

EVALUASI ARTIFICIAL LIFT ESP MENGGUNAKAN METODANALISINODAL UNTUK MENINGKATKAN LAJU SUMUR X PADA LAPANGAN Y

Ceroline Bakarbesy¹⁾, Agus Wahyudi ^{2*)}, Alexander A. Patty³⁾

^{1,3)}Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Negeri Ambon

²⁾Program studi Teknik Produksi Minyak dan Gas PEM Akamigas, Cepu- Blora 58315

email: chevnaakihary@gmail.com

email: goeswe@gmail.com,

email: a.andaria@yahoo.co.id

ABSTRACT

Petroleum is an important component in the community's everyday life. It is needed both by the community and the industry, therefore the oil production activity are carried out in the field. Oil production in the field has always been closely tied to the decrease in reservoir pressure, causing several issues such as production rate reduction, pump setting depth decrease and reservoir decrease, therefore an artificial lift must be installed so the fluid can be produced.

The equipment installed as an artificial lift, that is maintained so that the well can produce optimally, will experience "well problems" on the reservoir production, such as watercut, scaling, and other problems. If the k in a well has a high watercut but has heavy oil characteristics, it is necessary to increase oil production handled with ESP artificial lift in order to optimize the oil production.

Keywords : *electrical submersible pump, nodal analysis, artificial lift evaluation*

ABSTRAK

Minyak bumi adalah komponen yang penting untuk kehidupan sehari-hari yang diperoleh masyarakat dan juga dibutuhkan oleh industri sehingga kegiatan untuk memproduksi minyak pada lapangan. Dalam memproduksi minyak dilapangan tidak pernah terlepas dengan penurunan tekanan reservoir sehingga terjadi rate produksi menurun, pada working fluid level terjadi penurunan terhadap setting depth pompa, dan juga menyebabkan adanya penurunan reservoir serta perlu dipasang pengangkatan buatan agar fluida dapat diproduksi. Adapun peralatan yang dipasang sebagai pengangkat buatan (artificial lift) yang mana dilakukan untuk maintenance agar sumur bisa tetap digunakan untuk memproduksi dalam keadaan optimum, tetapi dari waktu ke waktu produksi reservoir akan mengalami yang namanya well problem contohnya seperti watercut, scaling, dan lain-lain jika k pada suatu sumur memiliki watercut yang tinggi namun memiliki karakteristik minyak berat maka untuk mengoptimal perolehan minyak, yang perlu dilakukan yaitu untuk meningkatkan produksi yang di pasang menggunakan artificial lift ESP.

Kata Kunci : pompa elektrik, analisis sistim nodal,

1. PENDAHULUAN

Dalam memproduksi minyak dari suatu sumur dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu dengan metode sembur alam dan metode pengangkat buatan (artificial lift). Metode pengangkat buatan (artificial lift) digunakan apabila tekanan reservoir sudah tidak mampu lagi untuk memproduksi minyak secara alami dan tidak dapat menambah laju produksi minyak secara alami (Sudibyo, & Sulustiyanto, 2005). Untuk itu, metode artificial lift dapat diterapkan dalam membantu mengangkat minyak ke permukaan. Salah satu jenis artificial lift yang digunakan pada sumur X adalah electrical submersible pump (ESP).

Salah satu komponen ESP yang memegang peranan penting pada setiap *stage* dalam pompa, dimana tiap-tiap *impeller* pada *stage* akan terus memberikan penambahan tekanan dan mempercepat pergerakan

fluida yang mengalir melewatinya dengan gaya sentrifugal. Pemilihan stage yang memungkinkan salah satu cara untuk menghasilkan laju aliran maksimal dengan mengoptimalkan pemasangan stage yang ideal.

Sumur yang di produksi akan mengalami penurunan tekanan sehingga perlu adanya evaluasi terhadap kondisi reservoir dan peralatan sumur produksi terpasang. Dalam mengoptimalkan pengoperasian pompa ESP dan laju produksinya, maka perlu dilakukan evaluasi, salah satunya yaitu terhadap *stage* yang digunakan. pemilihan *stage* ini dilakukan agar fluida yang akan diproduksi mencukupi dari kapasitas jenis pompa yang dipasang untuk menghasilkan laju produksi mencukupi dari kapasitas jenis pompa yang dipasang untuk menghasilkan laju produksi pada pompa dapat digunakan Analisis Sistem Nodal dimana nodalnya terletak di dasar sumur yaitu menghubungkan tubing *intake stage* pompa dengan kurva *inflow performance relationship* sehingga didapat laju alir fluida untuk berbagai jumlah *stages*.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Natural flow adalah metode yang digunakan ketika reservoir memiliki tekanan yang lebih di dalam sumur. Dan artificial lift adalah metode yang digunakan untuk memproduksi hidrokarbon ketika tekanan reservoir lebih kecil dari tekanan dalam sumur ada pun Electrical Submersible Pump adalah metode artificial lift yang digunakan pompa yang digunakan dengan energy listrik di motor.

