

OPTIMASI PENGGUNAAN ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP PADA SUMUR RN DAN NM DI LAPANGAN Y BERIKUT RINCIAN METODE PEMASANGANNYA

Christian Aditya Marpaung
Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi
Universitas Trisakti
Email : christianadityam@yahoo.com

Abstrak

Karena adanya beberapa alasan, seiring berjalannya waktu, pada setiap sumur umumnya Tekanan Reservoir akan menurun yang dapat menyebabkan produksi minyak menurun. Untuk menaikkan tekanan reservoir dibutuhkan tenaga tambahan dari luar yang biasa disebut Tenaga Pengangkatan Buatan. Metode Tenaga Pengangkatan Buatan yang dipilih pada tugas akhir ini adalah Electric Submersible Pump (ESP). Dalam tugas akhir ini, penulis akan menganalisa performa dari sumur menggunakan kurva IPR, melakukan optimasi dan menghitung faktor ekonomi dengan melakukan perhitungan untuk lifting cost ESP pada Sumur RN dan NM di Lapangan Y. Penulis juga akan membahas tentang metode pemasangan ESP secara rinci. Optimasi yang akan dilakukan pada Tugas Akhir ini adalah mengganti ESP lama dengan ESP baru dengan jumlah stages yang baru dan juga menghitung perbandingan lifting cost ESP baru pada Sumur RN dan NM di Lapangan Y.

Kata Kunci : ESP, kurva IPR, faktor ekonomi, Lifting Cost.

Pendahuluan

Secara umum terdapat 2 metode yang dapat dilakukan untuk memproduksi minyak dari suatu sumur, yaitu yang pertama menggunakan Metode Sembur Alam (Natural Flow) dan yang kedua adalah Metode Pengangkatan Buatan (Artificial Lift). Metode Pengangkatan Buatan (Artificial Lift) adalah metode untuk mengangkat fluida (minyak) dari dalam sumur ke permukaan karena tekanan reservoir sudah tidak mampu lagi memproduksi minyak secara Sembur Alam (Natural Flow). Salah satu Metode Pengangkatan Buatan adalah Electric Submersible Pump (ESP). ESP adalah Metode Pengangkatan Buatan yang menggunakan pompa sentrifugal dan digerakkan dengan motor listrik yang dipasang di dalam sumur. Lapangan Zulu terletak sekitar 75 km sebelah barat laut dari Jakarta di Laut Jawa. Lapangan Zulu berlokasi di Cekungan Sunda. Sumur pertama lapangan Zulu adalah ZZZ-1 *wildcat*, ditemukan pertama kali pada tahun 1974 dan mulai berproduksi pada tahun 1986. Pada penulisan Tugas Akhir ini ada 2 sumur yang akan dibahas yaitu sumur RN dan sumur NM. Dari data produksi, diketahui Sumur RN memiliki produksi perhari sebesar 584 BFPD dengan water cut sebesar 80 %. Jenis pompa ESP yang digunakan pada produksi sumur ini adalah DN1150 63 stage. Sementara sumur NM memiliki produksi perhari sebesar 192 BFPD dengan water cut sebesar 75 %. Jenis pompa ESP yang digunakan pada produksi sumur ini adalah D460N 74 stage. Tujuan dari penulisan tugas akhir ini ada 2 yaitu melakukan perhitungan untuk evaluasi ESP kemudian memberikan saran mengenai pengoptimalan penggunaan ESP. Setelah dilakukan perhitungan untuk optimasi kemudian kapasitas dan jenis pompa harus disesuaikan dengan kemampuan sumur untuk berproduksi, sehingga kerja pompa tersebut optimum. Lalu akan dilakukan perhitungan dari segi keekonomisan dengan perhitungan Lifting Cost.

