



Implementation of the Risk Based Inspection Method in Storage Tanks at PT. ABC in Determining Inspection Intervals and Methods

Implementasi Metode Risk Based Inspection pada Storage Tank di PT. ABC dalam Penentuan Interval dan Metode Inspeksi

Siti Nurbayanah^{1*}, Johnny W. Soedarsono², Badrul Munir³, Mirza Mahendra⁴

^{1,2,3}Department Metallurgy and Material, Faculty of Engineering, Universitas Indonesia, Indonesia

⁴Directorate General of Oil and Gas,
Ministry of Energy and Mineral Resources, DKI Jakarta, Indonesia

E-Mail: ¹s.nurbayanah@gmail.com, ²johnny.ws@gmail.com,
³badrilmunir@gmail.com, ⁴mirzamahendra@gmail.com

Received Oct 12th 2023; Revised Dec 18th 2023; Accepted Jan 25th 2024
Corresponding Author: Siti Nurbayanah

Abstract

PT. ABC is a company engaged in the trading of processed oil and natural gas in Indonesia, underscores the importance of storage tanks in the fuel distribution operation. Despite their vital role, storage tanks often face corrosion risks due to the primary construction material, such as carbon steel. This corrosion can lead to equipment failure, potentially damaging tank system components and even releasing products into the environment. In the Indonesian context, government regulations (Regulation No. 32 of 2021) mandate that every storage tank for oil or natural gas in the oil and gas industry undergo technical and safety inspections. This study focuses on a risk-based inspection using API 581 Risk Based Inspection. This approach designs an inspection program based on the risk level associated with the equipment. From the calculation and analysis results, it is concluded that the storage tank has a moderate risk level (1D) with the lowest remaining equipment life of 15 years (180 months) and a maximum corrosion rate of 0.127 mm/year. These values are still within the permissible risk limits, indicating the need for preventive measures and proper maintenance to ensure safe and efficient operational sustainability.

Keyword: Carbon Steel, Corrosion, Remaining Life, Risk Based inspection, Storage Tank

Abstrak

PT. ABC merupakan perusahaan perdagangan olahan minyak dan gas bumi di Indonesia, menekankan pentingnya tangki timbun atau storage tank dalam operasional penyaluran bahan bakar. Meskipun vital, storage tank sering menghadapi risiko korosi karena bahan konstruksi utama, seperti baja (Carbon Steel). Korosi ini dapat menyebabkan kegagalan peralatan, yang berpotensi merusak komponen sistem tangki dan bahkan melepaskan produk ke lingkungan. Dalam konteks Indonesia, regulasi pemerintah (Peraturan No. 32 Tahun 2021) menetapkan bahwa setiap tangki penyimpanan minyak atau gas alam di industri minyak dan gas harus menjalani pemeriksaan teknis dan keselamatan. Penelitian ini fokus pada pemeriksaan berbasis risiko dengan menggunakan API 581 Risk Based Inspection. Pendekatan ini merancang program inspeksi berdasarkan tingkat risiko terkait dengan peralatan. Dari hasil perhitungan dan analisis, disimpulkan bahwa storage tank memiliki tingkat risiko sedang (1D) dengan sisa umur terendah pada peralatan selama 15 tahun (180 bulan) dan corrosion rate maksimum sebesar 0,127 mm/tahun. Nilai-nilai ini masih berada dalam batas nilai risiko yang diperbolehkan, mengindikasikan kebutuhan untuk tindakan pencegahan dan pemeliharaan yang tepat guna memastikan keberlanjutan operasional yang aman dan efisien.

Kata Kunci: Baja, Korosi, Remaining Life, Risk Based Inspection, Storage, Tank

1. PENDAHULUAN

Perusahaan PT. ABC adalah Perusahaan yang bergerak dibidang perdagangan olahan minyak dan gas bumi di Indonesia. Dalam pengoperasian penyaluran bahan bakar dibutuhkan penyimpanan sementara yaitu storage tank. Tangki timbun, atau yang lebih dikenal sebagai storage tank, menjadi peralatan krusial dalam industri minyak dan gas. Fungsinya adalah untuk menyimpan berbagai jenis fluida, termasuk minyak mentah,

bahan bakar minyak (BBM), dan produk hasil pengolahan lainnya [1]. Namun, mereka sering kali menghadapi risiko korosi karena bahan konstruksi yang umumnya digunakan, seperti baja [2] Korosi menjadi faktor yang dapat menyebabkan risiko kegagalan pada peralatan dalam sektor industri minyak dan gas bumi. Ketika terjadi kegagalan peralatan, beberapa insiden umum seperti kebocoran media proses, kerusakan parsial peralatan, dan penutupan unit tanpa perencanaan dapat terjadi secara luas. Korosi yang tidak terkendali dapat merusak atau bahkan menghancurkan komponen-komponen sistem tangki. Hal ini dapat mengakibatkan terbentuknya lubang atau kegagalan struktural pada tangki, yang berpotensi melepaskan produk yang disimpan ke lingkungan, menyebabkan kerugian materi dan bahkan risiko kehilangan nyawa [3]. Ini menunjukkan bahwa tangki penyimpanan di kilang minyak dan gas di Indonesia memerlukan perhatian lebih, terutama dalam aspek keselamatan.

