

Analisis Desain Pemasangan Ulang Hydraulic Pumping Unit Dalam Mengoptimalkan Laju Produksi Pada Sumur “AGT” Lapangan “Tiku Kalua”

Aprilia Gabriela Tiku¹, Engeline Malrin², Esterina Natalia Paindan³, Mohammad Lutfi⁴, Abdul Gafar Karim⁵, Khusnul Hotimah⁶

Faculty Of Enginerring , Sekolah Tinggi Teknologi Minyak Dan Gas Bumi Balikpapan, East Kalimantan Timur, Indonesia

correspondence tikuapriliagabriela@gmail.com

Submitted:

Revised: 2022/01/01;

Accepted: 2022/02/21; Published: 2022/04/23

Abstract

The “AGT” well in the “Tiku Kalua” field is a new producing well using an artificial lift, particularly an electric submersible pump (ESP), but due to the use of ESP it cannot provide optimal results as expected in the “AGT” well, and if a redesign is carried out on the ESP to increase the flow rate (Q) will cause formation damage so than an artificial lift is re-selected according to the well conditions, based on artificial lift screening that meets the criteria is a hydraulic pumping unit (HPU). In the “AGT” well, an artificial lift design with a hydraulic pumping unit (HPU) type to optimize the production rate using the single-phase IPR. The purpose of this final project research is to determine a safe HPU design to optimize producing rate . Based on the result of the analysis of the “AGT” well, it has a PI value of 0,108 bbl/psi, Q_{max} 86,252 bfpd, pump size (plunger) 2 in, combined rod size 5/8 and 1/2 in, the pumping speed (N) 4.2 SPM, pump stroke length (S) 58 in at a production rate (Q) of 76,9 bfpd. S_{max} 14,013.45 psi, S_{min} 3,687.11 psi and stress available 23,218.85 where (SA ≥ S_{max}) so that the design is safe enough to withstand maximum loads.

Abstrak

Keywords

Artificial Lift, Hydraulic Pumping Unit, PI, IPR



© 2022 by the authors. Submitted for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY SA) license, <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>.

PENDAHULUAN

Sumur minyak mampu berproduksi secara alamiah (*natural flow*) juga merupakan motode pengangkatan pada saat tekanan hidrostatik lebih kecil daripada tekanan reservoir dalam suatu formasi begitupun sebaliknya, sehingga fluida pada sumur tersebut dapat diproduksi dengan tekanan dan jumlah yang sesuai¹. Sumur yang berproduksi secara alamiah dibutuhkan energi atau tekanan yang cukup untuk berproduksi. Jika tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) dan tekanan reservoir (P_r) sudah tidak optimal untuk mengangkat fluida (minyak, air dan gas) dari dalam

¹ Ikhwannur Adha, “RESERVOIR DI LAPANGAN CIPLUK KENDAL” 3, no. September (2021): 39–50.

sumur dengan alamiah maka tidak dapat lagi digunakan metode pengangkatan secara alamiah, sehingga dilakukan perencanaan pemasang artificial lift (Saputra, 2019).

Metode pengangkatan buatan (*artificial lift*) adalah metode yang bisa diterapkan untuk memproduksi fluida naik keatas permukaan dengan menggunakan pompa. *Artificial lift* terdiri atas berbagai jenis metode seperti; *Sucker Rod Pump* (SRP), *Hydraulic Pumping unit* (HPU), *Electric Submersible Pump* (ESP), *Cavity Pump*, *Gas Lift* dan *Jet Pump* (Ananda, 2019). Pemilihan metode pengangkatan buatan (*artificial lift*) merupakan salah satu hal terpenting dalam memproduksi suatu sumur². Dengan mengetahui sistem pemompaan yang digunakan sesuai dan yang paling tepat dengan sumur yang diproduksi dapat memberikan hasil yang optimum seperti yang diharapkan (Fitriani, 2013).

