



PEMILIHAN *ARTIFICIAL LIFT* UNTUK OPTIMASI PRODUKSI SUMUR X DI PT Y LAPANGAN Z

Fatahillah Mahfuzh Ridha^{1*}, Erdila Indriani¹

¹Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu, Indonesia

*E-mail: fatahillah01.pkl@gmail.com

ABSTRAK

Penurunan produksi sumur adalah hal yang wajar pada Lapangan Z yang lama berproduksi. Hal ini diakibatkan oleh penurunan tekanan reservoir karena diproduksi fluida ke permukaan. Begitu juga dialami oleh PT Y Lapangan Z yang mempunyai target produksi tahun 2022 sebesar 2.145 BOPD. Tentunya hal ini menjadi masalah utama yang disaat terdapat target *lifting* nasional sebesar 1 juta BOPD. Untuk menghadapi tantangan tersebut perlu dilakukan studi mengenai optimasi produksi dengan salah satu skenarionya adalah pemasangan *artificial lift*. Salah satu sumur yang menjadi kandidat studi ini adalah Sumur X yang diprediksikan akan berhenti produksi secara *natural flow* pada tanggal 29 Januari 2023. Penelitian ini berfokus dalam memprediksi kondisi sumur pada masa mendatang termasuk laju produksi, WC, GOR, dan tekanan kepala sumur sebagai modal perencanaan pemasangan *artificial lift*. Perencanaan pemasangan *artificial lift* pada Sumur X telah melewati tahapan *screening* dan terpilihlah *Electrical Submersible Pumping (ESP)*. Setelah dihitung parameter desainnya maka didapatkan laju alir target 345 STB/hari dengan rencana pemasangan 56 *stage* dengan kekuatan motor 9,5 HP. Pemasangan pompa ESP pada Sumur X telah menaikkan produksi hingga 18 kali lebih banyak sehingga Sumur X diharapkan dapat berproduksi secara optimal kembali dengan menggunakan ESP sebagai metode pengangkatan buatan.

Kata kunci: *Design ESP, Optimisasi, Produksi, Prediksi, Artificial Lift*

ABSTRACT

The rate production decline is a common thing in oil fields that have been producing for a long time. This is caused by a decrease in reservoir pressure due to the production of fluid to the surface. This happened in PT Pertamina Hulu Indonesia Region 3 Zone 9 Sangatta Field that has a production target of 2,145 BOPD in 2022. Of course, this is a serious problem when there is a national lifting target of 1 million BOPD. To face these challenges, it is necessary to do a study on production optimization with artificial lift installation scenarios. One of the candidate well for this study is Well X which is predicted to stop producing natural flow on January 29, 2023. This study focuses on predicting the future condition of the well including production rate, WC, GOR, and wellhead pressure as main points in artificial lift installation. Planning for the installation of an artificial lift in Well X has passed the screening stage and Electrical Submersible Pumping (ESP) has been selected. After calculating the design parameters, the target flow rate achieved at 345 STB/day with a 56 stage installation plan with 9.5 HP motor power. The installation of ESP on Well X has increased production by up to 18 times so that Well X is expected to be able to produce optimally by using ESP as an artificial lift method.

Keywords: *Design, ESP, Optimization, Production, Prediction, Artificial Lift*

1. PENDAHULUAN

Salah satu masalah yang umum dihadapi pada memproduksi sumur minyak adalah penurunan produksi sumur. Sudah menjadi hal yang tentu jika performa sumur akan menurun sejalan dengan diproduksikannya sumur tersebut. Penurunan performa sumur ini akan mengakibatkan juga penurunan produksi dari suatu sumur dan tak jarang mengakibatkan permasalahan-permasalahan yang lain juga sehingga akan merugikan perusahaan. Penurunan produksi sumur adalah hal yang wajar pada lapangan-lapangan yang telah lama berproduksi. Hal ini di akibatkan penurunan tekanan reservoir karena di produksikannya fluida reservoir tersebut ke permukaan, sehingga tak jarang sumur-sumur *natural flow* (sembur alam), yang memanfaatkan tekanan reservoir untuk mengangkat fluida ke permukaan, menjadi semakin sedikit jumlahnya.

