

ANALISIS PENGARUH SENSITIVITAS DARI GAS SEPARATOR UNTUK OPTIMASI POMPA ESP DALAM PENANGANAN GAS LOCK PADA SUMUR GASSY MENGGUNAKAN SIMULATOR SOFTWARE PROSPER V11

Richa Melysa^{1*}, Taufik Alexander Siregar², Dedi Wardianto³, Irwan Anwar⁴

^{1,2}Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

³Program Studi Teknik Mesin, Institut Teknologi Padang, Indonesia

⁴Program Studi Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

*Corresponding Author E-mail : richamelysa@eng.uir.ac.id

Abstract

Gas lock is defined as a fluid flow problem where the flow is blocked by a gas phase, inhibiting the production flow rate. This occurs due to the release of free gas in oil with a high gas-oil ratio (GOR). This condition arises when the pump intake pressure (PIP) or fluid over pump (FOP) is lower than the bubble point pressure (Pb) of the oil. Initial indications of free gas formation can be observed from erratic amp-chart readings, high annulus pressure, and the pump operating below its efficiency. To address gas lock issues in ESP pumps, additional equipment such as a gas separator can be installed below the surface, and PIP should be maintained above the Pb. The installation of a gas separator in the pump helps reduce the entry of free gas into the pump, while free gas is discharged into the annulus casing. In this thesis, the researcher uses a case study on a producing well with high GOR values of 100 mscf/day, a design rate of 850 BFPD, and a pump intake pressure (PIP) higher than the well's bubble point pressure (Pb) at 150 psi. Based on data processing using Prosper V11 software, the ESP pump in well Y was replaced from a REDA DN1300 to a REDA DN1100, resulting in a gas separator sensitivity value of 89%. The best pump efficiency achieved was 62%, and the optimal production rate obtained was 1330 RB/day.

Keywords : Gas Lock, Pump Intake Pressure, Sensitivities Gas Separator, Fluid Above Pump, Gas Oil Ratio.

Abstrak

Gas lock didefinisikan sebagai peristiwa permasalahan aliran fluida terblok oleh fasa gas dan menghambat laju alir produksi. Hal ini karena diakibatkan dari keluarnya fasa gas bebas pada minyak yang memiliki nilai gas oil ratio (GOR) tinggi. Kondisi ini terjadi pada pump intake pressure (PIP) atau fluid over pump (FOP) yang lebih kecil dari bubble point pressure (Pb) minyak. Indikasi awalnya terbentuk gas bebas dapat dilihat dari erratic pada amp-chart, annulus pressure yang tinggi, dan pompa beroperasi dibawah effisiensinya. Penanganan permasalahan gas lock pada pompa ESP dapat menggunakan peralatan tambahan dibawah permukaan yakni gas separator dan melakukan perhitungan PIP dipertahankan diatas Pb. Penambahan pemasangan gas separator di pompa untuk mengurangi gas bebas masuk kedalam pompa dan gas bebas dikeluarkan ke annulus casing. Pada skripsi ini peneliti menggunakan studi kasus pada sebuah sumur produksi dalam kondisi sumur on (berproduksi) dengan nilai GOR yang tinggi yakni 100 Mscf/day, design rate sumur yakni 850 BFPD, serta pump intake pressure (PIP) sebesar terlarut diatas bubble point pressure (Pb) sumur yakni 150 psi. Dari hasil pengolahan data pada software prosper V11, pompa ESP di sumur Y dilakukan penggantian tipe pompa dari REDA DN1300 menjadi REDA DN1100 sehingga didapatkan hasil dari penginputan data pompa ESP di sumur Y dengan nilai sensitivitas gas separator sebesar 89% didapatkan nilai best efficiency pompa sebesar 62 % dengan laju produksi optimal yang diperoleh 1330 RB/day.

Kata Kunci : Gas Lock, Pump Intake Pressure, Sensitivitas Gas Separator, Fluid Above Pump, Gas Oil Ratio.

