

**PERANCANGAN ULANG DESAIN ARTIFICIAL *LIFT*
ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP UNTUK
MENINGKATKAN PRODUKSI PADA SUMUR “X”
LAPANGAN” Y”**

JURNAL TUGAS AKHIR

MOCHAMAD ADITYA CITRA NUGRAHA

124.15.007



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITUT TEKNOLOGI DAN SAINS BANDUNG
KOTA DELTAMAS
JUNI 2022**

LEMBAR PENGESAHAN

**PERANCANGAN ULANG DESAIN ARTIFICIAL *LIFT*
ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP UNTUK
MENINGKATKAN PRODUKSI PADA SUMUR “X”
LAPANGAN” Y”**

JURNAL TUGAS AKHIR

MOCHAMAD ADITYA CITRA NUGRAHA

124.15.007

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik
Pada Program Studi Teknik Perminyakan

Menyetujui,
Kota Deltamas, 17 Juni, 2022

Pembimbing



(Sudono, S.T., M.T.)

NIDN :0400057103

ABSTRAK

PERANCANGAN ULANG DESAIN ARTIFISIAL *ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUPM* UNTUK MENINGKATKAN LAJU PRODUKSI PADA SUMUR “X” LAPANGAN “Y”

Oleh : Mochamad Aditya CN

Pembimbing 1 : Ir. Sudono, MT

Proses pengangkatan fluida dari sumur kepermukaan terdiri dari beberapa metode, antara lain sumur sembur alam (*Natural Flow*) dan ada yang dibantu dengan pengangkatan buatan yang sering disebut sumur sembur buatan (*Artificial Lift*). Apabila tekanan formasi sudah mulai mengecil sehingga tidak dapat untuk mengangkat fluida kepermukaan, maka baru dilakukan pengangkatan buatan. Salah satu pengangkatan buatan yang bisa dilakukan adalah dengan metoda *Electric Submersible Pump (ESP)*.

Dalam studi ini memiliki tujuan yaitu, Untuk mengetahui penyebab penurunan produksi suatu sumur, Untuk mengetahui jenis pompa pengganti yang cocok, Untuk mengetahui laju produksi yang optimum setelah penggantian pompa, Untuk mengetahui seberapa besar peningkatan laju produksi setelah penggantian pompa.

Metode yang digunakan dalam studi ini ada, Study Literature Dengan cara menelaah literatur-literatur yang berhubungan dengan ESP. Penyebab mengapa produksi sumur adalah karena tekanan reservoir menurun sehingga fluida yang dihasilkan menurun, selain dari tekanan *Reservoirnya* menurun dan *Water Coning*.

Pompa pengganti yang cocok untuk sumur X adalah REDA SN2600, tingkat efisiensi diperoleh hasil $q_0=2850$ BFPD dan efisiensi pompa 67% atay 70%, yang terbesar dari 3 pompa yang direkomendasikan. Pada sumur “X” di lapangan “Y”, sumur ini mempunyai laju alir sebesar 1375 BFPD, Tetapi dalam perhitungan *Index Productivity Relationship*, Sumur X memiliki Q_{max} sebesar 3565,538 BFPD, jadi sumur ini masih dapat di optimasi. Maka laju optimum dari sumur X adalah 2850 BFPD. mengalami peningkatan produksi sebesar 1475,83 BFPd

ABSTRACT

process of *Lifting* the fluid from wells to the surface has some *Methods* there are natural *Flow* and *Artificial Lift Method*, when the *Pressure* of the formation was low in order that not able to *Lift* the fluid into surface therefor would be have *Artificial Lift Method*, one of the artificial *Method* that could be use is Electrical Sum mersible pump *Method*, this research study has purpose to analyst cause of the reduction of wells production, the optimum level of production after pump replacement, and to analyst how impact for increasing production after pump replacement, research *Method* that used is Study literature, how to observe and analyst the literatures which related to ESP. the cause of why the well production decreased is because the Reservoir *Pressure* drop in order the fluid produced was reduced , beside of the Reservoir *Pressure* and *Water Coning*.

the replacement pump that fit for oul well X is REDA SN2600 the effeciency level from xxxc and pump effeciency 67% or 70% , one of the biggest of 3 pumps recommendation. in oil well “X” in offshore “Y”, the wells has 1375 BFPD but in the calculation index productivity relationship, well X has Qmax 3565,538 BFPD, in result the well still be able to optimization,. and when optimum from well 2850 BFPD is therefore will increase the production about 1475,83 BFPD Oil well.

1. Pendahuluan

Secara umum tahap produksi minyak pada suatu sumur awalnya dapat berproduksi secara alamiah (*Naturally Flow*), hal ini dikarenakan tekanan *Reservoir* cukup mampu untuk mengangkat fluida hidrokarbon ke permukaan. Setelah diproduksi secara *Naturally Flow* untuk waktu

yang cukup lama, tekanan *Reservoir* akan mengalami penurunan dan mengakibatkan laju produksi menurun sehingga dibutuhkan metode pengangkatan buatan *Artificial Lift*. Namun seiring berjalannya waktu produksi, suatu sumur dapat mengalami beberapa

masalah yang mengakibatkan terhambatnya laju produksi menurunkan produktivitas dari sumur tersebut.