Electrical submersible pump

Electrical submersible pump (ESP) merupakan pompa yang di masukan kedalam lubang sumur yang digerakan oleh motor listrik dan merupakan salah satu metode pengangkatan buatan yang efektif dan efisien untuk mengangkat fluida reservoir dalam jumlah besar ke permukaan dari lubang sumur, peralatan pompa listrik submersible ini terdiri dari submersible pump, intake, protector, dan electric motor.

Factor Kompresibilitas (Z Factor)

Faktor Z merupakan satu pernyataan yang digunakan untuk menyatakan bahwa kondisi gas nyata menyimpang dari kondisi ideal, faktor Z juga merupakan faktor korelasi yang biasa disebut faktor deviasi gas (faktor) penyimpang gas. Pada faktor penyimpangan gas ini merupakan perbandingan volume pada kondisi tekanan dan temperature sebenarnya dengan volume gas ideal pada kondisi standard (14.7 psi, 60 °F

Faktor deviasi gas secara umum sebagai fungsi dari temperature dan tekanan tereduksi,

$Z = Z(T, P_r)$, yaitu :

$$T = \frac{T}{T_c} \text{ dan } P = \frac{P}{P_c}$$

Campuran gas yang terkandung komponen itu besaran komdisi kritis semu untuk tekaman dan temperature menurut para ahli seperti Philips, dan Hankinson

Secara matematis faktor kompresibilitas dari gas dapat dibuat dari persamaan, kemudian dari harga tekanan dan temperature tereduksi dan dapat di ketahui harga deviasi gas dari grafik compressibility factor.

Inflow Performance Relationship (IPR)

Inflow Performance Relationship (IPR) adalah laju aliran air, minyak dan gas pada suatu formasi ke dasar sumur yang dipengaruhi oleh nilai Produktivitas Index (PI). Data yang diperlukan untuk membuat grafik IPR adalah diantaranya laju alir produksi minyak (q_o), tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) yang diperoleh dari uji produksi dan tekanan static (P_s) dan uji tekanan.

IPR Alir Fluida Fasa

Perhitungan alir fluida satu fasa formasi kedasar sumur pertama kali di kembangkan oleh darcy untuk di alirkan non-turbulen, dan dikembangkan oleh Jones Blount dan Glaze untuk aliran turbulen.

$$PI = J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})}$$

Keterangan :

Q= gross liquid rate, STB/day

P_s= tekanan statik reservoir, psi

P_{wf}= tekanan alir dasar sumur, psi

P_s-P_{wf} = draw-down pressure, psi

3. METODOLOGI

Metode yang digunakan dalam penelitian ini antara lain observasi lapangan, pengambilan data parameter untuk memperoleh data yang diperlukan dalam penelitian.

Sistem Nodal

Sistem sumur produksi yang menghubungkan antara formasi produktif dengan separator. Penggunaan analisa nodal untuk metode produksi pengangkatan buatan (artificial lift) dibagi dalam dua komponen utama, yaitu komponen reservoir (IPR) dan komponen sistem alir dan sistem pengangkatan buatan sendiri, dimana termasuk didalamnya adalah separator, flowline, choke, tubing, safety valve, dan mekanisme dari sistem pengangkatan buatan itu sendiri.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Menghitung Potensi Sumur

Di dalam industri minyak dan gas terutama dalam hal produksi, Analisa Potensi sumur di hitung melalui perhitungan IPR menjadi hal yang wajib dilakukan bagi Production Engineer untuk menilai performa sumur dengan melakukan plotting laju produksi.

