

EVALUASI PERFORMA PRODUKSI DAN ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP (ESP) TERPASANG PADA SUMUR X DI LAPANGAN Y

Mitha R. Tambunan¹⁾, Diyah Rosiani^{2*)}, Kristofol Waas³⁾

Jurusan Teknik Mesin Politeknik Negeri Ambon²⁾

Politeknik Energi dan Mineral Akamigas¹⁾

email : mithatambunan11@gmail.com

email : diyahrosiani@gmail.com

email : kristwaas@gmail.com

ABSTRACT

Well X is one of the oil wells located in field Y that has been producing using artificial lift. Well X has changed the artificial lift from SRP to ESP to optimize the well production rate due to a decrease in production. Electrical submersible pump is a multistage centrifugal pump with several impellers and diffusers at each stage. The current pump data uses 21 stages and a frequency of 45 Hz with an oil production rate of 7.1 bopd and a water cut of 99%. The well production capacity known by using IPR is 4542.436 bfpd. From the production history data, the author calculates the remaining reserves that can be produced until the *q*-limit with the Decline Curve Analysis (DCA) method. Next, an evaluation of the installed ESP pump is conducted using the pipesim simulator. This evaluation involves nodal analysis and sensitivity testing to assess the pump performance and optimize the flowrate production. The analysis results show the remaining reserves that can be produced are 2043 MSTB. Sensitivity tests on tubing size, stages, and frequency indicated that the pump operates optimally with a tubing size of 2.992 inches, 21 stages, and a frequency of 45 Hz, resulting in a production rate of 3503.85 STB/d at a pressure of 88.86 psi. The research result show that the ESP pump operates optimally, and the use of ESP has been proven to increase the production rate from 3133,4 STB/d to 3503,85 STB/d.

Keywords : DCA, ESP, nodal analysis, optimum production

ABSTRAK

Sumur X merupakan salah satu sumur minyak yang terletak di lapangan Y yang telah berproduksi menggunakan artificial lift. Sumur X telah melakukan pergantian *artificial lift* dari Sucker Rod Pump (SRP) ke Electric Submersible Pump (ESP) untuk mengoptimalkan laju produksi sumur dikarenakan terjadi penurunan produksi. ESP merupakan pompa sentrifugal bertingkat dengan beberapa impeller dan difusser pada tiap stage. Data pompa saat ini menggunakan 21 stage dan *frequency* 45 Hz dengan rate produksi minyak sebesar 7.1 bopd dan water cut 99%. Kapasitas produksi sumur yang diketahui dengan menggunakan IPR sebesar 4542.436 bfpd. Dari data *history production* penulis melakukan perhitungan cadangan tersisa yang dapat diproduksikan hingga *q*-limit dengan metode *Decline Curve Analysis* (DCA). Selanjutnya, dilakukan evaluasi pompa ESP terpasang pada simulator pipesim menggunakan analisis nodal dengan pengujian sensitivitas untuk mengetahui kinerja pompa dan mengoptimalkan laju alir produksi. Hasil analisis menunjukkan cadangan tersisa yang dapat diproduksikan sebesar 2043 MSTB. Hasil yang didapat dengan melakukan uji sensitivitas variasi pada tubing, stages dan frekuensi mendapatkan pompa telah beroperasi secara optimal pada ukuran tubing 2.992 inch dengan 21 stage dan penggunaan frekuensi sebesar 45 Hz dengan besar rate produksi yaitu 3503.85 STB/d pada tekanan 88.86 psi. Hasil penelitian menunjukkan pompa ESP beroperasi secara optimal dan penggunaan ESP terbukti dapat meningkatkan laju produksi dari 3133,4 STB/d menjadi 3503,85 STB/d.

