

PENGARUH SENSITIVITAS GOR TERHADAP EFISIENSI GAS LIFT DI SUMUR X LAPANGAN DELTA

Dava Arif Saputra^{1*}, Diyah Rosiani¹

¹Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl. Gajah Mada No.38, Jawa Tengah 58315

*E-mail: davaarifsaputra10@gmail.com

ABSTRAK

Industri minyak dan gas menghadapi tantangan besar dalam mempertahankan keberlanjutan produksi pada lapangan matang yang mengalami penurunan tekanan reservoir alami. Salah satu metode pengangkatan buatan yang banyak digunakan adalah *gas lift*, yang menjadi solusi fleksibel dan ekonomis, khususnya untuk sumur dengan produksi fluida tinggi, kadar air tinggi, dan tekanan reservoir rendah. Efisiensi sistem *gas lift* dipengaruhi oleh berbagai faktor, termasuk *Gas Oil Ratio (GOR)*, yang memainkan peran penting dalam kinerja sistem. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis pengaruh *GOR* terhadap efisiensi *gas lift* pada Sumur X di Lapangan Delta, serta memberikan rekomendasi praktis untuk meningkatkan operasi *gas lift*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa *GOR* yang tinggi dapat mengurangi efisiensi *gas lift* karena peningkatan gas yang diproduksi tanpa diimbangi dengan produksi minyak yang signifikan. Oleh karena itu, penyesuaian laju injeksi gas dan manajemen tekanan kepala sumur menjadi kunci untuk optimasi sistem *gas lift*, meningkatkan produksi minyak, dan memperpanjang umur sumur. Penelitian ini memberikan wawasan tentang bagaimana pengelolaan *GOR* yang tepat dapat mengoptimalkan efisiensi operasional *gas lift* dalam produksi minyak.

Kata kunci: Optimasi *gas lift*, *GOR*, produksi minyak, Lapangan Delta

1. PENDAHULUAN

Industri minyak dan gas bumi global senantiasa menghadapi tantangan dalam menjaga keberlangsungan produksi, terutama pada lapangan-lapangan yang memasuki fase matang dengan penurunan tekanan reservoir alami. Seiring dengan peningkatan usia sumur, produksi fluida seringkali tidak lagi mampu mencapai permukaan secara efisien tanpa bantuan eksternal [1]. Untuk mengatasi fenomena ini, berbagai metode pengangkatan buatan (*artificial lift*) telah dikembangkan dan diterapkan secara luas, dengan masing-masing memiliki karakteristik dan efektivitas yang berbeda dalam berbagai kondisi sumur dan fluida.

Di antara beragam metode pengangkatan buatan, *gas lift* menonjol sebagai salah satu pilihan yang paling fleksibel dan ekonomis, terutama untuk sumur-sumur yang memproduksi volume fluida tinggi, memiliki *water cut* yang signifikan, serta menghadapi kondisi tekanan reservoir yang rendah [2],[3]. Prinsip dasar *gas lift* melibatkan injeksi gas bertekanan tinggi ke dalam kolom fluida produksi di dalam tubing. Injeksi gas ini berfungsi untuk mengurangi densitas kolom fluida secara keseluruhan, yang pada gilirannya menurunkan tekanan hidrostatik dan memungkinkan tekanan formasi di dasar sumur untuk mendorong fluida ke permukaan [4].

Efektivitas dan efisiensi sistem *gas lift*, bagaimanapun, sangat bergantung pada interaksi kompleks antara karakteristik fluida yang diproduksi dan parameter fisik sumur [5]. Faktor-faktor kritis yang memengaruhi kinerja *gas lift* mencakup laju dan tekanan injeksi gas, kadar air (*water cut*), tekanan kepala sumur, rasio gas-minyak, *gravitasi API* minyak, serta aspek geometri sumur seperti diameter dan kekasaran tubing [6], [7], [8]. Optimasi parameter-parameter ini krusial untuk memastikan bahwa sistem *gas lift* beroperasi pada titik efisiensi

maksimum, sehingga dapat memaksimalkan laju produksi minyak dan meminimalkan biaya operasional, khususnya pada sumur-sumur yang sudah tua [1], [7].

