

Optimasi Produksi Migas Dengan Permanent Coiled Tubing Gas Lift Pada Sumur "VR-03" Lapangan Wacana

Vely Remitha¹, Deny Fatryanto Edyzoh Eko Widodo², Teddy Kurniawan³, Fatma⁴, Rohima Sera Afifah⁵, Viola Sri Wahyuni⁶, Pratama Bagus Restu.S⁷

¹²³⁴⁵⁶⁷Sekolah Tinggi Teknologi Migas; Indonesia

Correspondence e-mail*, Velyremitha23@gmail.com

Submitted:

Revised: 2022/10/01;

Accepted: 2022/10/21;

Published: 2022/11/23

Abstract

The VR-03 well in the "WACANA" field is a well that has the potential to produce oil and gas. However, over time, the pressure on the VR-03 well is no longer able to flow fluid to the surface in a natural flow, so an artificial lift method is needed to help lift oil and gas to the surface. As an effort to help lift oil and gas to the surface, the permanent coiled tubing gas lift method was applied to the VR-03 well. Permanent coiled tubing gas lift is the most effective and economical injection method to be carried out on the "VR-03" well because of its simple installation and judging from the available parameters such as the size of the coiled tubing, kick off point, and top node pressure which will make the "VR-03" well more optimal. After a PCTGL design planning simulation is done the oil flow rate has increased from previously no flow to 265.3 STB/day. With a maximum depth of gas injection point at a depth of 4900 ft and an optimum gas injection rate 2.85 MMscf/day.

Keywords

Oil and Gas Production, Permanent Coiled Tubing Gas Lift, Wacana Field, Well "VR-03"



© 2022 by the authors. Submitted for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY SA) license, <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>.

INTRODUCTION

Dalam industri perminyakan, penurunan produksi di suatu lapangan minyak adalah hal yang sangat wajar. Penurunan produksi dapat terjadi akibat penurunan tekanan reservoir sehingga tidak mampu mendorong minyak keluar melalui sumur-sumur produksi secara alami. Ada beberapa metode (artificial lift) yang dapat digunakan untuk mendapatkan minyak bumi dari dalam bumi, salah satunya yaitu metode gas lift.

Sumur VR-03 pada lapangan "WACANA" merupakan sumur yang berpotensi menghasilkan minyak dan gas bumi (Beggs, 1980). Namun seiring berjalannya waktu tekanan pada sumur VR-03 tidak mampu lagi untuk mengalirkan fluida ke permukaan secara natural flow sehingga dibutuhkan metode artificial lift untuk membantu pengangkatan minyak dan gas bumi ke permukaan (Wiyono et al., 2022).

Sebagai upaya untuk membantu pengangkatan minyak dan gas bumi ke permukaan maka diterapkan metode permanent coiled tubing gas lift pada sumur VR-03 (Beggs, 1980). Permanent

coiled tubing gas lift adalah metode injeksi yang paling efektif dan ekonomis untuk dilakukan pada sumur “VR-03” karena pemasangannya yang sederhana dan ditinjau dari parameter-parameter yang tersedia seperti ukuran coiled tubing, kick off point, dan top node pressure yang mana akan membuat sumur “VR-03” ini lebih optimal (Mukminin et al., n.d.).

METHOD

Mengenai perencanaan desain pengangkatan buatan yang akan dilakukan untuk sumur VR-03 akan digunakan metode (artificial lift) yaitu metode artificial lift permanent coiled tubing gas lift. Dengan parameter-parameter yang dipakai yaitu maximum depth of injected, flowing top node pressure dan coiled tubing zise (ID), dimana data yang tersedia antara lain data pressure volume temperature (PVT), inflow performance relation ship (IPR) dan coiled tubing gas lift data. Dengan tersedianya data yang ada, maka pada bab ini akan menjelaskan tentang simulasi yang akan dilakukan dengan melakukan sensitivitas menggunakan parameter yang telah ada disebutkan sebagai berikut adalah data yang tersedia.

RESULTS AND DISCUSSION

Ada beberapa parameter yang harus dipersiapkan sebelum memulai simulasi.

