



Studi Penerapan *Risk Based Inspection* (RBI) pada Pipa Penyalur Solar PT. XYZ

(*Study of Risk Based Inspection Applications on Diesel Fuel Pipeline PT. XYZ*)

Mochamad Febrian Adhi Patria¹, Jamaludin², Indra Kumara Ahmad³

^{1,2,3} Pusat Pengembangan Sumber Daya Manusia Minyak dan Gas Bumi, Indonesia

¹ mochamad.patria@esdm.go.id, ² jamaludin.011981@esdm.go.id, ³ indra.akmad@esdm.go.id

Penulis Korespondensi: Mochamad Febrian Adhi Patria | **Email:** mochamad.patria@esdm.go.id

Diterima (*Received*): 17/12/2024 Direvisi (*Revised*): 17/12/2024 Diterima untuk Publikasi (*Accepted*): 17/12/2024

ABSTRAK

Pipa penyalur merupakan salah satu komponen vital dalam industri minyak dan gas yang berfungsi untuk mengalirkan fluida seperti minyak mentah, gas alam, dan produk olahan lainnya dari satu tempat ke tempat lain. PT. XYZ merupakan perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas bumi yang menyalurkan produk pengolahan berupa solar melalui pipa penyalur. Pipa penyalur perlu dilakukan inspeksi dan pemeliharaan agar terhindar dari korosi, retak, dan kegagalan material yang dapat menimbulkan risiko keselamatan jiwa, finansial, lingkungan, sosial, legal dan keberlangsungan bisnis. Penelitian ini bertujuan menentukan strategi inspeksi berdasarkan risiko (RBI) berdasarkan standard API 581 pada 10 TML (*Thickness Measurement Location*) pipa penyalur. Penelitian ini dimulai dengan melakukan studi literature, pengumpulan data, menentukan umur sisa, menentukan kemungkinan terjadinya kegagalan (PoF), menentukan konsekuensi kegagalan (CoF), menentukan profil risiko, dan menentukan strategi inspeksi. Hasil penelitian menunjukkan rata rata umur sisa pakai pipa penyalur adalah 13,14 tahun. Profil risiko pada 9 TML adalah 1C dan 1 TML adalah 2C yang mana masuk dalam kategori risiko Medium. Pipa penyalur disarankan dilakukan inspeksi kembali menggunakan 100% inspeksi visual dan Uji Tak Rusak (NDT) menggunakan *Ultrasonic Thickness Gauge* pada area tertentu (UT Spot) dalam interval waktu 3 tahun.

Kata Kunci: Pipa penyalur, Inspeksi, RBI, API 581, NDT

ABSTRACT

Pipeline is one of the vital components in the oil and gas industry that functions to flow fluids such as crude oil, natural gas, and other processed products from one place to another. PT. XYZ is a company engaged in the field of oil and gas that distributes processing products (diesel fuel) through pipelines. Pipeline needs to be inspected and maintained in order to avoid corrosion, cracking, and material failure that can pose a risk of safety, financial, environmental, social, legal and business continuity. This research aims to determine the risk-based inspection (RBI) strategy based on the API 581 standard on 10 TML (*Thickness measurement Location*) pipeline. This research started by conducting a literature study, data collection, determining the remaining life, determining the probability of failure (PoF), determining the consequences of failure (CoF), determining the risk profile, and determining the inspection strategy. The results of the research show that the average of remaining life pipeline is 13.14 years. The risk profile of 9 TML is 1C and 1 TML is 2C which is in the Medium risk category. The pipeline is recommended to be re-inspected using 100% visual inspection and Non-Destructive Test (NDT) using *Ultrasonic Thickness Gauge* at a specific location (UT Spot) in 3-year intervals.

Keywords: Pipeline, Inspection, RBI, API 581, NDT

© Author(s) 2024. This is an open access article under the Creative Commons Attribution-ShareAlike 4.0 International License (CC BY-SA 4.0).

1. Pendahuluan

Pipa penyalur (*pipeline*) merupakan salah satu komponen vital dalam industri minyak dan gas (Akhlaghi et al., 2023). Komponen ini berfungsi untuk mengalirkan fluida seperti minyak mentah, gas alam, dan produk olahan

lainnya dari satu tempat ke tempat lain. PT. XYZ merupakan salah satu perusahaan yang bergerak di bidang pengolahan minyak dan gas bumi. PT. XYZ menghasilkan produk pengolahan berupa solar yang dialirkan menggunakan pipa penyalur.

Berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No 32 tahun 2021, setiap peralatan dan/atau instalasi yang digunakan

dalam kegiatan usaha minyak dan gas bumi, wajib dilakukan inspeksi teknis dan pemeriksaan keselamatan (Permen ESDM No 32, 2021). Pipa penyalur perlu dilakukan inspeksi dan pemeliharaan agar terhindar dari korosi, retak, dan kegagalan material yang dapat menimbulkan risiko keselamatan jiwa, finansial, lingkungan, sosial, legal dan keberlangsungan bisnis (Hardhianto et al., 2021). Pada tahun 2023, terjadi kecelakaan fatal akibat ledakan gas pipeline di Jakarta yang menewaskan 35 orang serta pada tahun 2014 di Subang terjadi ledakan pipa Pertamina Gas yang mengakibatkan 7 orang cidera dan 3 orang meninggal (Mukharroff et al., 2024).

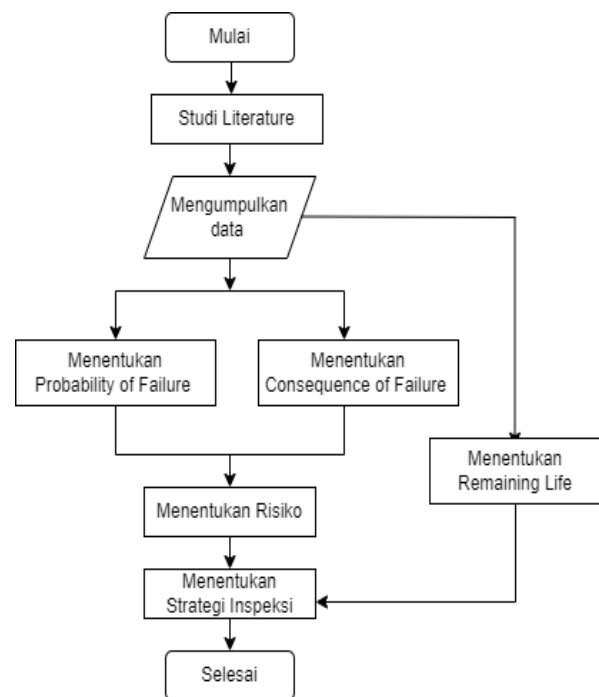
Inspeksi dan pemeliharaan keselamatan pada peralatan/instalasi minyak dan gas bumi di Indonesia terdiri dari inspeksi berdasarkan waktu atau *Time Based Inspection (TBI)* dan inspeksi berdasarkan risiko atau *Risk Based Inspection (RBI)*. Metode inspeksi berdasarkan waktu merupakan pendekatan inspeksi tradisional dimana pemeriksaan dilakukan sesuai dengan jadwal yang telah ditentukan tanpa mempertimbangkan tingkat risiko dan kondisi operasional yang aktual. Sedangkan *Risk Based Inspection* merupakan suatu metode yang digunakan untuk menentukan program atau rencana inspeksi berdasarkan tingkat risiko yang dimiliki peralatan. Semakin tinggi tingkat risiko yang dimiliki peralatan, maka akan semakin sering peralatan tersebut diinspeksi (Patria, 2023). Penelitian (Campari et al., 2024) menunjukan metode RBI memberikan kerangka kerja inspeksi yang lebih komprehensif dan adaptif pada stasiun pengisian bahan bakar hidrogen dibandingkan dengan TBI.

