

ANALISA RISIKO DAN PREDICTION REMAINING LIFETIME PADA PIPA GAS LURUS Ø 14” MENGGUNAKAN METODE RISK BASED INSPECTION BERDASARKAN API 581

Gunawan Dwi Haryadi

Fakultas Teknik, Departemen Teknik Mesin UNDIP
Email: gunawan_dh@undip.ac.id

Agus Suprihanto

Fakultas Teknik, Departemen Teknik Mesin UNDIP
Email: gunawan_dh@undip.ac.id

Jerico Wirantho

Fakultas Teknik, Departemen Teknik Mesin UNDIP
Email: gunawan_dh@undip.ac.id

Ismoyo Haryanto

Fakultas Teknik, Departemen Teknik Mesin UNDIP
Email: gunawan_dh@undip.ac.id

ABSTRAK

Telah dilakukan inspeksi serangan korosi pada pipa minyak berdiameter 14” yang telah digunakan selama 8 tahun. Hasil analisis menggunakan metode *risk based inspection* (RBI) menunjukkan kategori 1C. Hal ini menunjukkan bahwa kategorinya adalah *low medium risk*. Metode perawatan yang diusulkan adalah *corrective maintenance*. Usulan inspeksi selanjutnya dilakukan 3 tahun kemudian. Metode inspeksi yang digunakan adalah pemeriksaan visual, *ultrasonic straight beam*, *eddy current*, *flux leakage*, *radiography*, dan pengukuran dimensi.

Kata Kunci: pipa migas, korosi, *risk based inspection*, kategori resiko

ABSTRACT

A corrosion attack has been inspected on a 14 "diameter oil pipe that has been used for 8 years. The results of the analysis using the method of risk based inspection (RBI) show the category 1C. This shows that the category is low medium risk. The proposed maintenance method is corrective maintenance. The next inspection proposal was carried out 3 years later. The inspection methods used are visual inspection, ultrasonic straight beam, eddy current, flux leakage, radiography, and dimension measurements.

Keywords: *oil pipping, corrosion, risk based inspection, risk category*

1. PENDAHULUAN

Jaringan pipa gas alam adalah bagian yang penting dari infrastruktur kota untuk transmisi energi. Dengan perkembangan kota modern, gas alam saat ini telah menjadi salah satu sumber yang paling banyak digunakan sebagai sumber energi. Namun, dengan jaringan pipa gas yang mulai berkembang dan lebih kompleks, kecelakaan yang disebabkan oleh kebocoran jaringan pipa gas dapat terjadi. Konsekuensi kecelakaan yang disebabkan oleh pipa gas yang rusak akan menyebabkan kebakaran dan ledakan, sehingga langsung mengancam keselamatan masyarakat dan harta benda (Montiel dkk, 1996).

Jika terjadi kecelakaan, banyaknya penduduk perkotaan dan padatnya bangunan cenderung menyulitkan evakuasi warga, dengan demikian mengakibatkan kerugian besar nyawa dan harta benda. Dalam beberapa tahun terakhir, banyak kecelakaan gas alam telah terjadi di rumah warga

dan negara-negara lain (Ma, 2013). Oleh karena itu, untuk mencegah kecelakaan dan mengurangi kerusakan akibat kecelakaan tersebut, perlu untuk mengusulkan kerangka penilaian analisis risiko yang sistematis untuk jaringan pipa gas alam. Seperti kerangka yang membantu memprediksi luas daerah kecelakaan gas alam yang mungkin terjadi dan kemungkinan dampak terhadap pekerja dan masyarakat kebocoran pipa gas alam sehingga penyelamatan dapat dilakukan (Ma, 2013).

Risk Based Inspection (RBI) merupakan suatu metode yang erat hubungannya dengan pembahasan risk assesment. Metode ini menggunakan risiko sebagai dasar untuk memprioritaskan dan mengelola program inspeksi. Metodologi *Risk Based Inspection* ini memungkinkan pengoptimalan sumber daya inspeksi dan pemeliharaan pada daerah yang mempunyai risiko tinggi. Selain itu, *Risk Based Inspection* merupakan pengoptimalan kombinasi dari metode inspeksi peralatan, cakupan inspeksi, dan frekuensi. Adapun tujuan dilakukan *Risk Based Inspection* adalah:

- a) Mengidentifikasi daerah yang tergolong dalam klasifikasi berisiko tinggi.
- b) Mengestimasi besarnya nilai risiko yang ada pada setiap peralatan saat operasi berdasarkan metodologi yang konsisten.
- c) Memprioritaskan peralatan berdasarkan pengukuran besarnya risiko.
- d) Melakukan perencanaan dan perancangan program inspeksi yang tepat.

