

## REVIEW METODE HORNER DAN *STANDING* UNTUK MENGANALISA PRODUKTIVITAS SUMUR GAS

Putri Silfia<sup>1</sup>, Gerry Sasanti Nirmala<sup>1\*</sup>, Diah Rosiani<sup>1</sup>, Hermanto<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Teknik Produksi Minyak dan Gas, PEM Akamigas, Cepu, Jawa Tengah, 58275

<sup>2</sup>Energy Equity Epic (Sengkang) Pty. Ltd. Wajo, Sulawesi Selatan 90954

Email : gerry.nirmala@esdm.go.id

### ABSTRAK

Metode Horner dan *Standing* sering digunakan untuk mengevaluasi produktivitas sumur gas melalui analisis *well testing*. Metode Horner, berfokus pada *pressure buildup test*, memungkinkan untuk mengidentifikasi parameter *reservoir* seperti tekanan statik, *skin factor*, dan *flow efficiency*. Metode *Standing* digunakan untuk membuat kurva *Inflow performance relationship* (IPR). Kerusakan formasi dan efisiensi aliran yang rendah adalah beberapa masalah umum yang dihadapi sumur gas dalam penelitian ini. Jurnal ini bertujuan untuk membantu membuat keputusan yang lebih baik tentang pengembangan lapangan gas dengan memberikan wawasan mendalam tentang metode evaluasi dan masalah yang dihadapi.

**Kata Kunci :** *Pressure Buildup Test*, Metode Horner, Metode *Standing*, Produktivitas Sumur Gas.

### 1. PENDAHULUAN

Untuk mengelola dan meningkatkan produksi minyak dan gas, kita perlu mengetahui seberapa baik sebuah sumur bekerja. Salah satu caranya adalah dengan melakukan *pressure build-up test*. Dengan tes ini, akan mendapatkan data mengenai permeabilitas batuan, tekanan di dalam *reservoir*, dan kondisi sekitar lubang bor, yang semuanya penting untuk menentukan seberapa produktif sebuah sumur. [1]

Metode Horner dan *Standing* merupakan dua pendekatan yang umum digunakan dalam analisis data *pressure build-up*. Metode Horner berfokus pada ekstrapolasi tekanan terhadap waktu penutupan sumur untuk mendapatkan parameter-parameter *reservoir*, sedangkan metode *Standing* lebih sering diaplikasikan pada *reservoir* gas [2] Kedua metode ini memberikan informasi yang berharga untuk mengevaluasi kondisi sumur dan *reservoir*, seperti yang telah dilakukan pada sumur SGC-X di PT. Pertamina EP Asset 1 Field Jambi [3].

Penelitian sebelumnya yang menerapkan metode *Standing* pada data *pressure build-up* telah menunjukkan bahwa evaluasi yang akurat dapat membantu kita memahami kinerja sumur secara menyeluruh. Informasi ini sangat penting untuk memastikan optimasi produksi dan pengelolaan *reservoir* yang efektif. Penelitian klasik oleh *Standing* telah membuktikan bahwa hubungan antara tekanan dan laju aliran pada *reservoir* gas dapat digunakan untuk memprediksi perilaku aliran gas dalam kondisi lapangan sebenarnya. [2]

Dalam praktik *reservoir engineering*, evaluasi karakteristik *reservoir* memerlukan penerapan berbagai teknik dan pendekatan analitis. [4] Ibrahim (2006) telah menunjukkan bahwa kecepatan laju aliran dapat memberikan pengaruh signifikan terhadap hasil analisis aliran *transient linier* pada sumur gas ketat, sehingga menambah kompleksitas dalam evaluasi produktivitas sumur. Studi

lapangan lainnya, seperti penelitian oleh Miao (2017) dan Guerrero (2007), semakin mengukuhkan pentingnya analisis *pressure build-up* dalam mengevaluasi karakteristik *reservoir* dekat sumur. [5]

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis data *pressure build-up* menggunakan metode Horner dan *Standing* guna memperoleh pemahaman yang lebih mendalam tentang kondisi *reservoir* dan mengidentifikasi potensi peningkatan kinerja sumur. [6] Evaluasi produktivitas sumur gas di Sengkang sangat penting dilakukan untuk mengetahui laju produksi optimum dan tekanan yang diperlukan agar sumur dapat berfungsi secara efisien. Proses ini melibatkan analisis mendalam terhadap karakteristik *reservoir*, termasuk permeabilitas, *skin factor*, dan tekanan awal *reservoir* ( $P_i$ ), yang semuanya berkontribusi pada kemampuan sumur untuk memproduksi gas secara optimal.

