Department of Digital Business
Journal of Artificial Intelligence and Digital Business (RIGGS)
Homepage: https://journal.ilmudata.co.id/index.php/RIGGS
Vol. 5 No. 2 (2026) pp: 25843-25855
P-ISSN: 2963-9298, e-ISSN: 2963-914X

Analisis Risiko dan Strategi Inspeksi Pipa Sulfuric Acid pada Fasilitas Marine Jetty Menggunakan Metode Risk-Based Inspection (RBI)

Gibson Fisher[1], Djoko Pitoyo[2], Andini Radisya Pratiwi[3], Widyo Subiantoro[4]
[1-4]Universitas Sangga Buana
[1]gibsonfisher913@gmail.com, [2]djoko.pitoyo@usbypkp.ac.id, [3]andini.radisya@usbypkp.ac.id,
[4]widiyo.subiantoro@usbypkp.ac.id

Abstrak

Piping merupakan sistem perpipaan yang digunakan untuk mengalirkan fluida dari satu proses ke proses lainnya. Jenis piping yang diteliti adalah Sulfuric Acid Piping, yaitu sistem perpipaan yang digunakan untuk menyalurkan fluida sulfuric acid (H_2SO_4) pada area proses dan distribusi. Fluida sulfuric acid yang mengalir pada sistem perpipaan memiliki sifat sangat korosif sehingga dapat menyebabkan degradasi material, penipisan dinding pipa, serta kerusakan lokal yang berpotensi mengakibatkan kebocoran. Kegagalan sistem perpipaan dapat menimbulkan dampak yang merugikan terhadap keselamatan kerja, lingkungan, keandalan operasi, dan biaya perawatan. Oleh karena itu, peralatan bertekanan seperti piping memerlukan program inspeksi yang efektif untuk menjaga integritas dan keandalannya. Risk Based Inspection (RBI) merupakan metode yang digunakan untuk menentukan rencana inspeksi berdasarkan tingkat risiko kegagalan peralatan. Metode RBI yang digunakan dalam penelitian ini adalah RBI Semi-Kuantitatif berdasarkan standar API 581. Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui tingkat risiko, estimasi interval inspeksi, dan metode inspeksi yang sesuai pada sistem perpipaan sulfuric acid. Hasil penelitian menunjukkan bahwa dari 9 line piping sulfuric acid, terdapat 22% pipa dengan tingkat risiko moderate dan 78% pipa dengan tingkat risiko moderate to high. Tingkat risiko tersebut dipengaruhi oleh kondisi operasi, lingkungan, serta mekanisme kerusakan yang terjadi pada sistem perpipaan. Estimasi interval inspeksi direkomendasikan tidak melebihi setengah dari remaining life pipa untuk memastikan integritas dan keandalan operasi tetap terjaga. Berdasarkan hasil analisis RBI, mekanisme kerusakan dominan yang teridentifikasi adalah hydrogen grooving, sehingga metode inspeksi yang direkomendasikan untuk mendeteksi dan memantau kerusakan tersebut adalah Long Range Ultrasonic Testing (LRUT) dan Ultrasonic Testing (UT) konvensional.

***Kata Kunci**: Interval Inspeksi; Sulfuric Acid Piping; Hydrogen Grooving; Remaining Life; Risk Based Inspection*

1. Latar Belakang

Sistem perpipaan merupakan komponen penting dalam industri minyak, gas, petrokimia, dan kimia karena berfungsi sebagai media distribusi fluida proses secara kontinu. Pada sistem perpipaan sulfuric acid, material pipa bekerja pada lingkungan yang sangat korosif sehingga berpotensi mengalami penurunan integritas akibat korosi lokal, thinning, dan hydrogen grooving. Kerusakan tersebut dapat menyebabkan kebocoran, gangguan produksi, kerusakan fasilitas, hingga risiko keselamatan kerja dan pencemaran lingkungan. Oleh karena itu, diperlukan sistem inspeksi yang efektif untuk menjaga keandalan dan keselamatan operasi perpipaan industri.

Metode inspeksi konvensional yang menggunakan pendekatan *Time Based Inspection* (TBI) dinilai kurang efektif karena inspeksi dilakukan berdasarkan interval waktu tertentu tanpa mempertimbangkan kondisi aktual dan tingkat risiko peralatan. Pendekatan tersebut dapat menyebabkan inspeksi berlebihan pada area berisiko rendah dan kurangnya inspeksi pada area kritis yang memiliki tingkat kerusakan tinggi. Untuk mengatasi kondisi tersebut, industri mulai menerapkan metode *Risk Based Inspection* (RBI) yang mengintegrasikan *probability of failure (PoF)* dan *consequence of failure* (CoF) dalam menentukan prioritas inspeksi berbasis risiko.

Risk Based Inspection (RBI) merupakan metode inspeksi yang digunakan untuk menentukan tingkat risiko suatu peralatan berdasarkan kemungkinan kegagalan dan konsekuensi yang ditimbulkan apabila terjadi kegagalan. Metode RBI semi-kuantitatif API 581 banyak digunakan pada sistem perpipaan dan peralatan statis karena mampu membantu menentukan interval inspeksi, remaining life, serta metode inspeksi yang sesuai dengan mekanisme kerusakan yang terjadi. Pada sistem perpipaan sulfuric acid, salah satu mekanisme kerusakan utama adalah

hydrogen grooving yang berkembang akibat lingkungan asam dan menyebabkan korosi lokal pada material carbon steel.

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis tingkat risiko, estimasi interval inspeksi, dan metode inspeksi pada pipa sulfuric acid menggunakan metode Risk Based Inspection (RBI) semi-kuantitatif API 581. Hasil penelitian diharapkan dapat menjadi dasar dalam pengembangan strategi inspeksi berbasis risiko guna meningkatkan integritas, keselamatan, dan keandalan sistem perpipaan industri.

