

Implementasi Teknologi Progressive Cavity Pump (PCP) Sand Abrasive Resistance Pada Sumur Q-01 Lapangan X di Wilayah Kerja Pertamina Hulu Rokan (PHR) Regional 1

Implementation of Progressive Cavity Pump (PCP) Sand Abrasive Resistance Technology at Well Q-01 of Field X, Pertamina Hulu Rokan Regional 1

Agil Said Aqil¹, Wawan Budianta², Maria Candra Mulyani³

¹ Program Profesi Insinyur, Universitas Gadjah Mada

² Departemen Teknik Fakultas Teknik Geologi, Universitas Gadjah Mada

³ Subsurface Development Area 2, Pertamina SHU Regional 4

*Email Korespondensi : agil.said.aqil@gmail.com

Email : wbudianta@ugm.ac.id

Email : mariacandra@gmail.com

ABSTRAK

Sumur Q-01 di Lapangan X yang berada di bawah pengelolaan Zona 4 Pertamina Hulu Rokan (PHR) Regional 1 menghadapi permasalahan produksi pasir yang tinggi, sehingga sering terjadi *pump stuck* dan mengakibatkan *Loss Production Opportunity* (LPO) yang signifikan. Sistem *artificial lift* yang digunakan saat ini, yaitu *Electric Submersible Pump* (ESP), tidak mampu bekerja optimal pada kondisi fluida abrasif, dengan *run life* kurang dari 4 (empat) bulan. Hal ini menyebabkan meningkatnya frekuensi *well service*, biaya operasional yang tinggi, serta terganggunya kontinuitas produksi minyak. Sebagai solusi strategis, PHR melalui program *Networked Collaboration for New Potential* (NCNP) yang diinisiasi oleh Subholding Upstream (SHU), berkolaborasi dengan PT. SH untuk melakukan uji coba penerapan teknologi *Progressive Cavity Pump* (PCP) dengan *Sand Abrasive Resistance*. Teknologi PCP dipilih karena kemampuannya dalam menangani fluida dengan kandungan pasir tinggi. Implementasi PCP pada sumur Q-01 diharapkan mampu memperpanjang *run life* diatas 4 (empat) bulan, menurunkan frekuensi *well service*, menekan biaya operasional, serta meningkatkan produksi minyak.

Kata kunci: *Progressive Cavity Pump* (PCP); *Sand Abrasive Resistance*; *Loss Production Opportunity* (LPO)

ABSTRACT

Well Q-01 in Field X, operated under the management of Zone 4 Pertamina Hulu Rokan (PHR) Regional 1, has encountered significant production challenges due to excessive sand production. This condition frequently leads to *pump stuck* incidents, resulting in considerable *Loss Production Opportunity* (LPO). The artificial lift system currently in use, the *Electric Submersible Pump* (ESP), has proven to be inefficient under abrasive fluid conditions, with an average *run life* of less than four months. Consequently, the well requires frequent servicing, which escalates operating expenditures and disrupts the continuity of oil production. As a strategic solution, PHR, through the *Networked Collaboration for New Potential* (NCNP) program initiated by Subholding Upstream (SHU), in collaboration with PT. SH, has conducted a pilot test of the *Progressive Cavity Pump* (PCP) equipped with *Sand Abrasive Resistance* technology. The PCP was selected for its ability to handle fluids with high sand content and abrasive characteristics. The implementation of PCP in Well Q-01 is expected to achieve several key outcomes: extending the *run life* to beyond four months, reducing the frequency of well servicing operations, lowering operational costs, and enhancing oil production performance. This initiative is anticipated to provide a more reliable artificial lift solution for sand-prone wells in Zone 4, thereby contributing to improved production stability and operational efficiency in PHR Regional 1.

Keyword : *Progressive Cavity Pump* (PCP); *Sand Abrasive Resistance*; *Loss Production Opportunity* (LPO)

PENDAHULUAN

Pertamina Hulu Rokan (PHR) Regional 1 merupakan salah satu dari lima regional di bawah pengelolaan Subholding Upstream (SHU) PT Pertamina (Persero) yang memiliki mandat dalam kegiatan eksplorasi, eksploitasi, dan produksi minyak serta gas bumi di wilayah barat Indonesia, khususnya Pulau Sumatra. PHR Regional 1 mengelola 39 wilayah kerja yang tersebar dari Provinsi Aceh hingga Sumatera Selatan, yang mencakup wilayah kerja Pertamina EP (PEP), Pertamina Hulu Energi (PHE), Mitra Kerja, serta Non Operator.

