

# DESAIN PENINGKATAN PRODUKSI PASCA WORKOVER JOB DENGAN PROGRAM GROSS-UP MENGGUNAKAN CENTRILIFT 400 P10 PADA SUMUR HR-01 LAPANGAN X

Martin<sup>1</sup>, Aries Prasetyo, ST., MT.<sup>2</sup>, Kevin Wiriando, ST.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Mahasiwa, <sup>2</sup>Pembimbing Utama, <sup>3</sup>Pembimbing Lapangan

Teknik perminyakan, Institut Teknologi Sains Bandung, Cikarang

## Abstrak

Sumur HR-01 merupakan sumur dengan status aktif dan berproduksi di lapangan tanjung field dengan rata produksi 250 bfpd, laju alir minyak 25 bopd dan *water cut* 90 %. Sumur ini menggunakan metode pengangkatan buatan (*artificial lift*) SRP. Dari hasil evaluasi dengan data-data sebelumnya dan membuat kurva IPR bahwa sumur ini masih memiliki potensi untuk ditingkatkan lagi produksinya. Dalam upaya rencana peningkatan kapasitas produksi maka sumur ini akan dilakukan *program workover* berupa penambahan *perforasi* pada zona C, swab test, SHBP dan uji test sumur. Hasil dari program *workover job perforation* didapatkan test uji produksi lapisan C yaitu 472 bfpd yang selanjutnya akan ditentukan jenis pompa yang sesuai dengan laju alir tersebut. Perencanaan ESP diawali dengan membuat kurva IPR dengan nilai  $Q$  vs  $P_{wf}$  dengan metode vogel didapatkan  $Q_{max}$  sebesar 1032 bfpd dan  $Q_{opt}$  nya 825 bfpd, selanjutnya untuk penentuan jenis pompa yang dipilih adalah Centrilift 400 P10 dengan 74 stages serta target produksinya 825 bfpd. PSD pada sumur ini ditempatkan pada kedalaman 2800 ft diatas zona perforasi pada lapisan D. Untuk motor ESP yang digunakan adalah motor centrilift 450 SP 80 HP 1.895V 27 A, menggunakan cable round AWG#4 jenis EPDM/ nitrile (with or w/o barrier) dengan temperatur max 280°F, Sedangkan untuk *transformer* adalah 130 kVa.

Kata Kunci : Perencanaan desain, *electrical submersible pump*, *workover job perforation*

## Abstract

*The HR-01 well is an active and producing well in the tanjung field with an average production of 250 bfpd, an oil flow rate of 25 bopd and a water cut of 90%. This well uses the SRP artificial lift method. From the evaluation results with previous data and creating an IPR curve, this well still has the potential to increase production. In an effort to plan to increase production capacity, this well will be carried out a workover program in the form of additional perforation in zone C, swab test, SHBP and well test. The results of the perforation job workover program obtained a C layer production test test of 472 bfpd which will then determine the type of pump that is suitable for the flow rate. ESP planning begins with making an IPR curve with the value of  $Q$  vs  $P_{wf}$  with the vogel method obtained  $Q_{max}$  of 1032 bfpd and  $Q_{opt}$  of 825 bfpd, then for determining the type of pump chosen is Centrilift 400 P10 with 74 stages and a production target of 825 bfpd. The PSD in this well is placed at a depth of 2800 ft above the perforation*

zone in layer D. The ESP motor used is a 450'SP 80 HP 1.895V 27 A centrilift motor, using an AWG#4 round cable type EPDM / nitrile (with or w/o barrier) with a maximum temperature of 280°F, while the transformer is 130 kVa.

Keyword: Design planning, electrical submersible pump, workover job perforation.

