

## ANALISA OPTIMASI GAS LIFT PADA SUMUR RS-1 DI LAPANGAN RS

Rachmi Septiani<sup>1</sup>, Fathaddin M.T.<sup>2</sup>, dan Djoko Sulistyanto<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti

<sup>2</sup>Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti

<sup>3</sup>Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti email : rachmirs@gmail.com

### ABSTRAK

Sumur RS-1 adalah sumur yang tidak mampu lagi untuk memproduksi fluidanya secara sembur alam, sehingga membutuhkan instalasi *artificial lift*. Untuk produksi harian, sumur tersebut dibantu oleh *artificial lift* jenis *continuous gas lift*. Dengan bantuan *gas lift*, Sumur RS-1 dapat berproduksi selama beberapa tahun. Produksi tertinggi untuk Sumur RS-1 adalah sebesar 273 BFPD. Sumur RS-1 memiliki 3 *gas lift valve* dengan titik kedalaman injeksi berada pada kedalaman 2.743 ft. Dalam studi ini dilakukan analisa optimasi penggunaan *artificial lift* yang sudah terpasang yaitu *continuous gas lift*. Sumur RS-1 memiliki *watercut* diatas 50%, oleh karena itu, pembuatan grafik IPR Sumur RS-1 menggunakan *composite IPR*. Maka didapat nilai *productivity index* Sumur RS-1 sebesar 0,71. Optimasi Sumur RS-1 ini dilakukan dengan meningkatkan laju alir gas injeksinya dari 0,002 mmscf/d menjadi 0,2 mmscf/d karena menghasilkan *net income* yang paling tinggi yaitu 1.979 USD/d dengan penambahan *oil rate* yang awalnya sebesar 33,9 STB/d menjadi sebesar 65,2 STB/d.

**Kata kunci:** optimasi, *gas lift*, *injection*, *net income*

### ABSTRACT

The RS-1 well can't be used to produce their fluids by a natural flow, requiring artificial lift. For daily production, that is assisted by continous gas lift. The RS-1 well have been installed with 3 valves with point injection at 2.743 ft. In this study, gas lift at RS-1 well can be optimized by increasing the gas flow rate injected from 0,002 mmscf/d to 0,2 mmscf/d because it produces the highest net income of 1.979 USD/d with an initial increase in oil rate from 33,9 STB/d to 65,2 STB/d.

**Kata kunci:** optimization, *gas lift*, *injection*, *net income*

### CATATAN KAKI :

HP: 081219774742

Email: rachmirs@gmail.com

### PENDAHULUAN

Sumur RS-1 merupakan sumur yang berproduksi menggunakan *continuous gas lift*. Dengan bantuan *gas lift*, Sumur RS-1 dapat berproduksi selama beberapa tahun dengan produksi tertinggi sebesar 273 BFPD. Namun, semakin bertambahnya tahun, produksi minyak sumur tersebut mendapati masalah seperti berkurangnya pasokan gas sumur yang harus diinjeksikan ke dalam *gas lift*. Sehingga produksi minyak pun mulai berkurang. Tetapi apabila mengacu pada kemampuan produksi sumurnya, produksi sumur tersebut masih dapat ditingkatkan. Oleh karena itu, penulis ingin melakukan analisa optimasi *gas lift* Sumur RS-1.

### PERMASALAHAN

Adapun rumusan masalah pada penulisan skripsi ini yaitu apakah *gas lift* pada kedua sumur masih dapat dioptimasi dan optimasi seperti apakah yang tepat dilakukan pada Sumur RS-1.

### METODOLOGI

Dalam melakukan optimasi, diperlukan pemahaman yang baik antara karakteristik dari reservoir dan juga analisa sistem produksinya. Karakteristik reservoir diantaranya adalah sifat fisik batuan, sifat fluida reservoir dan juga kondisi reservoir.

Pada jurnal ini, hanya digunakan metode manual untuk prediksi kinerja reservoir. Optimasi sumur *gas lift* bisa dilakukan dengan beberapa cara, salah satunya adalah dengan meningkatkan laju alir

gas injeksi agar dapat mengangkat fluida produksi lebih banyak. Dalam jurnal ini, penulis melakukan optimasi *gas lift* dengan menggunakan bantuan perangkat lunak. Dengan menggunakan bantuan perangkat lunak akan lebih cepat dalam melakukan *analysis gas injection rate* yang optimal.