Kata kunci : DCA, ESP, analisis nodal, produksi optimum

PENDAHULUAN

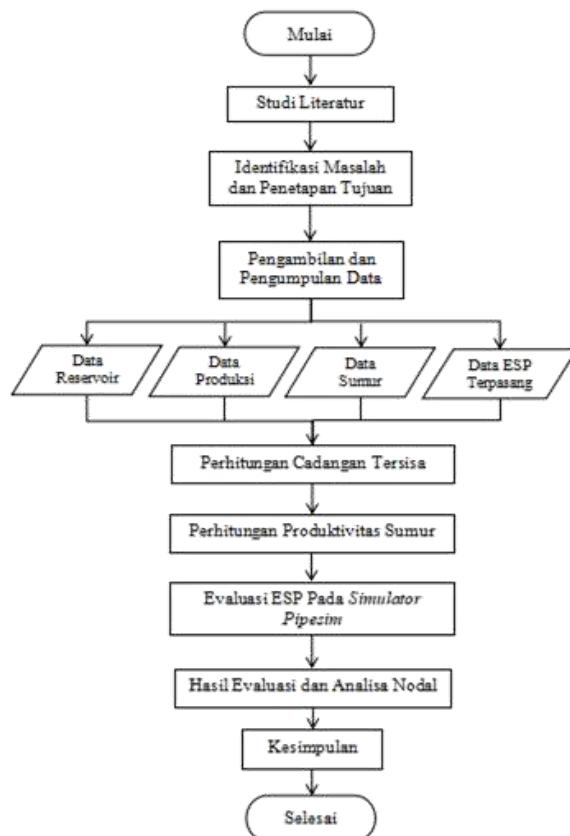
Dalam dunia perminyakan, sumur minyak mampu mengalirkan fluida ke atas permukaan secara alami (*natural flow*) karena tingginya tekanan reservoir. Namun, seiring berjalanannya waktu dan meningkatnya produksi tekanan reservoir semakin menurun sehingga terjadinya penurunan produksi. Oleh sebab itu, dibutuhkan pengangkatan buatan (*Artificial lift*) dengan tujuan untuk mengangkat fluida dari dalam reservoir.

Sumur X merupakan sumur yang mengalami kurva penurunan laju produksi dengan data *history production* yang memadai. Untuk pengembangan sumur ini dibutuhkan peramalan (*forecast*) produksi untuk menghitung cadangan tersisa yang dapat diproduksikan sampai batas q_{limit} . Pada sumur X telah terpasang pompa *electrical submersible pump* (ESP) guna mengoptimalkan rate produksi. Pemilihan *artificial lift* jenis *electrical submersible pump* berdasarkan indeks produktivitas (IP) kemampuan sumur yang masih tinggi. *Electrical submersible pump* merupakan pompa sentrifugal bertingkat atau *multi-stage* yang terdiri dari beberapa impeller dan diffuser, yang pengoperasianya diposisikan pada sumur dan digantung pada tubing. Tujuan akhir dari penelitian ini yaitu untuk memperkirakan jumlah cadangan minyak tersisa dengan metode *decline curve analysis*, mengetahui performa sumur dan mengetahui laju alir optimum dengan melakukan analisis nodal pada *simulator pipesim*.

METODOLOGI

Penelitian ini dimulai dengan studi literatur dan difokuskan pada pencarian informasi atau referensi yang berhubungan dengan permasalahan yang diteliti. Data-data yang dikumpulkan berupa data sumur, data reservoir, data sejarah produksi (*history production*) dan data pompa ESP terpasang. Selanjutnya dilakukan tahapan pengolahan data.

Dari data *history production* dilakukan perhitungan cadangan dengan menggunakan metode *decline curve analysis* untuk mengetahui cadangan tersisa sampai q_{limit} dari sumur X. Kemudian dari data tersebut juga dibuat kurva IPR dengan menggunakan metode vogel untuk mengetahui rate produksi yang tersedia di sumur X. Pompa ESP terpasang akan dievaluasi pada simulator pipesim dengan melakukan uji sensitivitas pada tiga variabel yaitu, ukuran diameter tubing, stage dan frekuensi dengan titik nodal pada *bottom hole*. Hasil analisis akan memberikan kesimpulan mengenai pengaruh dari pengujian sensitivitas guna mengetahui laju alir produksi optimum yang dapat diproduksikan dan dapat dibandingkan dengan data pada sumur kajian. Berikut merupakan diagram alir penelitian yang ditunjukkan pada gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

HASIL DAN PEMBAHASAN

Data dibawah ini adalah data produksi sumur X pada Desember 2020 ditunjukkan pada tabel 1. Data meliputi data reservoir dan produksi, data ESP terpasang, data kompleksi dan data PVT.

