

# Well Test Analysis Using Pressure Derivative Method at Gas Well X-1

## (Analisa Uji Sumur Menggunakan Metode Tekanan Derivative Pada Sumur Gas X-1)

Muhammad Handis Maulana, Fathaddin, M.T., Hari K. Oetomo

Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Kebumian & Energi, Universitas Trisakti, Jakarta

### Sari

Sumur X-1 merupakan sumur gas condensate yang terletak di lapangan X, Pulau Sulawesi. Pada sumur X-1 telah dilakukan uji sumur dengan menggunakan pressure build up, dimana analisa dilakukan dengan tujuan untuk mendapatkan karakteristik reservoir dari sumur X-1 seperti permeabilitas, skin, flow efficiency dan radius of investigation. Pada pengujian pressure build up, dilakukan analisa dengan metode horner plot dan derivative plot dengan pendekatan pendekatan  $\Psi(P)$  pseudo pressure dan  $P_2$  dengan alasan sumur gas X-1 memiliki tekanan reservoir sebesar 2555 psia. Analisa dilakukan dengan menggunakan software saphir 3.20 dan Ms.Excel dimana hasil keduanya dibandingkan untuk melihat apakah ada kemungkinan kerusakan formasi. Analisa tipe model reservoir dan boundary effect untuk sumur X-1 juga diketahui yaitu homogenous with one fault boundary yang mengindikasikan terdapatnya patahan yang terletak pada jarak tertentu dari sumur X-1 yang mana patahan tersebut hanya membatasi satu arah dari reservoir. Analisa pressure derivative plot dilakukan dengan metode two-points method dan three-points method, dimana hasil overlay kurva derivative nya match dengan deviasi hasil perhitungan kedua metode tersebut kurang dari 10%. Analisa horner plot juga dilakukan dengan pendekatan  $\Psi(P)$  pseudo pressure dan  $P_2$  yang mana dari hasil analisa horner plot menggunakan pendekatan  $\Psi(P)$  pseudo pressure pada saphir 3.20 diperoleh harga slope (m), permeabilitas, dan skin berturut-turut sebesar  $3.22432E+5$  psi $^2$ /cp, 132 mD, dan 21.6, sedangkan hasil pada Ms.Excel diperoleh harga slope (m), permeabilitas, dan skin berturut-turut sebesar 320890.61 psi $^2$ /cp, 134.83 mD, dan 21.1. Untuk analisa horner plot menggunakan pendekatan  $P_2$  pada saphir 3.20 diperoleh harga slope (m), permeabilitas, dan skin berturut-turut sebesar 5495.07 psi $^2$ /cp, 125 mD, dan 21.3, kemudian untuk hasil pada Ms. Excel yakni diperoleh harga slope (m), permeabilitas, dan skin berturut-turut sebesar 5451.66 psi $^2$ /cp, 147.29 mD, dan 20.1. Hasil skin positif pada kedua metode menandakan bahwa sumur mengalami kerusakan (damage) dan memerlukan tindakan lanjut yakni stimulasi reservoir.

Kata-kata kunci: pseudo pressure, horner plot, pressure derivative, skin, stimulation, type curve derivative.

### Abstract

Wells X-1 is a gas condensate well which located in lapangan X, Sulawesi Island. At well X-1 well test was conducted using pressure build up, where the analysis was conducted with objective to determine the reservoir characteristic of X-1 wells such as permeability, skin, flow efficiency and investigation radius. In the pressure build up test, the horner plot and derivation analysis using pseudo pressure and  $P_2$  approaches were applied with the gas well X-1 has a reservoir pressure of 2555 psia. The analysis is done using saphir 3.20 and Ms.Excel software where the results of the counsel to see if there is any possibility of formation damage. X-1 is also known as homogeneous with a fault boundary present in the fault located at a certain distance from the well X-1 in which the fault is only one direction from the reservoir. The pressure derivative plot analysis was conducted with two methods such as two-point method and three-point method, where the result of the overlay of the derivative curve corresponds to the deviation of the calculation result method which is less than 10%. The horner plot analysis is also done with the  $\Psi(P)$  pseudo pressure and  $P_2$  approach which is the result of horner plot analysis using pseudo pressure  $\Psi(P)$  pseudo pressure in saphir 3.20 obtained the slope (m), permeability, and skin values respectively were  $3.22432E + 5$  psi $^2$ /cp, 132 mD, and 21.6, whereas Ms.Excel results obtained the price of slope (m), permeability, and skin respectively were 320890.61 psi $^2$ /cp, 134.83 mD, and 21.1. To analyze the horner plot using the  $P_2$  approach at saphir 3.20 the value of slope (m), permeability, and skins values respectively were 5495.07 psi $^2$ /cp, 125 mD, and 21.3 and for the results of Ms. Excel the price of slope (m), permeability, and skin respectively were 5451.66 psi $^2$ /cp, 147.29 mD, and 20.1. Positive skin results in both methods of horner plot and derivative plot indicate the well is damaged and need to be stimulated.

