

## EVALUASI KINERJA *PROGRESSIVE CAVITY PUMP* DI SUMUR MDH PT. PERTAMINA EP REGIONAL 4 ZONA 11 *FIELD* CEPU

Marlen Claritha Metan<sup>1</sup>, Diah Rosiani<sup>1\*</sup>, Husein Abdullah<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Teknik produksi migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu, Blora, 58315

<sup>2</sup>PT. Pertamina EP Regional 4 Zona 11 Field Cepu, Indonesia

\*E-mail: diyah.rosiani@esdm.go.id

### ABSTRAK

Metode *artificial lift* pada suatu sumur minyak adalah suatu teknik produksi yang menggunakan bantuan peralatan *surface* dan *downhole* untuk mencapai produksi yang optimal ketika sumur tersebut tidak mampu dengan *natural flow* sebagai sistem *lifting* utama. *Progressive Cavity Pump* (PCP) adalah salah satu alat yang digunakan dalam metoda *artificial lift* untuk menghasilkan tekanan hisap sehingga reservoir dapat merespon dan menghasilkan laju produksi fluida yang diinginkan. PCP sangat baik diaplikasikan pada sumur yang mengandung pasir, mampu mengatasi problem minyak parafin dan cocok untuk pengangkatan minyak berat. Dalam mengatasi masalah tersebut dilakukan evaluasi kinerja *Progressive Cavity Pump* (PCP) di sumur MDH menggunakan beberapa parameter yang meliputi *Productivity Index* (PI), *Inflow Performance Relationship* (IPR), Laju Alir Kritis Air (Qc), Laju Alir Kritis Pasir (Qz), *Mechanical Properties Log* (MPL), *Pump Displacement*, *Optimum Pump Setting Depth*, dan *Total Dynamic Head* (TDH). Laju alir kritis air (Qc) sebesar 372.15 bpd dan laju kritis pasir (Qz) sebesar 0,45 bpd. Laju produksi maksimum (Qmaks) diperoleh dari hasil analisis kurva IPR sebesar 27,465 bopd, Laju optimum (Qopt) dan laju produksi ditentukan sebesar 80% dan 2,197 bopd. Hal ini juga sejalan dengan nilai total dynamic head sebesar 260.9908 ft.

**Kata kunci:** *Artificial Lift, Progressive Cavity Pump, Produksi minyak*

### 1. PENDAHULUAN

Lapangan MCM adalah lapangan tua di temukan 1894 oleh Belanda. Letak  $\pm$  20 km Sebelah Utara Kota Cepu. Memiliki 6 lapisan (L1- L6), kedalaman 400 - 600 mbpl, merupakan Formasi Ngrayon (Miosen Tengah). Saat ini seiring dengan waktu dan banyaknya fluida yang dipompa dari reservoir, beberapa sumur tersebut mengalami *pressure drop* dan tidak dapat lagi mengalirkan fluida *reservoir* secara natural (alami). Total sumur di bawah operasional PT. Pertamina EP Regional 4 Zona 11 Field Cepu adalah sebanyak 43 sumur produksi namun ada sumur mati/tidak beroperasi lagi. Dari seluruh sumur yang terdaftar pada lapangan tersebut, sebagian besar telah menggunakan *artificial lift*. Berbagai macam *artificial lift* yang terdapat pada lapangan tersebut seperti, SRP (*Sucker Rod Pump*), ESP (*Electrical Submersible Pump*), PCP (*Progressive Cavity Pump*), HPU (*Hydraulic Pumping Unit*), dan lain-lain.