Sumur X di Lapangan Delta merupakan salah satu contoh sumur di lapangan matang yang menghadapi tantangan penurunan laju produksi dan membutuhkan intervensi optimalisasi sistem pengangkatan buatan[4]. Oleh karena itu, studi ini akan secara spesifik berfokus pada Sumur X Lapangan Delta untuk menganalisis dan mengidentifikasi bagaimana pengaruh *GOR* memengaruhi efisiensi operasional *gas lift*. *Gas Oil Ratio (GOR)*. *GOR* merupakan rasio yang menggambarkan jumlah gas yang diproduksi dibandingkan dengan jumlah minyak yang dihasilkan. Semakin tinggi nilai *GOR*, semakin besar produksi gas dibandingkan minyak, yang dapat mengurangi efisiensi sistem *gas lift*. Rumus untuk menghitung *GOR* adalah:

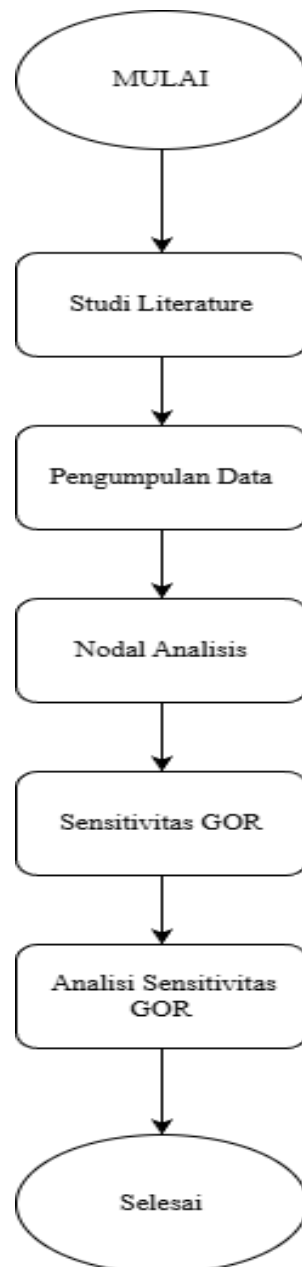
$$GOR = \frac{\text{Volume Gas}}{\text{Volume Minyak}} \quad (1)$$

Pemahaman mendalam tentang hubungan ini sangat relevan untuk merumuskan strategi optimasi yang tepat. Penelitian sebelumnya telah mengindikasikan bahwa penyesuaian yang cermat pada laju dan tekanan injeksi gas dapat secara signifikan meningkatkan efisiensi sistem dan memperpanjang umur ekonomis sumur[4]. Dengan demikian, tujuan utama dari penelitian ini adalah untuk menyajikan pemahaman komprehensif mengenai pengaruh *GOR* terhadap efisiensi *gas lift* di Sumur X Lapangan Delta. Hasil dari studi ini diharapkan dapat memberikan kontribusi signifikan dalam bentuk rekomendasi praktis untuk optimasi operasional *gas lift* yang lebih efektif, yang pada akhirnya akan berkontribusi pada peningkatan produksi minyak dan perpanjangan masa produktif sumur tersebut.

2. METODE

Penelitian ini akan menggunakan pendekatan kuantitatif dengan studi kasus pada Sumur X Lapangan Delta. Tujuan utamanya adalah menganalisis bagaimana *GOR* memengaruhi efisiensi sistem *gas lift*. Penelitian ini akan dilakukan melalui beberapa tahapan utama:

1. Studi Pendahuluan: Mengidentifikasi masalah utama penurunan produksi di Sumur X dan mengkaji literatur terkait teori *gas lift* serta faktor-faktor yang memengaruhi efisiensinya.
2. Pengumpulan Data: Mengumpulkan data primer dan sekunder dari Sumur X, termasuk karakteristik fluida (*PVT*, *API gravity*, *water cut*, *GOR*, *densitas*, *viskositas*) dan parameter sumur (konfigurasi, tekanan/suhu, laju/tekanan injeksi gas, spesifikasi *gas lift valve*).
3. Pembuatan dan Validasi Model Sumur: Mengembangkan model kinerja reservoir (*Inflow Performance Relationship*) dan model sistem pengangkatan fluida (*Vertical Lift Performance*). Kedua model ini akan divalidasi menggunakan data produksi historis Sumur X.
4. Sensitivitas *GOR*: Menentukan titik operasi yang mengoptimalkan produksi minyak dan efisiensi sistem *gas lift* berdasarkan hasil simulasi *GOR*.
5. Analisis Sensitivitas *GOR*: Bertujuan untuk mengidentifikasi faktor-faktor yang paling mempengaruhi efisiensi *gas lift* pada sumur minyak.



