

# OPTIMASI PRODUKSI SUMUR EC-6 DENGAN MEMBANDINGKAN PENGANGKATAN BUATAN GAS LIFT DAN *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP*

Jonathan<sup>1)</sup>, Sisworini<sup>1)</sup>, Samsol<sup>1)</sup>, Hari Oetomo<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup>Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti

Email: [jonathanlesmana@rocketmail.com](mailto:jonathanlesmana@rocketmail.com)

## ABSTRAK

Dalam dunia perminyakan sangat lazim adanya sistem produksi. Sistem produksi ini yang memproduksi minyak dari dalam sumur setelah dilakukannya pemboran dan kompleksi sumur. Seiring berjalannya waktu, produksi dari sebuah sumur dapat menurun dikarenakan beberapa parameter yaitu penurunan tekanan dan adanya clay yang membuat diameter dalam pipa semakin sempit. Terdapat beberapa cara yang digunakan untuk menaikkan penurunan produksi diantaranya adalah menambahkan pengangkatan buatan diantaranya adalah *sucker rod pump*, *electric submersible pump* dan *gas lift*, stimulasi reservoir dan pembersihan pipa jika diameter pipa mengecil akibat *clay*. Pada sumur ini telah dipasang pengangkatan buatan yaitu *gas lift* dan sumur ini ingin dilakukan optimasi sumur yang ditujukan untuk meningkatkan produksinya. Optimasi sumur EC-6 ini direncanakan dengan membandingkan skenario pengangkatan buatan *gas lift* dengan menyesuaikan laju injeksi gas dan memperdalam injeksi serta pemasangan pompa *electrical submersible pump*. Dari hasil persentase kenaikan produksi untuk optimasi sumur ini dipilihlah skenario dengan mengubah pengangkatan buatan *gas lift* menjadi pompa ESP dengan kenaikan produksi mencapai 18.52%

*Kata-kata kunci:* Optimasi produksi, *Gas lift*, *Electrical submersible pump*

## ABSTRACT

*In the world of oil is very common in the production system. This production system produces oil from wells after drilling and well compressions. Over time, the production of a well may decrease due to several parameters of pressure drop and the presence of clay which makes the pipe diameter narrower. There are several methods used to increase the decrease in production including adding artificial lifts such as sucker rod pump, electric submersible pump and gas lift, reservoir stimulation and pipe cleaning if the pipe diameter is reduced due to clay. The well has been installed an artificial lift is a gas lift and this well need an optimization to increase its production. The EC-6 well optimization is planned by comparing the lift-up scenario of the gas lift by adjusting the rate of gas injection and deepening the orifice injection and also an installation of electrical submersible pump. Best percentage of optimization production from EC-6 Well, last scenario is chosen which is new installation artificial lift ESP from gas lift (existing) and gaining 18.52% form existing production.*

*Keywords:* Production optimization, *Gas lift*, *Electrical submersible pump*

## I. PENDAHULUAN

Pengangkatan buatan atau *artificial lift* merupakan metode dimana sumur yang tidak dapat berproduksi secara *natural flow* akan dipasang alat agar dapat berproduksi. Pengangkatan buatan cukup beragam tetapi yang paling dominan digunakan yaitu diantaranya *sucker rod pump* (SRP), *electrical submersible pump* (ESP), dan *gas lift*.

Pada *paper* ini akan dibahas bagaimana mengoptimasikan sumur yang telah berproduksi dengan menggunakan pengangkatan buatan *gas lift* yang direncanakan untuk membandingkan optimasi pengangkatan buatan *gas lift* dengan mengatur laju injeksi gas dan memperdalam titik injeksi gas serta membandingkan dengan pengangkatan buatan *electrical submersible pump* sehingga akan dijelaskan lebih spesifik tentang pengangkatan buatan *electric submersible pump* dan *gas lift*. *Sucker rod pump*

tidak dijelaskan lebih spesifik dalam tugas akhir ini dikarenakan karakteristik sumur terletak di *offshore* dan memiliki lubang trayek yang berarah.

