

ANALISA PRESSURE BUILD UP TEST PADA SUMUR X LAPANGAN Y DENGAN METODE HORNER MANUAL DAN ECRIN 4.10

Agus Andri Yulianto, Djoko Sulistyanto, Albert Larope

Abstract

The main purpose of a hydrocarbons well testing or pressure transient analysis is to decide the ability of a layer or formation to produce. Pressure transient analysis is basically giving a pressure balance disorder on well tested. In this final thesis is conducted analysis of well test results at Pressure Build Up with method Type Curve Pressure Derivative with help of software Ecrin v4.10 and Horner Plot analysis manually.

Pendahuluan

Ketika sumur telah selesai di bor, maka dilakukan suatu pengujian sumur *hydrocarbon*, atau yang kita kenal dengan sebutan "Well Testing". Tujuan utama dari *Well Testing* adalah untuk menentukan kemampuan suatu lapisan atau formasi ketika diproduksi.

Kerusakan formasi dapat diakibatkan oleh adanya skin yang akan menyebabkan produktivitas suatu sumur menurun. Analisa uji tekanan sangat diperlukan untuk mengetahui tingkat kerusakan formasi dan nilai skin tersebut.

Analisis yang digunakan dalam penelitian ini adalah analisis uji *pressure buildup* dengan menggunakan data BHP survey. Hasil analisa *PBU 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 lapangan "X" tersebut.

Lapangan "X" terletak di Cekungan Natuna Barat berada kurang lebih diantara Malay Peninsula Basin dan Pulau Kalimantan yang terbentuk pada *Intra-continental rift basin* pada Sunda Platform. Cekungan Natuna Barat dibatasi oleh Platform Khorat di sebelah utara, oleh Paparan Sunda di sebelah selatan, dan oleh Busur Natuna di sebelah timur.

Metode yang dipakai untuk menganalisa adalah Type Curve Matching dan Pressure Derivative dengan bantuan perangkat lunak Ecrin v4.10 dan dengan horner secara manual.

Rumusan Masalah

Jenis reservoir di sumur "X" yang terletak di Natuna Barat merupakan Reservoir Gas. Untuk mengetahui karakteristik reservoir dari sumur gas tersebut dilakukan BHP survey dengan analisa uji *pressure build up* dengan menggunakan metode *type curve matching* dan *pressure derivative*. Sehingga dapat diketahui apakah sumur "X" kualitasnya bagus dan tidak perlu stimulasi atau sebaliknya.

Teori Dasar

Karakteristik Batuan Reservoir

Pada saat melakukan uji sumur (*well testing*) perlu mengetahui pentingnya karakteristik batuan reservoir seperti porositas, permeabilitas, saturasi fluida, dan kompresibilitas untuk dapat menganalisa sumur tersebut.

1. Porositas

Porositas (\emptyset) adalah perbandingan antara volume ruang pori-pori (*pore volume*) terhadap volume total batuan (*bulk volume*). Volume pori tersebut merupakan pori-pori yang saling

berhubungan, tetapi dapat pula merupakan rongga yang saling terpisah atau tersekat. Besar kecilnya porositas suatu batuan akan menentukan kapasitas penyimpanan fluida di dalam reservoir.

2. Permeabilitas

Permeabilitas batuan (k) adalah nilai yang menunjukkan kapasitas suatu batuan berpori mengalirkan fluida. Permeabilitas merupakan salah satu parameter reservoir yang menentukan besarnya kemampuan suatu reservoir untuk diproduksi.

3. Saturasi Fluida

Saturasi fluida adalah ukuran volume ruang pori (dalam persen atau fraksi) yang terisi fluida reservoir.

4. Kompresibilitas Batuan

Kompresibilitas batuan adalah ukuran perubahan volume suatu batuan akibat berubahnya tekanan yang dialami batuan tersebut..

Karakteristik Fluida Reservoir

Sifat-sifat fisik gas dalam pembahasan ini meliputi *specific gravity gas* (γ_g), faktor volume formasi gas (B_g), kompresibilitas gas (C_g), faktor kompresibilitas gas (Z), dan viskositas gas (μ_g).

