

# ANALISIS DATA UJI PRESSURE BUILD-UP DAN MODIFIED ISOCHRONAL UNTUK MENGETAHUI KONDISI RESERVOIR DAN PRODUKTIVITAS SUMUR GAS RM#13 PT. PERTAMINA EP ASSET 2 PENDOPO FIELD

## ANALYSIS OF PRESSURE BUILD-UP AND MODIFIED ISOCHRONAL TEST DATA TO KNOW THE RESERVOIR CONDITION AND PRODUCTIVITY AT GAS WELL RM#13 PT. PERTAMINA EP ASSET 2 PENDOPO FIELD

**Riduan Mulyadi<sup>1</sup>, Ubaidillah Anwar Prabu<sup>2</sup>, Abuamat HAK.<sup>3</sup>**  
<sup>1,2,3</sup> Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya,  
Jl. Raya Palembang-Prabumulih, Indralaya Utara, Sumatera Selatan  
PT. Pertamina EP Asset 2 Pendopo Field, Pali, Sumatera Selatan  
Email : riduan.mulyadi@gmail.com

### ABSTRAK

Pengujian yang dilakukan pada sumur gas RM#13 meliputi bottom hole pressure (BHP) surveys, pressure build-up (PBU) test, dan modified isochronal test (MIT). Berdasarkan BHP survey, didapat nilai tekanan dasar statik ( $P_{ws}$ ) sebesar 1.297,41 psi dan tekanan dasar alir ( $P_{wf}$ ) sebesar 1.271,45 psi. Untuk mengetahui kondisi reservoir sumur, maka dilakukan pengujian PBU. Pada dasarnya uji PBU pertama-tama dilakukan dengan memproduksi sumur selama suatu selang waktu tertentu. Laju aliran yang digunakan konstan. Selanjutnya menutup sumur tersebut. Berdasarkan analisis PBU, didapat nilai tekanan awal reservoir sebesar 1.295,762 psi, serta memiliki kemampuan mengalirkan fluida yang tergolong dalam skala sangat baik dengan permeabilitas efektif batuan sebesar 218,696 mD. Adapun nilai skin factor sebesar +13,35 dan flow efficiency sebesar 0,47 menunjukkan bahwa daerah di sekitar lubang sumur diindikasikan telah mengalami kerusakan. Untuk mengetahui produktivitas sumur, maka dilakukanlah pengujian modified isochronal dengan membuka-tutup sumur dengan satu laju alir yang diperpanjang. Berdasarkan analisis uji modified isochronal, didapatkan nilai absolute open flow potential (AOF) sebesar 77,11 MMSCFD, dimana nilai slope ( $n$ ) sebesar 0,7480704 menunjukkan bahwa terjadi aliran turbulensi pada sumur gas dengan koefisien stabilized flow performance ( $C_s$ ) sebesar 0,0016963 MMSCFD/psi<sup>2</sup>.

Kata Kunci : bottom hole pressure, pressure build-up, modified isochronal, kondisi reservoir, produktivitas.

## 1. PENDAHULUAN

PT. Pertamina EP Asset 2 Pendopo Field melakukan usaha eksplorasi (*exploration*) dan produksi (*production*) untuk memenuhi kebutuhan akan minyak dan gas bumi yang terus semakin meningkat. Dalam kegiatan eksplorasinya, Pertamina berhasil menemukan struktur Musi Barat (MSB) yang merupakan struktur penghasil gas dari reservoir Baturaja Formation (BRF). Sumur gas RM#13 merupakan salah satu sumur yang telah berhasil dibor oleh PT. Pertamina EP Asset 2 Pendopo Field di struktur MSB. Hasil pemboran tersebut menunjukkan tekanan reservoir mampu mendorong fluida ke permukaan secara alami (*natural flow*). Setelah pemboran dilakukan, sumur dilengkapi dengan *subsurface* dan *surface facilities* agar sumur siap berproduksi. Selanjutnya, dilakukanlah pengujian sumur (*well testing*) untuk menentukan dan mendapatkan informasi mengenai kondisi reservoir dan kemampuan reservoir sumur gas tersebut untuk berproduksi. Metode pengujian sumur yang dilakukan pada sumur gas RM#13 adalah *pressure build-up*

(PBU). PBU *test* adalah suatu teknik pengujian transien dimana uji tersebut dilakukan dengan memproduksi sumur selama pada suatu selang waktu tertentu dengan menggunakan laju alir yang tetap dan selanjutnya sumur tersebut ditutup sehingga tekanan menjadi naik. Kenaikan tekanan dicatat sebagai fungsi waktu. Tekanan yang dimaksud biasanya adalah tekanan dasar sumur. Informasi yang didapat dari hasil pengujian tersebut yaitu berupa permeabilitas efektif formasi ( $k$ ), skin factor ( $s$ ), dan *flow efficiency* (FE). Selanjutnya, untuk mengetahui kemampuan sumur gas RM#13 dalam berproduksi, maka dilakukan uji deliverabilitas gas dengan metode *modified isochronal test* (MIT). Metode MIT merupakan pengembangan dari metode isochronal, perbedaannya terletak pada penutupan sumur yang tidak perlu mencapai kondisi stabil. Melalui analisis MIT pada sumur gas tersebut, didapatkan nilai *absolute open flow potential* (AOF) dan plot kurva *inflow performance relationship* (IPR).

Rumusan masalah dari penelitian ini adalah berapa besar tekanan dasar *flowing* dan tekanan dasar statik sumur gas RM#13, bagaimana menganalisis data uji *pressure build-up* (PBU) untuk mengetahui kondisi reservoir, dan bagaimana menganalisis data uji *modified isochronal test* (MIT) untuk mengetahui produktivitas sumur gas RM#13.

