

INTISARI

Penyebab terbesar kebocoran sistem perpipaan di fasilitas produksi pada industri minyak dan gas bumi adalah karena korosi. Korosi merupakan proses alamiah yang menimbulkan degradasi pada material, komponen-komponen ataupun infrastruktur dimana besarnya kerugian yang ditimbulkan proses korosi ini cukup besar yakni rata-rata sekitar 3-5 % GDP (Gross Domestic Product) dari suatu negara. Oleh karena besarnya kerugian, pencegahan korosi menjadi suatu hal yang harus dilakukan dengan serius baik dalam perencanaan, pemilihan metode yang tepat dan pelaksanaannya. Salah satu proses pencegahan korosi tersebut adalah dengan metode injeksi inhibitor.

Penelitian ini menganalisa pengaruh *inhibitor* berbasis *amine* dengan beberapa variasi konsentrasi terhadap laju korosi pipa API 5L Grade-B dalam media fluida berparaffin dalam pipa transmisi minyak Suram – Petapahan dan Petapahan - Kotabatak. Mula-mula dilakukan uji dengan variasi *temperature* tanpa inhibitor. Variasi *temperature* yang digunakan adalah 30 °C, 40 °C dan 50 °C. Dilanjutkan dengan uji variasi konsentrasi 0, 20, 40, 60, 80 dan 100 ppm terhadap laju korosi pipa dengan diameter luar 4,5 in (114,3 mm) dan tebal 0,237 in (6,02 mm).

Pengujian laju korosi menggunakan metode polarisasi potensiodinamik (Tafel plot). Hasil penelitian pada fluida Petapahan - Kotabatak menunjukkan laju korosi 10,51, 15,85, dan 46,60 mpy pada *temperature* 30 °C, 40 °C dan 50 °C. Penambahan *inhibitor* berbasis *amine* 20 ppm pada *temperature* 50 °C membuat baja tahan korosi dengan laju korosi terendah 46,10 mpy. Hasil penelitian pada fluida Suram – Petapahan menunjukkan laju korosi 12,19, 12,41, dan 29,85 mpy pada *temperature* 30 °C, 40 °C dan 50 °C. Penambahan *inhibitor* berbasis *amine* 60 ppm pada *temperature* 50 °C membuat baja tahan korosi dengan laju korosi terendah 26,92 mpy. SEM dan EDS memvalidasi pengurangan kadar Fe dan peningkatan kadar O pada sampel yang mengalami korosi.

Kata Kunci: Laju Korosi, *Amine*, *Temperature*, Pipa Baja

ABSTRACT

The biggest cause of piping system leakage in oil and gas industry production facilities are due to corrosion. Corrosion is a natural process that causes material degradation, components or infrastructure wherein the amount of loss caused by this corrosion process is quite large, which is on average of 3-5% GDP (Gross Domestic Product) of a country. Because of the large losses, corrosion prevention is a matter that must be taken seriously both in planning, choosing the right method and its implementation. One of the corrosion prevention method is inhibitor injection.

This study analyzes the effect of amine-based inhibitors with a variety of concentrations on the corrosion rate of API 5L Grade-B pipes for Suram - Petapahan and Petapahan - Kotabatak oil pipeline. Temperature variations tests firstly done without inhibitor injection. Temperature variations used are 30 °C, 40 °C and 50 °C. Continuing with concentration variations 0, 20, 40, 60, 80 and 100 ppm for corrosion rate of pipes with an outer diameter of 4.5in (114.3 mm) and thick 0.237 in (6.02 mm).

Corrosion rate testing using the potentiodynamic polarization method (Tafel plot). The results of research on the Petapahan-Kotabatak fluid showed corrosion rates of 10.51, 15.85 and 46.60 mpy respectively at temperatures of 30 °C, 40 °C and 50 °C. The addition of an amine-based inhibitor of 20 ppm at a temperature of 50 °C makes steel resistant to corrosion with the lowest corrosion rate of 46.10 mpy. The results of research on the Suram – Petapahan fluid showed corrosion rates of 12.19, 12.41 and 29.85 mpy at temperatures of 30 °C, 40 °C and 50 °C. The addition of 60 ppm amine-based inhibitors at 50 °C makes the steel corrosion resistant with the lowest corrosion rate of 26.92 mpy. SEM and EDS validate a reduction in Fe content and an increase in O levels in corroded samples.

Kata Kunci: Laju Korosi, Amine, Temperature, Pipa Baja