

## Membandingkan Hasil Analisa Data *Pressure Build Up Test* dengan Menggunakan Metode Horner dan Simulator Komersil untuk Mengetahui Produktivitas Sumur “Z”

Firdaus

STT MIGAS Balikpapan

Program Studi Teknik Perminyakan

KM.8, Karang Joang, Kec. Balikpapan Utara, Kota Balikpapan, Kalimantan Timur 76127, Indonesia

*Corresponding author email* : firdaus.malik42@yahoo.com

### Abstrak

Dalam pengerjaan analisis Pressure Built-Up menggunakan metode Horner untuk sumur minyak dengan menganalisis tekanan transient dapat mengetahui nilai kemiringan hingga karakteristik reservoir. Hasil dari analisis horner kemudian akan dibandingkan dengan hasil analisis simulator komersial.

Pada dasarnya analisa Pressure Built-Up dilakukan pertama-tama dengan memproduksi sumur selama suatu selang waktu tertentu dengan laju aliran yang tetap (konstan), kemudian menutup sumur tersebut. Penutupan sumur ini menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu (tekanan yang dicatat ini biasanya adalah tekanan dasar sumur). Tahap-tahapan analisa Pressure Built-Up dengan metode Horner adalah persiapan data pendukung seperti data produksi ( $t_p$ ,  $q$ ,  $r_w$ ,  $p_{wf}$ ), data PVT ( $\mu$ ,  $B$ ,  $C_t$ ), data reservoir ( $\phi$ ,  $h$ ) dan data PBU ( $P_{ws}$ ,  $t$ ). Kemudian membuat grafik log-log plot dengan plot  $\Delta t$  vs  $\Delta P$ . Kemudian membuat grafik semilog plot (Horner plot) dengan plot  $P_{ws}$  vs  $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ .

Karakteristik reservoir yang dihasilkan pada analisis Horner berupa tekanan reservoir ( $P^*$ ) sebesar 1564.3 psi, permeabilitas ( $k$ ) sebesar 66.60 md, skin faktor sebesar 10.84,  $\Delta P$  skin sebesar 308.82 Psi,  $R_i$  sebesar 23598.88 ft dan FE sebesar 0.3809. Sedangkan karakteristik reservoir yang dihasilkan pada analisis simulator komersial berupa tekanan reservoir ( $P^*$  atau  $P_i$ ) sebesar 1526.46 psi, permeabilitas ( $k$ ) sebesar 74.7 md, skin faktor sebesar 10.6,  $\Delta P$  skin sebesar 275.349 psi. Nilai hasil FE pada simulator komersial tidak dapat diketahui. Dari perbedaan hasil ini dapat diketahui bahwa hasil perhitungan metode horner telah mendekati valid.

Kata Kunci: Tekanan Reservoir Inisial, Permeabilitas, Faktor Skin,  $\Delta P_{skin}$ , FE.

### Abstrack

*The execution of pressure Built-Up analysis using the Horner method for oil wells by analyzing transient pressure can find out the slope values to reservoir characteristics. The results of this Horner analysis will then be compared with the result of the simulator commercial analysis.*

*Basically a Pressure Built Up analysis is done first by pumping wells during a certain time interval with a fixed flow rate, then shut the well. Closure of these wells cause a rise in pressure which is recorded as a function of time. Analysis Pressure Built Up stage with Horner's method is the preparation of supporting data such as ( $t_p$ ,  $q$ ,  $r_w$ ,  $P_{wf}$ ), data PVT ( $\mu$ ,  $B$ ,  $C_t$ ), reservoir data ( $\phi$ ,  $h$ ) and data PBU ( $P_{ws}$ ,  $t$ ). And then make the log-log graphs plot with plot between vs  $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ .*

*Reservoir characteristics resulting from the horner analysis in the form of reservoir pressure ( $P^*$ ) of 1564.3 psi, the permeability of 66.60 md, skin factors of 10.84,  $\Delta P$  skin of 308.82 Psi,  $R_i$  of 23598.88 ft, and FE of 0.3809. While the reservoir characteristics produced in the Simulator commercial analysis were reservoir pressure ( $P^*$  or  $P_i$ ) of 1526.46 psi, permeability ( $k$ ) of 74.7 md, skin factor of 10.6,  $R_i$  of ft and  $\Delta P_{skin}$  of 275.349 Psi. The value of FE in the simulator commercial cannot be detected. From the difference in these results, it can be seen that the calculation results of the Horner method are close to valid.*

*Keyword* : Reservoir Pressure Initial, Permeability, Skin factor,  $\Delta P_{skin}$ , FE

### I. Pendahuluan

Hal yang perlu diperhitungkan adalah bahwa seiring dengan berjalannya waktu, cepat atau lambat laju produksi sumur minyak akan mengalami penurunan, seiring dengan penurunan tekanan reservoir. Dalam teknik perminyakan keadaan reservoir sangat penting kita ketahui. Dimana *reservoir engineer* harus mempunyai

informasi yang cukup tentang reservoir untuk dianalisa kemampuan dan untuk memperkirakan produksi dalam berbagai keadaan produksi.

Maka dilakukanlah uji sumur atau yang biasa disebut *well testing*, kebanyakan dari informasi itu didapatkan dari *pressure transient test*, seperti *pressure buildup*, *pressure drawdown*, *injectivity*, *fall off*, dan *interference*. Semua tes tersebut

## Membandingkan Hasil Analisa Data *Pressure Build Up Test* dengan Menggunakan Metode Horner dan Simulator Komersil untuk Mengetahui Produktivitas Sumur “Z”

merupakan bagian penting dari reservoir.

Latar belakang sumur minyak “Z” yang akan dikaji dalam pelaksanaan penelitian ini adalah penurunan tekanan reservoir yang menyebabkan penurunan produksi, karena hal tersebut maka dilakukan uji sumur agar diketahui apakah ada perubahan kondisi disekitar lubang sumur dan kondisi produktivitas sumur tersebut.

