

PENERAPAN *SINGLE GAS LIFT VALVE* PADA SUMUR XX UNTUK MENINGKATKAN LAJU PRODUKSI

Ahmad Wildan Hibatul Wafi¹, Pradini Rahalintar^{1*}

¹Teknik Produksi minyak dan gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jalan Gajah Mada no. 38
Cepu, Blora, Jawa Tengah, 58312

*E-mail: pradini.rahalintar@esdm.go.id

ABSTRAK

Sumur XX di Lapangan ABC mengalami penurunan laju produksi meskipun nilai *Productivity Index* (PI) mencapai 5,006 STB/day/psi yang tergolong tinggi, mengindikasikan hambatan produksi terjadi pada sistem pengangkatan fluida. Penelitian ini bertujuan mengoptimasi desain *gas lift* melalui analisis sensitivitas jumlah katup, kedalaman katup injeksi, dan laju injeksi gas menggunakan pemodelan *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *Tubing Performance Relationship* (TPR). Metode Vogel digunakan untuk kurva IPR dengan laju alir maksimum 2318 BFPD, sedangkan analisis nodal menentukan titik operasi optimum. Hasil penelitian menunjukkan konfigurasi *single valve* pada kedalaman 3500 ft memberikan performa terbaik dengan laju produksi 1181 BLPD (*water cut* 80,72%) atau setara 227,5 BOPD, meningkat 23,6% dari kondisi awal 184 BOPD. Laju injeksi gas optimum adalah 1,5 MMSCFD pada tekanan 515 psi. Pengurangan jumlah katup dari empat menjadi satu katup terbukti lebih efisien karena menghindari distribusi gas tidak merata yang terjadi pada konfigurasi *multiple-valve*. Penempatan katup lebih dalam secara signifikan menurunkan tekanan dasar alir (P_{wf}) dan beban hidrostatik, meningkatkan efisiensi pengangkatan fluida. Penelitian ini memberikan rekomendasi praktis untuk meningkatkan produksi sumur matang secara ekonomis dan berkelanjutan.

Kata kunci: *gas lift*, injeksi gas, optimasi produksi, sumur minyak, *single valve*

1. PENDAHULUAN

Sumur XX terletak di lapangan ABC yang telah berproduksi sejak 1997 dengan menggunakan metode pengangkatan buatan jenis *gas lift*. Meskipun sistem ini telah diterapkan selama bertahun-tahun, sumur ini mengalami penurunan laju produksi yang signifikan. Evaluasi awal menunjukkan bahwa nilai indeks produktivitas (PI) sumur masih tergolong tinggi, mengindikasikan bahwa reservoir dan formasi masih mampu mengalirkan fluida. Oleh karena itu, hambatan produksi bukan berasal dari kondisi reservoir, melainkan dari efisiensi sistem pengangkatan fluida itu sendiri[1].

Sumur minyak pada awalnya umumnya mampu berproduksi secara alami (*natural flow*) ketika tekanan reservoir cukup tinggi untuk mengangkat fluida ke permukaan. Namun, seiring berjalannya waktu, beberapa faktor seperti penurunan tekanan reservoir, akumulasi cairan di dasar sumur (*liquid loading*), peningkatan fraksi air atau gas, kerusakan formasi (*formation damage*), atau penambahan hambatan aliran dalam tubing dan sambungan, akan menyebabkan penurunan kemampuan sumur untuk mempertahankan laju produksi alami[2].

Penurunan produksi yang terjadi karena umur sumur (sumur *mature*) tidak hanya disebabkan oleh kondisi reservoir yang melemah, tetapi juga oleh meningkatnya kerugian tekanan di dalam sistem produksi akibat faktor mekanis maupun drainase yang tidak efisien. Dalam kasus lapangan yang sudah cukup lama diproduksi secara alami, energi penghasil aliran (*drive mechanism*) cenderung berkurang, sehingga laju alir dan tekanan dasar alir (*bottomhole*

flowing pressure) menurun sampai titik di mana aliran alami tidak cukup untuk memproduksi fluida secara ekonomis atau bahkan berhenti sama sekali [3].

Untuk mempertahankan atau memperpanjang kehidupan produksi sumur, penggunaan *artificial lift* menjadi suatu keharusan ketika tekanan reservoir alami atau diferensial tekanan tidak lagi memadai. *Artificial lift* adalah metode memberikan energi tambahan ke kolom fluida, baik melalui pompa (misalnya *Electric Submersible Pump* (ESP), *Progressive Cavity Pump* (PCP), *sucker-rod*, dsb) atau lewat injeksi gas (*gas lift*), agar mampu mengurangi beban hidrostatik fluida, menurunkan tekanan dasar alir efektif, dan mencegah aliran dari menjadi terhenti [4]. Gas lift menjadi pilihan yang sesuai untuk Sumur XX karena ketersediaan gas dari *solution gas drive* yang menjaga pasokan gas di lapangan ABC. Selain itu, sumur XX tidak memiliki pasokan listrik untuk *electric submersible pump*, dan penggunaan pompa jenis lain tidak memungkinkan karena potensi kavitasi pada sumur yang menghasilkan gas.

Beberapa studi telah menunjukkan bahwa transisi dari produksi alami ke produksi menggunakan *artificial lift* pada sumur-sumur matang secara teknis dan ekonomis sangat potensial untuk meningkatkan laju produksi dan cadangan yang dapat dipulihkan. Sebagai contoh, penelitian di *Southwest Iran* menemukan bahwa optimalisasi mode produksi dan penggunaan *gas lift* dapat meningkatkan laju produksi sumur yang sudah menurun setelah bertahun-tahun diproduksi secara alami [3].

