

Pengembangan model inspeksi berbasis risiko pada pipa transmisi gas onshore = The development model of risk based inspection on onshore gas transmission pipeline

Patuan Alfon S., author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20364599&lokasi=lokal>

Abstrak

Sebagai instalasi yang sangat vital untuk mentransportasikan gas dari suatu lapangan untuk sampai kepada pengguna (End User) maka kehandalan sistem pipa transmisi gas harus terus dijaga. Hal tersebut dilakukan dengan beberapa cara antara lain pelaksanaan inspeksi, program perawatan (maintenance) secara berkala atas sistem pipa transmisi gas tersebut. Metode inspeksi dirasakan masih memiliki beberapa kelemahan antara lain biaya tinggi, pelaksanaan inspeksi lebih ditekankan pada waktu inspeksi dan tidak mempertimbangkan risiko yang mungkin timbul serta dampaknya bila terjadi kegagalan operasinya. Dalam rangka meningkatkan efisiensi dalam hal keinspeksian, di industri migas telah dikenal suatu metode inspeksi yang didasari kepada pertimbangan risiko yang dikenal dengan istilah inspeksi berbasis risiko (Risk Based Inspection/RBI).

American Petroleum Institute telah mengembangkan metodologi RBI tersebut yang pada awalnya masih dikhususkan pada instalasi dan peralatan yang berada pada suatu area tertentu dan memiliki tekanan (pressurize) RBI memfokuskan pelaksanaan inspeksi pada peralatan dan instalasi yang memiliki risiko kegagalan operasi sangat tinggi dengan dampak terhadap manusia sangat berbahaya. RBI dasar dikenal dengan perkalian antara $Pof \times CoF$, dimana PoF itu adalah faktor penyebab kegagalan dan CoF itu adalah dampak yang ditimbulkan. Perkalian PoF dengan CoF menghasilkan risiko yang ada pada instalasi dan peralatan. Mengingat parameter-parameter yang digunakan untuk menghitung PoF dan CoF pada peralatan dan instalasi bersifat tetap, maka menghitung risiko yang ada mudah dilaksanakan. Sebaliknya untuk sistem pipa transmisi gas dengan material baja API 5L X52 yang digelar melintasi berbagai area dimana memiliki sifat dan karakteristik yang berbeda sehingga menjadikan banyak factor ketidakpastian (uncertainty), maka RBI sulit untuk diaplikasikan. Penelitian ini bertujuan untuk mengembangkan dan mengaplikasikan model inspeksi berbasis risiko pada sistem pipa transmisi gas baja API 5L X52 di daratan dengan melakukan analisa permodelan terhadap factor uncertainty sebagaimana disebutkan di atas.

Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa korosi eksternal menjadi faktor utama penyebab terjadinya kegagalan operasi dengan catatan gas yang mengalir adalah dry gas. Seluruh factor kondisi tanah sekitar pipa digelar dan ditanam termasuk coating dan proteksi katodik menjadi faktor uncertainty. Untuk mengetahui tingkat risiko pada sistem pipa transmisi gas, maka dilakukan permodelan kuantifikasi dengan penghitungan melalui analisa distribusi weibull, dengan demikian risiko pada setiap segmen dapat diperhitungkan. Pada sistem pipa transmisi gas yang diproteksi dengan pelindung maka coating breakdown factordan penurunan proteksi katodik menjadi parameter yang penting dalam menghitung laju korosinya. Metode pengukuran laju korosi dilakukan dengan menggunakan polarisasi dengan parameter resistivitas tanah dan pH. Hasil pengukuran resistivitas dan pH sepanjang jalur pipa dengan sampel tanah yang diambil dianalisis di laboratorium dengan prinsip mengaplikasikan arus sinyal/AC dalam sel elektrokimia dengan menggunakan sirkuit tiga elektroda.

Hasil penelitian menunjukkan bahwa laju korosi material baja API 5L X 52 meningkat dengan semakin

kecilnya resistivitas tanah dan sebaliknya akan menurun dengan semakin tingginya resistivitas tanah. Laju korosi yang dihasilkan berdasarkan hasil analisis yaitu $0.7409 e^{-0.002(r)}$ (pH) (CB) (CP). Besaran laju korosi untuk tiap segmen dapat diperhitungkan sehingga PoF dapat ditentukan. Permodelan kedua adalah penghitungan dampak yang diakibatkan bila pipa tersebut mengalami kegagalan operasi dan mengakibatkan kebocoran pipa maka dampak terhadap manusia menjadi hal yang harus diperhitungkan atau dikenal dengan istilah Number Of Death (NOD). Secara spesifik Jo dan Ann telah menemukan bahwa NOD dapat dihitung dan sangat tergantung pada densitas penduduk yang berada pada jarak tertentu dengan jalur pipa itu. CoF dalam hal ini diambil dari hasil perhitungan NOD dan diperhitungkan untuk setiap segmen pipa. Pada tingkat fatality 90 % dengan densitas penduduk 0.00769 maka NOD adalah 1.

