

PERENCANAAN JADWAL INSPEKSI PADA JALUR PIPA PENYALUR MINYAK MENTAH DENGAN METODE *RISK BASED INSPECTION* (RBI)

Nadya Asprilia Normalia A.¹⁾, Adi Wirawan Husodo²⁾, Ekky Nur Budiyanto³⁾

¹Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Program Studi Teknik Keselamatan dan Kesehatan Kerja, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Jalan Teknik Kimia Kampus ITS, Keputih, Sukolilo, Surabaya, 60111

^{2,3}Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Jalan Teknik Kimia Kampus ITS, Keputih, Sukolilo, Surabaya, 60111

E-mail: nadyaasprilia93@gmail.com

Abstract

The risk analysis of a system or component that has leaked is an important part of maintenance plan and inspection. The pipeline is considered in the high-risk group in the case of leaking. The purpose of this analysis is to identify the hazards of component failure, to estimate the values of consequence so the risk value which inflicts a financial loss to the company can be known and to determine an appropriate inspection procedure plan. The method used in this research is Fault Tree Analysis (FTA) to identify hazards and find the source of the problem, and Failure Mode and Effect Analysis (FMEA) to identify the equipments that cause the system failure. The probability value and failure consequences are obtained with Risk Based Inspection (RBI) method based on the 581th American Petroleum Institute (API). The hazard identification with FTA and FMEA method showed 4 forms of failure: small leak, medium leak, the inability to be opened, and big leak. The greatest consequence value is in the rupture hole size. The value of consequence for zone 1 is ,83 ft², and for zone 2 until zone 5 is 3837,53 ft². The highest is in zone 2 and zone 4, where the value of equipment damage is $3,82 \times 10^{-3}$ ft² /year and the value of area fatalities $9,04 \times 10^{-3}$ ft² /year, based on the pipe age, the inspection intervals on zone 2, zone 3 and zone 4 are under the class which are every 6 months, 4,5 years, and 6 month while the inspection interval on zone 1 and zone 5 are based on the class interval which is every 5 years. The inspection for five zones is done by using visual examination techniques and ultrasonic straight bram testing.

Keywords : FTA, FMEA, identification, Risk Based Inspection

Abstrak

Penelitian tentang risiko dari sistem atau komponen yang telah mengalami kebocoran merupakan bagian penting dari perencanaan perawatan atau inspeksi. Jalur pipa termasuk dalam golongan tingkat risiko tinggi jika terjadi kebocoran. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengidentifikasi bahaya dari kegagalan komponen, menghitung nilai konsekuensi kegagalan sehingga nilai risiko yang merugikan perusahaan dapat diketahui dan menentukan perencanaan prosedur inspeksi yang tepat. Metode yang digunakan dalam penelitian ini yaitu *Fault Tree Analysis* (FTA) untuk mengidentifikasi bahaya sehingga dapat mengetahui akar permasalahan yang terjadi, *Failure Mode And Effect Analysis* (FMEA) untuk mengidentifikasi peralatan penyebab kegagalan sistem. Nilai kemungkinan dan konsekuensi kegagalan diperoleh dengan metode *Risk Based Inspection* (RBI) berdasarkan *American Petroleum Institute* (API) 581. Identifikasi bahaya dengan menggunakan metode FTA dan FMEA menunjukkan 4 bentuk kegagalan yaitu *small leak*, *medium leak*, gagal membuka dan *big leak*. Nilai konsekuensi paling besar pada ukuran lubang *rupture*. Nilai risiko yang paling tinggi pada zone 2 dan zona 4, berdasarkan umur pipa, interval inspeksi pada zona 2, zona 3 dan zona 4 dibawah interval kelas yaitu setiap 6 bulan, 4,5 tahun, dan 6 bulan sedangkan interval inspeksi pada zona 1 dan zona 5 sesuai interval kelas yaitu setiap 5 tahun. Kegiatan inspeksi untuk kelima zona dilakukan dengan menggunakan teknik *visual examination* dan *ultrasonic straight bram testing*.

