

EVALUASI SISTEM PERPIPAAN HYDRAN DI LABORATORIUM K3 PEM AKAMIGAS BERBASIS PEMETAAN LAJU KOROSI

Susilo Handoko¹, Regan Rahadian P¹, Urbana Aprovella Lintanggiras Nismara Putrivindra¹, Totok Widiyanto^{1*}

Teknik Mesin Kilang, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jalan Gajah Mada No.38, Blora, 58315

*E-mail: totokwidiyanto67@gmail.com

ABSTRAK

Sistem perpipaan hydran di lingkungan Politeknik Energi dan Mineral Akamigas merupakan sistem perpipaan penting yang digunakan untuk mendistribusikan air untuk keperluan pemadaman kebakaran sehingga jika tidak dilakukan evaluasi dapat menyebabkan kegagalan operasi dikemudian hari. Pipa yang dievaluasi merupakan pipa hydran NPS 8 SCH 40 dan NPS 6 SCH 40 yang berada di area luar rumah pompa dan terbuat dari material ASTM A106 Grade B dengan tekanan operasi 0,55 MPa dan fluida kerja berupa air dengan temperatur 29°C. Perpipaan ini beroperasi dengan terpapar air secara kontinu dalam jangka waktu lama sehingga berpotensi mengalami korosi sementara evaluasi perpipaan ini belum pernah dilakukan sebelumnya. Penelitian ini dilakukan dengan pengukuran ketebalan dinding pipa di beberapa titik menggunakan *Ultrasonic Thickness* Olympus 27MG sehingga dapat dilakukan pemetaan laju korosi. Pemetaan tersebut diperlukan untuk memastikan integritas sistem perpipaan hydran. Laju korosi yang tinggi pada pipa hydran dapat menurunkan kemampuan operasi serta menimbulkan risiko terhadap keselamatan dan keandalan sistem. Hasil perhitungan menunjukkan laju korosi pipa sebesar 0.071 mm/tahun. Dengan laju korosi tersebut, sisa umur sistem perpipaan diperkirakan 46 tahun 1 bulan dengan tekanan operasi maksimum 2,99 MPa. Berdasarkan hasil tersebut, sistem perpipaan ini masih dalam kategori layak operasi. Penelitian ini memberikan dasar teknis untuk perencanaan inspeksi berkala dan pemeliharaan preventif untuk menjaga keandalan sistem perpipaan.

Kata kunci: laju korosi, *remaining life*, perpipaan hydran

1. PENDAHULUAN

Sistem perpipaan merupakan rangkaian komponen yang meliputi pipa, *fitting*, *valve*, dan *flange* yang secara efektif berfungsi untuk memindahkan fluida (gas, cair, maupun keduanya) dari satu tempat ke tempat lain[1]. Dalam lingkungan Politeknik Energi dan Mineral Akamigas sistem perpipaan hydran berfungsi sebagai penyalur air untuk keperluan pemadaman kebakaran sehingga kondisi perpipaan harus dipastikan selalu dalam keadaan baik.

Sistem perpipaan hydran ini secara terus-menerus dan dalam waktu lama dialiri oleh air sehingga berpotensi mengalami korosi yang menyebabkan penipisan dinding pipa[2]. Penipisan dinding tersebut dapat menyebabkan kebocoran hingga kegagalan sistem perpipaan yang berisiko tinggi terhadap keselamatan, lingkungan, dan ekonomi[3]. Meskipun sistem perpipaan hydran ini telah beroperasi dalam waktu lama, tetapi hingga saat ini belum pernah dilakukan evaluasi ketebalan dinding pipa. Kondisi tersebut menunjukkan gap penelitian karena belum tersedia data aktual mengenai laju korosi perpipaan hydran di lingkungan Politeknik Energi dan Mineral Akamigas. Oleh karena itu, diperlukan evaluasi kondisi pipa untuk memastikan kelayakan dan keandalan sistem perpipaan serta memperkirakan sisa umur (*remaining life*) sistem perpipaan ini berdasarkan pengukuran ketebalan dinding pipa. Penelitian ini dibatasi

pada evaluasi ketebalan dinding, laju korosi, sisa umur, dan tekanan operasi maksimum pada pipa hydran NPS 8 SCH 40 dan NPS 6 SCH 40 di area luar rumah pompa dengan berdasarkan standar API 579 dan ASME 31.1 serta tidak dilakukan analisa metalurgi maupun identifikasi mekanisme korosi.

