

ANALISIS PENENTUAN *REMAINING LIFE* DENGAN PENDEKATAN METODE RBI SEMI KUANTITATIF (STUDI KASUS PADA PIPA PENYALUR GAS BAWAH TANAH DI PT. XYZ)

Hardhianto¹, Gusti Adriansyah^{2*}, Moch Anshori³

*E-mail korespondensi: gusti@dosen.umaha.ac.id

^{1,2,3}Teknik Industri, Fakultas Teknik

Universitas Maarif Hasyim Latif, Sidoarjo, Indonesia

ABSTRAK

PT. XYZ merupakan salah satu badan usaha niaga gas alam yang mulai didirikan pada tahun 2003 dan mulai mengembangkan bisnisnya ke Jawa Timur mulai tahun 2012 dengan total panjang pipa penyalur sepanjang 18 KM. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan risiko apa saja yang ada pada jaringan pipa penyalur gas alam dan menentukan sisa umur layan (*Remaining Life*) pipa penyalur tersebut dapat dipergunakan. Metode yang digunakan yaitu dengan menggunakan *Risk Based Inspection* (RBI) pendekatan metode semi kuantitatif untuk penentuan ruas yang paling berisiko dan dengan standar ASME B.31.8 dan API 570 untuk penentuan *nominal thickness* dan *requirement thickness* pipa untuk menentukan sisa umur layan (*Remaining Life*) pipa penyalur. Dari hasil penelitian diketahui bahwa beberapa risiko yang ada pada ruas pipa penyalur antara lain risiko jiwa, risiko finansial, risiko lingkungan, risiko sosial, risiko legal dan keberlangsungan bisnis. Berdasar risiko tersebut maka dapat diketahui bahwa Ruas Pipa ML-02 merupakan ruas yang paling berisiko. Sesuai perhitungan dengan standar ASME B31.8 dan API 570 berdasar ketebalan dan laju korosi pipa, maka *Remaining Life* untuk Ruas ML-02 adalah yang paling pendek yaitu selama 15,42 Tahun. Mengacu pada hasil perhitungan pada ruas pipa ML-02, jika dihitung rata-rata pengurangan ketebalan pipa tiap tahunnya, didapatkan hasil bahwa ruas pipa ML-02 pada Titik A yaitu pada Pipa *Box Valve* Kantor Desa Bambe (BV02/ML02) yang paling banyak terjadi pengurangan ketebalan pipa yaitu 0,13 milimeter / tahun dan memiliki *Remaining Life* yang lebih pendek, yaitu selama 10,97 Tahun.

Kata Kunci: gas alam, laju korosi, sisa umur layan, rbi, risiko.

ABSTRACT

PT. XYZ is a natural gas trading company that was founded in 2003 and started to expand its business to East Java starting in 2012 with a total length of 18 KM pipeline. This study aims to determine what risks exist in the natural gas pipeline network and determine the remaining service life (*Remaining Life*) of the pipeline that can be used. The method used is by using a *Risk Based Inspection* (RBI) semi-quantitative method approach to determine the most risky sections and with ASME B.31.8 and API 570 standards for determining the *nominal thickness* and *requirement thickness* of the pipe to determine the remaining service life (*Remaining Life*) of the pipe distributor. From the results of the study, it is known that several risks exist in the pipeline segment, including life risk, financial risk, environmental risk, social risk, legal risk and business continuity. Based on these risks, it can be seen that the ML-02 Pipe Section is the most risky section. In accordance with calculations with ASME B31.8 and API 570 standards based on pipe thickness and corrosion rate, the *Remaining Life* for Section ML-02 is the shortest, which is 15.42 Years. Referring to the calculation results on the ML-02 pipe section, if the average reduction in pipe thickness is calculated each year, the results show that the ML-02 pipe section at Point A, namely the *Box Valve Pipe* at the Bambe Village Office (BV02/ML02) is the most common. reduction in pipe thickness is 0.13 millimeters / year and has a shorter *Remaining Life*, which is 10.97 Years.

