

OPTIMASI LIFTING MENGGUNAKAN ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP DAN ANALISA KEEKONOMIAN PADA SUMUR "X" LAPANGAN "Y"

Agung Adhisi Pradana, Siti Nuraeni, Djoko Sulistyanto

Abstrak

Dalam memproduksi minyak dapat dilakukan dengan dua cara yaitu dengan cara sembur alam dan sembur buatan. Cara pertama dilakukan bila tekanan reservoir cukup tinggi sehingga dapat mengalirkan fluida ke permukaan dengan tekanan alami yang ditimbulkan oleh reservoir. Cara yang kedua dilakukan apabila tekanan reservoir tersebut sudah tidak mampu lagi mengalirkan fluida ke permukaan dengan tekanan alaminya. Ada beberapa metode pengangkatan buatan yang dapat digunakan agar fluida bisa naik ke permukaan. Salah satu metode yang dapat digunakan yaitu dengan menggunakan pompa benam listrik (Electric Submersible Pump - ESP). Metode pengangkatan fluida dengan ESP banyak digunakan karena sangat efektif dan efisien untuk sumur yang mempunyai produktivitas indeks (PI) yang besar, sumur yang dalam, serta untuk sumur-sumur miring. Dalam merancang pompa ESP yang cocok untuk sumur minyak, diperlukan data yang akurat untuk membuat kurva IPR yang menjadi dasar pertimbangan untuk perancangan pompa ESP. Design pompa kemudian dapat disesuaikan dengan jenis dan tipe pompa yang dimiliki oleh perusahaan, karena tiap perusahaan pembuat pompa ESP memiliki tipe dan jenisnya masing-masing. Dengan menggunakan pompa ESP diharapkan dapat meningkatkan produksi sumur yang juga dapat berpengaruh pada pemasukan bagi perusahaan dan dapat memberikan keuntungan yang lebih besar dengan kenaikan produksi yang signifikan dikarenakan biaya sewa dan perawatan ESP yang tergolong cukup mahal.

Pendahuluan

Pada saat awal produksi, sumur minyak biasanya mampu memproduksi secara sembur alami (*Natural Flow*) karena tekanan reservoirnya masih tinggi. Namun kemampuan tersebut semakin lama akan semakin berkurang, seiring dengan penurunan tekanan reservoir. Sementara di sisi lain cadangan minyak diperkirakan masih cukup besar dan ekonomis untuk diproduksi. Pada kondisi demikian maka perlu diterapkan metode pengangkatan buatan (*Artificial Lift*) untuk mengangkat minyak dari dalam sumur ke permukaan.

Dalam desain *Artificial Lift* dibutuhkan data mengenai IPR atau *Inflow Performance Relationship* dan *Productivity Index* (PI) yang akan menunjukkan kemampuan produksi sumur. Pengertian dari *Inflow Performance Relationship* adalah hubungan antara laju produksi (Q_t) dengan selisih antara tekanan reservoir (P_r) dan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}). Hubungan ini menggambarkan kemampuan suatu sumur untuk mengalirkan fluida dari formasi ke lubang sumur. Jenis-jenis metode pengangkatan buatan (*Artificial Lift*) terdiri dari *Electric Submersible Pump* (ESP), *Sucker Rod Pump* (SRP), dan *Gas Lift*.

Penelitian tugas akhir ini adalah untuk mengoptimalkan lifting sumur X dengan mendesain pompa ESP. Hasil tersebut dapat dijadikan sebagai perencanaan atau skenario produksi lebih lanjut. Dalam meningkatkan laju produktivitas sumur ditandai dengan meningkatnya indeks produktivitas dan laju produksi. Hasil akhir yang diharapkan adalah peningkatan laju produksi pada sumur kajian setelah dilakukan penggantian pompa dan mendapatkan peningkatan profit bagi perusahaan.

Ruang lingkup penulisan tugas akhir ini adalah mendesain pompa ESP untuk menggantikan pompa SRP yang terpasang pada sumur X. Melihat kemampuan sumur yang cukup tinggi, maka diputuskan dilakukan penggantian pompa dikarenakan SRP yang tidak mampu menghasilkan laju produksi yang tinggi. Dalam peningkatan laju produksi dapat meningkatkan keuntungan yang lebih besar bagi perusahaan setelah dilakukan analisa keekonomian.

Problem Statement

Pada penelitian ini dilakukan pengamatan peningkatan produksi menggunakan Electric Submersible Pump dengan desain yang dibuat berdasarkan performance sumur dan pengaruhnya terhadap peningkatan pendapatan bagi perusahaan dilihat dari sisi keekonomiannya.

Teori Dasar

Pompa ESP ini adalah pompa sentrifugal bawah permukaan dengan multistage (impeller) yang digerakkan oleh suatu motor listrik. Tenaga listrik yang disuplai dari transformer melalui *switchboard*, dan power akan diteruskan dari *switchboard* ke ESP motor melalui *power cable* yang terikat sepanjang tubing. Pada ESP motor, *electric power* akan dirubah menjadi *mechanical power*. Shaft dari ESP pump akan berputar pada waktu bersamaan, *impeller* ikut berputar dan mendorong fluida ke arah permukaan melalui *pump intake* atau gas separator.