Penelitian terbaru meninjau optimasi *gas lift* dengan metode mekanistik, analisis nodal, maupun metode *data-driven/AI* untuk memaksimalkan produksi dan efisiensi gas injeksi. Contohnya, optimasi sistem *gas lift* untuk performa sumur melalui optimasi injeksi gas telah dikaji oleh Sreenivasan dkk. (2024) [5]. Selain itu, paper “*Performance of a Gas-Lifted Oil Production Well at Steady State*” mengusulkan model yang membagi sumur menjadi dua segmen (di atas dan di bawah injeksi gas) untuk memperbaiki akurasi model performa *steady-state gas lift* [6]. Namun, terdapat gap signifikan dalam literatur yang ada. Mayoritas penelitian sebelumnya fokus pada analisis dengan menggunakan *multiple gas lift valves* tanpa memberikan perbandingan komprehensif tentang efektivitas pengurangan jumlah katup menjadi *single-valve configuration*. Studi yang spesifik mengenai desain sistem *gas lift* dengan *single valve* dan optimasi parameter operasionalnya termasuk kedalaman injeksi katup dan laju injeksi gas masih terbatas. Penelitian-penelitian tersebut juga belum secara terperinci menganalisis bagaimana konfigurasi *single-valve* dapat memberikan efisiensi pengangkatan yang lebih baik dibandingkan dengan *multiple-valve configuration* pada kondisi reservoir tertentu.

Penelitian ini bertujuan untuk mengisi gap tersebut dengan fokus khusus pada desain dan optimasi sistem gas lift menggunakan *single gas lift valve* untuk Sumur XX. Dengan pendekatan ini, penelitian akan menganalisis pengaruh parameter desain meliputi kedalaman pemasangan katup dan laju injeksi gas terhadap performa sumur menggunakan pemodelan *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *Tubing Performance Relationship* (TPR).

Kontribusi unik penelitian ini terletak pada kemampuannya menunjukkan bahwa konfigurasi *single valve* mampu memberikan efisiensi pengangkatan yang lebih optimal dibandingkan penggunaan beberapa katup, terutama dengan menghindari distribusi gas yang tidak efisien yang sering terjadi pada *multiple-valve configuration*. Selain itu, penelitian ini melakukan analisis sensitivitas secara komprehensif terhadap variabel kedalaman katup dan laju injeksi gas untuk mengidentifikasi kombinasi parameter operasional yang paling efektif dalam meningkatkan kinerja sistem gas lift. Temuan ini kemudian diperkaya dengan rekomendasi desain praktis yang dapat langsung diterapkan pada sumur-sumur matang, sehingga mendukung peningkatan produksi dengan tetap mempertahankan efisiensi ekonomis yang tinggi. Dengan demikian, penelitian ini diharapkan dapat memberikan wawasan baru

mengenai potensi optimasi gas lift dengan desain sederhana (*single-valve*) namun efektif untuk meningkatkan dan mempertahankan laju produksi sumur XX secara ekonomis.

2. METODE

A. Deskripsi Sumur

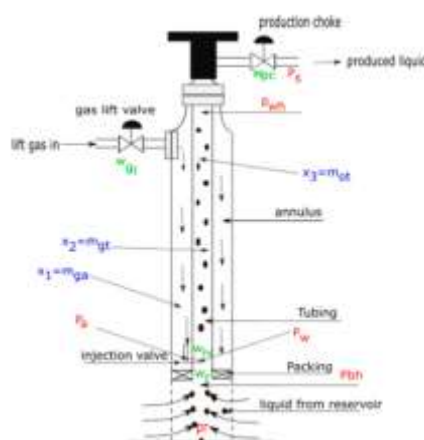
Data yang digunakan pada penelitian ini merupakan data sekunder yang berasal dari Sumur XX di Lapangan ABC pada tahun 2021. Terdapat beberapa informasi yang digunakan untuk analisis dan evaluasi sumur diantaranya karakteristik fluida reservoir, *downhole equipment*, dll [1].

Tabel 2. Data Sumur XX [1]

Parameter		Data	Unit
casing	OD	7	inch
	ID	6.004	inch
tubing	ID	2.441	inch
	OD	2.875	inch
Mid perforation		3850	ft
Gas Liquid Ratio	GLR	500	SCF/STB
Oil Gravity	γ_o	35	°API
Gas Gravity	γ_g	0.68	-
Water Gravity	γ_w	1.07	-

Parameter		Data	Unit
Water Oil Ratio		4.05	-
Water cut	WC	80.72	%
Tekanan Reservoir	Pr	800	psia
Tekanan Alir Dasar Sumur	Pwf	764	psia
Tekanan Bubble Point	Pb	960	psia
Well Head Pressure	Pwh	45	psig
Reservoir Temperature	Tr	167.7	°F
Laju Produksi Minyak	BOPD	184	Bbl/day
Laju Produksi Total	BLPD	954	Bbl/day

Berdasarkan analisis multi-kriteria yang mempertimbangkan aspek teknis (kompatibilitas dengan karakteristik fluida, keandalan sistem, fleksibilitas operasi), aspek ekonomis, dan aspek operasional, gas lift merupakan metode artificial lift yang paling optimal untuk Sumur XX di Lapangan ABC. Keputusan ini didukung oleh pengalaman operasional sejak 1997 yang menunjukkan gas lift mampu mempertahankan produksi sumur secara konsisten, meskipun masih terdapat potensi peningkatan produksi melalui optimasi desain sistem[1]. Penelitian ini dilakukan dengan mengubah desain dari *gas lift*. Beberapa hal yang diubah diantaranya yaitu jumlah katup, kedalaman katup injeksi dan laju alir injeksi gas yang digunakan dengan harapan dapat meningkatkan jumlah produksi.



