

Analisa Mekanisme Kerusakan dan Penilaian Resiko Bejana Tekan Absorber, LP Flash Column, Rich Solution Heater pada unit CO2 Removal Plant = Damage Mechanism Analysis and Risk Assessment of Pressure Vessel Absorber, LP Flash Column, Rich Solution Heater at CO2 Removal Plant unit

Laksmiana Putra Leuvinadrie, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20514066&lokasi=lokal>

Abstrak

Lapangan-X merupakan salah satu penyumbang gas terbesar di Jawa Barat, dimana pelanggan gasnya merupakan perusahaan-perusahaan yang memberikan kontribusi terhadap keberlangsungan perekonomian di pulau Jawa. Gas alam lapangan-X memiliki kandungan CO₂ dengan konsentrasi tinggi sebesar 23%, pengoperasian pemisahan CO₂ removal dimaksudkan untuk mengurangi kandungan CO₂ sehingga memiliki heating value yang tinggi. Hal ini karena CO₂ dengan kadar > 5% dapat mempengaruhi heating value gas, toxicity dan sangat korosif khususnya pada pelanggan untuk memproses lebih lanjut produknya. Pada proses pemurnian gas di lapangan-X, bejana tekan Absorber, LP Flash Column dan Rich Solution heater memiliki peranan utama dalam proses absorpsi CO₂. Hasil analisa menunjukkan mekanisme kerusakan aktual bejana tekan dengan standard amine treating pada API RP 571 memiliki perbedaan, khususnya mekanisme kerusakan amine corrosion pada ketiga bejana tekan dan chloride stress corrosion cracking pada LP Flash Column. Nilai corrosion rate tertinggi sebesar 0,604 mm/year pada tahun 2020 karena adanya peningkatan jumlah HCO₃⁻ dalam bentuk kondensasi asam (HSAS) yang dapat bereaksi dengan Fe akibat perubahan temperatur proses melalui model corrosion rate $Y = -0,0556x + 4,6359$ (head) dan $Y = -0,0161x + 1,3682$ (shell) pada bejana tekan. Dari matriks kekritisitas didapatkan 2 bejana tekan pada peringkat resiko medium dan 1 bejana tekan medium high, sehingga respon inspeksi/maintenance yang perlu dilakukan adalah bersifat corrective maintenance dengan interval setiap 6 tahun sekali dan ruang lingkup inspeksi pada kategori medium. Model polynomial $Y = 0,0007X^2 - 0,0099X + 3,7452$ (head) dan $Y = 0,0005X^2 - 0,0842X + 3,3876$ (shell) sebagai model prediksi amine corrosion rate pada temperatur rentang 40 s/d 1300C menunjukkan perbedaan grafik antara aktual dan standard API RP 581, hal ini disebabkan karena pada standard prediksi corrosion rate digunakan untuk amine treating pada sistem H₂S dan CO₂ sedangkan pada grafik polynomial aktual digunakan untuk prediksi corrosion rate untuk amine treating pada sistem CO₂ tanpa adanya H₂S.

.....Field-X is one of the largest gas contributors in West Java, where gas customers are companies that contribute to the sustainability of the economy in Java. X-field natural gas has a high CO₂ content of 23%, the CO₂ removal operation is intended to reduce the CO₂ content so that it has a high heating value. This is because CO₂ with levels > 5% can affect the heating value gas, toxicity and is very corrosive, especially for customers to further process the product. In the gas purification process in field-X, the Absorber

pressure vessel, LP Flash Column and Rich Solution heater have a major role in the CO₂ absorption process. The analysis results show that the actual damage mechanism of the pressure vessel with the standard amine treating on API RP 571 has a difference, especially the damage mechanism of amine corrosion in the three pressure vessels and chloride stress corrosion cracking on the LP Flash Column. The highest corrosion rate value is 0.604 mm / year in 2020 due to an increase in the amount of HCO₃⁻ in the form of acid condensation (HSAS) which can react with Fe due to changes in process temperature through the corrosion rate model $Y = -0.0556x + 4,6359$ (head) and $Y = -0.0161x + 1.3682$ (shell) in the pressure vessel. From the criticality matrix, there are 2 pressure vessels at the risk rating for medium and 1 pressure vessel for high medium, so that the inspection / maintenance response that needs to be done is corrective maintenance at intervals every 6 years and the scope of the inspection is in the medium category. Polynomial model $Y = 0.0007X^2 - 0.0099X + 3,7452$ (head) and $Y = 0.0005X^2 - 0.0842X + 3,3876$ (shell) as a prediction model for amine corrosion rate at temperatures ranging from 40 to 1300C shows the difference in the graph between the actual and the API RP 581 standard is because the prediction standard of corrosion rate is used for amine treating in H₂S and CO₂ systems while the actual polynomial graph is used for prediction of corrosion rate for amine treating in CO₂ system without H₂S.