Key Words: Corrosion rate, natural gas, rbi, remaining life, risk.

PENDAHULUAN

PT. XYZ merupakan salah satu perusahaan swasta di sektor hilir gas alam di Indonesia. Bisnis utama PT. XYZ adalah perdagangan dan penyaluran gas alam melalui pipa untuk dialirkan ke industri-industri sebagai bahan bakar untuk proses pembakaran dengan

total panjang pipa penyalur sepanjang 18 KM yang tersebar di 3 daerah padat penduduk yaitu di Sidoarjo, Gresik dan Surabaya. Maka diperlukan penelitian untuk menentukan ruas pipa penyalur mana yang paling berpotensi terhadap risiko kebocoran gas dan untuk mengetahui berapa lama sisa umur layan (*Remaining Life*) dari pipa penyalur tersebut untuk meminimalkan

risiko dan potensi bahaya kebocoran gas yang dapat berpengaruh terhadap keselamatan warga di sepanjang *Right Of Way* (ROW) pipa pada umumnya dan keberlangsungan bisnis PT. XYZ pada khususnya.

Penentuan ruas yang paling berpotensi terjadi nya risiko dengan menggunakan matriks *Risk Based Inspection* (RBI) dengan metode semi kuantitatif, yaitu merupakan penggabungan antara matriks kualitatif dengan matriks kuantitatif (Nuswantoro, 2018). Dari tahap tersebut maka bisa difokuskan ruas mana yang akan dihitung *Remaining Life* / sisa umur layan dari ruas pipa penyalur tersebut (Hendrayansah, 2019).

METODE PENELITIAN

Dalam penelitian ini, metode penelitian yang digunakan oleh peneliti sebagai alat untuk memecahkan masalah antara lain adalah :

1. Identifikasi Risiko Pipa Penyalur

Penentuan risiko dilakukan dengan observasi data lapangan terkait risiko apa saja yang pernah terjadi pada ruas pipa penyalur, riwayat inspeksi jalur dan Riwayat pengeluaran keuangan perusahaan dalam kurun waktu 5 tahun yang digunakan untuk biaya perbaikan akibat kegagalan sistem pipa.

2. Penentuan Matriks Risiko

Penilaian matriks risiko menggunakan parameter yang telah ditentukan oleh Manajemen P2K3 Perusahaan untuk menentukan nilai *Probability of Failure* (PoF) dan *Consequency of Failure* (CoF).

3. Penentuan *Remaining Life* Pipa Penyalur

Penentuan *Remaining Life* dengan metode antara lain :

- a. **Penentuan *Required Thickness* Pipa Penyalur**
Penentuan *Required Thickness* pipa penyalur ini menggunakan standar ASME B31.8
- b. **Penentuan *Laju Korosi* Pipa Penyalur**
Penentuan *Laju Korosi* pipa penyalur ini berdasar pada hasil pengukuran ketebalan pipa Dept. O&M tahun 2018 sampai 2020 dan menggunakan standar ASME B31.8
- c. **Penentuan *Remaining Life* Pipa Penyalur**
Penentuan *Remaining Life* dihitung berdasarkan pada *Laju Korosi* pipa per tahunnya. Dengan menggunakan standar API 570, maka dapat dihitung berapa sisa umur operasional pipa penyalur.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Langkah awal yang akan dilakukan adalah dengan menentukan ruas pipa penyalur mana yang paling berisiko dengan menggunakan matriks RBI semi kuantitatif. Menurut (Purba, Budiasih and Atmaji, 2020), *Risk Based Inspection* (RBI) adalah proses manajemen dan penilaian risiko yang berfokus kepada jenis

kegagalan yang disebabkan oleh menurunnya mutu material dengan melakukan inspeksi pada peralatan yang berkaitan. Semi-kuantitatif menggambarkan setiap pendekatan yang memiliki aspek yang berasal dari pendekatan kualitatif dan pendekatan kuantitatif.

