

## ANALISIS *REMAINING LIFE* DAN PROGRAM INSPEKSI DENGAN PENDEKATAN *RISK MANAGEMENT* PADA PIPA PENYALUR GAS

**Bagus Nuswantoro**

Jurusan Teknik Industri, Fakultas Teknik, Institut Teknologi Adhi Tama Surabaya

Jl. Arief Rachman Hakim 100, Surabaya 60117.

Email: nuswantoro\_80@yahoo.com

### **Abstrak**

*Inspeksi adalah sebuah aktivitas pemeliharaan peralatan yang digunakan dalam lingkup produk dan jasa perusahaan. Terkait dengan aspek lingkungan kerja sekitar, inspeksi merupakan pemeriksaan secara visual terhadap suatu peralatan untuk meyakinkan peralatan tersebut dalam kondisi baik untuk dioperasikan, serta tidak ada kerusakan fisik atau berkurangnya fungsi dan ukuran peralatan yang ada. Di industri minyak dan gas bumi kerugian yang terjadi akibat korosi berdampak pada penurunan kualitas material, kerugian finansial dan kerugian terhadap keselamatan lingkungan sekitar. Oleh karena itu perlu dilakukan inspeksi terhadap suatu fasilitas peralatan yang ada berdasarkan tingkat risiko Risk Based Inspection (RBI) yang akan mengarahkan peneliti menggunakan metode untuk menghitung tingkat laju korosi dan mengetahui sisa waktu operasi dan program inspeksi. Pemeriksaan ini khusus pada fasilitas pipa penyalur gas D : 10", D : 6" & D : 8" dengan fluida Liquid Petroleum Gas (LPG) yang dilakukan saat kondisi pipa sedang dalam kondisi operasi atau disebut sebagai "On Stream Inspection". Sehingga pemeriksaan ini perlu mendapatkan perhatian khusus untuk tetap menjaga kehandalan fasilitas pipa penyalur gas dalam kondisi baik.*

**Kata kunci :** *Inspeksi, Korosi, RBI, Sisa waktu operasi.*

### **1. PENDAHULUAN**

Industri minyak dan gas bumi sebagai pengelola utama sumber daya alam yang berbasis energy mempunyai target menjaga kesinambungan operasi migas dengan mencegah "*Unplanned Shutdown*" yang dapat mengakibatkan kecelakaan kerja, kegagalan operasi dan pencemaran lingkungan (Forum Komunikasi Migas 2009/2010). Kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi banyak menggunakan jaringan perpipaan sebagai sarana untuk mengalirkan dan memindahkan fluida. Oleh sebab itu kehandalan sarana dan fasilitas perpipaan sangat diperlukan pada setiap industri minyak dan gas bumi untuk mencegah terjadinya kegagalan pada sistem perpipaan.

Fasilitas yang akan diteliti adalah Pipa penyalur gas LPG D : 10", D : 6" dan D : 8" yang berada diatas *pipe rack* di lepas pantai dengan panjang  $\pm 4.5$  KM dari hulu ke hilir. Sifat-sifat atau karakteristik LPG perlu diketahui, sehingga dalam penanganannya baik dalam pengoperasian dan pemeriksaannya senantiasa terjamin keamanannya, potensi bahaya/kerusakan yang mungkin terjadi dapat dicegah. LPG (*Liquified Petroleum Gas*) dibuat dalam fase cair bertujuan agar kapasitas pembakarannya jauh lebih besar  $\pm 250$  kali dibandingkan jika bahan bakar tersebut dalam bentuk gas untuk sejumlah volume yang sama. Disamping itu pemanfaatan ruangan/volume dapat lebih kecil sehingga dapat memperoleh kapasitas yang relatif lebih besar dalam berat untuk pengangkutan/transportasi dan penyimpanan.

Program inspeksi harus dilakukan sesuai dengan tingkat resiko agar dalam kegiatan pemeliharaan pipa penyalur gas senantiasa dapat terjamin keselamatan, keamanan dan resiko kerusakan lingkungan yang akan terjadi dapat dicegah. Korosi eksternal pada pipa disebabkan oleh faktor lingkungan dan proses pengecatan yang kurang baik, sedangkan korosi internal pipa disebabkan oleh jumlah kandungan unsur kimia yang bersifat korosif yang terkandung dalam fluida yang mengalir di dalam pipa (10). Hasil penelitian sebelumnya pada tahun 2014, pipa penyalur gas D : 10" jalur *liquid* tingkat laju korosi rata-rata sebesar 0,177 mm / tahun, dengan hasil perhitungan sisa waktu operasi sebesar 45,82 tahun, pipa penyalur gas D : 6" jalur gas tingkat laju korosi rata-rata sebesar 0,349 mm / tahun, dengan hasil perhitungan sisa waktu operasi sebesar 5,83 tahun, dan D : 8" jalur *liquid* tingkat laju korosi rata-rata sebesar 0,477 mm / tahun, dengan perhitungan sisa waktu operasi sebesar 17,59 tahun.