Gambar 1. Diagram Alir

3. PEMBAHASAN

Desain dan kinerja sistem *gas lift* dipengaruhi secara langsung oleh karakteristik fluida yang dihasilkan dari reservoir. Minyak, air, dan gas akan membentuk fluida yang diproduksi, dan proporsinya dapat berubah seiring dengan penuaan sumur. *Gravitasi API* menunjukkan densitas relatif minyak, di mana minyak yang lebih ringan dengan densitas lebih rendah biasanya lebih mudah diangkat ke permukaan. Sebaliknya, minyak berat memerlukan *gas lift* yang lebih besar untuk mengurangi tekanan hidrostatik kolom fluida dan mengangkatnya ke permukaan. Oleh karena itu, metode *gas lift* sangat penting untuk sumur-sumur yang memproduksi minyak berat, dan efisiensinya sangat dipengaruhi oleh kemampuan injeksi gas untuk meringankan kolom fluida. Selain itu, kadar air dalam fluida yang diproduksi cenderung meningkat seiring pema-

tangan lapangan dan penurunan tekanan reservoir, karena air lebih padat daripada minyak. Kondisi ini langsung mengurangi efisiensi *gas lift*, karena diperlukan volume gas injeksi yang lebih besar atau tekanan yang lebih tinggi untuk mencapai efek pengangkatan yang sama. Selanjutnya, pada kondisi reservoir, volume gas per barel minyak terlarut ditunjukkan oleh solusi *GOR*. Gas terlarut ini dapat membantu pengangkatan fluida pada tahap awal produksi, namun, ketika tekanan reservoir turun, gas terlarut akan keluar dari larutan dan membentuk gelembung gas bebas, yang jika tidak dikelola dengan baik dapat menyebabkan penurunan laju produksi.

Fenomena *GOR* yang sangat tinggi menimbulkan masalah besar bagi operasi gas lift, karena meningkatkan produksi gas sementara produksi minyak tetap rendah. Peningkatan *GOR* yang ekstrim bisa menyebabkan sumur ditutup karena tidak menguntungkan. *GOR* yang tinggi ini dapat disebabkan oleh akses gas cap ke dalam sumur atau pelepasan gas dari minyak dekat sumur akibat penurunan tekanan. Kondisi *GOR* yang berbeda ini dapat membuat sumur tidak stabil, menyebabkan gas *breakthrough* berlebihan dan menghambat kontrol operasional. Laju injeksi yang berlebihan dalam reservoir dengan gas bisa mempercepat pergerakan kontak gas-minyak ke bawah, yang pada gilirannya meningkatkan *GOR* yang dihasilkan dan dapat menyebabkan sumur berhenti memproduksi minyak jika *GOR* ini melebihi batas. Selain itu, jika gas yang diproduksi menyebabkan tekanan balik pada sumur bertekanan rendah saat bercampur di manifold produksi, sumur dengan *GOR* tinggi dapat ditutup. Namun, sistem *gas lift* antar-sumur dapat memanfaatkan gas dari sumur ber-*GOR* tinggi sebagai pasokan gas untuk sumur bertekanan rendah, yang dapat meningkatkan produksi cairan secara keseluruhan dan memungkinkan sumur ber-*GOR* tinggi diaktifkan kembali. *Gas lift* terbukti lebih baik dalam menangani fluida ber-*GOR* tinggi dibandingkan dengan metode lift buatan lainnya, meskipun penting untuk mengetahui laju injeksi gas yang ideal untuk menghindari *over-injection*, yang bisa mengurangi produksi dan meningkatkan biaya.

Laju injeksi gas merupakan salah satu faktor terpenting dalam operasi *gas lift*. Sistem *gas lift* menginjeksikan gas bertekanan tinggi ke dalam tubing produksi untuk mengurangi densitas kolom fluida dan tekanan hidrostatik, yang pada gilirannya meningkatkan *drawdown* dan laju produksi minyak. Namun, terdapat laju injeksi gas yang ideal, karena injeksi gas yang berlebihan atau *over-injection* dapat meningkatkan biaya operasional dan menurunkan laju produksi akibat gesekan dan tekanan balik yang lebih tinggi di tubing. Oleh karena itu, menemukan laju injeksi gas yang tepat sangat penting untuk memaksimalkan produksi dan mengurangi biaya. Selain itu, kinerja *gas lift* juga sangat dipengaruhi oleh tekanan kepala sumur (*WHP*). Manajemen *WHP* yang efektif sangat diperlukan untuk memastikan aliran yang efisien dari sumur ke fasilitas produksi, karena tekanan kepala sumur yang tinggi dapat menyebabkan tekanan balik yang lebih besar pada kolom fluida dan membatasi kemampuan fluida untuk mengalir ke permukaan, meskipun injeksi gas telah memadai. Faktor lain yang juga penting adalah lokasi titik injeksi gas dan spesifikasi katup *gas lift*. Penggunaan katup *gas lift* yang cerdas (*smart gas lift valves*) dapat meningkatkan kinerja sistem secara keseluruhan. Bahkan, konfigurasi sudut injeksi gas dapat mempengaruhi efisiensi sistem gas lift, yang menunjukkan pentingnya pengaturan titik injeksi dan katup yang tepat.