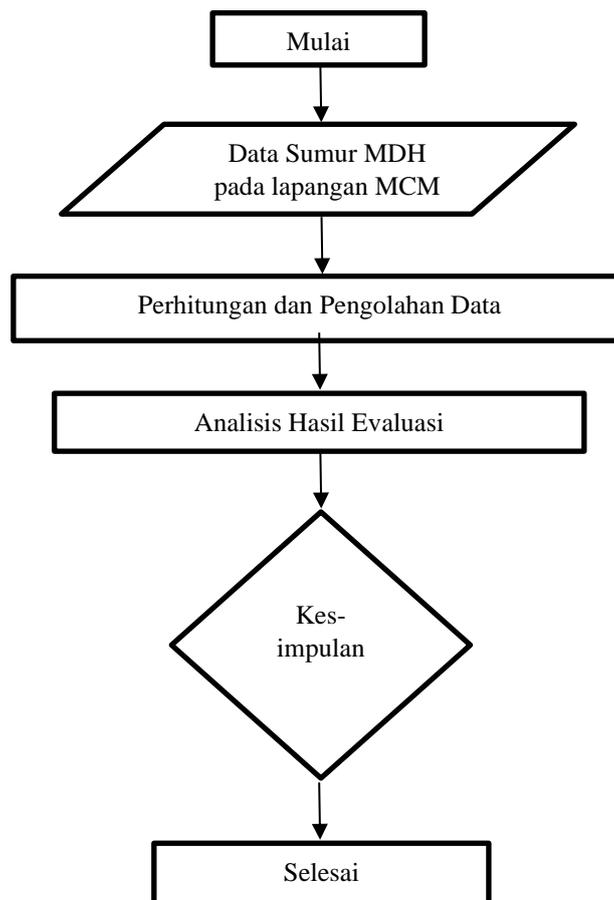
Salah satu metoda pengangkatan ini yaitu menggunakan *Progressive Cavity Pump* (PCP). PCP merupakan salah satu alat yang digunakan untuk melakukan *lifting* minyak dari sumur-sumur produksi. *Progressive Cavity Pump* (PCP) adalah salah satu alat yang digunakan dalam metoda *artificial lift* [1]. PCP sangat baik diaplikasikan pada sumur yang mengandung pasir, mampu mengatasi *problem* minyak parafin dan tidak menyebabkan *gas lock* pada sumur produksi. *Progressive Cavity Pump* (PCP) merupakan jenis pompa putar (*Rotary Pump*) yang terdiri dari dua komponen utama yaitu Rotor dan Stator [2]. Rotor yang berbentuk ulir bergerak berputar dan digerakan oleh *prime mover* (penggerak mula) melalui *sucker rod* yang dihubungkan ke *drive head*. Stator adalah bagian yang diam dari pompa dan dirangkai menjadi satu dengan rangkaian tubing. Penggerak mula yang umum digunakan adalah *electric motor* yang dihubungkan ke *drive assembly* melalui perantaraan *V-belt*. Electric motor ini dirangkai

menjadi satu komponen utama dipermukaan bersama *drive head assembly* dan dipasang di atas *well head* [3]. Untuk meneruskan putaran dari motor penggeraknya digunakan *V-belt* yang memutar *drive shaft* yang memutar rotor melalui rangkaian *sucker rod.Back stop break assembly* atau *Anti back spin* digunakan sebagai alat pengaman bila terjadi torsi putaran balik [4].

Permasalahan yang dibahas dalam penelitian ini adalah untuk menganalisa dan mengetahui produktivitas sumur, laju produksi maksimum ( $Q_{maks}$ ) sumur dari kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*), menentukan laju produksi optimal ( $Q_{opt}$ ) dan Laju Alir Kritis Air ( $Q_c$ ) [5], laju aliran kritis pasir ( $Q_z$ ), Total *Dynamic Head* (TDH), sumur serta menganalisa kinerja *progressive cavity pump* (PCP) yang digunakan. Parameter yang menyatakan produktivitas formasi adalah *Productivity Index* (PI) dan *Inflow Performance Relationship* (IPR) yang menggambarkan produktivitas atau kemampuan sumur untuk berproduksi [6].