Kata Kunci : FMEA, FTA, Identifikasi, Risk Based Inspection

PENDAHULUAN

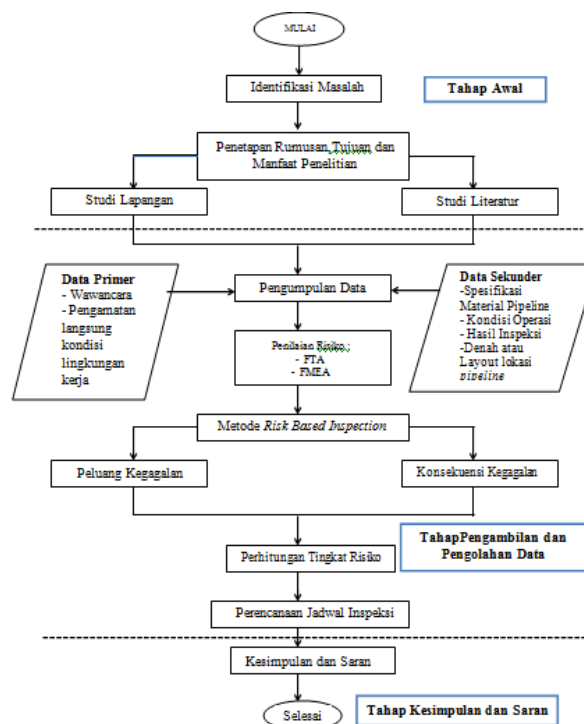
Dewasa ini semakin banyak industri minyak dan gas bumi yang beroperasi di Indonesia dikarenakan negara Indonesia merupakan negara yang kaya akan minyak dan gas bumi. Beberapa tahun belakangan ini, penelitian mengenai proses korosi pada jalur pipa menjadi topik yang sangat penting. Pipa penyalur minyak dan gas bumi sering terjadi kegagalan sistem akibat dari korosi ataupun faktor lingkungan.

Korosi didefinisikan sebagai kumpulan dari keseluruhan proses dengan jalan dimana metal atau *alloy* yang digunakan untuk material struktur berubah bentuk dari bersifat metal menjadi beberapa kombinasi dari kondisi yang disebabkan oleh interaksi dengan lingkungannya (Supomo, 2003). Berbagai kejadian kecelakaan di industri migas tersebut memberikan indikasi kuat, bahwa mengelola asset berbasis waktu sudah tidak memadai, sehingga strategi inspeksi dan maintenance sudah harus berubah dari *time base (prescriptive)* ke *risk based (predictive)*, yakni secara bersamaan mempertimbangkan peluang atau laju kegagalan peralatan dengan konsekuensi kegagalannya baik terkait keselamatan manusia, kerugian bisnis dan asset, maupun keselamatan dan kesehatan lingkungan.

Maka dari itu diperlukan sebuah metode yang dapat menjadwalkan inspeksi yang bukan hanya berdasarkan waktu namun juga berdasarkan risiko yang dimiliki oleh jalur pipa tersebut (API 580, 2000). Berdasarkan pertimbangan tersebut maka diperlukan metode pemeriksaan *Risk Based Inspection (RBI)*. RBI merupakan suatu metode inspeksi yang menggunakan penilaian risiko sebagai dasar untuk merencanakan suatu program inspeksi, inspeksi ini ditujukan untuk mengetahui seberapa besar tingkat risiko kegagalan dari jalur pipa tersebut agar kemudian dapat diurutkan berdasarkan prioritas tingkat risikonya sehingga program inspeksi dapat diarahkan sesuai dengan apa yang dibutuhkan dan seharusnya dilakukan.

METODE PENELITIAN

Pada tahap ini melakukan identifikasi bahaya menggunakan metode FTA (*Fault Tree Analysis*) untuk mengidentifikasi terjadinya suatu kegagalan yang dapat mengarah pada penyebab atau akar permasalahan dari terjadinya kegagalan atau suatu kesalahan sistem pada *pipeline* tersebut. Selanjutnya melakukan identifikasi bahaya menggunakan metode FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*), setelah itu melakukan penentuan matriks risiko berdasarkan kriteria risiko yang telah ditentukan, dan menentukan area yang harus diinspeksi berdasarkan tingkat risikonya. Hasil akhir dari metode *Risk Based Inspection* adalah hasil perhitungan risiko yang telah diranking berdasarkan prioritas risiko yang terjadi pada *pipeline* yang telah dinyatakan sebagai pendekatan kuantitatif, sehingga dapat dijadikan sebagai dasar perencanaan jadwal inspeksi yang seharusnya dilakukan.