Penggunaan metode RBI dinilai memiliki beberapa keunggulan dibandingkan dengan *time based inspection*, diantaranya dapat menurunkan biaya inspeksi, mendorong peningkatan safety, mencegah kerusakan berat pada peralatan, memaksimalkan produksi dan memungkinkan lebih fleksibel dalam inspeksi peralatan. (API, 2016a)(Vianello et al., 2016). Penerapan RBI dapat digunakan untuk mengidentifikasi peralatan berisiko tinggi dan berisiko rendah dan memfokuskan sumber daya inspeksi pada perangkat berisiko tinggi pada saat bersamaan sehingga menjadi lebih efisien (Yuzhi et al., 2023).

Penelitian ini akan membahas terkait penerapan metode *risk based inspection* (RBI) pada pipa penyalur solar PT. XYZ yakni dengan melakukan evaluasi umur sisa pakai (*remaining life*), menentukan kemungkinan terjadinya kegagalan dan dampak akibat kegagalan, menentukan risiko dan menentukan strategi inspeksi yang akan dilakukan berdasarkan profile risiko yang dimiliki peralatan.

2. Data dan Metodologi

Penelitian ini mencoba untuk melakukan Studi penerapan *risk based inspection* berdasarkan standar API 581. Adapun alur penelitian ini sesuai dengan Gambar 1 berikut ini.



Gambar 1 Diagram alir penelitian

Langkah Pertama penelitian ini adalah melakukan studi literatur yang berkaitan dengan RBI melalui buku, journal dan internet. Selanjutnya adalah pengambilan data di lapangan. Data yang diperlukan dalam penelitian ini adalah data spesifikasi pipa, data operasi, data hasil inspeksi, dan data lingkungan. Setelah pengambilan data, langkah selanjutnya adalah menentukan ketebalan minimum yang persyaratkan sesuai dengan standard. Adapun penentuan ketebalan minimum berdasarkan standard ASME B31.4 *Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries* melalui persamaan berikut (ASME, 2019).

$$t_n \geq t_{req} + CA \quad (1)$$

$$t_{required} = \frac{P_i D}{2S} \quad (2)$$

$$S = F \times E \times S_y \quad (3)$$

Dimana :

t_n : ketebalan dinding nominal pipa (Inch)

CA : Corrosion Allowance (Inch)

$t_{required}$: ketebalan pipa (inch)
 P_i : Tekanan Internal (Psi)
 S : Allowable Stress (Psi)
 E : Weld Joint Factor
 F : Design Factor
 S_y : Specific Minimum Yield Strenght (Psi)

Langkah selanjutnya adalah penentuan laju korosi dan sisa umur pakai (*remaining life*) pipa berdasarkan standard API 570 *Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems*. Adapun persamaan laju korosi (*corrosion rate*) dan umur sisa pakai (*remaining life*) sebagai berikut (API, 2016c).

$$Corrosion Rate (CR) = \frac{t_{initial} - t_{actual}}{Interval Year} \quad (4)$$

$$Remaining Life (RL) = \frac{t_{actual} - t_{required}}{CR} \quad (5)$$

Dimana :

Corrosion Rate (CR) : Laju korosi pada pipa (mm/years)

Remaining Life (RL) : Sisa umur pakai pipa (years)

$t_{initial}$: Ketebalan awal pipa (mm)

t_{actual} : Ketebalan hasil pengukuran (mm)

$t_{required}$: Ketebalan yang dibutuhkan pada lokasi pipa hasil pengukuran sebelum ditambah *corrosion allowance*. (mm)

Interval Year : Selisih tahun pengukuran $t_{initial}$ dengan t_{actual}

Setelah menentukan laju korosi dan umur sisa, langkah selanjutnya adalah menentukan risiko yang ada untuk masing masing *Thickness Measurement Location (TML)* pipa. Penentuan risiko dihitung berdasarkan standar API 581 *Risk-Based Inspection Methodology* (API, 2016b). Sebelum menentukan risiko, langkah awal adalah menentukan kemungkinan terjadinya kegagalan atau *probability of failure (PoF)* melalui persamaan berikut:

$$Pof = g_{ff} \times D_f(t) \times F_{MS} \quad (6)$$

Dimana :

PoF : Probability of Failure

g_{ff} : Generic failure frequency

$D_f(t)$: Damage factor

F_{ms} : Management system factor

Setelah menentukan *probability of failure*, langkah selanjutnya adalah menentukan konsekuensi akibat terjadinya kegagalan atau *Consequence of Failure (CoF)*. Langkah pertama dalam menentukan *Consequence of Failure* adalah menentukan ukuran lubang kebocoran (*hole size diameter*). Setelah itu menentukan laju kebocoran berdasarkan persamaan (7) berikut ini.

$$Q_L = C_d A \sqrt{2\rho - \rho \frac{g_c}{144}} \quad (7)$$

Dimana :

Q_L : liquid discharge rate (lbs/sec)

C_d : discharge coefficient (0,61)

A : hole-cross sectional area (sq in)

ρ : density

g_c : conversion factor from lbf to lbm (32.2 lbm-ft / lbf-sec²).