Identifikasi Risiko Pipa Penyalur

Observasi dilakukan sesuai data inspeksi pipa, informasi dari sumber karyawan yang telah bekerja lebih dari 5 Tahun, data pengeluaran keuangan perusahaan diluar operasional perawatan rutin maka didapatkan beberapa permasalahan yang pernah terjadi antara lain :

Tabel 1. Kejadian Risiko pada ruas pipa penyalur

Tahun	Kejadian Risiko	Frek.	Konsekuensi
2014	Penggantian kebocoran pada Ball Valve	1x	Total Shutdown Pengaliran Gas, Teguran dari Konsumen
2014	Kerusakan Pipa karena terkena excavator di ruas ML-01	1x	Pengaliran gas terhenti; Biaya perbaikan ± 250 Jt; Teguran oleh SKK Migas
2018	Penurunan jembatan pipa BG-01/ML-01	1x	Permasalahan dengan warga; Pengeluaran Biaya Perbaikan ± 4,3 Jt
2016 2017	Pembakaran sampah oleh warga di RoW Pipa BL-02	2x	Permasalahan dengan warga; Pengeluaran Biaya Perbaikan & Pembangunan Zinker ± 285 Jt; Teguran dari BBWS Pengairan
2017	Kebocoran pada BV-02/ML-02	2x	Pengeluaran untuk perbaikan ± 25 Jt; Pengaliran Gas terhenti; Teguran dari Konsumen
2017	Kebocoran PRV MRS di jalur ML-01	2x	Pengeluaran untuk perbaikan ± 20 Jt; Pengaliran Gas terhenti; Teguran dari konsumen
2017	Pemotongan Marka Rambu Jalur oleh warga	8x	Permasalahan dengan warga; Pengeluaran untuk biaya perbaikan ± 5 Jt
2017	Jalur ML-01 ambles karena erosi sungai	1x	Permasalahan dengan warga; Pengeluaran Biaya Perbaikan ± 5 Jt
2017	Pembangunan SUTT diatas RoW Pipa Gas	2x	Pengeluaran Biaya relokasi dan proteksi pipa ± 406 Jt
2018 2019 2020	Pembakaran sampah dilahan RoW waru ML-01	4x	Permasalahan dengan warga
2019	Penurunan BV-01/BL-02	1x	Pengeluaran biaya perbaikan ± 10 Jt

Dari tabel diatas maka secara kualitatif dapat disimpulkan sebagai risiko faktor sebab akibat yang dapat ditimbulkan pada ruas pipa penyalur antara lain adalah :

- a. Risiko Keselamatan Jiwa, adanya kejadian kecelakaan kerja yang menyebabkan gangguan mata personil O&M yang dikarenakan impuritis gas alam akibat kebocoran membran pada MRS konsumen industri.

- b. Risiko Keuangan / Finansial, adanya pengeluaran tidak rutin dan tidak terencana yang dikeluarkan oleh perusahaan yang cukup besar sebagai upaya perbaikan, konstruksi dan pembelian material.
- c. Risiko Pencemaran Lingkungan, adanya pencemaran terhadap lingkungan sekitar, baik tanah, air ataupun udara jika terkontaminasi kandungan Gas Methana (CH4) ataupun cairan kondensat yang diakibatkan oleh kebocoran Pipa Penyalur dan perusakan lahan persawahan warga.
- d. Risiko Sosial, yaitu potensi risiko yang berkaitan dengan pemikiran - pemikiran umum yang mendasar (*public image*) yang negatif dan perusakan aset jalur (*vandalism*) seperti marka rambu dan patok gas pada Ruas Pipa Penyalur Gas PT. XYZ.
- e. Risiko Legal dan Keberlangsungan Bisnis, adanya teguran-teguran dari instansi / dinas terkait dan berpotensi risiko terhadap perijinan dan legalitas bisnis PT. XYZ.

Penentuan Matriks Risiko

A. Penilaian Risiko

Skala parameter yang digunakan untuk penilaian risiko adalah sesuai dengan yang telah ditentukan oleh Manajemen P2K3 PT. XYZ sebagai Langkah untuk menentukan skala PoF dan CoF.

