

## ANALISIS PERBANDINGAN ANTARA DESAIN ULANG ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP DAN PENGGUNAAN METODE GAS LIFT PADA SUMUR BETA-20 LAPANGAN DELTA

Arya Yudhistira Arifin  
Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi  
Universitas Trisakti  
Email : [aryaydtr@gmail.com](mailto:aryaydtr@gmail.com)

### Abstrak

Seiring dengan meningkatnya waktu produksi sumur, kemampuan sumur untuk memproduksi fluida reservoir juga akan berkurang yang disebabkan oleh menurunnya tekanan reservoir sumur tersebut. Salah satu solusi untuk mempertahankan atau meningkatkan produksi adalah dengan penggunaan teknik pengangkatan buatan. Efisiensi dan keekonomian dari pengangkatan buatan adalah faktor yang sangat penting, Untuk mengetahui faktor itu, analisis perbandingan diterapkan pada dua jenis metode pengangkatan buatan yaitu ESP dan Gas Lift. Sumur Beta-20 pada Lapangan Delta dipilih sebagai objek analisis. Saat ini sumur tersebut berproduksi dengan menggunakan ESP. Dengan meninjau potensi gas yang mamadai dan tersedianya stasiun kompresor gas pada Lapangan Delta, Gas lift dipilih sebagai pembanding. Berdasarkan hasil desain, penerapan Gas Lift dirasa kurang tepat, mengingat bahwa tidak ada peningkatan laju produksi. Sedangkan *existing* ESP saat ini mengalami *downthrust*, jadi skenario yang dipilih yaitu dengan mengganti *existing* ESP tipe REDA DN1750 60Hz 124 stage menjadi ESP tipe REDA D1150N 60Hz 115 stage dengan *optimum operating range* yang lebih kecil sehingga titik kerja pompa tersebut berada pada titik efisiensi sebesar 59,5% yang mana mendekati titik maksimal efisiensi sebesar 60%. Kemudian dapat dihitung harga lifting cost untuk masing-masing pompa sebagai perbandingan.

