

PENGARUH *WATER CUT* TERHADAP SUMUR PRODUKSI DI SUMUR DAS LAPANGAN Y

Dhia Azizan Suwoko¹, Diyah Rosiani¹, Arby Firmansyah Nasrun²

¹Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Kementrian Energi dan Mineral, Jalan Gajah Mada N. 38 Cepu, 58315

²Field Plant, PT MEDCO EP Grissik, Bayung Lencit Musi Banyu Asin Sumatera Utara, Banjar Jaya, 30756

**E-mail: azizansuwoko20@gmail.com*

ABSTRAK

Sumur DAS di Lapangan Y telah berproduksi cukup lama dan mulai menunjukkan peningkatan kadar air (*water cut*) yang signifikan dalam fluida produksinya. Kondisi ini umum terjadi pada sumur tua. Ketika tekanan reservoir menurun, sehingga air dari lapisan bawah ikut terproduksi bersama minyak. Fenomena tersebut berdampak langsung pada efisiensi sistem pengangkatan (*artificial lift*) dan mengurangi kemampuan sumur dalam menghasilkan minyak. Penelitian ini menganalisis pengaruh peningkatan *water cut* terhadap kinerja produksi sumur DAS yang menggunakan sistem *Progressive Cavity Pump* (PCP) tipe 22E1200. Analisis dilakukan menggunakan perangkat lunak atau *software* PIPESIM dengan pendekatan *Nodal Analysis* untuk mengevaluasi hubungan antara tekanan dan laju alir fluida. Hasil simulasi menunjukkan bahwa peningkatan *water cut* dari 40% hingga 70% menyebabkan penurunan efisiensi pompa lebih dari 30%, serta penurunan laju produksi aktual hingga 24,196 BOPD. Dominasi air fluida produksi meningkatkan viskositas dan densitas campuran sehingga memperberat kerja pompa. Oleh karena itu, diperlukan optimasi kecepatan pompa, pengaturan kedalaman pemasangan, serta manajemen air produksi agar sistem tetap bekerja secara efisien dan stabil dalam jangka panjang.

Kata kunci: *Water Cut, Progressive Cavity Pump, Nodal Analysis, Produksi Minyak*

1. PENDAHULUAN

Dalam kegiatan operasi produksi minyak bumi, peningkatan kadar air atau *water cut* merupakan fenomena yang umum terjadi seiring dengan menurunnya tekanan reservoir dan bertambahnya umur sumur[1]. *Water cut* menunjukkan perbandingan antara volume air terhadap total fluida yang diproduksi dari sumur. Ketika kadar air meningkat, viskositas campuran fluida ikut naik[2], menyebabkan hambatan aliran yang lebih besar dan penurunan efisiensi sistem pengangkatan buatan[9]. Kondisi ini menjadi tantangan bagi operator untuk menstabilkan produksinya, terutama pada sumur yang menggunakan sistem *artificial lift* seperti *Progressive Cavity Pump* (PCP), karena performanya sangat tergantung pada sifat fisik dari fluida yang diangkat[8].

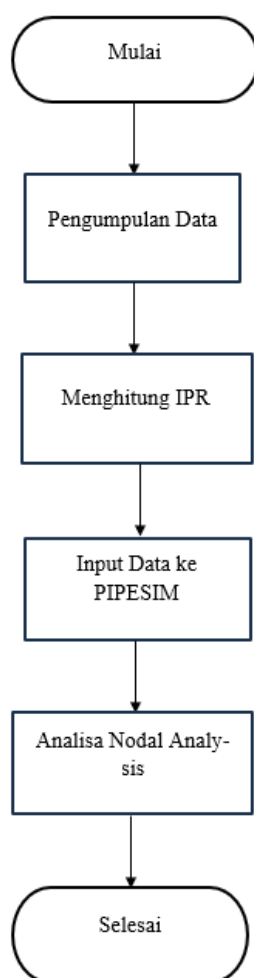
Sumur DAS salah satu contoh nyata dari permasalahan tersebut. Sumur ini memanfaatkan sistem *Progressive Cavity Pump* (PCP) TIPE 22E1200 untuk memproduksi minyak berat dengan viskositas tinggi[6]. Berdasarkan data lapangan, *water cut* mencapai 70%, yang berdampak pada penurunan laju produksi dan efisiensi dari pompa. Oleh karena itu, penelitian ini difokuskan pada analisis pengaruh peningkatan *water cut* terhadap performa produksi sumur dengan menggunakan *Nodal Analysis*[3],[5].