2. METODOLOGI PENELITIAN

2.1. *Risk-Based Inspection* (RBI)

Risk Based Inspection (RBI) merupakan salah satu metode yang relatif baru dalam melakukan suatu inspeksi. Metode ini berdasarkan analisis risiko yaitu meliputi mengenai analisis besarnya kemungkinan munculnya suatu kegagalan dan besarnya efek risiko yang muncul akibat kegagalan tersebut dan hubungannya terhadap sistem operasi yang sedang berjalan (Noori & Price, 2006). *Risk-Based Inspection* (RBI) adalah metode inspeksi berbasis risiko dimana bahaya sebagai dasar untuk memprioritaskan dan sebagai upaya mengelola program inspeksi. Dalam pabrik yang sedang beroperasi, persentase relatif besar yang terkait risiko dari item peralatan. RBI memungkinkan pergeseran inspeksi dan pemeliharaan sumber daya untuk menyediakan tingkat keamanan yang lebih tinggi dari cakupan pada item yang berisiko tinggi dan upaya yang akan dikerjakan dengan peralatan yang baik agar risiko bahaya tersebut menjadi lebih rendah. Manfaat potensial dari program RBI adalah untuk meningkatkan waktu operasi peralatan dan menjalankan fasilitas industri dengan proses yang panjang agar kegagalan dapat diminimalisasi atau setidaknya mempertahankan pada tingkat risiko yang sama (API, 2000).

Metode RBI mendefinisikan risiko peralatan operasi sebagai kombinasi dari dua parameter terpisah yaitu perkalian dari konsekuensi kegagalan dan kemungkinan kegagalan. Sehingga menurut RBI risiko didefinisikan seperti pada Persamaan 1.

$$\text{Risk} = \text{CoF} \times \text{PoF} \quad (1)$$

Sedangkan konsep RBI secara umum di lihat pada Gambar 1. Penerapan metode RBI dapat menekan biaya belanja tetap perusahaan pada pos biaya perawatan peralatan berbasis waktu (time based).



Gambar 1 Konsep manajemen Risk Based Inspection secara umum (Perumal, 2014)

2.1.2. Consequence of Failure (CoF)

Definisi *consequence of failure* pada kajian risiko *pipeline* adalah konsekuensi atau akibat negatif yang diterima akibat kegagalan *pipeline*. Pada metode indeks, Nilai CoF diwakili oleh *Leak Impact Factor* (LIF). Semakin tingginya nilai LIF maka semakin tinggi pula konsekuensi dalam suatu sistem, dimana semakin tinggi konsekuensi maka resikonya juga semakin tinggi. Besar LIF dipengaruhi oleh empat faktor utama, yaitu tingkat ancaman dari produk (*product hazard*), banyaknya volume yang terlepas jika ada kebocoran (*leak volume*), jangkauan relatif dari kebocoran (*dispersion*), dan lingkungan disekitarnya yang menerima produk yang terlepas (*receptors*) (Prayoga, 2015).

$$LIF=PH \times LV \times D \times R \quad (2)$$

Dengan keterangan:

- LIF = Leak Impact Factor
- PH = Product Hazard
- LV = Leak Volume
- D = Dispersion
- R = Receptors

Analisa konsekuensi kegagalan akibat terlepasnya fluida representatif pada metode semi-kuantitatif RBI terdiri dari atas dua bagian, yaitu: konsekuensi akibat terlepas fluida yang mudah terbakar dan konsekuensi akibat terlepasnya fluida yang beracun. Pada kasus analisa tingkat resiko pada masing – masing peralatan yang diamati, fluida representatif yang terdapat di dalamnya hanya mempunyai sifat mudah terbakar.

Nilai konsekuensi kebakaran didapatkan dari luas daerah akibat kebocoran yang terdiri dari luas daerah akibat kebocoran yang terdiri atas luas daerah kerusakan dan luas daerah berbahaya. Dari kedua jenis luas itu dipilih nilai yang paling besar kemudian dikalikan dengan nilai fraksi kerusakan generik dan didapatkan luas daerah konsekuensi kegagalan. Luas daerah kegagalan total dapat dicari dengan menjumlahkan luas kebocoran dari setiap lubang, karena luas daerah suatu kebocoran diakibatkan dari kebocoran dari setiap lubang.

