

EVALUASI POMPA *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP* (ESP) UNTUK OPTIMASI PRODUKSI PADA SUMUR P-028 DAN P-029 DI PT. PERTAMINA EP ASSET 2 PENDOPO FIELD

EVALUATION ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP (ESP) FOR OPTIMIZATION PRODUCTION AT THE WELL P-028 AND P-029 PT. PERTAMINA EP ASSET 2 PENDOPO FIELD

Patra Jaya¹, A Rahman², Wenny Herlina³

^{1,2,3}*Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya, Jl. Srijaya Negara Bukit Besar, Palembang, 30139, Indonesia*

PT.PERTAMINA EP ASSET 2 PENDOPO FIELD, Jl. Plaju No38 Komperta Pendopo Kecamatan Talang Ubi Kabupaten PALI, Sumatera Selatan, 12211, Indonesia

E-mail: patrapatraa@gmail.com

ABSTRAK

Setiap sumur produksi yang akan diproduksi diharapkan fluida akan mengalir kepermukaan secara alami. Proses ini akan berlangsung sampai pada satu titik dimana tekanan reservoir akan berkurang dengan berjalannya waktu, sehingga kemampuan sumur produksi untuk mengangkat fluida ke permukaan akan berkurang atau berhenti sama sekali. Oleh karena itu dibutuhkan metode pengangkatan buatan dimana salah satunya dengan menggunakan pompa ESP. Berdasarkan pengamatan data teknik sumur P-028 dan P-029 sangat cocok untuk diterapkan untuk optimasi produksi. Berdasarkan hasil perhitungan kurva IPR dengan menggunakan metoda Vogel, laju produksi maksimum (Q_{maks}) yang dicapai sumur P-028 dan P-029 adalah masing-masing sebesar 1211,67 bfpd dan 991,54 bfpd. Selanjutnya melalui pendekatan dengan persamaan empiris didapatkan laju produksi optimum (Q_{opt}) sumur P-028 dan P-029 adalah masing-masing sebesar 969,33 bfpd dan 793,23 bfpd dengan water cut masing-masing 90 % dan 97% maka dihasilkan minyak sebesar 96,93 bopd dan 23,80 bopd. Untuk mencapai laju produksi optimal sumur produksi tersebut maka disarankan pada sumur P-028 untuk menggunakan jenis pompa ESP REDA Type IND 1000 stage sebesar 187 dan range capacity 600-1250 bfpd, Sumur P-029 untuk menggunakan jenis pompa ESP REDA Type IND 750 stage sebesar 141 dan range capacity 400-950 bfpd.

Kata kunci : ESP, laju produksi, Kurva IPR

ABSTRACT

Each production well is expected to be produced fluid will flow naturally to the surface. This process will take place to the point where the reservoir pressure will decrease with time, so the ability to lift the fluid production wells to the surface will be reduced or stopped altogether. Therefore we need artificial lift methods in which one of them by using the ESP pump. Based on the data of observation wells technique P-028 and P-029 is very suitable to be applied to the optimization of production. Based on calculations using the method of the IPR curve Vogel, the maximum production rate (Q_{maks}) achieved wells P-028 and P-029 are respectively 1211.67 bfpd and 991.54 bfpd. Furthermore, the approach through the empirical equation obtained optimum production rate (Q_{opt}) wells P-028 and P-029 were respectively 969.33 bfpd and 793.23 bfpd with water cut respectively 90% and 97% of the oil produced by 96.93 bopd and 23.80 bopd. To achieve an optimal production rate of the production wells in the well it is advisable to use the P-028 pump type REDA ESP 1000 Type IND stage at 187 600-1250 bfpd capacity and range, Wells P-029 to use the type of pump REDA ESP 750 Type IND stage of 141 and 400-950 capacity range bfpd.

