

Optimasi Sumur “MB” Pada Perencanaan Gas Lift Di Lapangan Jatibarang

Ahmad Mubais MM¹, Wahyu Sutresno¹, Citra Wahyuningrum¹

¹Teknik Perminyakan, Teknik, Universitas Bhayangkara Jakarta Raya, Bekasi, Indonesia

*Korespondensi: wahyu.sutresno@dsn.ubharajaya.ac.id

Abstract

The "MB" well in the Jatibarang Field experienced a decline in production and failure of the ESP system, requiring an artificial lift method. This research aims to design a continuous flow gas lift system as a solution. Through IPR analysis (Vogel method) and graphic design, it was found that the well had a Productivity Index (PI) of 0.31 bpd/psi with a maximum production potential of 674 bpd. The design produces a gas injection point (POI) at a depth of 3100 ft with a gas requirement of 0.313 MMscfd. However, due to the low PI of the well, this study concluded that an intermittent gas lift system with a closed installation and a retrievable valve is more recommended to achieve higher efficiency and lower maintenance costs.

Keywords: Artificial Lift, Continuous Gas Lift, Inflow Performance Relationship (IPR), Production Optimization, Well Design

Abstrak

Sumur "MB" di Lapangan Jatibarang mengalami penurunan produksi dan kegagalan sistem ESP, sehingga memerlukan metode pengangkatan buatan. Penelitian ini bertujuan merancang sistem continuous flow gas lift sebagai solusinya. Melalui analisis IPR (metode Vogel) dan desain grafis, ditemukan bahwa sumur memiliki Productivity Index (PI) 0.31 bpd/psi dengan potensi produksi maksimal 674 bpd. Desain menghasilkan titik injeksi gas (POI) pada kedalaman 3100 ft dengan kebutuhan gas 0.313 MMscfd. Namun, karena PI sumur yang rendah, penelitian ini menyimpulkan bahwa sistem intermittent gas lift dengan instalasi tertutup dan katup yang dapat dicabut (retrievable) lebih direkomendasikan untuk mencapai efisiensi yang lebih tinggi dan biaya perawatan yang lebih rendah..

Kata Kunci: Artificial Lift, Continuous Gas Lift, Inflow Performance Relationship (IPR), Optimasi Produksi, Desain Sumur.

1. Pendahuluan

Setiap lapangan minyak akan mengalami penurunan tekanan reservoir seiring dengan berjalannya waktu produksi. Penurunan ini menyebabkan ketidakmampuan sumur untuk mengalirkan fluida ke permukaan secara alami (natural flow). Ketika kondisi ini terjadi, sementara cadangan hidrokarbon di dalam reservoir masih bernilai ekonomis, penerapan metode pengangkatan buatan (artificial lift) menjadi suatu keharusan. Salah satu metode yang paling umum dan fleksibel adalah gas lift, yang bekerja dengan cara menginjeksikan gas bertekanan tinggi ke dalam kolom fluida di tubing produksi. Injeksi gas ini bertujuan untuk menurunkan densitas campuran fluida, yang pada gilirannya akan mengurangi tekanan hidrostatik dan tekanan alir dasar sumur (Bottom Hole Flowing Pressure atau Pwf). Penurunan Pwf akan memperbesar selisih tekanan antara reservoir dan dasar sumur (drawdown), sehingga laju produksi dapat ditingkatkan kembali. Sumur "MB", yang berlokasi di wilayah kerja Pertamina EP Asset 3 Field Jatibarang, adalah salah satu sumur yang menghadapi tantangan

ini. Setelah beberapa upaya stimulasi dan kegagalan sistem Electric Submersible Pump (ESP) akibat penyumbatan, diputuskan untuk menerapkan sistem gas lift. Pemilihan metode gas lift didasarkan pada fleksibilitasnya dalam menangani fluida yang berpotensi mengandung padatan dan kemudahan operasionalnya.

Penelitian ini secara spesifik bertujuan untuk merancang sistem gas lift dengan metode aliran kontinu (continuous flow) untuk Sumur "MB". Fokus utama dari penelitian ini adalah:

1. Mengevaluasi performa dan kapabilitas produksi sumur "MB" berdasarkan data reservoir dan uji produksi.
2. Merancang sistem gas lift yang optimal, mencakup penentuan laju injeksi gas, kedalaman titik injeksi, serta jumlah dan penempatan katup gas lift.
3. Menganalisis faktor-faktor teknis yang memengaruhi efektivitas desain gas lift untuk memberikan rekomendasi operasional terbaik.