Hampir seluruh wilayah kerja yang dikelola PHR termasuk dalam kategori *mature field* dengan karakteristik penurunan produksi (*declining production phase*). Kondisi ini menuntut upaya berkelanjutan untuk menjaga tingkat produksi agar tetap optimal melalui berbagai inisiatif, seperti kegiatan eksplorasi dan eksploitasi (development drilling), penerapan teknologi baru, serta program efisiensi biaya. Untuk memperkuat perannya, PHR Regional 1 membawahi tiga anak usaha utama, yaitu: Zona 1 (Sumatra Utara & Tengah), Zona Rokan (Riau), dan Zona 4 (Sumatra Selatan). Sejalan dengan waktu berproduksi terjadi penurunan tekanan reservoir dan keadaan ini menyebabkan berkurangnya nilai ekonomis sumur tersebut, sehingga harus segera diatasi agar dapat berproduksi secara optimal. Permasalahan sumur yang telah mengalami penurunan kemampuan berproduksi yang diakibatkan oleh penurunan tekanan reservoir dapat diatasi dengan cara metoda pengangkatan buatan (*artificial lift*). (Brown,1977)Tujuannya adalah mengangkat fluida dari dasar sumur ke permukaan dan mencapai laju produksi yang diinginkan.

Salah satu inisiatif unggulan yang diimplementasikan di Regional 1 adalah program *Networked Collaboration for New Potential* (NCNP). Program ini merupakan bentuk sinergi internal Subholding Upstream (SHU) yang bertujuan mempercepat adopsi solusi teknis dan inovatif guna mengoptimalkan potensi produksi migas serta meningkatkan efisiensi biaya operasional. Melalui mekanisme uji coba bersama mitra penyedia jasa teknologi, NCNP berperan strategis dalam mengidentifikasi potensi produksi baru dari sumur eksisting, mengatasi hambatan operasional yang mengganggu lifting, serta meningkatkan efektivitas operasional. Mekanisme program NCNP ini selama masa uji coba yang ditentukan berhasil maka program ini dapat dinyatakan berhasil atau *cure* maka biaya teknologi akan dibayar setelah masa uji coba, jika tidak berhasil atau *no cure* biaya teknologi tersebut tidak dibayarkan. Program ini sekaligus mendukung pencapaian target produksi nasional baik dari sisi volume maupun *cost effectiveness*.

Meskipun berbagai upaya telah dilakukan, tantangan operasional masih cukup besar. Data menunjukkan bahwa pencapaian *Loss Production Opportunity* (LPO) minyak di PHR Regional 1, khususnya di Zona 4, mencapai 936 BOPD (barrels of oil per day) atau sekitar 3,90% dari total produksi minyak Zona 4. Tingginya LPO ini sebagian besar disebabkan oleh permasalahan *Artificial Lift Equipment, Equipment Integrity*, serta *Well Program Surveillance*. Faktor-faktor tersebut menunjukkan bahwa diperlukan strategi teknologi yang tepat guna menekan tingkat LPO, meningkatkan keandalan fasilitas produksi, dan memastikan kesinambungan operasi migas di wilayah kerja PHR Regional 1.

