



Well Lifetime Estimation Using Future IPR and Critical Flow Rate with the Chaperon Method at Well "RS-1" in the "RS" Field

Risda Danu Novika¹, Deny Fatryanto², Risna³, Kukuh Jalu Waskita⁴, Mohammad Lutfi^{5*}
Sekolah Tinggi Teknologi Migas Balikpapan, Indonesia

m.lutfi@sttmigas.ac.id¹

Abstrak

Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi efektivitas metode continuous gas lift pada sumur minyak RS-1 yang mengalami penurunan tekanan reservoir. Data yang digunakan meliputi data reservoir, fisik, dan produksi sebelumnya. Analisis dilakukan dengan mengkaji perpotongan kurva Inflow Performance Relationship (IPR) dan gas lift outflow pada berbagai kondisi tekanan reservoir serta pengaruh water cut terhadap performa produksi. Perhitungan laju alir kritis menggunakan metode Chaperon menunjukkan adanya batas tekanan kritis pada 200 psig, di mana kurva IPR dan gas lift outflow tidak lagi berpotongan. Proyeksi future IPR memperlihatkan penurunan kapasitas produksi sumur di masa mendatang jika tekanan terus menurun. Hasil penelitian mengungkapkan bahwa metode continuous gas lift efektif digunakan pada tekanan reservoir di atas 200 psig, namun harus diganti dengan metode artificial lift lain saat tekanan mencapai batas tersebut. Oleh karena itu, perencanaan ulang sistem produksi sangat diperlukan untuk mempertahankan kelangsungan produksi sumur RS-1.

Kata Kunci: *Metode Chaperon, Continuous Gas Lift, Inflow Performance Relationship (IPR), Critical Flow Rate, Reservoir Pressure Decline*

Abstract

This study aims to evaluate the effectiveness of the continuous gas lift method on well RS-1, which is experiencing declining reservoir pressure. The data utilized includes reservoir, physical, and previous production data. The analysis involved examining the intersection of the Inflow Performance Relationship (IPR) and gas lift outflow curves at various reservoir pressures and assessing the impact of water cut on production performance. Critical flow rate calculations using the Chaperon method reveal a critical pressure limit at 200 psig, where the IPR and gas lift outflow curves no longer intersect. Future IPR projections show a decline in the well's production capacity if pressure continues to drop. The study concludes that the continuous gas lift method is effective above 200 psig but should be replaced with another artificial lift method once the pressure reaches this limit. Therefore, redesigning the production system is essential to sustain well RS-1's production.

Key Word: *Metode Chaperon, Continuous Gas Lift, Inflow Performance Relationship (IPR), Critical Flow Rate, Reservoir Pressure Decline*

PENDAHULUAN

Penurunan produksi pada sumur minyak dan gas merupakan fenomena alami yang disebabkan oleh penurunan tekanan reservoir, perubahan sifat batuan, serta naiknya rasio gas dan air seiring waktu. Salah satu metode yang digunakan untuk mengevaluasi dan memprediksi kinerja sumur di masa depan adalah analisis *future Inflow Performance Relationship* IPR, yang menggambarkan hubungan antara tekanan bawah sumur (*bottom-hole pressure*, BHP) dan laju produksi fluida dari waktu ke waktu (Kilns & Clark, 1993; Aryan & Shelly, 2023). Penerapan metode *future IPR* yang terintegrasi dengan analisis nodal terbukti mampu memberikan prediksi lebih akurat terhadap umur ekonomis sumur dibandingkan dengan metode empiris konvensional (Kilns & Clark, 1993; Egu et al., 2023).

Namun, dalam praktiknya, prediksi penurunan kinerja sumur menjadi lebih kompleks ketika terjadi aliran dua fase atau tekanan sumur mendekati *bubble point*, sehingga perlu dilakukan perbaikan model maupun integrasi dengan simulasi reservoir yang mempertimbangkan perubahan tekanan dinamis dan laju penurunan produksi (Aryan & Shelly, 2023; Rahmawati et al., 2020). Disamping itu, untuk memastikan sumur tetap beroperasi secara optimum, penting pula untuk memperhitungkan laju alir kritis (*critical flow rate*) yang menentukan batas minimum laju produksi agar tidak terjadi fenomena *liquid loading* atau *choking*, di mana sumur tidak lagi mampu mengalirkan fluida ke permukaan secara efisien (Lea & Tighe, 1983; Hajiyeva & Ahmado, 2023).