Untuk mengidentifikasi kondisi diatas, salah satu program yang dilakukan adalah melalui pengujian tekanan sumur dalam selang waktu tertentu dengan laju aliran yang tetap, kemudian menutup sumur tersebut sehingga tekanan statik dasar menjadi naik yang dikenal dengan pengujian sumur *Pressure Buildup (PBU) Test*. *Pressure Buildup Test* ini dianalisa dengan menggunakan metode Horner. Dimana Metode Horner merupakan hubungan antara tekanan statik penutupan sumur terhadap waktu penutupan dalam skala semi logaritma.

Dalam menganalisa data, kita menggunakan analisa *Pressure Build Up Test* dengan menggunakan data BHP *survey* yang merupakan suatu teknik pengujian transien tekanan yang dilakukan dengan cara memproduksi sumur selama suatu selang waktu tertentu dengan laju alir yang tetap, kemudian menutup sumur tersebut sehingga tekanan menjadi naik dan dicatat sebagai fungsi waktu (tekanan yang dicatat biasanya tekanan dasar sumur). Dari hasil *Pressure Build Up Test* akan menghasilkan parameter reservoir, seperti tekanan reservoir awal ( $P_i$ ), permeabilitas ( $K$ ), skin faktor (kerusakan atau perbaikan formasi), batas reservoir (boundary), skin, radius investigasi ( $R_i$ ), flow efficiency (FE), dan parameter – parameter lain yang berguna untuk pengembangan sumur Z.

### II. Metodologi

Dalam penelitian ini dilakukan metode penelitian sebagai berikut :

1. Penelitian ini dilakukan dengan menyiapkan beberapa referensi buku untuk mendukung isi materi yang akan dikaji pada penelitian ini. Maka dalam penelitian ini akan didukung dengan latar belakang serta teori yang kuat sehingga proses pengolahan data, Analisa serta pembahasan hasil analisa serta kesimpulan dapat dilakukan dengan bantuan referensi – referensi yang sudah disiapkan .
2. Pengumpulan data diperoleh langsung dari pengamatan lapangan. Pada pengamatan (observasi) lapangan ini diperoleh dua data

yaitu : Data yang langsung diambil berdasarkan pengamatan di lapangan yaitu data pressure buildup (PBU) test, berupa data tekanan penutupan sumur dan data tekanan flowing (tekanan alir) serta static sumur Ketika sumur tersebut dalam kondisi ditest . Data yang tidak langsung dapat diambil dari perusahaan yang telah tersedia yaitu data produksi (laju alir minyak, gas dan air), serta data petrofisik (porositas, permeabilitas, NTG) dan data reservoir (PVT data).

3. Proses Pengolahan Data dilakukan dengan cara kualitatif yaitu dengan pembuatan kurva tekanan penutupan sumur terhadap waktu horner  $[(t_p + \Delta t) / \Delta t]$ . Pengolahan data dilanjutkan dengan cara kuantitatif yaitu dengan cara menentukan tekanan statik awal, slope, dan P 1jam.
4. Metode analisa data yang digunakan dalam penelitian ini adalah menentukan tekanan statik awal, slope, dan P 1jam baik secara kualitatif maupun kuantitatif dengan metode Horner untuk mengetahui permeabilitas, skin, dan efisiensi aliran (*flow efficiency*) sumur Z. Setelah itu dilanjutkan dengan menganalisa kondisi produktivitas sumur Z dengan kurva *Inflow Performance Relationship (IPR)* metode Standing.

### III. Hasil dan Pembahasan

Diketahui Data Hasil Pressure Built-Up pada Sumur “Z” seperti pada Tabel 1.

Kegiatan uji sumur sangatlah penting untuk mengetahui karakteristik formasi dari suatu reservoir yang diproduksi. Uji sumur sendiri merupakan suatu metode pengujian sumur yang dilakukan dengan memberikan gangguan tekanan terhadap suatu lapisan reservoir dan kemudian merekam perubahan tekanan yang terjadi selama proses gangguan tekanan tersebut. Metode yang digunakan dalam uji sumur pada lapangan D sumur Z adalah pressure Build-Up test.

Pressure Built-U test adalah salah satu test tekanan dengan teknik pengujian transient tekanan yang paling dikenal dan banyak dilakukan. Test ini dilakukan pertama-tama dengan cara memproduksi sumur selama selang waktu tertentu dengan laju produksi yang tetap, setelah itu dilakukan penutupan sumur untuk sementara waktu yang menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu.

Gangguan ini akan menyebabkan timbulnya tekanan yang bergerak menyebar kearah luar dari sumur dan akhirnya akan mencapai batas reservoir.

Tabel 1. Data Reservoir Sumur “Z”

Parameter	Nilai	Unit
Np tot	9735.5	Bbls
h	16.4	Ft
Ø	20	%
Sw	0.66	
Sg	0.3108	
So	0.0914	
T	181.39	°F
B	1.266	B/STB
μ	0.424	Cp
rw	0.401	Ft
ct	3.65 x 10 <sup>-8</sup>	1/Psi
Pr	1511.96	Psi
Qo	325	Psi
Qg	0.041	Psi
Qw	107	Psi
Qtot	409.42	Psi
Pwf	1065.475	Psi
Np akhir	408.5	Bbls
Tp	1716.01	Jam
Δt	72	Jam

Analisa dengan menggunakan Pressure Built-Up test terkadang dijumpai hambatan dalam menganalisa datanya. Hambatan yang terjadi dalam menganalisa dengan metode horner adalah pengaruh wellbore storage yang mendominasi segmen data awal. Sumur Z merupakan sumur minyak dengan letak kedalaman perforasi 1132-1138 m. Proses menganalisis data tekanan Built-Up dilakukan dari beberapa langkah-langkah dari pengumpulan data, data yang diperlukan selain data rekaman tekanan terhadap waktu dibutuhkan juga data pendukung lainnya seperti karakteristik reservoir seperti ketebalan lapisan, porositas, faktor volume formasi minyak, kompresibilitas formasi serta viskositas minyak sumur tersebut.

