

**ANALISIS KERUSAKAN FORMASI BERDASARKAN DATA  
PRESSURE BUILD UP DENGAN METODE HORNER PLOT UNTUK  
MENENTUKAN KERUSAKAN FORMASI SUMUR X PADA LAPANGAN  
PERTAMINA EP ASSET 1 FIELD RANTAU**

**FORMATION DAMAGE ANALYSIS BASED ON DATA  
PRESSURE BUILD UP WITH HORNER PLOT METHOD FOR  
DETERMINING FORMATION DAMAGE WELL X ON PERTAMINA EP  
ASSET 1 FIELD RANTAU**

**Ursula C Silalahi<sup>1</sup>, Ubaidillah Anwar Prabu<sup>2</sup>, Weny Herlina<sup>3</sup>**

<sup>1,2,3</sup>Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya, Jl. Palembang-  
Prabumulih KM 32, Indralaya, 30662, Indonesia  
Pertamina EP Asset 1 Field Rantau, Aceh Tamiang, Indonesia  
E-mail: u\_ursula@rocketmail.com

**ABSTRAK**

Kerusakan formasi adalah salah satu penyebab terjadinya penurunan laju produksi suatu sumur, seperti pada Pertamina EP Asset 1 Field Rantau pada sumur x yang mengalami penurunan laju produksi yang diduga mengalami kerusakan formasi. Untuk menentukan adanya kerusakan formasi suatu sumur dapat dilakukan uji pressure build up dengan metode Horner Plot. Uji pressure build up dilakukan dengan cara memproduksi suatu sumur dalam selang waktu tertentu dengan laju aliran yang konstant, kemudian menutup sumur tersebut. Dari uji tersebut akan didapat data yaitu data petrofisik (kedalaman lapisan, ketebalan lapisan, dan porositas), data fluida reservoir (faktor volume formasi, kompresibilitas total, dan viskositas oil), dan data pendukung lainnya (laju aliran fluida, jari-jari sumur, waktu produksi, tekanan stastik sumur dan tekanan kepala sumur). Dari uji pressure build up juga didapat data tekanan, perubahan waktu ( $\Delta t$ ), serta temprature, sehingga dapat dihitung horner time. Dari data tersebut dapat dibuat kurva horner plot antara tekanan (PWS) dengan horner time. Dari kurva Horner Plot diperoleh persamaan logarithmic  $y = -18,2 \cdot \ln(x) + 674,0$  dengan nilai  $R^2 = 0,99$ . Dari persamaan ini dapat digunakan untuk menentukan slope, tekanan dasar sumur ( $P_{wf}$ ), tekanan reservoir ( $P^*$ ), tekanan 1 jam ( $P_{1jam}$ ). Hasil analisis dari data yang didapat yaitu permeabilitas 49,466 mD, skin +34,840, perubahan tekanan akibat skin ( $\Delta P_{skin}$ ) 382,370 psi, productivity indexs ideal 0,738 bbl/day.psi, productivity indexs actual 0,208 bbl/day.psi, dan flow efficiency 0,282 dengan radius investigation 2397,400 ft yang menunjukkan bahwa sumur X lapangan Pertamina EP Asset 1 Field Rantau mengalami kerusakan formasi.

Kata kunci : Pressure Build Up, Horner Plot

**ABSTRACT**

Formation damage is one of the causes of the decline in the rate of production of a well, such as Pertamina EP Asset 1 Field Rantau in wells x which decreased the rate of production of formation damage allegedly suffered. To determine the presence of formation damage can be done by the well pressure build-up test with Horner Plot method. Pressure build-up test is done by producing a well within a certain time interval with a constant flow rate, then shut the well. From the test will be obtained data that is petrophysical data (depth layers, layer thickness, and porosity), fluid reservoir data (formation volume factor, kompresibilitas total, and the viscosity of the oil), and other supporting data (fluid flow rate, the radius of the well, production time, pressure stastic wells and wellhead pressure). From pressure build up test will be obtained pressure data, change time ( $\Delta t$ ), and temprature, so it can be calculated Horner time. From these data can be made Horner plot curve between pressure (PWS) with Horner time. the curve of Horner Plot obtained a logarithmic equation  $y = -18,2 \cdot \ln(x) + 674.0$  with  $R^2$  value = 0,99. From this equation can be used to

determine the slope, bottomhole pressure (PWF), reservoir pressure ( $P^*$ ), a pressure of 1 hour ( $P_{1jam}$ ). The results of the analysis of the data obtained is 49,466 mD permeability, skin +34,840, pressure changes due to skin ( $\Delta P_{skin}$ ) 382,370 psi, productivity ideal index 0,738 bbl / day.psi, actual productivity index 0,208 bbl / day.psi, and flow efficiency 0,282 with 2397,400 ft radius of investigation which showed that the well field X Pertamina EP 1 field Overseas Asset have formation damage.