Tujuan dari penelitian ini adalah mengetahui besar tekanan dasar *flowing* dan tekanan dasar statik sumur gas RM#13. Menganalisis data uji *pressure build-up* (PBU) untuk mendapatkan nilai tekanan awal reservoir, permeabilitas, skin factor dan *flow efficiency*. Menganalisis data uji *modified isochronal test* (MIT) untuk mendapatkan nilai *absolute open flow potential* (AOF) dan plot kurva *inflow performance relationship* (IPR).

Dasar teori penelitian ini yaitu prinsip dasar pengujian sumur (*well testing*) dilakukan dengan memberikan impuls pada sumur yang diuji (biasanya dengan mengubah laju alir), kemudian mengamati respon reservoir tersebut akibat impuls yang diberikan selama pengujian (biasanya berupa perubahan tekanan). Respon tersebut akan memberikan berbagai informasi terkait kondisi reservoir sumur yang diuji, seperti permeabilitas formasi, kerusakan atau perbaikan formasi (*skin effect*), dan lain-lain [1].

PBU *test* merupakan suatu teknik pengujian transien tekanan yang pada dasarnya pengujian dimulai dengan sumur yang diproduksi dengan laju konstan selama waktu tertentu terlebih dahulu ( $t_p$ ), kemudian sumur tersebut ditutup (dari permukaan), dan tekanan di *wellbore* dibiarkan mem-*buildup*, selanjutnya tekanan dasar sumur ( $P_{ws}$ ) dicatat sebagai fungsi terhadap waktu ( $\Delta t$ ) [2].

Metode yang digunakan untuk menganalisis hasil uji *pressure build-up* pada fluida termampatkan (gas) adalah metode pendekatan tekanan ( $P$ ), metode pendekatan tekanan kuadrat ( $P^2$ ), dan metode pendekatan *pseudo pressure* ( $m(P)$ ) [3]. Tahapan-tahapan analisis uji PBU metode pendekatan tekanan kuadrat ( $P^2$ ) [4] adalah sebagai berikut:

1. Buat tabel  $\Delta t$ ,  $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ ,  $P_{ws}$ ,  $P_{wf}^2$ , dan  $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ , dimana  $P_{wf}$  pada saat  $\Delta t = 0$ .
2. Plot  $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$  terhadap  $\Delta t$  pada kertas grafik log - log. Tentukan titik awal kenaikan tekanan hingga awal tekanan mulai stabil dan  $1 \frac{1}{2}$  log - cycle dari titik tersebut untuk menemukan awal dari tekanan yang tidak dipengaruhi oleh *wellbore storage*.
3. Plot  $P_{ws}^2$  terhadap  $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$  pada kertas semilog. Buat garis lurus melalui titik yang bebas dari pengaruh *wellbore storage*. Kemudian tentukan *slope* ( $m$ ) dengan membaca tekanan statik sumur untuk setiap satu *log cycle* [5].
4. Ekstrapolasikan garis lurus sampai ke harga  $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$ , untuk mendapatkan  $P^*$ . Untuk mendapatkan  $P_{ijam}$ , maka harus diketahui horner time pada  $\Delta t$  1 jam kemudian tentukan perpotongan terhadap ekstrapolasi garis lurus.

Dari tahapan tersebut kita bisa menentukan beberapa parameter untuk mengetahui kondisi reservoir sumur seperti permeabilitas ( $k$ ), skin factor ( $s$ ), dan *flow efficiency* (FE) yaitu sebagai berikut [6]:

1. Permeabilitas ( $k$ )  
Permeabilitas ( $k$ ) adalah nilai yang menunjukkan kemampuan suatu batuan porous untuk mengalirkan fluida. Persamaan permeabilitas yaitu sebagai berikut:

$$k = \frac{1,637 \times 10^6 \times q_{sc} \times T \times \mu \times Z}{m \times h} \quad (1)$$

Dimana:

- $k$  = permeabilitas formasi (mD)
- $q_{sc}$  = Laju alir gas (MMSCFD)
- $T$  = temperature reservoir ( $^{\circ}R$ )
- $\mu$  = viscositas gas (cp)

- Z = faktor deviasi gas (fraksi)
- m = slope (psi<sup>2</sup>/cycle)
- h = ketebalan formasi produktif (ft)

2. *Skin Factor (S)* dan  $\Delta P_{skin}$

*Skin factor* merupakan besaran yang menunjukkan ada tidaknya kerusakan di sekitar lubang sumur. Adanya kerusakan (*damaged*) dapat dilihat jika nilai *S* yang positif. Kerusakan (*damaged*) umumnya disebabkan adanya filtrat lumpur pada pemboran yang meresap masuk kedalam formasi atau endapan lumpur (*mud cake*) di sekitar lubang bor pada formasi produktif yang diamati. Adanya perbaikan (*stimulated*) ditunjukkan dengan *S* yang negative. Hal ini biasanya terjadi setelah dilakukan proses pengasaman (*acidizing*) atau proses perekahan (*hydraulic fracturing*). Apabila pada formasi produktif terdapat hambatan aliran yang terjadi dikarenakan adanya efek *skin*, biasanya dilihat dari besarnya penurunan tekanan ( $\Delta P_s$ ). Persamaan yang digunakan yaitu sebagai berikut:

$$S = 1,151 \left[ \frac{P_{1hr^2} - P_{wf}^2}{m} - \log \frac{k}{\phi \times \mu \times C_t \times r_w^2} + 3,23 \right] \tag{2}$$

$$\Delta P_{skin}^2 = 0,869 \times m \times s \tag{3}$$

Dimana:

- s = faktor skin (fraksi)
- $P_{1jam}$  = tekanan dari kepanjangan garis lurus horner time saat 1 jam (psi)
- $P_{wf}$  = tekanan alir dasar sumur (psi)
- m = slope (psi<sup>2</sup>/cycle)
- k = permeabilitas formasi (mD)
- $\Delta P_{skin}^2$  = penurunan tekanan kuadrat akibat *skin* (psi<sup>2</sup>)
- $\phi$  = Porositas (fraksi)
- $C_t$  = Kompresibilitas total (psi<sup>-1</sup>)
- $R_w$  = jari – jari lubang bor (ft)

3. *Flow Efficiency (FE)*

*Flow efficiency (FE)* adalah perbandingan antara selisih tekanan statik reservoir dengan tekanan alir reservoir jika disekitar lubang tidak terjadi perubahan permeabilitas terhadap besar penurunan sebenarnya [7]. Persamaannya yaitu sebagai berikut:

$$FE = \frac{P_*^2 - P_{wf}^2 - \Delta P_s^2}{P_*^2 - P_{wf}^2} \tag{4}$$

Dimana:

- FE = *flow efficiency* (fraksi)
- $P_*$  = tekanan statik mula-mula (psi)
- $P_{wf}$  = tekanan alir dasar sumur (psi)
- $P_{ws}$  = tekanan statik dasar sumur (psi)
- $\Delta P_s$  = Penurunan tekanan akibat skin (psi)

*Modified isochronal test (MIT)* merupakan pengembangan dari metode uji *isochronal*, perbedaannya terletak pada penutupan sumur tidak perlu mencapai kondisi stabil. Tahapan-tahapan analisis uji *modified isochronal* metode konvensional adalah sebagai berikut [8]:

1. Plot grafik ( $P_{ws}^2 - P_{wf}^2$ ) terhadap  $Q_g$  pada grafik log – log
2. Menghitung kemiringan (n)

Dimana dipilih dua titik yang mewakili seluruh garis lurus ekstrapolasi yang dibuat berdasarkan grafik untuk melihat nilai dari  $Q_1, Q_2$  dan  $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_1, (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_2$ . Kemiringan (n) dapat dicari:

$$n = \frac{\log Q_1 - \log Q_2}{\log (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_1 - \log (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_2} \tag{5}$$

Dimana:

- n = *deliverability exponent* (fraksi)
- Q = Laju alir gas (MMSCFD)
- $P_{ws}$  = tekanan dasar sumur selama penutupan (psi)

$P_{wf}$  = tekanan alir dasar sumur *flowing*(psi)

### 3. Menghitung konstanta *stabilized flow performance* ( $C_s$ )

$$C_s = \frac{Q_{\text{extended}}}{(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n} \quad (6)$$

Dimana:

$C_s$  = *stabilized flow performance coefficient*(MMSCFD/psi<sup>2</sup>)

$Q_{\text{ext}}$  = Laju alir diperpanjang (MMSCFD)

$P_{ws}$  = tekanan dasar sumur selama penutupan (psi)

$P_{wf}$  = tekanan alir dasar sumur *flowing*(psi)

Dari tahapan tersebut kita bisa menentukan beberapa parameter untuk mengetahui produktivitas sumur seperti *absolute open flow potential* (AOFP) dan kurva *inflow performance relationship* (IPR) yaitu sebagai berikut:

#### 1. *Absolute Open Flow Potential* (AOFP)

*Absolute open flow potential*(AOFP) adalah laju produksi maksimum yang dapat dialirkan suatu sumur secara teoritis dengan tekanan dasar alir ( $P_{wf}$ ) sebesar 0 psi pada zona mid perforasi. Persamaan AOFP yaitu sebagai berikut:

$$AOFP = C_s \times (P_{ws}^2)^n \quad (7)$$

Dimana:

AOFP = *absolute open flow potential*(MMSCFD)

$C_s$  = *stabilized flow performance coefficient*(MMSCFD/psi<sup>2</sup>)

$P_{ws}$  = tekanan dasar statik pada mid perforasi (psi)

$n$  = *deliverability exponent* (fraksi)

#### 2. *Inflow Performance Relationship* (IPR)

Kurva *inflow performance relationship* (IPR) menunjukkan hubungan laju produksi gas ( $Q_{\text{gas}}$ ) terhadap tekanan dasar alir sumur ( $P_{wf}$ ). Persamaan IPR digunakan yaitu sebagai berikut:

$$Q_{\text{gas}} = C_s \times (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (8)$$

Dimana:

$Q_{\text{gas}}$  = *absolute open flow potential*(MMSCFD)

$C_s$  = *stabilized flow performance coefficient*(MMSCFD/psi<sup>2</sup>)

$P_{ws}$  = tekanan dasar statik pada mid perforasi (psi)

$P_{wf}$  = tekanan dasar *flowing* pada mid perforasi (psi)

$n$  = *deliverability exponent* (fraksi)

## 2. METODE PENELITIAN

Metode penelitian dilakukan untuk mempermudah dalam langkah penulisan agar proses pemecahan masalah di daerah penelitian lebih terarah. Jurnal ini dibuat dengan menganalisis data BHP *surveys*, PBU *test*, dan MIT. Adapun data digunakan dalam jurnal ini adalah data BHP *survey* pada kondisi sumur *flowing* dan *static*, data uji PBU berupa tekanan dasar statik dan temperatur, data MIT berupa tekanan dasar statik dan alir serta laju produksi gas, data sumur berupa lapisan yang berproduksi dan kedalaman perforasi, data reservoir meliputi porositas reservoir, kompresibilitas total, ketebalan reservoir, radius lubang sumur, faktor kompresibilitas gas, viskositas gas, tipe formasi, tekanan dan temperatur reservoir.