1. PENDAHULUAN

Permasalahan gas lock yang sering terjadi pada pompa ESP sehingga jika gas lock tidak diatasi akan berdampak buruk terhadap run life pompa sehingga mengakibatkan kerugian yang besar karena akan memaksakan kinerja pompa untuk bekerja lebih keras dalam memproduksi fluida menuju permukaan dan hal tersebut berpengaruh terhadap umur pompa ESP yang semakin lama-kelamaan

akan rusak dan akan berdampak juga terhadap komponen *downhole* pompa ESP seperti motor pompa, *protector*, *intake*, *impeller*, *cable*, *pump intake*, *check valve*, *tubing*, *casing*, *wellhead* hingga *flowline* dari sumur (Chira et al., 2017) [1]. Analisa permasalahan *gas lock* pada pompa ESP dapat dilakukan dengan melakukan penanganan seperti pemasangan gas separator di *downhole* atau dengan cara memasang *verculato* atau *venting di surface* agar meminimalisir adanya gas bebas yang terblok di pompa.

Dapat juga dilakukan dengan simulasi produksi sumur dengan menginput beberapa parameter seperti fluid properties dari sumur dan data design pompa yang digunakan (Camilleri, 2020) [2]. Gas separator merupakan jenis *intake* yang telah dimodifikasi untuk mencegah gas bebas dalam volume berlebih masuk ke pompa. Karena gas bebas dalam jumlah berlebih akan menimbulkan masalah berupa gas interference ataupun gas lock. Keduanya dibedakan berdasarkan jumlah gas yang masuk ke pompa. Gas interference merupakan kondisi dimana gas berlebih dalam bentuk gelembung-gelembung kecil ikut diproduksi dan mulai memasuki *impeller*.

Sedangkan *gas lock* merupakan efek lanjut dari *gas interference*. Pada penelitian tugas akhir ini menggunakan skenario sumur *well producer (oil)* yang di produksi melalui *tubing flow* dengan menggunakan *single stage separator*, *well completion* nya menggunakan tipe *cased hole*, reservoir untuk *well* digunakan menggunakan tipe *inflow single well*, dan bukan *multilateral well* serta menggunakan *artificial lift* yakni pompa ESP serta nantinya untuk mengetahui pengaruh sensitivitas gas separator dalam mitigasi permasalahan gas lock tersebut akan diinput dengan software Prosper untuk mengetahui besarnya pengaruh sensitivitas dari gas separator pada pompa ESP.

2. METODOLOGI

Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini melibatkan simulasi produksi sumur menggunakan software Prosper V11. Data yang digunakan adalah data sekunder yang diperoleh dari berbagai referensi jurnal serta tugas akhir sebelumnya. Simulasi ini dilakukan dengan menginput parameter sumur, properti fluida, serta spesifikasi pompa ESP yang digunakan. Analisis dilakukan dengan melakukan perubahan pada parameter sensitivitas gas separator serta pemilihan tipe pompa yang paling optimal dalam meningkatkan laju produksi sumur. Perhitungan *inflow performance relationship* (IPR) juga dilakukan untuk menilai produktivitas sumur berdasarkan tekanan reservoir dan tekanan dasar sumur. Metode perhitungan yang digunakan dalam penelitian ini mengacu pada metode Vogel untuk analisis IPR, yang memungkinkan perhitungan laju produksi sumur dalam berbagai kondisi tekanan. Dalam persamaan metoda Vogel, ada beberapa rumus persamaan yakni diantaranya :

