

Evaluasi *Workover Rig N55XC-M* Untuk Program Penggantian *Electric Submersible Pump (ESP)* Pada Sumur AMR-15

Evaluation of the N55XC-M Workover Rig for the Electric Submersible Pump (ESP) Replacement Program at the AMR-15 Well

Riska Laksmi Sari^{1*}, Pijar Fitrah Ababil²

¹Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Jember, Jawa Timur, Indonesia

²Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Jember, Jawa Timur, Indonesia

Email: ¹riskalaksmi@unej.ac.id

Abstrak

Untuk menjaga, menaikkan atau memperpanjang produksi hidrokarbon pada sumur-sumur di Lapangan Sukowati, dilakukan beberapa cara antara lain dengan melakukan proses *workover* sumur. Program *workover* suatu sumur perlu dirancang dan dievaluasi secara seksama untuk menghindari adanya kegagalan proses atau terganggunya produksi hidrokarbon pada suatu sumur. Penelitian ini bertujuan untuk melakukan evaluasi kapasitas rig dilakukan pada rencana *workover* penggantian *Electric Submersible Pump (ESP)* pada sumur AMR-15. Proses evaluasi dilakukan dengan meninjau dua sistem rig yang digunakan dalam proses *workover*, yaitu *hoisting system* dan juga *circulating system*. *Rotary system* tidak dipertimbangkan karena pekerjaan yang dilakukan oleh rig hanya proses penggantian pompa ESP yang terdiri dari proses pencabutan dan pemasangan ulang *production string* beserta ESP. Parameter yang dipertimbangkan dalam perhitungan daya yang diperlukan pada *hoisting system* terdiri dari beban vertikal, berat *dragging*, berat *travelling block*, dan tegangan kabel pemboran. Total beban yang harus ditopang oleh menara adalah 277.405 lbs, sedangkan kapasitas dari menara adalah 428.000 lbs, atau dapat dikatakan menara hanya menggunakan 64% kapasitas yang dimiliki. *Horsepower* yang digunakan oleh *drawwork* adalah 525 HP. Tenaga yang dimiliki oleh rig adalah 750 HP, sehingga *drawwork* hanya menggunakan 70% dari total tenaga yang dimiliki. Tenaga yang digunakan oleh pompa hanyalah sebesar 21,83 HP.

Kata kunci: *Circulating System, Electric Submersible Pump, Rotary System, Workover*

Abstract

In order to maintain, increase or extend the production of hydrocarbons in the wells in the Sukowati Field, several methods are carried out, including by carrying out a well workover process. A workover program for a well needs to be carefully designed and evaluated to avoid process failures or disruption of hydrocarbon production in a well. This study aims to evaluate the capacity of the rig that is being carried out on the workover plan for the replacement of the Electric Submersible Pump (ESP) on the AMR-15 well. The evaluation process is carried out by reviewing the two rig systems used in the workover process, namely the hoisting system and also the circulating system. The rotary system is not considered because the work done by the rig is only the process of replacing the ESP pump which consists of removing and reinstalling the production string and the ESP. The parameters considered in the calculation of the required power in the hoisting system consist of vertical load, dragging weight, traveling block weight, and drilling cable tension. The total load that must be supported by the tower is 277,405 lbs, while the capacity of the tower is 428,000 lbs, or it can be said that the tower only uses 64% of its capacity. Horsepower used by drawwork is 525 HP. The power possessed by the rig is 750 HP, so the drawwork only uses 70% of the total power it has. The power used by the pump is only 21.83 HP.

Keywords: Circulating System, Electric Submersible Pump, Rotary System, Workover

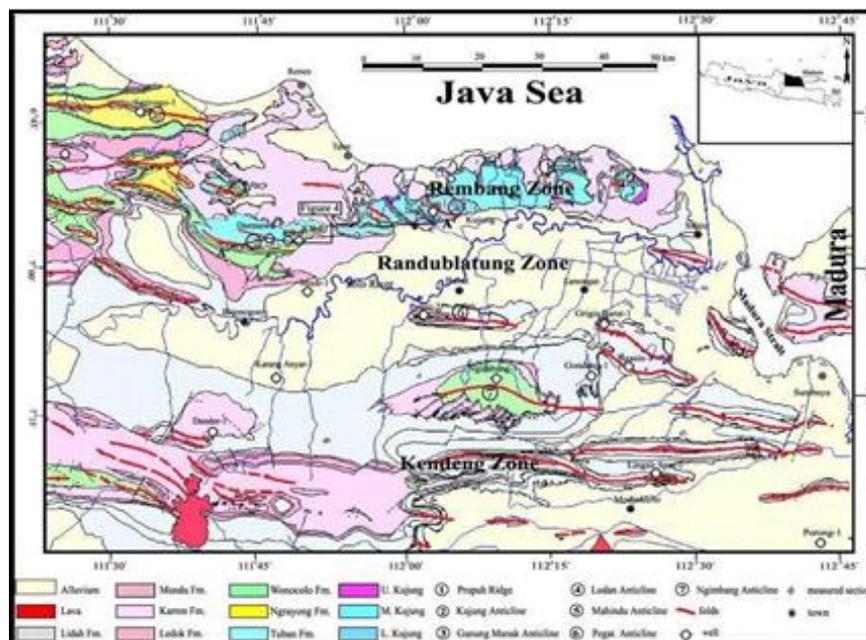
PENDAHULUAN

Cekungan Jawa Timur merupakan cekungan yang sudah banyak dilakukan kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi[1], dan Cekungan Jawa Timur Utara merupakan salah satu cekungan penghasil petroleum paling produktif di Indonesia[2]. Pada masa *Cenozoik*, Cekungan Jawa Timur dipengaruhi oleh pergerakan relatif dari lempeng India, Eurasia dan Australia dan mengalami interaksi kompleks dengan karakteristik gaya kompresional dengan sudut rendah dan perbalikan dari lapisan ekstensional yang lebih tua.

Pada akhir oligosen, Formasi Kujung diendapkan di atas Formasi Ngimbang dan berada pada tinggian basement pra-tersier dengan *reefal build-up* telah berkembang di seluruh area Jawa Timur. Sebagian *reef* berkembang di sekitar tepi pusat cekungan dengan tipe *reef-pinnacle* yang terjadi di cekungan laut dalam di mana sedimen yang terendapkan dominan *argillaceous chalky*

limestones, claystones dan *marls*. Perkembangan dari reefal karbonat berhenti pada beberapa area pada akhir pengendapan Formasi Kujung yang kemungkinan disebabkan oleh kondisi air laut yang tidak memungkinkan. Di area lain, *reef* Formasi Kujung terus berkembang sampai awal Miosen (Formasi Tuban)[3].

Pada awal Miosen, Formasi Tuban ditandai dengan perubahan endapan karbonat dari Formasi Kujung menjadi endapan siliklastik berbutir halus selama fase regresi. Sedimentasi klastik berlanjut hingga akhir Miosen dengan endapan *deep water claystones* dari Formasi Wonocolo yang disebabkan oleh kejadian tektonik kompresional utama yang menyebabkan pengangkatan dan pembalikan cekungan pada akhir Miosen. Kejadian tektonik ini menyebabkan beberapa siklus regresi dan transgresi sampai *Plio-Pleistosen* yang dikontrol oleh busur vulkanik bagian selatan[4]



Gambar 1. Geologi Regional Jawa Timur Utara

Elemen utama yang dibutuhkan untuk membentuk suatu petroleum system adalah *source rock* yang matang, jalur migrasi, batuan reservoir, mekanisme jebakan dan tutupan[4–5]. Faktor - faktor tersebut harus ada dan bekerja secara sinergi dalam ruang dan waktu untuk mengakumulasi hidrokarbon. Di Cekungan Jawa Timur terdapat beberapa dalaman dan tinggian yang membentuk suatu system *horst – graben*. Pada daerah tinggian, perlahan akan mengalami proses erosi batuan dan semakin bertambah waktu menjadi mengalami proses sedimentasi sehingga material akan tertransport pada bagian tinggian sehingga mengisi bagian rendah[1].

Lapangan Sukowati merupakan oil-bearing karbonat reservoir yang ditemukan pada tahun 2001 dan terletak di onshore Jawa Timur, Indonesia. Berdasarkan hasil log sumur AMR-02 *resevoir* minyak dari lapangan Sukowati berada di Formasi Tuban[7] yang tersusun atas napal pasir berwarna putih abu-abu, semakin ke atas berubah menjadi endapan. Batu lempung biru kehijauan dengan sisipan batu gamping berwarna abu-abu kecoklatan yang kaya akan *foraminifera orbitoid*, koral, dan *alga*. Semakin ke atas berubah menjadi batugamping pasir berwarna putih kekuningan hingga coklat kekuningan. Formasi Tuban memiliki rasio planktonik bentonik berkisar 20% - 30% diendapkan pada lingkungan sublittoral[8].

Terletak di blok Tuban, Jawa Timur dengan estimasi cadangan *in place* sebesar 308 MSTB. Lapangan ini telah memproduksi 100 juta barel minyak[9]. Lapangan saat ini dioperasikan oleh PT Pertamina EP, yang mengambil alih operasi dari Badan Operasi Bersama (JOB) Pertamina *Petrochina East Java* (PPEJ) pada pertengahan 2018. Kedalaman *reservoir* adalah sekitar 6300 ft TVDSS dengan Tekanan *reservoir* awal sebesar 2800 psi. Produksi minyak mencapai

puncaknya pada tahun 2011 di 45.000 bbl perharinya, sementara itu saat ini terdiri di 4.700 bbl per harinya untuk minyak dan 8 MMSCFD untuk gas.

Untuk menjaga, menaikkan atau memperpanjang produksi hidrokarbon pada sumur-sumur di lapangan Sukowati, dilakukan beberapa cara antara lain dengan melakukan proses *workover* sumur. *Workover* merupakan pekerjaan yang dilakukan untuk melancarkan kembali produksi sumur minyak dan gas bumi yang kurang maksimal[10]. *Workover* sumur merupakan segala kegiatan intervensi sumur minyak dan gas yang menggunakan teknik *invasive*, seperti *wireline*, *coiled tubing*, atau *snubbing*[4]. Proses *workover* yang dilakukan pada sumur Sukowati-15 atau AMR-15 antara lain berupa program pergantian pompa ESP, reperforasi pada *payzone* baru, dan *acid wash* untuk membersihkan lubang perforasi yang baru.

Program *workover* suatu sumur, perlu dirancang dan dievaluasi secara seksama untuk menghindari adanya kegagalan proses atau terganggunya produksi hidrokarbon pada suatu sumur. Berdasarkan hal itu, para penulis melakukan penelitian terkait proses evaluasi *workover* dengan program penggantian pompa ESP pada sumur di lapangan Sukowati. Evaluasi tersebut terdiri dari proses pendesainan kebutuhan tenaga dari *workover rig* dalam pekerjaan penggantian pompa ESP pada sumur AMR-15 serta evaluasi penggunaan kapasitas daya maupun kapasitas beban hasil perhitungan dengan spesifikasi *hoisting system* dan *circulating system workover rig* tersebut.

Electric submersible pump (ESP) dalam industri migas merupakan pompa *multistage* sentrifugal yang digunakan untuk mengangkat fluida dari *wellbore* dengan volume *moderate* sampai tinggi dimana pada setiap tingkat (*stage*) terdiri dari *impeller* dan *diffuser*[11]. ESP adalah salah satu metode *artificial lift* yang menggunakan

downhole pump untuk memberikan tenaga tambahan kedalam fluida di dalam sumur sehingga dapat meningkatkan produksi hidrokarbon. Tenaga listrik *disupply* dari permukaan menuju *downhole pump* (ESP) menggunakan kabel. Kinerja sistem ESP berlangsung 24/7 atau yang dikenal dengan 24 jam / 7 hari non-stop. Secara tidak langsung, produksi minyak mentah akan berlangsung tanpa henti hingga minyak mentah pada sumur minyak menipis dan tak dapat berproduksi kembali[12].

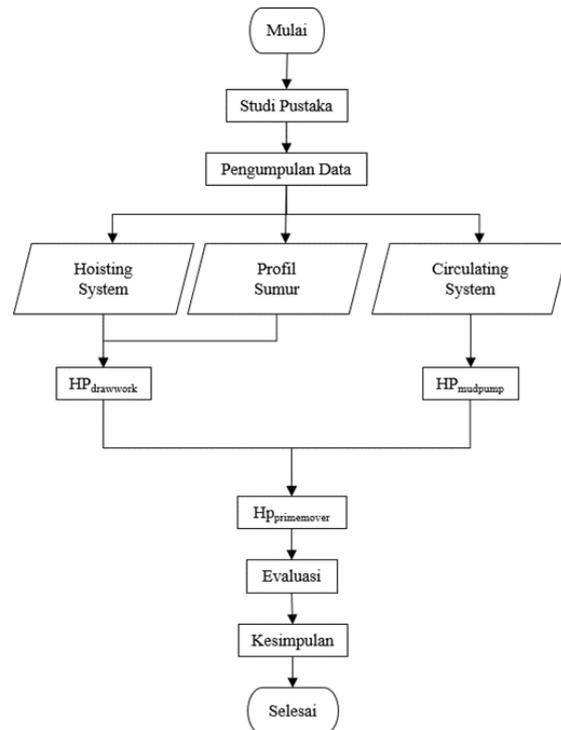
Prinsip dasar ESP adalah mengubah kerja poros menjadi energi mekanik fluida, sehingga menimbulkan tekanan rendah pada sisi hisap (*intake*) dan tekanan yang tinggi pada sisi keluar (*discharge*). Untuk melakukan hal tersebut maka pompa harus memerlukan gerak mula agar energi mekanik yang diterima diteruskan ke fluida. Dari sini baru pompa mengalirkan fluida dari satu tingkat ke tingkat berikutnya, disebabkan oleh gaya putar dari *impeller*, dimana setiap tingkatnya akan mengangkat fluida terdiri dari bagian yang berputar (*impeller*) dan bagian yang diam sebagai tempat fluidanya (*diffuser*). *Impeller* melakukan penghisapan fluida dari bawah untuk diteruskan ke *diffuser*, dan fluida yang ada di-*diffuser* akan diteruskan lagi ke tingkat paling atasnya oleh *impeller*[13].

Berdasarkan uraian di atas, Penelitian ini bertujuan untuk melakukan evaluasi kapasitas rig dilakukan pada rencana workover penggantian Electric Submersible Pump (ESP) pada sumur AMR-15.

METODE PENELITIAN

Penelitian ini dimulai dengan melakukan studi literatur yang berkaitan dengan *rig* serta pendesainan kebutuhan daya rig pada suatu pekerjaan, setelah itu dilakukan perhitungan kebutuhan daya dari dua komponen sistem rig, yaitu sistem pengangkatan dan sistem sirkulasi. Hasil

dari proses pendesainan tersebut selanjutnya akan dibandingkan dengan keadaan yang sebenarnya dan dianalisis dibahas berdasarkan faktor teknis dan non-teknis. Diagram alir penelitian ditunjukkan pada Gambar 2.



Gambar 2. Diagram Alir Penelitian

HASIL DAN PEMBAHASAN

Evaluasi kapasitas rig dilakukan pada rencana *workover* penggantian pompa ESP pada sumur AMR-15. Proses evaluasi dilakukan dengan meninjau dua sistem rig yang digunakan dalam proses *workover*, yaitu *hoisting system* dan juga *circulating system*. *Rotary system* tidak dipertimbangkan karena pekerjaan yang dilakukan oleh rig hanya proses penggantian pompa ESP yang terdiri dari proses pencabutan dan pemasangan ulang *production string* beserta ESP. Parameter yang dipertimbangkan dalam perhitungan daya yang diperlukan pada *hoisting system* terdiri dari beban vertikal, berat *dragging*,

berat *travelling block*, dan tegangan kabel pemboran. Beban *dragging* perlu dipertimbangkan karena sumur AMR-15 merupakan sumur *directional* dengan inklinasi 53.68°. Parameter yang dipertimbangkan untuk sistem sirkulasi hanyalah *pressure loss* pada *surface equipment* dan debit pemompaan. *Pressure loss* pada sistem sirkulasi hanya mempertimbangkan *surface equipment* karena pada pekerjaan penggantian ESP, *drillstring* tidak dipergunakan.

Kebutuhan Daya Hoisting System

Parameter pertama yang perlu ditentukan adalah beban vertikal yang dialami oleh rig. Beban vertikal pada pekerjaan penggantian pompa ESP ini disebabkan oleh proses pencabutan dan pemasangan *tubing* (3-1/2", 9.3 ppf, @6750 ftMD). Perhitungan dilakukan pada kondisi *tubing* sedang terangkat di udara sehingga *bouyancy factor* tidak dipertimbangkan pada perhitungan. Nilai beban vertikal yang harus diangkat oleh *hoisting system* adalah :

$$W_{Tubing} = Depth_{MD} \times Pounds$$

$$W_{Tubing} = 6750 \text{ ft} \times 9.3 \text{ lb/ft}$$

$$W_{Tubing} = 62,775 \text{ lbs}$$

Parameter selanjutnya yang perlu dihitung adalah beban *dragging* yang diakibatkan oleh inklinasi sumur sehingga menyebabkan terjadi gesekan antara *tubing* dengan dinding *casing* ketika *tubing* diangkat maupun diturunkan. Beban *dragging* maksimum akan terjadi pada lintasan dengan sudut terbesar, yaitu pada kedalaman 3319 ftMD dengan besar sudut 53,68° Nilai dari beban *dragging* adalah :

$$W_{Drag} = 0,3 \times pounder \times Depth_{MD} \times \sin \alpha$$

$$W_{Drag} = 0,3 \times 9,8 \times 6750 \times \sin(53,68)$$

$$W_{Drag} = 15.173,75 \text{ lbs}$$

Travelling block yang digunakan memiliki kapasitas sebesar 360 Ton, sehingga berdasarkan estimasi berat dari

travelling block (WTB) adalah sekitar 20.000 lbs[14].

Parameter terakhir yang perlu dihitung untuk menentukan daya yang diperlukan oleh *hoisting system* adalah tegangan *drilling line* yaitu, tegangan *deadline* dan tegangan *fastline*. Tegangan *deadline* dan *fastline* akan bernilai sama apabila *drilling line* berada dalam keadaan statis, sehingga kedua tegangan ini akan bernilai :

$$T_F = T_D$$

$$T_F = T_D = \frac{\sum W}{n (E_B)^n}$$

$$T_F = T_D = \frac{(62.775+15.173,75+20.000)}{10 (0,98)^{10}}$$

$$T_F = T_D = 11.987,76 \text{ lbs}$$

Beban total yang harus ditahan oleh rig ditambahkan dengan *margin of overpull* sebesar 100000 lbs dengan *safety factor* 1,25 adalah :

$$W_{Total} = SF \times (W_{Tubing} + W_{Drag} + T_F + T_D + MOP)$$

$$W_{Total} = 1,25 \times (62775 + 15173,75 + 20000 + 11987,76 + 100000)$$

$$W_{Total} = 277.405,33 \text{ lbs}$$

Horsepower yang dibutuhkan *drawwork* untuk mengangkat beban dengan kecepatan naik turun *travelling block* sebesar 40 ft/menit agar tidak terjadi *swab effect* adalah :

$$HP_{Dw} = \frac{W_{Total} \times Vh}{33.000} \times SF$$

$$HP_{Dw} = \frac{277.405,33 \text{ lbs} \times 40 \text{ ft/min}}{33.000} \times SF$$

$$HP_{Dw} = 420 \text{ HP}$$

Horsepower input yang perlu disediakan oleh prime mover untuk dapat memenuhi kebutuhan *horsepower* pada *hoisting system* adalah :

$$HP_{PM_{Dw}} = \frac{HP_{Dw}}{\eta}$$

$$HP_{PMDW} = \frac{420}{0,8} = 525 \text{ HP}$$

Kebutuhan Daya *Circulating System*

Parameter yang dipertimbangkan dalam menghitung daya yang diperlukan pada *circulating system* adalah *pressure loss* dan debit pemompaan. *Pressure loss* yang ditinjau hanyalah *pressure loss* pada *surface equipment*. *Mud pump* yang digunakan adalah pompa *triplex IDECO-T1000* dengan ukuran *liner 7"*, *stroke length 20"*, 70 SPM, $\eta = 90\%$ berjumlah 2 buah. *Pump factor* untuk pompa jenis ini adalah :

$$F_p = \frac{3\pi}{4} \times L_s \times \eta \times L_s^2$$

$$F_p = \frac{3\pi}{4} \times 20 \times 0,9 \times 7^2$$

$$F_p = 2.077,11 \text{ inch}^3/\text{stroke}$$

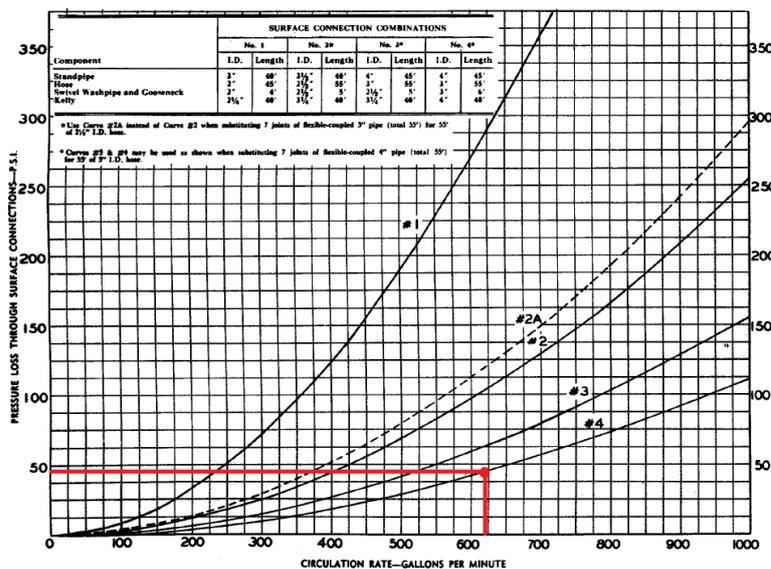
Debit pemompaan (Q) dapat dihitung dengan cara mengalikan *pump factor* dengan jumlah *stroke per menit (N)*, sehingga akan bernilai :

$$Q = F_p \times N$$

$$Q = 2.077,11 \text{ inch}^3/\text{stroke} \times 70 \text{ stroke/minute}$$

$$Q = 1453.397,7 \frac{\text{inch}^3}{\text{minute}} = 624,02 \text{ gpm}$$

Parameter selanjutnya adalah *pressure loss* yang terjadi pada *surface equipment*. Penentuan *pressure loss* menggunakan grafik *pressure loss in surface connection* seperti pada **gambar 3** di bawah. Rangkaian yang digunakan adalah model nomor 4 dengan koneksi rangkaian *standpipe 4" ID*, dan panjang 45', serta *hose* dengan 3" ID dan panjang 55'. *Pressure loss* yang didapat untuk rangkaian model nomor 4 dengan debit pemompaan sebesar 624,02 gpm adalah sekitar 48 psi.



Gambar 3. Grafik *Surface Connection Pressure Loss*

Horsepower yang diperlukan pompa agar dapat memompakan *killing fluid* menuju sumur bernilai :

$$HP_{Pump} = \frac{\Delta P \times Q}{1714}$$

$$HP_{Pump} = \frac{48 \text{ psi} \times 624,02 \text{ gpm}}{1714}$$

$$HP_{Pump} = \frac{48 \text{ psi} \times 624,02 \text{ gpm}}{1714}$$

$$HP_{Pump} = 17,47 \text{ HP}$$

Horsepower input yang perlu disediakan oleh *prime mover* untuk dapat memenuhi kebutuhan *horsepower* pada satu pompa adalah :

$$\begin{aligned}HP_{PM_{Pump}} &= \frac{HP_{pompa}}{\eta} \\HP_{PM_{Pump}} &= \frac{17,47}{0,8} \\HP_{PM_{Pump}} &= 21,83 \text{ HP}\end{aligned}$$

Beban terberat yang dialami oleh menara adalah 277.405,33 lbs, kapasitas maksimum beban yang bisa ditopang oleh menara adalah 428.000 lbs sehingga menara hanya menggunakan 64% dari kapasitas yang dimiliki. *Horsepower* yang diperlukan oleh *drawwork* adalah minimal 525 HP dengan kapasitas tenaga yang dimiliki oleh rig N55XC-M adalah 750 HP. Hal ini menunjukkan bahwa *drawwork* hanya menggunakan 70% dari total tenaga yang dimiliki.

Horsepower yang diperlukan oleh *drawwork* adalah minimal 525 HP dengan kapasitas tenaga yang dimiliki oleh rig N55XC-M adalah 750 HP. Hal ini menunjukkan bahwa *drawwork* hanya menggunakan 70% dari total tenaga yang dimiliki. Margin antara keperluan dan kapasitas yang tersedia masih cukup besar apabila ditengah pekerjaan terdapat gangguan seperti terjadi *stuck* ataupun masalah lain sehingga diperlukan operasi *fishing* yang akan menggunakan tenaga lebih besar.

Tinjauan selanjutnya adalah *horsepower* yang diperlukan oleh *circulating system* untuk dapat memompakan *killing fluid* ke dalam sumur. *Pressure loss* yang dipertimbangkan hanyalah pada *surface equipment* saja karena *killing fluid* hanya melewati *hose* dan *standpipe* saja (Takacs, 2018). *Pressure loss* yang terjadi pada *surface equipment* adalah sebesar 48 psi dengan debit pemompaan 624,02 gpm akan membutuhkan *horsepower* sebesar 21,83 HP. Kebutuhan *horsepower* pada *circulating system* masih terbilang kecil dan dapat dengan mudah *disupply* oleh *prime mover*.

KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, didapatkan kesimpulan yaitu, Proses pendesainan kebutuhan tenaga rig pada program penggantian pompa ESP pada sumur AMR-15 terdiri dari beberapa langkah. Langkah pertama adalah menentukan berat total yang akan diangkat oleh *drawwork* sehingga dapat menghitung kebutuhan daya pada *drawwork*. Langkah kedua adalah menentukan *pressure loss* dan juga debit pemompaan agar dapat menghitung daya yang diperlukan oleh *mud pump*.

Total beban yang harus ditopang oleh menara adalah 277.405 lbs, sedangkan kapasitas dari menara adalah 428.000 lbs, atau dapat dikatakan menara hanya menggunakan 64% kapasitas yang dimiliki. *Horsepower* yang digunakan oleh *drawwork* adalah 525 HP. Tenaga yang dimiliki oleh rig adalah 750 HP, sehingga *drawwork* hanya menggunakan 70% dari total tenaga yang dimiliki. Tenaga yang digunakan oleh pompa hanyalah sebesar 21,83 HP.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] M. Silaen, Y. Aribowo, and R. Setyawan, "Potensi Reservoir Batupasir Formasi Ngimbang dan Interval Umur pra-Tersier Area Silaen-10, Sub-Cekungan Kangean, Cekungan Jawa Timur Utara," *J. Geosains dan Teknol.*, vol. 4, no. 2, pp. 101–116, 2021, doi: 10.14710/jgt.4.2.2021.101-116.
- [2] P. Leonardo Manurung and O. Dewanto, "Perhitungan dan Korelasi Nilai Total Organic Carbon (TOC) di Daerah Cekungan Jawa Timur Utara," *J. Geosci. Eng. Environ. Technology*, pp. 1–7, 2021.
- [3] M. A. Afianto, "Karakterisasi Reservoir Pada Formasi Karbonat

- Menggunakan Analisa Inversi Simultan Di Lapangan ‘MAF,’” Institut Teknologi Sepuluh Nopember, 2017.
- [4] A. H. Alagorni, Z. Bin Yaacob, and A. H. Nour, “An overview of oil production stages: enhanced oil recovery techniques and nitrogen injection,” *Int. J. Environ. Sci. Dev.*, vol. 6, no. 9, p. 693, 2015.
- [5] A. Prihantini, “Analisis Petroleum System dan Risiko Geologi Di Lapisan TAF 3.2 Lapangan AP Kompleks Formasi Cibulakan Bawah Sub Cekungan Jatibarang Pada Dalaman Cipunegara,” *J. Migasian*, vol. 4, no. 2, pp. 51–62, 2020.
- [6] R. A. Noble *et al.*, “Petroleum systems of northwest Java, Indonesia,” 1997.
- [7] A. R. Wastu, A. Hamid, and W. Yanti, “Evaluasi Penggunaan Sistem Lumpur Synthetic Oil Base Mud dan KCl Polymer pada Pemboran Sumur SKW23 Lapangan Sukowati Job Pertamina Petrochina East Java,” 2016.
- [8] H. Pringgoprawiro, “Biostratigrafi dan Paleogeografi Cekungan Jawa Timur Utara Suatu Pendekatan Baru,” *Disertasi Doktor, Inst. Teknol. Bandung*, vol. 239, 1983.
- [9] F. F. Zaemi and R. C. Rohmana, “Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) untuk Pembangunan Berkelanjutan: Potensi dan Tantangan di Industri Migas Indonesia,” in *Prosiding SATU BUMI*, 2021, vol. 3, no. 1.
- [10] Y. Kalapain and L. D. Massolo, “Analisa Berat Beban Hoisting System Pada Operasi Kerja Ulang Dan Perbaikan Sumur Di Lapangan ‘Y,’” *INTAN J. Penelit. Tambang*, vol. 5, no. 1, pp. 19–22, 2022.
- [11] C. R. Aritonang, A. Atmam, and E. Zondra, “Analisis Putaran Motor Pada Electrical Submersible Pump (ESP) Menggunakan Fuzzy Logic Controller Berbasis Python,” *SainETIn J. Sains, Energi, Teknol. dan Ind.*, vol. 4, no. 1, pp. 32–39, 2019.
- [12] D. Nataliana, N. Taryana, and R. A. Akbar, “Studi Korelasi antara Kapasitas Daya Motor Electrical Submersible Pump terhadap 4 Parameter Sumur Minyak,” *ELKOMIKA J. Tek. Energi Elektr. Tek. Telekomun. Tek. Elektron.*, vol. 6, no. 1, p. 79, 2018.
- [13] G. Takacs, *Electrical submersible pumps manual: design, operations, and maintenance*. Gulf professional publishing, 2017.
- [14] A. T. Bourgoyne Jr, K. K. Millheim, M. E. Chenever, and F. S. Young Jr, “Applied Drilling Engineering Texas,” *Soc. Pet. Eng. Textb. Ser.*, pp. 42–47, 1991.