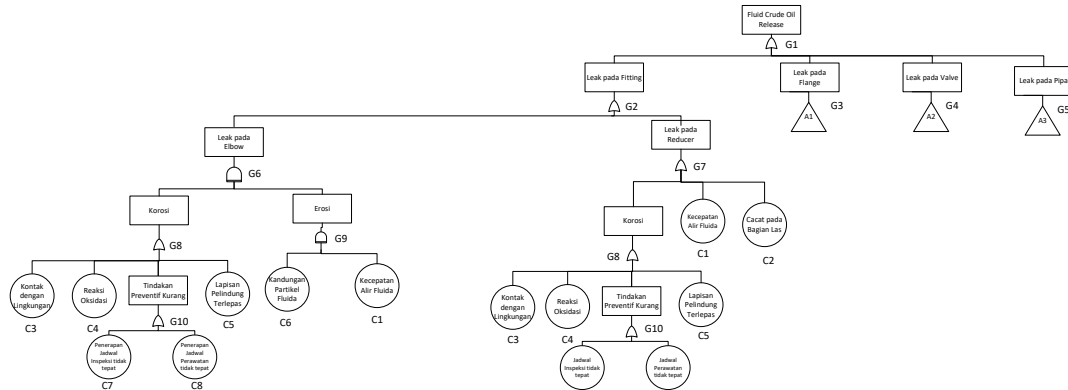


Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

Sumber : Hasil Penelitian, 2018

HASIL DAN PEMBAHASAN

Identifikasi bahaya menggunakan metode *Fault Tree Analysis* (FTA) digunakan untuk mengetahui penyebab dasar akibat terjadinya suatu kegagalan dengan membuat skenario pada top eventnya. Keseluruhan *event* yang terjadi berguna untuk menghasilkan definisi kondisi kesalahan yang dapat mempengaruhi suatu keandalan unit tersebut. Bentuk identifikasi bahaya metode *Fault Tree Analysis* dapat dilihat pada gambar 2.



Gambar 2. Bagan Fault Tree Analysis Top Event Fluida Crude Oil Release

Sumber : Hasil Penelitian, 2018

Pada gambar 2 menjelaskan bahwa komponen utama yang menyebabkan terjadinya *fluid crude oil release* adalah leak pada *elbow*, *leak pada reducer*, leak pada *flange*, leak pada *valve*, dan leak pada pipa.. Kemudian dilanjutkan efek dari bentuk kerusakan *equipment* (*failure effect*) terhadap *equipment* itu sendiri, *Unit*, dan *Plant* secara keseluruhan. Hasil *risk matrix* didapatkan dari hasil wawancara serta *expert judgement* dari pihak-pihak terkait didapatkan komponen yang termasuk dalam golongan *High risk* yaitu komponen pipa, *elbow*, dan *reducer*. Yang masing masing memiliki nilai risiko sebesar 16,16, dan 15.

Perhitungan Konsekuensi

- a) Penentuan jenis fluida
 - b) Pemilihan lubang kebocoran
 - c) Laju aliran kebocoran
- Rumus kebocoran untuk jenis material cair:

$$Ql = Cd \times A \sqrt{2\rho DP \frac{gc}{144}}$$

(Sumber : API 581, 2000)

- d) Menentukan tipe pelepasan
- e) Penentuan konsekuensi terlepasnya bahan flammable
- f) Pengurangan konsekuensi

Tabel 1
 Hasil Perhitungan Konsekuensi Setiap Zona

NO	Pembagian Zona	Ukuran Lubang	Area of equipment damage (ft ²)	Area of fatalities (ft ²)
1	Zona 1	¼ inch	46,61	131,59
		1 inch	563,77	1548,23
		Rupture	2759,22	8026,83
2	Zona 2	¼ inch	46,61	131,59
		1 inch	563,77	1548,23
		Rupture	1319,15	3837,53
3	Zona 3	¼ inch	46,61	131,59
		1 inch	563,77	1548,23
		Rupture	1319,15	3837,53
4	Zona 4	¼ inch	46,61	131,59
		1 inch	563,77	1548,23
		Rupture	1319,15	3837,53
5	Zona 5	¼ inch	46,61	131,59