Dengan melakukan evaluasi ini, kita dapat mengidentifikasi *Absolute Open Flow Potential* (AOFP) dari sumur, yang merupakan indikator seberapa banyak gas yang dapat diproduksi dalam kondisi ideal. Selain itu, pengujian seperti *pressure build-up* dan *deliverability tests* membantu dalam memahami bagaimana perubahan tekanan mempengaruhi laju alir gas, sehingga memungkinkan penentuan rate optimum yang tidak hanya memaksimalkan produksi tetapi juga menjaga kestabilan *reservoir* dalam jangka panjang.

Dengan informasi ini, pengelola sumur dapat merencanakan strategi produksi yang lebih baik, mengurangi risiko kerugian ekonomi akibat over produksi atau penurunan performa sumur, serta memastikan keberlanjutan operasi di masa depan. Oleh karena itu, evaluasi produktivitas bukan hanya sekadar langkah teknis, tetapi juga merupakan bagian integral dari manajemen sumber daya energi yang bertanggung jawab dan efisien.

## 2. METODE

### A. Penentuan Nilai Produktifitas Sumur Gas

Metode Horner menghubungkan perubahan tekanan dalam sumur dengan waktu secara logaritmik. Langkah-langkah analisisnya adalah sebagai berikut:

1. Membuat tabel data :  
Pws, waktu penutupan ( $\Delta t$ ), waktu Horner ( $(t_p + \Delta t) / \Delta t$ ), dan  $\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$ .
2. Membuat grafik perubahan tekanan  $\Delta P$  terhadap waktu  $\Delta t$ . Cari bagian grafik yang stabil, kemudian ukur 1 *cycle* untuk menentukan tekanan yang tidak terpengaruh oleh *wellbore storage*.
3. Identifikasi efek sumur, bagian awal grafik yang tidak stabil menunjukkan pengaruh kondisi di dalam sumur.
4. Buat kurva Horner dengan  $(t_p + \Delta t) / \Delta t$  pada skala log vs Pws, tarik garis lurus dari data yang tidak terpengaruh *wellbore storage*.
5. Tentukan tekanan awal ( $P^*$ ), perpanjang garis lurus hingga waktu penutupan tak terhingga ( $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$ ) untuk mendapatkan tekanan awal *reservoir*.
6. Hitung tekanan satu jam ( $P_{1jam}$ ), cari nilai tekanan pada waktu satu jam dari kurva Horner.
7. Hitung kemiringan garis lurus dari kenaikan tekanan per *log cycle* pada kurva untuk mendapatkan nilai *slope* (m).

### B. Pembuatan Kurva IPR

Kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) merepresentasikan hubungan fungsional antara tekanan aliran dasar sumur ( $P_{wf}$ ) dan laju produksi ( $q$ ). Kurva ini secara kuantitatif menggambarkan kemampuan suatu sumur dalam mengalirkan fluida dari *reservoir* menuju

permukaan, yang sangat dipengaruhi oleh karakteristik *reservoir* seperti jenis batuan, mekanisme pendorong, tekanan *reservoir*, dan *permeabilitas* formasi. Untuk sumur dengan kondisi formasi yang tidak ideal, seperti adanya kerusakan atau perbaikan formasi, bentuk kurva IPR dapat ditentukan secara analitis menggunakan persamaan *Standing*, dengan mempertimbangkan faktor efisiensi aliran (*flow efficiency*, FE).

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P'_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left( \frac{P'_{wf}}{P_s} \right)^{2d} \quad (1)$$

Penerapan persamaan IPR *Standing* digunakan untuk evaluasi kurva IPR pada sumur dengan kondisi formasi yang telah mengalami perubahan, khususnya pada kondisi kerusakan formasi (FE < 1). Laju produksi maksimal pada kondisi FE ≠ 1 tercapai saat Pwf = 0 psi. Bentuk persamaan ini biasanya dinyatakan dalam rumus yang mengaitkan q, Pwf, dan parameter *reservoir* lainnya.

$$Q = Q_{max} [1 - 0,2(1 - FE) - 0,8(1 - FE)^2] \quad (2)$$

### C. Overview Lapangan X

Lapangan gas Energy Equity Epic Sengkang, yang berlokasi di Sulawesi Selatan, merupakan salah satu aset hidrokarbon strategis di Indonesia. Potensi *reservoir* yang signifikan di lapangan ini telah didukung oleh data geofisika dan geologi yang memadai. Meskipun beberapa sumur gas telah beroperasi, namun kendala seperti kerusakan formasi dan efisiensi aliran yang suboptimal telah menghambat optimalisasi produksi.

Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi kinerja sumur gas di lapangan Sengkang melalui analisis data *pressure build-up* menggunakan metode Horner dan *Standing*. Metode Horner akan digunakan untuk menentukan parameter *reservoir* kritis seperti tekanan statik, faktor skin, dan efisiensi aliran, sedangkan metode *Standing* akan digunakan untuk membangun kurva IPR guna memprediksi laju alir maksimum sumur.

Hasil penelitian ini diharapkan dapat memberikan pemahaman yang komprehensif mengenai karakteristik *reservoir* dan identifikasi faktor-faktor yang membatasi produktivitas sumur, sehingga dapat dirumuskan rekomendasi teknis untuk meningkatkan produksi dan efisiensi operasi di lapangan Energy Equity Epic Sengkang.

## 3. PEMBAHASAN

### A. Metode Horner

Dengan metode Horner, hubungan antara tekanan statik penutupan sumur (Pws) dan fungsi waktu / ((tp+ Δt) Δt) dapat divisualisasikan dalam bentuk grafik. Analisis kurva yang dihasilkan memungkinkan kita untuk mengekstrak parameter-parameter penting dari *reservoir*, seperti tekanan statik awal (P\*), tekanan setelah satu jam penutupan (P1jam), dan kemiringan garis lurus (slope) pada grafik tersebut. Parameter-parameter ini selanjutnya digunakan sebagai input dalam perhitungan nilai permeabilitas (k), faktor *skin* (S), penurunan tekanan akibat skin (ΔPskin), indeks produktivitas (PI), dan efisiensi aliran (FE) dengan mengacu pada persamaan yang relevan.

#### a. Permeabilitas (k)

Kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida akibat adanya perbedaan tekanan antara dua titik disebut sebagai permeabilitas. Setelah nilai kemiringan (slope, m) diperoleh, kita dapat menggunakan persamaan yang sesuai untuk menghitung nilai permeabilitas tersebut..

$$k = \frac{162,6 \times q \times \mu \times B_o}{m \times h} \quad (3)$$

b. *Skin* (S)

Faktor skin merupakan indikator adanya kerusakan formasi di sekitar lubang sumur. Kerusakan ini, yang disebabkan oleh runtuhnya dinding, pengendapan *partikel*, atau invasi fluida selama proses pengeboran dan produksi, menyebabkan penurunan permeabilitas efektif di zona dekat sumur. Nilai skin dapat dihitung dari analisis data *pressure build-up* menggunakan metode Horner.

$$S = 1,151 \left[ \frac{P_{1jam} - P_{wf}}{m} - \left( \log \frac{k}{\phi \times \mu_o \times C t \times r w^2} \right) + 3,23 \right] \quad (4)$$

Selanjutnya, berdasarkan Horner (1951), dalam metode Horner ini dapat dibuat klasifikasi nilai *Skin* [5], yaitu:

S = + (positif) menunjukkan adanya kerusakan pada formasi.

S = 0 (nol) menunjukkan bahwa formasi berada dalam kondisi normal.

S = - (negatif) menunjukkan adanya perbaikan atau peningkatan pada formasi.

c. Produktivitas Index (PI)

Indeks Produktivitas (PI) adalah ukuran seberapa banyak minyak atau gas yang bisa dihasilkan oleh sebuah sumur. Semakin besar nilai PI, semakin baik kinerja sumur. Nilai PI ini dihitung dengan membandingkan laju produksi sumur dengan perbedaan tekanan antara formasi batuan dan dasar sumur. Untuk PI yang ideal dapat dinyatakan dengan rumus sebagai berikut:

$$PI_{ideal} = \frac{q}{P^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}} \quad (5)$$

Saat kondisi aktual PI dinyatakan dengan rumus sebagai berikut :

$$PI_{actual} = \frac{q}{P^* - P_{wf}} \quad (6)$$

d. Efisiensi Aliran (FE)