Penurunan produksi pada suatu sumur, dapat juga diakibatkan oleh alat yang dapat dilihat dari penurunan laju produksi yang tidak wajar. Kemudian adanya nilai *efficacy* yang rendah. Untuk memperbaiki kondisi tersebut, dapat mengevaluasi dan *reDesign Artificial Lift* tersebut. ESP adalah Salah satu metode dari *Artificial Lift* merupakan Pengangkatan buatan yang menggunakan pompa centrifugal dan digerakkan dengan motor listrik yang dipasang di dalam sumur. Prinsip kerja ESP adalah memompakan fluida dari dalam sumur ke permukaan karena tekanan *Reservoir* sudah tidak mampu lagi mengangkat fluida ke permukaan. Dalam desain ESP dipengaruhi oleh laju produksi kapasitas sumur dan sifat fluida yang akan dipompakan maka dari itu diperlukan data perlakuan *Reservoir* dari sumur tersebut sehingga desain ESP perlu di evaluasi untuk mengoptimisasi produksi suatu sumur.

2. Tinjauan Pustaka

2.1 *In Flow Performance Relationship*

Kurva *InFlow Performance Relationship* (IPR) adalah kurva yang menggambarkan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi, yang dinyatakan dalam bentuk hubungan antara laju produksi terhadap tekanan alir dasar sumur (*Pwf*) Menurut (Boyun Guo, 2007). Dalam persiapan pembuatan kurva IPR terlebih dahulu harus diketahui *Productivity Index* (PI) sumur tersebut, yang merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk berproduksi.

InFlow Performance Relationship (IPR) pada suatu sumur minyak adalah kemampuan sumur mengalirkan fluida dari *Reservoir* atau juga dapat didefinisikan sebagai hubungan antara laju alir dengan tekanan alir dasar sumur. Besarnya kemampuan sumur mengalirkan fluida tersebut dipengaruhi beberapa hal antara lain adalah *Reservoir Pressure* (\bar{P}), *Pressure Bubble* (P_b), *Pressure While Flowing* (*Pwf*), Jari-jari Pengurasan (R_e), Permeabilitas Rata Rata (K), Viscositas Minyak (μ), Factor Volume Formasi (B_o).

IPR merupakan salah satu cara yang digunakan untuk mengevaluasi performa *Reservoir* dalam teknik produksi. IPR dibagi menjadi beberapa jenis yaitu single phase , two phase, three-phase.

2.2 Tubing Performance Relationship (TPR)

Kemampuan suatu formasi untuk memproduksi fluida yang dikandungnya pada tekanan tertentu dapat diketahui dengan membuat IPR dari masing-masing sumur. Secara umum, sumur-sumur yang baru ditemukan mempunyai tenaga pendorong alami berupa energi tekanan yang besar sehingga dapat mengalirkan fluida hidrokarbon dari *Reservoir* ke permukaan. Selanjutnya, untuk mengetahui banyaknya laju alir yang akan dialirkan menuju permukaan dapat diperkirakan dengan menggunakan sistem nodal analisis dengan membuat hubungan *InFlow Performance Relationship* (IPR) dan *Tubing Performance Relationship* (TPR).

Tubing Performance Relationship (TPR) merepresentasikan kemampuan tubing untuk mengalirkan fluida.

Optimasi tubing perlu dilakukan untuk menghasilkan suatu sistem produksi yang optimal. Melalui sistem nodal analisis dapat diperkirakan besarnya tubing optimum yang akan digunakan untuk suatu sumur. Pemilihan tubing dapat ditentukan dengan mencari laju alir optimum setiap sumur menggunakan *sensitivity analysis* antara kurva TPR dengan variasi berbagai ukuran tubing terhadap kurva IPR.

2.3 Analisis Optimasi Tubing

Perpotongan antara grafik IPR dan TPR di semua ukuran tubing dengan nilai laju alir yang berbeda. Grafik IPR merepresentasikan aliran dari *Reservoir* ke *Bottom Hole* dan grafik TPR merepresentasikan aliran di media pipa. Laju alir sendiri adalah besarnya *rate* yang kita peroleh pada kondisi kompleksi sumur (TPR) tertentu dengan kondisi performance *Reservoir* di sumur (IPR) tertentu membuat sistem di *Reservoir* dan sistem produksi akan mencapai kesetimbangan pada suatu -harga Q dengan P_{wf} tertentu. Titik perpotongan yang terjadi biasa disebut dengan *operating Condition*. Jika TPR dan IPR masih berpotongan,

hal itu berarti dengan ukuran tubing tersebut fluida masih bisa mengalir, namun bila TPR dan IPR sudah tidak berpotongan lagi hal ini berarti dengan ukuran tubing tersebut tidak lagi ada aliran yang tercapai. Dari data tersebut terlihat bahwa semakin besar ukuran tubing yang digunakan maka laju alir yang dihasilkan juga akan semakin besar. Hal tersebut dimungkinkan karena semakin besar ukuran tubing, maka penurunan tekanan (*Pressure drop*) sepanjang pipa tubing akan semakin kecil sehingga fluida yang dapat diproduksi akan semakin besar yang ditunjukkan oleh tekanan alir dasar sumur yang mempunyai harga terkecil

2.4 Flow Correlation

Flow correlation adalah persamaan yang berfungsi untuk melakukan pendekatan *Pressure drop* aliran fluida dalam pipa. Banyak *Flow correlation* yang dikembangkan untuk menghitung dan menentukan kehilangan tekanan sepanjang tubing produksi atau *tubing performance relationship* (TPR). *Flow correlation* dipengaruhi oleh berbagai macam faktor seperti diameter pipa, tekanan *wellHead*,

2.5 Future IPR

Seiring dengan waktu kemampuan alir dan tekanan *Reservoir* akan menurun. Pada *two-phase Reservoir*, penurunan kemampuan alir dan tekanan *Reservoir* dikarenakan oleh turunya permeabilitas relatif dari *Reservoir* akibat naiknya viskositas minyak. *Future IPR* dapat diprediksi untuk metode Vogel dan Wiggins.

