

Desain Electric Submersible Pump dengan Analisis Pengaruh Gas terhadap Kapasitas Pompa pada Sumur PHE 30 di Lapangan Pertamina Hulu Energi WMO

Harits Dhiyaa Rozaan, Edi Untoro, Agus Wahyudi

PEM Akamigas

Abstrak

Seiring berjalannya waktu biasanya aplikasi pada pemasangan ESP tidak sesuai dengan harapan dan kondisi dilapangan seringkali terjadi over load atau under load serta seringkali tidak sesuai dengan potensi sumurnya. Oleh karena itu perlu dilakukan evaluasi untuk mengetahui apakah kapasitas pompa ESP yang dipasang telah sesuai dengan kemampuan produksi sumur yang diproduksi. Kemampuan Produksi Sumur PHE 30 sudah mati atau tidak berjalan dikarenakan kondisi pompa ESP yang tidak berjalan atau mati karena rusak. Karena itu diperlukan untuk mengevaluasi atau merencanakan kembali sumur PHE 30. Dengan injeksi gas nitrogen kita dapat mengetahui test produksi sebesar 3500 BLPD lalu kita asumsikan 3 kondisi untuk 3 laju alir yang di inginkan yaitu dengan desain 3500 BLPD, 6500 BLPD, dan 8000 BLPD dengan beberapa kondisi GOR dan water cut yang akan berubah seinring berjalannya waktu. Dan juga kita harus memasang pompa dengan kondisi yang sesuai. Optimasi sumur menggunakan ESP dengan analisis sistem pengaruh gas dimana, Semakin tinggi GOR dengan desain laju alir yang sama akan menghasilkan downhole rate yang semakin tinggi sehingga membutuhkan kapasitas pompa yang lebih besar. Selain itu, semakin dalam pump setting depth dengan GOR dan desain laju alir yang sama maka akan menghasilkan downhole rate yang semakin kecil. Dari hasil perancangan pompa dan nilai keekonomian, sumur PHE 30 dapat dioptimalkan produksinya dengan desain laju alir pompa 6500 BLPD menggunakan tipe pompa "REDA GN7000", motor "REDA 540_91_Std 360HP 1902V 111Amps", dan kabel "#1 Copper 115 amps (max)". Dengan Advance Gas Handling dan VGSA (efisiensi gas separator 70%) yang terpasang maka kapasitas pompa yang dibutuhkan tidak terlalu besar. Sehingga sangat bermanfaat untuk sumur PHE 30. Berdasarkan hasil analisis ekonomi dinilai pompa REDA GN 7000 yang dipilih karena dianggap paling menguntungkan dengan keuntungan sebesar \$8,740,573.36,-, persen ketertarikan sebesar 93%, dan pengembalian modal selama 5,4 bulan.

Kata kunci: *ESP Design, Pump Capacity, Gas Effect Analysis, Cost Recovery.*

Abstract

As time goes on, usually applications on ESP installation do not match the expectations and conditions in the field often occur over load or under load and often not in accordance with the potential wells. Well Production Capability of PHE-30 is off or not producing while ESP is not

running because the ESP of PHE-30 well is broken. From that value we do an evaluation and re-planning on the well. With nitrogen gas injection, we can only know the production testing rate is 3500 BLPD and then we assume 3 conditions for 3 desire production rate candidate that is 3500 BLPD, 6500 BLPD, 8000 BLPD with several conditions within GOR and water cut which will change over time. And also we need to set the pump depth in right condition. Well optimization using analysis of the effect of gas on the pump which is, the higher the GOR with same design rate will produce higher downhole rate so the well require larger capacity of the pump. Besides, the deeper the pump setting depth with same GOR and design rate will produce lower downhole rate. From the pump design and economic value, PHE 30 well production can be optimize with design rate 6500 BLPD using pump type "REDA GN7000", motor "REDA540_91_Std 360 HP 1902V 111Amps", and cable "1#Copper 115 amps (max)". With Advanced Gas Handling and VGSA installed (gas separator efficiency 70%) then required pump capacity will not be higher. So it is very useful for PHE 30 well. With economic analysis, REDA GN7000 considered the most profitable with \$ 8,740,573.36,- profit, 93% interest rate, and 5,4 months pay out time.

Keywords: ESP Design, Pump Capacity, Gas Effect Analysis, Cost Recovery.