Gambar 1. Sistem sumur gas lift[7]

B. Metode Gas Lift

Gas lift adalah metode artificial lift yang bekerja dengan menyuntikkan gas bertekanan ke annulus, yang kemudian masuk ke tubing melalui katup injeksi. Gas ini bercampur dengan fluida produksi dan menurunkan densitas kolom fluida, sehingga beban hidrostatik berkurang dan tekanan dasar alir (P_{wf}) menjadi lebih rendah, memungkinkan fluida mengalir ke permukaan dengan lebih mudah[8].

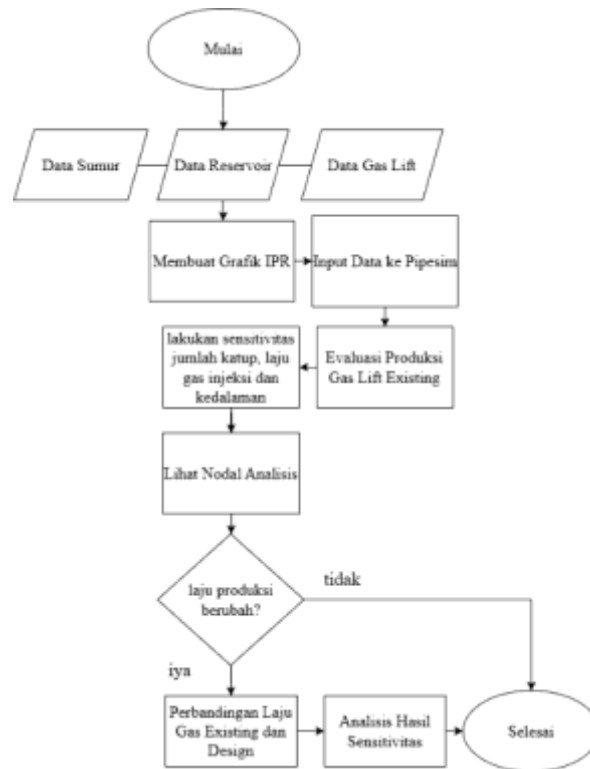
Penerapan gas lift meningkatkan kinerja aliran dalam tubing karena gas yang diinjeksikan menggantikan sebagian cairan dan menurunkan densitas campuran, sehingga beban hidrostatik berkurang. Akibatnya, tekanan yang dibutuhkan untuk mengangkat fluida ke permukaan menjadi lebih kecil dan proses produksi berlangsung lebih efisien.[9]. Penurunan beban hidrostatik ini secara langsung menurunkan tekanan dasar alir, sehingga fluida dari reservoir lebih mudah mengalir ke permukaan dan laju produksi meningkat.[6]. Selain itu, aliran pada sistem gas lift bersifat multifasa, sehingga interaksi antara gas dan cairan seperti *slip velocity*, segregasi fase, dan distribusi fraksi gas mempengaruhi kehilangan tekanan dan densitas efektif sepanjang tubing[7].

Dalam sistem gas lift, desain dan optimasi sangat penting untuk mencapai efisiensi produksi. Parameter utama seperti laju injeksi gas, kedalaman katup, karakteristik fluida, diameter tubing, serta faktor kehilangan tekanan dan beban hidrostatik harus disesuaikan dengan kondisi reservoir dan nilai Productivity Index (PI) agar sistem dapat bekerja secara optimal dan stabil[10].

Penentuan jumlah Gas-Lift Valve (GLV) sangat penting untuk menjaga efisiensi dan stabilitas pengangkatan fluida. Jumlah katup harus cukup untuk mendukung proses unloading secara bertahap tanpa menimbulkan pressure loss atau multi-point injection. Setelah unloading selesai, hanya katup terdalam yang tetap bekerja, sementara katup lainnya menutup oleh tekanan balik. Karena itu, jumlah GLV yang optimal adalah jumlah minimum yang tetap mampu mengantarkan gas ke kedalaman operasi secara efisien dan stabil.[11].

Pemasangan katup gas lift pada kedalaman yang lebih dalam menyebabkan penurunan tekanan hidrostatik yang lebih signifikan, sehingga tekanan dasar alir (P_{wf}) menjadi lebih rendah. Berdasarkan hubungan IPR menurut Vogel (1968)[12], penurunan P_{wf} akan meningkatkan laju alir produksi (Q_o). Hal ini juga sejalan dengan teori Brown (1984) yang menyatakan bahwa efisiensi gas lift meningkat dengan kedalaman katup hingga mencapai kondisi optimum[11].

Nodal analisis adalah metode untuk menentukan laju produksi optimum dengan membandingkan kemampuan reservoir mengalirkan fluida (kurva IPR) dengan kemampuan sistem permukaan dan tubing mengangkut fluida ke atas (kurva TPR). Titik potong kedua kurva menunjukkan kondisi operasi terbaik sumur. Metode ini umum digunakan dalam evaluasi dan optimasi artificial lift, termasuk gas lift. Interpretasi titik potong antara kurva IPR dan TPR sangat penting untuk menentukan stabilitas dan kondisi operasi sumur. Jika hanya terdapat satu titik potong, sistem dianggap stabil dan beroperasi pada satu laju alir optimum. Apabila muncul dua titik potong, hal ini menandakan potensi ketidakstabilan aliran, di mana titik potong pada laju rendah menunjukkan kondisi *unstable* atau *heading flow*, sedangkan titik potong pada laju tinggi merupakan kondisi operasi stabil yang diinginkan. Dalam kasus dua titik potong, titik dengan laju lebih tinggi selalu dipilih sebagai kondisi optimum untuk menghindari risiko slugging atau heading. Sementara itu, jika tidak ada titik potong, sumur dikategorikan sebagai *dead well* karena tidak mampu menghasilkan aliran [7], [11].



