

USULAN ESTIMASI *REMAINING LIFE* DAN OPTIMASI JADWAL INSPEKSI PADA PIPA PENYALUR GAS MENGGUNAKAN METODE *RISK BASED INSPECTION (RBI) SEMI KUANTITATIF* DI PT XYZ

PROPOSED ESTIMATION OF REMAINING LIFE AND THE OPTIMIZATION OF THE INSPECTION SCHEDULE ON THE GAS DISTRIBUTOR PIPELINE USING SEMI-QUANTITATIVE RISK BASED INSPECTION (RBI) METHOD AT PT XYZ

Dian Hayyu Rana Muna¹, Judi Alhilman², Endang Budiasih³

^{1,2,3}Program Studi Teknik Industri, Fakultas Rekayasa Industri, Universitas Telkom

¹dianhayvurm@gmail.com, ²judi.alhilman@telkomuniversity.com,

³endangbudiasih@telkomuniversity.ac.id

Abstrak

Pipa penyalur (*pipeline*) sebagai alat transportasi utama di industri minyak dan gas bumi (migas) memiliki risiko kegagalan tinggi dalam pengoperasiannya untuk menyalurkan fluida dari sumur penghasil (*well*) menuju tempat pengolahan (*gas plant*) kemudian didistribusikan ke konsumen. PT XYZ adalah perusahaan yang menyelenggarakan usaha di bidang pengolahan migas. Dari empat pipa penyalur milik PT XYZ yang aktif beroperasi di Tanggulangin *gas plant*, pipa TGA#5 memiliki frekuensi kebocoran tertinggi. Oleh sebab itu, perlu dilakukan penilaian risiko (*risk assessment*) dan standar penilaian umur layanan jaringan pipa menggunakan metode *Risk Based Inspection (RBI)* semi kuantitatif. *RBI* merupakan metode untuk merencanakan inspeksi berdasarkan risiko kegagalannya. Penelitian ini mengacu standar API 581 *Risk Based Inspection Technology* dengan mekanisme kerusakan *thinning*. Tujuan penelitian adalah untuk mengetahui level risiko kegagalan, langkah mitigasi risiko, estimasi *remaining life*, metode inspeksi, dan perencanaan program inspeksi yang efisien dari segi waktu dan biaya. Dari hasil penilaian *risk matrix* *RBI* pipa TGA#5, diperoleh tiga segmen *high risk* dan satu segmen *medium risk*. Kemudian dibuat program inspeksi untuk menurunkan tingkat risiko serta menjaga integritas pipa berdasarkan level risiko dan estimasi *remaining life*. Metode inspeksi utama yang digunakan termasuk *NDE (Non-Destructive Examination)* yaitu *UT scans*, *profile radiography*, dan *visual examination*. Perbedaan percepatan laju korosi secara signifikan mempengaruhi hasil penilaian risiko. Nilai laju korosi ditentukan berdasar pengukuran ketebalan dinding aktual. Dibutuhkan penelitian lebih lanjut terkait hasil pengukuran ketebalan dengan menggunakan metode *repeatability* dan analisis penyebab percepatan laju korosi pada tiga segmen *high risk*. Berbagai aspek implementasi dapat dilakukan termasuk tindakan perawatan untuk kerusakan korosi.

Kata kunci: *Gas Pipeline, Risk Based Inspection, API 581, Risk Matrix, Program inspeksi.*

Abstract

Pipeline as the main transportation equipment in the gas and petroleum industry has a high risk of failure in its operation to distribute oil and gas from oil-producing wells to gas plant to be further distributed to consumers. PT XYZ is a gas and petroleum processing company. Of the four active operating PT XYZ's pipelines in Tanggulangin gas plant, the TGA#5 gas pipeline has the highest leakage frequency. Therefore, a risk assessment and service life assessment standards are required in pipeline using the Semi-Quantitative Risk Based Inspection (RBI) method. RBI is a method for determining inspection plans based on the risk of failure. This research is referring to the standard API 581 Risk Based Inspection Technology and thinning damage mechanisms. The purpose of this study is to determine the level of failure risk, propose risk mitigation measures, estimate remaining life, propose pipeline inspection methods, and planning of an efficient inspection program in terms of time and cost. Based on the analysis of risk level using the RBI risk matrix, the study found three high risk segments and one medium risk segment, and further proposed an inspection to reduce the level of risk and to maintain the durability of the pipeline based on risk level categories and estimated remaining life. The main inspection methods used are those that include NDE (Non-Destructive Examination), namely UT scans, profile radiography, and visual examination. The difference in corrosion rate acceleration significantly affects the results of risk assessment. The value of corrosion rate is determined based on actual wall thickness