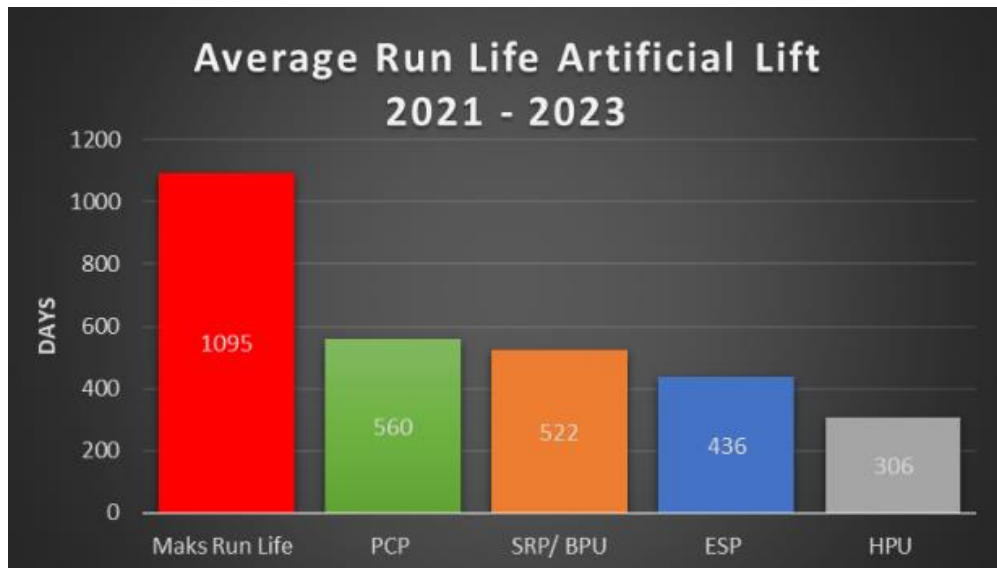
Tabel 1. Realisasi LPO Minyak & Gas Zona 4

		REGION 1	
Category	Type Cause	LPO - OIL YTD (BO)	LPO - GAS YTD
Inspection & Maintenance	Planned	4,615	12.87
Well Program & Surveillance		30,939	196.04
Machinery	Unplanned	13,656	116.11
Power, Distribution & Trans.		16,908	11.25
Process		27,427	90.58
External		23,371	47.91
Equipment Integrity		34,476	83.54
AL Surf. & Downhole Equip		171,184	106.23
Reservoir Damage		2,652	0.68
Ratio Gas Liquid		1,422	
Reservoir Pressure		6,546	10.83
Water Cut		8,185	137.68
TOTAL			341,381

Pada Tabel 1 diatas menunjukkan realisasi *Loss Production Opportunity* (LPO) minyak dan gas di PHR Regional 1, khususnya pada Zona 4. Dari tabel tersebut dapat dilihat nilai ini menempatkan *artificial lift* sebagai faktor dominan dalam penyebab kehilangan produksi di Zona 4. LPO yang dihasilkan dari kegagalan *artificial lift* mencapai 469 BOPD atau sekitar 2,0% dari total produksi minyak Zona 4. Angka ini mencerminkan bahwa sistem pengangkatan buatan (*artificial lift*) memiliki kontribusi signifikan terhadap penurunan keandalan operasi dan efisiensi produksi. Salah satu yang berperan dalam tingginya LPO *artificial lift* ini adalah *Sand Production*, atau produksi pasir berlebih yang mengakibatkan pompa tersumbat dan aus. Permasalahan produksi pasir (*sand production*) menempati posisi penting karena secara langsung menyebabkan kegagalan *downhole pump* dan memperpendek umur operasi (*run life*) pompa. Fenomena ini berdampak pada meningkatnya frekuensi intervensi sumur, biaya operasional yang tinggi, serta kontinuitas produksi yang terganggu. Di beberapa sumur bahkan ditemukan kondisi lebih kompleks, seperti fenomena *propan backflow* pasca pekerjaan *hydraulic fracturing*, yang dapat membuat kerusakan pada peralatan *artificial lift*. Kondisi tersebut menunjukkan pentingnya dalam pemilihan desain dan teknologi *artificial lift* yang sesuai dengan karakteristik reservoir dan dinamika produksi. Lapangan X di Zona 4, permasalahan kepasiran bukanlah isu sporadis pada beberapa sumur khususnya sumur Q-01. Kondisi reservoir ini menyebabkan produksi pasir dalam jumlah signifikan dan meningkatkan risiko kegagalan *artificial lift* yang disebabkan karena ketidaksesuaian penggunaan *artificial lift* khususnya ESP atau HPU dalam menghadapi permasalahan kepasiran. Akibatnya, *run life* sumur menjadi pendek dan produksi minyak tidak tercapai secara optimal. Dengan demikian, penelitian ini berfokus pada upaya implementasi teknologi *artificial lift* alternatif yang mampu mengatasi pada kondisi fluida abrasif dengan tingkat kepasiran tinggi, guna mengurangi LPO, memperpanjang umur operasi sumur, serta mendukung keberlanjutan produksi migas di lapangan X Zona 4.

