

Penggunaan Metode Risk Based Inspection API 581 Tahun 2000 sebagai Dasar Analisis Risiko Tangki Penyimpanan Minyak Mentah dan Bahan Bakar

Ajeng Puspaningtyas P.B^{1*}, R. Dimas Endro Witjonarko², Budi Prasajo³

Program studi D4 Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Indonesia^{1*}

Program studi D4 Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Indonesia²

Program studi D4 Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Indonesia³

Email: ajengpuspaningtyas@student.ppns.ac.id^{*}; dimasend@ppns.ac.id^{2*}; budiprasajo@ppns.ac.id^{3*}

Abstract - This research delves into the risk assessment of storage tanks within an oil and gas company operational since 2015. Being Aboveground Storage Tanks, they present significant hazards, including fire and explosions, jeopardizing the safety of operators and nearby communities. Such risks stem from both internal factors, like corrosion-induced physical damage and aging, and external factors such as human errors, natural calamities, or unexpected incidents. Utilizing the Risk Based Inspection (RBI) approach, based on API 580 and API 581 standards from 2000, the study aims to gauge the potential risk levels associated with tank failures. The research framework encompasses identifying damage mechanisms, assessing failure probabilities, understanding the consequences of potential failures, and determining risk levels and inspection schedules. The central aim of this investigation is to comprehend the underlying damage mechanisms, quantify associated risks, and formulate robust inspection strategies to preemptively address system failures. Consequently, the study strives to offer actionable preventive recommendations to safeguard the tanks' integrity and optimize their operational performance.

Keyword: risk assessment, damage mechanism, inspection, risk based inspection, aboveground storage tanks

Nomenclature

a	umur shell tangki (tahun)
r	laju korosi (mpy)
t	wall thickness (inch)
TMSF	Technical Module Subfactor
Q_L	laju kebocoran fluida cair (lbs/sec)
ρ	berat jenis fluida (psia)
k	rasio kapasitas panas ideal pada tekanan dan volume konstan
Wn	laju kebocoran (lbs/s)
Cd	discharge coefficient
A	luas penampang (inch ²)
DP	Perbedaan tekanan antara hulu dan atmosfer (psid)
g	factor konversi (lbs/s)
T	laju korosi (mpy)
CA	consequence area

maupun faktor eksternal seperti kesalahan manusia dan bencana alam. Sifat fluida yang berubah-ubah dapat mempengaruhi material logam tangki, meningkatkan risiko kegagalan sistem. Perbedaan sifat fluida dan material menyebabkan perbedaan mekanisme kerusakan [2].

Berdasarkan pertimbangan tersebut, studi ini akan menggunakan metode Risk Based Inspection (RBI) yang merupakan suatu metode penilaian risiko yang nantinya akan digunakan sebagai dasar penentuan metode inspeksi. Dengan menggunakan metode tersebut tingkat risiko kegagalan pada tangki akan diurutkan berdasarkan prioritas dari tingkat risiko sehingga dapat ditentukan perencanaan inspeksi yang sesuai dengan tingkat risiko yang dihasilkan. Dalam pelaksanaannya akan mencakup pada standard RBI API 580 dan API 581 tahun 2000

1. PENDAHULUAN

Storage Tank adalah peralatan dalam produksi petrochemical dan minyak dan gas bumi yang berfungsi sebagai tempat penimbun fluida, khususnya tipe aboveground Storage Tank yang dibangun di atas tanah dengan bentuk silindris sesuai standar API 650. Tangki ini sangat penting bagi perusahaan karena menyimpan produk utama dalam jumlah besar dan berdampak signifikan. Penggunaan sehari-hari membuat tangki rentan terhadap kerusakan yang dapat menyebabkan kebakaran dan ledakan, baik dari faktor internal seperti usia dan korosi,

2. METODOLOGI

2.1 Prosedur Penelitian

Pengerjaan penelitian ini diawali dengan melakukan identifikasi *damage mechanism* atau mekanisme kerusakan yang terjadi pada *line* pipa sistem *producer gas*. Kemudian dilanjutkan dengan penentuan *Likelihood/Probability of Failure* (PoF) atau peluang kegagalan dilakukan dengan metode semi-kuantitatif yang didasarkan pada jenis kerusakan yang didapat dalam *damage mechanism screening*. Lalu dilakukan perhitungan *Consequence of Failure* (CoF) yang

akan akan menghasilkan luas area terdampak akibat kegagalan sistem. Dari PoF dan CoF yang didapat, dilakukan penentuan tingkat risiko menggunakan matriks risiko. Setelah itu dilakukan perencanaan inspeksi yang tepat.