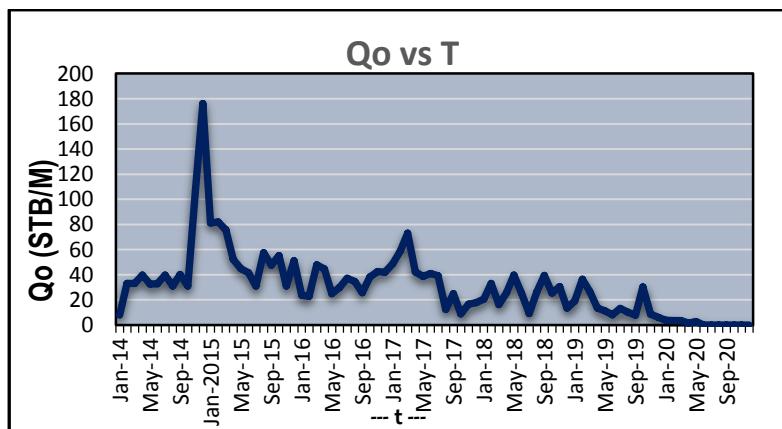
Tabel 1. Data Sumur X

PARAMETER SUMUR X	
Data Reservoir dan Produksi	
Kedalaman Sumur	574,2 ft
Pr/Ps	209,14 psi
Pwf	201,95psi
Wellhead Pressure	30 psi
Kedalaman Mid Perforasi	481,305 ft
Laju Produksi Fluida (Q)	276,8 Bfpd
Sg Water	1,02
Sg Oil	0,9465
Water Cut (WC)	99,4 %
GOR, SCF/STB	0
Bottomhole Temperature	140 °F
DFL	99 ft
SFL	16,5 ft

Data ESP Terpasang	SST-3021/21
Type PSD, TVD ft	Stages/45Hz 422,065
Data Kompleksi	2.992" / J55
ID Tubing/Grade	7"/J55
OD Casing/Grade	
Data PVT	
°API	18

Perhitungan Cadangan Dengan Metode *Decline Curve Analysis*

Penentuan besarnya cadangan tersisa pada Sumur "X" menggunakan metode *decline curve*. Pada penggunaan metode ini diperlukan data-data berupa laju produksi (q), waktu produksi (t) dan kumulatif produksi (Np) didapat dari perusahaan dalam kurun waktu tertentu. Berikut ini merupakan hasil plot antara q versus t dari sumur X.