### 3.1. Analisa PBU Menggunakan Metoda Horner.

Alat yang digunakan dalam pengukuran ini yaitu electronic memory record (EMR) Pioneer Petrotech Service. Pengukuran Pressure Buildup Test dilakukan dengan menutup aliran di kepala sumur sehingga tidak terjadi aliran (kondisi statik) selama 4320 menit (72 jam) dengan waktu produksi (tp) sumur Z 8 jam. Data hasil pengukuran tersebut

yang terdiri dari waktu penutupan (jam), tekanan statik penutupan (psi) dan temperature (F) Kurva PBU test metode Horner adalah metode grafis untuk mengetahui faktor terjadinya penurunan laju produksi untuk menganalisa kondisi formasi. Untuk menganalisa kurva PBU test metode Horner, Langkah awal yang dilakukan dalam membuat *Horner Plot* adalah menentukan *Horner Time* yaitu pertama dengan mengubah time, pada saat *Built-Up* pertama kali dilaksanakan atau pada saat waktu penutupan sumur menjadi delta time (Δt). dimana Δ t yaitu waktu penutupan sumur berlangsung.

Dan untuk menentukan Time Production (tp), dimana time production dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

$$tp = \frac{\text{jumlah kumulatif produksi} \times 24}{q_{last}} \dots\dots\dots(1)$$

dimana:

$$q_{last} = \frac{\text{kumulatif produksi}}{72 \text{ hours}} \times \frac{24 \text{ hours}}{\text{day}} \dots\dots\dots(2)$$

$$q_{last} = \frac{408.50 \text{ STB}}{72 \text{ hours}} \times \frac{24 \text{ hours}}{1}$$

**Membandingkan Hasil Analisa Data *Pressure Build Up Test* dengan Menggunakan Metode Horner dan Simulator Komersil untuk Mengetahui Produktivitas Sumur “Z”**

$$q_{last} = 136.16 \text{ STB/D}$$

Jadi:

$$tp = \frac{\text{jumlah kumulatif produksi} \times 24}{q_{last}}$$

$$tp = \frac{9735.50 \text{ STB} \times 24 \text{ hours}}{136.16}$$

$$tp = 1716.01 \text{ hours}$$

Jadi Untuk setiap data tekanan yang direkam oleh alat *Electrical Memory Recorder* dengan menggunakan persamaan sebagai berikut pada saat *Built-Up*:

$$\text{Horner Time Ratio} = \frac{tp+\Delta t}{\Delta t} = \frac{1716.01+0.00278}{0.00278} = 617270.7842$$

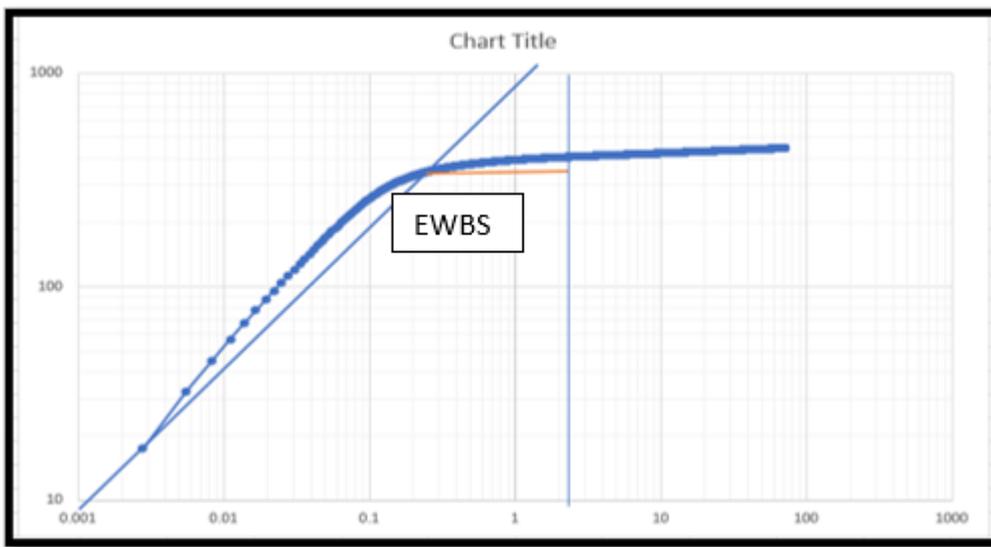
$$\text{Horner Time Ratio} = \frac{tp+\Delta t}{\Delta t} = \frac{1716.01+0.00556}{0.00556} = 308635.8921$$

$$\text{Horner Time Ratio} = \frac{tp+\Delta t}{\Delta t} = \frac{1716.01+0.00833}{0.00833} = 206004.6014$$

$$\text{Horner Time Ratio} = \frac{tp+\Delta t}{\Delta t} = \frac{1716.01+0.01111}{0.01111} = 154457.3456$$

$$\text{Horner Time Ratio} = \frac{tp+\Delta t}{\Delta t} = \frac{1716.01+0.01389}{0.01389} = 123543.8366$$

Setelah mendapatkan harga *Horner Time Ratio* Untuk setiap data, selanjutnya melakukan plot data *Horner Time Ratio* vs tekanan ( $P_{ws}$ ). Untuk data yang akan terbentuk berupa grafik *cartesian*. Untuk menggunakan cara Horner Plot, maka sumbu X dan sumbu Y adalah *Horner Time Ratio* yang telah diubah menjadi log sehingga didapatkan grafik semi log.