2.2 Identifikasi Damage Mechanism

Kegiatan identifikasi damage mechanism atau mekanisme kerusakan pada tangki diperlukan untuk mengetahui mekanisme kerusakan apa saja yang terjadi pada setiap tangki. Perbedaan mekanisme kerusakan disebabkan oleh perbedaan parameter fluida dan jenis material tangki itu sendiri. Perbedaan parameter fluida, seperti fase fluida, temperature, dan komposisi, disebabkan oleh proses yang terjadi pada tangki. Sedangkan jenis material seperti carbon steel, stainless steel, atau low alloy steel, menentukan apakah jenis material tersebut dapat dipengaruhi oleh parameter fluida yang mengalir

2.3 Probability of Failure

2.3.1 Estimasi Laju Korosi

Estimasi laju korosi diperlukan untuk mendapatkan nilai laju korosi khususnya pada objek penelitian berupa tangka yang baru dilakukan inspeksi sebanyak 1 kali. Laju korosi digunakan untuk menentukan nilai risiko ar/t yang kemudian digunakan untuk menentukan nilai Technical Module Subfactor (TMSF). Estimasi laju korosi dilakukan dengan menggunakan tabel estimasi laju korosi berdasarkan API 581

2.3.2 Technical Module Subfactor

Pada penelitian ini, PoF dianalisis menggunakan pendekatan semi-kuantitatif. Analisis PoF semi-kuantitatif cenderung hanya berfokus pada technical module subfactor (TMSF). Hal ini dikarenakan technical module subfactor merupakan subfactor yang terpengaruh oleh inspeksi secara langsung dan akan menjadi dasar untuk penyusunan rencana inspeksi. Nilai TMSF pada mekanisme kerusakan thinning dan external damage dipengaruhi oleh nilai konstanta reduksi material.

$$\text{Konstanta reduksi material} = \frac{a.r}{t} \quad (1)$$

Konstanta tersebut bergantung pada umur dan laju korosi dari pipa sehingga dapat memproyeksikan nilai PoF pipa di masa yang akan datang.

Dari konstanta reduksi tersebut dapat dikonversikan menjadi TMSF yang mempresentasikan nilai PoF. Begitu juga dengan mekanisme kerusakan lain. Penentuan nilai TMSF dapat dilakukan dengan

menggunakan tabel TMSF berdasarkan API 581 pada seluruh mekanisme kerusakan yang teridentifikasi.

2.4 Consequence of Failure

Analisis CoF dilakukan untuk memperkirakan konsekuensi yang terjadi akibat kegagalan. Analisis konsekuensi harus dapat diulang (*repeatable*), disederhanakan, dan kredibel [3]. Secara umum, konsekuensi terlepasnya fluida dapat diestimasi melalui beberapa tahap, yaitu menentukan fluida representative dan sifatnya, penentuan ukuran lubang kebocoran, penentuan fase fluida setelah terlepas, estimasi laju kebocoran menggunakan persamaan (2), menentukan tipe kebocoran, reduksi laju kebocoran, dan menentukan luas, area terdampak berdasarkan nilai *generic failure frequency* (gff) dari tangki.

$$Q_L = C_d A \sqrt{2\rho - \rho \frac{gc}{144}} \quad (2)$$

2.5 Analisis Risiko

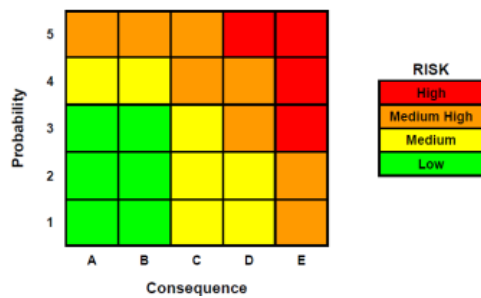
Analisis resiko dilakukan untuk menetapkan tingkat resiko dari tiap tangki. Nilai resiko merupakan kombinasi dari nilai Probability of Failure dan Consequence of Failure seperti yang dijelaskan pada Tabel 1 dan Tabel 2. Analisis resiko disajikan dengan matriks resiko sehingga hasil analisis dapat disampaikan dengan efisien, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1.

