

## ABSTRACT

Well NB13 represents *horizontal well* which has a J-type trajectory, KOP ranging from 450 mMD to 1183 mMD depth. This well began production in 2017 using *artificial lift Sucker Rod Pump (SRP)*, has production potential *liquid* of 409 BFPD and oil production of 20 BOPD. The production performance of the NB13 well for the last 8 months in the period January 2020 – August 2020 has decreased to 324 BFPD and oil production to 17 BOPD, with LPO (*Loss Production Opportunity*) 595 Bbl. This was due to the high maintenance intensity of well NB13 which was recorded to have experienced 5 off times so it was necessary to enter the service rig to revive the well. From analysis of the history of the wells, the majority of wells were off due to *sucker rod* break and tubing leak, this can happen due to friction between the circuits *sucker rod* and *tubing*, apart from that there is also an indication of sandiness in Well NB-13.

Based on the analysis of the NB13 well problem, an alternative conversion to artificial lift was carried out. Based on some parameter selection method *artificial lift*, the most suitable for horizontal wells with sandy problems is the use of pumps *Progressive Cavity Pump (PCP)*. Then the design of using PCP pumps is carried out, the production optimization target is 500.84 BLPD. For determination *Pump Setting Depth (PSD)* in the NB-13 well using the method *side load analysis*. Based on the result *side load analysis* point PSD is at a depth of 828 m (2,750 ft). With a TDH of 927 psi the selected pump is a type 64-1200 PCP pump with *torque* by 421 ft-lb and *number of turn* 23 . The string configuration used is a 1” type D sucker rod of 110 million which is equipped with a blazer type sucker rod guide. To achieve the production target of 500.84 BLPD, it is operated with a parameter of 147 RPM and a power requirement of 11.29 HP. So, the capacity of the motor used for the PCP pump on the NB13 well is 15 HP.

After converting the artificial lift from SRP to PCP, production observations were made. From the results of production observations in the field, it was found that the NB13 well managed to increase from 409 BFPD and reached 535 BFPD and oil production from 20 BOPD to 31 BLPD. With the use of PCP in one year only experienced 2x treatment, *runlife* wells increased to 132 days which previously used an average SRP of only 52 days. From the results of the economic analysis, it was found that the net revenue value increased from USD 1661,110.5 to USD 351,867.2 previously carried out by installing PCP pumps.

**Keywords:** *Horizontal Well, Progressive Cavity Pump, Side Load Analysis, Run Life*

## RINGKASAN

Sumur NB13 merupakan *horizontal well* yang memiliki trayektori J-type, dengan KOP mulai dari kedalaman 450 mMD s/d 1183 mMD. Sumur ini mulai di produksikan pada tahun 2017 dengan menggunakan *artificial lift Sucker Rod Pump* (SRP), memiliki potensi produksi *liquid* sebesar 409 BFPD dan produksi minyak 20 BOPD. Performa produksi sumur NB13 selama 8 bulan terakhir pada periode Januari 2020 – Agustus 2020 mengalami penurunan produksi mencapai 324 BFPD dan produksi minyak 17 BOPD. LPO (*Loss Production Opportunity*) sumur NB13 mencapai 595 Bbl, hal ini disebabkan oleh tingginya intensitas perawatan sumur, tercatat sudah mengalami 5 kali off sehingga perlu masuk rig servis untuk menghidupkan kembali sumur tersebut. Berdasarkan analisa history sumur mayoritas sumur off disebabkan oleh *sucker rod* putus dan *tubing leak*, hal ini bisa terjadi karena gesekan antara rangkaian *sucker rod* dan *tubing*, selain itu juga terdapat indikasi kepasiran pada Sumur NB-13.

Berdasarkan analisa permasalahan sumur NB13 dilakukan alternatif konfersi *artificial lift*. Mempertimbangkan beberapa parameter operasi dalam pemilihan metode *artifical lift*, yang paling sesuai untuk sumur horizontal dengan problem kepasiran adalah penggunaan pompa *Progressive Cavity Pump* (PCP). Kemudian dilakukan perancangan penggunaan pompa PCP, target optimasi produksi adalah sebesar 500.84 BLPD. *Pump Setting Depth* (PSD) pada sumur NB-13 ditentukan menggunakan metode *side load analysis*, titik PSD optimum berada di kedalaman 828 m (2750 ft). Dengan TDH sebesar 927 psi pompa yang dipilih adalah pompa PCP tipe 64-1200 dengan *torque* sebesar 421 ft-lb dan *number of turn* 23 . Konfigurasi string yang digunakan adalah *sucker rod* 1” tipe D sebanyak 110 jts yang dilengkapi dengan *sucker rod guide* tipe blazer. Untuk mencapai target produksi sebesar 500.84 BLPD dioperasikan dengan parameter 147 RPM dan kebutuhan power sebesar 11.29 HP. Maka, kapasitas motor yang digunakan untuk pompa PCP pada sumur NB13 sebesar 15 HP.

Setelah dilakukan konversi *artificial lift* dari SRP ke PCP, dilakukan pengamatan produksi. Dari hasil pengamatan produksi di lapangan, didapat bahwa sumur NB13 berhasil mengalami peningkatan dari 409 BFPD dan mencapai 535 BFPD dan produksi minyak dari 20 BOPD menjadi 31 BLPD. Dengan penggunaan PCP dalam kurun waktu satu tahun hanya mengalami 2x perawatan, sehingga *runlife* sumur bertambah menjadi 132 hari yang sebelumnya pada saat menggunakan SRP rata-rata hanya 52 hari. Hasil analisa keekonomian didapatkan peningkatan nilai net revenue yang sebelumnya dilakukan instalasi pompa PCP sebesar USD 1661,110.5 menjadi USD 351,867.2.

**Kata kunci:** *Horizontal Well, Progressive Cavity Pump, Side Load Analysys, Run Life*