Setelah itu, menentukan durasi kebocoran berdasarkan sistem deteksi dan isolasi yang dimiliki peralatan. Setelah menentukan durasi kebocoran, langkah selanjutnya adalah menentukan jenis kebocoran (*release type*) dari masing masing lubang apakah termasuk kedalam *continuous* atau *instantaneous*. Untuk jenis kebocoran *continuous*, langkah selanjutnya adalah menentukan penyesuaian laju kebocoran *continuous release rete* dengan persamaan (8) berikut ini.

$$rate_n = Q_L (1 - fact_{di}) \quad (8)$$

Sedangkan untuk tipe kebocoran *instantaneous*, diperlukan perhitungan massa dengan menggunakan persamaan (9) berikut ini.

$$mass_n = rate_n \times ld_n \quad (9)$$

Setelah itu menentukan *consequence area*. Untuk jenis *continuous release*, *consequence area* akibat kerusakan komponen (*component damage*) dan *consequence area* akibat cedera pekerja (*personel Injury*) dihitung berdasarkan persamaan berikut:

$$CA_n^{Cont} = a (rate_n)^b \quad (10)$$

Sedangkan untuk *instantaneous release*, *consequence area* akibat kerusakan komponen dan *consequence area* akibat cedera pekerja dihitung berdasarkan persamaan berikut:

$$CA_n^{Inst} = a (mass_n)^b \quad (11)$$

Setelah itu, menentukan *consequence area* akibat kerusakan komponen final melalui persamaan berikut :

$$CA_{cmd} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{cmd,n}}{gff_{total}} \right) \quad (12)$$

Sedangkan *consequence area* akibat cedera personel final menggunakan persamaan berikut:

$$CA_{inj} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{inj,n}}{gff_{total}} \right) \quad (13)$$

Setelah itu, menentukan *Consequence Area* (CA) menggunakan persamaan berikut:

$$CA = \max [CA_{cmd}, CA_{inj}] \quad (14)$$

Setelah nilai CA di dapat, nilai tersebut kemudian dicocokkan dengan Tabel 2 *consequence of failure* maka di dapat nilai kategori CoF. Setelah mengetahui CoF, Langkah selanjutnya adalah menentukan risiko melalui persamaan berikut:

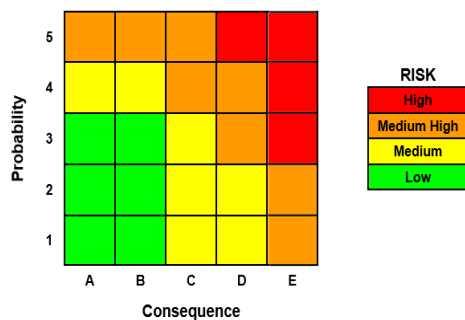
$$Risiko = PoF \times CoF \quad (15)$$

Tabel 1 *Probability of Failure*

Kategori	Probability of Failure
1	< 0,00010
2	0,0001 – 0,001
3	0,001 – 0,01
4	0,01 – 0,1
5	0,1 - 1

Tabel 2 *Consequence of Failure*

Kategori	Range (ft ²)
A	CA ≤ 100
B	100 < CA < 1.000
C	1.000 < CA < 3.000
D	3.000 < CA < 10.000
E	CA > 10.000



Gambar 2 Matrik risiko *Probability of Failure Vs Consequence of Failure* (API, 2016b)

Setelah menentukan risiko, langkah selanjutnya adalah menentukan strategi program inspeksi yang sesuai dengan tingkat risiko yang dimiliki peralatan yang meliputi metode inspeksi dan interval waktu inspeksi.

3. Hasil dan Pembahasan

3.1. Identifikasi Pipa Penyalur

Hasil identifikasi pipa penyalur PT. XYZ ditunjukkan pada Tabel 3 dibawah ini.

Tabel 3 Identifikasi Pipa Penyalur

Material	API 5L Grade B
SMYS	35.500
Tahun Pembuatan	2019
Ukuran	4"
Outside Diameter	4,5"
Weld Joint Factor (E)	1 (Seamless)
Design Factor	0,5 (Lokasi 3)
Corrosion Allowance	0,125
Tekanan Operasi	136,54 Psi
Fluida Service	Solar (C ₁₃ -C ₁₇)
Molecular Weight	205
Density	47,728 lb/ft ³
Liquid Dynamic Viscosity	7.706E-4 lbf-s/ft ²
Normal Boiling Point	502 °F
C_p	-11.7
Ambient State	Liquid
Auto Ignition Temp.	396 °F

3.2. Data Hasil Inspeksi

Inspeksi dilakukan dengan menggunakan 100% *visual inspection* untuk mengetahui cacat dipermukaan dan *Ultrasonic Thickness Gauge* untuk mengetahui ketebalan dinding pipa pada 10 titik *Thickness Measurement Location* (TML). Hasil inspeksi menunjukkan tidak ada kerusakan eksternal pada pipa, akan tetapi, pipa mengalami mekanisme kerusakan penipisan (*thinning*). Hasil pengukuran ketebalan pipa dengan menggunakan *UT Thickness Gauge Olympus 38DL plus* ditunjukkan pada Tabel 4 dibawah ini.

Tabel 4 Data Pengukuran ketebalan

TML	Thickness Initial (mm)	Thickness Aktual (mm)			
		0°	90°	270°	360°
1	8,56	6,6	6,3	6,5	6,9
2	8,56	6,7	6,4	6,5	6,8
3	8,56	6,5	6,3	6,6	6,0
4	8,56	6,9	6,7	6,8	6,5
5	8,56	6,8	6,8	6,8	6,6
6	8,56	6,7	6,7	6,4	6,5
7	8,56	6,3	6,3	6,6	6,3
8	8,56	6,7	6,8	6,5	6,8
9	8,56	6,6	6,2	6,6	5,8
10	8,56	6,7	6,2	6,6	6,6

3.3 Analisa Laju Korosi dan Penentuan Umur Sisa

3.3.1 Menentukan Ketebalan Minimum

Untuk menentukan ketebalan minimum pipa, maka terlebih dahulu menentukan ketebalan yang dibutuhkan ($t_{required}$) melalui perhitungan berikut :

- Ketebalan yang dibutuhkan pada TML 1

$$t_{required} = \frac{P_i D}{2S} = \frac{P_i D}{2F \times E \times S_y} = \frac{P_i D}{2F \times E \times S_y}$$

$$= \frac{136,54 \times 4,5}{2 \times 0,5 \times 1 \times 35500}$$

$$= 0,0173 \text{ Inch atau } 0,4396 \text{ mm}$$

- Ketebalan dinding nominal pipa (t_n) pada TML 1

$$t_n \geq t_{req} + CA$$

$$= 0,0173 + 0,125$$

$$= 0,142 \text{ Inch atau } 3,614 \text{ mm}$$

- Ketebalan Aktual (t_{act}) pada TML 1

$$t_{act} = 6,3 \text{ mm}$$

Karena $t_{act} > t_n$, yakni $6,3 \text{ mm} > 3,614 \text{ mm}$, maka pipa masih layak di gunakan (**Accepted**).

Adapun hasil perhitungan ketebalan nominal minimum pipa lainnya terdapat pada Tabel 5 dibawah ini.