Dalam desain *Artificial Lift* dibutuhkan data mengenai IPR atau *Inflow Performance Relationship* dan *Productivity Index (PI)* yang akan menunjukkan besarnya potensi produksi dari reservoir dan pengaruhnya terhadap level fluida selama produksi (*Working Fluid Level*).

Artificial Lift merupakan sebuah mekanisme untuk mengangkat hidrokarbon dari dalam reservoir ke atas permukaan, karena tekanan reservoirnya tidak cukup untuk mendorong minyak sampai ke atas permukaan maupun tidak ekonomis jika mengalir secara alami. *Artificial Lift* terdiri dari dua kelompok komponen, yakni fasilitas di permukaan (*Surface Facilities*) dan fasilitas di dalam sumur (*Down Hole Facilities*).

- *Surface Production Facility*

Peralatan produksi di permukaan merupakan peralatan yang berfungsi sebagai media pengangkut, pemisah dan penimbun. Terdiri dari : *Well Header, Gathering System, Manifold System, Separator, Treating Facilities, Oil Storage, Pump*.

- *Down Hole Production Facility*

Peralatan di dalam sumur terdiri dari, rangkaian pipa produksi penyekat (packers), peralatan pengontrol aliran dan termasuk: casing, tubing, liner, packer, *down hole choke, sliding side door, down hole safety valve*, pompa dan lain sebagainya.

Pada umumnya jenis-jenis *Artificial Lift* terdiri dari *Electric Submersible Pump (ESP)*, *Gas Lift*, *Sucker Rod Pump (Beam Pump)*, *Hydraulic Pump* dan *Progressive Cavity Pump (PCP)*. Pada penulisan ilmiah ini, penulis hanya membahas *Electric Submersible Pump*, mengingat *Artificial Lift* ini berkaitan dengan metode yang digunakan di lapangan Pertamina EP Prabumulih.

Electric Submersible Pump (ESP)

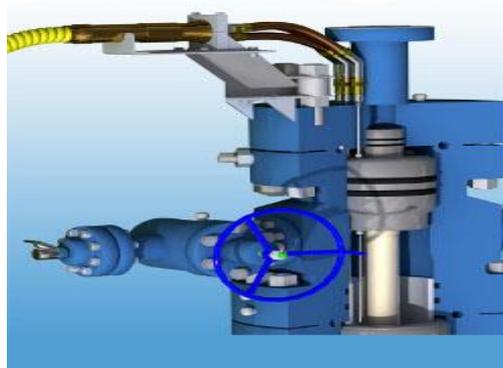
Electric Submersible Pump merupakan salah satu metode pengangkatan buatan, yang terdiri dari pompa sentrifugal bawah permukaan dengan multi stage (impeller) yang digerakkan oleh suatu motor listrik, dan rangkain pompa motor tersebut dimasukkan kedalam sumur. Alat ini pertama kali ditemukan pada tahun 1928 di Bartlesville, Oklahoma Amerika Serikat. Pompa ESP ini mampu mengangkat fluida dari 600 BPD sampai dengan 200,000 BPD dengan ke dalaman yaitu sampai 15,000ft.

Peralatan Diatas Permukaan

Peralatan di atas permukaan *Electric Submersible Pump* (ESP) diantaranya yaitu:

a. *Well Head*

Wellhead ESP berbeda dengan *wellhead* biasa, karena diperlukannya lubang untuk tempat masuknya rangkaian kabel.



Gambar 3.1. ESP Wellhead

Wellhead mempunyai fungsi sebagai tempat untuk memasang rangkaian tubing yaitu dengan menggantungkan ke *tubing hanger*. Untuk sumur menggunakan instalasi ESP maka diperlukan *tubing hanger* khusus dimana terdapat lubang untuk memasukkan rangkaian kabel ke dalam sumur.

b. *Junction Box*

Junction box digunakan untuk mengeluarkan gas yang terbawa dari sumur oleh kabel. *Junction box* berfungsi sebagai penghubung *power cable* yang berasal dari *controller* dengan *power cable* dari sumur, dan juga untuk memudahkan melakukan tes *point electric downhole equipment*.

c. *Switchboard*

Switchboard adalah panel tempat mengatur kerjanya motor ESP, biasanya dilengkapi dengan motor *controller* yang bisa bekerja secara manual ataupun otomatis. Panel control ini dapat digunakan untuk tegangan dari 400 volt sampai 800 volt.

d. *Transformer*

Merupakan alat untuk mengatur tegangan listrik, bisa untuk menaikkan atau menurunkan tegangan. Alat ini terdiri dari *core* yang dikelilingi oleh *coil* dari lilitan kawat tembaga. Baik *core* maupun *coil* direndam dalam minyak trafo sebagai pendingin dan isolasi.

Perubahan tegangan akan sebanding dengan jumlah lilitan kawatnya. Biasanya tegangan input transformer disambungkan ke jalur transmisi tegangan tinggi yang mengalirkan listrik dengan besaran ampere yang rendah pada jalur transmisi, sehingga tidak dibutuhkan kabel yang besar. Tegangan input yang tinggi akan diturunkan dengan menggunakan *step down* transformer sampai dengan tegangan yang dibutuhkan motor.