$$PI = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \dots\dots\dots (1)$$

$$q_b = PI(P_r - P_b) \dots\dots\dots (2)$$

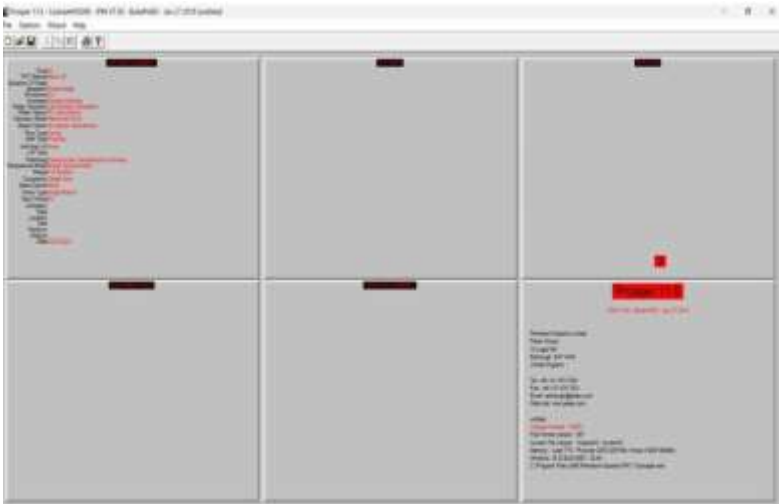
$$Q_{max} = \frac{Q_0}{1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2} \dots\dots\dots (3)$$

$$q_{max} = PI \times P_r \dots\dots\dots (4)$$

$$P_{wf} = \frac{(Middle Perforation - WFL) Sg_{Composite}}{2.31} \dots\dots\dots (5)$$

PROSPER (Production System Performance) merupakan software perkembangan teknologi terbaru dari perusahaan *Petroleum Experts*. *Prosper* menggunakan prinsip-prinsip nodal dalam mempresentasikan mekanisme aliran dari reservoir (dasar sumur) sampai ke permukaan atau kepala sumur. *Software Prosper* digunakan untuk menganalisa kinerja sumur minyak dan gas bumi dengan menggunakan analisa nodal, sehingga perhitungan sensitivitas yang dilakukan dapat memudahkan desain sumur yang sekarang untuk dioptimasi. Simulasi Prosper juga telah berkembang menjadi

standar industri untuk pemodelan sumur dan pipa karena dasar teknis suara yang tak tertandingi dan kemampuan pemodelan yang unik. Program ini saat ini membentuk salah satu batu fondasi dari sistem digital *oil field*, dan mesin perhitungan digunakan oleh banyak alur kerja secara *real time* pada ratusan bidang di seluruh dunia. Satu set model *inflow* yang komprehensif melengkapi kemampuan aliran multifase di prosper, memungkinkan perhitungan analisis nodal dilakukan untuk hampir semua jenis sumur. Ada lebih dari 20 model inflow yang telah dikembangkan selama bertahun-tahun, yang dapat diterapkan pada geometri horizontal, vertikal, menyimpang, multilayer dan multilateral. Selain itu, perkembangan baru telah melihat realisasi model *inflow* unik yang memperhitungkan perubahan kondisi PVT di area drainase sumur serta di beberapa zona. Pada penelitian ini menggunakan tipe sumur dengan pompa *electrical submersible pump* di suatu lapangan. Data yang dibutuhkan untuk diperlukan dalam simulasi prosper dalam penelitian ini yaitu data desain ESP pada sumur dengan langkah *set artificial lift* pada kolom *option summary* dengan *Electrical Submersible Pump*, diameter ESP harus sesuai dengan ke dalaman *casing*, data *downhole equipment*: tubing *inside diameter*, tubing *outside diameter*, dan *casing inside*. Data *properties fluids* pada sumur untuk input data pada pemodelan IPR dan melakukan uji sensitivitas pada gas separator pada simulasi Prosper pada kapasitas pompa dengan perubahan pada tipe pompa yang akan digunakan untuk meningkatkan laju produksi dan memitigasi *gas lock*.



Gambar 1. Tampilan Aplikasi PROSPER

Pada penilitan ini menggunakan tipe sumur dengan pompa *electrical submersible pump* di suatu lapangan. Berikut ini beberapa data-data yang dibutuhkan dalam melaksanakan penelitian ini:

Tabel 1. Data *Fluid Properties* Sumur

No	Parameter	Value	Unit
1	Wellhead Tubing Pressure	220	Psi
2	Test Rate Flow	1000	BPD
3	Test Pressure	300	Psi
4	Static Bottom Hole Pressure	25.55	Psig
5	Bottom Hole Temperature	144	°F
6	Gas Oil Ratio	100	scf/stb
7	Desired Production Rate	850	BFPD

