

**KONVERSI ARTIFICIAL LIFT DARI GAS LIFT MENJADI ESP PADA
SUMUR M-01 DAN M-02 LAPANGAN MS
PT MEDCO E&P INDONESIA**

Oleh: Megawati Agus Cristine

Pembimbing: Aries Prasetyo, Aldani Malau

Teknik Perminyakan, ITSB, Kota Deltamas, Bekasi. Email: Megasinambela33@gmail.com

ABSTRAK

Lapangan MS pertama kali ditemukan pada Juli 2002 dengan formasinya berjenis sandstone. Pada lapangan ini dilakukan konversi artificial lift dari Gas Lift menjadi ESP pada sumur M-01 dan M-02. Sumur M-01 dilakukan perforasi pada kedalaman 2910 ft, pada saat sumur M-01 menggunakan gas lift dilakukan test terakhir dengan production rate sebesar 152 BFPD. Berdasarkan kurva IPR, sumur M-01 masih bisa ditingkatkan produksinya menjadi 285 BFPD. Sedangkan untuk sumur M-02 dilakukan perforasi pada kedalaman 2973 ft, pada saat menggunakan gas lift dilakukan test terakhir dengan production rate sebesar 264 BFPD. Berdasarkan kurva IPR, sumur M-02 masih bisa ditingkatkan produksinya menjadi 400 BFPD. Untuk mencapai potensi tersebut diperlukan optimasi sumur dengan melakukan konversi artificial lift yang sesuai dengan karakteristik kedua sumur tersebut, yaitu dengan Electrical Submersible Pump (ESP).

Untuk memilih pompa yang akan digunakan harus dilakukan perencanaan terlebih dahulu dengan menghitung tekanan alir dasar sumur (pwf) menggunakan metode J.V. Vogel dan perhitungan TDH (Total Dynamic Head), Horse Power dan parameter lainnya. Hal ini dilakukan untuk memperoleh laju produksi yang optimum dari sumur tersebut. Dari hasil analisa potensi sumur M-01 laju alir maksimum sebesar 384 BFPD (laju alir optimum atau expected rate sebesar 285 BFPD) dengan jenis pompa ESP yang digunakan adalah pompa Centrilift FV320 60Hz/ 3500 RPM dengan 125 stages. Sedangkan pada sumur M-02 laju alir maksimum sebesar 971 BFPD (laju alir optimum atau expected rate sebesar 400 BFPD) dengan jenis pompa ESP yang digunakan adalah pompa Reda D400 60Hz/ 3500 RPM dengan 111 stages.

Kata kunci: Electrical Submersible Pump (ESP), Total Dynamic Head (TDH), Stages.

ABSTRACT

The MS field was first discovered in July 2002 with a sandstone formation type. In this field, an artificial lift conversion was carried out from Gas Lift to ESP on the M-01 and M-02 wells. The M-01 well was perforated at a depth of 2910 ft, when the M-01 well using a gas lift was carried out, the last test with a production rate of 152 BFPD. Based on the IPR curve, the M-01 well can still be increased in production to 285 BFPD. As for the M-02 well, perforation was carried out at a depth of 2973 ft, when using a gas lift, the last test was carried out with a production rate of 264 BFPD. Based on the IPR curve, the M-02 well can still be increased in production to 400 BFPD. To achieve this potential, well optimization is needed by converting artificial lifts in accordance with the characteristics of the two wells, namely with an Electrical Submersible Pump (ESP).

To choose which pump will be used, planning should be carried out by calculating the bottom flow pressure of the well (Pwf) using the J.V. Vogel method and calculating TDH (Total Dynamic Head), Horse Power and other parameters. This is conducted to obtain the optimum rate of production from the well. From the results of the analysis of the potential of the M-01 well, the maximum flow rate is 384 BFPD (optimum flow rate or expected rate of 285 BFPD) with the type of ESP pump used is CENTRILIFT FV320 60Hz / 3500 RPM pump with 125 stages. Whereas in the M-02 well, the maximum flow rate is 971

BFPD (optimum flow rate or expected rate of 400 BFPD) with the type of ESP pump used is REDA D400 60Hz / 3500 RPM pump with 111 stages.

Keywords: Electrical Submersible Pump (ESP), Total Dynamic Head (TDH), Stages.

I. PENDAHULUAN

Produksi minyak dan suatu sumur dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu dengan Metode Sembur Alam dan Metode Pengangkatan Buatan (*Artificial Lift*). Pada metode sembur alam, reservoir masih memiliki kemampuan untuk mengalirkan fluida reservoir ke permukaan karena tekanan reservoirnya yang tinggi. Metode Pengangkatan Buatan (*Artificial Lift*) digunakan apabila tekanan reservoir sudah tidak mampu lagi untuk memproduksi secara sembur alam. Metode pengangkatan buatan ini diantaranya yaitu *Gas Lift*, *Sucker Rod Pump* (SRP), *Electric Submersible Pump* (ESP), *Hydraulic Pump Unit* (HPU), *Progressing Cavity Pump* (PCP).