2. Metode Penelitian

Tahap awal penelitian dimulai dengan Tahap awal penelitian dimulai dengan melakukan pengumpulan data yang diperlukan dalam pelaksanaan penelitian berupa data hasil ultrasonic testing (UT), data ketebalan nominal pipa, data kondisi operasi, inspection history, serta data pendukung lainnya untuk penentuan *remaining life, probability of failure, dan consequence of failure*.

Tahap kedua adalah menentukan nilai *minimum allowable thickness*, *corrosion rate*, dan *remaining life* berdasarkan hasil pengukuran ketebalan aktual pada sistem pipa sulfuric acid. Dengan mengetahui *corrosion rate* dan *remaining life* maka dapat diprediksi interval inspeksi yang akan dilakukan menggunakan metode Risk Based Inspection (RBI) semi-kuantitatif API 581.

Selanjutnya dilakukan analisis tingkat risiko berdasarkan probability of failure dan consequence of failure untuk menentukan kategori risiko serta metode inspeksi yang sesuai terhadap mekanisme kerusakan hydrogen grooving pada sistem perpipaan sulfuric acid.

a. Minimum Allowable Thickness

Minimum Allowable Thickness atau trequired merupakan batas tebal minimum suatu pipa untuk keamanan operasi (ASME International, 2015). Perhitungan *Minimum Allowable Thickness* pada pipa dapat dilihat pada persamaan. *(American Petroleum Institute, 2003b).*

$$t = \frac{PD}{2\,SEW + PY}$$

Keterangan:
T : Minimum Allowable Thickness (mm)

P: Tekanan operasi maksimum (MPa atau kg/cm2)

D: Diameter luar pipa (mm)

S: Kekuatan material pipa (MPa atau kg/cm2)

E: Joint efficiency

W: Weld joint strength reduction factor

Y: Coefficient

b. Corrosion Rate (CR)

Perhitungan corrosion rate pada pipa dapat dilihat pada persamaan 2 (*American Petroleum Institute, 2003a).*

$$CR = \frac{t_{initial} - t_{Actual}}{time\ (years)\ beetween\ t_{initial}\ and\ t_{Actual}}$$

c. Remaining Life (RL)

Remaining Life (RL) Remaining life ialah waktu dari pipa mencapai batas minimum ketebalannya *($t_{required}$) (American Petroleum Institute, 2003a).*

DOI: https://doi.org/10.31004/riggs.v5i2.12851
Lisensi: Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)

$$RL = \frac{t_{initial} - t_{Actual}}{Corrosion\ Rate\ [inches\ (mm)\ per\ year]}$$

Tahap ketiga adalah memproses data *generic failure frequency*, data *damage factor*, dan data faktor manajemen sistem pada *Sulfuric Acid piping*untuk melakukan perhitungan nilai *probability of failure*. Hasil perkalian tersebut dikonversi ke dalam *probability of failure category*. Selanjutnya, memproses data *area-based consequence* dan *financial-based consequence* untuk mengkonversi ke dalam masing – masing *consequence of failure category*.

1. *Probability of Failure*

Probability of failure secara universal merupakan fungsi waktu (s) dan meningkatnya kerusakan secara bertahap pada komponen yang terakumulasi dengan waktu (Dou et al., 2017). *Probability of failure* yang digunakan dalam API 581 dapat dilihat pada rumus 4.

$$Pf\ (t) = gff \cdot Df\ (t) \cdot F_{MS}$$

Dari persamaan 4, *probability of failure* diperoleh dari frekuensi kegagalan komponen (*gff*), faktor kerusakan (*Df(t)*), faktor manajemen sistem (FMS) (American Petroleum Institute, 2016). API 581 memberikan rentang kategori untuk *probability of failure* seperti yang dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1. *Probability of Failure Category* (PT.XYZ)

Category	**Probablitiy Range**
1	Pf < 10E-06
2	10E-06 ≤ Pf ≤ 10E-04
3	10E-04 ≤ Pf ≤ 10E-02
4	10E-02 ≤ Pf ≤ 1
5	Pf > 1

2. *Consequence of Failure*

Konsekuensi diartikan sebagai akibat yang ditimbulkan dari suatu kegagalan. Dalam API RBI, konsekuensi dari kegagalan, dianggap tidak bervariasi dengan waktu (Seo et al., 2015). (PT.XYZ) dalam penelitiannya, menggunakan aspek konsekuensi kegagalan, yaitu *consequence of economic loss* (biaya *maintenance* atau *replacement*, biaya kerusakan peralatan lainnya.

Tabel 2. *Financial Based Consequence Category* (PT.XYZ)

Category	**Financial Base Consequence**
1	FC < 10000
2	10000 ≤ FC ≤ 100000
3	100000 ≤ FC ≤ 1000000
4	1000000 ≤ FC ≤ 5000000
5	FC < 5000000

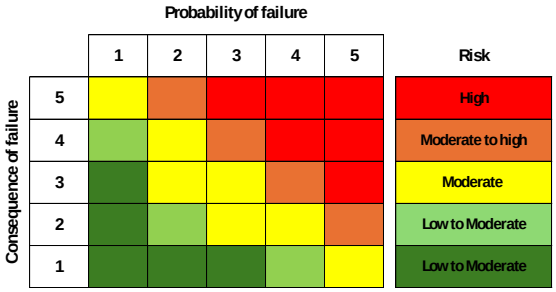
Tipe-tipe *consequence of failure* meliputi *flammable/explosive*, *toxicity*, *environmental*, dan *business interruption* serta hasil akhir dari tipe-tipe tersebut dalam menyajikan risiko terdiri dari *business interruption* (*cost*), *equipment*

DOI: https://doi.org/10.31004/riggs.v5i2.12851
Lisensi: Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)

damage (*area*), *health effects*/*safety* (*area*), dan *environmental impact* (*cost*) (American Petroleum Institute, 2000). PT.XYZ memberikan *consequence of failure category* berdasarkan finansial Consequence (Tabel 2).