Sumur “AGT” di lapangan “Tiku Kalua” merupakan sumur minyak yang baru berproduksi dengan menggunakan metode *artificial lift* berjenis *electric submersible pump* (ESP) berdasarkan data sumur yang berada di dekat sumur AGT dan data seismik, namun karena penggunaan *electric submersible pump* ini tidak dapat memberikan hasil optimal sesuai yang diharapkan pada sumur “AGT” dan jika *electric submersible pump* terus-menerus digunakan untuk memproduksi fluida dari dalam sumur akan menyebabkan produksi sumur 2 tidak ekonomis, sehingga dilakukan pemilihan ulang *artificial lift* yang sesuai dengan kondisi sumur, berdasarkan tabel screening artificial lift yang memenuhi kriteria adalah hydraulic pumping unit (HPU).

Pada penelitian ini, penulis mencoba melakukan penelitian pada sumur “AGT” di lapangan “Tiku Kalua” yang berlokasi di Pasir Belengkong, Kabupaten Paser, untuk menganalisis perencanaan pemasangan ulang *Hydraulic Pumping Unit* (HPU) untuk mengetahui dengan terpasangnya pompa *Hydarulic Pumping Unit* (HPU) produksi sumur dapat dioptimalkan sehingga mencapai target produksi yang diinginkan sesuai dengan kondisi sumur.

METODE

Produktivitas Sumur

Faktor yang harus diperhatikan dalam pemilihan metode pengangkatan hidrokarbon suatu sumur adalah produktivitas suatu sumur. Produktivitas sumur berpengaruh terhadap pengangkatan buatan hidrokarbon yang terdiri atas tiga bagian sebagai berikut (Fitriani, 2013):

Produktivitas Formasi

Produktivitas suatu formasi merupakan suatu kemampuan suatu formasi untuk dapat memproduksi fluida. Ada beberapa parameter-paremeter yang menyatakan produktivitas

² (Jamaluddin, 2021)

suatu sumur adalah sebagai berikut: *Produktivity Index (PI)* dan Analisis Sistem Nodal

Produktivity Index (PI) atau Indeks produktivitas merupakan kemampuan suatu formasi untuk memproduksi pada keadaan tertentu. Dimana menyatakan perbandingan antara laju alir produksi suatu sumur terhadap perbandingan tekanan dasar sumur pada keadaan statik (P_s) dan tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran (P_{wf}), yang dinyatakan dalam stock tank barrel per day. Productivity index dalam sistematis dapat dituliskan sebagai berikut (Kermit E. Brown, 1977)

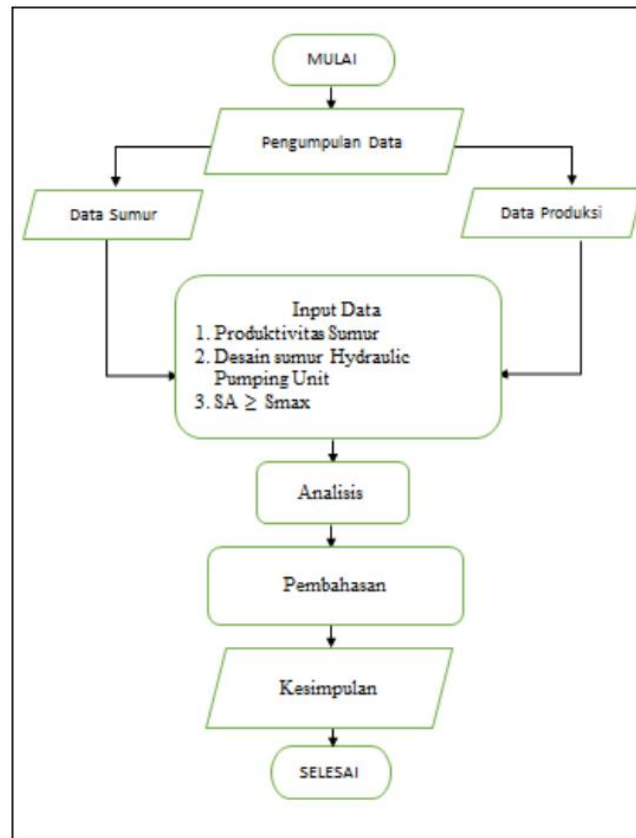
Nodal sistem analysis (analisa system nodal) merupakan suatu teknik sederhana yang digunakan untuk menentukan hubungan antara Inflow Performance Relationship dengan Tubing Intake, yang dapat digunakan untuk menentukan laju produksi optimum yang terjadi dalam suatu sistem produksi.

