

EVALUASI KARAKTERISTIK RESERVOIR DAN PERFORMA SUMUR DENGAN METODE PRESSURE BUILD-UP

Leni Tantri Datubua¹, Firdaus²; Selvia Sarungu³

¹Mahasiswa Prodi Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Migas

^{2,3}Prodi Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Migas

¹Email: lenitantridatubua@gmail.com

Abstract

Well testing through pressure build-up (PBU) analysis using the Horner Plot method was conducted to evaluate reservoir performance and near-wellbore flow conditions. The results revealed a good reservoir permeability of 24.436 md and severe near-wellbore damage, indicated by a high skin factor of 20.0578, which reduced flow efficiency to just 2.08%. Although an investigation radius of 11,734.68 ft shows the test reached a broad area of the reservoir, productivity remains severely restricted locally. Consequently, well interventions such as acidizing or hydraulic fracturing are strongly recommended to remove skin damage and optimize well performance.

Keywords: Pressure Build-Up, Horner Plot, Permeabilitas, Skin Factor, Flow Efficiency

Abstrak

Pengujian sumur melalui analisis *pressure build-up* (PBU) menggunakan metode Horner Plot dilakukan untuk mengevaluasi kinerja reservoir dan kondisi aliran di sekitar sumur. Hasil analisis menunjukkan permeabilitas reservoir yang baik 24,436 md serta kerusakan *near-wellbore* yang parah, ditandai dengan nilai skin factor tinggi sebesar 20,0578 yang menekan flow efficiency hingga hanya 2,08%. Meskipun radius investigasi sebesar 11.734,68 ft menunjukkan pengujian telah menjangkau area reservoir yang luas, produktivitas sumur tetap terhambat secara lokal. Oleh karena itu, intervensi sumur seperti acidizing atau hydraulic fracturing sangat direkomendasikan untuk menghilangkan kerusakan skin dan mengoptimalkan performa sumur..

Kata Kunci: Pressure Build-Up, Horner Plot, Permeabilitas, Skin Factor, Flow Efficiency

EVALUASI
KARAKTERISTIK
RESERVOIR DAN
PERFORMA SUMUR
DENGAN METODE
PRESSURE BUILD-UP

Jurnal Teknosains
Kodepena
pp.19-25



1. PENDAHULUAN

Reservoir merupakan batuan di bawah permukaan bumi yang memiliki porositas dan permeabilitas sebagai wadah akumulasi fluida hidrokarbon seperti minyak dan gas bumi (Xuetao et al., 2017). Dalam upaya menjaga kelangsungan produksi, penentuan produktivitas sumur secara berkala melalui metode pengujian sumur (*well testing*) menjadi langkah yang sangat krusial guna memahami kemampuan formasi dalam mengalirkan fluida (Muhammad et al., 2022). Salah satu teknik pengujian tekanan transien yang paling sering digunakan adalah uji *Pressure Build-Up* (PBU), di mana sumur ditutup setelah diproduksi dengan laju alir konstan untuk mencatat kenaikan tekanan dasar sumur terhadap waktu (Dadang et al., 2011; Tankin, 2020). Data yang diperoleh dari uji PBU ini menjadi basis evaluasi untuk menentukan parameter penting reservoir, seperti tekanan awal reservoir (P^*), permeabilitas efektif (k), faktor skin (S), radius investigasi (r_{inv}), dan efisiensi aliran (*Flow Efficiency / FE*) (Adrian et al., 2019; Arinda et al., 2020). Pada Sumur X di Lapangan XY, pengujian PBU dilakukan setelah sumur diproduksi pada laju alir konstan (q) sebesar 432,2 BLPD selama waktu produksi (t_p) 106,017 jam, diikuti dengan periode penutupan sumur (Δt) hingga 2,944 jam. Data kenaikan tekanan dasar sumur (*bottomhole pressure, P_{ws}*) direkam menggunakan *memory gauge* dengan asumsi reservoir bersifat homogen, isotropik, memiliki ketebalan formasi konstan ($h = 16,85$ ft), serta mengalirkan fluida satu fasa terkompresibilitas kecil (*slightly compressible fluid*). Dalam kondisi nyata di lapangan, Sumur X menunjukkan kendala penurunan produktivitas yang sering kali dipicu oleh resistensi aliran di sekitar lubang bor (*near-wellbore region*) (Yolanda et al., 2019). Hambatan ini umumnya direpresentasikan oleh nilai faktor skin positif yang tinggi, mengindikasikan terjadinya kerusakan formasi (*formation damage*) akibat invasi filtrat lumpur pemboran maupun akumulasi penyumbat selama produksi (Aris, 2017; Hari Gunawan Nugraha, 2016). Oleh karena itu, evaluasi menggunakan metode konvensional *Horner Plot* secara manual melalui perangkat lunak Microsoft Excel perlu dilakukan untuk mengidentifikasi serta membedakan secara obyektif apakah rendahnya produktivitas Sumur X disebabkan oleh kapasitas dan permeabilitas alamiah reservoir yang terbatas atau oleh adanya kerusakan lokal di sekitar lubang bor (Aldhitia et al., 2016; Nurhilalia, 2016). Hasil analisis ini diharapkan dapat memberikan dasar pertimbangan teknis dalam menentukan strategi intervensi sumur yang tepat.