1 inch	563,77	1548,23
<i>Rupture</i>	1319,15	3837,53

Sumber : Hasil Penelitian, 2018

Tabel 2
 Hasil Risiko Pada Setiap Zona

Zona	Ukuran Lubang	Likelihood	Konsekuensi		Nilai Risiko Area of equipment damage (ft ²) per tahun	Nilai Risiko Area of fatalities (ft ²) per tahun
			Area of equipment damage (ft ²)	Area of fatalities (ft ²)		
Zona 1	¼ inch	3,96692E-06	46,61	131,59	1,8490E-04	5,2201E-04
	1 inch	3,96692E-06	563,77	1548,23	2,2364E-03	6,1417E-03
	<i>Rupture</i>	7,93385E-07	2759,22	8026,83	2,1891E-03	6,3684E-03
Zona 2	¼ inch	8,76029E-06	46,61	131,59	4,0832E-04	1,1528E-03
	1 inch	5,84019E-06	563,77	1548,23	3,2925E-03	9,0420E-03
	<i>Rupture</i>	6,81356E-07	1319,15	3837,53	8,9881E-04	2,6147E-03
Zona 3	¼ inch	4,79337E-06	46,61	131,59	2,2342E-04	6,3076E-04
	1 inch	3,19558E-06	563,77	1548,23	1,8016E-03	4,9475E-03
	<i>Rupture</i>	3,72817E-07	1319,15	3837,53	4,9180E-04	1,4307E-03
Zona 4	¼ inch	8,76029E-06	46,61	131,59	4,0832E-04	1,1528E-03
	1 inch	5,84019E-06	563,77	1548,23	3,2925E-03	9,0420E-03
	<i>Rupture</i>	6,81356E-07	1319,15	3837,53	8,9881E-04	2,6147E-03
Zona 5	¼ inch	4,2975E-06	46,61	131,59	2,0031E-04	5,6551E-04
	1 inch	2,865E-06	563,77	1548,23	1,6152E-03	4,4357E-03
	<i>Rupture</i>	3,3425E-07	1319,15	3837,53	4,4093E-04	1,2827E-03

Sumber : Hasil Penelitian, 2018

Hasil konsekuensi akhir *area of equipment damage* dan *area of fatalities* paling besar pada setiap zona dengan ukuran lubang *rupture*. Pada zona 1 dengan nilai 2759,22 ft² untuk *area of equipment damage* dan sebesar 8026,83 ft² untuk *area of fatalities*. Untuk zona 2 sampai dengan zona 5 sebesar 1319,15 ft² untuk *area of equipment damage* dan sebesar 3837,53 ft² untuk *area of fatalities*.

Perhitungan Likelihood

- a) *Generic Failure Frequency*
- b) *Equipment Modification Factor*
 1. *Universal Subfactor*
 2. *Mechanical Subfactor*
 3. *Process Subfactor*
- c) *Management system modification factor*

Hasil *likelihood* akhir setiap zona dengan nilai paling besar pada zona 2 dan zona 4 dengan masing-masing ukuran lubang ¼ inch sebesar 8,76x 10⁻⁶.

Perhitungan Risiko

Perhitungan secara kuantitatif untuk mengetahui seberapa besar konsekuensi dan *likelihood* jika terjadi kegagalan. Pada tahap ini dapat diketahui besarnya hasil perkalian nilai konsekuensi dan *likelihood* yaitu risiko yang terjadi jika terjadi suatu kegagalan. Hasil dari perhitungan risikopada tiap-tiap zona dapat dilihat pada tabel 6.

Berdasarkan tabel 2 diatas menunjukkan nilai risiko berdasarkan *area of equipment damage* yang paling tinggi pada zone 2 dan zona 4, dimana masing-masing nilai risiko sebesar 3,29 x 10⁻³ ft² /tahun, hal ini dikarenakan area yang terkena dampak pada zona 2 dan zona 4 pada lubang kebocoran 1 inch cukup besar yaitu 563,77 ft², serta nilai *likelihood* yang dihasilkan cukup besar yaitu sebesar 5,84 x 10⁻⁶. Sedangkan nilai risiko bersasarkan *area of fatalities* yang paling tinggi pada zona 2 dan zona 4 sebesar 9,04 x 10⁻³

Penentuan Program Inspeksi

Berikut perhitungan sisa umur pipa menurut API 570, 2000 pada zona 1 :

$$Re\ maining_life = \frac{Thickness_inspeksi - thickness_required}{Corrosion_rate}$$

$$\begin{aligned} &= \frac{0,250781inch - 0,2inch}{0,002326115inchpy} \\ &= 21,8 \text{ tahun} \\ \text{Interval inspeksi} &= \frac{21,8\text{tahun}}{2} = 10,9 \text{ tahun} = 5 \text{ tahun} \end{aligned}$$

Berdasarkan umur pipa, interval inspeksi pada zona 2, zona 3 dan zona 4 dibawah interval kelas yaitu setiap 6 bulan, 4,5 tahun, dan 6 bulan sedangkan interval inspeksi pada zona 1 dan zona 5 sesuai interval kelas yaitu setiap 5 tahun. Kegiatan inspeksi untuk kelima zona dilakukan dengan menggunakan teknik *visual examination* dan *ultrasonic straight bram testing*.

