

## SENSITIVITAS JUMLAH STAGES PADA DESAIN ESP SUMUR DIRECTIONAL “X” LAPANGAN SALAWATI

Jeanne Ahuluheluw<sup>1)</sup>, Leonardo D. Massolo<sup>2)</sup>, Praditya Nugraha<sup>3)</sup>

<sup>1) 2) 3)</sup> Jurusan Teknik Perminyakan dan Gas Bumi, Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan  
Universitas Papua  
Jl. Gunung Salju Amban Manokwari  
Email: <sup>1)</sup>jeaneahuluheluw@gmail.com, <sup>2)</sup>l.massolo@unipa.ac.id, <sup>3)</sup>p.nugraha@unipa.ac.id

### Abstract

*An Onshore Well “X” of JOB Pertamina-Petrochina field is a directional well. This particular well has ESP as the artificial lift to deliver the production fluid into the surface. Due to “off down hole”, the oil production had been suspended since 2012. However recently, the well will be activated and the pump will be modified into the new one. The purpose of this modification is to find the most suitable and effective pump with optimum numbers of installed stages on the ESP. This ESP design is started by nodal system analysis which correlates Inflow Performance Relationship (IPR) to Intake Pump Pressure. From the calculation using Pudjo Soekarno equation results a maximum flow rate in this well is 446,33 BPD. The flow rate is targeted to 65% from the maximum flowrate. Therefore, ESP series 319 NBV 250-500/60 Hz is chosen considering the operating range around 231-416 BPD which in this case is inside the range. Pump will be installed at 8500 ft depth. The numbers of stages based on calculation is 270 stages capable to lift 300 barrels fluid per day. This flowrate approximately meets the targeted flowrate, furthermore the pump will be at 47,9% of its Best Efficiency (BEP) during the operation. With this result the pump is considered able to operate efficiently and durably.*

**Keywords:** ESP, Stages, IPR, Intake Pump Pressure

### Abstrak

Sumur “X” Lapangan Onshore JOB Pertamina – Petrochina merupakan sumur berarah (*Directional Well*) dan menggunakan pompa benam listrik (Electric Submersible Pump – ESP) sebagai pengangkat buatan untuk membantu memproduksi fluida reservoir ke permukaan. Pada tahun 2012 pompa sumur mengalami *off down hole* sehingga berhenti berproduksi dan akan dilakukan reaktivasi sumur dengan mengganti pompa lama. Tujuan dari penelitian ini adalah menemukan pompa yang tepat dan jumlah *stages* yang optimum dalam desain pompa ESP yang baru. Penentuan jumlah *stages* dilakukan dengan menggunakan analisa sistem nodal, yaitu menghubungkan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dengan kurva tekanan *intake* pompa. Dari hasil perhitungan dengan metode Pudjo Sukarno didapat laju alir maksimum Sumur “X” adalah 446,33 BPD. Laju alir yang ditargetkan adalah 65% dari laju alir maksimum yaitu sebesar 290,11 BPD. Pompa yang dipilih adalah *series* 319 yaitu NBV 250 – 500/60 Hz dengan *operating range* 231 – 416 BPD. Pompa dipasang pada kedalaman 8500 ft. Jumlah *stages* yang dipilih dari hasil perhitungan analisa nodal adalah 270 *stages* dengan laju alir 300 BPD. Laju alir tersebut mendekati laju alir yang ditargetkan dan *Best Efficiency Pump* (BEP). Dengan Efisiensi pompa sebesar 47,9 % maka pompa dapat beroperasi lebih efisien dan umur penggunaan pompa akan lebih lama.

**Kata kunci:** ESP, Stage, IPR, Tekanan Intake Pompa

**PENDAHULUAN**

Proses produksi minyak dari suatu sumur ke permukaan dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu metode sembur alam (Natural Flow) dan pengangkatan buatan (Artificial Lift). Pada metode sembur alam (Natural Flow), fluida dari reservoir mengalir ke permukaan dengan bantuan dari tekanan reservoir. Seiring waktu, tekanan reservoir atau daya sembur alam tersebut akan berkurang sehingga tidak dapat mendorong fluida dari reservoir ke permukaan lagi, untuk itu digunakan pengangkatan buatan (Artificial Lift) agar sumur tetap berproduksi. Berdasarkan jenis peralatannya, Artificial Lift terdiri dari beberapa macam diantaranya *Sucker Road Pump (SRP)*, *Electric Submersible Pump (ESP)*, *Gas Lift*, *Jet Pump*, dan *Progressive Cavity Pump (PCP)*.