Metode Chaperon menawarkan pendekatan teoritis yang lebih komprehensif dalam menentukan laju alir kritis pada sumur, karena memperhitungkan efek friksi, slip, serta geometri tubing dalam perhitungan dua fase baik minyak maupun gas (Lea & Tighe, 1983; Hajiyeva & Ahmado, 2023). Dalam evaluasi kinerja sumur berikutnya, optimasi sistem produksi sangat sering melibatkan metode *continuous gas lift* diinjeksikan secara kontinyu untuk menurunkan densitas fluida dan mengurangi tekanan hidrostatik kolom sehingga meningkatkan efisiensi sumur (Vázquez-Román & Palafox-Hernández, 2005; Qahtani et al., 2021; Salh et al., 2015). Implementasi *continuous gas lift* harus memperhatikan desain injeksi optimum, pemilihan kedalaman *valve* dan laju injeksi gas, serta mengoptimalkan penggunaan gas sehingga efisiensi produksi tinggi dapat dicapai walaupun kondisi reservoir terus menurun (Fitrianti et al., 2018). Pengembangan model matematis dan komputasi (Lutfi, 2020), termasuk pemanfaatan software produksi dan algoritma optimasi semakin meningkatkan akurasi dan kecepatan proses desain maupun pemantauan sistem *gas lift* (Vázquez-Román & Palafox-Hernández, 2005; Aryan & Shelly, 2023).

Studi-studi terkini juga menekankan pentingnya analisis *Gas Lift Performance Curve* (GLPC), mekanistik maupun empiris untuk memperoleh pengalokasian gas optimum antar sumur *multiwell* serta mempertahankan performa produksi secara berkesinambungan (Fandi, 2015; Merzoug et al., 2022; Aziz et al., 2019). Penggunaan pendekatan metaheuristik dan CFD bahkan semakin berkembang untuk meningkatkan prediksi performa sistem *gas lift* dan pemilihan desain *orifice valve* yang efisien (Kadivar & Lay, 2017; Rohman et al., 2019; Saepudin et al., 2007). Oleh karena itu, untuk mendapatkan estimasi *life time* sumur yang reliabel dan optimal, penelitian ini mengintegrasikan prediksi *future IPR*, perhitungan laju alir kritis (dengan pendekatan Chaperon), serta desain dan optimasi *continuous gas lift* berbasis model analitik, numerik (Lutfi, 2021), dan simulasi lapangan.

METODE

Penelitian ini menggunakan data sumur RS-1 yang mengalami penurunan tekanan reservoir dan produksi minyak. Data yang digunakan meliputi data reservoir, data fisik, dan data produksi sebelumnya. Analisis dilakukan dengan metode evaluasi kurva IPR dan kurva VLP untuk *continuous gas lift*. Laju alir kritis dihitung menggunakan metode Chaperon dan divalidasi melalui simulasi kurva perpotongan antara IPR dan *gas lift* outflow pada berbagai tekanan reservoir. Evaluasi juga dilakukan terhadap pengaruh *water cut* terhadap performa produksi. Selanjutnya, dilakukan analisis proyeksi *future IPR* untuk memprediksi kapasitas produksi sumur di masa depan dan menentukan efektivitas metode *continuous gas lift* pada tekanan reservoir yang berbeda, khususnya di bawah ambang batas 200 psig.

Penelitian ini diawali dengan pengumpulan data sumur ALD-02, yang meliputi data geologi serta data produksi sebelum dan sesudah perlakuan *matrix acidizing*. Data yang terkumpul kemudian diseleksi untuk keperluan perhitungan produktivitas sumur. Untuk memperkirakan laju alir kritis pada sumur vertikal dengan formasi anisotropik ($k_v \neq k_h$) dan mempertimbangkan jarak ke batas reservoir, digunakan korelasi yang dikembangkan oleh Chaperon (1986). Korelasi tersebut dinyatakan dalam beberapa rumus, yaitu:

Menentukan nilai α :

$$\alpha^* = (r_e/h) \times (k_r/k_h)^{0.5}$$

(Rumus 1, sumber: Chaperon, 1986)

Dimana, α^* adalah parameter tak berdimensi yang digunakan dalam perhitungan laju alir kritis, r_e adalah jari-jari batas (*radius*) reservoir, h adalah ketebalan formasi (*reservoir thickness*), k_r adalah Permeabilitas radial, dan k_h adalah permeabilitas horizontal.