Melalui perencanaan yang sistematis, diharapkan sumur "MB" dapat kembali berproduksi secara efisien dan mencapai target yang telah ditetapkan, sekaligus memberikan studi kasus yang berharga bagi pengembangan lapangan serupa.

2. Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif dengan analisis rekayasa (engineering analysis) untuk merancang sistem gas lift. Tahapan penelitian disusun secara sistematis untuk memastikan hasil yang akurat dan dapat dipertanggungjawabkan.

Pengumpulan Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari dua jenis:

Data Primer

Data yang diperoleh langsung dari lapangan dan catatan operasional sumur "MB".

Data ini mencakup:

Data sumur: Ukuran tubing dan casing, kedalaman perforasi.

Data reservoir: Tekanan statis reservoir (P_{ws}), temperatur dasar sumur (T_{bh}).

Data fluida: Kadar air, specific gravity (SG) minyak, air, dan gas, Gas-Oil Ratio (GOR).

Data produksi: Laju alir cairan (Ql) dan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) dari uji terakhir.

Data sistem gas lift: Tekanan injeksi gas di permukaan (P_{so}), tekanan kick-off (P_{ko}).

Data Sekunder

Data yang berasal dari literatur, buku teks, dan jurnal teknis terkait teori gas lift, korelasi aliran multifasa, dan metode perancangan.

2. HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis dimulai dengan mengevaluasi kondisi dan potensi sumur "MB" berdasarkan data yang tersedia. Riwayat dan Kondisi Sumur "MB" Sumur "MB" dibor pada tahun 2016 dan awalnya tidak menunjukkan aliran (*no flow*). Setelah beberapa upaya stimulasi yang tidak berhasil, sumur dipasang *Electric Submersible Pump* (ESP) pada April 2017. Namun, sistem ESP berulang kali mengalami kegagalan akibat tersumbat oleh fluida kotor, yang diperkirakan berasal dari *killing fluid* atau dari formasi itu sendiri. Berdasarkan riwayat kegagalan ini, pada akhir 2018, diputuskan untuk beralih ke sistem *gas lift* yang lebih tahan terhadap kondisi fluida yang kurang ideal. Gas untuk injeksi diperoleh dari sumur "JB" terdekat yang memiliki tekanan tinggi, sehingga tidak memerlukan kompresor tambahan.

3.1. Data Kunci Sumur dan Fluida

Data yang digunakan sebagai dasar perhitungan disajikan pada Tabel 3.1

Tabel 3.1. *Data Sumur, Reservoir, dan Fluida "MB"*

Parameter	nilai	satuan
Tekanan formasi rata-rata (P_{ws})	2600	Psi
Tekanan Alir Dasar Sumur (P_{wf})	650	Psi
Laju Produksi Kotor (Ql)	607	CFPD

Kedalaman Perforasi Tengah	6250	<i>Ft</i>
SG Gas	0.71	-
Tekanan Injeksi Operasi (<i>P_{so}</i>)	420	<i>psi</i>

3.2. Analisis Inflow Performance Relationship (IPR)

1. Perhitungan PI:

$$PI = \frac{Q}{(P_r - P_{wf})}$$

$$PI = \frac{607}{(2600 - 650)} = 0,31 \text{ bpd/psi}$$

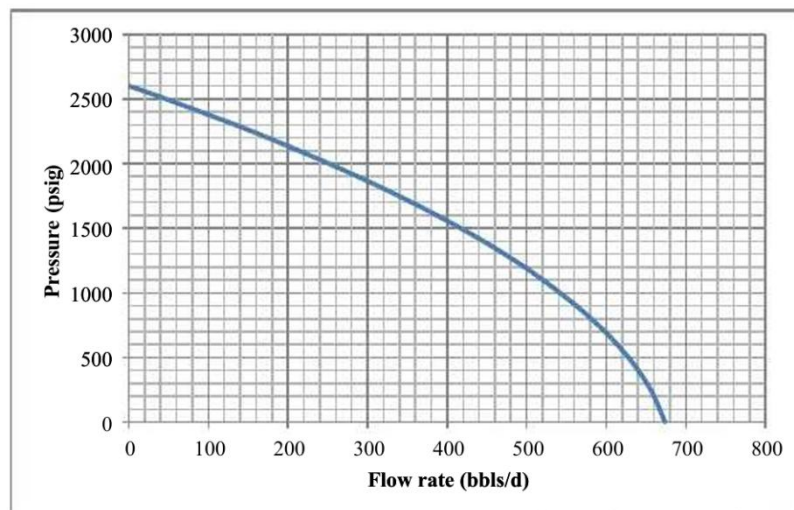
2. Perhitungan (QI)max:

$$\frac{QI}{QI_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

$$\frac{607}{QI_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{650}{2600} \right) - 0.8 \left(\frac{650}{2600} \right)^2$$

$$\frac{607}{QI_{max}} = 0,9$$

$$QI(\text{max}) = 674 \text{ bpd}$$

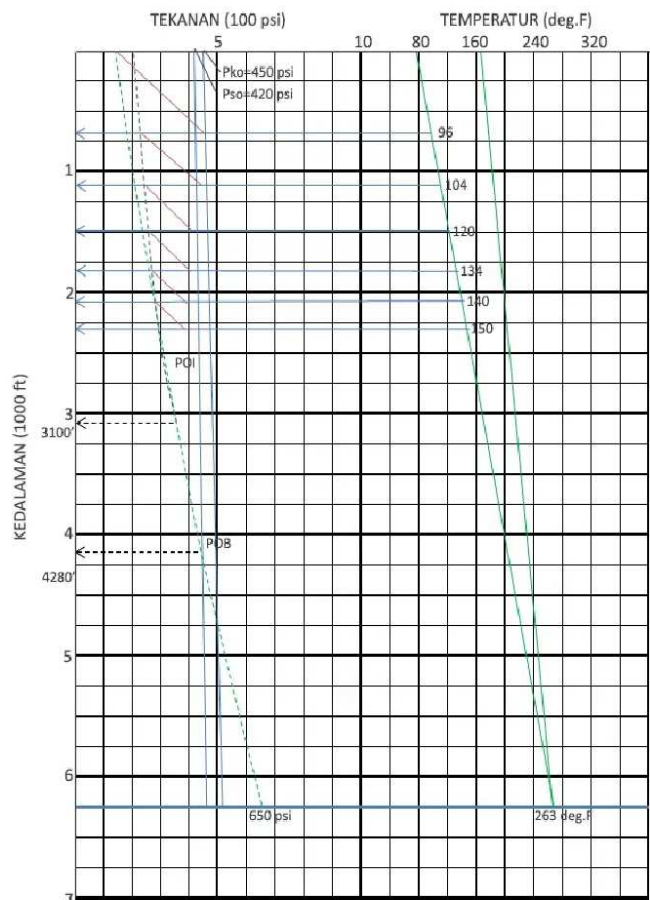


Gambar 3.1 Grafik IPR MB

3.3. Penentuan Titik Injeksi (POI) dan Titik Keseimbangan (POB)

Penentuan dilakukan secara grafis pada plot tekanan vs. kedalaman.

- **POB** ditemukan pada kedalaman **4280 ft**.
- **POI** ditentukan pada kedalaman **3100 ft**.



Gambar 3.2 Grafik Sumur gas lif MB

3.4. Perhitungan Laju Injeksi Gas (Qgi)

$Q_{gi} = Q \text{ (GLRt-GLrf)}$
 $Q_{gi} = 610 \text{ (1214-700)} = 313540 \text{ scfd} = 0.313 \text{ MMscfd}$

Desain Penempatan Katup (Valve Spacing)

Tabel 3.1 Laju Injeksi

Valve	Kedalaman (ft)
1	537 ft
2	1012 ft
3	1428 ft
4	1788 ft
5	2096 ft
6	2354 ft

Tipe Katup yang Digunakan

Desain ini menggunakan katup **Camco J-20** (tipe konvensional, *injection-pressure-operated*) dengan ukuran *port* ¼ inci.

Tabel 3.2 Tabel spesifikasi pada valve Camco J-20

V a l v e T y p e	V a l v e D e s c r i p t	O D	A b	P o r t S i z e	A v	A v / A b	P P E F
		I n	I n	I n	S q		

