

Penilaian Resiko Pada Export Line PPP menuju Tangki H-13 PT. Pertamina EP Asset 5 Field Sangasanga Menggunakan Metode Risk Based Inspection (RBI)

Nanda Raka Raditya¹, Edi Haryono², Nurvita Arumsari³

Program Studi D-IV, Teknik Perpipaan, Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya¹

Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Surabaya²

Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Surabaya,³

Email: nandarakaraditya@gmail.com

Abstract - In this study the researcher will make a risk analysis using Risk Based Inspection (RBI) method to determine the risk value of the exportline PPP system towards H-13 tank. The object analyzed is NPS 4" pipe located in the exportline PPP towards H-13 tank. PoF calculations are carried out by using random number generator simulated in the 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 10th and 25th year of operation using Monte Carlo method. CoF analysis of the affected area refers to TKI No.C-350 / A2 / EP3200 / 2018-S0 and API RP 581, while financial loss CoF refers to API RP 580. Recommendations for the inspection schedule refer to DNV RP-G101. This study produces various risk level categories depending on each type of leak hole and year of operation. In the first year of operation, the type of small hole has a Low level of risk in analysis of affected area and Low in the analysis of financial losses. In the 4th year, the type of rupture hole has a High level of risk in the analysis of affected area and Medium High in the analysis of financial loss. Risk analysis on NPS 4" shows that once in two-year inspection interval can be recommended by using methods such as visual examination, straight beam ultrasonic, eddy current, flux leakage, radiography, and dimension measurement.

Keywords: Monte Carlo, Probability of Failure, Consequence of Failure, Inspection, Risk Matrix

Nomenclature

CoF	= Consequence of Failure
PoF	= Probability of Failure
CR	= Corrosion rate (inch/year)
g(x)	= Moda kegagalan
Tx	= Waktu yang diprediksi (year)
Tn	= Nominal thickness (in)
CA	= Consequence of Afected Area (ft^7)
CF	= Consequence of Financial loss (USD)

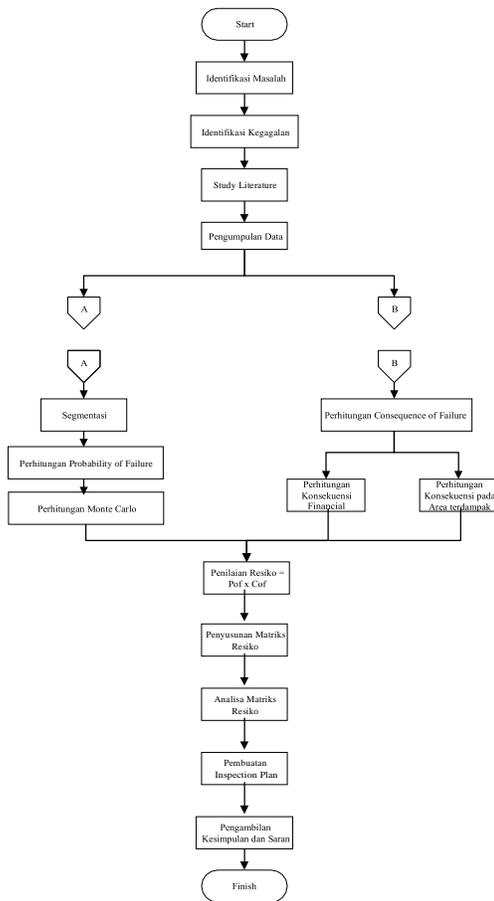
1. PENDAHULUAN

PERMEN ESDM No.4 Tahun 2018 Pasal 20 Ayat 1 yang menyatakan bahwa Kontraktor atau Pemegang Izin Usaha melaksanakan Analisis Resiko sebagai dasar Pemeriksaan Keselamatan Sebagaimana Dimaksud dalam Pasal 11 ayat (4) huruf b[1]. Studi ini akan membahas analisa resiko pada pipeline yang menghubungkan stasiun pompa Pusat Pengumpul Produksi (PPP) menuju Tangki H-13 yang telah beroperasi semenjak 1995. Berdasarkan data yang didapatkan dari site diketahui bahwa sebelum pengujian yang dilaksanakan pada tanggal 23 November 2018 tidak tertera record mengenai kegiatan inspeksi pada pipeline ini sejak 1995. Hal ini menjadi indikasi bahwa upaya perawatan dan pengawasan pada sistem tersebut sangatlah minimum. Kondisi ini mengharuskan merubah