A. Data Input Sumur X

Tabel 1 menampilkan parameter utama yang menggambarkan kondisi teknis dan performa awal sebuah sumur produksi minyak. Berdasarkan data, ukuran pipa produksi (OD tubing) sebesar 2 7/8 inci digunakan untuk menyalurkan fluida dari reservoir ke permukaan, dengan tekanan kepala sumur (*Pwh*) sebesar 325 psi. Zona perforasi yang menjadi jalur masuknya fluida ke pipa berada pada kedalaman 1244,5 meter, dengan suhu reservoir mencapai 196°F yang menunjukkan kondisi panas khas lapisan produktif bawah tanah. Tekanan bawah

permukaan saat kondisi statis (*SBHP*) sebesar 1850 psi, sedangkan tekanan dasar lubang saat produksi (*FBHP*) sebesar 1650 psi, menunjukkan adanya perbedaan tekanan sekitar 200 psi yang menjadi gaya pendorong aliran fluida ke permukaan. Laju produksi awal mencapai 633,99 barel fluida per hari (*BFPD*) dengan kandungan minyak 48,13 barel per hari (*BOPD*), menandakan rasio air cukup tinggi dan potensi optimasi produksi masih terbuka melalui pengelolaan tekanan dan sistem pemisahan fluida yang lebih efisien.

Tabel 1. Data Sumur X

NO	Parameter	Nilai	Satuan
1	Ukuran OD Tubing	2 7/8	Inch
2	Tekanan Kepala Sumur (pwh)	325	Psi
3	Kedalaman Zona Perforasi Pada Titik Tengah	1244,5	Meter
4	Temperatur Reservoir	196	F
5	SBHP	1850	Psi
6	FBHP Pada Puncak Perforasi	1650	Psi
7	Laju Produksi Awal	633,99	BFPD
		48,13	BOPD

Tabel 2 menunjukkan karakteristik fluida reservoir pada sumur minyak yang dianalisis. Nilai *API Gravity* sebesar 30° menandakan bahwa minyak tergolong *medium crude oil*, dengan *specific gravity* (*SG*) minyak 0,8735, menunjukkan densitas yang lebih ringan dari air (*SG* air 1,02). Nilai *SG* gas 0,812 menunjukkan gas lebih ringan dibanding udara, yang umum dijumpai pada gas hidrokarbon. *Water cut* sebesar 94% mengindikasikan bahwa sebagian besar fluida yang diproduksi merupakan air, menandakan tingkat kemurnian minyak yang rendah dan potensi kebutuhan pengelolaan air yang tinggi di permukaan. Sementara itu, *Gas Oil Ratio* (*GOR*) sebesar 1.070,671 scf/bbl menunjukkan rasio gas terhadap minyak yang sangat tinggi, menandakan bahwa sumur ini cenderung gas-rich atau memiliki kandungan gas yang dominan dibanding minyak cair.

Tabel 2. Data Properties Fluida Sumur

NO	Parameter	Nilai	Satuan
1	API Gravity Minyak	30	-
2	SG Minyak	0,8735	-
3	SG Gas	0,812	-
4	SG Air	1,02	-
5	Water Cut	94	%
6	Gas Oil Ratio	1.070.671	Scf/bbl

Tabel 3 menjelaskan konfigurasi dan spesifikasi komponen utama pada sistem penyelesaian sumur (*well completion*). Sumur ini memiliki tiga lapisan casing dengan diameter dalam (ID) yang berbeda, masing-masing untuk memberikan kekuatan struktur dan isolasi formasi pada kedalaman tertentu: casing pertama dari 0–97 m berdiameter 485,75 mm, casing kedua dari 0–600 m berdiameter 320,42 mm, dan casing ketiga hingga 1160 m dengan ID 222,38 mm. Selanjutnya terdapat liner yang dipasang mulai kedalaman 1099,85 m hingga 1630 m dengan ID 159,41 mm, berfungsi sebagai pelindung zona produksi. Tubing memiliki ID 62,00 mm dengan ketebalan dinding 5,51 mm yang digunakan sebagai jalur utama aliran fluida ke permukaan. Packer ditempatkan pada kedalaman 1210 m untuk memisahkan zona tekanan dan mencegah kebocoran antar lapisan, sedangkan nodal pada kedalaman 1244,5 m menjadi titik analisis tekanan dan aliran. Seluruh material memiliki nilai kekasaran dinding (*roughness*)

