

OPTIMASI PRODUKSI PADA SUMUR RD-2 MENGGUNAKAN METODE *HYBRID ARTIFICIAL LIFT: ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP* DENGAN GAS LIFT

PRODUCTION OPTIMIZATION IN WELL RD-2 USING HYBRID ARTIFICIAL LIFT METHOD: ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP WITH GAS LIFT

Ardiansyah Putra^{1*}, Jati Arie Wibowo¹

¹Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Pertamina, Jakarta 12220, Indonesia

*EMAIL

ardiansyahp241226@gmail.com

KEYWORDS

Artificial lift, ESP, Gas Lift, hybrid ESP-Gas Lift, laju alir likuid, nodal analisis.

Artificial lift, ESP, Gas Lift, hybrid ESP-Gas Lift, liquid flowrate, nodal analysis.

ARTICLE HISTORY

Received: 11 September 2023

Accepted: 30 September 2023

HOW TO CITE

Putra, A., & Wibowo, J.A. (2023). Optimasi Produksi Pada Sumur RD-2 Menggunakan Metode *Hybrid Artificial Lift: Electrical Submersible Pump* dengan Gas Lift. *Subsurface*, 01(01) 49-57.

ABSTRAK

Optimasi Produksi Pada Sumur Rd-2 Menggunakan Metode *Hybrid Artificial lift: Electrical Submersible Pump* dengan Gas Lift. Penelitian ini tentang desain *Artificial lift* untuk meningkatkan laju dari produksi suatu sumur dengan menggunakan berbagai metode *Artificial lift* yaitu *Electrical Submersible Pump* (ESP), *Gas Lift*, dan *Hybrid ESP-Gas Lift* dengan tujuannya mendapatkan laju alir produksi dari masing-masing metode *Artificial lift* yaitu ESP, *Gas Lift*, dan *hybrid ESP-Gas Lift* dan juga menentukan skenario yang dapat diaplikasikan pada sumur. Metode yang dipergunakan dalam mengolah dan menganalisis adalah dengan menggunakan bantuan *software* PIPESIM dalam mendesain setiap metode *Artificial lift* maupun melakukan analisa deliverabilitas sumur atau analisis nodal. Hasil dari desain dan analisis yang dilakukan yaitu *Gas Lift* dapat berproduksi dengan laju *liquid* sebesar 2845,24 STBD (laju alir minyak sebesar 2304,64 BOPD), ESP berproduksi pada laju alir *liquid* 5946,3 STBD (laju alir oil sebesar 4186,51 BOPD), dan *hybrid ESP-Gas Lift* berproduksi pada laju alir *liquid* 5948,48 STBD (laju alir minyak sebesar 4818.27 BOPD) dan terdapat tiga skenario yang dapat diaplikasikan pada sumur.

ABSTRACT

Production Optimization in Well Rd-2 Using Hybrid Artificial lift Method: Electrical Submersible Pump with Gas Lift. This research is about Artificial lift design to increase the rate of production of a well using various Artificial lift methods, namely Electrical Submersible Pump (ESP), Gas Lift, and Hybrid ESP-Gas Lift with the aim of obtaining the production flow rate of each Artificial lift method, namely ESP, Gas Lift, and hybrid ESP-Gas Lift and determining scenarios that can be applied to wells. The method used in processing and analyzing is to use the help of PIPESIM software in designing each Artificial lift method or analyzing well deliverability or nodal analysis. The results of the design and analysis carried out are that the Gas Lift can produce at a liquid rate of 2845,24 STBD (with oil flowrate 2304,64 BOPD), ESP produces at a liquid flow rate of

5946,3 STBD (with oil flowrate 4186,51 BOPD), and hybrid ESP-Gas Lift produces at a liquid flow rate of 5948,48 STBD (with oil flowrate 4818.27 BOPD) and there are three scenarios that can be applied to wells.

PENDAHULUAN

Teknik dalam mengangkat fluida dari reservoir menuju permukaan dapat dilakukan dengan dua cara yaitu *natural flow*/sembur alam dan/atau dengan menggunakan *Artificial lift*/pengangkatan buatan (pompa). Seiring dilakukannya produksi, tekanan pada reservoir akan mengalami penurunan dan ketika tekanan pada reservoir tidak lagi mampu untuk mengangkat fluida hingga ke permukaan atau ketika penurunan tekanan reservoir menyebabkan penurunan laju alir fluida yang dihasilkan menjadi tidak ekonomis. Oleh sebab itu, *Artificial lift* (pengangkatan buatan) diperlukan sebagai solusi (Sudjito Erizaldi Musthofa dkk., 2021).