Dalam desain *artificial lift* dibutuhkan data mengenai IPR (*Inflow Performance Relationship*) dan *Productivity Index* (PI) yang akan menunjukkan kemampuan produksi suatu sumur.

Pada penelitian tugas akhir ini adalah untuk mengoptimalkan produksi sumur dengan mendesain pompa ESP. Hasil tersebut dapat dijadikan sebagai perencanaan atau skenario produksi lebih lanjut. Hasil akhir yang diharapkan adalah peningkatan laju produksi pada sumur setelah dilakukan pergantian metode *artificial lift* dan dapat meningkatkan profit bagi perusahaan.

Adapun penelitian ini dilakukan pada Sumur M-01 dan M-02 telah diproduksi dengan menggunakan *artificial lift* berjenis *gas lift* akan tetapi yang menjadi permasalahan saat ini yaitu produksi minyak dari sumur ini dirasakan kurang optimal (Berdasarkan kurva performa sumurnya), oleh karena itu perlu dilakukan upaya peningkatan produksi minyak dengan pemasangan ESP untuk menggantikan *gas lift* yang ada.

Kekurangan pasokan gas yang berkaitan dengan sistem *gas lift*, *gas lift* sendiri saat

ini kurang dapat diandalkan daripada ESP serta kompresor dan *H₂S Scavenger Treatment* dari *gas lift* membutuhkan biaya operasional yang tinggi.

II. Tinjauan Lapangan

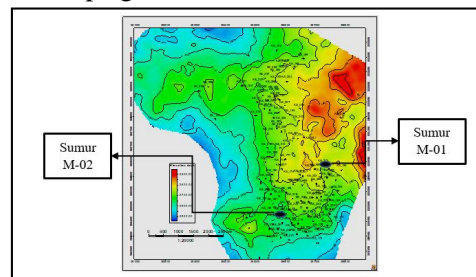
2.1 Sumur M-01 & M-02

Sumur M-01 merupakan sumur *directional* yang di bor dengan kedalaman 3317 ft MD pada lapangan “MS” yaitu lapangan *onshore* yang berada di Palembang, Sumatera Selatan. Dengan laju produksi maksimal sebesar 384 BFPD namun pada saat menggunakan *gas lift* uji test terakhir yang dilakukan didapatkan hasil laju alir produksinya sebesar 152 BFPD atau 72 BOPD dengan *watercut* sebesar 52% dan GOR nya sebesar 800 SCF/STB.

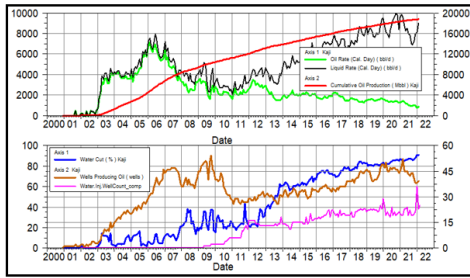
Sumur M-01 membutuhkan pompa ESP untuk mengangkat fluida reservoir sesuai dengan target *rate* yaitu 285 BLPD dengan *pwf* 315 psig

Sumur M-02 merupakan sumur *vertical* yang di bor dengan kedalaman 3128 ft MD pada lapangan “MS” yaitu lapangan *onshore* yang berada di Palembang, Sumatera Selatan. Dengan laju produksi maksimal sebesar 971 BFPD namun pada saat menggunakan *gas lift* uji test terakhir yang dilakukan didapatkan hasil laju alir produksinya sebesar 264 BFPD dengan *watercut* yang tinggi sebesar 94% dan GOR nya sebesar 800 SCF/STB.

Sumur M-02 membutuhkan pompa ESP untuk mengangkat fluida reservoir sesuai dengan target *rate* yaitu 400 BLPD dengan *pwf* 648 psig.



Gambar 2.1 Peta Lokasi Sumur M-01 dan M-02 (Arsip PT Medco E&P Indonesia)

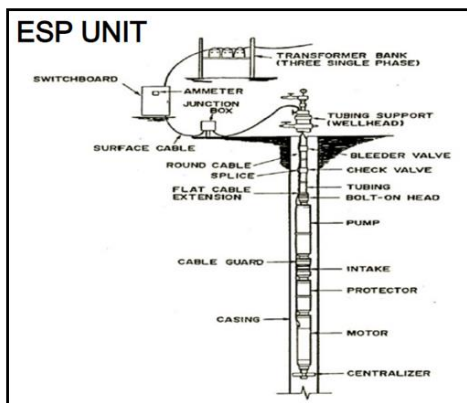


Gambar 2. 2 Production Performance pada Lapangan MS (Arsip PT Medco E&P Indonesia)

2.2 Electrical Submersible Pump

Pompa ESP merupakan pompa *centrifugal* yang terdiri dari beberapa stages. Setiap stage terdiri dari satu impeler yang bergerak dan satu *diffuser* yang bersifat diam. Ukurang dari stage menentukan banyaknya fluida yang dapat di pompakan, sedangkan jumlahnya akan menentukan total *head capacity* (daya angkat/ dorong) dan jumlah *horse power* yang diperlukan.