2.1.3. Menghitung laju kebocoran

Untuk mempermudah analisis perhitungan frekuensi kegagalan sehingga tidak diperlukan perhitungan setiap ukuran lubang, ukuran lubang disederhanakan yakni *small*, *medium*, *large*, dan *rupture* seperti tabel 1 berikut.

Tabel 1 Ukuran lubang dalam API 581(API,2008)

| Jenis lubang | Diameter lubang | Diameter lubang pelepasan (releasae), (d_n) representatif |
|--------------------------|-----------------|--|
| Kecil (<i>small</i>) | 0 s/d ¼ in | ¼ in |
| Sedang (<i>medium</i>) | ¼ - 2 in | 1 in |
| Besar (<i>large</i>) | 2 - 6 in | 4 in |
| Pecah (<i>rupture</i>) | >6 in | Diameter equipment, maksimum 12 in |

Untuk menghitung laju kebocoran, kita harus mengetahui fasa fluida yang terdapat dalam *pressure vessel*. Apabila fasanya berupa gas, maka digunakan persamaan untuk menghitung laju kebocoran gas dan apabila fasanya cair digunakan persamaan laju kebocoran *liquid*. Untuk menghitung laju kebocoran fluida yaitu dengan menggunakan persamaan yang terdapat pada API BRD 581.

Setelah diketahui laju kebocorannya, selanjutnya adalah menghitung durasi kebocoran *pressure vessel* dari jumlah (kapasitas) total fluida yang disimpan di dalamnya. Kemudian dianalisa jenis aliran kebocorannya, apakah termasuk jenis aliran yang kontinyu atau seketika. Sesuai dengan metode RBI, untuk menentukan jenis aliran kebocoran yaitu dengan menghitung aliran massa yang keluar dalam waktu 3 menit. Jika dalam waktu 3 menit aliran massa yang keluar melebihi 10.000 lbs, maka aliran tersebut dikategorikan ke dalam aliran seketika dan demikian sebaliknya. Pada perhitungan di atas, tampak bahwa untuk ukuran lubang ¼ inch dan 1 inch adalah aliran kontinyu sedangkan untuk ukuran lubang 4 inch dan 16 inch adalah aliran seketika.

Tahap akhir dari ini adalah membandingkan antara estimasi durasi kebocoran sesuai sistem deteksi dan sistem isolasi dengan waktu kebocoran sebenarnya. Untuk aliran seketika dianggap 0 menit, sedangkan untuk aliran kontinyu dibandingkan dan dicari yang terkecil, yang kemudian dijadikan sebagai durasi kebocoran.

2.1.4. Probability of Failure (PoF)

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 (Prayoga, 2015):

$$Pf(t) = gff \cdot Df(t) \quad (3)$$

- Pf(t) = Probabilitas kegagalan (probability of failure)
- gff = Frekuensi kegagalan suatu komponen (generic failure frequency)
- Df(t) = Faktor kerusakan (damage factor)

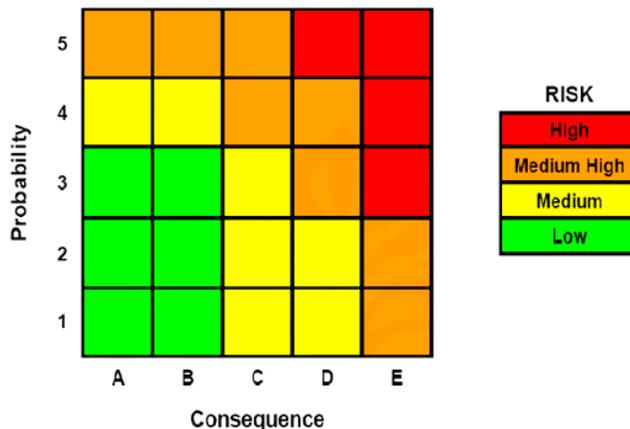
Analisa peluang kegagalan pada peralatan yang diamati, dengan metode semi kuantitatif RBI dilakukan melalui proses TMSF (*Technical Modules Sub-Factor*) untuk setiap mekanisme kerusakan yang dialaminya. Mekanisme kerusakan yang dialami untuk setiap peralatan dapat ditentukan melalui pemindaian pada kondisi operasi peralatan tersebut. TSMF yang dipakai dalam analisa kerusakan terdiri dari beberapa mekanisme kerusakan yang dapat terjadi oleh sebuah peralatan karena kondisi operasi maupun jenis fluida yang bekerja. Mekanisme kerusakan yang terdapat pada TMSF RBI adalah :

