

**PERBANDINGAN RANCANGAN ESP MENGGUNAKAN
POMPA REDA DAN EJP UNTUK MEMAKSIMALKAN
EFISIENSI PRODUKSI SUMUR MINYAK “TM 15”**

JURNAL ILMIAH

HENDRA PRATHAMA

NIM 124.15.028



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITUT TEKNOLOGI DAN SAINS BANDUNG
KOTA DELTAMAS
2020**

**PERBANDINGAN RANCANGAN ESP MENGGUNAKAN
POMPA REDA DAN EJP UNTUK MEMAKSIMALKAN
EFISIENSI PRODUKSI SUMUR MINYAK “TM 15”**

JURNAL ILMIAH

**HENDRA PRATHAMA
124.15.028**

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik
Pada Program Studi Teknik Perminyakan



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITUT TEKNOLOGI DAN SAINS BANDUNG
KOTA DELTAMAS
2020**

LEMBAR PENGESAHAN

**PERBANDINGAN RANCANGAN ESP MENGGUNAKAN
POMPA REDA DAN EJP UNTUK MEMAKSIMALKAN
EFISIENSI PRODUKSI SUMUR MINYAK “TM 15”**

JURNAL ILMIAH

**HENDRA PRATHAMA
124.15.028**

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar
Sarjana Teknik dari Program Studi Teknik Perminyakan

Bekasi, 6 Juli 2020

Menyetujui

Pembimbing



Prof.Dr.Ir. Sudjati Rachmat, DEA

NIP : 195509021980031005

PERBANDINGAN RANCANGAN ESP MENGGUNAKAN POMPA REDA DAN EJP UNTUK MEMAKSIMALKAN EFISIENSI PRODUKSI SUMUR MINYAK “TM 15”

HENDRA PRATHAMA

Pembimbing: Prof. Dr. Ir. Sudjati Rachmat, DEA

Abstrak

Perancangan ulang *electric submersible pump* merupakan salah satu factor yang harus diperhatikan atau dicermati dalam hal memproduksi fluida *reservoir* dari dasar sumur sampai ke atas permukaan. Hal tersebut bertujuan agar *electric submersible pump* dapat bekerja secara optimal selama memproduksi fluida *reservoir*. Pada tugas akhir ini, sebelumnya sumur TM 15 lapangan PETROLEA sudah terpasang pompa EJP ING3200 : 60Hz dengan Q rate terakhir pada 25 Januari 2018 sebesar 4310 bfpd namun pompa ini hanya bekerja di efisiensi 55% dan juga ada rancangan ulang yang menggunakan pompa EJP ING4000 : 60Hz dengan Q rate 4450 bfpd.

Penulis merancang ulang *electric submersible pump* sumur TM 15 lapangan PETROLEA dengan menggunakan merek REDA seri GN4000 : 60 Hz dengan Q rate 4450 bfpd. Penulis merancang Q rate berdasarkan Q rate desain dari pompa ING4000 yang sudah ada sebelumnya agar perbandingan yang dilakukan dapat menghasilkan perhitungan yang proporsional. Setelah dilakukan perhitungan produksi sumur TM 15 menggunakan Pompa REDA GN4000 : 60 Hz dengan Q rate desain 4450 bfpd, didapatkan efisiensi sebesar 67% dan *stages* yang digunakan hanya sebanyak 144, yang dimana hasil ini lebih baik dari pada rancangan ulang pompa EJP ING4000 yang hanya memiliki efisiensi sebesar 64% dengan 148 *stage*.

Kata kunci : Perbandingan rancangan ESP, REDA, EJP, memaksimalkan efisiensi.

Abstract

Redesign an electric submersible pump is one of the factors that must be considered in terms of producing reservoir fluid from the bottom hole to the surface. It is intended that the electric submersible pump can work optimally while producing reservoir fluid. In this final project, previously the TM 15 well in PETROLEA field has installed an EJP ING3200: 60Hz pump with the last Q rate on 25-Jan-18 of 4310 bfpd but this pump only works at 55% efficiency and there is also a redesign using the EJP ING4000: 60Hz pump. with a Q rate of 4450 bfpd.

The author redesigned the TM 15 well electric submersible pump using the REDA GN4000 series: 60 Hz with Q rate 4450 bfpd. The author designed the Q rate based on the Q rate design of the existing ING4000 pump so that the comparisons can produce a proportional calculation. After calculating the production of the TM 15 well using a REDA GN4000 pump: 60 Hz with a design Q rate of 4450 bfpd, an efficiency of 67% was obtained and only using 144 stages were used, which is better than the redesign using EJP ING4000 pump which only has efficiency in 64% with 148 stages.

Keyword: ESP design comparison, REDA, EJP, maximize production efficiency.

I. Pendahuluan

1.1 Latar Belakang

Sumur minyak yang terdapat fluida dapat diproduksi dengan cara semburan alami (*natural flow*) dari dasar sumur ke kepala sumur (*wellhead*). Seiring dengan berjalannya waktu, meningkatnya produksi dan waktu operasi, sumur minyak akan mengalami penurunan performa produksi sebagai akibat penurunan tekanan *reservoir*, penurunan produksi gas, dan

peningkatan produksi air dari *reservoir*.

Apabila tekanan *reservoir* telah turun di mana sumur sudah tidak dapat lagi diproduksi dengan cara semburan alam (*natural flow*), maka perlu suatu metode pengangkatan buatan (*artificial lift*) sehingga dapat mengangkat minyak dari sumur yang tekanan *reservoir*-nya telah turun. Metode pengangkatan buatan terdiri dari:

1. *Electric Submersible Pump (ESP)*
2. *Gas Lift (GL)*
3. *Sucker Rod Pump (SRP)*
4. *Progressive Cavity Pump (PCP)*
5. *Jet Pump*

Pada tugas akhir ini metode pengangkatan buatan yang akan dibahas adalah *Electric Submersible Pump (ESP)*. ESP adalah sejenis pompa sentrifugal berpengerak motor listrik yang didesain untuk mampu ditenggelamkan di dalam sumber fluida kerja.

Pompa dengan desain khusus ini digunakan pada kondisi-kondisi yang khusus pula. Seperti untuk mengangkat air dari sumber / mata air yang berada di dalam tanah, mengangkat fluida berwujud *sludge* (lumpur), dan juga mengangkat minyak mentah pada proses pengeboran minyak bumi.