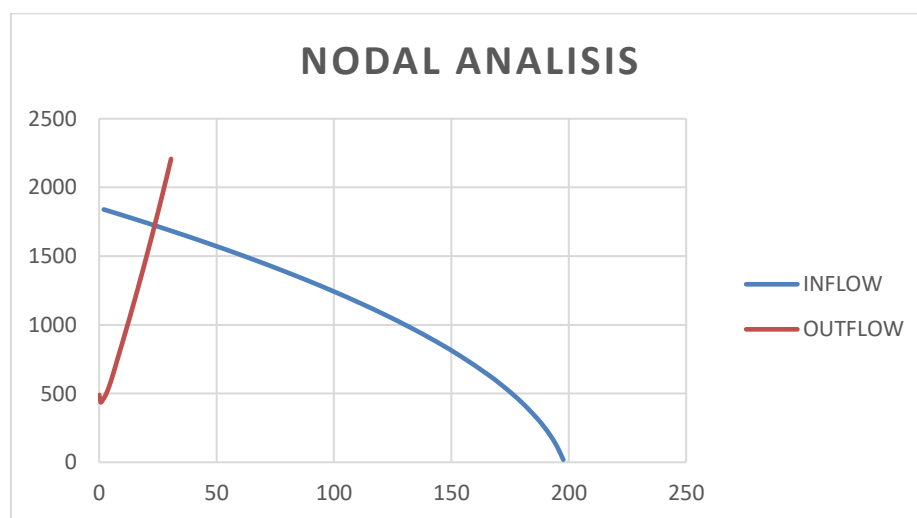
0,0254 mm, menunjukkan penggunaan pipa logam dengan permukaan halus yang efisien untuk mengurangi kehilangan tekanan selama produksi.

Tabel 3. Downhole Equipment

NO	Parameter	From mD (m)	To mD (m)	ID (mm)	Well Thickness (mm)	Rhoughness (mm)
1	Casing	0	97	485,7496	11,1252	0,0254
2	Casing	0	600	320,421	9,652	0,0254
3	Casing	0	1160	222,377	11,049	0,0254
4	Liner	1099,85	1630	159,4104	9,1948	0,0254
5	Tubing	-	1220	62,0014	5,5118	0,0254
6	Packer	1210	-	-	-	-
7	Nodal	1244,5	-	-	-	-

B. Nodal Analysis

Grafik pada Gambar 2 menunjukkan analisis nodal untuk memodelkan hubungan antara *Inflow Performance Relationship (IPR)* dan *Vertical Lift Performance (VLP)* pada Sumur X. Kurva biru mewakili aliran cairan dari reservoir, sedangkan kurva merah menunjukkan tekanan yang terjadi pada sistem gas lift. Titik operasi yang ditunjukkan pada grafik adalah titik optimal antara *inflow* dan *outflow* untuk mencapai produksi maksimal. Model ini akan divalidasi menggunakan data produksi historis untuk mengoptimalkan kinerja sistem pengangkatan fluida dan meningkatkan efisiensi produksi sumur.