Persamaan yang dapat digunakan untuk mencari $q_{o \max \text{ future}}$ untuk metode Vogel adalah .

3 . Metode Ilmiah

3.1 Kurva InFlow Performance Relationship (IPR)

Metode Vogel

digunakan dalam menentukan Kurva *InFlow Performance Relationship* (IPR) pada sumur “X” dengan parameter-parameter meliputi tekanan *Reservoir*, tekanan laju alir, dan *Productivity Index*.

3.2 Penentuan kurva *OutFlow Performance Relationship* (OPR)

Kurva *OutFlow Performance Relationship* (OPR) sumur “X” dibuat untuk mengetahui hubungan dengan kurva IPR, fluida akan mengalir apabila kurva IPR saling berpotongan dengan TPR. Perpotongan tersebut dinamakan dengan *Operating Point* yang fungsinya untuk mengetahui laju alir minyak yang diperoleh disurface.

Kurva OPR dibuat dari data tubing dan data dari fluida

Reservoir kemudian dikalkulasikan dengan korelasi *Vertical Flow* yang tersedia. Penentuan kurva OPR menggunakan korelasi *Hagedorn and Brown*.

3.3 Kurva IPR *Future dan Lifetime*

Kurva IPR *Future dan Lifetime* pada sumur “X” dibuat untuk memprediksikan jumlah produksi fluida yang akan diproduksi untuk beberapa tahun kedepan dengan asumsi penurunan tekanan disetiap tahun dari *History* produksi sumur tersebut.

3.4 *Screening Artificial Lift*

Screening Artificial Lift dilakukan untuk mengetahui jenis pompa/*Artificial Lift* yang akan dipasang dan berdasarkan kriteria-kriteria dari pompa yang cocok untuk sumur

tersebut. Penulis menggunakan metode pencocokan melalui *Table Artificial Lift Screening and Selection*.

3.5 Pressure Well Flowing (Pwf)

Pressure Well Flowing atau Tekanan Dasar Sumur adalah tekanan yang digunakan untuk mengontrol tekanan *Reservoir* agar laju produksi menjadi optimal, karena jika laju produksi terlalu cepat bisa mengakibatkan perubahan fasa dari fasa cair menjadi fasa gas (*Learning Petroleum*, 2015).

3.6 Productivity Index

Productivity Index (PI) adalah perbandingan laju produksi yang dihasilkan oleh suatu sumur pada suatu harga tekanan aliran dasar sumur tertentu dengan perbedaan tekanan dasar sumur pada keadaan

statis (P_s) dan tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran (P_{wf}) yang secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut :

$$PI = \frac{Q}{PS - PWF}$$

Q = Aliran fluida ,
 FT

PS = Tekana *Static*,
 psi

P_{wf} = Tekanan *well Flowing*,
 psi

3.7 Pump Setting Depth

Pump Setting Depth adalah proses dimana pompa akan dipasang terlebih dahulu untuk mengetahui kedalaman sumur tersebut sebelum pompa dipasang parameter-parameter yang menentukannya yaitu SFL, DFL yang dimana merupakan hasil dari Sonolog Test untuk mengetahui ketinggian fluida.

$$PSD_{min} = DFL + \left(\frac{P_b}{G_f} + \frac{p}{G_f}\right) Ft$$

$$PSD_{max} = DFL + \left(\frac{P_b}{G_f} + \frac{P_c}{G_f}\right) Ft$$

Merupakan posisi pada saat keadaan yang kurang menguntungkan sehingga keadaan yang memungkinkan terjadinya *Overload* yaitu pengangkatan beban kolom fluida yang terlalu berat.

3.8 Pump Intake Pressurre

Persamaan yang digunakan untuk menghitung *Pump Intake Pressure*:

- Perbedaan Kedalaman = Mid Perforasi – Pump Setting Depth
- Perbedaan Tekanan = Perbedaan kedalaman × Gradien fluid
- *Pump Intake Presurre* = PWF – Perbedaan Tekanan

3.9 Vertical Lift

Vertical Lift (HD) yaitu jarak vertikal yang dilalui fluida untuk sampai kepermukaan.

Sebelum menghitung HD terlebih dahulu diketahui nilai *Fluid Over Pump* (FOP) menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$FOP = \frac{PIP}{G_f}$$

nilai HD merupakan selisih antara *Pump Setting Depth* (PSD) dengan *FluidOver Pump* (FOP) :

$$HD = PSD - FOP$$

kecepatan yang sama, *Velocity Head* = $V^2/2.g$.

Dengan mengabaikan selisih elevasi inlet dan outlet pompa maka energi pada kedua titik ini dapat dinyatakan sebagai berikut (Sudjati Rachmat, 2004) :

$$Es = PS + \frac{Vs^2}{2g} \text{ Dan } Ed = PD + \frac{Vd^2}{2g}$$

Es = Energi Pada Lubang Masuk (Suction) pompa .

Ps = Tekanan Pada Lubang Masuk.

$\frac{Vs^2}{2g}$ = Kecepatan (dinyatakan dalam

Head) pada lubang masuk.

E_d = Energi pada lubang keluar (*Pump Discharge*).

P_d = Tekanan pada lubang keluar.

$\frac{v_d^2}{2g}$ = Kecepatan (dinyatakan dalam *Head*) pada lubang keluar.

