

ABSTRAK

ANALISIS DAN OPTIMASI SISTEM *COILED TUBING GAS LIFT* (CTGL) UNTUK PENINGKATAN PRODUKSI SUMUR FR-979 DI LAPANGAN MUTIARA

Oleh
Fahrul Rozi
NIM. 213232005
(Program Studi Magister Teknik Perminyakan)

Lapangan Mutiara yang terletak di Blok Sanga-Sanga, Kalimantan Timur, Indonesia, telah memproduksi hidrokarbon sejak tahun 1991. Seiring berjalannya waktu, penurunan tekanan *reservoir* menyebabkan sebagian besar sumur tidak lagi mampu mengalir secara alami, sehingga diperlukan penerapan sistem *artificial lift*. Salah satu metode yang digunakan adalah *coiled tubing gas lift* (CTGL), yang diterapkan pada sumur FR-979 dengan menggunakan kompresor bertekanan sedang (MP). Namun, konfigurasi ini menunjukkan keterbatasan dalam mencapai kedalaman injeksi gas yang optimal, yang berdampak pada penurunan produksi minyak secara signifikan dalam beberapa bulan terakhir. Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi kinerja sistem CTGL yang telah ada, mensimulasikan desain alternatif dengan peningkatan tekanan injeksi, serta menganalisis kelayakan ekonominya.

Metodologi yang digunakan mencakup pengumpulan data produksi, karakteristik *reservoir*, dan fasilitas permukaan, yang kemudian dianalisis menggunakan perangkat lunak PIPESIM. Dua skenario dibandingkan: skenario pertama melakukan optimasi dengan kompresor MP (600 psi) saat ini dengan kedalaman outlet 1.500 ft, dan skenario kedua alternatif menggunakan kompresor bertekanan tinggi (HP) sebesar 1.200 psi dengan kedalaman outlet 3.200 ft. Analisis ekonomi dilakukan melalui estimasi pendapatan, perhitungan *net present value* (NPV), dan *return on investment* (ROI) untuk periode satu tahun.

Hasil simulasi menunjukkan bahwa skenario dengan kompresor HP mampu meningkatkan laju produksi dari 52 BOPD menjadi 147 BOPD, atau sekitar 182% lebih tinggi dibandingkan desain sebelumnya. Evaluasi ekonomi menunjukkan nilai NPV yang positif dan ROI yang signifikan, sehingga investasi pada kompresor HP dinilai layak secara finansial. Temuan ini menegaskan bahwa optimasi desain CTGL tidak hanya meningkatkan efisiensi teknis, tetapi juga memberikan manfaat ekonomi yang substansial. Sebagai kesimpulan, penerapan CTGL dengan tekanan injeksi yang lebih tinggi merupakan solusi yang efektif untuk mengatasi tantangan produksi pada sumur tua yang mengalami penurunan tekanan *reservoir*. Studi ini memberikan kontribusi penting dalam pengembangan strategi optimasi sistem *artificial lift* pada lapangan migas yang telah memasuki fase deklinasi.

Kata kunci: *Artificial Lift, Coiled Tubing Gas lift, Tekanan Injeksi Gas*

ABSTRACT

ANALYSIS AND OPTIMIZATION OF THE COILED TUBING GAS LIFT (CTGL) SYSTEM TO IMPROVE PRODUCTION OF WELL FR-979 IN THE MUTIARA FIELD

By
Fahrul Rozi
NIM. 213232005
(Petroleum Engineering Undergraduated Program)

The Mutiara Field, located in the Sanga-Sanga Block, East Kalimantan, Indonesia, has been producing hydrocarbons since 1991. Over time, reservoir pressure decline has caused most wells to lose their natural flow capability, necessitating the implementation of artificial lift systems. One of the methods applied is coiled tubing gas lift (CTGL), which was implemented in well FR-979 using a medium-pressure (MP) compressor. However, this configuration has shown limitations in achieving the optimal gas injection depth, resulting in a significant decline in oil production over the past few months. This study aims to evaluate the performance of the existing CTGL system, simulate alternative designs with increased injection pressure, and analyze their economic feasibility.

The methodology includes collecting production data, reservoir characteristics, and surface facility information, which were then analyzed using PIPESIM software. Two scenarios were compared: the first scenario optimizes the current MP compressor (600 psi) with an outlet depth of 1,500 ft, while the second scenario proposes an alternative using a high-pressure (HP) compressor at 1,200 psi with an outlet depth of 3,200 ft. Economic analysis was conducted through revenue estimation, net present value (NPV) calculation, and return on investment (ROI) assessment for a one-year period.

Simulation results indicate that the HP compressor scenario can increase production rates from 52 BOPD to 147 BOPD, approximately 182% higher than the previous design. Economic evaluation shows a positive NPV and a significant ROI, making the investment in an HP compressor financially viable. These findings confirm that optimizing CTGL design not only improves technical efficiency but also delivers substantial economic benefits. In conclusion, implementing CTGL with higher injection pressure is an effective solution to address production challenges in mature wells experiencing reservoir pressure decline. This study provides an important contribution to the development of optimization strategies for artificial lift systems in oil fields entering the decline phase.

Keywords: Artificial Lift, Coiled Tubing Gas lift, Pressure Gas Injection