

INVESTIGASI KOROSI PIPA FLOWLINE CARBON STEEL PADA SISTEM PRODUKSI MIGAS DAN PENERAPAN SOLUSI PROTEKTIF

Atik Setyani¹, Moch. Aditya Jheno Sheva Hermawan², Imam Prabowo³, Nur Amin⁴

^{1,2,3}Program Studi Teknik Metalurgi, Fakultas Teknologi Mineral dan Energi, Universitas Pembangunan Nasional Veteran Yogyakarta

⁴Program Studi Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro

Email: atik.setyani@upnyk.ac.id

ABSTRACT

Corrosion in flowline pipes represents one of the critical challenges frequently encountered in the oil and gas industry, particularly within fluid transportation systems in the upstream sector. This issue significantly compromises material performance, incurs substantial economic losses, and poses serious occupational safety risks. Carbon steel, commonly used in flowline pipes, is highly susceptible to corrosion due to exposure to aggressive environments, including high humidity, formation water, and corrosive gases such as H₂S and CO₂. In line with the growing demands for infrastructure reliability and compliance with safety standards, effective corrosion mitigation has become increasingly urgent. The degradation of pipe integrity due to corrosion can jeopardize the long-term reliability of fluid transport systems, potentially leading to severe operational disruptions and escalating maintenance costs. This study aims to investigate the primary causes of corrosion and evaluate the effectiveness of applied mitigation strategies on flowline pipes at a production facility. The methods examined include the application of protective surface coatings and the use of wrapping systems to inhibit direct contact between the metal and corrosive agents. Additionally, pipe wall thickness measurements were conducted to estimate the remaining service life of the flowline system based on the extent of corrosion-induced degradation. The findings of this study are expected to offer technically sound and practically applicable recommendations for corrosion control, thereby enhancing operational reliability and contributing to the sustainable performance of oil and gas infrastructure.

Keywords: Carbon steel, Corrosion, Flowline Pipe.

Riwayat Artikel :

Tanggal diterima : 23-04-2024

Tanggal revisi : 05-05-2025

Tanggal terbit : 25-07-2025

DOI :

<https://doi.org/10.31949/j-ensitec.v11i02.13508>

1. Pendahuluan

Industri minyak dan gas bumi (migas) merupakan salah satu sektor strategis yang berperan penting dalam perekonomian nasional. Dalam operasionalnya, kegiatan eksplorasi dan produksi migas melibatkan berbagai sistem transportasi fluida yang

kompleks, salah satunya adalah sistem perpipaan. Pipa digunakan untuk mengalirkan fluida seperti minyak mentah, gas alam, air formasi, serta campuran lainnya dari sumur menuju fasilitas pengolahan, penyimpanan, hingga distribusi. Salah satu jenis pipa yang memegang peranan penting adalah pipa

This is an open access article under the CC BY-4.0 license.



penyalur, yang secara umum terbagi menjadi tiga kategori berdasarkan asal dan arah aliran fluida yaitu *flowline*, *trunkline*, dan *pipeline* (Eka dkk., 2018). Salah satu jenis pipa yang paling krusial dalam sektor hulu migas adalah pipa *flowline*, yaitu pipa yang menghubungkan sumur produksi dengan separator atau *gathering station*. *Flowline* ini sering kali berada dalam kondisi lingkungan yang ekstrim, baik karena dipasang secara *underground* maupun karena harus menghadapi suhu tinggi, tekanan tinggi, serta lingkungan tanah yang bersifat korosif (Rustandi dkk., 2012; Prabowo dkk., 2024)). Kondisi ini menjadikan pipa *flowline* rentan terhadap pengaruh kondisi lingkungan sekitar (Eltai dkk., 2017; Apriansyah dkk., 2017)).