Produktivitas formasi adalah kemampuan suatu formasi untuk mengalirkan fluida hidrokarbon menuju lubang. Produktivitas formasi dapat dinyatakan sebagai kemampuan suatu akumulasi hidrokarbon dalam batuan porous dan permeabel untuk memproduksi fluida yang dikandungnya atau dikenal dengan indeks produktifitas [1]. Pada evaluasi dan perencanaan suatu sumur, indeks produktivitas dinyatakan dalam sebuah grafik yang sering disebut kurva *Inflow Performance Relationship (IPR)*. IPR adalah kurva yang merupakan wujud grafis dari hubungan antara tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) dan laju alir produksi (q) [2]. Pada kondisi ini Pada saat penurunan tekanan berada dibawah tekanan bubble-point maka pada kurva IPR akan terjadi deviasi dari bentuk garis lurus IPR satu fasa [3].

Dalam penilaian produktifitas sumur ini dikenal juga dengan analisa produksi. Salah satu analisa tersebut adalah sistem nodal yang bertujuan untuk mengkombinasikan berbagai komponen pada sumur minyak ataupun gas guna memprediksikan laju alir maupun untuk mengoptimasi berbagai parameter di sistem tersebut. Selanjutnya karena ada penurunan produksi maka perlu dilakukan analisa *de-*

cline curve atau DCA untuk memprediksi produksi di masa yang akan datang. Analisa ini juga berfungsi untuk memprediksi sebuah sumur dipasang pengangkatan buatan.

Metode pengangkatan buatan atau *artificial lift* digunakan ketika suatu sumur tidak mampu berproduksi secara sembur alami atau ketika tekanan reservoir tidak bisa menanggulangi kehilangan tekanan di seluruh sistem produksi sampai ke permukaan. Pemilihan metode pengangkatan buatan adalah hal yang sangat penting dilakukan demi keuntungan jangka panjang sebuah sumur migas. Memilih metode pengangkatan yang cocok adalah hal yang penting agar sumur dapat berproduksi secara optimal.

2. METODE

A. Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan di PT Y Lapangan Z. Lapangan Z memiliki luas 11,140 km² dan menggunakan skema PSC yang ditandatangani tanggal 13 September 2005. Secara geografis lapangan ini memiliki 2 wilayah yaitu Lapangan Z (Desa Sangkima, Sangatta Selatan, Teluk Singkama, dan Kelurahan Singa Geweh) dan Semberah (Desa Batu batu, Badak Mekar, Tanah Datar, dan Desa Salo Celak). Jumlah produksi minyak dan gas dari Lapangan Z mencapai 2.140 BOPD dan 2.688 MSCFD dengan total cadangan sebesar 402 MSTB.

B. Data Penelitian

Data Primer

Data primer adalah data dasar yang didapatkan langsung dari lapangan. Dari penelitian yang dilakukan sumur X adalah sumur miring dengan kompleksi *liner* dan *di-packer* dengan kedalaman 2203 mMD. Sumur ini masih berproduksi secara *natural flow* dengan tekanan reservoir sebesar 1449 psi dengan P_i yang tergolong bagus yaitu 0.59 bbl/hari/psi. Fluida sumur X ini tergolong minyak sedang dengan kualitas 33,5 derajat API dengan laju produksi minyak 98 BOPD.

Data Sekunder

Data sekunder adalah data yang dikumpulkan dari sumber lain. Dari sumber manufaktur pompa didapatkan data sekunder berupa data pompa (jumlah *head* per *stage*, jumlah HP per *stage*, jumlah *stage* maksimal pompa) dan grafik performa pompa yang didapatkan dari manufaktur pompa Schlumberger.

C. Prosedur Penelitian

Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan baik data primer dan sekunder dari setiap pertemuan daring penelitian dan sumber sumber lainnya. Data yang terkumpul diolah dan digunakan untuk membantu dalam melakukan penelitian ini.

Forecasting Data

Forecasting atau memprediksikan data bertujuan untuk mendapatkan Gambaran data dimasa yang akan datang. Disisi lain forecasting laju alir dengan metode DCA digunakan untuk mengetahui laju alir di masa depan untuk memprediksi kapan produksi tersebut telah selesai fase sembur alami. *Forecasting* data WC, GOR, dan WHP dengan ekstrapolasi dan laju alir produksi dilakukan dengan metode DCA. Hal yang pertama dilakukan adalah dengan mencari tipe penurunan (*decline*) dengan metode *trial error* dan X^2 *Chisquare-test*. Tabulasi digunakan untuk mencari selisih terkecil dari laju alir aktual dan prediksi, sehingga dihasilkan nilai b yang menandakan tipe *decline* dan nilai D_i sebagai laju penurunannya.

