



Kinerja *Progressive Cavity Pump* di Sumur KWG-P 16, Lapangan Kawengan PT. Pertamina Asset 4 Cepu

Verona Cycilia Rymoza¹, Rezta Indayani¹, Olvie Joebelin Oraplawal¹, Alif Riza Fauzzan¹, Rizky Marta²
dan Bambang Yudho Suranta¹

¹Politeknik Energi dan Mineral Akamigas

Jl. Gajah Mada No.38, Mentul, Karangboyo, Cepu Jawa Tengah, 58315, Indonesia.

²PT. Pertamina Asset 4, Kawengan Field

Jl. Gajah Mada No.38, Mentul, Karangboyo, Cepu Jawa Tengah, 58315, Indonesia.

ABSTRAK

Artikel Info:

Naskah Diterima:
01 September 2023

Diterima setelah
perbaikan:
09 November 2023

Disetujui terbit:
28 Desember 2023

Kata Kunci:

progressive cavity pump
artificial lift
laju produksi

Metode untuk menciptakan tekanan hisap sehingga reservoir dapat merespon dan menghasilkan laju produksi fluida yang diinginkan disebut *artificial lift*. Sumur KWG P-16 merupakan sumur di bawah operasional PT. Pertamina EP Asset 4 Cepu Kawengan Field yang diproduksikan menggunakan *Artificial Lift PCP*. Sumur *Artificial Lift* ini mengalami beberapa masalah produksi. Dalam mengatasi masalah tersebut dilakukan analisa kinerja *Progressive Cavity Pump* (PCP) di sumur KWG P-16 menggunakan beberapa parameter yang meliputi *Productivity Index* (PI), *Inflow Performance Relationship* (IPR), Laju Alir Kritis Air (Q_c), Laju Alir Kritis Pasir (Q_z), *Mechanical Properties Log* (MPL), *Pump Displacement*, *Optimum Pump Setting Depth*, dan *Total Dynamic Head* (TDH). Laju alir kritis air (Q_c) sebesar 137.37 bpd dan laju kritis pasir (Q_z) sebesar 27.2 bpd. Laju produksi maksimum (Q_{maks}) diperoleh dari hasil analisis kurva IPR Vogel sebesar 454.09 bopd. Laju optimum (Q_{opt}) dan laju produksi ditentukan sebesar 80% dan 364.27 bopd. Hal ini juga sejalan dengan penempatan pompa yang optimum di kedalaman 1075.42 ft serta nilai total *dynamic head* sebesar 551.94 ft.

ABSTRACT

The method of creating suction pressure so that the reservoir can respond and produce the desired fluid production rate is called *artificial lift*. The KWG P-16 well is a well under the operation of PT. Pertamina EP Asset 4 Cepu Kawengan Field which is produced using *Artificial Lift PCP*. This *Artificial Lift* well is experiencing some production problems. In overcoming these problems, a *Progressive Cavity Pump* (PCP) performance analysis was carried out in the KWG P-16 well using several parameters which included *Productivity Index* (PI), *Inflow Performance Relationship* (IPR), *Water Critical Flow Rate* (Q_c), *Sand Critical Flow Rate* (Q_z), *Mechanical Properties Log* (MPL), *Pump Displacement*, *Optimum Pump Setting Depth*, and *Total Dynamic Head* (TDH). The critical flow rate of water (Q_c) was 137.37 bpd and the critical rate of sand (Q_z) was 27.2 bpd. The maximum production rate (Q_{max}) was obtained from the results of Vogel's IPR curve analysis of 454.09 bopd. The optimum rate (Q_{opt}) and production rate were determined at 80% and 364.27 bopd. This is also in line with the optimum pump placement at a depth of 1075.42 ft and a total *dynamic head* value of 551.94 ft.

PENDAHULUAN

Kawengan *field* adalah salah satu lapangan minyak yang masih produktif di Indonesia Bagian Barat. Secara geografis lapangan minyak dan gas bumi Kawengan terletak pada antiklin Kawengan ± 22 km sebelah timur laut Cepu, Kabupaten Blora, Jawa Tengah dan memiliki ketinggian 100-350 meter di atas permukaan laut. 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 Asset 4 Cepu Kawengan *field* adalah sebanyak 47 sumur dan sebanyak 24 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.

