



Penilaian Risiko Dan Perencanaan Inspeksi Pipa Transmisi Gas Alam Cepu-Semarang Menggunakan Metode *Risk Based Inspection* Semi-Kuantitatif Api 581

Gunawan Dwi Haryadi^{1,*}, Himawan Kristian Kustomo¹, Seon Jin Kim²

¹Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro, Jl. Prof. Sudharto, SH. Tembalang, Semarang 50275, Indonesia

²Department of Mechanical & Automotive Engineering, Pukyong National University

*Email: gunawan_dh@yahoo.com

Abstrak. Saluran perpipaan adalah salah satu metode yang paling praktis dan terjangkau untuk transportasi minyak dan gas. 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. Oleh karena itu, keandalan integritas struktural dan keamanan jaringan pipa minyak dan gas dalam berbagai kondisi termasuk adanya cacat harus dievaluasi secara seksama. Tujuan dari penelitian ini adalah mengetahui laju korosi, *remaining life time* dan *risk level* serta merekomendasikan penyusunan prioritas inspeksi pada instrumen pipa gas lurus (*inlet automatic valve* KP-20 Ø 20”), pipa Gas Lurus (*Outlet Automatic Shutdown Valve* KP-20 Ø 20”) dan sambungan *Tee* (KP-20 Ø 20”) pada Stasiun Gas KP-20, Blora, Jawa Tengah milik salah satu perusahaan distributor gas alam untuk pembangkit listrik menggunakan metode *Risk-Based Inspection* menggunakan *standard* API 581 dengan bantuan *software* hitung *Microsoft Excel*. Hasil dari penelitian ini adalah langkah-langkah menentukan *Risk Level* pada setiap instrumen menggunakan metode *Risk-Based Inspection standard* API 581 dan hasil berikutnya adalah merekomendasikan perencanaan inspeksi yang efektif berdasarkan *Risk Level* dan *Remaining Life Time*.

Kata kunci: *pipa gas, risiko, risk level, risk-based inspection, remaining life time.*

1 Pendahuluan

Bahan bakar gas alam merupakan bahan bakar yang bersih yang telah dimanfaatkan oleh banyak negara sebagai bahan bakar pembangkit tenaga listrik. Kecenderungan ini membuat pasokan akan gas alam semakin banyak diminati. Salah satu hal yang sangat penting adalah pendistribusian sistem transportasi gas alam.

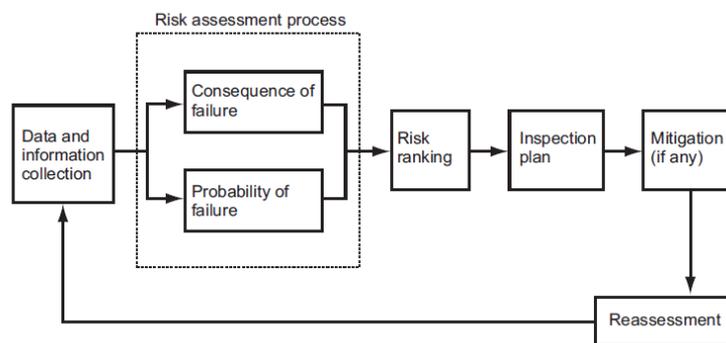
Saluran perpipaan adalah salah satu metode yang paling praktis dan terjangkau yang sudah diterapkan pada pada sistem transportasi minyak dan gas sejak 1950. Pipa telah digunakan sebagai salah satu metode yang paling praktis dan

berharga murah untuk transportasi minyak dan gas. Instalasi pipa untuk minyak dan transmisi gas yang meningkat drastis dalam tiga dekade terakhir [1] .

Pipa merupakan teknologi dalam mengalirkan fluida seperti minyak, gas atau air dalam jumlah yang sangat besar dan jarak yang jauh melalui laut dan daerah tertentu. *Pipeline* merupakan sarana transportasi diam yang berfungsi untuk mendistribusikan fluida baik dalam bentuk *liquid* maupun gas [2].

