

## PEMODELAN SUMUR “HORIZONTAL BERSEGMENT” PADA RESERVOIR DENGAN *BOTTOMWATER* MENGUNAKAN SIMULATOR NUMERIK

Joko Pamungkas<sup>1</sup>, Asep Kurnia Permadi<sup>2</sup>, Pudji Permadi<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta

<sup>2</sup> Departemen Teknik Perminyakan ITB

**Kata kunci :** sumur, “horizontal bersegment”, *bottomwater*, model, grid

### ABSTRAK

Sebagai akibat operasional pemboran atau terbatasnya informasi reservoir dengan beberapa alasan, sumur horizontal kadang menembus daerah dekat WOC, kemudian mendatar, lalu naik mengarah ke puncak formasi, dan kemudian mendatar lagi. Dengan demikian, trayek pemboran mempunyai segmen-segmen mendatar di bawah, miring, dan mendatar di atas (“horizontal bersegment”). Karena bentuk sumur horizontal yang bersegment tersebut, maka dalam studi simulasi numerik diperlukan teknik pemakaian grid yang khusus agar dapat menggambarkan aliran menuju lubang sumur (*inflow*) dengan baik dan benar. Misalnya, berbeda dari pemodelan sumur “horizontal sempurna” dimana perubahan saturasi air terutama terjadi pada arah vertikal, sistem grid untuk pemodelan sumur “horizontal bersegment” harus dapat menggambarkan perubahan saturasi baik pada arah vertikal maupun arah horizontal.

Tulisan ini menyajikan cara implementasi sistem grid yang ada dalam literatur untuk mempelajari perilaku sumur “horizontal bersegment” dengan berbagai strategi kompleksi. Strategi kompleksi ini meliputi kasus-kasus: a) jika semua segmen lubang dibuka (1/1), b) jika segmen miring dan segmen mendatar di atas dibuka (2/3), dan c) jika hanya setengah dari panjang total yang dibuka (1/2). Sistem grid yang digunakan adalah kombinasi sistem grid kartesian dan logaritmik. Sistem grid kartesian digunakan untuk reservoir, sedangkan penghalusan grid setempat (*local grid refinement*) yang merupakan kombinasi antara sistem grid kartesian dan logaritmik digunakan untuk daerah di sekitar sumur.

Hasil simulasi dalam studi ini sangat menarik dan menunjukkan bahwa perilaku produksi sumur “horizontal bersegment” tidak selalu lebih buruk dari sumur “horizontal sempurna.” Misalnya, pada kasus perbandingan viskositas minyak-air sama dengan 20 dan laju produksi fluida 4000 stb/d, faktor perolehan (*recovery factor*) sumur “horizontal bersegment” dengan strategi kompleksi 1/1 lebih besar sekitar 6.5% dari sumur “horizontal sempurna.” Bahkan pada kasus tersebut dengan laju produksi fluida 8000 stb/d faktor perolehan untuk semua sumur “horizontal bersegment” (kompleksi 1/1, 2/3 dan 1/2) selalu lebih besar dari sumur “horizontal sempurna.”

## 1. PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Teknologi pemboran sumur horizontal akhir-akhir ini banyak dikembangkan dan diterapkan pada industri perminyakan di berbagai negara. Salah satu tujuan utama adalah untuk menambah perolehan minyak jika dibandingkan dengan menggunakan sumur konvensional (vertikal). Hal ini bisa terjadi karena luas permukaan dinding lubang sumur horizontal jauh lebih besar. Dengan demikian, penerapan sumur horizontal akan meningkatkan laju produksi dan perolehan (*recovery*) serta mempercepat waktu pengurasan atau eksploitasi.

Kenyataannya, sering lubang bor yang dihasilkan tidak selalu benar-benar horizontal dan/atau datar (*flat*), tetapi lubang yang dihasilkan sering berombak-ombak (*undulating horizontal*) maupun bersegment. Banyak faktor yang menyebabkan bentuk lubang bor yang dihasilkan bersegment, misalnya: kedalaman *water oil contact* (WOC) tidak diketahui dengan tepat, operasional pemboran (misalnya “tergelincir”), korelasi lapisan yang kurang tepat, dan tidak adanya pemboran pilot (*pilot hole*).

Jika Kedalaman WOC tidak diketahui secara tepat, maka pada saat melakukan pemboran sumur horizontal pada reservoir dengan *bottomwater* sering menembus sampai dekat dengan WOC, kemudian baru dibor mendatar lalu naik mendekati puncak formasinya dan kemudian mendatar lagi. Sehingga trayek pemboran sumur mempunyai tiga segmen,

yaitu segmen datar, kemudian segmen miring dan kemudian segmen datar lagi. Sumur horizontal yang demikian, dalam tulisan ini disebut dengan sumur “horizontal bersegment.”

Pemboran pada formasi yang berlapis dengan perbedaan kekompakan batuan antar lapisan yang kontras dapat menyebabkan pembelokan arah lubang bor (tergelincir). Hal ini terjadi jika pemboran mula-mula menembus lapisan yang sangat kompak kemudian lapisan di bawahnya *porous*. Tergelincirnya lubang bor juga dapat terjadi jika pemboran menembus patahan.

Struktur geologi yang kompleks (adanya: patahan, antiklin dan sebagainya) dapat menyebabkan korelasi lapisan yang kurang tepat. Akibatnya target kedalaman pemboran berubah, sehingga pemboran menembus sampai lapisan di bawah lapisan prospek. Kemudian arah pemboran dikembalikan lagi ke lapisan prospek.

Pemboran pilot sangat penting untuk mengetahui kedalaman dan ketebalan lapisan prospek. Jika pemboran pilot ini tidak ada maka sangat mungkin bentuk lubang bor yang dihasilkan bersegment karena pemboran yang salah arah.

Karena bentuk sumur yang bersegment, mengakibatkan perilaku produksi yang dihasilkan oleh sumur “horizontal bersegment” berbeda dengan sumur “horizontal sempurna”. Untuk memodelkan bentuk sumur yang bersegment tersebut, maka pada simulasi sumur “horizontal bersegment” diperlukan teknik perapan grid yang khusus. Selain itu, sampai dengan saat ini belum ada publikasi hasil penelitian tentang

pemodelan sumur "horizontal bersegmen" dengan simulator numerik walaupun studi simulasi reservoir untuk sumur horizontal telah banyak dilakukan.<sup>2,8,9</sup>

## 1.2. Tujuan Penelitian

Tujuan yang hendak dicapai dari penelitian ini adalah:

- Mencari cara penerapan sistem grid yang optimal pada sumur "horizontal bersegmen"
- Melihat perilaku produksi sumur "horizontal bersegmen" pada reservoir dengan *bottomwater* untuk berbagai strategi panjang kompleks
- Membandingkan perilaku sumur "horizontal bersegmen" dengan sumur "horizontal sempurna."