ESP yang digunakan pada proses pengangkatan minyak bumi dari perut bumi termasuk teknologi yang paling canggih dan efisien hingga saat ini. Namun disisi lain teknologi ini juga tidak murah. Karena selain desain konstruksi pompa dan motor listrik yang khusus, diperlukan juga teknologi kabel listrik yang harus

tahan korosi, serta tahan terhadap tekanan dan temperatur tinggi.

Menurut Arindya,R (2011), alasan penggunaan ESP sebagai *artificial lift* pada sumur-sumur minyak yaitu:

- a. Jenis pompa ini dapat digunakan pada sumur-sumur yang relative dalam dengan laju produksi dari 100 BFPD sampai 90.000 BFPD
- b. Gas Oil Ratio (GOR) yang rendah sangat baik untuk penggunaan ESP
- c. Panas yang dimiliki electric motor dapat menurunkan viskositas produksi fluida, dimana dapat mencairkan fiuda dari sifat paraffin

Dalam penulisan Skripsi ini, penulis akan melakukan analisa permasalahan pompa yang terpasang pada sumur “TM 15” di lapangan PETROLEA. Dilakukan desain ulang terhadap pompa yang terpasang dengan harapan pompa desain dapat bekerja optimal dengan efisiensi terbaik dan mendapatkan keuntungan untuk perusahaan.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian skripsi ini adalah:

1. Melakukan analisis Tubing Performance Relationship pada artificial lift yang digunakan sebelumnya.
2. Membandingkan hasil rancangan ulang *Electric Submersible Pump* yang menggunakan pompa EJP dengan REDA.
3. Menentukan jenis pompa yang akan diaplikasikan berdasarkan nilai efisiensi yang lebih tinggi.

1.3 Batasan Masalah

1. Dalam penulisan skripsi, penulis hanya membatasi tulisan pada analisa permasalahan ESP yang terpasang dan perencanaan ulang ESP pada sumur “TM 15”.
2. Desain ulang pada sumur “TM 15” membandingkan dengan 2 desain yang sebelumnya yang sudah ada yaitu menggunakan pompa EJP seri ING 3200, 60 Hz dan ING 4000; 60 Hz.

3. Perancangan ulang hanya menggunakan pompa merek REDA.
4. Desain ulang pada sumur “TM 15” tidak memperhitungkan keekonomian.

1.4 Metodologi

Penelitian tugas akhir ini bertujuan untuk melakukan perancangan *electrical submersible pump* pada sumur “TM 15” karena perlunya suatu metode baru untuk meningkatkan jumlah produksi *oil* pada sumur tersebut.

Tugas akhir ini diawali dengan melakukan pengumpulan data yang diperlukan serta pembelajaran melalui berbagai studi *literature* maupun *e-learning (paper)*. Data yang dibutuhkan yaitu data fluida *reservoir*, konfigurasi *reservoir*, serta konfigurasi sumur.

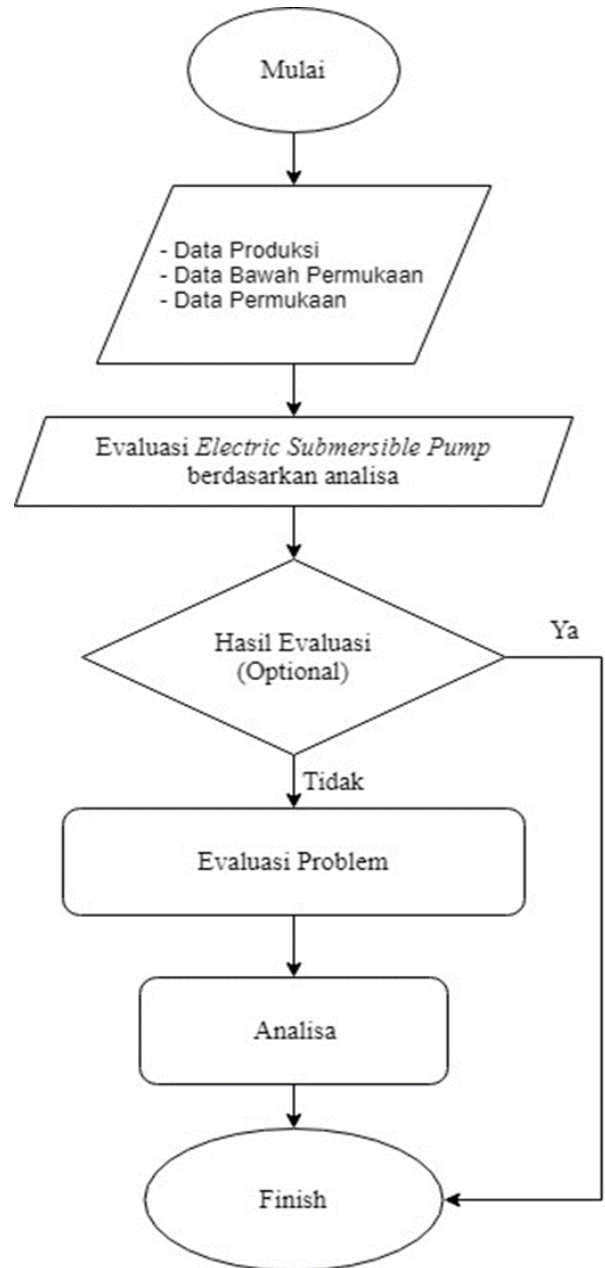
Setelah data yang dibutuhkan telah tersedia semua, dilanjutkan dengan melakukan perhitungan dan analisa *inflow performance relationship (IPR)* dan *tubing performance relationship (TPR)* dengan metode yang sesuai dengan ketentuan dan dicocokkan dengan

data. Pada tahap ini akan diketahui apakah sumur dapat mengalirkan fluida dari dasar sumur ke permukaan atau tidak. Jika tidak, maka informasi yang harus diketahui yaitu laju alir maksimum dari *reservoir* menuju ke dasar sumur (*absolute open flow potential*). Informasi *AOFP* akan digunakan untuk menentukan laju alir yang akan di desain pada nanti nya.

Setelah dilakukan analisa *IPR* dan *TPR*, maka dilanjutkan dengan melakukan perancangan *electrical submersible pump* pada sumur “TM 15”. Perancangan yang akan dilakukan yaitu *pump*, *motor*, *cable*, *transformator*, dan *switchboard* sesuai dengan ketentuan ketentuannya masing masing yang akan dijelaskan lebih terperinci pada bab selanjutnya.