Pipa penyalur (*pipeline*) merupakan sarana yang banyak digunakan untuk mentransmisikan fluida pada industri minyak dan gas. Penggunaannya cukup beragam, antara lain digunakan untuk menyalurkan fluida dari sumur menuju tempat pengolahan atau antar bangunan anjungan lepas pantai (*offshore facility*) ataupun dari bangunan anjungan lepas pantai langsung ke darat (*onshore facility*)[3].

Risk Based Inspection (RBI) merupakan cara praktis untuk penerapan proses inspeksi menilai kemungkinan dan dampak yang dapat terjadi jika suatu instrumen mengalami kegagalan, mengevaluasi tingkat resiko dan merekomendasikan jenis tindakan yang diambil untuk langkah pencegahan dan pengembangan manajemen resiko. *Risk Based Inspection* (RBI) menggunakan resiko untuk merencanakan dan membantu dalam penilaian hasil dari pemeriksaan, pengujian dan pemantauan [2]. Keuntungan dari metode RBI ini dapat meningkatkan waktu operasi dan kerja dari suatu fasilitas proses dimana pada saat bersamaan terjadi peningkatan atau tidaknya perawatan pada level resiko yang sama. Konsep *Risk Based Inspection* dapat dilihat pada gambar 1.



Gambar 1 *Risk Based Inspection* secara umum[3].

Hasil penelitian ini diharapkan berguna untuk tindakan penanggulangan kerusakan, khususnya dari segi material dan pengembangan ilmu bahan dalam

penambahan kelengkapan data untuk simulasi pada pemeriksaan berdasarkan resiko yang dikenal dengan istilah *Risk Based Inspection* (RBI).

2 Metodologi Penelitian

2.1 Korosi

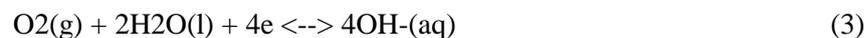
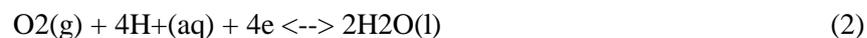
Sistem perpipaan merupakan bagian dari elemen struktur yang paling sensitif dari pembangkit listrik. Oleh karena itu, analisis sistem ini dan kuantifikasi kerapuhan mereka dalam hal probabilitas kegagalan adalah hal yang sangat penting[4].

Korosi didefinisikan sebagai kerusakan pada material yang diakibat oleh adanya reaksi kimia dengan lingkungan sekitar material tersebut.

Pada peristiwa korosi, logam mengalami oksidasi, sedangkan oksigen (udara) mengalami reduksi. Karat logam umumnya adalah berupa oksida atau karbonat. Rumus kimia karat besi adalah $Fe_2O_3 \cdot nH_2O$, suatu zat padat yang berwarna coklat merah. Korosi merupakan proses elektrokimia. Pada korosi besi, bagian tertentu dari besi itu berlaku sebagai anoda, di mana besi mengalami oksidasi.



Elektron yang dibebaskan di anode mengalir ke bagian lain dari besi itu yang bertindak sebagai katode, di mana oksigen tereduksi.



Laju korosi adalah kecepatan rambatan atau kecepatan penurunan kualitas bahan terhadap waktu.

$$CR = \frac{d-d_0}{T-T_0} \quad (4)$$

dengan :

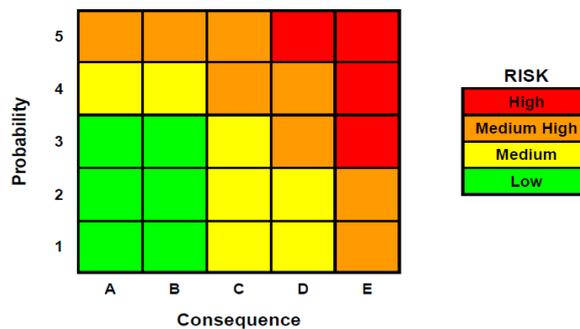
- CR = Corrosion Rate.
- d = ketebalan korosi awal.
- d_0 = ketebalan korosi akhir.
- T = Tahun pengujian awal.
- T_0 = Tahun pengujian akhir.

