

ABSTRAK

5 sumur ESP di lapangan TMO yang berada di *Cluster U & V* sering mengalami *Gas Lock* yang berujung terjadinya *Downhole Problem* yang mengharuskan dilakukan pekerjaan *workover* untuk penggantian ESP. Oleh karena itu perlu dilakukan analisa terhadap ESP eksisting yang sedang beroperasi dan kemungkinan dilakukannya konversi terhadap Artificial Lift yang lebih handal.

Evaluasi terhadap ESP eksisting menunjukkan secara nodal analysis real produksi gross masih di bawah 40% dari AOFP, kondisi 5 ESP tersebut yang beroperasi tidak optimum dikarenakan terkena interference gas. Efektifitas penggunaan Gas Separator dan AGH (Advance Gas Handler) yang terpasang pada rangkaian ESP jika di hitung dengan analisa metode Turpin menunjukkan 5 ESP tersebut memiliki nilai <1% dengan nilai % gas bebas masih diatas 10%, ini menunjukkan ESP tidak mampu mengatasi gas terproduksi dengan baik. Bisa pemilihan kriteria *Artificial Lift* sesuai data primer dan sekunder yang dimiliki pada permukaan dan bawah permukaan, secara teknikal *Gas Lift* mampu beroperasi dalam kondisi *GOR* tinggi dan kondisi reservoir distruktur TMO ini.

Perencanaan *gas lift* pada 5 sumur TMO menggunakan simulator produksi yaitu PIPESIM, pada simulasi model sumuran dilakukan sensitivitas terhadap laju gas dan tekanan injeksi gas, yang menghasilkan nilai optimum dari *DIP (Depth Injection point)* mencapai kedalaman 5400 ft dan fluida produksi di kisaran 180-290 BLPD. Hasil simulasi didapatkan tekanan injeksi optimum di 600 psi dan laju gas 0.3-0.4 mmscf/d, didapatkan *DIP* di kedalaman 5494 ft, dan jumlah katub sebanyak 8-9 buah *mandrel valve* ditambah 1 buah *Operating Valve*. Simulasi jaringan injeksi *gas lift* menunjukkan pipa 2 inci dengan *schedule 40* mampu mengalirkan gas hingga ke sumur dengan tekanan sebesar 600-605 psi. Penggunaan *gas lift* memberikan forecast selama 5 tahun kumulatif minyak sebesar 226 MSTB dan 9.2 BSCF, dengan nilai investasi sebesar Rp. 26,516,744,436, yang secara keekonomian memberikan NPV sebesar 23,336 MUSD dan POT 1.37 tahun, disamping itu secara operasional *gas lift* lebih aman dan *lifetime* pompa akan lebih lama karena tidak terpengaruh *gassy*.

Kata kunci: *ESP, Gas Lift, simulator produksi, perencanaan*

ABSTRACT

5 ESP wells in the TMO field located in Cluster U & V often experience Gas Lock which results in a Downhole Problem which requires workover work to be carried out to replace the ESP. Therefore it is necessary to analyze the existing ESP in operation and the possibility of converting it to a more reliable Artificial Lift.

Evaluation of the existing ESP shows that from a nodal analysis real gross production is still below 40% of AOF, the operating conditions of these 5 ESPs are not optimum due to interference gas. The effectiveness of using the Gas Separator and AGH (Advance Gas Handler) installed in the ESP circuit if calculated by the Turpin method analysis shows that the 5 ESPs have a value of <1% with a % free gas value still above 10%, this shows that ESP is unable to handle the gas produced well. You can select the Artificial Lift criteria according to the primary and secondary data you have on the surface and subsurface, technically the Gas Lift is able to operate in high GOR conditions and reservoir conditions in this TMO structure.

Gas lift planning on 5 TMO wells uses a production simulator, namely PIPESIM, in the simulation of the well model sensitivity is carried out on gas rate and gas injection pressure, resulting in an optimum value of DIP (Depth Injection point) reaching a depth of 5400 ft and fluid production in the range of 180-290 BLPD. The simulation results obtained optimum injection pressure at 600 psi and gas rate of 0.3-0.4 mmscfd, DIP was obtained at a depth of 5494 ft, and the number of valves was 8-9 mandrel valves plus 1 Operating Valve. Simulation of the gas lift injection network shows that a 2-inch pipe with schedule 40 is capable of delivering gas to the well with a pressure of 600-605 psi. The use of gas lifts provides a forecast for 5 years of cumulative oil of 226 MSTB and 9.2 BSCF, with an investment value of Rp. 26,516,744,436, which economically provides an NPV of 23,336 MUSD and a POT of 1.37 years, besides that, operationally the gas lift is safer and the pump lifetime will be longer because it is not affected by gassy.

Keywords: *ESP, Gas Lift, production simulator, design*