Pendahuluan

Keperluan manusia akan energi khususnya energi minyak dan gas bumi terus meningkat seiring berjalannya waktu. Minyak dan gas bumi atau sering disebut sebagai fluida hidrokarbon merupakan energi yang bersifat habis dipakai (*non renewable*) dan terdapat di batuan *reservoir* yang jaraknya ratusan sampai ribuan feet dibawah permukaan tanah. Untuk memperoleh fluida hidrokarbon yang berada di dalam reservoir diperlukan kegiatan eksplorasi, pemboran serta produksi untuk mengangkat fluida tersebut ke atas permukaan agar dapat dipergunakan. Pengangkatan fluida hidrokarbon dari dalam sumur ke permukaan dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu sembur alam (*natural flow*) dan pengangkatan buatan (*artificial lift*).

Metode sembur alam terjadi apabila tenaga alamiah yang dimiliki oleh *reservoir* masih mampu untuk mendorong fluida ke permukaan sedangkan metode pengangkatan buatan dilakukan bila tenaga alamiah yang dimiliki oleh *reservoir* sudah tidak mampu lagi untuk mendorong fluida ke permukaan. Desain electric submersible pump yang dilakukan

pada sumur produksi merupakan hal penting dalam proses pengembangan suatu lapangan produksi.

Metode

Metodologi pengumpulan data dalam penelitian skripsi adalah sebagai berikut:

1. Pengumpulan kajian teori yang sesuai dengan kajian program Desain Pompa ESP yang meliputi aspek pemilihan pompa, factor factor yang berpengaruh terhadap kapasitas pompa, dan mekanisme perhitungan keekonomian.
2. Pengumpulan data primer dan sekunder mengenai *well history*, data produksi, data kompleksi, data biaya pemasangan esp, dan data penunjang lainnya
3. Mengimplementasikan kajian teori dengan data primer dan data sekunder yang terkumpul, sehingga diperoleh skenario kajian ekonomi teknik mendesain pompa ESP yang paling tepat dilakukan untuk sumur produksi.

Hasil Penelitian dan Pembahasan

Tabel 1. Data Kompleksi Sumur

NO	DATA DATA DATA KOMPLESI SUMUR	SUMUR KANDIDAT
		PHE 30 Feb-26
1	MD (Ft)	4859
2	TVD (Ft)	4461
3	Interval Perforasi	4343-4361
4	Mid Perforasi	4350
6	Pr (Psi) / Ps	1750
7	Pwf (Psi)	900
8	Pwh (Psi)	500
9	SFL (Ft)	308
11	BHT (°F)	175
12	Grd Fluida (Psi/Ft)	0,433
13	Diameter Liner (Inch)	7
14	Diameter Csg (Inch)	9 5/8
15	Diameter Tbg (Inch)	3,5

Tabel 2. Data Karakteristik Fluida

NO	DATA KARAKTERISTIK FLUIDA	SUMUR KANDIDAT
		PHE 30 Feb-26
1	°API Minyak	36
2	SG oil	0,844
3	SG water	1
4	SG liquid / sg campuran	0,987
5	SG gas	0,79
6	Pour Point	PVT
7	Densitas Oil (Lbm/Cuft)	47,564528
8	Viscositas (cp)	PVT
9	Permeabilitas (md)	20
10	Kelarutan Gas (Cuft/Scf)	197
11	Pb (Psia)	1870
12	FVF Oil (bbl/stb)	1,0332
13	FVF Gas (bbl/scf)	0,1447
14	Kompresibilitas Gas (Z)	0,739

Tabel 3. Data Produksi Sumur

DATA PRODUKSI SUMUR	SUMUR KANDIDAT
	PHE 30 Feb-26
Test Production (Blpd)	3500
Net Production (Bopd)	281
GOR (Scf/STB)	1067
Water Cut (%)	92%
WOR	0,0871
Separator Pressure (psi)	250

Dari tabel tersebut dapat dilakukan tahapan perhitungan untuk mendesain ESP yang tepat bagi sumur PHE-30

Perhitungan IPR dengan Metode Vogel

Berikut ini merupakan hasil perhitungan IPR pada Sumur PHE 30 mempunyai kondisi $P_s < P_b$ dan $P_{wf\ test} < P_b$. Dengan data tes produksi dan mengassumsikan beberapa tekanan alir, maka diperoleh beberapa harga laju produksi yang berbeda seperti terlihat pada lampiran 1. Dari lampiran tersebut terlihat harga dari masing masing laju alir total dan penentuan desain laju alir yang kita inginkan yaitu dengan desain sebesar 3500 BPD, 6500 BPD, dan 8000 BPD dengan masing-masing tekanan P_{wf} di 1300 psig, 900 psig, dan 750 psig.