Keywords: pseudo pressure, horner plot, pressure derivative, skin, stimulation, type curve derivative

\*Hari Karyadi Oetomo (corresponding author):

E-mail: hari.oetomo@yahoo.com

### I. PENDAHULUAN

Sebelum sumur diproduksikan, harus diketahui

terlebih dahulu bagaimana kondisi reservoir serta kemampuannya untuk berproduksi. Setelah pemboran

suatu sumur baru telah dilaksanakan, maka dilakukan suatu pengujian sumur hidrokarbon (minyak atau gas), atau yang kita kenal dengan sebutan Drill Stem Test. Tujuan utama dari Drill Stem Test adalah untuk menentukan kemampuan suatu lapisan atau formasi untuk berproduksi dan biasanya digunakan pada suatu zona potensial yang tidak dapat dipastikan produktif atau tidak tetapi dapat dilakukan juga pada zona produktif yang telah dikenal pada sumur pengembangan. Apabila pengujian dilakukan dengan baik dan kemudian hasilnya dianalisa dengan baik maka banyak informasi yang sangat berharga diperoleh, seperti permeabilitas formasi, kerusakan formasi disekitar lubang sumur akibat pemboran dan kompleksi, tekanan reservoir dan batas-batas reservoir. Pressure Transient Analysis. Pressure Transient Analysis yang digunakan adalah metode Pressure Build Up Test dimana nantinya pada tulisan ini juga akan dianalisa Type Curve Derivative dengan pendekatan dua jenis tekanan yani  $\Psi(P)$  Pseudo Pressure dan  $P_2$ . Permasalahan dalam analisa ini yaitu dengan menggunakan horner plot dan derivative plot dapat diketahui karakteristik reservoir sumur X-1, selain itu juga untuk mengetahui model reservoir kedua sumur, dan indikasi formation damage akibat faktor skin.

## II. TEORI RUJUKAN

### 2.1. Analisa Pressure Build up Test

Prinsip dari pressure build up test adalah dengan memproduksikan sumur dengan selang waktu tertentu sampai tercapai laju produksi tetap, yang ditunjukkan oleh hasil catatan laju produksi di permukaan yang menunjukkan harga yang stabil [1]. Harga yang dianalisa pada pressure build up test ini adalah perubahan tekanan alir. Jika laju produksi stabil telah tercapai maka tekanan alir dasar sumur akan tetap. Penutupan sumur menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu (tekanan yang dicatat biasanya adalah tekanan alir dasar sumur). Tetapi pada kenyataannya, laju produksi tersebut berubah-ubah. Dasar analisa PBU ini diajukan oleh Horner (1951), yang pada dasarnya adalah memplot tekanan terhadap suatu fungsi waktu. Prinsip yang mendasari analisa ini adalah yang dikenal dengan prinsip superposisi (superposition principle).

### 2.2. Karakteristik Kurva Plot Pressure Buildup

Karakteristik kurva pressure build up dapat menggambarkan perubahan tekanan yang dialami oleh sumur yang diuji. Kurva respons tekanan terbagi menjadi 3 bagian terhadap perubahan tekanan [2], yaitu: segmen data awal (early times), segmen waktu tengah (middle times) dan waktu lanjut (late times). Pembagian waktu ini dibagi untuk membantu dalam melakukan analisa pressure transient. Penjelasan mengenai pembagian tersebut adalah sebagai berikut.

- Early Time Region (ETR)

Pada bagian ini tekanan transien bergerak menuju formasi yang terdekat dengan lubang sumur. Selama selang waktu ETR, kurva dipengaruhi oleh efek

wellbore storage dan skin. Hal tersebut terlihat berupa garis melengkung sebagai penyimpangan dari garis lurus.

- Middle Time Region (MTR)

Pada bagian tekanan transien bergerak dari lubang sumur menuju formasi (bulk formation). Pada saat inilah yang disebut dengan infinite acting dimana garis lurus semilog terjadi. Waktu berakhirnya MTR terjadi ketika radius investigasi mulai mendekati adanya boundary dari sumur yang diuji. Pada periode ini dapat ditentukan permeabilitas, konduktivitas atau transmibilitas ( $kh$ ), kerusakan formasi, dan tekanan awal formasi.

- Late Time Region (LTR)

Pada bagian ini, kurva mencerminkan garis lurus yang telah mencapai batas akhir sumur yang diuji ataupun pengaruh dari sumur yang diuji. Untuk mengetahui jarak yang telah ditempuh selama pengujian berlangsung yang disebut radius of investigation ( $r_i$ ). Adanya penyimpangan dari garis lurus Horner (segmen waktu tengah) dapat disebabkan oleh banyak hal. Biasanya segmen data awal dipengaruhi oleh: wellbore storage, faktor skin, phase segregation (gas hump), sedangkan segmen waktu lanjut dipengaruhi oleh batas reservoir, pengaruh sumur-sumur produksi atau injeksi di sekeliling sumur yang diuji, dan lain-lain.

### 2.3. Type Curve Analysis

Analisis type curve pertama kali diperkenalkan kepada industri perminyakan oleh Agarwal et al pada tahun 1970 [3]. Type curve merupakan gambaran secara grafik dari solusi suatu aliran. Analisis type curve bermaksud untuk menemukan type curve yang cocok dengan respon actual dari analisis well testing dan reservoir yang dilakukan dengan mengubah-ubah laju produksi dan tekanan.

Type curve yang cocok dapat didapatkan dengan menumpang tindihkan grafik dari data test yang actual dengan gambar grafik yang sudah disediakan oleh type curve dan mencari garis mana yang paling cocok dengan grafik data actual. Pada umumnya type curve mempunyai variabel yang dimensionless , contohnya  $P_D$ ,  $t_D$ ,  $r_D$ , dan  $C_D$ . Parameter reservoir dan sumur seperti permeabilitas dan skin bisa dikalkulasikan dari parameter dimensionless yang ada pada type curve tersebut.