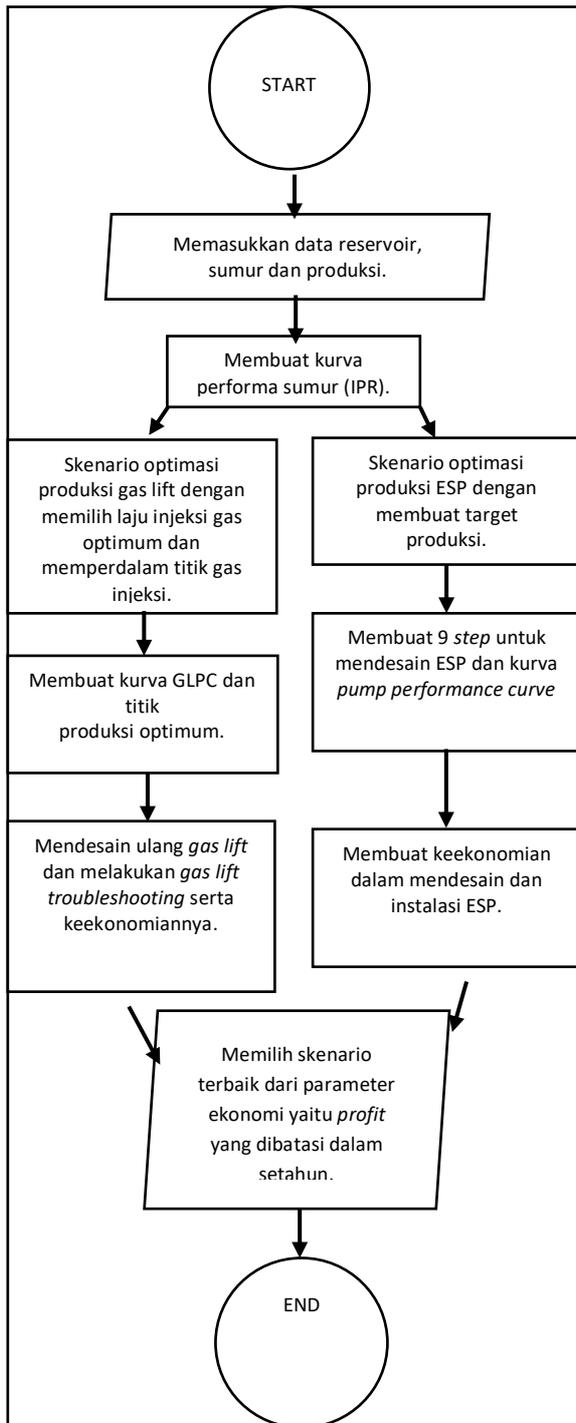
*Gas lift* didefinisikan sebagai proses pengangkatan fluida dari dalam sumur dengan menginjeksikan gas dengan jumlah yang tinggi ke dalam lubang sumur sehingga minyak mentah dapat diangkat ke permukaan. Terbatasnya jumlah gas yang diinjeksikan pada setiap sumur minyak menjadikan volume gas injeksi sebagai batasan masalah. Sementara *electrical submersible pump* didefinisikan sebagai proses pengangkatan fluida dari dalam sumur dengan mengoperasikan pompa agar fluida dapat diproduksi sampai ke permukaan.

Selain itu akan dibahas dari segi ekonomi dimana perbandingan pengangkatan buatan *gas lift* dan *electrical submersible pump* yang mana lebih menguntungkan dari segi *profit* maupun *lifting cost*.

