
**OPTIMIZATION OF PRODUCTION ON WELL-11 WITH PUMP SETTING DEPTH VARIATION
IN ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP (ESP) METHOD
AT K-U FIELD**

Oleh

Trimadona¹, Hendra Budiman²

¹Program Studi Teknik Eksplorasi Produksi Migas, Politeknik Akamigas Palembang,
30257, Indonesia

Email : ¹trimadona@pap.ac.id

Article History:

Received: 02-12-2022

Revised: 26-12-2022

Accepted: 05-01-2023

Keywords:

Pump Efficiency, Pump
Redesign, ESP

Abstract: Well 11 is a production well in the K-U field that has a decreased pressure so it requires an artificial lift levitation method so it can help produce fluids to the surface. The use of Electrical Submersible Pump method has an actual flow rate 665 bpd less than flow rate of curve IPR in a mount of 915 bpd. After the evaluation of variation value pump setting depth, the redesign pump discharged with a different psd variation. After redesign the depth of the pump, it obtained 5500 psd ft with the amount of stage 343, the type of the pump from IND-750 with operation frequency 60Hz produce flow rate 905 bpd.

PENDAHULUAN

Dalam industri perminyakan terdapat dua kegiatan besar yaitu hulu dan hilir. Kegiatan hulu meliputi pemboran, produksi dan transportasi. Produksi merupakan proses pengambilan minyak pada sumur yang telah dibuat. Pada proses produksi ini terdapat tiga tahap yaitu *primary recovery*, *secondary recovery* dan *tertiary recovery*. Pada tahap *primary recovery* terdapat dua metode yaitu *natural flow* dan *artificial lift* sedangkan pada tahap *secondary recovery* terdapat metode *water flooding* dan *pressure maintenance* sedangkan pada tahap *tertiary* atau tahapan akhir terdapat EOR (*Enhanced Oil Recovery*).

Pada saat memulai produksi di pakai tahapan *primary recovery* yaitu *natural flow* dan *artificial lift*, pada metode *natural flow* fluida akan terangkat kepermukaan dengan sendirinya tanpa alat bantuan karena tekanan didalam reservoir masih besar sehingga mampu mengalirkan fluida ke permukaan, sedangkan *Artificial lift method* merupakan metode yang digunakan untuk membantu mengoptimalkan produksi sumur akibat tekanan reservoir yang sudah tidak mampu lagi mengangkat fluida dari dasar sumur sampai ke permukaan. Jenis-jenis *Artificial lift* yaitu *Gas Lift* (Sembur Buatan) dan Pumping (Pompa). Adapun jenis pompa banyak macamnya diantaranya adalah *Sucker Rod Pumping* (SRP), *Electric Submersible Pump* (ESP), *Hydraulic Pump*, *Pogressive Cavity Pump* (PCP).

Sumur 11 merupakan sumur sembur alami yang di lapangan K-U. Setelah sekian lama sumur ini tidak mampu mengalirkan fluida ke permukaan, maka dipasang metode pengangkatan buatan yaitu metode *Electrical Submersible Pump* (ESP). *Electrical Submersible Pump* merupakan metode *artificial lift* dengan jenis pompa sentrifugal yang penggerak utamanya berasal dari tenaga motor listrik. Pada operasinya, pompa dan motor sebagai

komponen dari ESP ini, berada di bawah *fluid level* atau tenggelam dalam fluida.

Setelah terpasang pengangkatan buatan ESP ini, masih juga terdapat kendala dalam sumur ini yaitu masalah scale pada pompa ESP terpasang yang menyebabkan pompa *stuck*. Pada penelitian ini digunakan variasi *Pump Setting depth* dalam pengoptimalisasi Sumur-11.

METODOLOGI PENELITIAN

Dalam melakukan optimasi suatu sumur, diperlukan data-data baik data primer ataupun data sekunder. Data primer berupa data hasil sonolog terhadap sumur, data yang didapatkan berupa *liquid level*, tekanan *casing*, dan tekanan tubing, data reservoir berupa data kedalaman *mid perforasi*, tekanan reservoir, tekanan alir dasar sumur, dan data karakter fluida seperti spesifik gravity air dan spesifik gravity minyak. Sedangkan data sekunder berupa data-data pendukung berupa data teknis peralatan ESP yang telah terpasang pada sumur seperti tipe pompa, jumlah *stage* pompa, frekuensi operasi, dan lainnya.