Peralatan Di bawah Permukaan

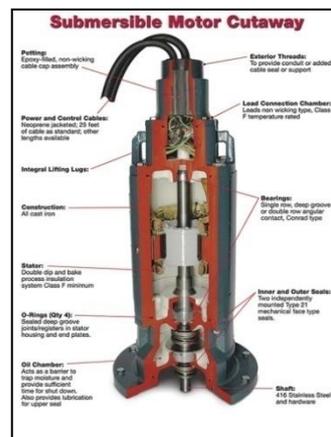
Peralatan di bawah permukaan, mulai dari yang paling bawah hingga yang teratas diantaranya yaitu:

a. Motor Listrik

Berfungsi sebagai tenaga penggerak dari peralatan ESP untuk memutar *impeller* yang terpasang dalam pompa tersebut. Motor listrik ini merupakan motor induksi dua katub

dan tiga fasa. Besarnya tegangan motor berbeda-beda antara 250 sampai 2000 volt, arus motornya juga bervariasi dari 12 sampai 200 ampere. Pada motor listrik diperlukan suatu pendingin atau pelumas dan biasanya dipakai oil motor. Untuk keperluan pendinginan, penempatan motor ini harus dipasang di atas zona perforasi atau jika harus dipasang dibawah zona perforasi dan harus dipasangi jaket disekeliling motor (*shroud*). Shroud direncanakan untuk mengurangi ruang antara motor dan casing wells dengan tujuan untuk meningkatkan kecepatan aliran fluida disekitar motor dan meningkatkan pendinginan motor pada saat beroperasi.

Motor terdiri dari beberapa buah rotor yang disusun seri pada suatu poros. Panjang setiap rotor tergantung dari desain *Horse Power* (HP) yang diperlukan. Umumnya motor ini memiliki putaran konstan yaitu 3500 RPM untuk frekuensi 60 HZ dan 2900 RPM untuk frekuensi 50 HZ



Gambar 3.2. Diagram Motor ESP

Di dalam motor diisi minyak pelumas untuk melumasi bearing, penghantar panas yang baik dan mempunyai kemampuan sebagai penyekat listrik (sifat dielektrik pelumas).

Panas yang timbul pada badan motor akan didinginkan oleh aliran fluida sumur yang mengalir sepanjang dinding motor menuju intake pompa. Agar motor mendapatkan pendinginan yang cukup, maka motor harus ditempatkan di atas perforasi sehingga aliran fluida reservoir akan langsung mendinginkan rumah motor, apabila motor diletakkan di bawah perforasi, untuk kasus ini maka rangkaian ESP perlu dipasang selubung sebagai peralatan tambahan untuk mengarahkan fluida sumur agar mengalir melewati motor.

b. *Protector* (Seal Selection)

Protector dipasang diantara motor dan gas separator. *Protector* mempunyai fungsi diantaranya yaitu:

1. Mencegah masuknya fluida / cairan yang berasal dari lubang bor masuk ke dalam motor.
2. Sebagai ruang fluida untuk menampung pemuaihan dan penyusutan dari minyak motor karena pemanasan dan pendinginan yang dialami motor ketika motor dioperasikan maupun dimatikan
3. Sebagai tempat untuk menahan daya tolak yang berasal dari pompa

Tujuan utama dari *protector* adalah untuk menyekat motor listrik dari masuknya cairan sumur, setiap *protector* dari berbagai perusahaan mempunyai prinsip kerja dan desain mekanik yang berbeda.

1. Gas Separator / Intakes

Gas separator / *intake* pump ini terletak diantara pompa dan bagian protector dalam rangkaian ESP. *Intake section* merupakan satu unit tempat masuknya fluida reservoir ke dalam pompa karena adanya penurunan tekanan pada seksi intake maka terjadi pemisahan gas terhadap cairannya. Gas yang terpisah akan ke atas lewat ruang anulus dan keluar bersama dengan cairan yang diproduksi lewat tubing.

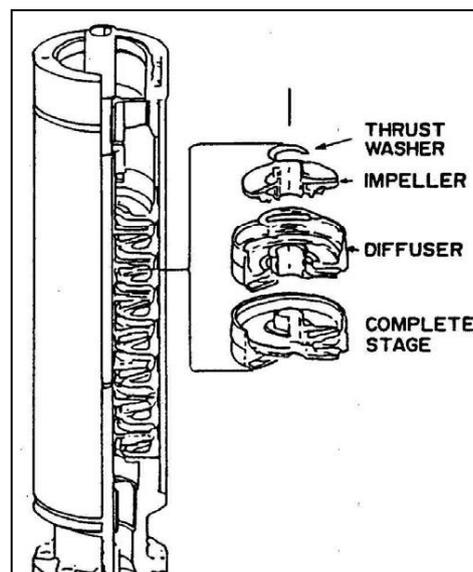
Alat ini akan memisahkan gas dari fluida cair sebelum masuk kedalam pompa atau dengan kata lain untuk memisahkan gas agar hanya fluida cair yang masuk ke dalam pompa. Gas separator berfungsi untuk digunakan pada sumur produksi yang banyak mengandung gas. Apabila gas dalam jumlah yang besar masuk kedalam pompa dapat menimbulkan terjadinya gas *lock* (pompa terisi oleh gas dan tidak dapat memompa fluida) dan dengan demikian penggunaan gas separator akan dapat menaikkan efisiensi pemompaan terutama bagi sumur yang banyak mengandung gas.