### 2.4. Type Curve Derivative

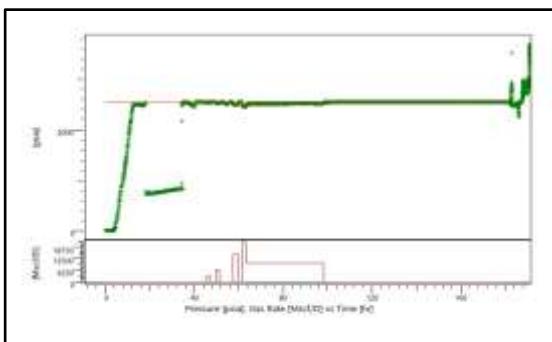
Type Curve derivative diperkenalkan oleh Bourdet dkk (1983) [4], dimana sumbu kordinat merupakan fungsi turunan pertama (first derivative) dari tekanan tak berdimensi,  $P_D$  dengan pengaruh  $\log(t_D/C_D)$ . Karena fungsi turunan atau derivative akan memperlihatkan perubahan pada bentuk kurva akibat karakteristik perubahan tekanan (akibat sifat aliran), sehingga lebih peka dan lebih akurat dalam analisis. Semua type curve memiliki bentuk yang sama pada nilai  $C_{D2}^{2S}$  yang tinggi, yang menjadi masalah yaitu dalam menemukan type curve yang cocok dengan

membandingkan bentuk type curve-nya. Adapun keuntungan dari derivative type curve ini adalah:

- Interpretasi dapat ditunjukkan pada satu plot tekanan yang merupakan hasil gabungan hasil match type curve dengan analisis semilog.
- Keunikan dari kelakuan hasil differensial tekanan pada waktu awal dan akhir mempunyai dua titik match yang tertentu.
- Bentuk dari kurva pressure derivative untuk perubahan harga  $C_{D\theta}^{2S}$ , membuat bentuk match juga selalu tertentu.
- Type curve pressure derivative dapat mengetahui perubahan perubahan yang terjadi pada slope  $dP/dt$ , sedangkan untuk metode konvensional sulit untuk diketahui. Pressure derivative memplot antara  $P_D'$  ( $t_D/C_D$ ) dengan  $t_D/C_D$ . Selama masih ada wellbore storage, kurva akan membentuk suatu garis lurus dengan kemiringan tertentu. Saat infinite acting radial flow akan dimulai, maka kurva menjadi horizontal pada saat nilai  $P_D'$  ( $t_D/C_D$ ) = 0.5. Periode transisi dari pure wellbore storage ke periode infinite acting ditandai dengan garis yang agak melonjak dan melengkung yang mengindikasikan adanya factor skin.

### III. PEMBAHASAN

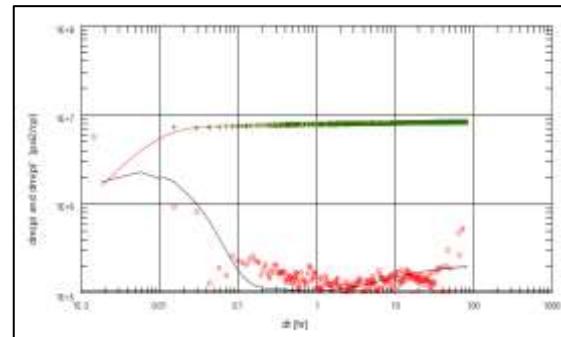
Analisa pressure buildup sumur X-1 ini menggunakan metode horner plot dan derivative plot, dimana kedua metode tersebut pendekatan  $\Psi(P)$  pseudo pressure dan  $P_2$  dengan alasan tekanan reservoir yang dicatat pada alat well testing berkisar antara 2000-3000 psia. Untuk perhitungan derivative plot digunakan dua metode yaitu central difference derivative (two-points method) dan three-points derivative. Pertama dilakukan pembuatan history plot sumur menggunakan software saphir 3.20 dengan memasukan data-data reservoir, petrofisik serta data laju alir produksi sumur. History plot dibuat agar dapat menginterpretasikan keadaan reservoir sebenarnya. Pada Gambar 1 berikut dapat dilihat bahwa grafik bagian atas menunjukkan pressure vs time sedangkan untuk grafik bagian bawah menunjukkan laju alir gas vs time.



Gambar 1. History Plot Sumur X-1

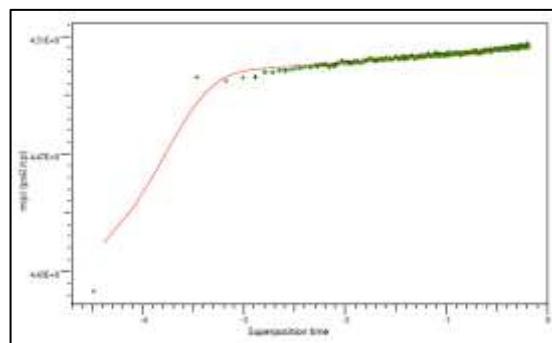
Selanjutnya dari data tersebut dibuat log-log plot untuk melihat kurva derivative sumur. Gambar 2 merupakan derivative plot dari sumur X-1 menggunakan saphir 3.20, dari hasil plot ini dapat dilihat wellbore storage dari sumur tersebut pada saat

dilakukannya penutupan sumur atau awal dilakukannya pressure build up test. Dari hasil log-log plot dapat digunakan untuk menentukan model reservoir dan boundary reservoir dengan melakukan matching model saphir 3.20. Cara melakukan matching model pada software yaitu dengan melakukan improve pada model yang sudah diketahui matching value-nya .