\*Penulis untuk Korespondensi (*corresponding author*)

E-mail: [saikmatmartinus@gmail.com](mailto:saikmatmartinus@gmail.com)

Tel: +6282351265431

## I. PENDAHULUAN

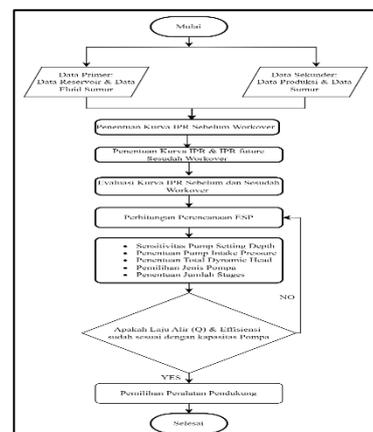
Penerapan metode pengangkatan buatan artificial lift sangat berperan penting dalam laju produksi terkait dengan rendahnya tekanan reservoir untuk mengangkat fluida menuju ke fasilitas produksi. Dalam penggunaan artificial lift diperlukan desain yang sesuai dengan kondisi sumur agar jenis yang akan digunakan dapat menghasilkan produksi yang diinginkan. Berdasarkan data histori sumur HR-01 untuk pembahasan penelitian ini telah terpasang artificial lift (*Suck Rod Pump*) dengan efisiensi volumetric pompa 30 % dan rata-rata gross 250 bfpd dengan nett Oil 25 bopd. Untuk meningkatkan potensi laju alir produksi pada sumur ini, maka akan dilakukan pekerjaan workover yaitu dengan cara melakukan Pembukaan layer baru atau perforasi pada lapisan C, swab dan SBHP pada lapisan C. Dengan dilakukan workover job perforation dan desain artificial lift (Electric Submesible Pump) pada sumur tersebut dengan harapan dapat meningkatkan laju alir produksi yang diinginkan. Oleh karena itu penelitian Tugas Akhir ini adalah “Desain

Peningkatan Produksi Pasca Wokover Job Dengan Program Gross-Up Menggunakan Centrilift 400 P10 Pada Sumur HR-01 Lapangan X”.

## II. TUJUAN

1. Menganalisa laju alir maksimum dan optimum pada sumur setelah dilakukan *wokover job perforation*
2. Evaluasi perbandingan laju alir before dan after dilakukan *wokover job perforation*.
3. Menentukan jenis dan kapasitas pompa serta peralatan pendukung untuk jenis pompa yang akan digunakan

## III. MENTODOLOGI



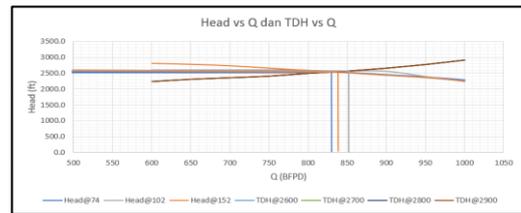
Gambar 1 Diagram Alir Penelitian

Diagram alir di atas menggambarkan proses penelitian dari awal hingga selesai. Proses ini mencakup beberapa tahapan yang dimulai dengan pengumpulan data, seperti data produksi dan profil sumur. Selanjutnya, dibuat kurva IPR untuk menilai kondisi sumur HR-01, dengan menghitung nilai  $Q_{max}$  berdasarkan asumsi nilai  $P_{wf}$  yang kemudian dipetakan pada kurva IPR untuk memperoleh nilai  $Q$ . Setelah itu, dilakukan evaluasi pada sumur tersebut setelah pelaksanaan program workover untuk menentukan apakah sumur tersebut masih memiliki potensi produksi yang bisa ditingkatkan. Setelah semua data terkumpul, evaluasi dilakukan untuk menentukan jenis pompa ESP yang akan dipasang pada sumur tersebut, dengan pembuatan kurva IPR baru setelah program *workover* dan desain pompa ESP untuk mengoptimalkan produksi sumur tersebut.

#### IV. HASIL DAN ANALISA

Berdasarkan data histori sumur HR-01 untuk pembahasan penelitian ini telah terpasang artificial lift (*Suck Rod Pump*) dengan efisiensi volumetric pompa 30 % dan rata-rata gross 250 bfpd dengan nett Oil 25 bopd. Untuk meningkatkan potensi laju alir produksi pada sumur ini, maka akan dilakukan pekerjaan workover yaitu dengan cara melakukan Pembukaan layer baru atau perforasi pada lapisan C, swab dan SBHP pada lapisan C. Dengan dilakukan workover job perforation dan desain artificial lift (Electric Submersible Pump) pada sumur tersebut dengan harapan dapat

meningkatkan laju alir produksi yang diinginkan.