Grafik 1. Diagram alir

C. Inflow Performance Relationship (IPR)

Kurva IPR sumur menggambarkan perilaku aliran fluida dari reservoir ke lubang sumur. Di lapangan, perhitungan kurva IPR menggunakan metode Standing untuk skin $\neq 0$ dan metode Vogel untuk skin = 0 [12]. PI ketika Pressure Reservoir *below bubble point* (*saturated*) pendekatan Vogel & PI. Jika reservoir bekerja *below bubble point* (aliran dua-fasa), IPR tidak linear. Vogel (1968) memberikan hubungan empiris yang sering dipakai:

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

Dari persamaan ini PI bukan konstan tetapi bergantung pada P_{wf} . Jika Anda ingin definisi PI lokal (slope pada titik operasi), dapat dihitung sebagai turunan laju PI terhadap drawdown (atau negatif turunan terhadap P_{wf}):

$$PI = -\frac{dq}{dP_{wf}} = q_{max}\left(\frac{0.2}{P_r} + \frac{1.6 P_{wf}}{P_r^2}\right) \quad (2)$$

Dengan demikian PI pada titik operasi tertentu dapat dihitung dari ekspresi di atas (menggunakan P_r , P_{wf} dan q_{max}). Ini menunjukkan PI meningkat atau menurun bergantung posisi P_{wf} terhadap P_r . Biasanya menggunakan Vogel atau korelasi lain untuk membuat IPR dan hitung slope lokal untuk mendapatkan PI.

3. PEMBAHASAN

Sumur XX beroperasi di lapangan ABC dimana produksi awal berlangsung secara natural flow hingga tekanan reservoir menurun signifikan akibat masa produksi yang panjang, sehingga

sumur tidak lagi mampu mengangkat fluida ke permukaan. Sejak 1997 digunakan metode artificial lift jenis *gas lift*. Pemilihan *gas lift* didasarkan pada tenaga dorong yang berasal dari *solution gas drive*, yang menjaga ketersediaan gas di lapangan ABC. Selain itu, sumur XX tidak memiliki pasokan listrik untuk *electric submersible pump*, dan penggunaan pompa dengan jenis lain tidak memungkinkan karena potensi kavitasi bila dipakai pada sumur yang menghasilkan gas[1].

A. Analisis Sumur XX Sebelum Pemasangan *Gas lift*

a) Menentukan laju alir maksimum:

Dengan menerapkan persamaan Vogel dengan kondisi reservoir yang jenuh (*saturated*) sebagaimana ditunjukkan pada Persamaan (1), diperoleh nilai laju produksi minyak maksimum sebesar 2318 Bbl/day, yang menggambarkan potensi aliran maksimum sumur pada kondisi tanpa hambatan alir.

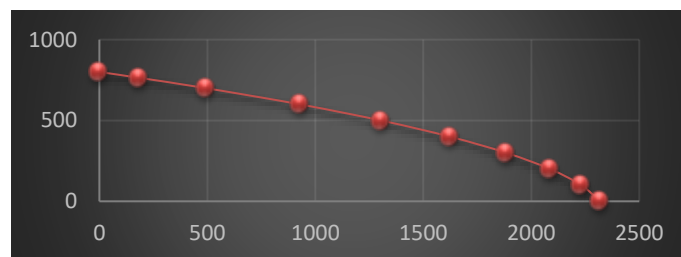
b) Menentukan Produktiviti Indeks

Dengan menerapkan persamaan Vogel dengan kondisi reservoir yang jenuh (*saturated*) sebagaimana ditunjukkan pada persamaan (2), diperoleh produktiviti indeks sebesar 5,006 STB/day/psi

Meskipun nilai Productivity Index (PI) sebesar 5,006 menunjukkan kemampuan reservoir dan formasi yang masih baik dalam menghantarkan fluida, laju produksi aktual tetap rendah. Hal ini menandakan adanya keterbatasan pada sistem pengangkatan fluida akibat penurunan tekanan reservoir, sehingga dorongan alami tidak lagi efektif membawa fluida ke permukaan. Dengan demikian, penerapan artificial lift diperlukan untuk meningkatkan laju produksi sumur.

c) Kurva IPR

Berdasarkan hasil perhitungan kurva IPR grafik 2 yang dilakukan pada sumur XX diketahui bahwa laju alir maksimum pada sumur ini sebesar 2318 BFPD dengan nilai produktiviti indeks sebesar 5,006 bbl/day/psi. Maka sumur ini sangat cocok untuk menggunakan metode gas lift dengan injeksi gas yang dilakukan secara terus menerus atau *continous*[1].

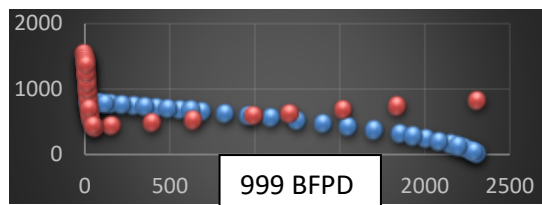


Grafik 2. kurva IPR sumur XX

d) Nodal analisis

Penentuan laju produksi optimum dilakukan untuk mengetahui kemampuan sumur dalam memproduksi fluida secara efisien. Laju produksi optimum pada sumur XX ditentukan dengan cara memplot kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *Tubing Performance Relationship* (TPR). Titik potong antara kurva IPR dan TPR menunjukkan laju alir produksi optimum, yaitu kondisi keseimbangan antara kemampuan reservoir mengalirkan fluida ke sumur dan kemampuan sistem permukaan mengalirkan fluida ke fasilitas produksi.