Tabel 1 Technical Module Subfactor Conversion

Likelihood Category	Technical Module Subfactor
1	<1
2	1-10
3	10-100
4	100-1000
5	>1000

Tabel 2 Consequence Area Category

Consequence Area Category	Likelihood Weighted Average Area
A	<10 ft ²
B	10-100 ft ²
C	100-1000 ft ²
D	1000-10000 ft ²
E	>10000 ft ²



Gambar 1 Matriks Risiko

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Identifikasi Damage Mechanism

Identifikasi mekanisme kerusakan dilakukan dengan melakukan *damage mechanism screening*. *Screening* dilakukan dengan cara mengisi kuisioner berupa “*yes/no question*” mengenai parameter fluida dan tangki. Jawaban dari kuisioner tersebut dapat memberikan kesimpulan mekanisme kerusakan apa saja yang terjadi.

Dari penelitian ini didapatkan *damage mechanism* berupa *thinning* dan *external corrosion*.

3.2 Perhitungan Probability of Failure

3.2.1 Estimasi Laju Korosi

Estimasi laju korosi diperlukan untuk tangki mekanisme kerusakan *thinning* [4], yang dalam penelitian ini menggunakan acuan dari API 635 untuk melakukannya.

Data yang diperlukan untuk menentukan laju korosi mekanisme *thinning* ini adalah lama waktu penggunaan tangki dari awal berdiri hingga inspeksi pertama, ketebalan awal, ketebalan actual, dan ketebalan minimal dari course tiap tangki itu sendiri [1].

Tabel 3 Hasil Estimasi Laju Korosi

Tangki	Section	Wall Thickness (inch)	Corrosion rate (ipy)
PPA-T-17001-00	Course 1	0.3271	0.008
	Course 2	0.3314	0.008
	Course 3	0.2570	0.007
SP-1_T-02	Course 1	0.3224	0.006
	Course 2	0.3177	0.006
	Course 3	0.2153	0.008
PPA-14004-00	Course 1	0.2389	0.009
	Course 2	0.1984	0.005
	Course 3	0.1755	0.008
PPA-15005-00	Course 1	0.2433	0.009
	Course 2	0.1771	0.007
	Course 3	0.1622	0.009
PPA-13006-00	Course 1	0.2425	0.009
	Course 2	0.1811	0.007
	Course 3	0.1574	0.010
PPA-13005-00	Course 1	0.2409	0.009
	Course 2	0.1775	0.007

	Course 3	0.1625	0.009
--	----------	--------	-------

3.2.2 Thinning

Penentuan PoF dari mekanisme kerusakan *Thinning* dimulai dengan perhitungan konstanta reduksi material dari persamaan (1). Sehingga didapatkan perhitungan ar/t pada interval tahun ke 5 dan kemudian dapat digunakan untuk penentuan TMSF *thinning* pada Tabel 4

Tabel 4 Hasil TMSF Thinning

Tangki	Section	TMSF
PPA-T-17001-00	Course 1	1.2
	Course 2	1.1
	Course 3	2.6
SP-1_T-02	Course 1	0.5
	Course 2	0.5
	Course 3	42.5
PPA-14004-00	Course 1	45
	Course 2	1.6
	Course 3	74
PPA-15005-00	Course 1	41.25
	Course 2	57.5
	Course 3	93.1
PPA-13006-00	Course 1	42.5
	Course 2	51.25
	Course 3	118
PPA-13005-00	Course 1	43.75
	Course 2	56.25
	Course 3	73.2

Nilai TMSF tersebut telah dilakukan reduksi berdasarkan factor *overdesign* dan *confidence level*.

3.2.3 External Damage

Penentuan PoF dari mekanisme kerusakan *external damage* dimulai dengan estimasi laju korosi berdasarkan guideline yang dijelaskan dalam API 581. Laju korosi pada *external damage* bergantung pada kondisi tangki terhadap lingkungan sekitar. Kemudian langkah selanjutnya sama dengan mekanisme kerusakan *thinning*. Sehingga didapatkan nilai TMSF mekanisme kerusakan *external damage* pada Tabel 5