Keywords : Pressure Build Up, Horner Plot

## 1. PENDAHULUAN

Pada batuan reservoir, minyak diharapkan dapat mengalir ke dalam lubang sumur. Laju produksi aliran minyak ke dalam lubang sumur produksi tersebut diupayakan agar memiliki laju aliran yang sangat besar sehingga minyak diproduksi juga besar. Pada waktunya suatu sumur produksi pasti akan mengalami hambatan atau penurunan dalam produksi. Salah satu penyebabnya adalah kerusakan formasi sumur, dimana kerusakan formasi di sekitar lubang sumur migas menyebabkan penurunan kemampuan fluida untuk dapat mengalir pada batuan reservoir.

Penurunan produksi minyak yang diakibatkan oleh kerusakan formasi merupakan masalah yang akan selalu terjadi dan tidak dapat dihindarkan seperti pada Lapangan Pertamina EP *Asset 1 Field* Rantau yang sering mengalami penurunan produksi akibat adanya kerusakan formasi dikarenakan lapisan-lapisan pada Lapangan Pertamina EP *Asset 1 Field* Rantau tersusun atas perselingan batupasir dan serpih [1]. Seiring dengan berjalannya waktu dan terproduksinya *hydrocarbon*, batupasir dan serpih akan ikut terproduksi juga sampai ke dalam lubang sumur, karena pengendapan formasi di Lapangan Rantau sebagian besar adalah pengendapan di laut dangkal menyebabkan tekanan formasi tidak terlalu besar dan memiliki kecenderungan *loss sand* atau *depleted reservoir* [1], dimana batupasir dan serpih dapat membentuk *skin* yang dapat menutup lubang perforasi sumur.

*Skin effect* adalah penyebab terjadinya kerusakan formasi sumur, dimana *pressure build up test* dengan metode *Horner Plot* merupakan cara yang sangat dibutuhkan untuk mengetahui berapa besar kerusakan formasi sumur dilihat dari nilai parameter-parameter penentu kerusakan dan selanjutnya dapat ditentukan bagaimana penanggulangan kerusakan formasi sumur tersebut, dimana metode ini digunakan dikarenakan waktu pengujian yang lebih singkat, pekerjaan yang lebih sedikit dengan cara manual dan informasi formasi sumur yang didapat lebih lengkap dibandingkan dengan metode lainnya dari kurva *pressure build up* yang didapat.

Pada penelitian ini penulis melakukan uji *pressure build up* dengan metode *Horner Plot* untuk mengetahui apakah formasi pada Sumur X di Lapangan Pertamina EP *Asset 1 Field* Rantau mengalami kerusakan formasi atau tidak. Tujuan dari penelitian *pressure build up test* dengan metode *Horner Plot* adalah (1) mengetahui kemampuan tekanan reservoir mengalirkan fluida ke dalam sumur produksi. (2) mengetahui nilai laju produksi sumur minyak pada tekanan alir dasar sumur produksi pada saat terjadinya kerusakan formasi. (3) mengetahui apakah sumur mengalami kerusakan atau tidak dengan mengetahui seberapa besar tingkat kerusakan formasi sumur produksi.

*Pressure build test* itu sendiri adalah teknik pengujian tekanan transient, dimana pengujian ini dilakukan pertama kali dengan cara memproduksi sumur selama suatu selang waktu tertentu dengan laju aliran yang konstan (tetap), kemudian menutup sumur tersebut. Penutupan sumur ini yang akan menyebabkan terjadinya kenaikan tekanan dasar sumur yang akan dicatat sebagai fungsi waktu [2], sehingga data yang akan didapat berupa data petrofisik, data fluida dan data pendukung lainnya serta data tekanan, perubahan waktu ( $\Delta t$ ) dan horner time. Dari data yang didapat maka dapat dibuat grafik *horner plot*.

Berdasarkan konsep metode horner, kerusakan formasi sumur dapat ditentukan dari data yang dihasilkan grafik *horner plot*, dimana grafik *horner plot* didapat dari memplot data hasil analisa data *pressure build up* yaitu; data tekanan, perubahan waktu ( $\Delta t$ ) dan data horner time suatu sumur [3]. Dari gambar grafik *horner plot* yang didapat maka dapat ditentukan harga besaran kemiringan (*slope*), tekanan yang dihasilkan selama 1 jam setelah penutupan sumur ( $P_{1jam}$ ) serta tekanan reservoir ( $P^*$ ) [4].