Pompa ESP secara keseluruhan dari pompa dan motornya ditenggelamkan kedalam fluida, pompa ini digerakkan dengan motor listrik melalui suatu proses motor (*shaf*) yang memutar *impeller* pompa.

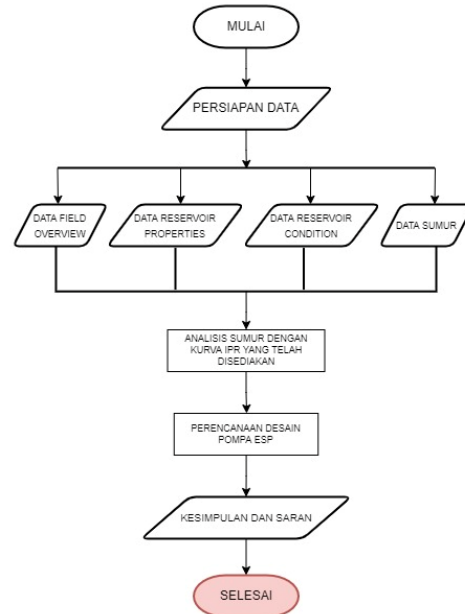


Gambar 2. 10 Rangkaian *Electrical Submersible Pump* mempunyai sifat seperti pompa sentrifugal yang lain. Setiap stage terdiri dan *impeller* dan *diffuser*, yang dalam operasi fluida diarahkan ke dasar *impeller* dengan arah tegak. Gerak putar diberikan pada cairan oleh *impeller*. Gaya sentrifugal fluida menyebabkan aliran radial dan cairan meninggalkan *impeller* dengan kecepatan tinggi dan diarahkan kembali ke *impeller* berikutnya oleh *diffuser*.

Cairan yang ditampung di rumah pompa kemudian dievakuasikan melalui pipa keluar dimana sebagian tenaga kinetis diubah menjadi tenaga potensial berupa tekanan. Oleh karena dilempar keluar maka terjadilah proses penghisapan

III. Metodologi Penelitian

3.1 Flowchart Penelitian



3.2 Pengolahan Data

Untuk pengumpulan data dalam pengerjaan tugas akhir ini diperoleh berupa data sumur, data lapangan dan data gas lift yang terpasang sebelumnya untuk dikonversi menjadi pompa ESP. Data yang diambil adalah data dari bulan Juni-2021 dan telah diupdate pada Februari-2022. Adapun data yang dikumpulkan sebagai berikut:

Tabel 3. 1 Data Lapangan

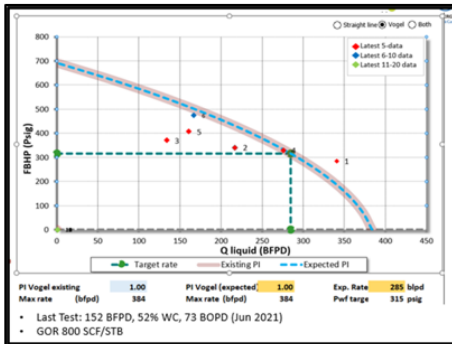
Field Data			
Field Discovery	Jul-1996 (@		
Discovery in MS Field	BRF)		
Discovery in MS Field	Jul-02		
Formation	MS Sandstone		
Wells (as of Feb 2022)			
Producing	38		
Shut-in Producer	30		
Active Injector	22		
Shut-in Injector	15		
Current Production	1,002	BOPD	(Feb-22)
Cumulative Production	18.78	MMBO	(Feb-22)
Current RF	13.87%		
Current Injection	10,000 – 15,000	BWIPD	

Tabel 3. 2 Data Reservoir Properties

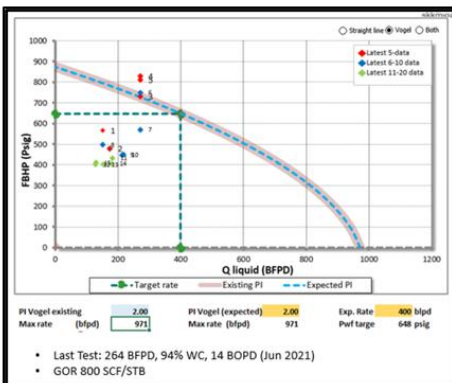
Reservoir Properties		
Porosity	9-27%	
Permeability	1 - 35	mD
OOIP	135.39	MMBO
GOR	348	SCF/STB
Viscosity	0.89	cP
Gravity	35.2	
Driving Mechanism	Solution Gas Drive	

