

RINGKASAN

PT. Pertamina EP Tanjung Field saat ini memproduksi dengan sistem *waterflood* dimana terdapat 137 sumur produksi dengan menggunakan *artificial lift ESP* sebanyak 20 sumur dan sisanya menggunakan *SRP*. Sebagian besar sumur – sumur di Tanjung Field merupakan sumur *commingle* dengan rata-rata zona produktif yang diproduksi sekitar 4 - 5 zona. *Scale* merupakan salah satu masalah yang sering terjadi pada sumur – sumur di Tanjung Field. Efek adanya *scale build up* di dalam lubang sumur akan berakibat pompa sumur dapat mengalami penurunan efisiensi bahkan *stuck* baik di sumur *SRP* maupun *ESP*. Hal ini akan menimbulkan kerugian dari segi produksi dan biaya yang dikeluarkan untuk melakukan perawatan sumur. Oleh karena itu perlu adanya treatment untuk menghambat terjadinya *scale build up* di dalam lubang sumur.

Metodologi dalam melakukan evaluasi optimasi pemilihan treatment *scale inhibitor* dalam menanggulangi pemasalah *pump stuck* akibat *scale built up* di Lapangan Tanjung yaitu dengan mengumpulkan data berupa data sumuran, data analisis fluida reservoir, melakukan identifikasi jenis endapan dari endapan pompa dan melakukan uji *bottle test* untuk mendapatkan jenis dan dosis *scale inhibitor* yang akan digunakan pada treatment *scale inhibitor*. Evaluasi dan monitoring hasil *scale index* sebelum dan sesudah treatment, monitoring phosphonate residual content (PRC) selama 6 bulan setelah dilakukan treatment *scale inhibitor*.

Hasil evaluasi treatment *squeeze scale inhibitor* yang dilakukan pada sumur T-ALS, T-HQQ dan T-IZA dapat dikatakan berhasil, Dengan berturunnya kandungan *scale index* pada sumur T-ALS, T-HQQ dan T-IZA, dimana sumur T-ALS dari 1.06 (positif sedang) menjadi 0.81 (Positif rendah), T-HQQ dari 1,63 (positif tinggi) menjadi 0.91 (positif rendah) dan T-IZA dari 1.8 (positif tinggi) menjadi 1.01 (positif sedang). Monitoring phosphonate residual content selama 6 bulan menunjukkan kandungan phosphonate 2.68 mg/l. Analisa Decline rate pada sumur juga terjadi penurunan yaitu sumur T-ALS dari 38.89% menjadi 21.26%, Sumur T-HQQ dari 81.43% menjadi 29.85% dan sumur T-IZA dari 102.06% menjadi 29.35%. Program treatment *scale inhibitor* dilakukan untuk mengurangi permasalahan *pump stuck* akibat *scale* sehingga kegiatan *well service* berkurang.

Kata Kunci: *Scale, Squeeze Scale Inhibitor, Bottle test*.

ABSTRACT

PT Pertamina EP Tanjung Field is currently producing under a waterflood system, with a total of 137 producing wells, including 20 wells utilizing Electric Submersible Pumps (ESP) and the remainder employing Sucker Rod Pumps (SRP). Most wells in Tanjung Field are commingled wells, with an average of 4 to 5 productive zones being produced. Scale formation is a common problem encountered in these wells. The buildup of scale inside the wellbore can reduce pump efficiency or even cause the pump to become stuck, both in SRP and ESP wells. This results in production losses and increased costs due to the required well maintenance activities. Therefore, appropriate treatment is necessary to inhibit scale buildup within the wellbore.

The methodology for evaluating and optimizing the selection of scale inhibitor treatment to address pump stuck issues due to scale buildup in Tanjung Field includes collecting well data, reservoir fluid analysis, identifying the type of deposits from the pump, and conducting bottle tests to determine the appropriate type and dosage of scale inhibitor for treatment. The evaluation also involves monitoring the scale index before and after treatment and observing phosphonate residual content (PRC) over a six-month period post-treatment.

The evaluation results of the squeeze scale inhibitor treatment conducted on wells T-ALS, T-HQQ, and T-IZA indicate success. This is shown by a reduction in scale index values: well T-ALS from 1.06 (moderately positive) to 0.81 (low positive), well T-HQQ from 1.63 (high positive) to 0.91 (low positive), and well T-IZA from 1.80 (high positive) to 1.01 (moderately positive). Phosphonate residual content monitoring over six months showed a concentration of 2.68 mg/l. A decline rate analysis also demonstrated a reduction: T-ALS from 38.89% to 21.26%, T-HQQ from 81.43% to 29.85%, and T-IZA from 102.06% to 29.35%. The scale inhibitor treatment program was carried out to mitigate pump stuck issues due to scale, thereby reducing the frequency of well service activities.

Keywords: *Scale, Squeeze Scale Inhibitor, Bottle Test.*