## 2. METODE

Metode penelitian terdiri dari beberapa tahapan yang disusun untuk mempermudah proses analisis dalam penulisan. Pengambilan data sumur MDH berdasarkan penelitian yang telah dilaksanakan. Berdasarkan data tersebut, kinerja *Progressive Cavity Pump* (PCP) yang digunakan pada sumur MDH diolah secara kuantitatif dengan menghitung laju produksi optimum ( $Q_{opt}$ ), laju alir maksimum ( $Q_{maks}$ ), laju alir kritis air ( $Q_{oc}$ ), laju alir kritis pasir ( $Q_z$ ), serta menganalisis kinerja dari PCP yang digunakan. Gambar 1 berikut adalah langkah-langkah metode sebagai berikut.



Gambar 1. *Flowchart* Metode Kerja

Rumus-rumus yang digunakan dalam Evaluasi Pompa *Progressive Cavity Pump (PCP)*;

- Rumus *Productivity Index (PI)*

$$PI = \frac{Q}{(ps-pwf)} \tag{1}$$

- Rumus *Inflow Performance Relationship (IPR)*

$$Q_{maks} = Q_o \times (1 - 0,2 \times \frac{pwf}{ps} - 0,8 \times (\frac{pwf}{ps})^2) \tag{2}$$

- Rumus Laju Aliran Kritis Air ( $Q_c$ )

$$Q_c = \frac{0.0078 \text{ ko h } (ps-pwf)}{Bo \mu_o \ln(\frac{r_e}{r_w})} \times PR \tag{3}$$

- Laju Aliran Kritis Pasir ( $Q_z$ )

$$Q_z = 0.025 \times 10^{-6} \left( \frac{Kz Nz Gz Az}{Bz At \mu z} \right) \tag{4}$$

- Menghitung Tekanan total

$$\text{Total Pressure} = \text{Pintake} + (\text{Gradient Fluid} \times \text{Fluid Level}) + P_{casing} \tag{5}$$

- *Horse Power (HP)*

$$Hp = \frac{Q_o + TDH \times SG_{mix}}{135} \tag{6}$$

- Perhitungan Nilai RPM

$$RPM = \frac{Q_o \times TDH}{100 \text{ rpm}} \tag{7}$$

- Total *Dynamic Head*

$$TDH = WFL + (FLP \times 2.31 \frac{ft}{psi}) \tag{8}$$

### 3. PEMBAHASAN

Hasil data analisa dapat dilakukan interpretasi terhadap kinerja unit pompa, analisis produktivitas sumur dihitung untuk mengetahui kondisi sumur. Dimana pada perhitungan produktivitas ini dapat diketahui tingkat produksi fluida pada kondisi tekanan resevoir dan tekanan alir dasar sumur yang beragam. Untuk mengetahui kondisi tersebut maka perlu dilakukannya pembuatan kurva IPR. Berikut tabel 1. Merupakan data yang diperlukan dalam melakukan perhitungan evaluasi pompa *Progressive Cavity Pump (PCP)*.

**Tabel 1. Data Sumur MDH**

Data Reservoir		
Parameter	Notasi	Nilai
Ketebalan Zona	H	89
Porositas	Ø	32
Saturasi Air	Sw	28
Permeabilitas Minyak	K	112,7

Temperatur	T	115,8
Faktor Volume Formasi Minyak	Bo	1,053
Viskositas Minyak	$\eta_o$	2.54
Gravity Minyak	oAPI	27.5
Densitas Batuan	$\rho_b$	2
Densitas Air	$\rho_w$	1.1
Densitas Minyak	$\rho_o$	0.89
Jari-jari Sumur	rw	0.4
Jari-jari Pengurasan	re	550
Jumlah Lubang Perforasi	N	100
Fraksi penetrasi	f	0,28
<b>Data Spesifikasi Pompa PCP</b>		
Stage Number	-	H-20
Rotor Diameter	Mm	25.4
Stator Pitch	mm	914
Eccentricity	mm	5
Temperatur	°C	53
RPM	r/min	120
<b>Data Sumur MDH</b>		
Tekanan alir dasar sumur	Psi	332.2
Tekanan statik reservoir (ps)	Psi	536.5
Laju Produksi (Q)	bblpd	176.13
Working Fluid Level (WFL)	ft	184
Pump Intake Pressure (PIP)	Psia	214.8
Pressure Casing (PC)	psia	0.2
Gradien Fluida (Gf)	Psi/m	0.788
SG Air	gr/cc	1
SG Minyak	gr/cc	0.839
SG Rata-rata	-	0.9195
Laju Produksi Minyak (Qo)	BOPD	15.64
Fluid Level Pressure (psia)	psi	33.2
Tekanan Reservoir	psi	0.433