Menentukan Nilai Laju Produksi Maksimal

Untuk perhitungan pada Q_{max} dihitung menggunakan data hasil swab test dan production test lapangan yaitu tekanan reservoir (P_r), tekanan alir dasar sumur (P_{wf}), dan laju produksi fluida (Q). Pada persamaan nilai Q_{max} dapat dihitung sebagai berikut :

$$\frac{Q}{Q_{\max}} = \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

Menentukan laju produksi target

$$Q_{\text{target}} = 4084.305787$$

$$Q_{\max} = 5105.382234 \text{ BPD/d}$$

X_{persen} yang bisa di ambil sesuai kebijakan perusahaan

$$F_{yi} : \text{biasanya } 80\% = 0.8$$

Untuk menentukan nilai produksi dengan nilai p_{wf} akhir pada tabel sama nilainya dengan nilai static presure (P_s)

$$q = 1 - 0.2 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right)^2$$

Menghitung desain ESP

Setelah menentukan IPR langkah selanjutnya yaitu menghitung ESP dengan menggunakan data yang sama saat mencari kurva IPR.

$$P_{wf} = 0,125 P_r \left(-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_o}{q_{max}} \right)} \right)$$

GF = Sg cam X 0.4333

Gradien fluida = 0,427623 psi/ft

SG oil = 0.84478

PWF = 683,1794

Tabel 4.1 Nilai Q dengan berbagai Harga PWF

PWF	Q
0	5105.38223
470	4,537
630	4208.46868
790	3812.10764
950	3347.46368
1110	2814.53679
1270	2213.32698

4.1.3 Selisi kedalaman WFL-SETTING DEPTH

Letak kedalaman pompa dalam suatu sumur merupakan harus ditenggelamkan di dalam fluida sumur, yang sebelumnya perhitungannya di perkirakan pump setting depth dilakukan, kemudian *static fluid level* (SVL) dan *working fluid level* (WFL)

Selisi kedalaman WFL - setting depth (agar tidak pump off)

- ❖ **TINGGI KOLOM FLUIDA** = $(p_{wf} - THP) \times \text{gradient fluida}$
Tinggi kolom fluida = 1246,844
- ❖ **WFL = MID PERFO - TINGGI KOLOM FLUIDA**
WFL = 3078,156
Nilai Setting Depth : 3228.16
- ❖ Nilai setting depth = 3228,156 (keterangan ; 150 ft itu submergennya)
- ❖ **PIP** = $p_{wf} - (\text{mid perfo} - \text{nilai setting depth}) \times \text{gradien fluida}$
PIP = 214,1435
- ❖ $FF = \frac{0.032}{(\text{diameter tubing})^{1/3}}$
Friction Factor = 0,027429
- ❖ **TDH** = $WFL + \text{Friction factor} + HT$
Dimana :
 - WFL = 3078,156
 - Friction Factor = 0,02742
 - TDH = 3428,959
 - Nilai Stage = 148,435

Menentukan IP Sumur

$$PI = \frac{Q_i}{P_r - P_{wf}}$$

$$PI = 297,500$$

Menentukan Nilai Kelarutan Gas (Rs)

$$Rs = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18,2} + 1,4 \right) 10^x \right]^{1,2048}$$

$$Rs = 441.1277$$

$$X = 0,0125 \text{ API} - 0,00091 (T-460)$$

$$X = 029.075$$

4.1.4 Tubing Head Pressure

Tubing Head Pressure adalah tekanan pada pipa, yang diukur di kepala sumur dengan membatasi aliran, tubing head pressure akan meningkat dan tekanan kepala casing berkurang. tubing head pressure adalah 16 kg per sentimeter persegi. Persamaan dari tubing head pressure adalah sebagai berikut.

❖ THP (Ht)

$$HT = \frac{THP}{Gf_{mix}}$$

Dimana :

$$HT = 350,7762$$

$$Gf_{mix} = 0,427623$$

Maka nilai THP = 150

Tabel 4.2 Data kompleksi sumur X

NO	DATA-DATA KOMPLESI SUMUR	SUMUR KANDIDAT
1	MD(ft)	4859
2	TVD(ft)	4461
3	Interval Perforasi	4343-4361
4	Mid Perforasi	4350
5	Pr (Psi)/Ps	1750
6	Pwf(psi)	900
7	Pwh(psi)	500
8	SLF(ft)	308
9	BHT(@F)	175
10	Grd fluida(psi/fit)	0.433
11	Diameter liner (inch)	7
12	Diameter Csg (Inch)	95/8
13	Diamater Tbg(inch)	3.5

