

PENILAIAN RISIKO DAN PENENTUAN SISA UMUR TERHADAP PIPA GAS TEE 24" DI PT.X DENGAN MENGGUNAKAN METODE *RISK BASED INSPECTION*

Gunawan Dwi Haryadi^{1*}, Agus Suprihanto¹, Auda Sephanya¹, Ismoyo Haryanto¹

¹Departemen Teknik Mesin Universitas Diponegoro, Indonesia

Email: gunawan_dh@undip.ac.id

ABSTRACT

Risk Based Inspection (RBI) of 24" oil pipe according API 581 has been conducted. The analysis shows that the piping system has medium risk. The remaining life is between 6-7 years. Because piping failure is due thinning, the next inspection using NDT is suggested not more half of the remaining life..

Keywords: API 581, oil pipe, Risk Based Inspection

PENDAHULUAN

Perpipaan merupakan salah satu metode yang paling terjangkau dan praktis yang sudah diterapkan pada sistem transportasi minyak dan gas sejak tahun 1950. Pipa telah digunakan sebagai salah satu metode yang paling praktis serta berharga murah untuk transportasi minyak dan gas. Instalasi pipa untuk transmisi minyak dan gas telah meningkat drastis dalam 30 tahun terakhir (Pluvinage dan Elwany, 2013). Namun, dengan jaringan pipa minyak dan gas yang mulai berkembang dan lebih kompleks, kecelakaan yang disebabkan oleh kebocoran jaringan pipa minyak dan gas dapat terjadi. Akibatnya, masalah kegagalan pipa semakin banyak terjadi.

Faktor ekonomis dan lingkungan serta kehidupan manusia menjadi pertimbangan untuk melibatkan masalah saat ini sebagai integritas struktural dan standar keamanan. Cacat eksternal, misalnya, cacat korosi, goresan benda asing dan erosi pipa alasan kegagalan besar dari jaringan pipa minyak dan gas (Pluvinage dan Elwany, 2013). Oleh karena itu, keamanan saluran perpipaan minyak dan gas dalam berbagai kondisi termasuk adanya cacat, baik cacat eksternal yang dapat dilihat secara visual maupun cacat internal harus dievaluasi secara seksama. Salah satu metode yang dapat dilakukan yaitu dengan menjalankan *risk assesment*.

Risk assesment merupakan metode yang sistematis untuk menentukan tingkat risiko yang dapat diterima atau tidak pada suatu kegiatan. Metode ini didefinisikan sebagai seluruh rangkaian proses identifikasi kerusakan dan estimasi risiko seperti *likelihood*, *exposure*, konsekuensi, dan *safety level assesment*.

Risk Based Inspection (RBI) merupakan suatu metode yang erat hubungannya dengan pembahasan *risk assesment*. Perlu diketahui bahwa

Risk Based Inspection tidak akan menghilangkan risiko. Kemungkinan terjadinya insiden yang merugikan (*probability*) dan dampak dari insiden tersebut (*consequence*) dari suatu peralatan akan selalu ada. *Risk Based Inspection* berguna untuk membantu dan mengontrol risiko kepada tingkat yang masih bisa diterima dengan memprioritaskan sumber daya kepada peralatan yang diketahui memiliki risiko tinggi (API, 2008).

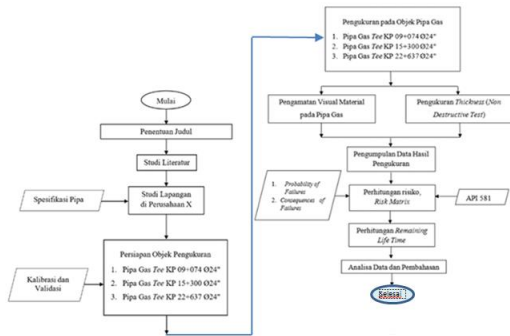
Oleh karena itu metode inspeksi berdasarkan tingkat resiko atau dikenal dengan *Risk Based Inspection (RBI)* ini menjadi sangatlah penting untuk diketahui dan diterapkan agar setiap peralatan yang digunakan dalam industri ini terkontrol semua kondisinya dan mampu diambil langkah-langkah yang perlu agar pengoperasionalannya berjalan dengan baik dan aman.