Tabel 5 Perhitungan Ketebalan Minimum

TML	$t_{required}$ (mm)	t_n (mm)	t_{act} (mm)	Keterangan
1	0,43962	3,61462	6,3	Accepted
2	0,43962	3,61462	6,4	Accepted
3	0,43962	3,61462	6,0	Accepted
4	0,43962	3,61462	6,5	Accepted
5	0,43962	3,61462	6,6	Accepted
6	0,43962	3,61462	6,4	Accepted
7	0,43962	3,61462	6,3	Accepted
8	0,43962	3,61462	6,5	Accepted
9	0,43962	3,61462	5,8	Accepted
10	0,43962	3,61462	6,2	Accepted

3.3.2 Menentukan Laju Korosi

Untuk menentukan laju korosi dari setiap titik TML, maka dilakukan perhitungan berdasarkan Persamaan (4) berikut ini.

- Laju korosi pada TML 1

$$\text{Corrosion Rate (CR)} = \frac{t_{initial} - t_{actual}}{\text{Interval Year}}$$

$$= \frac{8,56 - 6,3}{2024 - 2019}$$

$$= 0,425 \text{ mm/year}$$

Dari hasil perhitungan, laju korosi (*corrosion rate*) pada TML 1 sebesar 0,425 mm/years. Adapun laju korosi pada TML lainnya ditunjukkan pada Tabel 6 berikut ini.

Tabel 6 Hasil Perhitungan Laju Korosi

TML	$t_{initial}$ (mm)	t_{act} (mm)	Penipisan (mm)	CR (mm/years)
1	8,56	6,3	2,26	0,452
2	8,56	6,4	2,16	0,432
3	8,56	6,0	2,56	0,512
4	8,56	6,5	2,06	0,412
5	8,56	6,6	1,96	0,392
6	8,56	6,4	2,16	0,432
7	8,56	6,3	2,26	0,452
8	8,56	6,5	2,06	0,412
9	8,56	5,8	2,76	0,552
10	8,56	6,2	2,36	0,472

3.3.3 Menentukan Umur Sisa Pakai (*Remaining life*)

Untuk menentukan umur sisa pakai (*remaining life*) menggunakan Persamaan (5) berikut ini.

- Remaining Life pada TML 1

$$\text{Remaining Life (RL)} = \frac{t_{actual} - t_{required}}{CR}$$

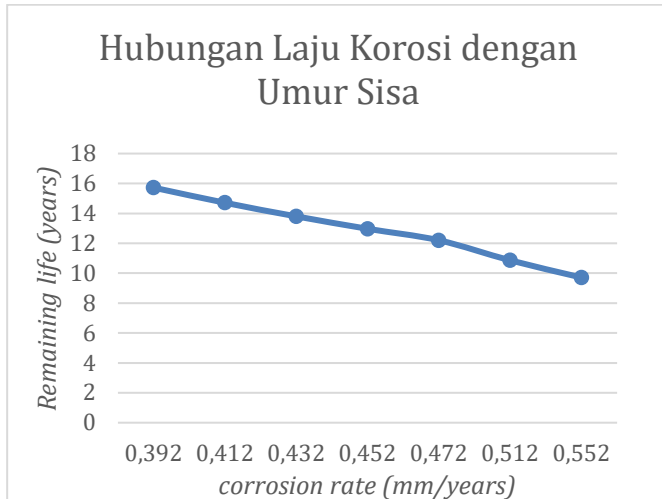
$$= \frac{6,3 - 0,439}{0,452}$$

$$= 12,97 \text{ tahun}$$

Jadi *remaining life* pada TML 1 pipa penyalur yaitu adalah 12,97 tahun. Adapun *remaining life* pada TML lainnya ditunjukkan pada Tabel 7 dibawah ini.

Tabel 7 Hasil Perhitungan *Remaining life*

TML	T_{act} (mm)	T_{req} (mm)	CR (mm/years)	RL (Years)
1	6,3	0,43962	0,452	12,97
2	6,4	0,43962	0,432	13,80
3	6,0	0,43962	0,512	10,86
4	6,5	0,43962	0,412	14,71
5	6,6	0,43962	0,392	15,72
6	6,4	0,43962	0,432	13,80
7	6,3	0,43962	0,452	12,97
8	6,5	0,43962	0,412	14,71
9	5,8	0,43962	0,552	9,71
10	6,2	0,43962	0,472	12,20



Gambar 3 Hubungan Laju Korosi dengan Umur Sisa

Dari hasil perhitungan umur sisa pakai (*remaining life*) didapat TML 9 memiliki umur sisa yang paling kritis yaitu 9,71 tahun. Sedangkan TML 5 memiliki sisa umur pakai yang lebih lama yakni 15,72 tahun. Rata rata umur sisa pakai pada *pipeline* tersebut adalah 13,14 tahun. Perbedaan umur sisa pakai pada jalur *pipeline* tersebut disebabkan karena laju korosi yang berbeda beda. Laju korosi pada TML 9 paling tinggi yaitu 0,552 mm/years sedangkan laju korosi pada TML 5 paling rendah yaitu adalah 0,392 mm/years. Gambar 3 menunjukan hubungan antara laju korosi dengan sisa umur pakai, semakin besar laju korosi yang dimiliki peralatan, maka umur sisa peralatan tersebut akan semakin rendah. Adapun 2 faktor menjadi penyebab korosi, yaitu faktor internal dan faktor eksternal. Faktor internal disebabkan karena fluida yang mengalir di dalam pipa, sedangkan faktor eksternal disebabkan pipa yang berkontak langsung dengan udara dan lingkungan (Wulandari & Widiono, 2021). Perhitungan *remaining life* sendiri merupakan salah satu bentuk evaluasi dalam menjamin kelayakan dan keselamatan operasi pada peralatan dan menjadi landasan dalam menentukan risiko dan strategi inspeksi yang akan digunakan.

3.4 Risiko

3.4.1 Menentukan *Probability of Failure* (PoF)

Untuk menentukan *Probability of Failure* (PoF) atau kemungkinan terjadinya kegagalan dipengaruhi beberapa faktor, diantaranya *Generic failure frequency*, *damage factor*, dan *Management system factor*. Adapun langkah langkah menentukan PoF adalah sebagai berikut:

- Menentukan *Generic failure frequency* (g_{ff})

Nilai *generic failure frequency* (g_{ff}) atau frekuensi kegagalan umum merupakan nilai kegagalan umum yang terjadi pada masing masing jenis peralatan yang telah di

standarkan berdasarkan standar API 581 (API, 2016b) . Nilai g_{ff} pada pipa terdapat pada Tabel 8 dibawah ini :

Tabel 8 Frekuensi Kegagalan Umum Pipa (API, 2016b)

Tipe Peralatan	g _{ff} berdasarkan ukuran lubang (failures/yr)				g _{ff} total
	Small	Medium	Large	Rupture	
PIPE-1	2,80E-05	0	0	2,60E-06	3,06E-05
PIPE-2	2,80E-05	0	0	2,60E-06	3,06E-05
PIPE-4	8,00E-06	2,00E-05	0	2,60E-06	3,06E-05
PIPE-6	8,00E-06	2,00E-05	0	2,60E-06	3,06E-05
PIPE-8	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
PIPE-10	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
PIPE-12	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
PIPE-16	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
PIPEGT16	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05

Niali g_{ff} total pada pipa 4" adalah 0,0000306. Nilai ini menunjukan frekuensi umum terjadinya kegagalan peralatan per tahun. Semakin besar nilai g_{ff} , maka kemungkinan peralatan mengalami kegagalan semakin besar.