1. *Specific Gravity Gas*

Specific gravity gas didefinisikan sebagai perbandingan antara rapatan gas tersebut dengan rapatan suatu gas standar. Kedua rapatan/densitas diukur pada tekanan dan temperatur yang sama.

2. Faktor Volume Formasi Gas

Faktor volume formasi gas (B_g) didefinisikan sebagai besarnya perbandingan volume gas pada kondisi tekanan dan temperatur *reservoir* dengan volume gas pada kondisi standar (60°F, 14.7 psia) atau volume yang ditempati di *reservoir* oleh satu *standart cubic foot gas*.

3. Kompresibilitas Gas

Kompresibilitas gas didefinisikan sebagai perubahan volume gas yang disebabkan oleh adanya perubahan tekanan.

4. Faktor Kompresibilitas Gas

Faktor kompresibilitas (z) merupakan perbandingan antara volume *actual* dari suatu n -mol gas pada kondisi tekanan dan temperatur tertentu terhadap volume ideal untuk n -mol gas pada kondisi tekanan dan temperatur yang sama.

5. Viskositas Gas

Viskositas gas merupakan ukuran tahanan terhadap mengalirnya gas. Viskositas gas hidrokarbon umumnya lebih rendah daripada viskositas gas non hidrokarbon.

Aliran Radial Fluida *Compressible*

Nilai viskositas dan densitas gas dipengaruhi oleh perubahan tekanan, sehingga persamaan diffusivitas *slightly compressible* (sedikit mengalami pemampatan) tidak dapat digunakan pada sistem gas, karena gas merupakan fluida yang *compressible*.

Persamaan diffusivitas untuk *slightly compressible* adalah :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{C} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.23)$$

dimana C merupakan konstanta diffusivitas, yaitu :

$$C = \frac{0.0002637k}{\phi \mu c_t} \quad (3.24)$$

Fungsi matematik yang dapat menggambarkan aliran fluida *compressible* di dalam reservoir diperlukan dua persamaan gas tambahan berikut ini :

1. Persamaan densitas gas
2. $\rho = \frac{pM}{ZR T} \quad (3.25)$
3. Persamaan kompresibilitas gas

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dp} \quad (3.26)$$

dengan mensubstitusikan persamaan (3.24) dan (3.25) ke dalam persamaan (3.26) didapatkan :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{\phi \mu C_t}{0.000264k \mu Z} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.27)$$

dimana :

- k = permeabilitas, mD
 r = jarak radial, ft
 p = tekanan, psia
 C_t = kompresibilitas total, psi^{-1}
 t = waktu, jam
 ϕ = porositas, fraksi
 μ = viskositas, cp
 Z = faktor deviasi gas

Al-Hussainy dkk (1966) merubah persamaan diatas menjadi persamaan linier dengan memasukkan fungsi *pseudopressure* gas nyata :

$$m(p) = \int_0^p \frac{Zp}{\mu Z} dp \quad (3.28)$$

dengan menurunkan persamaan (3.22) terhadap tekanan (p) didapatkan:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{2p}{\mu Z} \quad (3.29)$$

dengan menggunakan aturan differensiasi diperoleh persamaan berikut :

$$\frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (3.30)$$

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.31)$$

Substitusi persamaan (3.29) kedalam persamaan (3.30) dan (3.31), didapatkan :

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu Z}{2p} \frac{\partial m(p)}{\partial r} \quad (3.32)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\mu Z}{2p} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \dots\dots\dots (3.33)$$

Penggabungan persamaan (3.32) dan (3.33) kedalam persamaan (3.34) menghasilkan persamaan :

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} = \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{0.000264k}{0.000264k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \dots\dots\dots (3.34)$$

Persamaan (3.28) merupakan persamaan diffusivitas radial untuk fluida *compressible*. Persamaan differensial ini menggambarkan hubungan *pseudopressure* gas nyata terhadap waktu (t) dan jarak (r). Tiga bentuk solusi matematik terhadap persamaan diffusivitas di atas, yaitu :

1. Metode pendekatan *p* kuadrat

Pada metode ini, harga μ_g dan B_g dianggap konstan selama terjadi perubahan tekanan ($P \leq 2000$ psi). Sumur "J-01" memiliki perkiraan tekanan reservoir $P \leq 2000$ psi sehingga metode pendekatan kuadrat menjadi metode yang tepat untuk digunakan dalam menganalisa data dan menghitung parameter reservoir.