Basic Sediment	%	0,25
----------------	---	------

Berdasarkan Tabel.1 Data sumur MDH, maka Langkah langkah yang dilakukan dalam mengevaluasi kinerja *progressive cavity pump* (PCP) pada sumur MDH dengan rumus sebagai berikut:

**A. Productivity Index (PI)**

Pemasangan *Progressive Cavity Pump* (PCP) pada Sumur MDH dengan tujuan untuk mendongkrak laju produksi sumur yang mengalami penurunan [7]. Kenaikan produksi yang signifikan ini menunjukkan bahwa PCP merupakan artificial lift yang mampu untuk mengatasi penurunan produksi Sumur MDH. Namun, tetap harus dilakukan penilaian kemampuan produksi sumur agar diketahui ketercapaian nilai produksi optimal produksi dari suatu sumur adalah 80 % dari produksi maksimal yang dapat diketahui dari kurva IPR [8]. Lalu akan dilakukan perbandingan dengan produksi aktual, apabila produksi optimal sumur belum tercapai, maka harus dilakukan perancangan ulang PCP yang terpasang meliputi berbagai parameter PCP. Hasil dari perancangan ulang ini akan di aplikasikan pada PCP terpasang dengan cara mengubah parameter yang tidak sesuai dengan hasil perancangan ulang [9]. Untuk memulai analisis kinerja *Progressive Cavity Pump* (PCP), langkah awal yang harus dilakukan adalah menghitung *Productivity Index* (PI).

Hasil perhitungan menggunakan Pers (1) yang telah dilakukan diketahui bahwa Sumur MCM memiliki *Productivity Index* (PI) sebesar 0.7655 STB/d/psi. Karena 0,7655 berada dalam rentang 0,5 hingga 1,5, maka nilai PI ini juga termasuk dalam kategori sedang. Kategori ini mencerminkan produktivitas sumur yang cukup baik.

**B. Inflow Performance Relationship (IPR)**

Kurva IPR merupakan bentuk grafis dari PI sumur yang menunjukkan grafik dari tekanan aliran dasar sumur terhadap laju produksi sumur. Kurva IPR yang digunakan adalah dua fasa dengan metode vogel. Penggambaran Kurva IPR dua fasa dilakukan dengan membuat asumsi  $P_{wf}/P_s$  agar didapatkan produksi sumur dalam berbagai kondisi tekanan di formasi [10]. Melalui Kurva IPR dua fasa ini akan didapatkan laju produksi maksimum dari sumur. Lalu dapat ditentukan laju produksi optimal sumur yang merupakan 80% dari laju produksi maksimum. Setelah laju produksi optimal didapatkan, akan dilihat ketercapaian laju produksi aktual dengan cara membandingkan nilai kedua laju produksi tersebut. Menggunakan Pers. (2), didapatkan  $Q_{maks}$  27,465 bopd. Pembuatan kurva IPR dengan masing-masing asumsi  $P_{wf}/P_r$ , Tabel 2 berikut perhitungan untuk mengetahui IPR dengan persamaan Vogel.