Menentukan nilai q_c :

$$q_c^* = 0,7311 + (1,943/\alpha^*)$$

(Rumus 2, sumber: Chaperon, 1986)

Dimana, q_c^* adalah laju alir kritis

Menentukan q_o :

$$q_o = \frac{4,888 \times 10^{-4}}{B_o} \frac{k_h h^2}{\mu_o} [\Delta\rho] q_c^*$$

(Rumus 3, sumber: Chaperon, 1986)

Dimana, q_o laju alir minyak kritis, B_o adalah faktor volume formasi minyak, μ_o adalah viskositas minyak, dan $\Delta\rho$ selisih densitas fluida.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis dilakukan untuk memperkirakan umur produktif sumur RS-1 di Lapangan RS dengan menggunakan metode Chaperon dalam perhitungan laju alir kritis serta analisis *future IPR*. Fokus pembahasan meliputi evaluasi kinerja sumur ke depan dan penentuan batas produksi yang aman agar risiko *coning* dapat diminimalkan, sehingga mendukung strategi pengurasan reservoir yang lebih efisien.

Pengumpulan Data

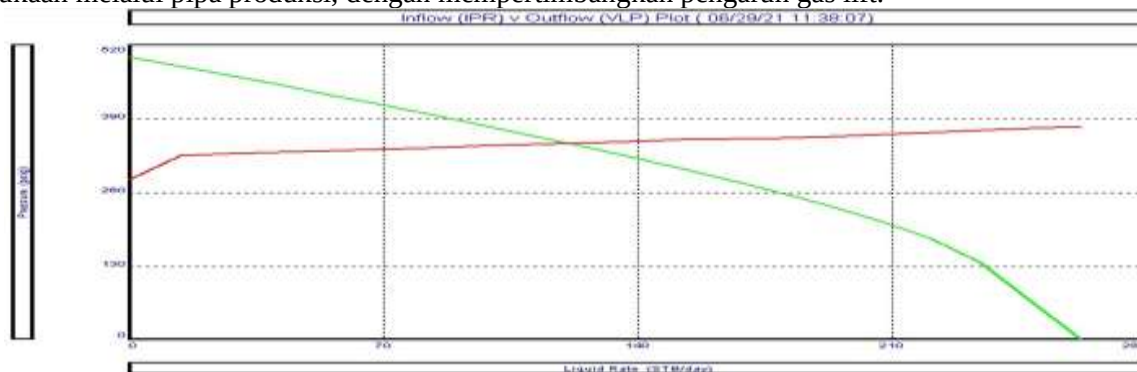
Dalam penelitian ini, data dikumpulkan melalui teknik pengumpulan data sekunder (*secondary data*) yang diperoleh dari Sumur RS-1. Data yang digunakan mencakup informasi mengenai karakteristik reservoir, sifat fisik fluida, serta data operasional sumur. Data-data tersebut menjadi dasar dalam melakukan analisis estimasi umur produktif sumur. Tabel 1 adalah data sumur yang digunakan dalam perhitungan laju alir kritis, meliputi permeabilitas formasi, jari-jari pengurasan, dan ketebalan kolom minyak di sumur RS-1:

Tabel 1. Data sumur perhitungan laju alir kritis di sumur RS-1

Permeabilitas Horizontal (k_h)	100	mD
Permeabilitas Vertikal (k_v)	300	mD
Jari-jari Pengurasan Sumur (r_e)	850	ft
Ketebalan Kolom Minyak	70	ft

Evaluasi dilakukan untuk menilai efektivitas metode ini terhadap performa produksi sumur. Hasil analisis menunjukkan bahwa pada tekanan di atas 200 psig, masih terdapat titik perpotongan antara kurva IPR (*inflow*) dan *gas lift outflow*, namun saat tekanan turun hingga menyentuh 200 psig, kurva tersebut tidak lagi berpotongan. Kondisi ini menandakan bahwa *continuous gas lift* tidak lagi efektif pada tekanan di bawah ambang tersebut. Saat ini, tekanan reservoir sumur RS-1 berada pada kisaran 500 psig, sehingga sistem masih dapat berfungsi dalam jangka waktu terbatas. Namun, dengan tren penurunan tekanan dan pasokan gas injeksi yang semakin terbatas, performa produksi diperkirakan terus menurun. Oleh karena itu, diperlukan perencanaan ulang atau penggantian sistem artificial lift sebelum tekanan mencapai batas kritis 200 psig agar produksi tetap optimal.