Berdasarkan hasil pemodelan dengan ukuran tubing 2,441 inchi, yang sesuai dengan konfigurasi aktual sumur XX, diperoleh laju produksi optimum sebesar 999 BFPD (barrel fluid per day). Nilai ini menggambarkan kapasitas produksi maksimum yang dapat dicapai tanpa menimbulkan penurunan tekanan berlebih pada reservoir atau penurunan efisiensi sistem produksi.



Gambar 2. kurva IPR dan TPR sumur XX

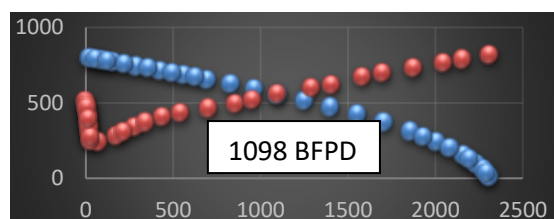
B. Evaluasi Sumur Setelah Pemasangan *Gas lift*

Pada tahun 1997 pemasangan gas lift pada sumur XX dilakukan untuk meningkatkan produksi dikarenakan penurunan produksi akibat dari penurunan tekanan reservoir[1]. Dengan desain *gas lift* seperti berikut:

Tabel 3. Data Sumur *Gas lift*

Parameter	Data		Unit
Jumlah valve	4		
Valve	1	1080	ft
	2	1480	ft
	3	2220	ft
	4	2600	ft
P inj	475		PSI
Q inj	1.2		MMSCF

Setelah mengetahui data design gas lift pada sumur XX dilakukan Analisa untuk mengetahui laju alir optimum dari sumur XX. Laju alir optimum didapat dengan mengetahui titik potong antara grafik IPR (*Inflow Performance Relationship*) dan TPR (*Tubing Performance Relationship*). Berdasarkan kurva IPR dan TPR didapatkan lajur alir optimum sebesar 1098 BLPD dengan *water cut* sebesar 80,72% maka laju alir optimum minyak sebesar 212 BOPD. Hal ini menunjukkan bahwa dengan pemasangan *gas lift* pada sumur XX dapat meningkatkan laju produksi.



Gambar 3. kurva IPR dan TPR sumur XX

B. Analisa Sumur XX Setelah Dilakukan Optimasi Desain *Gas Lift*

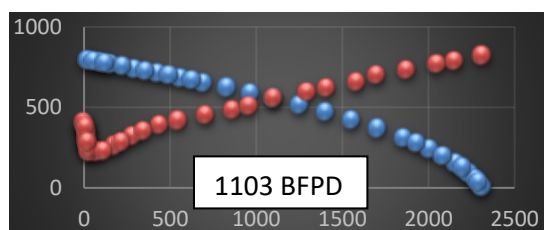
Pada sumur XX dilakukan optimasi desain *gas lift* dengan mengubah kedalaman katup dikarenakan pada sumur XX belum pernah dilakukan evaluasi kedalaman katup. Dengan

mengubah katup diharapkan adanya peningkatan produksi pada sumur XX. Dengan desain *gas lift* seperti berikut:

Tabel 4. Data Sumur Gas lift

parameter	data		unit
jumlah valve	3		
valve	1	1460	ft
	2	2349	ft
	3	2927	ft
P inj	515		PSI
Q inj	1.35		MMSCF

Setelah mengetahui data optimasi design gas lift dilakukan analisa pada sumur XX untuk mengetahui laju alir optimum dari sumur XX. Laju alir optimum didapat dengan mengetahui titik potong antara grafik IPR (*Inflow Performance Relationship*) dan TPR (*Tubing Performance Relationship*). Berdasarkan kurva IPR dan TPR didapatkan lajur alir optimum sebesar 1103 BLPD dengan *water cut* sebesar 80,72% maka laju alir optimum minyak sebesar 213 BOPD. Hal ini menunjukkan bahwa dengan optimasi dengan evaluasi pemasangan katup injeksi *gas lift* pada sumur XX dapat meningkatkan laju produksi.