## 1.3. Kegunaan Penelitian

Penelitian ini diharapkan berguna untuk:

- Memberikan sumbangan terhadap cara penerapan sistem grid yang optimal pada simulasi reservoir untuk sumur "horizontal bersegmen"
- Memberikan gambaran awal tentang perilaku produksi sumur "horizontal bersegmen" dengan berbagai strategi panjang kompleks dan membandingkannya dengan sumur "horizontal sempurna."

## 1.4 Batasan Permasalahan

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan data hipotetik, pada reservoir dengan *bottomwater*. Perilaku *aquifer* dimodelkan dengan menggunakan metode Fetkovich.<sup>4</sup> Sensitivitas dilakukan terhadap panjang kompleks, permeabilitas, tebal air/tebal minyak ( $h_w/h_o$ ), laju produksi, dan viskositas minyak.

## 2. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1. Reservoir dengan Mekanisme Pendorong Bottomwater

Reservoir yang mempunyai mekanisme pendorong *bottomwater* merupakan jenis jebakan yang banyak dijumpai di lapangan. Perilaku produksi pada reservoir seperti ini diantaranya adalah: tekanan reservoir relatif konstan, produksi air meningkat cukup tajam dan faktor perolehan minyak relatif besar (umumnya 30 - 60%).

Ciri dari reservoir ini adalah adanya *aquifer* yang berada di bawah dan berhubungan langsung dengan reservoir minyaknya. Bila sumur minyak pada reservoir ini diproduksi maka air pada *aquifer* ini akan mendesak minyak menuju sumur produksi, dan bidang *WOC* akan bergerak naik ke atas mendekati sumur produksi. Pergerakan *WOC* terjadi sebagai akibat dari adanya perbedaan tekanan antara *WOC* dan lubang sumur, hal ini biasa disebut *bottom water encroachment*.

### 2.2. Water Cresting pada Sumur Horizontal

*Water cresting* adalah gejala terproduksinya air pada sumur horizontal (seperti halnya *water coning* pada sumur vertikal). Peristiwa ini menyebabkan turunnya produksi minyak, sebaliknya produksi air meningkat. Dalam keadaan statis *water cresting* terjadi karena terganggunya keseimbangan (kestabilan) gaya isap sumur (*viscous force*) dengan

perbedaan gaya gravitasi (*gravity force*) fluida reservoir. Hal ini bisa terjadi jika gaya isap sumur lebih tinggi dari perbedaan gaya gravitasi fluida. Sedangkan pada kondisi dinamis *water cresting* terjadi akibat perbedaan mobilitas air dan minyak. Semakin besar perbedaan mobilitas air dengan minyak, maka pergerakan air menuju sumur produksi akan lebih cepat jika dibandingkan perbedaan mobilitas air dengan minyak lebih kecil.

Untuk memperlambat terjadinya *water cresting*, maka perlu dijaga kestabilan bidang batas minyak-air dengan cara memproduksi fluida di bawah laju produksi kritis (laju alir maksimum dimana kestabilan bidang batas minyak-air masih terjaga). Namun demikian, hal ini tidak umum dilakukan di lapangan bilamana memperhatikan aspek keekonomiannya.

### 2.3. Teknik Pembuatan Grid pada Simulasi Sumur Horizontal

Ada beberapa metode untuk menerapkan sistem grid pada simulasi sumur horizontal. Nghiem *dkk*<sup>6</sup> melakukan simulasi dengan berbagai software untuk sumur horizontal pada reservoir dengan mekanisme pendorong *bottomwater*, sistem grid yang digunakan adalah logaritmik ke arah horizontal dan kartesian ke arah vertikal. Economides *dkk*<sup>3</sup> dan Quandalle<sup>7</sup> menerapkan teknik grid sumur horizontal dengan grid yang tidak beraturan (*flexible grids*). Sedangkan Goktas dan Ertekin<sup>5</sup> mengembangkan teknik grid untuk sumur "*undulating horizontal*". Dengan teknik ini sumur horizontal yang berombak (*undulating*) dibuat horizontal (flat/datar) dengan penambahan *LGR* logaritmik di sekitar sumur.

## 3. LANGKAH KERJA PENELITIAN

### 3.1. Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian ini meliputi: (1) Studi pustaka yang relevan, (2) Penguasaan perangkat lunak *IMEX* versi 2000.15<sup>1</sup>, (3) Menentukan dimensi reservoir beserta sifat fisik batuan dan fluidanya, (4) Menentukan lokasi sumur "horizontal bersegmen", sumur "horizontal sempurna", (5) Menentukan penerapan sistem grid yang sesuai, dan (6) Validasi hasil simulasi dengan sumur "horizontal sempurna."

### 3.2. Model Reservoir Penelitian

Model reservoir dalam penelitian ini berukuran 2100 x 1500 x 50 ft (**Gambar-1**). Model sumur terdiri dari tiga segmen, yaitu: segmen pertama horizontal bagian bawah kemudian segmen kedua bagian miring dan segmen ketiga horizontal bagian atas. Variasi kompleks ada tiga, yaitu: kompleks dibuka semua (kompleksi 1/1), kemudian segmen horizontal bagian bawah ditutup lainnya dibuka (kompleksi 2/3) serta horizontal bersegmen bagian bawah dan setengah bagian miring ditutup lainnya dibuka (kompleksi 1/2).

Data untuk sifat fisik batuan dan fluida diambil dari model yang dibuat oleh Nghiem *dkk*.<sup>6</sup> *Aquifer* yang terletak di bawah lapisan produktif (*bottomwater*) dimodelkan dengan menggunakan metode Fetkovich.<sup>5</sup>

### 3.3. Penerapan Sistem Grid

Grid reservoir dibuat dengan sistem kartesian, sedangkan grid pada sumur diperhalus (*refined*) dengan sistem kartesian dan

logaritmik, dengan tujuan untuk mendapatkan ukuran grid pada sumur sekecil mungkin (mendekati diameter sumur). Tujuan sistem grid logaritmik di sekitar sumur adalah agar respon tekanan dan aliran fluida mendekati kondisi reservoir.