Persamaan-persamaan yang digunakan untuk menghitung *Total Dynamic Head* :

Net dinamic lift = *D midperfo* –

$$\frac{P_{wfd} \times 2,31}{SG \text{ fluida}} = () \text{ feet}$$

$$Head = \frac{P_t \times 2,31}{SG \text{ fluida}}$$

$$TDH = DFL + Friction Loss + WHP$$

Keterangan :

TDH = Total *Dynamic Head*, ft

P_{wfd} = Tekanan alir sumur yang direncanakan, Psi

P_t = Tekanan kepala Tubing, Psi

3.10 Pemilihan Ukuran dan Tipe Pompa

Pemilihan tipe pompa ditentukan berdasarkan pada laju

produksi yang diharapkan pada rate yang sesuai dengan ukuran casingnya.

3.11 Menentukan Stages dan Effisiensi Pompa

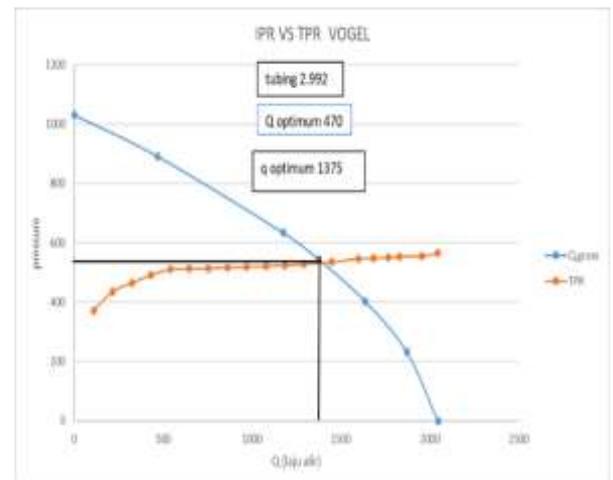
Persamaan yang digunakan untuk menghitung *Stages* dan *Hertz Power* sebagai berikut :

$$Stages = \frac{Total \text{ dinamic head}}{head/stage}$$

$$HP \text{ hidrolik} = \frac{q \text{ produksi} \times stage \times SG \text{ campuran}}{136000}$$

$$EF = \frac{HP}{HP \text{ plot}}$$

4. Analisis



Lampiran 1. IPR Pudjo Method sumur “X”

Pada Kurva Tergambar titik perpotongan sistem di *Reservoir* dan sistem produksi Mencapai kesetimbangan harga Q dengan pwf atau Titik *Operating Condition*, dimana kemampuan sumur “X” Mengalirkan fluida dari *Reservoir* dan kemampuan formasi untuk memproduksi fluida yang dikandungnya akan optimal pada tekanan Pwf 544 Psi dan laju alir fluida Q sebesar 1375 BFPD dengan ukuran tubing 2.992 “. Kurva IPR merepresentasikan aliran di pipa.

Pada titik perpotongan kurva IPR dan TPR diatas, dapat disimpulkan bahwa dengan ukuran tubing tersebut flida masih bisa mengalir. Dari data tersebut terlihat bahwa semakin besar ukuran tubing yang digunakan maka semakin besar, juga laju alir yang dihasilkan. Hal ini dimungkinkan karena semakin besar ukuran tubing yang digunakan, semakin besar juga juga penurunan tekanan sepanjang pipa Tubing akan semakin kecil sehingga fluida yang dapat diproduksi akan semakin besar yang ditunjukkan oleh tekanan alir dasar sumur yang mempunyai harga terkecil.

4.1 Berdasarkan kurva Inflow Performance Relationship (IPR)

Analisa kurva Inflow Performance Relationship dibuat menggunakan persamaan, Pudjo Sukarno, Standing dan Harrison. Ke 3 metode tersebut merupakan persamaan IPR yang memperhitungkan kerusakan (*skin*) dan *flow efficiency*, sehingga kedua metode tersebut tepat digunakan pada sumur ini.

Kemudian dilakukan perbandingan kurva IPR VS TPR pada kondisi sebelum Redesain pompa untuk menentukan kemampuan laju produksi optimum sumur minyak. Berikut ini merupakan grafik perbandingan IPR VS TPR antara kedua kondisi tersebut.



Lampiran 2 . IPR Gabungan

Kondisi optimal pada tekanan Pwf 544 Psi dan jal alir fluida Q sebesar 1375, dan 1500 BFPD dengan ukuran tubing 2,922 “. Kurva IPR merepresentasikan aliran di pipa ketiga metode IPR (pudjo, standing dan horrisson) tersebut memperhitungkan nilai *skin* dan juga *flow efficiency* (FE) , namun setelah dibandingkan dengan data observasi (vogel) dari data lapangan, maka metode IPR dari Pudjo Sukarno yang paling mendekati dengan data observasi.

Perhitungan evaluasi ESP terpasang pada sumur X akan dilakukan dengan langkah-langkah sebagai berikut.