METODOLOGI PENELITIAN

Bahan yang digunakan untuk analisis *Risk Based Inspection (RBI)* API 581 adalah data inspeksi yang diperoleh dari arsip perusahaan pada sistem pemipaan segmen :

- a) Pipa Gas Tee KP 09+074 Ø 24"
- b) Pipa Gas Tee KP 15+300Ø24"
- c) Pipa Gas Tee KP 22+637Ø24"

Data-data tersebut selanjutnya diolah sesuai tahapan analisis seperti ditunjukkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

Sehingga untuk nilai dan kategori dari *Probability of Failure* setiap pipa dapat dilihat pada Tabel 4 di bawah ini.

Tabel 4. Nilai *Probability of Failure*

No	Jenis Komponen	General Failure Frequency (gff)	Damage factor (Df(t))	Management System Factor (Fms)	PoF	Kategori
1	Pipa Gas Tee KP 09+074 Ø24"	3,068x10 ⁻⁵	211,172	0,158489319	0,001024134	1
2	Pipa Gas Tee KP 15+300 Ø24"	3,06x10 ⁻⁵	194,492	0,158489319	0,00094324	1
3	Pipa Gas Tee KP 22+637 Ø24"	3,06x10 ⁻⁵	214,372	0,158489319	0,001039653	1

HASIL DAN PEMBAHASAN

Probability of Failure

Nilai *Probability of Failure* didapat dari nilai *general frequency failure*, *damage factor*, dan *factor management system*.

Adapun nilai *general frequency failure* didapat dari Table 4.1 pada buku API 581. Nilai *general frequency failure* untuk setiap pipa dapat dilihat pada Tabel 1 di bawah ini.

Tabel 1. Nilai General Frequency Failure

No	Jenis Komponen	General Failure Frequency (gff)
1	Pipa Gas Tee KP 09+074 Ø24"	3,068x10 ⁻⁵
2	Pipa Gas Tee KP 15+300 Ø24"	3,06x10 ⁻⁵
3	Pipa Gas Tee KP 22+637 Ø24"	3,06x10 ⁻⁵

Hasil perhitungan *damage factor* untuk setiap pipa dapat dilihat pada Tabel 2 di bawah ini.

Tabel 2. Nilai *Damage Factor*

No	Jenis Komponen	Damage factor (Df(t))
1	Pipa Gas Tee KP 09+074 Ø24"	211,172
2	Pipa Gas Tee KP 15+300 Ø24"	194,492
3	Pipa Gas Tee KP 22+637 Ø24"	214,372

Adapun nilai *factor management system* didapat dari hasil evaluasi sistem manajemen fasilitas (API 581, 2008). Nilai *factor management system* untuk setiap pipa dapat dilihat pada Tabel 3 di bawah ini.

Tabel 3. Nilai *Factor Management System*

No	Jenis Komponen	Management System Factor (Fms)
1	Pipa Gas Tee KP 09+074 Ø24"	0,158489319
2	Pipa Gas Tee KP 15+300 Ø24"	0,158489319
3	Pipa Gas Tee KP 22+637 Ø24"	0,158489319

Consequence of Failure

Nilai *Consequence of Failure* didapat dari penjumlahan nilai *Flammable Consequence* setiap lubang pada pipa yang diakumulasikan menjadi satu. Adapun nilai *Flammable Consequence* untuk setiap pipa dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel 5. Nilai *Flammable Consequence*

No.	Komponen	Ukuran lubang	Fraksi frekuensi kerusakan generik	Luas Daerah Berbahaya (ft ²)	Konsekuensi kebakaran (ft ³)
1	Pipa Gas Tee KP 09+074 Ø24"	¼ in	0,26143	202,34	52,90
		1 in	0,65359	2897,63	1893,89
		4 in	0,06535	4964,59	324,48
		rupture	0,01960	21638,48	424,28
2	Pipa Gas Tee KP 15+300 Ø24"	¼ in	0,26143	202,34	52,90
		1 in	0,65359	2897,63	1893,89
		4 in	0,065359	4964,59	324,48
		rupture	0,019607	21638,48	424,28
3	Pipa Gas Tee KP 22+637 Ø24"	¼ in	0,26143	202,34	52,90
		1 in	0,65359	2897,63	1893,89
		4 in	0,065359	4964,59	324,48
		rupture	0,26143	21638,48	424,28

Sehingga untuk nilai dan kategori dari *Consequence of Failure* setiap pipa dapat dilihat pada Tabel 6 di bawah ini.