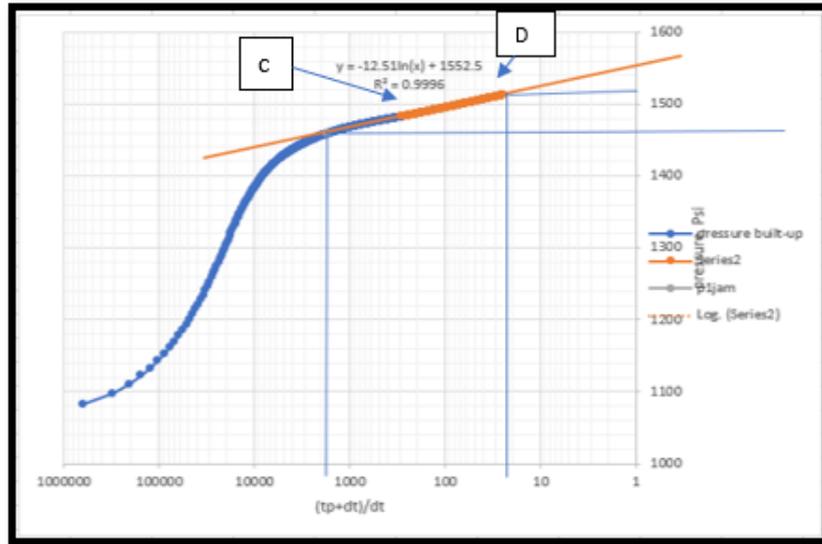


Gambar 1. Kurva Log antara Tekanan Buildup ( $\Delta P$ ) terhadap Waktu penutupan ( $\Delta t$ )

Kemudian menurut pengamatan yang dilakukan kondisi *Transient* Mulai terjadi pada tekanan 1482.441 psi hingga 1512.279 psi. Data tersebut ditentukan dengan menggunakan bantuan garis ekstrapolasi yang dibuat secara manual, kemudian data yang dipakai untuk menentukan kondisi *transient* merupakan data yang

bersinggungan dengan garis ekstrapolasi yang dibuat tersebut.

Data untuk kondisi *transient* diplot pada grafik semi log. Dengan demikian langkah selanjutnya yang dilakukan adalah menentukan kemiringan (*slope/m*).



Gambar 2. Grafik Horner Plot

Kemiringan atau slope pada grafik ditentukan dari persamaan garis yang ada pada kondisi transient dengan cara memunculkan trendline pada grafik transient. Lalu harga slope(m) dapat diperoleh dari persamaan tersebut sebagai berikut:

Jadi:

$$y = -12.51\ln(x) + 1552.5$$

$$m = (-12.51\ln(1) + 1552.5) - (-12.51\ln(10) + 1552.5)$$

$$m = 28.805 \text{ psi/cycle}$$

Ketika harga kemiringan garis atau slope pada grafik telah diketahui maka selanjutnya menghitung harga permeabilitas dengan persamaan sebagai berikut:

$$k = \frac{162.6 q \mu B}{m h}$$

$$k = \frac{162.6 \times 409.420 \text{ psi} \times 0.424 \text{ cp} \times 1.266 \text{ B/STB}}{28.905 \times 16.40 \text{ ft}}$$

$$k = 75.643 \text{ mD}$$

Tekanan reservoir dapat diketahui dari hasil persamaan pada grafik semilog sebagai berikut:

Tekanan Reservoir ( $P^*$ ):

$$p^* = -12.51\ln(1) + 1552.5$$

$$p^* = 1552.5$$

Tekanan 1 jam ( $P_{1jam}$ ):

$$P_{1jam} = -12.51 \ln(x@1 \text{ hour}) + 1552.5$$

Dimana:

$$1jam = \frac{tp+1}{1}$$

$$1jam = \frac{1716.01+1}{1}$$

$$1jam = 1717.01 \text{ psi}$$

Jadi:

$$P_{1jam} = -12.51\ln(x@1 \text{ hour}) + 1552.5$$

$$P_{1jam} = -12.51\ln(1717.01) + 1552.5$$

$$P_{1jam} = 1459.32 \text{ psi}$$

Untuk menentukan besarnya harga skin faktor dilakukan dengan mengetahui terlebih dahulu nilai  $P_{wf}$  dan  $P_{1jam}$  dengan melihat pada data rekaman. Harga  $P_{wf}$  sebesar 1065.475 Psi dan  $P_{1jam}$  sebesar 1459.32 Psi. Kemudian harga skin faktor dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

$$S = 1.151 \left[ \left( \frac{P_{1jam} - p_{wf}}{m} \right) - \log \frac{k}{(\phi \mu c_t R w^2)} + 3.23 \right]$$

$$S = 1.151 \left[ \left( \frac{1459.32 - 1065.48}{28.80} \right) - \log \frac{75.743}{(0.2 \times 0.424 \times 3.65 \times 10^{-6} \times 0.40^2)} + 3.23 \right]$$

$$S = 12.69$$

Positif berarti adanya kerusakan (dameged) yang disebabkan adanya filtrat lumpur pemboran yang meresap kedalam formasi atau endapan lumpur (*mud cake*) disekeliling lubang bor pada formasi produktif).