2. Metode *m(p)*

Pada metode ini, harga (μZ) selalu berubah. Hal tersebut menunjukkan bahwa metode *real gas pseudopressure* atau *m(p)* dapat diterapkan untuk tekanan reservoir antara 2000 psi hingga 3000 psi ($2000 \text{ psi} < p < 3000 \text{ psi}$).

3. Metode pendekatan *p*

Pada metode ini gas dianggap sebagai *pseudo-liquid*. Metode pendekatan *P* dapat diterapkan untuk tekanan ($P > 3000$ psi).

Pressure Test

Pressure test merupakan pengujian terhadap lapisan yang diduga produktif dengan cara memproduksi lapisan tersebut untuk suatu perioda waktu. *Pressure test* adalah menentukan kemampuan suatu formasi untuk menghasilkan fluida formasi atau dengan kata lain adalah menentukan produktivitas suatu sumur. Suatu perencanaan, pengoperasian, dan analisa *well testing* yang tepat dapat melengkapi informasi tentang permeabilitas formasi, derajat kerusakan sumur bor atau stimulasi, tekanan reservoir dan kemungkinan batas-batas reservoir serta heterogenitas formasi.

Pressure Build up Test

Pressure Build Up Test adalah suatu teknik pengujian tekanan transient dengan cara memproduksi sumur dengan laju produksi konstan (flow period) selama waktu tertentu kemudian sumur ditutup/*shut-in period* (biasanya dengan menutup kepala sumur di permukaan). Penutupan sumur ini menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu.

3.2 Metode Horner

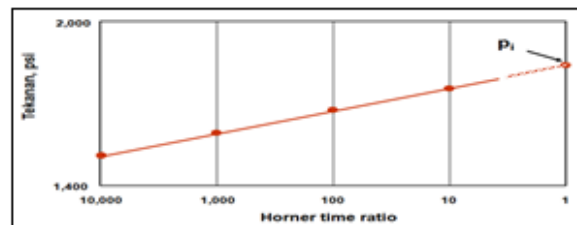
Dasar analisa PBU ini diajukan oleh *Horner* (1951), yang pada dasarnya adalah memplot tekanan terhadap suatu fungsi waktu. Prinsip yang mendasari analisa ini adalah yang dikenal dengan prinsip superposisi. Pada analisa PBU digunakan persamaan *Horner* yang berlaku untuk reservoir *infinite acting* dan homogen, yaitu sebagai berikut :

$$p^2ws = pi^2 1,637 \frac{qg\mu zT}{kh} \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \dots \dots \dots (3.35)$$

Persamaan (3.43) memperlihatkan bahwa P_{ws} , *shut-in* BHP, yang dicatat selama penutupan sumur, apabila di plot terhadap $\log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$ merupakan garis lurus dengan kemiringan (slope) :

$$m'' = 1,637 \frac{qg\mu zT}{kh} \dots \dots \dots (3.36)$$

Berikut ini merupakan gambar kurva *Pressure Build Up* yang ideal :



Gambar 3.10 Kurva *Pressure Build Up* Ideal¹¹

Faktor *skin* (S) dapat dihitung dengan persamaan :

$$s' = 1.151 \left[\frac{(p^*_{ihr} - p^*_{wf})}{m''} - \log \frac{k}{\phi \mu c r^2 w} \right] + 3.23 \dots \dots \dots (3.37)$$

Sedangkan adanya hambatan aliran yang terjadi pada formasi produktif akibat adanya *skin effect*, biasanya diterjemahkan atas besarnya penurunan tekanan, ΔP_{skin} yang ditentukan menggunakan persamaan :

$$\Delta P_{skin} = 0.87 |m| S, psi \dots \dots \dots (3.38)$$

Maka besarnya produktifitas formasi (PI) dan *flow efficiency* (FE) berdasarkan analisa *pressure build up* ini dapat ditentukan menggunakan persamaan :

$$PI_{actual} = \frac{q}{p^* - P_{wf}}, scf/day psi \dots \dots \dots (3.39)$$

$$FE = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}}{P^* - P_{wf}} \dots \dots \dots (3.40)$$