Dari ketiga data yang dihasil grafik horner plot tersebut dapat dihitung parameter-parameter penentu kerusakan formasi sumur, yaitu permeabilitas, *skin*,  $\Delta P_{skin}$  (penurunan tekanan akibat adanya skin), *productivity index*, *flow efficiency* [5].

a). Permeabilitas (k)

Permeabilitas merupakan ukuran kemampuan batuan untuk mengalirkan suatu fluida. Semakin besar nilai permeabilitasnya maka kemampuan fluida untuk mengalir pada pori-pori batuan semakin baik [5].

b). *Skin Effect* (S)

Kerusakan formasi yang disebabkan adanya skin ini menyebabkan terjadinya penurunan permeabilitas suatu batuan pada formasi di sekitar lubang bor, dimana skin ini terbentuk akibat dari praktek pemboran dan kompleksi sumur yang kurang hati-hati atau cara berproduksi. Skin effect merupakan besaran yang menunjukkan dampak dari terbentuknya skin tersebut apakah formasi sumur mengalami kerusakan atau tidak [5].

klasifikasi nilai *skin effect* [6], yaitu :

S = + (positif), menyatakan adanya kerusakan formasi kerusakan (damaged) yang pada umumnya dikarenakan adanya filtrat lumpur pemboran yang meresap kedalam formasi atau endapan lumpur (mud cake) di sekeliling lubang bor pada formasi produktif yang kita amati.

S = 0 (nol) menyatakan formasi sumur dalam kondisi normal dan baik.

S = - (negatif), menyatakan bahwa formasi sumur telah terjadi perbaikan formasi (stimulated), yang biasanya terjadi setelah dilakukan pengasaman (acidizing) atau suatu perekahan hidrolik (hydraulic fracturing).

c). Sedangkan adanya hambatan aliran yang terjadi pada formasi produktif akibat adanya *skin effect*, biasanya diterjemahkan kepada besarnya penurunan tekanan [5],  $\Delta P_{skin}$  yang ditentukan menggunakan persamaan :

d). *Productivity Index* (PI)

*Productivity index* (PI) merupakan perbandingan antara laju produksi (q) sumur pada tekanan alir dasar sumur terhadap tekanan statik formasi pada kondisi tertentu [5].

e). *Flow Efficiency* (FE)

*Flow Efficiency* merupakan selisih antara tekanan statik reservoir terhadap tekanan alir reservoir, dimana jika di sekitar lubang formasi sumur tidak mengalami kerusakan terhadap besar penurunan sebenarnya [5].

Dengan mengetahui harga FE maka dapat diperkirakan kondisi formasi di sekitar lubang bor, yaitu dengan adanya kerusakan formasi, maka besarnya FE akan berkurang. Harga laju produksi maksimum yang dihasilkan adalah harga laju produksi maksimum pada harga *skin* sama dengan nol [6].

Selanjutnya menurut metode Horner ini dapat dibuat suatu klasifikasi hubungan antara efisiensi aliran dengan kondisi suatu formasi sumur [5], yaitu :

FE = 1, menyatakan bahwa sumur dalam kondisi normal,

FE < 1, menyatakan bahwa sumur telah mengalami kerusakan formasi, dan

FE > 1, menyatakan bahwa sumur telah mengalami perbaikan formasi.

f). *Radius Investigation* (RI)

Merupakan besaran yang dipakai untuk mengetahui jarak yang telah ditempuh selama pengujian berlangsung [7].

## 2. METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang dilakukan pada Pertamina EP Asset 1 Field Rantau meliputi;

1. Studi literatur

Studi literatur dilakukan dengan mempelajari teori-teori dan rumus-rumus uji *pressure build up* yang mendukung dan berhubungan dengan isi materi yang akan di analisa.

2. Pengumpulan data diperoleh dari lapangan yaitu; Data Primer dimana data ini diambil berdasarkan observasi sumur pada Lapangan Pertamina EP Asset 1 Field Rantau dengan menggunakan alat *electric memory recorder*, data yang diperoleh berupa data tekanan penutupan sumur, data Perubahan Waktu setiap tekanan ( $\Delta t$ ), serta temperature sumur. Data Sekunder, diperoleh analisa uji *pressure build up* pada sumur yaitu data petrofisik (kedalaman lapisan, ketebalan lapisan, porositas), data fluida reservoir (faktor volume formasi, kompresibilitas total, viskositas oil), dan data pendukung lainnya (waktu produksi, tekanan statik, tekana kepala sumur).