Gambar 2 Grafik Ploting TDH vs Head

Tabel 1 Hasil Ploting TDH vs Head

PSD	Tipe Pompa	Stage	Qttotal (bfpd)	Qoil (bopd)	Qwater (bfpd)
2600	Centrilift 400P10	74	830	83	747
		74	829.5	82.95	747
		74	828.5	82.85	746
		74	828.0	82.8	745
2700	Centrilift DC-1000	152	840	84	756
		152	839.5	83.95	756
		152	838.5	83.85	755
		152	838	83.8	754
2800	Centrilift FC-925	102	851	85.1	766
		102	850.5	85.05	765
		102	849.5	84.95	765
		102	849	84.9	764

Setelah dilakukan analisa pemilihan pompa mana yang tepat, maka penulis memilih pompa CENTRILIFT DC-1000 dengan *pump setting depth* 2800 ft, hasil pemilihan tersebut berdasarkan pertimbangan dari fluid over pump. Semakin besar jarak *fluid over pump* terhadap *pump setting depth* maka laju produksi yang terproduksikan dapat lebih *optimum* dikarenakan kolom fluida disumur terbilang masih jauh dibandingkan dengan pemasangan *pump setting depth* yang lebih rendah. Selain itu pemasangan pump setting depth di kedalaman 2800 ft dapat mengurangi ikut terproduksinya gas yang akan menyebabkan *gas lock* karena PIP lebih besar dari *pressure* antara PSD ke mid perforasi dan memperpanjang umur sumur. Dengan EV pompa 97%, tetapi dengan ketersediaan stok yang ada di pumpshop PT. Pertamina Tanjung Field maka dipilih lah pompa dengan kapasitas optimum yaitu CENTRILIFT 400 P10 stages 74 dengan laju alir produksi berada pada

828.5 bfpd dengan EV pompa 87.14% pada *freq* 60 Hz.

## V. PEMBAHASAN DAN DISKUSI

Sumur HR-01 merupakan sumur yang masih aktif diproduksi pada lapangan PT Pertamina Tanjung field, dengan rata-rata produksi harian 250 bfpd dan minyak sekitar 24 *bopd* dengan *water cut* sebesar 90%. Jenis sumur ini adalah *vertical* dengan kedalaman akhir 3,772 ft (1150 m). *Artificial lift* yang terpasangan pada sumur ini adalah *Suck Road Pump* (SRP) dengan kapasitas pompa produksi sebesar 250 bfpd.

Dalam meningkatkan kapasitas produksi PT Pertamina Tanjung Field berupaya untuk buat program kongkrit agar ketahanan produksi minyak dapat terjaga dan tidak mengalami penurunan yang signifikan.

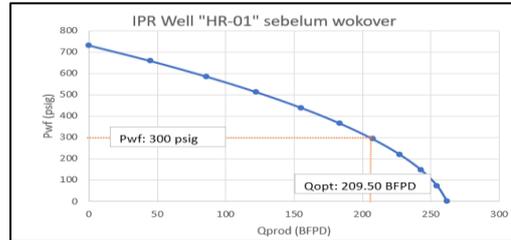
Salah satu program yang dilakukan untuk meningkatkan kapasitas produksi sumur adalah dengan *workover*. Dimana *workover* ini bertujuan untuk memperbaiki lapisan *formasi reservoir* yang mengalami kerusakan akibat *scale* atau hal – hal lainnya. Salah satu sumur yang masuk program *workover* adalah sumur HR-01 ini, program *workover* pada sumur ini diantara nya adalah :

- *Logging Cast-V*
- *Perforasi* pada lapisan C pada kedalaman (3.002 ft)
- *Swab dan SBHP* pada lapisan C

Setelah itu, maka selanjutnya membuat kurva IPR untuk melihat kondisi sumur dengan cara mencari nilai  $Q_{max}$  dengan menggunakan metode *vogel*. Dalam menentukan kemampuan sumur HR-01 maka di

buat kurva IPR dari dua kondisi yaitu sebelum dilakukan *workover* dan sesudah dilakukan *workover*.