**Tabel 2. Pwf dan Q Untuk Kurva IPR**

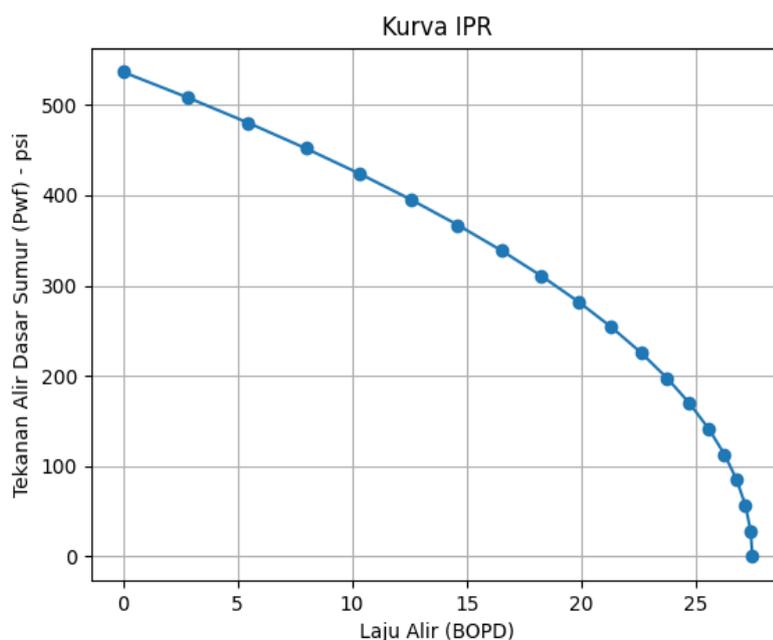
Pwf (psi)	Q (BOPD)
0	27.465
28.237	27.389
56.474	27.161
84.711	26.780
112.947	26.248
141.184	25.563

169.421	24.726
197.658	23.737
225.895	22.596
254.132	21.302
282.368	19.857
310.605	18.259
338.842	16.509
367.079	14.607
395.316	12.553
423.553	10.347
451.789	7.988
480.026	5.478
508.26 3	2.815
536.5 00	0

Dari Tabel 2, terlihat bahwa Qmax untuk sumur ini mencapai 27,465 bopd. Oleh karena itu, nilai Qoptimum dapat dihitung sebagai berikut:

$$Q_{\text{optimum}} = 80\% \times Q_{\text{max}} \tag{9}$$

$$Q_{\text{optimum}} = 80\% \times 27,465 \text{ bopd} = 2,197 \text{ bopd}$$



Gambar 2. Grafik IPR Sumur MDH

Setelah dibuat kurva IPR dua fasa Gambar 2, nilai laju produksi optimal dapat di plot dari data dan perhitungan di atas, dapat diketahui bahwa laju produksi aktual hanya sebesar 27,465 bopd dimana laju produksi optimal sumur adalah 15.64 bopd. Tercapainya produksi optimal sumur menunjukkan bahwa terdapat tidak terdapat kesalahan pada artificial lift terpasang.

### C. Laju Alir Kritis Air (Qc)

Laju alir kritis air (Qc) dapat dihitung dengan menggunakan persamaan Mayer, Gardner dan Pirson. Tujuan dilakukannya perhitungan terhadap laju kritis air ini adalah untuk mencegah terjadinya water coning pada sumur produksi. Apabila laju produksi sumur lebih besar dari laju aliran kritis air (Qc), maka *water coning* akan terjadi. Sebaliknya, jika laju produksi tidak melebihi laju kritis air (Qc), maka *water coning* tidak akan terjadi. Oleh karena itu laju produksi optimum diharapkan tidak melebihi laju kritis air (Qc), sehingga masalah-masalah tersebut dapat diatasi. Menggunakan Pers. (3) didapatkan 372.15 bpd. Sedangkan *Productivity ratio* di dapatkan dari rumus:

$$PR = f \left[ 1 + 7 \frac{\sqrt{rw}}{2fh} \times \cos (f \times 90^\circ) \right] \quad (10)$$