Pengangkatan fluida dengan metode *Artificial lift* memiliki jenis yang banyak namun *Electric submersible pump* (ESP) dan *Gas Lift* (GL) merupakan metode yang paling populer sebab sangat baik dalam meningkatkan produksi (Pham & Tran, 2022). Pada laporan ini akan dibahas perbandingan metode *Artificial lift* yaitu ESP, GL dan *hybrid* ESP-GL dalam optimasi produksi dari sumur (Jonathan dkk., 2019).

Masing-masing dari *Artificial lift* ini memiliki parameter dan persyaratan yang berbeda, rentang kondisi operasi, kelebihan & kekurangan, sehingga hal tersebut perlu dianalisis sebelum menentukan *Artificial lift* yang cocok untuk diaplikasikan pada sumur. Kedalaman suatu sumur juga sangat berpengaruh, semakin dalam suatu sumur, penerapan sistem reguler menjadi kurang efisien dan kurang ekonomis dan biaya yang dibutuhkan tinggi. Ketika sumur sangat dalam maka *stages* pompa yang diperlukan pada ESP akan semakin banyak sehingga dibutuhkan daya yang lebih besar karena diperlukan *total dynamic head* yang lebih. Pada *Gas Lift* akan membutuhkan laju injeksi gas lebih besar, dan membutuhkan investasi yang lebih banyak pada peralatan untuk berproduksi pada lapisan yang lebih dalam. Akhirnya, penerapan sistem reguler pasti tidak memuaskan dan perlu perbaikan (Alviansyah, 2019).

Sebagai solusi alternatif, kombinasi dua metode *Artificial lift* yang diaplikasikan di sumur yang sama secara bersamaan. Selain menjadi metode baru untuk mengoptimalkan produksi, *hybrid Artificial lift* dapat mengoptimalkan kinerja dari ESP maupun *Gas Lift*.

TINJAUAN PUSTAKA

ARTIFICIAL LIFT

Artificial lift merupakan suatu metode yang digunakan untuk memproduksi fluida dari sumur mati atau digunakan untuk meningkatkan laju produksi. Diestimasikan, 50% dari sekitar dua juta sumur minyak di seluruh menggunakan *Artificial lift*. Metode *Artificial lift* yang banyak digunakan yaitu pompa yang letakkan di bawah liquid level pada sumur untuk meningkatkan tekanan. Metode *Artificial lift* lain yang sering digunakan yaitu metode *compressed gas* dengan menginjeksikan gas bertekanan dari fasilitas permukaan ke *tubing* sumur untuk membantu mengangkat fluida ke permukaan (Takacs, 2018b).

Beberapa *Artificial lift* yang biasa digunakan yaitu *Sucker rod pumping*, *Gas Lift*, *Electrical Submersible Pumping*, *Hydraulic piston pumping*, *Hydraulic jet pumping*, *Plunger lift*, dan *Progressive cavity pumping*. Setiap *Artificial lift* memiliki kelebihan dan kekurangan masing-masing oleh sebab itu pemilihan *Artificial lift* perlu dilakukan dengan baik (Guo dkk., 2017c).

ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP (ESP)

Dalam operasi ESP, energi listrik dialirkan menuju *downhole electric motor* menggunakan kabel listrik. Kabel listrik ini dipasang dan menempel pada *tubing* produksi. *Downhole electric motor* berguna untuk menggerakkan pompa sehingga pompa dapat memberi energi hidrolik sehingga fluida dapat diangkat hingga ke permukaan. Komponen bawah permukaan terdiri dari Pompa, Motor, *Seal*, kabel, dan separator gas. Komponen permukaan terdiri atas *Motor controller*, Kabel permukaan, dan *Transformers* (Guo dkk., 2017b).