Menghitung *Gradient Fluida*

$$(G_f)\gamma_{\text{Fluida Campuran}} = (\text{Water Cut} \times \gamma_w) + (\text{Oil Cut} + \gamma_o)$$

$$= (0.98 \times 1.01) + (1 - 0.98 \times 0.8385)$$

$$= 1.0066$$

Gradient Fluida

$$= \gamma_{\text{Fluida Campuran}} \times 0.433 \text{ Psi/ft}$$

$$= 1.0066 \times 0.433 \text{ Psi/ft}$$

$$= 0.438 \text{ Psi/ft}$$

Menghitung *Pump Intake Pressure* (PIP)

$$\Delta_D = D_{\text{mid Perfo}} - \text{PSD}$$

$$= 6384.5 - 5958$$

$$= 724 \text{ ft}$$

$$\Delta_P = \Delta_D \times G_f$$

$$= 724 \text{ ft} \times 0.4 \text{ Psi/ft}$$

$$= 289.6 \text{ Psi}$$

$$\text{PIP} = P_{\text{wf}} - \Delta_P$$

$$= 544 \text{ psi} - 185 \text{ Psi}$$

$$= 288 \text{ Psi}$$

Penentuan *Total Dynamic Head* (TDH)

$$\text{Fluid Over Pump} = \frac{\text{Pump Intake Pressure}}{G_f}$$

$$= \frac{288 \text{ Psi}}{0.4358 \text{ Psi/ft}} = 523 \text{ ft}$$

$$\text{Vertical Lift (Hd)} = \text{PSD} - \text{FOP}$$

$$= 5698 \text{ ft} - 523.6 \text{ ft} = 5136 \text{ ft}$$



Gambar 3. Plot Friction Lost 2015 “training Module traditional design Methodology” Total Dynamic .(hal 24) ,Schlumberger.

Perhitungan *friction loss* yang dilakukan menggunakan persamaan Hazen-Williams. Dimana C merupakan koefisien *friction loss* yang nilainya tergantung umur tubing. Tubing baru memiliki nilai C = 120, $Q_t = 1357$ (*training Module traditional design Methodology Total Dynamic.pdf*, hal 24).

$$\frac{(2,083 \times \left(\frac{100}{c}\right)^{1,85} \times \left(\frac{Q_t}{34,3}\right)^{1,85})}{(ID^{4,8655})}$$

$$= \frac{(2,083 \times \left(\frac{100}{120}\right)^{1,85} \times \left(\frac{1375}{34,3}\right)^{1,85})}{(2,992^{4,8655})}$$

$$= 6,637 / 1000 \text{ ft}$$

$$HF = 37.4 \text{ ft/bfpd}$$

$$\text{Tubing Head (H}_T\text{)} = PIP = FBHP - (L \text{ PVD} - PSD) * GF$$

$$BHP = (L \text{ PVD} - PSD) * GF - PIP$$

$$= (6807 - 5659) * 0.433 - 228.045 = 882$$

$$\text{Total Dynamic Head} = H_D + H_F + H_T$$

$$= 4,837.954 + 142.310 + 142.310 = 5828 \text{ ft}$$

Penentuan *Effisiensi* Volumetris (%EV) Tiga parameter terukur dari performance/kinerja Pompa (teori

dasar pompa, backer hugnes centrilif Slide 74):

Lift ('Head')/Tinggi tekan.

Flow Rate/ laju aliran atau kapasitaas pompa..

Daya yang dibutuhkan untuk menggerakkan pompa (or Motor Load).

Dari parameter diatas, Efisiensi Hidrolik suatu pompa dapat dihitung, Persamaannya:

$$A. \text{ Head Per Stage (feet/Stage)} = \frac{TDH}{\text{Stage}}$$

$$= \frac{5828 \text{ ft}}{20 \text{ FT/Stage}} = 291 \text{ STAGE}$$

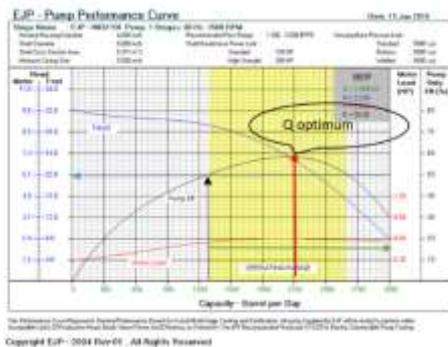
Berdasarkan *Head per Stage* sebesar 20 ft/Stage, maka dari Dari Lampiran gambar plot *Pump Curve* untuk tipe EJP-IDN2150, 60 Hz Sehingga efisiensi volumetris dapat ditentukan dengan persamaan berikut:

B. Mencari %EF

$$HP = \frac{1375 \text{ BFPD} \times GF \times \text{XSTAGE}}{136000}$$

$$\frac{1375 \text{ BFPD} \times 1.0066 \times 20}{136000} = 0.2$$

$$Ef = \frac{0.203534375}{HP \text{ PLOT}} = \frac{0.203534375}{0.54} = 37\%$$



Gambar 4. Plot stage sumur “X” pada kurva ESP 2150 EJP

Hasil dari evaluasi pada *electric submersible pump* yang terpasang pada sumur kajian X mempunyai harga efisiensi volumetris masing-masing yaitu 37%. Pada pompa *electric submersible* di bawah *Recomended Oprating Range*, yang menyebabkan pompa bekerja *downtrusht*. Sumur X diperlukan perencanaan ulang terhadap pompa terpasang.

4.2 Perencanaan Ulang Desain *Electric Submersible Pump* “X”

Tabel 1. Catalog REDA 2017.”ESP REDA *Catalog*”(Hal 5).Schlumberger

Dalam perencanaan ulang pompa *Electric Submersible Pump*, perlu di ketahui dasar apa yang menjadi alasan kenapa di lakukan perencanaan ulang pompa tersebut,

Pada sumur X, Terpasang Pompa Reda EJP-IDN2150, 291 *Stage*, 125 HP, 50 Hz, PSD 5659 ft .