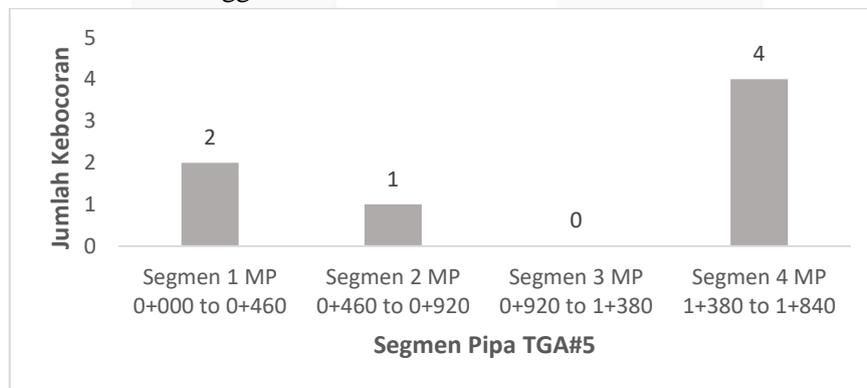
measurements. More research is needed regarding thickness measurement by using the repeatability method and analysis the cause of corrosion rate acceleration on three high risk segments. Various aspects of implementation can be carried out including maintenance measures for corrosion damage.

Keywords: *Gas Pipeline, Risk Based Inspection, API 581, Risk Matrix, Inspection Program.*

1. Pendahuluan

PT XYZ merupakan salah satu perusahaan yang menyelenggarakan usaha di bidang pengolahan minyak dan gas bumi (migas). Agar dapat selalu mencapai target produksinya PT XYZ perlu memastikan dalam proses produksinya tetap berjalan lancar tanpa kendala. Kendala proses dapat berupa kerusakan dan kebocoran *pipeline* yang dapat menyebabkan terhentinya produksi. *Pipeline* atau pipa penyalur digunakan untuk mendistribusikan minyak dan gas dari sumur-sumur penghasil (*well*) menuju tempat penampungan dan pengolahan (*gas plant*) untuk kemudian didistribusikan ke konsumen (Elanda, 2011).

Berdasarkan data frekuensi kebocoran pipa TGA#5 menuju ke *gas plant* mengalami kebocoran tertinggi diantara sistem perpipaan lain, yaitu sebanyak tujuh kejadian kebocoran pipa sejak mulai dioperasikan tahun 2006. Selain itu sumur TGA#5 juga merupakan penyumbang produksi gas utama dan terbesar dari Tanggulangin *gas plant* yaitu sekitar 4 MMSCFD. Oleh karena itu, pipa TGA#5 dijadikan sebagai objek dalam penelitian ini karena jika apabila kegagalan berupa kebocoran pada pipa terjadi maka akan mempengaruhi hampir separuh produksi milik Tanggulangin. Kebocoran pipa dapat menimbulkan dampak serius yang mempengaruhi lingkungan, kesehatan, keamanan, keselamatan, dan kerugian biaya. Pada penelitian ini dilakukan segmentasi pada pipa TGA#5 bertujuan untuk memfokuskan kondisi pipa dengan lingkungan sekitarnya. Jarak yang diambil untuk setiap segmen adalah sebesar 460 meter dengan rata-rata kondisi lingkungan masih sama. Berdasarkan Gambar 1 dapat diketahui bahwa frekuensi kebocoran pipa TGA#5 dari tahun 2006 hingga awal tahun 2020 pada segmen 4 MP 1+380 to 1+840 memiliki angka kebocoran tertinggi.



Gambar 1 Data Frekuensi Kebocoran Pipa TGA#5

Pada penelitian ini digunakan metode untuk memperkirakan risiko yang diterima perusahaan pada saat peralatan yang digunakan mengalami kegagalan untuk menjadi pertimbangan bagi perusahaan melakukan kegiatan inspeksi yaitu menggunakan metode *Risk Based Inspection* (RBI). RBI adalah metode untuk menentukan program atau rencana inspeksi berdasarkan risiko kegagalan dan konsekuensi kegagalan suatu peralatan. Sehingga pada penelitian ini, dari analisis *output* RBI didapatkan level risiko kegagalan, langkah mitigasi risiko, estimasi *remaining life*, penentuan interval inspeksi, metode inspeksi pipa, dan penghematan biaya inspeksi berdasarkan penjadwalan interval inspeksi usulan pipa TGA#5.

