

EVALUASI, OPTIMASI, DAN KEEKONOMIAN ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP (ESP) UNTUK SUMUR RA DAN DR DI LAPANGAN Z PERTAMINA HULU ENERGI OFFSHORE NORTH WEST JAVA

Rizky Maulana

Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi,
Universitas Trisakti

Email : rizky.drma@gmail.com

Abstrak

Pada umumnya, minyak dapat diproduksi secara sembur alam atau langsung dengan pengangkatan buatan setelah selesai pemboran. Tetapi seiring dengan berjalannya waktu, sumur minyak tidak dapat melakukan sembur alam secara optimal karena tekanan *reservoir* sudah mulai berkurang. Setelah tekanan *reservoir* mulai berkurang dan minyak tidak efektif lagi untuk diproduksi, maka bisa dilakukan pengangkatan buatan. Pengangkatan buatan adalah suatu metode untuk membantu pengangkatan minyak secara optimal dengan bantuan alat tambahan dan disesuaikan dengan kondisi sumur tersebut. Pengoptimasian yang akan dilakukan pada Tugas Akhir kali ini adalah dengan mengganti tipe ESP dengan jumlah *stages* yang baru serta melakukan perhitungan perbandingan *lifting cost*. Maksud dan tujuan dari penulisan penelitian ini adalah untuk melakukan evaluasi dari efisiensi volumetris pompa yang sedang terpasang pada sumur sehingga bisa dilakukan optimasi pada sumur kajian dengan melakukan berbagai cara serta menghitung besaran keekonomian pada tiap-tiap pompa sehingga mendapat harga *lifting cost* yang paling ekonomis. Metode yang dilakukan dalam penulisan tugas akhir ini adalah metode IPR, *Total Dynamic Head* untuk mendapatkan berapa besar % efisiensi volumetris, metode *Pump Discharge* (P2) dan *Pump Intake* (P3) untuk melakukan optimasi pompa pada sumur kajian dan *Oil Lifting Cost* untuk keekonomiannya. Kesimpulannya adalah bisa menentukan pompa ESP yang akan digunakan berdasarkan *oil lifting cost*.

Kata kunci : ESP, *Total Dynamic Head*, *Pump Discharge*, *Pump Intake*, *Oil Lifting Cost*.

Pendahuluan

Pada umumnya, minyak dapat diproduksi secara sembur alam (*Natural Flow*) atau langsung dengan pengangkatan buatan (*Artificial Lift*) setelah selesai pemboran dan kompleksi. Tetapi, ada sumur yang mulai diproduksi dengan sembur alam, lalu seiring dengan berjalannya waktu, sumur minyak tidak dapat melakukan sembur alam secara optimal karena tekanan *reservoir* sudah mulai berkurang.

Setelah tekanan *reservoir* mulai berkurang dan minyak tidak efektif lagi untuk diproduksi, maka bisa dilakukan pengangkatan buatan. Pengangkatan buatan adalah suatu metode untuk membantu pengangkatan minyak secara optimal dengan bantuan alat tambahan dan disesuaikan dengan kondisi sumur tersebut.

Pengangkatan buatan ada banyak pilihan, yaitu menggunakan pompa anggur (*Sucker Rod Pump*), *Progressive Cavity Pump*, *Hydraulic Pump*, *Gas Lift* dan pompa benam elektrik (*Electric Submersible Pump*). Perencanaan penggunaan ESP sangat dipengaruhi oleh kondisi produktivitas sumur dan sifat fluida yang dipengaruhi oleh keadaan *reservoir*, seperti tekanan *reservoir*, *Gas Oil Ratio* dan *Water Cut*.

ESP adalah pompa sentrifugal yang digerakkan oleh tenaga listrik yang terdiri dari beberapa *stage* (tingkatan), dimana setiap *stage* memiliki satu *diffuser* dan *impeller* yang dipasangkan pada suatu *shaft*.

PHE ONWJ saat ini mempunyai produksi sekitar 42.000 BOPD serta 167 MMSCFD. Lapangan Z yang berlokasi di daerah paling barat dari wilayah kerja PHE ONWJ saat ini

memproduksi 21.000 BFPD serta pernah mempunyai puncak produksi sebesar 24.000 BOPD.

Tujuan dari penulisan tugas akhir kali ini adalah untuk melakukan perhitungan evaluasi terhadap pompa ESP yang sedang terpasang untuk dilakukan perhitungan yang baru dengan keadaan *reservoir* sumur sekarang agar ESP dapat bekerja secara optimal dan efisien.