Tabel 5 Hasil TMSF External Damage

Tangki	Section	TMSF
PPA-T-17001-00	Course 1	0.5
	Course 2	0.5
	Course 3	0.5
SP-1_T-02	Course 1	0.5
	Course 2	0.5
	Course 3	0.5
PPA-14004-00	Course 1	0.5
	Course 2	0.5
	Course 3	0.5
PPA-15005-00	Course 1	0.5
	Course 2	0.5
	Course 3	0.5

PPA-13006-0	Course 1	0.5
	Course 2	0.5
	Course 3	0.5
PPA-13005-00	Course 1	0.5
	Course 2	0.5
	Course 3	0.5

3.3 Perhitungan Consequence of Failure

3.3.1 Penentuan Fluida Representatif

Untuk menentukan fluida representative, dari data fluida pada tangki diambil senyawa yang bersifat flammable dan toxic.

Dari properties fluida yang telah diketahui pada Tabel , dilakukan pendekatan pada fluida presentative tertera pada standar API 581. Sifat fluida yang menjadi prioritas acuan adalah NBP (Normal Boiling Point). Sehingga dari fluida di atas memiliki nilai NBP sebesar 406°F dan 396°F

Tabel 6 Fluida Representatif

Fluid	Molecular Weight	Density lb/ft ³	NBP (F)	Ambient State	AIT (F)
C9 – C12	149	45.823	364	Liquid	406
C17 – C25	280	48.383	651	Liquid	396

3.3.2 Penentuan Ukuran Lubang Kebocoran

Penentuan lubang kebocoran diperlukan untuk analisis laju kebocoran pada langkah selanjutnya. Diameter lubang kebocoran didasarkan pada API 581.

Tabel 7 Ukuran Lubang Kebocoran

Jenis Lubang	Diameter Lubang
Kecil (small)	1/4 inch
Sedang (medium)	1 inch
Besar (large)	4 inch
Pecah (rupture)	16 inch

3.3.3 Perhitungan Laju Kebocoran

Perhitungan laju kebocoran dimulai dengan perhitungan laju kebocoran fluida. Sehingga digunakan persamaan (2) untuk menghitung laju kebocoran.

Laju kebocoran yang dihasilkan bergantung pada ukuran lubang kebocorannya. Hasil perhitungan laju kebocoran didapatkan bahwa setiap tangki memiliki laju kebocoran dengan range 0.270 - 1137.038 lb/s

3.3.4 Penentuan Tipe Kebocoran

Tipe kebocoran dapat didefinisikan dengan adanya data jumlah fluida terlepas dalam waktu 3 menit atau 180 detik. Jika dalam kurun waktu tersebut jumlah fluida terlepas lebih dari 10000 lbs, maka tipe kebocoran yang terjadi adalah instantaneous. Sedangkan jika sebaliknya,

maka tipe kebocoran yang terjadi adalah continuous.

Dikarenakan berdasarkan perhitungan, pada lubang kebocoran kecil dan sedang memiliki nilai jumlah terlepas tidak lebih dari 10000 lbs, maka seluruh tangka diklasifikasikan dengan tipe kebocoran continuous. Sedangkan untuk lubang kebocoran besar dan pecah diklasifikasikan dengan tipe kebocoran instantaneous.

3.3.5 Evaluasi Respon Pasca-Kebocoran

Evaluasi respon pasca-kebocoran bergantung pada system deteksi dan isolasi fluida pada suatu system. Diketahui bahwa setiap tangki memiliki system deteksi dan isolasi dengan rating C. oleh karena itu, tidak dilakukan reduksi laju kebocoran.

3.3.6 Perhitungan Area Terdampak

Penentuan area terdampak diawali dengan penentuan kecenderungan fluida sistem terjadi auto-ignition. Auto-ignition terjadi jika temperature fluida sistem lebih besar dari AIT+80°F. fluida representative pada sistem memiliki AIT sebesar 406°F dan 396°F. Namun, fluida actual pada sistem memiliki temperature maksimal sebesar 185°F. Sehingga dapat disimpulkan bahwa fluida pada sistem cenderung tidak terjadi auto-ignition saat terjadi kebocoran atau yang terjadi adalah safe dispersion.

Kemudian dilakukan perhitungan area terdampak menggunakan rumus continuous dan instantaneous release consequence yang tertera pada standar API 581. Hasil area terdampak didapatkan bahwa untuk tangki PPA-T-17001-00 dengan range 40 - 35151 ft² sedangkan untuk ke 5 tangki lainnya memiliki range 6 – 7489 ft² .