Kelebihan dari penggunaan ESP sebagai *artificial lift* yaitu baik digunakan dalam memproduksi *liquid* dengan volume yang tinggi dan memiliki laju maksimum 30,000 bpd pada kedalaman 1,000 ft, dapat digunakan pada sumur berarah, memiliki efisiensi yang tinggi, perawatan yang mudah, dan dapat diaplikasikan pada daerah perkotaan dan lepas Pantai (Takacs, 2018b).

Beberapa batasan dalam penggunaan ESP yaitu memiliki sumber listrik dengan voltase tinggi, memiliki batasan temperatur di 250^o F – 400^o F, harus mencabut ESP ketika terjadi kerusakan, memerlukan peralatan untuk mengatasi kepasiran dan produksi akan terhambat ketika gas masuk pada kondisi hisap (Takacs, 2018b).

GAS LIFT (GL)

Gas Lift dapat menaikkan laju produksi minyak dengan cara menginjeksikan gas terkompresi ke dalam *tubing* bagian bawah melalui *tubing annulus* dan *orifice* yang dipasang pada *tubing string* sehingga terjadi ekspansi energi yang mendorong minyak ke permukaan dan injeksi gas membuat densitas dari minyak menurun sehingga mudah untuk naik ke permukaan (Guo dkk., 2017a). (Guo dkk., 2017a). *Gas Liftsystem* terdiri atas sumber gas, sistem injeksi permukaan (perpipaan, kompresor, *control valve* dan lain-lain), sumur produksi yang baik dilengkapi peralatan *Gas Liftdownhole* (*valves* dan *mandrel*) dan sistem pemrosesan permukaan (Lea & Rowlan, 2019).

Kelebihan dalam menggunakan *Gas Lift* sebagai *artificial lift* ialah tidak rentan korosif, dapat dioperasikan pada sumur dengan masalah kepasiran/padatan, baik di aplikasikan pada sumur dengan GLR tinggi, dan dapat mengubah *continuous Gas Lift* menjadi *intermittent Gas Lift*. Adapun *Gas Lift* juga memiliki Batasan tertentu dalam penggunaannya yaitu diperlukan gas yang banyak, efisiensi yang rendah, adanya parafin dan/ viskositas yang tinggi dapat menimbulkan masalah (Lea & Rowlan, 2019).

HYBRIDARTIFICIAL LIFT (ESP-GL)

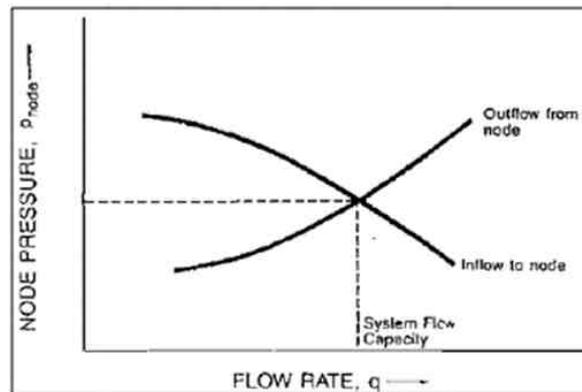
System dari *hybridArtificial lift* terdiri atas dua *Artificial lift* yang dipasang pada sumur yang sama, yang nantinya akan dioperasikan secara bersamaan. *HybridArtificial lift* diharapkan dapat memaksimalkan kemampuan dari tiap *Artificial lift* dalam meningkatkan *recovery* dari *reserve*. Salah satu tujuan dari *hybridArtificial lift* yaitu meminimalkan total energi yang dibutuhkan oleh peralatan *Artificial lift* dan untuk memaksimalkan produksi. Dalam *hybrid ESP-Gas Lift*, ESP di desain untuk meningkatkan fluida bertekanan rendah ke tekanan minimum yang diperlukan *Gas Lift* optimal. *Gas Lift* digunakan untuk meringankan densitas fluida dan menurunkan ukuran dari pompa (Saputelli, 1997b).

Peralatan yang dibutuhkan pada sistem *hybrid ESP-GL* adalah sama seperti yang dibutuhkan untuk masing-masing *Artificial lift* (Samieh dkk., 2014).