Studi Pustaka

Untuk Sumur RN menggunakan kandidat pompa ESP D2400N dengan menggunakan 100, 110, dan 120 stages. Untuk Sumur NM menggunakan kandidat pompa DN1800 menggunakan 150, 160, dan 170 stages. Pada pembahasan Optimasi kali ini

menggunakan parameter SG_{avg} , Gradien Fluida, PIP, R_s , F , B_o , Z , B_g , Total Gas, Solution Gas, Volume Free Gas, Volume Oil, Volume Water, Volume Gas, Volume Total, Persentase Free Gas, Persentase Free Gas pada Intake Separator dan AGH, $P_{friction}$, $pgsc$ dan $pfsc$ untuk mendapatkan nilai P2 dan P3.

Untuk Perhitungan keekonomian, metode yang dipakai kali ini adalah berdasarkan pada *oil lifting cost* dan *fluid lifting cost* dengan menggunakan parameter capital yang berasal dari keseluruhan harga komponen ESP , *operating cost*, $Q_{possible}$, faktor *water cut* dan harga dari minyak saat ini.

Pada saat pembahasan pemasangan ESP yang akan dibahas yaitu secara garis besar peralatan ESP dibagi menjadi 2 yaitu peralatan di atas permukaan dan peralatan di bawah permukaan. Pada tugas akhir ini akan dibahas cara pemasangan (instalasi) ESP, selanjutnya akan dibahas lama waktu yang diperlukan dalam pemasangan ESP, dan yang terakhir adalah pembahasan tentang kendala yang mungkin dihadapi saat pemasangan serta cara menanggulangnya sehingga pemasangan ESP dapat berjalan dengan lancar.

Metode Penelitian

Metode yang dilakukan dalam penulisan tugas akhir ini adalah metode Wiggins untuk perhitungan kurva *Inflow Performance Relationship*, metode *Pump Discharge* (P2) dan *Pump Intake* (P3) untuk perhitungan optimasi pompa pada sumur yang dianalisa dan metode *Oil Lifting Cost* dan *Fluid Lifting Cost* untuk keekonomiannya.

Hasil dan Pembahasan

Pada dasarnya kemampuan suatu sumur untuk menghasilkan fluida dapat diketahui berdasarkan data-data yang didapat seperti data reservoir dan data produksi. Melalui data tersebut dapat dilihat kemampuan suatu sumur mengalirkan fluida melalui pembacaan pada kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR). Melalui pembacaan pada kurva IPR juga dapat diketahui laju alir maksimal yang dapat diperoleh dari suatu sumur. Hasil pembacaan kurva IPR inilah yang juga menjadi langkah awal dalam proses optimasi penggunaan Electric Submersible Pump. Dengan target produksi 2153 bfpd maka pompa baru harus dipasang dikarenakan kapasitas pompa lama tidak mampu memproduksi fluida sebesar target yang akan diproduksi. Langkah selanjutnya adalah menentukan Kedalaman Pompa pada saat dipasang (*Pump Setting Depth*). *Pump Setting Depth* yang ditentukan disini adalah pada kedalaman 2474 ft. Setelah selesai menentukan target produksi dan target kedalaman pemasangan pompa maka proses terakhir dari optimasi penggunaan ESP adalah menentukan Tipe Pompa yang dipakai. Pompa yang sebelumnya dipakai (D1150N) tidak mampu untuk memproduksi target produksi yang diinginkan (2153 BFPD) maka pergantian pompa harus dilakukan. Berdasarkan pembacaan pada *Pump Performance Curve* dari beberapa pompa maka dapat disimpulkan Pompa yang digunakan adalah D2400N. Pemilihan pompa D2400N didasarkan pada Target Produksi yang masih berada dalam *Operating Range* pada *Pump Performance Curve* Pompa D2400N. Dari sisi keekonomian, perhitungan yang dilakukan adalah untuk perhitungan *Fluid Lifting Cost* dan *Oil Lifting Cost*. Dari hasil perhitungan maka dapat disimpulkan pompa yang paling ekonomis adalah D2400N dengan jumlah stages 110 stages. Untuk pompa ESP D2400N dengan 110 stages dengan *fluid lifting cost* sebesar 0.30 US\$/bbl dan *oil lifting cost* sebesar 1.53 US\$/bbl. Sumur kedua yaitu sumur NM memiliki masalah yang tidak jauh berbeda dimana setelah melakukan analisa menggunakan kurva IPR dapat disimpulkan bahwa sumur masih mampu berproduksi lebih sehingga perlu dilakukan pergantian pompa untuk memenuhi target yang diinginkan. Dari data yang diperoleh dapat diketahui bahwa sumur tersebut memiliki produksi sebesar 192 BFPD. Diketahui juga Tekanan Reservoir pada sumur NM adalah 650 psi

