

RINGKASAN

Lapangan Sangasanga adalah lapangan minyak yang *mature* atau *brown field*, maka sebagian besar sumur produksinya menggunakan desain *sucker rod Pump* (SRP) dengan mendominasi sebanyak 75 unit (65%) dari populasi *artificial lift*, *Hydraulic Pumping Unit* (HPU) 15 unit (13%), dan *Electric Submersible Pump* (ESP) 25 unit (22%). Berdasarkan data riwayat tahun 2018-2020 pekerjaan *well service*, kegagalan pada sumur produksi minyak dengan *artificial lift* SRP dan HPU memiliki masalah utama yaitu kebocoran *tubing* dan *sucker rod* putus hingga 23 kasus. Salah satu sumur dengan kebocoran *tubing* yaitu TGH-515 memiliki *lifetime* 196 hari dengan titik kebocoran pada *tubing joint* ke 54. Analisa terjadinya kebocoran *tubing* dan *sucker rod* putus diakibatkan adanya *mechanical wear* pada material *tubing* dan *sucker rod* dari adanya *compressive force* sehingga terjadinya *buckling*. Kebocoran *tubing* dan *sucker rod* putus akibat adanya *buckling* menyebabkan penurunan produksi minyak sehingga keuntungan perusahaan menurun.

Peneliti melakukan prediksi penentuan kebocoran *tubing* dan *sucker rod* putus akibat *buckling* dan prediksi *lifetime* sumur produksi minyak dengan *artificial lift sucker rod pump* untuk menanggulangi masalah *buckling* dan menghitung jarak *rod guide* yang ideal agar *lifetime* sumur produksi minyak meningkat. Metode yang dilakukan untuk memperkirakan *buckling point* dan *lifetime* sumur dengan cara melakukan korelasi antara data *neutral point* dan *lifetime* dengan aktual data empiris. Hasil korelasi akan menghasilkan data *Slope* dan *intercept* untuk melakukan prediksi *buckling point* dan *lifetime*. Penggunaan *sucker rod guide* pada posisi yang telah ditentukan menggunakan data *neutral point* dan penurunan *stroke per minute* (SPM) pompa dapat meningkatkan *lifetime* sumur sehingga desain sumur tidak hanya *based on production* tetapi *based on lifetime*.

Buckling yang terjadi pada sumur TGH-515 diakibatkan oleh *compressive force* sebesar 85.58 lbs dan keausan *tubing* yang diakibatkan oleh *buckling* tersebut adalah $8.17 \times 10^{-3} \text{ mm}^3$ per stroke. Hasil persamaan dengan korelasi regresi berdasarkan data empiris pada sumur TGH-515 dengan *outer diameter plunger* 2 inch dan *pump intake depth* 1825 ft adalah $Y = 1.214x - 6.199$ untuk penentuan titik *buckling* dengan hasil prediksi kebocoran pada joint ke 57 akurasi 95% dan $Y = 2.208x - 61.518$ untuk penentuan *lifetime* sumur dengan hasil kebocoran akan terjadi pada hari ke 240 akurasi 82%. Solusi untuk memperpanjang *lifetime* pada sumur *sucker rod* dengan penambahan *rod guide* secara menyeluruh dapat meningkatkan *lifetime* hingga 298 hari (rasio 1.52) dan jika penambahan *rod guide* secara menyeluruh serta dilakukan penurunan SPM dapat memperpanjang *lifetime* pompa hingga 446 hari atau dengan rasio 2,38. Peningkatan *lifetime* sumur produksi TGH-515 memberikan penghematan biaya bagi perusahaan sebesar USD 94.198 dan jika diaplikasikan pada 75 sumur *sucker rod pump* akan memberikan penghematan biaya sebesar USD 7.064.850.

ABSTRACT

The Sangasanga Field is a mature oil field or brown field, so most of the production wells use a sucker rod pump (SRP) design with 75 units (65%) dominating the artificial lift population, 15 units (13%) of the Hydraulic Pumping Unit (HPU), and Electric Submersible Pump (ESP) 25 units (22%). Based on historical data for 2018-2020 well service work, failures in oil production wells with artificial lift SRP and HPU had the main problems, namely tubing leaks and sucker rod breaks in up to 23 cases. One of the wells with tubing leaks, namely TGH-515, has a lifetime of 196 days with a leak point at the 54th tubing joint. Analysis of the occurrence of tubing leaks and sucker rod breaks due to mechanical wear on the tubing material and sucker rod from force compression resulting in buckling. Tubing leaks and sucker rod breaks due to buckling cause a decrease in oil production so that company profits decrease.

Researchers made predictions to determine tubing leaks and sucker rod breaks due to buckling and predicted the lifetime of oil production wells using an artificial lift sucker rod pump to overcome buckling problems and calculated the ideal rod guide distance so that the lifetime of oil production wells increased. The method used to estimate the buckling point and well lifetime is by correlating the neutral point and lifetime data with actual empirical data. The correlation results will produce slope and intercept data to predict buckling point and lifetime. Using a sucker rod guide in a predetermined position using neutral point data and reducing the stroke per minute (SPM) of the pump can increase the lifetime of the well so that the well design is not only based on production but based on lifetime.

The buckling that occurred in the TGH-515 well was caused by a compressive force of 85.58 lbs and tubing wear caused by the buckling was $8.17 \times 10^{-3} \text{ mm}^3$ per stroke. The results of the equation with regression correlation based on empirical data on the TGH-515 well with a plunger outer diameter of 2 inches and a pump intake depth of 1825 ft are $Y = 1.214x - 6.199$ for determining the bend point with predicted reflection results at the 57th joint with an accuracy of 95% and $Y = 2,208x - 61,518$ for determining the age of the well with the result that the leak will occur on day 240 accuracy 82%. The solution to extend the life of the suction well by adding a rod guide as a whole can increase the life up to 298 days (ratio 1.52) and if the rod guide is added thoroughly overall and reducing the SPM can extend the life of the pump up to 446 days or with a ratio of 2.38. Increasing the life of the TGH-515 production well provides savings for the company of USD 94,198 and if applied to 75 sucker rod pump wells it will provide cost savings of USD 7,064,850.