DELIVERABILITAS SUMUR

Deliverabilitas sumur merupakan kemampuan sumur dalam memproduksi fluida reservoir yang ditentukan dengan menggabungkan *inflowperformance* (IPR) sebagai reservoir *deliverability* dan

outflow performance atau *wellbore flow performance* (VLP) sebagai performa suatu aliran fluida pada lubang sumur atau disebut dengan metode nodal analisis. Metode nodal analisis digunakan dalam menentukan dan/atau mengevaluasi performa dari produksi fluida dalam suatu sistem. Metode nodal analisis harus dapat menghitung hubungan antara penurunan atau kehilangan tekanan dengan laju aliran untuk semua komponen dalam sistem. Adanya perpotongan antara kurva IPR dan kurva VLP menunjukkan bahwa sumur dapat mengalirkan fluida ke permukaan dan titik perpotongannya menunjukkan laju alir yang dapat diproduksi per hari pada tekanan tertentu (Beegs, 2003). **Gambar 1** merupakan contoh dari nodal analisis (kurva IPR dan kurva VLP).



Gambar 1. Kurva *Inflow* dan *Outflow* (Beegs 2003).

DATA DAN METODOLOGI

DATA

Data yang digunakan dalam penelitian ini yaitu data yang didapatkan berdasarkan studi literatur. Adapun data yang digunakan yaitu data *tubular* (**Tabel 1**), data *production test* (**Tabel 2**), data *boundary conditions* (**Tabel 3**), data desain parameter ESP (**Tabel 4**), dan data parameter injeksi gas (**Tabel 5**).

Tabel 1. Data *Tubular*.

Komponen	OD (in)	ID (in)	Weight (lb/ft)	Depth (ft)
<i>Casing</i>	13,375	12,615	54.5	3052
<i>Casing</i>	9,625	8,835	40	7180
<i>Casing</i>	7	6,366	23	8880
Tubing	3,5	2,992	9.3	8500

Tabel 2. Data *production test*.

Jenis Data	Nilai	Satuan	Jenis Data	Nilai	Satuan
Tekanan Reservoir	2645	psi	<i>Gas Oil Ratio</i>	185	SCF/STB
Temperatur Reservoir	225	F	<i>Water Cut</i>	29	%
Tekanan <i>Bubble-point</i>	650	psi	<i>Oil Specific Gravity</i>	0,84	
Indeks Produktivitas	3.32	BBL/D/PSI	<i>Water Specific Gravity</i>	1,155	
Tekanan Kepala Sumur	335	psi	<i>Gas Specific Gravity</i>	0,91	
Temperatur Kepala Sumur	117	F	Kedalaman Perforasi	8553	ft
Tekanan <i>Casing</i>	20	psi			

Tabel 3. Data *boundary conditions*.

Jenis Data	Nilai	Satuan
Tekanan Outlet	335	psia
Tekanan Reservoir	2.645	psia
Temperatur Reservoir	225	degF
GOR	185	SCF/STB
<i>Watercut</i>	29	%

Tabel 4. Data desain parameter ESP.

Jenis Data	Nilai	Satuan
Desain Laju Alir Produksi	5936,7	STBD
Kedalaman Pompa	4879	ft
Frekuensi desain	60	Hz
Efisiensi Separator Gas	80	%

Tabel 5. Data parameter injeksi gas.

Jenis Data	Nilai	Satuan
Tekanan Operasi	2000	psia
Temperatur Injeksi Permukaan	90	degF
Target Laju Injeksi	7	MMSCF/D
<i>Gas Specific gravity</i>	0.64	

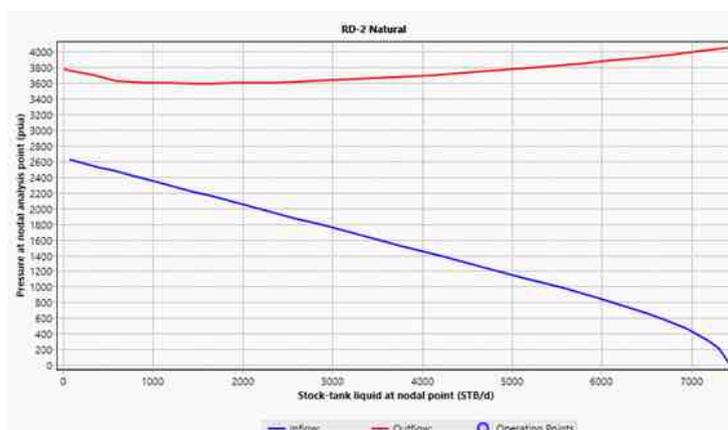
METODOLOGI

Penelitian yang dilakukan ialah mendesain *Artificial lift* yaitu *Gas Lift*, ESP dan *hybrid ESP-Gas Lift* dengan menggunakan bantuan *software* PIPESIM yang juga digunakan untuk pengolahan dan analisis data. Pada penelitian ini, metode komparatif digunakan untuk mengetahui *Artificial lift* yang lebih baik dalam optimalisasi produksi.