Gambar 2. Derivative Plot Sumur X-1

Grafik horner plot sumur X-1 menunjukkan hanya ada satu slope, seperti yang tersaji pada Gambar 3 berikut.

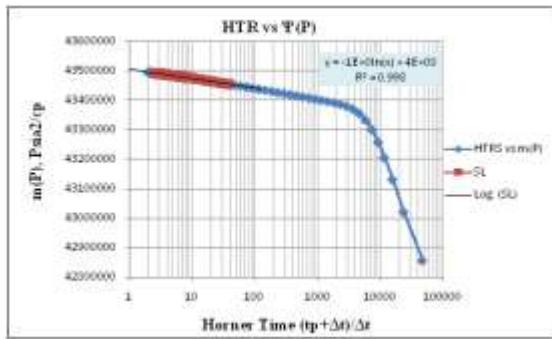


Gambar 3. Semi Log Plot Sumur X-1

Tabel 1. Hasil Analisis Log-Log Plot dan Semi Log Plot Sumur X-1

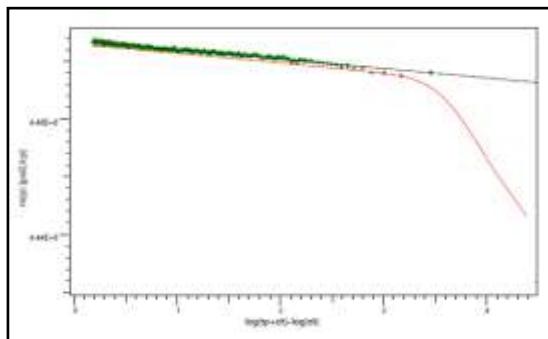
Parameter	Hasil
Smoothing	0.95
Reservoir Model	Homogenous
Boundary Model	One Fault
Wellbore storage coefficient (bbl/psi) s	0.139 30.4
$\Delta P_s$ (psi)	21.553
$P_i$ (psi)	2538.98
k.h (mD.ft)	45400
k (mD)	177

Analisa yang digunakan dalam menganalisa horner plot pada sumur gas ini adalah metode real gas  $\Psi(P)$  pseudo pressure. Gambar 4 berikut merupakan horner plot sumur menggunakan Ms.Excel.



Gambar 4. Horner Plot Sumur X-1 Menggunakan Pendekatan  $\Psi(P)$  Pseudo Pressure dengan Excel

Sedangkan horner plot dengan menggunakan software Saphir 3.20 dapat dilihat pada gambar 5 berikut ini.

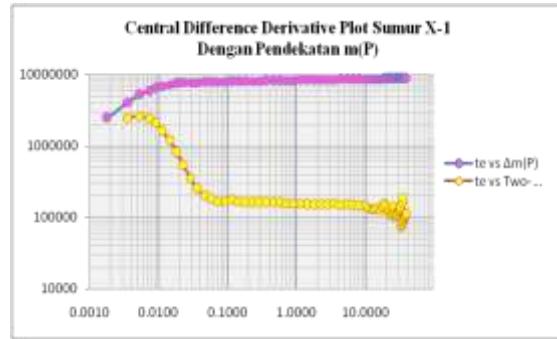


Gambar 5. Horner Plot Sumur X-1 Menggunakan Pendekatan  $\Psi(P)$  Pseudo Pressure dengan Saphir

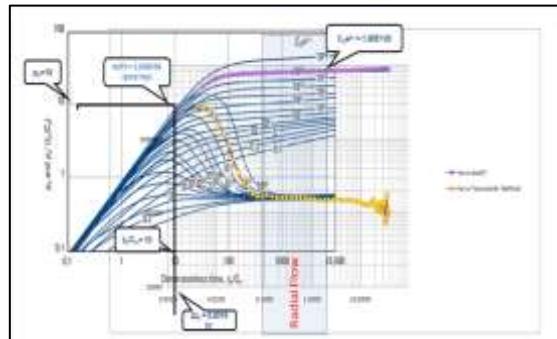
Tabel 2. Perbandingan Hasil Analisa Horner Plot Metode  $\Psi(P)$  Pseudo Pressure menggunakan Ms.Excel dan Saphir

Parameter	Horner Plot		
	Saphir 3.20	Ms. Excel	Deviasi (%)
Slope (psi <sup>2</sup> /cp)	3.22E+05	320890.6	0.005
k (mD)	132	134.83	0.021
k.h (mD.ft)	34000	34692.9	0.02
s	21.6	21.1	0.024

