

Penilaian risiko jalur pipa kondensat ukuran 8 inchi dari cgp skw sampai dengan orf j menggunakan metode w kent muhlbauer = Risk assessment of 8 inch condensate pipeline from cgp skw to orf j by w kent muhlbauer method

Rizky Zulkarnaen, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20403825&lokasi=lokal>

Abstrak

Pipa sebagai sistem penyaluran atau distribusi menjadi kebutuhan utama di industri minyak dan gas bumi saat ini. Namun penggunaan jalur pipa ini tersimpan bahaya sehingga menjadi salah satu sumber bahaya utama instalasi minyak dan gas bumi di dunia. Penilaian risiko fasilitas operasi di industri minyak dan gas bumi mutlak diperlukan untuk melihat tingkat kegagalan dan kehandalan sistem operasi fasilitas tersebut. Fasilitas CGP SKW PTJM akan dilakukan perubahan fasilitas, salah satunya adalah pipa penyalur LPG existing 8 inchi sepanjang 110 km yang akan menjadi pipa penyalur pipa kondensat dari CGP SKW ke ORF J. Keadaan tersebut menyebabkan diperlukannya penilaian risiko kembali fasilitas pipa existing 8 inchi sepanjang 110 km.

Penelitian ini dilakukan untuk mendapatkan gambaran risiko relatif keberadaan jalur pipa kondensat ukuran 8 inchi dari CGP SKW ke ORF J sepanjang 110 km. Penelitian dilakukan dengan menggunakan metode semi kuantitatif model W. Kent Muhlbauer tahun 2004. Pembagian seksi pipa dilakukan berdasarkan kepemilikan lahan, tipe penggunaan lahan, kedalaman pipa, buoyancy control, teknik konstruksi, tipe proteksi katodik dan tipe vegetasi sehingga menghasilkan 12 seksi jaringan pipa.

Dari hasil penelitian diperoleh indek risiko yang paling rendah adalah indek indek kesalahan pihak ketiga dengan nilai (69,50), setelah itu indek desain dengan nilai (70,50), urutan berikutnya adalah indeks korosi dengan nilai sebesar (71,33), dan indeks yang tertinggi adalah indek kesalahan operasi dengan nilai sebesar 85. Faktor dampak kebocoran tertinggi terdapat pada seksi 1, 9, 11 dan 12 dengan nilai 5,25. Faktor dampak kebocoran terendah terdapat pada seksi 2,4,6,7 dan 10 dengan nilai 1,75.

Seksi pipa yang paling berisiko untuk mengalami kegagalan paling tinggi adalah seksi 1, 11 dan 12 dengan nilai 56,95. Sedangkan seksi pipa yang paling tidak berisiko untuk mengalami kegagalan adalah seksi 6 dengan nilai 174,29. PTJM berdasarkan standar AS/ANZ 4360 harus melakukan pengelolaan risiko dengan prioritas puncak pada seksi pipa 1,3,5,8,9, 11 dan 12. Variabel risiko yang dapat dilakukan peningkatan oleh PTJM antara lain indek kerusakan pihak ketiga (line locating, public education, ROW condition dan patrol frequency), indeks korosi (proteksi internal, tes timbal, close interval survey condition dan internal inspection), indeks desain (corrective action) dan indeks kesalahan operasi (safety system, SCADA, training dan mechanical error preventer).

.....Pipeline as transmission and distribution system becoming major demands for oil and gas industry today. However these pipeline applying contain hazard that become the one of the major instalation hazard source in world of oil and gas installation. Operating facilitiy risk assessment is essential for oil and gas industry operation to overview facility operation system failure and reliability level. In the other hand, CGP SKW PTJM will change their facility structure, one of the changes is 8 inch LPG existing pipeline along 110 km that will becoming condensate pipeline from CGP SKW to ORF J. These condition to cause the need to reassess of 8 inch existing pipeline risk along 110 km.

This study was conducted to have risk relative overview of 8 inch condensate pipeline from CGP SKW to ORF J along 110 km. The study use 2004 W. Kent Muhlbaier semi quantitative method. Pipe sectioning of this study was conducted based on land ownership, land use, pipe depth, buoyancy control, construction type, cathodic protection type and vegetation type that resulted 12 section of pipeline.

From these study generate risk relative score, the lowest risk relative score is coming from third party index with score of 69.53, then the second one is design index with score of 70.50, the third one is corrosion index with score of 71.33, and the highest one is incorrect operations index with score of 85. The highest score for leak impact factors is coming from section 1, 9, 11 and 12 with score of 5.25. The lowest leak impact factors is coming from section 2,4,6,7 and 10 with score of 1.75.

Pipe section that have the highest risk for chance of failure is section 1,11 and 12 with score of 56,95. While the lowest one is section 6 with score of 169,71. According to AS/ANZ 4360 standard, PTJM have to conduct pipeline risk management with top priority on section 1,3,5,8,9, 11 and 12. Risk variables that can be improved by PTJM are third party index (line locating, public education, ROW condition and patrol frequency), corrosion index (internal protection, lead test, close interval survey condition and internal inspection), design index (corrective action) and incorrect operations index (safety system, SCADA, training and mechanical error preventer).