Kondisi ekstrim ini menjadikan *flowline* sebagai salah satu bagian sistem perpipaan yang paling rentan mengalami korosi, yaitu degradasi atau kerusakan material akibat reaksi elektrokimia antara logam dan lingkungannya (Li et al., 2016; Abdullah et al., 2017). Korosi pada pipa tidak hanya menurunkan integritas struktural, tetapi juga berpotensi menyebabkan kebocoran, kerusakan sistem transportasi fluida, kerugian ekonomi yang besar, dan bahkan kecelakaan kerja yang membahayakan keselamatan personel dan lingkungan (Racmat dkk, 2023). Korosi dapat dipicu oleh berbagai faktor, seperti kelembaban tanah, pH, salinitas, kontaminan kimia, suhu, dan aliran fluida internal. Beberapa jenis korosi yang umum terjadi pada pipa *flowline* meliputi korosi seragam (*uniform corrosion*), korosi sumuran (*pitting*), korosi celah (*crevice corrosion*), serta korosi akibat aliran (*erosion corrosion*). Di Indonesia, kasus kebocoran pipa akibat korosi telah berulang kali terjadi dan menimbulkan dampak signifikan terhadap operasional perusahaan migas. Berdasarkan data dari Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi (Ditjen Migas), sekitar 60% dari total insiden kebocoran pipa di lapangan disebabkan oleh korosi. Hal ini menunjukkan pentingnya penerapan sistem proteksi korosi yang andal untuk memperpanjang umur pakai pipa dan menjamin kelancaran proses produksi migas (Saxena dkk., 2018; Emeka dkk., 2019).

Meskipun korosi tidak dapat sepenuhnya dicegah, laju korosi dapat diminimalkan melalui penerapan strategi mitigasi yang tepat. Salah satu metode proteksi eksternal yang umum digunakan untuk menghambat laju korosi pada pipa adalah dengan penerapan *coating* dan *wrapping* (Hussein dkk., 2023; Amadi, 2007; Li dkk., 2017). *Coating* merupakan proses pelapisan permukaan pipa dengan material pelindung, seperti *epoxy*, *polyethylene*, *polyurethane*, atau bahan berbasis bitumen. *Coating* berfungsi sebagai penghalang fisik antara logam dan lingkungan eksternal yang korosif, sehingga mencegah terbentuknya sel elektrokimia. Di sisi lain, *wrapping* adalah teknik pelapisan tambahan menggunakan bahan pembungkus, seperti pita fiberglass, polietilena, atau material komposit, yang memberikan perlindungan mekanis dan meningkatkan ketahanan terhadap kelembaban serta serangan kimia (Aruan dkk., 2023). Kombinasi *coating* dan *wrapping* secara sinergis dapat meningkatkan efektivitas perlindungan terhadap korosi, terutama pada instalasi pipa bawah tanah yang sulit dijangkau untuk inspeksi rutin (Aji dkk., 2024).

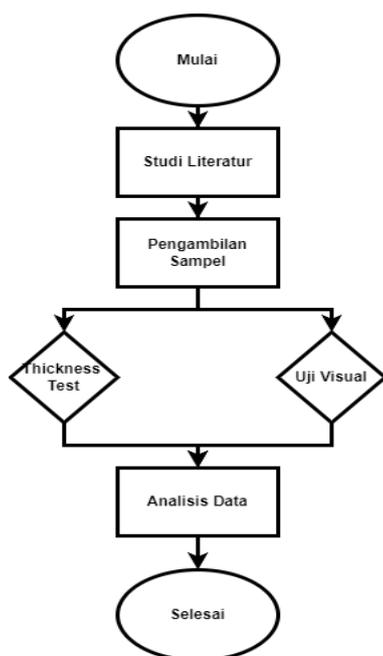
Namun demikian, efektivitas sistem *coating* dan *wrapping* sangat bergantung pada kualitas aplikasi, kondisi permukaan pipa sebelum pelapisan, ketebalan lapisan, serta kesesuaian material dengan lingkungan operasional (Afandi dkk., 205; Juanda dkk., 2017). Ketidaksesuaian atau kerusakan pada lapisan pelindung, seperti delaminasi, retak, atau pengelupasan, dapat membuka jalur masuk bagi agen korosif dan mempercepat proses kerusakan. Oleh karena itu, penting untuk dilakukan evaluasi berkala terhadap kondisi aktual pipa, terutama dengan memantau ketebalan dinding pipa menggunakan metode non-destruktif seperti ultrasonic thickness gauging. Penurunan ketebalan pipa dari nilai desain dapat digunakan sebagai indikator laju korosi dan dasar untuk menghitung sisa umur pakai (*remaining life*) pipa tersebut.

Penelitian ini dilatarbelakangi oleh kasus nyata kebocoran *pipa flowline* di fasilitas produksi migas yang diindikasikan disebabkan oleh kegagalan sistem proteksi

korosi. Studi ini bertujuan untuk menganalisis jenis dan tingkat keparahan korosi yang terjadi, mengevaluasi efektivitas sistem *coating* dan *wrapping* yang telah diterapkan, serta melakukan estimasi sisa umur layan pipa berdasarkan hasil pengukuran ketebalan aktual. Diharapkan hasil studi ini dapat memberikan gambaran komprehensif mengenai praktik mitigasi korosi di lapangan serta memberikan masukan teknis dalam pengembangan strategi perawatan pipa yang lebih efektif dan berkelanjutan.