strategi inspeksi yang semula time based menjadi risk based yang mana mempertimbangkan peluang kegagalan serta konsekuensi kegagalannya baik berkenaan dengan kerugian bisnis dan asset, keselamatan manusia, mupun keselamatan lingkungan. Berdasarkan pertimbangan tersebut studi ini akan menggunakan metode Risk Based Inspection (RBI) suatu metode dimana penilaian resiko digunakan sebagai dasar untuk merencanakan metode inspeksi yang ditujukan untuk mengetahui tingkat resiko kegagalan dari jalur pipa tersebut yang nantinya akan diurutkan berdasarkan prioritas dari tingkat resikonya sehingga membuat program inspeksi yang dihasilkan dapat sesuai dengan kebutuhan yang ada. Dari penelitian ini diharapkan dapat diketahui keandalan dari pipa NPS 4" dari exportline PPP menuju tangki H-13 yang nantinya dapat memberikan analisa mekanisme kegagalan secara sistematis sehingga dapat diketahui nilai peluang kegagalan, konsekuensi area terdampak, dan konsekuensi kerugian finansial, serta mampu memberikan gagasan inspeksi yang lebih efektif dan efisien.

2. METODOLOGI.

Diagram alir dari penelitian ini dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1 Diagram Alir Penelitian

2.1 Identifikasi Kegagalan

Proses Identifikasi kegagalan dilakukan menggunakan fault tree analysis yang pada dasarnya menerjemahkan dan menganalisa suatu dan menerjemahkan suatu kegagalan atau kesalahan didalam sistem ke dalam bentuk diagram visual [2]

2.2 Peluang Kagagalan

Probabilitas kegagalan adalah kemungkinan terjadinya suatu kegagalan dalam komponen yang akan dianalisis apabila berada pada kondisi kerja yang identik. Resiko kegagalan akibat penipisan dinding pipa karena korosi perlu diperhitungkan. Pipa (seamless) dinyatakan mengalami kegagalan apabila ketebalan dinding pipa berada dibawah 87.5% dari ketebalan nominalnya [3]. Persamaan moda kegagalan ditunjukkan pada persamaan 1, dimana $g(x)$: fungsi limit, T_7 : nominal thickness, CR : laju korosi, dan T_7 : waktu yang diprediksi.

$$G(x) = T_7 - CRT_7 \quad (1)$$

2.3 Konsekuensi Area Terdampak

Konsekuensi yang dimaksud pada bagian ini merupakan metode yang digunakan untuk menentukan konsekuensi kegagalan perih area terdampak menggunakan persamaan yang telah disediakan oleh API RP 581. Secara umum konsekuensi terlepasnya fluida berbahaya dapat diestimasi melalui beberapa tahap, yaitu menentukan fluida representative dan sifatnya, penentuan ukuran lubang kebocoran, penentuan fase fluida setelah terlepas. Estimasi laju kebocoran, menentukan tipe kebocoran, evaluasi respon setelah kebocoran, reduksi laju kebocoran, menentukan mass release, menentukan luas area terdampak[4].

2.4 Konsekuensi Finansial

Konsekuensi yang dimaksud pada bagian ini merupakan kerugian moneter yang akan diterima perusahaan, konsekuensi finansial dijabarkan sesuai parameter yang ada pada API RP 580. Pengkategorian konsekuensi finansial dapat disesuaikan dengan kondisi lapangan yang sesungguhnya, kategori konsekuensi finansial yang digunakan pada studi ini diantaranya adalah lost product from release, production loss due to rate reduction or downtime, deployment of emergency response equipment and personnel, serta replace or repair damaged equipment[5].