Setelah dilakukan perancangan *electrical submersible pump* pada sumur “TM 15”, maka langkah selanjutnya yaitu dilakukan perhitungan dan analisa *IPR* dan *TPR* setelah pemasangan untuk mengetahui laju alir (q) dan *pressure*

pada *bottom hole* (P_{wf}) pada *operating point*.



II. Pembahasan

Data yang diperlukan untuk evaluasi:	
Q gross	4310 BFPD (data well test 24 Januari 2018)
Q net (Q oil)	86.200 BOPD (data well test 24 Januari 2018)
Water cut	98%
Pwf	722.900 (data sonolog 25 Januari 2018)
Pr	2074.500 psi
SG minyak	0.985
SG air	1.020
Pwh	130 psi (data sonolog 25 Januari 2018)
BHT	224 F
Pressure Bubble Point	2093.800 psi
ID tubing	2.992 inch
ID casing	6.366 inch
Top perforation	1615.500 meter (5300.197 ft)
Mid perforation	1616.250 meter (5302.658 ft)
Bot perforation	1617 meter (5305.118 ft)
Data pompa yang terpasang	
Pompa	ING 3200
Stages terpasang	130 stages (downhole diagram)
PSD	1131.400 meter (3712 ft) (downhole diagram)

2.1 Analisa Data

2.2.4 Evaluasi Frekuensi Pompa ING 3200

Untuk mengevaluasi

frekuensi-frekuensi diperlukan nilai *recommended flow range* pada frekuensi 50-60 Hz. Nilai *recommended flow range* didapatkan dari *Pump Performance Curve*

Nilai *recommended flow range* pada frekuensi 50-60 Hz pompa ING 3200 disajikan pada tabel 4.1.

Tabel 4. 1 Recommended Flow Range ING 3200 pada 50-60 Hz

Frekuensi (Hz)	Recommended Flow Range (BFPD)
50	1667 – 3600 BFPD
51	1700 – 3672 BFPD
52	1733 – 3744 BFPD
53	1767 – 3816 BFPD
54	1800 – 3888 BFPD
55	1833 – 3960 BFPD
56	1867 – 4032 BFPD
57	1900 – 4104 BFPD
58	1933 – 4176 BFPD
59	1967 – 4248 BFPD

60	2000 – 4320 BFPD
----	------------------

Berdasarkan data *well test*, *rate* yang diproduksi oleh pompa ING 3200 sebanyak 4310 BFPD. *Rate* sebanyak 4310 BFPD tidak direkomendasikan untuk diproduksi pada frekuensi 50-59 Hz dikarenakan *rate* 4310 BFPD diatas batas *recommended flow range* di frekuensi 50-59 Hz. Apabila tetap diproduksi pada frekuensi 50-59 Hz, maka pompa akan mengalami kondisi *upthrust* dan dapat menyebabkan pompa rusak.

Frekuensi yang memungkinkan untuk dipakai pada flowrate 4310 BFPD adalah frekuensi 60 Hz (2000 – 4320 BFPD), akan tetapi pada frekuensi 60 Hz dengan *rate* produksi 4310 BFPD mendekati batas atas *recommended flow range* sehingga efisiensi pompa menurun sampai di bawah 57% dan pompa

tidak beroperasi pada efisiensi terbaik.

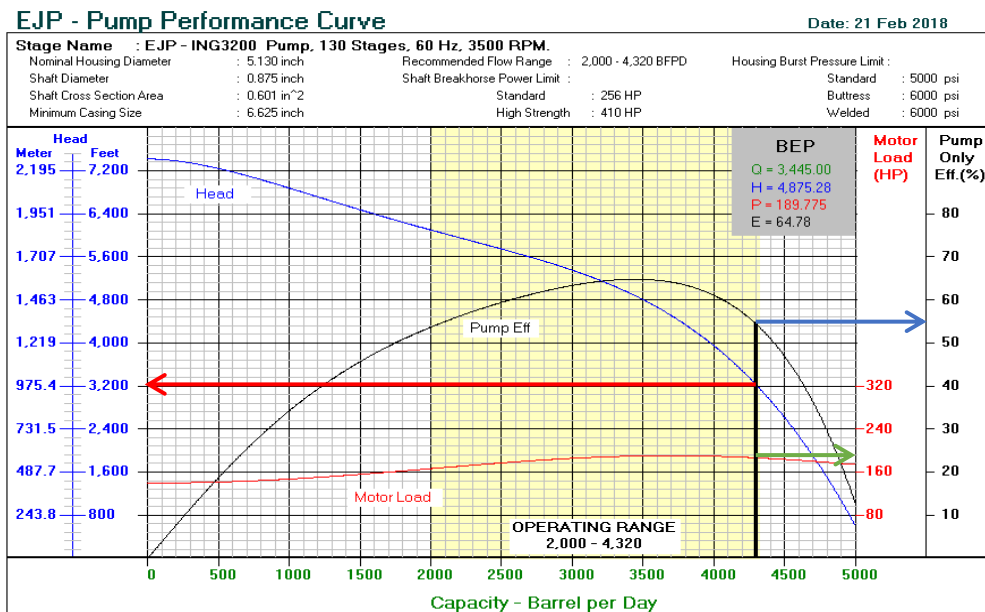
Evaluasi Stages Terpasang

Untuk mengevaluasi *stages* yang terpasang, diperlukan *Pump Performance Curve* ING 3200 dan data jumlah *stages* terpasang. Jumlah *stages* terpasang adalah 130 stages.

Untuk *Pump Performance Curve* menggunakan frekuensi yang

memiliki nilai *recommended flow range* mencakup *rate* produksi 4310 bpd (Q gross), yaitu pada frekuensi 60 Hz dengan nilai *recommended flow range* 2000 – 4320 bpd dan jumlah *stages* 130 stages. Plot nilai *rate* produksi 4310 bpd pada *pump performance curve*, maka akan didapatkan nilai *pump efficiency*, *motor load*, dan *head*.

Gambar 4.1 Pump Curve ING 3200 60 Hz, 130 Stages



Dari hasil plot pada *Pump Performance Curve* didapatkan nilai *pump efficiency*, *motor load*, dan *head* pada tabel 4.2.