Pengolahan data dilakukan dengan menghitung gradien tekanan dasar statik dan alir serta menentukan tekanan dasar statik pada mid perforasi. Pengolahan data dilanjutkan dengan menghitung permeabilitas, *skin factor*, dan *flow efficiency* untuk mengetahui kondisi reservoir tersebut. Serta dilanjutkan dengan perhitungan *slope* ( $n$ ), koefisien *stabilized flow performance* ( $C_s$ ), *absolute open flow potential* (AOF), dan pembuatan kurva *inflow performance relationship* (IPR) yang dilakukan untuk mengetahui produktivitas sumur tersebut.

### 3. HASIL DAN PEMBAHASAN

#### Pengukuran Tekanan Dasar Sumur

Berdasarkan hasil perhitungan gradientekanan dasar alir dan gradien tekanan dasar statik (Tabel 1), gradien tekanan dasar alir berada di-range 0,036-0,041 psi/ft, sedangkan gradien tekanan dasar statik berada di-range 0,029-0,034 psi/ft sehingga dapat ditarik kesimpulan bahwa kondisi sumur gas RM#13 pada pengukuran BHP *flowing* dan statik hanya diisi oleh fluida gas saja [9]. Hal ini mengindikasikan lubang sumur gas RM#13 dalam performa yang baik. Sumur gas RM#13 harus terus dikondisikan agar lubang sumur tidak terisi air karena jika sumur gas ini terisi air, gas akan sulit untuk diproduksi.

Adapun penentuan tekanan dasar statik ( $P_{ws}$ ) dan tekanan dasar alir ( $P_{wf}$ ) pada perforasi diwakilkan pada tekanan di kedalaman zona mid perforasi ( $h_p$ ), yaitu pada kedalaman 729 m. Sedangkan kedalaman ukur terdalam ( $h_t$ ) dari *electronic memory record* (EMR) sebesar 680 m, dimana tekanan dasar alir pada kedalaman 680 m ( $P_t$  alir) = 1.265,590 psi dengan gradien tekanan dasar alir ( $\nabla P_{talir}$ ) = 0,0364 psi/ft (Tabel 1) dan tekanan dasar statik pada kedalaman 680 m ( $P_t$  statik) = 1.292,700 psi dengan gradien tekanan statik ( $\nabla P_{tstatik}$ ) = 0,0293 psi/ft (Tabel 1), maka dapat dihitung tekanan dasar alir ( $P_{wf}$ ) dan tekanan dasar statik ( $P_{ws}$ ) pada zona mid perforasi [10] sebagai berikut:

a. Penentuan Tekanan Dasar Alir ( $P_{wf}$ )

$$P_{wf} = [(h_p - h_t) \times 3,281 \times \nabla P_{talir}] + P_t \text{ alir}$$

$$P_{wf} = [(729 - 680) \times 3,281 \times 0,0364] + 1.265,590$$

$$= 1.271,45 \text{ psi}$$

b. Penentuan Tekanan Dasar Statik ( $P_{ws}$ )

$$P_{ws} = [(h_p - h_t) \times 3.281 \times \nabla P_{tstatik}] + P_t \text{ static}$$