2.5 Analisa Tingkat Resiko

Studi ini menggunakan matriks resiko yang didasarkan pada API 581 untuk menetapkan tingkat resiko dari tiap variasi yang ada dari tipe lubang dan tahun proyeksi yang ada, matriks resiko yang digunakan dapat dilihat pada gambar 2. Pada metode RBI ini resiko didefinisikan sebagai kombinasi dari Consequence of Failure (CoF) dan Probability of Failure (PoF) [6]. Nilai numerik yang berhubungan dengan kategori konsekuensi area terdampak dan konsekuensi finansial ditunjukkan pada Table 1 dan 2 [7],[8],[5]

$$Risk = PoF \cdot CoF \quad (2)$$

Table 1 Korelasi nilai PoF dan CoF area terdampak

POF CoF Pertamina			
POF		COF	
Kategori	Range	Kategori	Range
1	PoF<0.07	A	CA≤100
2	0.07<PoF≤0.14	B	100<CA≤1,000
3	0.14<PoF≤0.21	C	1,000<CA≤3,000
4	0.21<PoF≤0.28	D	3,000<CA≤10,000
5	PoF>0.28	E	CA>10,000

Table 2 Korelasi CoF dan PoF Konsekuensi Finansial

POF CoF			
POF		COF	
Kategori	Range	Kategori	Range
1	PoF<0.07	A	CoF≤\$10,000
2	0.07<PoF≤0.14	B	\$10,000<CoF≤\$100,000
3	0.14<PoF≤0.21	C	\$100,000<CoF≤\$1,000,000
4	0.21<PoF≤0.28	D	\$1,000,000<CoF≤\$10,000,000
5	PoF>0.28	E	CoF>\$10,000,000

650°F, dengan ambient state berupa cair, dan nilai auto ignition temperature 395°.

3.3.2 Tegangan Sistem Perpipaan

Pada studi ini digunakan 4 ukuran lubang yang mengacu pada Tabel 4.4 pada API RP 581. Ukuran-ukuran lubang yang telah ditentukan tersebut diantaranya adalah small (0.25”), medium (1”), large (4”), dan rupture (6”).

3.3.3 Penentuan Fase Fluida Setelah Terlepas

Fluida yang mengalir pada pipeline adalah crude oil ($C_{71} - C_{77}$) maka sesuai Tabel 4.3 pada API RP 581, menunjukkan bahwa fase fluida setelah terlepas adalah cair. Hal ini nantinya akan berpengaruh pada pemilihan rumus yang digunakan untuk menentukan laju kebocoran fluida.

3.3.4 Estimasi Laju Kebocoran

Pada tahap ini dilakukan perhitungan untuk menentukan nilai release rate dari tiap tipe lubang. Perhitungan ini akan menggunakan persamaan 3.3 dari API RP 581 dimana diketemukan bahwa kemungkinan release rate terkecil adalah sebesar 1.29 lb/s dan 740.63 lb/s sebagai nilai tertinggi dari release rate yang mungkin terjadi ketika terjadi kegagalan sistem (kebocoran)

3.3.5 Penentuan Tipe Kebocoran

Berdasarkan API RP 581 kebocoran memiliki dua tipe berbeda. Apabila total massa yang keluar melebihi 10000 lb maka kebocoran akan dianggap sebagai kebocoran instantaneous, dan apabila nilai massa yang keluar kurang dari 10000 maka akan dikategorikan sebagai kebocoran continuous. Pada studi ini ditemukan bahwa tipe kebocoran yang didapatkan sangat berkaitan dengan tipe lubang yang muncul pada saat terjadi kebocoran dimana dalam studi ini pada tipe lubang small dan medium memiliki tipe kebocoran continuous sedangkan tipe lubang I dan rupture memiliki tipe kebocoran instantaneous.

3.3.6 Evaluasi Respon Setelah kebocoran

Pada tahapan ini design dari pipeline serta faktor-faktor isolasi serta deteksi akan dianalisa berdasarkan Tabel 4.5 pada API RP 581. Hasil yang didapatkan menunjukkan bahwa sistem bertipe NPS 4” memiliki sistem kategori berkategori B dan sistem isolasi berkategori C. Nilai konstanta reduksi yang didapatkan sebesar 10%

3.3.7 Reduksi Laju Kebocoran

Nilai release rate yang didapatkan sebelumnya akan direduksi menggunakan nilai

konstanta reduksi yang mana nantinya akan digunakan sebagai faktor utama perhitungan konsekuensi area terdampak pada kebocoran continuous, serta digunakan untuk perhitungan mass release untuk perhitungan luasan area terdampak pada kebocoran instantaneous.