Selain data sumuran, kemampuan produksi sumur juga dilakukan dengan memprediksi kemampuan produksi suatu sumur di masa yang akan datang. Membuat *future* IPR dengan menggunakan metode *Standing*. *Standing* menggunakan korelasi vogel yang dikombinasikan dengan Muskat untuk memprediksikan IPR di massa yang akan datang

atau *future* [4]. Prosedur yang dilakukan adalah dengan melakukan pendekatan perhitungan *material balance* untuk menghitung saturasi pada masa yang akan datang. Standing lalu mendefinisikan PI masa sekarang pada saat selisih tekanan sama dengan nol sebagai:

$$J_p^* = 1,8 \left[\frac{Q_{o\ max}}{P_r} \right] \quad (1)$$

Standing beranggapan bahwa PI dimasa depan dapat diperkirakan dengan PI di masa sekarang pada saat selisih tekanan nol dengan rumus :

$$J_f^* = J_p^* \left[Pr_f / Pr_p \right]^2 \quad (2)$$

Setelah mendapatkan PI estimasi pada Pers. (2). maka selanjutnya membuat kurva IPR dengan mencari Q_o dengan berbagai nilai P_{wf} dengan rumus berikut:

$$Q_o = \left[\frac{J_f^*(Pr_f)}{1,8} \right] \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{Pr_f} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{Pr_f} \right)^2 \right] \quad (3)$$

Screening Artificial Lift

Screening atau pemilihan artificial lift ini dilakukan dengan metode penilaian kelebihan dan kekurangan dari peralatan tersebut. Selanjutnya membandingkan penelitian yang sudah ada dari beberapa sumber lalu membuat *screening table*. Untuk mengurangi subjektivitas penilaian maka penelitian ini lebih menitikberatkan pada penilaian kekurangan alat jika dipasang pada sumur X. sebagai hasil akhirnya akan dipilih alat yang memiliki nilai yang paling kecil, artinya alat tersebut memiliki potensi kerusakan paling kecil pada sumur X

Menghitung Parameter Desain Pompa

Hasil dari penghitungan parameter desain sederhana ini adalah parameter operasi yang optimal untuk sumur X sehingga dapat menaikkan laju produksi prediksi menjadi laju produksi yang diinginkan Pompa yang

akan digunakan adalah ESP. ESP adalah unit pom-pa yang dinamakan yang terdiri dari motor listrik, bagian *seal*, bagian *intake*, kabel elektrik, pompa sentrifugal yang bertingkat, *switchboard*, *junction box*, dan trafo [5]. Perencanaan ini dimaksudkan untuk memilih pompa ESP yang dapat bekerja secara optimal sesuai dengan kondisi sebuah sumur. Berikut adalah langkah langkah dalam merencanakan pemilihan ESP [4]:

1. Dimulai dari *inflow performance relation-ship*, tentukan laju produksi yang diinginkan (Q_{ld}).
2. Menentukan pwf pada laju alir *pump-delivery* dengan rumus berikut:

$$Pwfd = 0,125xPr \left[\sqrt{81 - 80 \times \left(\frac{qo}{qo\ max} \right)} - 1 \right] \quad (4)$$

3. Menghitung *Pump Intake Pressure*

$$PIP = Pwf - (Dmid .prf - PSD) \times SGmix \times 0,433 \quad (5)$$

4. Menghitung *total dynamic head*

$$TDH = WFL + Hf + Ht \quad (6)$$

$$WFL = Dmid .prf - \left(\frac{Pwf}{SG\ mix \times 0,433} \right) \quad (7)$$

$$Ht = \frac{THP}{SGmix \times 0,433} \quad (8)$$

Menghitung nilai F dengan Pers. (9) kemudian dimasukkan kedalam Pers. (10) untuk mendapatkan nilai *friction head*.

$$F = 2,083 \times \left(\frac{100}{c} \right)^{1,85} \times \left(\frac{Q}{ID^{4,8655}} \right)^{1,85} \times SGmix \quad (9)$$

$$Hf = \left(\frac{PSD}{1000} \times F \right) \quad (10)$$

5. Menentukan *head pompa* dengan Pers. (11) kemudian dengan data head/stage pompa dari manufaktur menghitung jumlah stage pada Pers. (12):

$$Ns = \frac{TDH \times SGmix}{hs} \quad (11)$$

6. Dengan menggunakan data *power/stage* pompa dari manufaktur, menghitung kebutuhan tenaga dengan total *stage* yang ada:

$$hp\ motor = Ns \times hps \quad (12)$$

3. PEMBAHASAN

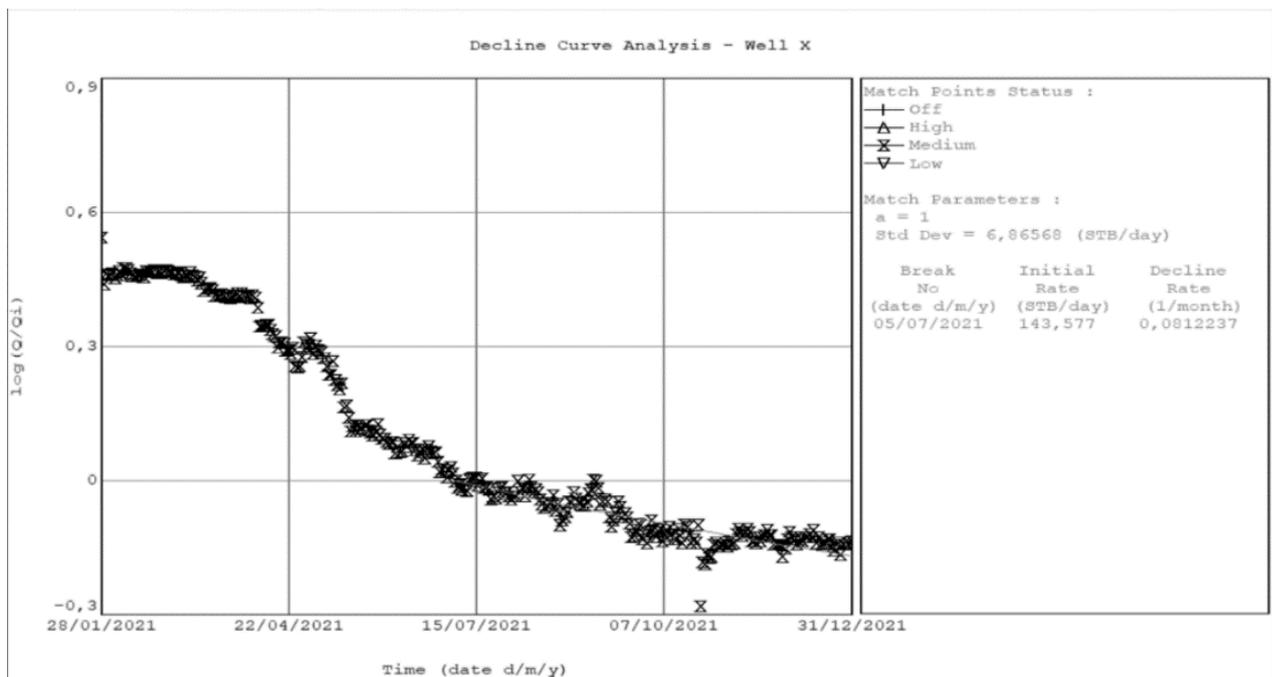
A. Prediksi Data Sumur X

Pada sumur X akan dilakukan prediksi performa untuk mengetahui kapan harus dilakukan optimasi produksi. Dimana ditetapkan bahwa batas ekonomis sumur tersebut berproduksi adalah sebanyak 10 bbl/hari. Dari data histori produksi yang ada di lakukan test untuk mengetahui sifat penurunan produksi sumur X yaitu dengan metode Trial Error dan *X² Chisquare-Test*. Dari test tersebut dapat dianalisa bagaimana penurunan produksi terjadi yaitu dengan membandingkan data produksi aktual dan perkiraan. Didapatkan bahwa sumur X terjadi penurunan produksi secara harmonik karena jumlah *X²* yang paling kecil seperti pada **Tabel 1**. Dilakukan juga validasi dengan software pada **Gambar 1** dan didapatkan nilai Di dan b yang hampir sama.

Begitu juga dengan data WC, GOR, dan WHP dilakukan *forecasting* dengan metode pena-rikan garis sesuai trend yang dipilih seperti pada **Gambar 2**. Semua data tersebut kemudian di plot dengan Ms. Excel sehingga didapatkan kurva *history* dan *forecast*. Dari prediksi data tersebut dengan menggunakan acuan data tekanan kepala sumur maka ditetapkan pada tanggal 29 Januari 2023 sumur X berhenti berproduksi secara sembur alami. Hal ini diakibatkan pada tanggal tersebut tekanan kepala sumur sudah mencapai 100,06 Psi yang diasumsikan sudah mendekati tekanan separator dan dinilai tidak mampu mengalirkan fluida ke separator, sehingga direncanakan untuk memasang pengangkatan buatan seperti pada **Tabel 2**.