### IPR sebelum dilakukan Workover



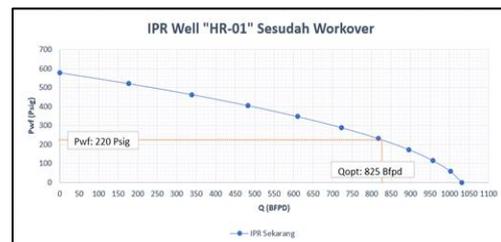
Gambar 3 Kurva IPR sumur HR-01

Tabel 2 Hasil perhitungan kemampuan produksi Sumur HR-01

Kemampuan Sumur		
PI	0.4	Rendah
Qt	250	BFPD
Ps	731	Psi
Pwf	105	Psi
Qmax	261.88	BFPD
Qopt	209.51	BFPD

Dari hasil plotting dan perhitungan yang telah dilakukan dapat di analisa kemampuan produksi sumur HR-01 termasuk ke dalam sumur dengan PI yang rendah dan memiliki produksi harian sebesar 250 bfpd dengan produksi oil 24 *bopd* untuk menaikan produksi akan dilakukan program *workover* berupa penambahan perforasi pada zona C.

### IPR Setelah dilakukan Workover



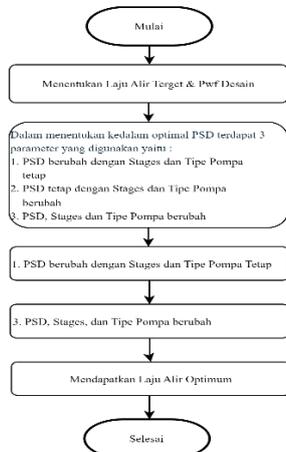
Gambar 4 Kurva IPR Sumur HR-01

Tabel 2 Hasil plotting dan perhitungan IPR sumur HR-01

Kemampuan Sumur		
PI	2.8	Tinggi
Qt	472	BFPD
Ps	579	psi
Pwf	410	psi
Qmax	1032	BFPD
Qopt	825	BFPD

Dari hasil plotting dan perhitungan yang telah dilakukan dapat di analisa kemampuan produksi sumur HR-01 termasuk ke dalam sumur dengan PI yang Tinggi dan memiliki produksi harian sebesar 472 bfpd dari data hasil swab test dan SBHP yang telah dilakukan. Maka dapat disimpulkan bahwa Wkover berubah panambahan perforasi yang dilakukan berhasil meningkatkan kemampuan sumur untuk berproduksi.

### Desain ESP pada sumur HR-01



Gambar 5 Diagram Alir Alur Desain ESP

Prosedur perencanaan *electric submersible pump* dapat dilihat pada tabel berikut:

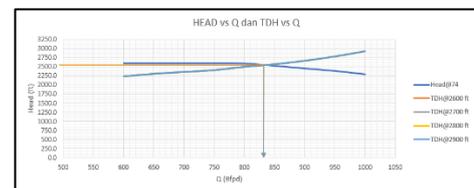
Tabel 3 Hasil Perhitungan Perencanaan ESP

Perencanaan Desain ESP		
Penentuan Laju Alir Target		
Laju Alir Target (Qtarget)	825	Bfpd
Pwf Desain	220	Psig
Penentuan Pump Setting Depth (PSD)		
PSDmin	2537	ft
PSDmax	2956	ft
PSDasumsi (2600-2900 ft)	2800	ft
Penentuan Pump Intake Pressure		
Jarak PSD ke Mid perfo	202	ft
Pressure PSD ke Mid perfo	86.91	psi
PIP	133.09	psi
Penentuan Total Dynamic Head (TDH)		
FOP	309.51	ft
Vertical Lift (Hd)	2490.49	ft
Friction	0.92	
Head Fraction tubing (Hf)	2.57	ft
Well Head Tubing (Ht)	46.51	ft
Total Dynamic Head (TDH)	2539.57	ft
Penentuan Pompa		
Kebutuhan stages	74	stages
Horse power (BHP)	26.09	Hp
Effisiensi Vol. pump	87.14	%

Untuk penentuan pompa jenis atau tipe pompa yang digunakan adalah Centriflitt 400 P10, 60 hz dari hasil perhitungan yang dilakukan didapatkan untuk kebutuhan stages sebesar 74 stages, BHP 26,09 hp dan Eff. vol pompa 87,14 %.