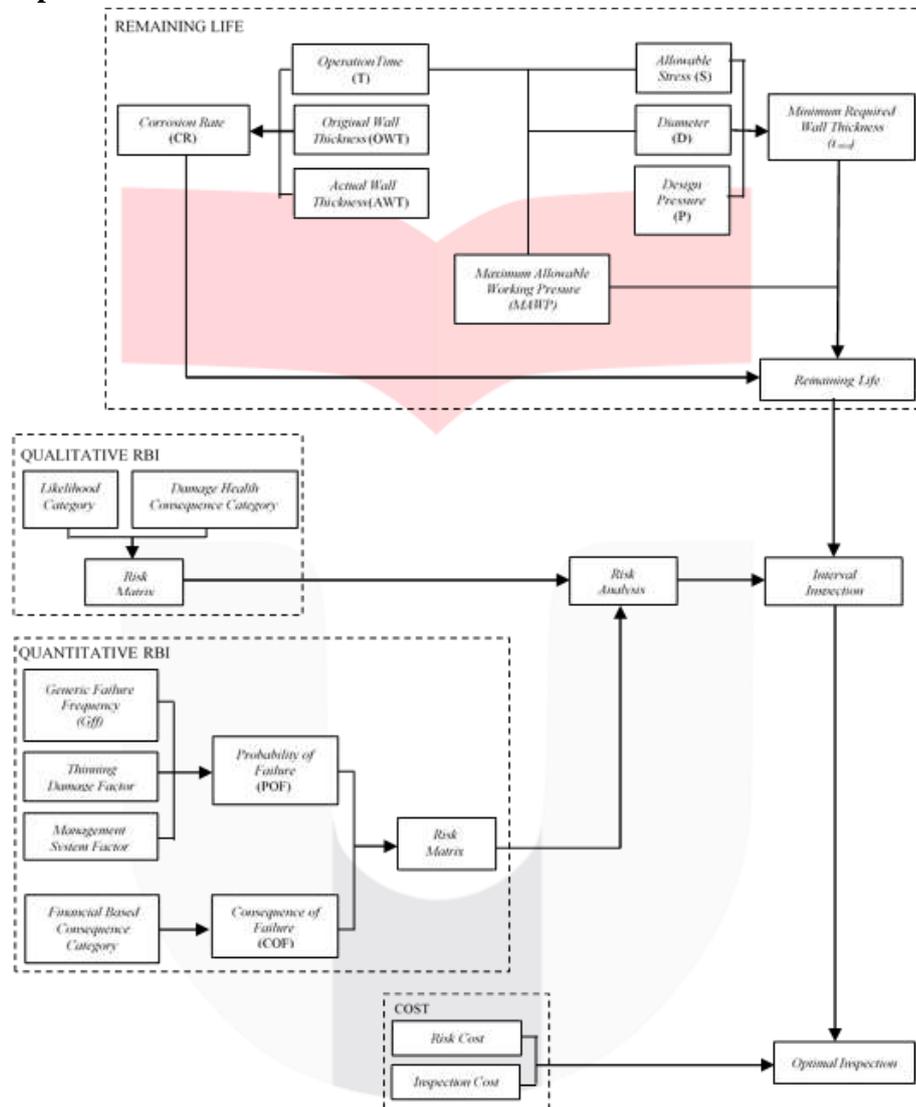
2. Dasar Teori

a. Risk Based Inspection (RBI)

RBI merupakan sebuah pendekatan penilaian risiko dan manajemen proses yang terfokus pada kegagalan peralatan karena kerusakan material (American Petroleum Institute, 2008). RBI

memprioritaskan inspeksi berdasarkan risiko, dinyatakan sebagai nilai yang diharapkan, dan mengintegrasikan kemungkinan dan konsekuensi kegagalan (Vianello, Milazzo, Guerrini, Mura, & Maschio, 2016). Secara umum metode ini dapat diaplikasikan pada semua jenis industri dan bergantung dengan kondisi aktual dari peralatan industri yang dianalisis. RBI dapat mengklasifikasikan yang berisiko tinggi, sedang, dan rendah, kemudian memfokuskan pemeriksaan pada risiko tinggi. Peralatan yang masuk dalam jangkauan RBI yaitu peralatan bertekanan dan stasioner (Singh & Pokhrel, 2018).

2.3 Model Konseptual



Gambar 2 Model Konseptual

Berdasarkan Gambar 2 data inputan yang dibutuhkan dalam merencanakan usulan *optimal inspection* berupa data yang diperlukan dalam penentuan *remaining life*, penilaian RBI kualitatif, penilaian RBI kuantitatif, dan perhitungan biaya. Setelah semua data yang dibutuhkan terkumpul selanjutnya melakukan penilaian risiko RBI semi kuantitatif dengan melakukan penilaian RBI kualitatif dan kuantitatif. Penilaian RBI kualitatif ditentukan berdasar skor kategori wawancara *likelihood* dan *damage health consequence* kualitatif RBI API 581. Nilai *likelihood* diperoleh dari enam kriteria faktor yaitu, *Equipment Factor* (EF), *Damage Factor* (DF), *Inspection Factor* (IF), *Current Condition Factor* (CCF), *Process Factor* (PF), dan *Mechanical Design Factor* (MDF). Sedangkan nilai *damage health consequence* ditentukan dari empat kriteria faktor, yaitu *Toxic Quantity Factor* (TQF), *Dispersibility Factor* (DIF), *Credit Factor* (CRF), dan *Population Factor* (PPF).