**Membandingkan Hasil Analisa Data Pressure Build Up Test dengan Menggunakan Metode Horner dan Simulator Komersil untuk Mengetahui Produktivitas Sumur “Z”**

Setelah mendapatkan nilai skin maka selanjutnya menentukan penurunan Tekanan akibat adanya skin dengan menggunakan persamaan berikut:

$$\begin{aligned}\Delta P_{skin} &= 0.869 \text{ m s} \\ \Delta P_{skin} &= 0.869 \times 28.80 \times 12.69 \\ \Delta P_{skin} &= 318.21 \text{ Psi}\end{aligned}$$

Ketika telah mengetahui nilai permeabilitas maka selanjutnya dapat menentukan nilai radius investigasi dengan persamaan sebagai berikut:

$$\begin{aligned}r_i &= \sqrt{\frac{0.0015ktp}{\phi\mu Ct}} \\ r_i &= \sqrt{\frac{0.0015 \times 75.64 \times 1716.01}{0.2 \times 0.424 \times 3.65 \times 10^{-6}}} \\ r_i &= 25150.14 \text{ ft}\end{aligned}$$

PI actual dan PI ideal:

$$\begin{aligned}\text{PI actual} &= \frac{q}{P^* - P_{wf}} \\ \text{PI actual} &= \frac{409.420}{1552.5 - 1065.475} \\ \text{PI actual} &= 0.84 \text{ bbl/day.psi} \\ \text{PI ideal} &= \frac{q}{P^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}} \\ \text{PI ideal} &= \frac{409.420}{1552.5 - 1065.475 - 318.21} \\ \text{PI ideal} &= 2.425 \text{ bbl/day.psi}\end{aligned}$$

Setelah mengetahui harga PI actual dan PI ideal maka selanjutnya menentukan harga Flow Efficiency dengan persamaan:

$$\begin{aligned}FE &= \frac{P^* P_{wf} \Delta P_{skin}}{P^* P_{wf}} \\ FE &= \frac{1552.5 \times 1065.475 \times 318.21}{1552.5 \times 1065.475} \\ FE &= 0.3466\end{aligned}$$

Selanjutnya kita menentukan kurva IPR. Kurva inflow performance relationship (IPR) menggambarkan kemampuan suatu sumur untuk

mengangkat fluida dari dasar sumur ke permukaan atau kemampuan sumur untuk berproduksi berdasarkan jenis reservoir, tenaga pendorong reservoir, tekanan reservoir dan permeabilitas. Berikut perhitungan IPR pada FE = 0.3466 dengan menggunakan persamaan berikut:

$$\begin{aligned}P_{wf}'' &= P_r - (P_r - P_{wf}) FE \\ P_{wf}'' &= 1511.96 - (1511.96 - 1065.475) \times 0.3466 \\ P_{wf}'' &= 1357.20 \text{ psi}\end{aligned}$$

Dengan analisa metode Horner, kita dapatkan tekanan dasar sumur dan Flow Efficiency (FE) yang akan digunakan dalam membuat kurva IPR. Analisa kurva IPR menggunakan metode standing karena sumur telah mengalami kerusakan formasi (S = +).

Hasil perhitungan laju produksi maksimal (q<sub>max</sub>) untuk sumur XY yaitu:

**a. Untuk FE = 1**

$$\begin{aligned}Q_{max} &= \frac{q}{1 - 2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2} \\ Q_{max} &= \frac{409.42}{1 - 2 \left(\frac{1357.20}{1511.96}\right) - 0.8 \left(\frac{1357.20}{1511.96}\right)^2}\end{aligned}$$

$$Q_{max} = 2328.13 \text{ bpd}$$

**b. Untuk FE = 0.346**

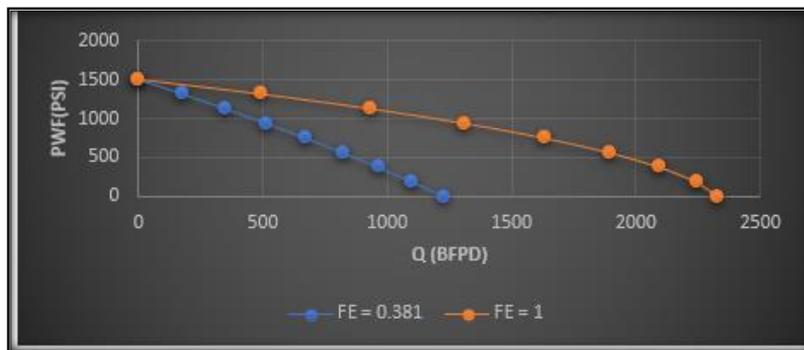
Laju untuk produksi maksimal pada kondisi FE ≠ 1 akan mencapai pada saat P<sub>wf</sub> = 0

$$\begin{aligned}\frac{Q}{Q_{max}} &= 1 - 0.2 \left[1 - FE \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_s}\right)\right] - 0.8 \left[1 - FE \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_s}\right)\right]^2 \\ \frac{Q}{2128.513} &= 1 - 0.2 \left[1 - 0.346 \left(1 - \frac{0}{1511.96}\right)\right] - 0.8 \left[1 - 0.346 \left(1 - \frac{0}{1511.96}\right)\right]^2\end{aligned}$$

$$q = 1228.76 \text{ bfpd}$$

Tabel 2. Hasil Perhitungan berbagai Pwf

Pwf	Pwf/Ps	FE = 0.381		FE = 1	
		Q	q/max	q	q/qmax
0	0	1218.76	0.52779	2328.13	1
188.995	0.125	1099.64	0.47233	2240.83	0.9625
377.99	0.25	963.526	0.41386	2095.32	0.9
566.98	0.375	820.423	0.3534	1891.61	0.812503
755.98	0.5	670.321	0.28792	1629.69	0.7
944.97	0.625	513.233	0.22045	1309.58	0.562504
1133.97	0.75	349.145	0.14997	931.252	0.4
1322.97	0.875	178.069	0.07649	494.728	0.2125
1511.96	1	0	0	0	0



Gambar 3. Kurva Performance Relationship Metode Standing

Dari perhitungan di atas dapat kita ketahui ketika tekanan dasar sumur sekitar 188.995 laju alir maksimalnya yaitu 1099.64 untuk FE = 0.381.

