

## RINGKASAN

Lapangan Limau merupakan lapangan milik PT. Pertamina EP dengan wilayah kerja di area Sumatera Selatan. Saat ini memiliki produksi minyak harian sebesar 4.113 BOPD dan gas sebesar 10,69 MMSCFD yang diberikan oleh 11 struktur aktif. Struktur PWP, salah satu struktur aktif di Limau, memiliki sumur PWP-13 yang merupakan termasuk sumur dengan produksi minyak terbesar. Produksi harian dari PWP-13 sebesar 40 BOPD. Akan tetapi, sumur ini juga menyumbang angka low & off sebesar 4.505 bbl pada tahun 2023. Masalah dominan dari sumur ini adalah Artificial Lift yang menyumbang angka low & off sebesar 3.440 bbl. Besarnya angka tersebut disebabkan oleh rendahnya lifetime atau umur sumur akibat seringnya permasalahan putusnya sucker rod. Frekuensi terjadinya off pada sumur PWP-13 terjadi kurang dari 3 bulan sekali. Permasalahan sucker rod parted (putus) disebabkan kurang optimalnya program Sucker Rod Pump (SRP) eksisting yang digunakan untuk membuat design SRP.

Solusi dalam mengatasi permasalahan tersebut, penulis melakukan studi literatur untuk menentukan desain atau rancangan SRP yang efektif sebagai solusi untuk diterapkan di sumur PWP-13. Merujuk pada persamaan dalam API RP 11 L yang berjudul “Recommended Practice for Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems”, didapatkan bahwa program SRP eksisting harus dilakukan pemograman ulang untuk memberikan hasil design SRP yang optimal dan akurat pada sumur Pumping Unit (PU). Diperlukan tambahan database seperti susunan Taper Rod, tipe sucker rod, tipe PU (Conventional, Mark II, Air Balanced), pompa subsurface, dan parameter lainnya. Petroleum Engineering Application ini kemudian di aplikasikan di sumur PWP-13 dengan pekerjaan menggunakan rig.

Selama periode monitoring tersebut, Petroleum Engineering Application sudah mampu menjawab design SRP yang optimal dan akurat. Evaluasi ditunjukkan dari lifetime produksi setelah instalasi sudah mencapai 9 bulan lebih dan terus berjalan. Aliran fluida minyak meningkat dari 40 BOPD menjadi 90 BOPD dengan rata2 peningkatan produksi sebesar 20 BOPD. Hasil pembacaan sonolog dan dynagraph pun sudah menunjukkan hasil yang normal atau full pump. Inovasi Petroleum Engineering Application dapat di replikasi dan menjadi solusi cepat dalam menyelesaikan permasalahan sumur sumur SRP yang memiliki permasalahan sucker rod putus. Nilai NPV (Net Present Value) mencapai 693 MUSD, tingkat pengembalian internal (IRR) sangat tinggi yaitu sebesar 498 %, payback period (POT) hanya 0.189 tahun, dan profitabilitas indeks (P.I) sebesar 8.6. Optimasi desain SRP ini jelas memberikan keuntungan besar bagi perusahaan, dengan tingkat pengembalian investasi yang sangat cepat dan signifikan.

Kata kunci: Sucker rod pump parted, Disain Sucker rod pump, Petroleum Engineering Application, Incremental Oil Produce

## ABSTRACT

Limau Field is owned by PT. Pertamina EP, with its operational area located in South Sumatra. Currently has a daily oil production of 4,113 BOPD and gas production of 10.69 MMSCFD from 11 active structures. PWP is One of active structures in Limau Field. PWP-13 is highest oil-producing wells. The daily production from PWP-13 is 40 BOPD. However, this well also contributes a significant low & off production figure of 4,505 barrels during the 2023 period. The dominant issue with this well is related to the artificial lift system, which accounts for 3,440 barrels of the low & off figure. This high number is due to the short lifetime of the well, caused by frequent sucker rod failures. The well experiences downtime due to sucker rod parted at intervals of less than 3 months. The issue of the parted sucker rods is due to the suboptimal design of the existing Sucker Rod Pump (SRP) system.

As a solution to overcome this problem, the author conducted a literature study to determine an effective SRP design as a solution for well PWP-13. Referring to the equations in API RP 11 L, entitled “Recommended Practice for Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems,” it was found that the existing SRP program needed to be reprogrammed to provide an optimal and accurate SRP design for the Pumping Unit (PU). Additional data such as the taper rod arrangement, sucker rod type, PU type (Conventional, Mark II, Air Balanced), subsurface pump, and other parameters needed to be added to the database. This Petroleum Engineering Application was then applied to well PWP-13 with Rig Service.

During the monitoring period, the Petroleum Engineering Application successfully provided an optimal and accurate SRP design. Evaluation by the production lifetime after installation, which reached over 9 months and keep continues to run. The oil flow increased from 40 BOPD to 90 BOPD, with an Incremental production average of 20 BOPD. Sonolog and dynagraph readings also showed normal results, indicating a full pump. The Petroleum Engineering Application innovation can be replicated and serves as a quick solution for resolving sucker rod breakage issues in SRP wells. The NPV (Net Present Value) reaches 693 MUSD, with a very high Internal Rate of Return (IRR) of 498%, a payback period (POT) of only 0.189 years, and a profitability index (P.I) of 8.6. This SRP design optimization clearly provides substantial benefits for the company, with a very fast and significant return on investment.

Keywords: Sucker rod pump parted, Sucker rod pump design, Petroleum Engineering Application, Incremental Oil Produce