### 3. Pengolahan Data

Pengolahan data dilakukan dengan cara membuat kurva *horner plot* dari data tekanan penutupan sumur terhadap *horner time*  $[(tp+\Delta t)/\Delta t]$ , Sehingga akan didapat nilai tekanan reservoir ( $P^*$ ), Slope dan  $P_{1jam}$ . Pengolahan data dilanjutkan dengan menghitung nilai parameter-parameter penentu kerusakan formasi dari data yang didapat dari kurva horner plot dan data analisa pressure build up pada sumur.

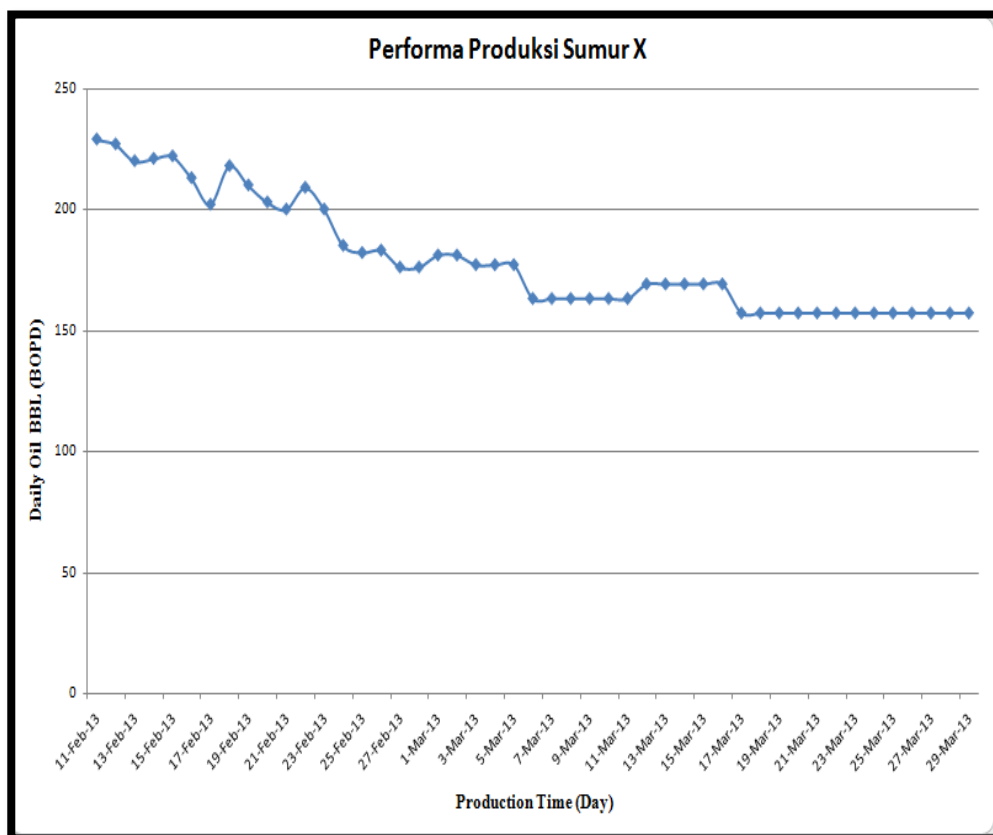
### 4. Analisa Data

Metode analisa data dalam penelitian ini adalah dengan membaca nilai dari parameter-parameter penentu kerusakan formasi yaitu nilai tekanan reservoir ( $P^*$ ) terhadap tekanan kepala sumur (pwf), *permeabilitas*, *skin*, penurunan tekanan akibat adanya *skin* ( $\Delta P_{skin}$ ), *flow efficiency*, *productivity indexes*.

## 3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Pertamina EP Asset 1 Field Rantau melakukan operasi *pressure build up test* pada Sumur X. Sumur X tersebut berada di Lapangan Pertamina EP Asset 1 Field Rantau dengan zona perforasi pada lapisan N dikedalaman 626-630 m dan terletak di wilayah Kabupaten Aceh Tamiang. Seiring berjalannya produksi, sumur X telah terjadi penurunan laju produksi dimana tekanan reservoir terindikasi semakin menurun dan terjadi gangguan formasi disekitar lubang Sumur, sehingga Sumur X tidak optimal untuk mengangkat fluida ke permukaan dan menyebabkan laju produksi fluida minyak menjadi menurun yang dapat dilihat pada (Gambar 1).

Pressure build up test merupakan uji tekanan transient yang dapat mengetahui keadaan formasi sumur dengan cara menutupan sumur tersebut dalam selang waktu tertentu. Saat penutupan sumur tersebut maka akan didapat data yang akan dihitung untuk menentukan parameter penentu kerusakan. Alat yang digunakan dalam pengambilan data tersebut yaitu *electronic memory record* (EMR). Dimana pengukuran uji *Pressure Buildup* dilakukan dengan cara menutup aliran sumur di kepala sumur sehingga tidak ada terjadi aliran di sumur (kondisi statik) selama 60 jam dengan waktu produksi sumur (tp) 72 jam.



