

Pengaruh CO₂ terlarut terhadap perilaku korosi baja AISI 4140 dalam fluida geotermal artifisial = The effect of dissolved CO₂ to the corrosion behavior of AISI 4140 steel in artificial geothermal brine

Rayhan Izzat, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20519647&lokasi=lokal>

Abstrak

Korosi CO₂ merupakan salah satu jenis korosi yang umum ditemukan pada industri geotermal dari hulu hingga hilir. Korosi CO₂ memiliki karakteristik yang berbeda dari korosi akibat elektrolit pada umumnya. Hal ini karena CO₂ dapat bereaksi dengan air dan menghasilkan asam karbonat (H₂CO₃) yang bersifat asam lemah dan dapat mempengaruhi kinetika korosi logam yang digunakan dalam sumur dan sistem perpipaan geotermal seperti baja AISI 4140. Peristiwa korosi di lingkungan CO₂ belum banyak dibahas pada kondisi pH rendah, sebagai contoh pada saat dilakukan operasi acidizing sumur geotermal. Penelitian ini mengeksplorasi pengaruh CO₂ terlarut dengan metode bubbling pada tekanan atmosfer terhadap perilaku korosi baja AISI 4140 dalam fluida geotermal artifisial dengan pH rendah. Fluida yang dimaksud terdiri atas KCl (5,960 g/L), NaCl (28,548 g/L), dan CaCl₂ (2,664 g/L) yang disintesis berdasarkan modifikasi komposisi brine dari salah satu lapangan geotermal, lalu larutan diberi HCl (37%, 2 mL) dengan tujuan untuk menyimulasikan kondisi acidizing. Pengujian cyclic voltammetry (CV) menunjukkan bahwa penambahan CO₂ pada larutan uji meningkatkan laju korosi hingga 25,62%, peristiwa ini dikonfirmasi hasil uji perendaman. Hal ini disebabkan oleh penurunan pH larutan setelah mengalami bubbling CO₂. Lapisan protektif tidak terbentuk setelah pengujian CV, yang ditunjukkan dari adanya peningkatan arus korosi pada sweep ke-2 uji CV, dan didukung hasil karakterisasi XRD, di mana ditemukan lapisan produk korosi non-protektif setelah sampel terkorosi larutan uji non-CO₂ maupun CO₂, namun fasa nya tidak dapat diidentifikasi. Observasi dengan mikroskop optik menunjukkan bahwa sampel terkorosi secara seragam, dan densitas pori-pori sampel yang telah terkorosi larutan uji non-CO₂ adalah $3,28 \times 10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$, dan $3,64 \times 10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$ untuk larutan uji CO₂. Ukuran pori-pori pada larutan non-CO₂ dan CO₂ tidak memiliki perbedaan median yang signifikan, menandakan tidak ada endapan produk korosi dalam pori-pori.

.....CO₂ corrosion is one of the types of corrosion commonly found in the geothermal industry. CO₂ corrosion has a different characteristic from common electrolyte corrosion, this is due to the CO₂ reacting with water which then generates carbonic acid (H₂CO₃), that is known to be a weak acid. The presence of H₂CO₃ could influence the corrosion kinetics of the AISI 4140 steel. The CO₂ corrosion phenomenon has not been extensively observed under acidic brine condition, for instance on acidizing operations carried on geothermal wells. This research is aimed to explore influence of dissolved CO₂ presence in acidic brine to the corrosion behavior of AISI 4140 steel utilized in geothermal wells and piping system at atmospheric pressure. The brine consists of KCl (5,960 g/L), NaCl (28,548 g/L), and CaCl₂ (2,664 g/L) that was synthesized in reference to a geothermal brine and 2 mL of 37% HCl were added to simulate the acidizing condition. The cyclic voltammetry (CV) test shows that the CO₂ brine has greater corrosion rate by 25.62% compared with the non-CO₂ brine. The increase of corrosion rate by adding CO₂ to the brine has been confirmed by the immersion test, that shows similar result, due to pH reduction after CO₂ bubbling. The protective layer has not been established throughout the CV test for both non-CO₂ and CO₂ brines, which is evident by the result of the secondsweep of the CV test that has an increased corrosion current density, and

also confirmed by the XRD characterization that shows a formation of corrosion product but could not identify the phase. The observation through optical microscope suggested that both nonCO₂ and CO₂ brines had caused uniform corrosion and generates pores with the density of $3.28 \times 10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$ for non-CO₂ brine and had increased to $3.64 \times 10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$ for the CO₂ brine. The pore size difference of the corroded steel on by both non-CO₂ and CO₂ brine are insignificant, indicating that no corrosion product is accumulated within the pores.