Penilaian RBI kuantitatif didapat dari hasil skor kategori POF dan COF. Nilai POF didapatkan dengan memproses *Gff*, *thinning damage factor*, dan FMS pipa TGA#5. Penentuan *Gff* dilakukan dengan memilih tipe peralatan, ukuran diameter, dan nilai *Gff* untuk tiap *release hole size*. Perhitungan nilai COF didapat dengan memproses data *financial based consequence* yaitu FC_{cmd} , FC_{affa} , FC_{prod} , FC_{inj} , dan $FC_{environ}$. Kemudian hasil penilaian RBI kualitatif dan kuantitatif tersebut diplotkan ke dalam *risk matrix* sehingga didapatkan analisis tingkat risiko untuk dilakukan prioritas inspeksi sesuai dengan perencanaan interval inspeksi usulan. Interval inspeksi usulan ditentukan berdasar analisis tingkat risiko dan *remaining life*.

Dalam penentuan *optimal inspection* selain merencanakan interval inspeksi, dilakukan penentuan metode inspeksi yang tepat sesuai dengan mekanisme kerusakan pipa TGA#5 kemudian dilakukan perhitungan biaya inspeksi dan risiko. Perhitungan biaya inspeksi dilakukan dengan membandingkan selisih biaya inspeksi menggunakan interval jadwal inspeksi eksisting dengan jadwal inspeksi usulan sehingga akan dihasilkan estimasi penghematan biaya yang dapat dilakukan oleh perusahaan. Lalu biaya risiko didapatkan dengan memproses hasil mitigasi POF dengan COF.

3. Pembahasan

3.1 Penentuan Kualitatif RBI

3.1.1 Penentuan *Likelihood Category*

Likelihood atau peluang kegagalan. *Likelihood category* didapatkan melalui wawancara RBI kualitatif API 581 dengan divisi *maintenance* PT XYZ mengenai rencana penjadwalan mesin dan fasilitas perusahaan PT XYZ. Tabel 1 merupakan hasil rekapitulasi perhitungan *likelihood score* pipa TGA#5:

Tabel 1 Rekapitulasi Perhitungan *Likelihood Score*

<i>Likelihood Factor</i>	<i>Score</i>			
	<i>Segment 1</i>	<i>Segment 2</i>	<i>Segment 3</i>	<i>Segment 4</i>
<i>Equipment Factor (EF)</i>	0	0	0	0
<i>Damage Factor (DF)</i>	23	23	23	23
<i>Inspection Factor (IF)</i>	-4	-4	-4	-4
<i>Current Condition Factor (CCF)</i>	4	4	4	4
<i>Process Factor (PF)</i>	6	6	6	7
<i>Mechanical Design Factor (MDF)</i>	2	2	2	2
<i>Total Score</i>	31	31	31	32

Dari hasil perhitungan *total likelihood score* masing-masing faktor tiap segmen pada Tabel 1 berada di rentang 26-35 sehingga didapatkan hasil konversi *likelihood category* menjadi 3.

3.1.2 Penentuan *Consequence Category*

Consequence adalah hasil dari akibat yang ditimbulkan dari suatu kegagalan yang dinyatakan secara kualitatif dan kuantitatif menjadi sebuah kerugian atau keuntungan (American Petroleum Institute, 2008). *Consequence category* pada penilaian risiko kualitatif penelitian ini menggunakan *health factor* karena dari jenis fluida yang dialirkan lebih cenderung memiliki efek racun bagi lingkungan sekitar. Tabel 2 merupakan hasil rekapitulasi perhitungan *health factor consequence score* pada pipa TGA#5:

Tabel 2 Rekapitulasi Perhitungan *Consequence Score*

<i>Consequence Factor</i>	<i>Score</i>
<i>Toxic Quantity Factor (TQF)</i>	17
<i>Dispersibility Factor (DIF)</i>	0,1
<i>Credit Factor (CRF)</i>	0
<i>Population Factor (PPF)</i>	7
<i>Total Score</i>	24,1

Dari hasil perhitungan *total consequence score* masing-masing faktor pada Tabel 2 berada di rentang 20-29 sehingga didapatkan hasil konversi *consequence category* menjadi C.