Wellbore Storage

Wellbore storage adalah kejadian di sumur, tepatnya di dalam lubang sumur pada waktu dilakukan uji tekanan transient terutama *pressure build up test* (PBU test) dan *pressure draw down test* (PDD test). *Wellbore storage* terjadi karena pada pengujian PBU dan PDD saat penutupan atau pembukaan sumur dilakukan dengan membuka dan menutup *valve* yang terletak pada *christmas-tree*. Sumur yang dalam keadaan mengalir (berproduksi) kemudian katup di tutup maka Q (laju aliran fluida) akan langsung berhenti (berharga 0), sedangkan aliran dari dalam *reservoir* ke dasar sumur (q_r) tidak langsung berhenti melainkan masih mengalir beberapa saat dengan laju alir yang semakin mengecil, mengisi lubang sumur. Kejadian inilah yang disebut dengan *wellbore storage* atau *after flow effect*. Demikian pula sebaliknya bila sumur dari keadaan di tutup kemudian *valve* dibuka maka sumur akan berproduksi sebesar Q yang fluidanya mula-mula berasal dari lubang sumur, sementara dari *reservoir* ke dasar sumur masih belum terjadi aliran ($q_r = 0$).

Dengan bertambahnya waktu aliran dengan tekanan di permukaan tetap, maka laju aliran di dasar sumur akan berangsur-angsur sama dengan laju aliran di permukaan dan banyaknya fluida yang tersimpan di dalam lubang sumur akan mencapai harga yang tetap. Hal ini menunjukkan bahwa gejala *wellbore storage* telah berakhir. Keadaan ini yang menyebabkan keterlambatan kenaikan tekanan *build up* pada daerah waktu awal (*early time*).

Faktor Skin

Faktor skin di definisikan sebagai suatu rintangan yang ada di sekeliling lubang sumur dan menghalangi aliran fluida ke lubang sumur. Harganya dapat ditentukan dalam analisa transien. Secara kuantitatif harga skin yang didapat dari persamaan tersebut dapat dinyatakan sebagai berikut :

Skin (S) > 0 : menunjukkan adanya kerusakan formasi di sekitar lubang sumur.

Skin (S) = 0 : menunjukkan adanya kerusakan formasi di sekitar lubang sumur.

Skin (S) < 0 : menunjukkan adanya perbaikan formasi di sekitar lubang sumur.

Boundary Reservoir

Reservoir tidak selalu *infinite acting* (tidak terbatas), tetapi pada beberapa kasus efek dari batas reservoir akan terasa ketika sumur diuji. Jika patahan itu berada di dekat lokasi sumur yang dilakukan pengujian, maka mungkin akan mempengaruhi rekaman sumur saat dilakukan pengujian *build up*. Model batas (*boundary*) reservoir terbagi menjadi dua macam, diantaranya :

- *Infinite*

Batas reservoir yang *infinite* diasumsikan bahwa luas reservoir dianggap tidak terhingga.

- *Fault*

Salah satu hal yang penting dilakukan pada saat menganalisis *pressure build up test* adalah menentukan adanya patahan atau *fault*. Karena reservoir tidak selalu *infinite acting* (tidak terbatas), tetapi pada beberapa kasus efek dari batas reservoir akan terasa ketika sumur diuji

3.3 Analisa Pressure Build-Up dengan Software Ecrin v4.01

berikut adalah langkah-langkah dalam menjalankan *Software Ecrin v4.01* untuk melakukan analisa *pressure build-up*:

1. Buka aplikasi *Ecrin v4.01*.
2. Klik file lalu *new*, pada kolom main option. Masukkan data parameter sumur, selanjutnya klik *next*.
3. Pada kolom PVT parameter masukan data reservoir, selanjutnya klik *next* masukan data PVT dan pilih *create*.
4. Pilih *Load Q* lalu masukan data laju alir.
5. Pilih *Load P* lalu masukan data tekanan.
6. Cocokkan ata tekanan dan laju alir dengan cara pilih *edit* data.
7. Kembali ke analisa lalu klik *Extract* dP.
8. Selanjutnya klik model dan masukan model reservoir dengan metode coba-coba hingga tercapai kurva yang cocok dengan salah satu model reservoir.