Gambar 1 Grafik Performa Sumur X

### 3.1. Data Hasil Pengamatan Analisa *Pressure Build Up* Pada Sumur X.

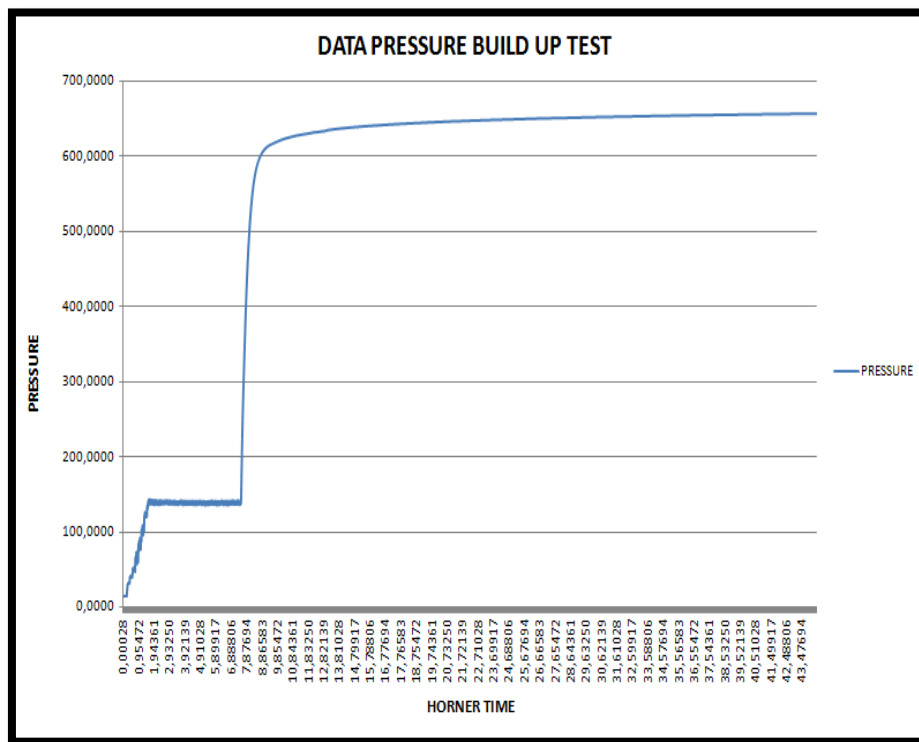
Pada uji *pressure build up* data yang akan didapat untuk menentukan kerusakan formasi adalah data petrofisik, data fluida reservoir, data pendukung lainnya serta data yang didapat dari alat *electric memory recorder* pada (gambar 2).

- a. Data Petrofisik
  - 1) Kedalaman lapisan (perforasi) = 626-630 m
  - 2) Ketebalan lapisan (h) = 32,8084 ft
  - 3) Porositas ( $\emptyset$ ) = 0,22 fraksi
- b. Data Fluida Reservoir
  - 1) Faktor volume formasi oil ( $B_o$ ) = 1,34 bbl/stb
  - 2) Kompresibilitas total (Ct) = 0,000003  $\text{psi}^{-1}$
  - 3) Viskositas oil ( $\mu_o$ ) = 0,845 cp
- c. Data Pendukung Lainnya
  - 1) Waktu produksi ( $T_p$ ) = 72 jam
  - 2) Tekanan statik sumur ( $P_{ws}$ ) = 658,0656 psi
  - 3) Tekanan kepala sumur ( $P_{wf}$ ) = 141,041 psi

### 3.2. Hasil Analisa Grafik *Horner Plot* Sumur X.

1. Membuat grafik *Horner Plot*.

Data yang dibutuhkan untuk membuat grafik horner plot adalah data *pressure build up* yaitu data tekanan selama penutupan, data perubahan waktu setiap tekanan ( $\Delta t$ ) dan waktu produksi. Untuk membuat grafik *Horner Plot* pertama sekali harus menentukan daerah  $P_{wf}$  dan daerah  $P_{ws}$  pada data *pressure build up test*, kemudian harus mengetahui lama sumur berproduksi ( $T_p$ ) [8]. Mengetahui lama sumur telah berproduksi dengan perkiraan waktu produksi hingga saat akan dilakukan tes sumur ( $t_p$ ) adalah 72 jam dengan harga  $P_{wf}$  adalah 141,041 psi. Test sumur ini dilakukan kurang lebih selama 60 jam. Setelah mengetahui lama sumur berproduksi maka dapat ditentukan data waktu penutupan dan data tekanan, dari data tersebut juga didapatkan data  $\Delta P$  yaitu  $P_{ws}$  dan dapat dihitung horner time  $\{((t_p + \Delta t)/\Delta t)\}$  [8].