## II. METODOLOGI PENELITIAN

### 2.1 Diagram alir penelitian

Diagram alir penelitian ini adalah sebagai berikut:



Gambar 1. Diagram alir Penelitian

### 2.2 Pengumpulan data

Dalam melakukan penelitian ini, data-data dikumpulkan dengan teknik pengumpulan data sekunder (*secondary data*) dari Perusahaan XY. Data-data tersebut akan digunakan untuk perhitungan optimasi produksi Sumur EC-6. Data-data yang dikumpulkan adalah data *reservoir*, data fisik, data kemiringan, dan data hasil produksi Sumur EC-6. Berikut ini adalah nilai dari data-data yang dikumpulkan:

Tabel 1. Data *reservoir* sumur EC-6

Parameter	Nilai
<i>Bottom Hole Pressure</i>	1.039 psia
<i>Bubble Point Pressure</i>	620 psia
<i>Bottom Hole Temperature</i>	180 °F
<i>API Oil</i>	35,8°API
<i>SG Oil</i>	0,85
<i>SG Gas</i>	0,86
<i>SG Water</i>	1,07
Gradien air	0.433 psi/ft

Tabel 2. Data fisik sumur EC-6

Parameter	Nilai
OD Tubing	2.875 in
ID Tubing	2,441 in
OD Casing	9,625 in
ID Casing	8.6 in
<i>Mid Perforation Depth</i>	2470 ft TVD
<i>Orifice Depth</i>	2314 ft TVD
<i>Wellhead Pressure</i>	100 psia
<i>Casing Head Pressure</i>	690 psia

Tabel 3. Data deviasi sumur

MD	TVD
0	0
332	332
1213	1181.4
2791	2314
2829	2340

Tabel 4. Data hasil produksi sumur EC-6

Parameter	Nilai
Laju Alir Fluida	1.020 BFPD
Laju Alir Minyak	265 BOPD
Laju Alir Air	755 BWPD
Laju Alir Gas	700 Mscfd
Water Cut	76%
GLR	686 scf/bbl
GOR	500 scf/bbl

### III. HASIL DAN PEMBAHASAN

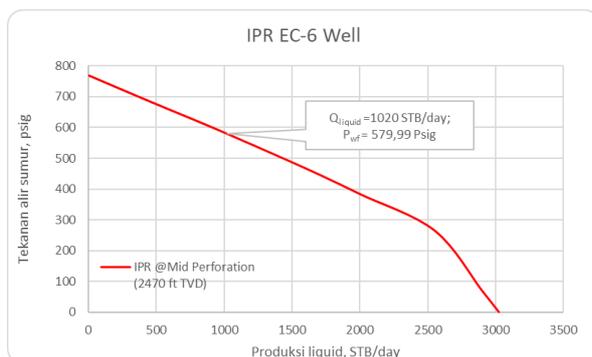
#### 3.1 Optimasi gas lift sumur EC-6

Data-data yang sudah dijabarkan pada subbab 2.2 kemudian lakukan perhitungan IPR. Didapat hasil perhitungan kurva IPR sumur EC-6 seperti berikut:

Tabel 5. Hasil perhitungan kurva IPR sumur EC-6

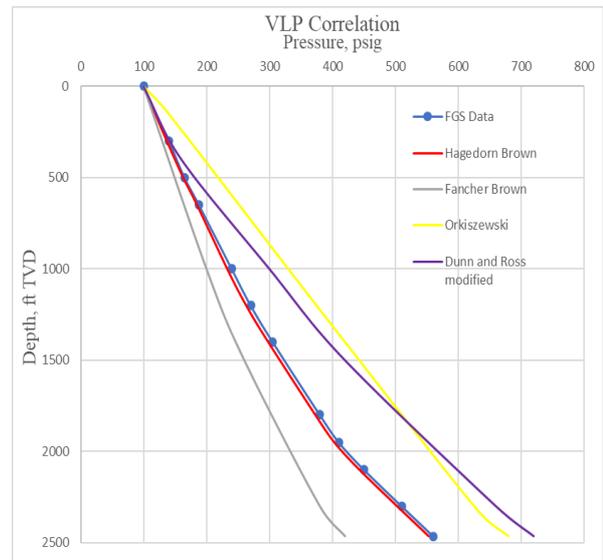
Q <sub>ass</sub>	P <sub>wf</sub>	Q <sub>ass</sub>	P <sub>wf</sub>
0	770	2000	383.75
400	695	2550	264.83
800	621.21	2900	68.6
1020	580	3022	0
1600	467.19		

Kurva composite IPR ditunjukkan dengan Gambar 3 berikut ini:



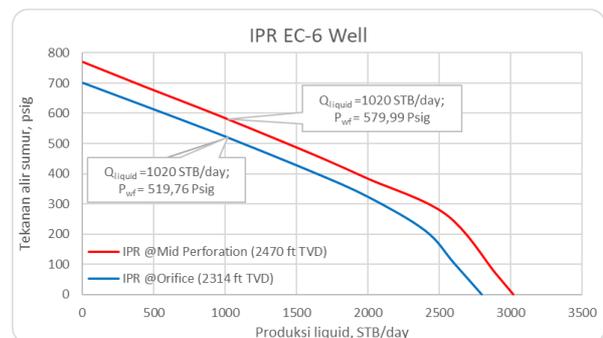
Gambar 3. Kurva IPR Sumur EC-6

Setelah mendapatkan kurva IPR, selanjutnya mencari korelasi *tubing* dari VLP correlation yang dicocokkan dengan data dari lapangan yaitu data *flowing gradient survey* (FGS). Sehingga didapatkan seperti berikut:



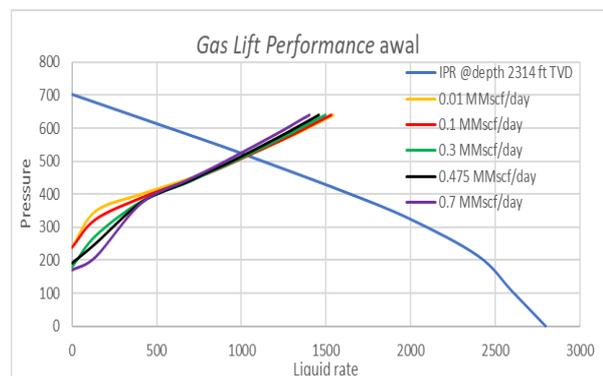
Gambar 4. Perbandingan korelasi Sumur EC-6

Setelah mendapatkan *nodal analysis* pada sumur selanjutnya mencari titik nodal di kedalaman *orifice* pada kurva IPR, sehingga terbentuk seperti berikut:



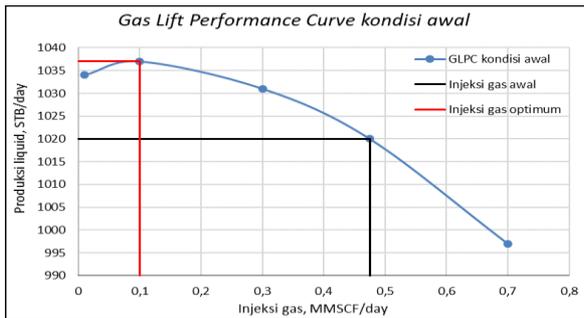
Gambar 5. Perbandingan korelasi Sumur EC-6

Setelah mendapatkan kurva IPR pada titik nodal *orifice*, maka dapat mencari skenario pertama dengan memulai mendapatkan kurva *gas lift performance* dengan berbagai sensitifitas injeksi gas antara lain yaitu: 0.01;0.1;0.3;0.475;0.7 (MMscfd). Sehingga didapatkan kurva GLP sebagai berikut:



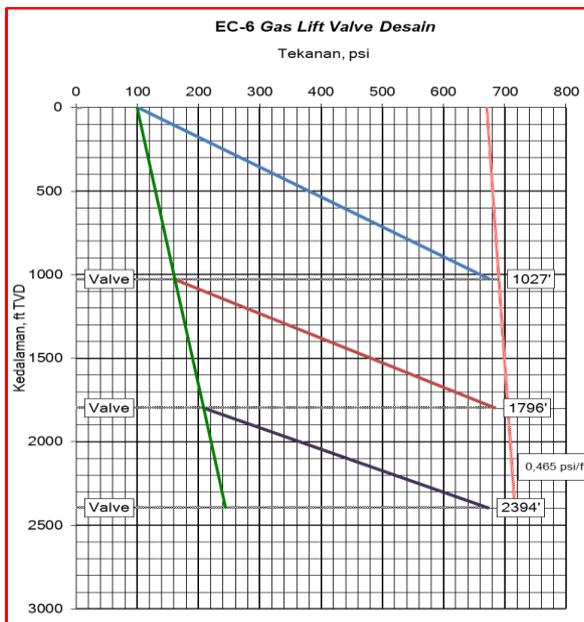
Gambar 6. Kurva GLP dengan berbagai laju injeksi gas pada kondisi awal