Tabel 4. 2 Pembacaan Pump Performance Curve ING 3200, 60 Hz, 130 stages

Parameter	Hasil Pembacaan
Efisiensi Pompa	55 %
Head/130 stages	3200 ft
Head/stages	24.615 ft/stage
Motor load	192 HP

Jumlah *stages* minimal yang dibutuhkan agar fluida dapat mengalir ke permukaan (*stages required*) dapat diketahui dengan persamaan:

$$\begin{aligned} & \text{Stages Required} \\ & = \frac{TDH}{\text{head/stages}} \end{aligned}$$

$$\text{Stages Required} = \frac{4279}{24.615}$$

$$\begin{aligned} & \text{Stages Required} \\ & = 173.8 \text{ (174 stages)} \end{aligned}$$

Stages yang terpasang (*available stages*) adalah 130 stages, sedangkan jumlah *stages* minimal yang dibutuhkan untuk mengalirkan fluida sampai ke permukaan (*stages required*) adalah 174 stages, maka secara teori fluida tidak bisa mengalir sampai ke permukaan karena jumlah *available stages* dibawah jumlah stages yang dibutuhkan untuk mengalirkan fluida sampai ke

permukaan (*stages required*). Jika fluida dapat mengalir sampai ke permukaan, maka pompa dalam keadaan kelebihan beban muatan (*overload*) karena perbedaaan *stages* yang dibutuhkan untuk mengalirkan fluida (174 *stages*) cukup besar dibandingkan dengan *stages* yang terpasang (130 *stages*).

Oleh karena itu, perlu dilakukan perencanaan ulang terhadap pompa yang terpasang agar sumur tetap dapat berproduksi dengan *rate* yang besar dan pompa yang digunakan untuk memproduksi *rate* tersebut bekerja secara optimal pada efisiensi yang baik (diatas 60%) dengan *stages* yang tersedia.

2.2 Perencanaan Ulang ESP

Optimalisasi produksi sumur “TM 15” dilakukan dengan mengevaluasi kemampuan produksi sumur, mendesain ulang dan membandingkan kinerja produksi terakhir sumur yang menggunakan pompa GN 3200.

Inflow Performance Relationship (IPR) Sumur “TM 15”

IPR pada sumur “TM 15” menggunakan Metode Vogel. Tabel 4.3 menunjukkan data Pwf asumsi dan Q pada Pwf asumsi ($Q_{@Pwf \text{ asumsi}}$).

Menghitung nilai $Q_{maksimum}$, menggunakan persamaan:

$$Q_{max} = \frac{(Q \text{ test})}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

$$Q_{max} = \frac{(4310)}{1 - 0.2 \left(\frac{722.9}{2074.5} \right) - 0.8 \left(\frac{722.9}{2074.5} \right)^2}$$

$$Q_{max} = 5173.068 \text{ bpd}$$

4.3.1.2 Menghitung nilai Q pada berbagai Pwf asumsi:

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

Q pada Pwf = 0 psi (Q_{max})

$$Q = (5173.068) \times \left(1 - 0.2 \left(\frac{0}{2074.5} \right) - 0.8 \left(\frac{0}{2074.5} \right)^2 \right) = 5173.068$$

Q pada Pwf = 200 psi

$$Q = (5173.068) \times \left(1 - 0.2 \left(\frac{200}{2074.5} \right) - 0.8 \left(\frac{200}{2074.5} \right)^2 \right) = 5034.857$$

Q pada Pwf = 400 psi

$$Q = (5173.068) \times \left(1 - 0.2 \left(\frac{400}{2074.5} \right) - 0.8 \left(\frac{400}{2074.5} \right)^2 \right) = 4819.714$$

Q pada Pwf = 600 psi

$$Q = (5173.068) \times \left(1 - 0.2 \left(\frac{800}{2074.5}\right) - 0.8 \left(\frac{800}{2074.5}\right)^2\right) = 4158.637$$

Q pada Pwf = 1400 psi

$$Q = (5173.068) \times \left(1 - 0.2 \left(\frac{1400}{2074.5}\right) - 0.8 \left(\frac{1400}{2074.5}\right)^2\right) = 2590.038$$

Q pada Pwf = 800 psi

$$Q = (5173.068) \times \left(1 - 0.2 \left(\frac{800}{2074.5}\right) - 0.8 \left(\frac{800}{2074.5}\right)^2\right) = 4158.637$$

Q pada Pwf = 1600 psi

$$Q = (5173.068) \times \left(1 - 0.2 \left(\frac{1600}{2074.5}\right) - 0.8 \left(\frac{1600}{2074.5}\right)^2\right) = 1913.31$$

Q pada Pwf = 1000 psi

$$Q = (5173.068) \times \left(1 - 0.2 \left(\frac{1000}{2074.5}\right) - 0.8 \left(\frac{1000}{2074.5}\right)^2\right) = 3712.702$$

Q pada Pwf = 1800 psi

$$Q = (5173.068) \times \left(1 - 0.2 \left(\frac{1800}{2074.5}\right) - 0.8 \left(\frac{1800}{2074.5}\right)^2\right) = 1159.651$$

Q pada Pwf = 1200 psi

$$Q = (5173.068) \times \left(1 - 0.2 \left(\frac{1200}{2074.5}\right) - 0.8 \left(\frac{1200}{2074.5}\right)^2\right) = 3189.835$$

Q pada Pwf = 2000 psi

$$Q = (5173.068) \times \left(1 - 0.2 \left(\frac{2000}{2074.5}\right) - 0.8 \left(\frac{2000}{2074.5}\right)^2\right) = 329.06$$