- Menentukan *Damage Factor* ($D_f(t)$)

Damage factor atau faktor kerusakan mempengaruhi kemungkinan terjadinya kegagalan pada suatu peralatan. Menurut (API, 2016b) terdapat beberapa jenis faktor kerusakan, diantaranya :

- penipisan atau *thinning* (D_f^{thin}),
- *component linings* (D_f^{elin}),
- *external damage* (D_f^{extd}),
- *stress corrosion cracking* (D_f^{scc}),
- *high temperature hydrogen attack* (D_f^{hta}),
- *mechanical fatigue* (D_f^{mfat}),
- *brittle fracture* (D_f^{brit}).

Hasil inspeksi pada pipa penyalur PT XYZ dengan 100% *visual inspection* dan UT Spot pada beberapa area pipa menunjukan faktor kerusakan (*damage factor*) yaitu penipisan (*thinning*). Untuk menentukan faktor kerusakan akibat penipisan (*thinning*), maka terlebih dahulu kita menentukan parameter faktor kerusakan (A_{rt}) menggunakan Persamaan (16) dibawah ini.

$$A_{rt} = \max \left[\left(1 - \frac{t_{act} - Cr. age}{t_{min} + CA} \right), 0.0 \right] \quad (16)$$

Pada TML 1

$$A_{rt} = \max \left[\left(1 - \frac{6,3 - 0,452 \times 5}{0,4396 + 3,175} \right), 0,0 \right]$$

$$= \max[(-0,118), 0,0]$$

$$= 0$$

Selanjutnya menentukan nilai *base thinning damage factor* (D_{fb}^{thin}) dengan mencocokkan nilai parameter faktor kerusakan dengan jumlah inspeksi dan efektivitas inspeksi. Efektivitas inspeksi dapat dilihat pada standar API 581 *Table 5.5 – Guidelines for Assigning Inspection Effectiveness – General Thinning*. Pada penelitian ini, efektivitas inspeksi masuk dalam kategori “C” atau *fairly effective* karena inspeksi pipa dilakukan secara visual dan pengukuran ketebalan di beberapa titik (*spot*) menggunakan *Ultrasonic Test*.

Tabel 9. *Thinning damage Factor* (API, 2016b)

Art	1 Inspection				
	E	D	C	B	A
0,02	1	1	1	1	1
0,04	1	1	1	1	1
0,06	1	1	1	1	1
0,08	1	1	1	1	1
0,1	2	2	1	1	1
0,12	6	5	3	2	1
0,14	20	17	10	6	1
0,16	90	70	50	20	3
0,18	250	200	130	70	7
0,2	400	300	210	110	15
0,25	520	450	290	150	20
0,3	650	550	400	200	30
0,35	750	650	550	300	80
0,4	900	800	700	400	130
0,45	1050	900	810	500	200
0,5	1200	1100	970	600	270
0,55	1350	1200	1130	700	350
0,6	1500	1400	1250	850	500
0,65	1900	1700	1400	1000	700

Berdasarkan standar API 581 *Tabel 5.11 Thinning Damage Factors* atau pada Tabel 9 diatas, nilai *base thinning damage factor* (D_{fb}^{thin}) pada Art 0 adalah 1. Adapun nilai *base thinning damage factor* pada TML lainnya terdapat pada Tabel 10 dibawah ini.

Tabel 10. *Base Thinning Damage Factor*

TML	Art	D_{fb}^{thin}
1	0,00	1
2	0,00	1
3	0,05	1
4	0,00	1
5	0,00	1
6	0,00	1
7	0,00	1
8	0,00	1
9	0,16	50
10	0,00	1

Parameter faktor kerusakan (A_{rt}) dipengaruhi oleh laju korosi, interval waktu inspeksi, tebal minimum material dan *corrosion allowance*. Semakin tinggi laju korosi, maka parameter faktor kerusakan akan semakin besar. Hal tersebut dapat dilihat pada TML 9 yang memiliki laju korosi terbesar memiliki nilai A_{rt} yang besar juga.

Nilai faktor kerusakan akibat penipisan juga dipengaruhi oleh beberapa faktor, diantaranya (API, 2016b) :

- *Adjustment on-line monitoring* (F_{om}) = 1 karena tidak menggunakan on-line monitoring untuk memantau korosi,
- *Adjustment injection/ mix points* (F_{ip}) = 1 karena tidak ada titik injeksi
- *Adjustment dead legs* (F_{DL}) = 1 karena tidak terdapat *dead legs*
- *Adjustment welded construction* (F_{WD}) = 1 (khusus untuk kontruksi tangki)
- *Adjustment maintenance* (F_{Am}) = 1 (khusus untuk maintenance tangki)
- *Adjustment settlement* (F_{sm}) = 1 (khusus untuk pondasi tangki)

Untuk menghitung nilai kerusakan total akibat penipisan, dapat menggunakan persamaan (17) dibawah ini:

$$D_f^{thin} = \frac{D_{fb}^{thin} \cdot F_{IP} \cdot F_{DL} \cdot F_{WD} \cdot F_{AM} \cdot F_{SM}}{F_{OM}} \quad (17)$$

$$D_f^{thin} = \frac{1 \times 1 \times 1 \times 1 \times 1 \times 1}{1}$$

$$= 1$$

Dari hasil perhitungan, maka didapat faktor kerusakan akibat penipisan D_f^{thin} pada TML 1 adalah 1. Sehingga faktor kerusakan total (D_f) pada pipa ini adalah 1. Adapun

nilai *damage factor* pada TML lainnya terdapat pada Tabel 11 berikut ini:

Tabel 11 *Damage Factor Thinning*

TML	Thinning D_f^{thin}
1	1
2	1
3	1
4	1
5	1
6	1
7	1
8	1
9	50
10	1

- *Management system factor* (F_{MS})

Faktor ini diperoleh dari hasil evaluasi sistem manajemen fasilitas atau unit operasi yang memengaruhi risiko. Adapun nilai F_{ms} di pengaruhi oleh beberapa faktor, diantaranya (API, 2016b):