Tabel 6. Nilai *Consequence of Failure*

No.	Komponen	Luas daerah kegagalan total (ft ²)	Kategori konsekuensi
1	Pipa Gas Tee KP 09+074 Ø24"	2695,54	C
2	Pipa Gas Tee KP 15+300 Ø24"	2695,54	C
3	Pipa Gas Tee KP 22+637 Ø24"	2695,54	C

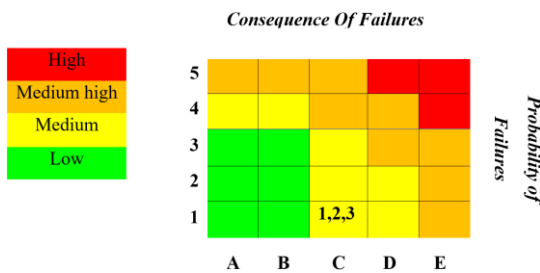
Tingkat Risiko Pipa

Nilai risiko ini didapat dari kombinasi antara nilai *Probability of Failure* dengan nilai *Consequence of Failure*. Adapun nilai risiko untuk setiap pipa dapat dilihat pada Tabel 7 di bawah ini.

Tabel 7. Nilai Risiko

No.	Komponen	Kategori Kegagalan	Kategori Konsekuensi
1	Pipa Gas Tee KP 09+074 Ø24"	1	C
2	Pipa Gas Tee KP 15+300 Ø24"	1	C
3	Pipa Gas Tee KP 22+637 Ø24"	1	C

Sehingga posisi kategori risiko untuk setiap pipa yang dianalisis menggunakan metode semi-kuantitatif secara matriks risiko 5x5 dapat dilihat pada Gambar 2 di bawah ini.



Gambar 6. Matriks Risiko

Remaining Life

Penentuan sisa umur pakai pada pipa berkaitan dengan prioritas inspeksi pipa yang memiliki kategori kegagalan tertinggi atau bisa juga dikatakan sisa umur pakai yang lebih sedikit harus mendapat prioritas inspeksi.

Metode penentuan umur pakai pipa pada penelitian kali ini ditentukan dengan cara analisis penipisan logam dengan penentuan T_{min} dimana nilai tersebut merupakan ketebalan minimum yang diijinkan suatu pipa dalam beroperasi. Korosi yang terjadi adalah korosi merata sehingga variabel yang berubah ada pada ketebalan pipa. Adapun nilai sisa umur pakai setiap pipa dapat dilihat pada Tabel 8 di bawah ini.

Tabel 8. Nilai Remaining Life

No.	Komponen	T_{act} (in)	T_{min} (in)	CR (in/tahun)	Remaining Life (tahun)
1.	Pipa Gas Tee KP 09+074 Ø24"	0,585	0,533	0,008	6,5
2.	Pipa Gas Tee KP 15+300 Ø24"	0,588	0,533	0,008	6,875
3.	Pipa Gas Tee KP 22+637 Ø24"	0,584	0,533	0,008	6,375

Merujuk dari tabel hasil perhitungan *remaining life* untuk setiap pipa, didapatkan nilai *remaining life* inspeksi berdasarkan tingkat risiko *medium* yaitu masing-masing:

- a) Pipa Gas Tee KP 09+074 Ø24" dengan nilai *remaining life* 6,5 tahun, dengan tingkat risiko *medium*
- b) Pipa Gas Tee KP 15+300 Ø24" dengan nilai *remaining life* 6,875 tahun, dengan tingkat risiko *medium*

- c) Pipa Gas Tee KP 22+637 Ø24" dengan nilai *remaining life* 6,375 tahun, dengan tingkat risiko *medium*

Nilai *remaining life* terkecil terdeteksi pada Pipa Gas Tee KP 22+637 Ø24" dengan nilai 6,375 tahun. Sedangkan untuk nilai *remaining life* terbesar terdeteksi pada Pipa Gas Tee KP 15+300 Ø24" dengan nilai 6,875 tahun.