Gambar 4. kurva IPR dan TPR sumur XX setelah optimasi

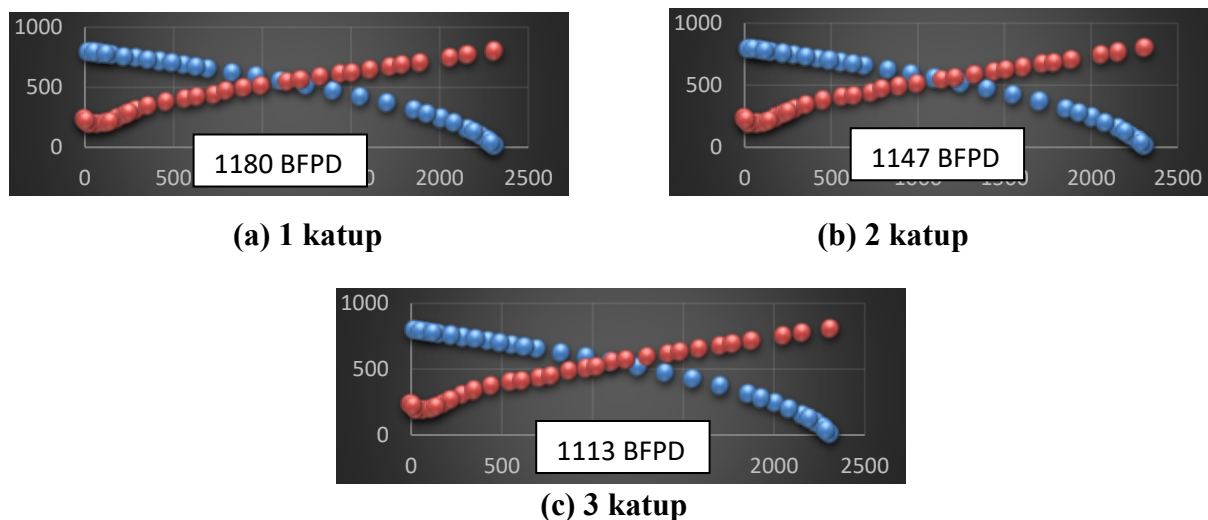
C. Evaluasi hasil optimasi dengan mengubah desain

Dari sumur yang sudah di optimasi dengan mengubah jumlah katup dan mengubah kedalaman dari katup injeksi dapat meningkatkan produksi meskipun hanya sedikit. Maka dari itu diperlukan adanya evaluasi sumur dengan mengubah sensitivitas desain sumur menggunakan *single gas lift valve* lalu dilakukan sensitivitas laju injeksi gas dan kedalaman katup untuk menentukan kondisi optimal sumur XX sebagai berikut:

1) Mengubah desain jumlah katup

Analisa sensitivitas terhadap jumlah katup gas lift dilakukan dengan variasi antara tiga hingga satu katup. Berdasarkan hasil pada Gambar 5, laju produksi fluida yang diperoleh masing-masing adalah 1113 BLPD untuk tiga katup, 1147 BLPD untuk dua katup, dan 1180 BLPD untuk satu katup. Hasil analisa tersebut menunjukkan bahwa penurunan jumlah katup gas lift cenderung meningkatkan laju produksi, sehingga penggunaan jumlah katup yang lebih sedikit memberikan kinerja pengangkatan yang lebih efisien pada kondisi ini. Jumlah katup injeksi gas memiliki pengaruh langsung terhadap distribusi gas di sepanjang tubing dan efektivitas pengangkatan fluida. Semakin banyak katup yang digunakan, semakin besar peluang gas terinjeksi pada kedalaman dangkal, karena perbedaan tekanan antar katup menyebabkan gas masuk terlebih dahulu melalui katup bagian atas. Hal ini mengakibatkan tekanan di annulus menurun sebelum gas mencapai katup yang lebih dalam, sehingga suplai gas ke zona bawah

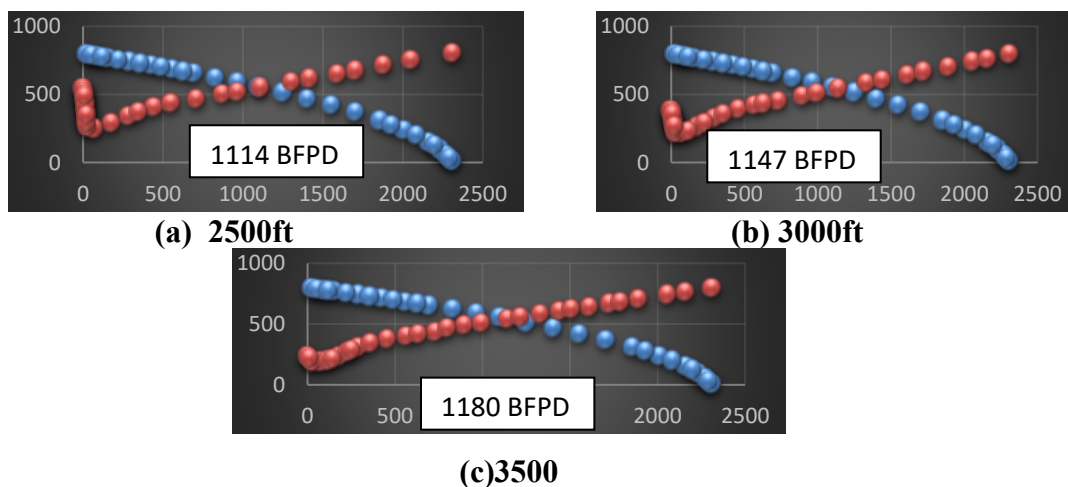
menjadi kurang efektif. Akibatnya, reduksi tekanan hidrostatik tidak optimal dan laju produksi menurun[11].



Gambar 5. kurva IPR dan TPR sumur XX Berdasarkan Jumlah Katup

2) Mengubah desain kedalaman katup injeksi

Penentuan kedalaman katup injeksi optimum dilakukan melalui analisis sensitivitas dengan konfigurasi satu katup gas lift. Variasi kedalaman yang diuji meliputi 2500 ft, 3000 ft, dan 3500 ft. Hasil simulasi menunjukkan bahwa semakin dalam posisi katup injeksi, laju alir produksi yang dihasilkan cenderung meningkat. Pada kedalaman 2500 ft diperoleh laju alir optimum sebesar 1112 BLPD, pada 3000 ft sebesar 1146 BLPD, dan pada 3500 ft sebesar 1181 BLPD. Peningkatan laju alir ini terjadi karena pemasangan katup gas lift pada kedalaman yang lebih dalam menyebabkan penurunan tekanan hidrostatik yang lebih signifikan, sehingga tekanan dasar alir (Pwf) menjadi lebih rendah. Berdasarkan hubungan IPR, penurunan Pwf akan meningkatkan laju alir produksi (Q_o). Hal ini juga sejalan dengan teori Brown (1984) yang menyatakan bahwa efisiensi sistem gas lift meningkat seiring bertambahnya kedalaman katup injeksi hingga mencapai titik optimum[11], [12]. Dengan demikian, hasil simulasi dan teori menunjukkan bahwa kedalaman katup 3500 ft memberikan performa produksi paling optimum bagi sumur XX.