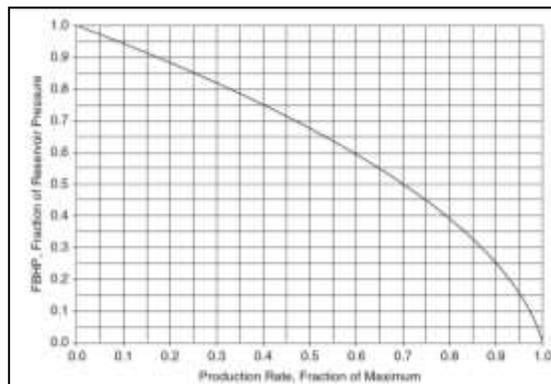
Productivity Index (PI)

Productivity Index (PI) merupakan *index* yang digunakan untuk menyatakan kemampuan produksi suatu sumur pada kondisi tertentu atau dapat juga diartikan sebagai perbandingan antara laju produksi yang dihasilkan suatu sumur, terhadap perbedaan tekanan (*drawdown*) dari tekanan statis reservoir ke tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran. Untuk mendapatkan PI, digunakan formulasi berikut;

$$PI = J = \frac{Q_o + Q_w}{P_s - P_{wf}} \quad (2.1)$$

Inflow Performance Relationship (IPR)

Inflow Performance Relationship merupakan kurva yang memberikan gambaran mengenai kemampuan suatu sumur untuk berproduksi. Kurva IPR ini terdiri dari kurva 1 fasa, kurva 2 fasa dan kurva 3 fasa. Dalam penulisan ini digunakan kurva IPR 2 fasa serti pada **Gambar 1**.



Gambar 1. Kurva IPR 2 fasa

Kurva IPR dua-fasa didapatkan dengan mengembangkan persamaan hasil regresi, dan formulasinya seperti pada persamaan 2.2.

$$\frac{Q_t}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (2.2)$$

Selain itu, dalam pengembangan yang dilakukannya, Vogel memiliki anggapan bahwa reservoir memiliki tenaga dorong berupa gas terlarut, harga *skin factor* disekitar lubang bor sama dengan nol, dan tekanan reservoir (P_r) berada di bawah tekanan *bubble point* (P_b). Selanjutnya untuk membuat kurva IPR nya diplot harga laju alir optimum (Q_{opt}) terhadap beberapa (P_{wf}), dapat menggunakan formulasi berikut:

$$Q_{opt} = Q_{max} \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right) \quad (2.5)$$

Artificial lift method

Artificial lift method merupakan metode yang digunakan untuk membantu mengoptimalkan produksi sumur akibat tekanan reservoir yang sudah tidak mampu lagi mengangkat fluida dari dasar sumur sampai ke permukaan. Jenis metode *artificial lift* yang digunakan untuk mengangkat fluida pada Sumur 11 adalah *electrical submersible pump* (ESP). *Electrical Submersible Pump* menggunakan jenis pompa sentrifugal yang penggerak utamanya berasal dari tenaga motor listrik.

Optimasi kerja pompa ESP dapat dilakuakn dengan variasi yang berbeda-beda, berupa variasi tipe dan jumlah *stage*, variasi jenis pompa dan pada penelitian ini menggunakan variasi *Pump Setting Depth* (PSD), dengan tetap mempertahankan tipe dan jumlah *stage* yang digunakan.