Tabel 2. Parameter *Probability of Failure* (PoF)

Skala	Kemungkinan (PoF)	Kriteria
1	Sangat jarang	Kemungkinan sangat kecil atau tidak terjadi pada setiap bulan
2	Jarang terjadi	Kemungkinan terjadi sekali pada tiap bulan
3	Kadang-kadang	Kemungkinan kejadian 2 - 3x / bulan
4	Sering	Kemungkinan kejadian 4-5x / bulan atau selalu terjadi dalam setiap minggu
5	Selalu terjadi	Kemungkinan kejadian setiap hari

Tabel 3. Parameter *Consequency of Failure* (PoF)

Skala	Keparahan (CoF)	Kriteria
1	Sangat Ringan	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Tidak ada korban jiwa ataupun cedera, ➤ Kerugian finansial yang ditimbulkan sangat kecil kurang dari Rp. 10 Juta atau bahkan tidak ada, ➤ Tidak menyebabkan pencemaran lingkungan, ➤ Tidak menimbulkan <i>image</i> jelek Perusahaan kepada masyarakat sekitar, ➤ Tidak mengganggu legalitas kelangsungan bisnis Perusahaan
2	Ringan	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Mengakibatkan cedera ringan namun bisa segera ditangani, ➤ Kerugian finansial yang ditimbulkan dari Rp. 10 sd 15 Juta, ➤ Menyebabkan pencemaran udara namun tidak sampai mencemari air dan tanah, ➤ Cukup menimbulkan <i>image</i> jelek kepada Perusahaan dari masyarakat dalam lingkup kecil ➤ tidak mengganggu legalitas kelangsungan bisnis Perusahaan
3	Sedang	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Mengakibatkan cedera ringan namun bisa segera ditangani, ➤ Kerugian finansial yang ditimbulkan diatas Rp. 20 Juta, ➤ Bisa menyebabkan pencemaran udara air dan tanah yang ditimbulkan oleh kontaminasi gas methana dan kondensat ➤ Cukup menimbulkan <i>image</i> jelek kepada Perusahaan dari masyarakat dalam lingkup desa ➤ Tidak sampai mengganggu legalitas kelangsungan bisnis Perusahaan
4	Berat	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Mengakibatkan cedera yang cukup parah namun tidak sampai menyebabkan kematian atau korban jiwa ➤ Kerugian finansial yang diitimbulkan diatas Rp. 30 Juta, ➤ Bisa menyebabkan pencemaran udara air dan tanah yang ditimbulkan oleh kontaminasi gas methana dan kondensat, ➤ Dampak yang signifikan terhadap proyek atau operasi tetapi tidak sampai mengancam penyelesaian proyek, mulai ada pemblokiran dan reaksi dari masyarakat luas dan media massa, ➤ Menimbulkan akibat yang cukup signifikan terhadap keberlangsungan bisnis Perusahaan dengan penghentian operasional pengaliran gas, pengkajian kembali UKL/UPL dan Sertifikat Kelayakan Migas

Skala	Keparahan (CoF)	Kriteria
5	Sangat Berat	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Kecelakaan yang menyebabkan kematian ➢ Dapat mengancam proyek / operasi atau menyebabkan efek yang kurang baik pada organisasi, dengan kerugian finansial diatas Rp. 50 Juta ➢ Sangat mencemari lingkungan baik udara, air maupun tanah karena kontaminasi gas methana atau kondensat ➢ Reaksi pemblokiran melibatkan aparat keamanan dengan pemberitaan yang luas pada media massa ➢ Pencabutan Ijin Niaga dan penutupan usaha Perusahaan, pencabutan semua ijin lingkungan dan keselamatan yang berpengaruh terhadap keuangan dan politik Perusahaan di masa depan