Penelitian ini dilakukan dengan pengukuran ketebalan awal menggunakan metode NDT (*Non-Destructive Test*). Metode yang digunakan berupa *Ultrasonic Thickness* untuk mendapatkan data ketebalan aktual dinding pipa. Data tersebut kemudian dianalisis sehingga dapat diketahui penipisan dinding pipa yang diakibatkan oleh korosi internal[4] dan digunakan untuk menentukan laju korosi. Laju korosi penting untuk diketahui agar dapat memperkirakan sisa umur dan tekanan operasi maksimum pipa sehingga dapat memperkirakan langkah perawatan yang tepat[5]. Laju korosi yang dihitung adalah laju korosi jangka panjang (*long term corrosion rate*) karena tidak diketahui data inspeksi sebelumnya dan untuk mengetahui laju korosi dalam jangka waktu panjang serta dalam kondisi operasi aktual menggunakan Persamaan (1)[6]:

$$CR_{Long Term} = \frac{t_{nominal} - t_{actual}}{T_{actual} - T_0} \quad (1)$$

Data hasil inspeksi berupa pengukuran ketebalan dan laju korosi kemudian diproses menjadi data input untuk melakukan perhitungan sisa umur[7]. Evaluasi sisa umur (*remaining life*) sistem perpipaan ini dapat menggunakan Persamaan (2)[6]:

$$RL_{Long Term} = \frac{t_{aktual} - t_{minimum}}{CR_{Long Term}} \quad (2)$$

Kemudian, untuk menghitung tekanan operasi maksimal yang dapat ditahan pipa selama beroperasi dalam keadaan terkorosi dapat dihitung menggunakan Persamaan (3)[8]:

$$MAWP = 1,1P \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t \sqrt{A^2 + 1}} \right)} \right] \quad (3)$$

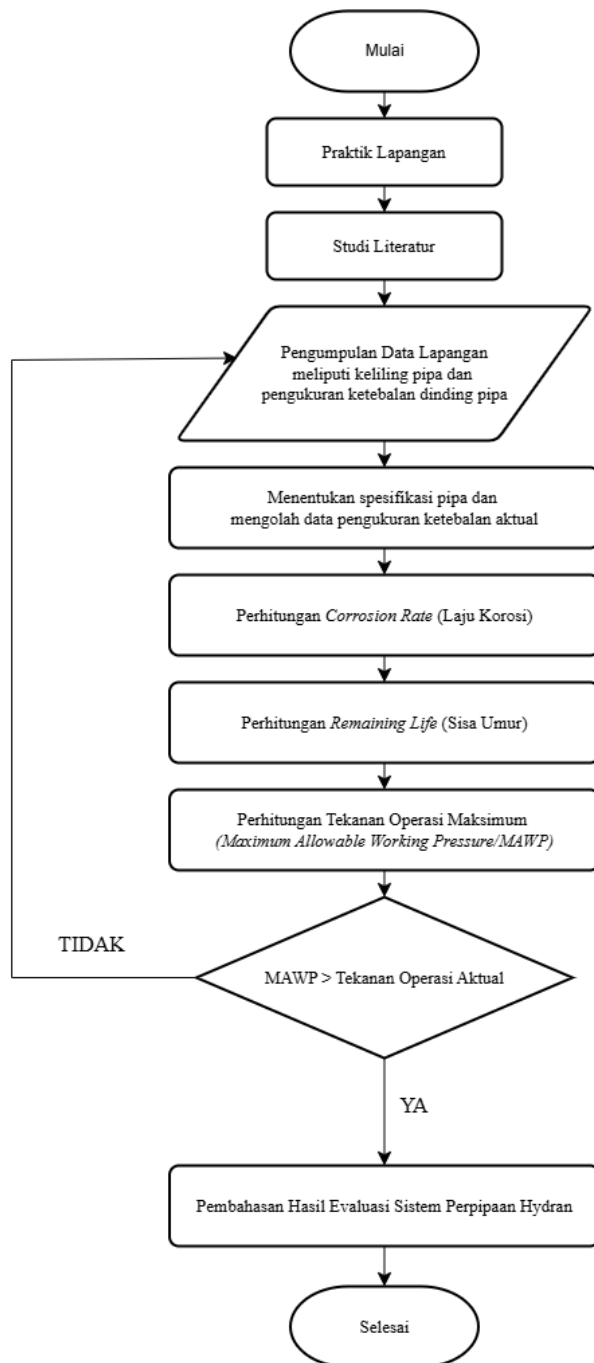
Menurut standar NFPA 14, tekanan operasi maksimum untuk setiap titik pada perpipaan hydran tidak boleh lebih dari 400 psi (2,75 MPa)[9]. Berdasarkan standar tersebut, nilai tekanan (P) yang digunakan untuk menghitung tekanan operasi maksimum perpipaan merupakan batas tekanan maksimum perpipaan hydran yaitu 2,75 MPa. Dari perhitungan tersebut kemudian dapat diketahui sisa umur sistem perpipaan dan tekanan operasi maksimal yang dapat ditahan oleh pipa dengan kondisi terkorosi. Pemetaan laju korosi diperlukan untuk memastikan integritas sistem perpipaan. Laju korosi yang tinggi pada pipa hydran dapat menurunkan kemampuan operasi serta dapat menimbulkan risiko keselamatan dan keandalan sistem. Hasil evaluasi ini diharapkan dapat digunakan sebagai dasar dalam perencanaan inspeksi maupun pemeliharaan kedepannya.