$$PR = f \left[ 1 + 7 \frac{\sqrt{0,4}}{2 \times 0,28 \times 89} \times \cos (0,28 \times 90^\circ) \right]$$

$$PR = 0,45$$

Berdasarkan perbandingan antara laju produksi (Qoptimum = 2,197 bpd) dengan laju produksi kritis (Qc = 372,15 bpd), dapat disimpulkan bahwa produksi sumur masih jauh di bawah batas kritis yang bisa memicu *water coning*. Maka, pada kondisi operasi saat ini, tidak ada tanda terjadinya *water coning*. Hal ini menunjukkan bahwa laju produksi yang diterapkan masih aman dan tidak mengakibatkan pergerakan air dari akuifer ke zona produksi. Untuk itu, untuk mencegah terjadinya *water coning* maka produksi minyak optimum tidak boleh melebihi 372,15 bpd.

### D. Laju aliran pasir (Qz)

Laju alir kritis pasir (Qz) dapat dihitung dengan menggunakan persamaan yang dikemukakan oleh Stein, dengan Pers. (4). Dari perhitungan yang dilakukan dengan menggunakan persamaan Stein diperoleh laju alir kritis pasir (Qz) sebesar 0,00017 m<sup>3</sup>/d. Tujuan dilakukannya perhitungan terhadap laju kritis pasir (Qz) adalah untuk mengetahui rate produksi yang dapat menyebabkan ikut terproduksinya pasir bersamaan dengan fluida formasi. Pasir yang terproduksi sering menjadi masalah dalam kegiatan produksi minyak. Masalah yang ditimbulkan tidak hanya menyebabkan masalah teknis pada pompa yang digunakan, tetapi juga pada peralatan produksi lainnya seperti *flow line*, tangki dan *surface facility* lainnya. Untuk mencegah ikut terproduksikannya pasir, maka pada sumur MDH, laju produksi sumur tidak boleh melebihi laju alir kritis pasir (Qz) sebesar 0,00017 m<sup>3</sup>/d. Tampak bahwa laju produksi Qoptimum jauh lebih tinggi dari batas laju kritis pasir. Perbedaan ini mengindikasikan adanya potensi terjadinya produksi pasir (kepasiran) di sumur. Dengan laju alir yang melampaui ambang batas kritis pasir, risiko terproduksinya pasir semakin meningkat, yang dapat berdampak pada kinerja sumur serta peralatan di permukaan.

### E. Menghitung Tekanan total

Menghitung tekanan total dengan Pers. (5) yang sudah diketahui, didapatkan tekanan total dalam sistem adalah 359.83 psi, yang terdiri dari tekanan masuk (214.8 psi), kontribusi gradien fluida (144.83 psi), dan tekanan casing (0.2 psi). Hasil ini penting untuk pengelolaan kondisi operasi dan memastikan keamanan sistem produksi.

### F. Horse Power (HP)

Nilai dari *Horse Power* (HP) yang digunakan pada pompa dapat ditentukan dengan menggunakan *Pump Performance Curve* atau dengan rumus matematis Pers. (6) yang memerlukan TDH dan laju produksi dari sumur MDH. Nilai HP yang didapatkan dari kurva tersebut harus dikalikan dengan *Safety Factor* (SF) sebesar 1,5. Dari hasil perhitungan, untuk produksi *gross* sebesar 27,465 bopd diperlukan nilai HP sebesar 1,7 HP. Setelah dikalikan dengan SF sebesar 1,5 didapatkan nilai HP yang tepat adalah 2,7 HP.