Tabel 3. 3 Data Reservoir Condition

Reservoir Condition		
Initial Reservoir Pressure	1,230 psi	psi
Current Reservoir Pressure	400 – 800	psig
Datum	2,600	ft-TVDSS



Gambar 3. 1 Data Sumur M-01 (Kurva IPR)



Gambar 3. 2 Data Sumur M-02 (Kurva IPR)

IV Hasil & Pembahasan

4.1 Analisa Kurva IPR M-01

Dengan melihat kurva IPR Sumur M-01 diatas dapat disimpulkan bahwa Sumur M-01 tersebut belum berproduksi secara optimal. Hal inilah yang mendasari untuk dilakukan konversi artificial lift dan Gas Lift menjadi ESP.

Hasil analisa yang didapat dari kurva IPR diatas sebagai berikut:

1. Menentukan maksimal *liquid* yang akan diproduksi
 $Q_{max} = 384$ BFPD
2. Menentukan PWF dengan Q_{max} yang telah ditentukan

Q_{max}	384	BFPD
P_s	700	psig
Q	285	BFPD

$$|q = q_{max} \left(1 - 0.2 \left[\frac{P_{wf}}{P_s} \right] - 0.8 \left[\frac{P_{wf}}{P_s} \right]^2 \right)$$

$$285 = 384 \left(1 - 0.2 \left[\frac{P_{wf}}{700} \right] - 0.8 \left[\frac{P_{wf}}{700} \right]^2 \right)$$

Dikarenakan nilai Q_{max} , Tekanan Reservoir (P_s) dan Laju Alir (Q) telah diketahui dari kurva IPR yang telah disediakan maka nilai PWF dapat ditentukan dari rumus diatas. Maka didapatkan nilai PWF sebesar **319,39 psig**.

4.2 Perhitungan TDH (Total Dynamic Head) M-01

1. Menentukan SG rata-rata

Gravity oil	35.2
WC	52%
SG Air Formasi	0,853

$$SG_{oil} = \frac{141,5}{131,5 + API}$$

$$SG_{oil} = \frac{141,5}{131,5 + 35,2}$$

$$SG_{oil} = 0,849$$

$$SG_{rata-rata} = WC \times SG_w + (1-WC) \times SG_o$$

$$SG_{rata-rata} = 52\% \times 0,853 + (1-52\%) \times 0,849$$

$$SG_{rata-rata} = 0,851$$

2. Menentukan gradien tekanan sepanjang tubing
Gradien = $SG_{rata-rata} \times 0.433$

$$Gradien = 0,851 \times 0.433$$

$$Gradien = 0,368 \text{ psi/ft}$$

3. Menentukan PSD
PSD = 2500 ft-MD

4. Menentukan Tubing Friction Loss (H_f)

Friction Loss (F) tubing 2 7/8" (2.441 ID) dengan Q 285 BFPD dan C senilai 94 (asumsi dari jenis pipa). Maka didapatkan perhitungan Hf sebagai berikut:

$$Friction\ Loss = \frac{2,083 \left(\frac{100}{c}\right)^{1,85} \left(\frac{Qt}{34,3}\right)^{1,85}}{ID^{4,8655}}$$

$$Friction\ Loss = \frac{2,083 \left(\frac{100}{94}\right)^{1,85} \left(\frac{285}{34,3}\right)^{1,85}}{2,441^{4,8655}}$$

$$Friction\ Loss = 1,53\ ft/1000\ ft$$

$$H_f = \frac{Friction\ loss}{1000} \times PSD$$

$$H_f = \frac{1,53}{1000} \times 2500$$

$$H_f = 3,82\ ft$$

5. Menentukan TDH dengan Pwh = 120 psig

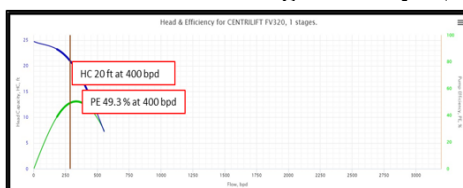
Jarak pump ke permukaan (Zfl)	2500	ft
Pwf	120	psig
SG rata-rata	0.851	
Tubing Friction Loss (Hf)	3.82	ft