8	<i>Productivity Index</i>	7.05	BPD/psi
9	<i>Oil Viscosity</i>	0.763	cP
10	<i>Flowing Pressure</i>	150	Psi
11	<i>Specific Gravity Water</i>	1	rel-H ₂ O
12	<i>Oil Gravity</i>	33	°API
13	<i>Specific Gravity Gas</i>	0.65	rel-air
14	<i>Bubble Point Pressure</i>	150	Psi
15	<i>Gas Impurities</i>	-	%
16	<i>Specific Gravity Fluid</i>	0,860	cP
17	SFL (<i>Static Fluid Level</i>)	283	Ft
18	WFL (<i>Working Fluid Level</i>)	623	Ft
19	BPH/Q	10,5	BFPD
20	<i>Water Cut</i>	88	%

Tabel 2. Data Parameter Pompa ESP di Sumur

No	Parameter	Value	Unit
1	<i>Casing Inside Diameter (OD)</i>	6.366	In
2	<i>Tubing Outside Diameter (OD)</i>	3.5	In
3	<i>Tubing Inside Diameter (ID)</i>	2.992	In
4	<i>Pump Setting Depth</i>	1130	Ft
5	<i>Operating Frecuency</i>	60	Hz
6	<i>Max Pump OD</i>	5.6	Inch
7	<i>Length of Cable</i>	1130	Ft
8	<i>Gas Separator Efficiency</i>	89	%
9	<i>Design Rate</i>	1000	STB/day
10	<i>Top Perforation</i>	1125	ft, TVD
11	<i>Bottom Perforation</i>	1147	Ft, TVD
12	<i>Total GOR</i>	100	scf/STB
13	<i>Top Node Pressure</i>	300	Psig
14	<i>Pump Intake Pressure</i>	120	Psi
15	<i>Pump Efficiency</i>	31.56	%
16	<i>Stages pump</i>	73	

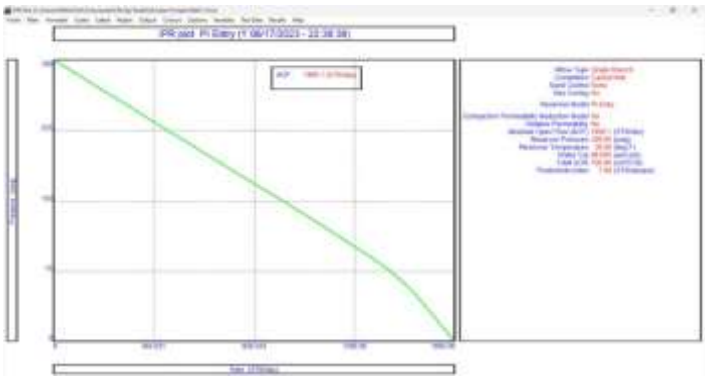
3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian skripsi ini dilakukan di lapangan *Sparky* di Sumur Y. Pada sumur Y tersebut menggunakan pompa ESP dan gas separator sebagai penanangan *gas lock*. Permasalahan *gas lock* secara teoritis dapat dilihat melalui *ampare chart* yang didapatkan dari hasil pembacaan *control panel* kerja pompa ESP yang ada dipermukaan (*switchboard*). Dari hasil pembacaan tersebut didapatkan *recording ammeter* pada sumur Y yang terjadi di pompa ESP. Data PVT Sumur Y ini harus dicocokkan dengan parameter korelasi yang sesuai dalam model Prosper. Ada beberapa korelasi yang bisa diterapkan yang ditunjukkan di tabel berikut:

Tabel 3. Data Deskripsi Fluid PVT Sumur Y

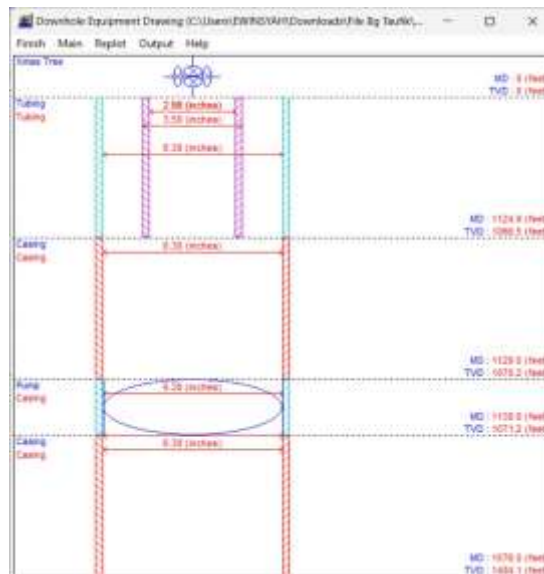
Parameter	Sumur Y	Units
<i>Solution Gas Oil ratio</i>	100	scf/STB
<i>Oil Gravity</i>	33	°API
<i>Gas Gravity</i>	0.65	rel Air
<i>Water Salinity</i>	0	ppm
<i>Gas impurities</i>		
H2S	0	%
CO2	0	%
N2	0	%
<i>Temperature reservoir</i>	39	°F
<i>Bubble point pressure</i>	152	psig

Sumber : PVT Data Sumur Y Pada Aplikasi PROSPER



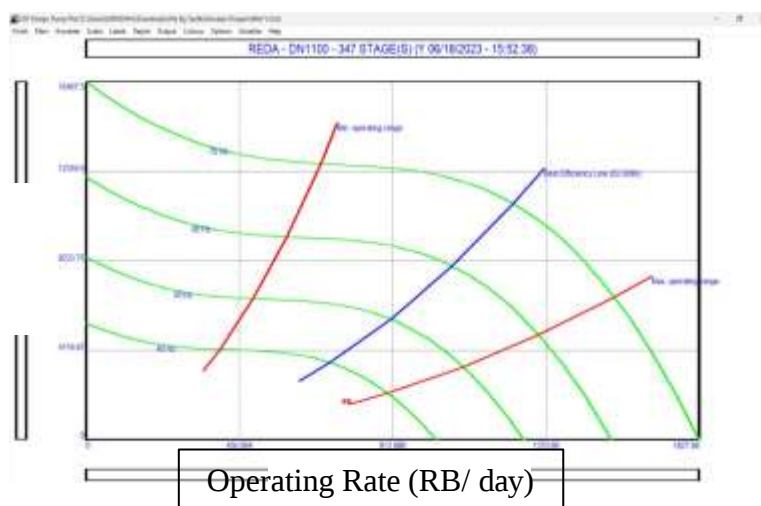
Gambar 1. Kurva IPR Dari Sumur Y Berdasarkan Aplikasi PROSPER

Berdasarkan Gambar 3, penginputan data di *software* dengan *top interval* dengan nilai 1188 ft, *bottom interval* dengan nilai 1576 ft, SFL (*static fluid level*) dengan nilai 283 ft, WFL (*working fluid level*) dengan nilai 623 ft, *water cut* dengan nilai 88 %, *productivity index* dengan nilai 7.056 BPD/psi, dan *reservoir pressure* dengan nilai 300 psi. Dari data tersebut menggunakan reservoir model PI Entry pada sumur Y didapatkan nilai AOF (*absolute open flow*) sebesar 1856 STB/day.

Gambar 2. *Downhole Equipment Drawing* Sumur Y

Pada *downhole equipment* Gambar 4 tersebut mewakili ukuran yang berbeda dari setiap peralatan di lubang sumur yang dapat menyebabkan kehilangan tekanan karena terhalangnya ukuran yang berbeda di lubang sumur. Bagian peralatan *downhole* digunakan untuk menggambarkan *wellhead*, tubing produksi, dan *casing* dari sumur tersebut.

Sumur Y menggunakan tipe pompa REDA DN 1300 4 Inch yang mampu mengalirkan fluida 960 hingga 1640 RB/day dan tipe motor pompa ESP Inc 540_70 dengan tenaga 50 HP sehingga mengalirkan aliran listrik sebesar 905 V 35 A. Penginputan data pompa ESP di sumur Y pada kedalaman 1130 ft, *operating frequency* sebesar 60 %, *maximum OD* dengan nilai 5.6 inch, dan *gas separator efficiency* sebesar 89 %.