dengan tekanan alir dasar sumur sebesar 610 psi. Data-data penunjang lain yang juga diperoleh adalah water cut sebesar 75 %. Pompa yang digunakan pada sumur NM ini adalah Pompa D460N yang dipasang pada kedalaman (Pump Setting Depth) 2553 ft. Setelah dibuat Kurva IPR maka diketahui sumur masih mampu memproduksi hingga 2155 BFPD. Penentuan target produksi yang ingin dihasilkan didapat dari pembacaan pada kurva IPR dengan ketentuan 90% dari Laju Alir Maksimal maka diperoleh nilai target produksi sebesar 1939 BFPD dengan pump setting depth 2582 ft. Untuk memenuhi target produksi yang diinginkan (1939 BFPD) maka tipe pompa yang dipilih adalah DN1800 dengan operating range 1500 – 3250 BFPD. Untuk sisi keekonomian, perhitungan yang dilakukan adalah untuk perhitungan Fluid Lifting Cost dan Oil Lifting Cost yang bertujuan untuk memilih kategori pompa dan stages paling ekonomis untuk memproduksi minyak. Dari hasil perhitungan maka dapat disimpulkan pompa yang paling ekonomis adalah DN1800 dengan jumlah stages 150 stages dengan lifting cost fluida sebesar 0.26 US\$ / bbl dan lifting cost minyak sebesar 1.06 US\$/bbl. Maka dapat disimpulkan penulis menyarankan untuk Sumur NM optimasi dilakukan dengan mengganti pompa. Pompa yang digunakan adalah tipe DN1800 dengan jumlah stages sebanyak 150 stages. Pada sumur RN dan NM terdapat kandungan gas namun telah dapat diatasi dengan memasang Gas Separator dan Advance Gas Handler.

Kesimpulan

1. Pemilihan Pompa ESP yang terbaik untuk sumur RN yaitu ESP D2400N 110 stages dengan laju alir fluida 2153 bfpd, *fluid lifting cost* sebesar 0.30 US\$/bbl dan oil lifting cost sebesar 1.53 US\$/bbl.
2. Pemilihan Pompa ESP yang terbaik untuk sumur NM yaitu ESP DN1800 150 stages dengan lifting cost fluida sebesar 0.26 US\$ / bbl dan lifting cost minyak sebesar 1.06 US\$/bbl.
3. Pada proses pemasangan juga dapat disimpulkan bahwa proses pemasangan diawali dengan Final Acceptance Test (FAT) dilanjutkan dengan pemasangan pada lokasi yang kemudian diakhiri dengan pemasangan kabel sebelum proses start up Electric Submersible Pump. Proses ini biasanya memakan waktu sekitar 1 – 2 hari. Pemasangan seluruh komponen pompa dan tubing menggunakan Hydraulic Workover Unit. Proses penurunan tubing dan cable bersama – sama adalah cable ditempelkan ke badan tubing, lalu direkatkan dengan cable protector lalu dirunning ke dalam sumur sehingga potensi cable lebih kecil untuk tergesek dengan dinding casing.

DAFTAR PUSTAKA

- Amyx, J.W, Bass, D.M.Jr., Whitting, R.L., *“Petroleum Reservoir Engineering – Physical Properties”*, Mc. Graw Hill Book Company, New York USA – Toronto Canada – London England, 1960.
- Brown, K.E., *“The Technology of Artifial Lift Method”*, Volume I, Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, 1980.
- Brown, K.E., *“The Technology of Artifial Lift Method”*, Volume II-b, Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, 1980.
- Brown, K.E., *“The Technology of Artifial Lift Method”*, Volume I,IV, Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, 1980.FTKE S1. Christian Aditya Marpaung.