2. Pompa *Sentrifugal Multistage*

Pompa *Sentrifugal Multistage* terletak paling atas dari rangkaian ESP, yang terdiri dari multi stage (tingkat) dimana dalam setiap tingkat terdiri dari satu pasang *impeller* dan *diffuser*.

Impeller merupakan bagian dari suatu pompa yang bergerak memutar fluida, sedangkan *diffuser* merupakan media statis dari suatu pompa yang berfungsi untuk menangkap fluida setelah diputar oleh *impeller*, dan mengubah gaya setrifugal menjadi gaya dorong keatas.

Jumlah *impeller* yang digunakan pada pompa tersebut akan menentukan besarnya tekanan intake pompa yang akan berkaitan dengan besarnya volume fluida yang dapat diproduksi, sedangkan jumlah tingkatan dari pada pompa juga akan menentukan jumlah head yang diperlukan pada pompa untuk menangkat fluida sampai kepermukaan dan menentukan jumlah *Horse Power* (HP) untuk menggerakkan pompa tersebut.



Gambar 3.3. Pompa Centrifugal

Impeller terbuat dari bahan *Ni-Resist* atau *Ryton* untuk mencegah terjadinya korosi dan abrasi. Antara *stage* dengan *stage* lainnya dihubungkan oleh poros pompa (*shaft*). Setiap pompa ESP didesain untuk kapasitas tertentu yang biasanya ditunjukkan oleh range laju alir pompa yang berada pada daerah efisiensi yang tinggi. Hal tersebut dapat dilihat pada kurva kinerja pompa yang dikeluarkan oleh pabrik.

3. Kabel Listrik

Kabel listrik memiliki fungsi yang sangat penting yaitu sebagai media untuk mengalirkan aliran listrik dari permukaan sampai ke motor. Kabel listrik ini terdiri dari dua jenis yaitu *Round Cable* dan *Flat Cable*. *Round Cable* adalah kabel listrik yang menghubungkan sumber listrik dipermukaan dari transformer sampai dengan unit pompa sentrifugal. Ujung *Round Cable* tersebut disambung pada *Flat Cable* dan dengan kabel motor. *Flat Cable* berhubungan dengan ruang yang tersedia antara casing dan rangkaian motor adalah relatif sempit sehingga penggunaan *Round Cable* akan menyulitkan pemasangan pompa.

4. Check Valve

Check Valve ini dipasang sekitar 2 sampai dengan 3 joint diatas pompa. Pemasang check valve dimaksudkan untuk mencegah turunnya fluida pada saat pompa dimatikan yang dapat mengakibatkan putaran balik pada pompa, sehingga menyebabkan rusaknya motor dan terjadi kerusakan pada peralatan pompa.

5. Bleeder Valve

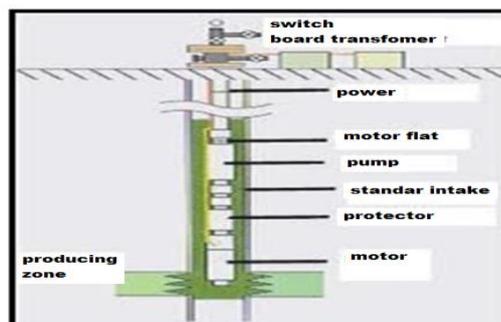
Bleeder Valve dipasang langsung di atas *Check Valve*, bekerja untuk membersihkan cairan dalam pipa dengan cara menjatuhkan bar shinker ke dalam tubing hingga mematahkan plug. Dengan patahnya plug cairan akan mengalir keluar dan dengan mudah menarik keluar peralatan ESP dari dalam sumur.

6. Advanced Gas-Handling (AGH)

AGH dipasang untuk mencegah degradasi kinerja pompa dengan mengkondisikan campuran gas cair, alat ini juga dapat memperpanjang usia peralatan dengan mengeliminasi siklus pompa yang disebabkan *Gas Lock*.

Sistem Kerja ESP

Sistem kerja ESP adalah berawal dari *Electric Power* atau tenaga listrik disuplai dari transformer (*Step Down*) melalui *switch board*. Pada *switch board*, semua perilaku ESP dan kabel akan dikontrol /dimonitor seperti *amper*, *voltage*, dll. Power akan diteruskan dari switchboard ke ESP motor melalui *Power Cable* yang terikat sepanjang tubing dan body ESP. Pada ESP motor, *Electric Power* akan dirubah menjadi *Mechanical Power* (tenaga putaran). Tenaga putaran akan diteruskan ke *Protector* dan *pump* melalui *shaft* yang dihubungkan dengan *coupling*. Shaft dari ESP akan berputar, pada waktu yang bersamaan, *impeller* akan ikut berputar dan mendorong fluida yang masuk melalui *pump intake* atau gas separator kearah permukaan. Fluida yang didorong, secara bertahap akan memasuki tubing dan terus menuju kepermukaan sampai ke stasiun pengumpul.