Metode Penelitian

Penelitian ini membahas mengenai analisa *pressure build up* untuk mengetahui karakteristik reservoir dari sumur "X". Analisa *pressure build up* ini dilakukan berdasarkan "*Gas Well Testing Handbook*" dengan menggunakan data-data reservoir yang berkaitan dengan waktu, tekanan, dan hasil produksi gas selama analisa ini dilakukan. Pada analisa *pressure build up* pada sumur "X" menggunakan metode *type curve matching* dan *pressure derivative*. Analisa ini dilakukan dengan menggunakan *software* Ecrin v4.10. Hasil dari analisa ini akan menghasilkan karakteristik reservoir, seperti tekanan reservoir awal, permeabilitas, skin faktor (kerusakan atau perbaikan formasi), batas reservoir (*boundary*) dan radius investigasi (R_i).

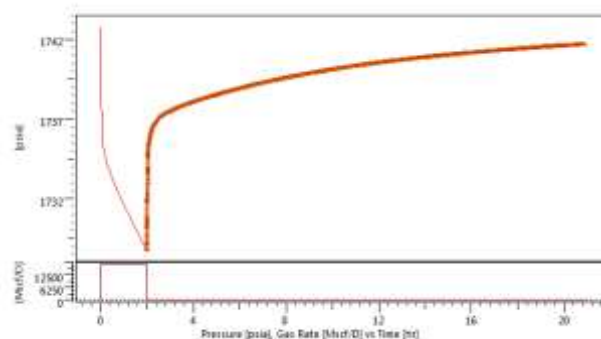
Hasil dan Pembahasan

Analisa Tekanan

Pada sumur "X" dilakukan uji sumur pada tanggal 08 April 2013 hingga 09 April 2013.

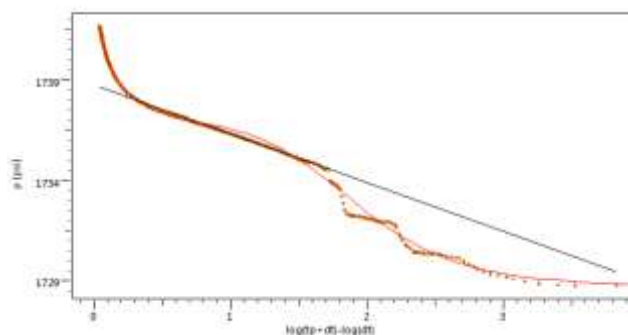
1. Pressure Build up Test

Hasil interpretasi dari analisa PBU yang dilakukan pada Sumur "X" dapat dilihat pada gambar dibawah, berikut ini:



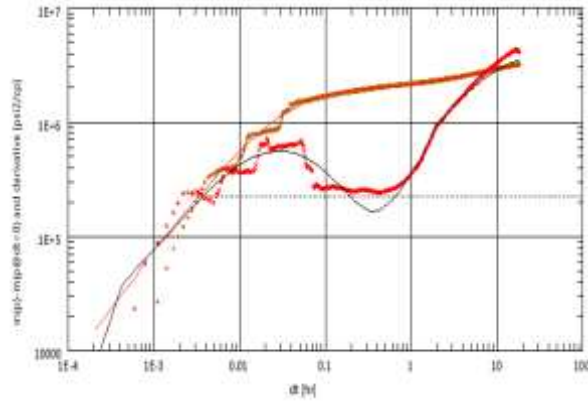
Gambar 1 History Plot Sumur "X"

Selanjutnya, membuat Horner Plot P_{ws} terhadap $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ pada sumur "X". Gambar di bawah ini merupakan hasil analisa horner plot dengan menggunakan *software* Ecrin.



Gambar 2 Horner Plot Sumur "X"

Kemudian, pada sumur "X" dilakukan analisa dengan menggunakan metode *pressure derivative*. Berikut ini merupakan gambar hasil *pressure derivative* yang di dapat pada *software* Ecrin.