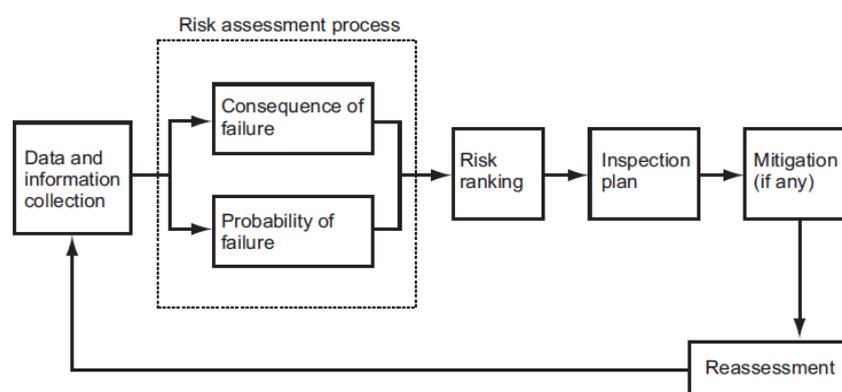
Penelitian ini mempunyai tujuan sebagai berikut :

- Mengetahui bobot resiko terjadinya kerusakan pada pipa penyalur gas.
- Menentukan tindakan pencegahan yang akan dilakukan berdasarkan hasil analisa faktor utama penyebab terjadinya korosi.
- Menjamin fasilitas pipa penyalur gas yang digunakan aman terhadap aspek keselamatan, keamanan dan lingkungan diarea sekitarnya.
- Menghitung laju korosi pada pipa penyalur gas.
- Mengetahui sisa waktu operasi pada pipa penyalur gas

## 2. METODOLOGI

Sistem pipa penyalur adalah rangkaian pipa yang digunakan sebagai sarana transportasi fluida dengan jarak yang cukup panjang, sehingga *Initial Screening* adalah hal yang perlu dilakukan sebelum melakukan penelitian. Proses tersebut bertujuan agar data yang akan dikumpulkan sesuai dengan kebutuhan assesment RBI untuk menentukan ruang lingkup penelitian.

Metode RBI tidak dapat menghilangkan resiko, probabilitas dan konsekuensi resiko dari peralatan akan selalu ada. RBI berguna untuk membantu dan mengontrol resiko kepada tingkat yang masih bisa diterima dengan memprioritaskan sumber daya kepada peralatan yang diketahui memiliki resiko tinggi. Keuntungan dari metode RBI ini dapat meningkatkan waktu operasi dan kerja dari suatu fasilitas proses dimana pada saat bersamaan terjadi peningkatan atau tidaknya perawatan pada level resiko yang sama (3). Konsep *Risk Based Inspection* dapat dilihat pada Gambar 1:



**Gambar 1. Konsep *Risk Based Inspection***

## 3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Parameter desain dan data operasional yang digunakan untuk penentuan ketebalan dinding pipa penyalur gas ditunjukkan pada tabel di bawah ini :

**Tabel 1. Design input data**

<i>Description</i>	<i>10 Inch liquid</i>	<i>6 Inch gas</i>	<i>8 Inch liquid</i>
<i>Pipeline OD</i>	<i>10.75 Inch</i>	<i>6.625 Inch</i>	<i>8.625 Inch</i>
<i>Material Grade</i>	API 5L Gr.B	API 5L Gr.B	API 5L Gr.B
<i>Material SYMS</i>	3500 psi	3500 psi	3500 psi
<i>Weld Joint Factor-E</i>	1	1	1
<i>Onshore Pipeline-UF</i>	0.72	0.72	0.72
<i>Corrosion Allowance</i>	<i>0.125 Inch</i>	<i>0.125 Inch</i>	<i>0.125 Inch</i>

Ketebalan dinding minimum yang dibutuhkan untuk pipa baja karbon harus ditentukan berdasarkan persyaratan penahan tekanan. Berdasarkan persyaratan di atas, ketebalan dinding pipa yang paling dekat kemudian dipilih untuk pipa, persyaratan ini kemudian harus dibuat dengan mempertimbangkan kriteria berikut (6):

Tingkat tegangan pada ketebalan dinding pipa yang dipilih harus sesuai dengan batas tegangan yang diijinkan maksimum dalam semua kondisi desain.