Artificial Lift atau pengangkatan buatan mengacu pada teknologi yang digunakan di sumur hidrokarbon untuk menghasilkan cairan pada tingkat yang melebihi tingkat yang dapat diperoleh dengan aliran alami (*Natural Flow*) melalui pemanfaatan tekanan reservoir. Hal tersebut tidak hanya mencakup sumur sumur yang tidak dapat mengalir secara alami tetapi semua sumur yang mengalir secara alami tetapi hanya pada tingkat yang tidak dianggap ekonomis.

Sistem ini dirancang untuk pengangkatan fluida menuju *surface* pada tekanan tertentu dan mencapai laju produksi yang diinginkan. Pemilihan *design* yang tepat dari sistem pengangkatan buatan sepenuhnya didasarkan pada hubungan karakteristik reservoir antara *dynamic pressure* dengan *flow rate*. Hal tersebut dikenal dengan *Inflow Performance Relationship* (IPR).

Pada paper ini akan membahas kinerja dari *artificial lift* dengan jenis *Progressive Cavity Pump* (PCP) di sumur KWG P-16 karena dinilai dengan menggunakan *artificial lift* dapat mengatasi problem produksi yang ada pada sumur tersebut.

Dalam perencanaan PCP (Echavaria *et al.*, 2015 & Bratu *et al.*, 2005) produktivitas sumur sangat berpengaruh karena laju produksi fluida akan berdampak pada pemilihan jenis dan ukuran pompa. Hal ini dikarenakan setiap pompa memiliki kapasitas produksi yang berbeda-beda tergantung dari jenis dan ukuran pompa tersebut. Maka dari itu tujuannya

adalah untuk mengetahui kinerja PCP yang optimal di sumur KWG P-16. (Amanda *et al.*, 2019)

BAHAN DAN METODE

Pengambilan data sumur KWG P-16 berdasarkan penelitian yang telah dilaksanakan. Berdasarkan data tersebut, kinerja *Progressive Cavity Pump* (PCP) yang digunakan pada sumur KWG P-16 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.

Productivity index (PI)

Productivity Index (PI) adalah perbandingan antara laju produksi (Q) yang dihasilkan oleh suatu sumur dengan perbedaan tekanan dasar sumur pada keadaan statik (P_s) dan tekanan dasar sumur dalam keadaan terjadi aliran (P_{wf}). PI dinyatakan dalam grafik pada persamaan Brown, 1977 [1] :

$$J = \frac{Q}{P_s - P_{wf}} \quad (1)$$

J = indeks produktivitas, bbl/d/psi

Q = laju produksi, bfpd

P_s = tekanan statik reservoir, psi

P_{wf} = tekanan alir dasar sumur

Produktivitas sumur diklasifikasikan menjadi 3 kategori, yaitu:

Rendah ($PI < 0,5$)

Sedang ($0,5 < PI < 1,5$)

Tinggi ($PI > 1,5$)

Inflow performance relationship (IPR)

Inflow Performance Relationship (IPR) adalah kemampuan suatu sumur untuk memproduksi. IPR dinyatakan dalam bentuk kurva hubungan antara laju produksi (q) terhadap tekanan alir dasar sumur (P_{wf}). Saat fluida yang mengalir satu fasa, bentuk IPR akan menjadi linear, sedangkan fluida dengan fasa lebih dari satu akan membentuk kelengkungan dan nilai J tidak lagi konstan. Untuk segala kondisi reservoir kurva IPR dapat dibentuk dengan Metode Vogel [2] :

$$\frac{Q_o}{Q_{omax}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_s}{P_{wf}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \quad (2)$$

Q_o = laju alir, bopd

$Q_o \text{ max}$ = laju alir maksimum, bopd

P = tekanan reservoir, psi

P_{wf} = tekanan alir dasar sumur, psi

Laju alir kritis air (Q_c)

Penentuan laju alir kritis menggunakan metode Craft and Hawkins untuk memastikan apakah laju alir minyak pada sumur produksi telah melebihi laju alir maksimalnya. Nilai produksi minyak optimum yang aman dari *water coning* dapat diketahui dengan menggunakan persamaan yang dinyatakan dengan rumus [3] :

$$Q_c = \frac{0.00708 k_o h (P_s - P_{wf})}{B_o \mu_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \times PR \quad (3)$$