A. Data Fluida Reservoir

B. Berikut adalah data pressure volume temperature (PVT) fluida reservoir yang terdapat pada sumur VR-03.

C. Data Sumur

a) Sketsa Sumur VR-03

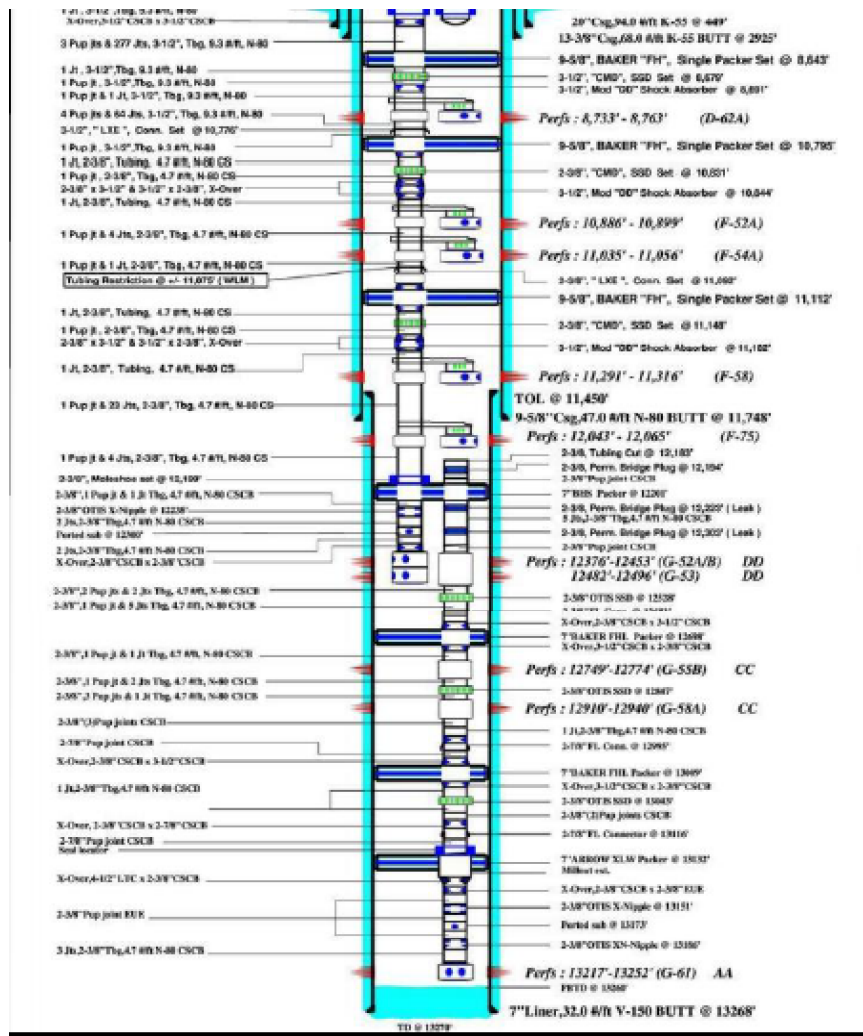


Figure 1 Sketsa Profil Sumur VR-03 (Pertamina Hulu Sanga Sanga)

a) Bottom Hole Pressure (BHP) Survey Sumur “VR-03”

Bottom hole pressure (BHP) survey bertujuan untuk menentukan kedalaman injeksi pada sumur. Pada sumur VR-03 terdapat data Flowing Gradient Survey (FGS) untuk mengetahui tekanan alir dasar sumur dan data Static Gradient Survey (SGS) untuk mengetahui tekanan statis sumur. Kemudian diperlukan data injection untuk menentukan titik operating.