Hydraulic Pumping Unit (HPU)

Hydraulic pumping unit merupakan salah satu metode pengangkatan hidrokarbon buatan (artificial lift) dengan menggunakan pompa hydraulic dengan memanfaatkan fluida yang bertekanan tinggi (power fluid) sebagai sumber penggerak pompa dibawah permukaan. Umumnya pompa hydraulic pumping unit (HPU) digunakan pada sumur yang dalam (Fitrianti, 2013). Hydraulic pumping unit (HPU) dalam pemasangannya digunakan pada sumur yang memiliki kondisi kemampuan aliran yang rendah dengan ciri-ciri reservoir permeabilitas dan pressure rendah dan memiliki oil cut yang tetap tinggi. Hydraulic pumping unit (HPU) dengan kapasitas untuk mengangkat suatu fluida dapat disesuaikan kapan saja dengan kondisi reservoir yang ada. (Musnal, 2015).

HASIL DAN PEMBAHASAN

Diagram Alir



Gambar 1.1 Diagram Alir

Data

Dalam mendesain pemasangan hydraulic pumping unit diperlukan beberapa data sebagai berikut :

Data	Nilai	Satuan
Tekanan Statik Sumur (Ps)	798,63	Psi
Tekanan Dasar Sumur (pwf)	134	Psi
Top Perforasi	1786	Ft
Mid Perforasi	1884	Ft
Bottom Perforasi	1974	Ft
PSD	1984	Ft
Total depth	2938	Ft
Gf	0,424	Psi/ft

Tabel 1.1 Data Sumur

Data	Nilai	Satuan
Laju Alir Oil (Qo)	71,78	Bpd
Water Cut (WC)	0,05	Fraksi
Temperature	104	°F
Oil Specific Gravity	15	°API
OD tubing	2 7/8	In
ID tubing	2,441	In

Tabel 1.2 Data Produksi

Produktivitas Formasi

Produktivitas suatu formasi dapat diketahui dengan menghitung beberapa parameter untuk mengetahui kemampuan reservoir suatu formasi dalam berproduksi.

- Perhitungan Productivity Index (PI) $q \text{ PI} = P_s - P_{wf} = 71,78 \text{ } 798,63 - 134 = 0,108 \text{ bbl/psi}$
- Perhitungan Laju Alir Maksimum (Qmax) $Q_{max} = PI \times (P_s - P_{wfasm}) = 0,108 \times (798,63 - 0) = 86,252 \text{ bfpd}$
- Pembuatan kurva inflow performance relationship (IPR) single phase Dilakukan pemisalan terhadap harga pwf kemudian dilakukan perhitungan laju alir (Q). seperti pada tabel dibawah ini:

Pwf	Q
798,63	0
726,63	7,84
653,43	15,68
580,88	23,52
508,22	31,36
435,62	39,21
363,01	47,05
290,41	54,89
217,81	62,73
145,21	70,57
72,60	78,41
0	86,25

Table 1.3. Tekanan Dasar Sumur (Pwf) vs Laju Alir (Q)

Pembahasan

Pemilihan metode pengangkatan fluida merupakan hal yang sangat penting dalam memproduksi suatu fluida dari dalam sumur. Dengan mengetahui metode pengangkatan yang digunakan sesuai dan yang paling tepat dengan sumur yang di produksi dapat memberikan hasil optimal, sesuai yang diharapkan.