Dalam melakukan evaluasi ESP, yang pertama kali dilakukan adalah perhitungan kurva IPR untuk melihat profil sumur. Setelah itu dapat membuat perhitungan manual seperti mencari gradien fluida campuran, *Pump Intake Pressure*, *Total Dynamic Head* dan *Efisiensi Volumetris*.

Selanjutnya dalam melakukan optimasi ESP kali ini yang akan dilakukan adalah menentukan *Pump Setting Depth* minimum dan maksimum, lalu menentukan total laju alir yang akan dihasilkan melalui perhitungan *Pump Discharge (P2)* dan *Pump Intake (P3)* dengan *stages* yang tersedia. Selanjutnya melakukan perhitungan *lifting cost* yang paling ekonomis untuk menentukan pompa yang akan digunakan pada sumur tersebut. Dengan melakukan berbagai perhitungan evaluasi untuk optimasi ESP dan keekonomiannya, diharapkan agar pompa ESP dapat berjalan lebih baik dan lebih optimal dan efektif.

Studi Pustaka

Evaluasi kali ini akan menggunakan evaluasi % Efisiensi Volumetris berdasarkan *Total Dynamic Head* dengan menggunakan *Pump Performance Curve*. Evaluasi % Efisiensi Volumetris adalah evaluasi berdasarkan laju alir sumur sekarang dengan pompa yang terpasang dengan parameter kapasitas pompanya. *Total Dynamic Head* adalah jumlah total head yang bisa diangkat fluidanya dengan mengandung parameter *Vertical Lift*, *Tubing Friction Loss* dan *Tubing Head*. Optimasi untuk umur RA dan DR di Lapangan Z kali ini akan menggunakan metode analisa penggunaan berbagai jumlah *stages* untuk mendapatkan laju alir *possible* yang sesuai dengan perhitungan menggunakan parameter *Pump Discharge (P2)* dan *Pump Intake (P3)* dengan menggunakan perbandingan 3 kandidat pompa dengan 3 jumlah *stages* untuk tiap sumur.

Untuk Sumur RA menggunakan pompa ESP DN1750 dengan menggunakan 106, 120, dan 143 *stages*, DN1800 menggunakan 104, 119, dan 142 *stages* dan GN1600 menggunakan 48, 55, dan 64 *stages*. Untuk Sumur DR menggunakan pompa D460N menggunakan 65, 69, dan 75 *stages*, D725N menggunakan 82, 86, dan 92 *stages* dan AN550 menggunakan 140, 150, dan 162 *stages*.

Optimasi kali ini menggunakan parameter S_{Gavg} , 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, WFL, $P_{friction}$, q_{gs} dan q_{fs} untuk mendapatkan harga P2 dan P3.

Perhitungan keekonomian kali ini akan berdasarkan pada *oil lifting cost* dengan menggunakan parameter $capital$ yang berasal dari harga komponen ESP, *operating cost* yang berasal dari biaya pemasangan ESP, $Q_{possible}$, faktor *water cut* dan harga dari minyak saat ini.

Metode Penelitian

Metode yang dilakukan dalam penulisan tugas akhir ini adalah metode Vogel untuk perhitungan kurva *Inflow Performance Relationship*, metode *Total Dynamic Head* untuk mendapatkan berapa besar efisiensi volume tris pada pompa yang terpasang pada sumur kajian, metode *Pump Discharge (P2)* dan *Pump Intake (P3)* untuk melakukan optimasi

pompa pada sumur kajian dan metode *Fluid Lifting Cost* dan *Oil Lifting Cost* untuk keekonomiannya.

Hasil dan Pembahasan

Kemampuan sumur memproduksi dianalisa berdasarkan data-data produksi dan hasil uji sumur. Dari data-data tersebut dapat digambarkan suatu kurva *Inflow Performance Relationship* yang menunjukkan kemampuan sumur dalam memproduksi untuk tiap harga perbedaan tekanan. Hasil perhitungan tersebut kemudian dibandingkan dengan perhitungan perencanaan ulang unit pompa ESP yang terpasang untuk melihat besarnya perbedaan dari kedua metode perhitungan tersebut.

Pada Sumur RA, dari data tekanan dan produksi diketahui sumur memproduksi 232 BFPD dengan tekanan statis reservoir 1050 psi dan tekanan alir dasar sumur sebesar 980 psi. Pada Sumur DR, dari data tekanan dan produksi diketahui sumur memproduksi 432 BFPD dengan tekanan statis sebesar 650 psi dan tekanan alir dasar sumur sebesar 289 psi.