2.2 Risiko

Risiko adalah suatu kemungkinan dari suatu kejadian yang tidak diinginkan yang akan mempengaruhi suatu aktivitas atau obyek. Secara matematis, definisi *risk* adalah sebagai berikut:

$$Risk = Probability \times Consequence \tag{5}$$

Menentukan *risk level* dapat menggunakan acuan pada gambar 2.



Gambar 2 Matriks risiko [4].

Tabel 1 Nilai numerik kategori probabilitas dan konsekuensi.

Kategori probabilitas		Kategori konsekuensi	
Kategori	Range	Kategori	Range (ft ²)
1	$P_f(t) \leq 2$	A	$CA \leq 100$
2	$2 < P_f(t) \leq 20$	B	$100 < CA$
3	$20 < P_f(t) \leq 100$	C	$1000 < CA$
4	$100 < P_f(t) \leq 1000$	D	$3000 < CA$
5	$P_f(t) > 1000$	E	$CA > 10000$

2.3 Probability of Failures

Probabilitas kegagalan adalah kemungkinan suatu peralatan atau komponen mengalami gagal (API, 2008). Analisis terjadinya suatu kegagalan dalam komponen tersebut yang akan dianalisis adalah apabila berada dalam kondisi kerja saat ini. Persamaan probabilitas kegagalan dalam API RBI adalah [6]:

$$P_f(t) = gff \cdot Df(t) \tag{6}$$

$Df(t)$ = Faktor kerusakan (*damage factor*)

gff = Frekuensi kegagalan suatu komponen (*generic failure frequency*)

$Pf(t)$ = Probabilitas kegagalan (*probability of failure*)

2.4 Remaining life time

Remaining life time dapat diartikan sebagai toleransi *equipment* terhadap jenis kerusakannya. *Remaining life* ini yang akan menentukan waktu interval inspeksi selanjutnya[8].

$$\text{Remaining Life Time} = \frac{d_0 - d_R}{CR} \quad (7)$$

Dimana:

d_0 : *Current actual thickness*

d_R : *Required thickness*

CR : *Corrosion Rate*

2.5 Risk-Based Inspection

Risk Based Inspection (RBI) merupakan salah satu metode yang relatif baru dalam melakukan suatu inspeksi[9]. Metode ini berdasarkan analisis risiko yaitu meliputi mengenai analisis besarnya kemungkinan munculnya suatu kegagalan dan besarnya efek risiko yang muncul [10]. Secara umum manajemen RBI dapat dilihat pada gambar 3.



Gambar 3 Manajemen Risk Based Inspection[5].

2.6 Alat dan Bahan

Inspeksi yang dilakukan pada pipa distribusi gas alam pada stasiun KP-20 milik salah satu perusahaan distributor yaitu pipa gas lurus (*inlet automatic valve KP-20 Ø 20"*), pipa Gas Lurus (*Outlet Automatic Shutdown Valve KP-20*

Ø 20”) dan sambungan Tee (KP-20 Ø 20”). Alat yang digunakan dalam penelitian *Ultrasonic Thickness Meter* MT-160.

3 Hasil dan Pembahasan

3.1 Data Peralatan

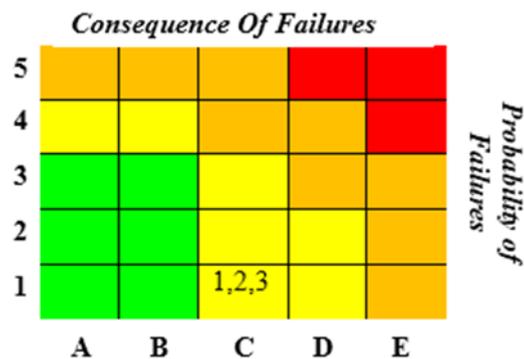
Data peralatan yang diinspeksi seperti pada tabel 2.