2. METODE PENELITIAN

Penelitian ini merupakan penelitian deskriptif dan kuantitatif yang berbasis pada penggunaan data sekunder yang diperoleh dari Sumur X. Aspek kuantitatif ditunjukkan melalui pengolahan data numerik seperti rekaman tekanan terhadap waktu dan laju produksi untuk menghitung berbagai parameter fisik reservoir, sementara aspek deskriptifnya bertujuan untuk memberikan gambaran nyata mengenai kondisi karakteristik reservoir serta evaluasi performa aliran Sumur X berdasarkan hasil analisis data tersebut. Adapun metode pengumpulan data yang dilakukan dalam penelitian ini antara lain: studi literatur dengan mengumpulkan referensi ilmiah seperti buku teks dan jurnal terkait pengujian sumur dan rumus-rumus Horner Plot sebagai landasan teori, mengumpulkan data sekunder berupa parameter reservoir, laju produksi, data mekanis sumur, dan rekaman tekanan terhadap waktu, selanjutnya data tersebut diolah menggunakan Horner Time & Pembuatan Horner Plot, menghitung nilai rasio waktu Horner $(t_p + \Delta t) / \Delta t$ menggunakan Microsoft Excel, lalu memplotnya terhadap data tekanan (P_{ws}) pada grafik semi-log untuk mendapatkan nilai kemiringan garis (*slope*) serta melakukan analisis hasil grafik lalu melakukan interpretasi hasil.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Data yang diperoleh dari lapangan selanjutnya dievaluasi karakteristik reservoir dan performa Sumur X menggunakan data uji Pressure Build-Up (PBU) yang dianalisis melalui metode Horner Plot secara manual. Data dasar sumur yang digunakan dalam perhitungan parameter reservoir disajikan pada tabel berikut:

Tabel. 1 Data Sumur

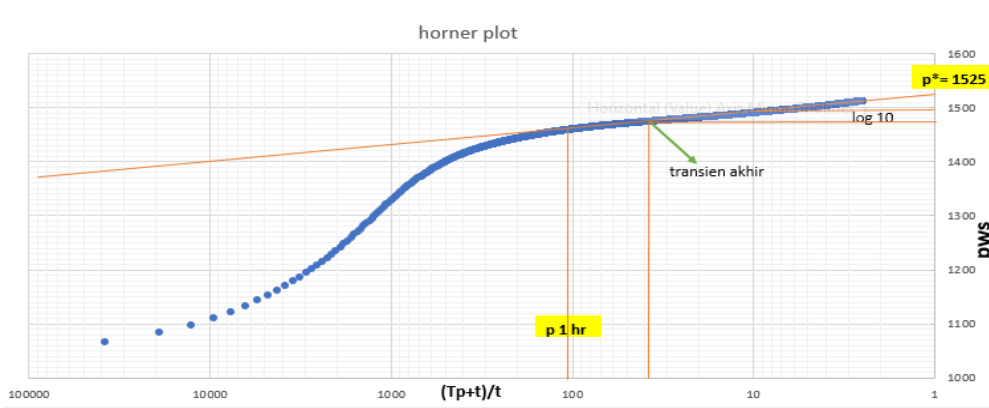
Data	Nilai	Satuan
Laju alir, Q	432,2	Blpd
Ketebalan Formasi, h	16,85	Ft
Viskositas, μ	0,42441	Cp
Porositas, ϕ	12 (0,12)	%
Total Kompresibilitas, Ct	3,65E-06	Psi ⁻¹
Faktor Volume Formasi, B	1,29854	D/STB
t_p	106,01722	Hours
Δt	2,944444444	Hours