2. METODE

Penelitian dilaksanakan di lingkungan kampus Politeknik Energi dan Mineral (PEM) Akamigas, Cepu. Alat dan bahan yang digunakan adalah *safety gloves*, *safety shoes*, meteran, *Ultrasonic Thickness* Olympus tipe 27MG dan perpipaan hydran di bagian rumah pompa. Penelitian ini menggunakan dua pendekatan, yaitu metode sekunder dan metode primer. Perhitungan berdasarkan API 579 Part 4 dan ASME B 31.1.

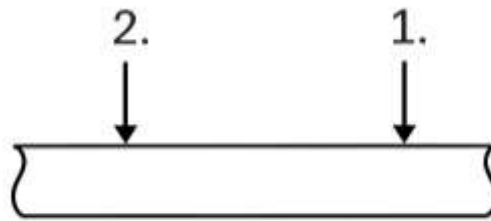
Metode sekunder dilakukan dengan studi literatur untuk memperoleh data dari dokumen desain awal meliputi tahun instalasi, material pipa, tekanan operasi aktual, jenis fabrikasi pipa, dan temperatur fluida kerja. Data tersebut sebagai parameter awal untuk menghitung laju korosi, sisa umur, dan tekanan operasi maksimum.

Metode primer dilakukan dengan inspeksi langsung karena untuk menghitung dan menganalisis laju korosi, sisa umur, dan tekanan operasi maksimum diperlukan data pengamatan lapangan dan data ketebalan dinding aktual[10]. Sebelum dilakukan pengukuran ketebalan dinding pipa aktual, dilakukan inspeksi visual terlebih dahulu untuk mengetahui kondisi eksternal pipa meliputi karat eksternal, kebasahan, atau indikasi kebocoran. Hasil inspeksi visual digunakan sebagai data dukung untuk menilai kondisi umum perpipaan.



Gambar 1. Diagram Alir Evaluasi Sistem Perpipaan Hydran

Pengukuran ketebalan dinding pipa aktual menggunakan metode *Ultrasonic Thickness* yang dilakukan di beberapa titik yang mewakili kondisi aktual sistem perpipaan hidran. Sebelum digunakan dilakukan alat *Ultrasonic Thickness* dikalibrasi menggunakan *block* kalibrasi.



Gambar 2. Titik Pengukuran Ketebalan Dinding Pipa

Dikarenakan panjang pipa kurang dari 6 meter, maka pengukuran ketebalan dinding pipa dilakukan pada tiga titik koordinat keliling yaitu pada posisi jam 3, 6, dan 9. Pemilihan titik koordinat tersebut berdasarkan pertimbangan bahwa posisi jam 6 merupakan area yang paling kritis karena berpotensi mengalami akumulasi air sedangkan posisi jam 3 dan jam 9 untuk melihat penyebaran korosi pada sisi kiri dan kanan pipa.