HASIL

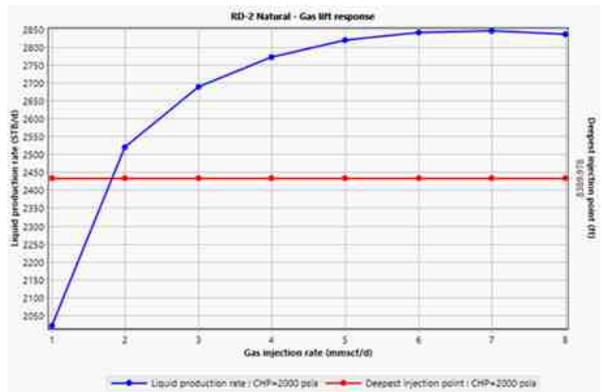
NATURAL FLOW

Nodal analisis dengan sumur *natural flow* perlu dilakukan untuk mengetahui apakah sumur perlu dipasang *artificial lift* atau tidak. **Gambar 2** menunjukkan hasil dari nodal analisis. Terlihat bahwa tidak ada perpotongan antara kurva IPR dan VLP yang diartikan dengan sumur tidak dapat mengangkat fluida ke permukaan sehingga diperlukan pemasangan *artificial lift*.

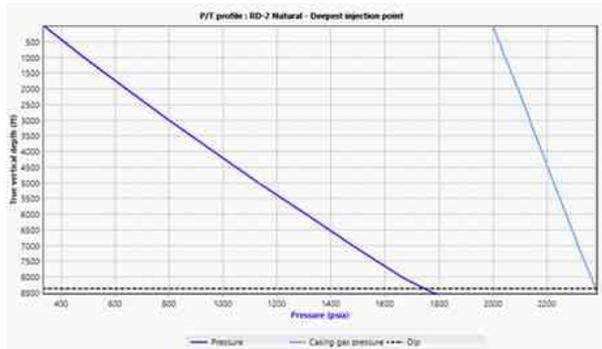
**Gambar 2.** Kurva IPR vs VLP Pada Sumur Rd-2 Dengan Aliran Alami.

GAS LIFT

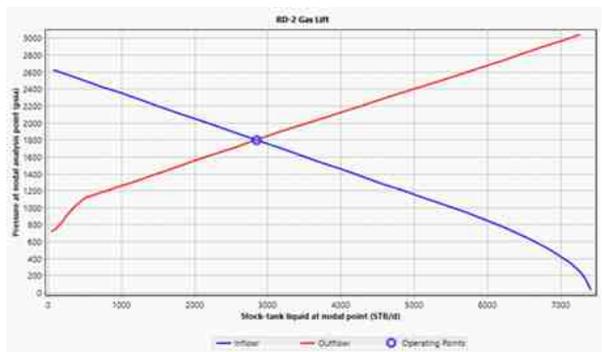
Dalam mendesain *Gas Lift* perlu ditentukan terlebih dahulu laju gas injeksi dan kedalaman terdalam dari titik gas akan diinjeksikan. **Gambar 3** menunjukkan laju gas injeksi optimum. Terlihat bahwa pada **Gambar 3** laju gas injeksi optimal yaitu sebesar 7 MMSCF/D. **Gambar 4** menunjukkan kedalaman terdalam dari titik injeksi yaitu di kedalaman 8393 ft. setelah itu dilakukan desain *Gas Lift* dan analisis nodal. **Gambar 5** merupakan hasil analisis nodal, terlihat bahwa terdapat perpotongan antara kurva IPR dan VLP yang mengartikan sumur dapat mengalirkan fluida ke permukaan. Berdasarkan titik perpotongannya dengan bantuan *Gas Lift* sumur dapat memproduksi *liquid* dengan laju alir sebesar 2845.23 STBD (laju alir minyak sebesar 2304,64 BOPD) pada tekanan 1795.7 psia.