$$TDH = Zfl + \frac{Pwh + 2.31}{SG\ rata - rata} + Hf$$

$$TDH = 2500 + \frac{120 + 2.31}{0,851} + 3,82$$

$$TDH = 2506,53\ ft$$

4.3 Pemilihan Tipe Pompa & Penentuan Jumlah Tingkat Pompa (N)



Gambar 4. 3 ESP Pump Performance Curve Centrilift FV320

TDH	2506.53	ft
Head/stages	20	ft

$$N = \frac{TDH}{Head/stages}$$

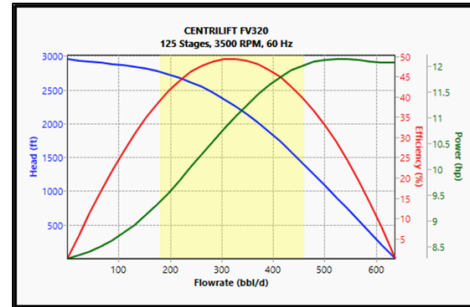
$$N = \frac{2506,53}{20}$$

$$N = 125\ stages$$

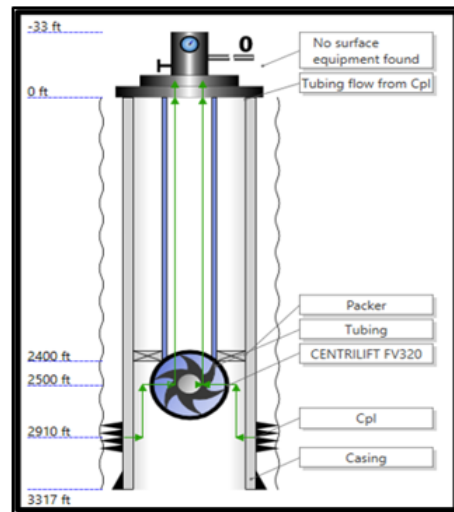
$$HP\ Pump = \frac{Q \times TDH \times SG\ rata - rata}{135770 \times eff}$$

$$HP\ Pump = \frac{285 \times 2506,53 \times 0,851}{135770 \times 49,30}$$

$$HP\ Pump = 9,08\ hp$$



Gambar 4. 4 Hasil Desain Pompa ESP Sumur M-01 pada Software



Gambar 4. 5 Hasil Konfigurasi Sumur M-01 dengan Pompa ESP

Tabel 4. 1 Parameter ESP

ESP Parameter	
Design Flowrate	285 stb/d
Design Frequency	60 Hz
Pump	CENTRILIFT FV320
Stages	125
Efficiency	49.30%

Setelah dilakukan perencanaan pompa ESP pada sumur M-01, maka dilakukan plot *Pump Performance Curve* pompa ESP Centrilift FV320 pada frekuensi 60 Hz dan 125 stages dengan efficiency sebesar 49,30 %.

4.4 Hasil Analisa Kurva IPR M-02

Hasil analisa yang didapat dari kurva IPR diatas sebagai berikut:

- Menentukan maksimal liquid yang akan diproduksi
 $Q_{max} = 971\ BFPD$

2. Menentukan PWF dengan Q_{max} yang telah ditentukan

Qmax	971	BFPD
Ps	890	psig
Q	400	BFPD

$$q = q_{max} \left(1 - 0.2 \left[\frac{P_{wf}}{P_s} \right] - 0.8 \left[\frac{P_{wf}}{P_s} \right]^2 \right)$$

$$400 = 971 \left(1 - 0.2 \left[\frac{P_{wf}}{890} \right] - 0.8 \left[\frac{P_{wf}}{890} \right]^2 \right)$$

Dikarenakan nilai Q_{max} , Tekanan Reservoir (Pr) dan Laju Alir (Q) telah diketahui dari kurva IPR yang telah disediakan maka nilai PWF dapat ditentukan dari rumus diatas. Maka didapatkan nilai PWF sebesar **659,86 psig**.

4.5 Perhitungan TDH M-02

1. Menentukan SG rata-rata

Gravity oil	35.2
WC	94%
SG Air Formasi	0.853

$$SG_{oil} = \frac{141,5}{131,5 + API}$$

$$SG_{oil} = \frac{141,5}{131,5 + 35,2}$$

$$SG_{oil} = 0,849$$

$$SG_{rata-rata} = WC \times SG_w + (1-WC) \times SG_o$$

$$SG_{rata-rata} = 94\% \times 0,853 + (1-94\%) \times 0,849$$

$$SG_{rata-rata} = 0,853$$

2. Menentukan gradien sepanjang tubing
Gradien = $SG_{rata-rata} \times 0.433$

$$Gradien = 0,853 \times 0.433$$

$$Gradien = 0,369 \text{ psi/ft}$$

3. Menentukan PSD

$$PSD = 2550 \text{ ft-MD}$$

4. Menentukan Tubing Friction Loss (Hf)

Friction Loss (F) tubing 2 7/8" (2.441 ID) dengan Q 400 BFPD dan C senilai 94 (asumsi dari jenis pipa). Maka didapatkan perhitungan Hf sebagai berikut:

$$Friction Loss = \frac{2,083 \left(\frac{100}{c} \right)^{(1,85)} \left(\frac{Q_t}{34,3} \right)^{(1,85)}}{ID^{(4,8655)}}$$

$$Friction Loss = \frac{2,083 \left(\frac{100}{94} \right)^{(1,85)} \left(\frac{400}{34,3} \right)^{(1,85)}}{2,441^{(4,8655)}}$$

$$Friction Loss = 2,86 \text{ ft/1000 ft}$$

$$H_f = \frac{Friction loss}{1000} \times PSD$$

$$H_f = \frac{2,86}{1000} \times 2550$$

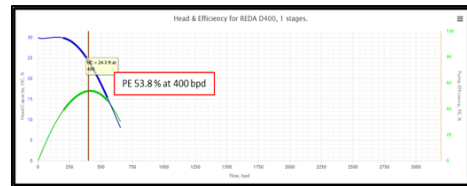
5. Menentukan TDH dengan Pwh = 120 psig

Jarak pump ke permukaan (Zfl)	2550	ft
Pwf	120	psig
SG rata-rata	0.853	
Tubing Friction Loss (Hf)	7,29	ft

$$TDH = Z_{fl} + \frac{P_{wh} + 2.31}{SG_{rata-rata}} + H_f$$

$$TDH = 2550 + \frac{120 + 2.31}{0,853} + 7,29$$

4.6 Pemilihan Tipe Pompa & Penentuan Jumlah Tingkat Pompa (N)



Gambar 4. 8 ESP Pump Performance Curve REDA D400

TDH	2700,72	ft
Head/stages	24,3	ft

$$N = \frac{TDH}{Head/stages}$$

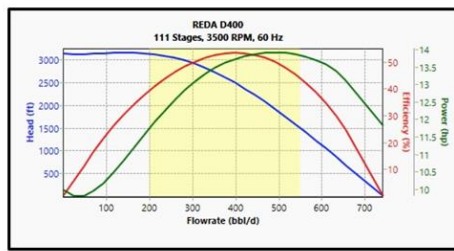
$$N = \frac{2700,72}{24,30}$$

$$N = 111 \text{ stages}$$

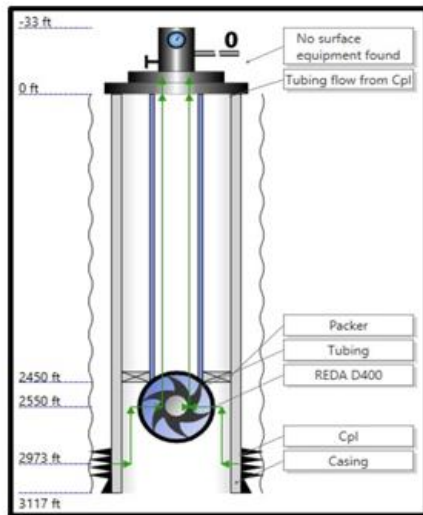
$$HP_{Pump} = \frac{Q \times TDH \times SG_{rata-rata}}{135770 \times eff}$$

$$HP_{Pump} = \frac{400 \times 2700,72 \times 0,853}{135770 \times 53,80}$$

$$HP_{Pump} = 12,61 \text{ hp}$$



Gambar 4. 9 Hasil Desain Pompa ESP Sumur M-02 pada Software



Gambar 4. 10 Hasil Konfigurasi Sumur M-02 dengan Pompa ESP

Tabel 4. 2 Parameter ESP

ESP Parameter		
Design Flowrate	400	stb/d
Design Frequency	60	Hz
Pump	Reda D400	
Stages	111	
Efficiency	53.80%	

Setelah dilakukan perencanaan pompa ESP pada sumur M-02, maka dilakukan plot *Pump Performance Curve* pompa ESP REDA D400 pada frekuensi 60 Hz dan 111 stages dengan efficiency sebesar 53, 80 %.

V. Kesimpulan & Saran

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan pada perencanaan pompa ESP dari analisis kurva IPR yang telah disediakan, menentukan TDH dari sumur dan pemilihan pompa yang dilakukan dengan menggunakan *software* produksi maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Berdasarkan alasan yang menjadi kurang handalnya Gas Lift sehingga dikonversi menjadi ESP dapat dilihat

dari *rate* yang dihasilkan dari data test terakhir yang dilakukan pada sumur.