Gambar 1 menunjukkan kurva perpotongan antara *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *Vertical Lift Performance* (VLP) yang dihasilkan dari evaluasi sistem produksi menggunakan metode *gas lift*. Kurva IPR (berwarna hijau) menggambarkan hubungan antara tekanan dasar sumur dan laju alir fluida dari reservoir ke sumur, sedangkan kurva VLP (berwarna merah) menunjukkan performa aliran dari dasar sumur ke permukaan melalui pipa produksi, dengan mempertimbangkan pengaruh gas lift.

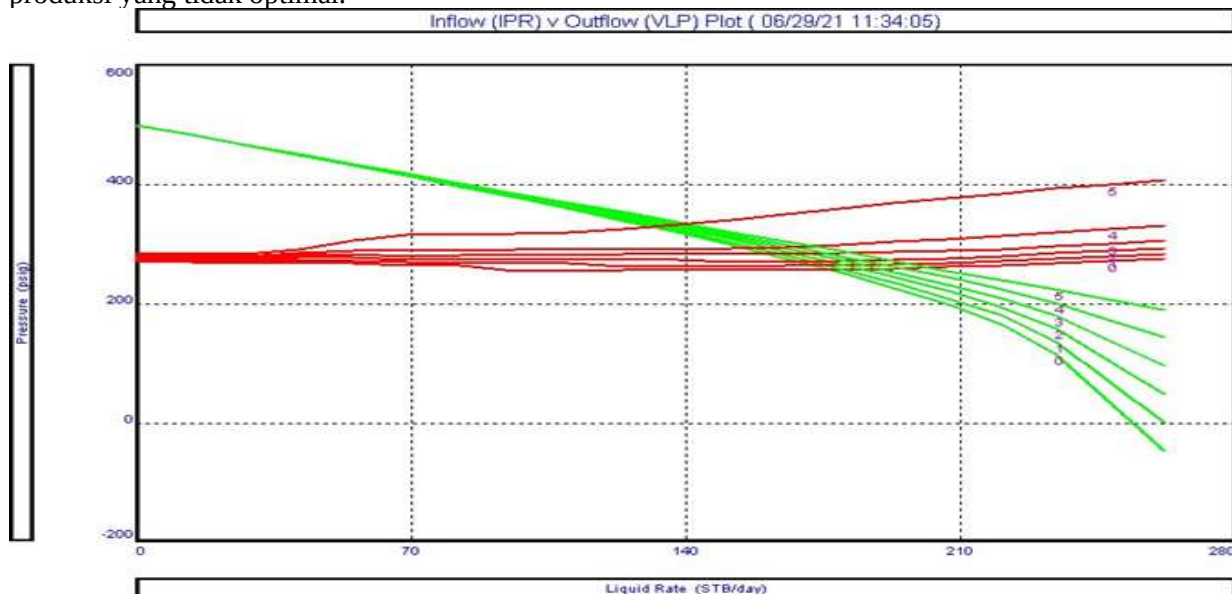


Gambar 1. Kurva perpotongan IPR dengan *gas lift*

Titik perpotongan antara kurva IPR dan VLP menandakan kondisi keseimbangan antara kemampuan reservoir dalam mengalirkan fluida dan kapasitas sistem produksi dalam mengangkat fluida ke permukaan. Titik ini menunjukkan laju produksi stabil dan tekanan dasar sumur yang dicapai saat operasi berjalan optimal. Dari Gambar 1 terlihat bahwa titik perpotongan terjadi pada kisaran laju alir sekitar 160–170 STB/day dan tekanan sekitar 300 psi. Hal ini menunjukkan bahwa pada kondisi tersebut, sistem produksi berada pada titik kerja optimal, di mana aliran fluida dari reservoir dapat diangkat secara efisien dengan bantuan gas lift tanpa menyebabkan tekanan dasar sumur turun terlalu rendah. Jika laju produksi dipaksa melebihi titik ini, sistem produksi dapat menjadi tidak stabil dan meningkatkan risiko terjadinya *coning* atau penurunan efisiensi produksi. Kurva ini juga membantu dalam menentukan parameter desain *gas lift* yang sesuai, seperti laju injeksi gas dan kedalaman katup, untuk mempertahankan operasi sumur dalam zona aman dan optimal.