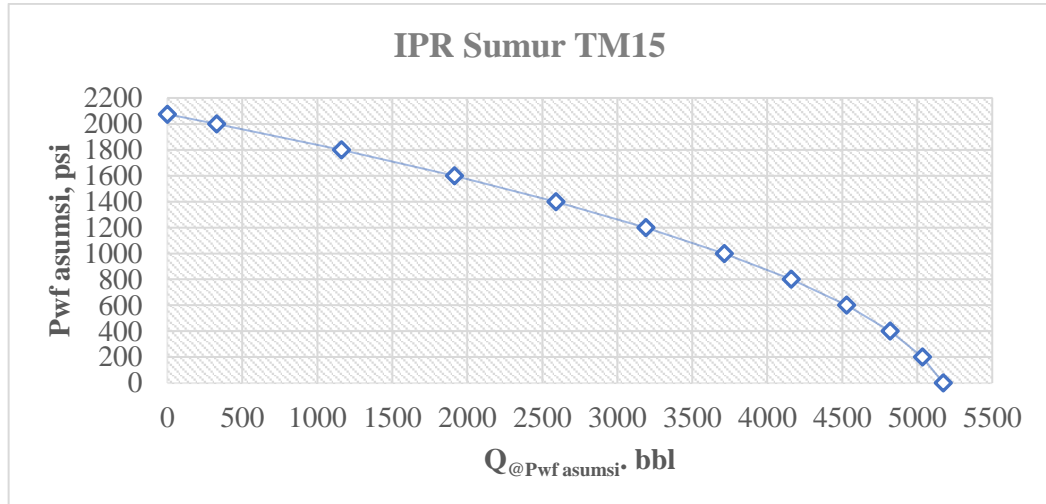
Q pada Pwf = Pr = 2074.5 psi

$$Q = (5173.068) \times \left(1 - 0.2 \left(\frac{2074.5}{2074.5} \right) - 0.8 \left(\frac{2074.5}{2074.5} \right)^2 \right) = 0$$

Tabel 4. 3 Pwf Asumsi dan Q pada Pwf Asumsi

Pwf asumsi (psi)	Q@Pwf asumsi (bbl)	Keterangan
0	5173.068	Q maksimum
200	5034.857	
400	4819.714	
600	4527.641	
800	4158.637	
1000	3712.702	
1200	3189.835	
1400	2590.038	
1600	1913.31	
1800	1159.651	
2000	329.06	
2074.5	0	

Plot antara Pwf asumsi dan Q pada Pwf asumsi ($Q_{@Pwf\ asumsi}$) menghasilkan IPR untuk sumur “TM 15” ditunjukkan pada gambar 4.2.



Gambar 4. 1 IPR Sumur TM15

Menentukan Q Desain dan Pwf Desain

Untuk melakukan perencanaan ulang ESP, terlebih dahulu tentukan *rate* yang akan diproduksi (*Q* desain) dan tekanan pada *rate* yang akan diproduksi (*Pwf* desain).

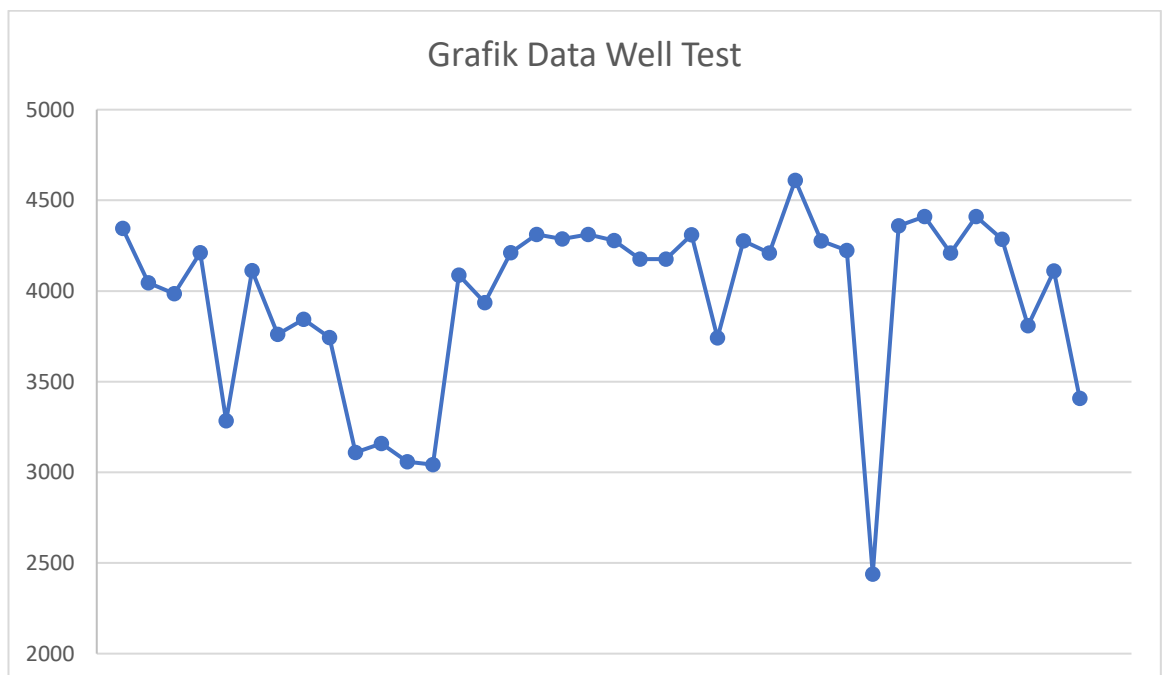
Selain dari *performance* pompa, *Q* desain juga mempertimbangkan keekonomian, *submergence* pompa, dan *stages* yang tersedia. Diharapkan *Q* desain dapat memberikan keuntungan bagi

perusahaan pada efisiensi pompa diatas 60% dengan *stages* yang tersedia.

Tabel 4. 4 Data Well Test pada Januari 2017-Januari 2018

Tanggal	Q gross (bfpd)	Q oil (bopd)
1 Januari 2017	4346	87
6 Januari 2017	4045	81
7 Januari 2017	3986	80
13 Januari 2017	4212	84
19 Januari 2017	3284	66
21 Januari 2017	4112	82
29 Januari 2017	3761	75

31 Januari 2017	3844	77	22 Mei 2017	3742	75
6 Februari 2017	3744	112	30 Mei 2017	4277	128
11 Februari 2017	3109	62	1 Juni 2017	4210	84
17 Februari 2017	3159	63	7 Juni 2017	4611	92
22 Februari 2017	3059	61	21 Juli 2017	4277	86
1 Maret 2017	3042	91	8 Agustus 2017	4224	84.5
18 Maret 2017	4087	82	14 Agustus 2017	2439	48.8
19 Maret 2017	3936	39	15 Agustus 2017	4360	87.2
23 Maret 2017	4212	84	28 September 107	4410	88.2
30 Maret 2017	4312	86	10 Oktober 2017	4209	84.2
3 April 2017	4287	86	16 Oktober 2017	4410	88.2
13 April 2017	4312	86	19 Oktober 2017	4285	85.7
14 April 2017	4279	86	5 November 2017	3809	76.2
29 April 2017	4176	84	21 November 2017	4110	82.2
6 Mei 2017	4176	84	15 Desember 2017	3408	68.2
12 Mei 2017	4310	86	24 Januari 2018	4310	86.2



Gambar 4. 2 Grafik Data Well Test

Berdasarkan data *well test* bulan Januari 2017 – Februari 2018, rata-rata Q gross yang diproduksi oleh ING 3200 adalah 3971 bfpd dan data terakhir Q gross terakhir sebesar 4310 bpd.