Sumur “AGT” pada lapangan “Tiku Kalua” merupakan sumur yang berproduksi dengan menggunakan artificial lift jenis electric submersible pump (ESP) namun dikarenakan hasil produksi yang tidak optimal dan jika terus menerus dilakukan untuk memproduksi fluida dari dasar sumur akan menyebabkan kerusakan formasi maka dilakukan perencanaan desain pemasangan hydraulic pumping unit (HPU) untuk mengoptimalkan laju produksi pada sumur “AGT”. Pemilihan metode hydraulic pumping unit (HPU) dikarenakan kedalam sumur 2.938 ft, productivity index (PI) sebesar 0.108 bbl/psi, dan memiliki laju alir maksimum 86.252 bfpd yang rendah sehingga pemasangan desain hydraulic pumping unit dapat digunakan pada sumur “AGT”. Hydraulic pumping unit (HPU) merupakan metode artificial lift merupakan metode pengangkatan buatan yang digunakan untuk membantu mengangkat fluida naik ke atas permukaan. Dalam melakukan perencanaan desain pemasangan hydraulic pumping unit (HPU) pada suatu sumur sangat penting untuk menentukan produktivitas suatu sumur selanjutnya menentukan desain hydraulic pumping unit. Setelah analisis desain hydraulic pumping unit (HPU) akan dipastikan desain pompa yang ditentukan cukup aman untuk menahan suatu beban.

Hasil Analisa Produktivitas Sumur

Berdasarkan data yang didapatkan dari sumur “AGT” pada lapangan “Tiku Kalua” memiliki nilai laju alir minyak (Q_o) sebesar 71.78 Bpd, tekanan statik sumur (P_s) bernilai 798.63 Psi dan tekanan dasar sumur (P_{wf}) bernilai 134 Psi. Berdasarkan data yang didapatkan ditentukan nilai produktivitas sumur Productivity Index (PI) 0.108 bbl/psi dan laju alir Maksimum (Q_{max}) 86.252 bfpd. Dalam menentukan inflow performance relationship (IPR) menggunakan IPR single phase. IPR single phase ini digunakan karena sumur tersebut hanya terdiri satu fasa yaitu minyak. Didapatkan kurva yang linear dapat dilihat pada Gambar 5.1 Kurva Inflow Performance Relationship (IPR)

Hasil Analisa Desain Hydraulic Pumping Unit

Selanjutnya menentukan desain pompa hydraulic pumping unit (HPU) berdasarkan perhitungan pada bab IV ditentukan ukuran plunger yang digunakan sebesar 2 inch dikarenakan posisi plunger berada dalam tubing sehingga dalam pemilihan ukuran plunger harus lebih kecil dari ukuran tubing pada sumur, dan ukuran rod size yang digunakan yaitu rod no.54 dengan kombinasi diameter $\frac{5}{8}$ in dan $\frac{1}{2}$ in, yang disesuaikan dengan ukuran plunger yang digunakan. Setelah diketahui ukuran plunger dan rod didapatkan nilai luas penampang plunger (A_p) bernilai 3,142 in², luas penampang rod (A_r) bernilai 0,307 in², nilai konstanta plunger yang digunakan 2 inch yaitu 0,466, nilai berat rod string (W_r) di udara sebesar 2.027,99 lb, berat fluida di atas plunger

sebesar 1.144,46 lb. selanjutnya dari data yang didapatkan akan ditentukan nilai konstanta a,b dan c yang akan disubstitusikan kedalam persamaan pump intake, hasil perhitungan didapatkan nilai a sebesar 69,90 psi, nilai b sebesar 0,05 N lb (bpd/in/spm) in² dan nilai c sebesar 0,13 S lb (bpd² /in² /spm) in.