### G. RPM Pompa

Perhitungan RPM pompa didasarkan pada *Total Dynamic Head* (TDH) dan laju alir produksi yang diperlukan. Kecepatan putar pompa yang direkomendasikan oleh produsen yakni tidak lebih dari 300 RPM karena nilai RPM yang terlalu tinggi dapat mengakibatkan keausan elastomer. Penentuan nilai RPM yang utama dapat dilakukan dengan menggunakan *pump performance curve* atau dengan menggunakan rumus matematis Pers. (7) dimana nilai TDH dan Laju Produksi juga diperlukan untuk mengetahui nilai RPM yang tepat. Nilai RPM yang didapatkan sebesar 40,8 RPM. Sedangkan nilai RPM pada PCP terpasang adalah 120 RPM, hal ini menunjukkan bahwa nilai tersebut melebihi dari pada nilai RPM yang ada.

### H. Total Dynamic Head

Selanjutnya, kita akan menghitung total *dynamic head* untuk mengetahui total ketinggian yang diperlukan untuk mengangkat fluida dari sumur MDH. Perhitungan ini dapat dilakukan dengan Pers. (8). *Total dynamic head* adalah *head* yang diperlukan pompa untuk memproduksi pada laju alir yang ditetapkan atau dapat juga dikatakan bahwa total dynamic head merupakan tekanan alir *wellhead* dalam *feet* ditambah *friction loss* sepanjang pompa sampai *wellhead* kemudian ditambah dengan *effective lift*. *Effective lift depth* adalah kedalaman dimana pompa dapat dipasang sehingga memproduksi sepanjang laju alir yang ditetapkan. Nilai total *dynamic head* yang didapatkan berdasarkan perhitungan adalah sebesar 260.9908 ft. Angka ini menggambarkan ketinggian total yang dibutuhkan untuk mengangkat fluida dari dalam sumur ke permukaan. Nilai ini sangat penting untuk mengetahui seberapa banyak energi yang dibutuhkan oleh pompa dalam proses produksi.

## 4. SIMPULAN

Dari hasil penelitian ini, dapat disimpulkan bahwa penggunaan *Progressive Cavity Pump* (PCP) di sumur MDH dapat meningkatkan laju produksi minyak meskipun sumur memiliki produktivitas yang rendah. Hasil yang diperoleh sebagai berikut:

1. Faktor yang perlu diketahui untuk menentukan kemampuan produksi suatu sumur adalah *productivity index* (PI), kurva IPR yang meliputi laju produksi maksimum dan laju produksi optimum. Dari semua faktor tersebut, dapat diketahui bahwa Sumur MDH memiliki kemampuan produksi dengan nilai PI 0.7655 STB/d/psi dan laju produksi maksimal 27,465 bopd. Dan laju produksi yang didapat senilai 15.64 bopd sudah tercapai, maka pada sumur MCM pengoperasian pompa PCP efektif pada keadaan sumur dilapangan MCM.
2. Sumur MDH memiliki potensi untuk memproduksi pada laju alir maksimal 27,465 bopd. Sumur MDH adalah sumur dengan *medium abrasive* hal itu terlihat dari kandungan *basic*

sediment sebesar 0,25 %. Untuk itu penggunaan *Progressive Cavity Pump* (PCP) sangat cocok diaplikasikan pada sumur MCM yang mampu bekerja optimal pada kondisi sumur kepasiran dari pada metoda *artificial lift* lainnya.

3. Total *Dynamic Head* (TDH) adalah 260.9908 ft ini menunjukkan seberapa tinggi fluida diangkat dari sumur ke permukaan. Angka ini penting karena dapat membantu menentukan berapa banyak energi yang dibutuhkan pompa selama proses produksi. Dengan kita dapat mengetahui TDH, pengoperasian pompa dapat diatur lebih efisien dan dapat memastikan proses produksi berjalan lancar.
4. Dari hasil evaluasi perhitungan ulang dari pompa yang terpasang dengan kemampuan produksi PI sebesar 0.7655 STB/d/psi dengan mendapatkan laju produksi aktual sebesar 15.64 bopd sudah tercapai dengan menggunakan pompa pcp dengan rpm sebesar 120 rpm, hp sebesar 1 kw dan torque sebesar 15 ft-lbs. Namun dapat mengganti beberapa parameter seperti parameter RPM sebaiknya diturunkan menjadi 40,8 rpm sehingga dapat membuat life time pompa terjaga serta tidak membuat peningkatan suhu.