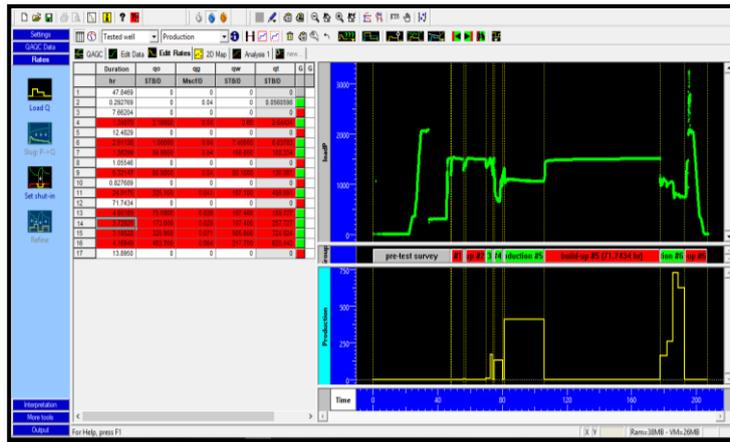
Hubungan ini menggambarkan kemampuan suatu sumur untuk mengangkat fluida dari dasar sumur ke permukaan atau kemampuan sumur untuk memproduksi, dimana ketika laju alir maksimal untuk FE = 0.381 dengan laju alir sekitar 2328 bfpd pada tekanan dasar sumur 0.

### 1.2. Analisa PBU Menggunakan Simulator

Untuk menganalisa data uji sumur yang sangat banyak dalam waktu yang cukup singkat maka menganalisa data dengan menggunakan

simulator komersil adalah pilihan yang tepat. Kita akan menginputkan parameter data PVT sesuai dengan data yang telah ada dengan nilai sebagai berikut: T = 181.39 °F ; Pr = 1511.96 Psia ; GOR (Gas Oil Ratio) = 8090.29 SCF/STB ; Water Slinity = 6000 PPM ; SG = 0.782 ; Gravity = 44.5°API ; Sw = 0.66 ; Sg = 0.310852 ; serta So = 0.0291479. Selanjutnya input data load P (plot data tekanan vs waktu) dan load Q (laju alir vs waktu). Hasil inputan load data P dan Q seperti yang ditunjukkan pada gambar 3.2.1 dibawah ini:

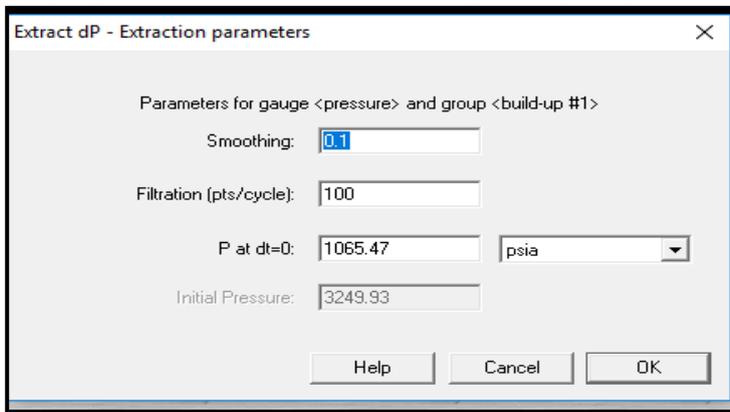
**Membandingkan Hasil Analisa Data Pressure Build Up Test dengan Menggunakan Metode Horner dan Simulator Komersil untuk Mengetahui Produktivitas Sumur “Z”**



Gambar 4. Hasil Input Data Load Q dan P

Ketika data tekanan dan laju alir telah dimasukkan maka selanjutnya dilakukan extract delta p. Langkah kerja yang dilakukan adalah

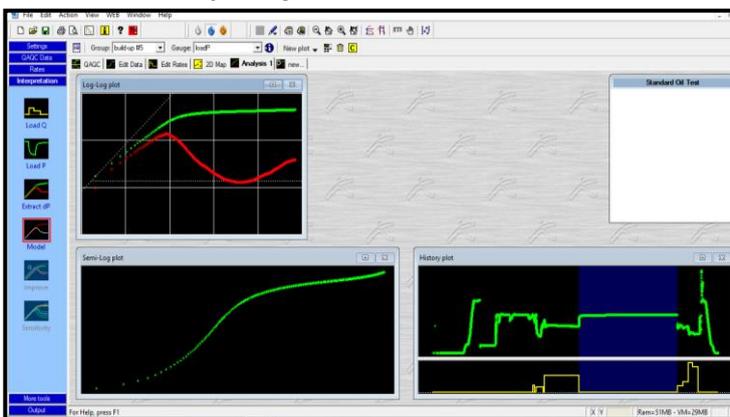
memasukkan harga smoothing factor (L). Pada umumnya nilai tersebut tidak diubah, seperti ditunjukkan pada gambar (3.2.2).



Gambar 5. Layar Ekstrasi Parameter delta P

Hasil plot yang dihasilkan dari extract delta P merupakan kurva yang menggambarkan kondisi reservoir yang sedang dianalisis. Oleh karena itu, model yang dipilih harus sesuai atau match. Model dianggap sudah cocok atau match jika garis

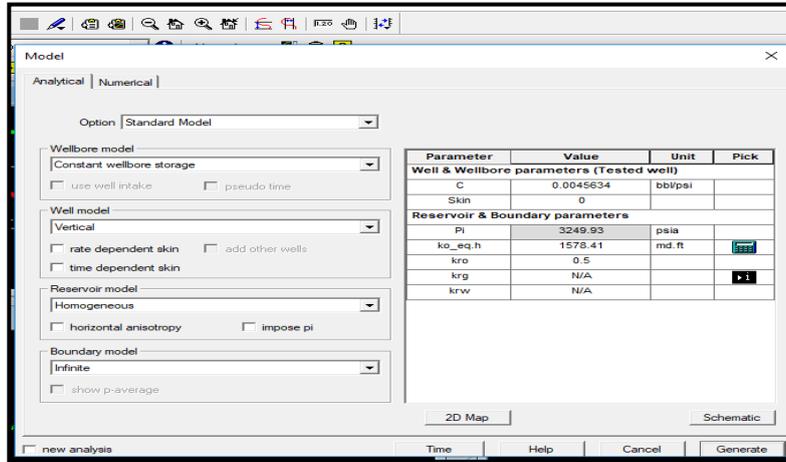
berwarna merah dan putih memberikan pola yang cocok atau mendekati hasil plot. Hasil plot dari extract delta P ini berupa log-log plot, semilog dan history plot.