RBI dapat mengklasifikasikan yang be-risiko tinggi, sedang dan rendah, dan kemudian memfokuskan pemeriksaan pada risiko tinggi (Ratnasari, Alhilman and Pamoso, 2019). Menurut (Haryadi, 2020) dalam RBI risiko didefinisikan sebagai hasil kali antara probabilitas terjadinya sebuah kejadian (PoF) dan konswekensi dari kejadian tersebut (CoF). Secara matematis dapat ditulis sebagai berikut :

$$Risk = PoF \times CoF \quad (1)$$

Dari tabel 2 dan 3 serta persamaan (3) parameter PoF dan CoF tersebut diatas maka didapatkan penilaian risiko untuk masing-masing Ruas Pipa Utama (*Mainline*) dan Percabangan (*Branchline*) PT. XYZ antara lain adalah sebagai berikut :

Tabel 4. Penilaian Risiko Ruas Pipa Utama (*Mainline*) dan Percabangan (*Branchline*)

Penilaian berdasarkan Kategori Risiko	Pipa Penyalur Utama <i>Mainline</i> 01 (ML01)			Pipa Penyalur Utama <i>Mainline</i> 02 (ML02)			Pipa Penyalur Percabangan <i>Branchline</i> 01 (BL01)			Pipa Penyalur Percabangan <i>Branchline</i> 02 (BL02)		
	PoF	CoF	Risk	PoF	CoF	Risk	PoF	CoF	Risk	PoF	CoF	Risk
Jiwa: Cidera, cacat, kematian	1	5	5	1	5	5	1	5	5	1	5	5
Finansial : Kerugian finansial	1	5	5	1	4	4	1	3	3	1	4	4
Lingkungan : Lingkungan yang tercemar	2	4	8	2	4	8	1	2	2	2	3	6
Sosial : Dampak Sosial Masyarakat	2	4	8	1	5	5	1	2	2	2	4	8
Legalitas Bisnis : Pencabutan Ijin Niaga PT. XYZ	1	5	5	1	5	5	1	5	5	1	5	5
Rata-Rata	1.4 ~ 2	4.6 ~ 5	6.2	1.2 ~ 2	4.6 ~ 5	5.4	1	3.4 ~ 3	3.4	1.4 ~ 1	4.2 ~ 4	5.6

B. Penentuan Matriks Risiko

Setelah ditentukan penilaian risiko terhadap masing-masing ruas pipa penyalur, maka selanjutnya

akan dilakukan matriks risiko, yaitu pengelompokan level risiko berdasarkan parameter pada tabel 5 berikut:

Tabel 5. Tabel Matriks Risiko

Tabel Matriks Risiko		(CoF)				
		Sangat Ringan (1)	Ringan (2)	Sedang (3)	Berat (4)	Sangat Berat (5)
PoF	Sangat Sering (5)	5	10	15	20	25
	Sering (4)	4	8	12	16	20
	Sedang (3)	3	6	9	12	15
	Jarang (2)	2	4	6	8	10
	Sangat Jarang (1)	1	2	3	4	5

Tabel 6. Tabel Matriks Risiko Ruas Pipa

Tabel Matriks Risiko		(CoF)				
		Sangat Ringan (1)	Ringan (2)	Sedang (3)	Berat (4)	Sangat Berat (5)
PoF	Sangat Sering (5)					
	Sering (4)					
	Sedang (3)					
	Jarang (2)					
	Sangat Jarang (1)			BL 01	ML 01 ML 02 BL 02	

Setelah kita dapatkan ketentuan tabel matriks risiko yang digunakan, maka langkah selanjutnya adalah memasukkan hasil pada tabel 4 kedalam tabel 5, sehingga didapatkan hasil seperti pada tabel 6 diatas.

Dalam pelaksanaannya, prosedur analisa keselamatan kerja memerlukan latihan, pengawasan dan penulisan uraian kerja yang dikenal sebagai JSA untuk mempermudah pengertian prosedur kerja pada karyawan (Nurkholis and Adriansyah, 2017).