Tahap keempat adalah memplotkan *probability of failure category* dan *consequence of failure category* yang terpilih ke dalam *risk matrix* RBI dan menentukan tingkat resiko untuk mengetahui peralatan mana yang lebih diprioritaskan untuk dilakukan penanganan inspeksi sesuai dengan perencanaan interval inspeksi.

Hasil perhitungan risiko diwakili dalam bentuk *risk matrix*. Penggunaan matriks risiko adalah cara yang sangat efektif untuk mengkomunikasikan output tanpa menggunakan nilai angka (Vianello, Milazzo, Guerrini, Mura, & Maschio, 2016). Dalam *risk matrix*, kategori konsekuensi dan probabilitas disusun sedemikian rupa sehingga komponen risiko tertinggi mengarah ke sudut kanan atas Gambar



Gambar 1. *Risk Matrix* (PT.XYZ)

Tahap kelima adalah menentukan interval inspeksi berdasarkan tingkat resiko dengan mempertimbangkan *remaining life* yang telah dihitung sebelumnya dan menentukan metode inspeksi yang tepat sesuai dengan *damage factor* yang terjadi pada *Sulfuric Acid (H2S04)*.

Dalam menentukan interval inspeksi *onshore pipeline* menggunakan standar DNV *Qualitative Interval* (DNVGL-RP-G101., 2017) dan API 570.

DNV *Qualitative Interval* ditentukan berdasarkan tingkat risiko RBI sedangkan API 570 ditentukan berdasarkan konsep *half remaining life*.

3. *DNV Qualitative Interval*

DNV menyediakan matriks *DNV Qualitative Interval* berdasarkan tingkat risikonya seperti yang dapat dilihat pada Gambar 3.

PoF Rangking	PoF Description	Time to Inspect (years)				
5	(1) In a small population, one or more failures can be expected annually. (2) Failure has occurred several times a year in the location.	Corective Maintenance	4	2	1	1
4	(1) In a large population, one or more failures can be expected annually. (2) Failure has occurred several times a year in operating company.	Corective Maintenance	4	2	1	1
3	(1) Several failures may occur during the life of the installation for a system comprising a small number of components. (2) Failure has occurred in the operating company.	Corective Maintenance	Corective Maintenance	4	2	2
2	(1) Several failures may occur during the life of the installation for a system comprising a large number of components. (2) Failure has occurred in industry.	Corective Maintenance	Corective Maintenance	8	4	4
1	(1) Several failures may occur during the life of the installation for a system comprising a large number of components. (2) Failure has occurred in industry.	Corective Maintenance	Corective Maintenance	8	8	8
CoF Types	SAFETY	No Injury	Minor Injury Absence < 2 days	Mayor Injury Absence < 2 days	Singel Fatality	Multiple Fatalities
	ENVIRONMENT	No Polution	Minor local effect can be clean up easily	Significant local effect will take more than 1 man week to remove	pollution has significant effect upon the surrounding ecosystem (e.g. population of bird or fish)	pollution that can cause massive and irreparable damage to ecosystem
	BUSINESS	No Downtime or asset damage	< € 10.000 damage or downtime < one shift	< € 10.000 damage or downtime < 4 shift	< € 10.000 damage or downtime < one month	< € 10.000 damage or downtime < one year
CoF Rangking		A	B	C	D	E

Gambar 2. *DNV Qualitative Interval* (DNVGL-RP-G101., 2017)

4. Interval Inspeksi API 570

Inspeksi atau pengukuran ketebalan pipa dilakukan tidak melebihi setengah dari umur sisa pipa tersebut (American Petroleum Institute, 2003a). Penentuan interval inspeksi menggunakan konsep *half remaining life* yaitu dengan menjadwalkan interval inspeksi pada setengah *remaining life.*

DOI: https://doi.org/10.31004/riggs.v5i2.12851
Lisensi: Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)

5. Metode Inspeksi

Metode inspeksi merupakan metode yang tepat digunakan untuk mendeteksi mekanisme kerusakan pada peralatan (Qathafi, 2015). sementara dalam artikel ini penulis menentukan metode inspeksi pada *onshore piping* berdasarkan API 581 sesuai *damage factor* dan kategori keefektifan inspeksi yang terjadi pada peralatan.

3. Hasil dan Diskusi

Hasil analisis *Risk-Based Inspection* (RBI) pada 9 *line number* pipa sulfuric acid berukuran 4 inci, 8 inci, dan 16 inci dengan material carbon steel SA-106 Gr. B menunjukkan bahwa tingkat risiko perpipaan dipengaruhi oleh kondisi operasi, karakteristik fluida, dan mekanisme kerusakan yang terjadi. Berdasarkan perhitungan RBI Semi-Kuantitatif mengacu pada API 581, diperoleh 22% pipa berada pada kategori risiko *moderate* dan 78% pada kategori *moderate to high*. Hasil evaluasi *remaining life* digunakan sebagai dasar penentuan interval inspeksi, dengan rekomendasi interval tidak melebihi setengah dari *remaining life* masing-masing pipa. Mekanisme kerusakan dominan yang teridentifikasi adalah *hydrogen grooving*, sehingga metode inspeksi yang direkomendasikan adalah *Long Range Ultrasonic Testing* (LRUT) dan *Ultrasonic Testing* (UT) konvensional. Hasil ini menunjukkan bahwa penerapan RBI efektif dalam menentukan prioritas inspeksi dan mendukung pengelolaan integritas sistem perpipaan sulfuric acid secara lebih optimal.



