

Evaluasi Pemilihan *Electric Submersible Pump (ESP)* Untuk Menggantikan *Gas Lift (GL)* Di Sumur X Lapangan *Offshore Y*

Nugroho Marsiyanto ^{1,*}, Eko Prasetyo ², Aly Rasyid ³

¹ Fakultas Teknik; Universitas Bhayangkara Jakarta Raya; Jl Perjuangan Kota Bekasi, telp/fax 021-88955882; e-mail: nugroho.marsiyanto@dsn.ubharajaya.ac.id

² Fakultas Teknik; Universitas Bhayangkara Jakarta Raya; Jl Perjuangan Kota Bekasi, telp/fax 021-88955882; e-mail: eko.prasetyo@dsn.ubharajaya.ac.id

³ Fakultas Teknik; Universitas Bhayangkara Jakarta Raya; Jl Perjuangan Kota Bekasi, telp/fax 021-88955882; e-mail: aly.rasyid@dsn.ubharajaya.ac.id

* Korespondensi: e-mail: nugroho.marsiyanto@dsn.ubharajaya.ac.id

Submitted: 09/09/2022; Revised: 02/10/2022; Accepted: 10/11/2022; Published: 30/11/2022

Abstract

Well X is located in the offshore Y field, where there are 7 production wells, all of which use an artificial lift in the form of a gas lift. In this field, oil is produced from the N oil layer while the gas layer comes from the K layer. Well X was drilled in May 2013 with a target of N oil formation at a depth of 9,007 ft MD, slope (45°) and 4-1/2" Liner completion. The initial production of well X was 1,632 BOPD; 5.3 MMSCFD; 0% BSW. Well X is the only well in the Y offshore field that does not penetrate the K gas formation, so gas production from nearby wells is used to produce oil from the N formation. well-to-well gas lift. Along with production time, the reservoir pressure in the N oil layer and K gas layer has decreased, so that oil production in well X has also decreased. With changes in company policy that optimize and increase gas production to increase gas sales to the industry around the company's operational areas since early 2017, the outgoing pressure on the Y platform has increased from 210 psi to 450 psi, causing a total oil well X could not pass through and produce due to high outgoing pressure on platform Y. Well X's last production data was on January 31 2017 with oil production of 179 BOPD and 1.25 MMSCD for gas production and gas lift injection of 0.75 MMSCFD, before finally shutting down.

The selection of another artificial lift as a substitute for the gas lift has been carried out to revive well X later. Based on the alloy table made by Weatherford for the selection of artificial lifts for conditions on the Y field platform, ESP has many advantages and appropriate flexibility compared to other types of artificial lifts. The ESP type D1050N which is a mix flow ESP has been selected and after installation in well X in August 2019 it has successfully revived with a production test of 885 BFPD, 681 BOPD, and 23% water content on September 3 2019. ESP in well X has been in production for 2 years, until finally experiencing a leaky tubing problem in September 2021 and requiring a new tubing replacement job along with a new ESP replacement to revive the X well.

Keywords: *Electric Submersible Pump, Gas Lift, tubing, mix flow, injection*

Abstrak

Sumur X terletak di lapangan *offshore Y*, dimana terdapat 7 sumur produksi yang semuanya menggunakan *artificial lift* berupa *gas lift*. Pada lapangan ini, minyak diproduksi dari lapisan minyak N sedangkan lapisan gas berasal dari lapisan K. Sumur X dibor pada bulan Mei 2013 dengan target formasi minyak N di kedalaman 9.007 ft MD, kemiringan (45°) dan kompleksi 4-1/2" *Liner*. Produksi awal sumur X adalah 1.632 BOPD; 5,3 MMSCFD; BSW 0%.

Sumur X ini merupakan satu-satunya sumur di lapangan *offshore* Y yang tidak menembus formasi K gas, sehingga untuk memproduksi minyak dari formasi N digunakan produksi gas dari sumur sekitar sebagai *well-to-well gas lift*. Seiring dengan waktu produksi, tekanan reservoir di lapisan minyak N dan lapisan gas K mengalami penurunan, sehingga produksi minyak di sumur X juga mengalami penurunan. Dengan perubahan kebijakan perusahaan yang mengoptimalkan dan menaikkan produksi gas untuk peningkatan penjualan gas ke industri di sekitar wilayah operasi perusahaan sejak awal 2017, tekanan *outgoing pressure* di *platform* Y mengalami kenaikan dari 210 psi menjadi 450 psi, sehingga menyebabkan sumur minyak X tidak dapat melewati dan berproduksi akibat tingginya tekanan *outgoing* di *platform* Y. Data produksi terakhir sumur X pada tanggal 31 Januari 2017 dengan produksi minyak sebesar 179 BOPD dan 1.25 MMSCFD untuk produksi gas serta injeksi gas lift 0.75 MMSCFD, sebelum akhirnya mati.

Pemilihan *artificial lift* lain sebagai pengganti *gas lift* telah dilakukan untuk menghidupkan kembali sumur X nantinya. Berdasarkan tabel paduan yang dibuat oleh Weatherford untuk pemilihan *artificial lift* untuk kondisi di *platform* lapangan Y, ESP memiliki banyak kelebihan dan fleksibilitas yang sesuai dibandingkan dengan tipe *artificial lift* yang lain. Tipe ESP D1050N yang merupakan *ESP mix flow* telah dipilih dan setelah dilakukan pemasangan di sumur X pada bulan Agustus 2019 telah berhasil hidup kembali dengan test produksi 885 BFPD, 681 BOPD, dan kadar air 23% pada tanggal 3 September 2019. ESP pada sumur X telah berproduksi selama 2 tahun, hingga akhirnya mengalami masalah tubing bocor di bulan September 2021 dan memerlukan pekerjaan penggantian tubing baru beserta penggantian ESP baru untuk menghidupkan kembali sumur X tersebut.

Kata kunci: *Electric Submersible Pump, Gas Lift, tubing, mix flow, injeksi*

1. Pendahuluan

Lapangan Y merupakan salah satu lapangan *offshore* yang berproduksi sejak tahun 2005, dimana terdiri dari 2 lapisan produktif yaitu lapisan K gas dan N minyak. Pada awal produksi lapisan N minyak di lapangan ini diproduksi dengan *artificial lift* menggunakan *gas lift in-situ* yang mana sumber gasnya berasal dari lapisan K-1 gas. Dengan turunnya tekanan reservoir di lapisan N minyak dan tekanan reservoir di lapisan K-1 gas (sumber gas untuk *gas lift*), maka produksi minyak dari lapisan N terus mengalami penurunan.

Di lapangan *offshore* Y terdapat 7 sumur minyak saat ini dan masih menggunakan metode pengangkatan buatan/*artificial lift* jenis *gas lift* karena beberapa alasan, seperti tersedianya sumber gas dari lapisan K-1 gas yang memadai untuk digunakan sebagai *gas lift* sehingga lebih ekonomis, cocok untuk lapangan *offshore* karena memiliki sumur miring dan tidak memerlukan *space* yang besar karena keterbatasan area pada *platform offshore*. Seiring berjalannya waktu beberapa parameter sumur mengalami perubahan seperti *water cut* yang naik dan *associated gas* dari reservoir K-1 sebagai sumber untuk *gas lift* yang juga ikut berkurang, sehingga diperlukan evaluasi apakah metode *gas lift* ini masih merupakan metode *artificial lift* yang optimum ataukah ada metode *artificial lift* lain yang lebih baik untuk meningkatkan produksi minyak dan lebih ekonomis secara operasional dibandingkan dengan metode *gas lift* saat ini.

Selain *gas lift*, terdapat beberapa metode *artificial lift* yang lain seperti ESP (*Electrical Submersible Pump*), SRP (*Sucker Rod Pump/Pompa Angguk*), PCP (*Progressive Cavity Pump*), HPU (*Hydraulic Pumping Unit*) dan lain sebagainya. Untuk memilih metode *artificial lift* lain yang sesuai sebagai alternatif pengganti *gas lift*, maka dilakukan proses *screening* metode *artificial lift* yang paling cocok untuk sumur X di lapangan *offshore* Y. Pemilihan metode *artificial lift* ini didasari dengan membandingkan kelebihan dan kekurangan masing-masing metode *artificial lift* yang sesuai dengan tipe kompleksi sumur, lokasi sumur, kondisi lingkungan sekitar, jenis tenaga pendorong reservoir, dan kesediaan sumber tenaga yang dibutuhkan untuk masing-masing metode tersebut. Sumur X ini merupakan sumur pertama yang akan dilakukan penggantian metode produksi dari *gas lift* ke tipe *artificial lift* lain yang sesuai dan nantinya akan diikuti oleh sumur produksi lainnya yang menggunakan *gas lift* di lapangan Y ini.

Berdasarkan kajian untuk menggantikan *gas lift* di sumur X dengan beberapa jenis *artificial lift* yang lain dengan merujuk parameter-parameter kondisi reservoir lapisan N, kondisi sumur dan kondisi spesifikasi unit *artificial lift*, maka diputuskan ESP merupakan metode *artificial lift* yang baik untuk diaplikasikan di sumur X lapangan *offshore* Y ini, dimana ESP

memiliki *overall system efficiency* yang tinggi 35-50%, memiliki kapasitas pengangkatan fluida yang besar sampai 60.000 BFPD serta kondisi keterbatasan tempat di operasi offshore.

Berdasarkan forecast produksi gas, diperkirakan gas di lapisan K akan mencapai RF 62% pada tahun 2021, sehingga pada tahun 2021 dan 2022 akan dilakukan reaktivasi lapisan minyak N dengan melakukan konversi pemasangan ESP pada beberapa sumur untuk menggantikan metode gas lift untuk menentukan strategi pengurusan dan sumur X adalah kandidat sumur pertama di lapangan offshore Y untuk program konversi ini. Selain untuk meningkatkan pencapaian produksi minyak dengan pemasangan ESP di lapisan N lapangan offshore Y ini juga untuk memaksimalkan pengurusan cadangannya. Dan pada kajian ini adalah melakukan pemasangan ESP pada sumur X untuk menggantikan Gas Lift yang sudah tidak efektif lagi untuk mengangkat fluida dari lapisan minyak N dikarenakan sumber gas yang berasal dari lapisan K gas sudah mengalami penurunan.

2. Metode Penelitian

Evaluasi ini bersifat kualitatif dan kuantitatif, dimana menggunakan data primer dari lapangan Y yang mulai berproduksi sejak tahun 2005 dan merupakan lapangan dari salah satu perusahaan yang memiliki wilayah kerja di lepas pantai di Indonesia.

Metode penelitian yang dilakukan pada evaluasi ini terdiri dari beberapa tahapan yaitu:

a. Evaluasi Permasalahan

Permasalahan yang terjadi pada lapangan offshore Y yaitu masalah optimasi produksi dari sumur-sumur minyak dari formasi minyak N, sehingga perlunya dilakukan evaluasi masalah yang terjadi pada metode *artificial lift* saat ini yaitu *gas lift* dan melakukan *screening* untuk pemilihan metode *artificial lift* lain sebagai pengganti yang berpotensi untuk meningkatkan produksi minyak disamping adanya kebijakan perusahaan dimana akan melakukan pemanfaatan gas yang semula dipakai sebagai sumber energi *gas lift* yang nantinya produksi gas akan dijual, sehingga sumber gas dari formasi gas K akan menurun produksinya dan akan berkurang tekanan reservoirnya.

b. Pengumpulan Data & Pemilihan Tipe Artificial Lift

Pada tahapan ini dilakukan pengumpulan data primer dilapangan *offshore* Y yang di butuhkan untuk evaluasi metode *gas lift* eksisting dan *screening* pemilihan metode *artificial lift* yang sesuai. Data yang dikumpulkan meliputi: data reservoir, data fisik sumur, data deviasi atau *trajectory*, gambar diagram sumur, data uji produksi sumur beserta table perbandingan metode-metode *artificial lift* yang dapat diaplikasikan untuk optimalisasi produksi berdasarkan parameter-parameter reservoir dan kondisi lapangan.

c. Desain Artificial Lift Yang Dipilih

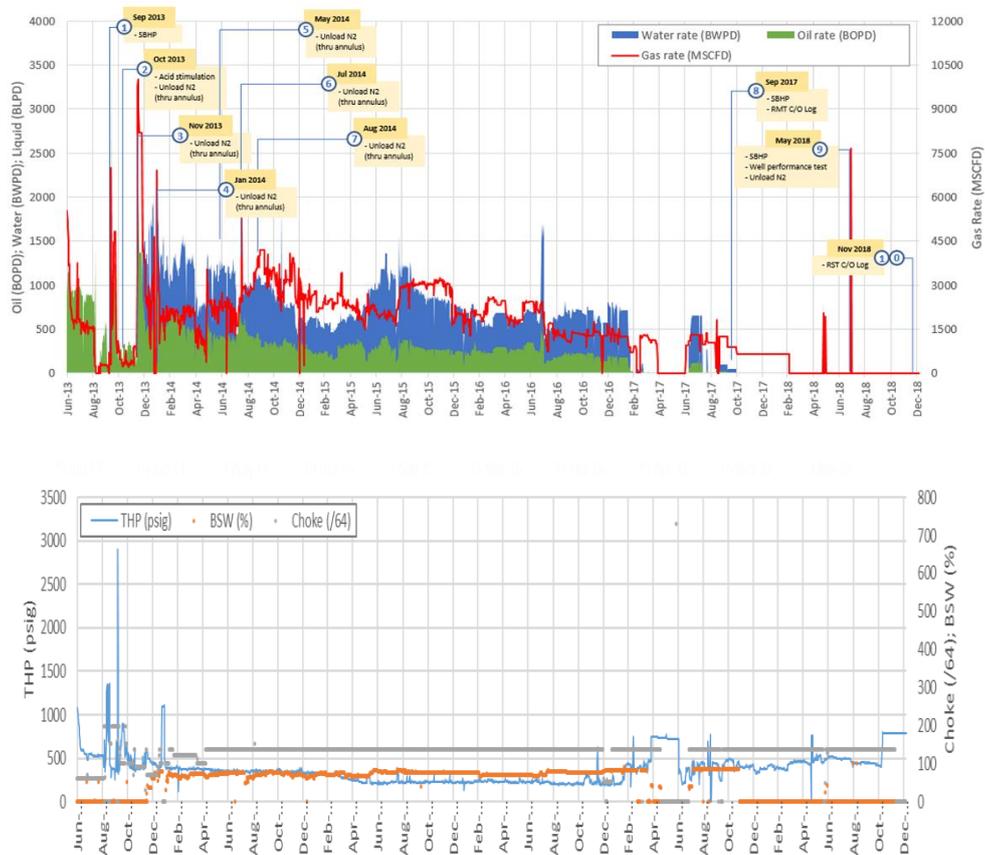
Setelah pemilihan tipe *artificial lift* yang dipilih ditentukan, maka dilakukan perhitungan-perhitungan secara teknis untuk pembuatan kurva IPR, penentuan tipe spesifikasi *artificial lift* tersebut berdasarkan kemampuan produksi, kemampuan dalam mengatasi masalah-masalah kondisi reservoir seperti kepasiran, produksi gas yang tinggi, jenis minyak seperti minyak yang mengandung paraffin dan lain sebagainya.

3. Hasil dan Pembahasan

Sumur X merupakan salah satu sumur minyak di lapangan offshore Y yang berproduksi dari formasi minyak N. Sumur ini dibor pada Mei 2013 dengan target formasi N di kedalaman 9.007 ft MD, kemiringan (450) dan kompleksi 4-1/2" Liner. Produksi awal 1.632 BOPD; 5,3 MMSCFD; BSW 0%. Sumur X ini merupakan satu satunya sumur di lapangan Y yang tidak menembus formasi K gas sehingga untuk memproduksi minyak dari formasi N digunakan produksi gas dari sumur sekitar sebagai well-to-well gas lift.

Seiring dengan makin turunnya tekanan reservoir di formasi minyak N dan di formasi gas K sebagai gas source di lapangan Y, maka untuk menjaga produksi minyak tetap optimal, diperlukan pemasangan artificial lift lain sebagai pengganti gas lift yang sudah kurang optimal lagi, disamping adanya kebijakan perusahaan untuk meningkatkan pendapatan melalui pengoptimalan produksi gas yang sejalan dengan naiknya kebutuhan pasar gas di sekitar wilayah operasi perusahaan, maka sejak awal 2017 lapangan offshore Y diprioritaskan memproduksi gas dari formasi gas K. Strategi produksi gas tersebut berdampak naiknya

tekanan *outgoing* di *platform* lapangan Y dari 210 psi menjadi 450 psi, sehingga menyebabkan sumur minyak X tidak dapat berproduksi akibat tingginya tekanan *outgoing* di *platform*.



Gambar 1. Sejarah produksi dan tekanan sumur X

Hingga Desember 2018 kumulatif produksi hidrokarbon dari sumur X telah mencapai 0.468 MMBO dan 2.92 BSCF. Data terakhir uji sumur X per 31 Januari 2017, sumur berproduksi dengan oil rate sebesar 179 BOPD dan 1.25MMSCD (rate gas lift 0.75 mmscfd). Beberapa usaha telah dilakukan untuk menghidupkan kembali sumur X melalui unloading dengan N₂ dan juga pengambilan data *Static Bottom Hole Pressure* (SBHP), well performance test, RMT C/O log untuk pengumpulan data yang akan dipergunakan sebagai bahan acuan evaluasi selanjutnya.

Dengan tidak bisa berproduksinya sumur *gas lift* X dengan menggunakan metode *gas lift* tersebut, maka dilakukan evaluasi untuk penentuan metode *artificial lift* pengganti yang lebih tepat untuk sumur X agar bisa berproduksi kembali dengan optimal dan efisien. Pemilihan metode *artificial lift* mana yang cocok untuk diterapkan pada suatu sumur perlu mempertimbangkan berbagai parameter karena tidak semua metode *artificial lift* dapat diterapkan pada suatu sumur. Gambar 2 dibawah merupakan *screening* metoda *artificial lift* yang tepat sesuai kondisi sumur dan parameter-parameter reservoir menurut Weatherford sehingga dapat menjadi referensi untuk *screening* pemilihan *artificial lift* yang tepat untuk sumur X untuk diterapkan di lapangan *offshore* yang memiliki *space* atau area terbatas, kemiringan sumur, dan sumber listrik yang terbatas serta bisa memiliki kapasitas volume operasi (BFPD) yang besar sesuai dengan karakteristik reservoir dilapangan *offshore* Y.

Tabel 1. Perbandingan aplikasi metode artificial lift berdasarkan screening menurut Weatherford

Form of lift	Rod Lift	PCP	Gas Lift	Plunger Lift	Hydraulic Lift	Hydraulic Jet	ESP	Capillary Technologies
Maximum operating depth, TVD (ft/m)	16,000 4,878	12,000 3,658	18,000 4,572	19,000 5,791	17,000 5,182	15,000 4,572	15,000 4,572	22,000 6,705
Maximum operating volume (BFPD)	6,000	4,500	50,000	200	8,000	20,000	60,000	500
Maximum operating temperature (*F/*C)	550° 288°	250° 121°	450° 232°	550° 288°	550° 288°	550° 288°	400° 204°	400° 204°
Corrosion handling	Good to excellent	Fair	Good to excellent	Excellent	Good	Excellent	Good	Excellent
Gas handling	Fair to good	Good	Excellent	Excellent	Fair	Good	Fair	Excellent
Solids handling	Fair to good	Excellent	Good	Fair	Fair	Good	Fair	Good
Fluid gravity (*API)	>8°	<40°	>15°	>15°	>8°	>8°	>10°	>8°
Servicing	Workover or pulling rig		Wireline or workover rig	Wellhead catcher or wireline	Hydraulic or wireline		Workover or pulling rig	Capillary unit
Prime mover	Gas or electric	Gas or electric	Compressor	Well's natural energy	Multicylinder or electric	Multicylinder or electric	Electric motor	Well's natural energy
Offshore application	Limited	Limited	Excellent	N/A	Good	Excellent	Excellent	Good
System efficiency	45% to 60%	50% to 75%	10% to 30%	N/A	45% to 55%	10% to 30%	35% to 60%	N/A

Berdasarkan pada gambar 2 diatas dapat dilihat bahwa metode rod lift dan PCP memiliki keterbatasan tempat untuk diaplikasikan di *offshore*, sementara *plunger lift* dan *capillary technologies* memiliki volume operasi pengangkatan fluida yang sangat kecil, sedangkan *hydraulic lift* dan *hydraulic jet* memiliki system efisiensi yang lebih rendah dibandingkan dengan ESP. Dengan demikian, metode ESP merupakan metode yang sangat lebih cocok dibandingkan metode *artificial lift* yang lain untuk diterapkan di lapangan *offshore* yang memiliki *space* atau area terbatas, kemiringan sumur, dan sumber listrik yang terbatas serta memiliki kapasitas pengangkatan volume fluida (BFPD) yang besar sesuai dengan karakteristik di lapangan *offshore* Y.

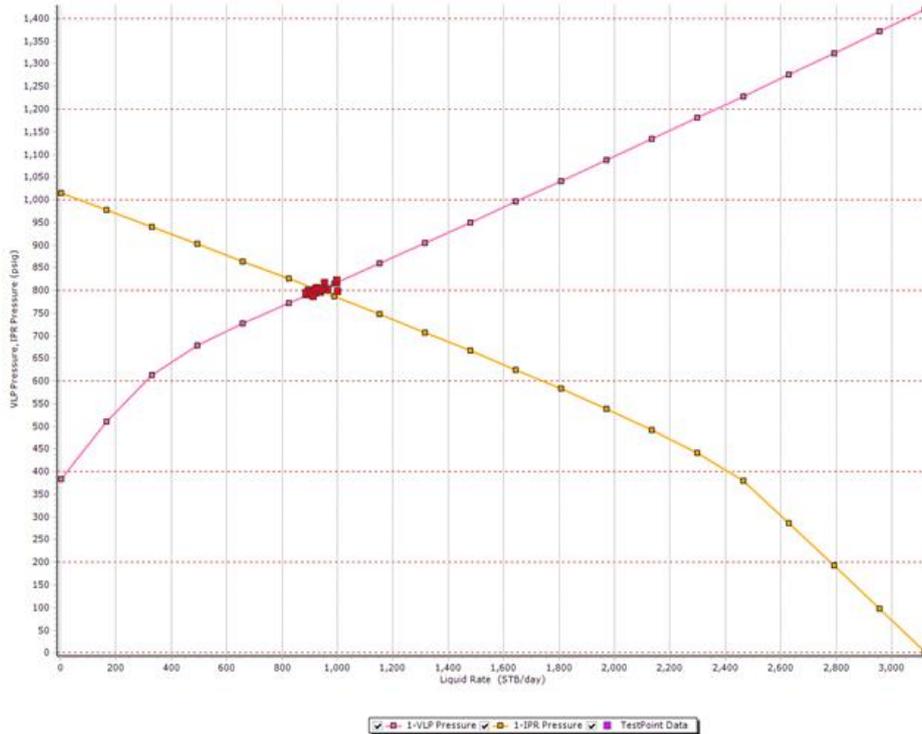
Electrical Submersible Pump adalah pompa yang dibuat atas dasar pompa centrifugal bertingkat (stage) yang terendam dalam fluida. Pompa ini digerakkan dengan motor listrik melalui suatu poros motor (shaft) yang memutar sampai sudu-sudu impeller pompa. Hal ini menimbulkan gaya centrifugal yang digunakan untuk mendorong cairan sampai ke permukaan (Putra, 2016). Keunggulan dari penggunaan pompa ESP ini yaitu dapat digunakan pada sumur miring, perencanaan dan pemilihan instalasi sederhana, dan efisiensi pompa relatif konstan selama waktu pemakaian.

Instalasi ESP pada sumur X ini merupakan pemasangan pertama sumur ESP di platform offshore Y, dan nantinya akan diikuti dengan konversi sumur-sumur gas lift yang lain menjadi sumur ESP. Berdasarkan data karakteristik reservoir dan sumur X, seperti dalam tabel 1 di bawah, maka ditentukan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan desain serta pemilihan tipe ESP yang sesuai.

Tabel 2. Data karakteristik reservoir sumur X

Tekanan reservoir (psig)	1015
Permeabilitas (mD)	50
Ketebalan formasi (ft)	55
Water cut (%)	85
GOR (SCF/STB)	3000
Kedalaman MD (ft)	9,007
Skin	0
THP (psig)	450

Dengan menggunakan model, maka kurva IPR untuk sumur X dapat diperoleh seperti dalam gambar 3.

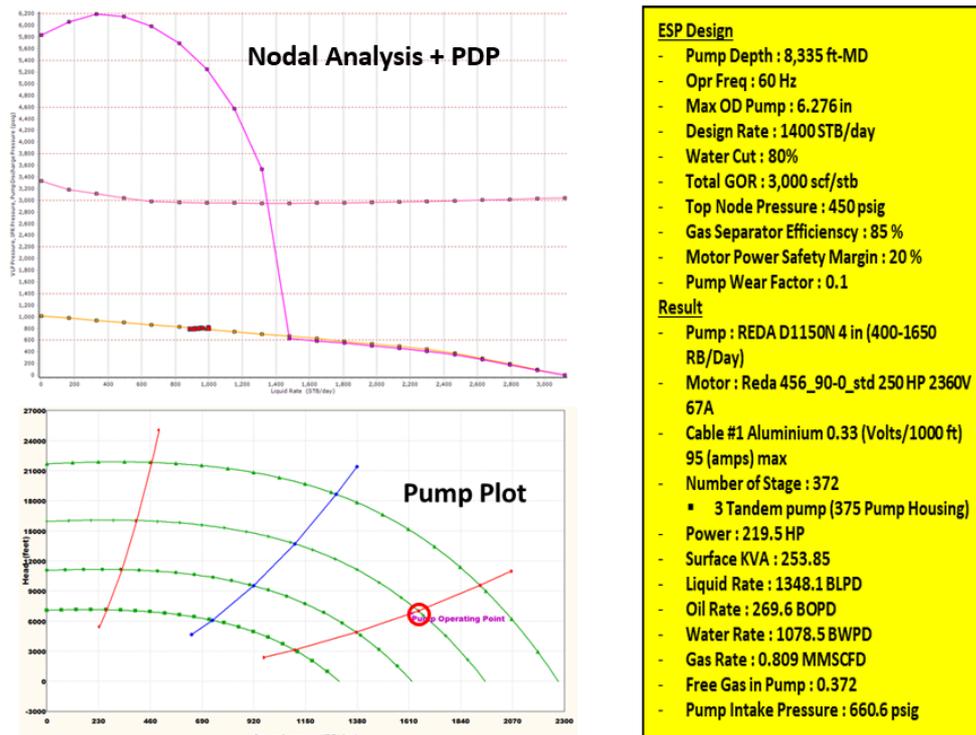


Gambar 2. Perpotongan antara kurva IPR dan VLP untuk sumur X

Ada beberapa tipe pompa ESP yang dapat berproduksi di laju aliran untuk sumur X tersebut diantara 800-1000 BFPD dan juga produksi dapat diatur nantinya dengan menggunakan peralatan *Variable Speed Drive* (VSD) dengan mengatur frekwensinya, ketika produksi fluidanya turun karena tekanan reservoir mengalami penurunan di masa yang akan daaing ataupun untuk menaikkan produksi fluida untuk lebih mengoptimalkan produksi minyaknya.

Desain ESP untuk sumur X tersebut juga mengantisipasi dengan mencoba beberapa tipe pompa ESP ang lain yang digunakan untuk mengatasi produksi gas yang cukup tinggi juga, sehingga diharapkan nantinya tidak akan terjadi masalah problem gas lock yang dapat menyebabkan pompa ESP bisa mati dan memiliki umur pompa yang relatif lebih pendek. Dari beberapa tipe ESP yang lain, dapat dilihat hasil desain ESP seperti dalam tabel 3 dibawah.

Berdasarkan hasil kurva Inflow Performance Relationshi (IPR) dapat diketahui kapasitas Absolute Open Flow (AOF) produksi sumur X dg kondisi tekanan reservoir saat ini, serta berdasarkan perpotongan IPR dengan Vertical Lift Performance (VLP) tersebut dapat ditentukan kapasitas produksi yang sesuai sehingga dapat ditentukan pemilihan jenis, tipe serta jumlah stage pompa ESP yang dibutuhkan. Sumur X ditargetkan dapat memproduksi fluida sebesar 900 – 1300 BFPD, sehingga jenis dan tipe pompa ESP yang sesuai untuk kondisi tersebut adalah pompa seri D1050N dimana jenis pompa ini merupakan tipe ESP mixed flow untuk memproduksi minyak dengan produksi gas yang cukup tinggi, serta dapat memberikan range produksi yang sangat lebar dari 265 -1458 BFPD dibandingkan dengan tipe pompa ESP yang lain yang nantinya juga akan dapat menerima produksi yang lebih rendah ketika tekanan reservoir sumur mengalami penurunan seiring dengan berjalannya waktu produksi. Tidak ada masalah kepasiran yang ditemukan selama produksi di sumur X ini, sehingga diharapkan EP ini akan memiliki run life yang cukup lama. Desain ESP tersebut juga sudah dilengkapi dengan sensitivitas frekwensi untuk melihat range produksinya.

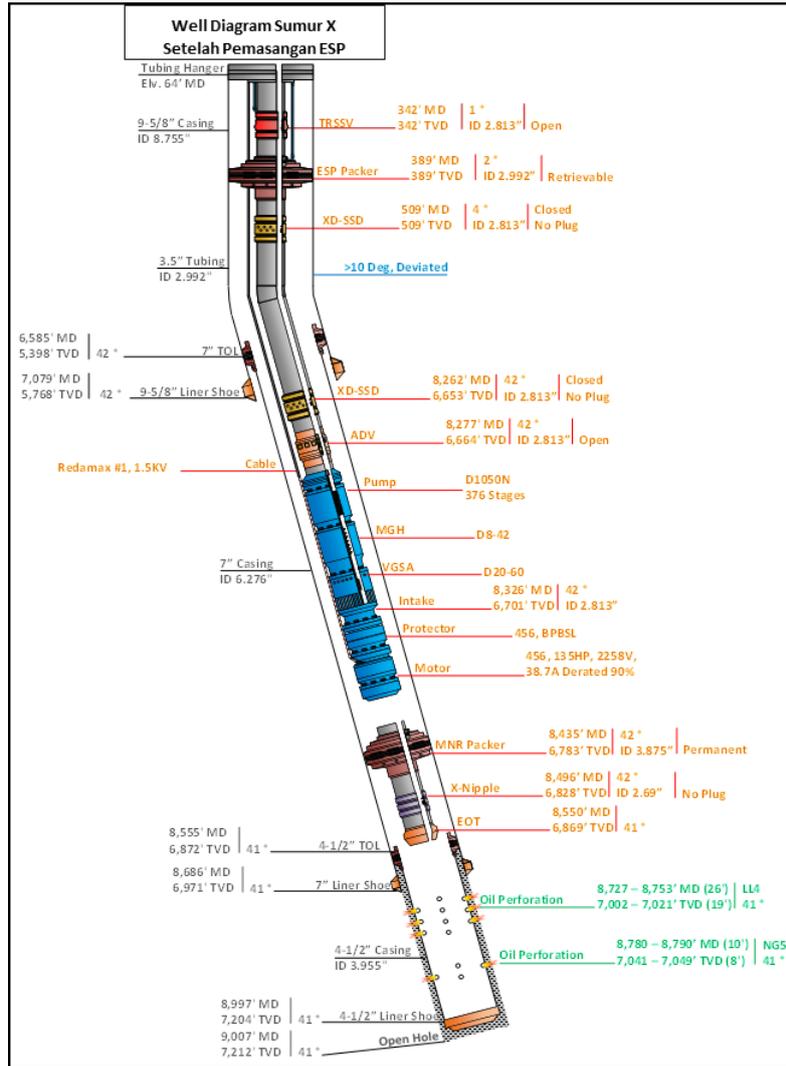


Gambar 3 Contoh desain ESP untuk sumur X

Tabel 3 Hasil beberapa desain tipe ESP untuk Sumur X

Pump Type	D 1050 N	D 1050 N	D 1050 N	D 1050 N	D 1150 N	D 1150 N	D 1150 N	D 1150 N	DN 1750	DN 1750	DN 1750	DN 1750
THP, psi	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
Operating Freq, Hz	56	55	60	60	55	54	60	60	56	54	60	60
Water Cut, %	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
BHP, psi	700	1000	700	1000	700	1000	700	1000	700	1000	700	1000
GOR Max, scf/stb	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Design Rate, STB/d	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Operation Rate, STB/d	1031	1015	1186	1211	1004	1025	1247.8	1294	1026	1027	1353	1495
Intake Pressure, psig	417	609	371	524	425.5	605	351	485	419	604	315	378
Number Stages	378	378	378	378	260	260	260	260	356	356	356	356
Gas Vol Fract at Intake, %	8.22	2.59	9.22	3.05	8.08	2.61	9.71	3.31	8.19	2.61	10.76	4.28
Pump Efficiency, %	64.4	64.3	61.75	60.77	60.37	59.69	56.33	54.61	61.3	62.27	66.26	67.91
Total Motor Load, hp	90.6	77.5	111.4	100.6	87.8	84.6	119.3	121.2	93.9	85.5	119.9	122.5
Motor Efficiency, %	83.8	84.7	82.69	83.53	85.19	85.26	83.93	83.81	84.98	85.22	83.89	83.73
Required kVA	113.46	100.93	135	124.4	116.8	113.5	147.4	149.2	122.6	114.3	148	150.45

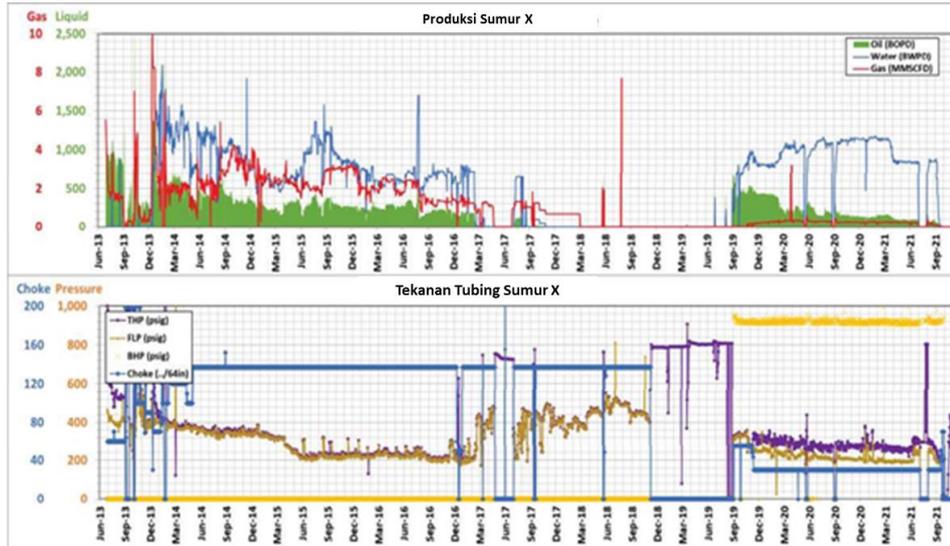
Pekerjaan pemasangan ESP di sumur X dilakukan pada bulan Agustus 2019 dengan menggunakan lift boat dan snubbing unit dan untuk sumber energi listrik beserta sistem instrumentasi dan kontrolnya menggunakan generator sementara yang disewa. Beberapa bagian dari peralatan pompa ESP antara desain dengan kondisi ketersediaan barang di pasaran juga perlu penyesuaian, seperti jumlah stages pompa dan ukuran daya motor dimana perbedaan tersebut tidak memberikan perbedaan yg terlalu signifikan pada hasil produksi dan keperluan daya listrik nantinya.



Gambar 4 Penampang sumur X setelah pemasangan ESP

Gambar 4 Penampang sumur X setelah dipasang ESP.

Setelah pemasangan ESP di sumur X selesai dan sumur bisa diproduksi kembali dengan data test awal pada tanggal 3 September 2019 dengan produksi 885 BFPD, 681 BOPD, dan kadar air 23%. Kadar air diawal produksi ini sangat rendah karena sumur sudah cukup lama mati dan berjalan dengan seiring waktu produksinya akan mengalami kenaikan sehingga produksi minyak bias berkisar sekitar 400-an BOPD selama beberapa bulan, hingga pada bulan September 2021 sumur X mati lagi. Dari semenjak pemasangan pada bulan Agustus 2019 hingga September 2021, sumur X telah berproduksi dengan ESP selama lebih dari 2 tahun, dan berdasarkan nilai keekonomisan telah menutup biaya untuk pengeluaran investasi pembelian peralatan, biaya pada waktu pemasangan maupun biaya operasi pada waktu menjaga produksinya. Berdasarkan beberapa ESP test, seperti test merger kabel ESP, test menghidupkan ESP dengan beberapa variasi frekwensi, test build up pressure pompa ESP dan beberapa test yang lain, diperkirakan masalah produksi sumur X ini berupa kebocoran pada tubing sehingga nantinya diperlukan pekerjaan sumur lagi dengan mengganti rangkaian tubing produksi yang bocor beserta kemungkinan mengganti unit ESP nya. Detil data produksi dan tekanan tubing dapat dilihat pada gambar 5 dibawah.



Gambar 5 Grafik produksi dan tekanan sumur X setelah diproduksi dengan menggunakan ESP.

Penggantian tubing baru dengan rencana penggantian unit ESP baru ini nantinya akan dilakukan secara bersamaan. Perlunya penggantian ESP baru adalah untuk mengurangi risiko mengingat biaya pemasangan ESP dengan menggunakan Rig/WHU membutuhkan biaya yang sangat besar beberapa kali lipat dibandingkan dengan harga satu rangkaian lengkap ESP unit.

4. Kesimpulan

Hasil evaluasi pada pemilihan penggantian ESP dengan gas lift pada sumur X di lapangan offshore Y dapat ditarik beberapa keimpulan sebagai berikut:

- Semakin turunnya tekanan reservoir lapisan minyak N di sumur X untuk memproduksi minyak dan semakin turunnya lapisan K gas sebagai sumber gas untuk memproduksi dengan metode gas lift seiring dengan waktu produksi, membuat produksi minyak di sumur X mengecil hingga 179 BOPD pada test produksi di Januari 2017.
- Adanya kebijakan dari perusahaan melalui pemanfaatan untuk lebih memproduksi dan menjual gas ke industri di wilayah operasi perusahaan membuat kenaikan produksi gas dan tekanan outgoing di offshore Y naik dari 210 psig menjadi 450 psig, sehingga tekanan tubing produksi sumur X tidak bisa melewati outgoing pressure platform yang menyebabkan sumur X tidak dapat berproduksi lagi karena memiliki tekanan tubing yang jauh lebih rendah.
- Perlunya penggantian *artificial lift* di sumur X dari gas lift menjadi *artificial lift* lain yang lebih sesuai dan *Electric Submersible Pump* merupakan tipe *artificial lift* yang lebih sesuai untuk kondisi sumur dan reservoir sumur X, berdasarkan proses *screening* yang merujuk beberapa proses pemilihan tipe *artificial lift* yang sesuai untuk kondisi operasi lepas pantai.
- Berdasarkan kurva IPR dan VLP sumur X, tipe ESP yang sesuai adalah tipe pompa D1050N, dimana ini merupakan tipe ESP mix flow yang untuk memproduksi minyak dan gas, serta memiliki cakupan produksi yang lebih lebar dari 265 -1458 BFPD yang dapat untuk memproduksi produksi sumur X yang sekarang ini di sekitar 885 BFPD hingga penurunan produksi masa yang akan datang ketika tekanan reservoir sudah mengalami penurunan.
- Pompa ESP tipe D1050N telah terpasang di sumur X dari Agustus 2019 dan mengalami masalah produksi di September 2021 yang diperkirakan akibat tubing produksi di sumur X ini mengalami kebocoran dan diperlukan penggantian tubing baru. ESP ini telah bekerja dengan baik selama lebih kurang 2 tahun dengan memproduksi sekitar 1000-an BFPD dengan produksi minyak lebih dari 400-an BOPD di 6 bulan pertama.

Daftar Pustaka

- H 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.
- Data-data Lapangan Sumur X Lapangan Offshore Y. (2019-2021).
- Gabor, Takack. (2009). *Electric Submersible Pump Manual Design, Operations and Maintenance*. United States of America: Gulf Publishing Company.
- Weatherford. (2005). *Artificial Lift System*.