## 5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] L. Nelik, "Progressive Cavity Pump, Downhole Pumps and Mud Motor," *Texas Gulf Publ. Co.*, 2005.
- [2] W. Putra, H. M, and A. U, "Analisis Kinerja Progressive Cavity Pump (Pcp) Pada Sumur Kas 273, Lapangan Kenali Asam Pt Pertamina Ep Asset I Jambi," *J. Tek. Pertamb.*, vol. 1, no. 1, pp. 1–10, 2018.
- [3] E. Prastio and A. . Agusman, "Retracted: Optimasi Laju Produksi dengan Cara Desain Ulang Progressive Cavity Pump (PCP) pada Sumur 'X' Lapangan 'Y,'" *J. Jaring SainTek*, vol. 3, no. 2, pp. 59–66, 2021.
- [4] S. N and O. J. L, "Estimating Maximum Sand Free Production Rate from Frieble Sands for Different Well Completion Geometries.," *Texas Gulf Publ. Co.*, 1974.
- [5] V. . Rymoza, R. Indayani, O. J. Oraplawal, A. R. Fauzzan, R. Marta, and B. Y. Suranta, "Kinerja Progressive Cavity Pump Di Sumur Kwg-P 16, Lapangan Kawengan PT. Pertamina Asset 4 Cepu," *Lembaran Publ. Miny. dan gas bumi*, vol. 57, 2024.
- [6] K. Brown, "The Technology of Artificial Lift," *Univ. Tulsa Oklahoma*, vol. 1, 1977.
- [7] S. P, "Well Log Analysis for Oil and Gas Formation Evaluation," *USA Prentice-Hall*, 1963.
- [8] C. Wittrisch and H. Cholet, "Progressive Cavity Pumps: Oil Well Production Artificial Lift," *Fr. Éditions Tech.*, 2013.
- [9] S. N, "Progressing Cavity Pumps," *SPE*, vol. 18978, 2001.
- [10] D. Efa and S. Chandra, "NProgressing Cavity Pump As a Solution To Increase Productivity of Highly Viscous Oil Wells With Sand Production: a Case Study of Field Xo Title," *Sci. Contrib. Oil Gas*, vol. 42, no. 3, pp. 59–63, 2019.

### Daftar Simbol

PI	: Productivity indeks
Q	: Laju produksi, bbl/day
Ps	: Tekanan statik reservoir, psi
Pwf	: Tekanan alir dasar sumur,psi
Qmax	: Laju alir maksimum, bopd
Qc	: Laju aliran kritis air, bpd
Bo	: Faktor volume formasi oil, bbl/stb
Pw	: Densitas air,gr/cc
po	: Densitas minyak, gr/cc
Ko	: Permeabilitas, md
$\mu_o$	: Viskositas, cp)
re	: Jari-jari pengurasan, ft
rw	: Jari-jari sumur. ft
h	: Tebal net zone, ft
hp	: Interval perforasi,m, ft
PR	: <i>Productivy ratio</i>

Qz	: Laju alir kritis pasir, bpd
Nz	: Jumlah lubang sumur perforasi
Gz	: Shear modulus, Pa
Az	: Luas kelengkungan pasir formasi, bbl/stb
At	: Luas kelengkungan pasir saat tes
Bz	: Factor volume formasi fluida, bbl/stb
Mz	: Viskositas fluida, cp
Pintake	: Tekanan pada inlet pompa (psi)
Gradient Fluid	: Gradien tekanan fluida (psi/ft)
Fluid Level	: Kedalaman kolom fluida (ft)
Pcasing	: Tekanan casing (psi)
TDH	: Total Dynamic Head
WFL	: Working fluid level, ft
FLP	: Flow line pressure,psi