METODE PENELITIAN

Metode penelitian ini didasarkan pada analisis data historis *run life artificial lift* yang beroperasi di lapangan wilayah kerja Zona 4 Pertamina Hulu Rokan (PHR) Regional 1 pada periode Januari 2023 hingga Juni 2024. Data tersebut mencakup performa berbagai jenis teknologi *artificial lift*, yaitu *Electric Submersible Pump* (ESP), *Progressive Cavity Pump* (PCP), *Sucker Rod Pump* (SRP), serta *Hydraulic Pumping Unit* (HPU). Dari hasil telaah awal, ditemukan bahwa kinerja *artificial lift* di lapangan masih belum optimal. Faktor-faktor teknis yang berpengaruh di antaranya kondisi *reservoir*, jenis fluida, karakteristik pasir, kesesuaian desain pompa, serta aspek operasional dan perawatan.



Gambar 1. Average Run Life Artificial Lift Zona 4

Analisis awal penelitian kemudian difokuskan pada kasus rendahnya *run life* ESP dan HPU, yang rata-rata tidak lebih dari empat bulan. Penyebab utama rendahnya umur operasi tersebut ditelusuri melalui kajian *sand cut analysis* serta laporan kegagalan ESP yang terdokumentasi. Hasil pemetaan menunjukkan bahwa

tingkat kepasiran yang tinggi di sumur produksi merupakan salah satu faktor dominan yang mempercepat kegagalan pompa.

Berdasarkan evaluasi tersebut, penelitian ini menyusun kriteria pemilihan kandidat sumur untuk implementasi PCP, dengan mempertimbangkan potensi produksi minyak, tingkat permasalahan kepasiran, riwayat *run life* ESP yang rendah, serta adanya indikasi masalah tambahan seperti fenomena *propan backflow* pasca pekerjaan *hydraulic fracturing*. (Nelik, 2005) Progressive Cavity Pump (PCP) adalah salah satu alat yang digunakan dalam metoda artificial lift, PCP sangat baik diaplikasikan pada sumur yang mengandung pasir, mampumengatasi problem minyak parafin dan tidak menyebabkan *gas lock* pada sumur produksi. *Progressive Cavity Pump*(PCP) merupakan jenis pompa putar (*Rotary Pump*) yang terdiri dari dua komponen utama yaitu *Rotor* dan *Strator*.

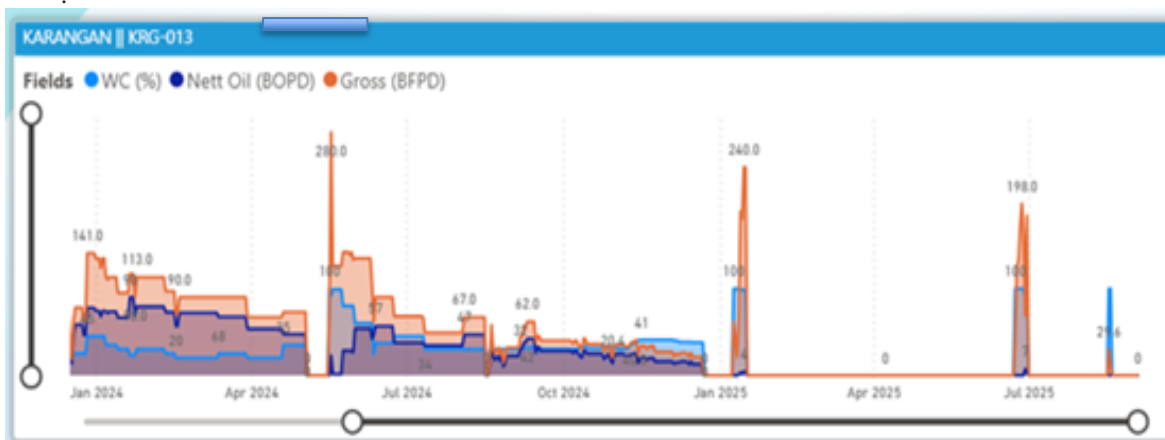
Zulkarnaen Yusuf (2020) salah satu cara untuk mengatasi permasalahan tersebut adalah dengan menggunakan *Progressive Cavity Pump* (PCP), di mana pergerakan rotor terhadap stator memungkinkan fluida produksi termasuk pasir yang terbawa untuk ikut terangkat ke permukaan, sehingga masalah pompa macet akibat akumulasi pasir dapat diatasi. Selain kemampuannya dalam menangani pasir, PCP juga memiliki efisiensi pompa yang tinggi.