Dari data penelitian sebelumnya, untuk pembahasannya menjelaskan kondisi dan performa sumur DAS yang menggunakan sistem pompa *Progressive Cavity Pump* (PCP). Sumur ini menghasilkan fluida dengan total produksi sekitar 101 bbl/d, yang terdiri dari 30 bbl minyak dan

70 bbl air. Artinya sekitar 70% dari fluida yang di produksi adalah air. Kondisi ini menunjukkan bahwa sumur MGH-11 sudah mengalami peningkatan kadar air (*water cut*) yang cukup tinggi, dan hal tersebut berpengaruh langsung terhadap kemampuan sumur untuk menghasilkan minyak. Tekanan reservoir yang awalnya sebesar 1431,8 psi juga menurun cukup jauh hingga tekanan alir dasar (pwf) hanya 292 psi, sehingga energi alami sumur untuk mendorong fluida ke permukaan menjadi berkurang[4].

2. METODE

Untuk menganalisa dari *water cut* dimulai dengan pengumpulan data untuk dapat di masukkan dalam hitungan IPR. Berdasarkan data tersebut dapat dilakukan input data menggunakan *software* PIPESIM untuk mengolah dengan Nodal Analysis [4],[5]. Analisa Nodal Analysis dapat diketahui kurva outflow dan inflow dari Nodal Analysis dan dapat diketahui laju fluida dengan tekanan dasarnya.



Gambar 1. Diagram Alir

Metode penelitian ini menggunakan *software* PIPESIM, yang secara umum digunakan dalam institusi pendidikan dan industri perminyakan di tingkat nasional maupun internasional. Untuk dapat running menggunakan PIPEESIM ada beberapa data yang harus di dapat sepreti pada tabel 1 berikut.

Tabel 1. Data produksi Sumur

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Well Pressure</i>	40	psi
<i>Well Temperature</i>	94	F
<i>Q Liquid</i>	101	BLPD
<i>Q Oil</i>	30	BOPD
<i>Q Water</i>	71	BWPD
<i>Q Gas</i>	7	Scfd
<i>Water Cut</i>	70	Persen
<i>GOR</i>	4	Scf/bbl
<i>GLR</i>	0,065	Scf/bbl
<i>Pressure Casing</i>	42	psi

Tabel 2. Data Reservoir

Parameter	Nilai	Satuan
Pressure Reservoir	1431,8	psi
Pressure Well Flowing	292	psi
Bubble Point Pressure	1450	Psi
Bottom Hole Temperature	200	F

Tabel 3. Data Fluida Reservoir

Parameter	Nilai	Satuan
Sg Air	1.04	
Sg Gas	0.8	
API	30	API

Tabel 4. Data Profil Sumur

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Well Profile</i>	Vertical	
<i>Formation Depth</i>	4395.2	ft
<i>Interval perforasi</i>	3722.8-3732.64	ft
<i>Mid perforation depth</i>	3727.72	ft
<i>Pump setting depth</i>	3755.6	ft
<i>Tubing OD</i>	2-7/8"	EUE
<i>Casing</i>	7	inch

Tabel 5. Data Pompa

Parameter	Nilai	Satuan
Type pompa	22E1200	
Type motor	18.5	KW
RPM actual	102	rpm

Tabel 6. Data Sonolog

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Casing Pressure Build Up</i>	0.033	psi
<i>Liquid Level</i>	1145	m
<i>Pump Intake pressure</i>	157.5	psi
<i>PBHB</i>	145.9	psi

Evaluasi dilakukan menggunakan metode Nodal Analysis untuk meninjau hubungan antara tekanan dan laju aliran fluida di dalam sistem sumur. Data yang dianalisis mencakup tekanan reservoir (Ps) sebesar 1431,8 psi, untuk tekanan dasar sumur (Pwf) 292 psi, laju produksi minyak 24,196 BOPD, dan water cut 70%.