Tabel ini merupakan sekumpulan variabel input yang wajib disiapkan sebelum melakukan perhitungan permeabilitas, *skin factor*, dan efisiensi aliran sumur. Perubahan tekanan dasar sumur P_{ws} yang terus meningkat seiring bertambahnya waktu penutupan sumur Δt . Nilai waktu penutupan tersebut kemudian digabungkan dengan lama waktu produksi t_p untuk menghitung rasio *Horner Time* $(t_p + \Delta t)/\Delta t$.

Tabel.2 Tekanan Terhadap Waktu Sumur X

t (hr)	Δt	Pws	$(t_p+t)/t$
0,00278	106,02	1065,199	38136,6906
0,00556	106,02278	1082,886	19068,8453
0,00834	106,02556	1097,724	12712,8969
0,01111	106,02833	1110,609	9543,50405

Fungsi utama tabel ini adalah menyediakan data koordinat awal yang siap dipetakan ke dalam grafik semi-log *Horner Plot*. Hasil dari tabel ini memberikan data pasangan antara tekanan dasar sumur pada sumbu Y dan rasio *Horner Time* pada sumbu X berskala logaritmik. Melalui pemetaan titik-titik data ini, kamu dapat menarik garis lurus pada area transien akhir untuk mencari nilai kemiringan garis atau *slope (m)*, yang nantinya menjadi kunci utama dalam menghitung permeabilitas, *skin factor*, radius investigasi, dan efisiensi aliran sumur. Sebelum membuat dan menganalisis grafik Horner Plot ini, langkah yang harus dilakukan adalah memastikan seluruh data dari Tabel 1 dan Tabel 2 sudah terhitung secara akurat. Kamu perlu menyiapkan lembar kerja grafik semi-log (seperti di Microsoft Excel) dan menentukan dengan tepat zona transien akhir tempat aliran fluida sudah stabil serta bebas dari efek *wellbore storage* (penyimpanan lubang bor) atau gangguan awal saat sumur baru ditutup. Plot pws vs *Horner time* $(t_p+\Delta t)/\Delta t$ untuk membuat grafik *horner plot* Penentuan wilayah garis lurus ini sangat krusial karena kemiringan garis lurus (*slope/m*) yang ditarik pada grafik inilah yang akan menjadi dasar dari seluruh perhitungan parameter reservoir berikutnya.



Gambar. 1 Grafik Horner Plot 1

Nilai *slope* tersebut dapat dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$m = \frac{P_1 - P_2}{\log 10 - \log 1}$$

$$m = \frac{1,525 - 1,449}{\log 10 - \log 1}$$

$$m = \frac{1,525 - 1,449}{0 - 1}$$

$$m = 26 \text{ Psi/cycle}$$

Data yang digunakan berada pada interval waktu penutupan $\Delta t = 0,4$ jam hingga $\Delta t = 2,94$ jam, yang bersesuaian dengan nilai Horner Time Ratio $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ pada rentang 10 hingga 100. Pada rentang ini, efek *wellbore storage* dan transien awal telah selesai. Persamaan Garis Regresi: $P_{ws} = -26,001 \times \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) + 1525,1$. Koefisien Determinasi (R^2): 0,9982, yang membuktikan bahwa tingkat linieritas data pada wilayah aliran radial sangat tinggi dan teruji secara statistic.