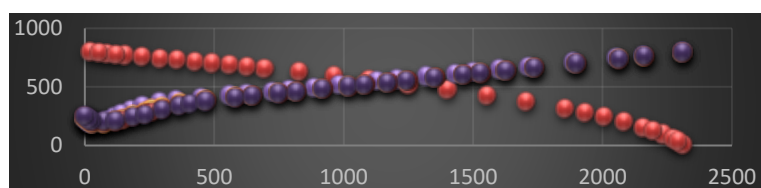
Gambar 6. kurva IPR dan TPR sumur XX Berdasarkan Kedalaman Katup

3) Mengubah desain laju injeksi gas

Setelah melakukan simulasi kedalaman dan jumlah katup untuk mengetahui jumlah laju gas injeksi paling optimum, dilakukan simulasi laju injeksi gas dengan rentan 0,5 sampai 2 MMSCF/D dikarenakan lapangan ABC memiliki batas injeksi sebesar 2 MMSCF/D[1], dengan jumlah 1 katup gas injeksi pada kedalaman 3500ft.

Tabel 5. Data Injeksi gas dan laju alir optimum

laju injeksi gas	laju alir optimum	laju injeksi gas	laju alir optimum
0.5	1132.765	1.5	1181.012
1	1172.49	2	1172.116

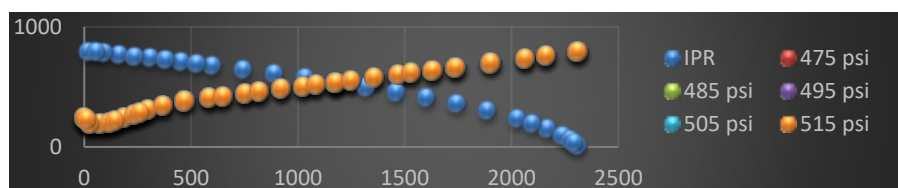


Gambar 7. Kurva IPR dan TPR sumur XX

Berdasarkan data injeksi didapatkan laju alir optimum paling besar adalah dengan menginjeksikan laju alir gas sebesar 1.5 MMSCFD dengan laju alir optimum mencapai 1181 BLPD. Peningkatan laju injeksi gas berpengaruh langsung terhadap pengurangan tekanan aliran di dalam tubing sehingga menurunkan tekanan dasar aliran (P_{wf}) dan meningkatkan laju produksi minyak sampai mencapai titik optimal. Namun, setelah melewati laju injeksi optimal, penambahan gas lebih lanjut menunjukkan pengembalian marginal menurun atau bahkan dapat menurunkan produksi karena peningkatan slip gas-oil, pembentukan slug, atau naiknya GLR yang menyebabkan efisiensi pengangkatan menurun. Oleh karena itu, laju injeksi 1.5 MMSCFD teridentifikasi sebagai *trade-off* terbaik antara peningkatan produksi dan efisiensi *gas lift* untuk kondisi sumur XX[5].

4) Menentukan tekanan injeksi gas

Berdasarkan gambar 9, analisis sensitivitas tekanan injeksi gas menunjukkan bahwa variasi tekanan dari 475 psi hingga 515 psi menghasilkan kurva IPR yang cenderung berimpit dengan pola yang hampir identik. Hal ini mengindikasikan bahwa dalam rentang tekanan tersebut, perubahan tekanan injeksi tidak memberikan pengaruh signifikan terhadap laju alir produksi. Berdasarkan hasil analisis sensitivitas ini, tekanan injeksi gas sebesar 515 psi dipertahankan sesuai dengan optimasi sebelumnya, karena peningkatan maupun penurunan tekanan dalam rentang yang diuji tidak memberikan manfaat tambahan terhadap performa produksi sumur.

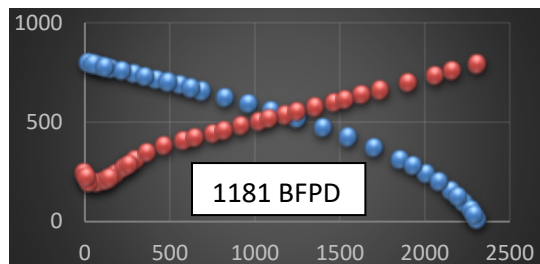


Gambar 9. Kurva IPR dan TPR sumur XX

5) Hasil Optimasi desain *gas lift*

Tabel 6. Data Injeksi gas dan laju alir optimum

parameter	data		unit
jumlah valve	1		
valve	1	3500	ft
P inj	515		PSI
Q inj	1.5		MMSCF



Gambar 10. Kurva IPR dan TPR sumur XX

Hasil analisa dengan menggunakan 1 katup gas injeksi, menurunkan kedalaman pada katup injeksi gas, dan meningkatkan laju alir gas laju alir optimum sebesar 1181 BLPD dan laju alir minyak optimum sebesar 227.5 BOPD. Dari hasil optimasi menunjukkan peningkatan laju alir minyak sebesar 23,6%.