3.1.3 Risk Matrix Kualitatif

Berdasarkan hasil *plotting* pada *risk matrix* kualitatif untuk pipa TGA#5. Pipa TGA#5 memperoleh kategori 3 untuk *likelihood* dan kategori C untuk *consequence*. Sehingga dapat diketahui bahwa posisi tingkat risiko yang diperoleh pada seluruh segmen pipa TGA#5 adalah *medium risk* yang ditandai dengan kotak berwarna kuning.

Likelihood Category	5	Green	Yellow	Red	Red	Red	
	4	Green	Yellow	Yellow	Red	Red	
	3	Green	Yellow	I, II, III, IV	Yellow	Red	
	2	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	
	1	Green	Green	Green	Green	Yellow	
	Low	Medium	A	B	C	D	E
	Medium High	High	Consequence Category				

Gambar 3 Risk Matrix Kualitatif

Untuk distribusi kategori risiko kualitatif pada setiap segmen secara detail dapat dilihat pada Gambar 3. Pipa TGA#5 dengan tingkat risiko medium menandakan bahwa kegiatan inspeksi dan perawatan yang dilakukan oleh PT XYZ sudah baik untuk mengontrol risiko terjadinya kegagalan. Namun tetap perlu adanya tindakan mitigasi agar tingkat risiko dapat dipertahankan dan konsekuensi yang dihasilkan tidak menimbulkan dampak yang lebih besar.

3.2 Penentuan Kuantitatif RBI

3.2.1 Penentuan Probability of Failure

3.2.1.1 Generic Failure Frequency

Generic failure frequency merepresentasikan frekuensi kegagalan dari penurunan mutu kerja selama kegiatan operasional pada lingkungan yang spesifik. Semakin besar nilainya maka semakin besar pula probabilitas kegagalan yang dapat terjadi pada peralatan stasioner. Nilai *generic failure frequency* yang mengacu pada API 581 untuk pipa dengan diameter 6" ialah sebesar 3.06E-05 atau 0.0000306 kegagalan/tahun.

3.2.1.2 Thinning Damage Factor

Tipe *damage mechanism* yang terjadi pada pipa TGA#5 adalah *thinning*. Dalam menentukan *thinning damage factor* berdasarkan API 581 terdapat delapan tahapan. Dari hasil penentuan nilai *total damage factor for thinning* pada empat segmen, terdapat tiga segmen pipa yang memiliki nilai terbesar yaitu pipa segmen 1 MP 0+000 to 0+460, segmen 2 MP 0+460 to 0+920, dan segmen 4 MP 1+380 to 1+840 yaitu sebesar 1650. Tingginya nilai *corrosion rate* yang dimiliki ketiga segmen pipa tersebut mempengaruhi besarnya nilai *thinning damage factor*. Sedangkan untuk segmen pipa yang memiliki *total damage factor* terkecil adalah segmen 3 MP 0+920 to 1+380 yaitu sebesar 3.

3.2.1.3 Faktor Manajemen Sistem

Berdasar prosedur API 581 alat evaluasi ini digunakan untuk menilai bagian dari fasilitas sistem manajemen yang berpengaruh terhadap kemungkinan kegagalan komponen dengan melakukan wawancara menggunakan kriteria Tabel Annex 2A API 581 kepada seluruh bagian perusahaan. Hasil evaluasi sistem manajemen PT XYZ mendapatkan skor 985 dari 1000 dengan nilai *pscore* sebesar 98,5% dan nilai faktor manajemen sistem sebesar 0,107.

3.2.1.4 Penentuan *Probability of Failure Category*

Berdasarkan perhitungan *probability of failure* dan penentuan kategorinya. POF *score* didapatkan melalui hasil perkalian *gff*, *total damage factor*, dan faktor manajemen sistem perusahaan. Nilai POF *score* pada segmen 1 MP 0+000 to 0+460, segmen 2 MP 0+460 to 0+920, dan segmen 4 MP 1+380 to 1+840 adalah sebesar 0,541 maka didapatkan POF *category* adalah 5. Sedangkan untuk POF *score* segmen 3 MP 0+920 to 1+380 adalah sebesar 0,001 maka didapatkan POF *category* adalah 1.

3.2.2 Penentuan *Consequence of Failure*

COF adalah akibat yang ditimbulkan dari suatu kegagalan pipa saat beroperasi. Nilai konsekuensi yang didapatkan pada penelitian ini menggunakan konsekuensi finansial. Hasil perhitungan konsekuensi finansial pada segmen 1 MP 0+000 to 0+460 adalah sebesar Rp357.092.490,00, segmen 2 MP 0+460 to 0+920 didapatkan sebesar Rp 378.447.064,00, segmen 3 MP 0+920 to 1+380 adalah sebesar Rp 290.995.624,00, dan segmen 4 MP 1+380 to 1+840 adalah sebesar Rp 468.277.311,00. Karena total konsekuensi finansial seluruh segmen menunjukkan nilai lebih dari \$20.000 atau Rp 290.000.000,00 sehingga kategori COF yang didapatkan pada seluruh segmen pipa TGA#5 adalah E.

