

Studi Evaluasi Parameter Reservoir berdasarkan data *Buildup* pada sumur X

An Evaluation Study of Reservoir Parameters Using Buildp Data from Well X

Sandro Clief Pattipawaej^{1*}, Sean Dave Usmany²

^{1,2} Petroleum Engineering Department, Faculty of Engineering Pattimura University Ambon,
Jl. Ir. M. Putuhena, Poka, Ambon Kampus 97233

*sandro_clief@yahoo.com

Diterima: 12 April 2025; Disetujui: 10 Mei 2025

DOI: 10.30598/tanahgoyang.3.1.18-24

| | |
|--|---|
| Kata Kunci: drawdown test buildup test Type curve matching Horner Permeabilitas Skin well bore storage | Abstrak <i>Well testing</i> adalah salah satu metode yang dapat dimanfaatkan untuk memperkirakan parameter reservoir. Terdapat dua data pada <i>well testing</i> yaitu data <i>drawdown</i> dan data <i>buildup</i> . <i>Type curve matching</i> adalah salah satu metode yang dikembangkan untuk menganalisis data <i>drawdown</i> , sedangkan metode <i>horner</i> dikhususkan untuk menganalisis data <i>buildup</i> . Dengan melakukan penyesuaian pada data tekanan dan turunannya, data <i>buildup</i> dapat dianalisis menggunakan metode <i>type curve matching</i> . Metode <i>type curve matching</i> memberikan nilai permeabilitas reservoir, skin, dan nilai <i>wellbore store</i> masing-masing sebesar 596.31 mD, -0.28, dan 0.008. Nilai permeabilitas dan skin berdasarkan metode horner didapat sebesar 550.51 mD dan -0.31. Hasil analisis ini menunjukkan bahwa reservoir baik dikembangkan untuk produksi. |
| Keywords: drawdown test buildup test Type curve matching Horner Permeability Skin well bore storage | Abstract <i>Well testing</i> is one of the methods that can be used to estimate reservoir parameters. There are two types of data in well testing: drawdown data and buildup data. Type curve matching is one of the methods developed to analyze drawdown data, while the Horner method is specifically used to analyze buildup data. By adjusting the pressure data and its derivative, buildup data can also be analyzed using the type curve matching method. The type curve matching method yields reservoir permeability, skin factor, and wellbore storage values of 596.31 mD, -0.28, and 0.008, respectively. The permeability and skin values obtained using the Horner method are 550.51 mD and -0.31. This analysis indicates that the reservoir is suitable for production development. |

1. PENDAHULUAN

Pengujian sumur (*well testing*) adalah salah satu metode yang digunakan dalam industri migas sebagai upaya untuk mendapatkan informasi terkait kemampuan alir dan parameter reservoir. Prinsip utama *well testing* adalah melakukan uji buka (produksi) dan tutup sumur dalam waktu tertentu dan mengamati perubahan tekanan yang terjadi pada dasar sumur terhadap waktu. Nilai perubahan tekanan pada dasar sumur terhadap waktu bergantung pada jenis dan ukuran reservoir, juga bergantung pada jenis fluida dalam reservoir, serta parameter reservoir seperti nilai permeability dan skin (Schlumberger, 1998).

