

REDESIGN SUMUR SUCKER ROD PUMP MENGGUNAKAN METODE ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP SEBAGAI ARTIFICIAL LIFT PADA LAPANGAN Y

Nursitna F. R. Mahmud¹⁾, Kristofol Waas²⁾Leslie. S. Loppies³⁾

Jurusan Teknik Mesin Politeknik Negeri Ambon

Jln. Ir. M. Puttuhena Wailela, Desa Rumah Tiga, Kota Ambon 97234

Provinsi Maluku – Indonesia

email : sitnasitna161@gmail.com,

email : KresWaas@gmail.com

email : lesliesaptenno@yahoo.co.id.

ABSTRACT

Natural resources found in the pores of rocks and beneath the earth's surface include oil and gas. In the oil and gas industry, when initial conditions are stable, the pressure within the reservoir can naturally push the fluid to surface. Once a well is drilled through the reservoir and put into production, there is a pressure drop around the borehole, prompting the use of artificial lift methods. Artificial lift is used to assist process of lifting fluid from the bottom of the well to surface. Well X was no longer able to produce naturally and had an SRP. There is a decline in production during production process. Gross up program can be conducted to prevent the decline in production capacity and oil production rate from the well. Gross up is a program to increase the gross production rate by converting SRP to ESP. The objective is to calculate the evaluation of the artificial lift installed in the form of an ESP. The calculations performed include oil reserves, well X performance, using pipesim software with tubing ID, operating frequency, and stage parameters. The conclusion of this research is that the installed artificial lift, namely the ESP pump, is optimal based on pump performance.

Keywords: Artificial lift Method; ID Tubing; Stages; Operating Frequency

ABSTRAK

Minyak dan gas bumi (migas) termasuk sumber daya alam yang terdapat di dalam pori-pori batuan di bawah permukaan bumi. Pada industri migas, tekanan suatu reservoir saat kondisi awal yang masih tinggi dapat mendorong fluida mengalir secara alami sampai ke permukaan (*Natural Flow*). Setelah sumur di bor menembus *reservoir* dan diproduksi, terjadi penurunan tekanan di sekitar lubang bor sehingga dibutuhkan suatu metode pengangkatan buatan berupa *artificial lift*. *Artificial lift* digunakan untuk membantu mengangkat fluida dari dasar sumur ke permukaan. Sumur X merupakan sumur yang sudah tidak dapat memproduksi secara alamiah (*Natural Flow*) dan menggunakan *Sucker Rod Pump* (SRP). Selama proses produksi berlangsung, terjadi penurunan produksi. Menurunnya kapasitas produksi dan laju produksi minyak dari sumur tua dapat dicegah dengan membuat dan menerapkan program *gross up*. *Gross up* merupakan program untuk meningkatkan laju produksi kotor dengan cara mengganti *Sucker Rod Pump* (SRP) menjadi *Electrical Submersible Pump* (ESP). Penelitian ini bertujuan untuk melakukan perhitungan evaluasi *artificial lift* yang terpasang berupa pompa ESP. Perhitungan yang dilakukan yaitu penentuan cadangan minyak, perhitungan performa sumur X, kemudian menggunakan *pipesim software* dengan parameter *tubing ID*, *operating frequency*, dan *stage*. Kesimpulan dari penelitian ini adalah *artificial lift* yang terpasang yaitu pompa ESP telah optimal berdasarkan kinerja pompa.

Kata kunci: Metode artificial lift; Tubing ID; Stages; Operating Frequency

1. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi termasuk sumber daya alam yang berasal dari suatu reservoir dengan tekanan dan suhu tertentu. Tekanan ini secara alami mengangkat minyak dan gas bumi ke permukaan (*Natural Flow*). Setelah sumur di bor menembus reservoir dan diproduksi, terjadi penurunan tekanan di sekitar lubang bor mengakibatkan sumur tidak dapat mengalir secara alami.