3.3.7 Perhitungan Frekuensi Kerusakan Generik

Nilai frekuensi kerusakan generic dihitung pada setiap tangka dan model kebocoran. Frekuensi kerusakan generic digunakan untuk mendapatkan nilai rata-rata area terdampak dari beragamnya ukuran lubang kebocoran. Nilai frekuensi kerusakan generic pada beragam tangka tersedia pada API 581. Didapatkan area konsekuensi yang telah disesuaikan dengan nilai frekuensi kerusakan pada Tabel 8

Tabel 8 Hasil Perhitungan Area Konsekuensi

Tangki	Section	CA (ft ²)
PPA-T-17001-00	Course 1	4681.765
	Course 2	
	Course 3	
SP-1_T-02	Course 1	962.942
	Course 2	

	Course 3	
PPA-14004-00	Course 1	962.942
	Course 2	
	Course 3	
PPA-15005-00	Course 1	962.942
	Course 2	
	Course 3	
PPA-13006-0	Course 1	962.942
	Course 2	
	Course 3	
PPA-13005-00	Course 1	962.942
	Course 2	
	Course 3	

Dari hasil perhitungan konsekuensi yang menggunakan frekuensi kerusakan generic pada tabel di atas, menunjukkan bahwa terjadi penyesuaian dari area terdampak tiap model lubang kebocoran menjadi satu area konsekuensi yang mewakili seluruh model lubang kebocoran dengan memperhatikan rasio frekuensi kerusakan generic yang dimiliki oleh tiap tangki.

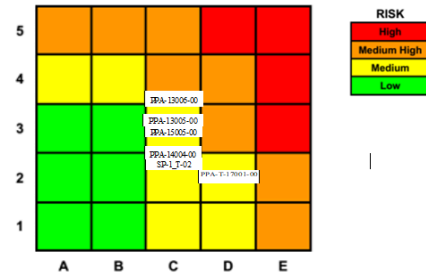
3.4 Analisis Risiko

Setelah didapatkan analisis likelihood dan area konsekuensi, yang dilakukan selanjutnya adalah memasukkannya ke dalam matriks resiko seperti yang tertera pada workbook semi-quantitative RBI. Isi matriks resiko merupakan gabungan dari likelihood dan consequence category yang telah didapatkan sebelumnya.

Tabel 9 Likelihood dan Consequence Area Category

Tangki	Section	Likelihood	CoF	Risk Rangkang
PPA-T-17001-00	Course 1	2	D	Medium
	Course 2	2		Medium
	Course 3	2		Medium
SP-1_T-02	Course 1	2	C	Medium
	Course 2	2		Medium
	Course 3	3		Medium
PPA-14004-00	Course 1	2	C	Medium
	Course 2	3		Medium
	Course 3	3		Medium
PPA-15005-00	Course 1	3	C	Medium
	Course 2	3		Medium
	Course 3	3		Medium
PPA-13006-00	Course 1	3	C	Medium
	Course 2	3		Medium

	Course 3	4		Medium High
PPA-13005-00	Course 1	3	C	Medium
	Course 2	3		Medium
	Course 3	3		Medium



Gambar 2 Hasil Matriks Risiko

4. KESIMPULAN

Dari hasil perhitungan probability of failure atau TMSF terbesar adalah tangki PPA-13006-00 dengan mekanisme kerusakan thinning dan external corrosion. Kemudian untuk perhitungan consequence of failure tangki yang memiliki nilai consequence of failure adalah tangki PPA-T-17001-00. Kemudian pada analisis risiko tangki yang memiliki tingkat risiko tertinggi adalah tangki PPA-13006-00, dengan tingkat risiko 4C pada tahun ke 5. Sehingga hal tersebut perlu menjadi perhatian khusus bagi pihak terkait

5. PUSTAKA

- [1] American Petroleum Institute 653. (2003). *Tank Inspection, Repair, Alternation and Reconstruction*,. Washington DC: API Publishing Services.
- [2] American Petroleum Institute 650. (2020). *Welded tanks for Oil Storage*,. Washington DC: API Publishing Services
- [3] 580, A. (2016.). *Risk Based Inspection Base Resource Document*. Washington DC.: American Petroleum Institute Publishing Services
- [4] American Petroleum Institute 581. (2000). *Risk Based Inspection Based Resource Document*,. Washington DC: API Publishing Services