Keywords : ESP, Production Rate, Curve IPR

1. PENDAHULUAN

Memproduksi minyak pada lapangan produksi tidak terlepas dengan adanya penurunan tekanan reservoir sehingga terjadinya penurunan laju produksi, untuk sumur sembur alam kondisi ini harus diganti metode produksinya dengan pengangkatan buatan dimana salah satunya adalah dengan menggunakan pompa ESP dengan tujuan agar laju produksi yang ditargetkan (laju produksi optimal) akan tetap tercapai [1].

Cara kerja dari pompa ESP adalah arus listrik dari *transformer* dialirkan melalui kabel dihubungkan ke pompa, dimana motor listrik (*electric motor*) akan mengubah arus listrik menjadi energi mekanik. *Impeller* akan menghisap fluida yang ada di dalam pori-pori formasi, kemudian energi kinetis fluida diubah menjadi energi potensial oleh *diffuser*, sehingga fluida tersebut akan dapat dihisap oleh *impeller* pada *stage* yang berikutnya. Proses ini berlangsung secara terus-menerus hingga *stage* terakhir, sehingga fluida akan dapat naik ke permukaan melalui pipa tubing [2].

Setiap tingkat (*stage*) yang digunakan akan sangat menentukan besarnya kapasitas produksi pemompaan [3]. Jika pompa bekerja melebihi kapasitasnya, maka akan menimbulkan pengikisan pada *up trust*, dan sebaliknya jika pompa dioperasikan dibawah kapasitasnya akan menimbulkan pengikisan pada *down trust*.

Keunggulan dari penggunaan pompa ESP ini yaitu dapat digunakan pada sumur miring, perencanaan dan pemilihan instalasi sederhana, dan efisiensi pompa relatif konstan selama waktu pemakaian. Adapun kelemahannya adalah putaran mesin yang tinggi dalam pompa dapat menimbulkan masalah terbentuknya emulsi yang relatif sulit untuk ditanggulangi dan efisiensi pompa rendah pada sumur dengan *gas oil ratio* yang tinggi [4].

Komponen dari peralatan pompa ESP berdasarkan letaknya terdiri dari 2 bagian yaitu peralatan di atas permukaan sumur (*surface equipment*) dan peralatan bawah permukaan sumur (*sub-surface equipment*) [5].

Sebelum melakukan penelitian mengenai perencanaan pompa, hal yang paling utama perlu dilakukan adalah mengumpulkan data-data yang berkaitan dengan karakteristik sumur produksi. Ini dilakukan untuk mengetahui apakah sumur tersebut layak untuk diproduksi dengan menggunakan *Gas Lift*, *Sucker Rod Pump*, *Electric Submersible Pump* atau *Hydraulic Pumping Unit* [6].

Data-data awal yang diperlukan dalam perencanaan *artificial lift* [7] yaitu data uji sumur merupakan data pokok dalam penentuan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi, dilihat dari kurva *Inflow Performance Relationship* masing-masing sumur.

Data ini meliputi tekanan *static* sumur, tekanan alir dasar sumur, *water cut*, *sg air* dan *sg oil*. Data Sonolog merupakan data kedalaman/*level* fluida tiap sumur, meliputi data *static fluid level*, data *static fluid level* merupakan *level* cairan saat sumur tidak sedang beroperasi (saat kondisi statik/diam) dan data *dynamic fluid level*, merupakan *level* cairan saat sumur sedang beroperasi (saat dinamik/bergerak). Biasanya dalam keadaan normal level DFL lebih rendah dibandingkan dengan SFL [8].

Data Teknis Pompa merupakan data teknis pompa yang terpasang sebelumnya, data ini meliputi kapasitas pompa, data *casing* dan *tubing* dan metode perhitungan *pump setting depth* dan data penunjang merupakan data yang didapat dari beberapa literature, seperti data *spesifik gravity*, gradien fluida, *Performance pump curve* tiap pompa, motor, *protector* dan *gas separator series*.

Pemilihan ukuran pompa listrik submersible berdasarkan pada besarnya laju produksi q , yang diharapkan pada head yang sesuai. Ukuran casing juga merupakan faktor yang menentukan didalam pemilihan ukuran pompa listrik *submersible* yang efektif, biasanya dengan memilih seri yang tertinggi yang mempunyai diameter terbesar selama ukuran casing yang memungkinkan [9].