- Administrasi dan kepemimpinan
- informasi keselamatan proses
- analisis bahaya proses
- manajemen perubahan
- prosedur operasi
- praktik kerja yang aman
- pelatihan
- *mechanical integrity*
- *pre-startup safety review*
- *emergency response*
- investigasi insiden
- kontraktor
- audit

Dari hasil evaluasi, didapat nilai *score* PT.XYZ adalah 847. Dengan menggunakan persamaan (18) dan persamaan (19), maka didapat nilai $F_{ms} = 0,202$

$$pscore = \frac{score}{1000} \times 100 \quad (18)$$

$$F_{ms} = 10^{(-0,02 * pscore + 1)} \quad (19)$$

Setelah mengetahui nilai *generic failure frequency*, *damage mechanisme* dan *management system factor*, langkah selanjutnya adalah meentukan *probability of failure* (*PoF*). Penentuan *PoF* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (6) sebagai berikut

$$\begin{aligned} Pof &= g_{ff} \times D_f(t) \times F_{MS} \\ &= 0,00003 \times 1 \times 0,202 \\ &= 0,000006 \end{aligned}$$

Dengan mencocokkan dengan Tabel 1 *Probability of Failure* diatas, maka *PoF* pada TML 1 masuk dalam kategori "1". Adapun *PoF* pada TML lainnya terdapat pada Tabel 12 dibawah ini.

Tabel 12 Hasil Perhitungan *Probability of Failure*

TML	g_{ff}	D_f	F_{ms}	PoF	
1	0,00003	1	0,202	0,000006	1
2	0,00003	1	0,202	0,000006	1
3	0,00003	1	0,202	0,000006	1
4	0,00003	1	0,202	0,000006	1
5	0,00003	1	0,202	0,000006	1
6	0,00003	1	0,202	0,000006	1
7	0,00003	1	0,202	0,000006	1
8	0,00003	1	0,202	0,000006	1
9	0,00003	50	0,202	0,000303	2
10	0,00003	1	0,202	0,000006	1

3.4.2 Menentukan *Consequence of Failure* (CoF)

Untuk menentukan *Consequence of Failure* (CoF), langkah awal adalah menentukan ukuran lubang kebocoran. Adapun penentuan lubang kebocoran berdasarkan API 581 untuk pipa berukuran 4 Inch memiliki ukuran lubang kebocoran $\frac{1}{4}$ inch, 1 inch dan *rupture* (min [D,16]). Setelah itu, langkah selanjutnya adalah menentukan laju kebocoran (Q_L) berdasarkan persamaan (7)

Untuk kebocoran 0,25 inch

$$\begin{aligned} Q_L &= C_d A \sqrt{2\rho - \rho \frac{g_c}{144}} \\ &= 0,61 \times \frac{1}{4} (3,14 \times (1/4)^2) \sqrt{2 (47,728) - (47,728) \frac{32,2}{144}} \\ &= 0,276 \text{ lb/sec} \end{aligned}$$

Adapun laju kebocoran (Q_L) untuk ukuran lubang lainnya terdapat pada Tabel 13 berikut ini :

Tabel 13 Laju kebocoran (Q_L)

NPS Pipa	Diameter Hole		
	0,25 inch	1 inch	Rupture
4"	0,276 lb/sec	4,409 lb/sec	70,546 lb/sec

Langkah selanjutnya adalah menentukan durasi kebocoran berdasarkan sistem deteksi dan isolasi. Berdasarkan hasil analisis, pipa pada jalur *pipeline* ini hanya memiliki sistem deteksi kebocoran dengan visual, sehingga masuk dalam kategori sistem deteksi "C". Sedangkan untuk sistem isolasi bergantung pada katup yang dioperasikan secara manual, *Table 5.6 Adjustments to Release Based on Detection and Isolation Systems*, nilai *reduction factor* ($fact_{di}$) untuk sistem deteksi C dan sistem isolasi C adalah 0. Sehingga didapatkan durasi kebocoran pipa pada Tabel 14 berikut ini:

Tabel 14 Durasi Kebocoran Berdasarkan Sistem Deteksi dan Isolasi (Id_{max})

NPS Pipa	Diameter Hole		
	0,25 inch	1 inch	Rupture
4"	60 menit	40 menit	20 menit

Langkah selanjutnya adalah menentukan jenis kebocoran. Jenis kebocoran terbagi menjadi 2 yaitu *continuous* dan *instantaneous*. Jika fluida yang keluar dari alat kurang dari 10.000 lbs dalam waktu 3 menit, maka tipe kebocoran dari alat tersebut adalah *continuous*. Sedangkan apabila lebih dari 10.000 lbs dalam waktu 3 menit maka tipe kebocoran pada alat tersebut adalah *instantaneous*.

Tabel 15 Jenis Kebocoran Tiap Lubang

Release Hole Size (Inch)	Laju keboora n, Q_L (lb/sec)	Total massa kebocoran dalam 3 menit (lbs)	Release Type
0,25	0,276	49,60	<i>continuous</i>
1	4,409	793,65	<i>continuous</i>
Rupture	70,546	12698,36	<i>instantaneous</i>

Langkah selanjutnya adalah menentukan penyesuaian laju kebocoran dan mengitung massa fluida yang keluar sesuai dengan persamaan (8) dan persamaan (9) berikut ini :

Untuk ukuran lubang diamater 0,25 Inch

$$rate_n = Q_L (1 - fact_{di})$$

$$= 0,276 \times (1-0)$$

$$= 0,276 \text{ lb/s}$$

$$mass_n = rate_n \times Id_n$$

$$= 0,276 \times 3600$$

$$= 992,06 \text{ lbs}$$

Adapun untuk ukuran lubang diameter lainnya terdapat pada Tabel 16 dibawah ini:

Tabel 16 Massa fluida yang di *realease*

Release Hole Size (Inch)	Adjusted Release Rate, $rate_n$ (lb/s)	Leak Duration, Id_n (s)	Release Mass, $mass_n$ (lbs)
0,25	0,276	3600	992,06
1	4,409	2400	10581,97
Rupture	70,546	1200	84655,73

Selanjutnya menentukan konsekuensi area akibat kerusakan komponen ($CA_{cmd,n}$) menggunakan persamaan (10) dan (11) sebagai berikut.

- Untuk kebocoran *continuous* dengan ukuran lubang 0,25 inch

$$CA_n^{Cont} = a (rate_n)^b$$

$$= 64(0,276)^{0,9}$$

$$= 20,06 \text{ ft}^2$$

- Untuk *instantaneous* dengan ukuran lubang *rupture*

$$CA_n^{Inst} = a (mass_n)^b$$

$$= 0,46 (84655,73)^{0,88}$$

$$= 9979,19 \text{ ft}^2$$

Nilai a dan b merupakan konstanta yang ditetapkan oleh API 581 *Table 5.8 – Component Damage Flammable Consequence Equation Constants* berdasarkan fluida service yang dialirkan pipa. Adapun nilai *Consequence Area* untuk ukuran lubang lainnya terdapat pada Tabel 17 dibawah ini.