Tabel 2

Komponen	Data proses			
	P. <i>desig</i> n (psig)	P. <i>opr.</i> (psig)	T. <i>desi</i> gn (°F)	T. <i>opr.</i> (°F)
Pipa Gas Lurus (Inlet AV KP-20 Ø 20”)	900	450	650	250
Sambungan Tee (KP-20 Ø 20”)	900	450	650	250
Pipa Gas Lurus (Outlet AV KP- 20 Ø 20”)	900	450	650	250

3.2 Tingkat Resiko

Tingkat risiko pada 3 komponen tersebut dapat dilihat pada *Risk Matrix* seperti pada gambar 4.



Gambar 4 Matriks Risiko.

Keterangan:

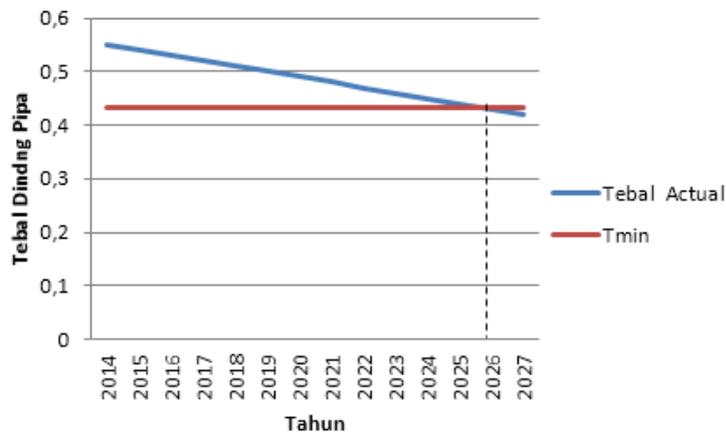
1. pipa gas lurus (*inlet automatic Shutdown valve* KP-20 Ø 20”)

2. sambungan Tee (KP-20 Ø 20")
3. pipa Gas Lurus (Outlet Automatic Shutdown Valve KP-20 Ø 20")

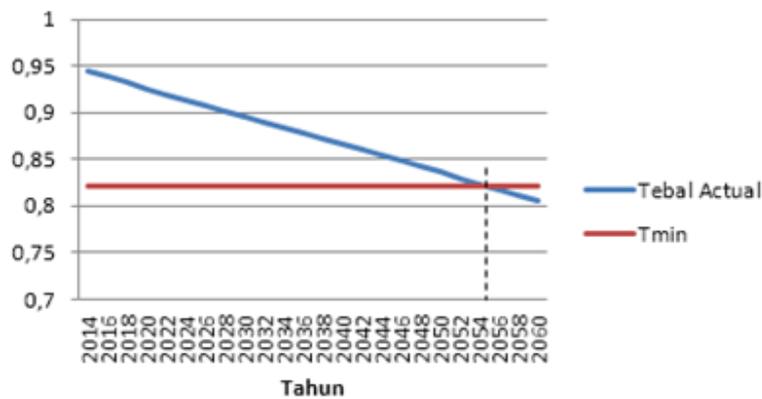
Dari matriks risiko tersebut kita dapat ketahui tingkat risiko ke-3 komponen adalah *medium risk* dengan nilai luas konsekuensi kegagalan adalah 1819,654 ft² dan nilai kemungkinan kegagalan 1.

3.3 Remaining Life Time

Data *remaining life time* setiap komponen dapat dilihat pada grafik.