Ukuran grid reservoir pada arah-x, 2 x 175 ft, 14 x 100 ft dan 2 x 175 ft, sedangkan pada arah-y, 15 x 100 ft, dan pada arah-z, 10 x 5 ft.

Pada setiap grid di sekitar sumur yang berukuran 100 ft x 100 ft x 5 ft, diperhalus dengan:

- Arah-y, tujuh buah kartesian *LGR*, pada grid nomor empat diperhalus lagi dengan tiga buah *LGR* logaritmik
- Arah-x diperhalus dengan empat buah *LGR* logaritmik
- Arah-z diperhalus dengan lima buah *LGR* logaritmik

Kemudian grid di bawah sumur yang paling dekat dengan *WOC* diperhalus dengan lima buah kartesian *LGR*, Lihat **Gambar-2**.

Dengan sistem grid ini, fluida yang masuk ke lubang sumur menyerupai aliran radial, yaitu sumur berada ditengah-tengah lingkaran dan aliran masuk ke lubang sumur dari segala arah.

Hasil perbandingan penerapan sistem grid dapat dilihat pada **Gambar-3a** untuk kasus harga viskositas minyak = 0,98 cp dan laju produksi fluida 2000 stb/d, dan **Gambar-3b** untuk kasus harga viskositas minyak = 8 cp dan laju produksi fluida 4000 stb/d.

### 3.3. Sensitivitas

Pada penelitian ini kasus dasar adalah: posisi vertikal (jarak sumur terbawah dengan *WOC*) = 7,5 ft; viskositas air = 0,4 cp; viskositas minyak 0,98 cp (pada tekanan reservoir); permeabilitas = 300 mD; perbandingan tebal aquifer dengan tebal minyak ( $h_w/h_o$ ) = 1/1 dan laju produksi fluida = 2000 stb/d.

Sensitivitas yang dilakukan ialah: permeabilitas (650 dan 1000 mD),  $h_w/h_o$  (3/1 dan 5/1), laju produksi fluida (3000, 4000 dan 8000 stb/d), dan viskositas minyak 8 cp.

Batasan yang dimasukkan pada simulator adalah: laju produksi fluida 2000 stb/d (kecuali kasus dengan sensitivitas laju produksi fluida 3000, 4000 dan 8000 stb/d), laju produksi minyak 60 stb/d (untuk sumur vertikal 30 stb/d), dan BHP (bottom hole pressure) 500 psi.

## 4. HASIL PENELITIAN

**Gambar-4a** s/d **Gambar-5d**, memperlihatkan distribusi saturasi dan tekanan untuk sumur "horizontal bersegmen" dengan kompleks 1/1, 2/3, 1/2 dan sumur "horizontal sempurna".

Untuk setiap kasus ditampilkan gambar perilaku produksi sumur. Berikut merupakan nomor gambar perilaku produksi sumur dan ringkasannya untuk berbagai sensitivitas.

- permeabilitas: **Gambar-6a** s/d **Gambar-6h**
- $h_w/h_o$ : **Gambar-7a** s/d **Gambar-7h**
- laju produksi fluida: **Gambar-8a** s/d **Gambar-8h**
- viskositas minyak 8 cp.: **Gambar-9a** s/d **Gambar-9h**

Hasil yang ditampilkan berupa gambar, yang meliputi waktu tembus air, laju produksi minyak/air, *water cut* (*WC*), kumulatif produksi minyak, umur sumur maupun faktor perolehannya.

## 5. DISKUSI

### 5.1. Distribusi Saturasi Air dan Tekanan

Distribusi saturasi air dan tekanan sangat tergantung dari jenis lintasan sumur ("horizontal bersegmen", dan horizontal), dan bagian panjang kompleks (1/1, 2/3 dan 1/2). Perubahan saturasi air pada sumur "horizontal bersegmen" selain berubah secara vertikal (dari bawah ke atas) juga secara horizontal (dari samping kanan dan kiri ke arah sumur), seperti dapat dilihat pada **Gambar-4a** s/d **Gambar-4c**. Sedangkan pada sumur "horizontal sempurna" perubahan saturasi air hanya secara vertikal (dari bawah ke atas), seperti dapat dilihat pada **Gambar-4d**.

Pada waktu yang sama, semakin panjang lubang kompleks maka saturasi air di sekitar sumur semakin kecil. Hal ini disebabkan karena kemampuan mengalirkan fluida yang semakin besar.

Pada hari ke-500 distribusi saturasi air untuk segmen horizontal bagian bawah: kompleks 1/1: 0,15 – 0,42; kompleks 2/3: 0,54 – 0,55; dan kompleks 1/2: 0,55 – 0,56. Sedangkan pada segmen horizontal bagian atas: kompleks 1/1: 0,10 – 0,26; kompleks 2/3: 0,30 – 0,35; dan kompleks 1/2: 0,31 – 0,36. Sebagai bahan perbandingan, pada sumur "horizontal sempurna", saturasi air di sekitar sumur adalah: 0,27 – 0,28.

Perbedaan distribusi saturasi air masing-masing kasus tersebut didukung oleh distribusi tekanan. Semakin besar harga saturasi air di sekitar sumur, maka tekanan semakin rendah. Di samping itu distribusi tekanan tidak merata secara vertikal (artinya di bagian bawah tidak selalu lebih besar dari pada bagian atas), tetapi distribusinya selaras dengan distribusi saturasi, seperti dapat dilihat pada **Gambar-5a** s/d **Gambar-5d**.

### 5.2. Pengaruh Permeabilitas

Variasi permeabilitas yang dilakukan adalah 300, 650 dan 1000 mD, semakin besar harga permeabilitas, pada panjang kompleks sumur yang sama berakibat:

- Tembus air semakin lambat
- Pada hari ke 500: laju produksi minyak semakin besar, laju produksi air dan *water cut* semakin kecil, dan kumulatif produksi minyak dan faktor perolehan semakin besar
- Pada akhir umur sumur (kecuali pada kompleks 1/1): umur sumur semakin pendek, kumulatif produksi minyak dan faktor perolehan semakin besar

Pengaruh permeabilitas sangat tergantung dari bentuk kurva relatif permeabilitas, artinya permeabilitas yang besar belum tentu menghasilkan laju produksi minyak yang besar pula.