Gambar 3. Kurva *Gas Lift Response* atau GLPC.



Gambar 4. *Deepest Injection Point*.



Gambar 5. Kurva IPR vs VLP Pada Sumur Dengan *Gas Lift*.

ESP

Hasil dari desain ESP agar sumur dapat memproduksi fluida sebesar 5936,7 STBD dengan frekuensi 60 Hz yaitu, ESP akan dipasang pada kedalaman 8500 dengan tipe ESP yang digunakan adalah Centrilift REDA G6200N dengan kondisi operasi *total dynamic head* pada 7838,216 ft. *Intakecondition* yaitu, *Intake pressure*: 845,4 psia; *Intake liquid rate*: 6738,51 BBL/D; *Intake gas rate*: 0,0006 MMSCF/D; dan *Intake gas volume fraction*: 0,0157. Untuk parameter ESP yaitu ESP akan beroperasi dengan 246 *stages* dengan kecepatan sebesar 3500 RPM, efisiensi sebesar 66.26%, daya yang dibutuhkan sebesar 519,75 HP, *differential pressure* sebesar 3029,87 psi, dan dengan *discharge pressure* sebesar 3875.25 psia.

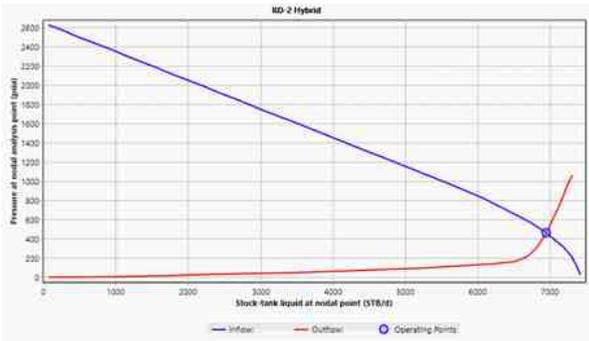
Gambar 6 merupakan hasil simulasi nodal analisis setelah pada sumur dengan ESP. Pada Gambar 6 terlihat adanya perpotongan antara kurva IPR dan VLP yang berarti sumur dapat mengalirkan fluida ke permukaan dengan bantuan ESP. Titik perpotongan kurva menunjukkan sumur dengan ESP dapat memproduksi *liquid* dengan laju alir sebesar 5946.3 STBD (laju alir *oil* sebesar 4816,51 BOPD) pada tekanan 863 psia dan telah mencapai target 80% dari AOF.



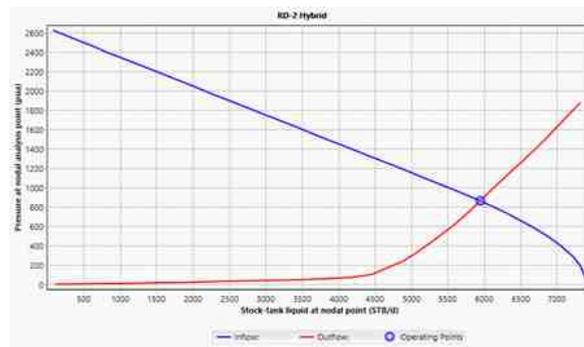
Gambar 6. Kurva IPR vs VLP Untuk Sumur Dengan ESP.

HYBRID ESP-GAS LIFT

Desain *hybrid ESP-Gas Lift* dilakukan dengan menggabungkan kedua desain yaitu ESP dan *Gas Lift* yang telah dilakukan sebelumnya. Setelahnya dilakukan nodal analisis seperti pada **Gambar 7**. Pada **Gambar 7** terlihat bahwa adanya perpotongan antara kurva IPR dan VLP, titik perpotongan tersebut menunjukkan dengan pemasangan *hybrid ESP-Gas Lift* sumur dapat mengalirkan *liquid* dengan laju alir sebesar 6944,25 STBD (laju alir *oil* sebesar 5624,84 BOPD). Laju alir tersebut sangat jauh melebihi target produksi yang diinginkan sehingga dilakukan optimalisasi dengan mengubah parameter pada ESP, yaitu dengan menurunkan *stages* pompa hingga mendekati laju alir produksi. Setelah dilakukan optimasi *stages* dan nodal analisis didapatkan, *stages* pompa dapat diturunkan dari 246 *stages* menjadi 145 *stages*. Setelah optimalisasi dengan menggunakan 145 *stages*, berdasarkan hasil nodal analisis (**Gambar 8**) sumur dapat mengalirkan *liquid* dengan laju sebesar 5948,48 STBD (laju alir *oil* sebesar 4818,27 BOPD) pada tekanan 862.4 psia.