Perhitungan Productivity Index (PI) dilakukan menggunakan persamaan:

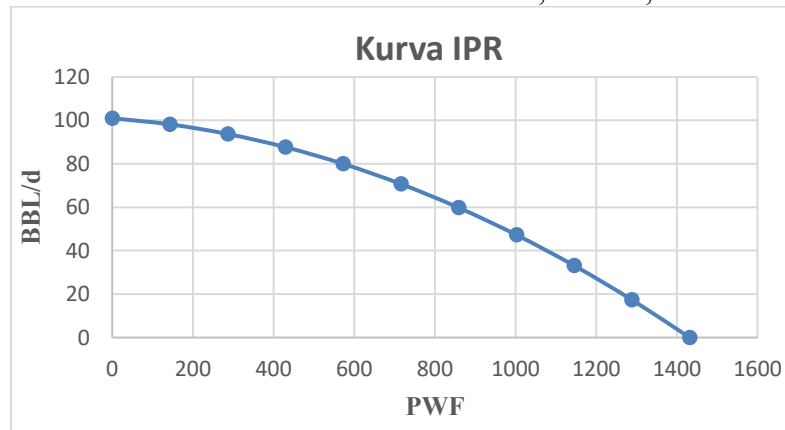
$$PI = \frac{Q}{(P_s - P_{wf})} = 0,088 \text{ bpd/psi} \quad (1)$$

Perhitungan Inflow Performance Relationship (IPR) dilakukan menggunakan pendekatan vogel (1968) [3], untuk menggambarkan hubungan antara tekanan dasar sumur dan laju produksi minyak.

$$Q_{max} = \frac{Q_{total}}{1 - 0,2\left(\frac{p_{wf}}{p_s}\right) - 0,8\left(\frac{p_{wf}}{p_s}\right)^2} \quad (2)$$

$$Q = Q_{max} \left(1 - 0,2\left(\frac{p_{wf}}{p_s}\right) - 0,8\left(\frac{p_{wf}}{p_s}\right)^2 \right) \quad (3)$$

Dari rumus diatas mendapatkan nilai Q_{max} sebesar 101 STB/d, dan untuk hasil Q yaitu 93,5 BBL/d, data tersebut bisa kemudian dibuat kurva Inflow, ouflow, dan metode penelitian



Gambar 2. Kurva Inflow Performance Relationship (IPR)

Menghitung Horse Power:

$$HP_{rod} = \frac{150 \times 121,887}{5252} = 3,48 \text{ hp} \quad (4)$$

$$HP_{hydraulic} = \frac{Q(\phi/d) \times PSD}{360} \quad (5)$$

$$Q \ 107 \text{ stb/d } 107 \times 0,158 = 16,9 \frac{m^3}{day} = \frac{16,9 \text{ cm } 3/d \times 3755 \text{ h} = 14,56}{4360} \quad (6)$$

$$HP_{motor} = HP_{po \text{ head rod}} + HP_{hydraulic} \quad (7)$$

$$HP_{motor} = 3,48 + 13,6 = 18,08 \text{ Hp} \quad (8)$$

Working fluid level:

$$WFL = 3727,72 - \left(\frac{88,8}{0,429 \text{ pst/ft}} + \frac{42}{0,429} \right) = 3422,05 \text{ ft} \quad (9)$$

Variabel Speed Drive (VSD):

$$VSD = 75\% \times HP \times 1 \text{ KW} \quad (10)$$

$$VSD = 75\% \times 18,04 \times 1 \text{ KW} = 13,8 \text{ KW} \quad (11)$$

Perhitungan TDH:

$$F = 2,088 \left[\frac{100^{1,85}}{c} \right] \left[\frac{\left(\frac{Q^{1,85}}{2,48} \right)}{ID^{1,8655}} \right] \quad (12)$$

Perhitungan Pump Intake Pressure:

Perbedaan kedalaman = Mid performance

$$\text{Perbedaan kedalaman} = (3727 - 3755) \times 0,427 = -11,9 \text{ psi} \quad (13)$$

$$\text{Pump Intake Pressure} = \text{pwf} - \text{Perbedaan tekanan} \quad (14)$$

$$\text{Pump Intake Pressure} = 292,69 - (-11,92) = 204,65 \text{ psi} \quad (15)$$