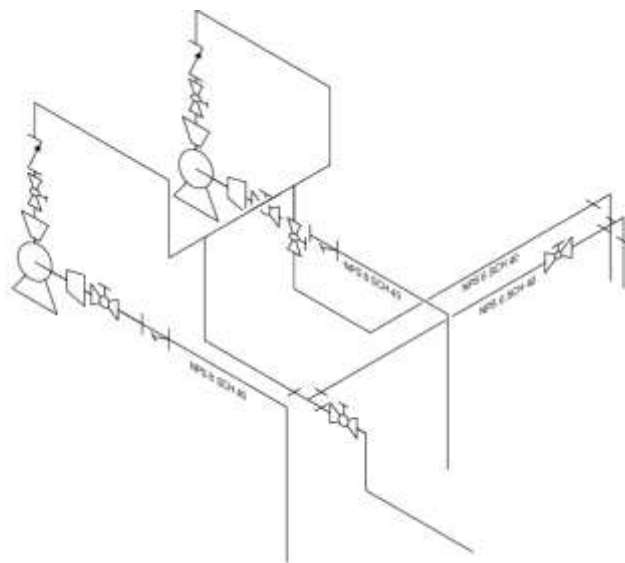
Setelah didapatkan data-data tersebut, dapat dihitung laju korosi jangka panjang berdasarkan selisih nilai ketebalan nominal dan ketebalan aktual terhadap umur operasi pipa menggunakan Persamaan (1). Nilai laju korosi tersebut selanjutnya digunakan untuk menentukan sisa umur pipa menggunakan Persamaan (2). Kemudian untuk mengevaluasi kemampuan pipa dalam menahan tekanan operasi maksimum dalam kondisi terkorosi dilakukan perhitungan MAWP (*Maximum Allowable Working Pressure*) menggunakan Persamaan (3).

3. PEMBAHASAN

Sistem perpipaan hidran di lingkungan Politeknik Energi dan Mineral (PEM) Akamigas, Cepu merupakan salah satu sistem yang mendukung penanggulangan bencana di lingkungan kampus Politeknik Energi dan Mineral (PEM) Akamigas, Cepu. Sistem perpipaan ini berfungsi untuk mengalirkan air ke seluruh area kampus sebagai penanganan bencana kebakaran yang dapat terjadi sewaktu-waktu.



Gambar 3. Sistem Perpipaan Hydran PEM Akamigas, Cepu



Gambar 4. Isometrik Sistem Perpipaan Hydran PEM Akamigas, Cepu

Analisis yang dibahas terbatas pada pembahasan laju korosi, sisa umur, dan perhitungan tekanan operasi maksimum untuk pipa hydran di bagian luar rumah pompa dengan ukuran pipa NPS 8 SCH 40 dan pipa NPS 6 SCH 40. Ketidakpastian pada alat *Ultrasonic Thickness*.

Data Dokumen Desain Awal dan Data Operasi Perpipaan Hydran PEM Akamigas

Tabel 1 berikut merupakan data dokumen desain awal dan data operasi Sistem Perpipaan Hydran di Politeknik Energi dan Mineral (PEM) Akamigas, Cepu. Selanjutnya, berdasarkan hasil inspeksi visual pada bagian pipa *inlet* yang dekat dengan permukaan air tidak ditemukan indikasi kebocoran, tetapi terdapat karat dan pengelupasan *coating* karena pipa *inlet* terendam air secara terus-menerus sehingga memiliki kemungkinan besar mengalami korosi. Sedangkan pada bagian *outlet* tidak ada indikasi karat, korosi, maupun kebocoran.

Tabel 1 Data Dokumen Desain

No.	Spesifikasi	Keterangan	Satuan
1.	Material Pipa	ASTM A106 Grade B	
2.	Fabrikasi Pipa	Pipa <i>Seamless</i>	
3.	Tekanan Operasi	0.55	MPa
4.	Temperatur Fluida	29	°C
5.	Tahun Instalasi	2015	

Data Aktual Perpipaan Hydran PEM Akamigas

Data Aktual Pengukuran Sistem Perpipaan Hydran di Politeknik Energi dan Mineral (PEM) Akamigas, Cepu ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2 Data Pengukuran Dimensi Pipa