Dikarenakan pentingnya keselamatan tangki penyimpanan minyak, pemerintah mengaturnya sebagai langkah untuk mencegah kecelakaan di tangki dengan melakukan pemeriksaan teknis untuk menentukan kehandalan peralatan. Ini adalah aspek umum yang juga diatur dalam berbagai negara dengan peraturan mereka sendiri. Di Indonesia sendiri ini diatur oleh peraturan pemerintah nomor 32 tahun 2021 Setiap tangki penyimpanan yang menyimpan minyak atau gas alam dalam industri minyak dan gas harus menjalani pemeriksaan teknis dan pemeriksaan keselamatan. Pemeriksaan teknis dan pemeriksaan keselamatan dapat dilakukan secara berkala berdasarkan suatu periode waktu tertentu atau sekali setiap empat tahun (pemeriksaan berbasis waktu) atau hasil dari analisis risiko atau pemeriksaan berbasis risiko [3-4]. Kecenderungan Perusahaan di Indonesia menggunakan pemeriksaan berbasis waktu [5].

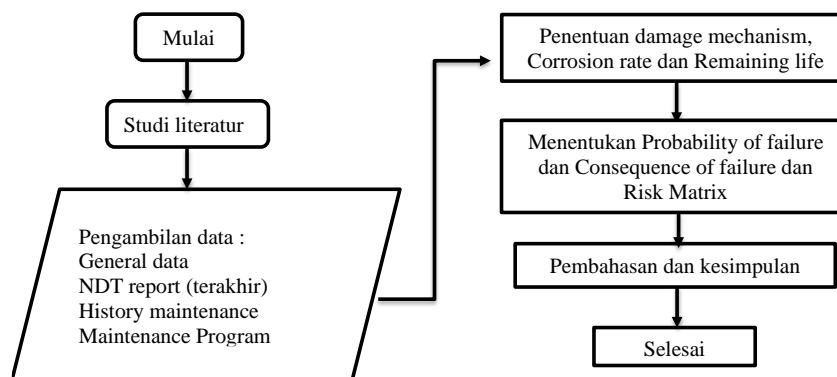
Pada penelitian akan berfokus dengan pemeriksaan berbasis risiko berdasarkan API 581 Risk Based Inspection yaitu suatu pendekatan yang digunakan untuk merancang program atau jadwal inspeksi berdasarkan tingkat risiko yang terkait dengan peralatan [4,6]. Jika suatu peralatan memiliki risiko yang tinggi, maka frekuensi inspeksi pada peralatan tersebut akan lebih sering dibandingkan dengan peralatan yang memiliki risiko rendah. Penggunaan RBI diharapkan dapat meningkatkan keselamatan, mengurangi biaya inspeksi, memaksimalkan produksi, mencegah kerusakan berat pada peralatan, dan memungkinkan inspeksi peralatan yang lebih fleksibel [4,7]. Studi oleh Purba et al. berhasil mengoptimalkan inspeksi dengan menggunakan metode RBI yang dapat mengurangi biaya inspeksi secara signifikan [8].

Metode RBI memiliki potensi keuntungan yang signifikan, yaitu meningkatkan waktu operasional dan produktivitas fasilitas proses sambil tetap memperhatikan dan memelihara tingkat risiko yang setara [9]. Pendekatan berbasis risiko umumnya menggunakan matriks risiko dengan menggabungkan probabilitas dan konsekuensi, yang memberikan pandangan yang lebih holistik [10]. Meskipun penelitian sebelumnya telah melibatkan Risk Based Inspection pada berbagai peralatan dan unit dalam industri minyak dan gas bumi, untuk fluida gasoline belum pernah dilakukan.

Penelitian ini menjadi lebih mendalam karena menyoroti urgensi analisis risiko pada Storage Tank. Tingkat urgensi ini tinggi karena tank ini beroperasi dengan fluida kerja yang sangat mudah terbakar, sehingga risiko yang terkait dengan keselamatan dan keandalan peralatan menjadi lebih kritis [11]. Storage Tank memiliki peran krusial dalam sistem pengolahan minyak dan gas bumi [12].

Melalui pendekatan ini, penelitian ini mengisi celah dalam literatur dengan memfokuskan pada analisis risiko khusus pada Storage Tank dengan fluida gasoline. Diharapkan bahwa hasil penelitian ini akan memberikan wawasan yang berharga, memperbaiki strategi pemeliharaan, dan memberikan kontribusi pada pengembangan praktik terbaik dalam manajemen risiko dan keamanan peralatan industri minyak dan gas bumi.

2. METODOLOGI PENELITIAN



Gambar 1. Skema Penelitian

Analisis RBI melibatkan dua prosedur utama, yakni perhitungan probabilitas kegagalan (POF) dan perhitungan konsekuensi kegagalan (COF). Untuk melakukan perhitungan dan analisis RBI, diperlukan data

inspeksi tangki selama 10 tahun terakhir. Dikarenakan perusahaan mengalami kesulitan dalam menyediakan data lengkap, analisis kuantitatif tidak dapat dilakukan. *Risk based inspection* didefinisikan sebagai suatu proses penilaian risiko dan manajemen yang difokuskan pada *loss of containment* peralatan di fasilitas industri pengolahan, yang disebabkan oleh deteriorasi material. Komponen-komponen potensial dengan risiko tinggi mungkin memerlukan perhatian lebih dari pihak manajemen, mungkin melalui penyesuaian rencana inspeksi.

Biaya peningkatan upaya inspeksi kadang-kadang dapat diimbangi dengan mengurangi upaya inspeksi yang berlebihan di area yang diidentifikasi memiliki risiko lebih rendah [13]. Oleh karena itu, pendekatan semi kuantitatif menjadi solusi untuk mengatasi kendala awal tersebut. Metode Kuantitatif merupakan metode yang menganalisis data kerusakan mesin berdasarkan dengan perhitungan data yang sudah kompleks [14]. Pada flowchart penelitian diatas langkah pertama dilakukan itu adalah dengan mengumpulkan dan mereview dokumen teknis storage tank seperti datasheet, drawing, Riwayat perbaikan, data UT thickness, dan inspeksi yang pernah dilakukan. Setelah itu menentukan damage mechanism dan laju korosi serta remaining life dari storage tank.