2. Pada sumur M-01 dengan laju alir fluida maksimal sebesar 384 BFPD maka didapatkan *pressure flowing* yang terbentuk sebesar 319,39 psig sedangkan pada sumur M-02 dengan laju alir fluida maksimal sebesar 971 BFPD didapatkan *pressure flowing* yang terbentuk sebesar 659,86 psig
3. Pada sumur M-01 setelah dilakukan perhitungan Total Dynamic Head (TDH) didapatkan hasil sebesar 2506,53 ft sedangkan pada sumur M-02 dengan nilai TDH sebesar 2700,72 ft.
4. Jenis pompa yang dapat dipergunakan sesuai dengan laju alir fluida total yang diharapkan pada sumur M-01 sebesar **285 STB/day** dengan pemilihan efisiensi yang paling besar yaitu CENTRILIFT FV320, 125 stages dengan frekuensi 60 Hz dan efisiensinya sebesar 49,30 % sedangkan pada sumur M-02 dengan laju alir fluida yang diharapkan sebesar **400 STB/day** yaitu dengan pompa REDA D400, 111 stages dengan frekuensi 60 Hz dan efisiensinya sebesar 53,80 %.

5.2 Saran

Adapun saran yang dapat menjadi pertimbangan untuk penelitian selanjutnya, sebagai berikut:

1. Diharapkan dapat dilakukannya analisis keekonomian pada perencanaan pompa ESP
2. Diharapkan pada penelitian selanjutnya dapat dikembangkan lagi menjadi lebih lengkap dengan mempertimbangkan pemilihan *Motor*, *Transformer*, *Switchboard* serta kabel pada perencanaan pompa ESP.

Daftar Pustaka

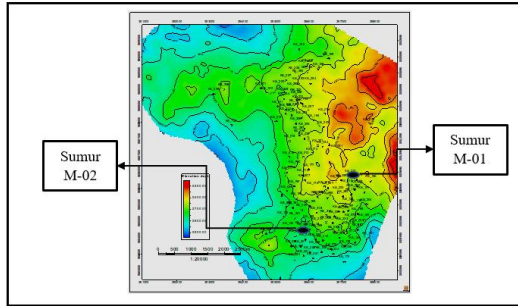
- Brown, K. E. (1980). *The Technology of Artificial Lift Method Volume II-b*. Tulsa Oklahoma: Penn Well Books.

Diky Pranondo, Tholib Canali Sobli. (2020). Analisis Sumur dengan Inflow Performance Relationship Metode Vogel serta Evaluasi Tubing Menggunakan Analisis Nodal pada Sumur TCS. *Jurnal Teknik Patra Akademika Volume 11 Nomor 2*, 33-39.

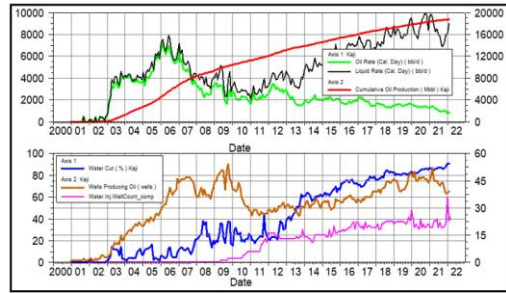
Erizaldi Musthofa Sudjito, Andi Jumardi, Firdaus. (2021). Optimasi Produksi Sumur "ZL" dengan Menggunakan Artificial Lift Electrical Submersible Pump pada Lapangan "YY". *PETROGAS Volume 3 Nomor 1*, 45-55.

Data dari PT Medco E&P Indonesia

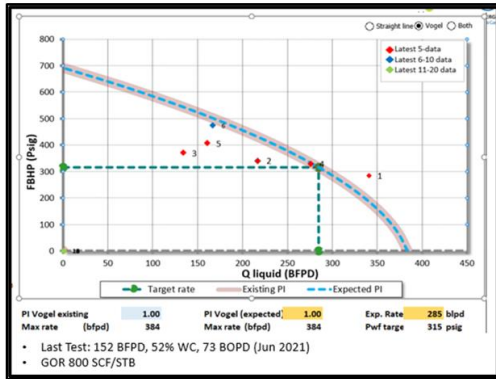
LAMPIRAN



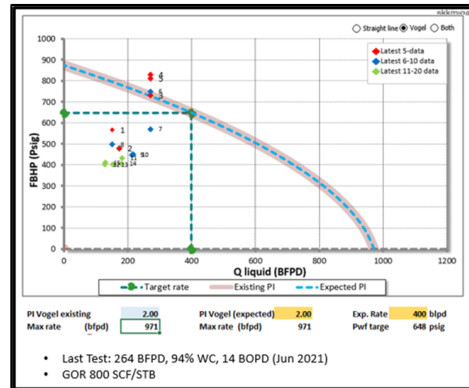
Gambar 2. 1 Peta Lokasi Sumur M-01 dan M-02 (Arsip PT Medco E&P Indonesia)