Untuk dapat melanjutkan memproduksi fluida dibutuhkan suatu metode pengangkatan buatan berupa artificial lift. Terdapat berbagai macam metode yang sering digunakan seperti sistem *Sucker Rod Pump* (SRP), *Electrical Submersible Pump* (ESP), *Gas lift*, *Progressive Cavity Pump* (PCP) dan *Hydraulic pump unit* (HPU).

Sumur X merupakan sumur minyak yang sudah tidak dapat memproduksi secara alamiah (*Natural Flow*) sehingga untuk memproduksi minyak perlu menggunakan *Sucker Rod Pump* (SRP) sebagai metode pengangkatan buatan. Selama proses produksi, sumur mengalami penurunan produksi. Menurunnya kapasitas produksi dan laju produksi minyak dari sumur tua dapat dicegah dengan membuat dan menerapkan program *gross up* untuk meningkatkan laju produksi kotor dengan cara mengganti *Sucker Rod Pump* (SRP) menjadi *Electrical Submersible Pump* (ESP).

Penelitian ini bertujuan untuk melakukan perhitungan evaluasi dari performa *artificial lift* yang terpasang berupa pompa ESP. Perhitungan yang dilakukan yaitu penentuan cadangan minyak, perhitungan performa sumur X, dan menggunakan pipesim software dengan parameter *tubing ID*, *operating frequency*, dan *stage*. Hasil perhitungan diperlukan untuk dapat mengetahui bahwa program pemasangan pompa *Electrical Submersible Pump* (ESP) telah beroperasi dengan optimal.

2. Metode

Penelitian diawali dengan mencari dan mengumpulkan teori-teori yang berkaitan dengan penelitian ini. Setelah menyelesaikan tinjauan pustaka, kemudian mengumpulkan data-data yang dibutuhkan seperti data sumur, data reservoir, data pompa terpasang dan *history production*.

Dari data-data tersebut dapat dilakukan perhitungan cadangan pada sumur X menggunakan metode *decline curve* untuk mengetahui cadangan sisa sampai q_{limit} dan umur dari sumur tersebut. Selanjutnya menghitung performa sumur X dengan menentukan nilai *productivity index*, *inflow performance relationship*, laju produksi maksimum, kemudian melakukan analisis nodal. Validasi perhitungan dengan analisis nodal pada bottom hole menggunakan *pipesim software*.

Simulasi dengan pipesim digunakan untuk mendapatkan laju alir optimum pada sumur dan dapat melihat kemampuan pompa mengalirkan minyak dengan laju alir yang optimum. Validasi dilakukan dengan membandingkan perhitungan desain *engineering* di lapangan dengan simulasi pipesim.

3. Hasil dan Pembahasan

Penelitian ini dilakukan untuk memastikan bahwa pemasangan pompa *Electrical Submersible Pump* (ESP) pada sumur X telah beroperasi dengan optimal. Pembahasan ini terdiri dari beberapa tahapan yaitu menyajikan data sumur X, menghitung cadangan minyak, menghitung performa sumur X, dan pemaparan validasi *pipesim software*

Tabel 1. Data Sumur X

Parameter	Value
Data Reservoir	
<i>Wellhead Pressure</i>	27 Psia
<i>Wellhead Temperature</i>	104 °F
<i>Water Cut</i>	99.01 %
<i>Reservoir Pressure (Pwf)</i>	192.1 psia
<i>Reservoir Temperature</i>	136.1 °F
<i>Static Pressure(Ps)</i>	218.1 psia
<i>Liquid Rate</i>	245.5 BFPD
<i>SG Oil</i>	0.9465
<i>SG Water</i>	1.01
Data Sumur	
<i>Tubing ID</i>	2.441 inch
<i>Tubing OD</i>	2.875 inch
<i>Casing ID</i>	6.366 inch
<i>Casing OD</i>	7''
<i>Middle Perforation</i>	479 feet
<i>Static Fluid Level</i>	16.4 feet
<i>Working Fluid Level</i>	75.9 feet
<i>°API minyak</i>	18
Data Pompa ESP	
<i>Pump Type</i>	SP-2542
<i>Pump Setting Depth</i>	325 feet
<i>Pump capacity rate</i>	700 BFPD

Setelah mengumpulkan data, kemudian dilakukan perhitungan cadangan untuk mendapatkan informasi mengenai cadangan minyak sisa dan umur produksi sumur X.