3.2.3 *Risk Matrix* Kuantitatif

Berdasarkan hasil *plotting* pada *risk matrix* kuantitatif untuk pipa TGA#5, segmen pipa yang memiliki tingkat risiko *high* adalah segmen 1 MP 0+000 to 0+460, segmen 2 MP 0+460 to 0+920, dan segmen 4 MP 1+380 to 1+840 yang ditandai dengan kotak berwarna merah. Untuk segmen yang memiliki tingkat risiko *medium* adalah segmen 3 MP 0+920 to 1+380 yang ditandai dengan kotak berwarna kuning.

Probability of Failure	5	Green	Yellow	Red	Red	Red	I, II, IV	
	4	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Red	Red	
	3	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Red	
	2	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	
	1	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	III
	Low	Medium	A	B	C	D	E	
	Medium	High	Consequence of Failure					

Gambar 4 *Risk Matrix* Kuantitatif

Untuk distribusi kategori risiko kuantitatif pada setiap segmen secara detail dapat dilihat pada Gambar 4. Segmen pipa dengan tingkat risiko *high* menandakan bahwa perlu melakukan kontrol risiko kegagalan dengan merencanakan tindakan mitigasi agar konsekuensi yang dihasilkan tidak menimbulkan dampak yang lebih besar. Sedangkan pada segmen pipa yang memiliki tingkat risiko *medium* menandakan bahwa kegiatan inspeksi dan perawatan yang dilakukan PT XYZ sudah baik, namun perlu dilakukan kontrol risiko keagalannya agar tingkat risiko tetap dapat dipertahankan.

3.3 Mitigasi Risiko

Berdasarkan perhitungan *assessment* risiko kuantitatif RBI terdapat tiga segmen yang harus dilakukan langkah mitigasi karena berada pada kondisi risiko *high*, yaitu segmen 1 MP 0+000 to 0+460, segmen 2 MP 0+460 to 0+920, dan segmen 4 MP 1+380 to 1+840. Perhitungan tindakan mitigasi pada penelitian ini adalah dengan menurunkan nilai POF sesuai ketentuan API 581 dilakukan dengan cara meningkatkan efektivitas inspeksi pada pipa yang semula *usually effective* menjadi *highly effective*. Dari hasil analisa *re-assesment* menunjukkan bahwa tiga segmen memperoleh POF *score* sebesar 0,492 dan kategori 4 untuk POF sehingga tetap berada pada kondisi *high risk* yang ditandai dengan kotak berwarna merah pada *risk matrix re-assesment*. Kategori 4 menunjukkan bahwa probabilitas terjadi kerusakan pada pipa

sangat tinggi sehingga pada tiga segmen ini dapat dikatakan tidak aman untuk tetap beroperasi. Untuk distribusi kategori mitigasi risiko pada setiap segmen secara detail dapat dilihat pada Gambar 4.

Probability of Failure	5	Green	Yellow	Red	Red	Red
	4	Green	Yellow	Yellow	Red	I, II, IV
	3	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Red
	2	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow
	1	Green	Green	Green	Green	Yellow
Low	Medium	A	B	C	D	E
Medium High	High	Consequence of Failure				

Gambar 5 Risk Matrix Mitigasi

3.4 Penentuan Inspection Planning

3.4.1 Penentuan Corrosion Rate

Nilai *corrosion rate* dapat mempengaruhi nilai *remaining life* suatu pipa. Semakin besar nilai *corrosion rate* maka semakin kecil nilai *remaining life* yang diperoleh. Berdasarkan hasil perhitungan *corrosion rate* seluruh segmen pipa TGA#5, *corrosion rate* pada segmen 1 MP 0+000 to 0+460 sebesar 0,028 *inch/year*, pada segmen 2 MP 0+460 to 0+920 sebesar 0,022 *inch/year*, pada segmen 3 MP 0+920 to 1+380 sebesar 0,005 *inch/year*, dan pada segmen 4 MP 1+380 to 1+840 sebesar 0,023 *inch/year*. Hal ini dikarenakan nilai AWT pada segmen 1, 2, dan 4 sudah bernilai 0 sehingga menyebabkan selisih antara OWT dengan AWT yang besar selama 13,4 tahun pipa beroperasi. Berdasarkan hal tersebut, semakin besar selisih OWT dengan AWT maka semakin besar pula untuk nilai *corrosion rate*.