No.	Spesifikasi	Nilai	Satuan
1.	Pipa Inlet		
	Keliling pipa	690	mm
	Diameter pipa	219,6	mm
2.	Pipa Outlet Kanan		
	Keliling pipa	530	mm

	Diameter pipa	168,7	mm
3.	Pipa Outlet Kiri		
	Keliling pipa	530	mm
	Diameter pipa	168,65	mm

Berikut ini adalah data pengukuran ketebalan dinding pipa aktual dengan titik 1 pada titik pengukuran jam 3 (bagian kanan pipa), titik 2 pada titik pengukuran jam 9 (bagian kiri pipa), dan titik 3 adalah titik pengukuran jam 6 (bagian bawah pipa). Data ditunjukkan pada Tabel 3.

Tabel 3 Ketebalan Dinding Pipa Aktual

No.	Spesifikasi	Nilai	Satuan
1	Pipa Inlet		
	Titik 1	7,47	mm
	Titik 2	7,51	mm
	Titik 3	7,44	mm
	Ketebalan rata-rata	7,47	mm
		0,294	inci
2.	Pipa Outlet Kanan		
	Titik 1	6,5	mm
	Titik 2	6,6	mm
	Titik 3	6,3	mm
	Ketebalan rata-rata	6,47	mm
		0,255	inci
3	Pipa Outlet Kiri		
	Titik 1	6,5	mm
	Titik 2	6,7	mm
	Titik 3	6,4	mm
	Ketebalan rata-rata	6,53	mm
		0,257	inci

Selanjutnya, dikarenakan pipa tertutup *coating* dan tidak terlihat kode spesifikasinya, maka untuk mengetahui spesifikasi pipa, hasil pengukuran pada Tabel 2 dan 3 dicocokkan dengan tabel standar spesifikasi pipa[11] sehingga didapatkan data spesifikasi pipa yang ditunjukkan Tabel 4. Berdasarkan Tabel 2 dan Tabel 3 dapat diketahui bahwa ukuran ketebalan dinding pipa aktual berada di bawah standar ketebalan dinding pipa (ketebalan awal) yang menunjukkan adanya penurunan ketebalan dinding pipa.

Tabel 4 Spesifikasi Pipa

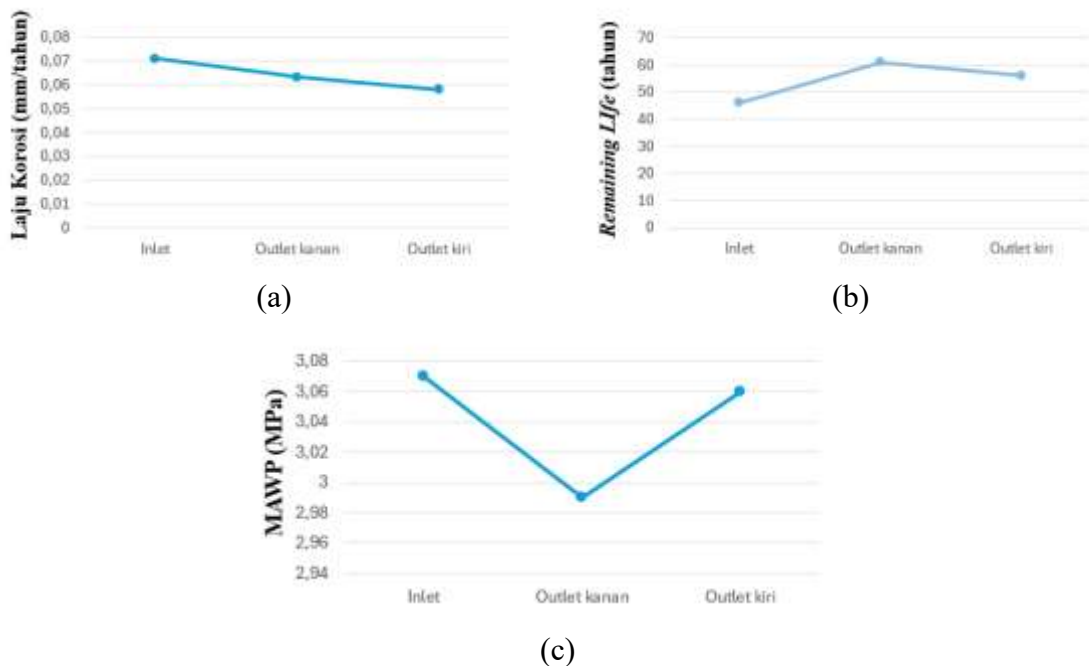
No.	Spesifikasi	Nilai	Satuan
1.	Pipa Inlet (NPS 8 SCH 40)		
	Outside diameter	8,646	inci
		219,61	mm
	Inside diameter	8,352	inci
		212,14	mm
	Ketebalan awal	0,322	inci
		8,18	mm
2.	Pipa Outlet Kanan dan Kiri (NPS 6 SCH 40)		
	Outside diameter	6,64	inci
		168,66	mm
	Inside diameter	6,38	inci
		162,17	mm
	Ketebalan awal	0,280	inci
		7,11	mm