Sumur-sumur di Lapangan Z, yaitu sumur RA menggunakan pompa ESP berjenis D1150N dengan 69 stages pada kedalaman (*Pump Setting Depth*) 3329 ft (MD) atau 2488 ft (TVD) mempunyai *Total Dynamic Head* sebesar 569 ft dan menghasilkan laju produk teoritis berdasarkan *Head/Stages* dari *Pump Performance Curve* sebesar 1830 BFPD dan kondisi saat ini dengan laju alir sebesar 232 BFPD maka diperoleh efisiensi volumetris sebesar 12,7%.

Untuk sumur DR menggunakan pompa ESP berjenis D1150N dengan 130 stages pada kedalaman (*Pump Setting Depth*) 3104 ft (MD) atau 2652.7 ft (TVD) mempunyai *Total Dynamic Head* sebesar 243,4 ft dan menghasilkan laju produksi teoritis berdasarkan *Head/Stages* dari *Pump Performance Curve* sebesar 1670 BFPD dan kondisi saat ini dengan laju alir sebesar 432 BFPD maka diperoleh efisiensi volumetri sebesar 25,86%.

Optimasi pada sumur-sumur kajian di Lapangan Z kali ini akan menggunakan metode penggabungan kurva IPR dengan kurva P3 untuk mendapatkan laju alir (*Q possible*). Dari data-data berdasarkan *Q possible* yang didapatkan kemudian dilakukan perhitungan *oil lifting cost* dan dicari yang paling murah untuk menentukan pompa mana yang akan digunakan selanjutnya serta juga melakukan perhitungan *Pay Out Time* untuk mengetahui berapa lama sumur tersebut akan balik modal.

Dari data-data *Q possible* dan *oil lifting cost* yang didapat maka untuk Sumur RA telah dipilih pompa ESP jenis DN1750 dengan 120 stages dengan besaran *Q possible* 1750 BFPD dan mempunyai *oil lifting cost* sebesar 0,3583 US\$/bbl yang merupakan pilihan terbaik dari alternatif pompa ESP yang ada yaitu pompa ESP DN1800 dan GN1600. Pompa ESP DN1750 dengan 120 *stages* mempunyai *Pay Out Times* selama 2,38 hari.

Untuk Sumur DR telah dipilih pompa ESP jenis D460N dengan 75 stages dengan besaran *Q possible* 525 BFPD dan mempunyai *oil lifting cost* sebesar 1,1797 US\$/bbl yang merupakan pilihan terbaik dari alternatif kandidat pompa ESP yang ada yaitu pompa ESP D725N dan AN550. Pompa ESP D460N dengan 75 *stages* mempunyai *Pay Out Times* selama 44,11 hari.

Kesimpulan

Dari data-data yang diberikan untuk sumur RA dan DR pada Lapangan Z untuk mengetahui kondisi ESP yang terpasang serta bagaimana cara optimasinya, maka dapat dibuat kesimpulan sebagai berikut.

1. Dari evaluasi performa pompa ESP yang dipasang di sumur RA dan DR ternyata mempunyai % Efisiensi Volumetris rendah yaitu 12,6% untuk sumur RA dan 25,86% untuk sumur DR karena sumur RA mempunyai laju alir sebanyak 232 BFPD dan sumur DR 432 BFPD.
2. Sumur RA direkomendasikan untuk dioptimalkan dengan menggunakan pompa ESP jenis DN1750 dengan 120 *stages* yang dapat menghasilkan 1750 BFPD, berhubung pilihan tersebut mempunyai *oil lifting cost* yang paling terkecil yaitu sebesar 0,3583 US\$/ bbl dengan *Pay Out Times* selama 2,38 hari.
3. Sumur DR direkomendasikan untuk dioptimalkan dengan menggunakan pompa ESP jenis D460N dengan 75 *stages* yang dapat menghasilkan 535 BFPD, berhubung pilihan tersebut mempunyai *oil lifting cost* yang paling terkecil yaitu sebesar 1,1797 US\$ /bbl dengan *Pay Out Times* selama 44,11 hari.

Daftar Pustaka

American Petroleum Institute. "*Recommended Practice for Sizing and Selection of Electric Submersible Pump Installation*", Second Edition, American Petroleum Institute, Washington DC, 1986.

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 Artificial Lift Method*", Volume I, Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, 1980.

Brown, K.E., "*The Technology of Artificial Lift Method*", Volume II-b, Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, 1980.

Brown, K.E., "*The Technology of Artificial Lift Method*", Volume I,IV, Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, 1980.

Mc. Cain M.D, "*The Properties Petroleum Fluids*", Penn-Well Publishing Co., New York, 1973.

Nind, T.E.W., "*Principle of Oil Well Production*", second edition, Mc Graw Hill Book Co., Inc New York, 1959.