Setelah mendapatkan kurva GLP, setiap titik perpotongan akan membentuk kurva *gas lift performance curve*. Didapatkan sebagai berikut:



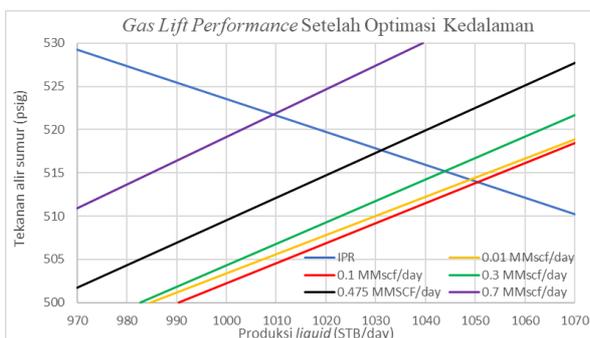
Gambar 7. Kurva GLPC sumur EC-6 kondisi awal

Kurva ini hasil dari skenario pertama dengan memilih laju injeksi optimum didapatkan penambahan laju produksi dari 1020 BLPD menjadi 1038 BLPD. Selanjutnya untuk skenario kedua dilakukan desain spacing yang bertujuan untuk memperdalam *oprifice*.



Gambar 8. Desain *spacing gas lift valve*

Setelah mendapatkan desain kedalaman *valve* terbaru. Langkah berikutnya kembali mencari kurva GLP dan GLPC dimana kurva ini dapat membandingkan optimasi produksi.



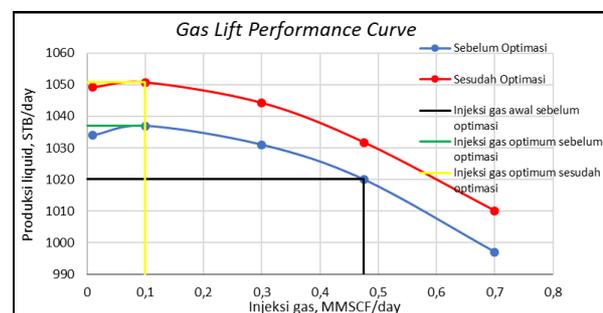
Gambar 9. Kurva GLP setelah optimasi kedalaman

Dapat disimpulkan pada Tabel 3 perbandingan antara 2 kurva GLP dari masing-masing tekanan alir sumur untuk berbagai laju injeksi.

Tabel 3. Perbandingan hasil *output* kurva GLP

Sebelum Optimasi Kedalaman		Setelah Optimasi Kedalaman				
Jumlah Gas Injeksi (MMscf/day)	Produksi Liquid (STB/day)	Tekanan Alir Sumur (psig)	Jumlah Gas Injeksi (MMscf/day)	Produksi Liquid (STB/day)	Tekanan Alir Sumur (psig)	$\Delta Q_L$ (STB/day)
0,01	1034	516	0,01	1049	514,3	15
0,1	1037	517	0,1	1051	514	14
0,3	1031	517,6	0,3	1044	515,3	13
0,475	1020	520	0,475	1032	517,6	12
0,7	997	524	0,7	1010	521,7	13

Berikut merupakan perbandingan kurva GLPC sebelum dan setelah optimasi kedalaman:



Gambar 8. Perbandingan kurva GLPC sumur EC-6 sebelum dan sesudah optimasi pendalaman titik injeksi