Hasil Perencanaan ESP

Dari hasil perhitungan perencanaan yang terlampir pada lampiran 2 . Diperoleh hasil pompa terpilih yang ditampilkan dalam tabel dibawah ini:

Tabel 4. Hasil Perancangan Pompa ESP

NO	DATA	SUMUR
		PHE 30
1	Tipe Pompa Perencanaan	GN – 7000
2	Jumlah Stages	114
3	Optimum Range (Bpd)	5000 – 9000
4	Effisiensi Pompa (%)	63
5	Tipe Motor	REDA 540
6	HP Motor (HP)	291
7	Voltage Motor (Volt)	1902
8	Ampere Motor (A)	54,273
9	Fluid Velocity (Ft/sec)	2,2430
10	Protector	(PFDB) 540
11	Intake / Gas Separator	KGS Rotary 400
12	Tipe Cable	RedaHOT 4 kV KEOTB, Round cable, 350 °F, AWG 1# (40 volt/1000 ft)
13	Transformer	205 KVA
14	VSD	SPEEDSTAR 2000TM Variable Speed Drive 120 KVA.

Analisis Pengaruh Gas Terhadap Pompa

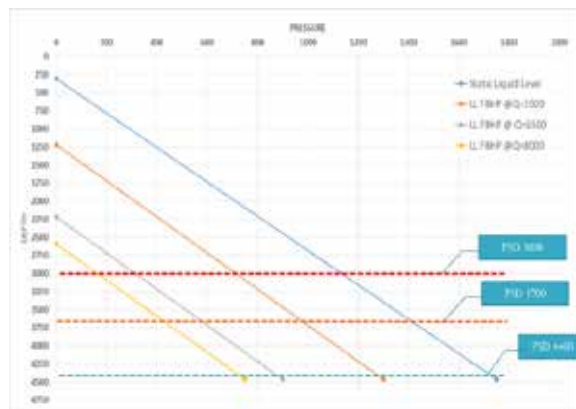
Berikut disajikan dalam tabel hasil perancangan pompa ESP terpilih dengan kondisi masing masing pompa dengan perbandingan dari berbagai sensitivitas parameter diantaranya perbandingan *pump setting depth*, *water cut*, dan GOR di masing masing desain rancangan.

Langkah pertama yang dilakukan adalah menentukan *pump setting depth*. Penentuan *pump setting depth* dengan dog leg section terkecil di sepanjang kompleksi yaitu di PSD 3000, PSD 3700, dan PSD 4400 dengan kemiringan sebesar 0,03, 0,11, dan 0,14. Langkah selanjutnya adalah melakukan perbandingan di setiap kondisi GOR. Perbandingan sensitivitas GOR dilakukan untuk mengetahui pompa mana yang paling efisien untuk sumur PHE 30 maka perlu diketahui seberapa besar yang masuk kedalam pompa.

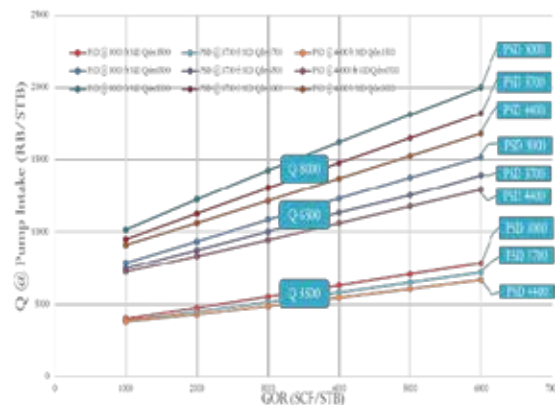
Semakin tinggi GOR dengan desain rate yang sama akan menghasilkan downhole rate yang semakin besar. Begitupun dengan kedalaman pompa, semakin dalam PSD dengan GOR dan desain rate yang sama akan menghasilkan downhole rate yang semakin kecil. Dari desain pompa yang sudah dilakukan (REDA GN700) dengan GOR sumur PHE 30 menghasilkan downhole rate sebesar 6848 RB. Sehingga diperlukan kapasitas pompa yang mampu mengangkat fluida diatas 6848 RB. Setelah membandingkan antara GOR dan Q@PIP untuk mengetahui apakah range pompa yang sudah di desain mampu menampung kapasitas di setiap perubahan *water cut* dan GOR maka dilakukan sensitivitas WC (90-99%) dan GOR (1000-6000 SCF/STB) dengan bantuan PROSPER. Bantuan dengan PROSPER adalah untuk menentukan titik antara laju alir operasi pompa dengan *head* pada pompa pada berbagai kondisi GOR dan *water cut*.