2. Metode Penelitian

Pelaksanaan penelitian dilakukan di PT. X, salah satu perusahaan migas. Sampel yang digunakan pada penelitian ini adalah pipa *flowline* yang telah mengalami kebocoran. Metode penelitian yang digunakan pada penelitian kali ini adalah studi kasus dimulai dari studi literatur, pengambilan sampel, *thickness test*, uji visual, analisis data dan rekomendasi perlindungan pada pipa. Diagram alir penelitian ditunjukkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

2.1 Studi Literatur

Penelitian ini dimulai dengan melakukan kajian literatur yang terkait dengan spesifikasi pipa, jenis-jenis korosi pada pipa, serta macam-

macam pengendalian korosi. Selain itu, penelitian ini juga melibatkan perhitungan-perhitungan terkait kekuatan dan korosi pada pipa untuk memastikan keamanan dalam sistem pipa. Dengan demikian, penelitian ini bertujuan untuk memberikan gambaran tentang bagaimana mengelola dan mengoptimalkan kondisi pipa dalam berbagai aplikasi industri.

2.2 Pengambilan Sampel

Sampel yang digunakan dalam penelitian ini diambil dari *flowline* PT X yang telah mengalami kebocoran. Setelah itu, sampel tersebut dipotong menggunakan gerinda dengan panjang sekitar 65 cm. Dengan demikian, sampel yang dipotong dapat digunakan untuk menganalisis kondisi korosi dan kekuatan struktur pipa yang mengalami kebocoran, sehingga dapat memberikan informasi tentang penyebab kebocoran dan cara perbaikannya.

2.3 Thickness Test

Proses pengukuran ketebalan pipa *underground* dan juga *surface* dilakukan secara langsung menggunakan penggaris atau jangka sorong pada sampel pipa. Dengan metode ini, ketebalan pipa dapat diukur, sehingga memberikan data yang relevan untuk menganalisis kondisi korosi dan kekuatan struktur pipa. Pengukuran ini sangat penting untuk memahami seberapa parah korosi yang telah terjadi dan bagaimana cara mengoptimalkan kondisi pipa untuk menghindari kebocoran.

2.4 Uji Visual

Dalam penelitian ini, perhatian khusus diberikan pada area yang terkorosi untuk mengidentifikasi dan menentukan jenis korosi yang terjadi. Dengan melakukan analisis mendalam terhadap karakteristik korosi yang terlihat, seperti korosi *pitting*, peneliti dapat memahami mekanisme yang mendasari kerusakan tersebut. Penentuan jenis korosi yang terjadi sangat penting, sehingga dapat memperpanjang umur pipa dan meningkatkan keandalannya dalam sistem transportasi fluida.

2.5 Analisis Data

Setelah pengumpulan data, dilakukan analisis data dan perhitungan untuk mendapatkan tebal minimum pipa, laju korosi, dan umur hidup pipa. Selain itu, penelitian ini juga menganalisis faktor-faktor penyebab korosi, seperti, *pitting corrosion*,

thermal cyclic, air hujan dan tidak dilakukan perawatan pada pipa *underground*. Berdasarkan hasil analisis ini, peneliti dapat memberikan rekomendasi solusi yang efektif untuk mengatasi korosi dan meningkatkan keamanan pada sistem pipa. Rekomendasi ini dapat berupa SCAP (*Sacrificial Anode Cathodic Protection*), *wrapping protection* dan perbaikan sistem coating. Dengan demikian, penelitian ini bertujuan untuk meningkatkan kinerja dan kestabilan sistem pipa dalam jangka panjang.