1. TMSF *Thinning*
2. TMSF SCC (*Stress Corrosion Cracking*)
3. TMSF HTHA (*High Temperature Hydrogen Attack*)
4. TMSF *Furnace Tube*
5. TMSF *Mechanical Fatigue*
6. TMSF *Brittle Fracture*
7. TMSF *Linning*
8. TMSF *External Damage*

Dalam peralatan pressure vessel ini hanya faktor *thinning* yang memiliki kemungkinan disebabkan oleh fluida servis yang berada di dalamnya yang berupa C1-C2, C3-C4, dan C6-C8.

2.2. Martiks Resiko

Hasil analisa RBI pada masing-masing *pressure vessel* menunjukkan kategori resiko. Resiko didapatkan dengan mengkombinasikan besar *likelihood* dan *consequence category* terhadap matriks resiko 5x5 yang telah disediakan oleh API, pada *low risk* dan 14 buah *pressure vessel* lainnya berada pada *medium risk*. Gambar 2 menunjukkan matrik resiko yang digunakan.



Gambar 2. Matriks Resiko (API,2008)

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis RBI berdasarkan metode semi kuantitatif dapat dihitung dengan berpedoman pada *Appendix B-Workbook for Semi-Quantitative Risk Based Inspection Analysis API RBI 581*. Terdapat lima lembar kerja pada buku kerja tersebut yaitu Bagian A, Bagian B, Bagian C1, Bagian C2 dan Bagian D. Kelima lembar kerja tersebut yang nantinya akan membantu untuk menghitung konsekuensi kegagalan dan kemungkinan kegagalan sehingga didapatkan nilai resiko. Tabel 2. menunjukkan data hasil inspeksi pipa.

Tabel 2 Data Inspeksi

| No | Jenis Pipa | Ketebalan Pipa (in) | | Tebal Awal (in) dengan <i>coating</i> |
|----|----------------------------------|---------------------|----------------------|--|
| | | Inspeksi | Tanpa <i>Coating</i> | |
| 1 | Pipa Gas Lurus KP 09+012 Ø14" | 0,305 | 0,255 | 0,344 |
| 2 | Pipa Gas Lurus KP 15+110 Ø14" | 0,306 | 0,256 | 0,344 |
| 3 | Pipa Gas Lurus KP 19+040 Ø14" | 0,305 | 0,255 | 0,344 |

3.1 Analisis PoF

Dalam menganalisis sebuah peralatan yang berukuran besar maka peralatan tersebut dibagi menjadi beberapa bagian, hal ini dilakukan karena dalam proses pemurnian kondisi fluida dalam peralatan berbeda pada setiap bagiannya [7]. Sehingga untuk menganalisis TMSF agar lebih terkontrol maka production separator dibagi menjadi beberapa bagian, hal ini dikarenakan perbedaan *corrosion rate* dari setiap bagian. Pembagian seperti ditunjukkan pada Gambar 1. Peralatan yang dianalisis kali ini merupakan *pressure vessel*. Berdasarkan API RBI 581 TMSF yang terjadi adalah *thinning* disebabkan adanya korosi setempat (*localized*) oleh faktor fluida yang dikandung. Untuk mendapatkan nilai dari TMSF *Thinning* perlu untuk dicari terlebih dahulu konstanta reduksinya. Tabel 3 menunjukkan data konstanta reduksi.

Tabel 3 Konstanta reduksi ketebalan

| No | Komponen | Thickness | | Usia (tahun) | T ₀ (in) | Cr (in/tahun) | CA | Art |
|----|----------------------------------|-----------------------------|--------------------------|-----------------|------------------------|------------------|-------|--------|
| | | T _{actual} (in) | T _{min} (in) | | | | | |
| 1 | Pipa Gas Lurus KP 09+012 Ø14" | 0,255 | 0,176 | 8 | 0,344 | 0,005 | 0,118 | 0,2645 |
| 2 | Pipa Gas Lurus KP 15+110 Ø14" | 0,255 | 0,176 | 8 | 0,344 | 0,005 | 0,118 | 0,2618 |
| 3 | Pipa Gas Lurus KP 19+040 Ø14" | 0,255 | 0,176 | 8 | 0,344 | 0,005 | 0,118 | 0,2619 |