Pada harga permeabilitas 1000 mD, faktor perolehan minyak sumur kompleks 1/1 menurun jika dibandingkan permeabilitas 600 mD. Faktor perolehan minyak pada kompleks 2/3 paling besar, seperti dapat dilihat pada **Gambar-6a** s/d **Gambar-6h**.

### 5.3. Pengaruh $h_w/h_o$

Sensitivitas perbandingan tebal zona air (*aquifer*) dengan tebal minyak ( $h_w/h_o$ ) yang dilakukan adalah 1/1, 3/1 dan 5/1. Semakin besar  $h_w/h_o$  maka bertambah besar tebal *aquifer*. Semakin besar  $h_w/h_o$  pada sumur dengan panjang kompleks yang sama, maka:

- Tembus air semakin cepat
- Pada hari ke 500: laju produksi minyak semakin kecil, laju produksi air dan water cut semakin besar, dan kumulatif produksi minyak dan faktor perolehan semakin kecil
- Pada akhir umur sumur: umur sumur semakin panjang, kumulatif produksi minyak dan faktor perolehan semakin besar (kecuali pada kompleks 2/3 dan 1/2)

Pada laju produksi fluida yang konstan, penambahan harga  $h_w/h_o$  (pada kompleks 2/3 dan 1/2) tidak selalu menambah faktor perolehan minyak. Hal ini disebabkan oleh kompleks yang pendek dan laju produksi air yang meningkat, seperti dapat dilihat pada **Gambar-7a** s/d **Gambar-7h**.

### 5.4. Pengaruh Laju Produksi Fluida

Variasi laju produksi fluida adalah 2000, 3000 dan 4000 stb/d. Pada panjang kompleks sumur yang sama, maka semakin besar laju produksi fluida akan berakibat:

- Tembus air semakin cepat
- Pada hari ke 500: laju produksi minyak semakin besar, laju produksi air dan *water cut* semakin besar, dan kumulatif produksi minyak dan faktor perolehan semakin besar
- Pada akhir umur sumur: umur sumur semakin pendek, kumulatif produksi minyak dan faktor perolehan semakin kecil

Faktor perolehan yang semakin kecil dengan penambahan laju produksi fluida, disebabkan karena semakin besar laju produksi fluida akan memberikan laju produksi air yang lebih besar pula. Padahal kemampuan reservoir untuk memproduksi minyak tetap, hal ini berlaku juga untuk sumur "horizontal sempurna", seperti dapat dilihat pada **Gambar-8a** s/d **Gambar-8h**.

### 5.5. Pengaruh Viskositas Minyak

Kasus-kasus sebelumnya menggunakan viskositas minyak 0.98 cp (pada tekanan reservoir). Pada kasus berikut menggunakan harga 8 cp, sedangkan viskositas air 0.4 cp, jadi perbandingan viskositas minyak dengan air 20.

Sensitivitas laju produksi fluida 2000, 4000 dan 8000 stb/d, maka semakin besar laju produksi fluida akan berakibat:

- Tembus air semakin cepat
- Pada hari ke 500 (kecuali pada kompleks 1/2): laju produksi minyak semakin besar, laju produksi air dan *water cut* semakin besar, dan kumulatif produksi minyak dan faktor perolehan semakin besar.
- Pada akhir umur sumur: umur sumur semakin pendek, kumulatif produksi minyak dan faktor perolehan semakin kecil (kecuali pada sumur "horizontal sempurna").

Pada laju produksi 4000 dan 8000 stb/d sumur vertikal tidak mampu memproduksi lagi. Faktor perolehan sumur "horizontal

bersegi" dengan kompleks 1/1, menghasilkan 6.59% dan 9.15% lebih besar dari sumur "horizontal sempurna". Dan jika dibandingkan dengan faktor perolehan sumur dengan kompleks 2/3 dan 1/2, maka faktor perolehan sumur dengan kompleks 1/1 sekitar 10% lebih besar, seperti dapat dilihat pada **Gambar-9a** s/d **Gambar-9h**.

## 6. KESIMPULAN

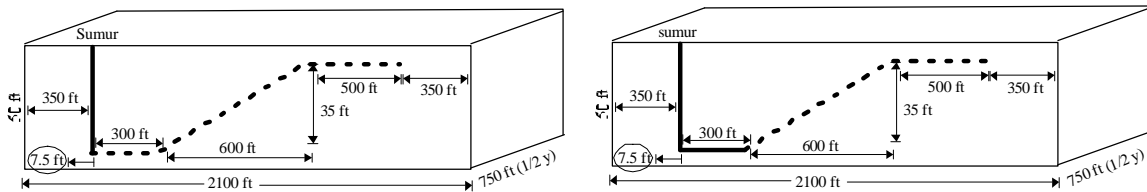
Berdasarkan hasil dan pembahasan pada bab-bab sebelumnya maka dapat diambil beberapa kesimpulan, yaitu:

1. Studi simulasi sumur "horizontal bersegi" pada reservoir dengan mekanisme pendorong *bottomwater* memerlukan teknik pembuatan grid yang khusus.
2. Perubahan saturasi air dipengaruhi oleh bentuk sumur dan panjang kompleks. Saturasi air pada sumur "horizontal bersegi" berubah secara vertikal dan horizontal. Sedangkan pada sumur "horizontal sempurna" dan sumur vertikal, perubahan saturasi air hanya terjadi pada arah vertikal saja.
3. Perilaku produksi sumur "horizontal sempurna" tidak selalu lebih baik dari perilaku produksi sumur "horizontal bersegi." Misalnya, pada kasus perbandingan viskositas minyak dengan viskositas air sama dengan 20 dan laju produksi fluida 4000 dan 8000 stb/d, faktor perolehan sumur "horizontal bersegi" dengan kompleks 1/1, masing-masing 6,59% dan 9,15% lebih besar dari faktor perolehan sumur "horizontal sempurna".
4. Perilaku produksi sumur "horizontal bersegi" dengan kompleks 1/1 tidak selalu lebih buruk dari perilaku produksi sumur "horizontal bersegi" dengan kompleks 2/3 dan 1/2. Seperti pada kasus kesimpulan nomor tiga, faktor perolehan sumur dengan kompleks 1/1 sekitar 10% lebih besar dari kompleks 2/3 dan 1/2.