KESIMPULAN

Identifikasi bahaya menggunakan FTA dijelaskan bahwa komponen utama yang menyebabkan terjadinya *fluid crude oil release* adalah leak pada *elbow*, *leak pada reducer*, leak pada *flange*, *leak pada valve*, dan *leak pada pipa*. Oleh karena itu untuk meminimalisir terjadinya *fluid crude oil release* maka perlu adanya suatu penentuan jadwal dan metode inspeksi berdasarkan tingkat risikonya yaitu menggunakan metode *Risk Based Inspection (RBI)*, dan metode FMEA menunjukkan terdapat 4 bentuk kegagalan yaitu *small leak*, *medium leak*, gagal membuka dan *big leak* yang memiliki potensi untuk mengakibatkan kegagalan pada pendistribusian minyak mentah.

Konsekuensi terjadinya pecah pada pipa penyalur minyak mentah akan berakibat ke lingkungan karena *crude oil* merupakan bahan kimia dan *flammable* yang berakibat kematian atau kerugian yang serius pada masyarakat sekitar, didapatkan hasil konsekuensi akhir *area of equipment damage* dan *area of fatalities* paling besar pada setiap zona dengan ukuran lubang *rupture*. Pada zona 1 dengan nilai 2759,22 ft² untuk *area of equipment damage* dan sebesar 8026,83 ft² untuk *area of fatalities*. Untuk zona 2 sampai dengan zona 5 sebesar 1319,15 ft² untuk *area of equipment damage* dan sebesar 3837,53 ft² untuk *area of fatalities*.

Level *high risk* terdapat pada komponen *elbow*, pipa dan *reducer*. Dimana diperlukan perhatian khusus dari pihak manajemen yaitu dengan kegiatan inspeksi berkala dan sosialisasi kemasyarakat mengenai potensi bahaya pada pipa penyalur minyak mentah, didapatkan hasil risiko akhir berdasarkan *area of equipment damage* yang paling tinggi pada zone 2 dan zona 4, dimana masing-masing nilai risiko sebesar 3,29 x 10⁻³ ft² /tahun dan nilai risiko bersasarkan *area of fatalities* yang paling tinggi pada zona 2 dan zona 4 sebesar 9,04 x 10⁻³.

Program inspeksi pada semua zona dilakukan 5 tahun berdasarkan kelas fluida alirnya yang bersifat *flammable* yaitu pada API RP 570. Sedangkan interval inspeksi berdasarkan sisa umur pada pada zona 2 setiap 6 bulan zona 3 setiap 4,5 tahun dan zona 4 setiap 6 bulan sedangkan untuk zona 1 dan zona 5 interval inspeksi sesuai interval kelas yaitu setaip 5 tahun. Hal tersebut dikarenakan umur pipa terlampau tua sehingga interval inspeksi harus lebih cepat. Kegiatan inspeksi kelima zona tersebut menggunakan teknik *visual examination* dan *ultrasonic straight bram testing*.

DAFTAR NOTASI

Ql : laju keluarnya fluida cair (lbs/sec)

Cd : Koefisien keluaran (0,64)

A : Luas penampang lubang kebocoran (inch²)

ρ : Berat jenis fluida (lb/ft³)

DP : Perbedaan tekanan antara *pressure fluid* dan *pressure atm* (psig)

gc :Faktor konversi untuk merubah lbf ke lbfm (32,2 lbfm-ft/lbf-sec²)

DAFTAR PUSTAKA

API 570, 2000. *API Recommended Practice Inspection, Repair, Alteration and Retating of in Service Piping System* Second Edition. Washington: American Petroleum Institute.

API 580, 2000. *API Recommended Practice Risk Based Inspection*First Edition. Washington: American Petroleum Institute.

API 581, 2000. *API Recommended Practice Risk Based Inspection Methodology*. Third Edition. Washington: American Petroleum Institute.

Supomo, H. (2003). *Buku Ajar Korosi*. Surabaya: Jurusan Teknik Perkapalan FTK-ITS.

Wentworth, S. &. (2001). *Expert Judgement*. Jakarta: Bumi Aksara.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)