*Flow efficiency* (FE) adalah rasio antara tekanan statik dan tekanan alir *reservoir* dalam kondisi di mana tidak ada kerusakan di sekitar lubang sumur yang menyebabkan penurunan tekanan. Persamaan berikut dapat digunakan untuk menentukan FE:

$$FE = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}}{P^* - P_{wf}} \quad (7)$$

Harga  $\Delta P_{skin}$  menunjukkan bahwa ada banyak kehilangan tekanan pada area *skin*. dirumuskan dalam persamaan sebagai berikut:

$$\Delta P_{skin} = 0,87 \times m \times S \quad (8)$$

Metode Horner juga memungkinkan untuk mengklasifikasikan hubungan antara efisiensi aliran dan kondisi formasi sumur. Dimana :

FE = 1, sumur menunjukkan kondisi normal,  
FE < 1, menunjukkan kerusakan formasi, dan  
FE > 1, menunjukkan perbaikan formasi.

## B. Case Study

Berbagai studi telah dilakukan untuk menilai produktivitas sumur gas dengan menggunakan metode yang telah dijelaskan sebelumnya. Salah satu penelitian tersebut adalah yang dilakukan oleh Aldhita pada tahun 2014. Penelitian ini dimulai dengan menganalisis data *Pressure Buildup Test* pada Sumur SGC-X menggunakan metode Horner.

Dari hasil analisis *Pressure Buildup Test* menggunakan metode Horner pada sumur SGC-X, didapatkan bahwa tekanan statik awal *reservoir* adalah 1560 psi. Terindikasi adanya kerusakan formasi di sekitar lubang sumur, yang ditunjukkan oleh nilai skin sebesar +3,0178 dan efisiensi aliran yang rendah, yaitu 0,5506.

Laju alir fluida produksi aktual pada sumur SGC-X tercatat sebesar 132,60 bfpd dengan efisiensi aliran (FE) 0,5504. Sementara itu, dalam kondisi normal (FE = 1), sumur ini seharusnya mampu mencapai laju alir produksi maksimal sebesar 177,186 bfpd. Hal ini mengindikasikan bahwa formasi di sekitar lubang sumur SGC-X telah mengalami kerusakan.

Penelitian serupa yang menggunakan metode yang sama telah dilakukan oleh Novrianti pada tahun 2016. Dalam penelitian tersebut, pengujian sumur X dengan metode *pressure build up* dilakukan selama 15 jam. Data yang diperoleh meliputi pws untuk setiap  $\Delta T$ . Selain data tersebut, terdapat beberapa data pendukung lainnya yang dibutuhkan untuk analisis *pressure build up* pada sumur X.

Melalui analisis *pressure buildup testing*, diperoleh nilai tekanan *reservoir*, skin, dan efisiensi aliran. Langkah pertama adalah membuat grafik plot dalam skala log-log. Garis lurus dengan kemiringan  $45^\circ$  menunjukkan adanya pengaruh penyimpanan di sekitar lubang sumur (*wellbore storage*), dan titik awal penyimpangan ditentukan dengan mengukur 1 hingga  $1\frac{1}{2}$  log-siklus untuk menemukan tekanan yang tidak dipengaruhi oleh *wellbore storage*.

Dari grafik semilog  $(t_p + \Delta t)/\Delta t$  vs Pws, kemiringan (m) sebesar  $2,1 \times 10^4$  psi/cycle diperoleh. Akhir *wellbore storage* (EOWS) adalah 0,05 jam, yang memberikan  $P_{EOWS}^2 = 38,2 \times 10^4$  psia<sup>2</sup>. Dari sini, nilai *slope* digunakan untuk menghitung permeabilitas sebesar 190 mD dan *skin* sebesar +1,68, menandakan adanya kerusakan akibat efek perforasi.

Nilai tekanan saat  $\Delta t = 1$  jam adalah  $39,8 \times 10^4$  psia<sup>2</sup>, dan tekanan *reservoir* sebesar 658,78 psia digunakan untuk menghitung *flow efficiency*, yang diperoleh sebesar 0,83. Hasil analisis ini juga digunakan untuk menentukan kurva *inflow performance relationship*, dengan nilai *flow efficiency* yang sesuai untuk metode *Standing*, menghasilkan laju alir produksi gas maksimal sumur X sebesar 13,91 MMscf.