Gambar 3. Pipa sulfuric acid



Gambar 4. Mekanisme Kerusakan (Hydrogen Grooving)

DOI: https://doi.org/10.31004/riggs.v5i2.12851
Lisensi: Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)



Gambar 5. Sampling pipa sulfuric acid (Hydrogen Grooving)

a. Generic Failure Frequency (*gff*)

Berdasarkan panduan API 581, seluruh *line number* pipa sulfuric acid yang dianalisis memiliki nilai *Generic Failure Frequency* (GFF) yang sama, yaitu sebesar $3{,}06 \times 10^{-5}$ kegagalan / tahun atau 0,0000306 kegagalan/tahun. Nilai *gff* merupakan frekuensi kegagalan generik yang menggambarkan kemungkinan terjadinya kegagalan peralatan selama operasi pada kondisi dan lingkungan tertentu. Parameter ini digunakan sebagai dasar dalam perhitungan *Probability of Failure* (PoF) pada metode *Risk-Based Inspection* (RBI). Semakin tinggi nilai *gff*, semakin besar probabilitas kegagalan yang dapat terjadi pada peralatan stasioner begitu pula sebaliknya.

b. Damage Factor (Df)

Berdasarkan hasil analisis mengacu pada API 581, mekanisme kerusakan (*damage mechanism*) yang teridentifikasi pada sistem perpipaan *sulfuric acid* adalah thinning, yaitu penurunan ketebalan dinding pipa akibat proses korosi selama masa operasi. Nilai *Damage Factor* (Df) dihitung untuk seluruh 9 *line number* pipa sebagai parameter yang menggambarkan tingkat kerusakan dan probabilitas kegagalan akibat mekanisme tersebut. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa pipa 8”-SA-0153-1B memiliki nilai *Damage Factor* tertinggi, yaitu sebesar 1,7783. Tingginya nilai Df pada pipa tersebut dipengaruhi oleh laju korosi yang lebih besar dibandingkan pipa lainnya, sehingga menyebabkan tingkat degradasi material yang lebih tinggi. Dalam metode RBI, nilai Df berbanding lurus dengan tingkat risiko kegagalan peralatan. Oleh karena itu, semakin besar nilai *Damage Factor*, semakin besar pula peluang terjadinya kegagalan pipa akibat penurunan ketebalan (*thinning*), sehingga diperlukan perhatian khusus melalui inspeksi yang lebih intensif dan strategi mitigasi yang sesuai untuk menjaga integritas sistem perpipaan.

c. Faktor Manajemen Sistem (FMS)

Faktor Manajemen Sistem (FMS) dalam API 581 digunakan untuk menilai pengaruh sistem manajemen terhadap probabilitas kegagalan peralatan. Penilaian dilakukan terhadap aspek operasi, inspeksi, pemeliharaan, *engineering*, pelatihan, dan keselamatan kerja melalui kuesioner evaluasi manajemen. Hasil evaluasi menunjukkan bahwa PT. XYZ memperoleh nilai FMS sebesar 1,0, yang mengindikasikan sistem manajemen telah berjalan efektif dan memenuhi kriteria API 581. Nilai tersebut menunjukkan bahwa faktor manajemen tidak memberikan peningkatan signifikan terhadap probabilitas kegagalan, serta mendukung keandalan dan integritas sistem perpipaan sulfuric acid.

d. Probability of Failure

Berdasarkan perhitungan *Probability of Failure* (PoF) menggunakan Persamaan (4), yaitu

$$\boldsymbol{Pf\,(t) = gff \cdot Df\,(t) \cdot FMS,}$$

serta klasifikasi kategori risiko mengacu pada Tabel 1, seluruh *sulfuric acid piping* yang dianalisis berada pada kategori PoF 2, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 4. Nilai PoF dipengaruhi oleh *Generic Failure Frequency* (GFF), *Damage Factor* (Df), dan *Faktor Manajemen Sistem* (FMS). Semakin besar nilai PoF, semakin tinggi kemungkinan terjadinya kegagalan pada sistem perpipaan, yang pada akhirnya akan meningkatkan tingkat risiko (*risk level*) yang diperoleh dalam analisis RBI. Oleh karena itu, nilai PoF menjadi parameter penting dalam menentukan prioritas inspeksi dan strategi mitigasi risiko pada sistem perpipaan sulfuric acid.

DOI: https://doi.org/10.31004/riggs.v5i2.12851
Lisensi: Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)

e. Consequence of Failure

Kategori *Consequence of Failure* (CoF) ditentukan berdasarkan hasil evaluasi parameter *business impact cost* dan *equipment damage cost*, yang selanjutnya diklasifikasikan sesuai kriteria pada Tabel 2. Tabel 3 menunjukkan contoh penentuan kategori CoF untuk salah satu *line number* pipa. Hasil analisis menunjukkan bahwa *sulfuric acid piping* berada pada kategori CoF 4 dan 5, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5. Dari total 9 pipa yang dianalisis, terdapat 2 pipa pada kategori 4 dan 7 pipa pada kategori 5. Dominasi kategori 5 menunjukkan bahwa kegagalan pada sebagian besar sistem perpipaan sulfuric acid berpotensi menimbulkan dampak yang signifikan terhadap operasional, kerusakan peralatan, dan biaya yang ditimbulkan, sehingga memerlukan pengendalian risiko dan program inspeksi yang lebih ketat.