Tabel 17 *Consequence Area* akibat kerusakan komponen

Realease hole size (Inch)	Release type	a	b	$CA_{cmd,n}$ (ft ²)
0,25	<i>continuous</i>	64	0,9	20,06
1	<i>continuous</i>	64	0,9	243,28
Rupture	<i>instantaneous</i>	0,46	0,88	9979,19

Sama halnya dengan konsekuensi area akibat kerusakan komponen, perhitungan konsekuensi area akibat cedera personel dihitung menggunakan persamaan (10) dan (11). Akan tetapi, konstanta a dan b di dasarkan pada standar API 581 *Table 5.9 – Personnel Injury Flammable Consequence Equation Constants*, sehingga hasil perhitungan ditunjukkan pada Tabel 18 dibawah ini.

Tabel 18 *Consequence Area* Akibat Personel Cidera

Release hole size (Inch)	Release type	a	b	CA _{inj,n} (ft ²)
0,25	continuous	183	0,89	58,11
1	continuous	183	0,89	685,37
Rupture	instantaneous	1,3	0,88	28202,07

Untuk menentukan konsekuensi area akhir akibat kerusakan komponen, dapat menggunakan persamaan (12) sebagai berikut :

$$CA_{cmd} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{cmd,n}}{gff_{total}} \right)$$

$$= \left(\frac{0,000008 \times 20,06 \times 0,00002 \times 243,28 \times 0,0000026 \times 99779,19}{0,0000306} \right)$$

$$= 1012,15 \text{ ft}^2$$

Sedangkan untuk menentukan konsekuensi area akhir akibat cidera personel, dapat menggunakan persamaan (13) sebagai berikut :

$$CA_{inj} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{inj,n}}{gff_{total}} \right)$$

$$= \left(\frac{0,000008 \times 58,11 \times 0,00002 \times 685,37 \times 0,0000026 \times 28202,07}{0,0000306} \right)$$

$$= 2859,403 \text{ ft}^2$$

Tabel 19 *Consequence Area* Final akibat kerusakan komponen dan Personel Cidera

CA _{cmd} (ft ²)	CA _{inj} (ft ²)
1012,15	2859,403

Nilai *Consequence Area* akhir ditentukan melalui persamaan (14) yakni

$$CA = \max [CA_{cmd}, CA_{inj}]$$

$$= \max [1012,15 ; 2859,403]$$

$$= 2859,403 \text{ ft}^2$$

Dengan menggunakan persamaan (14), maka *Consequence Area* (CA) adalah 2859,403 ft², sehingga *Consequence of Failure* (CoF) berdasarkan Tabel 2 *consequence of failure* masuk dalam kategori "C".

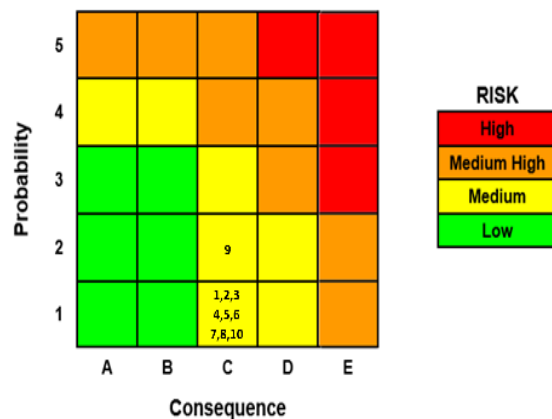
3.4.3 Menentukan Risiko

Risiko didefinisikan sebagai perkalian antara *probability of failure* (PoF) dan *Consequence of Failure* (CoF). Dari hasil perhitungan menunjukan terdapat 9 TML yang masuk dalam kategori 1C dan 1 TML yang masuk

dalam kategori 2C seperti yang ditunjukan pda Tabel 20 dibawah ini.

Tabel 20 Risiko yang Dimiliki Peralatan

TML	PoF	CoF	Risiko	Kategori
1	1	C	1C	Medium
2	1	C	1C	Medium
3	1	C	1C	Medium
4	1	C	1C	Medium
5	1	C	1C	Medium
6	1	C	1C	Medium
7	1	C	1C	Medium
8	1	C	1C	Medium
9	2	C	2C	Medium
10	1	C	1C	Medium



Gambar 4 Matrik Risiko Pipa Penyalur PT.XYZ

Penentuan jenis risiko yang dimiliki peralatan dapat dilakukan dengan mencocokkan matriks risiko 5x5. Dari hasil analisis menunjukan seluruh TML pada pipa penyalur PT. XYZ masuk dalam kategori risiko "Medium". Pipa dengan tingkat risiko medium perlu dilakukan kontrol dan mitigasi agar risiko tidak naik menjadi risiko *medium high* atau risiko *high* (Ratnasari et al., 2019). Beberapa langkah mitigasi yang dapat dilakukan seperti melakukan pemeriksaan ketebalan dinding pipa secara berkala, melakukan penilaian umur sisa, menghitung laju korosi, melakukan pengecatan (*painting*) pipa dan membuat kartu riwayat alat (*history card*) (Nuswantoro, 2018).

3.5 Strategi Inspeksi

Strategi inspeksi dibuat untuk menentukan program inspeksi dan pemeliharaan pada peralatan *pipeline*. Dalam hal ini, metode inspeksi dan interval waktu inspeksi ditentukan. Untuk interval waktu inspeksi didasarkan pada dua standar, yaitu berdasarkan standar API 570 dan

berdasarkan risiko yang dimiliki peralatan berdasarkan API 581 (Eric Prasetyo et al., 2015). Secara konvensional, penentuan waktu inspeksi tidak boleh melebihi setengah dari umur sisa pakai peralatan (*half-life interval*). Dari hasil perhitungan *remaining life*, titik kritis di TML 9 memiliki umur sisa terendah 9,71 tahun. Berdasarkan konsep *half-life interval*, maka waktu yang inspeksi selanjutnya adalah 4,85 tahun (5 tahun). Sedangkan interval waktu inspeksi berdasarkan tingkat risiko yang dimiliki peralatan dapat ditentukan berdasarkan tabel dibawah ini (Haryadi et al., 2020).