Penilaian kondisi tangki, mengacu pada beberapa parameter sebagai berikut:

1. Atap Tangki
Pelat atap terkorosi dengan tebal rata-rata kurang dari 0.09 inch dalam area 100 in² atau pelat atap yang terdapat banyak lubang harus diperbaiki atau diganti berdasarkan API 653 Sec. 4.2.1.2 [15].
2. Dinding Tangki
Ketebalan minimum untuk tiap dinding yang telah dihitung harus tidak boleh kurang dari 0.1 inch untuk setiap dinding berdasarkan API 653 Sec. 4.3.3.1. [15].
3. Dasar Tangki
Ketebalan pelat dasar minimum di dasar tangki harus lebih kecil dari setengah ketebalan pelat dasar asli (tidak termasuk tunjangan korosi asli) atau 50% dari tmin lebih rendah tetapi tidak kurang dari 0.1 inch berdasarkan API 653 Sec. 4.4.5.4. [15].
4. Projection Plate
Ketebalan proyeksi pelat pada dasar di luar dinding yang diukur pada ujung lasan fillet bagian luar dasar-ke-dinding harus tidak kurang dari 0.1 inch. Proyeksi pelat pada bagian dasar terluar di dinding-ke-dasar las harus minimal $\frac{3}{8}$ inch berdasarkan API 653 Sec. 4.4.5.7. [15].
5. Kemiringan, Kebulatan, Settlement
Evaluasi mengacu pada API 653 Sec. 10.
6. Minimum Ketebalan pada Dinding Tangki
Ketika menentukan ketebalan minimum yang dapat diterima untuk seluruh tangki, tmin dihitung sebagai berikut (API 653 Sec 4.3.3.1): [15].

$$t_{min} = \frac{2.6 (H-1)DG}{SE} \quad (1)$$

Dimana:

- Tmin = adalah ketebalan minimum yang diperbolehkan (inch). Namun, tmin tidak boleh kurang dari 0.1 in. untuk setiap tangki;
- D = adalah diameter nominal tangki (ft);
- H = adalah ketinggian dari bagian bawah shell yang sedang dipertimbangkan sampai tingkat cairan maksimum (ft);
- G = adalah gravitasi spesifik tertinggi dari konten;
- S = adalah tegangan maksimum yang diijinkan (lbf/in²); gunakan yang lebih kecil dari 0.80Y atau 0.429T untuk bagian bottom dan dinding kedua; gunakan yang lebih kecil dari 0.88Y atau 0.472T untuk dinding lain.
- Y = adalah kekuatan luluh minimum yang dari pelat; gunakan 30,000 lbf/in² jika tidak diketahui;
- T = adalah kekuatan tarik minimum pelat yang ditentukan atau 80,000 lbf / in²; gunakan 55,000 lbf/in² jika tidak diketahui;
- E = adalah nilai efisiensi sambungan untuk tangki. Gunakan Tabel 4.2 dari API 653 jika E tidak diketahui.

7. Ketebalan Minimum Dasar Tangki

Metode untuk menghitung ketebalan minimum pada dasar tangki adalah sebagai berikut (API 653 Sec. 4.4.5.1): [15]

$$MRT = (\text{Minimum of } RT_{bc} \text{ or } RT_{ip}) - O_r(S_tP_r + UP_r) \quad (2)$$

Dimana:

- MRT = adalah ketebalan minimum yang tersisa pada akhir interval O_r ;
- O_r = adalah interval operasi layanan (tahun keinspeksi internal berikutnya);
- RT_{bc} = adalah ketebalan minimum yang tersisa dari korosi sisi bawah setelah perbaikan;
- RT_{ip} = adalah ketebalan minimum yang tersisa dari korosi internal setelah perbaikan;
- S_tP_r = adalah laju korosi maksimum yang tidak diperbaiki di sisi atas;
- UP_r = adalah laju korosi maksimum di sisi bawah.

8. Laju Korosi

Laju korosi dihitung berdasar rumus berikut:

$$\text{Long Term Corrosion rate (LT)} = \frac{t_{\text{initial}} - t_{\text{actual}}}{\text{time between tinitial and tactual (year)}} \quad (3)$$

$$\text{Short Term Corrosion rate (ST)} = \frac{t_{\text{previous}} - t_{\text{actual}}}{\text{time between tprevious and tactual (year)}} \quad (4)$$

Dimana:

- t previous = Tebal sebelumnya yang diukur selama inspeksi sebelumnya.
- t initial = Ketebalan pada saat fabrikasi.
- t aktual = Ketebalan pengukuran terakhir.