Dengan bantuan prosper maka dapat disimpulkan bahwa desain pompa yang sudah dia-

kukan (REDA GN7000) belum dapat menampung setiap kondisi perubahan GOR dan *water cut* sehingga dibutuhkan *vortex gas separator* dan *advanced gas handler* dengan *gas separator efficiency* sebesar 70%. Setelah menggunakan *vortex gas separator* dan *advanced gas handler* dengan *gas separator efficiency* sebesar 70%, desain pompa REDA GN700 dengan desain rate 6500 BPD di kedalaman 4400 ft sudah mampu menampung kapasitas fluida dengan berbagai kondisi *water cut* (90-99%) dan GOR (1000-6000 SCF/D).



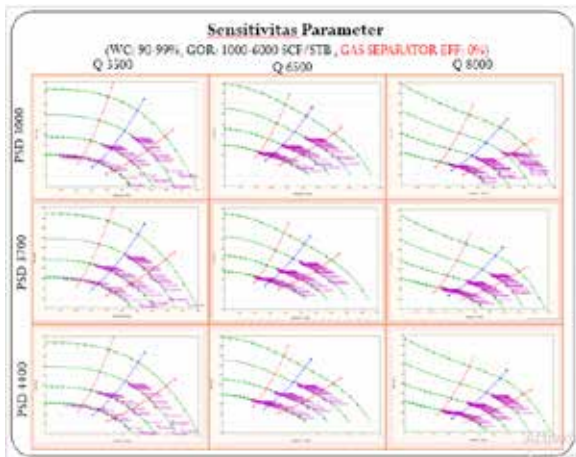
Gambar 1. Penentuan Pump Setting Depth



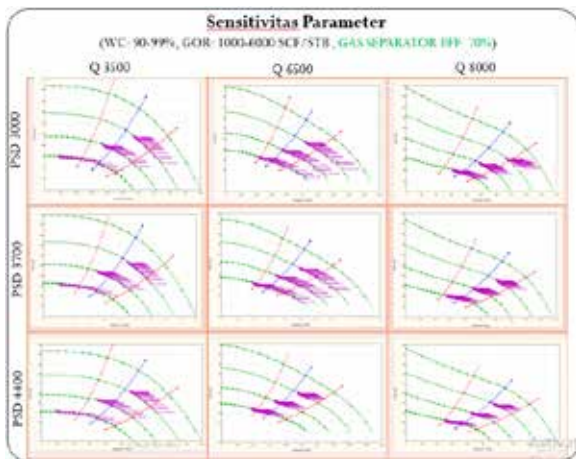
Gambar 2. Perbandingan GOR

Tabel 5. Hasil Analisis Keekonomian

NO	DATA	SUMUR PHE 30
1	Pendapatan Bersih Minyak (bopd)	521
2	Pendapatan Bersih Minyak Per 5 tahun (bo)	552177
3	Harga Minyak Mentah (USD/Bbl)	\$ 64
4	Pendapatan Kotor Per Bulan (USD)	\$ 35,339,308
5	Biaya ESP Package GN7000	\$ 67,750
6	Biaya ESP Cable (USD/ft)	\$ 11.45
7	Biaya Tubing (USD/ft)	\$ 13.51
8	Biaya Kompleksi	\$ 496,000
9	Total Biaya Servis Operasi (USD/day)	\$ 85,025
10	Biaya Lain-lain (Completion Jewerly, etc.) (USD)	\$ 207,600
11	Biaya Bahan Bakar (USD/KW/day)	\$ 4.65
12	Total Biaya Work Over (USD)	\$ 4,770,041
13	Cost Recovery (USD)	\$ 13,053,391
14	Unrecovered Cost (USD)	\$ 0
15	Equity To Be Split (USD)	\$ 22,285,917
16	PHE WMO Split (USD)	\$ 13,983,320
17	Net Cash Flow (USD)	\$ 11,741,511
18	Internal Rate Of Return (percent)	93%
19	NPV (USD)	\$ 8,470,573.36
20	POT (month)	5.4