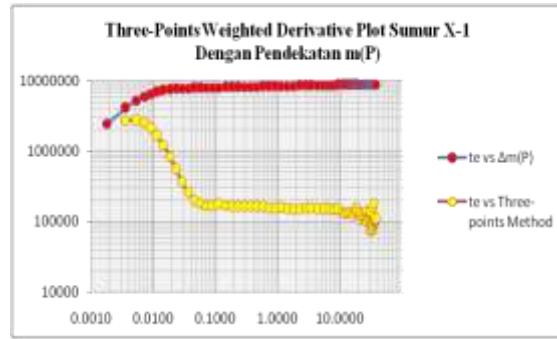
Dengan menggunakan metode pendekatan  $\psi(P)$  Pseudo Pressure, analisa pressure derivative dilakukan. Kurva derivative diperoleh dengan cara melakukan plotting antara log  $t_e$  terhadap  $\log \psi(P)$ . Metode yang dipilih untuk analisa derivative ini yaitu dengan central difference derivative atau two-points method dan three-points weighted derivative. Berikut ini merupakan kurva derivative two-points method. Dimana kurva derivative tersebut di overlay untuk mendapatkan berupa  $P_D$ ,  $m(P)$ ,  $C_{De}^{2S}$ ,  $t_D/C_D$ , dan  $\Delta t_e$ . Untuk menghitung wellbore storage koefisien, skin factor, permeabilitas,  $\Delta m(P_s)$ , dan FE.



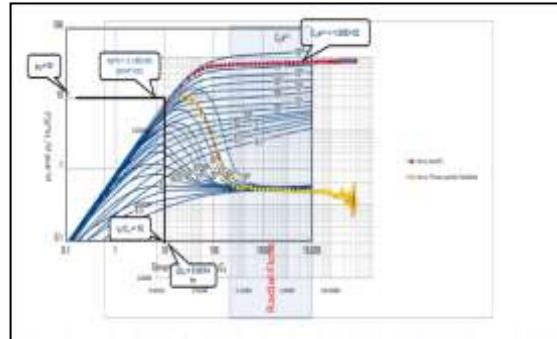
Gambar 6. Two-Points Derivative Plot Dengan Pendekatan  $\Psi(P)$  Pseudo Pressure



Gambar 7. Overlay Two-Points Derivative Plot Dengan Pendekatan  $\Psi(P)$  Pseudo Pressure



Gambar 8. Three-Points Derivative Plot Dengan Pendekatan  $\Psi(P)$  Pseudo Pressure



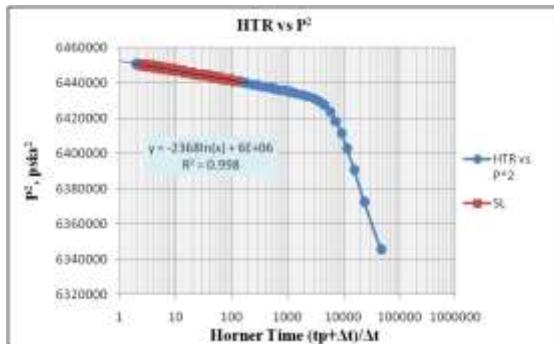
Gambar 9. Overlay Three-Points Derivative Plot Dengan Pendekatan  $\Psi(P)$  Pseudo Pressure

Setelah dilakukan analisa dan perhitungan terhadap kedua metode derivative plot, maka dapat dilihat perbandingannya pada tabel 3 berikut ini.

Tabel 3. Perbandingan Hasil Analisa Derivative Plot Dengan Metode  $\Psi(P)$  Pseudo Pressure

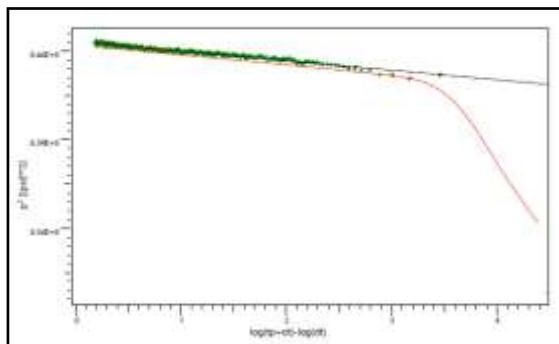
Parameter	Derivative Plot		
	Two-Points	Three-Points	Deviasi (%)
k (mD)	125.8	119.31	0.054
k.h (mD.ft)	32368.3	30698.5	0.054
s	19.07	21.43	0.11
$\Delta P_s$ (psia <sup>2</sup> /cp)	6006125	6749990	0.11
FE (%)	32.99	24.69	0.33
Wellbore Storage Coef (bbl/psi)	0.0713	0.0633	0.12

Selain dengan metode pendekatan  $\Psi(P)$  pseudo pressure, analisa horner plot dan derivative plot juga dilakukan dengan metode pendekatan  $P^2$ . Metode ini diterapkan pada sumur gas yang mempunyai tekanan reservoir di bawah 2.000 psia, dimana pendekatan variabel  $\mu g$  dan  $z$  adalah konstan. Gambar 10 berikut merupakan horner plot sumur X-1 dengan metode  $P^2$  menggunakan Ms.Excel.



Gambar 10. Horner Plot Sumur X-1 dengan Pendekatan  $P^2$  menggunakan Ms.Excel

Untuk horner plot dengan menggunakan software saphir 3.20 dapat dilihat pada gambar 11 berikut ini.