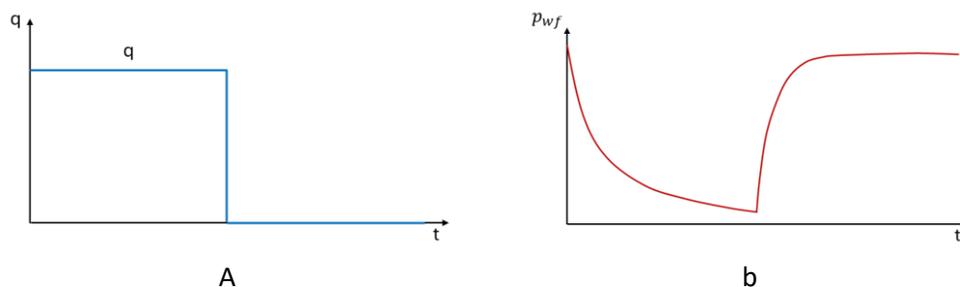
Pada saat sumur dibuka nilai tekanan didasar sumur akan mengalami penurunan (*Pressure Drawdown*) seiring waktu dan ketika sumur ditutup akan terjadi pemulihan tekanan (*Pressure Buildup*). Nilai perubahan tekanan pada kedua keadaan ini dapat dianalisis menggunakan beberapa metode seperti metode *type curve matching*, metode *Tiab direct synthesis type curve*, dan metode perhitungan langsung Horner. Pada metode *type curve matching*, data tekanan atau dan turunan tekanan hasil *well testing* akan di cocokan dengan kumpulan grafik tekanan yang telah ditabulasikan, dimana tiap grafik mewakili parameter tertentu dari reservoir (Chen et al., 2021). Metode *Tiab direct synthesis type curve* memiliki kemiripan dengan metode *type curve*, dimana data tekanan dan turunannya diplot pada grafik log-log, namun pada metode ini parameter reservoir dihitung berdasarkan beberapa titik penting pada grafik. Berbeda dengan kedua metode tersebut, pada metode horner hanya memanfaatkan tekanan saat periode *buildup*, dimana nilai tekanan saat *buildup* akan diplot terhadap log horner time yang adalah kombinasi durasi buka dan tutup sumur (Matthews & Russel, 1967). Adapaun parameter reservoir dapat dihitung berdasarkan slope hubungan antara kedua parameter tersebut. Dalam *well testing* dibutuhkan minimal dua penggunaan metode berbeda untuk meyakinkan hasil analisis.

Analisis data *well testing* dapat dilakukan pada data periode *drawdown* ataupun pada periode *buildup*. Dalam prakteknya lebih banyak contoh analisis pada data periode *drawdown* (kecuali metode horner), sedangkan analisis pada periode *buildup* jarang dilakukan karena *type curve* yang tersedia adalah *type curve* pada periode *drawdown*, sehingga harus dilakukan penyesuaian sebelum dimanfaatkan untuk analisis pada periode *buildup*. Di lain sisi, di lapangan data perubahan tekanan ketika *buildup* lebih baik dan lebih banyak dibandingkan dengan data *drawdown*. Karena saat produksi, laju produksi sulit di jaga pada satu nilai konstan sedangkan ketika sumur ditutup laju produksi adalah nol dan dapat dipertahankan untuk waktu yang lama.

Pada penelitian ini, dilakukan studi evaluasi karakteristik reservoir berdasarkan analisis data hasil *well testing* pada kondisi *buildup* pada sumur X dengan menggunakan metode *type curve matching* dan metode horner. Adapun analisis dilakukan secara manual menggunakan microsoft excell.

2. Well Testing

Well testing adalah salah satu tahapan penting dalam eksplorasi reservoir. Prinsip utama *well testing* adalah memperkirakan parameter reservoir di semua area reservoir berdasarkan data perubahan tekanan dalam sumur. Hasil analisis *well testing* akan dikombinasikan dengan data seismic, well logging, dan core untuk mendapatkan informasi lebih rinci dan pasti mengenai parameter reservoir di semua area. Hasil ini akan dimanfaatkan simulasi reservoir.



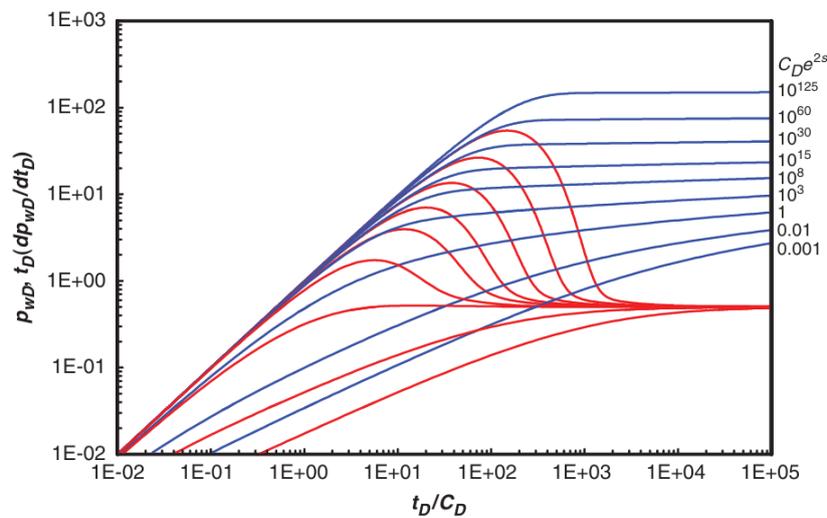
Gambar 1. Prinsip Well testing

Well testing dilakukan dengan membuka dan menutup sumur seperti yang diperlihatkan pada gambar 1a. Ketika sumur dibuka dengan rate konstan q , maka tekanan reservoir akan menurun (decline) secara

eksponential dari tekanan awal reservoir (p_i), sebaliknya ketika sumur ditutup terjadi pemulihan tekanan menuju tekanan awal seperti yang terlihat pada gambar 1b.