3.4.2 Penentuan Remaining Life

Berdasarkan hasil perhitungan *remaining life* pipa TGA#5, *remaining life rate* pada segmen 1 MP 0+000 to 0+460 sebesar empat tahun, pada segmen 2 MP 0+460 to 0+920 sebesar empat tahun, pada segmen 3 MP 0+920 to 1+380 sebesar delapan belas tahun, dan pada segmen 4 MP 1+380 to 1+840 sebesar empat tahun.

3.4.3 Penentuan Interval Inspeksi

Interval inspeksi merupakan interval waktu yang dibutuhkan untuk melakukan inspeksi selanjutnya. Pada penelitian ini interval inspeksi ditentukan menggunakan acuan DNV RP G101 dan API 570 (Prabowo, Husodo, & Arumsari, 2018). Penjadwalan interval inspeksi didasarkan pada kategori risiko yang diperoleh melalui *risk matrix* RBI dan konsep *half remaining*.

	Interval Inspeksi Eksisting																			
	Interval Inspeksi Usulan																			
Segment	Remaining Life (year)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Segment 1	3	Green																		
Segment 2	4	Green																		
Segment 3	18	Green																		
Segment 4	4	Green																		

Gambar 6 Interval Inspeksi Eksisting dan Usulan

Gambar 6 merupakan hasil penjadwalan interval inspeksi pada seluruh segmen pipa TGA#5. Segmen yang memiliki interval inspeksi usulan setiap setahun sekali adalah segmen 1 MP 0+000 to 0+460, segmen 2 MP 0+460 to 0+920, dan segmen 4 MP 1+380 to 1+840. Untuk segmen yang memiliki interval inspeksi setiap sembilan tahun sekali adalah segmen 3 MP 0+920 to 1+380.

3.4.4 Penentuan Metode Inspeksi

Metode inspeksi digunakan untuk mendeteksi kerusakan yang terjadi pada pipa yang diinspeksi dan bertujuan untuk menurunkan kemungkinan terjadinya risiko. Penentuan metode inspeksi mengacu pada API 581 dimana metode inspeksi ditentukan berdasarkan mekanisme kerusakan pipa dan kategori *inspection effectiveness* pipa sesuai tingkat risikonya. Pipa TGA#5 memiliki mekanisme kerusakan *thinning* dengan kategori efektivitas inspeksi pipa *usually effective*, mengalami korosi lokal, dan memiliki ukuran diameter kurang dari 24 inch sehingga menggunakan metode inspeksi *non intrusive inspection* berupa >75% cakupan pada CML menggunakan *ultrasonic scanning* atau *profile radiography* pada area terpilih dari total luas permukaan pipa. Penentuan metode inspeksi ini berdasarkan Tabel II.10 dengan metode inspeksi utama yang dapat digunakan adalah yang termasuk ke NDE yaitu *UT scans*, *profile radiography*, dan *visual examination*.

3.5 Perhitungan Biaya

3.5.1 Perhitungan Biaya Risiko

Biaya risiko merupakan salah satu konsekuensi yang timbul ketika sebuah mesin mengalami kegagalan sehingga proses harus terhenti. Biaya ini digunakan sebagai biaya mitigasi atau biaya perbaikan yang harus disediakan agar proses produksi dapat berjalan kembali. Biaya risiko juga dapat digunakan untuk menyatakan besarnya level risiko dalam biaya. Penentuan biaya risiko dilakukan berdasar peluang terjadinya kerusakan setiap pipa sehingga besar biaya risiko didapatkan melalui perkalian antara POF dengan COF. Berdasarkan penjadwalan interval inspeksi usulan, pada tahun 2020 apabila perusahaan melakukan penundaan inspeksi pada pipa TGA#5, maka perusahaan tidak perlu mengeluarkan biaya inspeksi. Namun perusahaan harus menyediakan biaya risiko kegagalan pipa sebesar Rp 592.356.311,00 jika terjadi kebocoran pipa di tahun tersebut.

3.5.2 Perhitungan Biaya Inspeksi

Biaya inspeksi adalah biaya yang harus dikeluarkan oleh perusahaan saat melakukan inspeksi aset yang dimiliki. Perhitungan biaya inspeksi eksisting perusahaan dan usulan membutuhkan total biaya yang berbeda. Hal ini dikarenakan interval inspeksi yang direncanakan berubah sehingga mempengaruhi biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan. Kegiatan inspeksi usulan dapat dilakukan penghematan dengan mempertimbangkan kondisi peralatan berdasarkan umur sisa yang masih lama dan kategori level risiko kegagalannya rendah. Kegiatan inspeksi pada kondisi tersebut dapat dilakukan penundaan atau bahkan dihilangkan berdasar konsep inspeksi metode RBI. Perbandingan biaya inspeksi eksisting dan usulan dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 3 Perbandingan Biaya Inspeksi Eksisting dan Usulan

Biaya Inspeksi Eksisting	Biaya Inspeksi Usulan	Selisih Biaya Inspeksi
Rp180.778.680,00	Rp 51.922.080,00	Rp 128.856.600,00

Berdasarkan perhitungan total biaya inspeksi eksisting dan usulan yang sudah dilakukan pada penelitian ini, jika perusahaan menerapkan rencana jadwal interval inspeksi yang diusulkan, maka perusahaan dapat melakukan penghematan biaya inspeksi sebesar Rp 128.856.600,00.