Metode Decline Curve

Berikut ini merupakan hasil perhitungan cadangan minyak sisa dan umur produksi pada sumur X. Dengan menghitung cadangan minyak maka dapat memprediksi laju produksi kumulatif dari $t = 1$ bulan yaitu sebesar 3.5 MSTB, serta laju produksi kumulatif sampai q_{limit} dengan nilai sebesar 338 MSTB.

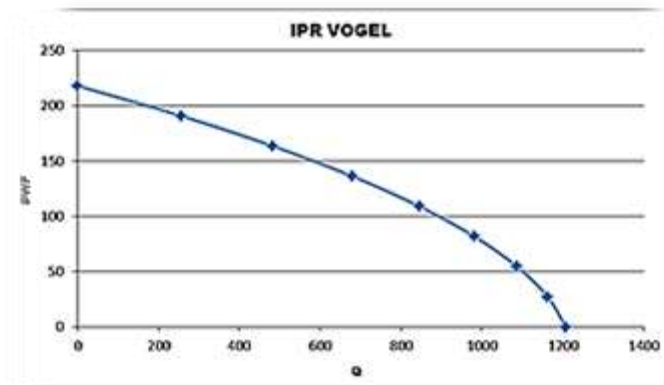
Kemudian memprediksi umur produksi dari sumur X yaitu 34 tahun 8 bulan (Januari 2054). Dari prediksi EUR pada sumur X sampai q_{limit} yaitu sebesar 220188 MSTB. Untuk menghitung EUR menggunakan nilai produksi kumulatif minyak bersama dengan produksi kumulatif minyak *forecast* sampai q_{limit} . Kemudian perhitungan prediksi ERR dari sumur X sampai q_{limit} yaitu sebesar 338 MSTB.

Tabel 2. Ringkasan Prediksi Sumur X

Sumur X	
<i>Qo Forecast (t = 1)</i>	3.5
<i>NPt limit (MSTB)</i>	338
<i>t→limit</i>	Januari 2054
EUR (MSTB)	220188
ERR (MSTB)	338

Perhitungan Performa Sumur X

Hasil kurva IPR vogel dua fasa menunjukkan bahwa laju produksi maksimum untuk sumur ini adalah 1208 BFPD pada tekanan aliran dasar sumur (Pwf) sama dengan 0. Hasil tabulasi Pwf asumsi dan Qo ditunjukkan dengan gambar berikut.



Gambar 1. IPR Vogel Sumur

Validasi Pipesim Software

Simulasi dengan pipesim software dengan melakukan analisis sensitivitas pada tubing ID, *stage*, dan *operating frequency* bertujuan untuk mendapatkan laju alir optimum. Seri pompa ESP pada katalog *pipesim* yang dipilih yaitu model TD1000 dengan laju produksi minimal 700 bbl/d dan laju produksi maksimal 1200 bbl/d.

Berdasarkan nilai AOFP untuk menunjukan laju produksi maksimum dari *pipesim* sebesar 1207.609 STB/d. Dari hasil plot IPR vs TPR pada beberapa ukuran tubing ID dari 2.5 sampai dengan 5 inch yang bertujuan untuk memperoleh produksi optimum pada sumur X diperoleh perpotongan pada tubing ID 2.5 inch dengan nilai laju alirnya sebesar 1023.263 STB/d pada tekanan dasar sumur yaitu 78 psia. Dari pemilihan stage pompa yaitu memplot IPR dengan beberapa nilai *stage* pompa ESP didapatkan *stage* dengan laju alir yang optimum yaitu 42 dengan laju produksi yaitu 1023.379 STB/d. Kemudian pemilihan *operating frequency* yaitu dengan memplot IPR dengan beberapa nilai *operating*

frequency dari 10 Hz sampai 60 Hz, sehingga didapatkan *operating frequency* dengan laju alir yang optimum yaitu sebesar 50 Hz dengan nilai laju produksi sebesar 1023.325 STB/d dan tekanan alir dasar sumur sebesar 78 psia.