Hasil Evaluasi Perpipaan Hydran di PEM Akamigas

Untuk material A106 Grade B *maximum allowable stress* material sebesar 17,1 MPa. Berdasarkan ASME B31.1 nilai *weld strength reduction factor* (W) adalah 1 dan koefisien *having values* adalah 0,4. Hasil perhitungan laju korosi, sisa umur, dan tekanan operasi maksimum ditunjukkan pada Tabel 5 menggunakan Pers. (1)-(3).

Tabel 5 Hasil Perhitungan Pipa Inlet

No.	Spesifikasi	Keterangan	Satuan
1.	Laju korosi		
	Laju Korosi (CR)	0,071	mm/tahun
	Sisa Umur (RL)	46,1	Tahun
	Tekanan Operasi Maksimum (MAWP)	3,07	MPa
2.	Pipa Outlet Kanan		
	Laju Korosi (CR)	0,063	mm/tahun
	Sisa Umur (RL)	61,1	Tahun
	Tekanan Operasi Maksimum (MAWP)	2,99	MPa
2.	Pipa Outlet Kiri		
	Laju Korosi (CR)	0,058	mm/tahun
	Sisa Umur (RL)	55,9	Tahun
	Tekanan Operasi Maksimum (MAWP)	3,06	MPa



Gambar 4. Pemetaan Hasil Perhitungan (a) Laju korosi (b) *Remaining life* (c) *Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP)

Berdasarkan data perhitungan dan grafik pemetaan didapatkan laju korosi terbesar terjadi pada bagian pipa *inlet* yaitu 0,071 mm/tahun. Nilai laju korosi tersebut termasuk tinggi dibandingkan rentang laju korosi standar material *carbon steel* yaitu 0,41 mil/tahun (0,010 mm/tahun) – 0,76 mil/tahun (0,019 mm/tahun)[12]. Kemudian sisa umur paling pendek pada bagian pipa *inlet* yaitu 46 tahun 1 bulan dengan tekanan operasi maksimum paling rendah pada pipa *outlet* bagian kanan sebesar 2,99 MPa. Selisih tekanan operasi maksimum dengan tekanan

operasi sistem sebesar 2,24 MPa atau *safety margin* sebesar 81,15% dari MAWP. Tekanan operasi maksimum sebesar 2,99 MPa lebih besar dari yang ditentukan oleh NFPA 14 sehingga tekanan operasi sistem harus dijaga agar tidak melebihi 2,75 MPa sesuai yang disyaratkan oleh NFPA 14.

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil perhitungan laju korosi, sisa umur, dan tekanan maksimum perpipaan dapat disimpulkan bahwa evaluasi diperlukan untuk menjaga integritas sistem perpipaan hidran melalui pemetaan laju korosi. Laju korosi yang tinggi berpotensi menimbulkan risiko terhadap keselamatan dan keandalan sistem. Terjadi penurunan ketebalan dinding pipa yang dibuktikan dengan nilai ketebalan aktual yang lebih kecil dibanding nilai ketebalan awal. Pipa inlet mengalami penurunan ketebalan dinding pipa sebesar 0,71 mm. Pipa outlet kanan mengalami penurunan ketebalan dinding pipa sebesar 0,64 mm. Kemudian pipa inlet kiri mengalami penurunan ketebalan dinding pipa sebesar 0,58 mm.