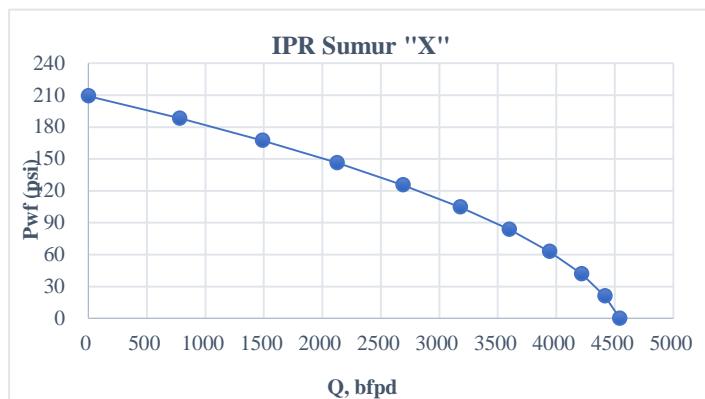


Gambar 2. Grafik Q Vs T Sumur X

Selanjutnya, dilakukan pemilihan jenis kurva dengan metode χ^2 *Chisquare*. Berdasarkan selisih didapat jenis kurva penurunan produksi yaitu *harmonic decline* dengan harga $b = 1$ dan D_i sebesar 0.031602. Dari perhitungan cadangan tersisa, didapat $q_{forecast}$ pada $t = 1$ bulan yaitu sebesar 35.42 bopd, dan kumulatif produksi hingga q_{limit} sebesar 2043 MSTB dengan estimasi berakhir pada Juni 2038 dengan nilai EUR sebesar 79588.045 MSTB.

Pembuatan Kurva IPR Sumur X

Setelah melakukan perhitungan PI, hasil yang didapatkan adalah PI sebesar 38.49 stb/d/psi. Kemudian dilakukan perhitungan laju produksi maksimal (Q_{max}) dan didapatkan hasil Q_{max} sebesar 4542.436 bfpd. Selanjutnya dapat dilakukan pembuatan kurva IPR. Hasil pembuatan Kurva IPR dengan metode vogel dapat di tunjukan pada gambar 3.



Gambar 3. Kurva IPR Sumur X

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, didapatkan hubungan pengaruh tekanan alir dasar sumur (pwf) dan laju alir (Q) yang sebagaimana tertera pada tabel 2.

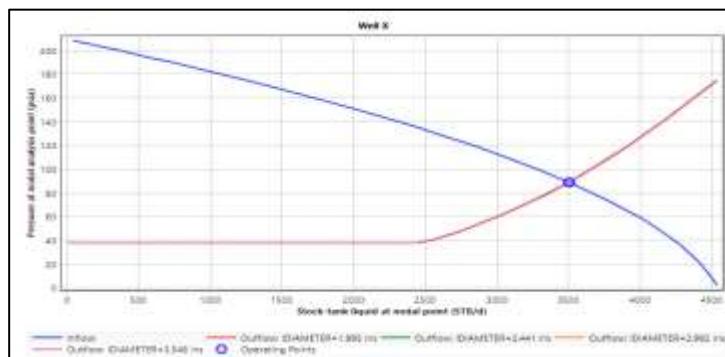
Tabel 2. Harga Q untuk berbagai harga Pwf Asumsi

Pwf	Q
209.14	0
188.23	781.30
167.31	1489.92
146.40	2125.86
125.48	2689.12
104.57	3179.71
83.66	3597.61
62.74	3942.83
41.83	4215.38
20.91	4415.25
0	4542.44

Berdasarkan analisis sebelumnya, dapat disimpulkan bahwa performa sumur X dikatakan baik sehingga dibutuhkan *artificial lift* dengan kapasitas produksi yang lebih besar. Oleh sebab itu, akan dilakukan evaluasi pompa terpasang guna mengetahui berapa rate produksi optimum yang dapat diproduksikan oleh pompa ESP terpasang.

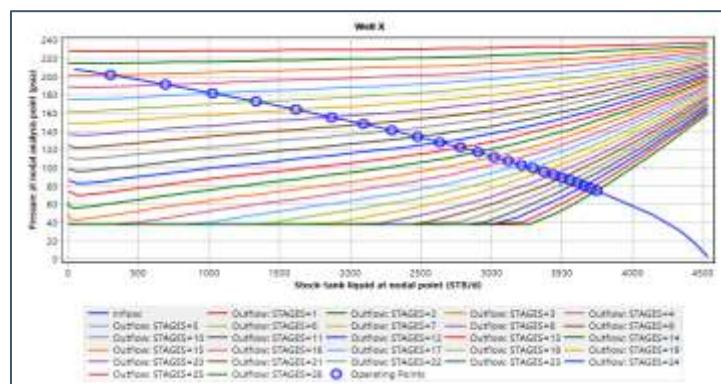
Analisis Sensitivitas Pada Simulator Pipesim