ρ_w = densitas air, gr/cc

ρ_o = densitas minyak, gr/cc

r_e = jari-jari *drainage*, ft

r_w = jari-jari lubang sumur, ft

k_o = permeabilitas minyak, md

μ_o = viskositas minyak, cp

B_o = *oil formation volume factor*, bbl/stb

h = ketebalan zona reservoir, ft

hp = interval perforasi, m

PR = *productivity ratio*

Laju alir kritis pasir (Q_z)

Laju alir kritis pasir (Q_z) adalah laju alir suatu fluida reservoir maksimum yang diizinkan agar pasir dari formasi tidak ikut terproduksi, dapat diketahui dengan menggunakan persamaan yang dinyatakan dengan rumus [4] :

$$Q_z = 0.025 \times 10^{-6} \left(\frac{K_z N_z G_z A_z}{B_z A_t \mu_z} \right) \quad (4)$$

Q_z = laju alir kritis pasir, bpd

K_z = permeabilitas batuan, md

N_z = jumlah lubang perforasi

G_z = *shear modulus*, Pa

A_z = luas kelengkungan pasir formasi, bbl/stb

A_t = luas kelengkungan pasir saat tes

B_z = factor volume formasi fluida, bbl/stb

μ_z = viskositas fluida, cp

Mechanical Properties Log (MPL)

Sifat dari suatu mekanisme batuan dapat dihitung menggunakan persamaan di bawah ini [5]:

$$G = 1.34 \times 10^{10} \left(\frac{A_p b}{(\Delta t)^2} \right) \quad (5)$$

$$\frac{1}{C_b} = 1.34 \times 10^{10} \left(\frac{A_p b}{(\Delta t)^2} \right) \quad (6)$$

$$\frac{G}{C_b} = 1.34 \times 10^{20} \left(\frac{A_p b}{(\Delta t)^4} \right) \quad (7)$$

$$A = \frac{1-2U}{2(1-2U)}$$

$$B = \frac{1-U}{3(1-U)}$$

U = poisson's ratio, *dimensionless* $\approx 0,125$ Vclay + 0,27

G = modulus geser

C_b = kompresibilitas total batuan

$1/C_b$ = modulus batuan

P_b = densitas batuan, gr/cc

Δt = *interval transit time*, η sec/ft

G/C_b = kriteria kekuatan dasar formasi,

Penelitian yang dilakukan *Tixier* terhadap besarnya *formation strength* dalam kaitannya dengan kestabilan suatu formasi. Didapatkan harga kriteria *formation strength* yang mengindikasikan stabilnya suatu formasi yakni [4] :

$$G/C_b > 0,8 \times 10^{12} = \text{kompak}$$

$$G/C_b < 0,8 \times 10^{12} = \text{tidak kompak}$$

Pump displacement

Pompa PCP merupakan salah satu *positive displacement pump* yang menggunakan *system rotating single helical rotor* yang diset di dalam stator. Rotor biasanya dibuat dengan konstruksi baja rod dengan *strength* tinggi dan dilapisi ganda dengan *chrome*. Sebagai rumah bagi rotor adalah stator, yaitu elastomer dengan konfigurasi *double helical* diset di dalam casing. (Widiyanto and Syahril, 2010)

Displacement (Vo) dipengaruhi oleh volume fluida yang terproduksi dalam satu kali siklus atau revolusi dari rotor [6].

$$V_o = 4E \times D \times P_s \quad (8)$$

Laju alir per menit (Qc):

$$Qc = 4E \times D \times Ps \times N \tag{9}$$

Laju alir pompa actual (Qa):

$$Qa = Qc - Qs \tag{10}$$

D = diameter minor rotor, mm

E = eccentricity, mm

Ps = panjang pitch stator, mm

Qs = leak rate

Minimum displacement pompa (Vmin) dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan [6]:

$$Vmin = \frac{Qr}{\omega e} \tag{11}$$

Qr = laju alir, m³/s

ω = pump rotational speed, rpm

e = efisiensi volumetrik pompa, %

Pump setting depth optimum

Pump setting depth optimum adalah kinerja pompa optimum pada kedalaman tertentu dalam kolom working fluid level. Secara umum, keadaan optimum adalah ketika pompa berada pada kedalaman 100 meter di bawah working fluid level untuk mencegah terjadinya loss flow. Dirumuskan sebagai berikut [7]:

$$PSD = WFL + \frac{PIP - Pc}{Gf} \tag{12}$$

PSD = pump setting depth, ft

WFL = working fluid level, ft

PIP = pump intake pressure, psi

Pc = tekanan casing, psi

Gf = gradien fluida, psi/ft

$$PIP = Pwf + \left(Gf \times 0.433 \frac{psi}{ft} \times md \right) \tag{13}$$

$$SGmix = [(1 - watercut) \times (SGoil)] + (wc \times SGwater) \tag{14}$$

$$Gf = SGmix \times 0.433 \frac{psi}{ft} \tag{15}$$

Total Dynamic Head

Total dynamic head (TDH) adalah total ketinggian (head) yang dibutuhkan agar dapat mengangkat fluida dengan laju produksi yang diinginkan dari kolom working fluid level (WFL) sampai ke surface. Dirumuskan sebagai berikut [8]:

$$TDH = WFL + \left(FLP \times 2.31 \frac{ft}{psi} \right) \tag{16}$$

FLP = flow line pressure, psi

HASIL DAN DISKUSI

Sumur KWG P-16 adalah sumur minyak dengan zona formasi Ngrayong lapisan II yang sampai saat ini masih diproduksi. Berikut adalah data terkait dengan zona reservoir pada sumur KWG P-16.

Tabel 1
Data reservoir formasi ngrayong

Data Reservoir	Notasi	Nilai
Ketebalan zona	h (ft)	89
Porositas	Ø (%)	32
Saturasi air	Sw (%)	28
Permeabilitas minyak	K (md)	112,7
Temperatur	F	115,8
Faktor volume formasi minyak	Bo (bbl/stb)	1,053
Viskositas minyak	ηo (cp)	2,54
Gravity oil	API	27,5
Densitas batuan	ρb (gr/cc)	2
Densitas air	ρw (gr/cc)	1,1
Densitas minyak	ρo (gr/cc)	0,89
Jari-jari sumur	rw (ft)	0,4
Jari-jari pengurasan	re (ft)	550
Jumlah lubang perforasi	N	100
Transit time	Δt (ηsec/ft)	116
Fraksi penetrasi	F	0,28

Tabel 2
Spesifikasi progressive cavity pump

Spesifikasi PCP	Notasi	Nilai
Stage number	-	H-20
Rotor diameter	mm	25,14
Stator pitch	mm	914
Eccentricity	mm	5

Temperature	C	55
Lifting pressure	Mpa	8
Rotational speed	r/min	160

Tabel 3
Sumur KWG-P 16

Data Sumur	Notasi	Nilai
Tekanan alir dasar sumur (Pwf)	psi	119,4
Tekanan statik reservoir (Ps)	psi	498,5
Laju produksi (Q)	bblpd	411,5
Working fluid level (WFL)	ft	460
Pump intake pressure (PIP)	psi	279,9
Tekanan casing (Pc)	psi	0,5
Gradien fluida (Gf)	psi/ft	0,788
SG air	gr/cc	1
SG minyak	gr/cc	0,82
SG rata-rata	gr/cc	0,91
Laju produksi minyak (Qo)	BOPD	23,8
Kadar air		0,94
Flowing line pressure	psi	39,8

Berdasarkan parameter pertama yang harus dilihat dalam rangkaian analisa kinerja PCP adalah mengetahui *Productivity Index* (PI) dengan rumus sebagai berikut:

$$J = \frac{Q}{P_s - P_{wf}} = \frac{23,8}{498,5 - 480} = 1,08 \frac{\text{bbl}}{\text{d}} / \text{psi}$$

Dari data di atas didapatkan PI sebesar 1.08 bbl/d/psi dan dikategorikan sebagai sumur yang cukup produktif dengan *Productivity Index* sedang. Parameter selanjutnya adalah mengetahui *Inflow Performace Relationship* (IPR) dengan persamaan Vogel sebagai berikut:

$$\frac{Q_o}{Q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_s}{P_{wf}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2$$

$$Q_{o\max} = \frac{23,8}{1 - 0.2 \left(\frac{118,5}{498,5} \right) - 0.8 \left(\frac{118,5}{498,5} \right)^2}$$

$$= 454,09 \text{ bopd}$$

Setelah itu, meninjau dengan kurva IPR sehingga dihasilkan Q_{opt} sebesar 80% dari $Q_{o\max}$. Maka Q_{opt} untuk sumur KWG P-16 adalah sebesar 364.27 bopd. *Water cut* pada sumur ini menyentuh 94%.