KESIMPULAN

Berdasarkan perhitungan dan analisa pada bab sebelumnya dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Nilai laju korosi pipa gas tee diameter 20 inch pada stasiun KP 09+074, KP 15+300, dan KP 22+637 adalah sebesar 0,008 inch/year.
2. Berdasarkan analisis risiko dengan metode Risk Based Inspection API 581 terhadap pipa gas tee diameter 20 inch stasiun KP 09+074, KP 15+300, dan KP 22+637 didapat bahwa ketiga pipa tersebut berada pada status risiko tingkat *medium*.
3. Sisa umur pipa gas tee diameter 20 inch pada stasiun KP 09+074 adalah 6,5 tahun. Sedangkan untuk pipa pada stasiun KP 15+300 adalah 6,875 tahun dan pipa pada stasiun KP 22+637 adalah 6,375 tahun.
4. Interval inspeksi selanjutnya untuk pipa gas tee diameter 20 inch pada stasiun KP 09+074, KP 15+300, dan KP 22+637 dilakukan setiap 30 bulan (2,5 tahun) sekali menggunakan metode External NDT.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] API, 2000. *Risk-Based Inspection Based Resource Document*.
- [2] API, 2008. *Risk-Based Inspection Technology*.
- [3] Cheng, M. dan Lu, Y., 2015. *Automation in Construction Developing a risk assessment method for complex pipe jacking construction projects*. *Automation in Construction*, 58, pp.48–59.
- [4] Davis, J., 2001. *Surface Engineering For Corrosion And Wear Resistance*, Ohio: ASM International.
- [5] Folga, S., 2007. *Natural Gas Pipeline Technology Overview*, Argonne National Laboratory.
- [6] Kamsu-foguem, B., 2016. *Information structuring and risk-based inspection for the marine oil pipelines*. *Physics Procedia*, 56, pp.132–142. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apor.2016.01.009>.
- [7] Krishnasamy, L., Khan, F. dan Haddara, M., 2005. *Development of a risk-based maintenance (RBM) strategy for a power-*

- generating plant*. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 18(2), pp.69–81.
- [8] *MT150 Digital Ultrasonic Thickness Gauge*. Tersedia : http://www.mitech-ndt.com/en/Home/products_detail.php?flm=0&danlm=692&danlim=danid=400, diakses 10 September 2019
- [9] Nace International, 2005. *Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations*.
- [10] Nayyar, M., King, R. dan Crocker, S., 2000. *Piping handbook*.
- [11] Ni.com, 2010. “*Fundamentals of Ultrasonic Imaging and Flaw Detection*”. Tersedia : <http://www.ni.com/white-paper/3368/en/>
- [12] Noori, S.A. dan Price, J.W.H., 2006. *A risk approach to the management of boiler tube thinning*. Nuclear Engineering and Design, 236(4), pp.405–414.
- [13] Perumal, K.E., 2014. *Corrosion Risk Analysis , Risk Based Inspection and a Case Study Concerning a Condensate Pipeline*. Procedia Engineering, 86, pp.597–605.
- [14] Pluvinage, G. dan Elwany, M.H., 2013. *Safety, Reliability and Risk Associated with Water, Oil and Gas Pipelines*, Vol. 53, Springer., pp. 1689-1699.
- [15] Robert E. Melchers, William R. Feutrill., 2001 *Risk Assessment of LPG automotive refueling facilities, Reliability Engineering and System Safety* 74, pp.283-290
- [16] Satmoko, M.E.A. dkk., 2015. *Risk Assessment On Gas Piping Against Corrosion Using A Risk Based Inspection API 581.*, Sens 1, pp.64–71.
- [17] Vinod G, Bidhar SK, Kushwaha HS, Verma AK, Srividya A., 2003. *A comprehensive framework for evaluation of piping reliability due to erosion – corrosion for risk-informed inservice inspection.* , 82, pp.187–193.