Gambar 3.4. *Electric Submersible Pump (ESP)*

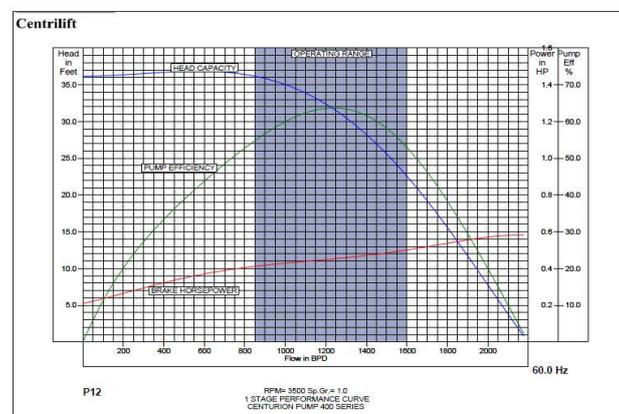
Karakteristik Kinerja *Electrical Submersible Pump* (ESP)

Motor Listrik berputar pada kecepatan relatif konstan, memutar pompa (*impeller*) melewati poros (*shaft*) yang disambungkan dengan bagian *protector*. Power disalurkan ke peralatan bawah permukaan melalui kabel listrik konduktor yang ditempel pada tubing, cairan memasuki pompa yang sedang beroperasi.

Kelakuan pompa berada pada harga efisiensi tertinggi apabila hanya cairan yang terproduksi. Tingginya volume gas bebas menyebabkan operasi pompa tidak efisien. Sistem ESP biasanya hanya dapat menangani gas bebas antara 10% sampai 20 % sebelum kinerja pompa menurun dan terjadi *Gas Lock*.

Dasar Perhitungan *Electrical Submersible Pump*

Pada prinsipnya perencanaan atau desain suatu unit pompa benam listrik untuk sumur-sumur dengan WC tinggi adalah sama seperti perencanaan unit pompa benam listrik biasa, dimana dengan maksimalnya laju produksi yang diinginkan maka maksimal juga produksi air yang terproduksi. Kontrolnya dengan menghitung laju kritis dimana besarnya laju produksi minyak yang diinginkan lebih besar dari laju kritis sehingga terjadi *water coning*. Produksi tersebut terus dilakukan karena masih bernilai ekonomis dan terjadinya *water coning* bersifat wajar untuk sumur-sumur tua yang mempunyai *water cut* yang lebih besar dari 90%.



Gambar 3.5. Kurva Kelakuan Pompa Benam Listrik

Hasil dan Pembahasan

Perancangan *Electric Submersible Pump* (ESP) pada Sumur X dilakukan untuk meningkatkan produktivitas sumur yang sebelumnya menggunakan metode pengangkatan buatan dengan Sucker Rod Pump (SRP). Dengan meningkatnya produktivitas sumur diharapkan dapat meningkatkan profit bagi perusahaan.

Pada sumur X ini yang terletak pada Lapangan Limau berproduksi dengan *Artificial Lift* SRP (*Sucker Rod Pump*) dengan produksi terakhir pada tanggal 13 Agustus 2014 yakni 585 BFPD, dengan *Water Cut* sebesar 68%.

Kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) digunakan untuk mengetahui berapa besar kemampuan sumur untuk mengalirkan fluida reservoir (*Gross*). Dari kurva IPR tersebut dapat direncanakan *Artificial Lift* yang sesuai sehingga dihasilkan laju alir yang optimum disumur tersebut.

Data produksi dan kondisi sumur X.

- Ukuran Casing Produksi : OD 7" ; ID 6.366"

- Ukuran Tubing : OD 2 7/8" ; ID 2.441"
- Total Depth : 5495 ftMD
- Tubing Anchor : 5302 ftMD
- *Dynamic Fluid Level* (DFL) : 2700 ftTVD
- Mid Perforasi (Datum) TVD : 5361 ftTVD
- Tekanan Tubing : 50 Psi
- Fraction Water : 68%
- SG air : 1.018
- SG minyak : 0.927
- Static Fluid Level : 457 ftMD
- Q test : 585 BFPD
- Pr test : 1757 psi
- Pwf test : 928 psi
- Perforasi : 5315 – 5407 ftMD
- Laju Alir Minyak(Qo) : 187 BOPD
- *API Gravity* : 21°

Prosedur Pembuatan IPR Pada Sumur X.

Metode yang digunakan dalam perhitungan ini adalah Metode Vogel dikarenakan tekanan static sumur yang sudah berada dibawah tekanan bubble point (Pb).