Apabila hasil perhitungan laju korosi tidak didapatkan (short term maupun long term) maka akan menggunakan perhitungan laju korosi dari standar API 581 Section 2.B.14 antara lain :

a. Soil Side Corrosion Rate (External Corrosion)

Faktor-faktor yang mempengaruhi korosi sisi tanah adalah jenis tanah (F_{SR}), jenis pad (F_{PA}), pengeringan air (F_{TD}), perlindungan katodik (F_{CP}), desain bottom tangki (F_{TB}) dan suhu operasi (F_{ST}) dari proses yang disimpan. Penentuan laju korosi sisi tanah (CR_S) dihitung sebagai berikut:

$$CR_S = CR_{SB} \cdot F_{SR} \cdot F_{PA} \cdot F_{TD} \cdot F_{CP} \cdot F_{TB} \cdot F_{ST} \quad (5)$$

Dimana:

- CR_{SB} = laju korosi dasar sisi tanah. Jika data ini tidak tersedia, maka laju korosi sisi tanah dasar dapat diasumsikan 0.13 mm/y (5 mpy).

b. Product Side Corrosion Rate (Internal Corrosion)

Faktor-faktor yang mempengaruhi korosi sisi produk adalah jenis produk (F_{PC}), temperature operasi (F_{PT}), system coil (F_{SC}), dan keberadaan air di tangki (F_{WD}). Penentuan laju korosi sisi produk (CR_P) dihitung sebagai berikut:

$$CR_P = CR_{PB} \cdot F_{PC} \cdot F_{PT} \cdot F_{SC} \cdot F_{WD} \quad (6)$$

Dimana:

- CR_{PB} = Laju korosi baku dari bagian produk, Jika data tidak tersedia, maka dapat diasumsikan 0.05 mm/y (2 mpy)

c. Tingkat Korosi Kombinasi

Disarankan bahwa laju korosi gabungan tidak boleh ditetapkan lebih rendah dari 2 mils per tahun.

- Opsi 1 - Dalam hal ini, laju internal dan eksternal adalah tambahan.
- Opsi 2 - Dalam hal ini, pengguna memilih yang lebih besar dari keduanya.

9. Sisa Umur Layan

Sisa umur dari Tangki (dalam tahun) dapat dihitung dengan rumus berikut ini:

$$Residual\ life = \frac{t_{actual} - t_{required}}{Corrosion\ rate} \tag{7}$$

Dimana:

- t aktual = ketebalan pengukuran terakhir.
- t required = tebal yang diperlukan pada komponen, sebagai pengukuran t aktual. Dihitung dengan rumus desain.

10. Mekanisme Kerusakan

Seleksi mekanisme kerusakan menggunakan ASME PCC 3 sesuai kriteria yang umum terjadi dari API 571.

11. Penilaian Risiko

Analisis risiko adalah kegiatan untuk mengidentifikasi dan menganalisis penyebab-penyebab potensial serta konsekuensi-konsekuensi yang mungkin terjadi secara kuantitatif, semi-kuantitatif, dan kualitatif. Seperti yang ditunjukkan dalam persamaan dibawah, risiko didefinisikan sebagai kombinasi antara probabilitas terjadinya suatu peristiwa dalam suatu periode waktu tertentu dan konsekuensi dari peristiwa tersebut.

$$RISK = PoF \times CoF \tag{8}$$

$$POF = DF_t \times GFF \times FM \tag{9}$$

Dimana:

- POF = Probability of Failure
- GFF = Generic Failure Frequency
- DF_t = Total Damage Factor
- FMS = Management System Factor (nilai average 50% API 581 Sec. 3.5.4)

Setelah itu menentukan Total damage factor dapat dilakukan dengan menggunakan formula sebagai berikut:

$$DF_t = DF^{thin} + DF^{extd} + DF^{scc} + DF^{HTHA} + DF^{brit} + DF^{mfat} \tag{10}$$

Frekuensi Kegagalan Umum, atau Gff, adalah probabilitas kegagalan yang dikembangkan oleh API untuk jenis komponen tertentu berdasarkan data besar dari populasi industri kilang minyak, gas, dan petrokimia. Konsekuensi dari kegagalan, atau CoF, adalah dampak dari kegagalan tangki, dalam hal ini, kehilangan kekekalan. CoF dapat dihitung baik berdasarkan area (level 1) maupun berdasarkan risiko keuangan (level 2). Konsekuensi berdasarkan area dihitung berdasarkan jenis fluida, fase, dan kondisi operasional peralatan. Kemudian, konsekuensi keuangan dihitung langsung dengan mengalikan area yang terkena dampak dengan biaya per unit area dan kemudian menambahkannya dengan biaya gangguan bisnis dan biaya pembersihan lingkungan. Dalam penelitian ini, COF yang digunakan adalah level 1, atau berdasarkan area. Berikut adalah tabel kategori PoF dan CoF menurut API 581.

Tabel 1. Range Category of PoF and CoF

POF Categories	POF Range	COF Categories	COF Range Area Based, CA (m2)
1	POF ≤ 3.06E-05	A	CA ≤ 9.29
2	3.06E-05 < POF ≤ 3.06E-04	B	9.29 < CA ≤ 92.9
3	3.06E-04 < POF ≤ 3.06E-03	C	92.9 < CA ≤ 929
4	3.06E-03 < POF ≤ 3.06E-02	D	929 < CA ≤ 9290
5	POF > 3.06E-02	E	CA > 9290

3. PEMBAHASAN

Penelaahan dokumen teknis terkait peralatan berdasarkan kriteria yang ditunjukkan pada table 2.