3.3.8 Penentuan Luasan Area Terdampak

Nilai luasan area terdampak yang didapatkan bervariasi berdasarkan tipe lubang yang terjadi pada saat kebocoran. Besar dari luasan area terdampak yang terjadi akibat kegagalan sistem dapat dilihat pada Tabel 4.

Table 4 Luasan Area Terdampak

Jenis Lubang	CA(ft ²)
Small	22.85
Medium	277.06
Large	2424.37
Rupture	4016.26

3.4 Konsekuensi Finansial

Merupakan analisa kerugian moneter yang terjadi pada perusahaan yang diakibatkan oleh kegagalan sistem berdasarkan API RP 580 terdapat beberapa aspek yang dapat dianalisa dan diperhitungkan, aspek-aspek tersebut yang dimasukkan dan telah dianalisa dalam studi ini dapat dilihat pada tabel 5.

Table 5 Analisa Kerugian Finansial

Type	Kategori	Total Kerugian (IDR)	Total Kerugian (USD)	Kategori CoF
1	Lost Product From Release	2,429,557.50	174.46	A
2	Production Loss due to Rate Reduction or Downtime	3,799,827,930.00	272,858.04	C
3	Deployment of Emergency Response Equipment and Personnel	11,499,984.00	825.79	A
4	Replace or Repair Damaged Equipment	476,404,287.90	34,209.64	B
Total		4,290,161,759.40	308067.93	
Total (Eur)			274594.501	

3.5 Analisa Resiko Konsekuensi Area Terdampak

Pada tahap ini dilakukan pengaplikasian nilai resiko kepada matriks resiko guna menentukan tingkatan resiko yang ada pada sistem terkait. Hasil dari analisa resiko pada konsekuensi area terdampak dapat dilihat pada Tabel 6 berikut.

Table 6 Tabulasi Analisa Resiko Area Terdampak

Tahun	PoF	Kategori PoF	CA		
			Hole type	CoF	Status
1	0.021	1	0.25	22.85	Low
			1	277.06	Low
			4	2424.37	Medium
			6	4016.26	Medium
2	0.119	2	0.25	22.85	Low
			1	277.06	Low
			4	2424.37	Medium
			6	4016.26	Medium
3	0.222	4	0.25	22.85	Medium
			1	277.06	Medium
			4	2424.37	Medium High
			6	4016.26	Medium High
4	0.307	5	0.25	22.85	Medium High
			1	277.06	Medium High
			4	2424.37	Medium High
			6	4016.26	High
5	0.369	5	0.25	22.85	Medium High
			1	277.06	Medium High
			4	2424.37	Medium High
			6	4016.26	High
10	0.565	5	0.25	22.85	Medium High
			1	277.06	Medium High
			4	2424.37	Medium High
			6	4016.26	High
25	0.763	5	0.25	22.85	Medium High
			1	277.06	Medium High
			4	2424.37	Medium High
			6	4016.26	High

3.6 Analisa Resiko Konsekuensi Area Finansial

Pada tahap ini dilakukan pengaplikasian nilai resiko kepada matriks resiko guna menentukan tingkatan resiko yang ada pada sistem terkait. Hasil dari analisa resiko pada konsekuensi finansial dapat dilihat pada Tabel 7 berikut.