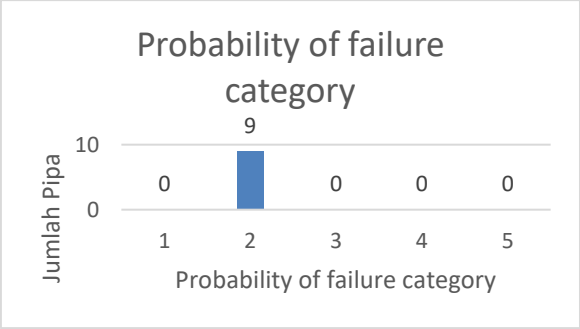
f. Risk Matrix

Berdasarkan hasil *plotting* pada Risk Matrix, tingkat risiko *Sulfuric Acid Piping* terbagi ke dalam dua kategori, yaitu moderate risk dan moderate to high risk. Dari 9 pipa yang dianalisis, terdapat 2 pipa (22%) berada pada kategori *moderate risk* yang ditunjukkan oleh area berwarna kuning, sedangkan 7 pipa (78%) berada pada kategori *moderate to high risk* yang ditunjukkan oleh area berwarna oranye. Distribusi kategori dan persentase tingkat risiko masing-masing *line number* pipa dapat dilihat pada Gambar 6 dan Gambar 7.

Dominasi kategori *moderate to high risk* menunjukkan bahwa sebagian besar sistem perpipaan sulfuric acid memiliki potensi kegagalan dan konsekuensi yang cukup signifikan sehingga memerlukan prioritas inspeksi dan pengendalian risiko yang lebih ketat. Meskipun terdapat pipa yang berada pada kategori *moderate risk*, kondisi tersebut tetap memerlukan pemantauan dan tindakan mitigasi yang berkelanjutan untuk mencegah peningkatan risiko di masa mendatang. Hasil ini menunjukkan bahwa program inspeksi dan pemeliharaan yang diterapkan telah mampu menjaga risiko pada tingkat yang dapat diterima, namun optimalisasi strategi inspeksi tetap diperlukan untuk menjaga integritas dan keandalan sistem perpipaan.

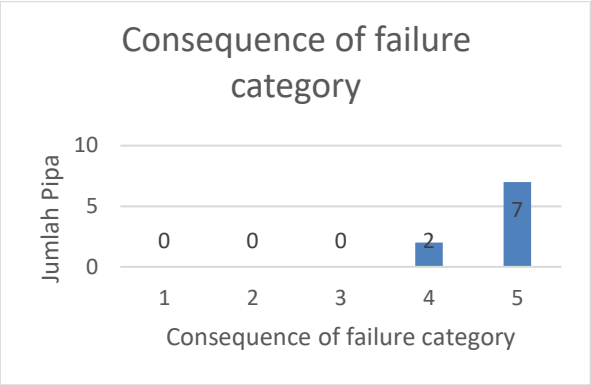
Tabel 4. *CoF Category Sulfuric Acid piping* (*Line Number* 16”-SA-0155-1B)

Equipment Damage Cost	Business Impact cost	Cof Category
5	5	5

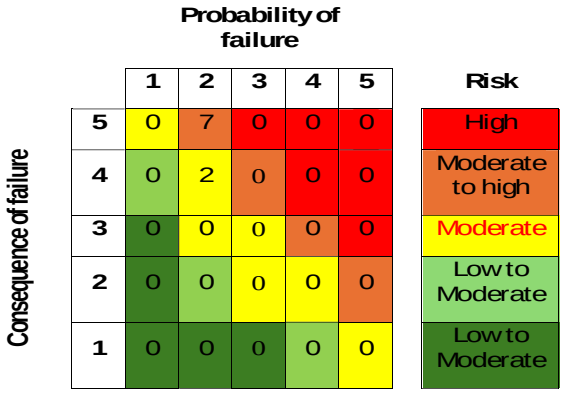


Gambar 6. Probability of failure category

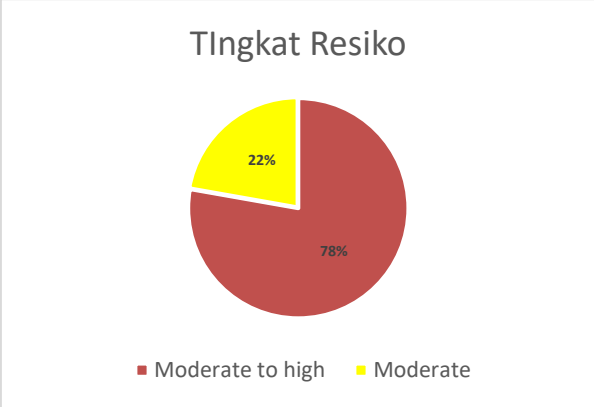
DOI: https://doi.org/10.31004/riggs.v5i2.12851
Lisensi: Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)



Gambar 7. Consequence of failure category



Gambar 8. Distribusi Risk Matrix



Gambar 9. Presentase Resiko

g. Corrosion Rate

Nilai *corrosion rate* merupakan parameter penting yang memengaruhi umur sisa (*remaining life*) pipa. Semakin tinggi laju korosi yang terjadi, semakin cepat penurunan ketebalan dinding pipa sehingga nilai *remaining life* menjadi lebih rendah. Hasil perhitungan berdasarkan Persamaan (2) menunjukkan bahwa *corrosion rate* pada Sulfuric Acid Piping berada pada rentang 0,10–1,68 mm/tahun. Dari 9 *line number* pipa yang dianalisis, pipa 16”-SA-0155-1B dan 8”-SA-0153-1B memiliki nilai *corrosion rate* tertinggi. Tingginya laju korosi pada kedua pipa tersebut mengindikasikan tingkat degradasi material yang lebih besar dibandingkan pipa lainnya, sehingga memerlukan perhatian khusus dalam penentuan interval inspeksi dan strategi mitigasi untuk menjaga integritas sistem perpipaan.