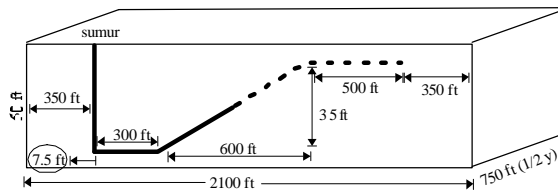
## DAFTAR PUSTAKA

1. CMG: User's Guide: Launcher, Builder, IMEX and Results, Computer Modeling Group Ltd., Canada, 1999.
2. Cordero, F. J.: "Modeling Horizontal Wells in a Water Drive Reservoir: Guafita Norte Field, South Western Venezuela," paper SPE 23662 dipresentasikan pada the Second Latin American Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, March 8-11, 1992.
3. Economides, M. J., Delmbacher F. X., Brand, C. W. and Heinemann, Z. E.: "Comprehensive Simulation of Horizontal-Well Performance," paper SPE 20717 dipresentasikan pada the 1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Sept. 23-26, 1990.
4. Fetkovich, M. J.: "A Simplified Approach to Water Influx Calculation-Finite Aquifer System," *JPT*, July 1971, p. 814-828.
5. Goktas, B. and Ertekin, T.: "Implementation of a Local Grid Refinement Technique in Modeling Slanted, Undulating Horizontal and Multi-lateral Wells," paper SPE 56624 dipresentasikan pada the Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October 3-6, 1999.
6. Nghiem, L., Collins, D. A., and Sharma, R.: "Seventh SPE Comparative Solution Project: Modeling of

7. Quandalle, P.: "Eighth SPE Comparative Solution Project: Gridding Techniques in Reservoir Simulation," paper SPE 25263 dipresentasikan pada 12<sup>th</sup> SPE Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, LA, U.S.A, February 28-March 3, 1993.
8. Target, P. L.: "The Haven Oil Field: Development of a Tiny Marginal Field With Horizontal Wells," *JPT*, April 1992, p. 496-501.
9. Zagalai, B. M. and Murphy, P. J.: "Reservoir Simulation of Horizontal Wells in the Helder Field," *JPT* August 1991, p 906-913.

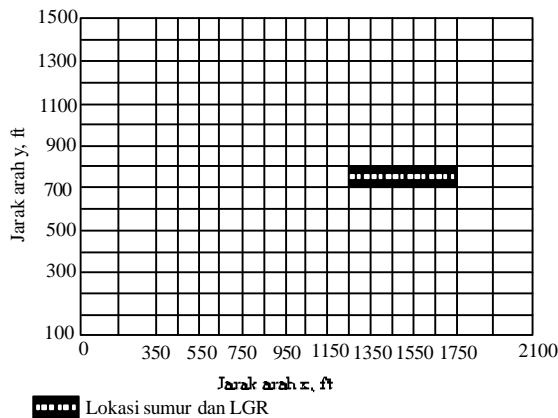


a. Sumur "Horizontal Bersegmen" dengan Kompleksi 1/1      b. Sumur "Horizontal Bersegmen" dengan Kompleksi 2/3

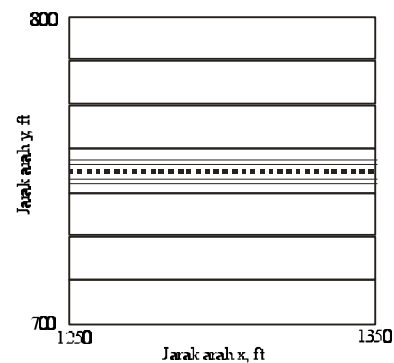


c. Sumur "Horizontal Bersegmen" dengan Kompleksi 1/2

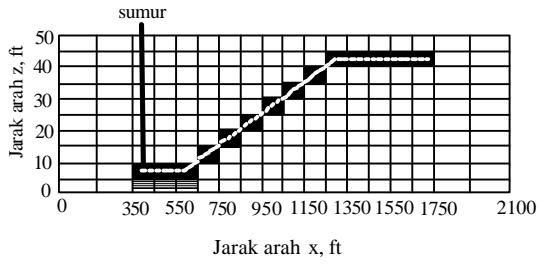
**Gambar-1**  
Model Sumur "Horizontal Bersegmen" dengan Berbagai Strategi Kompleksi



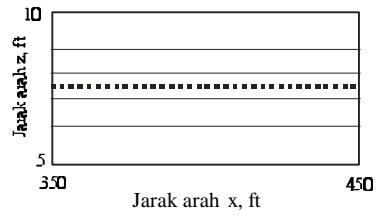
a. Pembagian Grid Arah x – y (Tampak Atas)



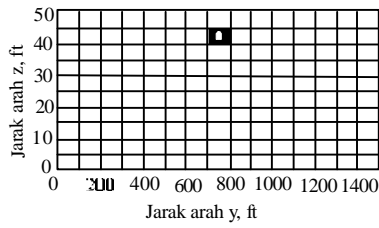
b. LGR Logaritmik Arah x – y (Tampak Atas)



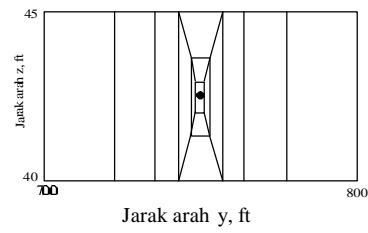
c. Pembagian Grid Arah x – z (Tampak Depan)



d. LGR Logaritmik Arah x – z (Tampak Depan)

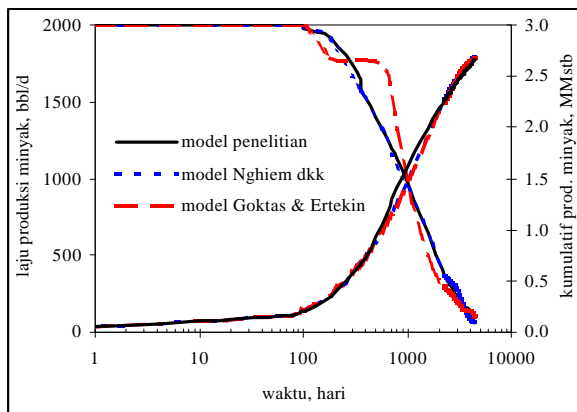


e. Pembagian Grid Arah y – z (Tampak Samping Kanan)