Dari kedua penelitian di atas, terlihat bahwa metode Horner mampu menghasilkan berbagai parameter yang berguna dalam menentukan produktivitas sumur gas. Selain itu, penggunaan metode *Standing* untuk membuat grafik IPR sangat direkomendasikan dalam penelitian ini, karena metode tersebut dirancang khusus untuk sumur dengan karakteristik *flow efficiency* yang tidak sama dengan 1.

### a. Hasil yang Diharapkan dari Lapangan X

Hasil yang diharapkan dari sumur di Lapangan X dengan menggunakan metode yang sama seperti pada kedua penelitian sebelumnya mencakup analisis tekanan dan aliran guna memperoleh informasi penting tentang performa sumur. Melalui uji *Pressure Buildup* menggunakan metode

Horner, diharapkan dapat diperoleh nilai tekanan statik reservoir, faktor skin, serta efisiensi aliran (flow efficiency). Pertama, analisis diharapkan memberikan grafik semilog untuk  $[(t)_{p+\Delta t}]/\Delta t$  vs  $P_{ws}$ , dari mana kita bisa menentukan kemiringan (slope) yang akan digunakan untuk menghitung permeabilitas formasi. Nilai permeabilitas yang diharapkan harus mencerminkan kondisi formasi yang baik, sedangkan nilai skin diharapkan berada dalam rentang yang menunjukkan kondisi formasi yang sehat, idealnya mendekati nol.

Diharapkan juga tercapainya flow efficiency yang optimal, yang menunjukkan bahwa sumur dapat berproduksi secara efisien dengan minim kehilangan tekanan. Dengan data ini, diharapkan dapat dihasilkan kurva Inflow Performance Relationship (IPR) yang secara akurat menggambarkan potensi produksi sumur.

Dengan demikian, target laju alir produksi maksimal dari sumur di Lapangan X diharapkan dapat dicapai sesuai dengan kondisi reservoir, dengan estimasi yang realistis dan menguntungkan berdasarkan hasil analisis yang dilakukan.

### **b. Kelebihan dan Kekurang Metode Horner dan Standing**

Metode Horner dan metode *Standing* adalah dua teknik yang digunakan dalam analisis data dan pembagian polinomial, masing-masing memiliki kelebihan dan kekurangan yang dapat mempengaruhi pemilihan metode tergantung pada konteks penggunaannya.

#### **Kelebihan Metode Horner**

1. Efisiensi Waktu  
Metode Horner lebih cepat dalam menyelesaikan pembagian polinomial dibandingkan dengan metode pembagian bersusun. Ini karena prosesnya lebih langsung dan memerlukan lebih sedikit langkah perhitungan.
2. Kesesuaian untuk Pembagi Tidak Terfaktorkan  
Metode ini dapat digunakan untuk membagi polinomial dengan pembagi yang tidak terfaktorkan linier, memberikan fleksibilitas lebih dalam aplikasi matematis.
3. Sederhana dan Umum  
Pengembangan metode Horner telah menunjukkan bahwa ia dapat diadaptasi untuk berbagai jenis pembagian polinomial, membuatnya lebih umum dan mudah diterapkan.

#### **Kekurangan Metode Horner**

1. Keterbatasan dalam Interpretasi data  
Dalam konteks analisis tekanan (misalnya, *Pressure Build-Up Test*), penggunaan metode Horner sering kali menghadapi kesulitan ketika data tekanan dipengaruhi oleh efek penyimpanan sumur (*wellbore storage*) dan *skin effect*, yang dapat mengaburkan interpretasi sifat *reservoir*.
2. Keterbatasan Aplikasi  
Meskipun efektif untuk banyak kasus, ada situasi di mana metode lain mungkin lebih sesuai, terutama ketika berhadapan dengan data yang sangat kompleks atau tidak linier.

#### **Kelebihan Metode Standing**

1. Sederhana dalam Penerapan  
Metode Standing mudah diterapkan dalam analisis data aliran fluida, terutama dalam situasi di mana kondisi aliran dapat dianggap stabil.

2. Penggunaan Data yang Tersedia : Dapat menggunakan data historis produksi untuk menghasilkan kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*), yang membantu dalam memahami kinerja *reservoir*.

### **Kekurangan Metode Standing**

1. Kurva IPR yang Tidak Akurat  
Salah satu kelemahan utama adalah bahwa kurva IPR yang dihasilkan bisa hampir lurus ketika efisiensi aliran (*Flow Efficiency*) kurang dari 1, meskipun kondisi aliran sebenarnya mungkin lebih kompleks.
2. Ketidakcocokan Persamaan  
Metode ini menggabungkan persamaan yang tidak selalu selaras, seperti persamaan Vogel untuk kondisi dua fase dengan definisi efisiensi aliran yang berlaku untuk satu fase, yang dapat menghasilkan kesalahan interpretasi.