4. SIMPULAN

Optimasi desain gas lift dengan konfigurasi satu katup injeksi pada kedalaman yang diperdalam hingga 3500 ft dan laju injeksi gas sekitar 1.5 MMSCFD secara signifikan meningkatkan laju produksi minyak dari 999 BFPD sebelum gas lift menjadi sekitar 1181 BLPD dan peningkatan minyak sebesar 23,6% dengan water cut sekitar 80,72%, menunjukkan bahwa pengurangan jumlah katup serta penempatan kedalaman katup yang lebih dalam efektif menurunkan tekanan dasar alir (P_{wf}) dan meningkatkan kinerja lifting secara ekonomis; manfaat ini didukung oleh analisis IPR-TPR yang menunjukkan titik operasi optimum terletak pada kombinasi kedalaman katup, jumlah katup, dan laju injeksi yang tepat, sehingga rekomendasi desain praktis berupa penggunaan single valve dengan kedalaman injeksi optimal dan laju gas injeksi 1,5 MMSCFD dapat diterapkan pada sumur-sumur XX untuk mempertahankan peningkatan produksi secara berkelanjutan. Penelitian selanjutnya dapat mencakup analisis keekonomian yang mempertimbangkan biaya operasional dan manfaat peningkatan produksi, serta perhitungan NPV. Prediksi performa jangka panjang melalui decline curve dan penentuan waktu re-optimasi juga penting. Selain itu, sistem monitoring dan kontrol otomatis serta pendekatan AI/ML berpotensi meningkatkan efisiensi optimasi gas lift secara berkelanjutan

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. Melatunan, "OPTIMASI DESAIN JARAK KATUP GAS LIFT," Skripsi, Politeknik Energi Dan Mineral Akamigas, Blora, 2021.
- [2] J. Pamungkas, "Pengantar Teknik Perminyakan," *Universitas Pembangunan Nasional Veteran*, pp. 1–59, 2004.
- [3] R. Ashena, M. Bataee, H. Jafarpour, H. Abbasi, A. Zolotukhin, and M. Mirhashemi, "Significant production improvement using optimization of completion and artificial lift: case studies from South-West Iran," *J Pet Explor Prod Technol*, vol. 11, no. 1, pp. 359–384, 2021, doi: 10.1007/s13202-020-01053-6.
- [4] W. Astuti and W. T. Mulyono, "Production optimization in Well A and Well B using electric submersible pump (ESP)," *Journal of Earth Energy Engineering*, vol. 12, no. 2s, pp. 16–26, 2023, doi: 10.25299/jeee.2023.13957.
- [5] H. Sreenivasan, J. Patel, D. Jain, S. Patel, I. Wilson, and S. Krishna, "Optimization of gas lift system for well performance improvement in Asmari formation: A techno-economic perspective," *Petroleum Research*, vol. 9, no. 1, pp. 115–124, 2024, doi: 10.1016/j.ptlrs.2023.08.003.
- [6] A. U. Yadua, K. A. Lawal, S. I. Eytayo, O. M. Okoh, C. C. Obi, and S. Matemilola, "Performance of a gas-lifted oil production well at steady state," *J Pet Explor Prod Technol*, vol. 11, no. 6, pp. 2805–2821, 2021, doi: 10.1007/s13202-021-01188-0.
- [7] O. Adukwu, D. Odloak, and F. Kassab Junior, "Gas-lifted systems: A hands-on tutorial on modelling and analysis," *Franklin Open*, vol. 4, no. December 2022, p. 100036, 2023, doi: 10.1016/j.fraope.2023.100036.
- [8] A. Musnal, "Optimasi Gas Injeksi Pada Sembur Buatan Gas Lift Untuk Meningkatkan Besarnya Laju Produksi Minyak Maksimum Dan Evaluasi penghentian Kegiatan Gas Lift, Pada Lapangan Libo PT. Chevron Pacific Indonesia Duri," Ali Musnal.
- [9] J. Abu-Bakri, A. Jafari, H. Namdar, and G. Ahmadi, "Increasing productivity by using smart gas for optimal management of the gas lift process in a cluster of wells," *Sci Rep*, vol. 14, no. 1, pp. 1–13, 2024, doi: 10.1038/s41598-024-63506-w.
- [10] A. A. Garrouch, M. M. Al-Dousari, and Z. Al-Sarraf, "A pragmatic approach for optimizing gas lift operations," *J Pet Explor Prod Technol*, vol. 10, no. 1, pp. 197–216, 2020, doi: 10.1007/s13202-019-0733-7.
- [11] K. E. Brown, *The Technology of Artificial Lift Methods*, no. v. 4. in The Technology of Artificial Lift Methods. PPC Books, 1984.
- [12] J. V. Vogel, "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas-Drive Reservoirs.," *Society of Petroleum Engineers of AIME, (Paper) SPE*, 1968.

Daftar Simbol

Qo	= Laju alir, BOPD	Pr	= Tekanan reservoir, psia
Qtot	= Laju alir fluida, BLPD,BFPD	Pwf	= Tekanan alir dasar sumur, psia
Qinj	= Laju injeksi gas, Psia	Pb	= Tekanan bubble point, psia
OD	= Diameter luar, inch	Pwh	= Tekanan kepala sumur, psig, psia
ID	= Diameter dalam, inch	Tr	= Temperatur reservoir, °F
GLR	= Gas liquid ratio, SCF/STB	BOPD	= Barel oil per day
γo	= Oil gravity, °API	BLPD	= Barel oil per day
γg	= Gas gravity	PI	= Productiviti indeks, STB/D/PSI
γw	= Water gravity	WC	= Water cut, %