Gambar 3. Kurva *Best Efficiency* Pompa ESP di Sumur Y Pada Aplikasi PROSPER

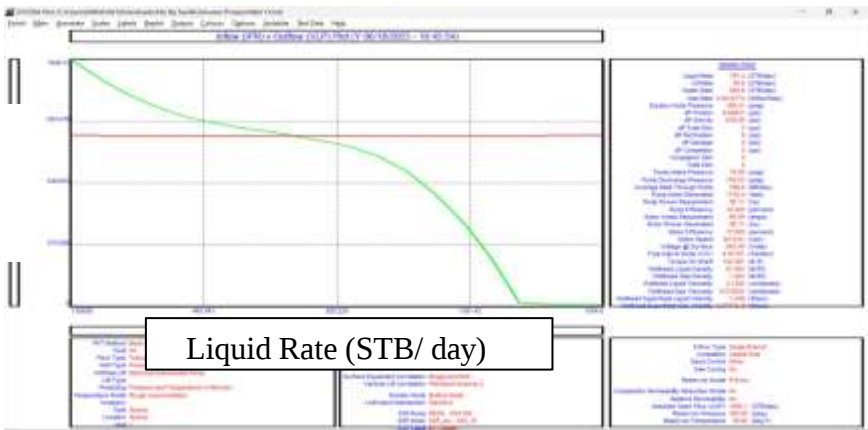
Setelah dilakukan *calculated process* di *software Prosper V11* sehingga terjadinya perubahan terhadap tipe pompa dari REDA DN1300 menjadi REDA DN1100 dengan kapasitas laju alir pompa sebesar 600 sampai 1350 RB/day dan didapatkan hasil dari penginputan data pompa ESP di sumur Y dengan nilai sensitivitas gas separator sebesar 89% didapatkan nilai *best efficiency* pompa sebesar 62 % dengan laju produksi optimal yang diperoleh 1330 RB/day yang dilihat dari ujung garis biru

(*best efficiency line*) dari grafik pompa REDA DN1100 antara *head* pompa dengan *operating rate* berdasarkan hasil di gambar 5.

Tabel 4. *Type Pump, Motor, dan Cable* Pada Sumur Y

Label	Type
Pump	REDA DN 1100 (600 - 1350 RB/day)
Motor	ESP_Inc 540_70 180 HP, 945 V, 120 A
Cable	#1 Copper 0.26 (Volt/1000ft) 115 (amps) max

Dengan kapasitas pompa dari hasil penginputan data pompa *Electrical Submersible Pump* diperoleh laju produksi 924 BPD, kemudian dilakukan pergantian tipe pompa dan motor pompa maka diperoleh laju produksi 1330 STB/day dengan pompa REDA DN 1100. Hasil laju produksi pada sumur Y berdasarkan *software prosper V11* juga dapat dilihat pada plot grafik *Inflow Performance Relationship* (IPR) menentukan seberapa banyak fluida yang dapat diangkat ke permukaan dari suatu sumur pada kondisi tertentu sedangkan kurva *Vertical Lift Performance* (VLP) menunjukkan berapa besar tekanan yang diperlukan untuk mengangkat sejumlah fluida ke permukaan pada tekanan *wellhead* tertentu. Berikut ini hasil *calculated process* dari system plot *software Prosper V11* untuk grafik IPR vs VLP pada sumur Y pada tipe pompa yang terpasang.



Gambar 4. Grafik IPR vs VLP Sumur Y

Berdasarkan hasil dari gambar 6, grafik dari IPR vs VLP antara *pressure* dengan *liquid rate* berdasarkan input data *top node pressure* dengan nilai 300 psi, *water cut* dengan nilai 88% dan *gas oil ratio* (GOR) dengan nilai 100 scf/stb sehingga terjadi titik perpotongan grafik antara IPR dengan VLP pada sumur Y tersebut yang menunjukkan *liquid rate* dengan nilai 787 STB/day dengan *oil rate* sebesar 94.5 STB/day, *water rate* sebesar 692.9 STB /day, dan laju gas sebesar 0.0015774 MMscf/day.