Pipa *inlet* mengalami laju korosi paling cepat yaitu 0.071 mm/tahun. Hal tersebut dipengaruhi oleh kondisi lingkungan dimana pipa inlet terendam air secara kontinu. Hasil perhitungan tersebut selaras dengan temuan inspeksi visual yang menunjukkan adanya karat dan indikasi korosi pada bagian pipa yang berada dekat dengan permukaan air. Selain itu, nilai laju korosi yang diperoleh tergolong tinggi apabila dibandingkan dengan kisaran laju korosi normal pada material *carbon steel* dengan fluida kerja air tawar, yaitu 0,010–0,019 mm/tahun. Sisa umur sistem perpipaan diperkirakan 46 tahun 1 bulan dalam kondisi aktual saat ini. Nilai *Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP) sebesar 2,99 MPa melebihi nilai tekanan operasi sistem sebesar 0,55 MPa sehingga sistem perpipaan dapat beroperasi dengan baik pada tekanan operasi sistem tersebut. Namun, nilai MAWP melebihi nilai yang disyaratkan pada standar NFPA 14 yaitu 2,75 MPa sehingga tekanan operasi sistem harus dijaga agar tidak melebihi tekanan yang disyaratkan oleh NFPA 14.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] R. O. Eiguado and F. L. Tor, "Modelling and stress analysis of the pig loop module of a piping system," *Int. J. Eng. Res.*, vol. 2, no. 11, pp. 18–26, 2014.
- [2] H. Yun, S. J. Moon, and Y. J. Oh, "Development of wall-thinning evaluation procedure for nuclear power plant piping – Part 1: Quantification of thickness measurement deviation," *Nuclear Engineering and Technology*, vol. 48, no. 3, pp. 820–830, 2016, doi: 10.1016/j.net.2016.01.020.
- [3] A. D. D. Wibowo and A. A. Saputra, "Analisis laju korosi dan remaining life assessment sistem perpipaan dengan metode fitness for service pada PT XYZ," *Prosiding Politeknik Negeri Jakarta*, pp. 389–396, 2024. [Online]. Available: <http://prosiding.pnj.ac.id>
- [4] S. Dampang, N. Burhan, and C. Ramayanti, "Pipe condition analysis using ultrasonic testing to predict the remaining service life of the petroleum distribution pipeline," *Konversi*, vol. 8, no. 2, pp. 82–87, 2019, doi: 10.20527/k.v8i2.7173.
- [5] D. Dwivedi, K. Lepková, and T. Becker, "Carbon steel corrosion: A review of key surface properties and characterization methods," *RSC Advances*, vol. 7, no. 8, pp. 4580–4610, 2017, doi: 10.1039/C6RA25094G.
- [6] I. W. Puja et al., "Inspection-based corrosion rate mapping for remaining strength and remaining life of two-phase geothermal steel piping," *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 1293, no. 1, 2024, doi: 10.1088/1755-1315/1293/1/012008.
- [7] S. P. Purwidyasari, A. I. Kurniawan, and D. Ferdian, "Estimating remaining life and fitness-for-service evaluation of fuel piping systems," *J. Mater. Explor. Find.*, vol. 2, no. 1, pp. 24–34, 2023, doi: 10.7454/jmef.v2i1.1030.
- [8] ASME, ASME B31.G: Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, 1991.

- [9] NFPA, NFPA 14: Standard for the Installation of Standpipe and Hose Systems, 2016. [Online]. Available: www.nfpa.org
- [10] Olympus, “27MG — Ultrasonic thickness gage,” 2016.
- [11] S. Handoko, Dasar-Dasar Peralatan Statis, 2019.
- [12] A. Royani et al., “Corrosion of carbon steel in synthetic freshwater for water distribution systems,” IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci., vol. 399, 2019, doi: 10.1088/1755-1315/399/1/012089.

Daftar Simbol

$t_{nominal}$	= Ketebalan awal	mm
t_{aktual}	= Ketebalan aktual	mm
$t_{required}$	= Ketebalan minimum yang dianjurkan	mm
T_{aktual}	= Tahun pengukuran ketebalan di lakukan	
T_0	= Tahun sistem perpipaan dibuat	
d	= Kedalaman korosi	mm
A	= Ketebalan tambahan atau korosi yang diizinkan	mm
P	= tekanan operasi sistem	MPa
d	= kedalaman korosi	mm
t	= ketebalan aktual dinding pipa	mm
A	= <i>corrosion allowance</i>	mm