Tabel 4 Hasil perhitungan TDH vs Head

Perhitungan TDH dengan PSD = 2800 ft dan 74 stage										
Q (BHP)	Q (ft³/d)	Depth Difference (ft)	Pressure Difference (psi)	PIP (psi)	PIP (ft)	Vertical Lift (ft)	Friction (ft)	Tubing Friction (ft)	Tubing Head (ft)	Total Head (ft)
825	350	300	86.909	220	220	2539.57	0.92	4.07	46.51	2590.07
825	350	300	86.909	220	220	2539.57	0.92	4.07	46.51	2590.07
825	350	300	86.909	220	220	2539.57	0.92	4.07	46.51	2590.07
825	350	300	86.909	220	220	2539.57	0.92	4.07	46.51	2590.07
825	350	300	86.909	220	220	2539.57	0.92	4.07	46.51	2590.07
825	350	300	86.909	220	220	2539.57	0.92	4.07	46.51	2590.07
825	350	300	86.909	220	220	2539.57	0.92	4.07	46.51	2590.07
825	350	300	86.909	220	220	2539.57	0.92	4.07	46.51	2590.07
825	350	300	86.909	220	220	2539.57	0.92	4.07	46.51	2590.07
825	350	300	86.909	220	220	2539.57	0.92	4.07	46.51	2590.07



Gambar 6 Gravik TDH vs Head

Tabel 4 Hasil Ploting TDH vs Head

PSD	Tipe	Stage	PIP	Q (bfpd)
2600	Centriflitt 400P10	74	37.091	830
2700	Centriflitt 400P10	74	80.091	829.5
2800	Centriflitt 400P10	74	123.091	828.5
2900	Centriflitt 400P10	74	166.091	828.0

Optimalisasi laju produksi dilakukan dengan mengubah kedalaman PSD dari 2600 ft hingga 2900 ft dimana pada evaluasi ini menggunakan tipe dan stage pompa yang tersedia di *pump shop* PT. Pertamina yaitu CENTRILIFT 400 P10 74 stage. Berdasarkan tabel diatas untuk semua kedalaman PSD menghasilkan laju produksi yang tidak jauh berbeda yaitu sebesar 830, 829.5, 828.5, dan 828 bfpd sehingga cara ini kurang tepat dilakukan untuk digunakan sebagai parameter optimalisasi produksi karena laju produksi yang dihasilkan kurang signifikan atau kurang maksimal.

Sehingga akan dilakukan perhitungan dengan parameter kedua yang telah terdapat pada alur desain ESP pada gambar 5.

Tabel 5 Hasil perhitungan berbagai tipe pompa

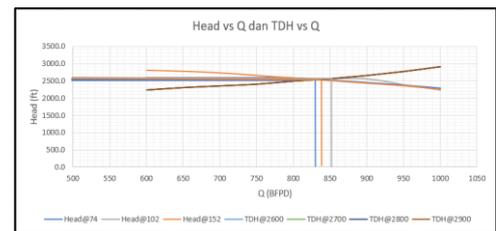
Parameter	400 P10	DC-1000	FC-925	Satuan
H	34.5	16.7	25	ft/stages
Stages	74	152	102	Satages
%Eff Pompa	61	58	62	%
%Eff max	70	60	70	%
%EV Pompa	87.14	97	89	%
Hp	0.35	0.19	0.26	Hp/stages
Bhp	26.09	29.18	26.68	HP

Dengan mengetahui Jumlah stages, BHP, dan efisiensi dari berbagai pompa maka akan dilanjutkan dengan menentukan

TDH vs Head dengan PSD, Stages, dan Tipe pompa yang berbeda.