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil dari skripsi yang berjudul Analisis Pengaruh Sensitivitas Dari Gas Separator Untuk Optimalisasi Pompa ESP Dalam Penanganan *Gas Lock* Pada Sumur *Gassy* Menggunakan *Simulator Software Prosper V11*, penelitian ini menunjukkan bahwa *gas lock* dapat diidentifikasi melalui analisis *amp-chart* dari sumur Y. Hasil pembacaan control panel pompa menunjukkan adanya garis penurunan yang kemudian diikuti oleh pola garis acak, yang mengindikasikan terjadinya *gas lock*. Kondisi ini terjadi ketika nilai parameter *pump intake pressure* (PIP) lebih kecil dari *bubble point pressure* (Pb), sehingga kelarutan gas dalam minyak (Rs) keluar dan menyebabkan nilai *gas oil ratio* (GOR) meningkat. Dalam

penelitian ini, nilai sensitivitas gas separator yang digunakan mencapai 89%, yang berperan dalam mengurangi jumlah gas bebas yang masuk ke dalam pompa dan mengoptimalkan kinerja sistem produksi.

Selain itu, berdasarkan hasil simulasi yang dilakukan menggunakan *software Prosper V11*, ditemukan bahwa perubahan tipe pompa dari REDA DN1300 menjadi REDA DN1100 menghasilkan peningkatan efisiensi yang signifikan. Dari proses penginputan data pompa ESP di sumur Y, diketahui bahwa dengan sensitivitas gas separator sebesar 89%, pompa dapat beroperasi dengan nilai *best efficiency* sebesar 62%. Optimasi ini memungkinkan peningkatan laju produksi optimal hingga mencapai 1330 RB/day, yang menunjukkan keberhasilan strategi mitigasi *gas lock* melalui pemilihan pompa dan penggunaan gas separator yang lebih efektif.

5. SARAN

Berdasarkan kesimpulan yang telah didapatkan dari hasil penelitian diatas maka peneliti menyarankan untuk penelitian selanjutnya dalam menganalisa lebih lanjut mengenai pengaruh *pump setting depth* dan kapasitas pompa ESP dalam penanganan *gassy* pada sumur dengan menggunakan *simulator software* produksi yakni *Pipesim 2017*.

6. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Ahuluheluw, J., Massolo, L. D., Nugraha, P., Teknik, J., Dan, P., Bumi, G., Pertambangan, T., Perminyakan,
- [2] D., Papua, U., Gunung, J., & Manokwari, S. (2020). Sensitivitas Jumlah Stages Pada Desain ESP Sumur Directional “X” Lapangan Salawati. In *INTANJurnal Penelitian Tambang* (Vol. 3, Issue 1).
- [3] Al-Hassan, P. K. (2015). *Natural Down Hole Gas Separation for ESP wells. Journal Paper of SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference*, 1-9.
- [4] Bagci, A. S., Kece, M., & Nava, J. (2010). *Challenges of Using Electrical Submersible Pump (ESP) in High Free gas Applications. Journal Paper the International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*, 1-13.
- [5] Barrios, L., Rojas, M., Monteiro, G., & Sleight, N. (2017). *Brazil Field Experience of ESP Performance with Viscous Emulsions and High Gas Using Multi-Vane Pump MVP and High Power ESP. Journal Paper Society of Petroleum Engineer Electric Submersible Pump Symposium*, 1-11.
- [6] Camilleri, L. (2020a). *SPE-201476-MS Free Gas and ESP; Case Studies Illustrating the Difference Between Flowrate Oscillations, Gas locking and Instability Introduction & Current State of the Art*.
- [7] Camilleri, L. (2020b). *SPE-201476-MS Free Gas and ESP; Case Studies Illustrating the Difference Between Flowrate Oscillations, Gas locking and Instability Introduction & Current State of the Art*.
- [8] Castro, M., Pessoa, R., & Kallas, P. (1998). Successful Test of New ESP Technology for Lake of Maracaibo Gassy Oil Wells. *Journal Paper presented at the Offshore Technology Conference*, Houston, 663-667.
- [9] Chira, J., Diaz, A., Gonzalez, C., Rodriguez, B., Hughes, B., Serrano, H & Prada,
- [10] S. A. J. (2017). *SPE-185153-MS Maximizing Production in High Gas Wells with Electrical Submersible Pumps Utilizing Variable Speed Drives with Intelligent Gas Control Software: Case History in Colombia*.