Tabel 1. Tabulasi Penghitungan Trial Error dan X^2 Chisquare-Test

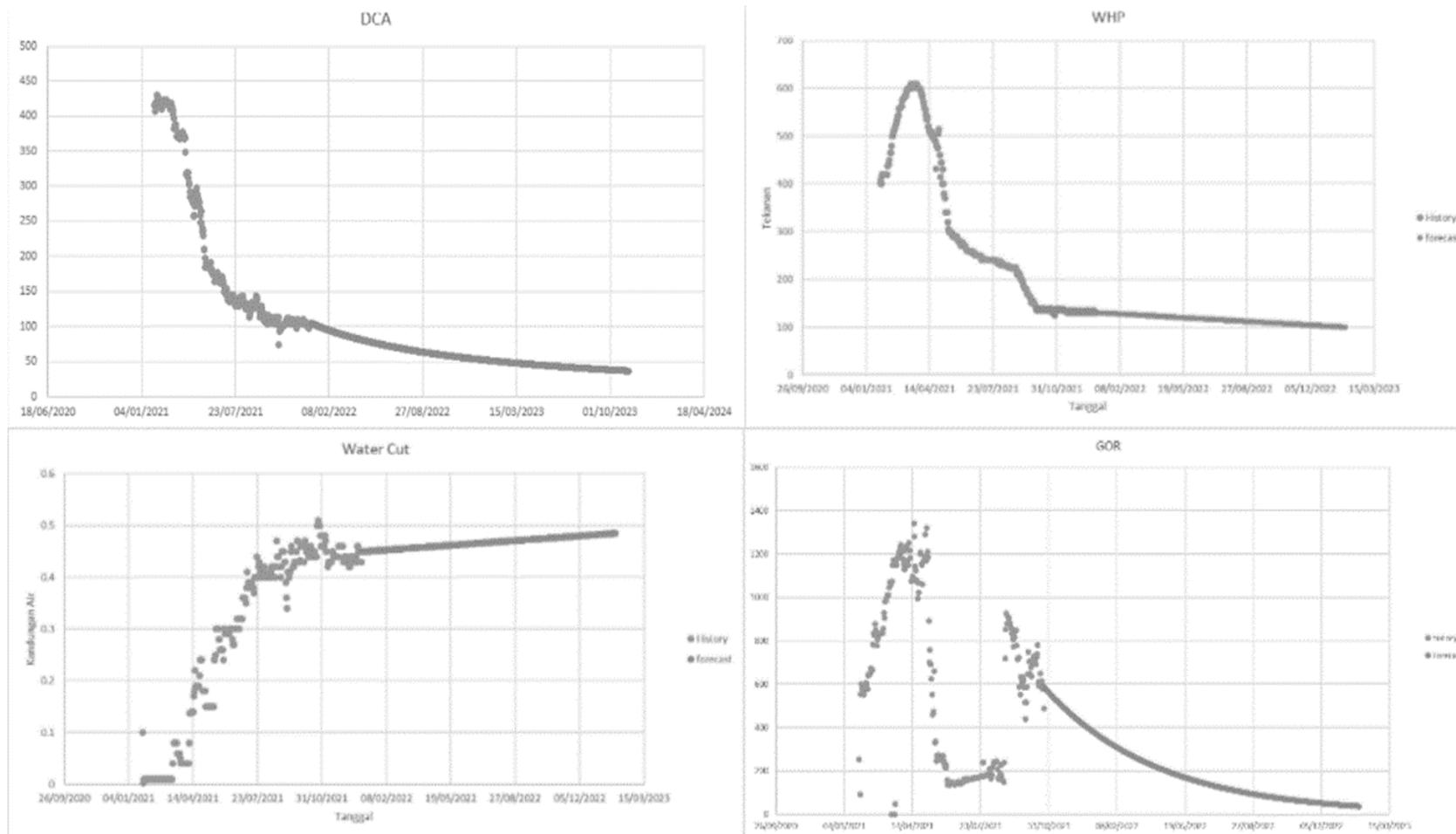
No	Date	Qo (BOPD)	Harmonic	
			b	1
			Di	0.081
			qo	X^2
1	30/06/2021	5092	4710.2968	30.932
2	31/07/2021	4344	4381.8289	0.3266
3	31/08/2021	4037	4096.1855	0.8552
4	30/09/2021	3664	3845.5041	8.5668
5	31/10/2021	3273	3623.736	33.947
6	30/11/2021	3174	3426.1518	18.557
7	31/12/2021	3249	3249	0
Jumlah X^2				93.185