Sumur “X” yang berada pada lapangan onshore JOB Pertamina - Petrochina Salawati merupakan sumur berarah yang berproduksi dengan menggunakan *Electric Submersible Pump (ESP)*. Penggunaan ESP dianggap lebih efisien, murah, dan dapat dioperasikan pada sumur minyak dengan *water cut* tinggi. Sumur minyak ini akan didesain pompa baru menggantikan pompa lama setelah sumur ditinggalkan selama beberapa tahun. Pemilihan pompa akan disesuaikan dengan spesifikasi sumur, jenis *liquid*, serta jumlah *liquid* yang akan diangkat. Pada penelitian ini, jumlah stages akan divariasikan sehingga dapat ditentukan design yang optimum. Banyaknya stages dapat mengindikasikan kekuatan pompa ESP untuk beroperasi. Dalam mendesain pompa *Electrical Submersible Pump* perlu dilakukan dengan tepat agar dalam pengoperasiannya didapat hasil yang optimum dan efisien.

**METODE PENULISAN**

Dalam studi ini diawali dengan dilakukannya pengumpulan data. Data-data tersebut berupa data sumur, data produksi, data tekanan, data PVT, serta data Pompa.

Prosedur kerja yang dilakukan pada studi ini berupa: menentukan laju produksi optimum formasi dengan metode Pudjo Sukarno, merencanakan pompa ESP dengan sensitivitas jumlah *stages* menggunakan analisa sistem nodal.

**IPR Pudjo Sukarno**

Dalam Studi ini untuk mengetahui sejauh mana kemampuan sumur memproduksi fluida dengan tekanan reservoir dan tekanan alir dasar sumur tertentu, maka dapat dilakukan dengan pembuatan kurva IPR. Metode yang digunakan

dalam perhitungan dan penentuan IPR pada sumur ini adalah metode Pudjo Soekarno, dimana laju alir maksimum diperoleh berdasarkan konstanta  $A_0$ ,  $A_1$  dan  $A_2$ .

$$Q_t \max = \frac{q_o}{\left[ A_0 + A_1 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - A_2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]} \tag{1}$$

Dimana  $A_0$ ,  $A_1$  dan  $A_2$  merupakan konstanta persamaan yang harganya berbeda untuk *water cut* yang berbeda. Hubungan ini dapat diperoleh secara regresi melalui persamaan:

$$An = C_0 + C_1(\text{water cut}) + C_2(\text{water cut}) \tag{2}$$

Harga  $C_n$  untuk masing2  $A_n$  dapat diperoleh dari tabel di bawah ini:

Tabel 1. Harga  $C_n$

An	C0	C1	C2
A0	0,980321	-0,115661 x 10 <sup>-1</sup>	0,17905 x 10 <sup>-4</sup>
A1	-0,41436	0,392799 x 10 <sup>-2</sup>	0,237075 x 10 <sup>-5</sup>
A2	0,5687	0,76208 x 10 <sup>-2</sup>	-0,202079 x 10 <sup>-4</sup>

Melalui percobaan simulasi harga *water cut* berubah sesuai dengan perubahan kondisi reservoir (tekanan). Oleh karena itu, penentuan *water cut* ditentukan secara regresi melalui hubungan antara  $P_{wf}$  terhadap *water cut*  $WC(WC@P_{wf}=P_r)$ , hubungan tersebut dapat dilihat pada persamaan:

$$\frac{WC}{WC @ P_{wf}=P_r} = P_1 \times \text{Exp} \left( P_2 \frac{P_{wf}}{P_r} \right) \tag{3}$$

$$WC = \frac{q_w}{qt} \times 100\% \tag{4}$$

Dimana  $P_1$  dan  $P_2$  tergantung dari harga *water cut*. Dari hasil Analisa regresi didapat persamaan:

$$P_1 = 1,606207 - 0,130447 \times \ln(WC) \tag{5}$$

$$P_2 = -0,517792 + 0,110604 \times \ln(WC) \tag{6}$$

**Penentuan Total Dynamic Head Pompa (TDH)**

Berdasarkan nilai tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ), maka tekanan *intake* pada mulut pompa dapat dicari berdasarkan persamaan:

$$PIP = P_{wf} - (\text{Datum Point} - PSD) \times GF \tag{7}$$

Setelah memperoleh *intake pressure*, selanjutnya mencari *vertical lift* ( $H_D$ ), merupakan jarak yang harus ditempuh antara *dynamic fluid level* (DFL) hingga ke permukaan.

$$\text{Vertical Lift } (H_D) = \text{PSD} - \frac{\text{PIP}}{\text{GF}} \tag{8}$$

Dalam aliran vertikal tentu akan ada kehilangan tekanan sepanjang aliran (tubing) akibat *friction loss*. Penentuan *Friction loss* dapat dilakukan menggunakan persamaan berikut:

$$\text{Friction Loss} = \frac{2,083 \times \left[ \frac{1000}{c} \right]^{1,85} \times \left[ \frac{Q}{34,3} \right]^{1,85}}{\text{ID}^{4,8655}} \tag{9}$$

Setelah diketahui besarnya kehilangan tekanan pada tubing yang terpasang, maka dapat ditentukan *head friction* (HF) dengan persamaan:

$$\text{HF} = \text{Friction Loss} \times \frac{\text{PSD}}{1000} \tag{10}$$

Selanjutnya menentukan *Tubing Head* (HT), adalah kemampuan suatu titik dalam hal ini *wellhead* untuk mengantarkan fluida hingga tekanan dan target tertentu (biasanya separator).

$$\text{Tubing Head} = \frac{\text{pwf}}{\text{Gf}} \tag{11}$$

Setelah diperoleh seluruh beban tekanan yang harus ditanggung oleh pompa, maka selanjutnya Total Dynamic Head (TDH) pompa dapat dihitung:

$$\text{Total Dynamic Head} = H_D + H_F + H_T \tag{12}$$

**Analisa Sensitivitas Jumlah Stages pada ESP**

Nilai TDH yang didapat akan dibagi dengan harga head/stage yang didapatkan dari memplotkan  $q$  (Laju Alir Produksi) pada *Pump Curve Performance*.

$$\text{Stages Pompa} = \frac{\text{TDH}}{\text{ft/stages}} \tag{13}$$

**HASIL DAN PEMBAHASAN**

Pada bagian ini akan membahas mengenai hasil pengumpulan data dan perhitungan serta hasilnya. Perhitungan yang dilakukan meliputi perhitungan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) menggunakan metode Pudjo Soekarno, perhitungan tekanan intake pompa dan perhitungan variasi jumlah *stage* pompa.

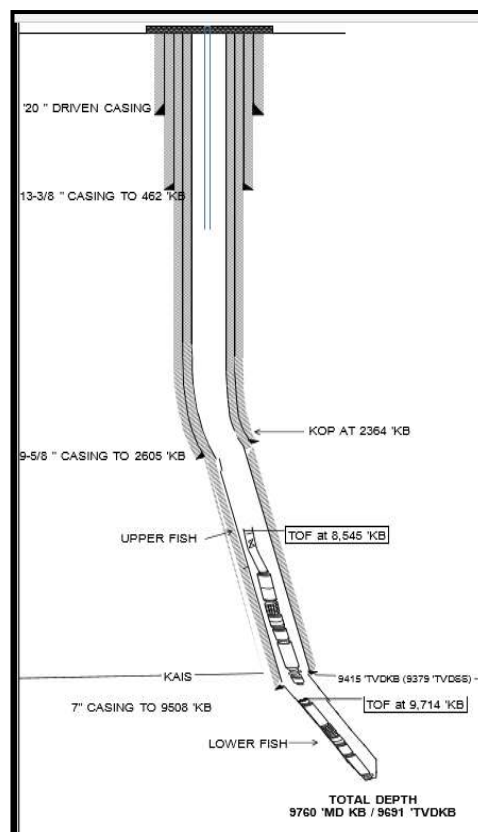
**Hasil Pengumpulan Data**

Berikut tabel 1 berisi data sumur dan PVT sumur “X”.