Permodelan inspeksi sebagai bagian dari mitigasi risiko merupakan tahapan akhir dari proses penelitian ini sebagai respon dari analisis risiko yang dibuat agar pipa transmisi gas dapat dioperasikan dengan handal dan aman.. Skema inspeksi diperoleh melalui perhitungan laju korosi dengan mengetahui tingkat kriticaliti (kekritisian) per tahun atau per segmen. Penurunan risiko secara signifikan mampu mengurangi frekuensi inspeksi dimana meningkatkan efisiensi dan menghemat biaya. Penurunan risiko adalah implementasi metode ALARP yang implementasinya dilaksanakan melalui strategi IMR sebagai keluaran dari proses permodelan inspeksi berbasis risiko pada penelitian ini.

.....For installations that are vital for transporting gas from a field to get to the user (End User) the reliability system gas transmission pipeline must be maintained. This is done in several ways, among others, the implementation of the inspection, maintenance program (maintenance) periodically over the gas transmission pipeline system. Perceived inspection method still has some drawbacks include high cost, the implementation of the inspection more emphasis on inspection time and do not consider the possible risks and impacts in the event of failure of the operation. In order to improve efficiency in terms of inspection, in the oil and gas industry has known an inspection method that is based on the consideration of risk is known as risk-based inspection (Risk Based Inspection / RBI).

The American Petroleum Institute has developed the RBI methodology which initially was devoted to the installation and equipment located in a particular area and have the pressure (pressurize) RBI to focus inspections on equipment and installations that have a very high risk of failure with extremely harmful effects on humans. RBI base known as the multiplication between POF x CoF, which PoF it is a factor that is a failure and Cof impact. Multiplication POF with CoF produce risk of the installation and equipment. Given the parameters used to calculate the PoF and CoF on equipment and installations are fixed, then calculate the risks that exist easily implemented. In contrast to the gas transmission pipeline system with API 5L X52 steel materials are held across a range of areas which have different properties and characteristics that make a lot of uncertainty factors (uncertainty), the RBI is difficult to apply. The aim of this research to develop and apply models of risk -based inspection system of gas transmission pipeline API 5L X52 steel in the mainland by analyzing uncertainty modeling of the factors mentioned above.

The results of this study indicate that external corrosion becomes a major factor causing the failure of the operation to record the flowing gas is gas cleaning. All factors of soil around the pipe was held and planted including coatings and cathodic protection uncertainty factor. To determine the level of risk in the gas transmission pipeline system, it is done by calculating the quantification modeling through analysis of weibull distribution, thus the risks on each segment can be calculated. In the gas transmission pipeline systems protected with the protective coating breakdown factordan decrease in cathodic protection becomes an important parameter in calculating the corrosion rate. The method of corrosion rate measurements done

using polarization with soil resistivity and pH parameters. Results resistivity dan pH measurements along a pipeline with soil samples taken were analyzed in the laboratory by applying the principle of signal flow / air in an electrochemical cell using a three- electrode circuit.

The results showed that the corrosion rate of the steel material API 5L X- 52 increased with the size of the soil resistivity and vice versa to decrease with increasing soil resistivity. The resulting corrosion rate based on the results of the analysis are $0.7409 \times 10^{-4} (r) (pH) (CB) (CP)$. The amount of corrosion rate can be calculated for each segment so that PoF can be determined. The second is the calculation modeling the impact caused when the pipe failure resulting in leakage of pipeline operations and the impact of humans into things that must be considered or known as Number Of Death (NOD). Specifically Jo and Ann have found that NOD can be calculated and is highly dependent on the density of the population who are at a certain distance with the pipeline. CoF in this case are taken from the calculation of NOD and reckoned for each pipe segment. At the fatality rate of 90 % with a population density of 0.00769 then NOD is 1.

Modeling inspection as part of risk mitigation is the final stages of the research process in response to the risk analysis made to the gas transmission pipeline can be operated reliably and safely. Inspection scheme is obtained by calculating the corrosion rate by knowing the level kritikaliti (criticality) per year or per segment. Decreased risk significantly reduced the frequency of inspections which improve efficiency and save costs. The reduction in risk is ALARP method implementation are implementation strategies implemented through IMR as the output of a risk -based inspection process modeling in this study.