Efektifitas inspeksi alat tergolong dalam *fairly effective* dikarenakan pengukuran ketebalan telah dilakukan dengan metode *Spot Ultrasonic Test* (UT) dan pemeriksaan visual namun tanpa adanya pelepasan bagian alat. Selama pemakaian, production separator telah dilaksanakan dua kali inspeksi yaitu pada tahun 2010 dan 2013. Sehingga dari nilai konstanta reduksi dan efektifitas inspeksi didapatkan nilai TMSF. Namun sebelum menentukan termasuk ke dalam kategori kemungkinan kegagalan yang mana, masih perlu dilakukan penghitungan TMSF Adjust. TMSF Adjust didapatkan dengan mengalikan nilai TMSF dengan nilai faktor *overdesign*. Nilai faktor *overdesign* sendiri didapatkan dengan melihat rasio *Maximum Allowable Work Pressure* (MAWP) dengan *Operational Pressure* (OP) dan didapatkan bahwa faktor *overdesign* dari alat tersebut adalah 0.5. Sehingga didapatkan kategori kegagalan sebagai berikut:

Tabel 4 Kategori TMSF

| No | Komponen | Base Damage Factor | F _{OM} | F _{IP} | F _{DL} | Damage Factor Thinning |
|----|----------------------------------|--------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------------------|
| 1 | Pipa Gas Lurus KP 09+012 Ø14" | 164,4 | 1 | 1 | 1 | 164,4 |
| 2 | Pipa Gas Lurus KP 15+110 Ø14" | 161,8 | 1 | 1 | 1 | 161,8 |
| 3 | Pipa Gas Lurus KP 19+040 Ø14" | 161,9 | 1 | 1 | 1 | 161,9 |

3.2 Analisa CoF

Berdasarkan data yang didapatkan tekanan operasi, fase fluida representatif, dan temperatur proses dilihat dari tingkat keadaan fluida kerja di dalam peralatan yang diamati dapat dilihat pada Tabel 5 berikut ini.

Tabel 5 Data Operasi Pipa

| No | Komponen | P.design (psig) | Data proses | | |
|----|-------------------------------|--------------------|------------------|------------------|----------------|
| | | | P.opr. (psig) | T.design (°F) | T.opr. (°F) |
| 1 | Pipa Gas Lurus KP 09+012 Ø14" | 1344,5 | 1029,7 | 212 | 156,2 |
| 2 | Pipa Gas Lurus KP 15+110 Ø14" | 1344,5 | 1029,7 | 212 | 156,2 |
| 3 | Pipa Gas Lurus KP 19+040 Ø14" | 1344,5 | 1029,7 | 212 | 156,2 |

Dari data operasional pipa maka dapat ditentukan jenis aliran dan nilai *Release rate* jika terjadi kebocoran, hasilnya dapat dilihat pada tabel 6.

Tabel 6 Nilai *Release rate*

| No | Komponen | Fase | P _{trans} | P _{operation} | Jenis Aliran | Nilai Release Rate Wn (lb/s) | | | |
|----|-------------------------------|------|--------------------|------------------------|--------------|---------------------------------|----------|----------|----------|
| | | | | | | ¼ in | 1 in | 4 in | rupture |
| 1 | Pipa Gas Lurus KP 09+012 Ø14" | Gas | 24,873 | 212 | Sonic | 2,86061 | 45,76976 | 732,3162 | 6590,846 |
| 2 | Pipa Gas Lurus KP 15+110 Ø14" | Gas | 24,873 | 212 | Sonic | 2,86061 | 45,76976 | 732,3162 | 6590,846 |
| 3 | Pipa Gas Lurus KP 19+040 Ø14" | Gas | 24,873 | 212 | Sonic | 2,86061 | 45,76976 | 732,3162 | 6590,846 |

Berdasarkan API 581 penentuan kondisi sistem deteksi dan sistem isolasi dapat menentukan persentase reduksi laju kebocoran atau massa yang dapat keluar, dimana persentasenya yaitu 25%. Sehingga laju kebocoran setelah direduksi untuk setiap lubang kebocoran pada setiap peralatan yang dianalisis dapat dilihat pada tabel 7.