### 3.2 Optimasi sumur EC-6 dengan menggunakan ESP

Pada skenario ketiga yaitu mengganti pengangkatan buatan *gas lift* menjadi pompa ESP. Langkah pertama dalam optimasi *Electric Submersible Pump* (ESP) ini adalah menentukan laju alir yang diinginkan ( $Q_{target}$ ). Dalam menentukan laju produksi target harus memperhatikan performa dari *reservoir*, dalam hal ini adalah IPR (Oktavia, 2017). Penentuan laju produksi target dapat dilakukan melalui analisis sensitivitas dari laju produksi maksimal Sumur FPL. Untuk perhitungan kali ini, nilai laju produksi target diambil dengan analisis sensitivitas 40% dari laju produksi maksimalnya.

$$Q_{imax} = 3.022 \text{ bfpd}$$

$$Q_{target} = 1.208.9 \text{ bfpd}$$

Selanjutnya adalah perhitungan parameter-parameter dalam optimasi ESP yang hasilnya dapat dilihat pada **Tabel 6**.

Tabel 6. Hasil perhitungan parameter optimasi ESP

Parameter	Nilai
SG rata-rata	1.011
Gradien fluida	0,438 psi/ft
Pump Intake Pressure	510.7 psia
Temperature Intake	174.92 deg F
Rs	107.8 scf/STB
Bo	1,1 bbl/STB
Z	0,77
Bg	0,03 cuft/scf
vsl	0,19 ft/sec
vsg	0,53 ft/sec

Dari hasil perhitungan parameter-parameter tersebut, dapat dihitung nilai *natural gas separation* ( $\eta_n$ ), laju alir volumetrik gas bebas ( $Q_g'$ ), laju alir *free gas* yang memasuki pompa ( $Q_{ing}'$ ), laju alir volumetrik cairan pada pompa ( $Q_l'$ ), laju alir total pada pompa ( $Q_t'$ ), dan *turpin correlation* ( $\phi$ ) dengan rincian sebagai berikut:

$$\eta_n = \frac{v_{sg}}{v_{sg} + v_{sl}} \times 100\% \tag{3}$$

$$= \frac{0,532}{0,532 + 0,19} \times 100\%$$

$$= 73.9\%$$

$$Q_g' = Q_o(GOR - R_s) \times B_g \tag{4}$$

$$= 3327.1 \text{ cuft/day}$$

$$Q_{ing}' = \frac{Q_g'}{5,61} \left(1 - \frac{\eta_n}{100}\right) \tag{5}$$

$$= \frac{3327.1}{5,61} \left(1 - \frac{73.9}{100}\right)$$

$$= 154.9 \text{ bbl/day}$$

$$Q_l' = Q_o(B_o + B_w \times WOR) \tag{6}$$

$$= 314.3(1,1 + 1 \times 2,9)$$

$$= 1246.1 \text{ bbl/day}$$

$$Q_t' = Q_l' + Q_{ing}' \tag{7}$$

$$= 1246.1 + 154.9$$

$$= 1401 \text{ bbl/day}$$

$$\phi = \frac{2000 \frac{Q_g'}{Q_t'}}{3PIP} \tag{8}$$

$$= \frac{2000 \times \frac{154.9}{1246.1}}{3 \times 510.7}$$

$$= 3.49$$

Karena nilai  $\phi$  lebih besar dari 1, berarti gas bebas yang masuk akan mengganggu kinerja pompa, maka perlu dipasang alat tambahan, yaitu *Advanced Gas Handler* (AGH). Setelah dipasang AGH dengan

asumsi efisiensi AGH ( $\eta_{AGH}$ ) sebesar 70%, selanjutnya dihitung kembali apakah gas bebas masih mengganggu kinerja pompa.