Tabel 6 Hasil perhitungan TDH vs Head

Perhitungan TDH dengan PSD = 2000 ft dan 74, 152 dan 102 stages														
Q Actual	Psf	Depth	Pressure	PP	FOP	Vertical Lift	Friction	Tubing Friction	Tubing Head	TDH	Head @ 74	Head @ 152	Head @ 102	
bfpd	ft	ft	psi	psi	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	
600	250	202.12	86.92	323.09	611.84	1389.56	1.43	4.01	46.52	2287.7	25	2500.0	163	2812.0
600	250	202.12	86.92	323.09	612.07	1387.93	1.46	4.05	46.52	2284.4	25	2500.0	163	2796.5
700	289	202.12	86.92	322.09	483.15	1336.77	1.50	5.33	46.52	2286.6	25	2500.0	18	2760.0
750	279	202.12	86.92	326.19	444.40	1355.83	2.16	6.06	46.52	2462.2	25	2500.0	17.5	2660.0
800	240	202.12	86.92	353.09	355.02	1340.93	2.44	6.02	46.52	2467.3	24.5	2500.0	17	2590.0
850	200	202.12	86.92	325.09	386.26	1352.74	2.73	7.63	46.52	2507.9	24.05	2500.0	16.5	2500.0
900	170	202.12	86.92	331.09	355.33	1366.77	3.03	8.48	46.52	2461.8	23.1	2460.4	16	2402.0
950	130	202.12	86.92	331.09	76.95	1713.65	3.35	9.38	46.52	2778.9	22.2	2302.8	15.5	2350.0
2000	60	202.12	86.92	330.92	43.34	1363.38	3.88	10.11	46.52	2694.4	21	2294.0	14.8	2244.0



Gambar 7 Grafik TDH vs Head

Tabel 7 Hasil Ploting TDH vs Head dari berbagai tipe pompa

PSD	Tipe Pompa	Stage	Qtotal (bfpd)	Qoil (bopd)	Qwater (bfpd)
2600	Centrilift 400P10	74	830	83	747
		74	829.5	82.95	747
		74	828.5	82.85	746
		74	828.0	82.8	745
2700	Centrilift DC-1000	152	840	84	756
		152	839.5	83.95	756
		152	838.5	83.85	755
2900	152	838	83.8	754	
2600	Centrilift FC-925	102	851	85.1	766
		102	850.5	85.05	765
		102	849.5	84.95	765
		102	849	84.9	764

Setelah dilakukan analisa pemilihan pompa mana yang tepat, maka penulis memilih pompa CENTRILIFT DC-1000 dengan *pump setting depth* 2800 ft, hasil pemilihan tersebut berdasarkan pertimbangan dari fluid over pump. Semakin besar jarak *fluid over pump* terhadap *pump setting depth* maka laju produksi yang terproduksi dapat lebih *optimum* dikarenakan kolom fluida disumur terbilang masih jauh dibandingkan dengan pemasangan *pump setting depth* yang lebih rendah. Selain itu pemasangan *pump setting*

depth di kedalaman 2800 ft dapat mengurangi ikut terproduksinya gas yang akan menyebabkan *gas lock* karena PIP lebih besar dari *pressure* antara PSD ke mid perforasi dan memperpanjang umur sumur. Dengan EV pompa 97%, tetapi dengan ketersediaan stok yang ada di pumpshop PT. Pertamina Tanjung Field maka dipilih lah pompa dengan kapasitas optimum yaitu CENTRILIFT 400 P10 stages 74 dengan laju alir produksi berada pada 828.5 bfpd dengan EV pompa 87.14% pada *freq* 60 Hz.