Dari tabel 6 diatas maka dapat diketahui bahwa semua ruas pipa penyalur berada pada kolom warna kuning yang sesuai dengan tabel 7, mengindikasikan bahwa semua ruas pipa mempunyai risiko **Moderate**, yang berarti risiko K3 memerlukan pengendalian lebih lanjut dan aktivitas perbaikan; dapat dilanjutkan tetapi memerlukan monitoring Risiko K3 secara periodik.

Tabel 7. Kebijakan Mitigasi Resiko

Risk Level	Kebijakan Mitigasi Resiko
Low 1 - 3	Risiko K3 minimal dapat di tolerir oleh PT. XYZ
Moderate 4 - 6	Risiko K3 memerlukan pengendalian lebih lanjut dan aktivitas perbaikan; dapat dilanjutkan tetapi memerlukan monitoring Risiko K3 secara periodik.
High 8 - 12	Risiko K3 tidak dapat diterima dalam tenggang waktu tertentu tetapi aktivitas masih dibolehkan untuk dilakukan dibawah pengendalian khusus
Extreme 15 - 25	Risiko K3 tidak dapat diterima oleh PT. XYZ; aktivitas harus dihentikan yang mengancam kelangsungan hidup.

Penentuan Remaining Life Pipa Penyalur

Sebelum dilakukan penentuan *Remaining Life* pipa penyalur, maka yang data parameter pipa harus

diketahui lebih dahulu. Pengumpulan data parameter pipa diambil dari SKPP pipa penyalur.

Tabel 8. Tabel Parameter Ruas Pipa

Parameter	ML 01 6 Inch	ML 02 6 Inch	BL 01 6 Inch	BL 02 6 Inch
<i>Pipeline OD</i>	6,625 Inch	6,625 Inch	6,625 Inch	6,625 Inch
<i>Material Grade</i>	API 5L Gr X52	API 5L Gr B	API 5L Gr X52	API 5L Gr X52
<i>SMYS</i>	52.100 psi	35.500 psi	52.100 psi	52.100 psi
<i>Weld Joint Factor - E</i>	1	1	1	1
<i>Design Factor - F</i>	Lokasi 3 (F = 0,5)	Lokasi 3 (F = 0,5)	Lokasi 2 (F = 0,6)	Lokasi 3 (F = 0,5)
<i>Corrosion Allowance</i>	0,125 Inch	0,125 Inch	0,125 Inch	0,125 Inch
<i>Pressure Design</i>	500 Psig	500 Psig	500 Psig	500 Psig

A. Penentuan Tebal Nominal dan Required

Penentuan tebal minimum pipa penyalur menggunakan persamaan standar (ASMEB31.8, 2018, p. 38) sebagai berikut :

$$t_{req} = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T} \quad (2)$$

- t n = Ketebalan nominal pipa
- P = Pressure Design (Psi)
- D = Outside Diamater (Inch)
- S = Specified Minimum for Yield Strength / SMYS (Psi)
- F = Design Factor / Location Class
- E = Weld Joint Factor
- T = Temperature Derating Factor

Dari persamaan (2) maka didapatkan hasil perhitungan sebagai berikut :

- a. Ruas ML-01 = 0,06358 Inch
- b. Ruas ML-02 = 0,09331 Inch
- c. Ruas BL-01 = 0,05298 Inch
- d. Ruas BL-02 = 0,06358 Inch

Setelah ditentukan ketebalan nominal pipa, maka selanjutnya akan ditentukan ketebalan yang disyaratkan (*required thickness*) sesuai dengan standar (ASMEB31.8, 2018, p. 38) sebagai berikut :

$$t_{req} = \frac{t_n + A}{1 - Mt} \quad (3)$$

- t req = tebal pipa minimum yang disyaratkan
- A = Allowance (Corrosion)
- Mt = Mill Tolerance (12,5% ~ 0,125)

Dari persamaan (3) maka didapatkan hasil perhitungan sebagai berikut :

- a. Ruas ML-01 = 0,216 Inch ~ 5,474 mm
- b. Ruas ML-02 = 0,249 Inch ~ 6,337 mm
- c. Ruas BL-01 = 0,203 Inch ~ 5,167 mm
- d. Ruas BL-02 = 0,216 Inch ~ 5,474 mm

B. Penentuan Laju Korosi (*Corrotrion Rate*) Pipa

Data yang digunakan untuk perhitungan laju korosi adalah data pengukuran ketebalan pipa yang dilakukan 1 tahun sekali dalam rentang waktu tahun 2018 sampai 2020 yang ditunjukkan pada tabel 9.

