

Analisis data inspeksi untuk penentuan risk-based inspection pada pipa penyalur gas jual bawah laut yang telah berumur 28 tahun = Analysis of inspection data to determine risk base inspection on 28 years old sub-sea sales gas pipeline

Arie Wijaya, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20525627&lokasi=lokal>

Abstrak

Di industri minyak dan gas bumi, pengelolaan integritas peralatan produksi sangat penting untuk menjaga keberlanjutan produksi. Kegagalan integritas peralatan produksi dapat menyebabkan kerugian bagi perusahaan. Pengelolaan peralatan produksi yang mendekati umur desainnya memiliki tantangan meningkatnya biaya Inspection, Maintenance, dan Repair (IMR). Oleh karena itu diperlukan strategi untuk IMR yang lebih efisien. Pengelolaan IMR terbaru menggunakan RBI yang bersifat prediktif yang dinilai lebih efisien dibandingkan dengan metode Time Based Inspection. Pada penilaian RBI pada pipa penyalur gas jual bawah laut yang telah berusia 28 tahun, penentuan tingkat risiko menggunakan perhitungan kuantitatif standar API 581 dengan data inspeksi In-Line Inspection (ILI). Pipa penyalur gas dibagi menjadi 12 segmen untuk menggambarkan PoF dan CoF secara lebih spesifik. Interval inspeksi ditentukan dengan menentukan target ketebalan minimum sebelum terjadinya kebocoran. Hasil perhitungan risiko menunjukkan 12 segmen pipa penyalur berada pada tingkat medium (3 segmen 1D dan 1E, dan 2C). Sedangkan 9 segmen lainnya berada pada level risiko rendah (1C). Nilai PoF tertinggi $1,04E-4$ kegagalan/tahun pada segmen 9 karena terdapat nilai penipisan paling tinggi. Sedangkan CoF paling tinggi berada pada tingkat E pada segmen 1 karena lokasi kebocoran dekat dengan anjungan tengah laut dengan nilai CoF USD 105.628.767. Perhitungan interval inspeksi menunjukkan inspeksi berikutnya 20 tahun dari inspeksi terakhir. Metode lainnya dengan pendekatan batas ketebalan Estimated Repair Factor (ERF) mendapatkan hasil yang sama, sedangkan perhitungan sesuai dengan rekomendasi di dalam ASME B31.8S menunjukkan interval inspeksi yang lebih pendek 10 tahun dengan metode inspeksi menggunakan ILI.

.....In the oil and gas industry, the integrity of equipment is important to maintain the sustainability of production. The company shall have strategy to maintain production equipment that has approaching to its design life, because the IMR cost tend to increase while the production rate decreased. Current IMR strategy uses RBI, which is considered more efficient than the time-based inspection. In the RBI assessment of the 28-year-old sales gas sub-sea pipeline, the risk was determined by API 581 quantitative calculations with In-Line Inspection (ILI) data. The pipelines was devided into 12 segments to elaborate PoF and CoF. The inspection interval is determined by minimum thickness target before its leakage. Risk calculation show 3 pipeline segments at the medium level (1 segments 1E, 1 segment 2C, and 1 segment 1D). Other segment in in low risk (1C). The highest PoF value is $1.04E-4$ failures/year in segment 9 because there is the highest corrosion rate. Meanwhile, the highest CoF is at level E in segment 1 because the location of the leak is close to the production platform with a CoF value of USD 105.628.767. Inspection interval calculation show that the next inspection is 20 years. Another method with the Estimated Repair Factor (ERF) thickness limit obtains the same results, while the calculation according to the recommendations in ASME B31.8S shows inspection interval of 10 years with ILI inspection method.