Adapun langkah kerja optimasi *gas lift* menggunakan perangkat lunak adalah sebagai berikut:

1. Buka perangkat lunak
2. Akan terdapat beberapa kotak sebagai langkah-langkah yang akan kita lakukan. Untuk langkah pertama, klik 2 kali pada kotak pertama yaitu *optional summary*. Isi kolom-kolom yang berdasarkan data- data yang dimiliki. Lalu pilih kolom *artificial lift* → *method* → *gas lift (continuos)*.
3. Setelah itu, isi kolom kedua yaitu PVT data dengan data-data yang dibutuhkan yaitu data *solution GOR, oil gravity, gas gravity, dan water salinity*. Jika memiliki *impurities*, dapat mengisi kolom *impurities*.
4. Kemudian pada kolom ketiga yaitu IPR data, dilakukan perhitungan kurva IPR pada berbagai macam metoda tergantung dari apa yang kita pilih. Setelah memilih metoda IPR yang kita inginkan, maka selanjutnya mengisi data-data yg diperlukan seperti *reservoir pressure, reservoir temperature, dan water cut*. Jika memilih metoda IPR *PI entry*, maka perlu memasukkan nilai PI. Jika menggunakan metoda IPR *vogel*, maka perlu memasukkan data *test rate, dan test bottom hole pressure*. Setelah memasukkan data-data yang diperlukan kemudian klik *validate* → *calculate*, maka akan keluar grafik IPR.
5. Setelah itu, pada kolom keempat yaitu *continuos gas lift data*, kita perlu mengisi data-data gas *gas lift* yang diperlukan seperti *gas lift gas gravity, GLR injected, dan injected gas rate*. Pada kolom *gas lift method*, kita dapat memilih tipe injeksi yaitu injeksi pada kedalaman yang telah ditentukan atau melakukan injeksi hingga kedalaman optimum.
6. Kemudian pada kolom kelima yaitu *equipment data*, ada beberapa data yang perlu kita isi. Seperti data *downhole survey*, pada kolom ini, kita perlu mengisi data kedalaman sumur secara *measured depth* maupun *true vertical depth* sesuai dengan data yang kita miliki. Lalu pada kolom *surface equipment* kita dapat mengisi peralatan- peralatan apa saja yang terdapat di permukaan seperti *choke* atau *separator*. Sama seperti sebelumnya, pada kolom *downhole equipment*, kita perlu mengisi data data peralatan dibawah permukaan yang digunakan, seperti data *casing, tubing, ataupun packer*. Setelah itu, pada kolom *geothermal gradient* perlu mengisi data-data *temperature* mulai dari *reservoir* hingga permukaan. Terakhir

kolom *average heat capacities* yang berisi data  $C_p$  *oil, gas, dan water*.

7. Kemudian melakukan *VLP/IPR matching* agar dapat ditentukan persamaan yang tepat untuk digunakan dalam melakukan desain *gas lift*. Pada kolom kelima yaitu *analysis summary*, klik *VLP/IPR matching* dan isi data-data yang diperlukan. Kemudian klik *estimate u value* → *correlation comparison* → Pilih salah satu korelasi yang mendekati dengan keadaan sumur kita → *match VLP* → *VLP/IPR* → *calculate*.
8. Setelah didapat korelasi yang tepat maka dapat dilakukan sensitivitas *gas injection rate*. Pada kolom kelima yaitu *analysis summary*, klik *system (3 variables)* → *continue*, dan pilih *variable 1* dengan *gas injection rate* sebagai faktor sensitivitasnya. Lalu isi tabel dengan *range* nilai *gas injection rate* yang diinginkan. Lalu *continue* → *calculate* → *plot*. Maka akan keluar GLPC sumur tersebut.

Setelah dilakukan optimasi *gas lift*, perlu dilakukan perhitungan *net income* untuk memilih nilai *gas injection rate* yang menguntungkan.

*Income gain* didapat dari kenaikan *oil gain* setelah dilakukan *gas injection*, sedangkan *outcome increase* didapat dari jumlah gas yang bertambah akibat injeksi gas dipermukaan. Dengan menggunakan bantuan perangkat lunak akan lebih cepat dalam melakukan *analysis gas injection rate* yang optimal. Secara garis besar prosedur umum dalam melakukan optimasi *gas lift*.

**HASIL DAN ANALISIS**

Untuk dapat melakukan optimasi *gas lift*, perlu dilakukan persiapan data terlebih dahulu. Adapun data-data Sumur RS-1 dapat dilihat pada Tabel 1.