Dari proses konsolidasi internal PHR Regional 1 bersama tim Zona 4, diperoleh sepuluh sumur kandidat potensial untuk uji coba teknologi PCP. Salah satu kandidat yang menjadi fokus awal adalah sumur Q-01 lapangan X, yang mengalami permasalahan *propan flow back* dan kepasiran yang tinggi dengan laju produksi 90 Bfpd, menggunakan ESP dengan *run life* hanya 102 hari sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2. Usulan Sumur NCNP PCP di Zona 4

No	Sumur	Permasalahan Sumur / Rate / Current AL / Run Life (days)
1	Q-01	Propan Flow Back, Kepasiran / 90 Bfpd / ESP/102

Salah satu sumur yang menjadi fokus utama adalah sumur Q-01, yang memiliki laju produksi minyak terakhir sebesar 90 BFPD/72 BOPD dengan water cut 20%. Sumur ini sebelumnya diproduksi dengan ESP, namun hanya mampu bertahan dengan *run life* rata-rata 102 hari. Kinerja produksi dapat dilihat pada gambar *history* produksi sumur Q-01 dibawah.



Gambar 2. *History* produksi Sumur Q-01

Hasil evaluasi pasca cabutan string ESP pada sumur X menunjukkan adanya tumpukan pasir dalam jumlah signifikan yang menjadi kegagalan sistem produksi, sehingga menimbulkan sumur mati berulang dan meningkatkan nilai *Loss Production Opportunity* (LPO). Kondisi tersebut mengindikasikan bahwa ESP tidak kompatibel untuk mengatasi permasalahan fluida abrasif pada sumur Q-01.



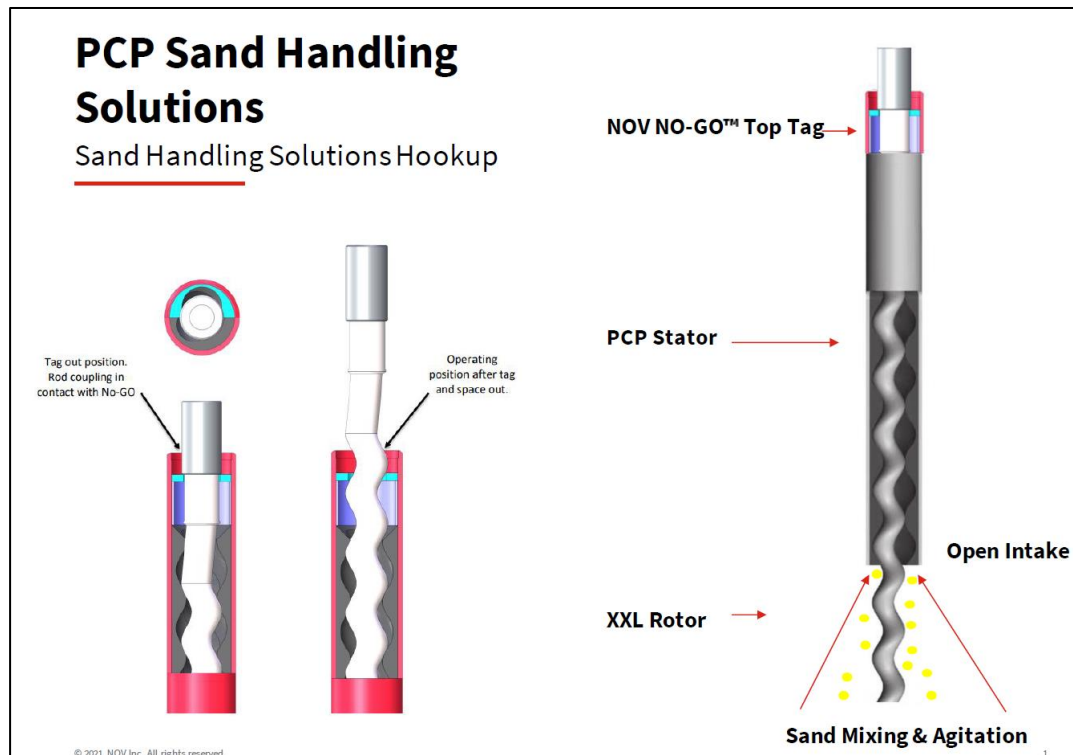
Gambar 3. Temuan pasir di dalam string ESP

