

RINGKASAN

Karakteristik reservoir di Lapangan SSN Blok Sanga Sanga adalah *multi-layer reservoir* dan *depleted fast reservoir* dengan ketebalan yang tipis sehingga saat itu kompleks *monobore* tepat untuk di terapkan, dimana casing produksinya langsung menggunakan tubing produksi yang di semen pada *open hole*. Kompleksi monobore di Blok Sanga Sanga terdapat dua jenis yaitu kompleks *Single Monobore* dan kompleks *Dual Monobore*. Metode *artificial lift* yang diterapkan di Lapangan SSN saat ini adalah *Permanent Coiled Tubing Gas Lift* (PCTGL). Penggunaan metode gas lift ini memerlukan *gas lift line* dan *control system* untuk mensuplai gas dari stasiun kompresor menuju masing-masing sumur. Akibat kondisi reservoir yang sudah cukup tua terjadi penurunan produksi gas yang cukup *significant*, dan juga penurunan kinerja *compressor* dari sisi efisiensi. Penurunan produksi gas dan kinerja *compressor* ini menyebabkan ketidakmampuan dalam mensupply kebutuhan injeksi gas untuk *artificial lift* dengan menggunakan PCTGL (*Permanent Coiled Tubing Gas Lift*). Diperlukan alternative *artificial lift* lain yang lebih optimal untuk mempertahankan kinerja produksi agar tetap stabil.

Penerapan ESP (Electric Submersible Pump) dengan tipe TTESP (*Through Tubing Electric Submersible Pump*) adalah sebagai alternative *artificial lift* terbaik pengganti PCTGL yang dipilih dalam usaha optimalisasi produksi Lapangan SSN. Teknik Perencanaan TTESP ini dimulai dari evaluasi Nodal PCTGL dan IPR yang kemudian dilanjutkan dengan Penentuan jenis pompa, kapasitas pompa, Pump Setting Depth (PSD) dan penentuan THD/Stages yang sesuai dengan kondisi *mechanical* dan operasional sumur tersebut, dimana proses operasi dan instalasi dapat dilakukan tanpa menggunakan rig sehingga perhitungan *cost operation* dalam project ini akan menunjukkan trend yang positif. Hal ini dapat menjadi sebuah penyelesaian yang dapat menjawab permasalahan tersebut.

Hasil konversi *artificial lift* dari PCTGL menjadi TTESP pada sumur DJK ini memberi dampak terhadap kestabilan produksi dan merupakan jalan keluar terbaik terhadap permasalahan produksi yang terjadi selama ini. Hasil evaluasi solusi yang dilakukan menghasilkan produksi sebesar 4.100 bbls minyak per tahun atau 157 bopd, terjadi peningkatan produksi sebanyak 77 Bopd dari produksi eksisting saat menggunakan PCTGL. Instalasi TTESP lebih simple dan ekonomis karena tidak membutuhkan banyak peralatan, dimana biaya instalasi hanya sebesar Rp 288.400.000,00-, untuk angka gain produksi selama 1 tahun (365 hari) sebanyak 28,105 barel oil atau dikonversi menjadi nilai keuntungan dalam rupiah sebesar Rp 29.692.353.088,00 –

Kata kunci : *Monobore*, PCTGL (*Permanent Coiled Tubing Gas Lift*), TTESP (*Through Tubing Electric Submersible Pump*)

ABSTRACT

The characteristics of the reservoir in the Sanga Sanga Block SSN Field are a multi-layer reservoir and a depleted fast reservoir with a thin thickness so that at that time monobore completion was appropriate to apply, where the production casing directly uses cemented production tubing in the open hole. There are two types of monobore completion in the Sanga Sanga Block, namely Single Monobore completion and Dual Monobore completion. The artificial lift method currently being applied at the SSN Field is Permanent Coiled Tubing Gas Lift (PCTGL). Using this gas lift method requires a gas lift line and control system to supply gas from the compressor station to each well. As a result of the condition of the reservoir being quite old, there has been a significant decrease in gas production, and also a decrease in compressor performance in terms of efficiency. This decrease in gas production and compressor performance has resulted in the inability to supply gas injection needs for artificial lifts using PCTGL (Permanent Coiled Tubing Gas Lift). Another more optimal artificial lift alternative is needed to maintain stable production performance.

Implementation of ESP (Electric Submersible Pump) with the TTESP (Through Tubing Electric Submersible Pump) type is the best alternative artificial lift to replace PCTGL which was chosen in an effort to optimize SSN Field production. This TTESP planning technique starts from evaluating the Nodal PCTGL and IPR which is then continued with determining the type of pump, pump capacity, Pump Setting Depth (PSD) and determining THD/Stages in accordance with the mechanical and operational conditions of the well, where the operation and installation process can be carried out without using a rig so that the calculation of operating costs in this project will show a positive trend. This could be a solution that can answer this problem.

The results of the artificial lift conversion from PCTGL to TTESP in the DJK well have an impact on production stability and are the best solution to the production problems that have occurred so far. The results of the solution evaluation resulted in production of 4,100 bbls of oil per year or 157 bopd, an increase in production of 77 bopd from existing production when using PCTGL. In terms of installation, TTESP is simpler and more economical because it does not require a lot of equipment, where installation costs are only IDR 288,400,000.00, for a production gain figure for 1 year (365 days) of 28,105 barrels of oil or converted into profit value in rupiah. amounting to IDR 29,692,353,088.00 –

Key Words : Monobore, PCTGL (Permanent Coiled Tubing Gas Lift), TTESP (Through Tubing Electric Submersible Pump).