**Tabel 1.** Data fisik Sumur RS-1

Parameter	Nilai	Satuan
Total depth	3046	ft
Perforation depth	2.874-2.897	ft
OD casing	7	in
ID Casing	6,456	in
OD Tubing	2 7/8	in
ID Tubing	2,441	in
Liquid test rate	116	bpd
Reservoir pressure	500	psig
Well flowing pressure	354	psig
Wellhead pressure	63	psig
GOR,	300	scf/stb
GLR	128	scf/stb
Oil API	38	
Oil specific gravity	0,83	-

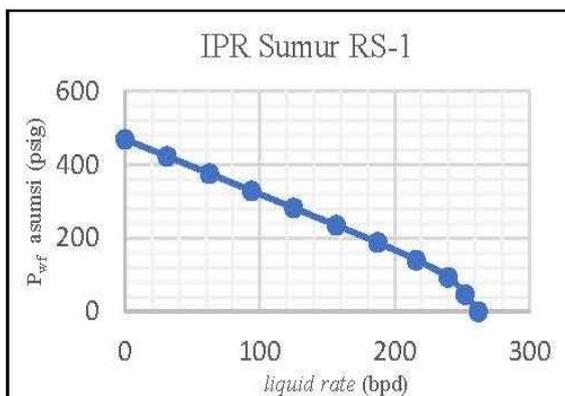
Parameter	Nilai	Satuan
Water specific gravity	1,07	-
Gas specific gravity	0,71	-
z	0,97	-
Bottom hole temperature	179	°F
Surface temperature	96	°F
Jumlah valve	3	
Injection gas rate	0,002	mmscfd
Depth of Injection	2.743	ft

Sumur RS-1 memiliki *watercut* diatas 50%, oleh karena itu pembuatan grafik IPR pada menggunakan *composite* IPR. Berikut merupakan perhitungan kurva IPR Sumur RS-1 pada Tabel 2 dibawah.

Tabel 2. Hasil perhitungan kurva IPR

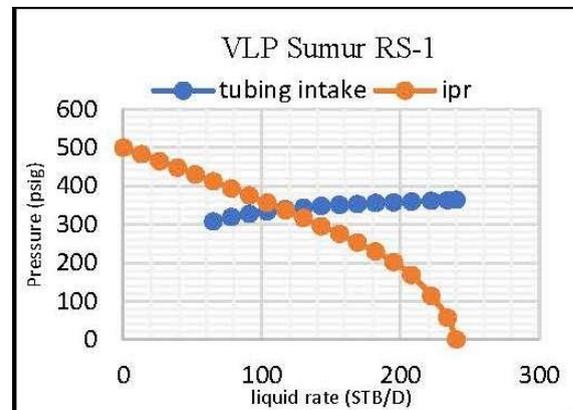
$P_{wf}$ asumsi (psig)	q (bpd)
470	0
423	31,3
376	62,2
329	94,0
282	125,3
235	156,6
188	187,5
141	215,9
94	239,6

Selanjutnya, kurva IPR dibuat dengan cara memplot tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ) pada sumbu Y dan laju produksi (q) pada sumbu X. IPR dapat dilakukan secara manual ataupun dengan bantuan perangkat lunak. Berikut merupakan kurva antara tekanan alir dasar sumur dengan laju produksi Sumur RS-1 pada Gambar 1.



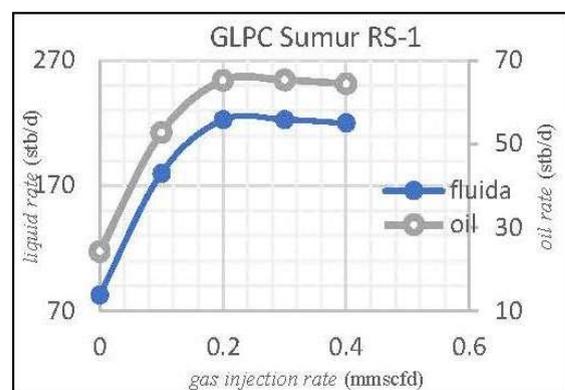
Gambar 1. Kurva IPR

Setelah data sumur diinput menggunakan perangkat lunak, maka akan didapatkan dua grafik yang merupakan hasil analisa *nodal* yaitu kurva IPR (kurva *inflow*) dengan *gas lift outflow curve* sumur RS-1. Kurva tersebut dapat dilihat pada Gambar 2 dibawah ini.



Gambar 2. Kurva perpotongan IPR dengan *gas lift outflow curve*

Pada saat melakukan proses *matching* menggunakan korelasi *Francher Brown* karena korelasi tersebut dapat menghasilkan nilai yang mendekati dengan keadaan aktual. Optimasi pada sumur *gas lift* bisa dilakukan dengan meningkatkan laju alir gas injeksi agar dapat mengangkat fluida produksi lebih banyak. Laju injeksi awal pada kedua sumur ini adalah 0,002 mmscfd. Optimasi sumur *gas lift* pada Sumur RS-1 ini dilakukan dengan cara bervariasi laju alir gas yang diinjeksikan ke dalam *tubing*, dan nantinya akan diamati jumlah laju alir fluida yang bisa didapatkan dari masing- masing *gas injection rate* yang divariasikan diawal. Dari variasi *gas injection rate* tersebut maka akan terbentuk *gas lift performance curve* (GLPC) yang mempermudah dalam melihat berapa nilai *gas injection rate* optimum yang dapat digunakan sebelum grafik tersebut menurun. Agar lebih jelas lagi, GLPC dapat dilihat pada Gambar 3 dibawah ini.