Tabel 7 Laju kebocoran setelah reduksi 25%

| No | Komponen | Ukuran lubang | Laju Kebocoran | Laju Kebocoran setelah direduksi |
|----|-------------------------------|---------------|----------------|----------------------------------|
| 1 | Pipa Gas Lurus KP 09+012 Ø14" | ¼ in | 2,860610118 | 2,145457588 |
| | | 1 in | 45,76976188 | 34,32732141 |
| | | 4 in | 732,3161902 | 549,2371426 |
| | | rupture | 6590,845711 | 4943,134284 |
| 2 | Pipa Gas Lurus KP 15+110 Ø14" | ¼ in | 2,860610118 | 2,145457588 |
| | | 1 in | 45,76976188 | 34,32732141 |
| | | 4 in | 732,3161902 | 549,2371426 |
| | | rupture | 6590,845711 | 4943,134284 |
| 3 | Pipa Gas Lurus KP 19+040 Ø14" | ¼ in | 2,860610118 | 2,145457588 |
| | | 1 in | 45,76976188 | 34,32732141 |
| | | 4 in | 732,3161902 | 549,2371426 |
| | | rupture | 6590,845711 | 4943,134284 |

Sistem mitigasi yang digunakan pada setiap stasiun pipa gas yaitu *inventory blowdown* dengan menggabungkan sistem isolasi B atau lebih tinggi, maka persentase reduksi laju kebocoran sesuai dengan Tabel 8 yaitu sebanyak 20%.

Tabel 8 Laju kebocoran setelah reduksi berdasar mitigasi

| No | Komponen | Ukuran lubang | Laju Kebocoran | Laju Kebocoran setelah direduksi |
|----|-------------------------------|---------------|----------------|----------------------------------|
| 1 | Pipa Gas Lurus KP 09+012 Ø14" | ¼ in | 2,860610118 | 1,716366 |
| | | 1 in | 45,76976188 | 27,46186 |
| | | 4 in | 732,3161902 | 439,3897 |
| | | rupture | 6590,845711 | 3954,507 |
| 2 | Pipa Gas Lurus KP 15+110 Ø14" | ¼ in | 2,860610118 | 1,716366 |
| | | 1 in | 45,76976188 | 27,46186 |
| | | 4 in | 732,3161902 | 439,3897 |
| | | rupture | 6590,845711 | 3954,507 |
| 3 | Pipa Gas Lurus KP 19+040 Ø14" | ¼ in | 2,860610118 | 1,716366 |
| | | 1 in | 45,76976188 | 27,46186 |
| | | 4 in | 732,3161902 | 439,3897 |
| | | rupture | 6590,845711 | 3954,507 |

Maka didapat nilai luas daerah berbahaya dan daerah dengan konsekuensi kebakaran dapat dilihat pada tabel 9.

Tabel 9 Nilai Flamable consequence

| No | Komponen | Ukuran lubang | Fraksi frekuensi kerusakan generik | Luas Daerah Berbahaya (ft ²) | Konsekuensi kebakaran (ft ²) |
|----|-------------------------------|---------------|------------------------------------|--|--|
| 1 | Pipa Gas Lurus KP 09+012 Ø14" | ¼ in | 0,26143 | 184,764363 | 48,30440863 |
| | | 1 in | 0,65359 | 2645,899794 | 1729,34627 |
| | | 4 in | 0,06535 | 4659,469947 | 304,5405194 |
| | | rupture | 0,01960 | 20308,55373 | 398,2069359 |
| 2 | Pipa Gas Lurus KP 15+110 Ø14" | ¼ in | 0,26143 | 184,764363 | 48,30440863 |
| | | 1 in | 0,65359 | 2645,899794 | 1729,34627 |
| | | 4 in | 0,065359 | 4659,469947 | 304,5405194 |
| | | rupture | 0,019607 | 20308,55373 | 398,2069359 |
| 3 | Pipa Gas Lurus KP 19+040 Ø14" | ¼ in | 0,26143 | 184,764363 | 48,30440863 |
| | | 1 in | 0,65359 | 2645,899794 | 1729,34627 |
| | | 4 in | 0,065359 | 4659,469947 | 304,5405194 |
| | | rupture | 0,26143 | 20308,55373 | 398,2069359 |

3.3 Hasil Perhitungan

Maka didapatkan hasil perhitungan kemungkinan kegagalan dan konsekuensi kegagalan dapat dilihat pada table 10 dan table 11.