2.1. Metode Type Curve Matching

Salah satu metode untuk menganalisis perubahan tekanan dalam reservoir adalah metode *type curve matching*. Terdapat beberapa metode *type curve matching* seperti Type Curve Ramey, Type Curve Mc Kinley, dan Type Curve Bourdet Gringgarten. Dalam penelitian ini kami menggunakan Type Cuve Bourdet Gringgarten. Pada metode ini data tekanan dan turunannya akan dicocokkan dengan type curve Bourdet-Garten pada gambar 2.



Gambar 2. Type curve Bourdet-Gringgarten

Gambar 2 adalah *Type curve Bourdet-Gringgarten* untuk kasus *pressure drawdown*. Grafik ini memberikan hubungan antara tekanan dasar sumur tak berdimensi (*Dimensionless pressure*) (p_{wD}) dan rasio antara waktu tak berdimensi (t_D) dan *coofisien Wellbore storage* tak berdimensi (C_D). Garis warna biru pada grafik ini menggambarkan nilai perubahan tekanan sedangkan grafik berwarna merah memberikan nilai turunannya.

Type curve Bourdet-Gringgarten pada dasarnya adalah *type curve* untuk *pressure drawdown* test sehingga perlu dilakukan beberapa penyesuaian untuk dimanfaatkan pada kasus *buildup*. Type curve matching pada kasus *drawdown* dilakukan untuk data perbedaan tekanan produksi ($\Delta p = p_i - p_{wf}(t)$) dan turunannya terhadap waktu, sedangkan type curve matching pada kasus *buildup* dilakukan pada perbedaan tekanan ($\Delta p = p_{ws}(t) - p_{wf}$) dan turunannya terhadap waktu ekuivalen (Δt_e) (Spivey & Lee, 2013). Jika perbedaan tekanan dan turunannya telah cocok dengan grafik maka parameter reservoir seperti *permeability* (k), *wellbore storage* (C), dan *skin factor* (S) dapat dihitung menurut persamaan:

$$k = \frac{qB\mu}{0.00708h} \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{MP} \tag{1}$$

$$C = \frac{\phi c_t h r_w^2}{0.894} C_D \tag{2}$$

Dimana C_D adalah *coofisien wellbore storage* tidak berdimensi

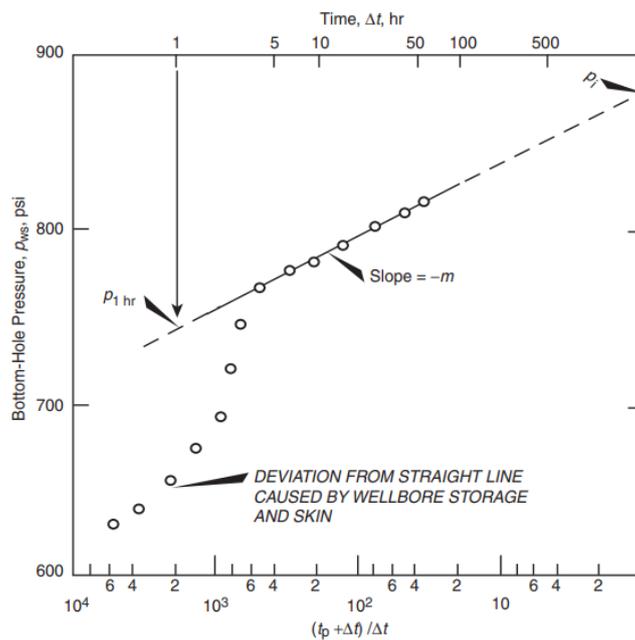
$$C_D = \frac{0.0002637k}{\phi\mu c_t r_w^2} \left(\frac{\Delta t}{t_D/C_D} \right)_{MP} \tag{3}$$

Dan skin factor

$$S = 0.5 \ln \left(\frac{C_D e^{2S}}{C_D} \right) \tag{4}$$

2.2. Metode Horner

Analisis parameter reservoir menggunakan metode horner dilakukan berdasarkan plot data tekanan saat *buildup* terhadap *horner time* $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ seperti yang diperlihatkan pada gambar 3. Dimana nilai t_p adalah durasi produksi, dan Δt adalah durasi sumur ditutup.