Tabel 2. Equipment Data Review

Parameter	Value	Demineralizedce
Type of Equipment	Vertical Storage Tank	General Arrangement
Tag No	T-05A	General Arrangement
Owner	PT. ABC	General Arrangement
Construction Code	API 650	General Arrangement

Parameter	Value	Demineralizedce
Type of Roof	Fixed Roof	General Arrangement
Year Built	2001	General Arrangement
Material Specification	SA 283 Gr. C	General Arrangement
Design Pressure	ATM	General Arrangement
Design Temperature	55 °C	General Arrangement
Operating Pressure	ATM	General Arrangement
Operating Temperature	38 °C	General Arrangement
Tank Diameter	24952 mm	General Arrangement
Tank Height	11180 mm	General Arrangement
Max. Liquid Level	8944 mm	General Arrangement
Capacity	5339.038 KL	General Arrangement
Safe Working Capacity	4371 KL	General Arrangement
Fluid Service	Gasoline	General Arrangement
Specific Gravity	0.8	General Arrangement
Joint Efficiency	0.85	General Arrangement
Total of Shell Course	6	General Arrangement
Joint Type	Butt Weld	General Arrangement

Penelaahan dokumen terkait jenis perawatan dan inspeksi yang dilakukan pada peralatan ditunjukkan pada tabel 3.

Tabel 3. Inspection & Maintenance History

Type of Activity	Year	Findings
As Built	2001	Acceptable criteria for as built as built engineering design calculation Acceptable criteria for dimension examination Acceptable criteria for hydrotest and magnetic particle examination Acceptable criteria for painting visual inspection
Cleaning Bottom Plate	2018	Cleaning at internal bottom plate

Tabel diatas menunjukkan catatan perawatan dari peralatan T-05A. Tidak terdapat Riwayat perbaikan pada peralatan dan memiliki dokumen desain teknis yang lengkap dan sesuai dengan API 650.

3.1 Damage Mechanism

Beberapa kemungkinan jenis mekanisme kerusakan yang diduga terjadi pada peralatan berdasarkan jenis material, kondisi operasi dan fluida antara lain:

1. *General corrosion*, mekanisme kerusakan disebabkan oleh komposisi fluida yang terjadi pada bagian dalam *shell* dan *product-side* di bagian *bottom*
2. *External Corrosion*, mekanisme kerusakan yang kemungkinan terjadi pada area eksternal *shell* dan *soil-side* di bagian *bottom*

Table 4. Damage Mechanism Screening

Fluid Composition	Operating		Material Specification	Damage Mechanism		Remarks
	Kg/cm ²	oC		Type	Mode	
Gasoline	ATM	38	Carbon Steel	General	Metal	Internal damage factor due to fluid content at storage tank External damage factor due to atmospheric condition Internal damage factor at product-side of bottom plate External damage factor condition as follow: • Soil-side of bottom plate • Cathodic and RPB system at tank not available based on drawing and datasheet
				Corrosion	Loss	
				Atmospheric	Metal	
				Corrosion	Loss	
				Product Side	Metal	
				Corrosion	Loss	
Soil Side	Metal					
Corrosion	Loss					

3.2 Corrosion Rate Approach

Hasil perhitungan dari laju korosi ditunjukkan pada tabel 5.

Tabel 5. Result of Corrosion Rate Calculation

Component	TNom (mm)	TPrev (mm)	T Act (mm)	Year		Corrosion rate (mm/year)							
				Built	Prev	Insp	Long Term	Short Term	Soil Side	Product side	Combination		
											General	Pitting and Localized	
Roof	-	-	5.81	2001	-	2021	-	-	-	-	-	0.127	-
Course 1	-	-	7.00	2001	-	2021	-	-	-	-	0.055	-	0.055
Course 2	-	-	7.02	2001	-	2021	-	-	-	-	0.055	-	0.055
Course 3	-	-	6.43	2001	-	2021	-	-	-	-	0.055	-	0.055
Course 4	-	-	6.04	2001	-	2021	-	-	-	-	0.055	-	0.055
Course 5	-	-	6.21	2001	-	2021	-	-	-	-	0.055	-	0.055
Course 6	-	-	6.02	2001	-	2021	-	-	-	-	0.055	-	0.055
Annular	-	-	10.79	2001	-	-	-	-	-	-	-	0.127	-

Note:

1. Maximum value of corrosion rate between Long Term and Short Term. If corrosion rate unable to calculate, its
2. assumed as maximum value of Soil Side, Product Side Corrosion Rate and Combination Corrosion Rate
3. Combination corrosion rate between Soil-Side (External Corrosion) and Product-Side Corrosion Rate (Internal Corrosion) determination based on API 581
4. Minimum thickness actual based on latest inspection data.

3.3 Thickness Approach

Hasil perhitungan ketebalan peralatan ditunjukkan sesuai tabel 6 sesuai kondisi normal operasi (Max. Fill Height).

Table 6. Thickness Required Calculations

Component	TNom (mm)	Tact (mm) ¹	Thickness (mm) – API 653		Thicknee (mm) – NFPA 780 ⁴	Remarks ⁵
			Calculation ²	Required ³		
Course 1	-	7.00	6.175	2.54	-	Acceptable
Course 2	-	7.02	4.856	2.54	-	Acceptable
Course 3	-	6.43	3.216	2.54	-	Acceptable
Course 4	-	6.04	2.017	2.54	-	Acceptable
Course 5	-	6.21	0.819	2.54	-	Acceptable
Course 6	-	6.02	0.123	2.54	-	Acceptable
Annular	-	10.79	4.318	2.54	-	Acceptable

Note:

1. Minimum thickness actual based on latest inspection data. Detailed can be seen at Appendix B
2. Based on calculation equation at API 653 Sec. 4.4.5.4
3. Minimum required thickness from API 653 Sec. 4.3.3.1
4. Minimum thickness considered protected against lightning as per NFPA 780 Section 7.4.1
5. Acceptable when minimum actual thickness greater than required thickness

Ketebalan roof pada tangki memenuhi persyaratan minimum ketebalan sesuai NFPA 780. Namun peralatan sudah dilindungi oleh fasilitas tower penyalur petir yang tersedia pada instalasi. Fasilitas penyalur petir direkomendasikan agar dilakukan perawatan sehingga mencukupi untuk melindungi tangki dari bahaya sambaran petir.