Gambar 6. Plot-plot Hasil Pengujian

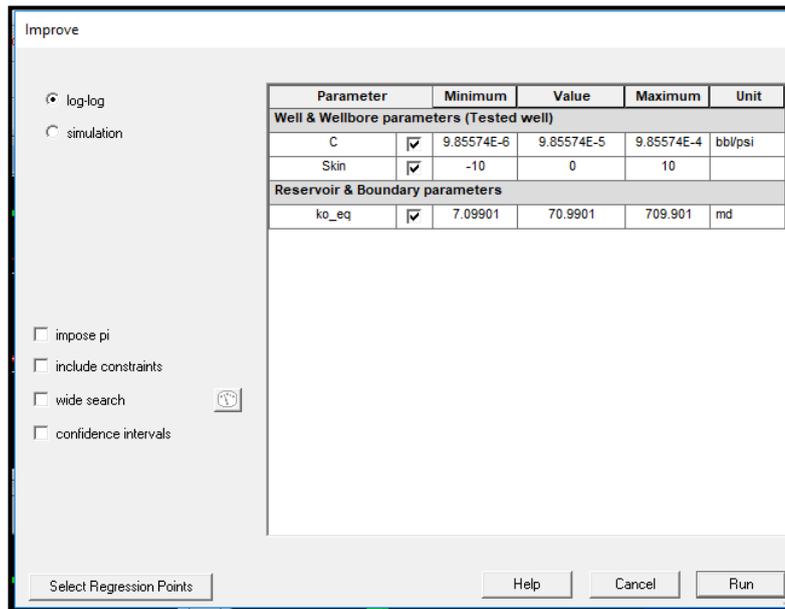
Tahap selanjutnya adalah pemilihan model, pemilihan model dilakukan dengan membandingkan plot dari data lapangan dan hasil ekstraksi sedemikian rupa sehingga model yang diberikan menyerupai model yang ada. hal ini

dilakukan dengan memilih jenis sumur, reservoir dan batas reservoir serta mengubah parameter reservoir hingga didapatkan model yang sesuai atau match.



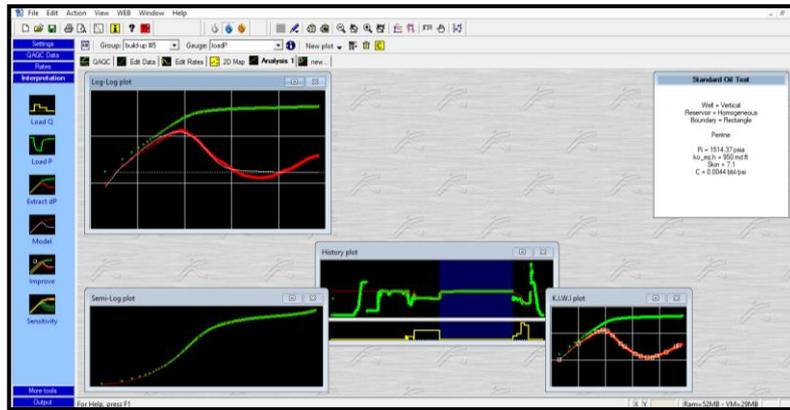
Gambar 7. Layar Pemilihan Model

Pilih improve untuk menyesuaikan (matching) model yang sudah dipilih, kemudian di “Run”.



Gambar 8. Layar Improve

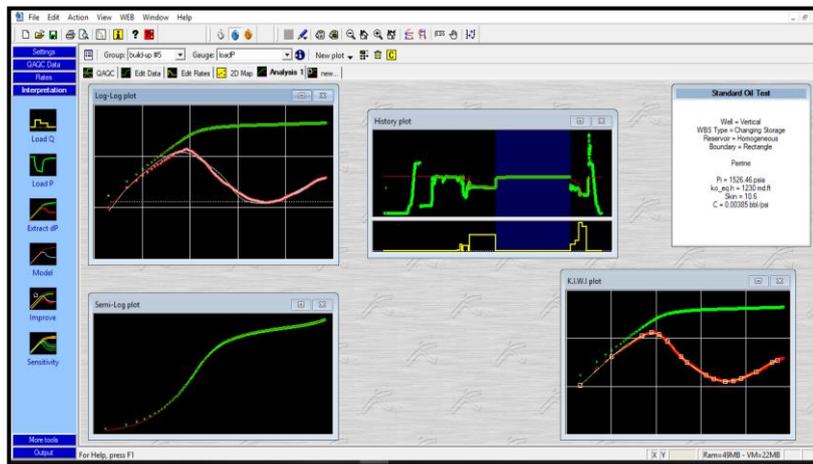
## Membandingkan Hasil Analisa Data *Pressure Build Up Test* dengan Menggunakan Metode Horner dan Simulator Komersil untuk Mengetahui Produktivitas Sumur “Z”



Gambar 9. Layar Hasil Improve

Model dianggap valid atau matching ketika pola yang dibentuk oleh model telah menyerupai atau mendekati plot derivative yang diberikan oleh