Gambar 3. Horner Plot

Berdasarkan hasil plot data antara perubahan tekanan saat *buildup* terhadap *horner time*, dapat dibuat garis lurus yang mewakili perubahan tekanan pada periode *infinite acting reservoir flow*. Berdasarkan nilai kemiringan (m) garis tersebut dapat dihitung nilai *permeability* menurut persamaan

$$k = \frac{162.6qB\mu}{|m|h} \tag{4}$$

Berdasarkan nilai *permeability* dan perubahan tekanan setelah 1 jam penutupan sumur (p_{1h}), dapat dihitung nilai skin factor menurut persamaan

$$s = 1.151 \left\{ \frac{p_{1h} - p_{wf}}{|m|} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right\} \tag{5}$$

Selanjutnya nilai tekanan rata-rata reservoir dapat dihitung dengan bantuan

2.1.1. Data Produksi

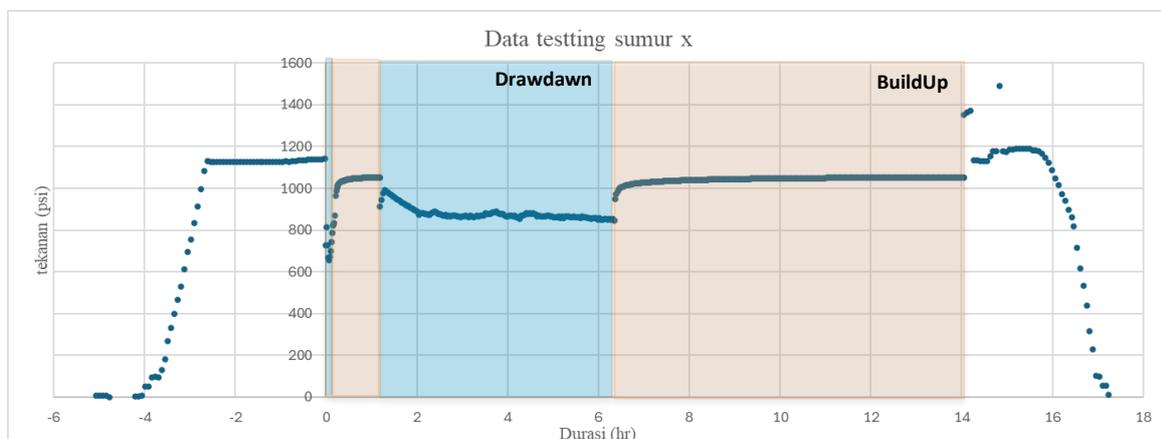
Untuk menganalisis parameter reservoir berdasarkan data *well testing*, dibutuhkan beberapa data seperti data produksi, data sumuran, dan data testing. Adapun data produksi dan data sumuran diberikan pada tabel 1 dan 2, sedangkan data testing ditampilkan dalam gambar 4.

Table 1. Data Produksi.

| Parameter | Nilai |
|---------------------------------------|------------------------------|
| Tekanan awal reservoir (p_i) | 1021 psig |
| Porositas (ϕ) | 35.4 % |
| Compressibilitas oil (c_t) | 6.561×10^{-6} 1/psi |
| Fiskositas oil (μ) | 3.28 cp |
| Formation volume factor oil (B_o) | 1.21 rbl/bbl |
| Laju produksi (q) | 424 bbl/d |

Table 2. Data sumuran.