Banyak hal yang akan diperhitungkan dalam perencanaan unit *Electric Submersible Pump*, antara lain pompa. Pompa merupakan alat yang digunakan untuk mengangkat fluida dari dalam sumur ke permukaan dengan menggunakan gaya sentrifugal yang ditimbulkan oleh *impeller* di dalam *stage*.

Oleh karena itu perlu diketahui terlebih dahulu 80% Q_{max} tiap sumur. Setelah itu dilakukan pemilihan tipe pompa yang sesuai dengan kemampuan produksinya baca harga *head capacity* (HC) dan *horse power* (HP) dengan melihat *performance pump curve* [10].

Motor listrik, pemilihan motor listrik harus berdasarkan besarnya HP pompa tiap sumur. Lalu dengan melihat *catalog* motor maka akan didapat spesifikasi motor listrik yang akan digunakan seperti tegangan, arus listrik dan HP motor dan jenis kabel, dari harga arus dapat dipilih jenis kabel (Disarankan memilih jenis kabel yang mempunyai tegangan dibawah atau sekitar 30 volt tiap 100 ft. Instalasi listrik, supply listrik merupakan faktor utama *Electric Submersible Pump*, sebab motor pompa hanya dapat digerakkan dengan tenaga listrik. Sumber listrik dapat menggunakan jaringan listrik umum atau *Generator Engine Gas* (GEG) pada daerah yang tidak terdapat jaringan listrik.

Evaluasi desain pompa *Electric Submersible Pump* (ESP) yang dilakukan pada sumur produksi P-028 dan P-029 merupakan hal penting dalam proses peningkatan produktivitas suatu lapangan produksi, dimana laju produksi sumur P-028 saat ini adalah 759 bfpd dan Sumur P-029 522 bfpd, dengan target produksi dari kedua sumur tersebut sebesar 1000 bfpd dan 800 bfpd.

2.METODE PENELITIAN

Penelitian dilakukan di PT. Pertamina EP Asset 2 Pendopo *Field* dari tanggal 26 Agustus 2013 sampai dengan 16 September 2013. Dalam upaya evaluasi penggunaan pompa ESP untuk optimasi produksi suatu sumur produksi langkah pertama yang harus dilakukan adalah dengan cara mengambil data lapangan (data skunder).

Kemudian data tersebut diolah berdasarkan rumusan-rumusan yang telah baku digunakan dalam mengevaluasi pompa ESP dan hasil yang didapat dibandingkan dengan kondisi pompa ESP yang terpasang pada sumur kajian.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3. 1.Data Lapangan.

Adapun data di bawah ini adalah data produksi pada sumur P-028 dan P-029 pada Agustus 2013, adapun data produksi sumur tersebut adalah sebagai berikut (Tabel 1):

