

Ketahanan korosi baja karbon AISI 4140 pada lingkungan panas bumi salinitas tinggi = Corrosion resistance of AISI 4140 carbon steel in high salinity geothermal environment

Riene Kaelamanda Pragitta, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20522560&lokasi=lokal>

Abstrak

Korosi seragam dan pitting internal pada pipa sumur panas bumi umum terjadi karena fluida mengandung medium korosif garam dan CO₂. Ketika terdapat gas CO₂ yang terlarut dalam air, maka akan menyebabkan terjadinya korosi sweet. Garam cenderung terdisosiasi menjadi ion yang menyebabkan peningkatan konduktivitas listrik. Semakin tinggi konduktivitas, maka semakin tinggi kemampuan air garam untuk membawa arus listrik pada permukaan logam antara daerah anodik dan katodik, sehingga menghasilkan laju korosi yang lebih tinggi. Baja karbon AISI 4140 banyak digunakan sebagai material untuk pipa sumur panas bumi. Dalam penelitian ini, akan dilakukan analisis korosi baja karbon AISI 4140 di lingkungan dengan kadar garam tinggi yaitu 40950 mg/L NaCl + 5960 mg/L KCl + 2664 mg/L CaCl₂. Pada tiap pengujian dilakukan dua variasi, yaitu dengan injeksi CO₂ dan tanpa injeksi CO₂. Berdasarkan hasil analisis karakterisasi XRD, terdapat fasa Fe pada semua sampel dengan jenis larutan dengan dan tanpa injeksi CO₂, namun pada sampel dengan larutan injeksi CO₂ memiliki intensitas yang lebih kecil. Rendahnya intensitas fasa Fe mengindikasikan adanya deposit di permukaan sampel. Hasil analisis uji korosi menggunakan metode hilang berat menunjukkan sampel yang dilakukan peredaman dalam larutan dengan injeksi CO₂ menghasilkan penurunan massa yang lebih besar dibanding sampel yang diredam dalam larutan tanpa injeksi CO₂. Hal ini didukung dengan laju korosi baja AISI 4140 pada larutan dengan injeksi CO₂ lebih tinggi dibandingkan tanpa injeksi CO₂ pada uji cyclic voltammetry. Tingginya laju korosi baja di lingkungan CO₂ adalah akibat tingginya CO₂ terlarut dalam air yang membentuk senyawa H₂CO₃ yang dapat menurunkan pH sehingga menjadikan larutan semakin korosif.

.....Uniform corrosion and internal pitting of geothermal well pipes are common because the fluid contains the corrosive medium of salt and CO₂. When there is CO₂ dissolved in water, it will cause sweet corrosion. Salts tend to dissociate into ions causing an increase in electrical conductivity. The higher the conductivity, the higher the ability of the salt water to carry an electric current on the metal surface between the anodic and cathodic regions, resulting in a higher corrosion rate. AISI 4140 carbon steel is widely used as a material for geothermal well pipes. In this research, the corrosion analysis of AISI 4140 carbon steel will be carried out in an environment with high salt content, namely 40950 mg/L NaCl + 5960 mg/L KCl + 2664 mg/L CaCl₂. In each test, two variations were performed, namely with CO₂ injection and without CO₂ injection. Based on the results of the XRD characterization analysis, there was a Fe phase in all samples with the type of solution with and without CO₂ injection, but the sample with CO₂ injection solution had a smaller intensity. The low intensity of the Fe phase indicates the presence of deposits on the sample surface. The results of the analysis of the corrosion test using the weight loss method showed that samples soaked in solution with CO₂ injection resulted in a greater reduction in mass than samples soaked in solution without CO₂ injection. This is supported by the corrosion rate of AISI 4140 steel in a solution with CO₂ injection which is higher than without CO₂ injection in the cyclic voltammetry test. The high rate of corrosion of steel in the CO₂ environment is due to the high dissolved CO₂ in water which forms H₂CO₃ compounds which

can lower the pH, making the solution more corrosive.