Laju alir kritis air adalah laju produksi maksimum yang dapat digunakan untuk memprediksi masalah *water coning* pada sumur yang diproduksi. Untuk mengetahui nilai Q_c adalah sebagai berikut:

$$Q_c = \frac{0.00708 k_o h (P_s - P_{wf})}{B_o \mu_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \times PR$$

$$Q_c = \frac{0.00708 \times 112,7 \times 89 (498,5 - 119,4)}{2,54 \times 1,053 \ln \left(\frac{550}{0,4} \right)} \times 0,45$$

$$= 137,37 \text{ bpd}$$

Productivity ratio didapatkan dengan rumus sebagai berikut:

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

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

$$= 0,45$$

Hasil perhitungan di atas menunjukkan bahwa sumur KWG P-16 mengalami *water coning* dimana pergerakan air secara vertikal dengan melewati batas air-minyak masuk ke dalam perforasi, secara sederhananya *water coning* juga dapat diartikan bahwa mobilitas air lebih besar daripada mobilitas minyak. Hal ini dikarenakan nilai laju produksi optimum sudah melebihi nilai laju alir kritis air maka untuk mencegah hal tersebut nilai produksi minyak optimum tidak boleh melebihi dari 137.7 bopd. Selain itu juga dapat dilakukan dengan beberapa cara yakni [9] :

1. Penurunan laju produksi
2. Rekompleksi sumur
3. Penambahan sumur infil
4. Injeksi minyak
5. Artificial Barrier
6. Peningkatan produktivitas formasi
7. Penutupan sumur sementara

Selain itu, permasalahan kepasiran juga menjadi titik fokus dalam produktivitas sumur. Dengan menghitung laju alir kritis pasir maka dapat diketahui

besarnya laju alir maksimal sumur agar pasir formasi tidak ikut terproduksi bersama fluida reservoir. Hal ini dapat dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$Q_z = 0.025 \times 10^{-6} \left(\frac{K_z N_z G_z A_z}{B_z A_t \mu z} \right)$$

$$Q_z = 0.025 \times 10^{-6} \left(\frac{24,7 \times 100 \times 2688 \times 0,5271}{1,053 \times 1 \times 2,54} \right)$$

= 27,2 bpd

Berdasarkan dari hasil perhitungan tersebut, dapat diketahui juga bahwa sumur KWG P-16 memiliki laju alir kritis pasir sebesar 27.2 bpd yang dimana nilai tersebut tidak melebihi dari laju produksi minyak optimum (Qopt) sehingga pada sumur KWG P-16 ditemukan problema kepasiran. Pada dasarnya, ikut terproduksinya pasir bisa dikendalikan dengan beberapa cara yakni [10] :

1. Pengurangan *drag force*.
2. *Bridging Sand* (metode mekanik, *gravel pack*, dan *sand screen*).
3. Penambahan *formation strenght* (metode kimia dan *resin consolidation method*).

Selanjutnya *Mechanical Properties Log* (MPL) yang akan digunakan untuk mengindikasikan tingkat kestabilan suatu formasi dengan persamaan sebagai berikut:

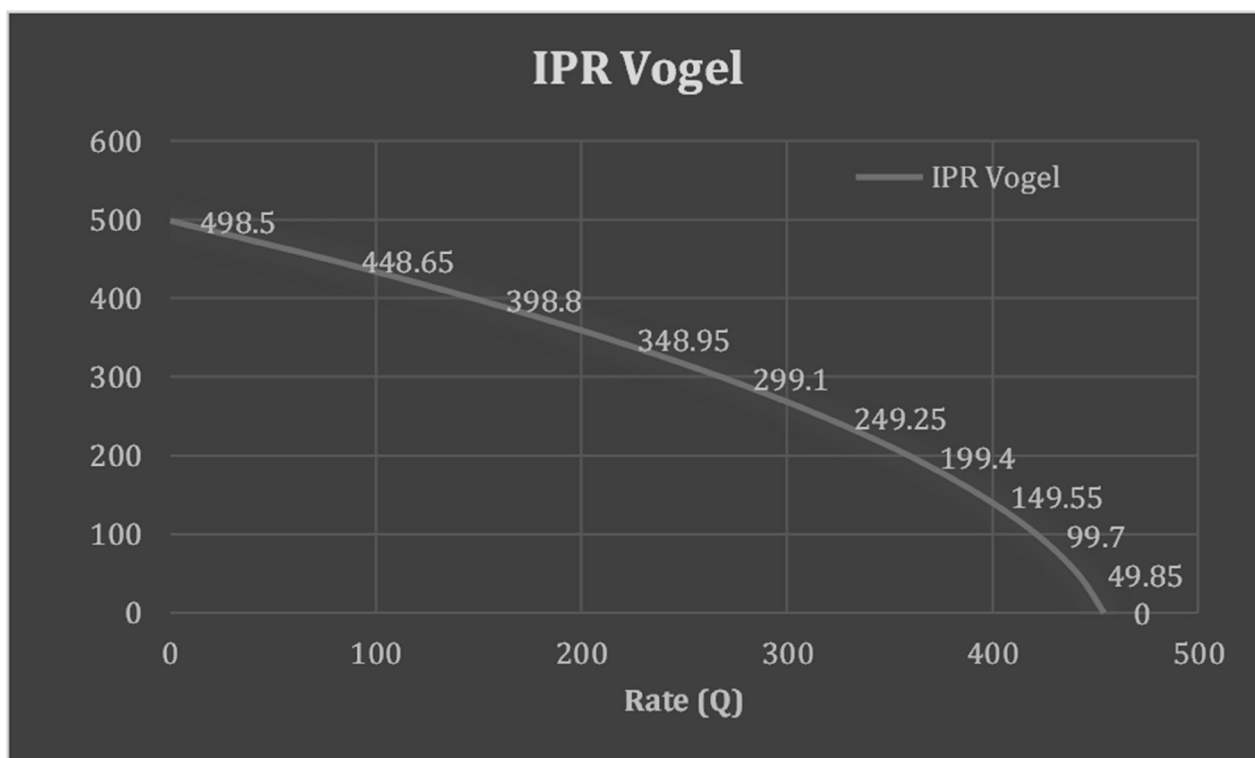
$$\frac{G}{Cb} = 1.34 \times 10^{20} \left(\frac{Apb}{(\Delta t)^4} \right)$$

$$\frac{G}{Cb} = 1.34 \times 10^{20} \left(\frac{0,5 \times 0,33 \times (2,25)^2}{(116)^4} \right)$$

= 0,828 × 10¹²

Dari perhitungan di atas, formasi Ngrayong dapat dikategorikan sebagai formasi yang kompak. Metode *Well Completion* untuk formasi yang kompak adalah *Open Hole Completion*. Pada metode ini, tidak ada casing atau liner yang terpasang di formasi reservoir yang memungkinkan fluida yang dihasilkan mengalir langsung ke lubang sumur.

Setelah analisis parameter-parameter yang berkenaan dengan sumur dan formasi, selanjutnya menganalisa kinerja pompa yang diaplikasikan ke dalam sumur KWG P-16. Pada kasus ini penempatan pompa *cavity pump* dihitung secara sistematis dengan cara sebagai berikut:



Gambar 1
Grafik IPR sumur KWG-P 16

$$Q_c = 4E \times D \times P_s \times N$$

$$Q_c = 4(5) \times 25,4 \times 498,5 \times 100 \\ = 229,48 \text{ bpd}$$

Tabel 4
Pwf vs Q

Pwf	Q
498,5	0
448,65	78,1043
398,8	148,943
348,95	212,516
299,1	268,824
249,25	317,866
199,4	359,643
149,55	394,154
99,7	421,399
49,85	441,38
0	454,095

Dan untuk menentukan kedalaman optimum pompa dalam memproduksi fluida reservoir didapatkan hasil sebagai berikut:

$$PSD = 1075.42 \text{ ft}$$

$$PIP = 279.9 \text{ psi}$$

$$\text{Mix Density} = 1.0492$$

$$\text{Gradien Fluida} = 0.788 \text{ psi/ft}$$

Selanjutnya adalah perhitungan *total dynamic head* agar kita dapat mengetahui total ketinggian yang dibutuhkan untuk mengangkat fluida pada sumur KWG P-16 yang dirumuskan sebagai berikut:

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

$$TDH = 460 + \left(39,8 \times 2.31 \frac{ft}{psi} \right) = 551,94 \frac{psi}{ft}$$

Jika ingin melakukan perencanaan ulang PCP pada sumur KWG P-16, nilai TDH dapat digunakan dalam grafik penentuan HP, RPM, dan Torque guna untuk memilih jenis *drive head* yang tepat.