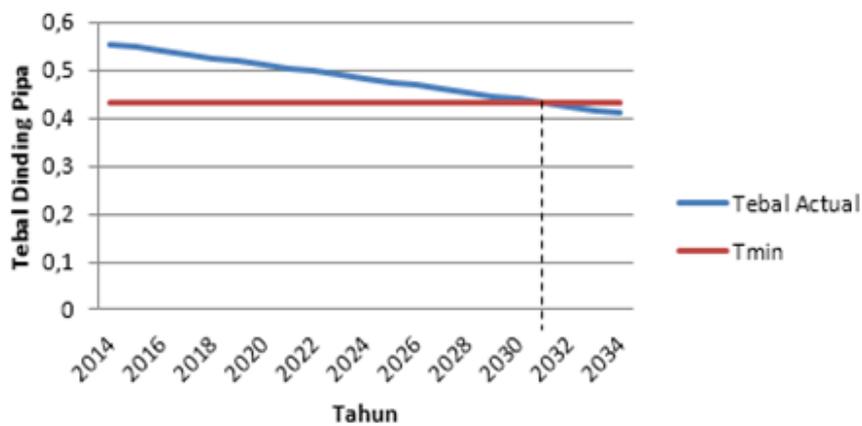
Gambar 5 Grafik *Remaining Life Time* pada Pipa Gas Lurus (Inlet Automatic Shutdown Valve KP-20 Ø 20")



Gambar 6 Grafik *Remaining Life Time* pada Sambungan Tee (KP-20 Ø 20").

Pada grafik *Remaining Life Time* Pipa Gas Lurus (*Inlet Automatic Shutdown Valve* KP-20 Ø 20”) dapat kita ketahui bahwa pipa akan mengalami kegagalan pada tahun antara 2025-2026 ditandai dengan nilai tebal *actual* pipa yang mendekati nilai ketebalan minimum desain pipa.

Pada grafik *Remaining Life Time* Sambungan Tee (KP-20 Ø 20”) dapat kita ketahui bahwa pipa akan mengalami kegagalan pada tahun antara 2054-2055 ditandai dengan nilai tebal *actual* pipa yang mendekati nilai ketebalan minimum desain pipa.



Gambar 7 Grafik *Remaining Life Time* pada Pipa Gas Lurus (*Outlet Automatic Shutdown Valve*) KP-20 Ø 20”.

Pada grafik *Remaining Life Time* Pipa Gas Lurus (*Outlet Automatic Shutdown Valve*) KP-20 Ø 20” dapat kita ketahui bahwa pipa akan mengalami kegagalan pada tahun antara 2030-2031 ditandai dengan nilai tebal *actual* pipa yang mendekati nilai ketebalan minimum desain pipa.

Tabel 3 Integritas Inspeksi pada Peralatan Statis RBI.

No	Level Risiko	Jenis Inspeksi
1	High	Internal Entry
		External NDT
2	Medium	Internal Entry
		External NDT
		Limited Internal Inspections
3	Low	Internal Entry
		External NDT
		Limited Internal Inspections

3.4 Risk-Based Inspection

Rekomendasi perencanaan inspeksi setiap komponen berdasarkan tabel 3 dan tabel 4 yaitu:

Tabel 4 Hasil Uji Tingkat Kekritisitas untuk Tipe Kegagalan.

<i>Probability of Failure</i>	<i>Consequences of Failure</i>	Metode Inspeksi	Frekuensi Inspeksi (bulan)	Luas Area Inspeksi
<i>High</i>	<i>High</i>	U.T	12	Penuh
<i>High</i>	<i>Medium</i>	U.T	12	Parsial
<i>High</i>	<i>Low</i>	U.T	12	Kecil
<i>Medium</i>	<i>High</i>	U.T	24	Penuh
<i>Medium</i>	<i>Medium</i>	U.T	30	Parsial
<i>Medium</i>	<i>Low</i>	U.T	30	Kecil
<i>Low</i>	<i>High</i>	U.T	30	Penuh
<i>Low</i>	<i>Medium</i>	U.T	36	Parsial
<i>Low</i>	<i>Low</i>	U.T	48	Kecil