Evaluasi laju alir kritis pada sumur dilakukan menggunakan metode perhitungan Chaperon. Metode ini digunakan untuk menentukan batas maksimum laju produksi sebelum terjadi *coning*. Proses evaluasi dilakukan melalui tahapan perhitungan sebagai berikut: berdasarkan perhitungan metode Chaperon, diperoleh nilai α^* sebesar 21,032 STB/day, q^* sebesar 0,823 STB/day, dan laju alir kritis q_0 sebesar 117,5788 STB/day.

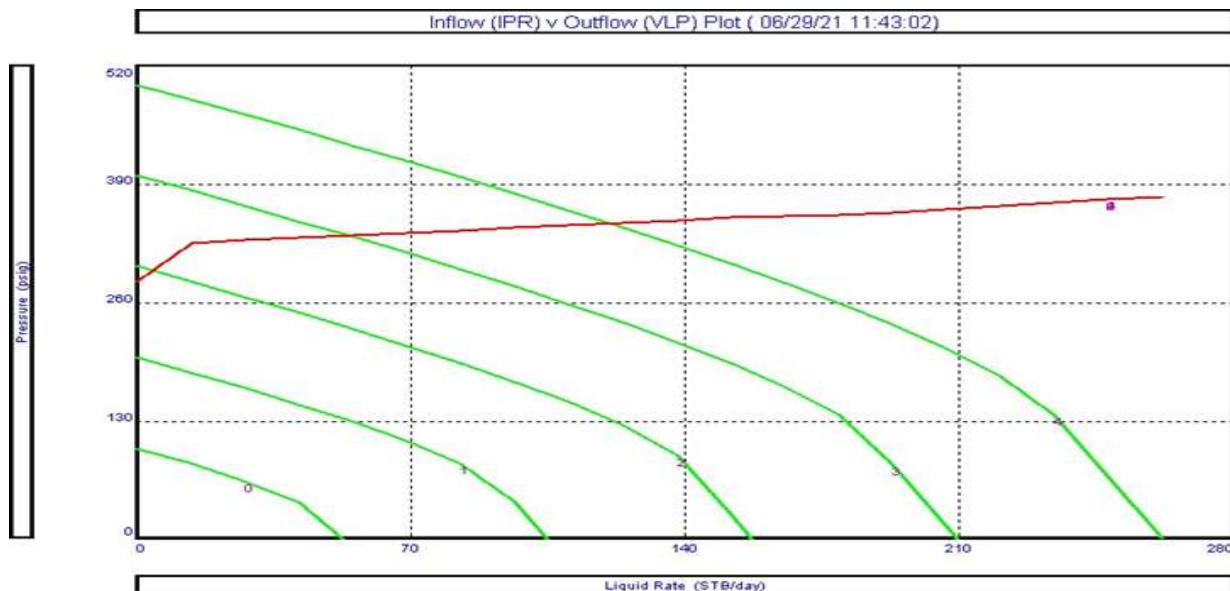
Gambar 2 menunjukkan hubungan antara kurva IPR dan kurva *outflow* pada berbagai kondisi *water cut*. Terlihat bahwa laju alir kritis ditentukan dari titik perpotongan antara IPR dan *gas lift outflow*. Namun, semakin tinggi nilai *water cut*, kurva *outflow* (merah) menjadi lebih datar, yang menandakan peningkatan hambatan aliran. Hal ini menunjukkan bahwa *water cut* yang tinggi secara signifikan mengurangi kemampuan produksi sumur, karena titik perpotongan dengan IPR bergeser ke laju alir yang lebih rendah, menandakan performa produksi yang tidak optimal.