3.4 Plumbness

Hasil pengukuran dan perhitungan dari kemiringan tangki ditampilkan pada tabel 7.

Tabel 7. Result of Plumbness Measurement

Point	Angle (deg)	Plumbness		Criteria
		Measurement (mm)	Tolerance (± mm)	
Point 1	0	60	111.8	Acceptable
Point 2	36	60	111.8	Acceptable

Point	Angle (deg)	Plumbness		
		Measurement (mm)	Tolerance (\pm mm)	Criteria
Point 3	72	-29	111.8	Acceptable
Point 4	108	60	111.8	Acceptable
Point 5	144	-60	111.8	Acceptable
Point 6	180	-20	111.8	Acceptable
Point 7	216	60	111.8	Acceptable
Point 8	252	-10	111.8	Acceptable
Point 9	288	100	111.8	Acceptable
Point 10	324	-100	111.8	Acceptable

Note:

Acceptable when measurement lower than tolerance (API 653)

3.5 Settlement

Hasil pengukuran dan perhitungan dari settlement tangki ditampilkan pada tabel 8.

Tabel 8. Result of Settlement Measurement

Point Measurement	Measured Elevation	Out of Plane (mm)		Permissible Out-of-plane Settlement - Smax	Criteria (API 653)	
		Deflection (UI)	Settlement (SI)		Settlement	
Point 1	0	250.00	0	5.50	55.42	Acceptable
Point 2	36	257.00	-7	-6.50	55.42	Acceptable
Point 3	72	251.00	-1	3.00	55.42	Acceptable
Point 4	108	251.00	-1	1.50	55.42	Acceptable
Point 5	144	254.00	-4	1.00	55.42	Acceptable
Point 6	180	259.00	-9	-2.50	55.42	Acceptable
Point 7	216	259.00	-9	-3.00	55.42	Acceptable
Point 8	252	253.00	-3	2.00	55.42	Acceptable
Point 9	288	251.00	-1	2.50	55.42	Acceptable
Point 10	324	254.00	-4	-3.50	55.42	Acceptable

Note:

Acceptable when actual settlement lower than max-out of plumbness tolerance Permissible Out-of-Plane Settlement Smax (API 653)

Berdasarkan tinjauan integritas pada peralatan tangki timbun sesuai perhitungan keteknikalnya, peralatan masih dalam rentang acceptable. Hasil pengukuran ketebalan memenuhi kriteria sesuai API 653 (Ketebalan aktual lebih besar dari ketebalan yang dibutuhkan) serta hasil dari pengukuran plumbness dan settlement tangki dalam rentang yang sesuai API 653

3.6 Remaining Life

Hasil perhitungan sisa umur layan sesuai kondisi operasi (Max. Fill Height) ditunjukkan sesuai table 9.

Tabel 9. Remaining life Calculation

Component	Nominal Thickness (mm)	Actual Thickness (mm)	Required Thickness (mm)	Corrosion Rate (mm/yr)	RL (years)
Roof	-	5.81	-	0.127	27.7
Course 1	-	7.00	6.175	0.055	15
Course 2	-	7.02	4.856	0.055	39.3
Course 3	-	6.43	3.216	0.055	58.4
Course 4	-	6.04	2.54	0.055	63.6
Course 5	-	6.21	2.54	0.055	66.7
Course 6	-	6.02	2.54	0.055	63.2
Annular	-	10.79	4.318	0.127	50.9

Note:

1. Based on minimum thickness required from API 653
2. Maximum value of corrosion rate between Long-Term Corrosion, Short-Term Corrosion Rate, Soil-Side(External Corrosion) and Product-Side Corrosion Rate (Internal Corrosion) determination based on API 581
3. Minimum thickness actual based on latest inspection data

Hasil penilaian sisa umur layan peralatan antara lain:

1. Sisa umur layan terendah pada peralatan adalah 15 tahun (180 Bulan)
2. Nilai laju korosi maksimum pada peralatan adalah 0,127 mm/years

3.7 Risk Assessment

Berdasarkan API 581, faktor kerusakan terbagimenjadi enam jenis, yang ditunjukkan pada tabel 10.

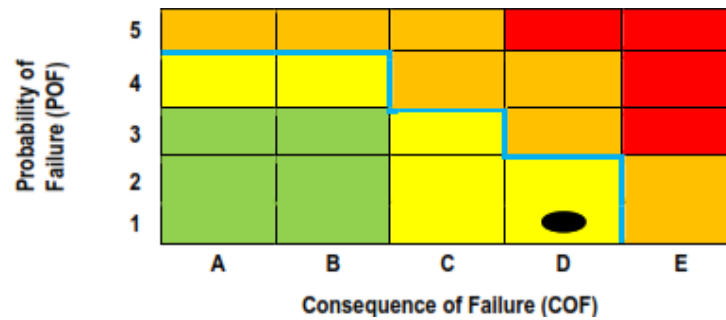
Tabel 10. Damage Factor Types and Descriptions