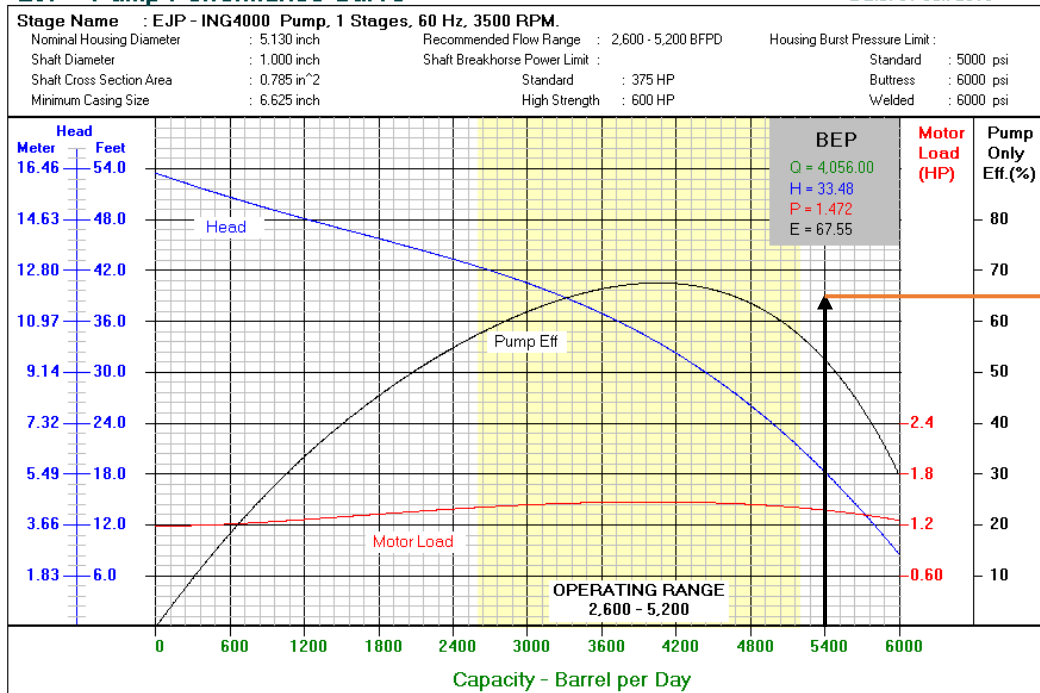
Agar mendapatkan keuntungan bagi perusahaan, pompa memiliki efisiensi diatas 60%,

submergence pompa ± 100 ft, dan penyesuaian *stages* yang tersedia, penulis merencanakan Q desain sebesar 4080 bpd pada PSD 4000 ft.

Plot Q desain pada grafik IPR (*Inflow Performance Relationship*), didapatkan tekanan pada Q desain (Pwf desain).

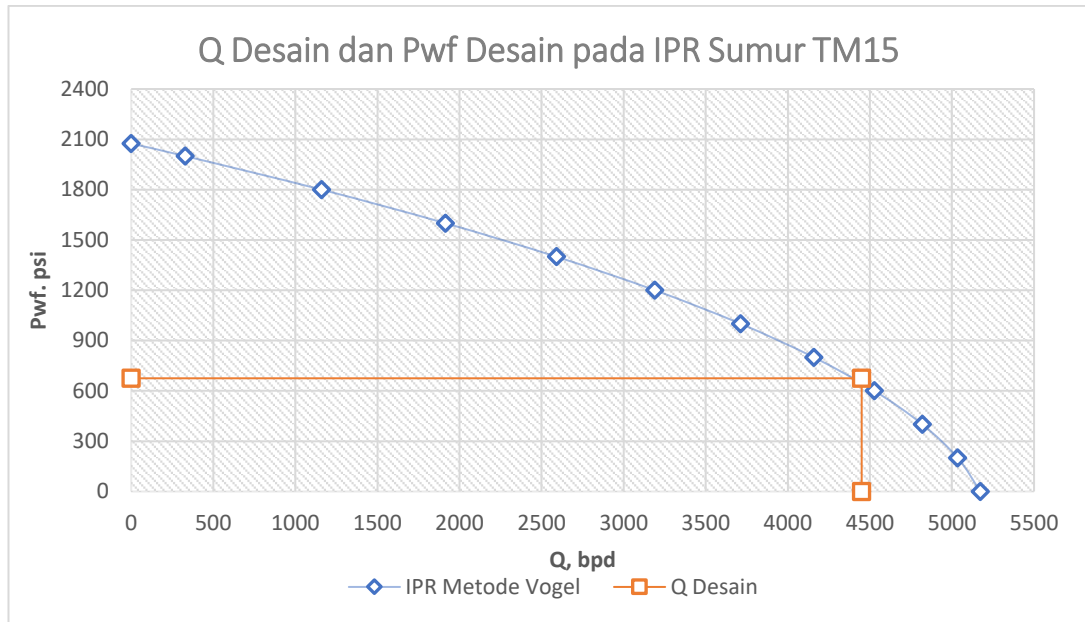
EJP - Pump Performance Curve

Date: 01 Jun 2018



This performance curve represents nominal performance based on actual multi-stage testing and certification. All pumps supplied by EJP will be tested to perform within acceptable limits of production head, break horse power and efficiency as defined in the API recommended practiced (11S2) for electric submersible pump testing.