Uji sensitivitas dilakukan pada tiga parameter yaitu *tubing ID*, *stages* dan *frequency*. Pada simulator pipesim dipilih seri pompa ESP TG4000 pada katalog pompa dengan range produksi antara 3200 bbl/d hingga 4800 bbl/d. Hasil uji sensitivitas dilakukan dengan memvariasikan ukuran tubing dari 1.995 inch hingga 3.548 inch menunjukkan perpotongan kurva IPR dan TPR pada tubing ID 2.992 inch sebesar 3503.846 bfpd dan ditunjukkan pada gambar 4.



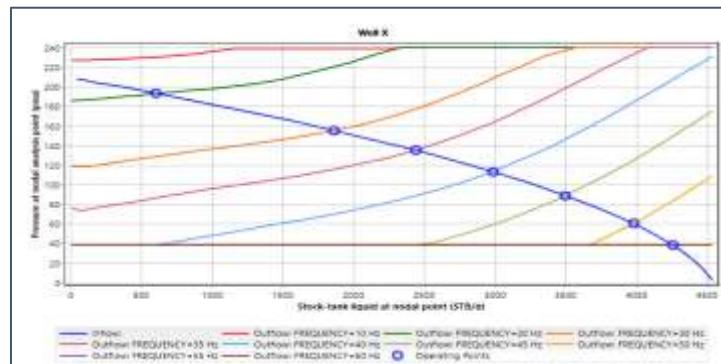
Gambar 4 Hasil Analisis Nodal dengan Sensitivitas Ukuran Tubing

Selanjutnya, pengujian dilakukan terhadap penggunaan jumlah stage pompa dengan variasi jumlah stage dari 1 hingga 26, dan didapatkan stage dengan laju alir optimum yaitu 21 dengan laju produksi sebesar 3500.795 bpd pada tekanan dasar sumur 88.86 psi ditunjukan pada gambar 5.



Gambar 5. Hasil Analisis Nodal dengan Sensitifitas Variasi Stage

Pengujian juga dilakukan dengan memvariasikan *operating frequency* dari 10 Hz hingga 60 Hz. Hasil plot kurva IPR pada beberapa nilai *frequency* didapat laju alir sebesar 3499.746 bpd pada tekanan dasar sumur 88.9 psi yang beroperasi dengan *frequency* 45 Hz yang ditampilkan pada gambar 6.



Gambar 6. Hasil Analisis Nodal dengan Sensitivitas Variasi Frekuensi

Laju produksi di sumur X sebesar 3133.4 STB/d, dibandingkan dengan hasil analisis nodal didapat laju alir optimum berada pada 3500 STB/day. Hasil analisis nodal menunjukan nilai Qoptimum yang didapat dari evaluasi pada pompa ESP TG4000 mengalami peningkatan dengan nilai pada pompa ESP terpasang. Perbandingan data di lapangan dan hasil analisis nodal ditampilkan pada tabel 4.

Tabel 4. Perbandingan Hasil Evaluasi

Parameter	Data Lapangan	Evaluasi Pada Pipesim
Laju alir maksimal	4542.436 STB/d	4542.436 STB/d
Laju alir	3133.4 STB/d	3503.85 STB/d
Ukuran Tubing	2.992 inch	2.992 inch
Stage	21	21
Frequency	45 Hz	45 Hz

Tabel 4 menunjukkan bahwa laju alir fluida menggunakan pompa terpasang ESP Type SST-3021 sebesar 3133.4 STB/d dan hasil dari analisa nodal menunjukkan peningkatan rate produksi optimum sebesar 3503.85 STB/d pada tekanan 88.68 psi dengan penggunaan tingkat (stages) sebanyak 21 dan frekuensi putaran motor pada 45 Hz.