Dalam melakukan optimasi sumur, dilakukan beberapa tahapan yaitu menentukan besar tekanan statik (P_s), tekanan alir dasar sumur berdasarkan data *static fluid level* dan *dynamic fluid level*. Menentukan *productivity index* dan menentukan laju alir maksimum dan optimum atau laju alir desain. Selain itu juga dilakukan tahap evaluasi volumetrik pompa berupa penentuan *pump intake pressure*, penentuan *total dynamic head*, penentuan *head per stage* pada pompa terpasang, penentuan harga laju alir *theoritcical* dan *pump efficiency* dengan memplot harga *head per stage* ke *pump performance curve* untuk tipe pompa terpasang dan menghitung efisiensi volumetris pompa (%EV) serta melakukan perbandingan terhadap %EV dengan *pump efficiency* yang terbaca pada *pump performance curve*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

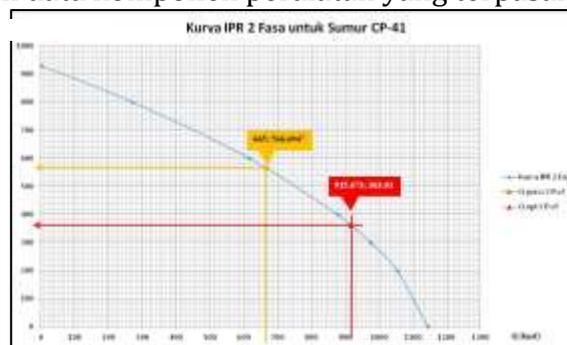
Parameter-parameter yang digunakan dalam optimasi pompa ESP dengan variasi *Pump Setting Depth* adalah data parameter yang didapatkan dari proses sonolong serta data data penunjang evaluasi penggunaan *Electrical Submersible Pump* (ESP) yaitu data produksi sumur. Tabel 1 merupakan data komponen dan peralatan ESP yang terpasang pada Sumur-11.

Berdasarkan hasil analisis kurva IPR 2 fasa (**gambar 2**), menunjukkan bahwa harga laju alir produksi sumur masih memiliki potensi untuk dilakukan peningkatan dari 665 BPD menjadi 915 BPD. Oleh karena itu, perlu dilakukan optimasi terhadap efisiensi volumetris pada pompa ESP yang telah terpasang.

Tabel 1. Data Komponen Peralatan ESP Terpasang di Sumur-11

| No | Parameter | Nilai | Satuan |
|----|------------------------------|---------|--------------|
| 1 | Tipe Pompa | IND-750 | |
| 2 | Jumlah <i>Stages</i> | 343 | <i>Stage</i> |
| 3 | Jenis Kabel | AWG #4 | |
| 4 | Diameter Dalam <i>Casing</i> | 6,625 | Inch |
| 5 | Diameter Dalam <i>Tubing</i> | 2,875 | inch |
| 6 | Tekanan <i>Wellhead</i> | 100 | Psi |
| 7 | Tekanan <i>Casing</i> | 70 | Psi |
| 8 | <i>Operating Frequency</i> | 50 | Hz |

Tabel 1 ini menunjukkan data komponen peralatan yang terpasang pada sumur



Gambar 2 Kurva IPR Sumur-11

Dalam proses evaluasi efisiensi volumetris pompa ESP di Sumur-11, didapatkan *head per stage* untuk frekuensi operasi 50 Hz sebesar 13,562 ft/stage. Sedangkan untuk mengetahui laju alir produksi *theoretical* dan efisiensi evaluasi volumetris dapat digunakan *Pump Performace Curve* pada pompa IND-750 dengan frekuensi operasi 60 Hz, maka dapat dihitung *head per stage* sebesar 19,53 ft/stage.



Gambar 3. Pump Performance Curve pada Tipe Pompa IND 750

Berdasarkan *head per stage* sebesar 19,53 ft/stage maka diperoleh perbandingan laju alir *theoretical*, head Capacity, Horse Power serta efisiensi pompa untuk masing-masing frekuensi operasi yaitu 50 Hz dan 60 Hz.