Perhitungan Total Dinamik Head:

$$TDH = Hd + Hf + Ht \quad (16)$$

$$TDH = 3045 + 2,93 + 93,23 = 3141,16 \quad (17)$$

Menentukan Torque:

$$\text{Torque} = \frac{\text{Total head} \times Q \text{ pump displacement}}{125} + \text{fric. trq} \quad (18)$$

$$\text{Torque} = \frac{1319,79(\text{m}) \times Q 0,21}{125} + 120 = 122,3 \text{ lb.ft} \quad (19)$$

Efisiensi Pompa

$$Y1 = 2700 \quad (20)$$

$$Y2 = 400 \text{ ft} \quad (21)$$

$$X1 = 75\% \quad (22)$$

$$X2 = 49\% \quad (23)$$

$$\frac{X - x_1}{x_2 - x_1} = \frac{3510,78 - 2700}{4000 - 2700} = 58,78\%$$

(24)

Jadi berdasarkan hasil optimasi menurut RPM yg digunakan yaitu 150 dimana dengan RPM tersebut 107 stb/d setara dengan laju optimum dengan efisiensi pompa sebesar 58,78%

3. PEMBAHASAN

Analisis dilakukan menggunakan *software* PIPESIM dengan Nodal Analysis untuk mengevaluasi kinerja produksi dari sumur DAS yang mengalami peningkatan kadar air (*water cut*). Data lapangan meliputi tekanan reservoir sebesar 1431,8 psi, tekanan dasar sumur (pwf) sebesar 292 psi, dan untuk laju produksi aktualnya sebesar 24,196 BOPD dengan *water cut* mencapai 70%. Untuk artificial lift yang digunakan adalah Progressive Cavity Pump (PCP) dengan tipe 22E1200.

A. Hasil Simulasi Nodal Analysis

Simulasi IPR yang mempresentasikan kemampuan sumur untuk menghasilkan fluida dari reservoir, dan *Vertical Lift Performance* (VLP) yang menggambarkan tekanan dari dasar sumur hingga permukaan. Berdasarkan hasil dari perhitungan dan pemodelan dengan PIPESIM, diperoleh nilai *Productivity Index* (PI) sebesar 0,088 bpd/psi, yang menunjukkan bahwa kemampuan sumur untuk mengalirkan fluida menurun cukup signifikan.

Tabel 7. Data Peningkatan Water Cut

Water cut (%)	Laju fluida (STB/day)	Tekanan alir sumur (psia)
50	80,76126	559,6235
60	80,70594	560,573
70	80,6564	561,4224
80	80,60599	562,2856
90	80,55834	563,1006

Tabel 7 menjelaskan tentang hasil Analisa menggunakan Nodal Analysis menggunakan *software* PIPESIM, dengan asumsi *water cut* 50% - 90%. Dimana *water cut* 50% laju fluidanya 80,76126 STB/d dengan tekanan 559,6235 psia dan *water cut* di 90% yaitu berada di angka 80,55834 STB/d dengan tekanannya di angka 563,106 psia.

B. Pengaruh Peningkatan Water Cut terhadap Kinerja Produksi

Peningkatan *water cut* memberikan dampak signifikan terhadap performa sistem produksi, terutama pada sumur tua seperti sumur DAS yang menggunakan sistem pengangkatan buatan Progressive Cavity Pump[10]. Berdasarkan hasil analisis menggunakan *software* PIPESIM, diketahui bahwa perubahan komposisi fluida akibat bertambahnya kadar air mempengaruhi tekanan, laju alir, serta efisiensi mekanis pompa. Saat proporsi air dalam fluida meningkat, viskositas campuran naik sehingga menyebabkan peningkatan *pressure drop*[2]. Kondisi ini membuat pompa PCP harus bekerja lebih keras untuk mengangkat fluida ke permukaan.

Densitas fluida yang lebih tinggi juga menambah beban kerja pompa karena fluida menjadi lebih berat untuk diangkat, sementara laju produksi minyak menurun akibat dominasi air.