3. Hasil Dan Pembahasan

3.1 Perhitungan *Design Thickness*

Untuk menghitung *design thickness* pada suatu pipa menggunakan rumus pada acuan standard ASME B31.3

$$t = \frac{PD}{2(SE + PY)}$$

Keterangan:

1. t adalah tebal minimum yang diperlukan untuk menahan tekanan (mm)
2. P adalah tekanan pengukur desain internal pipa (Psi)
3. D adalah OD (Outer Diameter) sebuah pipa, dalam inci
4. S adalah tegangan satuan yang diijinkan pada suhu desain (Psi)
5. E adalah faktor kualitas longitudinal.
6. Y adalah koefisien material

Data D diperoleh dari tabel schedule pipe 80 dengan NPS 4 inch. Data E, S, dan Y diperoleh dari standard ASME B31.3

Diketahui

P : 150 psi (1,03 Mpa)

D : 114,3mm : 4,5 Inch

S : 15954,2 Psi (110 Mpa)

E : 1,00

Y : 0,4

$$t = \frac{PD}{2(SE + PY)} + CA$$

$$t = \frac{150 \text{ psi} \times 4,5 \text{ in}}{2(15954,2 \text{ psi} \times 1) + (150 \text{ psi} \times 0,4)} + CA$$

$$t = \frac{675}{31968,4} + CA$$

$$t = 0,54 \text{ mm} \text{ atau } 0,02111$$

Untuk mengetahui ketebalan yang dibutuhkan pada desain pipa untuk mengalirkan *flowline* yaitu *tm (thickness minimum) = t (pressure design thickness) + CA (Corrosion Allowed)*. Diketahui CA (*Corrosion Allowed*) adalah 1,5875. Jadi 0,54 mm + 1,5875 mm = 2,1275 mm, maka ketebalan pipa yang dibutuhkan untuk mengalirkan fluida *flowline* dengan pressure desain 150 Psi adalah sebesar 2,1275 mm. Namun untuk 2,1275 mm ini hanya bisa mengakomodir tekanan fluida bukan beban struktur dari pipa itu sendiri.

3.2 Perhitungan Ketebalan Minimum Struktural

Tabel 1 merupakan ketebalan struktural dari pipa *carbon steel* dengan paduan rendah. Sampel pipa *flowline* sendiri memiliki NPS (Nominal Pipe Size) 4 inch dengan ketebalan structural sebesar 3,1 mm. Maka ketebalan minimum yang diperlukan jika menggunakan ketebalan struktur ini adalah Tebal Struktural + CA (*Corrosion Allowed*). Jadi 3,1 mm + 1,5875 mm = 4,6875 mm, maka tebal minimum yang dibutuhkan adalah 4,6875 mm.

Jika dibandingkan antara ketebalan minimum *design pressure* pipa yaitu 2,1275 mm dengan ketebalan minimum structural 4,6875 mm, maka yang digunakan untuk acuan ketebalan minimum pipa adalah ketebalan minimum strukturalnya karena yang digunakan adalah yang memiliki nilai yang paling besar maka tebal minimum pipa *flowline* ini adalah 4,675 mm.

Tabel 1. *Minimum Thickness for Carbon and Low-alloy Steel Pipe (API 574)*

NPS	Default Minimum Structural Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) in. (mm)	Minimum Alert Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) in. (mm)
1/2 to 1	0.07 (1.8)	0.08 (2.0)
1 1/2	0.07 (1.8)	0.09 (2.3)
2	0.07 (1.8)	0.10 (2.5)
3	0.08 (2.0)	0.11 (2.8)
4	0.09 (2.3)	0.12 (3.1)
6 to 18	0.11 (2.8)	0.13 (3.3)
20 to 24	0.12 (3.1)	0.14 (3.6)

3.3 Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai

Tabel 2 menunjukkan schedule pipe jika dilihat pada Tabel 2 *schedule pipe* pada PT X.

Dari data Tabel 2 diketahui pipa *flowline* NPS 4 inch dengan *schedule* 80 pipa ini memiliki ketebalan awal 8,56 mm.