DOI: https://doi.org/10.31004/riggs.v5i2.12851
Lisensi: Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)

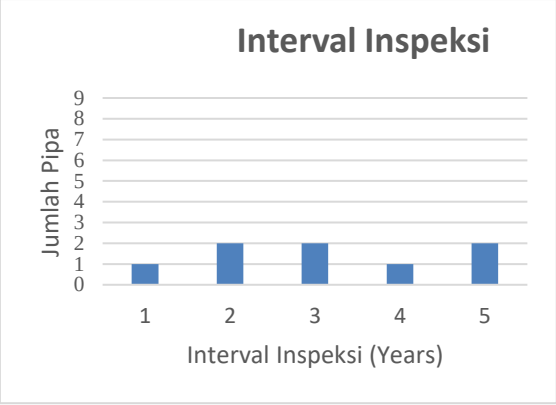
h. Remaining Life

Hasil perhitungan *remaining life* menunjukkan bahwa setiap Sulfuric Acid Piping memiliki umur sisa yang berbeda-beda, yang dipengaruhi oleh laju korosi (*corrosion rate*), tekanan desain, dan temperatur desain. Semakin tinggi *corrosion rate*, tekanan desain, dan temperatur operasi, maka semakin cepat penurunan ketebalan material sehingga umur sisa pipa menjadi lebih pendek. Dari 9 *line number* pipa yang dianalisis, pipa 16”-SA-0155-1B dan 8”-SA-0153-1B memiliki nilai *remaining life* paling rendah. Kondisi ini sejalan dengan hasil perhitungan *corrosion rate* yang menunjukkan bahwa kedua pipa tersebut memiliki laju korosi tertinggi, sehingga memerlukan prioritas inspeksi dan pemantauan yang lebih intensif untuk menjaga integritas sistem perpipaan.

i. Interval Inspeksi

Interval inspeksi merupakan periode waktu yang ditetapkan untuk pelaksanaan inspeksi berikutnya berdasarkan tingkat risiko dan kondisi aktual pipa. Penentuan interval inspeksi pada seluruh Sulfuric Acid Piping mengacu pada DNV Qualitative Interval berdasarkan kategori risiko yang diperoleh dari hasil *Risk Matrix* RBI. Selain itu, penetapan interval inspeksi juga mempertimbangkan nilai *remaining life* pipa. Sesuai dengan API 570, frekuensi inspeksi maksimum direkomendasikan tidak melebihi setengah dari *remaining life* untuk memastikan potensi kerusakan dapat terdeteksi sebelum mencapai kondisi kritis.

Berdasarkan hasil analisis, pipa 16”-SA-0155-1B dan 8”-SA-0153-1B menjadi prioritas utama untuk dilakukan inspeksi karena memiliki *remaining life* paling rendah, yaitu 3,82 tahun. Oleh karena itu, inspeksi berikutnya direkomendasikan dilaksanakan dalam waktu dua tahun setelah inspeksi terakhir. Pada pelaksanaan inspeksi selanjutnya, perlu dilakukan pembaruan (*update*) perhitungan *remaining life* berdasarkan hasil pengukuran ketebalan terbaru, karena kemungkinan terjadi perubahan laju korosi dan penurunan ketebalan dinding pipa yang dapat memengaruhi umur sisa serta strategi pengelolaan integritas perpipaan.



Gambar 10. Interval Inspeksi

j. Metode Inspeksi

Metode inspeksi digunakan untuk mendeteksi kerusakan pada sistem perpipaan serta mengurangi kemungkinan terjadinya kegagalan. Dalam metode *Risk-Based Inspection* (RBI), pemilihan metode inspeksi mengacu pada API 581 dengan mempertimbangkan mekanisme kerusakan, tingkat risiko, dan efektivitas inspeksi (*inspection effectiveness*).

Metode inspeksi yang tepat memungkinkan kerusakan terdeteksi lebih dini sehingga integritas perpipaan dapat tetap terjaga.

Berdasarkan hasil analisis, mekanisme kerusakan dominan pada sistem perpipaan sulfuric acid adalah hydrogen grooving. Oleh karena itu, PT XYZ menerapkan metode non-intrusive inspection sehingga inspeksi dapat dilakukan tanpa mengganggu operasi sistem. Metode inspeksi yang direkomendasikan adalah Long Range Ultrasonic Testing (LRUT) untuk pemeriksaan area pipa yang luas dan Ultrasonic Testing (UT) konvensional untuk pengukuran ketebalan pada titik-titik kritis.

Efektivitas inspeksi (*inspection effectiveness*) ditentukan berdasarkan kemampuan metode inspeksi dalam mendeteksi mekanisme kerusakan yang terjadi. Kategori efektivitas untuk UT Inspection dan Visual Inspection

DOI: https://doi.org/10.31004/riggs.v5i2.12851
Lisensi: Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)

mengacu pada API 581 dan digunakan sebagai dasar dalam evaluasi *Probability of Failure* (PoF) serta penyusunan program inspeksi yang lebih efektif dan andal.

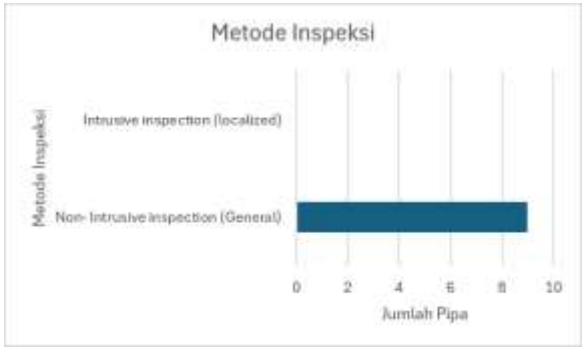
Tabel 5. Inspection effectiveness coverage UT

TASK NO	Title	Inspection tool	Fluid service	Material
UT-01	Generic Work-pack of Piping with UT Inspection for Generalized Thinning	UT wall thickness	All	Carbon Steel
Expected damage mechanism	CO2 Corrosion, Sour Water Corrosion, Cooling Water Corrosion, Amine Corrosion			
RBI Inspection Effectiveness (RBI-IE) recommendation				
A	For the total surface area, perform 100% UT or UT C-scan; or 10% profile radiography.			
B	For the total surface area, perform >75% spot UT; or >5% UT scanning; or >5% profile radiography.			
C	For the total surface area, perform >50% spot UT; or random UT scanning; or random profile radiography.			
D	For the total surface area, perform >25% spot UT.			