Gambar 2 Grafik Data *Pressure Build Up Test* Sumur X

Horner time  $\{((tp + \Delta t)/\Delta t)\}$  dan  $\Delta P$  kita *plot* pada grafik log-log. Dari data yang di *plot* dapat dibuat grafik *Horner Plot* antara  $\text{Log} ((tp+\Delta t)/\Delta t)$  vs  $\Delta P$ . Dari grafik tersebut ditarik garis lurus di bagian Pws dimana tekanan dianggap hampir sudah stabil atau terdapat kesetimbangan tekanan atau di bagian setelah pengaruh *wellbore storage* [9]. *wellbore storage* merupakan suatu kondisi dimana tekanan reservoir tidak mengalami kenaikan yang relatif besar pada saat penutupan berlangsung atau tekanan mulai mengarah stabil.

Dari grafik *Horner Plot* pada (gambar 3) diperoleh persamaan *logarithmic*  $y=-18,2.\ln(x)+674,0$  dengan nilai  $R^2= 0,99$  pada *plot* data Pws yang stabil. Dari persamaan tersebut dapat diperoleh nilai  $P^*$  (tekanan reservoir) pada  $(\Delta t+tp)/\Delta t= 1$ ,  $P_{1jam}$  (tekanan 1 jam setelah sumur ditutup), dan nilai *slope* (m). Dari nilai tersebut dapat dihitung parameter-parameter metode *Horner Plot* yaitu permeabilitas, harga *skin*,  $\Delta P_{skin}$ , *radius investigation*, *productivity indeks*, dan *flow efficiency*.

a. Perhitungan harga *slope* (m) [10]

$$m = (-18,2.\ln(x)+674)/\text{cycle} \tag{1}$$

Maka;

$$m = \{(-18,2.\ln(2)+674) - (-18,2.\ln(4)+674)\}/1$$

$$m = 12,615 \text{ psi/cycle}$$

b. Perhitungan tekanan pada saat  $\Delta t = 1$  jam [10]

$$\text{Horner Time} = \left(\frac{tp+\Delta t}{\Delta t}\right) = \left(\frac{72+1}{1}\right) = 73 \text{ jam} \tag{2}$$

Sehingga ;

$$P_{1jam} = -18,2.\ln(\text{Horner Time}) + 674 \tag{3}$$

Maka ;

$$P_{1jam} = -18,2.\ln(73) + 674$$

$$P_{1jam} = 595,914 \text{ psi}$$

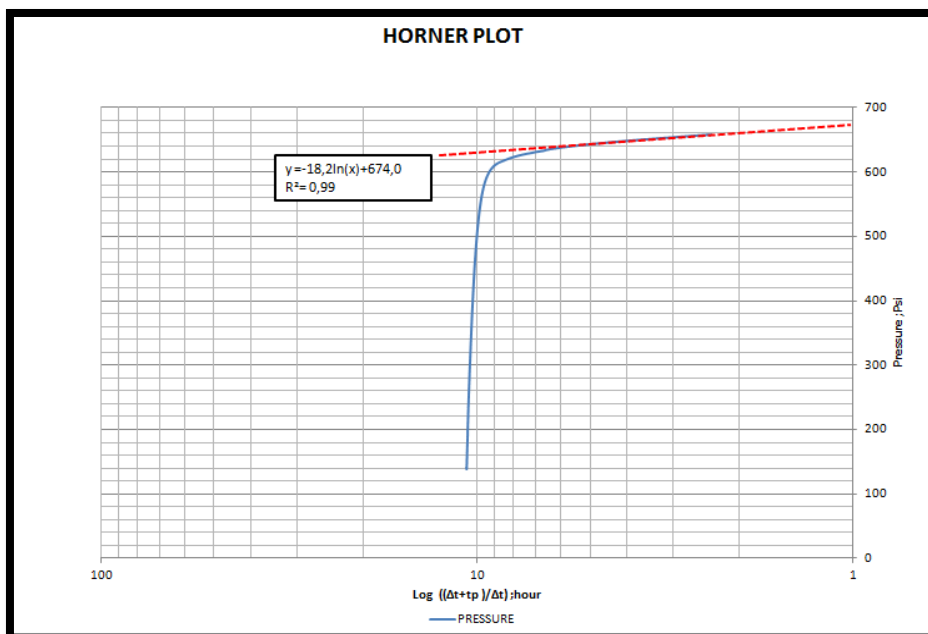
c. Perhitungan tekanan reservoir ( $P^*$ ) dimana harga  $x=1$