Gambar 3 Type Curve Matching Pressure Derivative Pada Sumur "X"

Tabel 1 Hasil Interpretasi Model

<i>Selected Model</i>	<i>Result</i>
<i>Model Option</i>	<i>Standard Model</i>
<i>Wellbore Model</i>	<i>Constant Wellbore Storage</i>
<i>Well Model</i>	<i>Vertical</i>
<i>Reservoir Model</i>	<i>Radial Composite</i>
<i>Boundary Model</i>	<i>Infinte</i>

Tabel 2 Hasil Analisa Type Curve Derivative

Parameter Model Utama	Nilai
<i>C, bbl/psi</i>	3.35
<i>Total Skin</i>	-3
<i>k.h, mD.ft</i>	31900
<i>k, mD</i>	531

Tabel 3 (Lanjutan)

Parameter Reservoir dan Batas Reservoir	Nilai
P_i , psi	1738.74
R_i , ft	200.85
M	5.54
D	0.0341

Pada sumur "X" didapatkan hasil skin faktor bernilai negatif (-), itu artinya terjadi perbaikan formasi di sekitar lubang sumur.

2. Membuat Horner Plot

Horner Plot antara $\log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$ vs P_{ws} pada grafik semilog dibuat untuk menentukan harga permeabilitas, P^* dan *skin factor*. Penarikan garis lurus untuk menentukan *slope* (m) harus dimulai dari data yang tidak dipengaruhi oleh *wellbore storage*. P^* diperoleh dengan mengekstrapolasi garis lurus tersebut hingga mencapai harga waktu penutupan (Δt) tak terhingga atau harga $\left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] = 1$. Untuk membuat Horner plot terlebih dahulu harus diketahui harga t_p (waktu pengaliran sebelum sumur ditutup), sebelumnya telah dihitung harga t_p , yaitu 22.5 hours dan kemudian menghitung harga $\left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$ yang hasilnya dapat dilihat pada tabel yang dilampirkan dalam Lampiran B.

Data-data PBU yang telah ditabulasikan kemudian diplot, yaitu harga P_{ws} vs $\left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$ pada grafik semilog.

Berdasarkan Gambar 4.2 dapat dilakukan perhitungan untuk mencari parameter-parameter reservoir, yaitu :

a) *Slope* (m)
 $= \text{SLOPE ('WELL-DATA'!M105:M250,'WELL-DATA'!P105:P250)}$
 $= -7572.80182265413$

b) Tekanan pada saat $\Delta t = 1 \text{ hour}$ atau P_{1hr}
 Pada $\Delta t = 1 \text{ hour}$, didapatkan $\left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] = \left[\frac{(4+1)}{1} \right] = 5 \text{ hours}$
 Sehingga, $P_{1hr} = \text{Log} \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] \times m \times P^*$
 $= (\log(5) \times | - 7572.8 | \times 1739.06)^{0.5}$
 $= 643.8466347 \text{ psi}$

c) Tekanan Awal Reservoir (P^*)

Dari hasil pembacaan Gambar 4.2 didapatkan harga P^* dari garis ekstrapolasi sampai $\left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] = 1$, harga yang diperoleh : $P^* = P_i = 1739.06 \text{ psi}$.

Grafik Horner pada Gambar 4.2 telah menghasilkan beberapa parameter yaitu P^* , P_{1hr} , m (*slope*) yang akan digunakan untuk menghitung harga permeabilitas, *skin*, ΔP_{skin} dan R_i (radius investigation)

1. Menghitung Permeabilitas (K)

Setelah dilakukan perhitungan karakteristik reservoir tersebut maka harga permeabilitas gas dapat diperoleh dengan persamaan :

$$K = 1367 \frac{q_g \mu_g z_g T}{|m| h}$$

$$K = 1637 \left(\left[17800.3 \text{ (MSCF/D)} \times 0.815947 \text{ (BBL/MSCF)} \right] \times 0.0171454 c_p \times (210 + 460) \right) / (| - 7572.802 | \text{ psi / cycle} \times 60 \text{ ft})$$

$$K = 501.9637 \text{ mD}$$

2. Menghitung harga Faktor Kerusakan Formasi (*Skin*)

Harga *skin* dapat diperoleh dengan persamaan :