- Untuk ketebalan dinding minimum yang dibutuhkan untuk pipa darat harus ditentukan sesuai dengan ASME B31.4 (Ref.0) untuk air, cairan, pipa minyak dan ASME B31.3. (Ref. 8) digunakan untuk pipa gas.
- Nilai terdekat dari yang tercantum dalam standar API 5L sampai ketebalan dinding harus diterapkan sebagai ketebalan dinding yang dipilih.
- Variasi ketebalan dinding harus diminimalkan untuk mempermudah pengelompokan pipa dalam hubungannya dengan perhitungan, pengadaan dan pemasangan lainnya berdasarkan pada panjang pipa. Namun, seleksi tidak boleh melakukan over design.

Ketebalan dinding minimal dan nominal yang dibutuhkan untuk menahan tekanan internal dan eksternal harus dihitung dari kedua formula berikut dan hasil tegangan tarik pipa tidak melebihi nilai di bawah ini:

$$Sh = (P_i - P_e) D / 2 t$$

Persamaan berikut akan digunakan untuk mendekati ketebalan pipa :

$$P = 2 \times S \times t \times F \times E / D$$

$$t_{\min} = (P_i \times D) / (2 \times SMYS \times F) + CA$$

$$t_{\min} = (P_i \times D) / (2 \times SMYS \times F \times T) + CA$$

Dimana:

Sh : *hoop stress*, psi

P<sub>i</sub> : *Internal design pressure*, psi

P<sub>e</sub> : *External pressure*, psi

D : *Nominal Outside Diameter of pipe*, Inch

T : *Nominal Wall Thickness*, Inch

F : *Hoop stress design factor*

S : *Specified Minimum Yield Strength*, psi

T : *Temperature derating factor from ASME B31.8 Table 841.116A* (1)

E : *Longitudinal Joint Factor*

CA : *Corrosion Allowance* (0.125 Inch/3.175 mm)

**Tabel 2. Verifikasi ketebalan dan data operasional pipa**

Jalur	Dia	t.req (mm)	T.nom (mm)	T.max (°F)	MAOP (psig)	Phydro (Psig)
Liquid	10"	1,414	9,52	95	261	327
Gas	6"	4,046	7,82	95	261	327
Liquid	8"	1,134	8,35	95	261	327

### 3.1. Formula Perhitungan

Perhitungan *Corrosion Rate* untuk pipa menggunakan Standard API 570. Data yang dibutuhkan dalam menghitung laju korosi adalah ketebalan pipa yang diukur pada inspeksi sebelumnya, ketebalan yang diukur pada inspeksi saat ini dan usia inspeksinya. Laju korosi ini berfungsi untuk menentukan *Remaining Life* dari pipa Rumus untuk menentukan *Corrosion Rate* ditentukan dengan persamaan (2):

$$Corrosion Rate = \frac{t. Previous - t.actual}{Time between t. Previous and t. Actual} \quad (2)$$

Keterangan:

t. actual : Ketebalan pipa pada inspeksi saat ini

t. previous : Ketebalan pipa pada inspeksi sebelumnya

*Remaining Life* dapat diartikan sebagai toleransi *equipment* terhadap jenis kerusakannya. *Remaining Life* ini yang akan menentukan waktu interval inspeksi selanjutnya. Rumus untuk menentukan *Remaining Life* ditentukan dengan persamaan (3) :

$$Remaining Life = \frac{t. actual - t. required}{Corrosion rate} \quad (3)$$

Keterangan :

t. actual : Ketebalan pipa pada inspeksi saat ini

t. required : Ketebalan minimum yang seharusnya dimiliki pipa dan tidak termasuk *Corrosion Allowance (CA)*

Perhitungan awal telah dilakukan dalam penentuan ketebalan dinding pipa yang sesuai untuk jalur pipa penyalur gas. Dalam penentuan ketebalan dinding pipa (berdasarkan kondisi operasi) tingkat laju korosi yang diijinkan telah dipertimbangkan sepenuhnya. Data hasil pengukuran ketebalan pipa sebelumnya dan pada saat ini disajikan dalam tabel dan tabel 4.