Alasan dilakukannya Perencanaan ulang adalah:

1. Karena pompa memiliki efisiensi volumetris sebesar 37% sehingga mengakibatkan laju produksi dari sumur X turun, dan tidak sesuai lagi dengan laju alir yang diharapkan. Karena dari data IPR Vogel, Pudjo, *Standing* dan horrisson sumur mempunyai laju alir maximal sebesar 2048,5- 3501 BFPD.
2. Karena Pompa bekerja dibawa *Recomended Oprating Range* sehingga pompa mengalami *Down Trust*. Ini akan mengakibatkan kerusakan pada pompa terutama *Impellernya*.

4.3 Menentukan Pompa

Dalam menentukan jenis pompa yang akan digunakan, penulis

Pump Summary - 425 to 125 Series					
Series	QD (in.)	Pump Type	Geometry	Capacity Range - Recommended Limits	
				QD (in.)	QD (in.)
425	1.5 (1.6)	VSD	MacFlow	425-100	56-115
				425-150	130-240
				425-200	190-350
				425-250	250-510
725	1.5 (1.6)	VSD	MacFlow	725-100	140-280
				725-150	350-700
				725-200	510-1020
				725-250	700-1400
912	4.5 (2.0)	VSD	MacFlow	912-100	180-360
				912-150	450-900
				912-200	630-1260
				912-250	840-1680
916	3.0 (2.0)	VSD	MacFlow	916-100	180-360
				916-150	450-900
				916-200	630-1260
				916-250	840-1680
918	3.0 (2.0)	VSD	MacFlow	918-100	180-360
				918-150	450-900
				918-200	630-1260
				918-250	840-1680
100	0.8 (2.0)	VSD	MacFlow	100-100	100-200
				100-150	150-300
				100-200	200-400
				100-250	250-500
125	0.25 (2.0)	VSD	MacFlow	125-100	100-200
				125-150	150-300
				125-200	200-400
				125-250	250-500

menggunakan katalog dari REDA.

4.4 Redesain Pompa

Dalam perencanaan ulang desain *Electric Submersible Pump* kita harus mencari kemampuan dari alur alir maksimal, yaitu 80% dari Q max.

Penentuan Q Target

$$Q_{\text{Target}} = 80\% \times Q_{\text{max}} = 80\% \times 1983 = 1551 \text{ BFPD}$$

Penentuan DFL Pada Q_{target} DFL = D

$$\text{datum} - \left(\frac{P_{wf}}{G_f} - \frac{P_c}{G_f} \right) = 6384,5 - \left(\frac{544}{0,4358} - \frac{0}{0,4358} \right) = 5136,3 \text{ Ft}$$

$$\text{Penentuan PSD} = D_{\text{well}} - \left(\frac{p_{wf}}{g_f} + 100 \right)$$

$$= 6807.74 - \left(\frac{544}{0.43584481} + 100 \right) = 5659.5 \text{ Ft}$$

PIP= A. perbedaan kedalaman

$$= D_{\text{datum}} - \text{PSD}$$

$$= 6384.5 - 5659.5 = 725 \text{ Ft}$$

perbedaan tekanan

$$= \Delta d \times G_f = 724.9256892 \times 0.43584481 = 315.9550993 \text{ Psi}$$

$$\text{Perbedaan Tekanan PIP} = p_{wf} - \Delta p$$

$$= 544 - 315.95 = 228 \text{ Psi}$$

Penentuan *Total Dynamic Head* (TDH)

$$\text{Fluid Over Pump} = \frac{\text{Pump Intake Pressure}}{G_f} =$$

$$\frac{228.045 \text{ Psi}}{0,4358 \text{ Psi/ft}} = 523.2 \text{ ft}$$

$$\text{Vertical Lift (Hd)} = \text{PSD} - \text{FOP}$$

$$5659.5 \text{ ft} - 523.2 \text{ ft} = 5136,3 \text{ ft}$$

Fricction

$$\text{Loss} = \frac{(2,083 \times \left(\frac{100}{c}\right)^{1,85} \times \left(\frac{Q_t}{34,3}\right)^{1,85})}{(ID^{4,8655})} =$$

$$\frac{(2,083 \times \left(\frac{100}{120}\right)^{1,85} \times \left(\frac{1638,83}{34,3}\right)^{1,85})}{(2,992^{4,8655})}$$

$$= 8.30 / 1000 \text{ ft}$$

$$\text{Tubing Friction Loss (HF)} =$$

$$= (\text{Friction Loss} \times \text{PSD}) / 1000 \text{ ft} =$$

$$= (8.30 \times 5659.5) / 1000 = 47 \text{ ft/bfpd}$$

$$\text{Tubing Head (H}_T = \text{PIP} = \text{FBHP} -$$

$$= (L_{PVD} - \text{PSD}) \times G_f$$

$$\text{BH}_p = (L_{PVD} - \text{PSD}) \times G_f - \text{PIP}$$

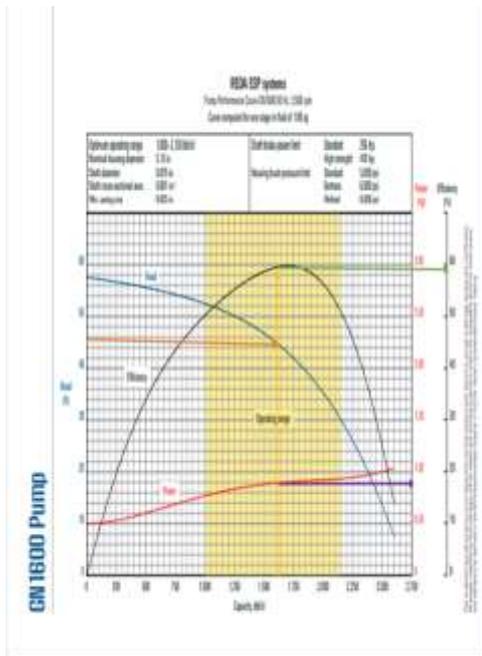
$$(6807 - 5958) \times 0.433 - 228.045$$

$$= 882 \text{ psi}$$

$$\text{Total Dynamic Head} = H_D + H_F + H_T$$

$$= 5136,3 + 145 + 882 = 6066 \text{ ft/psi}$$

Menentukan *Stage*



gambar 1. Plot *Efficiency* Pompa

2017.”ESP REDA *Catalog*”(Hal 265).Schlumberger

Untuk menentukan *Stages* terlebih dahulu memplot garis *Stages* sesuai dititik 1600 karena produksi yang penulis inginkan adalah 15 BFPD.