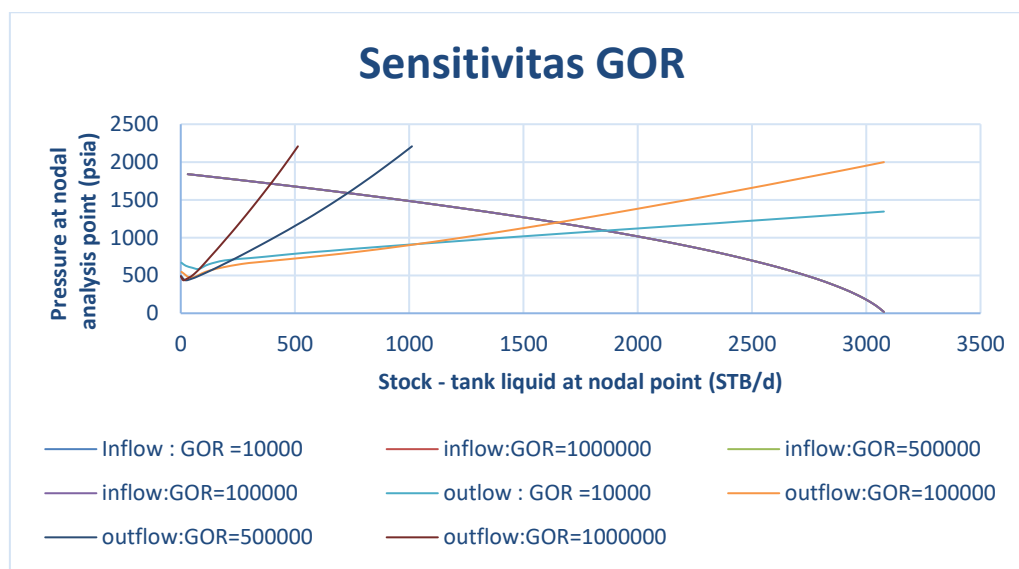


Gambar 2. Nodal Analysis

C. Analisis Sensitivitas

Grafik pada Gambar 3 menunjukkan analisis sensitivitas yang menggambarkan hubungan antara *Inflow Performance Relationship (IPR)* dan *Outflow Performance Relationship (OPR)* pada sistem *Gas Lift*. Setiap kurva yang ditampilkan dengan warna berbeda mewakili variasi *Gas Oil Ratio (GOR)*, baik untuk *inflow* (gas masuk) maupun *outflow* (gas keluar), yang memperlihatkan bagaimana perubahan *GOR* mempengaruhi produksi cairan (STB/d) dan tekanan pada titik analisis nodal (psia). Kurva biru menggambarkan kondisi dengan *GOR* rendah (10,000 scf/bbl), yang menunjukkan tekanan yang lebih tinggi untuk mencapai aliran fluida tertentu. Sementara itu, kurva merah mewakili *GOR* tinggi (1,000,000 scf/bbl), yang menunjukkan penurunan efisiensi pengangkatan pada sistem *gas lift* karena meningkatnya rasio gas terhadap minyak. Kurva lainnya, seperti kuning dan hijau, menunjukkan variasi performa

pada *GOR* menengah dan rendah, dengan peningkatan *GOR* yang menyebabkan penurunan efisiensi. Titik lingkaran biru pada setiap kurva menunjukkan titik operasi optimal, yang mencerminkan keseimbangan antara *inflow* dan *outflow*. Dalam analisis sensitivitas ini, dapat disimpulkan bahwa karakteristik fluida, khususnya *GOR*, sangat mempengaruhi efisiensi sistem *gas lift*. *GOR* yang terlalu tinggi dapat menyebabkan overinjeksi gas, yang mengarah pada penurunan laju produksi dan efisiensi sistem, sementara *GOR* yang lebih rendah memberikan kinerja yang lebih efisien dalam pengangkatan fluida dari sumur. Oleh karena itu, penyesuaian terhadap *GOR* dan parameter terkait sangat penting untuk mencapai produksi optimal dalam sistem *gas lift*.



Gambar 3. Analisis Sensitivitas

Berdasarkan Gambar 3 yang telah diberikan, simulasi dan analisis efisiensi *Gas Lift* dilakukan dengan mengevaluasi berbagai skenario operasi yang melibatkan perubahan *Gas Oil Ratio* (*GOR*), laju injeksi gas, dan tekanan pada titik analisis nodal. Setiap kurva yang ditampilkan menggambarkan variasi *inflow* (gas masuk) dan *outflow* (gas keluar) pada berbagai kondisi *GOR*, yang memberikan gambaran tentang performa sistem gas lift dalam menghadapi perubahan tersebut.

Pemilihan nilai 10.000 pada *Gas Oil Ratio* (*GOR*) dalam analisis sistem *gas lift* pada Sumur X di Lapangan Delta didasarkan pada beberapa pertimbangan penting. Nilai ini dipilih untuk menggambarkan kondisi umum sumur yang sudah memasuki fase matang, di mana penurunan tekanan reservoir alami menyebabkan peningkatan *GOR*. Nilai 10.000 scf/bbl dianggap sebagai representasi kondisi *GOR* yang tinggi tetapi masih dapat dikelola secara efektif oleh sistem *gas lift*, sehingga mencerminkan tantangan yang sering dihadapi oleh sumur-sumur tua. Selain itu, pemilihan *GOR* pada angka ini memungkinkan dilakukan analisis sensitivitas untuk memahami bagaimana variasi *GOR* mempengaruhi efisiensi *gas lift*, produksi minyak, dan tekanan sistem. Dengan memilih nilai ini, dapat dianalisis pula dampak dari perubahan *GOR* terhadap kinerja sistem, serta mengidentifikasi titik operasi optimal yang menghasilkan laju produksi maksimal dengan efisiensi gas lift yang tinggi. Dalam perbandingan dengan *GOR* yang lebih tinggi, *GOR* 10.000 scf/bbl menunjukkan efisiensi yang lebih baik, dengan laju injeksi gas yang lebih rendah dan hasil produksi yang lebih tinggi, sehingga pemilihan nilai ini sangat relevan untuk merencanakan strategi optimasi yang efektif dalam meningkatkan produksi minyak dan memperpanjang umur sumur.