**Tabel 3. Hasil pengukuran ketebalan pipa**

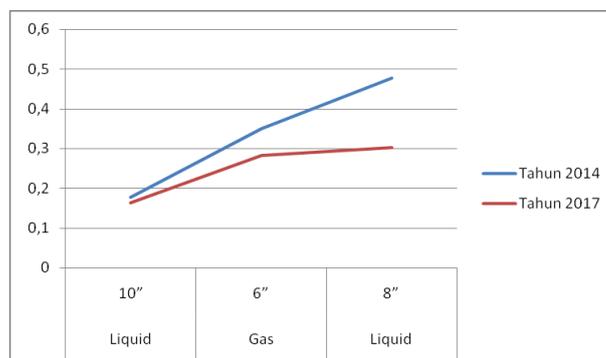
No	Jalur	Fluida	Dia	2014	2017
1	<i>Jetty to Metering Facilities</i>	<i>Liquid</i>	10"	8,64	8,15
2	<i>Jetty to Metering Facilities</i>	Gas	6"	6,08	5,23
3	<i>Jetty to Metering Facilities</i>	<i>Liquid</i>	8"	7,14	6,27

- Jalur pipa 10" (*liquid*)  
 $CR : \frac{8,64 - 8,15}{3} = 0,163 \text{ mm}$        $RL : \frac{8,15 - 1,414}{0,163} = 41,3 \text{ Tahun}$
- Jalur pipa 6" (gas)  
 $CR : \frac{6,08 - 5,23}{3} = 0,283 \text{ mm}$        $RL : \frac{5,23 - 4,046}{0,283} = 4,18 \text{ Tahun}$
- Jalur pipa 8" (*liquid*)  
 $CR : \frac{7,14 - 6,23}{3} = 0,303 \text{ mm}$        $RL : \frac{6,27 - 1,134}{0,303} = 16,8 \text{ Tahun}$

**Tabel 4. Hasil Perhitungan CR dan RL**

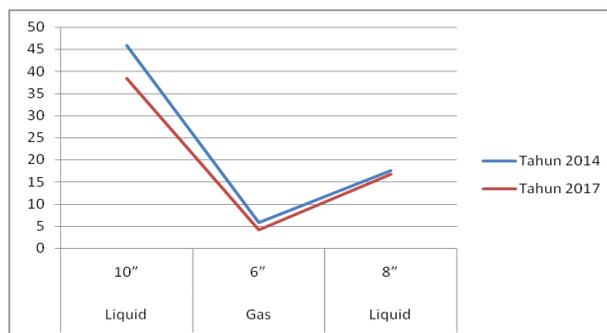
No	Jalur Pipa	Dia	<i>Corrosion Rate</i>		<i>Remaining Life</i>	
			2014	2017	2014	2017
1	<i>Liquid</i>	10"	0,177	0,163	45,82	41,3
2	Gas	6"	0,349	0,283	5,83	4,18
3	<i>Liquid</i>	8"	0,477	0,303	17,59	16,8

Tabel hasil perhitungan *Corrosion Rate* dan *Remaining Life* tersebut diatas digunakan untuk mengetahui selisih perhitungan tingkat laju korosi dan sisa waktu operasi pada pipa penyalur gas pada periode waktu inspeksi sebelumnya dan saat ini.



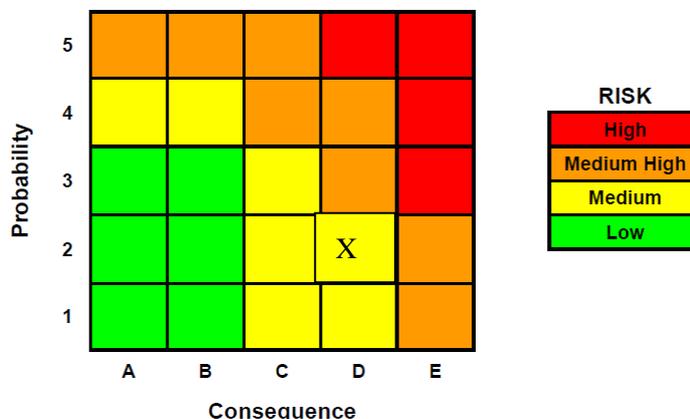
**Gambar 2. Perbandingan *Corrosion Rate***

Dari hasil analisa yang ditunjukkan oleh grafik tersebut diatas, dapat diketahui bahwa tingkat laju korosi pipa penyalur gas pada inspeksi saat ini mengalami penurunan D : 10" sebesar 0,014 mm, D : 6" sebesar 0,066 mm dan D : 8" sebesar 0,174 mm.