$$P^* = -18,2.\ln(x) + 674 \tag{4}$$

Maka ;

$$P^* = -18,2.\ln(1) + 674$$

$$P^* = 674 \text{ psi}$$



Gambar 3 Kurva *Horner Plot* Pada Sumur X

### 3.3. Hasil Perhitungan Parameter-Parameter Analisa Pressure Build Up Sumur X.

Dari data yang didapat dari grafik horner plot dan data hasil analisa pressure build up sumur x maka dapat dihitung nilai parameter-parameter penentu kerusakan formasi yaitu;

a. Perhitungan permeabilitas efektif minyak (k)

$$k = \frac{162,6 \times q \times \mu \times B_o}{m \times h} \quad (5)$$

Maka ;

$$k = \frac{162,6 \times 111,2 \times 0,845 \times 1,34}{12,615 \cdot 32,8084}$$

$$k = 49,466 \text{ mD}$$

b. Perhitungan *skin*

$$s = 1,151 \left[ \frac{P_{i\text{jam}} - P_{wf}}{m} - \left( \log \frac{k}{\phi \times \mu_o \times C_t \times r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad (6)$$

Maka ;

$$s = 1,151 \left[ \frac{595,914 - 141,041}{12,615} - \left( \log \frac{49,466}{0,22 \times 0,845 \times 0,000003 \times 0,291667^2} \right) + 3,23 \right]$$

$$s = + 34,840$$

c. Perhitungan penurunan tekanan sebagai akibat adanya *skin* ( $\Delta P_{\text{skin}}$ )

$$\Delta P_{\text{skin}} = 0,87 \times m \times s \quad (7)$$

Maka ;

$$\Delta P_{\text{skin}} = 0,87 \times 12,615 \times 34,840$$

$$\Delta P_{\text{skin}} = 382,370 \text{ psi}$$

d. Perhitungan *productivity index* (PI)

Perhitungan PI *ideal*, yaitu;

$$PI_{\text{ideal}} = \frac{q}{P^* - P_{wf} - \Delta P_{\text{skin}}} \quad (8)$$

Maka ;

$$PI_{\text{ideal}} = \frac{111,2}{674 - 141,041 - 382,370}$$

$$PI_{\text{ideal}} = 0,738 \text{ bbl/day} \cdot \text{psi}$$

Perhitungan PI *actual*, yaitu;

$$PI_{\text{actual}} = \frac{q}{P^* - P_{wf}} \quad (9)$$

Maka ;

$$PI_{\text{actual}} = \frac{111,2}{674 - 141,041}$$

$$PI_{\text{actual}} = 0,208 \text{ bbl/day} \cdot \text{psi}$$

e. Perhitungan *flow efficiency* (FE)

$$FE = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_{\text{skin}}}{P^* - P_{wf}} \quad (10)$$

Maka ;

$$FE = \frac{674 - 141,041 - 382,370}{674 - 141,041}$$

$$FE = 0,282$$

f. Perhitungan *radius investigation* (RI)

$$RI = 0,03 \sqrt{\frac{k \times tp}{\phi \times \mu \times Ct}} \quad (11)$$

Maka ;

$$RI = 0,03 \sqrt{\frac{49,466 \times 72}{0,22 \times 0,845 \times 0,000003}}$$

$$RI = 2397,400 \text{ ft}$$

#### 3.4. Pembahasan Analisa *Pressure Build Up* Dengan Metode *Horner Plot*.

Dari harga nilai parameter-parameter kerusakan formasi yang didapat dari data analisa *pressure build up* dan dari grafik *horner plot* maka formasi Sumur X dapat dianalisis yang dimulai dari harga tekanan reservoir ( $P^*$ ) yang didapat dari extrapolasi persamaan tersebut adalah sebesar 674 psi. Tekanan reservoir ( $P^*$ ) kemudian dibandingkan dengan tekanan kepala sumur ( $P_{wf}$ ) sebesar 141,041 psi. Perbedaan antara  $P^*$  dan  $P_{wf}$  yang cukup jauh ini menandakan bahwa tekanan reservoir sekarang sudah *depleted* (menurun) yang mengharuskan adanya *lifting* pada Sumur X. Contoh metode pengangkatan buatan yaitu SRP (Sucker Rod Pump).