Gambar 1. Validasi Penghitungan Di dengan Software

Tabel 2. Target Pemasangan Artificial Lift

Waktu	Qo (BOPD)	WHP (psi)	GOR (scf/stb)	WC (fraksi)
29/01/2023	50,86	100,04	39,6	0,484



Gambar 2. Forecasting dengan metode penarikan garis

B. Screening Artificial Lift Sumur X

Pada sumur X akan dilakukan screening 3 jenis peralatan yang tersedia di Lapangan Zaitu ESP, SRP, dan HPU untuk dipilih salah satu yang cocok dengan kriteria screening. Berikut adalah dasar pemilihan peralatan:

1. Fluida dan Reservoir

Sumur X memiliki minyak dengan kualitas 33,5 derajat API, kandungan air 48%, dan GOR sebanyak 36,9 scf/stb. Fluida sumur X termasuk minyak medium berat dan jika ditinjau dari peralatan maka semua peralatan masih cocok untuk digunakan karena baik dari ESP, SRP, dan HPU masih bisa memproduksi minyak medium berat. Namun perbedaannya dalam segi operasi ESP akan memberikan hasil yang lebih optimal dan menerus karena menggunakan motor listrik dibanding dengan HPU dan SRP yang hanya menggunakan *plunger*.

2. Konstruksi Sumur

Secara konstruksi sumur, sumur X termasuk *deviated well* atau sumur miring yang mempunyai kemiringan 20,2 derajat dengan dogled severity <3 derajat/100 f, dan termasuk sumur tipe J. Sumur X memiliki kedalaman total > 7000ft dengan kedalaman perfo pada 3756,56 ft. Jika ditinjau dari peralatannya pompa SRP dan HPU memiliki batasan dalam operasi pada sumur miring. Pada SRP dan HPU miliki rangkaian yang berpotensi akan bergesekan dengan dinding sumur yang miring dan berpotensi akan menyebabkan rangkaian putus. Pada ESP karena menggunakan motor listrik yang dibanamkan ke fluida, terkait dengan kemiringan dan kedalaman sumur tidak akan

menimbulkan permasalahan. Bahkan ESP sering digunakan untuk sumur sumur miring dan horizontal.

3. Operasi

Sumur X beroperasi di darat dengan power source yang tersedia adalah listrik dari PLN ditambah dari pembangkit. Jika dilihat dari operasinya masih memungkinkan untuk HPU, SPR dan ESP karena masih reliable dipakai di sumur *onshore*. Dari segi power supply nya HPU dan ESP lebih unggul karena menggunakan listrik, sedangkan SRP masih menggunakan penggerak mesin bakar baik minyak maupun gas, walaupun sekarang sudah banyak yang digantikan dengan motor listrik. Namun, dalam segi kepraktisan operasi dan lingkungan ESP sangat unggul karena tidak banyak peralatan permukaan yang dipasang karena menggunakan pompa dibawah permukaan, sedangkan SRP dan HPU memerlukan konstruksi yang banyak dipermukaan, ditambah lagi dengan SRP yang susah dalam mobilitas dan perpindahannya.

Dari beberapa kriteria tersebut maka dibuat *screening table* seperti tampak dalam **Tabel 3** untuk memudahkan dalam pemilihannya. Pemilihan ini didasarkan pada potensi terjadinya masalah pada alat tersebut yang kemudian diberikan nilai dari 1 sampai dengan 3. Nilai 1 berarti tidak menimbulkan masalah, 2 menimbulkan masalah namun masih bisa ditoleransi, 3 artinya permasalahan yang timbul tidak bisa ditoleransi. Dari **Tabel 3** dipilihlah ESP yang memiliki nilai potensi masalah terkecil yaitu 8 yang berarti ESP yang memiliki potensi terkecil atas permasalahan yang mungkin akan timbul.

Tabel 3. Screening Artificial Lift Sumur X [6]

No	Parameter	Kondisi real	Artificial Lift		
			SRP	HPU	ESP
A	Fluida dan Reservoir				
1	Densitas Minyak	33,5 Deg. API (medium berat)	1	1	1
2	Kandungan Air	48% (estimated)	1	1	1
3	GOR	36,9 SCF/B (estimated)	1	1	1
Jumlah			3	3	3

B		Konstruksi Sumur			
1	Inklinasi Sumur	Directional (J Type)	2	2	1
2	Dogleg Severity	3 - 10Deg. Per 100 ft	2	2	1
3	Kedalaman Sumur	2074.43 mTVD (>6000 ft)	3	3	1
Jumlah			7	7	3
C		Operasi			
1	Lokasi	Onshore	1	1	1
2	kebutuhan peralatan permukaan		2	2	1
3	Power Supply	Utility (PLN)	1	1	1
Jumlah			4	4	2