Fenomena lain yang muncul adalah meningkatnya *slipage* antara rotor dan stator PCP. Hal ini terjadi karena air yang semakin banyak mengurangi kemampuan minyak untuk melumasi permukaan rotor, sehingga sebagian fluida Kembali melewati cellah pompa tanpa ikut terangkat. Akibatnya efisiensi volumetric PCP menurun dan kapasitas angkat efektifnya berkurang. Secara keseluruhan, peningkatan *water cut* menyebabkan penurunan tekanan alir dasar sumur, meningkatnya gaya gesek pada kolom fluida, dan menurunnya efisiensi pengangkatan PCP. Jika kondisi ini tidak diimbangi dengan optimasi operasi, maka performa sumur DAS akan terus menurun dan potensi produksi minyaknya tidak dapat dimanfaatkan secara maksimal.

C. Validasi Model terhadap Data Lapangan

Untuk memastikan akurasi hasil simulasi, dilakukan perbandingan antara data PIPESIM dengan data produksi actual sumur DAS. Hasil perbandingan menunjukkan tren yang konsisten, semakin tinggi kadar air, semakin rendah laju produksi minyaknya. Laju produksi hasil simulasi hanya sedikit lebih tinggi dibandingkan data actual, sehingga selisih rata-rata 5-10%.

Perbedaan ini disebabkan oleh beberapa faktor lapangan yang tidak sepenuhnya dapat direpresentasikan oleh model, seperti perubahan elastisitas stator PCP akibat temperature, pembentukan emulsi minyak-air, serta gesekan tambahan di tubing akibat adanya endapan parafin atau scale. Meskipun demikian, pola penurunan produksi yang ditunjukkan oleh hasil simulasi sesuai dengan nyata di lapangan. Validasi ini memperkuat Kesimpulan bahwa peningkatan *water cut* merupakan penyebab utama menurunnya efisiensi sistem pengangkatan PCP dan berkurangnya volume minyak yang dapat diproduksi. Dengan demikian, hasil model PIPESIM dapat digunakan sebagai acuan dalam perencanaan strategi optimasi produksi sumur DAS[4].

D. Implikasi Operasional dan Rekomendasi

Hasil penelitian menunjukkan bahwa peningkatan *water cut* hanya menurunkan efisiensi sistem pengangkatan, tetapi juga memengaruhi stabilitas operasi pompa PCP. Beban mekanis meningkat karena fluida yang diangkat lebih berat, sedangkan performa hidrolik menurun akibat tekanan alir yang berkurang. Oleh sebab itu, perlu dilakukan langkah-langkah mitigasi agar sistem tetap dapat beroperasi mendekati titik optimum.

Beberapa rekomendasi yang dapat diterapkan seperti Optimasi Kecepatan Pompa (RPM) yaitu penyesuaian kecepatan rotasi pompa sesuai perubahan komposisi fluida dapat meningkatkan efisiensi volumetric PCP tanpa memerlukan penggantian peralatan[11],[12]. Penyesuaian Kedalaman Pemasangan Pompa yaitu menempatkan PCP pada kedalaman yang lebih sesuai dengan zona produksi minyak dapat mengurangi produksi air berlebih dari lapisan bawah. Manajemen Air Produksi yaitu pemisahan awal antara minyak dan air di permukaan serta pengelolaan air terproduksi akan mengurangi beban fluida yang diangkat dan menjaga stabilitas tekanan sistem. Monitoring Kondisi Pompa yaitu memantau performa PCP secara berkala, termasuk arus motor dan tekanan intake dapat mencegah kegagalan mekanis akibat peningkatan beban kerja.

4. SIMPULAN

Hasil simulasi menunjukkan bahwa ketika *water cut* meningkat dari 40% menjadi 70%, efisiensi PCP turun lebih dari 30% dan laju produksi aktual menurun hingga sekitar 24,196 BOPD. Kenaikan kadar air menyebabkan meningkatnya viskositas dan densitas fluida