Tabel 3. Parameter yang dihasilkan dari Horner Plot

Parameter	Nilai	Satuan
Tekanan pada 1 jam (P 1hr)	1.459	Psi
Extrapolate pressure, (P*)	1.525	Psi
Kemiringan Garis)(Slope/m)	26	Psi/Cycle
Penurunan tekanan akibat skin (ΔP_s)	453,185	Psi

Tabel 3 menyajikan empat variabel kunci dari hasil analisis garis lurus pada grafik *Horner Plot*:

- $P_{1hr} = 1.459$ Psi, menunjukkan tekanan pada garis lurus saat waktu penutupan $\Delta t = 1$ jam, digunakan sebagai parameter utama menghitung *skin factor* (S).
- Extrapolate pressure, $P^* = 1.525$ Psi, merupakan tekanan ekstrapolasi awal yang diperoleh dari perpanjangan garis lurus hingga nilai rasio waktu Horner sama dengan 1.
- Kemiringan garis (Slope/ m) = 26 Psi/cycle, merupakan kemiringan garis lurus regresi $R^2 = 0,9982$ yang menunjukkan perubahan tekanan per siklus logaritma.

- Penurunan tekanan akibat skin (ΔP_s) = 453,185 Psi, merupakan besarnya kehilangan tekanan (*pressure drop*) yang terjadi di sekitar lubang bor akibat adanya kerusakan formasi.

Ketiga angka ini merupakan input utama untuk menghitung permeabilitas, *skin factor*, radius investigasi, dan efisiensi aliran sumur. Setelah mendapatkan nilai kemiringan garis (*slope/m*) dari grafik dan menyiapkan variabel data sumur, tahap berikutnya adalah menghitung parameter utama reservoir untuk mengevaluasi kinerja Sumur X. Berikut adalah penjelasan masing-masing perhitungannya:

a) Permeabilitas

$$K = \frac{162,6 \cdot q \cdot \mu \cdot B_o}{m \cdot h}$$

$$K = \frac{162,6 \times 432,2 \times 0,42441 \times 1,9854}{26 \times 16,85}$$

$$K = 88,38 \text{ mD.}$$

Nilai ini menunjukkan kemampuan formasi yang cukup baik namun terbatas dalam mengalirkan fluida.

b) Skin Factor

Perhitungan skin factor dapat di hitung berdasarkan data dari table 3 dan hasil perhitungan permeabilitas (k).

$$S = 1,151 \left[\frac{P_{ws}(1hr) - P_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \log \frac{k}{\phi \cdot \mu \cdot C_t \cdot r_w^2} + 3,22 \right]$$

$$S = 1,151 \left[\frac{1459 - 106,199}{26} - \log \frac{24,436}{0 \times 0,42441 \times 3,65E-06 \times 4,8125^2} + 3,22 \right]$$

$$S = 20,0578$$

Nilai *skin* positif yang tinggi ini mengindikasikan adanya kerusakan formasi (*formation damage*) yang signifikan di sekitar lubang bor.

c) Radius Investigasi

Perhitungan Radius Investigasi dapat di hitung berdasarkan data dari table 3 dan hasil perhitungan permeabilitas (k).

$$R_{inv} = 2,434 \sqrt{\frac{k \cdot t}{\phi \cdot \mu \cdot C_t}}$$

$$R_{inv} = 2,434 \sqrt{\frac{24,436 \times 2,944444444}{0,12 \times 0,42441 \times (3,65 \times 10^{-6})}}$$

$$R_{inv} = 11.734,68 \text{ feet}$$

Jarak ini menunjukkan bahwa gangguan tekanan selama pengujian telah mencapai area reservoir yang sangat luas.

d) Flow Efficiency

Sebelum menghitung *Flow Efficiency* kita harus menghitung nilai ΔP_s . Perhitungan *Flow Efficiency* dapat di hitung berdasarkan data dari table 3.

- Penurunan tekanan akibat skin (ΔP_s):