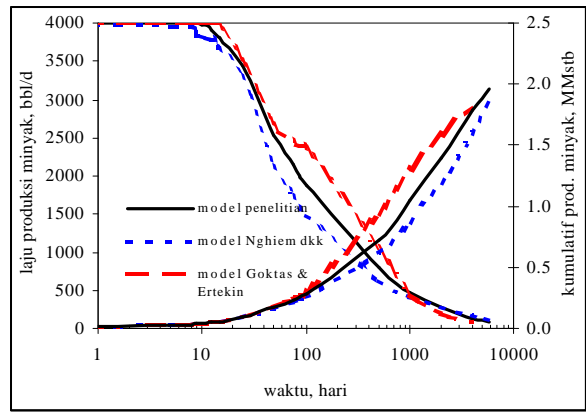


f. LGR Kartesian dan Logaritmik Arah y – z (Tampak Samping Kanan)

**Gambar-2**  
Model Pembagian Grid dengan LGR Kartesian dan Logaritmik

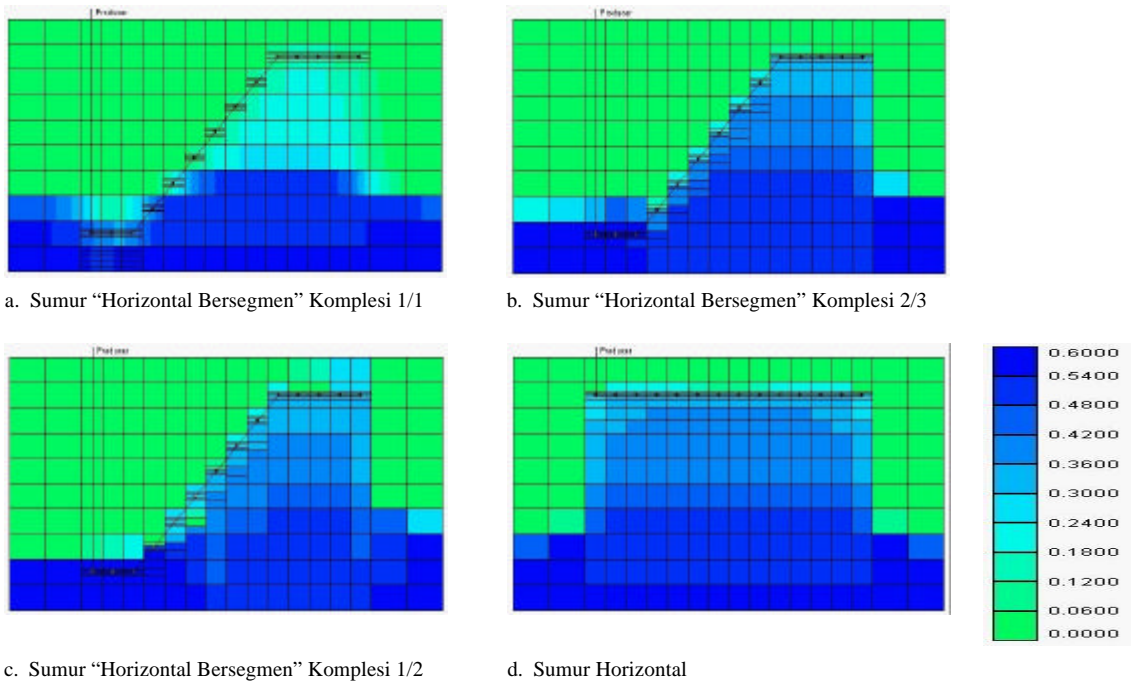


a. Pada  $q_0 = 0,98$  cp dan  $q_1 = 2000$  stb/d

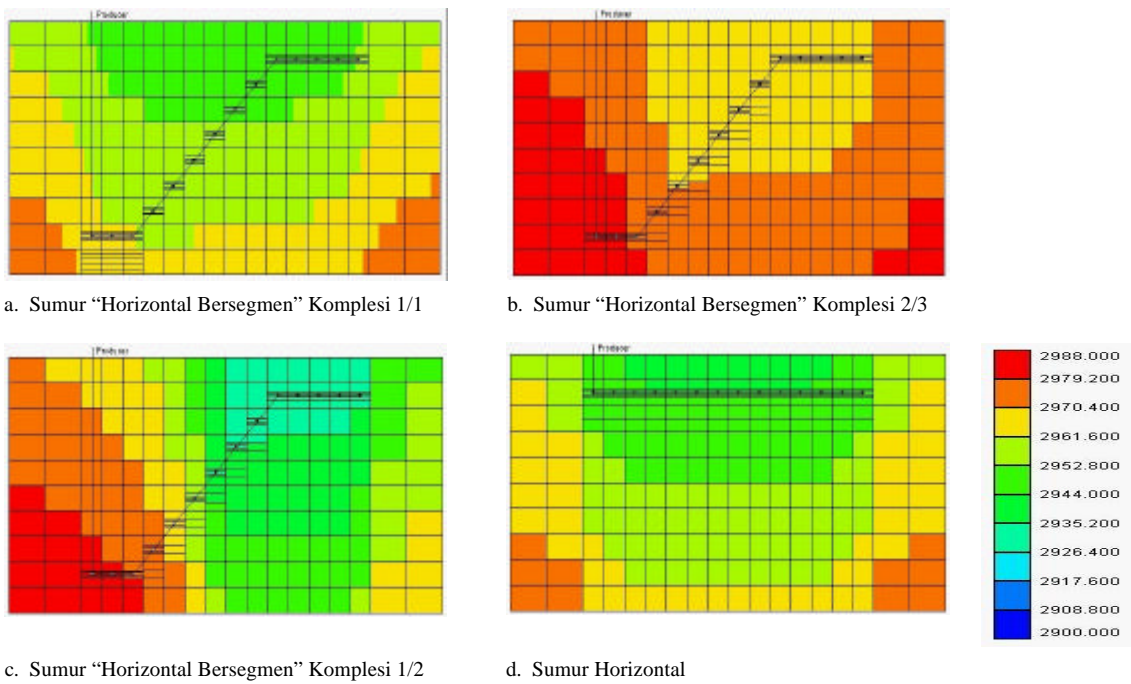


b. Pada  $q_0 = 8$  cp dan  $q_1 = 4000$  stb/d

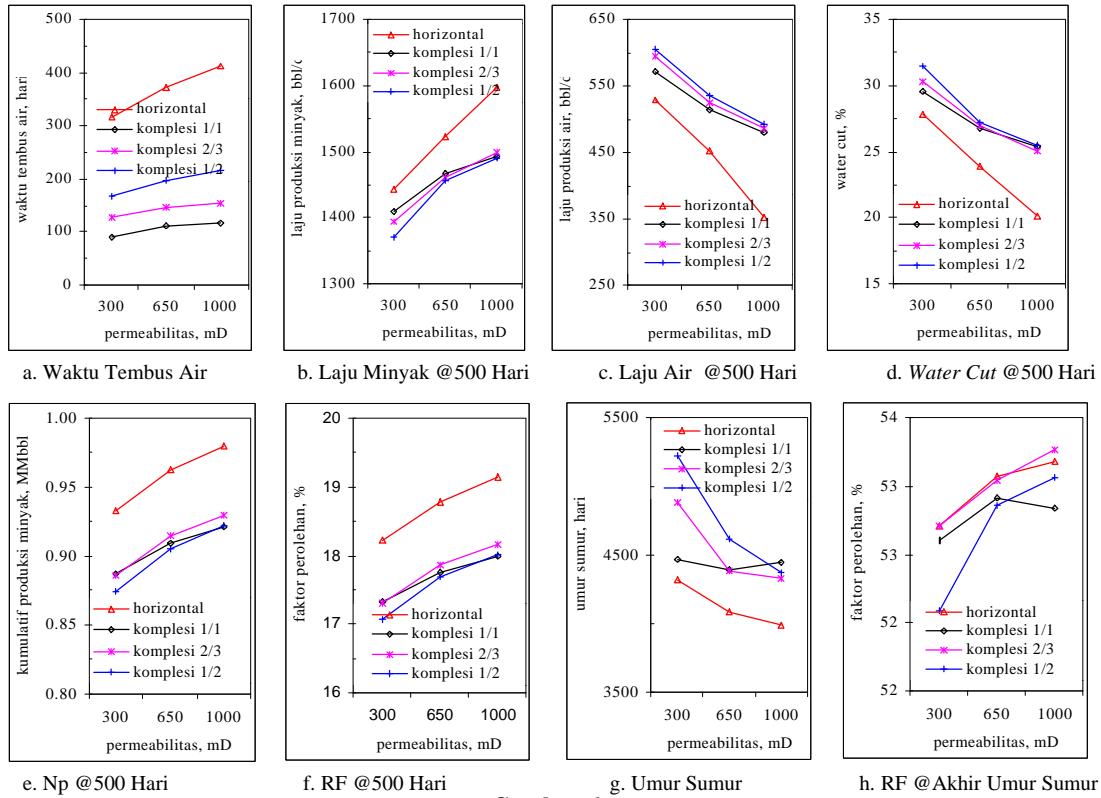