$$P_{ws} = [(729 - 680) \times 3,281 \times 0,0293] + 1.292,700$$

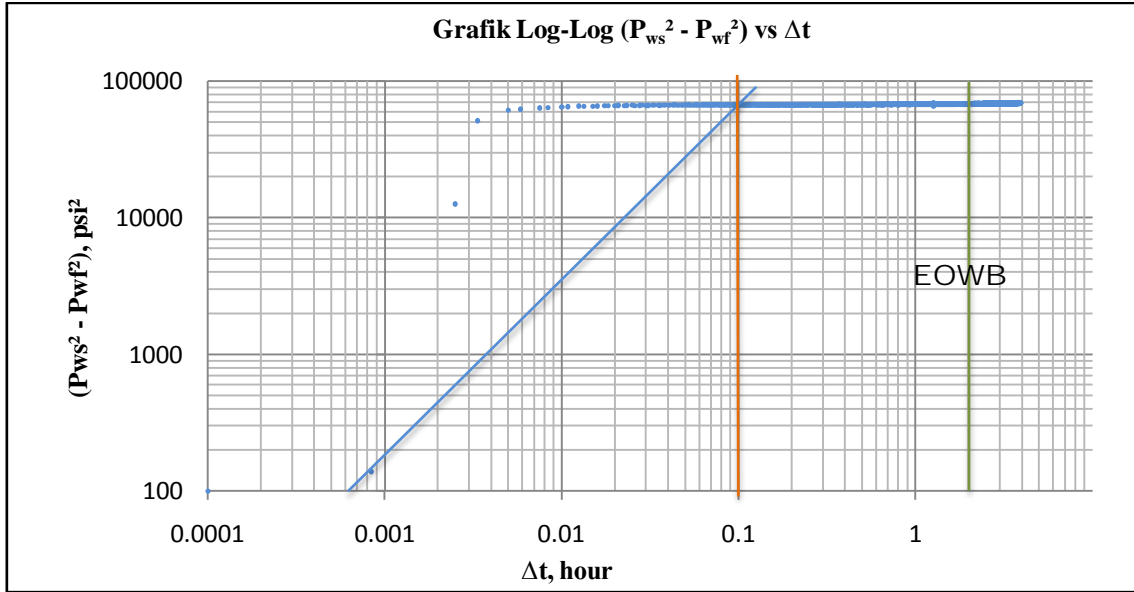
$$= 1.297,41 \text{ psi}$$

#### Analisis Pressure Build-Up Test

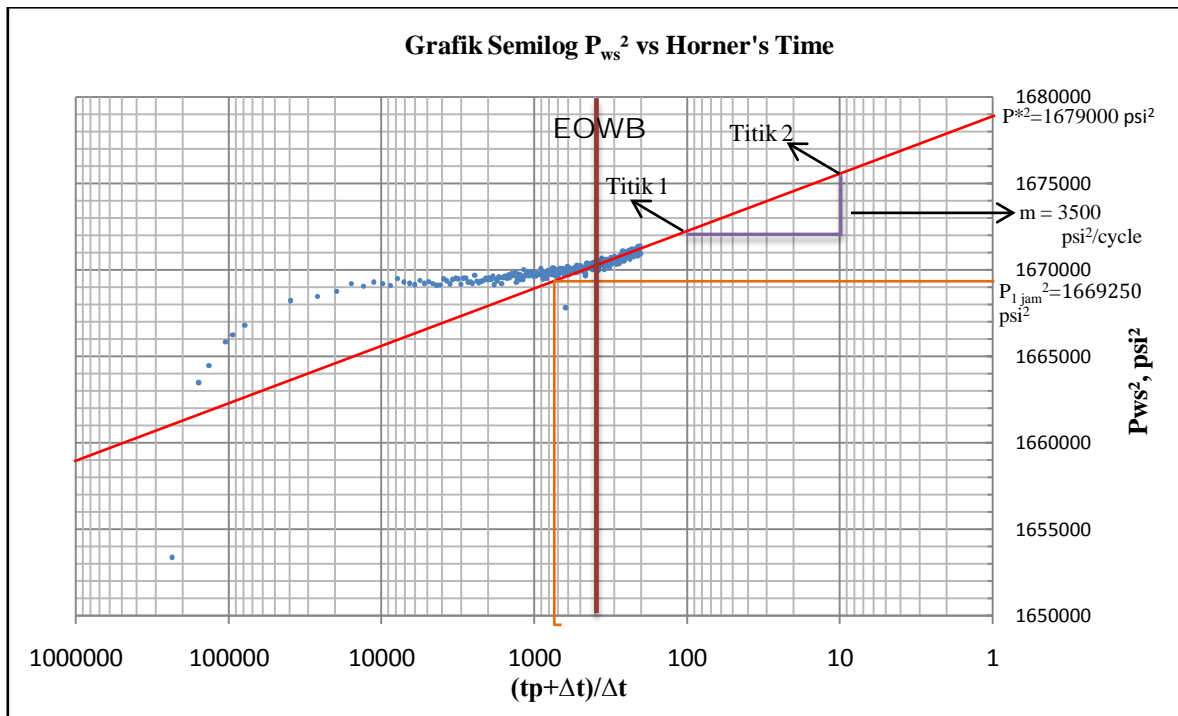
Tahapan awal analisis uji PBU menggunakan metode pendekatan tekanan kuadrat ( $P^2$ ) adalah dengan mem-plot ( $P_{ws}^2 - P_{wf}^2$ ) terhadap  $\Delta t$  pada kertas grafik log – log (Gambar 1). Untuk menentukan *end of wellbore storage* (EOWB) adalah dengan menarik garis lurus dengan kemiringan 45° sehingga terbentuk *unit slope line* pada grafik log-log tersebut, kemudian terlihat adanya titik awal penyimpangan pada garis tersebut, selanjutnya hitung 1cycle dari titik tersebut sehingga didapat harga EOWB sebesar 2 jam. Kemudian buat juga plot  $P_{ws}^2$  terhadap  $(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t})$  pada kertas semilog seperti terlihat pada (Gambar 2).

Tabel 1. Hasil Pengukuran dan Perhitungan Gradien Tekanan Dasar Sumur RM#13

Depth (m) MD	Depth (m) TVD	Tekanan Alir (Psi)	Tekanan Statik (Psi)	Gradien Tekanan	
				Alir (Psi/ft)	Statik (Psi/ft)
0	0	1.179,860	1.221,860	-	-
200	200	1.204,370	1.241,900	0,0374	0,0305
400	400	1.231,260	1.262,920	0,0410	0,0320
600	600	1.256,030	1.285,010	0,0377	0,0337
680	680	1.265,590	1.292,700	0,0364	0,0293



Gambar 1. Grafik Log-Log ( $P_{ws}^2 - P_{wf}^2$ ) vs  $\Delta t$



Gambar 2. Grafik  $P_{ws}^2$  Terhadap  $\left(\frac{tp + \Delta t}{\Delta t}\right)$

Untuk mengetahui besarnya tekanan statik pada  $\Delta t = 1$  jam, maka harus diketahui harga *horner time* pada  $\Delta t = 1$  jam. Dimana harga *horner time* pada  $\Delta t = 1$  jam adalah 788. Nilai tersebut di-plot sebagai sumbu X pada grafik (Gambar 2) lalu ditarik vertikal sebagai sumbu Y hingga menyentuh garis lurus *slope*. Titik pertemuan tersebut merupakan tekanan kuadrat pada  $\Delta t = 1$  jam ( $P_{1jam}^2$ ) yaitu sebesar 1.669.250  $\text{psi}^2$ . Sehingga didapat nilai tekanan statik pada  $\Delta t = 1$  jam ( $P_{1jam}$ ) sebesar 1.291,994 psi. Selanjutnya Tekanan awal reservoir kuadrat ( $P^{*2}$ ) dapat ditentukan dengan mengekstrapolasikan garis lurus *slope* hingga mencapai harga  $\left(\frac{tp + \Delta t}{\Delta t}\right) = 1$  pada grafik (Gambar 2), sehingga didapat nilai tekanan awal reservoir kuadrat ( $P^{*2}$ ) yaitu sebesar 1.679.000  $\text{psi}^2$ . Maka besar tekanan awal reservoir ( $P^*$ ) pada

sumur gas RM#13 adalah 1.295,762 psi. Nilai kemiringan garis lurus (m) pada *horner plot* (Gambar 2) dapat ditentukan dengan membaca harga kenaikan tekanan statik kuadrat untuk setiap satu log cycle yaitu 3.500 psi<sup>2</sup>/cycle.