$$Stages = \frac{TDH}{STAGE}$$

Menentukan

$$Hp = \frac{Qt \times stage \times sg \text{ cam}}{136000}$$

$$= \frac{16000 \times 44 \times 1,0066}{136000} = 0.32 \text{ hp}$$

$$Effisiensi = \frac{Hp}{HP \text{ PLOT}} = \frac{0.328}{0.9}$$

= 61%

Menentukan *Housing*

Tabel 2. HOUSING ESP catalog
reda

2017.”ESP REDA *Catalog*”(Hal 264).Schlumberger

GN1600 Pump

Housing	Length, ft (in)	Weight, lbs (kg)	Carbon Steel		SS Carbon Steel		316L Carbon Steel	
			Max. Stages	FL-CT Part Number	Max. Stages	FL-CT-SS Part Number	Max. Stages	FL-CT-316L Part Number
10	2.7 (29.8)	17 (7.7)	12	1019033	12	1019034	12	1019035
20	2.9 (31.7)	18 (8.2)	24	1019036	24	1019037	24	1019038
30	4.0 (43.7)	21 (9.5)	36	1019039	36	1019040	36	1019041
40	4.5 (48.4)	24 (10.9)	48	1019042	48	1019043	48	1019044
50	5.0 (53.1)	27 (12.2)	60	1019045	60	1019046	60	1019047
60	5.5 (58.9)	30 (13.6)	72	1019048	72	1019049	72	1019050
70	6.0 (64.6)	33 (15.0)	84	1019051	84	1019052	84	1019053
80	6.5 (70.3)	36 (16.3)	96	1019054	96	1019055	96	1019056
90	7.0 (76.0)	39 (17.7)	108	1019057	108	1019058	108	1019059
100	7.5 (81.7)	42 (19.0)	120	1019060	120	1019061	120	1019062
110	8.0 (87.4)	45 (20.4)	132	1019063	132	1019064	132	1019065
120	8.5 (93.1)	48 (21.8)	144	1019066	144	1019067	144	1019068

Penulis menggunakan

katalog type pompa ESP dari REDA dalam Berdasarkan katalog Jenis Pompa ESP REDA diatas, didapat ukuran *Housing* yang akan digunakan 90, karena *Stages* yang penulis dapatkan berdasarkan hasil perhitungan adalah 129, dan beratnya 281.9 Kg atau 621 lbm dengan panjang 4.06 m atau 13.3 Ft. Berdasarkan kurva IPR Pudjo Sukarno, laju produksi maksimum setelah *redesain pompa* mengalami kenaikan 16.35 % dari 1375 BFPD menjadi 1600 BFPD. Dimana grafik before menjelaskan IPR sebelum menggunakan pompa jenis EJP-IDN 2150 dengan nilai Qmax sebesar 2048, Range Opratiing 1400-2400 BFPD, Q produksi 1375 dan EF pompa 37%, setelah di redesign dengan Pompa

REDA SN1600 range oprating 1000-2100 BFPD dengan Q oprating :1600 BFPD dengan peningkatan Effiseinsi pompa 24% dengan nilai eff : 61%



Lempira 4. Perbandingan Sebelum dan sesudah Redesain Pompa

4.5 Analisa IPR Future

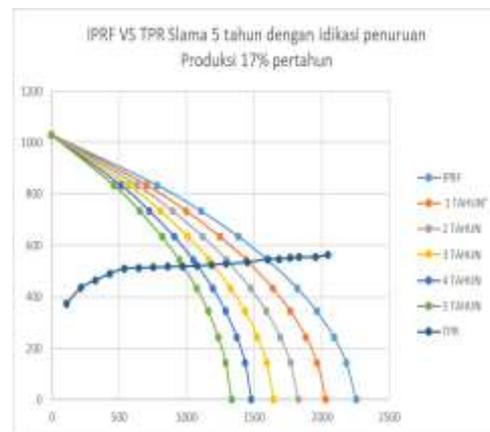
Inflow Performance Relationship Future (IPRF) merupakan perhitungan untuk memperkiraan kurva IPR dimasa yang akan datang.

4.6 analisa penutunan

Analisa laju produksi setelah Redesign dilakukan untuk mengetahui penurunan produksi sumur selama 1 tahun, di dapat dari nilai rata-rata nilai penuruna produksi sebesar 17% sebesar 137 BFPD selama 1 tahun, disebabkan water cut yang tinngi 98%, sumur

mengalami water coning yang dikarnankan lokasi perforasi yang dekat dengan WOC.

Dengan anggapan penurunan tekanan pertahunnya adalah 17 %, tidak terjadi permasalahan sumur kedepannya, dan menggunakan komponen *outflow* saat ini, Sumur X masih mampu untuk berproduksi selama 2-4 tahun kedepan sampai produksinya sama atau kurang dari sebelum dilakukan Redesain Pompa. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar dan tabel dibawah ini.