$$Q_{ing}' = \frac{Q_g'}{5,61} \left(1 - \frac{\eta_n}{100}\right) \left(1 - \frac{\eta_{AGH}}{100}\right) \tag{9}$$

$$= \frac{3327.1}{5,61} \left(1 - \frac{73.9}{100}\right) \left(1 - \frac{70}{100}\right)$$

$$= 46.49 \text{ bbl/day}$$

$$\phi = \frac{Q_{ing}'}{2000 \frac{Q_g'}{Q_t'}} \tag{10}$$

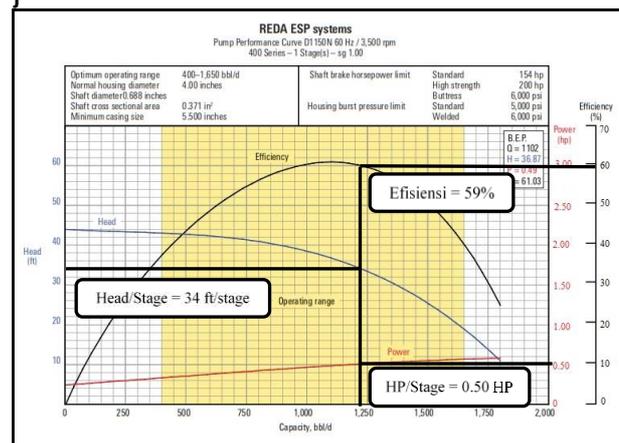
$$= \frac{46.49}{2000 \times \frac{154.9}{1246.1}}$$

$$= 0.05$$

Karena nilai  $\phi$  sudah lebih kecil dari 1, berarti gas bebas yang masuk pompa tidak akan mengganggu kinerja pompa dan operasi pompa sudah berjalan stabil. Selanjutnya dilakukan perhitungan *Total Dynamic Head* (TDH). Untuk mendapatkan nilai TDH, perlu dihitung dahulu nilai  $L_{dyn}$  dan  $\Delta H_{fr}$ . Didapatkan nilai  $L_{dyn}$  sebesar 1623 ft dan nilai  $\Delta H_{fr}$  sebesar 47,21 ft serta diketahui nilai *wellhead pressure* sebesar 100 psia dan nilai *casing head pressure* sebesar 50 psia sehingga nilai TDH dapat dicari dengan **Persamaan 11** berikut ini:

$$TDH = \frac{2,31}{SG_{avg}} (WHP - CHP) + L + \Delta H \tag{11}$$

$$= 974.1 \text{ ft}$$



Gambar 4. Pump performance curve pompa D1150N (Schlumberger, 2007)

**1. Pemilihan pompa**

Banyaknya jumlah *stage* yang dibutuhkan dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$\text{Jumlah stage} = \frac{TDH}{\text{Head/stage}} \tag{12}$$

$$= \frac{1374.63}{34}$$

$$= 29 \text{ stages}$$

*Housing* yang dipilih harus memiliki kapasitas *stage* yang diperlukan, yaitu memiliki jumlah *stage* yang lebih banyak dari jumlah *stage* yang didapat dari hasil

perhitungan. Maka dipilih *housing* No.20 dengan maksimum *stage*, yaitu 30 *stages*.

Selanjutnya, dilakukan pemeriksaan *mechanical strength* dari pompa tersebut, yaitu menghitung nilai BHP pompa dan nilai  $P_{max}$ .

$$\begin{aligned} BHP_{Pump} &= \frac{HP}{stage} \times stages \times SG_{avg} \\ &= 0,5 \times 30 \times 1,011 \\ &= 23,2 \text{ HP} \end{aligned} \quad (13)$$

$$\begin{aligned} P_{max} &= \left( \frac{head}{stage} \right)_{Max} \times stages \times G_f \\ &= 34 \times 30 \times 0,483 \\ &= 845,6 \text{ psia} \end{aligned} \quad (14)$$

Kedua nilai tersebut masih berada di bawah nilai *shaft brake HP unit high strength* sebesar 200 HP dan nilai *housing burst pressure limit* sebesar 5.000 psia. Berarti pompa yang dipakai ini telah sesuai dan masih aman.