Besarnya permeabilitas efektif formasi pada sumur gas RM#13 dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

$$k = \frac{1,637 \times 10^6 \times q_{sc} \times T \times \mu \times Z}{m \times h}$$

$$k = \frac{1,637 \times 10^6 \times 6,58 \times 620,3 \times 0,01432 \times 0,80}{3.500 \times 100}$$

$$k = 218,696 \text{ mD}$$

Besarnya *skin factor* pada sumur gas RM#13 dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

$$s = 1,151 \times \left[ \frac{P_{1hr}^2 - P_{wf}^2}{m} - \log \frac{k}{\phi \times \mu \times C_t \times r_w^2} + 3,23 \right]$$

$$s = 1,151 \times \left[ \frac{1.669.250 - 1.601.814,234}{3.500} - \log \frac{218,696}{0,25 \times 0,01 \times 0,00000615 \times 0,354^2} + 3,23 \right]$$

$$s = +13,35$$

Untuk mendapatkan nilai FE, maka nilai penurunan tekanan kuadrat akibat adanya *skin* ( $\Delta P_{skin}^2$ ) harus ditentukan terlebih dahulu. Besarnya ( $\Delta P_{skin}^2$ ) tersebut dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$\Delta P_{skin}^2 = 0,869 \times m \times s$$

$$\Delta P_{skin}^2 = 0,869 \times 3.500 \times 13,35$$

$$\Delta P_{skin}^2 = 40.602,887 \text{ psi}^2$$

Maka, selanjutnya besarnya FE dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$FE = \frac{PI_{actual}}{PI_{ideal}}$$

$$FE = \frac{P^*^2 - P_{wf}^2 - \Delta P_{skin}^2}{P^*^2 - P_{wf}^2}$$

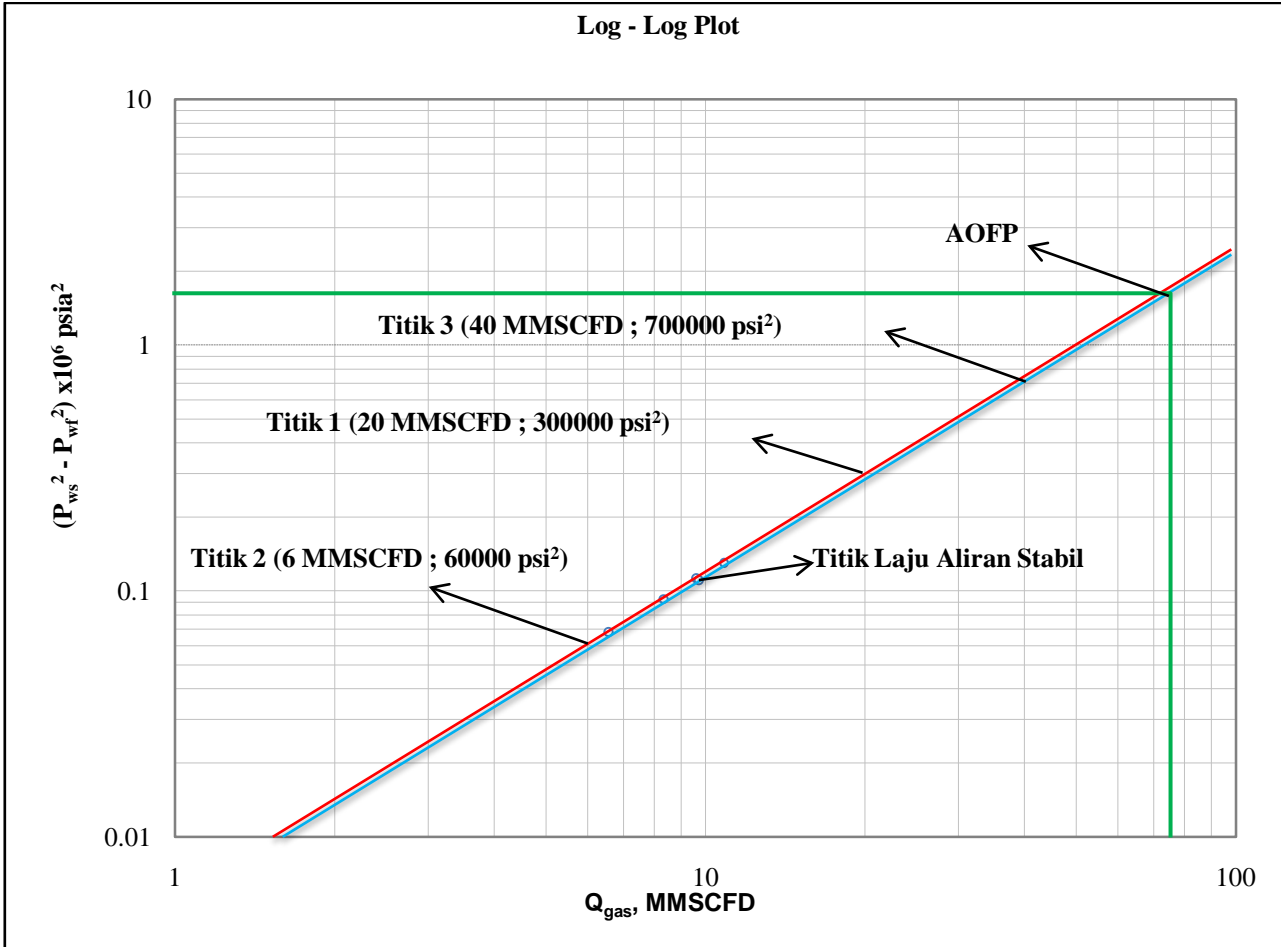
$$FE = \frac{1.679.000 - 1.601.814,234 - 40.602,887}{1.679.000 - 1.601.814,234}$$