Simulasi ini bertujuan untuk mengidentifikasi kondisi operasi terbaik dengan menilai laju produksi minyak (STB/d) dan rasio injeksi gas yang optimal. Titik operasi yang ditunjukkan pada setiap kurva (dengan lingkaran biru) mengindikasikan kondisi keseimbangan optimal antara *inflow* dan *outflow*, yang menghasilkan produksi minyak maksimal pada tekanan minimum. Dalam hal ini, *GOR* yang lebih rendah menunjukkan efisiensi yang lebih tinggi dalam sistem gas lift, karena tidak terjadi overinjeksi gas yang dapat menurunkan produksi.

Melalui simulasi ini, dapat dianalisis bagaimana tekanan dasar sumur dan laju injeksi gas mempengaruhi efisiensi produksi. Misalnya, untuk *GOR* tinggi, peningkatan laju injeksi gas dapat menyebabkan penurunan efisiensi jika melebihi batas tertentu, seperti yang terlihat pada kurva dengan *GOR* tinggi yang menghasilkan penurunan laju produksi. Sebaliknya, pada *GOR* rendah, produksi meningkat karena sistem *gas lift* bekerja lebih efisien dalam mengangkat fluida.

Dengan demikian, simulasi ini tidak hanya membantu dalam menentukan laju injeksi gas yang optimal tetapi juga memberikan gambaran tentang tekanan dan kondisi operasi yang menghasilkan produksi minyak maksimal dengan konsumsi gas yang efisien. Hal ini memungkinkan untuk merencanakan skenario operasi yang lebih efektif, mengurangi pemborosan gas, dan memperpanjang umur produksi sumur.

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian mengenai pengaruh *Gas Oil Ratio (GOR)* terhadap efisiensi sistem *gas lift* pada Sumur X Lapangan Delta, dapat disimpulkan bahwa *GOR* memiliki pengaruh signifikan terhadap kinerja sistem gas lift. Semakin tinggi nilai *GOR*, semakin besar produksi gas yang dihasilkan tanpa diimbangi dengan peningkatan yang signifikan dalam produksi minyak, yang berpotensi mengurangi efisiensi sistem gas lift. Penelitian ini juga menunjukkan bahwa karakteristik fluida, terutama *GOR*, harus diperhatikan dengan cermat dalam desain dan pengoperasian sistem gas lift. Kondisi *GOR* tinggi dapat mengakibatkan penurunan efisiensi, sementara *GOR* rendah cenderung memberikan hasil yang lebih optimal dengan konsumsi gas yang lebih efisien. Secara keseluruhan, penelitian ini memberikan wawasan yang berharga tentang bagaimana pengelolaan *GOR* yang tepat dapat mengoptimalkan sistem gas lift, memperpanjang umur sumur, serta meningkatkan kinerja dan produksi minyak, terutama pada sumur yang telah memasuki fase matang dengan penurunan tekanan reservoir alami.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Okorocho, I. T., Chinwuko, C. E., Mgbemena, C. E., & Mgbemena, C. O. (2020). Gas lift optimization in the oil and gas production process: a review of production challenges and optimization strategies [Review of *Gas lift optimization in the oil and gas production process: a review of production challenges and optimization strategies*]. *International Journal of Industrial Optimization*, 1(2), 61. Ahmad Dahlan University. <https://doi.org/10.12928/ijio.v1i2.2470>
- [2] Abu-Bakri, J., Jafari, A., Namdar, H., & Ahmadi, G. (2024). Increasing productivity by using smart gas for optimal management of the gas lift process in a cluster of wells. *Scientific Reports*, 14(1). <https://doi.org/10.1038/s41598-024-63506-w>
- [3] Ray, T., & Sarker, R. (2007). *Genetic algorithm for solving a gas lift optimization problem*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2007.03.004>
- [4] Fauzzan, A. R. (2025). *OPTIMASI KINERJA GAS LIFT PADA SUMUR X LAPANGAN DELTA*. benar