Table 1 *Flowing Gradient Survey (FGS) Sumur "VR-03"*

STEP No.	MD {Ft-ELM}	MD {Ft-WLM}	PRESSURE {Psia}	TEMPERATURE {Deg.F}
1	0	Lub	29,882	83,181
2	1000	1000	30,764	81,754
3	2000	2000	86,454	81,128
4	3000	3000	442,017	91,748
5	4000	4000	792,172	102,767
6	5000	5000	1135,984	118,596
7	6000	6000	1473,589	134,327
8	7000	7000	1842,428	151,184
9	8000	8000	2278,097	172,827
10	8200	8200	2362,343	176,961
11	8400	8400	2447,249	181,399
12	8600	8600	2531,828	185,504
13	8800	8800	2616,541	187,508
14	9000	9000	2700,548	188,298
15	9200	9200	2785,292	189,622
16	9400	9400	2869,799	191,339
17	9460	9460	2895,204	192,006

b) Data Coiled Tubing Desain

Coiled tubing desain data diperlukan Untuk membatu fluida mengalir ke permukaan.

Table 2 *Permanent Coiled Tubing Data*

Coiled Tubing Data		
SG gas lift	0.7	Sp grav
GLR Injectd	340	Scf/STB
CT max depth	4900	Ft
CT thickness	0	Inches
dp valve	50	Psi
CT ID	1	Inches

Analisa Perhitungan

Hal berikutnya akan dilakukan ialah analisa dan perhitungan agar mendapatkan desain permanent coiled tubing gas lift yang optimum untuk sumur VR-03.

A. Perhitungan Inflow Performance Relationship (IPR)

Dari data yang ada kita dapat mengetahui bahwa fluida yang mengalir adalah dua fasa dimana komposisinya terdiri dari minyak dan gas. Pada perhitungan inflow performance relationship pada sumur VR-03 ini menggunakan persamaan Vogel. Dengan menginput nilai productivity index (PI), reservoir pressure, water cut, dan total GOR, dan akan mendapatkan hasil simulasi IPR dengan diketahui besarnya nilai rate produksi (q).

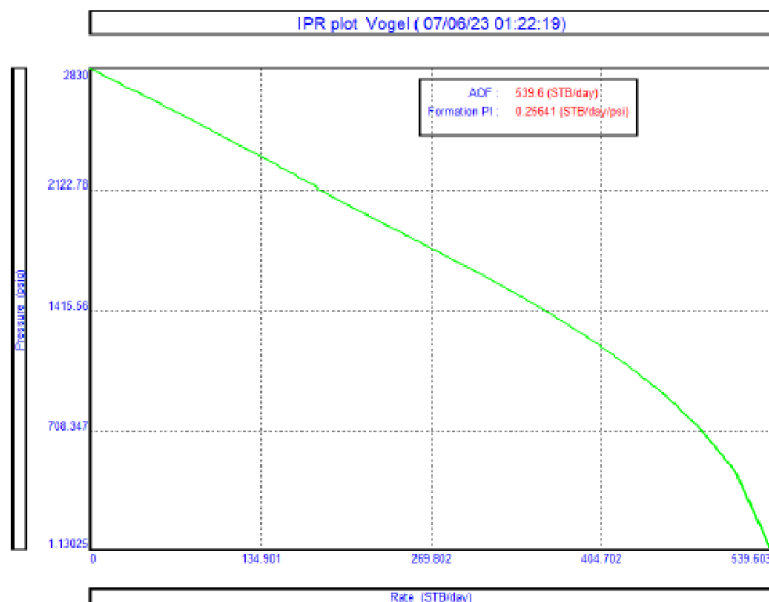


Figure 2 Grafik Inflow Performance Relationship

B. Perhitungan Vertical Lift Performance (VLP)

Cara untuk mengetahui kondisi aliran sumur sebelum melakukan pemasangan coiled tubing gas lift yaitu dengan menggabungkan grafik inflow performance relationship (IPR) dengan vertical lift performance (VLP)

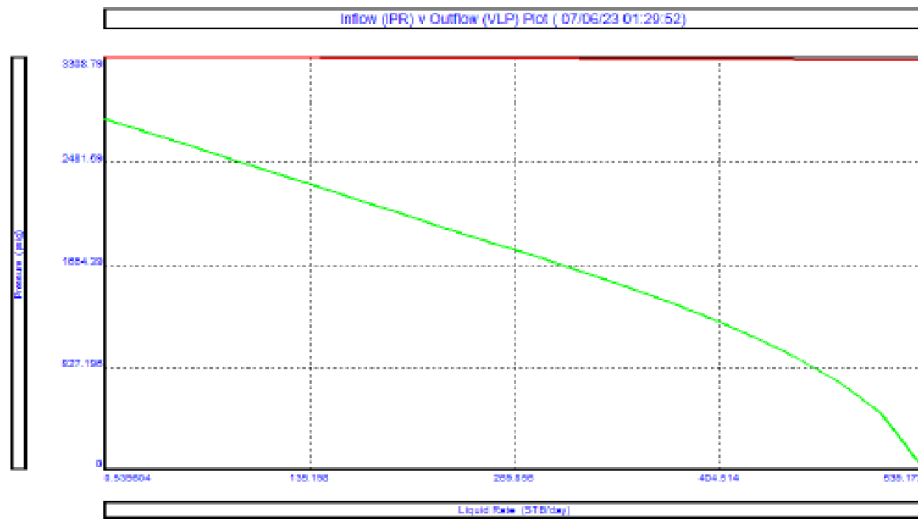


Figure 3 Grafik Performance Relationship (IPR) vs Kurva Vertical Lift Performance (VLP)

Simulasi

Berdasarkan grafik 4.4 yang menunjukkan tidak adanya perpotongan antara kurva inflow performance relationship (IPR) dengan kurva vertical lift performance (VLP) sehingga fluida tidak dapat mengalir ke permukaan. Oleh sebab itu perlu dipersiapkan beberapa parameter untuk membantu fluida mengalir di permukaan. Berikut parameter yang akan digunakan.

Table 8 Parameter Sensivitas

No	Parameter						
1	Coiled tubing gas lift (ID)	1.5	1.9 5	4700	4800	1.5	Inch
2	Maximum depth injection					4900	Ft
3	Gas lift injection					2.4	MMscf/day
4	Flowing top note presssure					2.85	
						3.3	
						250	Psig

A. Perhitungan Sensivitas Menggunakan Gas Lift Injection Rate 1.5, 1.95, 2.4, 2.85, 3.3

Pada kondisi ini akan dilakukan sensitivty dengan menggunakan gas lift injection rate 1.5

Table 9 Hasil Perhitungan Sensitivitas (kondisi 1)

Gas Lift Injection rate 1.5	
Maximum depth injection (Ft)	Oil rate
4700	229.5
4800	237.2
4900	244.9

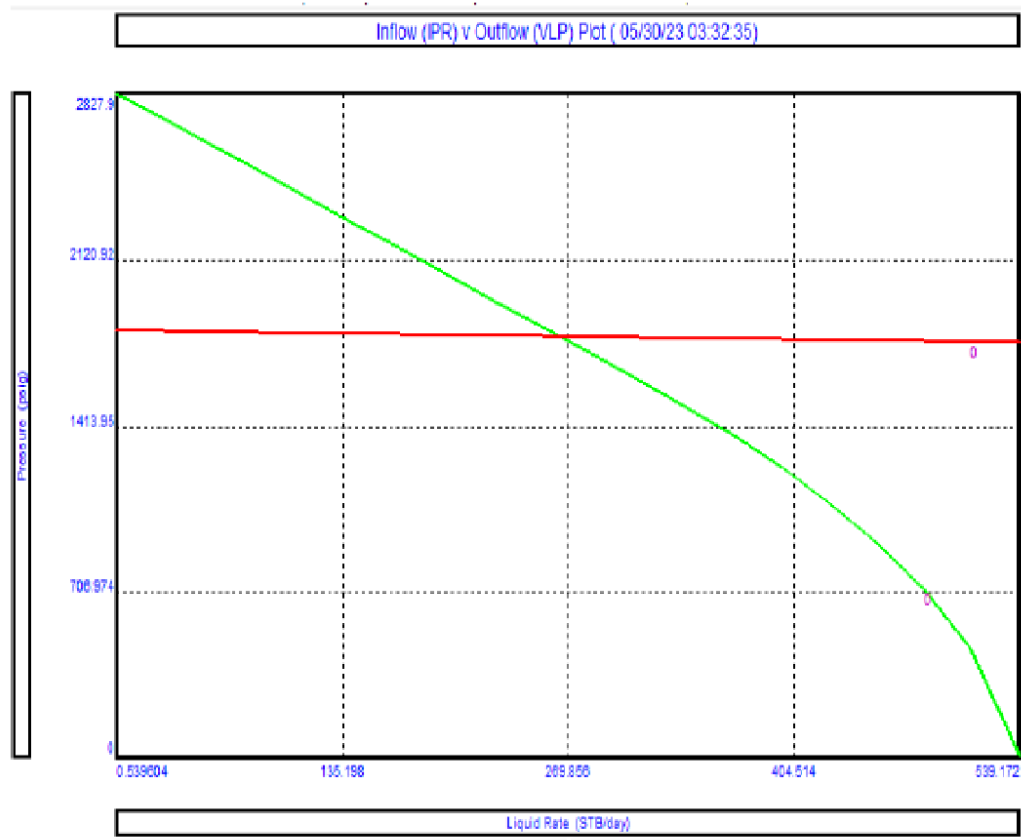


Figure 4 Grafik Inflow Performance Relationship (IPR) vs Kurva Vertical Lift Performance (VLP) Setelah pemasangan permanent Coiled Tubing Gas Lift (PCTGL)

Gambar di atas adalah grafik Inflow Performance Relationship (IPR) Vs Kurva Vertical Lift Performance (VLP) Setelah Pemasangan Permanent Coiled Tubing Gas Lift (PCTGL) pada sumur VR-03. Dapat kita lihat pada grafik di atas sudah terdapat aliran yang ditunjukkan oleh adanya perpotongan antara garis IPR dan VLP. Adapun hasil laju alir pada grafik di atas yaitu 265.3 STB/day. Gambar grafik di atas adalah grafik Permanent Coiled Tubing Gas Lift (PCTGL). Berdasarkan grafik di atas dapat dilihat bahwa sumbu vertikal merupakan depth dan sumbu horizontal merupakan pressure. Adapun pada grafik di atas terdapat garis Flowing Sradient Survey (FGS), Static Sradient Survey (SGS), injection, dan kick off pressure. Dimana perpotongan garis SGS dan garis kick off pressure menunjukkan titik kick off injection yaitu pada kedalaman 5700 ft, dan perpotongan garis FGS dan Injection menunjukkan titik operating injection yaitu pada kedalaman 4900 ft. Gambar grafik di atas adalah grafik Gas Lift Performance Curve (GLPC).

Adapun sumbu vertikal pada grafik merupakan oil rate (STB/day) dan sumbu horizontal merupakan gas lift injection rate (MMscf/day). Dimana pada grafik di atas dapat kita lihat gas lift injection rate yang optimal yaitu 2.85 MMscf/day dan diperoleh oil rate 265.3 STB/day.

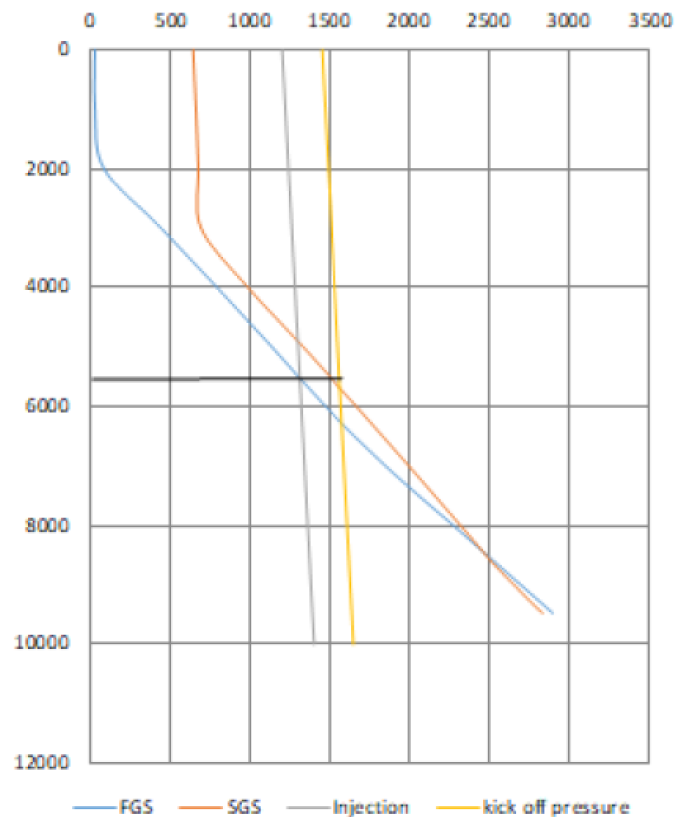


Figure 5 Grafik Permanent Coiled Tubing Gas Lift (PCTGL)

CONCLUSION

Dari simulasi yang telah dilakukan maka dapat disimpulkan bahwa desain terbaik untuk meningkatkan produksi pada sumur “VR-03” ialah dengan gas lift injection rate 2.85 MMscf/day, flowing top node 250 psig, maximum depth of injection 4900 ft. Setelah melakukan optimasi desain PCTGL maka didapatkan hasil oil rate sebesar 265.3 STB/day. Dari hasil simulasi yang dilakukan dapat diketahui oil rate dipengaruhi oleh maximum depth injection, dimana semakin besar nilai maximum depth injection maka oil rate nya juga akan semakin besar.

REFERENCES

Andre Wijanark, Bambang Ismanto, Robhy Permana, Italo Pizzolante; (2012), Renewal Plan: Efficient Strategy for Optimum Development in Mature Fields – A Success Story from Sanga-Sanga Assets, Indonesia. SPE 158716. <https://onepetro.org>

- Ari Taufiq Kramadibrata, SPE, Sumaryanto SPE, Pahala Panjahitan, SPE; (2011), Vico Indonesia. Developing Oil In Monobore Well Completion Using Permanent Coiled Tubing Gas Lift Application. SPE 147903.
- Beggs, K. E. B. nad H. D. (1980). Artificial Lift Method Kermit Brown 2b.pdf.
- Begs, H. Dale.1991. Production Optimization Using Nodal Analysis USA: The University of Tulsa
- Brown, K. E., "The Technology of Artificial Lift Method", Vol.2a, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1979
- Dion Gumelar Hendromurti; (2019), Alokasi gas injeksi untuk sumur-sumur yang menggunakan PCTGL pada lapangan XY. Universitas Trisakti
- Edward Marks. Et al (1982). Cenozoic Stratigraphic Nomenclature In East Kutai Basin, Kalimantan. Indonesia.
- Guo, Boyun., "Petroleum Production Engineering, A Computer – Assisted Approach", Elsevier Science & Technology Book, 2007
- Rachmi Septian dkk, (2018). "Analisa Optimasi Gas Lift pada sumur RS-1 di lapangan RS". Jurnal Petro.
- Rudi Rubiandini R.S. (2010). Komponen Coiled Tubing. ITB. Schlumberger, (2007). Well Services Training & Development, IPC. Jet Manual 31 Coiled Tubing Unit.
- Fatryanto Edyzoh Eko Widodo STT Migas Balikpapan, D., Soekarno-Hatta, J. K., & Timur, K. (n.d.). *ANALISA PERFORMA RESERVOIR TIGHT GAS MENGGUNAKAN ANALISA DECLINE CURVE METODE DUONG PADA SUMUR VERTIKAL DAN HORIZONTAL MULTIFRAKTURING MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR.*
- Mukminin, A., Fajar, M., Sarungu', S., Andrianti, I., Migas, T. P., Balikpapan, M., Nama Institusi, B., Pengolahan, T., & Institusi, B. N. (n.d.). *Pengaruh Suhu Kalsinasi Dalam Pembentukan Katalis Padat CaO Dari Cangkang Keong Mas (Pomacea canaliculata L).*
- Wiyono, J., Studi Teknik Perminyakan, P., Tinggi Teknologi Migas Balikpapan Transad, S. K., & Joang, K. (2022). METODE INVERSI AI (ACOUSTIC IMPEDANCE) UNTUK MENENTUKAN ARSITEKTUR OLIVER CARBONATE DI CEKUNGAN BROWSE, AUSTRALIA. *PETROGAS*, 4(1).