C. Desain Parameter Pompa Pada Sumur X

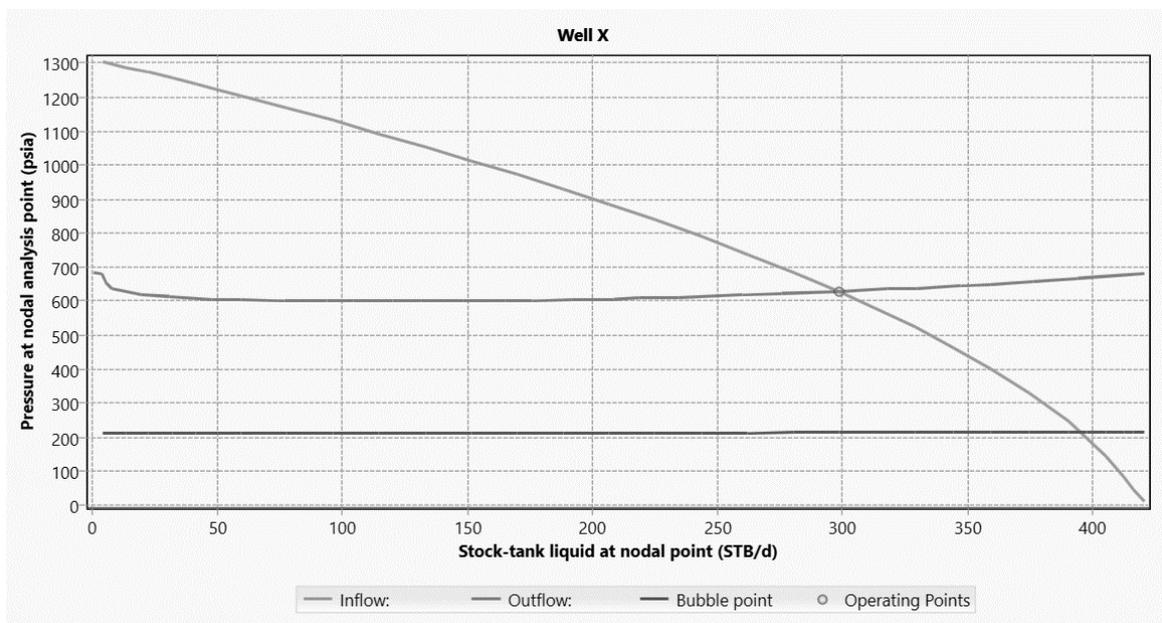
Dengan Pers. (3) didapatkan AOF 422,6 stb/hari, sehingga target laju alir produksi yang ingin dicapai adalah 300 stb/hari. Pada kasus ini menggunakan contoh *pump curve* dari pompa REDA type D460N yang memiliki range sesuai dengan laju alir yang diinginkan.

Dari literatur didapat data jumlah *head per stage* dan *power per stage*. Dari Pers. (4) sampai dengan Pers. (12) didapatkan perhitungan parameter desain pompa ESP untuk sumur X seperti pada **Tabel 4**. Dari desain parameter yang sudah dibuat kemudian di validasi dengan menggunakan software sehingga didapatkan parameter desain serta nodal sumur X yang baru seperti pada **Gambar 3**.

Tabel 4. Parameter Desain Pompa ESP

ESP Design				
Data:				
	Kedalaman Reservoir (D):		3,756	<i>ft</i>
	Tekanan Reservoir (p_{bar}):		1,349	<i>psia</i>
	AOF dengan metode Vogel (q_{max}):		422	<i>stb/day</i>
	SG fluida (\square_L):		0.928	<i>1 for H₂O</i>
	Gr campuran fluida		0.401824	
	Faktor volume formasi fluida (B_L):		1.15	<i>rb/stb</i>
	Diameter dalam pipa (d_{ti}):		2.441	<i>in.</i>
	Tekanan <i>Well head</i> (p_{wh}):		100	<i>psia</i>
	<i>Pump suction pressure</i> ($p_{suction}$):		200	<i>psia</i>
	Laju produksi yang didapatkan (q_{Ld}):		300	<i>stb/day</i>
Solusi:				
	Tekanan dasar sumur dari IPR (p_{wfd})	=	660	<i>psia</i>
	Laju produksi pada pompa (q_{Ld})	=	345	<i>bbl/day</i>
	<i>Pump Intake Pressure</i>	=	620	<i>psi</i>