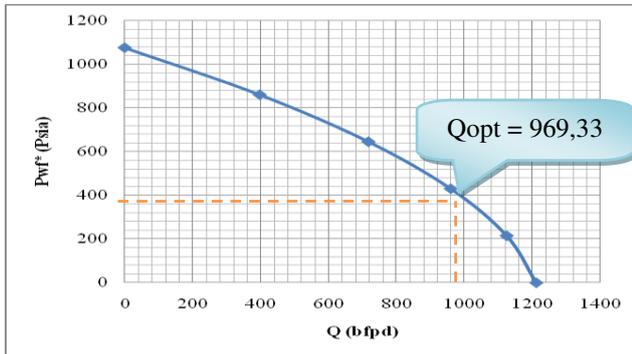
Tabel 1. Data Sumur

No	Nama Data	Simbol	Satuan	Sumur P-028	Sumur P-029
1	<i>Gross Oil</i>	Q	BFPD	759	522
2	<i>Water Cut</i>	WC	Fraksi	90 %	97 %
3	<i>Gas oil Ratio</i>	GOR	Scf/stb	131,75	156
4	<i>Specific Gravity Oil</i>	SGo	-	0,9111	0,9111
5	<i>Specific Gravity Watter</i>	SGw	-	1,015	1,015
6	<i>Specific Gravity Gas</i>	SGg	-	0,746	0,746
7	<i>Bottom Hole Temperatur</i>	BHT	°f	284	295
8	<i>Top Perforation</i>	TP	Ft	7591,87	8112,19
9	<i>Bottom Perforation</i>	BP	Ft	7601,71	8124,41
10	Tekanan Statik Sumur	Pws	Psi	1076	1.502
11	Tekanan Alir Dasar Sumur	Pwf	Psi	613	983
12	Tekanan Kepala Sumur	Pwh	Psi	80	87
13	Ukuran Cassing	Dc	in (DC)	7"	7"
14	Ukuran Tubing	Dt	in (OD)	3 ½"	3 ½"
15	Faktor Kompresibilitas gas	Z	-	0,92	0,91
16	<i>Static Fluid Level</i>	SFL	Ft	2622	1333
17	<i>Dynamic Fluid Level</i>	DFL	Ft	3918	1647

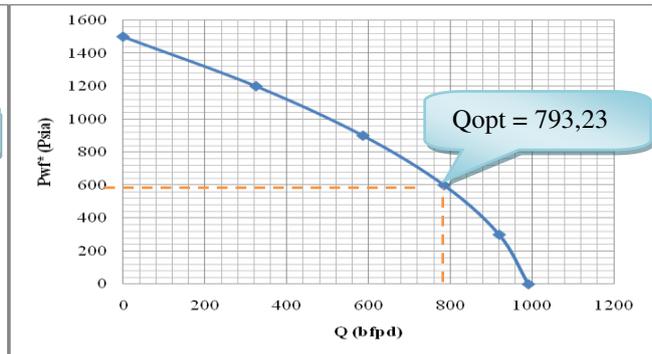
3.2. Pembuatan Kurva IPR

3.2.1. Pembuatan IPR Sumur P-028 dan Sumur P-029

Hasil pembuatan kurva IPR dengan persamaan Vogel [6] untuk kedua sumur dapat di tunjukan pada gambar 1.



Gambar 1. Kurva IPR Sumur P-028



Gambar 2. Kurva IPR Sumur P-029.

3.2.2. Analisa Kurva IPR.

Kurva IPR adalah gambaran kualitatif dari kemampuan berproduksinya suatu sumur yang dibuat berdasarkan hubungan tekanan alir dasar sumur terhadap laju produksi. Hasil pemisahan produksi fluida di separator pada sumur P-028 dan sumur P-029 terdiri dari minyak, air dan gas. Dengan demikian bentuk kurva IPR nya berupa suatu lengkungan.

Berdasarkan hasil-hasil perhitungan yang telah dilakukan di atas untuk kedua sumur tersebut didapatkan hubungan pengaruh tekanan alir dasar sumur terhadap laju produksi adalah sebagai mana yang tertera pada tabel 2.

Tabel 2. Pengaruh Perubahan Alir Dasar Sumur (Pwf) Terhadap Laju Produksi (Q)

No	SUMUR P-028		SUMUR P-029	
	Pwf	Q	Pwf	Q
1	0	1211,67	0	991,54
2	215,2	1124,43	300,4	920,15
3	430,4	959,64	600,8	785,30
4	645,6	717,31	901,2	586,99
5	860,8	397,43	1201,6	325,23
6	1076	0,00	1502	0,00

Tabel 3. Hasil Analisa Laju Produksi Maksimal dan Produksi Optimal Sumur dan Perolehan Produksi Minyak

NO	SUMUR	Qmax (bfpd)	Qopt (bfpd)	Water Cut (fraksi)	MINYAK (bopd)
1	P-028	1211,67	969,33	0,9	96,93
2	P-029	991,54	793,23	0,97	23,80
Total Perolehan Laju Produksi Minyak					120,73

3.2.3. Analisa Laju Produksi Optimal

Evaluasi pompa ESP dilakukan untuk mendapatkan target laju produksi optimal sumur yang sesuai dengan kemampuannya untuk berproduksi. Hal ini dilakukan mengingat laju produksi maksimal sumur (Qmax) tidak akan dapat tercapai, karena akan terjadi pada kondisi Pwf = 0 psi.