1. Menghitung Gradien Fluida (Gf)

$$\begin{aligned}
 Gf &= [(1 - Wc) \times Sgo + (Wc \times Sgw)] \times 0.433 \\
 &= [(1 - 0.68) \times 0.927 + (0.68 \times 1.018)] \times 0.433 \\
 &= 0.428 \text{ psi/ft}
 \end{aligned}$$

2. Menghitung Tekanan Static (Ps)

$$\begin{aligned}
 SFL &= D_{mid\ perf} - \left(\frac{Pr}{Gf} + \frac{Pc}{Gf} \right) \\
 Pr &= [(D_{mid\ perf} - SFL) \times Gf] + Pc \\
 &= 3799 \text{ ftTVD} \times 0.428 \text{ psi/ft} + 50 \text{ psi} \\
 &= 1675 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

3. Menghitung Pwf

$$\begin{aligned}
 Pwf &= [(D_{mid\ perf} - DFL) \times Gf] + Pc \\
 &= [(1604 \text{ mTVD} - 823 \text{ mTVD}) \times 3.281 \times 0.428] + 50 \\
 &= 1146 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

4. Mencari Nilai Qmax

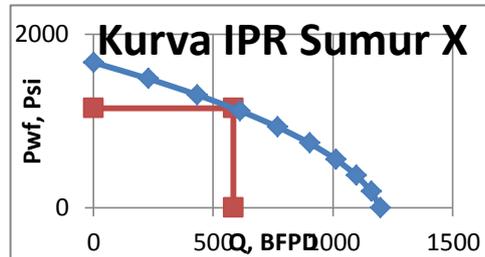
$$Q_{max} = \frac{Q}{1 - 0.2 \left(\frac{Pwf}{Pr} \right) - 0.8 \left(\frac{Pwf}{Pr} \right)^2}$$

$$= \frac{585}{1 - 0.2 \left(\frac{1146}{1675} \right) - 0.8 \left(\frac{1146}{1675} \right)^2}$$

$$= 1197.09 \text{ BFPD}$$

5. Membuat IPR dengan beberapa Pwf Asumsi

Kurva IPR dibuat dengan metode Vogel dengan mengasumsikan beberapa nilai Pwf Plot Q dengan Pwf Asumsi



Gambar 4.1. Kurva IPR Sumur X

Optimasi Produksi dengan ESP Pada Sumur X

1. Penentuan Q desain

$$Q_{desain} = 80\% \times Q_{max}$$

$$= 80\% \times 1197.09 \text{ BFPD}$$

$$= 958 \text{ BFPD}$$

2. Penentuan Pwf desain

$$Pwf_{desain} = 0.125 \times Pr \left(-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{Q}{Q_{max}} \right)} \right)$$

$$= 0.125 \times 1675 \left(-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{585}{1197.09} \right)} \right)$$

$$= 654.51 \text{ psi}$$

3. Penentuan *Specific Gravity* Fluida Campuran

1. *Specific gravity* air = Water Cut x SG Air

$$= 0.68 \times 1.018$$

$$= 0.69$$

2. *Specific gravity* minyak = Oil Cut x SG Minyak

$$= (1 - 0.68) \times 0.927$$

$$= 0.3$$

3. SG Fluida Campuran = SG Air + SG Minyak

$$= 0.68 + 0.3$$

$$= 0.99$$

4. Gradient Fluida (Gf) = SG Fluida Campuran x 0.433 psi/ft

$$= 0.99 \times 0.433 \text{ psi/ft}$$

$$= 0.428 \text{ psi/ft}$$

5. Penentuan Working Fluid Level (WFL)

$$\begin{aligned} WFL &= \text{MidPerfo} - \left(\frac{P_{wf_{desain}}}{Gf} \right) \\ &= 5264 \text{ ftTVD} - \left(\frac{655}{0.428} \right) \\ &= 3736 \text{ ftTVD} \end{aligned}$$

5. Penentuan Pump Setting Depth

PSD akan diset di 1400 mMD (1376 mTVD; 4514.66 ftTVD)

6. Penentuan *Pump Intake Pressure* (PIP)

a. Perbedaan Kedalaman= Mid Perforasi-*Pump Setting Depth* (PSD)

$$= 5264.36 \text{ ft} - 4514.66 \text{ ft}$$

$$= 749.7 \text{ ft}$$

b. Perbedaan Tekanan=Perbedaan Kedalaman x Gf

$$= 749.7 \text{ ft} \times 0.428 \text{ psi/ft}$$

$$= 320.87 \text{ psi}$$

c. *Pump Intake Pressure*= Pwf – Perbedaan Tekanan

$$= 654.51 \text{ psi} - 320.87 \text{ psi}$$

$$= 333.63 \text{ psi}$$

7. Penentuan *Total Dynamic Head* (TDH)

a. Menentukan *Fluid Over Pump* (FOP)

$$\text{Fluid Over Pump (FOP)} = \text{PIP}/Gf$$

$$= 333.63 \text{ Psi} / 0.428 \text{ psi/ft}$$

$$= 779.51 \text{ ft}$$

b. Menentukan *Vertical Lift* (H_D)

$$\text{Vertical Lift } (H_D) = \text{Pump Setting Depth (TVD)} - \text{FOP}$$

$$= 4514.66 \text{ ft} - 779.51 \text{ ft}$$

$$= 3735.15 \text{ ft}$$

c. Menentukan *Tubing Friction Loss* (H_F)

Friction Loss (F) tubing 2 7/8" (2.441 ID) dengan volume total fluida (V_t) 958 BFPD dapat diperoleh dari kurva *Friction Loss* William Hazen (kurva dapat dilihat pada lampiran A) atau dengan menggunakan persamaan:

$$\text{Friction Loss} = \frac{2.083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \left(\frac{Qt}{34.3} \right)^{1.85}}{ID^{4.8655}}$$