Tabel 4.3 Data karakteristik fluida

NO	DATA KARAKTERISTIK FLUIDA	SUMUR KANDIDAT PHE 30-Feb26
1	®API Minyak	36
2	SG iol	0,844
3	SG water	1
4	SG liqwid/sg campuran	0,987
5	SG gas	0,79
6	Pour Point	PVT
7	Densitas Oil (Lbm/Cuft)	47.564528
8	Viskositas (cp)	PVT
9	Permeabilitas (md)	20
10	Kelarutan Gas(Cuft/scf)	197
11	Pb (psia)	1870
12	FVF oil (bbl/scf)	1,0332
13	FVF Gas(bbl/scf)	0,1447
14	Kompresibilitas Gas(Z)	0,739

Tabel 4.4 Data produksi sumur

NO	DATA PRODUKSI SUMUR	SUMUR KANDIDAT PHE 30- Feb 26
1	Test Production (Blpd)	3500
2	Net Production(Bopd)	281
3	GOR(scF/STB)	1067
4	Water Cut(%)	92%
5	WOR	0.0871
6	Separator Pressure(psi)	250

Tabel 4.5 Memploting Analisis Nilai stage

NO	Operating Point	STB//d	PSIA
1	STAGE 135	3623,258	857.8078
2	STAGE 150	3966.998	730.5727
3	STAGE 165	4214.506	627.1891

Pada nilai stage operating pointnya di 135 stage laju produksinya di 3623.258 jika turun laju produksinya namun tidak melewati min flow rate di 3500 dan nilai stage yang berada di 165 stage yang tinggi tidak melewati max flow tare yang berada di 7500 bpd

Tabel 4.6 Sensitifitas Pr

Sensitivity	Frekuensi	STB/d
1650	55 Hz 60 Hz 65 Hz	3193,662 3861,082 4284,425
1700	55 Hz 60 Hz 65 Hz	3281,396 3915,871 4319,53
1750	55 Hz 60 Hz 65 Hz	3362,172 3966,388 4352,113

Sensitivitas Pr terhadap range nilai yaitu 1650.1700,1750 jika frekuensinya berada di 55 Hz yang rendah dan STB/dnya 3193,662 namun tidak melewati min flow rate di 3500

**Tabel 4.7
Frekuensi**

NO	Operating Point	STB//d	PSIA
1	FREKUENSI 55	3623,258	857.8078
2	FREKUENSI 60	3966.998	730.5727
3	FREKUENSI 65	4214.506	627.1891

Analisis Nilai

Nilai frekuensi pada frekuensi adalah 55 maka laju produksi di 3623.258 namun tidak melewati min flow rate di 3500 bpd. Dan jika frekuensi di 65 dan laju produksi di 4214.506 juga tidak melewati max flow rate di 7500 bpd.

5. PENUTUP

5.1 Kesimpulan

1. Berdasarkan hasil evaluasi pompa ESP pada sumur X diketahui sebelumnya nilai laju produksi di lapangan yaitu sebesar 3500 BFPD. Dengan melakukan analisis nodal diperoleh peningkatan laju produksi sebesar 4084 STB/d dengan tipe pompa pada katalog pipesime software yaitu TD6000 dengan minimal flowrate 3000bbl/d dan maksimal flowrate 5105 bbl/d.

2. Hasil analisis sensitivity untuk pemilihan stage pompa diperoleh stage yang paling efisien yaitu 150 dengan laju alir sebesar 4084 STB/d. sehingga dengan pemilihan stage pompa tersebut dapat meningkatkan laju produksi pada sumur X.

5.2 Saran

1. Penulis berharap agar peneliti selanjutnya bisa menggunakan data yang lebih terbaru (yaitu data yang di ambil di lapangan tahun 2023 agar, hasil analisa perhitungan evaluasi ESP telah akurat.
2. Untuk perusahaan migas, perlu adanya kegiatan eksplorasi dan produksi agar dapat menunjang perkembangan lapangan Y serta meningkatkan produksi sumur minyak yang pada lapangan Y.

Referensi

- Ahmed, Tarek : “Reservoir Engineering Handbook Fourth Edition”, Elsevier 30 Corporate Drive 400, Burlington, MA 01803, USA The Boulevard Langford lane, Kidlington, Oxford OX5 1GB, UK.
- Brown, K.E : “ The Technology of Artificial lift methods”, volume 1 Penn Well Publishing Co., Tulsa Oklahoma, 1980
- Brown K.E 1984 :”The Technology Submersible Pumps Manual, Design, Operations And Maintenance”, Volume 4, Penn Well Publishing Co, Tulsa, Oklahoma. Powered By Franklin: 4”, 6”, 8” super stainless steel submersible deep well pumps
- Takacs, Gabor, 2009”Electrical Submersible Pump Manual, Design, Operations And Maintenance”, Oxford, UK, in USA.