Gambar 2. Kurva perpotongan laju alir kritis dan *water cut*

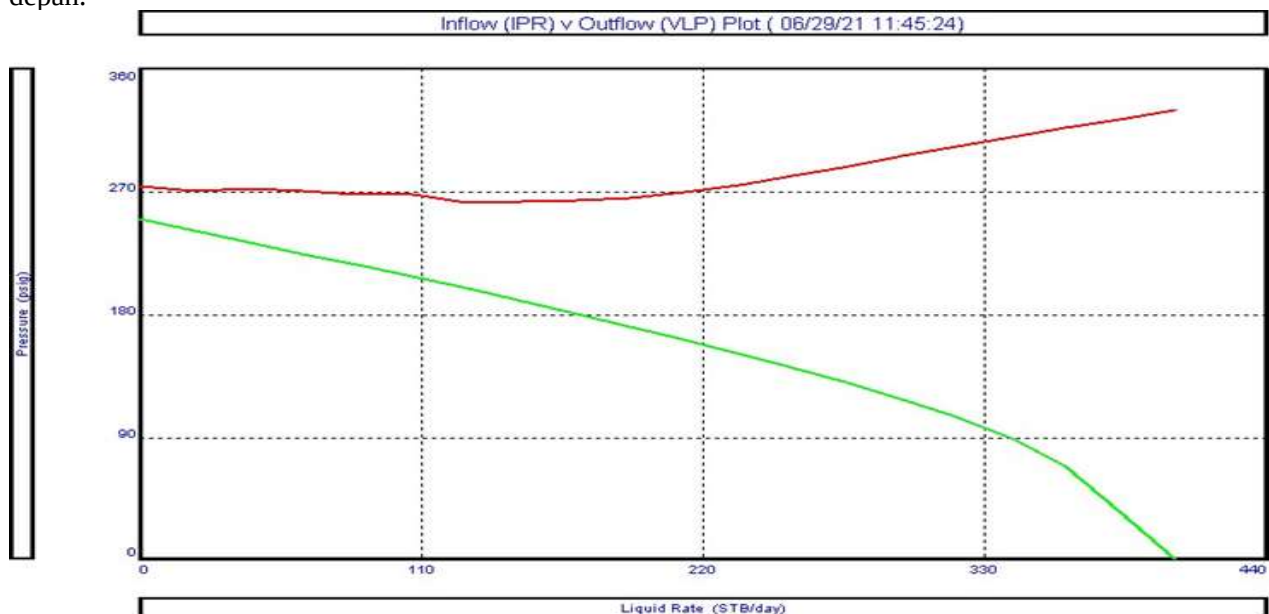
Gambar 3 memperlihatkan hasil simulasi pada kondisi tekanan sumur sebesar 200 psig. Pada grafik, kurva IPR (hijau) dan kurva *gas lift outflow* (merah) tidak lagi memiliki titik potong. Tidak adanya titik potong menunjukkan bahwa tidak terjadi keseimbangan antara tekanan *inflow* dan tekanan *outflow* pada kondisi ini, yang berarti sumur tidak mampu memproduksi fluida secara alami atau dengan bantuan *continuous gas lift* pada tekanan tersebut. Hal ini menjadi indikator bahwa pada tekanan 200 psig, metode *continuous gas lift* sudah tidak lagi efektif digunakan.

Kondisi ini menunjukkan pentingnya penyesuaian tekanan operasi atau penerapan metode pengangkatan buatan alternatif untuk menjaga keberlanjutan produksi. Salah satu pendekatan yang dapat dipertimbangkan adalah optimasi laju injeksi gas atau penggantian metode ke *intermittent gas lift*, ESP, atau *sucker rod pump*, tergantung pada karakteristik sumur dan fluida. Evaluasi lebih lanjut terhadap performa sistem pengangkatan buatan pada tekanan yang lebih rendah juga diperlukan untuk menentukan strategi produksi yang paling efisien.



Gambar 3. Kurva IPR tidak berpotongan pada tekanan 200 psig

Gambar 4 menampilkan prediksi *performa inflow* sumur (kurva IPR hijau) di masa mendatang berdasarkan proyeksi penurunan tekanan reservoir. Terlihat bahwa kurva IPR mengalami penurunan dibanding kondisi awal, yang menunjukkan kapasitas produksi sumur yang semakin berkurang seiring waktu. Jika tren ini terus berlanjut, sumur akan semakin sulit untuk memproduksi tanpa adanya perubahan desain atau metode angkat buatan baru, terutama saat tekanan reservoir mendekati batas kritis. Grafik ini menjadi dasar untuk mempertimbangkan penggantian metode artificial lift ke sistem yang lebih sesuai dengan kondisi reservoir ke depan.