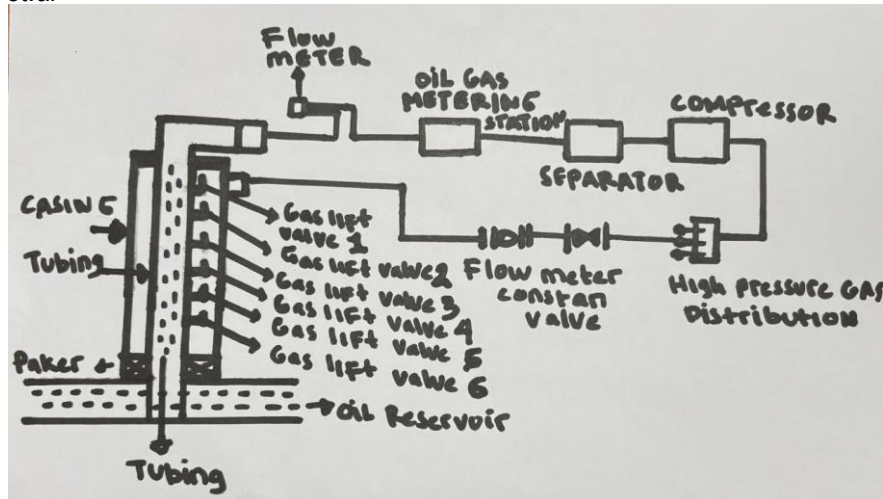
	ion				in		
J - 2 0	U n b a l a n c e b e l o w c h a r g e	1 . 5 "	0 . 7 7	3 / 1 6	0 . 0 2 9	0 . 0 3 8	0 . 0 4
				1 / 4	0 . 0 5 1	0 . 0 6 6	0 . 0 7 1
				5 / 1 6	0 . 0 7 9	0 . 1 0 3	0 . 1 1 5
				3 / 8	0 . 1 1 3	0 . 1 4 7	0 . 1 7 2
				7 / 1 6	0 . 1 5 4	0 . 2	0 . 2 5
				1 / 2	0 . 2	0 . 2 6	0 . 3 5 1

Perhitungan Tekanan Kerja Katup

Tekanan kerja untuk setiap katup dihitung untuk memastikan pembukaan yang tepat di kedalamannya.

Tabel 3.3 Hasil perhitungan sumur MB

Valve	Kedalaman (ft)	Pbt (psi)	Pb (psi)	Ptro (psi)	Ptro@d (psi)
1	537	437	406	435	468
2	1012	423	387	414	453
3	1428	410	363	389	439
4	1788	397	343	367	425
5	2096	383	327	350	410
6	2354	370	310	332	396



Gambar 3.3 Skema Gas Lift

3.5. Pembahasan

Hasil perancangan menyajikan solusi teknis yang lengkap, namun beberapa aspek perlu didiskusikan untuk evaluasi keoptimalan.

1. Analisis Pemilihan Metode

Continuous vs. Intermittent Nilai PI sumur "MB" yang sebesar 0.31 bpd/psi menunjukkan produktivitas terbatas. Menurut kaidah umum, sumur dengan PI rendah lebih cocok dioperasikan dengan sistem intermittent flow untuk menghindari aliran tidak stabil (heading) dan mencapai efisiensi yang lebih tinggi. Pemilihan metode continuous flow dalam studi ini mungkin didasarkan pada kesederhanaan operasional, namun dari sudut pandang efisiensi reservoir, metode ini mungkin bukan yang paling optimal.

2. Evaluasi Komponen Instalasi

- Instalasi *Semi-Closed*: Sudah tepat untuk sistem *continuous flow*, namun jika sistem diubah menjadi *intermittent*, instalasi *closed* (dengan *standing valve*) akan jauh lebih efektif.
- Katup *Conventional*: Penggunaan katup konvensional memerlukan pencabutan *tubing* (rig *workover*) untuk perawatan, yang berbiaya tinggi. Penggunaan katup yang dapat dicabut (*retrievable valve*) pada *side pocket mandrel* (SPM) akan lebih ekonomis dalam jangka panjang karena perbaikan dapat dilakukan dengan unit *wireline*.

Diskusi ini menyoroti bahwa terdapat ruang untuk optimasi lebih lanjut dengan mempertimbangkan alternatif metode dan teknologi yang lebih sesuai dengan karakteristik spesifik sumur "MB".

4. KESIMPULAN

1. Waktu Performa sumur "MB" ditandai dengan **PI yang rendah (0.31 bpd/psi)**, menunjukkan kemampuan alir yang terbatas dari reservoir.
2. Desain sistem *continuous flow gas lift* berhasil dirumuskan dengan POI pada **3100 ft** dan kebutuhan laju injeksi gas **0.313 MMscfd**.
3. Sebuah sistem yang terdiri dari **enam katup gas lift** tipe Camco J-20 telah dirancang penempatannya dari kedalaman 537 ft hingga 2354 ft

DAFTAR PUSTAKA

- Beggs, H. D., & Brill, J. P. (1973). A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 25(05), 607-617.
- Brown, K. E. (1984). *The Technology of Artificial Lift Methods*. Volume 2a. PennWell Books.
- Economides, M. J., Hill, A. D., & Ehlig-Economides, C. (1994). *Petroleum Production Systems*. Prentice Hall.
- Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering: A Computer-*

- Assisted Approach. Elsevier Science.
- Standing, M. B. (1947). A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases. Drilling and Production Practice, API
- Takács, G. (2009). Gas Lift Manual. PennWell Corp.
- Vogel, J. V. (1968). Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. Journal of Petroleum Technology, 20(1), 83-92.