Dimana C =94

$$= \frac{2.083 \left(\frac{100}{120}\right)^{1.85} \left(\frac{958}{34.3}\right)^{1.85}}{(2.441)^{4.8655}}$$

$$= 14.38 \text{ ft}/1000\text{ft}$$

$$\begin{aligned} \text{Tubing Friction Loss}(H_F) &= \text{Friction Loss} \times \text{PSD} \\ &= 14.38 \text{ ft}/1000\text{ft} \times 4514.66 \text{ ft} \\ &= 64.9 \text{ ft} \end{aligned}$$

d. Menentukan *Tubing Head* (H_T)

$$\begin{aligned} \text{Tubing Head} (H_T) &= \text{Tubing Pressure (psi)} / G_f \text{ (psi/ft)} \\ &= 50 \text{ psi} / 0.428 \text{ psi/ft} \\ &= 116.82 \text{ ft} \end{aligned}$$

e. Menentukan *Total Dynamic Head* (TDH)

$$\begin{aligned} \text{Total Dynamic Head (TDH)} &= H_D + H_F + H_T \\ &= 3735.156 \text{ ft} + 64.9 \text{ ft} + 116.82 \text{ ft} \\ &= 3916.87 \text{ ft} \end{aligned}$$

8. Pemilihan Pompa

a. Menghitung Jumlah Stage

Dari kurva kemampuan pompa didapatkan hasil head per stage yang optimal untuk pompa IND-1300 pada frekuensi 60Hz sebesar 20.08 head/stage. Maka jumlah stage yang dibutuhkan adalah:

$$\begin{aligned} \text{Number of Stage} &= \left(\frac{TDH}{\text{Head per stage}} \right) + 10 \\ &= \left(\frac{3916.87}{20.08} \right) + 10 \\ &= 205 \text{ stage} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan didapatkan hasil jumlah stage yang dibutuhkan adalah 205 stage, maka digunakan pompa IND-1300 dengan metode tandem (menggunakan dua pompa) berdasarkan hasil diskusi dengan Service company mengenai jumlah stage pada pompa yang dimiliki, stage sebesar 147 stage dan 73 stage. Total stage yang digunakan menjadi 220 stage.

b. Menentukan kapasitas motor

Dari kurva kemampuan pompa didapatkan nilai HP yang optimal untuk pompa IND-1300 pada frekuensi 60Hz sebesar 0.309 HP/stage. Maka total tenaga yang dibutuhkan motor adalah:

$$\begin{aligned} BHP &= \text{HP}/\text{stage} \times \text{Stage} \\ &= 0.309 \times 220 \\ &= 68 \text{ HP} \end{aligned}$$

Maka dipilih motor dengan kapasitas diatas tenaga yang dibutuhkan, yaitu motor dengan tenaga 120 HP 1295 V 59 A, dengan OD motor sebesar 5.4 inch. Dan frekuensi yang dibutuhkan motor sebesar 54Hz dilihat dari pump curve performance untuk Q dan TDH yang diinginkan.

- c. Menentukan Surface Voltage pada Switchboard
- i. Pemilihan kabel
 - (a) Tipe kabel yang dipakai adalah kabel power Presymian AWG #4 dikarenakan ketersediaan dari pihak Service company.
 - (b) Tipe kabel MLE yang dipakai adalah AWG #4 dikarenakan berdasarkan pemilihan motor yang dipakai adalah tipe 540 S.
 - ii. Penentuan Panjang Kabel

Panjang Kabel = PSD TVD + 100 ft

$$= 4593 \text{ ft} + 100 \text{ ft}$$

$$= 4693 \text{ ft}$$
 - iii. Cable Voltage Drop

Dari pembacaan grafik cable voltage drop untuk tipe kabel #4 didapatkan nilai voltage drop sebesar 25v/1000ft
 - iv. Menghitung Surface Voltage

$$\begin{aligned}
 \text{Surface Voltage} &= \text{Motor Voltage} \\
 &+ \left[\left(\frac{\text{Available Frek}}{\text{Frek min}} \right) \times \frac{\text{cable voltage drop} \times \text{panjang cable}}{1000} \right] \\
 &= 1295 + \left[\left(\frac{60}{54} \right) \times \frac{25 \times 4693.4}{1000} \right] \\
 &= 1425.37 \text{ v}
 \end{aligned}$$

Analisa Keekonomian Sumur X

Setelah mendesain pompa, maka akan dilakukan analisa keekonomian untuk sumur X. Analisa keekonomian dilakukan dengan menghitung keuntungan dari jumlah produksi sumur X yang dikurangi dengan semua biaya sewa pompa.

a. Biaya Sewa Pompa

Dengan menggunakan pompa IND-1300, harga sewa pompa per hari adalah 401.84 US\$/hari.

b. Biaya Sewa Engine

Dengan Menggunakan Engine dengan tipe 180 KVA, harga sewa engine per hari adalah 230 US\$/hari.