Tabel 2. Data Sumur

Parameter	Nilai
Tubing	ID 2,441 inch
	OD 2,875 inch
Kedalaman Sumur	9760 ft
Datum Point	9634 ft
Pump Setting Depth (PSD)	8500 ft
Fluid Level	SFL 1410 ft
	WFL 4992 ft
Tubing Head Pressure	100 psi
Konstanta Tubing	120
<sup>0</sup> API Minyak	31,4 <sup>0</sup> API
Specific Gravity	Gas 0,869
	Air 1
Water Cut (WC)	90,4%
	Total 250 BPD
Laju Produksi	Minyak 20,352 BPD
	Air 191,648 BPD

Berikut adalah gambar penampang sumur yang berisikan profile sumur “X”.



Gambar 1. Penampang Sumur “X”

**Perhitungan Kurva IPR Pudjo Soekarno**

Pembuatan kurva IPR ditujukan untuk dapat memberi gambaran mengenai kondisi reservoir

sehingga instalasi peralatan produksi yang sesuai dapat dipasang.

Berdasarkan persamaan 5 dan 6 diperoleh  $P1=1,018641$  dan  $P2=-0,019605$ . Selanjutnya harga konstanta  $A_n$  dari persamaan 2 diperoleh  $A_0=0,086629$ ,  $A_1=-0,042799$  dan  $A_2=-0,043374$ . Sehingga didapatkan  $qt$  max sesuai persamaan 1:

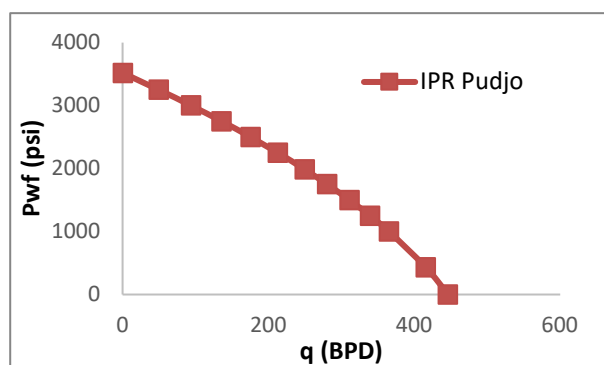
$$qt \text{ max} = \frac{24}{\left[0,086629 - 0,042799 \left(\frac{1985}{3516}\right) - A_2 \left(\frac{1985}{3516}\right)^2\right]}$$

$qt \text{ max} = 494,61 \text{ BFPD}$

Selanjutnya menghitung berbagai nilai  $q_0$ ,  $q_w$  dan  $q$  total berdasarkan berbagai asumsi  $P_{wf}$  seperti pada persamaan 1 dan hubungan regresi WC pada persamaan 4. Sehingga diperoleh hasil berbagai laju alir terhadap perubahan  $P_{wf}$  dan WC seperti pada tabel dan kurva IPR di bawah ini.

Tabel 3. Laju Alir pada Berbagai Harga  $P_{wf}$

$P_{wf}$ Psi	$Q_0$ BOPD	$Q_w$ BWPD	$Q_t$ BFPD
3516	0.041572	0.391466	0.433037
3250	4.793116	45.13518	49.92829
3000	9.03307	85.06141	94.09448
2750	13.05424	122.9275	135.9817
2500	16.85663	158.7333	175.5899
2250	20.44024	192.4789	212.9192
1985	24	226	250
1750	26.95111	253.7896	280.7408
1500	29.87837	281.3547	311.2331
1250	32.58685	306.8596	339.4464
1000	35.07655	330.3042	365.3808
429	39.94252	376.1254	416.0679
0	42.84753	403.4809	446.3284



Gambar 2. Kurva IPR Sumur X

Diperoleh laju produksi fluida total maximum adalah 446,33 BPD. Laju produksi target adalah 65% dari laju produksi maksimum, yaitu sebesar 290,11 BFPD.