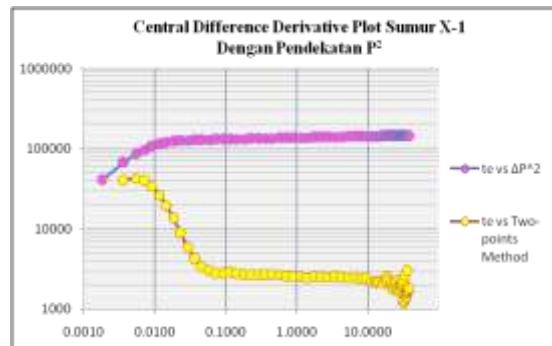


Gambar 11. Horner Plot Sumur X-1 dengan Pendekatan  $P^2$  menggunakan Ms.Excel

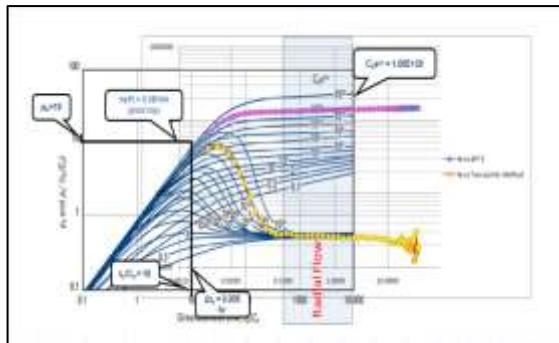
Tabel 4. Perbandingan Hasil Analisa Horner Plot Dengan Metode  $P^2$  Menggunakan Ms.Excel dan Saphir 3.20

Parameter	Horner Plot		
	Saphir 3.20	Ms. Excel	Deviasi (%)
Slope (psi <sup>2</sup> /cp)	5495.07	5451.66	0.007
k (mD)	125	147.29	0.151
k.h (mD.ft)	32100	40254.63	0.202
s	21.3	20.1	0.059

Analisa derivative plot dengan metode pendekatan  $P^2$  diperoleh dengan cara melakukan plotting antara log te terhadap log  $\Delta P^2$ . Metode yang digunakan sama seperti halnya pada pendekatan  $\Psi(P)$  pseudo pressure, yakni two-points method dan three-points weighted derivative.

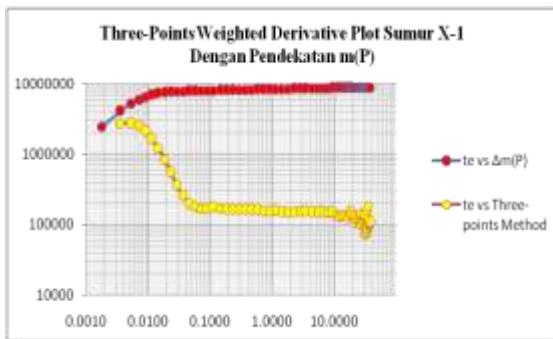


Gambar 12. Two-Points Derivative Plot Dengan Pendekatan  $P^2$

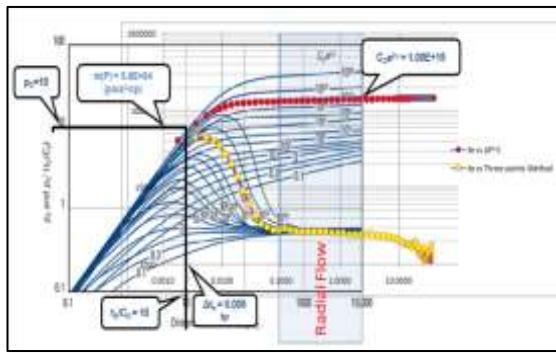


Gambar 12. Overlay Two-Points Derivative Plot Dengan Pendekatan  $P^2$

Sama halnya dengan two-points derivative, pada pendekatan  $P^2$  dilakukan juga plotting kurva three-points derivative untuk mengidentifikasi middle time region dan menghitung wellbore storage coefficient, permeabilitas, faktor kerusakan formasi serta flow efficiency dari sumur dilakukan dengan teknik overlay dengan tujuan untuk mencocokan tipe kurva terhadap gangguan derivative.



Gambar 13. Three-Points Derivative Plot Dengan Pendekatan  $P^2$



Gambar 14. Overlay Three-Points Derivative Plot Dengan Pendekatan  $P^2$

Berdasarkan analisa dan perhitungan terhadap kedua metode derivative plot, maka dapat dilihat perbandingannya pada tabel 5 berikut ini.

Tabel 5. Perbandingan Hasil Analisa Derivative Plot Dengan Metode  $P^2$

Parameter	Derivative Plot		
	Two-Points $\psi(P)$	Three-Points $\psi(P)$	Deviasi (%)
k (mD)	7516.61	6479.84	0.159
k.h (mD.ft)	1934023.75	1667262.83	0.159
s	16.42	10.74	0.528
$\Delta P_s$ (psia <sup>2</sup> /cp)	82089.53	62266.7883	0.318
FE (%)	44.3	57.78	0.233
Wellbore Storage Coef (bbl/psi)	14.26342	12.29	0.160

Di akhir penelitian, kemudian dibandingkan antara hasil horner plot metode  $\Psi(P)$  pseudo pressure dan  $P^2$  yang tersaji pada pada tabel berikut.