Kata Kunci : ESP, gas lift, artificial lift, lifting cost

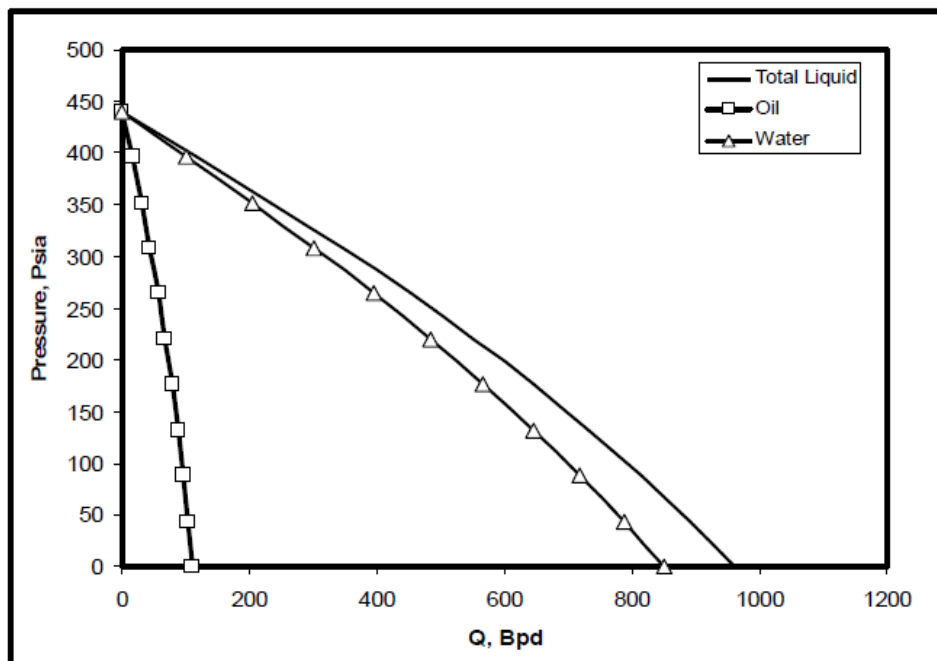
### Pendahuluan

Penggunaan pompa untuk meningkatkan atau mempertahankan laju produksi umumnya disebabkan oleh daya sembur alami (*natural flow*) yang dimiliki oleh sumur tersebut sudah tidak mampu mendorong fluida ke permukaan lagi, sehingga dengan Teknik Pengangkatan Buatan (*Artificial Lift*) diharapkan sumur tersebut dapat tetap berproduksi. Electric Submersible Pump dan Gas Lift merupakan dua dari metode pengangkatan buatan yang cukup banyak diterapkan pada sumur minyak dan gas di Indonesia. Pemilihan metode artificial lift ini didasari dengan membandingkan kelebihan dan kekurangan masing-masing metode pengangkatan buatan yang sesuai dengan tipe kompleksi sumur, lokasi sumur, kondisi lingkungan sekitar, jenis tenaga dorong reservoir, dan kesediaan sumber tenaga yang dibutuhkan untuk metode pengangkatan buatan yang bersangkutan. Sumur Beta-20 yang berada di Lapangan Delta saat ini merupakan sumur yang berproduksi dengan metode ESP, dimana setelah berproduksi sekian lama laju alir fluida dirasa sudah tidak optimum lagi yang disebabkan oleh laju alir berada jauh dibawah interval laju optimum (*downthrust*) sehingga evaluasi kembali dilakukan agar dapat mengetahui kinerja pompa ESP tersebut. Sebagai perbandingan dipertimbangkan pula untuk mendesain Gas Lift karena lapangan Delta memiliki sumber gas yang cukup untuk menerapkan metode Gas Lift. Dengan pemilihan pompa yang tepat diharapkan proses produksi dapat berjalan efektif dengan mencapai laju produksi yang optimum dan juga ekonomis.

## Metode Penelitian

- Metode *Wiggins IPR*

Metode *Wiggins IPR* adalah pembuatan kurva IPR dimana masing-masing fasa diperlakukan secara terpisah. *Wiggins* memberikan persamaan untuk fasa air maupun minyak.



Gambar 1 . Contoh Kurva IPR *Wiggins*

- Metode *nine step design* ESP

Metode *nine step design* ESP adalah metode perhitungan manual untuk mendesain pompa ESP pada sumur-sumur *artificial lift* dengan memperhitungkan volume total dan *free gas* serta pemilihan komponen pompa ESP.

- Metode grafis desain *gas lift*

Metode grafis desain *gas lift* adalah metode perencanaan desain sumur *gas lift* dengan penentuan spasi katup secara manual dan perhitungan data *gas lift* secara manual.

## Hasil Dan Pembahasan

Sumur Beta-20 merupakan sumur produksi dengan menggunakan pengangkatan buatan berupa ESP. Analisis awal dilakukan untuk mengetahui kinerja pompa tersebut, dimana efisiensi dan keekonomian menjadi faktor utama dalam kriteria pemilihan pompa.

Pada Sumur Beta-20 unit ESP yang terpasang menggunakan tipe Reda DN1750 60Hz dengan optimum range berkisar antara 1200 hingga 2050 BFPD, dimana berdasarkan hasil tes produksi terakhir didapat laju alir fluida hanya sebesar 750 BFPD. Dari hasil tersebut dapat disimpulkan bahwa unit ESP mengalami *downthrust* yang dapat menyebabkan kerusakan pada pompa dan komponen lainnya.

Desain ulang ESP dan desain Gas Lift sebagai perbandingan dilakukan untuk dapat memilih pompa yang paling efisien bagi Sumur Beta-20. Untuk desain ulang ESP dipilih pompa Reda D1150N 60Hz dengan optimum range 400 hingga 1650 BFPD, pemilihan pompa ini didasari dengan melihat kurva IPR Sumur Beta-20 yang masih berpotensi untuk ditingkatkan laju

alirnya. Kemudian desain ulang ESP ditentukan dengan 3 pilihan stages yaitu 98, 106, dan 115 dengan asumsi laju alir berturut-turut sebesar 80%, 85%, dan 90% dari  $Q_{max}$  yang sebesar 993,552 BFPD. Dari hasil perhitungan didapat untuk 98 stage mampu memproduksi sebesar 794,8 (254,3 BOPD) atau 80% dari  $Q_{max}$ . Untuk 106 stage dapat memproduksi fluida sebesar 844,5 BFPD (270,2 BOPD) atau 85% dari  $Q_{max}$ . Sedangkan untuk 115 stage mampu memproduksi sebesar 894,1 BFPD (286,1 BOPD) atau sama dengan 90% dari  $Q_{max}$ . Ketiga stage tersebut telah aman digunakan dengan kandungan gas dibawah 10%, sehingga tidak khawatir akan terjadinya *gas lock* karena gas bebas yang terproduksi telah melewati rotary separator sekaligus *Advance Gas Handler*.

Setelah perhitungan desain ESP selesai, dilakukan desain *Continuous Gas Lift*, metode *continuous gas lift* dipilih karena *Productivity Index* dari Sumur Beta-20 tergolong besar yaitu 0,664 STB/day/psi. Dari hasil desain didapat *continuous gas lift* menggunakan 8 katup dimana katup injeksi berada di kedalaman 4250 ft. Dengan *Continuous gas lift* didapatkan laju alir sebesar 591,5 BFPD (189,3 BOPD).

Dari hasil perhitungan pada masing-masing pompa kemudian dihitung nilai keekonomiannya, dimana parameter keekonomian yang digunakan adalah *oil lifting cost*. Untuk desain ulang ESP 98 stage *oil lifting cost* didapat sebesar 0,91 US\$/bbl, 106 stage sebesar 0,93 US\$/bbl, dimana untuk 115 stage didapat sebesar 0,883 US\$/bbl. Sedangkan untuk *Continuous Gas Lift* diperoleh *oil lifting cost* sebesar 4,254 US\$/bbl. Dari beberapa hasil tersebut dipilih desain ulang ESP 115 stage yang tergolong paling optimum dan ekonomis dengan kenaikan produksi mencapai 46,14 bbl/d terbesar dibandingkan desain lainnya, dan *Pay Out Time (POT)* selama 46 hari.

Tabel 1 .Perbandingan Lifting Cost Sumur Beta-20

Artificial Lift		Q, BFPD	Q <sub>o</sub> , BOPD	Fluid Lifting Cost, US\$/bbl	Oil Lifting Cost, US\$/bbl	POT, Hari
ESP Existing		750	240	0,379	1,183	0
ESP	98 stg	794,8	254,33	0,292	0,912	142
Redesign	106 stg	844,51	270,24	0,298	0,931	70
	115 stg	894,19	286,14	0,283	0,883	46
Continuous Gas Lift		591,50	189,28	1,361	4,254	-

## Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis yang telah dilakukan, didapat beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Penerapan Unit ESP dengan pompa tipe REDA DN1750, 124 stage pada Sumur Beta-20 tidak tepat, berhubung laju alir total berada jauh dibawah *optimum range* pompa (*downthrust*) yang terpasang, sehingga dapat berakibat kerusakan pada unit pompa tersebut.
2. Desain Gas Lift dinyatakan tidak efisien untuk Sumur Beta-20 ditinjau dari *nett income* yang didapat dari perbandingan biaya gas injeksi (1 US\$/ MSCFD) dengan minyak yang dapat dijual dengan harga minyak asumsi (55 US\$/bbl). Hasil *nett income* didapat negatif jika dibandingkan dengan *nett income existing*, yang berarti bahwa *Continuous Gas Lift* tidak layak diterapkan pada Sumur Beta-20.

3. Hasil desain ulang ESP untuk Sumur Beta-20 yang tergolong paling efisien dan ekonomis adalah menggunakan pompa tipe REDA D1150N 60 Hz 115 stage, laju alir fluida 894,1 BFPD (286,1 BOPD) dan fluid lifting cost 0,283 US\$/bbl, oil lifting cost sebesar 0,883 US\$/bbl dengan POT selama 46 hari.
4. Dari hasil analisis, disarankan untuk melakukan desain ulang ESP menggunakan tipe pompa REDA D1150N karena titik kerja pompa tersebut berada pada titik efisiensi sebesar 59,5% yang mana mendekati titik maksimal efisiensi sebesar 60%. Sehingga laju produksi Sumur Beta-20 menjadi optimum dan efisien.