Tabel 21 Risiko yang Dimiliki Peralatan

Probability of failure	Consequences of Failure	Metode Inspeksi	Frekuensi inspeksi (bulan)	Luas area Inspeksi
High	High	U.T	12	Penuh
High	Medium	U.T	12	parsial
High	Low	U.T	12	kecil
Medium	High	U.T	24	Penuh
Medium	Medium	U.T	30	parsial
Medium	Low	U.T	30	kecil
Low	High	U.T	30	Penuh
Low	Medium	U.T	36	parsial
Low	Low	U.T	48	kecil

Dari hasil analisis, Metode inspeksi yang digunakan untuk inspeksi dan pemeliharaan selanjutnya adalah 100% *visual inspection* dan *Non Destructive Test* (NDT) menggunakan *Ultrasonic Thickness* dengan pada luas area *parsial* (UT Spot) dalam interval waktu 3 tahun. Beberapa metode inspeksi lain yang disarankan dalam penelitian (Haryadi et al., 2020) adalah *visual examination*, *ultrasonic straight beam*, *eddy current*, *flux leakage*, *radiography* dan *dimensional measurement*. Meskipun demikian, pemeriksaan 100% *visual inspection* untuk mengetahui kerusakan pada permukaan pipa dan *Ultrasonic Thickness* untuk mengetahui ketebalan dinding pipa dirasa lebih efektif dan efisien sesuai dengan mekanisme kerusakan yang terjadi pada pipa.

4. Kesimpulan

Pipa penyalur (*pipeline*) merupakan salah satu komponen vital di industri migas yang perlu dilakukan inspeksi dan pemeliharaan. *Risk based inspection* merupakan salah satu metode yang dapat diterapkan

dalam menentukan strategi inspeksi yang tepat berdasarkan tingkat risiko yang dimiliki peralatan. Dengan melakukan evaluasi umur sisa pakai dan melakukan penilaian risiko yang dimiliki peralatan diharapkan kita dapat mengetahui kondisi kelayakan pipa penyalur dan menentukan strategi inspeksi yang tepat yang efektif dan efisien guna meminimalisir terjadinya kegagalan material yang dapat menimbulkan kerugian bagi keselamatan jiwa, finansial, lingkungan, sosial, legal dan keberlangsungan bisnis. Hasil evaluasi pada pipa penyalur PT. XYZ menunjukkan rata rata umur sisa pakai adalah 13,14 tahun dengan tingkat risiko medium. Inspeksi selanjutnya dilakukan dengan menggunakan metode 100% *visual inspection* dan UT *Thickenss Gauge* pada area tertentu dalam interval waktu 3 tahun.

5. Referensi

- Akhlaghi, B., Mesghali, H., Ehteshami, M., Mohammadpour, J., Salehi, F., & Abbassi, R. (2023). Predictive deep learning for pitting corrosion modeling in buried transmission pipelines. *Process Safety and Environmental Protection*, 174, 320–327. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.psep.2023.04.010>
- API. (2016a). *API Recommended Practice 580 Risk-based Inspection* (3rd ed.). API Publishing Services.
- API. (2016b). *API Recommended Practice 581 Risk-Based Inspection Methodology* (3rd ed.). API Publishing Service.
- API. (2016c). *Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems*.
- ASME. (2019). *Pipeline Transportation System for Liquids and Slurries*. <http://go.asme.org/B31committee>.
- Campari, A., Alvaro, A., & Paltrinieri, N. (2024). Comparing Inspection Strategies for Hydrogen Refueling Stations: Time-Based and Risk-Based Approaches. *Proceedings of the 34th European Safety and Reliability Conference (ESREL 2024)*, Krakow, Poland.
- Eric Prasetyo, Diwandaru Safutra, & Sulistijono. (2015). *Studi Aplikasi Risk-Based Inspection (Rbi) Pada Process Piping Pl-117-A 0,75", 2", 3", Dan 4" Dengan Metode Api 581 Base Resource Document Di Industri Minyak Dan Gas*. Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Hardhianto, H., Adriansyah, G., & Anshori, M. (2021). Analisis Penentuan Remaining Life Dengan Pendekatan Metode Rbi Semi Kuantitatif (Studi Kasus Pada Pipa Penyalur Gas Bawah Tanah Di Pt. Xyz). *JISO: Journal of Industrial and Systems Optimization*, 4(2), 88–95.
- Haryadi, G. D., Suprihanto, A., Jericho, J., & Haryanto, I. (2020). Analisa Risiko Dan Prediction Remaining Lifetime Pada Pipa Gas Lurus Ø 14" Menggunakan

- Metode Risk Based Inspection Berdasarkan Api 581. *Jurnal Crankshaft*, 3(1), 1–11.
- Mukharro, D. A., Maulana, I., Yusuf, M., Devianto, H., Sommeng, A. N., Kartohardjono, S., & Hermansyah, H. (2024). Collection and analysis of hydrocarbon gas buried onshore pipeline accidents in Indonesia as the databases for failure frequency assessment in a quantitative risk analysis. *Process Safety Progress*, 43(S1), S128–S133. <https://doi.org/10.1002/prs.12577>
- Nuswantoro, B. (2018). Analisis Remaining Life Dan Program Inspeksi Dengan Pendekatan Risk Management Pada Pipa Penyalur Gas. *Prosiding Sains Nasional Dan Teknologi*, 1(1).
- Patria, M. F. A. (2023). Analisis Strategi Inspeksi Berdasarkan Risiko (RBI) pada Atmospheric Storage Tank Pt. Xyz: Analysis Risk Based Inspection (Rbi) Strategy On Atmospheric Storage Tank Pt. Xyz. *Jurnal Nasional Pengelolaan Energi MigasZoom*, 5(2), 73–82.
- Permen ESDM No 32. (2021). *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 32 Tahun 2021 tentang Inspeksi Teknis dan Pemeriksaan Keselamatan Instalasi dan Peralatan Pada Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi*. www.peraturan.go.id
- Ratnasari, P., Alhilman, J., & Pamoso, A. (2019). Penilaian Risiko, Estimasi Interval Inspeksi, dan Metode Inspeksi pada Hydrocarbon Piping Menggunakan Metode Risk Based Inspection (RBI). *Jurnal INTECH Teknik Industri Universitas Serang Raya*, 5(2), 67–74.
- 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>
- Wulandari, P., & Widiono, B. (2021). Penentuan Laju Korosi Dan Remaining Life Pada Pipa Jembatan Gas Jrebeng 1, Jrebeng 2, Nginden Dan Kali Surabaya Dari Pt Perusahaan Gas Negara Tbk. *Distilat: Jurnal Teknologi Separasi*, 7(2), 74–81.
- Yuzhi, D., Jinxin, C. A. O., Fengting, C. A. O., Tao, L. I., Jiantao, T. A. O., Tiegang, W., Guangyao, G. A. O., & Qixiang, F. A. N. (2023). Research Progress of Risk-based Inspection Technology in Petrochemical Industry. *Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection*, 44(3), 553–566.