**Gambar-3**  
Laju Produksi dan Kumulatif Minyak pada berbagai Model Grid



**Gambar-4**  
Distribusi Saturasi Sumur "Horisontal Bersegmen" dengan Berbagai Kompleksi Dan Sumur Horizontal Pada Hari Ke 500

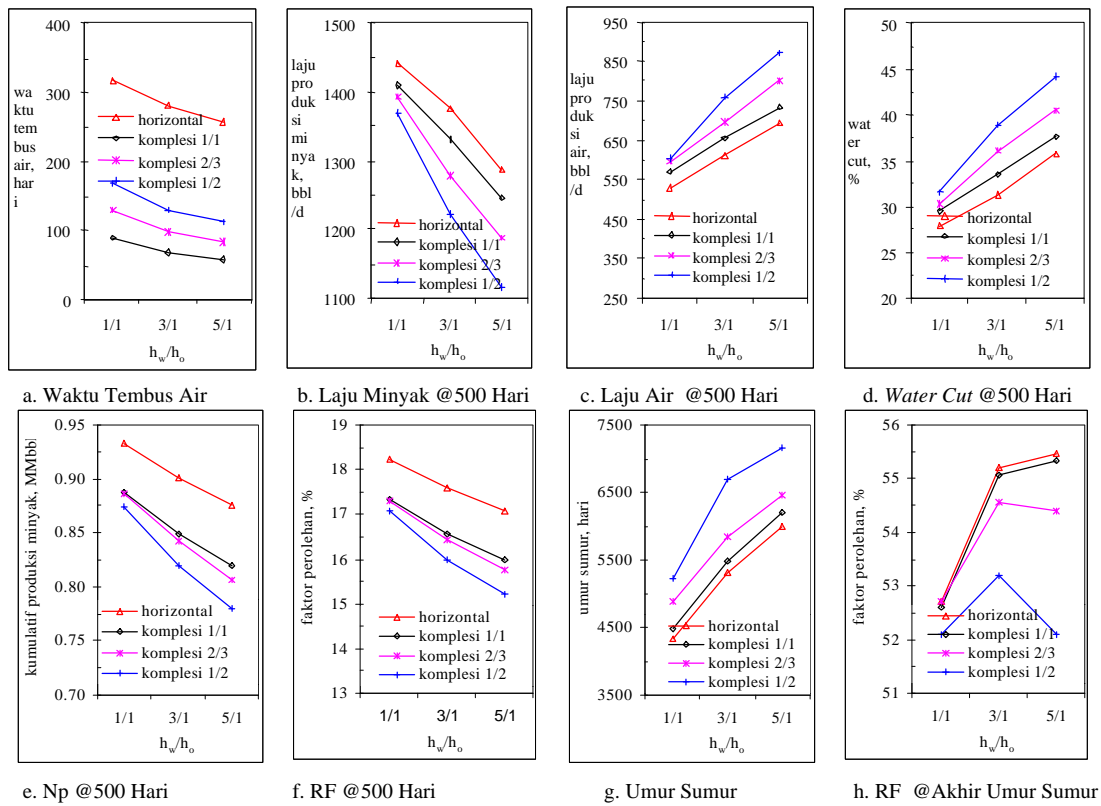


**Gambar-5**  
Distribusi Tekanan Sumur "Horisontal Bersegmen" dengan Berbagai Kompleksi Dan Sumur Horizontal Pada Hari Ke 500