- [11] Darbani, S., Riasi, A., & Nejat, A. (2015). *Energy Equipment and Systems The parametric study of an electrical submersible pump rotary gas separator under two-phase flow condition*.
- [12] Delgado, A., Espinosa, J., Hernandez, M., Guanacas, L., Gonzalez, G., & Aya, W. (2020). *Improving ESP performance with two stages of gas separation in 7 casing case study. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2020-October, 1–18*.
- [13] Dwi, P. J. R. S. D. S. (2015). Evaluasi Dan Optimasi Pompa Electric Submersible Pump (ESP) Pada Sumur-Sumur Di Lapangan X. *Jurnal Nasional Cendekiawan, II*, 376–386.
- [14] Fidani, C., Belen Peralta, M., Nuova, L., & Sanchez Gould, M. (2013). *Improving well performance with multiphase helicoaxial pump in wells with high gas to liquid ratio. Society of Petroleum Engineers - 2013 SPE Artificial Lift Conference - Americas: Artificial Lift: Where Do We Go from Here, 260–277*.
- [15] Harun, A. F. (2017). A Mechanistic Model to Predict Natural Gas Separation Efficiency in Inclined Pumping Wells. *Journal Society of Petroleum Engineers, 02*, 1–9.
- [16] Monghad L, Safari M, Jodeyri A, Rayatdoost S, & Ghorashi S. (2015). Improving Reservoir Recovery Factor Using Enhanced Electrical Submersible Pump Design; a Case Study. *Journal International of Petroleum and Geoscience Engineering, 03(02)*, 116–124.
- [17] Musnal, A. (2015). Optimasi Perhitungan Laju Alir minyak Dengan Meningkatkan Kinerja Pompa Hydraulic Pada Sumur Minyak Di Lapangan PT. KSO Pertamina Sarolangon Jambi. In *JEEE* (Vol. 4, Issue 2).
- [18] Pedrotti, M. M., Biazussi, J. L., Bannwart, A. C., & Sassim, N. A. (2015). *A time frequency study of the behavior of an electrical submersible pump operating nearly the gas-locking condition. 2015 SPE Artificial Lift Conference - Latin America and Caribbean, (2011), 300–309*.
- [19] Stephen R. Payling Robert P. Coleman Curtis L. Brown. (2009). *Methods and apparatus for water injection in a turbine engine. System and Method for Programming a Weighing Scale Using a Key Signal to Enter a Programming Mode, 1(12), 14*.
- [20] Takacs, G. (2011). *How to improve poor system efficiencies of ESP installations controlled by surface chokes. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 1(2–4), 89–97*.
- [21] Wahono, P. A., Komar, S., & Suwardi, F. R. (2015). Evaluasi Pompa Esp Terpasang Untuk Optimasi Produksi Minyak Pt. Pertamina Asset I Field Ramba. *Jurnal Teknik Kimia Universitas Sriwijaya, Vol 21*, 46-52.
- [22] Yasutra, A., & Purwanto, L. P. (2021). *Journal of Earth Energy Engineering. Universitas Islam Riau (UIR) Press Predicting Stabilized Oil Well Inflow Performance Relationship on Unconventional Reservoir*.
- [23] Ye, Z., Lyle Wilson, B., Martinez, I., & Hughes, B. (2019). *SPE-196127-MS ESP Pump Thermal Testing and Modeling in High-Gas, Low-Flow Conditions*.
- [24] Zabala, G. W., & Martínez, G. (2016). *Encapsulated ESP with Two Stages of Gas Separation. Journal of Paper presented at the SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition, Manama, 1-11*.
- [25] Zhou, D., & Sachdeva, R. (2010). Simple model of electric submersible pump in gassy well. *Journal of Petroleum Science and Engineering, 70(3–4)*,