Tabel 2. Hasil Pembacaan Pump Performance Curve Pompa IND 750 Series

| Parameter | 60 Hz | 50 Hz | Satuan |
|--------------------------------|--------|------------|----------|
| <i>Q_{theoretical}</i> | 879 | 732,5 | bpd |
| <i>Head Capacity</i> | 19,530 | 13,56 2 | ft/stage |
| <i>Horse Power</i> | 0,221 | 0,184 2 | HP/stage |
| <i>Pump Efficiency</i> | 54 | 45 | % |

Selanjutnya perhitungan efisiensi volumetris pompa yang terpasar di Sumur-11 adalah sebesar 75,65415 %.

$$\%EV = \frac{665}{879} \times 100\% = 75,65415\%$$

Evaluasi *Electrical Submersible Pump* terpasang pada Sumur-11 memiliki harga efisiensi pompa (EP) yang lebih kecil dari pada harga efisiensi volumetris pompa tersebut. Hal ini menyebabkan laju produksi aktual yang dihasilkan (*Q_{gross}*) tidak sesuai lagi dengan laju produksi yang diinginkan serta laju produksi (*Q_{gross}*) ini masih berada di bawah kapasitas produksi pompa yang direkomendasikan oleh pabrikan.

Optimalisasi dengan variasi *pump setting depth* dengan mengubah kedalaman dari PSD minimum sampai PSD maksimum dimana pada evaluasi tersebut menggunakan tipe dan jumlah *stage* pompa yang telah terpasang pada Sumur-11 yaitu menggunakan pompa IND-750 dengan *stage* sebanyak 343 serta mengubah frekuensi operasi dari 50 Hz menjadi 60 Hz. Asumsi *pump setting depth* yang digunakan berada dalam rentan *pump setting depth* minimum sebesar 4560,769 ft dan *pump setting depth* maksimum sebesar 5535,852 ft, maka nilai variasi *pump setting depth* yang digunakan adalah 4600 ft, 4800 ft, 5000 ft, 5200 ft, 5400 ft serta 5500ft.

Proses perhitungannya seperti berikut;

1. Menentukan *Pump Setting Depth*

a. $PSD_{min} = DFL + \frac{P_{casing}}{GF} = 4560,77 \text{ ft}$

b. $PSD_{max} = Mid \text{ Perfo} - \frac{P_{casing}}{GF}$

$$= 55535,852 \text{ ft}$$

2. Menentukan PSD asumsi yaitu PSD yang berada diantara nilai PSD minimum sampai dengan PSD maksimum, dimana PSD min pada 4560,769 ft dan PSD maks pada 5535,852 ft. Oleh karena itu, PSD asumsi yang digunakan yaitu 4600 ft, 4800 ft, 5000 ft, 5200 ft, 5400 ft, dan 5500 ft.

3. Menentukan *Pump Intake Pressure*

- Menghitung tekanan alir dasar sumur (Pwf) pada Q asumsi 915,673 bpd, pada PSD 4600 ft dengan metode IPR Vogel adalah 363,01 psi.
- Perbedaan kedalaman didapatkan nilai sebesar 1095,816 ft
- Perbedaan tekanan = 479,527 psi
- PIP = 320,473 psi

4. Menentukan *Total Dynamic Head*

a. Fluid Over Pump = 732,344 ft

b. Vertical Lift = 3867,66 ft

c. *Tubing Friction Loss (F)*

$$F = \frac{2,083 \times \frac{100^{1,85}}{Pwh} \times \frac{Q_{asumsi}^{1,85}}{34,3}}{ID \text{ Tubing}^{4,5655}}$$

$$F = \frac{2,083 \times \frac{100^{1,85}}{100} \times \frac{239,903^{1,85}}{34,3}}{2,875^{4,5655}}$$

$$F = \frac{0,762464 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}}$$

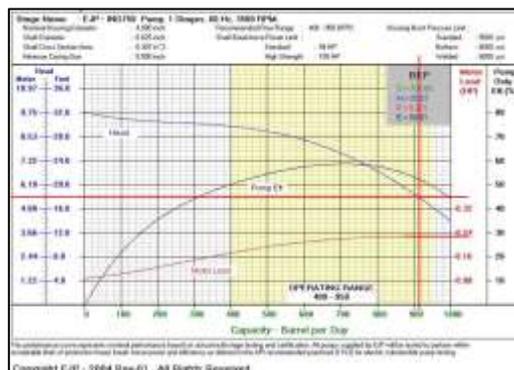
d. *Head Friction (HF)* = 3,5073 ft

e. *Tubing Head (HT)* = 228,52 ft

f. *Total Dynamic Head (TDH)* = 4099,68 ft

05. Menentukan *Head per Stage*

Berdasarkan hasil pembacaan pada *Pump Performance Curve* untuk pompa IND 750/60 Hz dengan laju produksi 915,673 bpd, diperoleh *head* sebesar 17,20 ft/stage.