Gambar 3. Sensitivitas GOR Efisiensi Gas Separator 60%



Gambar 4. Sensitivitas GOR Efisiensi Gas Separator 70%

Analisis Keekonomian

PHE WMO tepatnya pada Sumur PHE 30 dalam melakukan lifting crude oil menggunakan metode produksi electric submersible pump bekerja sama dengan perusahaan penyedia jasa sewa ESP yaitu PT. Schlumberger Indonesia. Perhitungan harga sewa dan keekonomian sumur dapat dilihat pada table berikut:

Dari Hasil Tabel diatas hasil perancangan diterapkan dan diaplikasikan pada Sumur PHE 30, maka selain meningkatkan produksi sebesar 521 BBL/day, Kenaikan Efisiensi pompa sebesar 63% juga didapatkan pendapatan selama 5 tahun sebesar \$8,470,573.36,-. maka disarankan untuk segera melakukan pemasangan ESP pada sumur PHE 30 dengan ESP hasil perancangan.

Kesimpulan

Optimasi sumur menggunakan ESP dengan analisis sistem pengaruh gas dimana, Semakin tinggi GOR dengan desain laju alir yang sama akan menghasilkan downhole rate yang semakin tinggi sehingga membutuhkan kapasitas pompa yang lebih besar. Selain itu, semakin dalam *pump setting depth* dengan GOR dan desain laju alir yang sama maka akan menghasilkan downhole rate yang semakin kecil.

Dari hasil perancangan pompa dan nilai keekonomian, sumur PHE 30 dapat dioptimalkan produksinya dengan desain laju alir pompa 6500 BLPD menggunakan tipe pompa “REDA GN7000”, motor “REDA 540_91_Std 360HP 1902V 111Amps”, dan kabel “#1 Copper 115 amps (max)”.

Dengan Advance Gas Handling dan VGSA (efisiensi gas separator 70%) yang terpasang maka kapasitas pompa yang dibutuhkan tidak terlalu besar. Sehingga sangat bermanfaat untuk sumur PHE 30.

Berdasarkan hasil analisis ekonomi dinilai pompa REDA GN 7000 yang dipilih karena dianggap paling menguntungkan dengan ke-

untungan sebesar \$8,740,573.36,-, persen ketertarikan sebesar 93%, dan pengembalian modal selama 5,4 bulan.

Sebaiknya segera dilakukan pemasangan ESP dengan tipe REDA GN7000 untuk sumur PHE 30 agar sumur tersebut dapat berproduksi secara normal kembali.

Daftar Pustaka

- Ahmed, Tarek, 1946. *"Reservoir Engineer Handbook", Second Edition*, Texas; Butterworth-Heinemann,.
- Brown, E., Kermit, 1977. *"The Technology of Artificial Lift Method", Volume 2a*, Oklahoma; Pennwell Publishing Company.
- Brown, E., Kermit, 1980. *"The Technology of Artificial Lift Method", Volume 3a*, Oklahoma; Pennwell Publishing Company.
- Gabor, Takack, 2009, "Electric Submersible Pump Manual Design, Operations and Maintenance", United States of America: Gulf Publishing Company.
- Guo, Boyun, 2007. *"Petroleum Production Engineer"*, Lafayette; Elsevier Science & Technology Books.
- Kurniawan, Akbar, Perkiraan Efisiensi Electric Submersible Pump pada sumur minyak yang berproduksi gas, Tugas Akhir, ITB Bandung, 2004
- Nurhendro, Kunto, 2013. *"Teknik Eksploitasi"*, Diploma 1, Cepu; PTK-Akamigas STEM.
- Rachmat, Sudjati, Hand Out Equipment Sizing Electric Submersible Pump, Jurusan Teknik Perminyakan, ITB, Bandung, 2004.