

INTISARI

Pada industri migas keselamatan dan kesehatan kerja menjadi bagian yang sangat penting sebagai upaya mencegah timbulnya kecelakaan akibat kerja. Salah satunya ialah terkait korosi yang terjadi di fasilitas produksi pada industri minyak dan gas bumi. Kebocoran pipa juga dapat berujung menjadi kecelakaan kerja dan pencemaran lingkungan. Korosi yang terjadi di Field AR berasal dari 2 sumur (KT-01 dan KT-02). Pada penelitian ini akan dilakukan perhitungan laju korosi dan akan ditentukan *remaining life service* dari pipa penyalur, kemudian akan ditentukan *planned maintenance* dan perhitungan *loss production opportunity*. Selain itu, dengan pemakaian korosi inhibitor maka dapat terhindar dari pelanggaran hukum UU No 32 Tahun 2009 dan PP No. 22 Tahun 2021. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui dan mengevaluasi keefektifan dan potensi risiko yang terhindar dengan adanya penggunaan korosi inhibitor serta integritas dari sistem pipa penyalur di Field AR. Penerapan standar internasional diharapkan dapat mengetahui dan mengevaluasi standar penggunaan korosi inhibitor pada fasilitas produksi kegiatan hulu minyak dan gas bumi, serta dampak lingkungan dan dampak biaya yang terhindar dari terjadinya kebocoran dan *oil spill*. Pada hasil didapatkan laju korosi pada sumur KT=01 dan KT-02 berturut – turut sebesar 0,74 dan 1,44 mpy dengan %*Inhibition* sebesar 91,28% dan 85,32%, dari yang sebelum penggunaan korosi inhibitor dengan laju korosi yakni 8,52 mpy dan 9,80 mpy . Hasil *chemical feed rate* untuk menentukan volume penggunaan yaitu sebesar 294,12 dan 137,571 liter/bulan. Penentuan $T_{required}$ sebagai salah parameter untuk perhitungan *remaining life service* dari pipa penyalur didapatkan sebesar 0,00190462 dan 0,007618479 mm. Pada sumur KT-01, setelah penggunaan korosi inhibitor adalah 7,02 tahun dibandingkan sebelumnya yakni 0,61 tahun. Pada sumur KT-02, setelah penggunaan korosi inhibitor didapatkan *remaining life* 3,57 tahun dibandingkan sebelum penggunaan korosi inhibitor yakni 0,52 tahun. Analisis matriks risiko sebelum dilakukan *treatment* dengan korosi inhibitor maka nilai probabilitas terjadinya kebocoran akibat korosi sekitar 1-2 kali dalam 1 tahun (5 = *almost*), setelah dilakukan korosi inhibitor berubah probabilitasnya menjadi 3-7 tahun sekali (3 = *moderate*). Berdasarkan matriks risikonya, sebelum penggunaan korosi inhibitor yaitu pada skala 15 (*likelihood* = 3 dan *consequences* = 5), setelah penggunaan korosi inhibitor pada skala 9 (*likelihood* = 3 dan *consequences* = 3). Nilai LPO adalah sebesar 653,44 dan 800,02 bbl dengan estimasi total penghematan sebesar Rp 1.526.905.037. Penggunaan *corrosion inhibitor* pada sumur KT-01 dan KT-02 dengan CORINH TIPE A dan dosis 25 ppm dapat menurunkan laju korosi. Penggunaan korosi inhibitor dapat memperpanjang *remaining life* pipa. Nilai risikonya dari skala 15 (tinggi) menjadi skala 9 (*moderate*). Nilai LPO yang berkurang dan nilai pendapatan yang bertambah dikarenakan jadwal *planned maintenance* yang berkurang maka didapatkan total penghematan sebesar Rp 1.526.905.037,00.

Kata kunci : *Corrosion Rate, Chemical Feed Rate, Pipe Thickness, Remaining Lifetime Service, Risk Matrix*

ABSTRACT

In the oil and gas industry, occupational health and safety are critically important to prevent work-related accidents. One of the key aspects is corrosion that occurs in production facilities. Studies show that corrosion lead to accident and environmental pollution. Corrosion occurring in AR Field originates from two wells (KT-01 and KT-02). This study is based on corrosion coupon testing with corrosion rate calculations. The remaining service life of the pipeline is then determined, which serves as the basis for defining planned maintenance and calculating LPO in accordance with PTK-005 and PTK-041. The use of a corrosion inhibitor helps avoid potential legal violations of Law No. 32 of 2009 and Government Regulation No. 22 of 2021. Objective of this paper is to determine and evaluate the effectiveness and the potential risks avoided through the use of corrosion inhibitor chemicals, as well as the integrity of the pipeline system in AR Field. By implementing international standards, it is expected to assess and evaluate the proper use of corrosion inhibitors in upstream oil and gas production facilities, as well as the environmental and cost impacts that can be avoided by preventing leaks and oil spills. Corrosion rates of 0.74 and 1.44 mpy were obtained for KT-01 and KT-02 well, with % inhibition values of 91.28% and 85.32%. The remaining life in the KT-01 well, after the use of corrosion inhibitors is 7.02 years compared to the previous 0.61 years. In the KT-02 well, after the use of corrosion inhibitors, the remaining life is 3.57 years compared to before the use of corrosion inhibitors, which is 0.52 years. Loss Production Opportunity amounted to 653.44 and 800.02 bbl, with an estimated total cost saving of IDR 1,526,905,037. Based on the risk matrix, before treatment with corrosion inhibitors, the probability of leakage due to corrosion is around 1-2 times in 1 year (5 = almost), after the corrosion inhibitor is applied, the probability changes to once every 3-7 years (3 = moderate). Based on the risk matrix, prior to using the corrosion inhibitor the risk was at scale 15 (likelihood = 3 and consequences = 5); after using the inhibitor it decreased to scale 9 (likelihood = 3 and consequences = 3). As conclusion, The use of corrosion inhibitors in the KT-01 well with CORINH TYPE A, a dose of 25 ppm is 0.74 mpy and % Inhibition is 91.28% and in the KT-02 well with CORINH TYPE A, a dose of 25 ppm is 1.44 mpy and % Inhibition is 85.32%. So the risk value is from a scale of 15 (high) to a scale of 9 (moderate). The reduced LPO value and increased revenue value due to the reduced planned maintenance schedule resulted in total savings of IDR 1,526,905,037.

Keywords : *Corrosion Rate, Chemical Feed Rate, Pipe Thickness, Remaining Lifetime Service, Risk Matrix*