CONCLUSION

Dari hasil kalkulasi dan analisis yang dilakukan pada lapangan “Tiku Kalua” sumur “AGT” dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Produktivitas formasi memiliki nilai productivity index (PI) sebesar 0,108 bbl/psi dan laju alir maksimum (Q_{max}) 86,252 bfpd dengan menggunakan IPR single-phase (satu fasa).
2. Desain hydraulic pumping unit didapatkan ukuran pompa (plunger) sebesar 2 inch dengan rangkaian rod size kombinasi diameter 5/8 in dan 1/2 in, sehingga diperoleh kecepatan pompa (N) sebesar 4,2 SPM, panjang langkah pompa (S) sebesar 58 in dan laju produksi (Q) sebesar 76,9 bfpd.
3. Stress maksimum (S_{max}) sebesar 14.013,45 psi, stress minimum (S_{min}) sebesar 3.687,11 psi dan stress available sebesar 23.218,85 (SA ≥ S_{max}) sehingga desain yang dilakukan cukup aman untuk menahan beban maksimum yang diberikan.

REFERENCES

- Ananda, Irzul. (2019). Analisa Tekanan Hidraulik Pada Sumur-Sumur Yang Menggunakan Artificial Lift Hydraulic Pumping Unit (HPU) Di Lapangan Y. Pekanbaru, Riau. Universitas Islam Riau.
- Brown, K.E. (1977). The Technology Of Artificial Lift Methods (Vol.1. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company.
- Brown, K.E. (1980). The Technology Of Artificial Lift Methods (Vol. 2a). Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company.
- Brown, K.E. (1980). The Technology Of Artificial Lift Methods (Vol. 2b). Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company.
- Brown, K.E. (1984). THE TECHNOLOGY Of Artificial Lift Methods (Vol. 4). Tulsa Oklahoma: Penn Well Publishing Company.
- Fitrianti. (2013). Perencanaan Buatan Dengan Sistem Pemompaan Berdasarkan Data Karakteristik Reservoir. Riau. Journal Of Earth Engineering.
- Martiangano, A (2013). Artificial Lift Screening and Selection Master Class. Senergy.
- Musnal, Ali. (2017). Optimasi Perhitungan Laju Alir Minyak Dengan Meningkatkan Kinerja

Pompa Hydraulic Pada Sumur minyak Di Lapangan PT. KSO Pertamina Sarolango Jambi. Riau. Journal Of Earth Engineering.

Ndiba, Ahmad.Suianto., dkk (2022). Evaluasi Optimasi Hydraulic Pumping Unit Pada Sumur ASN-01 Di Lapangan X. Jakarta Barat. Jurnal Petro 2022.

Pasir Petroleum Resources Limited (PPRL). (2020). "Presentasi Sosialisasi Dec2020 rev (2)".

Saputra, A.Yoga. (2019). Evaluasi dan Optimasi Produksi Sucker Rod Pump Dengan Penggerak Tipe Hydraulic Pump Pada Sumur X Lapangan Z. Pekanbaru, Riau. Universitas Islam Riau.

Sopwan, Ibnu., dkk (2017). Evaluasi dan Optimasi Produksi Sucker Rod Pump Dengan Penggerak Tipe Hydraulic Pumping Unit Di KSO Pertamina-EP Samudera Energy Bwp Meruap Kabupaten Sarolangun-Jambi. Yogyakarta. Sekolah Tinggi Teknologi Nasional Yogyakarta

Adha, Ikhwannur. "RESERVOIR DI LAPANGAN CIPLUK KENDAL" 3, no. September (2021): 39–50.

Jamaluddin, Jamaluddin, Iwan Prabowo, and Maria Maria. "Karakteristik Fisik Mataair Panas Daerah Samboja, Kutai Kartanegara." *PETROGAS: Journal of Energy and Technology* 3, no. 2 (2021): 51–58. <https://doi.org/10.58267/petrogas.v3i2.70>.