- [5] Sarvestani, A. D., Goodarzi, A. M., & Hadipour, A. (2019). Integrated asset management: a case study of technical and economic optimization of surface and well facilities. *Petroleum Science*, 16(5), 1221. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00356-6> benar
- [6] Eyankware, O. E., Ateke, I. H., & Joseph, O. N. (2020). GAS LIFT OPTIMIZATION OF A MATURE WELL IN NIGER DELTA, NIGERIA USING INCOMPLETE DATASET: A CASE STUDY. *Engineering Heritage Journal*, 4(1), 15. <https://doi.org/10.26480/gwk.01.2020.15.18>
- [7] Abdalsadig, M. A. G. H., Nourian, A., Nasr, G. G., & Babaie, M. (2016). Gas Lift Optimization to Improve Well Performance. *World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Mechanical, Aerospace, Industrial, Mechatronic and Manufacturing Engineering*, 10(3), 512. <https://publications.waset.org/10003882/gas-lift-optimization-to-improve-well-performance>
- [8] Hari, S., Krishna, S., Patel, M. D., Bhatia, P., & Vij, R. K. (2021). Influence of wellhead pressure and water cut in the optimization of oil production from gas lifted wells. *Petroleum Research*, 7(2), 253. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.09.008>
- [9] Garrouch, A. A., Al-Dousari, M. M., & Al-Sarraf, Z. (2019). A pragmatic approach for optimizing gas lift operations. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(1), 197. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0733-7>
- [10] Hernández, A. (2016). Total system analysis applied to gas lift design. In *Elsevier eBooks* (p. 151). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-804133-8.00005-1>
- [11] Camargo, E., Aguilar, J., Ríos, A., Rivas, F., & Aguilar-Martín, J. (2008). *Nodal analysis-based design for improving gas lift wells production*. 5(5), 706.
- [12] Rachmat, S. (2001). *GAS LIFT*.
- [13] Ashena, R., Bataee, M., Jafarpour, H., Abbasi, H. R., Золотухин, А. Б., & Mirhashemi, M. (2020). Significant production improvement using optimization of completion and artificial lift: case studies from South-West Iran. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(1), 359. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01053-6>
- [14] Rodrigues, H. T., Almeida, A. R., Barrionuevo, D. C., & Fraga, R. S. (2020). Effect of the gas injection angle and configuration in the efficiency of gas lift. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 108126. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108126>
- [15] Daton, W. N., Chandra, S., Gaol, A. H. L., Aziz, P. A., & Putra, R. A. (2020). A novel fluid dynamic based approach for optimized gas lift operation. *AIP Conference Proceedings*, 2245, 90004. <https://doi.org/10.1063/5.0007053>
- [16] Zhong, H., Zhao, C., Xu, Z., & Zheng, C. (2022). Economical Optimum Gas Allocation Model Considering Different Types of Gas-Lift Performance Curves. *Energies*, 15(19), 6950. <https://doi.org/10.3390/en15196950>
- [17] Ramelan, A., Adriyanto, F., Apribowo, C. H. B., Ibrahim, M. H., Iftadi, I., & Ajie, G. S. (2021). Simulation and Techno-Economic Analysis of On-Grid Battery Energy Storage Systems in Indonesia. *Journal of Electrical Electronic Information and Communication Technology*, 3(1), 30. <https://doi.org/10.20961/jeeict.3.1.50492>

Daftar Simbol

A	=	Luas permukaan, m ²
API	=	American Petroleum Institute Gravity, menunjukkan berat jenis minyak terhadap air
BFPD	=	Barrel Fluid Per Day, laju produksi total fluida (barel per hari)
BOPD	=	Barrel Oil Per Day, laju produksi minyak (barel per hari)
ΔP	=	Penurunan tekanan dalam sistem, psi
ε	=	Kekasaran permukaan pipa (roughness), mm
FBHP	=	Flowing Bottom Hole Pressure (tekanan dasar sumur saat mengalir), psi
GOR	=	Gas Oil Ratio, rasio gas terhadap minyak, scf/bbl
ID	=	Inner Diameter, diameter dalam pipa, mm
IPR	=	Inflow Performance Relationship, hubungan antara tekanan reservoir dan laju produksi
L	=	Kedalaman zona perforasi atau sumur, m
μ	=	Viskositas fluida, Ns/m ²
OD	=	Outer Diameter, diameter luar pipa, inch

OPR	=	Outflow Performance Relationship, hubungan aliran keluar dengan tekanan sistem
Pwh	=	Tekanan Kepala Sumur (Wellhead Pressure), psi
ρ	=	Massa jenis fluida, kg/m ³
SBHP	=	Static Bottom Hole Pressure (tekanan dasar sumur statis), psi
SG	=	Specific Gravity, perbandingan densitas fluida terhadap air
SG _o	=	Specific Gravity minyak
SG _g	=	Specific Gravity gas
SG _a	=	Specific Gravity air
T	=	Temperatur reservoir, °F
T _{in}	=	Temperatur masuk, K
VLP	=	Vertical Lift Performance, hubungan antara tekanan alir dan laju produksi di tubing
WHP	=	Well Head Pressure (tekanan kepala sumur), psi
WC	=	Water Cut, persentase kandungan air dalam fluida produksi (%)
η	=	Efisiensi sistem gas lift (%)