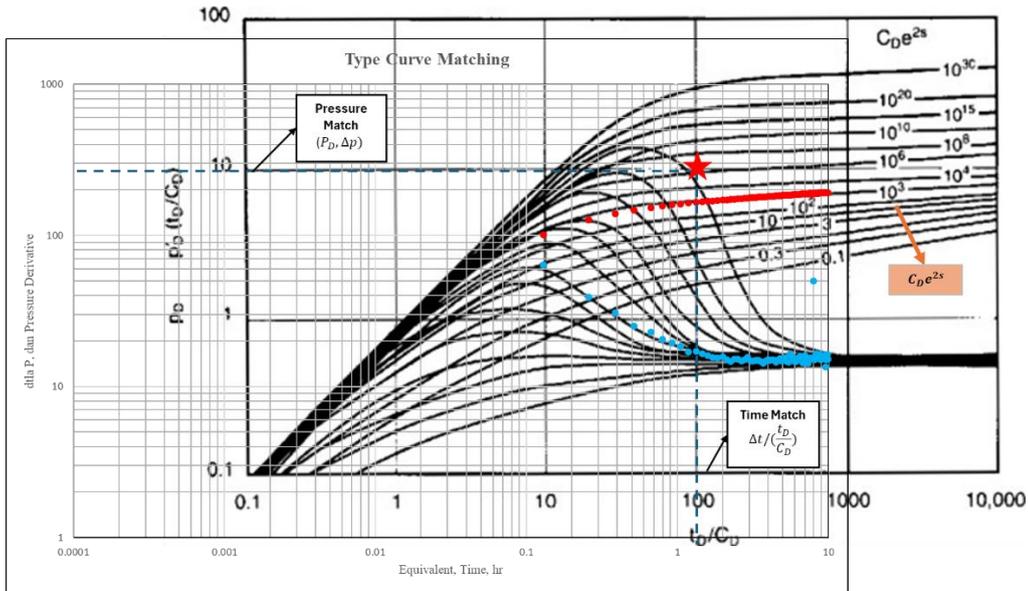
| Parameter | Nilai |
|------------------------|----------|
| Radius Sumur (r_w) | 4.25 inc |
| Net pay (h) | 14 ft |
| Hole tempature (T) | 154 °F |



Gambar 5. Data hasil uji sumur X

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

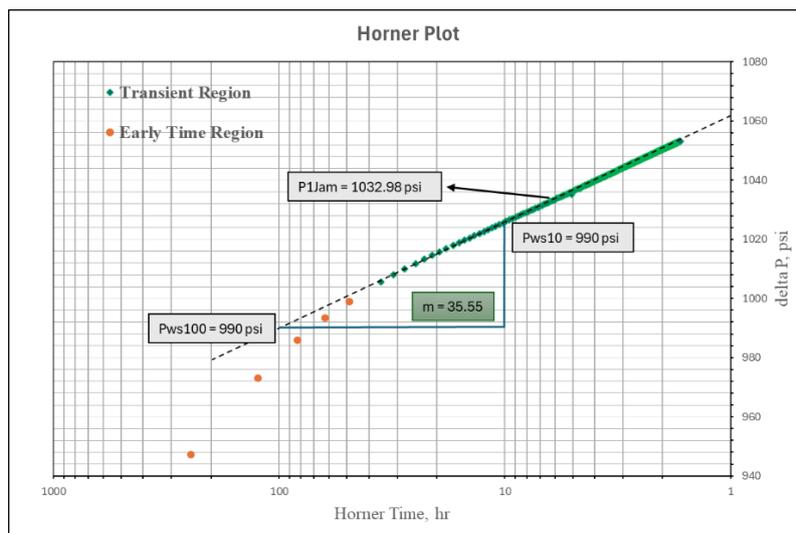
Berdasarkan data uji sumur, data sumuran, dan data produksi maka dilakukan analisis data testing pada periode *shut in*. Hasil analisis berdasarkan metode *type curve matching* diberikan oleh gambar 6, sedangkan hasil analisis menggunakan metode horner diberikan oleh gambar 7.



Gambar 6. Metode Type curve matching-Buildup sumur X

Nilai tekanan (titik merah) dan turunannya (titik biru) pada kondisi *buildup*, memiliki kecocokan dengan type curve Bourdet-Gringarten di $C_D e^{2s} = 10^3$. Jika *Match Point* (MP) diberikan pada bintang merah maka *match point* untuk *dimensionless pressure* dan delta P masing-masing diberikan oleh 10 dan 285, sedangkan *match point* untuk t_D / C_D dan Δt_e masing-masing adalah 100 dan 1.2.