Untuk mengetahui besarnya laju produksi optimal sumur ini adalah dengan menggunakan persamaan empiris dari *Vogel* (1980) yang menyatakan bahwa besarnya laju optimal ini adalah 80 % dari laju produksi optimal sumur.

Berdasarkan hasil perhitungan laju produksi maksimal (Q_{max}) untuk ke dua sumur dengan persamaan *Vogel*, maka akan di dapatkan laju produksi optimalnya adalah seperti yang di perlihatkan pada tabel 3.

Ditinjau dari laju produksi optimal minyak yang akan diperoleh apabila dilakukan perencanaan pompa yang sesuai dan dengan perbandingan water cut pada kedua sumur sebagai mana yang di tunjukan pada tabel 3, dapat diketahui bahwa total perolehan laju produksi minyak dari kedua sumur tersebut sebesar 120,73 bopd.

3.2.4. Hasil Perencanaan Pompa ESP

Sumur P-028 dan sumur P-029 adalah sumur yang diproduksi secara pengangkatan buatan (*artificial lift*) dengan menggunakan pompa ESP type IND 750 dan IND 675. Dengan dilakukan evaluasi pada sumur tersebut maka diketahui bahwa penggunaan pompa ESP type IND 750 dan IND 650 kurang efisien untuk mencapai laju produksi optimum dari kedua sumur di atas karena melebihi *range capacity optimum* pompa.

3.2.5. Perencanaan Pompa ESP Untuk Sumur P-028 dan P-029

Dari hasil analisa yang telah dilakukan menggunakan metode *Centrillift* pada sumur P-028 dan P-029 dapat diketahui bahwa perencanaan pompa ESP yang terpasang pada kedua sumur belum menghasilkan laju produksi optimal untuk itu perlu dilakukan penggantian pompa pada kedua sumur tersebut.

Untuk mencapai laju produksi optimal pada sumur P-028 disarankan untuk melakukan penggantian pompa ESP REDA Type IND 1000, stage sebesar 187 dan range capacity 600-1250 bfpd, Sumur P-029 untuk menggunakan jenis pompa ESP REDA Type IND 750, stage sebesar 141 dan range capacity 400-950 bfpd dengan parameter yang terdapat pada tabel 5.

TABEL 5. DATA HASIL EVALUASI POMPA ESP ESP PADA SUMUR P-028 DAN P-029

NO	Parameter	Simbol	Kondisi pompa yang terpasang		Pompa yang diusulkan	
			P-028	P-029	P-028	P-029
1	Laju produksi optimal	Q_{opt}	759 bfpd	522 bfpd	969,33 bfpd	793,23 bfpd
2	Pump setting depth	PSD	7491,9 ft	4544 ft	7491,9 ft	4544 ft
3	Pump intake pressure	PIP	374,4 psi	539,9 psi	374,4 psi	539,9 psi
8	Total dynamic head	TDH	7471,53 ft	4021,23 ft	6747,62 ft	3480,66 ft
9	Jenis pompa	-	IND 750	IND 650	IND1000	IND 750
10	Jumlah stage	S	213 stage	81 stage	187 stage	141 stage
11	Max. Head in op range	MHOR	7413,2 ft	3907,1 ft	6747,6 ft	3480,7 ft
12	Max. Press in op range	MPOR	3571,4 psi	1932,5 psi	2921,7 psi	1507,1 psi
13	Jenis motor	-	Seri 540	Seri 540	Seri 540	Seri 540
14	HPmotor	-	200 HP	85 HP	240 HP	100 HP
15	Tegangan motor	Vmotor	1345 volt	670 volt	1710 volt	710 volt