Table 10 Probability of Failure setiap pipa

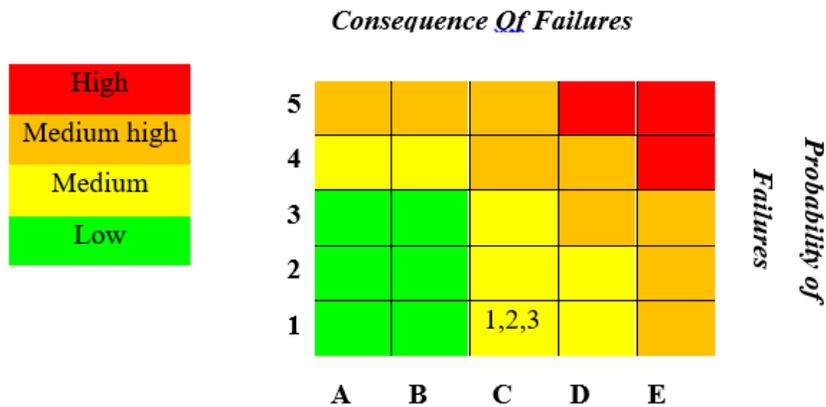
| No | Komponen | Failure Frequency (gff) | Damage Factor (Df(t)) | Management System Factor (Fms) | PoF | Kategori |
|----|-------------------------------|-------------------------|-----------------------|--------------------------------|-------------|----------|
| 1 | Pipa Gas Lurus KP 09+012 Ø14" | 3,068x10 ⁻⁵ | 263,892 | 0,158489319 | 0,001279814 | 1 |
| 2 | Pipa Gas Lurus KP 15+110 Ø14" | 3,06x10 ⁻⁵ | 261,292 | 0,158489319 | 0,001267205 | 1 |

| No | Komponen | Failure Frequency (gff) | Damage Factor (Df(t)) | Management System Factor (Fms) | PoF | Kategori |
|----|-------------------------------|-------------------------|-----------------------|--------------------------------|------------|----------|
| 3 | Pipa Gas Lurus KP 19+040 Ø14" | 3,06x10 ⁻⁵ | 261,392 | 0,158489319 | 0,00126769 | 1 |

Tabel 11 Consequence of Failure setiap pipa

| No | Komponen | Luas Daerah kegagalan total (ft ²) | Kategori konsekuensi |
|----|-------------------------------|--|----------------------|
| 1 | Pipa Gas Lurus KP 09+012 Ø14" | 2480,398134 | C |
| 2 | Pipa Gas Lurus KP 15+110 Ø14" | 2480,398134 | C |
| 3 | Pipa Gas Lurus KP 19+040 Ø14" | 2480,398134 | C |

Didapat bahwa kondisi setiap pipa pada matriks resiko berada pada posisi 1C dengan kategori medium seperti pada gambar 3.



Perencanaan Inspeksi

Untuk mengetahui jenis inspeksi yang baik digunakan untuk menjaga keandalan pipa kedepannya perlu diketahui nilai sisa umur pipa terlebih dahulu, yakni dapat dilihat pada table 12.

Tabel 12 Sisa umur pipa

| No | Komponen | T _{act} (in) | T _{min} (in) | CR (in/tahun) | Remaining life (tahun) |
|----|-------------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------|------------------------|
| 1 | Pipa Gas Lurus KP 09+012 Ø14" | 0,255 | 0,176 | 0,005 | 15,8 |
| 2 | Pipa Gas Lurus KP 15+110 Ø14" | 0,256 | 0,176 | 0,005 | 16 |
| 3 | Pipa Gas Lurus KP 19+040 Ø14" | 0,255 | 0,176 | 0,005 | 15,8 |

Untuk menentukan metode inspeksi yang tepat adalah dengan melihat mekanisme kerusakan yang terjadi. Pada analisis kali ini, alat mengalami kerusakan berupa *thinning* yaitu penipisan ketebalan dinding alat akibat adanya korosi internal (*internal corrossion*).

Beberapa metode yang dapat digunakan yaitu *visual examination*, *ultrasonic straight beam*, *eddy current*, *flux leakage*, *radiography* dan *dimensional measurement* (Wipri Alma, 2013). Metode-metode tersebut merupakan metode yang paling efektif digunakan untuk jenis kerusakan *thinning*. Selain itu, metode di atas merupakan jenis NDE (*Non-Destructive Examination*) yaitu inspeksi yang dapat dilakukan tanpa mengganggu proses produksi.