No	Damage Factor	Type	Suspect		Remark
			Yes	No	
1	Thinning External Damage	Metal loss Metal loss	√		All Component Should be Checked for Thinning
2	a. Atmospheric Corrosion		√		All Component Should be Checked for Atmospheric External Corrosion
	b. Corrosion Under Insulation			√	No Insulation
	Stress Corrosion Cracking (SCC)	Cracking			
	a) Caustic or Sodium Hydroxide (NaOH)			√	No record of NaOH
	b) Amine			√	No record of Amine
	c) H2S Content			√	No record of H2S Content
	d) Carbonate (CO3)			√	No record of Carbonate (CO3)
	e) Polythionic Acid			√	No record of Polythionic Acid
	f) Chloride Acid			√	No record of Chloride Acid
	g) Hydroflouric Acid			√	No record of Hydroflouric Acid
	High Temperature Hydrogen Attack (HTHA)				
	Screening Criteria :				
	a. The material is carbon steel, C-1/2 Mo, or a Cr-Mo low alloy steel (such as 1/2 Cr-1/2 Mo, 1 Cr-1/2 Mo, 1 1/4 Cr-1/2 Mo, 2 1/4 Cr-1 Mo, 3 Cr-1 Mo, 5 Cr-1/2 Mo, 7 Cr-1 Mo, and 9 Cr-1 Mo)	Cracking		√	No record of Hydrogen Partial Pressure
	b) The operating temperature is greater than 177°C (350°F)				
	c) The operating hydrogen partial pressure is greater than 0.345 MPa (50 psia)				
4	Mechanical Fatigue (Piping Only)	Cracking		√	-
	Brittle Fracture				
	Screening Criteria :				
	a) The material is carbon steel or a low alloy steel, see Tabel 20.1 API 581				
	b) Minimum Design Metal Temperature (MDMT), or Minimum Allowable Temperature (MAT) is unknown	Cracking		√	Operating Temperature greater than MDMT/MAT
	c) Component is operate at or below the MDMT or MAT under normal or upset conditions.				

Penilaian risiko pada peralatan mengacu pada API 581. Kriteria PoF mengacu pada damage factor (DF) dan generic failure frequency (GFF). Sedangkan CoF diestimasi menggunakan perhitungan Level 1 berbasis area. Hasil penilaian risiko pada peralatan ditunjukkan sesuai tabel 11.

Tabel 11. Result of Risk Assessment

Component Name	Risk Assessment								Risk Category
	PoF				CoF ¹				
	DF _{total}	GFF _{total}	FMS	Category	Component Damage Area (CA _{cmd})	Injury Personnel Area (CA _{inj} ^{Flam})	Max Value [CA _{cmd} , CA _{inj} ^{Flam}]	Category	
T-05A	0,000293	0,0000306	500	1	5464,1446	5464,1446	5464,1446	D	Medium (1D)



Gambar 2. Result of Risk Category

Hasil penilaian risiko peralatan antara lain:

1. Risiko peralatan dalam kategori Medium (1D)
2. Kategori PoF merupakan estimasi nilai akibat pengaruh faktor kerusakan internal thinning (general corrosion dan productside corrosion) dan external thinning (soilside Corrosion and atmospheric corrosion)
3. Kategori CoF merupakan estimasi area yang terdampak karena fluida yang keluar akibat Loss of Containment pada bagian shell

3.7 Inspection Plan

Perencanaan dan metode inspeksi yang dianjurkan ditunjukkan pada tabel 11.

Tabel 12. Inspection Plan and Coverage

No	Mekanisme Kerusakan	Metode Inspeksi	Cakupan	Area
1	Atmospheric Corrosion	Inspeksi Visual	Melakukan inspeksi visual dengan cakupan >95% pada peralatan	Roof, Shell
2	General Corrosion	UT Thickness / Scanning	Melakukan pengukuran ketebalan pada peralatan dengan cakupan 100% Spot UT atau > 10% Scanning	Roof, Shell
3	Product-Side & Soil-Side Corrosion	UT Thickness / Scanning	UT atau >10% profil radiografi untuk area yang sudah ditentukan Inspeksi visual dengan cakupan 100%, diikuti dengan pengukuran ketebalan 100% Spot UT atau > 50% Floor Scan	Bottom

Rekomendasi perencanaan dan metode inspeksi yang dilakukan dari luar tanki ditunjukkan pada tabel 13.

Tabel 13. Interval Inspection from Outside Tank

No	Jenis Inspeksi	Paragraph	Keterangan	Interval
1	Inspeksi Rutin In-Service	API 653 Sec. 6.3.1	Oleh Pemilik/Operator	1 Bulan
		API 653 Sec. 6.2.3	Regulasi	4 Tahun
2	Inspeksi Eksternal	API 653 Sec. 6.3.2.1	Minimum	5 Tahun
		API 653 Sec. 6.3.2.1	RCA/4N ¹	20 Tahun
		Minimum Residual Life Calculation	Roof Plate	20 Tahun
			Shell Plate	20 Tahun
3	Inspeksi Pengukuran Ketebalan	API 653 Sec. 6.3.3.2.a	Corrosion Rate Unknown	5 Tahun
		API 653 Sec. 6.3.3.2.b	Corrosion Rate Known (RCA/2N ¹)	20 Tahun
			atau	15 Tahun
		API 653 Sec. 6.2.3	Regulasi	4 Tahun
				4 Years

Tabel 14. Interval Inspection from internal

No	Jenis Inspeksi	parapgraph	Keterangan	Interval
1	Inspeksi Internal	API 653 Sec. 6.4.2.1	Inisial Inspeksi Internal	10 Tahun
			Fiberglass-reinforced lining of the product-side of the tank bottom	0 Tahun

No	Jenis Inspeksi	parapgraph	Keterangan	Interval
			installed per API RP 652	
			Installation of an internal thin-film coating as installed per API RP 652.	0 Tahun
			Cathodic protection of the soil-side of the tank bottom installed, maintained, and inspected per API RP 651.	0 Tahun
			Release prevention barrier installed per API 650, Annex I.	0 Tahun