Sebagai alternatif, dipilih penggunaan PCP (*Progressive Cavity Pump*) yang merupakan *artificial lift* tipe *positive displacement pump* dengan sistem *rotor-stator cavity*. Teknologi ini dipilih karena kemampuannya menangani fluida kental dan kondisi sumur berpasir, meskipun memiliki keterbatasan pada temperatur tinggi, kedalaman, dan ketahanan elastomer terhadap zat kimia tertentu.

Metode penelitian selanjutnya menekankan pada tahapan perancangan dan desain PCP yang disesuaikan dengan kondisi sumur Q-01. Evaluasi kinerja lapangan akan dilakukan secara periodik dengan memantau parameter-parameter utama, seperti *run life* sumur, kestabilan laju produksi minyak, serta frekuensi pekerjaan intervensi sumur. Dengan pendekatan ini, penelitian diharapkan dapat memberikan gambaran menyeluruh mengenai efektivitas PCP dalam meningkatkan keandalan operasi produksi sekaligus mendukung upaya peningkatan produksi minyak di Zona 4.

HASIL DAN ANALISIS

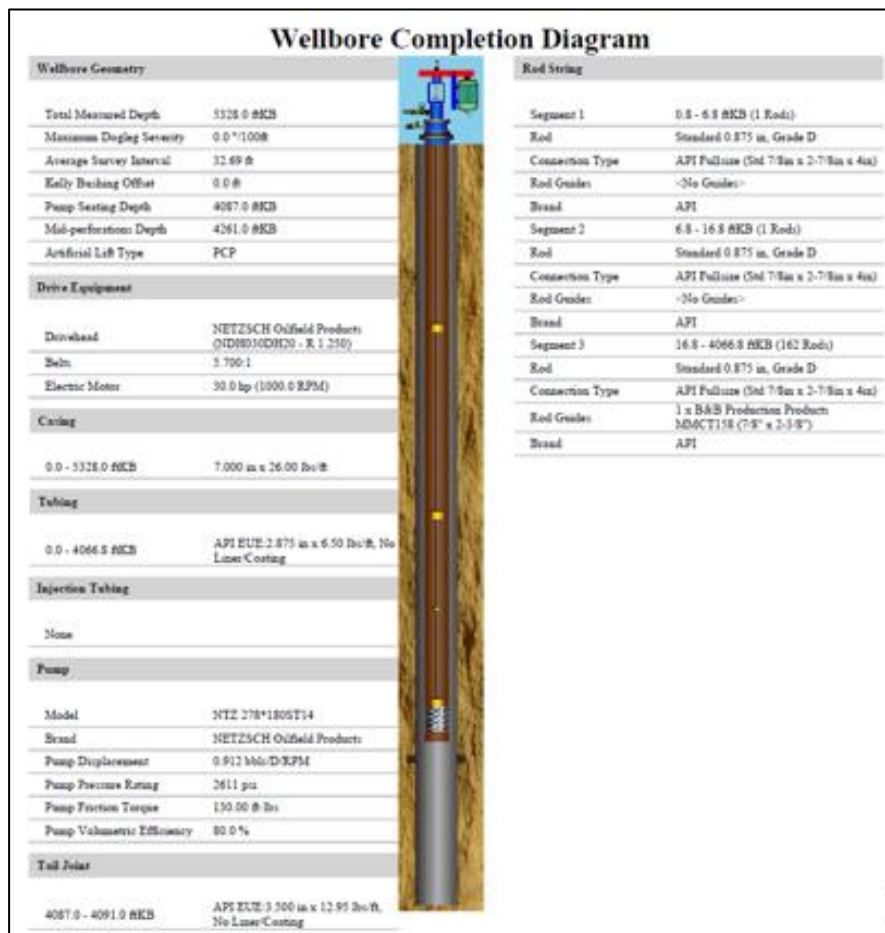
Dalam mengatasi sumur dengan permasalahan produksi pasir (kepasiran) yang menyebabkan kerusakan pada *artificial lift* dan menimbulkan potensi LPO yang signifikan, PHR Regional 1 memilih untuk menerapkan solusi inovatif melalui skema uji coba teknologi baru melalui program NCNP. Solusi yang diimplementasikan adalah penggunaan *artificial lift* jenis *Progressive Cavity Pump* (PCP) dengan teknologi *sand abrasive resistance* dan *sand diverter*, teknologi PCP ini disediakan oleh mitra penyedia jasa teknologi baru, yaitu PT. SH. Teknologi PCP yang ditawarkan memiliki fitur unggulan berupa daya tahan tinggi terhadap abrasi pasir (*sand abrasive resistance*) serta dilengkapi dengan sistem *Sand Diverter Valve Technology*, yaitu teknologi yang memungkinkan pasir terproduksi untuk dialirkan ke anulus melalui mekanisme *flushing*, sehingga mengurangi risiko akumulasi pasir pada *intake* dan mencegah terjadinya *pump stuck* atau *artificial lift failure*.