Gambar 4. Kurva Future IPR

KESIMPULAN

Penurunan tekanan reservoir pada sumur RS-1 menurunkan produksi minyak akibat berkurangnya pasokan gas untuk continuous gas lift. Evaluasi menunjukkan bahwa di bawah 200 psig, kurva IPR dan gas lift outflow tidak berpotongan, menandakan metode ini tidak lagi efektif. Proyeksi IPR menunjukkan penurunan produksi seiring turunnya tekanan, sehingga metode artificial lift perlu diganti saat tekanan mencapai batas kritis. Disarankan merencanakan ulang sistem produksi atau menggunakan metode alternatif sebelum tekanan turun di bawah 200 psig.

DAFTAR REFERENSI

Al Qahtani, A., Al-Aklubi, S., BenAmara, A., & Faux, S. (2021, September). Gas lift design optimization using intelligent gas lift valves a KJO case study. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (p. D011S013R002). SPE.

- Aryan, R., & Shelly, B. Prosper Software for Gas Lift System Design and Simulation.
- Aziz, P. A., Gaol, A. H. L., Daton, W. N., & Chandra, S. (2019). Application of Mechanistic Modeling for Gas Lift Optimization: A General Scaling Curve for Variations of Tubing Size to Optimum Gas Injection. *Journal of Earth Energy Engineering*, 8(2), 40-48.
- Chaperon, I. (1986, October). Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-15377). SPE.
- Fandi, R. A. (2015, September). A simple-effective analytical model for multi-well gas lift allocation optimization 2015IFEDC. In *2015 International Field Exploration and Development Conference (IFEDC 2015)* (pp. 1-7). IET.
- Fitrianti, F., Putra, D. F., & Cendra, D. (2018). The Critical Investigation on Essential Parameters to Optimize the Gas Lift Performance In “J” Field Using Prosper Modelling. *Journal of Earth Energy Engineering*, 7(2), 46-54.
- Hajiyeva, L., & Ahmadov, N. Study of gas-lift valve operation. *A Vadanl Iqlar, Texnolog I Yalar, Mater I Allar*.
- Kadivar, A., & Lay, E. N. (2017). A computation fluid dynamic model for gas lift process simulation in a vertical oil well. *Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 47(1), 49.
- Klins, M. A., & Clark, J. W. (1993). An improved method to predict future IPR curves. *SPE Reservoir Engineering*, 8(04), 243-248.
- Lea Jr, J. F., & Tighe, R. E. (1983, February). Gas well operation with liquid production. In *SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium/Production and Operations Symposium* (pp. SPE-11583). SPE.
- Lutfi, M. (2020). Hydrodynamics circulation model in the estuary of Palu River based on numerical calculations. *Journal of Engineering Science and Technology*, 15(4), 2309–2323.
- Lutfi, M. (2021). Insight of numerical simulation for current circulation on the steep slopes of bathymetry and topography in Palu Bay, Indonesia. *Fluids*, 6(7), 234.
- Merzoug, A., Chemmakh, A., Ouadi, H., Laalam, A., Djezzar, S., Boualam, A., ... & Ibrahim, E. (2022, October). A new model for optimized gas allocation in gas lift operation Using metaheuristic algorithms. In *SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition* (p. D021S005R002). SPE.
- Rahmawati, S. D., Chandra, S., Aziz, P. A., Daton, W. N., & Gaol, A. H. L. (2020). Integrated application of flow pattern map for long-term gas lift optimization: A case study of Well T in Indonesia. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, 1635-1641.
- Rohman, A. F., Kasmungin, S., & Mardiana, D. A. (2019). Geometry Modified Square Edge Orifice Valve Study for Efficiency Gas Lift with Computational Fluid Dynamic (CFD) Method. *Journal of Earth Energy Science, Engineering, and Technology*, 2(1).
- Saepudin, D., Soewono, E., Sidarto, K. A., Gunawan, A. Y., Siregar, S., & Sukarno, P. (2007). An Investigation on Gas Lift Performance Curve in an Oil-Producing Well. *International journal of mathematics and mathematical sciences*, 2007(1), 081519.
- Salh, T. A., Sahi, S. H., & Ismael, S. A. H. (2015). Using the Artificial Gas Lift to Increase the Productivity of Noor Oil Field/Mishrif Formation. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*, 16(2), 39-44.
- Vazquez-Roman, R., & Palafox-Hernández, P. (2005, October). A new approach for continuous gas lift simulation and optimization. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-95949). SPE.