**Gambar 3. Perbandingan Remaining Life**

Dari hasil analisa yang ditunjukkan oleh Gambar 3, dapat diketahui bahwa sisa waktu operasi pipa penyalur gas pada inspeksi saat ini mengalami penurunan D : 10” sebesar 4,52 tahun, D : 6” sebesar 1,65 tahun dan D : 8” sebesar 0,79 tahun.  
 Resiko = Probabilitas (PoF) X Konsukensi (CoF)



**Gambar 4. Matriks resiko**

Berdasarkan pada gambar 4 matriks resiko dapat dilihat bahwa pipa penyalur gas berada pada peringkat resiko 2D Medium, sehingga kegiatan pemeliharaan yang perlu dilakukan bersifat *corrective maintenance*. Hal yang menjadi pertimbangan jalur pipa gas tersebut berada pada peringkat resiko 2D Medium karena memiliki tingkat laju korosi kurang dari 10% dari batas korosi yang diijinkan (*Corrosion Allowance*).

Pemeriksaan kelayakan peralatan dilakukan setiap interval waktu 3 tahun sekali. Secara perhitungan jika suatu fasilitas dirancang untuk dapat beroperasi selama 30 tahun maka jumlah inspeksi peralatan yang akan dilakukan selama kurun waktu tersebut adalah sebanyak 10 kali. Berdasarkan peringkat resiko yang ditentukan dan juga hasil perhitungan sisa masa pakai suatu peralatan maka dapat disusun suatu perencanaan inspeksi. Frekuensi suatu inspeksi dilakukan paling lama tidak boleh melebihi setengah masa sisa pakai dari alat tersebut.

**3.2. Mitigasi**

Setelah diketahui kemungkinan penyebab kegagalan fasilitas peralatan, maka dapat diberikan rekomendasi tindakan mitigasi atau tindakan pencegahan yang tepat. Berikut beberapa tindakan pencegahan yang dapat dilakukan :

- Melakukan pemeriksaan ketebalan dinding pipa secara berkala
- Penilaian sisa umur pipa
- Menghitung tingkat korosi
- Melakukan pengecatan ulang pipa
- Membuat kartu riwayat alat

#### 4. KESIMPULAN

- a. Parameter kritis yang paling mempengaruhi sisa waktu operasi fasilitas pipa penyalur gas adalah laju korosi pipa.
- b. Pipa penyalur gas D : 10" berada pada tingkat resiko 2D Medium (M) dengan laju korosi sebesar 0.163 mm/tahun.
- c. Pipa penyalur gas D : 6" berada pada tingkat resiko 2D Medium (M) dengan laju korosi sebesar 0.283 mm/tahun.
- d. Pipa penyalur gas D : 8" berada pada tingkat resiko 2D Medium (M) dengan laju korosi sebesar 0.303 mm/tahun.
- e. Program inspeksi pipa penyalur gas selanjutnya dilakukan internal secara berkala setia 6 (enam) bulan sekali untuk data awal, sebelum pemeriksaan kelayakan secara menyeluruh terhadap pipa penyalur gas dilakukan sesuai peraturan perundangan setiap 3 tahun sekali.
- f. Pipa penyalur gas harus dilindungi dengan senyawa polimer (*painting*) untuk mencegah terjadinya korosi yang disebabkan oleh faktor eksternal. Metode dalam aplikasinya dibuat 2 lapis yaitu lapisan *Primer coat* dan *Top coat* dengan ketebalan *DFT* 350 mikron.

#### DAFTAR PUSTAKA

- American Petroleum Institute. 2009. API Publication 580, *Risk Based Inspection*, second edition, API Publishing Service, Washington (D. C., USA).
- American Society Mechanical Engineering B31.3. 2006. *Process Piping*.
- American Society Mechanical Engineering B31.8a. 2000. *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*.
- Bagus Indrajaya. 2013. *Manajemen resiko korosi pada pipa penyalur minyak*, ISSN : 2327-3539.
- Darmapala Moses L. Singgih. 2012. *Risk Based Maintenance (RBM) untuk natural gas pipeline pada perusahaan X dengan menggunakan metode kombinasi AHP - Indek Model*, ISBN : 978-602-97491-4-4.
- Femiana Gapsari. 2017. *Pengantar Korosi*, Universitas Brawijaya.
- Fernando Vicente. 2014. *Criticality assessment of piping systems for oil & gas facilities*, Volume 20, issue 3.
- Jose Sobral. 2015. *Establishment of optimal physical assets inspection frequency based on risk principles*, 243 -249.
- M. Ervando Among Satmoko. 2015. *Risk assessment on gas piping against corrosion using A Risk Based Inspection API 581*, ISBN : 978-602-0960-12-8.
- Speck J. B., Abdolreza T. M. Iravani. 2001. *Industry survey of risk-based life management practices*. (Canada : ASME PVP Confrence).