas kritis, fraksi
 S_{gi} = saturasi gas mula-mula, fraksi
 t = waktu, hari
 t_D = $\frac{0.000264kt}{\phi\mu_{oi}C_{it}r_w^2}$, waktu tidak berdimensi
 X = fungsi volume gas terbebaskan terhadap tekanan (cuft/STB/psi)
 Y = akumulasi kondensat di reservoir,
 μ = viskositas, cp
 ϕ = porositas, fraksi
 ΔS_g = $S_{gi} - S_{gc}$
 Indeks = g untuk gas
 o untuk minyak

KEPUSTAKAAN

1. **Ahmed, Tarek.** and **McKinney, P.D.** : "Advanced Reservoir Engineering", Elsevier Inc, Oxford, 2005.

2. **Brown, K.E.**, “*The Technology of Artificial Lift Method*”, Vol IV, Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980.
3. **Elias, Mohamed., El-Banbi, H.E., Fattah, K.A., Ahmed, E.S., and Tayeb, E.M.**: “*New Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Oil Reservoir*”, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 4-7 October 2009.
4. **Fetkovich, M.J.**: “*The Isochronal Testing of Oil Wells*”, SPE Reprint Series No.14. Pressure Transient Testing Method, 1980 Edition.
5. **Gallice, Frederic. and Wiggins, M.L.**: “*A Comparison of Two Phase Inflow Performance Relationships*”, Journal SPE Production and Facilities, Volume 19, Number 2, May 2004.
6. **Guo, B. and Lyons, W.C.** :”*Petroleum Production Engineering*, Elsevier Science and Technology Books, 2007.
7. **Haiquan, Zhong., Yingchuan, L., Yulian, Wen., Chengjian, Li., and Wei, Li.**: “*A New General Formula for Dimensionless Well Inflow Performance Relationship*”, Asia Pasific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta-Indonesia, 30 October-1 November 2007.
8. **Jahanbani, A. and Shadizadeh, S.R.**: “*Determination of Inflow Performance Relationship by Well Testing*”, Canadian International Petroleum Conference, Calgary, June 16-18 2009.
9. **Klins, M.A., Majcher, M. W.**, “*Inflow Performance Relationships for Damage or Improve Well Producing Under Solution Gas Drive*”, JPT December 1992.
10. **Levin, J. S., M. Prats.**, “*The Calculated Performance of Solution Gas Drive Reservoir*”, JPT September 1961.
11. **Qasem, Fuad., Malallah, Adel., Nashawi, I.S., Mir, M.I.**: “*Modeling Inflow Performance Relationship for Well Producing Multi Layer Solution Gas Drive Reservoirs*”, North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt, 20-22 February 2012.
12. **Vogel, J. V.**, “*Inflow Performance Relationship for Gas Drive Well*”, JPT, January 1968.