$$FE = 0,47 = 47\%$$

Berdasarkan hasil analisis kondisi reservoir melalui data uji PBU dengan metode pendekatan tekanan kuadrat (P<sup>2</sup>), pengaruh *wellbore storage* pada sumur gas RM#13 selama 2 jam. Sumur ini memiliki tekanan awal reservoir (P\*) sebesar 1.295,762 psi dimana fluida dapat dialirkan dengan sangat baik (*very good*) dengan nilai permeabilitas efektif formasi (k) sebesar 218,696 mD. *Skin factor* (s) yaitu sebesar +13,35 dengan *flow efficiency* (FE) sebesar 0,47 sehingga dapat disimpulkan bahwa daerah di sekitar lubang sumur gas RM#13 diindikasikan telah mengalami kerusakan.

### Analisis Modified Isochronal Test

Tahapan awal analisis uji MIT adalah dengan mem-plot (P<sub>ws</sub><sup>2</sup> - P<sub>wf</sub><sup>2</sup>) terhadap Q<sub>gas</sub> pada kertas grafik log - log seperti terlihat pada (Gambar 3).



Gambar 3. Grafik  $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$  Terhadap  $Q_{gas}$

Untuk mencari nilai *slope* ( $n$ ), pilih dua titik sembarang pada garis lurus yang melalui 4 titik laju alir pada kertas grafik log-log tersebut (Gambar 3) sehingga didapat Titik 1 dengan  $Q_{gas} = 20$  MMSCFD dan  $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2) = 300.000$   $psi^2$ , Titik 2 dengan  $Q_{gas} = 6$  MMSCFD dan  $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2) = 60.000$   $psi^2$ . Maka, nilai  $n$  adalah:

$$n = \frac{\text{Log } Q_1 - \text{Log } Q_2}{\text{Log } (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_1 - \text{Log } (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_2}$$

$$n = \frac{\text{Log } 20 - \text{Log } 6}{\text{Log } 300000 - \text{Log } 60000}$$

$$n = 0,7480704$$

Nilai *slope* ( $n$ ) sebesar 0,7480704 menunjukkan bahwa terjadi aliran turbulensi pada sumur gas. Selanjutnya nilai koefisien *stabilized flow performance* ( $C_s$ ) yang menggambarkan nilai  $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$  terhadap  $Q_{gas}$  dalam kondisi stabil dapat ditentukan (Gambar 3). Sehingga didapat perpotongan dengan sumbu-sumbu pada Titik 3 dengan  $Q_{gas}=40$  MMSCFD dan  $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2) = 700.000$   $psi^2$ . Maka nilai  $C_s$  adalah:

$$C_s = \frac{Q_{\text{extended}}}{(P_{ws}^2 - P_{wf}^2_{\text{ext}})^n}$$

$$C_s = \frac{40}{700,000^{0,7480704}}$$

$$C_s = 0,0016963 \text{ MMSCFD}/psi^2$$

Selanjutnya, hitung nilai *absolute open flow potential* (AOFP) dengan persamaan berikut:

$$AOFP = C_s \times (P_{ws}^2)^n$$

$$AOFP = 0,0016963 \times (1.297,41012)^{0,7480704}$$

$$AOFP = 77,11 \text{ MMSCFD}$$



**Tabel 2. Laju Alir Gas ( $Q_{gas}$ ) pada Setiap Tekanan Alir Dasar Sumur ( $P_{wf}$ )**

$P_{wf}/P_{ws}$	$P_{ws}$ (psi)	$P_{wf}$ (psi)	$Q_{gas}$ (MMSCFD)
0	1.297,4101	0	77,11
0,1	1.297,4101	129,741	76,53
0,2	1.297,4101	259,482	74,79
0,3	1.297,4101	389,223	71,86
0,4	1.297,4101	518,964	67,68
0,5	1.297,4101	648,705	62,18
0,6	1.297,4101	778,446	55,22
0,7	1.297,4101	908,187	46,60
0,8	1.297,4101	1.037,928	35,91
0,9	1.297,4101	1.167,669	22,26
1	1.297,4101	1.297,410	0

Kurva IPR menunjukkan hubungan laju produksi gas ( $Q_{gas}$ ) terhadap tekanan dasar alir sumur ( $P_{wf}$ ). Untuk mendapatkan kurva IPR sumur gas, maka hitung laju alir gas ( $Q_{gas}$ ) yang akan dihasilkan terhadap berbagai tekanan dasar alir sumur ( $P_{wf}$ ) dengan menggunakan persamaan metode Fetkovich sebagai berikut:

$$Q_g = C_s \times (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n$$

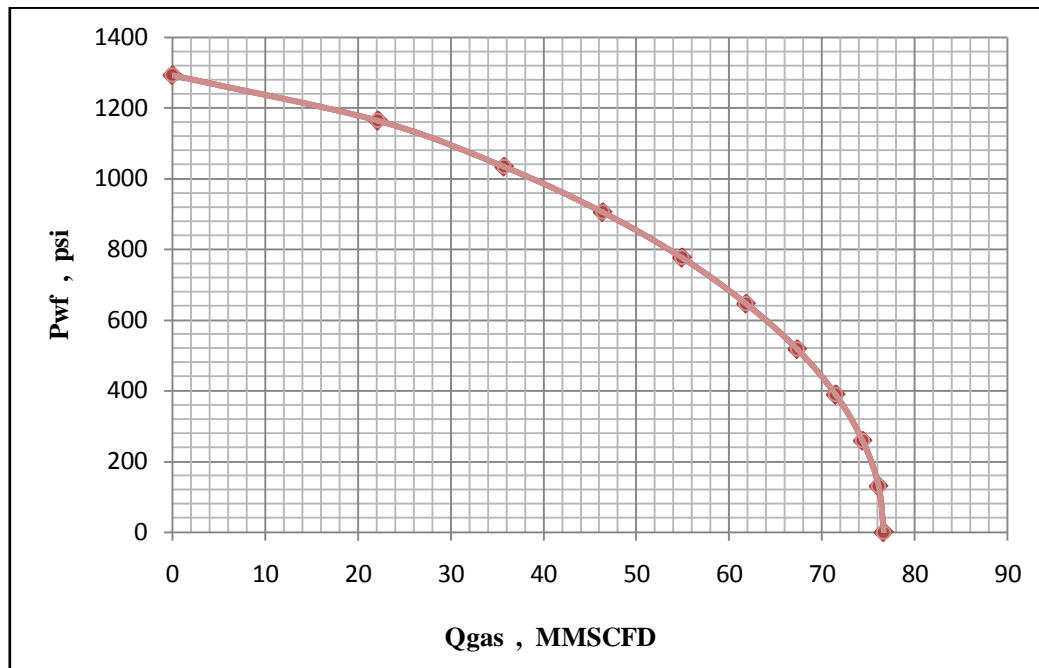
Dimana,

$$C_s = 0,0016963 \text{ MMSCFD/psi}^2$$

$$P_{ws} = 1.297,4101 \text{ psi}$$

$$n = 0,7480704$$

Berdasarkan perhitungan laju alir gas ( $Q_{gas}$ ) terhadap berbagai tekanan dasar alir sumur dengan menggunakan persamaan metode Fetkovich, hasil perhitungan tersebut dapat dilihat pada (Tabel 2). Kurva IPR sumur gas RM#13 yang dibuat dari *plot* laju alir gas ( $Q_{gas}$ ) terhadap tekanan dasar alir sumur ( $P_{wf}$ ) berdasarkan (Tabel 2) dapat dilihat pada (Gambar 4) sebagai berikut:



**Gambar 4. Kurva IPR Sumur Gas RM#13**

#### 4. KESIMPULAN

Dari pembahasan dan uraian sebelumnya, maka dapat diambil beberapa kesimpulan antara lain :

1. Berdasarkan pengukuran *bottom hole pressure* (BHP) pada sumur gas RM#13, didapat nilai tekanan dasar statik ( $P_{ws}$ ) dan tekanan dasar alir ( $P_{wf}$ ) pada zona mid perforasi masing-masing sebesar 1.297,41 psi dan 1.271,45 psi.
2. Berdasarkan analisis *pressure build up test* dengan metode pendekatan tekanan kuadrat ( $P^2$ ) pada sumur gas RM#13, nilai tekanan awal reservoir sebesar 1.295,762 psi, serta memiliki kemampuan mengalirkan fluida yang tergolong dalam skala sangat baik (*very good*) dengan permeabilitas efektif batuan sebesar 218,696 mD. Adapun nilai *skin factor* sebesar +13,35 dan *flow efficiency* sebesar 0,47 menunjukkan bahwa daerah di sekitar lubang sumur gas RM#13 diindikasikan telah mengalami kerusakan (*damaged*).
3. Berdasarkan analisis *modified isochronal* dengan metode konvensional, Sumur gas RM#13 memiliki nilai *absolute open flow potential* (AOFP) sebesar 77,11 MMSCFD, dimana nilai *slope* ( $n$ ) sebesar 0,7480704 menunjukkan bahwa turbulensi berperan dalam aliran sumur gas RM#13 dengan koefisien *stabilized flow performance* ( $C_s$ ) sebesar 0,0016963 MMSCFD/psi<sup>2</sup>.

#### DAFTAR PUSTAKA

- [1] Horne, R., N., (1990). *Modern Well Test Analysis*. Palo Alto: Petroway, Inc..
- [2] Lee, J., (1982). *Well Testing*. College Station: Texas A&M University.
- [3] Yulianto, A., A., Sulistyanto, D., Larope, A., (2015). Analisa Pressure Build Up Test pada Sumur X Lapangan Y dengan Metode Horner Manual dan Ecrin 4.10. *Seminar Nasional Cendekiawan*, ISSN: 2460-8696.
- [4] Matthews, C.S., and Russells, D.G., (1967). *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*. Dallas: Monographs Series, SPE.
- [5] Mighfar, (2015). Analisis Produktivitas Sumur Setelah Proses Acidizing Berdasarkan Pressure Build Up Test pada Sumur L5A-X di PT. Pertamina EP Asset 2 Field Limau. *Skripsi Fakultas Teknik*. Palembang: Universitas Sriwijaya.
- [6] Rukmana, D. and Kristanto, D., (2011). *Teknik Reservoir: Teori dan Aplikasi*. Yogyakarta: UPN Veteran Yogyakarta.
- [7] Ahmed, T., and McKinney, P.D., (2005). *Advanced Reservoir Engineering*. Massachusetts: Elsevier Inc.
- [8] Chaudry, A.U., (2003). *Gas Well Testing Handbook*. Massachusetts: Elsevier Inc.
- [9] Dake, L., P., (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Inc.
- [10] Mahenda, A., Prabu, U., A., Susilo, B., K., (2014). Analisa Data Pressure Buildup Test dengan Metode Horner dan Standing untuk Mengetahui Kondisi Produktivitas Sumur SGC-X PT. Pertamina EP Asset 1 Field Jambi. *Jurnal Ilmu Teknik*, Vol 2, No 1, ISSN: 2338-7459. Palembang: Unsri.