Gambar 7. Kurva IPR vs VLP Pada Sumur Hybrid.



Gambar 8. Kurva IPR vs VLP Pada Sumur *Hybrid* Setelah Penurunan *Stages*.

DISKUSI

SKENARIO 1

Pada skenario 1, akan dilakukan pemasangan *Artificial lift* berupa pompa ESP pada sumur Rd-2. Skenario 1 ini hanya akan memasang ESP pada sumur Rd-2 sebab berdasarkan hasil desain dan analisis yang telah dilakukan. Dengan laju alir *liquid* yang dapat diproduksi yaitu sebesar 5946,3 STBD (laju alir *oil* sebesar 4816,51 BOPD) pada tekanan 863 psia. Laju alir tersebut telah mencapai target produksi.

SKENARIO 2

Skenario 2 ini akan mengaplikasikan *hybridArtificial lift* yaitu ESP dan *Gas Lift* pada sumur Rd-2. Namun pada skenario 2 ini *Gas Lift* hanya akan menjadi cadangan ketika terjadi masalah pada ESP. Ketika ESP dapat beroperasi berarti sumur dapat mengalirkan *liquid* dengan laju 5946,3 STBD (laju alir *oil* sebesar 4816,51 BOPD) pada tekanan 863 psia. Namun ketika terjadi masalah pada ESP sehingga ESP tidak dapat memproduksi maka *Gas Lift* akan dioperasikan dan dapat memproduksi *liquid* dengan laju 2845,23 STBD (laju alir *oil* sebesar 2304,64 BOPD) pada tekanan 1796 psia yang merupakan 47,92% dari laju produksi target yaitu 80% dari AOF. Hal ini menunjukkan bahwa dengan pemasangan *Gas Lift* sebagai cadangan dapat meminimalkan kerugian dan *production loss* akibat ESP yang tidak dapat memproduksi.

SKENARIO 3

Pada skenario 3 ini, sama seperti skenario 2 yaitu akan diaplikasikan *hybrid ESP-Gas Lift* pada sumur Rd-2. Namun pada skenario 3 ESP dan *Gas Lift* akan beroperasi secara bersamaan atau *continuous*. Berdasarkan hasil desain dan optimasi dari *hybrid ESP-Gas Lift*, didapatkan bahwa sumur dapat mengalirkan *liquid* dengan laju 5948,48 STBD (laju alir *oil* sebesar 4818,27 BOPD) pada tekanan 1022 psia. Dengan *hybridstages* ESP dapat diturunkan hingga 41% dari 246 *stages* menjadi 145 *stages* sehingga daya yang dibutuhkan akan berkurang hingga 43,7% dari 519,75 HP berkurang menjadi 292,81 HP. Berkurangnya daya yang dibutuhkan akan meminimalkan biaya yang dibutuhkan. Selain itu ketika terjadi masalah pada ESP, *Gas Lift* masih dapat memproduksi pada laju alir produksi 47,92% (2845,23 STBD) dari target produksi. Sehingga meminimalkan kerugian dan *production loss* yang terjadi.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil dan diskusi mengenai penelitian ini, dapat ditarik beberapa kesimpulan yaitu *Artificial lift* dengan metode *Gas Lift* dapat memproduksi *liquid* dengan laju alir sebesar 2845,24 STBD, ESP dapat memproduksi *liquid* dengan laju alir sebesar 5946,3 STBD, dan *hybrid ESP-Gas Lift* dapat memproduksi dengan laju alir *liquid* sebesar 6944,25 STBD dan ketika *stages* ESP telah diturunkan dapat memproduksi *liquid* dengan laju alir sebesar 5948,48 STBD. Terdapat 3 skenario yang dapat diaplikasikan yaitu skenario 1 dengan hanya menggunakan ESP, skenario 2 dengan menggunakan *hybrid ESP-Gas Lift* namun *Gas Lift* hanya sebagai cadangan ketika terjadi masalah