Gambar 4. *Head per Stage* dari Q asumsi 915,673 bpd @IND-750 Type

Tabel 3. Laju Produksi Pada Berbagai PSD dengan 343 Stage dan pompa 60 Hz

| PSD | 4600 | 4800 | 5000 | 5200 | 5400 | 5500 |
|------------|------|------|------|------|------|------|
| Pwf | 400 | 419 | 411 | 401 | 394 | 435 |
| ΔD | 1095 | 895 | 695 | 495 | 295 | 195 |
| ΔP | 479 | 392 | 304 | 216 | 129 | 85 |
| PIP | -79 | 27 | 106 | 184 | 265 | 349 |
| Q | 970 | 935 | 950 | 968 | 980 | 905 |
| EP | 58.8 | 56,7 | 57,6 | 58,7 | 59,4 | 54.9 |

Berdasarkan tabel di atas, dapat dilihat bahwa pada PSD asumsi 4600 ft, *pump intake pressure* (PIP) yang didapat merupakan harga yang terkecil. Saat harga PIP kecil, maka jumlah laju gas bebas yang ikut terproduksi akan lebih besar, sehingga *volume nett oil* yang didapatkan akan lebih sedikit. Oleh karena itu, pada PIP 349,931 psi dan PSD 5500 ft, gas bebas yang terproduksi akan lebih sedikit jika dibandingkan dengan PIP pada PSD lainnya, sehingga hasil pemilihan dari PSD optimum adalah PSD 5500 ft dengan PIP 349,3931 psi.

KESIMPULAN

Metode produksi pada Sumur-11 merupakan metode pengangkatan *natural flow*, setelah beberapa waktu fluida tidak dapat lagi mengalir ke atas permukaan secara alami, sehingga memerlukan metode pengangkatan buatan. Metode pengangkatan buatan yang digunakan adalah *Electrical Submersible Pump*. Sebelum dilakukan optimasi, *gross production* Sumur-11 sebesar 665 BFPD.

Berdasarkan kurva IPR, laju alir aktualnya berada di bawah kapasitas produksi pompa yang direkomendasikan pabrikan pompa (*Q theoretical*) dan untuk meningkatkan laju produksi dari 665 BPD menjadi 915 BPD.

Pada perencanaan diperoleh laju alir optimum sebesar 905 bpd pada PSD 5500 ft dengan efisiensi pompa 54,87 % sehingga mengalami peningkatan sebesar 9,87 % dari efisiensi pompa yang terpasang yaitu 45%, dengan jumlah stage 343 dengan jenis pompa IND 750/60 Hz.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Perusahaan X yang telah membantu memberikan data pada penelitian ini.

DAFTAR REFERENSI

- [1] Baker Hughes. TT. *The 9 Steps Centrilift System*.
- [2] Brown, K.E.1977. *The Technology of Artificial Lift Methods Volume 1*. United States of America : The University of Tulsa.
- [3] Brown, K.E.1980. *The Technology of Artificial Lift Methods Volume 2b*. United States of America: The University of Tulsa.
- [4] Pamungkas, Joko. 2004. *Buku IV Pengantar Teknik Produksi*. Yogyakarta: Universitas

1994

JCI

Jurnal Cakrawala Ilmiah

Vol.2, No.5, Januari 2023

Pembangunan Nasional “Veteran”.

[5] Pedoman Pertamina. 2003. *Teknik Produksi, Judul: Electrical Submersible Pump, Sub Judul: Perencanaan dan Troubleshooting Pompa ESP.*