KESIMPULAN DAN SARAN

Sumur KWG P-16 merupakan sumur minyak dengan zona formasi Ngrayong II yang beroperasi menggunakan *Progressive Cavity Pump* (PCP). Setelah dilakukan penelitian dan analisis bahwa Sumur KWG P-16 masih cukup produktif yang dibuktikan dengan harga *Productivity Index* (PI) sebesar 1.08 bbl/d/psi. Hal tersebut juga didukung dari hasil intepretasi kurva IPR dan perhitungan Qmax yang dimiliki adalah sebesar 454.09 bopd. Selanjutnya terdapat beberapa permasalahan yang terjadi pada sumur KWG P-16 seperti *water coning* yang dikarenakan laju produksi minyak optimum (Qopt) sudah melebihi laju alir kritis air (Qc), kepasiran dikarenakan nilai laju produksi optimal (Qopt) melebihi laju alir kritis pasir (Qz). Sumur KWG P-16 termasuk formasi yang kompak berdasarkan MPPL dengan nilai dari $G/Cb > 0,8 \times 10^{12}$. Berdasarkan perhitungan yang sudah dilakukan penempatan pompa yang optimum tercapai kedalaman 1075.42 ft serta didapatkan juga *total dynamic head* yang terpasang pada pompa sebesar 551.94 ft. Dari analisa diatas disimpulkan bahwa penggunaan *Progressive Cavity Pump* (PCP) di sumur KWG P-16 dinilai masih bisa bekerja optimum.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penelitian ini dapat dilaksanakan dengan baik berkat bantuan dari berbagai pihak, untuk itu penulis mengucapkan terima kasih kepada Politeknik Energi dan Mineral Akamigas dan PT. Pertamina EP Asset 4 yang telah memberikan kerjasama yang baik dalam penelitian ini.

DAFTAR ISTILAH/SINGKATAN

Simbol	Definisi
PI	Productivity Index
IPR	Inflow Perfomance Relationship
PCP	Progressive Cavity Pump
TDH	Total Dynamic Head
Vo	Pump Displacement
Qc	Laju Alir Kritis Air
Qz	Laju Alir Kritis Pasir
MPL	Mechanical Properties Log
Qo	Laju Alir Minyak
Qopt	Laju Alir Optimum

Ps	Tekanan Statik
Pwf	Tekanan Dasar Sumur
Qmax	Laju Alir Maksimum
Q	Laju Alir
PSD	Pump Setting Depth

KEPUSTAKAAN

- K. E. Brown.** (1984). *The Tehcnology of Artificial Lift Methods*. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company.
- D. Rukmana, D. Kristanto, and V. D. Cahyoko Aji.** (2018). *Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi*, Edisi Revi. Yogyakarta: Pohon Cahaya.
- T. Ahmed.** (2019). *Reservoir Engineering Handbook, Fifth Edit., vol. 5, no. 9*. Cambridge: Joe Hayton.
- L. W. Lake.** (2010). *Petroleum Engineering Handbook, vol. IV. Texas: Society of Petroleum Engineers*.
- H. Cholet.** (200). *Well Production Practical Handbook. Paris: Editions Technip*.
- L. Nelik and J. Brennan.** (2005) *Progressing Cavity Pumps, Downhole Pumps and Mudmotors. Houston, Texas: Gulf Publishing Company*.
- S. Noonan.** (2011). *Progressing cavity pumps*. SPE 18978.
- C. Wittrisch and H. Cholet.** (2013). *Progressive cavity pumps oil well production artificial lift*. Paris: France.
- Joshi, S, D.** (1991). *Horizontal Well Technology*. Tulsa Oklahoma : Penn Well Publishing Company.
- Amanda, E.D. et al.,** (2019) ‘*Progressing Cavity Pump As a Solution To Increase Productivity of Highly Viscous Oil Wells With Sand Production: a Case Study of Field X*’, *Scientific Contributions Oil and Gas*, 42(3), pp. 59–63. Available at: <https://doi.org/10.29017/SCOG.42.3.376>.
- Widiyanto, G. and Syahrrial, E.** (2010) ‘*Optimasi Pompa pada Dewatering Sumur CBM Lembaran Publikasi LEMIGAS Optimasi Pompa pada Dewatering Sumur CBM*’, *Jl. Ciledug Raya Kav, 44(2)*, pp. 144–153.