**Perhitungan TDH (Total Dynamic Head)**

Sesuai dengan instalasi kompleksi sumur yang sudah terpasang dan laju produksi target, maka ditentukan jenis pompa tersedia pada katalog pompa ESP yang digunakan pada lapangan ini. Pompa NBV (250 – 500) H 319 Series memenuhi kriteria yang terdapat pada sumur ini.

Setelah menentukan jenis pompa, perlu perhitungan tekanan intake pompa yang akan terpasang di dalam sumur untuk menyelaraskan laju dan tekanan alir hingga fluida produksi mampu diproduksi ke separator. Melalui persamaan 7—12 diperoleh masing *total dynamic head* ( $P_2$ ) berdasarkan nilai  $q$  asumsi seperti pada tabel 3 di bawah ini.

Tabel 4. Total Dynamic Head

$q$ asumsi BFPD	$P_{wf}$ psi	$P_2$ psi	Head/stage (ft/stage)
231	2123	3736	20.8
240	2058	3737	20.6
270	1833	3737	19.7
300	1593	3738	18.6
313	1484	3738	18
330	1335	3739	17.2
360	1053	3740	15.5
390	793	3740	13.7
416	429	3741	11.8

**Sensitivitas Variasi Jumlah Stages Pompa**

Berdasarkan persamaan 13, besarnya tekanan *tubing intake* ( $P_3$ ) dapat dikalkulasi setelah memvariasikan jumlah stages pada pompa ESP.

$$P_3 = \frac{p_{fsc} \times \text{head/stage}}{808,3131} \times \text{Stages} \tag{14}$$

Pada  $q$  asumsi = 231 BFPD

$$P_3 = \frac{345,586 \times 20,8}{808,3131} \times 240$$

$P_3 = 1602,203 \text{ psi}$

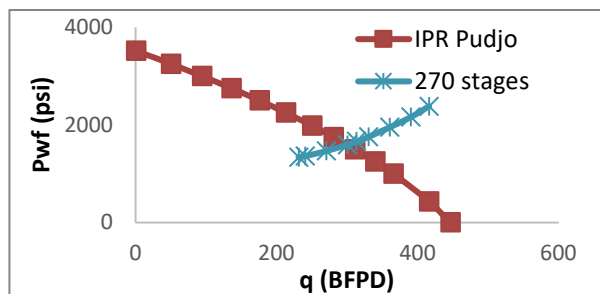
Sehingga diperoleh hasil pada berbagai variasi stages yang mungkin diinstal pada ESP series 319 NBV 250 – 500/60 Hz seperti tabel 4. Dalam katalog series (gambar 4) pompa ini dapat

beroperasi pada range 231 – 416 BPD, laju alir target masuk dalam kategori range pompa ini.

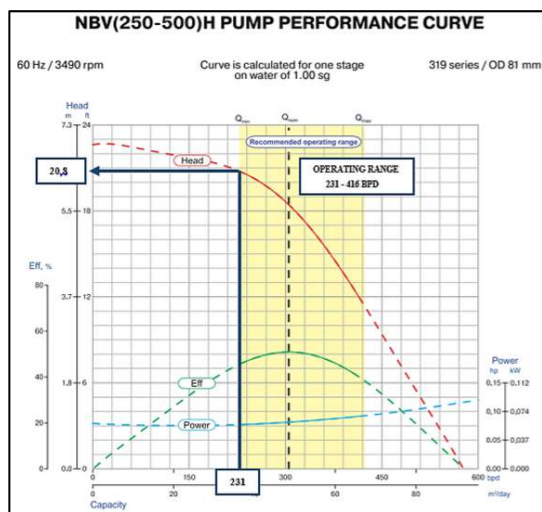
Plot antara tekanan tubing intake (P3) terhadap laju produksi pada kurva IPR memberikan gambaran yang lebih jelas untuk memilih jumlah stages yang mendekati q target. Pada kurva ditemukan jumlah stages 270 pasang mempunyai titik perpotongan q = 300 BFPD, nilai ini mendekati q target. Hasil dari plot ini dapat dilihat pada gambar 3.