**Gambar-6**

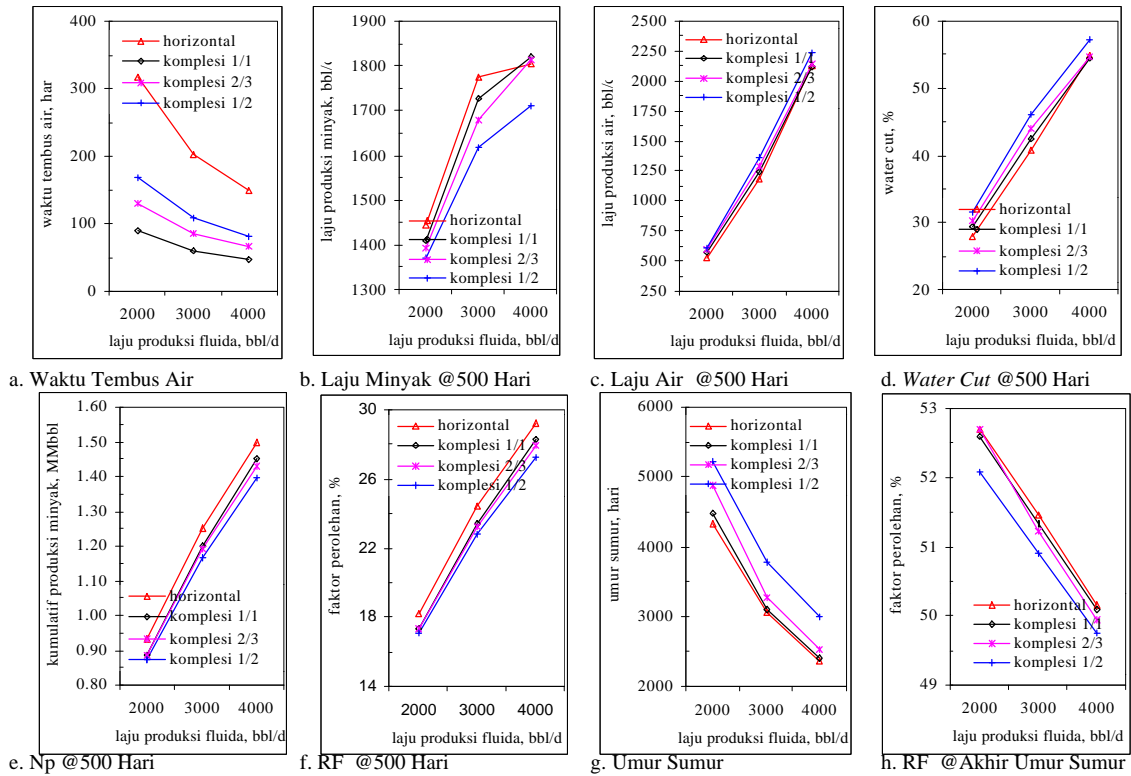
Ringkasan Perilaku Produksi Sumur "Horizontal Bersegmen" dan Sumur Horizontal dengan Variasi Permeabilitas = 300, 650 dan 1000 mD



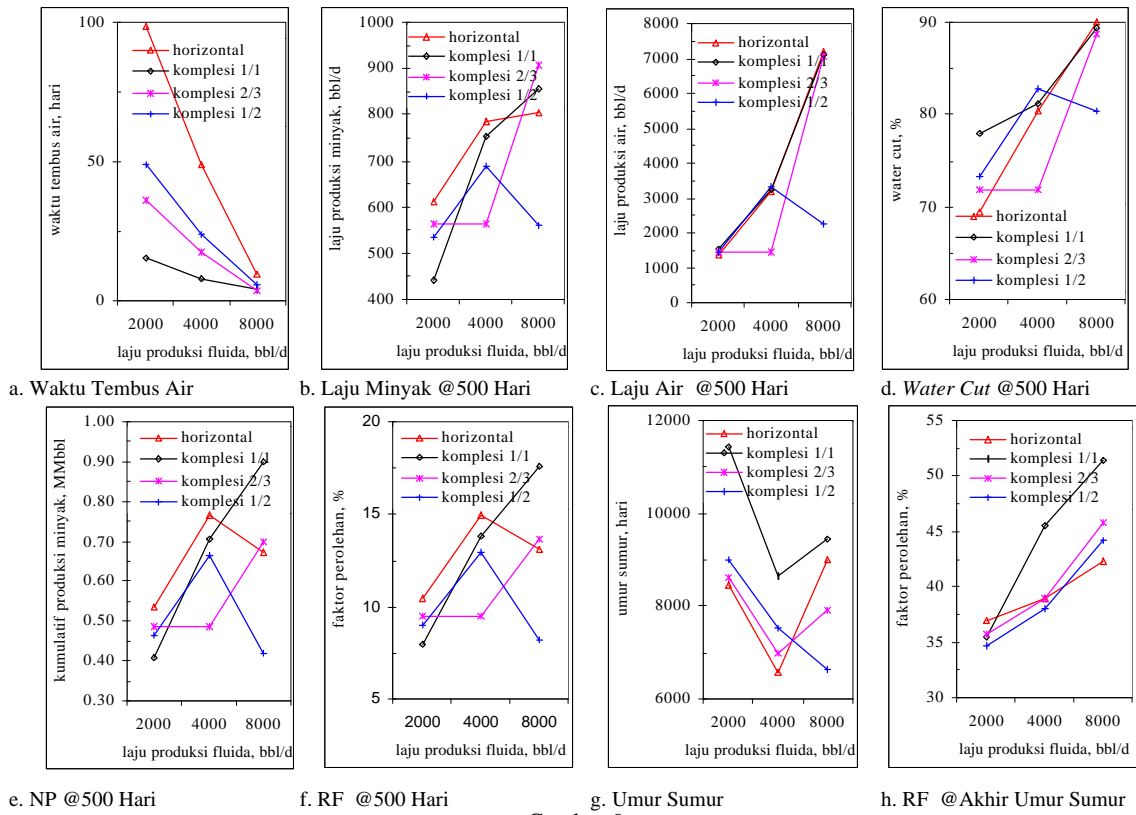
**Gambar-7**

Ringkasan Perilaku Produksi Sumur "Horizontal Bersegmen" dan Sumur Horizontal dengan Variasi  $h_w/h_o = 1/1; 3/1$  dan  $5/1$





**Gambar-8**  
Ringkasan Perilaku Produksi Sumur "Horizontal Bersegmen" dan Sumur Horizontal dengan Variasi Laju Produksi Fluida = 2.000; 3.000 dan 4.000 stb/d



**Gambar-9**  
Ringkasan Perilaku Produksi Sumur "Horizontal Bersegmen" dan Sumur Horizontal pada Viscositas Minyak 8 cp dengan Variasi Laju Produksi Fluida = 2.000; 4.000 dan 8.000 stb/d