16	Arus listrik	A	80 A	85 A	88 A	89 A
17	ODmotor	-	5,43 inci	5,43 inci	5,43 inci	5,43 inci
18	Kebutuhan shroud	-	Butuh	Tidak butuh	Tidak butuh	Butuh
19	Jenis kabel	-	#1CU - #2/0	#1CU - #2/0	#1CU - #2/0 AL AL	#1CU - #2/0 AL
20	Tegangan total	Vtot	1595,2 volt	754,1 volt	1875,9 volt	813,4 volt
21	KVA	-	241 KVA	100 KVA	285,6 KVA	125,2 KVA
22	Switchboard	-	Class 150 MDFH, type 76 A, size 4	Class 120 MHF, type 76 A, size 3	Class 150 MDFH, type 76 A, size 4	Class 120 MHF, type 76 A, size 3
23	Total tegangan start	VStot	987,3 volt	483 volt	1096,3 volt	558,6 volt

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan untuk evaluasi pompa ESP pada sumur P-028 dan P-029 PT. Pertamina EP *Asset 2* Pendopo *Field* dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

1. Laju produksi *maksimum fluida* yang dapat diperoleh dari analisa kurva IPR dengan kemampuan produksi untuk sumur P-028 dan P-029 adalah masing-masing sebesar 1211,67 bfpd, dan 991,54 bfpd.
2. Penggunaan pompa ESP type IND 750 dan IND 650 tidak mampu untuk mencapai laju produksi optimal dari sumur P-028 dan P-029 karena melebihi *range capacity optimum* pompa ESP tersebut.
3. Untuk mendapatkan laju produksi optimal pada kedua sumur direncanakan pada sumur P-028 menggunakan pompa ESP type IND 1000 dan pada sumur P-029 dengan pompa ESP type IND 750 dengan mengacu pada tabel 5.

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Ari, Putra MA. (2012). Perencanaan Pompa Electric Submersible Pump (ESP) Pada Lapangan DHI Sumur KA-07 di PT. Pertamina EP Region Sumatera Selatan *Field* Pendopo. UNSRI
- [2]. Hughes, B. (1986) . INTEQ “*Electrical Submersible Pump*”
- [3]. Takacs, G. (2009). *Electrical Submersible Pump*, Elsevier Inc.
- [4]. Houston. (2001). *Electrical Submersible Pump Analysis and Design*, Case Services Inc.,738 Highway South Suite
- [5]. Zaba, J., Doherty, WT. (1949). *Practical Petroleum Engineers Handbook*. Third Edition. Gulf Publishing Company. New York.
- [6]. Brown, KE. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods*. Volume 1. The University of Tulsa, Petroleum Publishing Co. Tulsa.
- [7]. Brown, KE. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods*. Volume 2b. The University of Tulsa, Petroleum Publishing Co. Tulsa.
- [8]. *Centrilift*. (1987). *Handbook Electrical Submersible Pumping System*.
- [9]. Anonim. (1996). *Reda Pump Catalog*, Reda Pump Company,Pte Ltd.
- [10]. Anonim. 2003). Teknik Produksi. PT. Pertamina EP. Jakarta.

**SURAT PERNYATAAN ORISINALITAS
KARYA ILMIAH**

Yang bertanda tangan di bawah ini

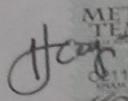
Nama : Patra Jaya
NIP / NIM : 03091402041
Jurusan / Prodi : Teknik Pertambangan
Fakultas : Teknik
Universitas : Sriwijaya

Menyatakan bahwa karya ilmiah yang dipublikasikan di Jurnal Ilmu Teknik, dengan judul :
Studi Eksperimental Performansi Desain Separator OGN-2 Di *Block Station* Ogan Sehubungan
Dengan Proses Pemisahan Fluida Pada PT. Pertamina EP Asset II *Field* Prabumulih

Adalah merupakan karya sendiri dan benar keasliannya. Apabila ternyata di kemudian hari karya
ilmiah ini merupakan hasil plagiat atau penjiplakan atas karya ilmiah orang lain, maka saya bersedia
bertanggung jawab dan menerima sanksi sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

Indralaya, 2 April 2014

Yang membuat pernyataan,




Patra Jaya