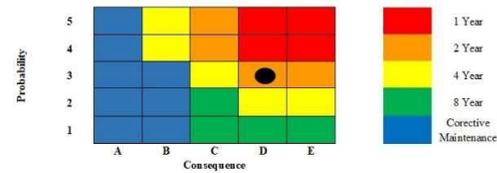
Table 7 Analisa Resiko Konsekuensi Finansial

Tahun	PoF	Kategori PoF	CF		
			CF Type	CoF	Status
1	0.021	1	1	174.46	Low
			2	272,858.04	Medium
			3	825.79	Low
			4	34,209.64	Low
2	0.119	2	1	174.46	Low
			2	272,858.04	Medium
			3	825.79	Low
			4	34,209.64	Low
3	0.222	4	1	174.46	Medium
			2	272,858.04	Medium High
			3	825.79	Medium
			4	34,209.64	Medium
4	0.307	5	1	174.46	Medium High
			2	272,858.04	Medium High
			3	825.79	Medium High
			4	34,209.64	Medium High
5	0.369	5	1	174.46	Medium High
			2	272,858.04	Medium High
			3	825.79	Medium High
			4	34,209.64	Medium High
10	0.565	5	1	174.46	Medium High
			2	272,858.04	Medium High
			3	825.79	Medium High
			4	34,209.64	Medium High
25	0.763	5	1	174.46	Medium High
			2	272,858.04	Medium High
			3	825.79	Medium High
			4	34,209.64	Medium High

3.7 Rekomendasi Inspeksi

Berdasarkan keefektifan metode inspeksi yang digunakan pada API RP 581, maka metode yang kompatibel untuk menangani kasus thining seperti yang terjadi pada studi ini adalah

dengan visual examination, ultrasonic straight current, flux leakage, radiography, dan dimension measurement. Untuk penentuan interval waktu inspeksi yang direkomendasikan sesuai dengan DNV RP G101 adalah setiap dua tahun sekali untuk mengetahui nilai resikonya maka dapat dilihat pada Gambar 5.



Gambar 5 Matriks Resiko Berdasarkan DNV RP G101

4. KESIMPULAN

Dari hasil analisa dan pembahasan yang dilaksanakan dalam studi ini dapat diambil kesimpulan bahwa nilai konsekuensi resiko area terdampak sangat bergantung pada tipe lubang yang muncul pada saat kegagalan terjadi, sedangkan pada analisa kerugian finansial ditemukan bahwa kerugian terbesar yang dialami oleh perusahaan adalah kerugian yang diakibatkan oleh terjadinya downtime pada sistem sehingga menghambat laju profit perusahaan. Nilai probabilitas resiko meningkat secara cukup signifikan dimana ditemukan bahwa pada tahun pertama operasi nilai resiko tertinggi yang didapatkan masih berada pada medium untuk area terdampak dan kerugian finansial, namun pada 3 tahun berikutnya nilai resiko tertinggi yang ada meningkat menjadi High untuk area terdampak dan medium high untuk kerugian finansial. Interval inspeksi yang disarankan adalah minimum setiap 2 tahun sekali dan metode inspeksi yang disarankan diantaranya adalah visual examination, ultrasonic straight beam, eddy current, flux leakage, radiography, dan dimension measurement.

5. PUSTAKA

- [1] Menteri Energi dan Sumberdaya Mineral Republik Indonesia, "Permen ESDM No 18 Tahun 2018.pdf." 2018.
- [2] M. Z. Arifin, 1*, E. Haryono, 2, N. Arumsari, and 2, "Perawatan Pada Sistem Utility Dengan Metode Preventive Maintenance," pp. 2–7, 2017.
- [3] American Petroleum Institute, "API 574 Inspection Practices for Piping System Components," no. November, 2009.
- [4] API, "API RP 581: Risk-Based Inspection Technology," API Recomm. Pract. 581, no. September, 2008.
- [5] American Petroleum Institute, "API RP 580: Risk-Based Inspection," no. November, p. 96, 2009.

- [6] R. W. Elanda, “Analisis Kandalan Pipa Lurus Akibat Korosi Eksternal Pada Jalur Pipa Transmis Gas Dengan Menggunakan Simulasi Monte Carlo,” 2011.
- [7] P. EP, “TKI Analisis Risiko Pipa Salur No. C-350/A2/EP/3200/2018-S0.” p. 99, 2018.
- [8] B. Indrajaya, D. M. Rosyid, and H. Ikhwan, “Manajemen Resiko Korosi pada Pipa Penyalur Minyak,” vol. 2, no. 1, 2013.
- [9] D. N. Veritas, “Risk Based Inspection of Offshore Topsides Static Mechanical Equipment October 2010,” no. October, 2010.