Gambar 3. Gas Lift Performance Curve

Dari Gambar 3 maka dapat disimpulkan berbagai laju alir yang terproduksi pada Tabel 3 berikut.

**Tabel 3.** Optimasi gas lift tubing intake IPR

Gas Injection (mmscfd)	Q <sub>liquid</sub> (stb/d)	Q <sub>oil</sub> (stb/d)
0	82,7	24,2
0,1	180,0	52,7
0,2	222,7	65,2
0,3	222,9	65,3
0,4	220,0	64,4

Setelah dilakukan analisa pada berbagai laju alir maka didapatkan jumlah liquid yang bisa terproduksi. Tetapi disini terdapat batasan gas injection rate maximum yang pernah diinjeksikan kepada Sumur RS-1 yaitu sebesar 0,46 mmscfd.

Untuk menguji apakah optimasi gas lift tersebut layak dilakukan, maka perlu untuk dilakukan perhitungan biaya atau net income. Perhitungan net income ini dilakukan agar dapat diketahui nilai gas rate yang tepat dan ekonomis. Disini dilakukan anggapan harga minyak sebesar 75 USD/bbl dan harga gas injeksi sebesar 2,7 USD/mscfd. Net income sendiri didapat dengan mengurangi nilai income gain dengan outcome increase. Sedangkan income gain didapat dari pertambahan minyak/oil gain. Kemudian outcome increase didapat dari nilai gas increase. Hasilnya dapat diamati pada Tabel 3 berikut.

**Tabel 3.** Perhitungan net income

Q <sub>injeksi</sub> (mmscfd)	oil rate (stb/d)	Net Income (USD/d)
0,002	33,9	0
0,1	52,7	1.245.0
0,2	65,2	1.979.0
0,3	65,3	1.713.7
0,4	64,4	1.375.5

**PEMBAHASAN DAN DISKUSI**

Dari hasil dan analisis yang telah dilakukan dapat disimpulkan bahwa optimasi gas lift Sumur RS-1 dapat dilakukan optimasi dengan meningkatkan laju alir gas yang diinjeksikan dari 0,002 mmscfd menjadi 0,2 mmscfd karena menghasilkan net income yang paling tinggi yaitu 1.979 USD/d dengan pertambahan oil rate yang awalnya sebesar 33,9 STB/d menjadi sebesar 65,2 STB/d.

**KESIMPULAN DAN SARAN**

Dari analisis dan perhitungan yang telah dilakukan terhadap Sumur RS-1, ditarik beberapa kesimpulan yaitu upaya optimasi yang dapat

dilakukan pada Sumur RS-1 yaitu dengan meningkatkan laju alir gas yang diinjeksikan, lalu peningkatan laju alir gas injeksi dilakukan dari 0,002 mmscfd menjadi 0,2 mmscfd dengan peningkatan laju produksi sebesar 116 bfpd (33,9 bopd) menjadi 222,7 bfpd (65,2 bopd).

Untuk penelitian selanjutnya diharapkan perhitungan biaya tidak hanya sampai lifting cost tetapi hingga didapatkan net present value serta pay out time agar pemilihan kedua artificial lift dapat dilakukan lebih akurat dan rinci.

**UCAPAN TERIMA KASIH**

Terimakasih kepada PT Medco E&P yang telah bersedia menyediakan data- data yang diperlukan penulis dalam penelitian ini.

**REFERINSI / DAFTAR PUSTAKA**

Bona Y, 2016, *Analisis Perbandingan Optimasi Gas Lift dengan Install Electrical Submersible Pump pada Sumur X-A & X-B Lapangan X*, Universitas Trisakti, Jakarta

James F. Lea and Henry V. Nickens, 1999, *Selection of Artificial Lift*, Oklahoma

Kermit E. Brown, 1980, *The Technology of Artificial Lift Methods Volume 2A*, PennWell Books, Tulsa Oklahoma.

Kermit E. Brown, 1980, *The Technology of Artificial Lift Methods Volume 2A*, PennWell Books, Tulsa Oklahoma.

Kermit E. Brown, 1984. *The Technology of Artificial Lift Methods Volume 4*, PennWell Books, Tulsa Oklahoma

Petroleum Experts, 2010, *PROSPER Guide Book*, Petroleum Experts Limited, Houston

Rachmi Septiani, 2018, *Analisa Perbandingan Optimasi Gas Lift dengan Install Electrical Submersible Pump pada Sumur RS-A dan RS-B di Lapangan RS*, Universitas Trisakti, Jakarta

Takacs G, 2005, *Gas Lift Manual*, PenWell Corporation, Oklahoma.