Working fluid level	=	2,114	ft
Head pada well head	=	249	ft
Dynamic head	=	2,114	ft
Friction	=	0.992	
Friction Head	=	3.63	ft
Total Dynamic Head	=	2,366.5	ft
Input pumping head per stage dari pompa (h_s):	=	39.00	ft/stage
Input horse power per stage dari pompa (hp_s):	=	0.17	hp
Input efficiency of the selected pump (E_p):	=	0.46	fraction
Jumlah stage yang dibutuhkan (N_s)	=	56.31	stages
Total tenaga motor (hp_{motor})	=	9.57	hp



Gambar 3. Nodal Sumur X Setelah Pemasangan Pompa

Parameter desain pompa ESP yang didapatkan dengan menggunakan Pers. (11) didapatkan bahwa pada ESP yang akan dipasang, dibutuhkan 56 *stage* untuk mengangkat fluida dari dasar sumur ke permukaan. Kemudian dengan Pers. (12) dihitung total jumlah tenaga motor yang diperlukan yaitu 0,17 hp/stage sehingga didapatkan total 9,57 hp untuk motor ESP yang akan dipasang. Sumur X diharapkan akan berproduksi sejumlah 345 STb/hari dengan efisiensi 46% sesuai dengan perhitungan parameter desain pompa yang sudah dilakukan.

4. SIMPULAN

Berdasarkan analisa yang dilakukan terhadap penelitian ini maka didapatkan kesimpulan:

1. Berdasarkan perhitungan *forecast*, diprediksi Sumur X akan berhenti berproduksi secara *natural flow* pada tanggal 29 Januari 2023 dengan minyak 50,86 BOPD. Diprediksikan pula data lainnya yaitu WC 48,4%, GOR 36,9 scf/stb, dan tekanan *wellhead* 100,06 psi.
2. Setelah dilakukannya *screening Artificial Lift* pada sumur X maka dipilih metode

Electrical Submersible Pumping (ESP) karena memiliki nilai potensi permasalahan yang kecil.

- Desain parameter ESP yang dibuat berdasarkan contoh *pump performance curve* pompa REDA tipe D460N didapatkan total stage 56 dengan total kebutuhan tenaga motornya adalah 9,57 HP dan dicapai laju alir target sebesar 345 STB/Hari dengan efisiensi 46%.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] R. Dadang, D. Kristanto, A. Dedi C, "Teknik reservoir: teori dan aplikasi edisi revisi," Pohon Cahaya, Yogyakarta, Indonesia, 2018
- [2] Guo, B dkk, "Petroleum production engineering: a computer-assisted approach," Gulf Professional Publishing, 2007
- [3] Ahmed, T, "Reservoir engineering handbook fourth edition," Gulf Professional Publishing. Houston, Texas, 1946
- [4] Brown. K.E, "The technology of artificial lift method," Volume 4. PennWell Books. Tulsa, Oklahoma, 1984
- [5] Guo, B dkk, "Petroleum production engineering-second edition," Gulf Professional Publishing., 2017
- [6] Satyamoorthy, S, "First application of progressive cavity pumps for apparsial well testing in the uganda albertine greben basin," SPE, San Antonio, Texas, 2012

Daftar Simbol

Q_o	=	laju alir minyak, STB/hari
J	=	indeks produktivitas, STB/hari/psi
Pr	=	rata rata tekanan volumetris area pengurasan (tekanan statis), psi
Pwf	=	tekanan alir dasar sumur, psi
Δp	=	drawdown, psi
$Q_o \max$	=	laju alir maksimum pada saat tekanan sumur nol
Fi	=	data laju produksi prediksi
f_i	=	data laju produksi aktual
Pwfd	=	tekanan alir dasar sumur pompa, psi
PIP	=	Pump Intake Pressure
Dmid.prf	=	kedalaman tengah perfo, ft
PSD	=	Kedalaman Pompa, ft
<i>Psuction</i>	=	tekanan hisap yang diperlukan pompa, 150-300 psi
Sgmix	=	Specific Gravity fluida campuran, 1 untuk air
TDH	=	total dynamic head, ft
WFL	=	Working fluid level, ft
Ht	=	tubing head, ft
F	=	nilai friksi
Hf	=	friction head, ft
C	=	konstanta (120 untuk tubing baru)
ID	=	diameter dalam tubing, in
hs	=	head/stage pompa
Ns	=	jumlah stage
hps	=	horse power per stage pompa
Hp motor	=	total tenaga motor