

ABSTRAK

OPTIMASI LAJU INJEKSI *CONTINUOUS GAS LIFT* MENGGUNAKAN METODE *EQUAL SLOPE* UNTUK PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK PADA LAPANGAN “WF”

Oleh
Wilyan Fatu Rizky Zein
NIM: 113220120
(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Lapangan “WF” merupakan salah satu lapangan yang masih memproduksi secara sembur buatan dengan menggunakan *permanent coiled tubing gas lift* (PCTGL). Masalah utama yang terjadi yaitu pengalokasian gas injeksi yang belum optimal dan jumlah *source* gas yang terbatas. Salah satu solusi untuk memecahkan masalah tersebut, yaitu dengan melakukan optimasi laju injeksi gas dengan metode *equal slope* sehingga setiap sumur *gas lift* mendapatkan distribusi injeksi gas yang optimal berdasarkan ketersediaan gas yang ada. Upaya optimasi ini didasarkan pada performa *Gas Lift Performance Curve* (GLPC) masing-masing sumur untuk menentukan kondisi optimum laju injeksi gas.

Tujuan penelitian ini adalah untuk membangun model simulasi laju produksi pada sumur *gas lift*, menganalisis hasil simulasi untuk menentukan kebutuhan laju injeksi gas yang optimal pada setiap sumur dengan menerapkan metode *equal slope* untuk peningkatan produksi minyak lapangan, serta mengetahui nilai efisiensi gas injeksi setelah dioptimasi. Penelitian ini dilakukan dengan membuat model sumur, menjalankan analisis nodal, serta membangun dan menganalisis kurva GLPC setiap sumur. Simulator yang digunakan berupa perangkat lunak dan dilakukan optimasi mengenai laju injeksi gas menggunakan metode *equal slope*.

Sebelum dioptimasi laju injeksi dari ketiga sumur yaitu, Sumur “WF-01” senilai 0,24 MMSCFD, Sumur “WF-02” senilai 0,66 MMSCFD, dan Sumur “WF-03” senilai 0,51 MMSCFD dengan total laju injeksi gas senilai 1,4 MMSCFD dan laju minyak sebesar 179 bopd. Setelah dilakukan optimasi laju injeksi gas dari setiap sumur diperoleh Sumur “WF-01” senilai 0,35 MMSCFD, Sumur “WF-02” senilai 0,35 MMSCFD, dan Sumur “WF-03” senilai 0,5 MMSCFD. Total laju injeksi gas yang dibutuhkan senilai 1,2 MMSCFD.

Berdasarkan hasil optimasi ketiga sumur diperoleh nilai total injeksi senilai 1,2 MMSCFD dan menghasilkan laju produksi sebesar 290 stb/d dengan laju produksi minyak sebesar 180 bopd. Alokasi gas injeksi menghemat gas sebesar 14% (0,2 MMSCFD), meningkatkan produksi minyak sebesar 2%, dan meningkatkan NCF sebesar 1.531,53 US\$/hari. Artinya, upaya optimasi yang dilakukan cukup berhasil.

Kata kunci: *Alokasi Gas, Equal Slope, PCTGL, GLPC, Optimasi Gas Lift.*

ABSTRACT

OPTIMIZATION OF THE INJECTION RATE IN A CONTINUOUS GAS LIFT SYSTEM USING THE EQUAL SLOPE METHOD TO INCREASE OIL PRODUCTION AT THE “WF” FIELD

By

Wilyan Fatu Rizky Zein

NIM: 113220120

(Petroleum Engineering Undergraduated Program)

The “WF” field is one of the fields that is still producing using artificial lift with permanent coiled tubing gas lift (PCTGL). The main problems are the suboptimal allocation of injection gas and the limited supply of source gas. One solution to this problem is to optimize the gas injection rate using the equal slope method so that each gas lift well receives the optimal gas injection distribution based on the available gas supply. This optimization effort is based on the performance of each well's Gas Lift Performance Curve (GLPC) to determine the optimum gas injection rate.

The objectives of this study are to develop a production rate simulation model for gas lift wells, analyze the simulation results to determine the optimal gas injection rate for each well by applying the equal slope method to increase oil field production, and determine the efficiency value of the optimized gas injection. This research was conducted by creating a well model, performing nodal analysis, and constructing and analyzing the GLPC curve for each well. The simulator used was software, and gas injection rate optimization was performed using the equal slope method.

Before optimization, the injection rate from the three wells were: Well “WF-01” at 0,24 MMSCFD, Well “WF-02” at 0,66 MMSCFD, and Well “WF-03” at 0,51 MMSCFD, with a total gas injection rate of 1,4 MMSCFD and an oil production rate of 179 bopd. After optimizing the gas injection rate for each well, it was obtained that Well “WF-01” at 0,35 MMSCFD, Well “WF-02” at 0,35 MMSCFD, and Well “WF-03” at 0,5 MMSCFD. The total required gas injection rate was 1,2 MMSCFD with an oil production rate of 184 bopd.

Based on the three wells, the total injection rate was 1,2 MMSCFD, producing 290 stb/d of liquid, with a total oil production rate of 180 bopd. The gas injection allocation saved 14% of gas (0.2 MMSCFD), increased oil production by 2%, and boosted net cash flow by \$1.531,53 per day. This means that the optimization efforts were quite successful.

Keywords: Gas Allocation, Equal Slope, PCTGL, GLPC, Gas Lift Optimization.