Tabel 6. Inspection effectiveness coverage VT

TASK NO	Title	Inspection tool	Fluid service	Material
VI-01	Generic Work-pack of Visual Inspection for Piping	Visual Inspection (VI), and follow-up with UT, RT, or pit gauge as required	All	All
Expected damage mechanism	Atmospheric corrosion, Generalized/localized corrosion, Pitting corrosion, Crevice corrosion, Vibration, and other mechanical damages.			
RBI Inspection Effectiveness (IE) recommendation				
A	Visual inspection of >95% of the exposed surface area with follow-up by UT, RT, or pit gauge as required.			
B	Visual inspection of >60% of the exposed surface area with follow-up by UT, RT, or pit gauge as required.			
C	Visual inspection of >30% of the exposed surface area with follow-up by UT, RT, or pit gauge as required.			
D	Visual inspection of >5% of the exposed surface area with follow-up by UT, RT, or pit gauge as required.			

DOI: https://doi.org/10.31004/riggs.v5i2.12851
Lisensi: Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)



Gambar 11. Metode Inspeksi

PEMBAHASAN

1) Analisis Tingkat Risiko pada Sulfuric Acid Piping

Hasil Risk Matrix menunjukkan bahwa 78% sistem perpipaan berada pada kategori Moderate to High Risk. Kondisi ini mengindikasikan bahwa sebagian besar pipa memiliki kombinasi probabilitas kegagalan dan konsekuensi kegagalan yang cukup signifikan sehingga memerlukan prioritas inspeksi yang lebih tinggi. Dalam perspektif Asset Integrity Management, kategori risiko ini menunjukkan bahwa sistem perpipaan masih dapat dioperasikan namun membutuhkan pengawasan dan program inspeksi yang lebih intensif untuk mencegah kegagalan di masa mendatang.

2) Pengaruh Damage Factor terhadap Probability of Failure

Nilai Damage Factor tertinggi ditemukan pada pipa 8”-SA-0153-1B sebesar 1,7783. Tingginya nilai tersebut menunjukkan bahwa laju degradasi material akibat korosi berkontribusi langsung terhadap peningkatan Probability of Failure.

Sesuai konsep API 581, Damage Factor merupakan parameter utama yang merepresentasikan kondisi aktual peralatan. Semakin tinggi nilai Df maka semakin tinggi kemungkinan kegagalan yang akan terjadi.

3) Evaluasi Consequence of Failure

Dominasi kategori CoF 5 menunjukkan bahwa kegagalan pipa sulfuric acid dapat menimbulkan dampak operasional dan ekonomi yang signifikan.

Karakteristik sulfuric acid yang bersifat korosif menyebabkan kebocoran berpotensi mengakibatkan : Kerusakan fasilitas, Gangguan produksi, Risiko keselamatan kerja, Biaya perbaikan yang tinggi. Oleh karena itu aspek konsekuensi menjadi faktor penting dalam penentuan prioritas inspeksi.

4) Hubungan Corrosion Rate dan Remaining Life

Hasil penelitian menunjukkan bahwa corrosion rate berbanding terbalik dengan remaining life. Pipa 16”-SA-0155-1B dan 8”-SA-0153-1B memiliki laju korosi tertinggi sekaligus umur sisa terendah.

Temuan ini sejalan dengan teori API 570 yang menyatakan bahwa peningkatan laju korosi akan mempercepat penurunan ketebalan material sehingga umur layan pipa menjadi lebih pendek.

5) Evaluasi Interval Inspeksi

Penentuan interval inspeksi berdasarkan konsep *half remaining life* memberikan pendekatan yang lebih efektif dibandingkan inspeksi berbasis waktu tetap (time-based inspection).

Dengan pendekatan ini, inspeksi dapat difokuskan pada peralatan yang memiliki tingkat degradasi tertinggi sehingga penggunaan sumber daya inspeksi menjadi lebih efisien.

6) Efektivitas Metode Inspeksi yang Direkomendasikan

Mekanisme kerusakan hydrogen grooving memerlukan metode inspeksi yang mampu mendeteksi penurunan ketebalan secara akurat tanpa mengganggu operasi.

DOI: https://doi.org/10.31004/riggs.v5i2.12851
Lisensi: Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)

Penggunaan LRUT memungkinkan pemeriksaan area pipa yang luas secara cepat, sedangkan UT konvensional memberikan data ketebalan yang lebih detail pada lokasi kritis. Kombinasi kedua metode tersebut mampu meningkatkan efektivitas inspeksi dan mendukung program pengelolaan integritas aset secara berkelanjutan.

7) Implikasi terhadap Manajemen Konstruksi dan Asset Integrity Management

Dari perspektif Manajemen Konstruksi, penerapan RBI tidak hanya berfungsi sebagai metode inspeksi teknis tetapi juga sebagai alat pengambilan keputusan dalam pengelolaan aset infrastruktur industri. Hasil penilaian risiko, remaining life, dan interval inspeksi dapat digunakan untuk menyusun prioritas pemeliharaan, alokasi anggaran, serta perencanaan rehabilitasi aset secara lebih efektif. Dengan demikian, RBI mendukung peningkatan keandalan fasilitas, keselamatan operasional, dan efisiensi biaya siklus hidup aset (life cycle cost).