### Daftar Simbol

Bg	= faktor volume gas, bbl/SCF
BHT	= <i>bottom hole temperature</i> , °F
Bo	= faktor volume formasi minyak, bbl/STB
C	= <i>conversion</i> , 120
Ct	= <i>temperature correction</i>
Fo	= fraksi minyak, %
Fw	= fraksi air, %
Gf <sub>avg</sub>	= Gradien fluida rata-rata, psi/ft
GLR	= <i>Gas Liquid Ratio</i> , SCF/bbl
GOR	= <i>Gas Oil Ratio</i> , SCF/bbl
GT	= Gradien temperature, °F/ft
HE	= efisiensi gas handler, %
HP	= <i>horse power</i> , HP
ID	= <i>Inside Diameter</i> , inch
IPR	= <i>Inflow Performance Relationship</i>
NS	= <i>Natural Separation</i> , %
OD	= <i>Outside Diameter</i> , %
P	= tekanan, psia
Pb	= tekanan bubble point, psia
Pcsg	= tekanan casing, psia
Pd	= tekanan dome, psia
PI	= indeks produktivitas, STB/Day/psi
PIP	= <i>Pump Intake Pressure</i> , psia
Pko	= <i>kick off pressure</i> , psia
Pr	= tekanan reservoir, psia
Psc	= <i>surface closing pressure</i> , psia
PSD	= <i>Pump Setting Depth</i> , ft
Psep	= tekanan separator, psia
Pso	= <i>surface operating pressure</i> , psia
Pt	= tekanan tubing, psia
Ptro	= <i>test rack opening pressure</i> , psia
Pvc	= tekanan tutup valve, psia
Pvo	= tekanan buka valve, psia
Pwf	= tekanan alir dasar sumur, psia
Pwh	= tekanan kepala sumur, psia
P2	= <i>pump discharge pressure</i> , psia
P3	= <i>pump intake pressure</i> , psia
Q	= laju produksi, BFPD
Qg	= laju produksi gas, SCFD
Qmax	= laju produksi maksimum, BFPD
Qo	= laju produksi minyak, BOPD
Rs	= kelarutan gas dalam minyak, SCF/STB
SE	= efisiensi gas separator, %

$SG_{avg}$	= <i>specific gravity</i> rata-rata
$SGg$	= <i>specific gravity</i> gas
$SGo$	= <i>specific gravity</i> minyak
$SGw$	= <i>specific gravity</i> air
TD	= <i>total depth</i> , ft
$T_s$	= <i>surface temperature</i> , °F
$V_g$	= volume gas pada pompa, bbl/d
$V_o$	= volume minyak pada pompa, bbl/d
$V_t$	= volume total pada pompa, bbl/d
$V_w$	= volume air pada pompa, bbl/d
WC	= <i>Water Cut</i> , %
WFL	= <i>Working Fluid Level</i> , ft
Z	= faktor kompresibilitas gas
$P_{fsc}$	= <i>fluid density</i> , lb/cuft
$P_{gsc}$	= <i>gas density</i> , lb/cuft

### Daftar Pustaka

Brown, K.E, 1984, "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume I, Oklahoma : Penwell Publishing Co, The University of Tulsa.

Brown, K.E, 1984, "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume II A, Oklahoma : Penwell Publishing Co., The University of Tulsa.

Brown, K.E, 1984, "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume II B, Oklahoma : Penwell Publishing Co., The University of Tulsa.

Brown, K.E, 1977, "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume IV, Oklahoma : Penwell Publishing Co., The University of Tulsa.

Fathaddin, Taufiq, "Slide Teknik Produksi", Jakarta : Universitas Trisakti

Centrilift, 1992, "Nine Step Design ESP". Oklahoma : A Baker Hughes Company.

<http://bellampuspita.blogspot.com/2012/03/artificial-lift.html>

<https://pencarilmu.wordpress.com/2008/10/19/electrical-submergible-pump-esp/>

[http://petrowiki.org/Electrical\\_submersible\\_pumps](http://petrowiki.org/Electrical_submersible_pumps)

[http://petrowiki.org/ESP\\_system\\_selection\\_and\\_performance\\_calculations](http://petrowiki.org/ESP_system_selection_and_performance_calculations)

<http://tandem-terminal.ru/topics/drilling/oil/index.html>

REDA Pump Curve, 2011.

Rubiandini, Rudi, 2010, "Artificial Lift", Bandung : Institut Teknologi Bandung.