c. Biaya Jasa Injeksi Air Terproduksi

Biaya untuk menginjeksi air yang terproduksi adalah sebesar 0.08 US\$/bbl. Maka total biaya yang dikeluarkan untuk menginjeksi air yang terproduksi pada sumur X adalah:

$$\text{Total Biaya} = \text{Gross} \times \text{WC} \times \text{biaya per barrel}$$

$$= 958 \times 0.68 \times 0.08$$

$$= 52.12 \text{ US$/hari}$$

d. Biaya Jasa Treating Chemical Produksi

Biaya untuk mentreatment chemical yang terproduksi adalah sebesar 11.79 US\$/1000 bbl. Maka total biaya yang dikeluarkan untuk sumur X adalah:

$$\begin{aligned} \text{Total Biaya} &= \text{Gross}/1000 \text{ bbl} \times \text{biaya treatment} \\ &= 958/1000 \text{ bbl} \times 11.79 \\ &= 11.29 \text{ US\$/hari} \end{aligned}$$

e. Biaya Jasa Treating Chemical Injeksi

Biaya untuk treating chemical injeksi adalah sebesar 11.79 US\$/1000 bbl. Maka total biaya yang dikeluarkan untuk sumur X adalah:

$$\begin{aligned} \text{Total Biaya} &= \text{Gross}/1000 \text{ bbl} \times \text{WC} \times \text{biaya treatment} \\ &= 958/1000 \text{ bbl} \times 0.68 \times 11.79 \\ &= 7.68 \text{ US\$/hari} \end{aligned}$$

f. Biaya Sewa Pompa Transfer

Biaya untuk sewa pompa transfer adalah sebesar 0.125 US\$/bbl. Maka total biaya yang dikeluarkan untuk sumur x adalah:

$$\begin{aligned} \text{Total Biaya} &= \text{Nett} \times \text{biaya sewa} \\ &= 306.56 \times 0.125 \\ &= 38.32 \text{ US\$/hari} \end{aligned}$$

Maka total biaya sewa ESP adalah:

$$\begin{aligned} \text{Total Biaya Sewa ESP} &= 401.84 + 230 + 52.12 + 11.29 + 7.68 + 38.32 \\ &= 741.25 \text{ US\$/hari} \end{aligned}$$

Kesimpulan dan Saran

Dari hasil evaluasi pada pompa terpasang dan optimasi dengan menggunakan pompa ESP serta analisa keekonomian pada sumur X lapangan Y dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Dari hasil perhitungan dan pembuatan IPR, didapat kemampuan laju alir fluida maksimal pada sumur X sebesar 1197.09 BFPD.
2. Pada perencanaan ESP untuk sumur X yang didesain dapat menghasilkan laju alir sebesar 958 BFPD atau 80% dari Qmax, dibutuhkan pompa tipe IND-1300 dengan jumlah stage 220 menggunakan metode tandem (147 stage dan 73 stage).
3. Pada perencanaan ESP dengan menggunakan pompa tandem dibutuhkan tenaga yang lebih besar yaitu dengan motor tipe 540 S (120 HP 1295 V 59 A) pada frekuensi minimal 54 Hz dengan voltase pada Switchboard sebesar 1425.37 volt dan menggunakan engine dengan kapasitas 160 KVA.
4. Pada analisa keekonomian penggunaan pompa ESP pada sumur X dapat menghasilkan keuntungan sebesar 27,381.95 US\$/hari bagi perusahaan.
5. Dari hasil evaluasi secara keseluruhan dapat disimpulkan penggantian pompa SRP menjadi pompa ESP dapat meningkatkan produksi sumur sebesar 119.36 BOPD sehingga dapat meningkatkan profit bagi perusahaan sebesar 10,664.76 US\$/hari.

Daftar Simbol

μ = Viskositas Cairan, cp

Bo	= Formasi Volume Faktor, bbl/STB
D	= Kedalaman Sumur, Ft
d(P)	= Perubahan Tekanan yang Dihasilkan Pompa
d(St)	= Perubahan Jumlah Stage
Fw	= Fraction Water, Fraksi %
Gf	= Gradient Fluida Sumur, Psi/Ft
GLR	= Gas Liquid Ratio, SCF/STB
GOR	= Gas Oil Ratio, SCF/STB
h	= Ketebalan Formasi, Ft
Hs	= Suction Head, Ft
k	= Permeabilitas Efektif, mD
Pc	= Tekanan Pada Casing, Psi
PI	= Productivity Index
Pr	= Tekanan Reservoir, Psi
Ps	= Tekanan Statik Sumur, Psi
PSD	= Pump Setting Depth, Ft
Pwf	= Tekanan Alir Dasar Sumur, Psi
Q	= Laju Alir, BPD
Qmax	= Laju Alir Cairan Maksimum, BPD
re	= Radius Drainage Sumur, Ft
rw	= Radius Sumur, Ft
SFL	= Statik Fluid Level, Ft
WC	= Water Cut, Fraksi %
WFL	= Working Fluid Level, Ft
ρ	= Densitas Fluida, Lb/Cuft

Daftar Pustaka

Brown, Kermit E, "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume 1, Tulsa, Oklahoma, 1990.

Brown, Kermit E, "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume 4, Tulsa, Oklahoma, 1992.

Burcik, Emil J, "Properties of Petroleum Reservoir Fluids", The Pennsylvania State University, Boston, 1957.

Epsindo Jaya Pratama, "Sizing and Selection of Electric Submersible Pump", Oil Well Electric Submersible Pumping System Services & Part Manufacture, 2008.

Teknik Produksi Lanjut, "Kumpulan Catatan", ITB, Bandung.