Persamaan untuk menghitung laju korosi menggunakan standar (API 570 4th 2016, 2016, p. 54) sebgai berikut :

$$Corrosion Rate = \frac{t_{awal} - t_{aktual}}{interval\ pengukuran} \quad (4)$$

Corrosion Rate = Laju Korosi (MPY)

- t awal = pengukuran ketebalan awal (2018)
- t aktual = pengukuran ketebalan terakhir (2020)
- Interval Waktu = Rentang waktu pengukuran

Dari persamaan (4) maka didapatkan hasil perhitungan sebagai berikut :

- a. Ruas ML-01 = 0,00018 mpy
- b. Ruas ML-02 = 0,00015 mpy
- c. Ruas BL-01 = 0,00029 mpy
- d. Ruas BL-02 = 0,00023 mpy

Tabel 9. Pengukuran Ketebalan Pipa PT. XYZ Tahun 2018 sampai 2020

		ML01	ML01	ML01	ML02	ML02	ML02	BL01	BL02	BL02
		(A)	(B)	(C)	(A)	(B)	(C)	(A)	(A)	(B)
2018	0°	7.62	7.59	7.31	7.43	7.03	7.78	7.33	7.36	7.37
	90°	7.35	7.37	7.54	7.34	7.35	7.57	7.7	7.57	7.38
	180°	6.96	7.25	7.46	7.56	7.12	7.16	7.37	7.2	7.48
	270°	6.99	6.96	7.26	7.72	7.06	7.26	7.51	7.04	7.64
	Rata-Rata	7.23	7.29	7.39	7.51	7.14	7.44	7.48	7.29	7.47
	7.31			7.37			7.38			
2020	0°	6.34	7.18	7.23	7.04	7.01	7.28	7.22	7.15	7.19
	90°	7.52	6.98	6.96	7.3	6.82	7.58	7.12	7.02	7.18
	180°	6.92	7.21	7.28	7.13	7.01	7.15	7.12	7.01	7.12
	270°	7.48	7.03	7.19	7.57	7.22	7.26	7.19	7.27	7.04
	Rata-Rata	7.07	7.10	7.17	7.26	7.02	7.32	7.16	7.11	7.13
	7.11			7.20			7.12			

C. Penentuan Remaining Life Pipa Penyalur

Setelah diketahui data laju korosi masing-masing ruas, maka selanjutnya dapat dilakukan perhitungan untuk menentukan Remaining Life dengan menggunakan standar (API 570 4th 2016, 2016, p. 54) sebagai berikut :

$$Remaining\ Life = \frac{t\ aktual - t\ req}{Corrosion\ Rate} \quad (5)$$

Dari persamaan (5) maka didapatkan hasil perhitungan Remaining Life sebagai berikut :

- a. Ruas ML-01 = 9.194,046 hari ~ 25,19 Tahun
- b. Ruas ML-02 = 5.629,03 hari ~ 15,42 Tahun
- c. Ruas BL-01 = 6.944,49 hari ~ 19,03 Tahun
- d. Ruas BL-02 = 6.944,49 hari ~ 19,03 Tahun

Dari perhitungan pada perhitungan (5) diatas, maka dapat diketahui bahwa Ruas ML-02 yang mempunyai Remaining Life yang paling pendek yaitu selama 15,42 Tahun.

Dari hasil perhitungan penentuan Remaining Life ruas ML-02 tersebut, bisa di breakdown kembali untuk menentukan titik mana yang mempunyai laju korosi yang paling besar dengan menggunakan persamaan (4) dan rata-rata pengukuran ketebalan pada tabel 9.