Pemilihan antara metode Horner dan Standing harus mempertimbangkan konteks spesifik dari masalah yang dihadapi. Metode Horner menawarkan kecepatan dan fleksibilitas, sementara metode *Standing* memberikan kemudahan penerapan tetapi mungkin kurang akurat dalam beberapa situasi.

## **4. KESIMPULAN**

Berdasarkan hasil perbandingan metode Horner dan *Standing* dapat disimpulkan bahwa Metode Horner efektif dalam menganalisis tekanan *reservoir* dan menghasilkan parameter-parameter penting seperti tekanan statik *reservoir*, faktor skin, dan efisiensi aliran (*flow efficiency*). Metode ini sangat membantu dalam memahami performa sumur secara keseluruhan, terutama dalam kasus di mana ada kerusakan formasi atau hambatan aliran.

Metode *Standing*, yang digunakan untuk menghasilkan grafik *Inflow Performance Relationship* (IPR), lebih sesuai untuk sumur dengan *flow efficiency* tidak sama dengan 1. Metode ini memungkinkan estimasi potensi produksi yang lebih akurat dalam kondisi sumur yang tidak optimal, memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai produktivitas sumur dalam berbagai skenario. Secara keseluruhan, kedua metode ini saling melengkapi dalam memberikan analisis yang komprehensif terkait produktivitas sumur, di mana metode Horner fokus pada analisis tekanan dan formasi, sementara metode *Standing* lebih pada evaluasi potensi produksi sumur.

## **5. DAFTAR PUSTAKA**

- [1] M. & Z. S. Akhter, "Well Testing and Reservoir Characterization," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015.
- [2] A. e. a. Mahenda, ""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 Sriwijaya*, vol. vol. 2, p. no. 1, 2014.
- [3] e. a. Novrianti, ""Analisis Performance Sumur X Menggunakan Metode *Standing* Dari Data Pressure Build Up Testing."," *Journal of Earth Energy Engineering (JEEE)* , vol. Vol. 5 , p. No. 1, 2016.
- [4] M. B. *Standing*, ""The Relationship between Pressure and Flow Rate in Gas Reservoirs" .," *Journal of Canadian Petroleum Technology.* , 1977.
- [5] A. Tarek, *Reservoir Engineering Handbook*, Texas: Gulf Professional is imprint Elsevier, 2006.

- [6] A. Tarek, *Advanced Reservoir Management and Engineering*, Texas: Gulf Professional Publishing, 2011.
- [7] M. Ibrahim, "Rate Dependence of Transient Linear Flow in Tight Gas Wells," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 10, pp. 18-20, 2006.
- [8] L. Miao, "Pressure Build Up Test Interpretation Studies : Models, Numerical, and Field Test in the Huabei Oilfield," *SPE-188664-MS*, vol. 8, pp. 21-32, 2017.
- [9] Guerrero, "Fast Shut-in Tool Improve Near Wellbore Characterisation from Build-Up Test Interpretation," *SPE 110941*, vol. 2, pp. 41-47, 2007.
- [10] Schlumberger, *Well Test Interpretation*, Schlumberger, 2002.

### Daftar Simbol

K	=	permeabilitas, mD
Q	=	laju produksi fluida minyak, bfpd
$\mu$	=	viskositas fluida minyak, cp
Bo	=	faktor volume formasi minyak
h	=	ketebalan lapisan produktif, ft
m	=	Slope, psi/cycle
S	=	<i>Skin</i>
k	=	permeabilitas, mD
$\mu$	=	viskositas minyak, cp
$\Phi$	=	porositas batuan
rw	=	radius sumur, feet
Ct	=	Kompresibilitas batuan, psi-1
P1hour	=	Tekanan 1 jam, psi
PI	=	produktivitas indeks, bfpd/psi
P*	=	tekanan statik mula-mula, psi
Pwf	=	Tekanan aliran dasar sumur, psi
q	=	laju produksi fluida minyak, bfpd
FE	=	efisiensi aliran
$\Delta P_{skin}$	=	penurunan tekanan <i>reservoir</i> , psi
M	=	kemiringan, psi/cycle
S	=	<i>skin</i>