Tabel 5. Tekanan *Tubing Intake Stages* pada berbagai variasi nilai *stages*

q asumsi BFPD	P3 (psi)					
	240 Stg's	250 Stg's	260 Stg's	270 Stg's	280 Stg's	290 Stg's
231	1602	1513	1424	1335	1246	1158
240	1623	1535	1447	1359	1271	1182
270	1716	1632	1547	1463	1378	1295
300	1829	1750	1670	1591	1511	1432
313	1891	1814	1737	1660	1583	1506
330	1974	1900	1827	1753	1680	1606
360	2150	2083	2017	1950	1884	1817
390	2335	2276	2217	2159	2100	2042
416	2530	2480	2429	2379	2329	2278



Gambar 3. Plot Intake 270 Stages Terhadap IPR



Gambar 4. *Pump Performance Curve*

Pada gambar 4 yang diperoleh dalam katalog pompa ini, laju alir target memiliki efisiensi 47,9% dari *best efficiency point* sebesar 48%.

**Pembahasan**

Sumur “X” pada analisa sensitivitas jumlah Stages merupakan sumur tua dengan water cut tinggi sebesar 94%. Umumnya lapangan yang sudah lama berproduksi tidak lagi mampu mendorong fluida ke permukaan, oleh karena itu akan dipasang pompa untuk menunjang pengangkatan fluida tersebut, dalam hal ini pompa ESP dipilih karena jumlah produksi fluida yang cukup besar.

Desain ESP dilakukan dengan perhitungan analisa nodal dimana menghubungkan kurva tekanan tubing *intake stages* pompa berbagai variasi jumlah *stages* dengan kurva IPR Pudjo Sukarno. Titik perpotongan dari kurva tubing *intake stages* pompa dengan kurva IPR akan memberikan laju produksi optimum. *Stages* dipilih berdasarkan dengan laju alir produksi optimum yang mendekati laju produksi yang telah ditentukan sebelumnya.

Pada design ini ditemukan jumlah stages pompa ESP *series* 319 NBV 250 – 500/60 Hz adalah sebanyak 170 stages dengan kemampuan memproduksi hingga 300 BFPD dan memiliki efisiensi 47,9%.

**KESIMPULAN**

Dari hasil perhitungan dan analisa dalam studi ini dapat ditarik kesimpulan:

1. Q target diambil 60% dari laju alir maksimum yaitu sebesar 294,922 BPD.
2. Dari hasil desain pompa, tipe pompa yang dipilih adalah NBV 250-500/ 60 Hz dimana mempunyai operation range 231 – 416 BPD.
3. Jumlah stages yang didapat adalah 270 stages dengan laju alir sebesar sebesar 300 BPD.
4. Laju alir sebesar 300 BPD memiliki Effisiensi pompa sebesar 47, 9 %.

**DAFTAR PUSTAKA**

Andalucia, Sefilra. 2012. *Evaluasi dan Desain Ulang Electric Submersible Pump (ESP) Pada Sumur “X” di Lapangan “Y”*. UPN Veteran Yogyakarta.

Brown, E.K. 1984. *The Technology of Artificial Lift Method, Volume I, II, dan IV*. Devision of Penn Well Publishing Co. The University of Tulsa, Oklahoma.

- Guo, Boyun dkk. 2007. *Petroleum Production Engineer*. Elsevier Science & Technology Books. USA.
- Joint Operating Body (JOB) Pertamina-Petrochina Salawati. 2018. *Data-data Sumur dan Produksi di Lapangan*. Joint Operating Body (JOB) PertaminaPetrochina.
- Novomet. 2013. *Product Catalog*. <https://id.scribd.com/doc/309492098/NovometCatalog>. (15 Mei 2019)
- Pamungkas, Joko dkk. 2004. *Pengantar Teknik Produksi*. Yogyakarta.
- Takacs, Gabor. 2009. *Electrical Submersible Pump Manual*. Gulf Professional Publishing. Burlington
- Tarek, Ahmad. 2006. *Reservoir Engineer Handbook*. Elsevier Science & Technology Books. USA