pada ESP dan skenario 3 dengan menggunakan *hybrid ESP-Gas Lift* yang dioperasikan secara bersamaan. System *hybrid ESP-Gas Lift* pada sumur Rd-2 dapat di optimalisasi dengan adanya penurunan *stages* dari 246 *stages* menjadi 145 *stages* sehingga daya yang dibutuhkan akan menurun pula. Penurunan kebutuhan daya menyebabkan biaya yang dibutuhkan untuk operasi juga berkurang.

DAFTAR PUSTAKA

- Alviansyah, D. P. (2019). *PRODUCTION OPTIMIZATION USING COMBINED ARTIFICIAL LIFT METHOD: ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP WITH GAS LIFT AND SUCKER ROD PUMP WITH GAS LIFT USING FLARE GAS IN FIELD X*. Institut Teknologi Bandung.
- Beegs, H. D. (2003). *Production Optimization Using Nodal Analysis* (2 ed.). OGCI and Petroskills Publication.
- Brown E. Kermit. (1984). *The Technology of Artificial lift Methods*. Penn-Well Books.
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017a). *Gas Lift*. Dalam *Petroleum Production Engineering* (hlm. 549–601). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809374-0.00017-9>
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017b). *Other Artificial lift Methods*. Dalam *Petroleum Production Engineering* (hlm. 603–635). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809374-0.00018-0>
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017c). *Part IV: Artificial lift Methods*. Dalam *Petroleum Production Engineering* (hlm. 513–514). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809374-0.00041-6>
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017d). *Reservoir Deliverability*. Dalam *Petroleum Production Engineering* (hlm. 37–81). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809374-0.00003-9>
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017e). *Wellbore Flow Performance*. Dalam *Petroleum Production Engineering* (hlm. 83–109). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809374-0.00004-0>
- Jonathan, Oetomo Hari, Samsol, & Sisworini. (2019). OPTIMASI PRODUKSI SUMUR EC-6 DENGAN MEMBANDINGKAN PENGANGKATAN BUATAN GAS LIFT DAN ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP. *Jurnal Petro 2019, VII* (1), 8–13.
- Lea, J. F., & Rowlan, L. (2019). *Gas Lift*. Dalam *Gas Well Deliquification* (hlm. 209–236). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-815897-5.00011-1>
- Pham, S. T., & Tran, D. H. (2022). Production optimization of a network of multiple wells with each well using a combination of *Electrical Submersible Pump* and *Gas Lift*. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 12(3), 631–659. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01313-z>
- Samieh, A., Kamel, I., & Metwally, A. (2014, November 26). Intelligent Production Application {ESP/GL hybrid system (electro-gas)}. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/173696-MS>
- Saputelli, L. (1997a, Agustus 30). Combined *Artificial lift* System - An Innovative Approach. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/39041-MS>
- Saputelli, L. (1997b, Agustus 30). Combined *Artificial lift* System - An Innovative Approach. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/39041-MS>
- Sudjito Erizaldi Musthofa, Jumardi Andi, & Firdaus. (2021). OPTIMASI PRODUKSI SUMUR “ZL” DENGAN MENGGUNAKAN ARTIFICIAL LIFT ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP PADA LAPANGAN “YY.” *PETROGAS*, 3(1), 44–56.
- Takacs, G. (2018a). *Electrical Submersible Pump* Components and Their Operational Features. Dalam *Electrical Submersible Pumps Manual* (hlm. 55–152). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814570-8.00003-9>
- Takacs, G. (2018b). Introduction. Dalam *Electrical Submersible Pumps Manual* (hlm. 1–10). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814570-8.00001-5>
- Tran, S. T., Vu, H. V., Le, V. M., Nguyen, T. N., Nguyen, L. H., Prajunla, P. ., & Dong, H. M. (2016, November 30). *Hybrid System of ESP and Gas Lift Application from Conceptual Design Pilot Test to System Analysis*. *Day 2 Thu, December 01, 2016*. <https://doi.org/10.2118/184215-MS>