## VI. KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil evaluasi pada sumur "HR-01" sebelum dan sesudah *workover*, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Laju alir pada sumur HR-01 sebelum dilakukan *workover* adalah 250 bfpd, laju alir minyak 24 bopd dan *water cut* 90% menggunakan pompa *Suck Rod Pump* dengan efisiensi volumetric pompa sebesar 30%.
2. Evaluasi sumur sebelum dilakukan *workover* didapatkan laju alir  $Q_{max}$  261.88 bfpd dan  $Q_{opt}$  209.50 bfpd dengan *Produktivity Index* (PI) sumur HR-01 sebelum dilakukan *perforasi* pada lapisan C adalah 0.4 yang mana ini termasuk sumur dengan kemampuan produksi yang rendah. Sedangkan setelah dilakukan *workover* sumur HR-01 mengalami peningkatan laju alir produksi hal ini dibuktikan

dari hasil test rate pada *job swab* didapatkan laju alir sebesar 472 bfpd, dari hasil *workover* juga ada beberapa data yang mengalami perubahan seperti  $Q_{max}$ ,  $Q_{opt}$ , *water cut*, tekanan dan *temperature*. Hal ini dikarenakan adanya penambahan *perforasi* baru pada lapisan C pada sumur HR-01. Dari data tersebut maka akan dilakukan upaya peningkatan produksi dengan menggunakan jenis pompa Cenrilift 400 P10 dengan range produksi sebesar 600 – 1400 bfpd.

3. Dari hasil desain pompa ESP pada sumur HR-01 dengan menggunakan pompa Centrilift 400 P10 dengan 74 stages deangan kedalam PSD 2800 ft didapatkan laju alir produksi harian sebesar 828.5 bfpd, laju alir minyak 82.85 bopd dan *water cut* 90% hal ini menunjukkan bahwa program *workover* berhasil meningkatkan kapasitas produksi pada sumur HR-01 dari sebelumnya 250 bfpd laju alir minyak 24 bopd dan *water cut* 90%.

Adapun saran yang ingin penulis berikan setelah melakukan penelitian tugas akhir ini yaitu:

1. Dalam mengoptimalkan potensi produksi sumur, secara perhitungan pompa maka dipilih lah tipe pompa Centrilift DC-1000 dengan 152 stage namun karena keseterdaian pompa yang ada maka dilipilah pompa Centrilift 400 P10.
2. Dalam perhitungan IPR sesudah dilakukan perforasi perlu kaji lagi dikarenakan penulis hanya menghitung berdasarkan hasil produksi dari zona C dan bukan semua zona maka itu perlu di update mengenai data pressure reservoir.

#### UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat TUHAN Yang Maha Esa atas rahmat dan karunia-Nya. Terima kasih kepada Orang Tua penulis beserta keluarga besar yang senantiasa mendoakan dan memotivasi. Terima kasih kepada Pembimbing pak Kevin Wiriando selaku pembimbing lapangan penulis. Terima kasih kepada pak Aries Prasetyo, S.T.,M.T selaku dosen pembimbing penulis selama kuliah di Program Studi Teknik Perminyakan. Terima kasih kepada Raka Fururahman, S.T, atas bimbingan, saran dan nasehat yang diberikan kepada penulis selama penyusunan Tugas Akhir ini.

#### DAFTAR PUSTAKA

1. Brown, K. E. (1984). *The technology of artificial lift methods, Volume 4 - Production optimization of oil and gas wells by nodal systems analysis*. (pp. 1–464).
2. Brown, K. E. . (1977). The Technology of Artificial lift. In *PennWell Books* (Vol. 1, p. 500). 7623701)
3. Beggs, H. D., “*Production Optimization Using Nodal Analysis*”, Oil and Gas Consultant International Inc., Tulsa, Oklahoma, 1991.
4. Boyun Guo William C. Lyons, Ali Ghaleb. 2007, *Petroleum Production Engineering Fundamentals*. USA: Elsevier.
5. Allen, Thomas O. 1994. *Production Operation*. Texas: Oil & Gas Consultants Intl; 4 edition
6. Dewi, Aristanti O., “Seminar Evaluasi dan Optimasi Produksi Menggunakan Metode Electrical Submersible Pump”. Universitas Proklamasi 45, Yogyakarta, 2016.
7. PT. Pertamina Hulu Indonesia Region 3 Zona 9. “Data Sumur R-12, Data Workover Tanjung Field”. Tanjung, 2023.