Tabel 6. Perbandingan Analisa Derivative Plot Dengan Metode  $\Psi(P)$  pseudo pressure dan  $P^2$

Parameter	Horner Plot					
	Saphir $\psi(P)$	Ms. Excel $\psi(P)$	Deviasi (%)	Saphir $P^2$	Ms. Excel $P^2$	Deviasi (%)
Slope (psi <sup>2</sup> /cp)	3.2E+05	320891	0.005	5495.1	5452	0.007
k (mD)	132	134.83	0.021	125	147.3	0.151
k.h (mD.ft)	34000	34693	0.02	32100	40255	0.202
s	21.6	21.1	0.024	21.3	20.1	0.059

Tabel 7. Perbandingan Analisa Derivative Plot Dengan Metode Pendekatan  $\psi(P)$  Pseudo Pressure dan  $P^2$

Parameter	Derivative Plot					
	Two-Points $\psi(P)$	Three-Points $\psi(P)$	Deviasi (%)	Two-Points $P^2$	Three-Points $P^2$	Deviasi (%)
k (mD)	125.8	119.31	0.1	7516.6	6480	0.2
k.h (mD.ft)	32368.34	30698	0.1	2E+06	2E+06	0.2
s	19.07	21.43	0.1	16.42	10.74	0.5
$\Delta P_s$ (psia <sup>2</sup> /cp)	6006125	7E+06	0.1	82090	62267	0.3
FE (%)	32.99	24.69	0.3	44.3	57.78	0.2
C (bbl/psi)	0.0713	0.0633	0.1	14.26	12.29	0.2

Berdasarkan hasil analisa dengan horner plot dan derivative plot didapatkan bahwa harga faktor skin bernilai (+) positif yang menandakan bahwa sumur mengalami kerusakan dan harus di stimulasi.

#### IV. PERSAMAAN MATEMATIKA

Berikut ini merupakan persamaan matematika atau korelasi empiris yang dipakai dalam menghitung horner plot dan derivative plot menggunakan bantuan Ms.Excel.

$$m = \left| \frac{m(P)_2 - m(P)_1}{\log HTR_2 - \log HTR_1} \right| \quad (1)$$

$$kh = 1637 \frac{q_g \times T_r}{m} \quad (2)$$

$$s' = 1.151 \left[ \left( \frac{\psi(p)_{1hr} - \psi(p)_{wf}}{m} \right) - \log \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad (3)$$

$$r_i = \sqrt{\frac{kt}{948\phi\mu C_t}} \quad (4)$$

$$FE = \frac{\psi(p) - \psi(p_{wf}) - \psi(\Delta_{ps})}{\psi(p) - \psi(p_{wf})} \quad (5)$$

Dimana,  $p_{1hr}$  adalah  $p$  pada saat  $\Delta t @ 1hr$ . Persamaan mencari permeabilitas dan skin pada type curve menggunakan persamaan 6 sampai 10.

$$k = \frac{1422q_g T_r p_D}{h \Delta m(p)} \quad (6)$$

$$C = 0.000295 \frac{kh}{\mu_{gi}} \left( \frac{\Delta t_e}{t_D/C_D} \right)_{MP} \quad (7)$$

$$C_D = 0.8936 \frac{C}{\phi h \mu c_t r_w^2} \quad (8)$$

$$S = 0.5 \ln \left[ \frac{(C_D e^{2S})_{MP}}{C_D} \right] \quad (9)$$

$$\Delta m(p_s) = \frac{50,300 T q_g p_{sc}}{kh T_{sc}} \quad (10)$$

#### IV. KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil analisa data dan perhitungan uji sumur yang dilakukan pada sumur gas X-1, maka dapat disimpulkan sebagai berikut ;

- Hasil analisa kualitatif dari pressure derivative plot menggunakan software saphir 3.20 menunjukkan bahwa reservoir model type curve derrivative sumur gas X-1 adalah Homogenous dengan batas reservoir one fault yang mempunyai harga skin,  $\Delta Ps$ ,  $P_i$ ,  $k$ , dan  $c$  masing-masing sebesar : 30.4, 21.53 psi, 2538.98 psia, 171 mD, 0.139 bbl/psi.
- Sumur X-1 ini memiliki model reservoir yakni homogenous dengan tipe boundary yaitu one fault, dimana pada model boundary one fault diindikasi terdapatnya patahan yang terletak pada jarak tertentu dari sumur X-1 yang mana patahan tersebut hanya membatasi satu arah dari reservoir.
- Hasil perhitungan analisa horner plot menggunakan pendekatan  $\psi(P)$  pseudo pressure pada saphir 3.20 diperoleh harga slope (m), permeabilitas, dan skin berturut-turut sebesar 3.22432E+5 psi2/cp, 132 mD, dan 21.6, sedangkan hasil pada Ms.Excel diperoleh harga slope (m), permeabilitas, dan skin berturut-turut sebesar 320890.61 psi2/cp, 134.83 mD, dan 21.1.
- Hasil perhitungan analisa horner plot menggunakan pendekatan P2 pada saphir 3.20 diperoleh harga slope (m), permeabilitas, dan skin berturut-turut sebesar 5495.07 psi2/cp, 125 mD, dan 21.3,

kemudian untuk hasil pada Ms. Excel yakni diperoleh harga slope (m), permeabilitas, dan skin berturut-turut sebesar 5451.66 psi2/cp, 147.29 mD, dan 20.1.