### 2. Pemilihan motor

Kriteria pemilihan *motor* ada dua yaitu bertipe sama dengan pompa yang dipasang dan BHP<sub>pompa</sub>. BHP<sub>pompa</sub> sebesar 23.2 HP dipilih *motor* dengan tipe 456 series REDA 60 Hz, *power rating* 30 HP, voltase 463 volt dan 386 ampere.

$$\begin{aligned} I_{actual} &= I_{motor} \times \frac{BHP_{pump}}{Power \text{ rating}} \\ &= 42,3 \times \frac{23,2}{30} = 32,8 \text{ ampere} \end{aligned}$$

### 3. Pemilihan protector

Pada saat memilih *protector* harus mengetahui besaran nilai *thrust bearing*. Rumus dari *thrust bearing* dengan:

$$F_{TB} = 0,785 \times P_{max} \times d^2 = 0,785 \times 845,6 \times 0,625^2 = 314,2 \text{ lb}$$

Nilai trust bearing 314.2 lb dengan temperatur dasar sumur 180 °F, sehingga dipilih tipe *protector* L66

### 4. Pemilihan kabel

Kabel yang digunakan adalah kabel berbahan dasar tembaga nomor 6 atau yang lebih dikenal dengan No. 6 CU (*Cuprum*) dengan koreksi temperatur sebesar 1.219. Selanjutnya mencari panjang kabel:

$$\begin{aligned} \text{Panjang kabel} &= \text{kedalaman PSD (pump setting depth)} + \\ &\text{panjang pompa} + \text{panjang AGH} + \text{panjang motor} + \\ &\text{panjang protector} + 5 \text{ ft} \\ &= 2295 + 11,9 + 6,3 + 5,8 + 5,3 + 5 \text{ ft} = 2329 \text{ ft} \end{aligned}$$

Dari Tabel *volt drop* akan mendapatkan nilai dari *cable volt drop* sebesar 27 *volt/1000ft*, maka dari itu *volt drop* dan *surface voltage* dapat dihitung:

$$\text{Volt drop} = \frac{\text{cable volt drop}}{1000} \times (\text{panjang kabel} + 100) \times$$

$$\begin{aligned} T_{corr} &= \frac{22}{1000} \times (2331 + 100) \times 1,22 = 65,1 \text{ volt} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Surface voltage} &= \text{motor volt} + \text{volt drop} \\ &= 463 \text{ volt} + 65,1 \text{ volt} = 528,1 \text{ volt} \end{aligned}$$

## IV. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil dan pembahasan mengenai penelitian ini, dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Untuk optimasi gas injeksi yang diperoleh sebesar 0.1 MMscfd yang memberikan kenaikan laju produksi dari 1020 BLPD menjadi 1038 BLPD (1.73%).
2. Untuk optimasi gas injeksi dengan memperdalam titik injeksi dari kedalaman 2314/2791 ft TVD/MD menjadi 2394/2908 ft TVD MD didapatkan kenaikan produksi dari 1020 BLPD menjadi 1051 BLPD (3.04%).
3. Dengan mengubah *gas lift* menjadi ESP dengan  $Q_{target}$  sebesar 40% dari  $Q_{tmax}$  diperoleh kenaikan produksi dari 1020 BFPD menjadi 1208.9 BFPD (18.52%)

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Ibu Ir. Sisworini, M.T. dan Bapak Samsol, ST, M.T. selaku pembimbing I dan II penulis yang telah memberikan kritik dan sarannya sehingga penelitian ini dapat selesai dengan baik. Penulis juga mengucapkan terima kasih kepada Perusahaan Pertamina PHE ONWJ yang telah memberikan data-data demi kelancaran penelitian ini.

## DAFTAR PUSTAKA

1. Bona P. Y. (2016): *Analisa perbandingan optimasi gas lift dan instalasi electric submersible pump pada sumur X-A dan X-B lapangan X*, Skripsi Program Sarjana, Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti.
2. Brown, Kermit E. (1984): *The technology of artificial lift methods*, PennWell Publishing Company, 4, 30-36.
3. Oktavia, P. (2017): *Analisis perbandingan penggunaan gas lift dan electric submersible pump pada sumur A dan sumur B di lapangan X*, Skripsi Program Sarjana, Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti.
4. Schlumberger (2007): REDA electric submersible pump technology ESP catalog, Schlumberger, 146-434.
5. Takacs, G. (2009): *Electrical submersible pump manual: design, operating, and maintenance*, Gulf Professional Publishing, 1-250.