Berdasarkan hasil analisa resiko di atas maka integritas inspeksi dapat dilihat pada tabel 13 dan 14 di bawah ini:

Table 13 Integritas inspeksi pada peralatan statis RBI (API,2008)

| No | Level Risiko | Jenis Inspeksi |
|----|--------------|---|
| 1 | High | <i>Internal Entry</i> <i>External NDT</i> |
| 2 | Medium | <i>Internal Entry</i> <i>External NDT</i> <i>Limited Internal Inspections</i> |
| 3 | Low | <i>Internal Entry</i> <i>External NDT</i> <i>Limited Internal Inspections</i> |

Table 14 Hasil uji tingkat kekritisian untuk tipe kegagalan (API,2008)

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

Berdasarkan hasil dari matriks risiko yang menunjukkan bahwa tingkat risiko komponen Pipa Gas Lurus KP 09+012, KP 15+110, KP 19+040 Ø 14”berada pada tingkat medium risk dan sisa umur pakai komponen adalah 15,8 tahun, maka kita dapat menentukan strategi perencanaan inspeksi selanjutnya yaitu inspeksi dilakukan 36 bulan (3 tahun) sekali menggunakan metode External NDT. Inspeksi tersebut harus dilaksanakan sebelum komponen mencapai umur setengah dari *Remaining Life* yaitu 11 tahun 9 bulan yaitu pada tahun 2021.

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan maka dapat diambil beberapa kesimpulan, diantaranya adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan analisis RBI terhadap 3 lokasi didapatkan *Probability of Failure* untuk KP 09+012 senilai 0,001279814, KP 15+110 senilai 0,001267205, dan KP 19+040 senilai 0,00126769. Untuk nilai prediksi luas daerah kegagalan *Consequence of Failure* pada KP 09+012 senilai 2480,398134, KP 15+110 senilai 2480,398134, KP 19+040 senilai 2480,398134. keadaan pipa ditiap lokasi termasuk POF kategori 1, dan COF kategori C
2. Berdasarkan analisis penentuan sisa umur, sisa umur pipa KP 09+012 senilai 15,8 tahun, pipa KP 15+110 senilai 16 tahun, pipa KP 19+040 senilai 15,8 tahun. Sisa umur dihitung dari inspeksi dilakukan yakni dari tahun 2018.

3. Interval inspeksi ditentukan berdasarkan uji tingkat kekritisannya yakni kategori *medium Risk* dimana inspeksi selanjutnya dilakukan 36 bulan sekali sebelum mencapai setengah *remaining life time* dengan menggunakan metode External NDT
4. Metode inspeksi yang dianjurkan berupa pemeriksaan *visual examination, ultrasonic straight beam, eddy current, flux leakage, radiography* dan *dimensional measurement*.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Anonim. 2008. American Petroleum Institute (API) 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. Washington, D.C: API Publishing Services.
- [2] Barjono, R.R.A., 2010. Kajian Risiko Sistem Perpipaan Di Wilayah Padat Penduduk Berdasarkan Metode Indeks Dan API 581 Studi Kasus: Pipa Transmisi Gas Tambun-Tegal Gede. Institut Teknologi Bandung..
- [3] Christian H, et al. 2004. Regulatory Requirements Related to RiskBased Inspection and Maintenance. International Journal of Pressure Vessel and Piping
- [4] Davis, J., 2001. Surface Engineering For Corrosion And Wear Resistance, Ohio: ASM International.
- [5] Mobin, 2018 Penilaian Tingkat Risiko Pipa Penyalur Menggunakan Metode Kombinasi Analytical Network Process (ANP) – Risk Based Inspection Di PT.X.
- [6] Nayyar, M., King, R. dan Crocker, S., 2000. Piping handbook.
- [7] Santosh, 2006. Reliability analysis of pipelines carrying H₂S for risk based inspection of heavy water plants. , 91, pp.163–170.
- [8] Satmoko, M.E.A. dkk., 2015. Risk Assessment On Gas Piping Against Corrosion Using A Risk Based Inspection API 581., Sens 1, pp.64–71.
- [9] Septianto, D.A., Rosyid, D.M. dan Wardhana, W., 2012. Studi RBI (Risk Based Inspection) Floating Hose pada SPM (Single Point Mooring).,1.
- [10] Verdana, A., 2010. Penentuan Jenis dan Waktu Inspeksi Pipa Penyalur Gas Berdasarkan Tingkat Risiko Studi Kasus: Pipa Transmisi Gas Suban-Grisik,
- [11] Vinod G, Bidhar SK, Kushwaha HS, Verma AK, Srividya A., 2003. A comprehensive framework for evaluation of piping reliability due to erosion – corrosion for risk-informed inservice inspection. , 82, pp.187–193.
- [12] Wahyu Redian, 2011. Analisis Keandalan Pipa Lurus Akibat Korosi Eksternal Pada Jalur Pipa Transmisi Gas dengan Menggunakan Simulasi Monte Carlo.