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian menggunakan metode *Risk-Based Inspection* (RBI) mengacu pada API 581, diperoleh bahwa sistem perpipaan sulfuric acid (*Sulfuric Acid Piping*) memiliki tingkat risiko yang didominasi oleh kategori Moderate to High Risk, yaitu sebesar 78%, sedangkan 22% sisanya berada pada kategori Moderate Risk. Hasil tersebut menunjukkan bahwa sebagian besar segmen perpipaan memerlukan perhatian khusus melalui program inspeksi dan pemeliharaan yang lebih terencana untuk menjaga integritas aset dan mencegah terjadinya kegagalan. Nilai *remaining life* yang berbeda pada setiap pipa memengaruhi penentuan interval inspeksi. Oleh karena itu, estimasi interval inspeksi direkomendasikan tidak melebihi 50% dari nilai remaining life masing-masing pipa guna memastikan potensi kerusakan dapat terdeteksi dan ditangani sebelum mencapai kondisi kritis. Berdasarkan hasil analisis RBI, mekanisme kerusakan dominan yang teridentifikasi adalah hydrogen grooving, sehingga metode inspeksi yang direkomendasikan meliputi Advanced Long Range Ultrasonic Testing (LRUT) Scans, Ultrasonic Testing (UT) konvensional, dan Visual Examination. Penelitian ini menunjukkan bahwa penerapan RBI dapat digunakan sebagai dasar yang efektif dalam menentukan tingkat risiko, interval inspeksi, dan metode inspeksi yang sesuai untuk mendukung pengelolaan integritas sistem perpipaan sulfuric acid secara lebih optimal. Untuk penelitian selanjutnya, disarankan melakukan pengembangan analisis RBI pada jumlah sampel yang lebih besar atau pada peralatan stasioner lainnya guna memperoleh hasil yang lebih komprehensif. Selain itu, PT XYZ disarankan melakukan evaluasi dan audit terhadap Management System Factor (MSF) secara berkala agar penilaian risiko kegagalan yang dihasilkan menjadi lebih akurat dan representatif terhadap kondisi operasional aktual.

Referensi

1. Alhilman, J., Saedudin, R. R., Atmaji, F. T. D., & Suryabrata, A. G. (2015). *LCC application for estimating total maintenance crew and optimal age of BTS component*. In *2015 3rd International Conference on Information and Communication Technology (ICoICT)* (pp. 543–547). IEEE.
2. American Petroleum Institute. (2000). *API 581 RBI base resource document*. American Petroleum Institute.
3. American Petroleum Institute. (2003a). *API 570 piping inspection code*. American Petroleum Institute.
4. American Petroleum Institute. (2003b). *Basic petroleum data book* (Vol. 23). American Petroleum Institute.
5. American Petroleum Institute. (2016). *API RP 581 risk-based inspection methodology* (3rd ed.). American Petroleum Institute.
6. ASME International. (2015). *ASME code for pressure piping, B31* (2014 ed.). ASME International.
7. Chang, M. K., Chang, R. R., Shu, C. M., & Lin, K. N. (2005). Application of risk based inspection in refinery and processing piping. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 18*(4–6), 397–402.
8. Dou, Z., Jiang, J. C., Wang, Z. R., Pan, X. H., Shu, C. M., & Liu, L. F. (2017). Applications of RBI on leakage risk assessment of direct coal liquefaction process. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 45*, 194–202. https://doi.org/10.1016/j.jlp.2016.12.006
9. Dwiyanti, E., & Pradana, R. K. (2013).
10. Analisis risiko hydrogen recovery unit (HRU) dan prioritas risiko kegagalan komponen pipa gas hidrogen di PT Petrokimia. *Indonesian Journal of Occupational Safety and Health, 2*(1), 10–19.
11. Prabowo, R. L., Husodo, A. W., & Arumsari, N. (2018). Penilaian risiko pada onshore pipeline menggunakan metode risk based inspection (RBI). In *Proceeding 3rd Conference of Piping Engineering and Its Application, 3*(1), 127–132.
12. Prasetiyo, G., & Priyanta, D. (2015). Penilaian risiko dan perencanaan inspeksi pada sistem perpipaan menggunakan metode risk based inspection DNV-RP-G101. *Jurnal ITS*, 1–6.
13. Qathafi, M. Al. (2015). *Studi aplikasi metode risk based inspection (RBI) semi-kuantitatif API 581 pada production separator* (Skripsi). Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
14. Saedudin, R. R., Alhilman, J., Atmaji, F. T. D., & Tatas, F. (2015). *Optimization of preventive maintenance program and total site crew for base transceiver station (BTS) using reliability centered maintenance (RCM) and life cycle cost (LCC) method*. In *International Seminar on Industrial Engineering and Management* (pp. 21–27).
15. Seo, J. K., Cui, Y., Mohd, M. H., Ha, Y. C., Kim, B. J., & Paik, J. K. (2015). A risk-based inspection planning method for corroded subsea pipelines. *Ocean Engineering, 109*, 539–552. https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2015.07.066
16. Tan, Z., Li, J., Wu, Z., Zheng, J., & He, W. (2011). An evaluation of maintenance strategy using risk based inspection. *Safety Science, 49*(6), 852–860.
17. Vianello, C., Milazzo, M. F., Guerrini, L., Mura, A., & Maschio, G. (2016). A risk-based tool to support the inspection management in chemical plants. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 41*, 154–168. https://doi.org/10.1016/j.jlp.2016.03.005

DOI: https://doi.org/10.31004/riggs.v5i2.12851
Lisensi: Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)

18. Washer, G., Connor, R., Nasrollahi, M., & Reising, R. (2016). Verification of the framework for risk-based bridge inspection. *Journal of Bridge Engineering, 21*(4), 04015078. https://doi.org/10.1061/(ASCE)BE.1943-5592.0000787
19. Zhang, M., Liang, W., Qiu, Z., & Lin, Y. (2017). Application of risk-based inspection method for gas compressor station. *Journal of Physics: Conference Series, 842*, 012064. https://doi.org/10.1088/1742-6596/842/1/012064

DOI: https://doi.org/10.31004/riggs.v5i2.12851
Lisensi: Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)