4. Kesimpulan

Berdasarkan perhitungan dan analisis yang dilakukan, berikut merupakan kesimpulan yang menjawab perumusan masalah yang telah dipaparkan sebelumnya:

1. Tingkat risiko kegagalan pipa TGA#5 pada penelitian ini ditentukan menggunakan metode RBI semi kuantitatif sehingga penilaian risiko didasarkan pada RBI kualitatif dan kuantitatif sebagai berikut:
 - Hasil penilaian risiko RBI kualitatif yang didapatkan bahwa pipa TGA#5 memiliki tingkat risiko *medium*.

- Hasil penilaian risiko RBI kuantitatif yang didapatkan bahwa segmen yang memiliki tingkat risiko *high* adalah segmen 1 MP 0+000 to 0+460, segmen 2 MP 0+460 to 0+920, dan segmen 4 MP 1+380 to 1+840. Untuk segmen yang memiliki tingkat risiko *medium* adalah segmen 3 MP 0+920 to 1+380.
2. Estimasi *remaining life* pipa TGA#5 berada pada rentang 3-18 tahun. Untuk segmen 1 MP 0+000 to 0+460 memiliki *remaining life* paling minimum yaitu tiga tahun. Sedangkan untuk *remaining life* paling maksimum adalah segmen 3 MP 0+920 to 1+380 yaitu delapan belas tahun.
 3. Tindakan mitigasi yang dilakukan sesuai dengan ketentuan API 581 adalah menurunkan POF dengan meningkatkan efektivitas program inspeksi yang semula *usually effective* menjadi *highly effective*. Kemudian metode inspeksi yang dapat digunakan pada pipa TGA#5 adalah yang termasuk ke NDE dan *non intrusive inspection* berupa >75% cakupan pada CML menggunakan *UT scans, profile radiography, dan visual examination*.
 4. Segmen yang memiliki jadwal interval inspeksi usulan setiap setahun sekali adalah segmen 1 MP 0+000 to 0+460, segmen 2 MP 0+460 to 0+920, dan segmen 4 MP 1+380 to 1+840. Untuk segmen yang memiliki interval inspeksi setiap sembilan tahun sekali adalah segmen 3 MP 0+920 to 1+380.
 5. Berdasarkan penjadwalan kegiatan interval inspeksi usulan terjadi penghematan sebesar Rp 128.856.600,00 pada biaya inspeksi. Namun apabila perusahaan memilih melakukan penundaan inspeksi, maka perusahaan tidak perlu mengeluarkan biaya inspeksi, tetapi perusahaan harus mempersiapkan biaya risiko sebesar Rp 592.356.311,00 jika terjadi kebocoran pipa di tahun tersebut.

Daftar Pustaka

- [1] American Petroleum Institute (2002) API RP 580: Risk-based Inspection. *API Publishing Service*
- [2] American Petroleum Institute (2003) API 570: *Piping Inspection Code*
- [3] American Petroleum Institute. (2008). API RP 581: Risk-based inspection technology. *API Recommended Practice 581*
- [4] American Petroleum Institute (2016) API RP 581: Risk-based Inspection Methodology
- [5] Det Norske Veritas (2010) DNV RP G101: Risk Based Inspection of Offshore Topsides Static Mechanical Equipment
- [6] Elanda, R. W. (2011). *Analisis Keandalan Pipa Lurus Akibat Korosi Eksternal pada Jalur Transmisi Gas dengan Menggunakan Simulasi Monte Carlo*.
- [7] Prabowo, R. L., Husodo, A. W., & Arumsari, N. (2018). Penilaian Risiko pada Onshore Pipeline Menggunakan Metode Risk Based Inspection (RBI). *Proceeding 3rd Conference of Piping Engineering and Its Application, 3 No.1*, 127–132.
- [8] Singh, M., & Pokhrel, M. (2018). A Fuzzy logic-possibilistic methodology for risk-based inspection (RBI) planning of oil and gas piping subjected to microbiologically influenced corrosion (MIC). *International Journal of Pressure Vessels and Piping, 159(Mic)*, 45–54. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2017.11.005>
- [9] 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>