Penutup Kesimpulan

Berdasarkan hasil dan pembahasan yang telah diuraikan, maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Perhitungan cadangan tersisa pada sumur X menggunakan metode *Decline Curve Analysis*, diketahui sumur X masih memiliki 2043 STB untuk diproduksikan dengan waktu untuk mencapai q_{limit} pada Januari 2038.
2. Hasil evaluasi performa sumur X dengan pembuatan kurva IPR menggunakan metode vogel, didapatkan hasil laju alir maksimal (Q_{max}) sebesar 4542,436 BFPD.
3. Analisis nodal yang dilakukan menggunakan *simulator pipesim* dengan titik nodal di dasar sumur, dengan pengujian sensitivitas pada tiga variabel didapatkan hasil analisis Q optimum sebesar 3503,85 STB/day dengan penggunaan jumlah stages 21 dan frekuensi 45 Hz.

Saran

Saran yang penulis dapat berikan yaitu:

1. Penulisan ini dapat menjadi referensi dengan pertimbangan perolehan data yang lebih lengkap seperti data tekanan maupun data spesifikasi dari pompa terpasang sehingga perhitungan yang dilakukan lebih akurat.
2. Peneliti selanjutnya harus lebih memperhatikan aspek keekonomian dari pompa yang akan digunakan sehingga dapat memberikan keuntungan bagi perusahaan.

REFERENSI

- Brown, K.E : “The Technology of Artificial Lift Methods”, Volume 1, Penn Well Publishing Co., Tulsa Oklahoma,1980.
- Fitrianti, (2013). Perencanaan Pengangkatan Buatan dengan Sistem Pemompaan Berdasarkan Data Karakteristik Reservoir. *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), pp. 28-30.
- H, Dale Beggs : “Production Optimisation Using Nodal Analysis”, OGCI and Petroskills Publication, Tulsa Oklahoma, 2003.

- Jaya, P., Rahman, A., & Herlina, W. (2014). Evaluasi Pompa Electric Submersible Pump (Esp) Untuk Optimasi Produksi Pada Sumur P-028 Dan P-029 Di Pt. Pertamina Ep Asset 2 Pendopo Field. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 2(4), 101894.
- Kamid, A. (2022). Perkiraan Sisa Cadangan Gas Menggunakan Metode Decline Curve Pada Lapisan "Jnt-A1" Lapangan "Z". *Humantech: Jurnal Ilmiah Multidisiplin Indonesia*, 2 (Spesial Issues 1), 122-132.
- Mangalik, D. (2016). Penggantian Sucker Rod Pump Ke Electrical Submersible Pump Dengan Menggunakan Program Gross Up Pada Sumur "X" Lapangan "Y". Skripsi, Universitas Proklamasi 45 : Yogyakarta.
- Rahman, A., Utomo, W. & Ade Putri, S. (2019). "Decline Curve Analysis: Metode Loss Ratio Dan Trial Error And χ^2 Chi-Square Test, Pada Formasi Kais, Lapangan "R", Papua Barat." Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi Vol. 53, No. 3 : 4-5.
- Sucipto, H., Wiwaha, S. S., & Ridzki, I. (2018). Instalasi Esp (Electric Submersible Pump) Sistem Tandem Pada Sumur Minyak Dengan Variable Speed Drive. *Jurnal Eltek*, 16 (1), 51-63.
- Sapiro, Zico (2017). Peramalan Kinerja Produksi Minyak Pada Lapangan "Z" Dengan Menggunakan Decline Curve Analysis. *Jurnal Petro Volume VI*, No. 4 : 143.
- Wahono, P. A., Komar, S., & Suwardi, F. R. (2015). Evaluasi pompa esp terpasang untuk optimasi produksi minyak PT. Pertamina asset 1 field ramba. *Jurnal Teknik Kimia*, 21(1), 46-52.
- Widyatmoko, Haryo. (2018). Evaluasi Dan Optimasi Electrical Submersible Pump Dengan Analisis Nodal Menggunakan Variasi Stages Dan Variable Speed Drive (Speed Mode) Pada Sumur "X" Lapangan "Y". Tugas Akhir, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran".