

RINGKASAN

PERENCANAAN *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP* PADA SUMUR “AB-1” DAN “AB-2” LAPANGAN “JATI”

Oleh
Antonius Bimo Anindyojati
NIM: 113200124
(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Sumur AB-1 dan AB-2 terletak di Lapangan “JATI” yang berada di Cekungan Sumatera Selatan. Sumur AB-1 yang memproduksi secara *natural flow* dengan laju produksi terakhir sebesar 95 BFPD dan q_o sebesar 73,15 BOPD dengan *watercut* 23%. Sumur AB-2 memproduksi menggunakan pompa PCP dengan laju alir terakhir sebesar 118,75 BFPD dan q_o sebesar 106,88 BOPD. Sumur AB-1 masih memproduksi secara *natural flow* sedangkan sumur AB-2 sedang mati disebabkan oleh kerusakan pada pompanya. Berdasarkan hasil screening criteria, sumur AB-1 cocok menggunakan ESP karena mempunyai PI lebih dari 0,5 STB/d/psi yaitu 0,68 STB/d/psi; minyaknya berjenis minyak ringan dengan °API sebesar 43,65, dan di lapangan ini terdapat banyak alat ESP yang tersedia. Sumur AB-2 mempunyai PI lebih kecil yaitu 0,36 STB/d/psi dan jenis minyak berat dengan °API dengan nilai 18,06 sehingga disarankan tetap menggunakan PCP dan hanya dilakukan perbaikan.

Setelah mendapatkan data, hal yang dilakukan adalah mengevaluasi produktivitas formasi menggunakan IPR metode Pudjo Sukarno 3 fasa. Selanjutnya menentukan laju produksi menyesuaikan ketersediaan pompa yaitu Novomet NFO150. Kemudian melakukan sensitivitas PSD dengan memperhatikan laju alir gas yang masuk ke *intake*. Setelah itu dapat menghitung TDH untuk menentukan banyaknya stage yang dibutuhkan. Perhitungan gas bebas juga perlu dilakukan untuk meminimalisasi masuknya gas bebas ke pompa yang dapat mengakibatkan *gas lock* dengan menentukan nilai turpin dan persentase gas bebas yang masuk ke *intake*. Jika melebihi batas kemampuan intake maka diperlukan pemasangan *rotary gas separator* untuk menanggulangi masalah gas bebas. Setelah itu dapat menentukan peralatan penunjang seperti kabel, motor, transformator, dan sebagainya.

Setelah selesai perencanaan didapatkan hasil menggunakan pompa NFO150 60hz pada kedalaman 3400 ft dengan TDH sebesar 2456,3 ft yang membutuhkan 114 stages untuk dapat memproduksi minyak dengan laju alir total sebesar 150 BFPD. Dan pemasangan *rotary gas separator* untuk menanggulangi permasalahan gas bebas.

Kata Kunci : *Electric Submersible Pump*, PSD, TDH

ABSTRACT

PLANNING OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP FOR WELLS “AB-1” AND “AB-2” IN THE “JATI” FIELD

By

Antonius Bimo Anindyojati

NIM: 113200124

(Petroleum Engineering Undergraduated Program)

Well AB-1 and AB-2 are located in the “JATI” Field within the South Sumatra Basin. Well AB-1 is producing naturally (natural flow) with the latest production rate of 95 BFPD and an oil rate (q_o) of 73.15 BOPD with a watercut of 23%. Well AB-2 is producing using a PCP pump with the latest flow rate of 118.75 BFPD and an oil rate (q_o) of 106.88 BOPD. Well AB-1 is still producing naturally, whereas Well AB-2 is currently shut down due to pump damage. Based on the screening criteria results, Well AB-1 is suitable for using ESP since it has a productivity index (PI) greater than 0.5 STB/d/psi, which is 0.68 STB/d/psi. The oil is classified as light oil with an API gravity of 43.65°, and there are numerous ESP tools available in this field. Well AB-2 has a lower PI of 0.36 STB/d/psi and is classified as heavy oil with an API gravity of 18.06°, so it is recommended to continue using PCP with necessary repairs.

After collecting the data, the steps taken include evaluating the formation productivity using the IPR method by Pudjo Sukarno for three-phase flow. Next, the production rate is determined according to the availability of the pump, namely the Novomet NFO150. Sensitivity analysis for PSD is then conducted by considering the gas flow rate entering the intake. Afterward, the Total Dynamic Head (TDH) is calculated to determine the required number of stages. Free gas calculation is also necessary to minimize the entry of free gas into the pump, which could cause gas lock, by determining the turpin value and the percentage of free gas entering the intake. If the intake exceeds its capability, the installation of a rotary gas separator is required to mitigate free gas issues.

Subsequently, supporting equipment such as cables, motors, transformers, and others can be determined. Upon completing the planning, the results show that using the NFO150 pump at 60 Hz at a depth of 3400 ft with a TDH of 2456.3 ft requires 114 stages to produce oil at a total flow rate of 150 BFPD. Additionally, a rotary gas separator is installed to address free gas problems.

Keywords : *Electric Submersible Pump, PSD, TDH*