Dari hasil simulasi dengan *pipesim software* didapatkan perbandingan antara perhitungan desain *engineering* di lapangan dengan simulasi pada *pipesim*. Dari perbandingan tersebut diketahui bahwa tidak terdapat perbedaan yang signifikan dan kinerja pompa ESP tidak melebihi kapasitas maksimum. Sehingga dapat dikatakan pompa ESP telah bekerja secara optimal.

Tabel 3. Perbandingan Hasil Perhitungan

NO	Data	Data Lapangan	Data Perhitungan PIPESIM
1	Laju alir maksimum	1208 STB/d	1208 STB/d
2	Laju alir	773.9 STB/d	1023 STB/d
3	ID Tubing	2.441 inch	2.5 inch
4	Stage	42	42
5	Operating Frequency	50 Hz	50 Hz

4. Penutup

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

1. Terdapat cadangan 338 MSTB dan umur produksi Sumur X yaitu 34 tahun 8 bulan (Januari 2054), menunjukkan bahwa Sumur X layak secara ekonomi untuk pemasangan ESP.
2. Dari analisis pompa ESP, kinerja pompa tidak melebihi kapasitas maksimum sehingga boleh dikatakan optimal.

Hasil validasi dengan simulasi pada *pipesim software* tidak menunjukkan perbedaan yang signifikan dan pemasangan pompa ESP meningkatkan produksi fluida dari 245.4 BFPD menjadi 773.9 BFPD, sehingga pemasangan pompa *Electrical Submersible Pump* (ESP) dengan kapasitas 700 BFPD merupakan pilihan yang tepat.

Daftar Pustaka

Adi, B. A. H, Ridaliani, O. & Husla, R. (2019). Menentukan Forecast Produksi Sumur dan Menghitung Original Oil In Place dengan Metode Straight Line Material Balance Reservoir Minyak Pada Lapangan Y. Jurnal Petro, 8(4), pp. 159.

Boyun Guo., ‘‘Petroleum Production Engineering’’, Elsevier Science & Technology Books. 2007.

Brown, K. E : ‘‘The Technology of Artificial Lift Methods’’, Volume 1, PennWell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1980.

Brown, K. E : ‘‘The Technology of Artificial Lift Methods’’, Volume 2a, PennWell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1980.

Brown, K. E : “The Technology of Artificial Lift Methods”, Volume 3a, PennWell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1980.

Brown, K. E : “The Technology of Artificial Lift Methods”, Volume 4, PennWell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1984.

Fitrianti (2013). Perencanaan Pengangkatan Buatan dengan Sistem Pemompaan Berdasarkan Data Karakteristik Reservoir. *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), pp. 28-30.

Galuh Sari, O. (2011). Penentuan Cadangan Minyak Sisa dengan Metode *Decline Curve* Pada Lapisan D Formasi W Lapangan T. *Jurnal Decline Curve*. 3-4

Indiratama, M. R. (2020). ‘Optimasi Desain ESP Menggunakan Analisis Nodal Dengan Penekanan Pada Upsizing/Downsizing, Jumlah Stages, Dan Operating Frequency’. Skripsi. Tidak diterbitkan, Universitas Pertamina : Jakarta.

Prabu, U. A. (2012). *Teknik Reservoir Handbook*. Palembang: Teknik Pertambangan Universitas Sriwijaya.

Rukmana, D., dan Kristanto, D. (2012). *Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi*. Yogyakarta: Pohon Cahaya.

Smith, C. R., Tracy, G., dan Farrar, R. L. (1992). *Applied Reservoir Engineering*. USA: Oil and Gas Consultants International. Society, P. (1994). *Determination of Oil and Gas Reserves*. Canada: Calgary Section.

Takacs, Gabor : ‘Electrical Submersible Pumps Manual, Design, Operations and Maintenance’, Gulf Publishing, United State of America, 2009.