

## RINGKASAN

Reaktivasi *idle well* – sumur Simson – di lapangan Purnomo PT PERTAMINA EP Cepu Zona 14 Papua Field telah dilakukan pada tahun 2023. Produksi sumur ini mencapai lebih dari 10.900 bbl oil pada akhir tahun 2023, namun *trend* produksi dan tekanan sumur tidak stabil. Penelitian ini bertujuan untuk mencari solusi agar produksi sumur Simson menjadi stabil melalui penentuan *flow coefficient* yang optimal dengan metode analisa *choke performance* menggunakan alat *choke manifold* modifikasi. Hasil yang diharapkan dapat meningkatkan produktivitas sumur Simson hingga kontrak *Production Sharing Contract* (PSC) PT Pertamina EP Papua Field berakhir pada tahun 2035. Terdapat 4 (empat) pertanyaan yang perlu dijawab yaitu (1) perhitungan potensi cadangan yang tersisa pada *reservoir* di sumur Simson, (2) penentuan metode optimasi produksi yang optimal dengan menggunakan *choke manifold* modifikasi di sumur Simson, (3) perhitungan perkiraan *flow coefficient* produksi yang optimal dari sumur Simson dan (4) perhitungan tinjauan keekonomian hasil reaktivasi sumur Simson.

Metode yang dilakukan adalah pengumpulan data, identifikasi masalah, melakukan optimasi produksi dengan analisa *critical rate* dan *sensitivity choke* untuk menentukan ukuran pemilihan ukuran *choke* dan *flow coefficient* (Cd) yang optimal menggunakan *software pipesim* yang disesuaikan dengan target produksi dibawah *critical rate oil*, melakukan validasi test sumur Simson untuk menganalisa kestabilan tekanan dan aliran sumur hingga tercapai aliran stabil yang optimal, melakukan penentuan *initial oil rate* yang dilanjutkan dengan analisa *forecast* produksi dengan *Decline Curve Analysis* (DCA), dan menganalisa NPV hasil reaktivasi sumur Simson.

Hasil analisis menunjukkan bahwa (1) nilai cadangan yang tersisa pada *reservoir* target di sumur Simson lapangan Purnomo yaitu 1057 MSTB; (2) Metode produksi yang optimal melalui *choke performance* pada sumur Simson adalah menggunakan *choke 1st* 5 mm dan *2nd* 22/64 inch atau 8.7 mm. Rata-rata produksi saat ini per hari adalah *gross liquid* 34 bbl, *oil rate* 33 bbl dan *water cut* 1.64% yang sudah optimal karena diatas target produksi yaitu 10 BOPD dan di bawah *critical oil rate* yaitu 60 BFPD; (3) Nilai *flow coefficient* untuk optimasi produksi sumur Simson yang optimal adalah Cd 0.838; dan (4) Nilai NPV dari hasil reaktivasi Sumur Simson adalah \$326,000 yang menunjukkan bahwa proyek tersebut menguntungkan dan layak untuk di replikasi pada beberapa sumur *idle* di PT Pertamina EP Zona 14 Papua Field dan lapangan *brown* lain yang serupa.

Kata Kunci: reaktivasi sumur *idle*, *flow coefficient*, *choke manifold*

## ABSTRACT

The *Simson* idle well reactivation program in the Purnomo oilfield of PT Pertamina EP Cepu Zone 14 Papua Field was carried out in 2023. The production of this well reached more than 10,900 barrels by the end of 2023, yet the production trend and well pressure were unstable. This study aims to seek a solution to stabilize the oil production of the *Simson* well by estimating an optimum flow coefficient by applying a choke performance analysis method employing a modified choke manifold. Hence, the results could elevate *Simson*'s well productivity before the Production Sharing Contract (PSC) of PT Pertamina EP Papua Field ends in 2035. Four questions were posed to serve the research purpose: (1) the estimation of remaining reserves in *Simson*'s well reservoir; (2) the stipulation of the optimum production method employing the modified choke manifold in *Simson* well; (3) the estimation of the optimum flow coefficient of *Simson* well; and (4) the economic review analysis of *Simson* well's reactivation program.

The research methods were gathering data, identifying problems, optimizing production by running the Pipesim software to analyze the critical rate and sensitivity choke so that the optimum choke sizes and flow coefficient (Cd) that met the production target below the critical rate could be determined, validating the well test to analyze the pressure and flowrate stability until the optimum stable flowrate could be achieved, determining the initial oil rate followed by the production forecast analysis by running Decline Curve Analysis (DCA), and calculating Net Present Value (NPV) from the reactivation program results.

The results of data analysis revealed that: (1) the remaining reserves in *Simson* well's reservoir was 1057 MSTB; (2) the optimum production method was using the first choke of 5 mm and the second one of 8.7 mm or 22/64 inch. The average daily production reached a gross liquid of 34 bbl, oil rate of 33 bbl, and water cut of 1.64% which was optimum since it was above the production target 10 BOPD and under the critical oil rate of 60 BFPD; (3) the flow coefficient for the optimum production was Cd 0.838; and, (4) NPV of *Simson*'s well reactivation program reached \$326,000 ensuring that this project is profitable and replicable in other idle wells of PT Pertamina EP Region 4 Zone 14 Papua Field and other brownfields as well.

Keywords: *idle well reactivation, flow coefficient, choke manifold*