campuran, sehingga pompa bekerja lebih berat dan sebagian energi terserap untuk mengangkat air daripada minyak. Selain itu, meningkatnya *slippage* antara rotor dan stator menurunkan efisiensi volumetrik PCP, yang berdampak langsung pada penurunan laju alir minyak. Saran untuk penelitian selanjutnya bisa melakukan terkait optimasi produksi menggunakan sensitivitas tubing pada sumur DAS.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Xue, L., Liu, P., & Zhang, Y. (2023). *Status and Prospect of Improved Oil Recovery Technology of High Water Cut Reservoirs*. Water, 15(7), 1342.
- [2] Bariakpoo Kinate, B., Akindele, O.K., Amadi, U.D., & Kpea-ue, M.L. (2025). *Impact of water cut increase and emulsion viscosity variation on pressure gradient during oil production*. Journal of Petroleum and Mining Engineering, 27(1), 1-6.
- [3] M. Vogel, "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells," *Journal of Petroleum Technology*, vol. 20, no. 1, pp. 83–92, 1968.
- [4] Schlumberger, *PIPESIM Well Performance Analysis Software User Manual*, Schlumberger Limited, Houston, TX, 2022.
- [5] J. Lea dan H. Nickens, *Production Optimization Using Nodal Analysis*, 2nd ed., Gulf Publishing Company, Houston, TX, 2017.
- [6] A. Brown, "Progressive Cavity Pump Applications in Heavy Oil Production," dalam *Proceedings of the SPE Artificial Lift Conference*, Woodlands, TX, Apr. 2020, pp. 55–60..
- [7] S. Ahmed, "Modeling Water Cut Effects on Artificial Lift Efficiency," *Journal of Energy and Petroleum Engineering*, vol. 14, no. 3, pp. 110–118, 2021.
- [8] Nguyen, T., Tu, H., Al-Safran, E., Saasen, A. (2016) — *Simulation of single-phase liquid flow in progressing cavity pump*. Journal of Petroleum Science and Engineering.
- [9] Akinpelu, T. A., & Orodu, O. D. (2023). Effect of High Water Cut on Artificial Lift Performance in Mature Oil Fields. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 13(5), 1223–1236.
- [10] Zhang, H., Liu, J., & Gao, Y. (2022). Numerical Investigation of PCP Efficiency Under Multiphase Flow Conditions. *Energy Reports*, 8, 4689–4702.
- [11] Li, S., & Zhao, Q. (2024). Analysis of Water Cut Management Strategies for Aging Oil Wells. *Petroleum Research*, 9(2), 221–231.
- [12] Al-Safran, E., & Nguyen, T. (2021). Modeling and Optimization of Progressive Cavity Pumps in High-Water-Cut Environments. *SPE Production & Operations*, 36(4), 865–874.

Daftar Simbol

P_s	= Tekanan reservoir, psi
P_{wf}	= Tekanan dasar sumur, psi
Q	= Laju alir fluida total, STB/d atau BLPD
Q_o	= Laju alir minyak, BOPD
Q_w	= Laju alir air, BWPD
Q_g	= Laju alir gas, SCF/d
PI	= Productivity Index sumur, bpd/psi
WC	= Water Cut, %
GOR	= Gas Oil Ratio, scf/bbl
GLR	= Gas Oil Ratio, scf/bbl
P_b	= Bubble Point Pressure, psi
P_{int}	= Tekanan pada pump intake, psi
ΔP	= Penurunan tekanan (pressure drop), psi
μ	= Viskositas fluida,
ρ	= Massa jenis fluida, kg/m ³
S_g	= Specific gravity gas,
S_w	= Specific gravity air,
h	= Kedalaman atau pump setting depth, ft
T	= Temperatur reservoir, °F

η	=	Efisiensi sistem atau efisiensi pompa PCP, %
N	=	Kecepatan putar pompa (rotation speed), rpm
HP	=	Horse Power, HP/KW
VSD	=	Variable Speed Drive, kw
F	=	Faktor perhitungan head
TDH	=	Total Dynamic Head, ft atau m
P_{wf}	=	Pressure Well Flowing, psi
TVD	=	True Vertical Depth, ft
$Y_1Y_2X_1X_2$	=	Variable interpolasi efisiensi pompa
RPM	=	Putaran per menit, rpm
$PBHP$	=	Pump Bottom Hole Pressure, psi
Δh	=	Perbedaan kedalaman, ft
η_v	=	Efisiensi Volumetrik pompa, %