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{|m|} \right] - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_g C_t r_w^2} \right) + 3.23$$

$$S = 1.151 \frac{1737.491 - 1728}{|-7572.8|} - \log \left(\frac{501.9637}{0.1 \times 0.815947 \times 6.43403 \times 10^{-4} \times (0.2575)^2} \right) + 3.23$$

$$S = -3$$

3. Menghitung Penurunan tekanan sebagai akibat adanya *skin* (ΔP_{skin})

Harga ΔP_{skin} dapat diperoleh dengan persamaan :

$$\Delta P_{skin} = 0.87 |m| S$$

$$\Delta P_{skin} = 0.87 \times |-7572.8| \times (-3)$$

$$\Delta P_{skin} = 19765.01 \text{ psi}$$

4. Menghitung *Radius of Investigation* (r_i)

$$r_i = \sqrt{\frac{kt}{948 \phi \mu_g C_t}}$$

$$r_i = \sqrt{\frac{501.9637 \times 4 \text{ hours}}{948 \times 0.1 \times 0.815947 \text{ cp} \times 6.43403 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}}}$$

$$r_i = 200.85 \text{ ft}$$

5. Menghitung *Flow Efficiency* (FE)

Flow efficiency merupakan besaran untuk mengetahui apakah sumur mengalami kerusakan atau perbaikan. Bila harga $PI_{actual} < PI_{ideal}$ sumur mengalami kerusakan formasi, harga FE dapat diperoleh dengan persamaan :

$$FE = \frac{PI_{actual}}{PI_{ideal}} = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}}{P^* - P_{wf}}$$

$$FE = \frac{(3024330.6 - 2988604.2 - 19765.01) \text{ psi}}{(3024330.6 - 2988604.2) \text{ psi}}$$

$$FE = 0.4467 = 44.67\%$$

Perbandingan Hasil nilai Parameter Reservoir dari Metode Horner dan *Ecrin v4.10.02* yang digunakan pada analisa

Parameter	Horner plot by P ²	Hasil ecrin	Perbandingan%
M	-7572.8	-7589.19	0.21594106
Kh	30117.8	31900	5.586752544
K	501.9637656	531	5.468217393
Pi	1739.06025	1738.74	0.018
skin	-3	-2.92	2.884477353
P1jam	1737.491	1737.57	0.004546579

Daftar Pustaka

Ahmed, T.H. and McKinney, P.D., "Advanced Reservoir Engineering Handbook", Oxford, USA, 2005.

Ahmed, Tarek, "Hydrocarbon Phase Behavior", Volume 7, Gulf Professional Publishing, Texas, 1989.

Bourdet, Dominique, "Well Test Analysis : The Use of Advanced Interpretation Models", Handbook of Petroleum Exploration and Production 3, Elsevier Science B.V., Netherlands, 2002.

Chaudhry, Amanat U., "Gas Well Testing Handbook", Gulf Professional Publishing, Texas, 2003.

Ikoku, Chi U., "Natural Gas Production Engineering", The Pennsylvania State University, John Wiley & Sons Inc., United States of America, 1984.

"Natural Gas Reservoir Engineering", The Pennsylvania State University, John Wiley & Sons Inc., United States of America, 1984.

Lee, John, "Well Testing", First Printing, Society of Petroleum Engineering of AIME, New York, 1967.

Tobing, Edward, "Diktat Kuliah Analisa Hasil Uji Sumur", Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia.

Pramudyo, Andri., "Hasil BHP Survey#1 TRS-5", Dalam Laporan Well Report TRS-5 Test#1 dan PPPTMGB LEMIGAS, 2014. (tidak dipublikasi)

Pramudyo, Andri., "Hasil BHP Survey#1 TRS-8", Dalam Laporan Well Report TRS-8 Test#1 dan PPPTMGB LEMIGAS, 2014. (tidak dipublikasi)

Said, Lestari, "Kimia Fisika Hidrokarbon", Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia.

Setiati, Rini, "Metode Penulisan Ilmiah Panduan Dan Format Baku", Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia, 2011.
"Introduction to Well Testing", Schlumberger.