Gambar 4. Teknologi PCP *Sand Abrasive Resistance*

Design PCP yang digunakan pada sumur Q-01 tipe 14.1 dengan kapasitas gross fluid yaitu sebesar 100 BFPD. Sumur ini memiliki kedalaman total (TMD) mencapai 5.520,0 ft dengan kedalaman pompa terpasang pada 4.613,0 ft. Pada bagian *drive equipment*, sistem penggerak PCP menggunakan *drivehead* dengan spesifikasi 12T-05DTH-20-1, serta dilengkapi *electric motor* berkapasitas 50 HP dan kecepatan operasi 900 rpm. Untuk konfigurasi tubing, digunakan API EUE 2.375 in, 6.50 lbs/ft dengan *no liner-coating* pada interval 0,0 – 5.513,0 ft KBGS. Sedangkan pada bagian pompa, digunakan dengan tipe *displacement* yang memiliki kapasitas 1.125 BPD, rating pompa 1200 psi, serta kedalaman pompa yang ditetapkan 4.613,0 ft KBGS.

Bagian *rod string* terdiri atas beberapa segmen yang menggunakan kombinasi *continuous rod* dan sucker rod API Grade D, dengan diameter bervariasi antara 1.25 in hingga 0.75 in. Segmen teratas (0 – 0.65 ft KBGS) menggunakan *continuous rod* dengan ukuran 1.25 in, sedangkan segmen bawah (hingga kedalaman pompa) memakai sucker rod dengan ukuran yang lebih kecil (0.75 in dan 7/8 in) untuk menyesuaikan beban dan kedalaman kerja. Pada konfigurasi bawah, terdapat tail joint sepanjang 10 ft dengan spesifikasi API EUE 2.375 in, 6.50 lbs/ft tanpa pelapis (*no liner coating*). Interval akhir sumur berada di 4.057 – 4.093 ft KBGS dengan formasi target.



Gambar 5. PCP Design sumur Q-01

Desain penyelesaian sumur ini menunjukkan penerapan teknologi PCP sebagai solusi *artificial lift*, dengan penekanan pada ketahanan terhadap fluida *abrasif* (*sand abrasive resistance*). Kombinasi rod string, tubing, serta pompa PCP dipilih untuk memberikan kinerja optimal dalam mengangkat *fluida* dari *reservoir* menuju permukaan, sekaligus meminimalkan risiko kegagalan akibat pasir yang sebelumnya menjadi permasalahan utama pada penggunaan ESP. Dengan demikian sumur Q-01 diproyeksikan dapat memberikan perpanjangan *run life* sumur dibandingkan ESP, sekaligus menurunkan frekuensi intervensi sumur. Jika keberhasilan tercapai, maka biaya operasional akibat penggantian pompa dapat ditekan, sementara stabilitas produksi minyak tetap terjaga.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisa diatas dapat disimpulkan yaitu:

1. Sumur Q-01 merupakan salah satu sumur produksi minyak di Lapangan X setelah dilakukan pekerjaan stimulasi *fracturing* propan, saat ini mengalami permasalahan produksi dengan sering terjadinya kondisi *well off*. Hal ini disebabkan oleh ketidakmampuan ESP dalam mengatasi fluida produksi yang bercampur dengan pasir, sehingga mempengaruhi stabilitas kinerja pompa atau sering terjadi *pump stuck*.
2. Untuk mengatasi permasalahan kepasiran tersebut, melalui program *Networked Collaboration for New Potential* (NCNP) yang diinisiasi oleh Subholding Upstream (SHU) menetapkan strategi penggunaan uji coba teknologi *Progressive Cavity Pump* (PCP) *Sand Abrasive Resistance* sebagai alternatif *artificial lift* pada sumur Q-01 di Lapangan X.
3. Implementasi PCP pada sumur Q-01 diharapkan dapat mengatasi permasalahan kepasiran sehingga memberikan dampak positif berupa memperpanjang *run life* sumur selama diatas 4 bulan (sesuai dengan target perjanjian), peningkatan produksi minyak, serta penurunan *nilai Loss Production*

Implementasi Teknologi Progressive Cavity Pump (PCP) Sand Abrasive Resistance Pada Sumur Q-01 Lapangan X di Wilayah Kerja Pertamina Hulu Rokan (PHR) Regional 1 (Agil Said Aqil¹, Wawan Budianta², Maria Candra Mulyani³)

Opportunity (LPO). Dengan demikian, teknologi PCP diproyeksikan mampu mendukung stabilitas dan kontinuitas produksi minyak di Lapangan X Zona 4 secara berkelanjutan.

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis menyampaikan penghargaan dan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada Pertamina Hulu Rokan (PHR) Regional 1, khususnya tim Zona 4, yang telah memberikan dukungan data, informasi teknis, serta kesempatan untuk melakukan penelitian ini. Ucapan terima kasih juga ditujukan tim Production Engineering Regional 1 melalui program *Networked Collaboration for New Potential* (NCNP) yang mendorong implementasi teknologi baru dalam upaya peningkatan keandalan operasi produksi. Apresiasi yang mendalam juga diberikan kepada seluruh rekan-rekan tim Production, serta tim lapangan yang terlibat dalam proses pengumpulan data, diskusi teknis, serta evaluasi implementasi teknologi *artificial lift* di sumur Q-01. Tanpa kerja sama, kontribusi, dan komitmen seluruh pihak, penelitian ini tidak dapat terselesaikan dengan baik. Akhir kata, penulis berharap hasil penelitian ini dapat memberikan manfaat nyata dalam mendukung upaya optimasi produksi minyak, peningkatan keandalan *artificial lift*, serta pengembangan solusi teknologi berkelanjutan di lingkungan PHR Regional 1.

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Pertamina Hulu Rokan. Laporan Operasi Lapangan X: Produksi dan Kinerja Artificial Lift 2023–2024. Pekanbaru: PHR; 2024.
- [2]. Pertamina Hulu Rokan (PHR). Laporan Data Historis *Run Life Artificial Lift* Zona 4 Periode Januari 2023 – Juni 2024. Pekanbaru: PHR Regional 1; 2024.
- [3]. Pertamina Hulu Rokan (PHR). Laporan Kegagalan ESP dan Hasil *Sand Cut Analysis* Sumur Produksi Zona 4. Pekanbaru: PHR Regional 1; 2024.
- [4]. Takács G. *Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance*. 2nd ed. Gulf Professional Publishing; 2017.
- [5]. Takács G. *Progressing Cavity Pumping Systems: Design, Operations and Maintenance*. Gulf Professional Publishing; 2009.
- [6]. Economides MJ, Nolte KG. *Reservoir Stimulation*. 3rd ed. Chichester: John Wiley & Sons; 2000.
- [7]. Smith J, Lea JF. *Artificial Lift Methods in Oil Production*. Richardson, TX: *Society of Petroleum Engineers* (SPE); 2016.
- [8]. Brown KE. *The Technology of Artificial Lift Methods*, Volume 2. Tulsa: PennWell Books; 1980.
- [9]. Pilehvari A, Kumar A. *Evaluation of PCP in Sand Producing Wells*. SPE Production & Facilities; 2004.
- [10]. Zulkarnaen. Y. *Sand handling using progressive cavity pump (PCP) in mangga field*; 2020.