Gambar 4. 3 Pump Performance Curve ING 4000, 4450 bfpd



Gambar 4. 4 Q Desain dan Pwf Desain pada IPR Sumur TM15

Dari plot grafik didapatkan Q desain dan Pwf desain sebagai berikut:

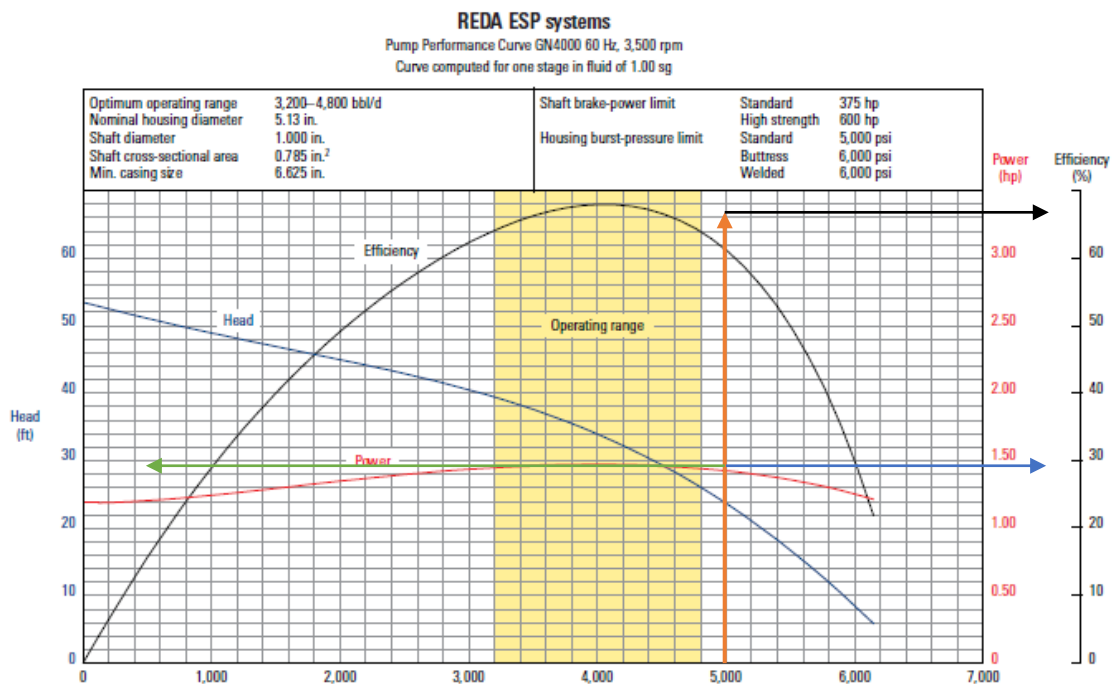
Q desain = 4450 bpd

Pwf desain = 675 psi

Menentukan Pompa ESP

Penentuan pompa ESP berdasarkan Q desain dan ketersediaan pada katalog REDA ESP System. Tentukan pompa ESP yang mempunyai nilai *recommended flow range* mencakup Q desain.

Pompa yang mempunyai nilai *recommended flow range* mencakup Q desain (4080 bpd) adalah pompa GN4000 pada frekuensi 60 Hz dengan nilai *recommended flow range* sebesar 3200 – 4800 bpd.



Gambar 4. 5 Pump Performance Curve GN4000, 60 Hz

Menentukan Jumlah *Stages* yang Dibutuhkan

Setelah menentukan pompa, kemudian menghitung berapa jumlah *stages* minimal yang diperlukan untuk mengalirkan fluida sampai ke permukaan dengan pompa yang dipilih (GN4000, 60 Hz). Penentuan jumlah *stages* menyesuaikan *stages* yang tersedia. Perhitungan jumlah *stages* yang dibutuhkan pompa GN4000 60 Hz.

Dalam menghitung jumlah *stages*, diperlukan data desain sebagai berikut:

- Q desain = 4450 bpd
- Pwf desain = 675 psi
- PSD desain = 4000 ft

Menghitung SG_L campuran menggunakan persamaan:

$$SG_{mix} = (Fraksi\ air \times SG\ air) + (Fraksi\ minyak \times SG\ minyak)$$

$$SG_{mix} = (98\% \times 1.02) + (2\% \times 0.985)$$

$$SG_{mix} = 1.0193$$

Menghitung PIP (*Pump Intake Pressure*) menggunakan persamaan:

$$PIP = P_{wf \text{ desain}} - \left[\frac{(\text{Datum Depth} - \text{Pump Depth}) \times SGL}{2.31 \text{ ft/psi}} \right]$$

$$PIP = 675 - \left[\frac{(5302.658 - 4000) \times 1.0193}{2.31 \text{ ft/psi}} \right]$$

$$PIP = 100.19 \text{ psi}$$

Menghitung *Net Dynamic Lift* menggunakan persamaan:

$$Net \ Dynamic \ Lift = PSD - \left(\frac{PIP \times 2.31 \text{ ft/psi}}{SGL} \right)$$

$$Net \ Dynamic \ Lift = 4000 - \left(\frac{100.19 \times 2.31 \text{ ft/psi}}{1.0193} \right)$$

$$Net \ Dynamic \ Lift = 3772.94 \text{ ft}$$

Menghitung *total friction loss*:

❖ Menghitung nilai *friction loss* pada ID tubing 2.992 inch pada Q

desain = 4450 bpd dengan persamaan:

$$F = 2.083 \times \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \times \frac{\left(\frac{Q}{34.3} \right)^{1.85}}{(ID)^{4.8655}}$$

$$F = 2.083 \times \left(\frac{100}{94} \right)^{1.85} \times \frac{(4450)^{1.85}}{(2.992)^{4.8655}}$$

$$F = 91.57 \text{ ft/1000}$$

❖ Menghitung *total friction loss* sepanjang PSD:

$$Total \ Friction \ Loss = F \times PSD$$

$$Total \ Friction \ Loss = \frac{91.57}{1000} \times 4000$$

$$Total \ Friction \ Loss = 366.3 \text{ ft}$$

▪ Konversi *wellhead pressure* dalam satuan ft dengan persamaan:

Wellhead pressure pada P_{wf} desain diasumsikan sebesar 100 psi.

$$WHP (ft) = \frac{WHP (psi) \times 2.31 ft/psi}{SGL}$$

$$WHP (ft) = \frac{100 \times 2.31 ft/psi}{1.0193}$$

$$WHP (ft) = 226.62 ft$$

- Menghitung TDH (Total Dynamic Head) dengan persamaan:

$$TDH = Net Dynamic Lift + Total Friction Loss + WHP(ft)$$

$$TDH = 3772.94 + 326.24 + 226.62$$

$$TDH = 4325.8 ft$$

- Menentukan head/stages dari Pump Performance Curve GN4000, 60 Hz: Plot Q desain 4450 bpd pada Pump Performance Curve GN4000,

60 Hz. Didapatkan nilai head/stage.

$$Head/stages = 30 ft/stages$$

$$Efisiensi pompa = 67 \%$$

Menghitung stages required:

$$Stages\ required = \frac{TDH}{head/stages}$$

$$Stages\ required = \frac{4325.8}{30}$$

$$Stages\ required = 144.19 (144\ stages)$$

Dari hasil perhitungan diketahui bahwa jumlah stages minimal yang harus dipasang agar fluida dapat mengalir sampai permukaan pada Q desain 4450 bbl adalah 144 stages. Ketersediaan stages (stages available) untuk pompa ING 4000 adalah sebanyak 145 stages (availability list). Stages yang tersedia cukup untuk mengalirkan fluida sampai ke permukaan.