Note:

1. *RCA is the difference between the minimum measured shell thickness and the required thickness and N is the shell corrosion rate.*
2. *Internal inspection is a cumulative value based on available criteria of tanks safeguard as per Table 6.1 API 653. If tank safeguards not found, the value of years should be zero (0).*
3. *Interval of internal inspection is the result from addition of the year built or internal inspection (if any) and bottom plate (year) and the cumulative value of tanks safeguard criteria (year).*
4. *Internal bottom inspection was held at 2018, it's recommended to perform internal bottom inspection with maximum interval period at 2028.*

4. KESIMPULAN

Dari hasil perhitungan yang ditampilkan tabel 7 dan tabel 9 dapat disimpulkan bahwa tingkat risiko dari storage tank adalah Medium (1D) dan memiliki nilai Remaining life terendah pada peralatan adalah 15 tahun (180 Bulan) serta nilai corrosion rate maksimum pada peralatan adalah 0,127 mm/years. Nilai ini masih dalam batas nilai risiko yang diperbolehkan. Interval pemeriksaan storage tank di atas 4 tahun, dengan batas maksimum 10 tahun. Inspeksi teknis pada tangki penyimpanan di kilang minyak dan gas dengan menggunakan metode RBI terbukti lebih efisien dan efektif dibandingkan dengan pemeriksaan berdasarkan waktu secara rutin.

UCAPAN TERIMAKASIH

Kami dengan tulus ingin menyampaikan rasa terimakasih kepada semua pihak yang telah berpartisipasi dan memberikan kontribusi berharga dalam penelitian ini. Ucapan terima kasih kami sampaikan kepada seluruh individu dan lembaga yang telah memberikan bantuan serta dukungan yang luar biasa dalam memperlancar jalannya penelitian ini. Adapun kepada semua yang telah memberikan dukungan, nasihat, dan bantuan teknis selama proses penelitian, kami ingin mengucapkan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya atas kontribusi yang berarti bagi kelancaran penyelesaian penelitian ini.

REFERENSI

- [1] A.P.I. (API), Welded Steel Tanks for Oil Storage, API Standard 650, Am. Pet. Inst.(2001).
- [2] Kharisma AA, Givari AF, Mulyana IS. Desain Dan Analisis Kekuatan Tangki Fire Water Storage Tank Tipe Fix Cone Roof Kapasitas 1500 Kl Dengan Perhitungan Aktual Dan Simulasi Software. Jurnal Ilmiah Teknologi dan Rekayasa. 2021;26(1):69–78.
- [3] E. Bardal, Corrosion and Protection (Springer Science & Business Media, 2007).
- [4] API. Risk Based Inspection. Vol.581 . API; 2016.
- [5] ESDM. (2021). Permen ESDM No. 32 Tahun 2021 tentang Inspeksi Teknis dan Pemeriksaan Keselamatan Instalasi dan Peralatan pada Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi.
- [6] Ratnasari, P., Alhilman, J., & Pamoso, A.(2019). Penilaian Risiko, Estimasi IntervalInspeksi, dan Metode Inspeksi pada Hydrocarbon Piping Menggunakan Metode Risk Based Inspection (RBI). Jurnal INTECH Teknik Industri Universitas Serang Raya, 5(2), 67–74.
- [7] Vianello et al., 2016,A risk-based tool to support the inspection management in chemical plants,Journal of Loss Prevention in the Process Industries,Volume 41,2016,Pages 154-168,ISSN 0950-4230
- [8] Purba, Martha Laura, Endang Budiasih, and Fransikus Tatas Dwi Atmaji. Usulan Optimasi Interval Inspeksi Dan Estimasi Remaining Life Pada Pressure Vessel Menggunakan Metode Risk Based Inspection (RBI) Dengan Pendekatan Semi-Kuantitatif. 2020.
- [9] S. W. Tien, W. T. Hwang, and C. H. Tsai, “Study of a risk-based piping inspection guideline system,” ISA Trans., vol. 46, no. 1, pp. 119–126, 2007, doi: 10.1016/j.isatra.2006.06.006.
- [10] E. Shekari, F. Khan, and S. Ahmed, “Economic risk analysis of pitting corrosion in process facilities,” Int. J. Press. Vessel. Pip., vol. 157, pp. 51–62, 2017, doi: 10.1016/j.ijpvp.2017.08.005.
- [11] A. F. Rozie, “Remaining Life Assessment Dan Kasus Laju Korosi Pada Lpg Storage Tank Kapasitas 50 Ton,” JTTM J. Terap. Tek. Mesin, vol. 1, no. 2, pp. 96–106, 2020, doi

- [12] A. Nana et al., "Determination of Corrosion Rate and Remaining Life of Pressure Vessel Using Ultrasonic Thickness Testing Technique," vol. 3, no. 2, pp. 43–50, 2014.
- [13] M.R. SHISHESAZ, M. NAZARNEZHAD BAJESTANI, S.J. HASHEMI, E.SHEKARI, Comparison of API 510 pressure vessels inspection planning with API581 risk-based inspection planning approaches, *Int. J. Press. Vessel. Pip.* 111–112(2013). <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2013.07.007>.
- [14] M. Al Qathafi and Sulistijono, "Studi Aplikasi Metode Risk Based Inspection (RBI) Semi-Kuantitatif API 581 pada Production Separator," vol. 4, no. 1, 2015
- [15] A.P.I. (API), Aboveground Storage Tank Inspector, API Standard 653, Am. Pet. Inst. (2001).