Kemudian dilihat dari harga *skin* bernilai positif terindikasi adanya kerusakan formasi kerusakan (damaged) yang pada umumnya dikarenakan adanya *filtrat* lumpur pemboran yang meresap ke dalam formasi atau endapan lumpur (mud cake) di sekeliling lubang bor pada formasi produktif yang kita amati, maka dari itu perlu dilakukan perbaikan formasi (stimulated), perbaikan sumur dilakukan dengan pengasaman (acidizing) atau suatu perekahan hidrolik (hydraulic fracturing). Adanya hambatan aliran yang terjadi pada formasi produktif akibat adanya *skin effect*, biasanya diterjemahkan kepada besarnya penurunan tekanan, Harga  $\Delta P_{skin}$  menunjukkan besar penurunan tekanan yang terjadi pada daerah *Porforasi* akibat adanya *skin*. Dengan harga  $\Delta P_{skin}$  382,370 psi.

Harga  $FE < 1$  menunjukkan permeabilitas formasi disekitar lubang sumur mengecil akibat adanya kerusakan. Sedangkan  $FE > 1$  menunjukkan permeabilitas formasi disekitar lubang sumur telah diperbaiki dan harganya lebih besar dari harga semula. Harga *flow efficiency* pada Sumur X sebesar 0,282 sehingga menunjukkan bahwa permeabilitas formasi mengalami pengecilan akibat adanya kerusakan sumur. Dimana harga permeabilitas formasi sumur x sebelum terjadi kerusakan fromasi sekitar 103,85 mD dan setelah kerusakan sebesar 49,466 mD.

Indikator penentu kerusakan formasi dapat dilihat dari harga *productivity index*s, maka dapat dihitung nilai  $PI_{actual}$  sebesar 0,208 bbl/day.psi dan  $PI_{ideal}$ , yaitu 0,738 bbl/day.psi. Hasil tersebut mengklasifikasikan bahwa Sumur X memiliki harga  $PI_{actual}$  yang lebih kecil dari harga  $PI_{ideal}$ . Yang menyatakan bahwa kemampuan dari suatu sumur untuk berproduksi pada kenyataanya lebih kecil dari yang seharusnya diproduksi.

Jarak yang sudah ditempuh selama pengujian *pressure build up test* terhadap Sumur X dilakukan sejauh 2397,400 ft.

## 4. KESIMPULAN

Berdasarkan uraian dan pembahasan pada bab-bab sebelumnya, maka dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Perbedaan antara tekanan reservoir ( $P^*$ ) terhadap tekanan dasar sumur ( $P_{wf}$ ) sudah cukup jauh, dimana  $P^*$  sebesar 674 psi dan  $P_{wf}$  141,041 psi. Hal ini menunjukkan telah terjadi penurunan tekanan reservoir.
2. Sumur X memiliki nilai *productivity index*s relatif kecil, yaitu *productivity index*s *actual* sebesar 0,208 bbl/day.psi sedangkan *productivity index*s *ideal* adalah 0,738 bbl/day.psi.
3. Terdapat *damage* di belakang lubang perforasi (near wellbore) pada Sumur X. Diketahui dari nilai *skin* +34,840 dan  $FE$  (flow efficiency) sebesar 0,282. Nilai  $FE < 1$  dan *skin* positif menunjukkan telah terjadi kerusakan formasi.

## 5. DAFTAR PUSTAKA

[1] Darman, H dan Sidi, F. H. (2000). *An Outline Of The Geology Of Indonesia*. Jakarta: IAGI.



- [2] Abdassah, D. (1997). *Analisis Transient Tekanan*. Bandung: Jurusan Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung.
- [3] Bond, R. *Analisa Pressure Build Up Test dengan Menggunakan Metode Horner Manual dan Saphir 3.20 untuk Identifikasi Kerusakan Formasi Pada sumur "KB" Lapangan D.* (2013). (<http://id.scribd.com/doc/220404140/Skrip-Si>), diakses 29 juli 2014.
- [4] Civan dan Faruk. (2007). *Reservoir Formation Damage Fundamental, Modeling, Assesment, and Migration*. Oxford: Gulf Professional Publishing.
- [5] Matthew, C. S dan Ressel, D. G. (1973). *Pressure Buildup And Flow Test In Wells*. Dallas: Society Of Petroleum Engineers Of AIME.
- [6] Horner, R. (1995). *Modern Well Test Analysis*. United State of America: Petroway.
- [7] Sabet, M. A. (1991). *Well Test Analysis*. Texas: Gulf Professional Is Imprint Elsevier.
- [8] Widiarson, Agus, Dedy, K., dan Anas, P. (2000). *Uji Sumur*. Yogyakarta: Jurusan Teknik Pertambangan UPN.
- [9] Bossie, C. D. (1989). *A Simple Build Up Analysis Method to Determine Well Drainage Area and Drawdown Pressure for a Stabilized Well*. Eval: SPE Form.
- [10] Lee dan John. (1982). *Well Testing*. New York: First Printing, Society Of Petroleum Engineering Of AIME.