Lampiran 5. IPRV VS TPR 1-5 tahun kedepan

Tabel 1 Penuran Produksi

Tahun	<i>Operating rate</i>
<i>Present</i>	1600 Stb/Day
2019	1463 Stb/Day
2020	1326 Stb/Day
2021	1189 Stb/Day
2022	1052 Stb/Day
2023	915 Stb/Day

5.1 Kesimpulan

Dari hasil desain pompa ESP menggunakan REDA pada Sumur "X" dan Lapangan "Y" dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Untuk mengetahui penyebab

penurunan produksi sumur x :

Analisa laju produksi setelah Redesign dilakukan untuk mengetahui penurunan produksi sumur selama 1 tahun, di dapat dari nilai rata-rata nilai penuruna produksi sebesar 17% sebesar 137 BFPD selama 1 tahun, disebabkan water cut yang tinggi 98%, sumur mengalami water coning yang dikarnankan lokasi perforasi yang dekat dengan WOC

2. Untuk mengetahui metode IPR yang paling mendekati data produksi :

Kondisi optimal pada tekanan P_{wf} 544 Psi dan laju alir fluida Q sebesar 1375, dan 1500 BFPD dengan ukuran tubing 2,922 ". Kurva IPR VS TPR gabungan 3 metode IPR (pudjo standing dan horrisson) tersebut.

memperhitungkan nilai skin dan juga flow efficiency (FE) , namun setelah dibandingkan dengan data observasi (vogel) dari data lapangan, maka metode IPR dari Pudjo Sukarno yang paling mendekati dengan data observasi.

3. Untuk mengetahui seberapa besar peningkatan laju produksi setelah penggantian pompa pada sumur :

Berdasarkan kurva IPR Pudjo Sukarno, laju produksi maksimum setelah redesain pompa mengalami kenaikan 16.35 % dari 1375 BFPD menjadi 1600 BFPD. Dimana grafik before menjelaskan IPR sebelum menggunakan pompa jenis EJP-IDN 2150 dengan nilai Q_{max} sebesar 2048, Range Opratiing 1400-2400 BFPD, Q produksi 1375 dan EF pompa 37%, setelah di redesign dengan Pompa REDA SN1600 range oprating 1000-2100 BFPD dengan Q oprating :1600 BFPD dengan peningkatan Effiseinsi pompa 24% dengan nilai eff 61%.

5.2 Saran

Berdasarkan kurva IPR Pudjo Sukarno, laju produksi maksimum setelah redesain pompa mengalami kenaikan 16.35 % dari 1375 BFPD menjadi 1600 BFPD. Dimana grafik before menjelaskan IPR sebelum menggunakan pompa jenis EJP-IDN 2150 dengan nilai Q_{max} sebesar 2048, Range Operasi 1400-2400 BFPD, Q produksi 1375 dan EF pompa 37%, setelah di redesign dengan Pompa REDA SN1600 range operasi 1000-2100 BFPD dengan Q operasi :1600 BFPD dengan peningkatan Efisiensi pompa 24% dengan nilai efisiensi 61%.

Dengan anggapan penurunan tekanan pertahunnya adalah 17 %, tidak terjadi permasalahan sumur kedepannya, dan menggunakan komponen outflow saat ini, Sumur X masih mampu untuk berproduksi selama 2-4 tahun kedepan sampai produksinya sama atau kurang dari sebelum dilakukan Redesain Pompa.

Diharapkan pada tahun ke 5 pompa Kembali di evaluasi Kembali untuk meningkatkan laju produksi, dikarenakan pada tahun ke 5 laju alur produksi di bawah titik optimum (<1000 BFPD) dan operasi range

pompa yang bekerja pada 1000-2400 BFPD.

DAFTAR PUSTAKA

Augustia Aznaldi, "Teknik Produksi I Tm-3104 *InFlow Performance Relationship*", ITSB, 2017.

Augustia Aznaldi, "Teknik Produksi II Tm-3104 *InFlow Performance Relationship*", ITSB, 2017.

Adiradrf, "Electrical Submersible Pump, Pompa Secara Umum", Baker Hughes Centrifugal Ink, 2007.

Adiradrf, "Sistem Electrical Submersible Pump Training", secara Umum ESP, 2007

Brown Kermit E, "The Artificial lift methods" the petroleum publishing company, 1980

Budiman, Mohamad Irgi, "evaluasi sumur untuk meningkatkan laju produksi pada permasalahan scale Di sumur x lapangan y", ITSB, 2020.

Electrical Submersible Pump "REDA *Catalog*", Schlumberger, 2017.

Electrical Submersible Pump "Training, Surface Drive", Schlumberger, 2003.

Jenita Faula, Komar Syamsul, Bochori, “Analisa laju produksi evaluasi terjadinya *Water Coning* pada Sumur x lapangan y pt pertamina ep asset lfield ramba”, U.Sriwijaya, 2019.

Rachmat Sudjati, “*InFlow Performance Relationship*, Petroleum Engineering Departemnt”, ITB, 2019.

Rachmat Sudjati, “Hand Out Equipment Sizing Electrical Submersible Pump” , Jurusan Teknik Perminyakan ITB . 2004.

Training Module traditional design *Methodology*, Total *Dynamic* .2015 Schlumberger

Yazi Fiqar, Perbandingan Effisiensi Desain ESP OCEC VS REDA pada sumur “X” lapangan “Y”.Tugas Akhir, ITSB, 202