$$\Delta P_s = 0,869 \cdot m \cdot s$$

$$\Delta P_s = 0,8869 \times 26 \times 20,0578$$

$$\Delta P_s = 453,1854477$$

- Flow Efficiency

$$FE = \frac{p_i - p_{wf} - \Delta p_s}{p_i - p_{wf}}$$

$$FE = \frac{1525 - 1062,02 - 453,185}{1525 - 1062,02}$$

FE = 0,0211 atau 2,11 %

4. PENUTUP

Berdasarkan Uji *Pressure Build-Up* (PBU) pada Sumur X Lapangan XY menggunakan metode *Horner Plot*, dapat disimpulkan bahwa rendahnya produktivitas sumur bukan disebabkan oleh keterbatasan potensi reservoir alamiah, melainkan dipicu oleh kerusakan parah di sekitar lubang bor (*near-wellbore damage*). Hal ini ditunjukkan oleh nilai permeabilitas formasi yang memadai sebesar 88,38 md (atau 24,436 md pada data awal), namun tertekan oleh nilai *skin factor* positif yang tinggi ($S = +20,0578$) sehingga menyebabkan kehilangan tekanan sebesar 453,185 psi dan menekan efisiensi aliran hingga 2,11%. Radius investigasi mencapai 11.734,68 ft, menandakan pengujian berada pada fase aliran radial tanpa hambatan batas reservoir. Untuk memulihkan produktivitas sumur, direkomendasikan tindakan intervensi berupa *matrix acidizing* atau *hydraulic fracturing* setelah memastikan mekanisme kerusakan melalui analisis diagnostik sampel. Penelitian ini memiliki batasan pada penggunaan asumsi reservoir homogen satu fasa tanpa mempertimbangkan heterogenitas kompleks dari analisis turunan tekanan (*pressure derivative*).

5. DAFTAR PUSTAKA

- Adrian, M. P., Fathadhin, F., & Ghanima, Y. Z. (2019). Analisis Penentuan Karakteristik Reservoir dan Kerusakan Formasi serta Uji Deliverabilitas pada Sumur AMP-01. *Jurnal Petrophysics and Reservoir Engineering*, 6(2), 45–52. <https://doi.org/10.25299/jpr.2019.6.2.xxxx>.
- Aldhitia, M., Ubaidillah, A. P., & Budhi, K. S. (2016). Analisa Data Pressure Buildup Test dengan Metode Horner dan Standing untuk Mengetahui Produktivitas Sumur SGC-X PT. Pertamina EP Asset 1 Field Jambi. *Jurnal Teknik Perminyakan*, 3(1), 2–10.
- Arinda, R., Mulia, G., & Email, M. I. (2020). Analisa Pressure Build-Up Test pada Sumur "ASR-06" dengan Metode Horner dan Pressure Derivative. *Jurnal Mineral dan Energi*, 18(2), 1907–0438.
- Aris, B. (2017). *Lumpur Pemboran: Perencanaan dan Solusi Masalah Secara Praktis*. Teknosain.
- Dadang, R., Dedy, K., & Dedi, C. A. (2011). *Teknik Reservoar: Teori dan Aplikasi* (Edisi Revisi). Pohon Cahaya.
- Hari Gunawan Nugraha. (2016). *Analisa Pressure Build-Up Test untuk Identifikasi Kerusakan Formasi pada Sumur Minyak Satu Fasa dengan Menggunakan Perbandingan Horner dan Simulasi Saphir di Lapangan XYZ* [Skripsi, Universitas Islam Negeri Syarif Hidayatullah]. Jakarta.
- Muhammad, T. F., Marmora, T. M., Onnie, M., & Trijana, K. (2022). *Teknik Reservoir*. Nas Media Pustaka.
- Nurhilalia. (2016). *Analisa Data Pressure Build Up Test dengan Menggunakan Metode Horner untuk Mengetahui Produktivitas Sumur-X* [Skripsi, Universitas Trisakti]. Jakarta.
- Putri, S., Gerry, S. N., Diyah, R., & Hermanto. (2024). Review Metode Horner dan Standing untuk Menganalisa Produktivitas Sumur Gas. *Jurnal Perminyakan dan Energi*, 8(1), 1064–1071.
- Sekolah Tinggi Teknologi Migas. (2024). *Panduan Penulisan Proposal dan Laporan Tugas*

- Akhir*. STT Migas Balikpapan.
- Tankin, S. (2020). *Analisa Pressure Build Up*. Penerbit Buku Teknik.
- Wilson, C. C. (2024). *Volume Engineering in Modern Oil Fields: Vertical, Derivated, Horizontal and Multilateral Well Systems* (Vol. 1). Scrivener Publishing / John Wiley & Sons.
- Xuetao, H., Shuyong, H. U., Fayang, J., & Su, H. (2017). *Physics of Petroleum Reservoir* (2nd ed.). Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-55000-7>
- Yolanda F, Lestari, Handy M. Analisa Pressure Build-up sumur X Lapangan Y. 2019: 2460-8696.