Tabel 10. Laju Korosi pada Ruas ML-02

		(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	Rata-rata
		2018	2019	A - B	2020	B - D	C & E
Ruas ML02	A	7.51	7.51	0.00	7.26	0.25	0.13
	B	7.14	7.13	0.01	7.02	0.11	0.06
	C	7.44	7.32	0.12	7.32	0.01	0.06

Dari tabel 10 diketahui bahwa pada Ruas ML-02, terdapat titik yang mempunyai laju korosi yang paling besar, yaitu pada titik A yang terdapat pada Pipa Box Valve Kantor Desa Bambe (BV02/ML02) yang mempunyai rata-rata pengurangan ketebalan Pipa Penyalur sebesar 0,13 milimeter per tahunnya dan jika dihitung dengan menggunakan persamaan (5), maka dapat diketahui Remaining Life pada titik A Ruas Pipa Penyalur ML02 tersebut adalah 10,97 Tahun.

PENUTUP

Penelitian ini dapat diketahui bahwa beberapa resiko yang terdapat pada ruas pipa penyalur gas alam antara lain adalah resiko jiwa, resiko finansial, resiko pencemaran lingkungan, resiko social dan resiko legal dan keberlangsungan perusahaan.

Ruas pipa penyalur yang ada pada PT. XYZ, maka dengan menggunakan standar perhitungan ASME B31.8 dan API 570 berdasarkan hasil data pengukuran ketebalan pipa tahun 2018 sampai 2020, diketahui bahwa ruas ML-02 mempunyai masa Remaining Life yang paling pendek yaitu selama 15,42 Tahun. Maka pada ruas ML-02 ini merupakan prioritas utama yang harus lebih diperhatikan dalam perawatan agar dapat memperpanjang Remaining Life nya, salah satu yang adalah dengan penurunan tekanan operasi pada ruas ML-02.

Hasil yang didapatkan dari penelitian ini diharapkan bisa digunakan sebagai data pada penelitian selanjutnya yaitu untuk menentukan interval inspeksi terhadap Ruas Pipa Penyalur untuk dapat lebih menjaga kehandalan pipa, kelancaran operasional pengaliran gas, keselamatan karyawan serta warga di sepanjang ROW pipa dan keberlangsungan bisnis perusahaan

DAFTAR PUSTAKA

- API 570 4th 2016 (2016) *API 570, Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems*. 4th edn. American Petroleum Institute.
- B31.8, A. (2018) *ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems*. B31.8, *The American Society of Mechanical Engineering*. B31.8. New York.
- Haryadi, G. D. (2020) 'Analisa Risiko Dan Prediction Remaining Lifetime Pada Pipa Gas Lurus Ø 14" Meng Gunakan Metode Risk Based Inspection Berdasarkan Api 581', 3(1), pp. 1-11.
- Hendrayansah, H. (2019) 'Studi Implementasi Risk Based Inspection (Rbi) Berdasarkan Pada Api 580 dan Api 581 DI SPG Merbau Field Prabumulih, Asset 2 PT Pertamina EP'.
- Nurkholis, N. and Adriansyah, G. (2017) 'Pengendalian Bahaya Kerja Dengan Metode Job Safety Analysis Pada Penerimaan Afval Lokal Bagian Warehouse Di Pt. St', *Teknika: Engineering and Sains Journal*, 1(1), p. 11. doi: 10.51804/tesj.v1i1.63.11-16.
- Nuswantoro, B. (2018) 'Analisis Remaining Life Dan Program Inspeksi Dengan Pendekatan Risk Management Pada Pipa Penyalur Gas', *Prosiding SNST Fakultas Teknik*, 1(1).
- Purba, M. L., Budiasih, E. and Atmaji, F. T. D. (2020) 'Usulan Optimasi Interval Inspeksi dan Estimasi Remaining Life pada Pressure Vessel Menggunakan Metode Risk Based Inspection (RBI) Dengan Pendekatan Semi-Kuantitatif'.
- Ratnasari, P., Alhilman, J. and 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), pp. 67-74.