Dari tabel 3 dan 4 maka dapat disusun rekomendasi sebagai berikut:

- a. Pipa Gas Lurus (*Inlet Automatic Shutdown Valve KP-20 Ø 20''*):
 - Frekuensi : 36 bulan sekali
 - Metode Inspeksi : External NDT
 - Inspeksi dilakukan sebelum tahun 2020
- b. Sambungan *Tee* (KP-20 Ø 20''):
 - Frekuensi : 36 bulan sekali
 - Metode Inspeksi : External NDT
 - Inspeksi dilakukan sebelum tahun 2035
- c. Pipa Gas Lurus (*Outlet Automatic Shutdown Valve KP-20 Ø 20''*):
 - Frekuensi : 36 bulan sekali
 - Metode Inspeksi : External NDT
 - Inspeksi dilakukan sebelum tahun 2023

4 Kesimpulan

Berdasarkan analisa *Risk Level* dapat diketahui bahwa semua komponen memiliki tingkat resiko medium (1C) dengan nilai luas konsekuensi kegagalan adalah 1819,654 ft² dan nilai kemungkinan kegagalan 1.

Komponen yang paling kritis adalah Pipa Gas Lurus (*Inlet Automatic Shutdown Valve KP-20 Ø 20"*) dengan nilai *Remaining Life Time* adalah 9,8 tahun sebagai akibat dari besarnya laju korosi pada komponen tersebut.

Penyusunan prioritas inspeksi berdasarkan metode *Risk-Based Inspection* API 581 adalah Pipa Gas Lurus (*Inlet Automatic Shutdown Valve KP-20 Ø 20"*) dilakukan inspeksi pada tahun 2020 dengan metode inspeksi NDT, Pipa Gas Lurus (*Outlet Automatic Shutdown Valve KP-20 Ø 20"*) dilakukan inspeksi pada tahun 2023 dengan metode inspeksi NDT dan terakhir Sambungan *Tee* (KP-20 Ø 20") dilakukan inspeksi pada tahun 2035 dengan metode inspeksi NDT.

Referensi

- [1] Pluvinage G, Elwany MH., *Safety, Reliability and Risk Associated with Water, Oil and Gas Pipelines*, Vol. 53, Springer., pp. 1689-1699, 2013.
- [2] Wibowo F., *Kajian Resiko Pipa Gas Transmisi PT Pertamina Studi Kasus Simpang Km32-Palembang*, 3(1), pp. 726–33, 2015.
- [3] Elanda Rw., *Analisis Keandalan Pipa Lurus Akibat Korosi Eksternal Pada Jalur Pipa Transmisi Gas Dengan Menggunakan Simulasi Monte Carlo*, 2011.
- [4] Kamsu-foguem B., *Information structuring and risk-based inspection for the marine oil pipelines*, Phys Procedia, Elsevier B.V, 2016;56:132–42. 5. API. Risk-Based Inspection Based Resource Document. 2000.
- [5] Vinod G, Bidhar SK, Kushwaha HS, Verma AK, Srividya A., *A comprehensive framework for evaluation of piping reliability due to erosion – corrosion for risk-informed inservice inspection*, 82:187–93, 2003.
- [6] API., *Risk-Based Inspection Technology*. 2008.
- [7] Prayogo GS, Haryadi GD, Ismail R, Kim SJ., *Risk Analysis of Heat Recovery Steam Generator with Semi Quantitative Risk Based Inspection*, API, 581. 2015.
- [8] Noori SA, Price JWH., *A risk approach to the management of boiler tube thinning*, Nucl Eng Des, 236(4), pp. 405–14, 2006.

- [9] Perumal KE., *Corrosion Risk Analysis , Risk Based Inspection and a Case Study Concerning a Condensate Pipeline*, Procedia Eng. Elsevier B.V., 86, pp. 597–605, 2014.
- [10] 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>.