- Analisis metode Horner Plot menggunakan pendekatan  $m(P)$  pseudo pressure dan  $p_2$  yang menghasilkan hasil yang tidak jauh beda, namun secara teoritis pendekatan yang sesuai adalah pseudo pressure karena sumur X-1 mempunyai tekanan reservoir sekitar 2500 psia.
- Analisis pressure derivative plot dilakukan dengan metode two-points method dan three-points method pada pendekatan  $\psi(P)$  pseudo pressure dan  $P2$  diperoleh hasil overlay kurva derivative nya match dengan deviasi hasil perhitungan kedua metode tersebut kurang dari 10%.
- Berdasarkan analisis Pressure Derivative dengan pendekatan  $\psi(P)$  pseudo pressure, maupun  $P2$  memiliki bentuk kurva yang tidak jauh berbeda, dimana bentuk kurva pada early time region yang miring dan ditandai diperoleh nilai skin yang positif pada sumur X-1 menunjukkan adanya kerusakan (formation damage) sehingga perlu dilakukan tindakan lebih lanjut contohnya seperti stimulasi reservoir

#### DAFTAR PUSTAKA

- Kushtanova, G., "Well Test Analysis", Teaching Handbook , Kazan Federal University, Kazan, 2015.
- Schlumberger, "Introduction to Well Testing", Handbook, Bath, England, 1988.
- Agarwal, Ram G., Al-Hussainy, Rafi, and Ramey, H. J., Jr.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment," Soc. Pet. Eng. J, pp : 279-290, 1970.
- Bourdet, Dominique., "Well Test Analysis : The Use Of Advanced Interpretation Models", Paris, 2002.
- Adepoju, Olaoluwa., "Coefficient of Isothermal Oil Compressibility for Reservoir Fluid bu Cubic Equation of State", Thesis, Texas Tech University, Texas, USA, 2006.
- Ahmed, T., "Reservoir Engineering", Handbook 3rd Edition, Houton, Texas, 2006.
- Ahmed, T. And Mckinney., "Advanced Reservoir Engineering", Handbook, Oxford, UK, 2005.
- Anraku, Toshiyuki., "Discrimination Between Reservoir Models In Well Test Analysis", Dissertation, Stanford University, 1993.
- Andeka, Indira Pratiwi., "Analisa Pressure Build-Up Test dengan Menggunakan Metode Horner Manual dan Saphir 3.20 Untuk Identifikasi Kerusakan Formasi pada Sumur KB Lapangan D", Universitas Pembangunan Nasional "Veteran", Yogyakarta. 2011.
- Baarova, Hana., "Evaluation Of Well Tests Using Radial Composite Model And Dietz Shape Factor For Irregular Drainage Area." The International Journal of Transport & Logistic, ISSN 1451-107X, 2010.

- 
11. Chaudhry, Amanat. U., "Oil Well Testing Handbook", Advanced TWPSOM Petroleum System, Inc. Houston, Texas, USA. 2004.
12. Chaudhry, A. U., "Oil Well Testing", Gulf Publishing, Houston, Texas, 2004.
13. Class Note PEG 493, "Well Testing and Ideal Reservoir". 2001.
14. Dake, L. P., "Fundamentals of Reservoir Engineering", Elsevier, Oxford, UK, 1960.
15. Deruyck, Bruno, et all., "Testing Design and Analysis", Well Testing, Montrouge, France, 1992.
16. El-Khatib, Noaman., "Evaluation of Formation Damage From Transient Pressure Analysis : Unsteady State Skin Factor." SPE 140961, Noordwijk, The Netherlands, 2011.
17. Gunarso, Pratama Andrian., Fathaddin, M.T., Ridaliani, Onnie., "Analisa Well Teszting Sumur Lapangan T Dengan Metode Horner Dan Type Curve Derivative." Seminar Nasional Cendikiawan, ISSN : 2460-8696, Indonesia, 2015.
18. Gunaydin, D., Mohaghegh. S. D., Gaskari, R., and Aminian, K., "Estimation of Skin Factor by Using Pressure Transient Testing Results of a Single Rate Well Test." SPE 111204, Kentucky, U.S.A. 2007
19. Ikoku, C. U., "Natural Gas Reservoir Engineering", The Pennsylvania State University, JohnWiley & Sons Inc, New York, USA, 1984.
20. Jelmert, Tom., "The Pressure Derivative", Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, NTNU, 2006.
21. Khosravi, V., S, Ketabi., "Well Test Analysis of Gas Condensate Reservoir From Build Up and Draw Down Test," OTC-24897-MS, Kuala Lumpur, Malaysia, 2014.
22. Koesoemadinata, "Pengantar Geologi," Institut Teknologi Bandung, Bandung, 1978.
23. Lee., A. L., Gonzales, M. H., and Eakin, B. E., "The Viscosity of Natural Gases" JTP. 1966.
24. Lee, John., "Well Testing", Society of Petroleum Engineering of AIME, New York, Dallas, 1982.
25. Mc. Cain, William D., "The Properties of Petroleum Fluids", Second Edition, Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1990.
26. Mehdi, H., "Relative Permeability of Petroleum Reservoir", Handbook, Butte, Montana, 2005.
27. Richardson., "Gas Reservoir Engineering", Society of Petroleum Engineering, SPE Reprint Series No.52, Texas, 1999.
28. Tiab, Djebbar., "Gas Reservoir Engineering", School of Petroleum and Geological Engineering, The University of Oklahoma, Oklahoma, USA, 2000.
29. Wang, X. and Economides "Advanced Natural Gas Engineering", University of Houston, Houston, Texas, 2009.
30. Worthington, P. and Longeran, Daniel., "Advances in Core Evaluation II", Reservoir Appraisal, London, UK, 1991.