2.3 Review Evaluasi ING 3200, Desain ING 4000, dan Desain ESP GN4000

Berdasarkan evaluasi ING 3200 dan desain ING 4000, maka didapatkan hasil *review* sebagai berikut:

Tabel 4. 5 Review Evaluasi ING 3200, Desain ESP ING 4000, dan Desain ESP GN4000

Parameter	ING 3200, 60 Hz	ING 4000; 60 Hz	GN4000; 60 Hz
Q/Q desain	4310 bpd	4450 bpd	4450 bpd
Pwf/Pwf desain	722.9 psi	646.65 psi	675 psi
Efisiensi pompa	55 %	64 %	67 %
PSD	3712 ft	4000 ft	4000 ft
TDH	4279 ft	4430 ft	4325 ft
Stages Required	174 Stages	148 Stages	144 Stages

III.

Kesimpulan dan Saran

3.1 Kesimpulan

1. Setelah dianalisa, pompa yang terpasang (ING 3200) pada sumur TM15 memiliki beberapa permasalahan. *Rate* yang diproduksi ING 3200 terlalu besar melebihi kapasitas pompa.

Efisiensi pompa menurun sampai 55%. Perbandingan antara *stages* terpasang (130 *stages*) dengan *stages* minimal untuk mengalirkan fluida (174 *stages*) cukup jauh, sehingga pompa mengalami kelebihan muatan.

2. Pompa desain adalah ING 4000; 60 Hz, PSD 4000 ft dengan 148 stages, serta efisiensi pompa 64% pada Q desain 4450 bpd. Desain ulang pompa menggunakan pompa REDA GN4000; 60Hz dengan efisiensi sebesar 67% Ketika beroperasi pada Q rate 4450 bbl/d, dan dengan 144 stages.
3. Berdasarkan hasil perhitungan desain ulang ESP pada sumur TM15 disarankan untuk mengganti menggunakan pompa REDA GN4000; 60Hz karena pompa ini memiliki efisiensi yang paling besar (67%) dan stages yang dibutuhkan hanya 144 stages, sehingga kinerja lebih optimal.

3.2 Saran

Jika tetap ingin memasang pompa ING 3200 disarankan untuk bermain pada rentang 50 Hz – 55 Hz agar mengurangi beban kerja motor. Disarankan juga untuk memasang *sensor fluid level* pada *pump setting*

depth agar pada saat *fluid level* berada bawah pompa ESP maka frekuensi motor dapat diturunkan menggunakan *variable speed frequency*, sehingga *fluid level* tetap berada diatas motor dan menjadikan umur pakai motor lebih Panjang.

DAFTAR PUSTAKA

1. Brown, KE, 1977, "The Technology of Artificial Lift", Volume 1, Tulsa:Petroleum Publishing Company.
2. Vogel, J. V. (1968). "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells". Journal of Petroleum Technology. 20 (SPE-1476-PA).
3. Gabor, Takack, 2009, "Electric Submersible Pump Manual Design, Operations

- and Maintenance”, United States of America: Gulf Publishing Company.
4. Centrilift, 1997, “Electric Submersible Pump Handbook”, Oklahoma: Centrilift.
 5. Kartikawati, Yenni, 2010, “Analisa Keekonomian pada Pengembangan Lapangan Minyak “X” JOB Pertamina Petrochina East Java”, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran”: Yogyakarta
 6. PT. EPSINDO JAYA PRATAMA, 2006, Electric Submersible Pumping system development & manufacturing, Product Catalog
 7. Schlumberger, 2017, REDA Electric Submersible Pump Systems Technology Catalog
 8. Petrowiki. 2012. *Electric Submersible Pumps* .http://petrowiki.org/Electrical_submersible_pumps
 9. Christalia Maria " perancangan Desain electrical submersible Pump sumur M-15 (eksplorasi) Lapangan P . 2018
 10. Zobitana Dondy"Desain electrical Submersible Pump di PT Pertamina ep asset 5 Bunyu Field ".2016
 11. Pradana Agung, Siti Nuraeni, Djoko Sulistianto." Optimasi Lifting Menggunakan Electrical Submersible Pump dan analisa keekonomian sumur X Lapangan Y . 2015

LAMPIRAN

Daftar Simbol

1. Q_{max} : Laju injeksi maksimum di permukaan (bbl/menit)
2. k : Permeabilitas rata-rata (md)
3. h : Ketebalan formasi (ft)
4. G_f : Gradien rekah formasi (psi/ft)
5. D : Kedalaman sumur (ft)
6. P_r : Tekanan reservoir (psi)
7. μ : Viskositas asam (cp)
8. r_e : Jari-jari pengurasan (ft)
9. r_w : Jari-jari sumur (ft)
10. V : Volume larutan asam (gall)
11. ϕ : Porositas batuan
12. r_p : jari-jari penembusan asam (ft)
13. PI : *Productivity index* (bbl/day/psi)
14. q : Laju produksi aliran total (bbl/day)
15. P_s : Tekanan static reservoir (psi)
16. P_{wf} : Tekanan dasar sumur saat ada aliran (psi)
17. q_o : Laju aliran fluida di permukaan (STB/day)
18. μ_o : Viskositas minyak (cp)
19. Bo : Faktor volume formasi minyak (bbl/STB)
20. P_e : Tekanan formasi pada jarak r_e (psi)
21. q_t : Rate produksi pada P_{wf} tertentu (BOPD)
22. $q_t \max$: Rate produksi maksimum pada $P_{wf} = 0$ (BOPD)