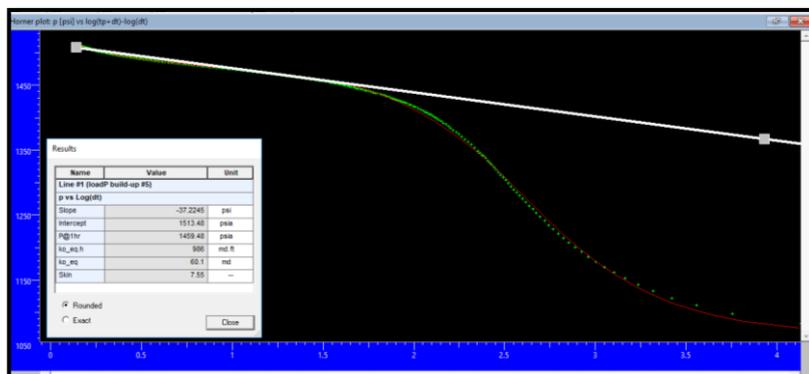
simulator komersil yang merupakan respon dari uji sumur. Kita juga dapat menyesuaikan dengan melihat grafik K.I.W.I.



Gambar 10. Layar Hasil Matching

Berdasarkan model tersebut maka dapat diketahui karakteristik reservoir yang juga telah

dihitung pada metode horner



Gambar 11. Layar Horner Plot

Results

Complete

Name	Value	Unit
<b>Selected Model</b>		
Model Option	Standard Model	
Well	Vertical, Changing Storage (Hegeman)	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	Rectangle	
<b>Main Model Parameters</b>		
TMatch	222	[hr]-1
PMatch	0.0385	[psia]-1
C	0.00385	bb/psi
Total Skin	10.6	--
k,h, total	1230	md.ft
k, average	74.7	md
Pi	1526.46	psia
<b>Model Parameters</b>		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.00385	bb/psi
Ci/Cf	1.1	--
Alpha	1990	--
Skin	10.6	--
Reservoir & Boundary parameters		
Pi	1526.46	psia
ko_eq,h	1230	md.ft
ko_eq	74.7	md

Rounded  
 Exact

Close

Gambar 12. Layar Result

Results

Complete

Name	Value	Unit
Pi	1526.46	psia
<b>Model Parameters</b>		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.00385	bb/psi
Ci/Cf	1.1	--
Alpha	1990	--
Skin	10.6	--
Reservoir & Boundary parameters		
Pi	1526.46	psia
ko_eq,h	1230	md.ft
ko_eq	74.7	md
kro	0.5	--
S - None	N/A	ft
E - No flow	140	ft
N - No flow	89.9	ft
W - None	N/A	ft
<b>Derived &amp; Secondary Parameters</b>		
ko (Perrine)	59.3	md
kg (Perrine)	N/A	md
kw (Perrine)	13.2	md
Delta P (Total)	275.349	psi
Delta P Ratio (	0.61639	Fraction

Rounded  
 Exact

Close

Gambar 13. Layar Result

## Membandingkan Hasil Analisa Data *Pressure Build Up Test* dengan Menggunakan Metode Horner dan Simulator Komersil untuk Mengetahui Produktivitas Sumur “Z”

### IV. Kesimpulan

Dari hasil analisa berdasarkan pengujian dan pembahasan yang telah dilakukan maka dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Dalam menganalisa *Pressure Built Up Test* untuk mengetahui adanya kerusakan atau perbaikan dilihat dari nilai skin faktor, Skin = + (positif), mengindikasikan adanya kerusakan formasi  
Skin = 0 (nol), menyatakan dalam kondisi normal  
Skin = - (negatif), mengindikasikan adanya perbaikan formasi
2. Karakteristik reservoir yang dihasilkan pada analisis horner berupa tekanan reservoir yaitu tekanan awal reservoir ( $P_i$ ) sebesar 1552.5 Psi, slope/kemiringan (m) sebesar 28.80, permeabilitas formasi (k) sebesar 75.64 mD, faktor skin (s) sebesar 12.69 dan penurunan tekanan akibat skin ( $\Delta P_s$ ) sebesar 318 Psi. Sedangkan untuk karakteristik reservoir yang dihasilkan pada analisis simulator Komersil yaitu tekanan awal reservoir ( $P_i$ ) sebesar 1526.46 Psi, slope/kemiringan (m) sebesar 37.2245, permeabilitas formasi (k) sebesar 74.7 mD, faktor skin (s) sebesar 10.6 dan penurunan tekanan akibat skin ( $\Delta P_s$ ) sebesar 275.349 Psi.
3. Laju alir maksimal produksi sumur “XY” berdasarkan  $FE = 1$  yaitu 2328.13 bpd dengan tekanan  $P_{wf}$  sebesar 0 dan nilai q berdasarkan  $FE = 0.3466$  yaitu 1228.76 bpd dengan tekanan  $P_{wf}$  sebesar 0. Jadi:

$FE = 1$ , menunjukkan sumur dalam kondisi normal

$FE < 1$ , sumur telah mengalami kerusakan formasi

$FE > 1$ , sumur telah mengalami perbaikan formasi.

### V. Daftar Pustaka

- Dake, L.P., (1994). *The Practice of Reservoir Engineering*. Amsterdam : Development in Petroleum Science, Elsevier.
- Matthews, C.S., (1967). *Pressure Buildup and Flow Test in Wells*. New York : Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Chaudhry, Amanat., (2004). *Oil Well Testing Handbook*. Texas : Gulf Professional is imprint Elsevier.
- Lee, John., (1982). *Well Testing*. New York : Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Sabet, M.A., (1991). *Well Test Analysis*. Texas : Gulf Professional is imprint Elsevier.
- Earlougher, Robert C., (1977). *Advances in Well Test Analysis*. New York : Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Faruk, Civan., (2007). *Reservoir Formation Damage*. USA : Gulf Professional is imprint Elsevier
- Beggs, H.Dale., (1991). *Production Optimization*. Oklahoma : Petroskill Publication.
- Tarek, Ahmed., (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Texas : Gulf Professional is imprint Elsevier