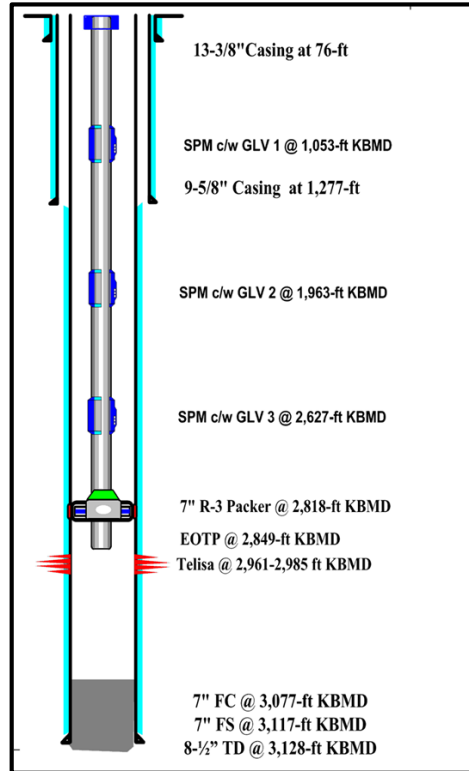
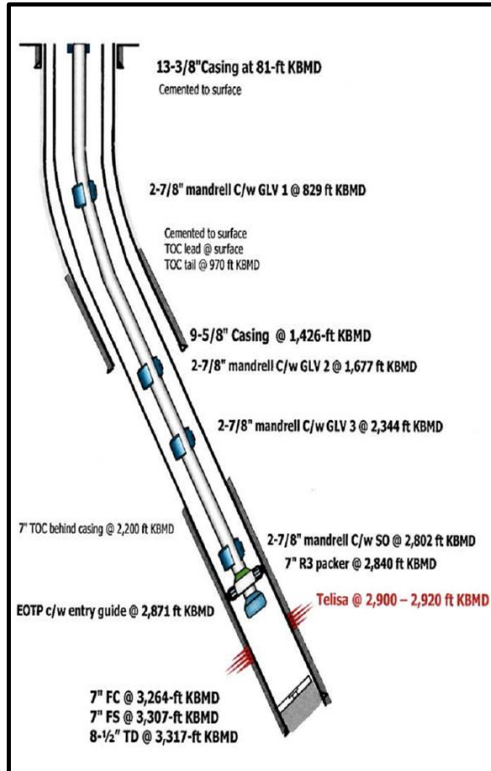
Gambar 2. 2 Production Performance pada Lapangan MS (Arsip PT Medco E&P Indonesia)

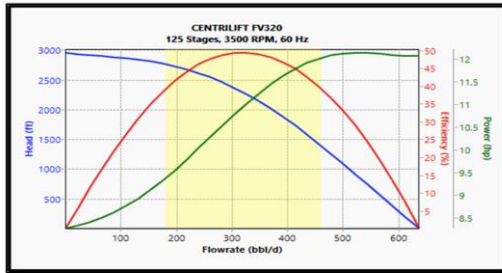


Gambar 3. 1 Data Sumur M-01 (Kurva IPR)



Gambar 3. 2 Data Sumur M-02 (Kurva IPR)

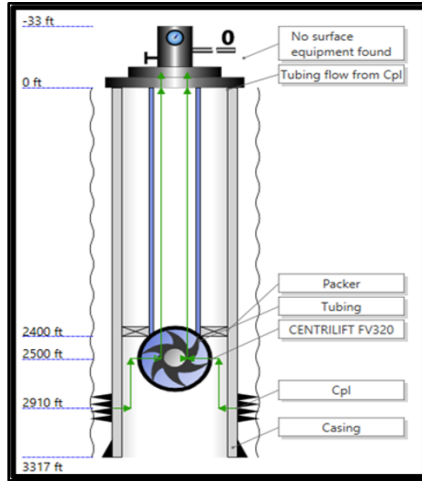




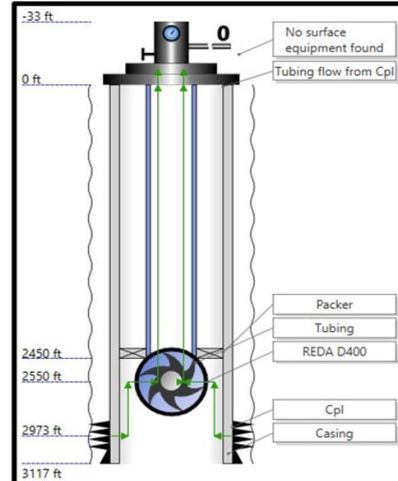
Gambar 4. 4 Hasil Desain Pompa ESP Sumur M-01 pada Software



Gambar 4. 9 Hasil Desain Pompa ESP Sumur M-02 pada Software



Gambar 4. 5 Hasil Konfigurasi Sumur M-01 dengan Pompa ESP



Gambar 4. 10 Hasil Konfigurasi Sumur M-02 dengan Pompa ESP