Berdasarkan hasil match point dan parameter produksi yang ada pada tabel 1, maka dapat dihitung nilai permeabilitas reservoir (persamaan (1)) sebesar 596.31 mD. Selanjutnya berdasarkan nilai ini maka dapat dihitung nilai koefisien *wellbore storage* tak berdimensi (persamaan (3)) sebesar 1758.3. Berdasarkan nilai koefisien *wellbore store* tak berdimensi dapat dihitung nilai koefisien *wellbore store* sebesar 0.008 bbl/psi. Berdasarkan nilai $C_D e^{2s}$ dan nilai koefisien *wellbore store* tak berdimensi dapat dihitung nilai skin faktor menggunakan persamaan (4) sebesar -0.28.



Gambar 7. Metode Horner-Buildup sumur X

Berdasarkan gambar 7, terlihat bahwa nilai slope pada transient region memiliki nilai $m=35.6$ dan nilai $p_{1h}=1032.98$ psi, serta nilai $p^*=1062$ psi.

Berdasarkan nilai slope, p_{1h} dan p_{ws} (845.95 psi) yang didapat dari data produksi, maka dapat dihitung nilai permeability menggunakan persamaan (4) sebesar 550.51 mD. Selanjutnya dengan menggunakan persamaan (5) dapat dihitung nilai skin faktor sebesar -0.31.

Hasil analisis untuk kedua metode dengan pendekatan berbeda memberikan hasil yang hampir sama. Nilai Permeabilitas reservoir yang besar (>550 mD) menggambarkan fluida reservoir dapat mengalir dengan baik dalam pori-pori batuan. Nilai skin faktor yang kecil mengindikasikan bahwa aliran di sekitar lubang bor cukup baik dimana tidak ada damage di sekitar lubang bor akibat pengeboran. Kedua metode ini juga memberikan nilai koefisien well bore storage yang kecil. Hal ini mengindikasikan bahwa ketika sumur diproduksi maka aliran fluida dari reservoir akan segera mencapai permukaan atau ketika sumur ditutup maka aliran fluida dari reservoir akan segera berhenti. Hasil ini juga terlihat pada gambar 6, dimana tidak terlihat aliran pada periode well bore storage. Hal yang sama juga terlihat pada gambar 7, yang digambarkan oleh periode aliran di tahap awal penutupan sumur (*early time region*) berlangsung sangat singkat.

Berdasarkan hasil analisis ini terlihat bahwa dari sisi *well testing*, reservoir cukup baik untuk dikembangkan. Hasil ini dapat dimanfaatkan sebagai pembandingan dengan hasil lain selain *well testing*. Hasil ini bersama hasil analisis lainnya dapat dimanfaatkan untuk memodelkan reservoir dan melakukan perencanaan pengembangan lapangan melalui simulasi reservoir.

4. KESIMPULAN

- a) Metode *type curve Bourdet-Gringarten* dapat dimanfaatkan untuk menganalisis data *well testing* pada periode *buildup* dengan sedikit melakukan sedikit penyesuaian pada parameter tekanan dan turunannya. Hasil analisis menggunakan metode *type curve Bourdet-Gringarten* memberikan hasil yang hampir sama dengan metode horner.
- b) Hasil analisis data *well testing* pada sumur X untuk periode *buildup* menggunakan metode horner memberikan nilai *permeability* reservoir sebesar 550.51 mD dan nilai *skin factor* sebesar -0.31. Hasil analisis data yang sama dengan metode *type curve Bourdet-Gringarten* memberikan nilai *permeability* reservoir sebesar 596.31 mD dan nilai *skin factor* sebesar -0.28 serta nilai *wellbore store* sebesar 0.008 bbl/psi. Hasil ini mengindikasikan bahwa kemampuan reservoir untuk mengalirkan fluida sangat baik dan tidak terjadi *damage* pada area di sekitar sumur sehingga baik untuk dikembangkan.

DAFTAR PUSTAKA

- Chen, Z., Ni, H., Sun, Z., Zhang, S., & Wang, Q. (2021). Study of Homogeneous Reservoir Pressure Inversion Model Based on Permeability Mechanics and Interpretation Software Design. *Mathematical Problems in Engineering*, 2021. <https://doi.org/10.1155/2021/4494678>
- Matthews, S. C., & Russel, G. D. (1967). *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*.
- Schlumberger. (1998). *Introduction to Well Testing*.
- Spivey, P. J., & Lee, W. J. (2013). *Applied Well Test Interpretation* (Vol. 13). Society of Petroleum Engineers.