Tabel 2. *Schedule Pipe*

Nominal Pipe Size		Outside Diameter (mm)	Nominal Wall Thickness Schedule																	
NPS	DN	OD	SCH 5s	SCH 10s	SCH 10	SCH 20	SCH 30	SCH 40s	SCH STD	SCH 40	SCH 60	SCH 80s	SCH XS	SCH 80	SCH 100	SCH 120	SCH 140	SCH 160	SCH XXS	
1/8	6	10.3		1.24				1.73	1.73	1.73		2.41	2.41	2.41						
1/4	8	13.7		1.65				2.24	2.24	2.24		3.02	3.02	3.02						
3/8	10	17.1		1.65				2.31	2.31	2.31		3.20	3.20	3.20						
1/2	15	21.3	1.65	2.11				2.77	2.77	2.77		3.73	3.73	3.73					4.78	7.47
3/4	20	26.7	1.65	2.11				2.87	2.87	2.87		3.91	3.91	3.91					5.56	7.82
1	25	33.4	1.65	2.77				3.38	3.38	3.38		4.55	4.55	4.55					6.35	9.09
1 1/4	32	42.2	1.65	2.77				3.56	3.56	3.56		4.85	4.85	4.85					6.35	9.70
1 1/2	40	48.3	1.65	2.77				3.68	3.68	3.68		5.08	5.08	5.08					7.14	10.15
2	50	60.3	1.65	2.77				3.91	3.91	3.91		5.54	5.54	5.54					8.74	11.07
2 1/2	65	73	2.11	3.05				5.16	5.16	5.16		7.01	7.01	7.01					9.53	14.02
3	80	88.9	2.11	3.05				5.49	5.49	5.49		7.62	7.62	7.62					11.13	15.24
3 1/2	90	101.6	2.11	3.05				5.74	5.74	5.74		8.08	8.08	8.08						
4	100	114.3	2.11	3.05				6.02	6.02	6.02		8.56	8.56	8.56		11.13			13.49	17.12
5	125	141.3	2.77	3.40				6.55	6.55	6.55		9.53	9.53	9.53		12.70			15.88	19.05
6	150	168.3	2.77	3.40				7.11	7.11	7.11		10.97	10.97	10.97		14.27			18.26	21.95
8	200	219.1	2.77	3.76		6.35	7.04	8.18	8.18	8.18	10.31	12.70	12.70	12.70	15.09	18.26	20.62		23.01	22.23
10	250	273.1	3.40	4.19		6.35	7.80	9.27	9.27	9.27	12.70	12.70	12.70	15.09	18.26	21.44	25.40		28.58	25.40
12	300	323.9	3.96	4.57		6.35	8.38	9.53	9.53	10.31	14.27	12.70	12.70	17.48	21.44	25.40	28.58		33.32	25.40

Pada bulan Juli 2024 diketahui bahwa ketebalan pipa *underground* sebesar 6 mm sedangkan pada bagian *surface* sebesar 7 mm. Berdasarkan data tersebut, dilakukan perhitungan untuk menentukan *corrosion rate* dan *remaining life* pipa *underground* dan *surface flowline* menggunakan rumus berikut:

$$CR_{Underground} = \frac{Previous\ thick - Last\ thick}{Interval\ measuring\ time}$$

Pada keadaan ini diketahui data sebagai berikut:

Previous thick : 8,56 mm

Last thick : 6 mm

Interval measuring time: 27 tahun (1997)

$$CR = \frac{8,56\ mm - 6\ mm}{27\ tahun}$$

CR = 0,095 mm/y

Untuk menentukan sisa umur pakai pada pipa menggunakan rumus sebagai berikut :

$$RL_{Underground} = \frac{Last\ thick - Required\ thick}{CR}$$

Last thick : 6 mm

Required thick : 4,6875 mm

CR = 0,095 mm/y

$$RL \text{ Underground} = \frac{6 \text{ mm} - 4,6875 \text{ mm}}{0,095 \frac{\text{mm}}{\text{y}}}$$

$$RL \text{ Underground} = 13,82 \text{ tahun}$$

$$RL \text{ Surface} = \frac{7 \text{ mm} - 4,6875 \text{ mm}}{0,058 \frac{\text{mm}}{\text{y}}}$$

$$RL \text{ Surface} = 39,87 \text{ tahun}$$

Sedangkan bagian permukaan pipa flowline memiliki ketebalan 7 mm. Dari data tersebut dapat diketahui laju korosi permukaan pipa flowline menggunakan persamaan berikut:

$$CR \text{ Surface} = \frac{\text{Previous thick} - \text{Last thick}}{\text{Interval measuring time}}$$

$$\text{Previous thick} : 8,56 \text{ mm}$$

$$\text{Last thick} : 7 \text{ mm}$$

$$\text{Interval measuring time: } 27 \text{ tahun (1997)}$$

$$CR \text{ Surface} = \frac{8,56 \text{ mm} - 7 \text{ mm}}{27 \text{ tahun}}$$

$$CR \text{ Surface} = 0,058 \text{ mm/y}$$

Sisa umur pakai permukaan pada pipa :

$$RL \text{ Surface} = \frac{\text{last thick} - \text{required thick}}{CR}$$

$$\text{Last thick} : 7 \text{ mm}$$

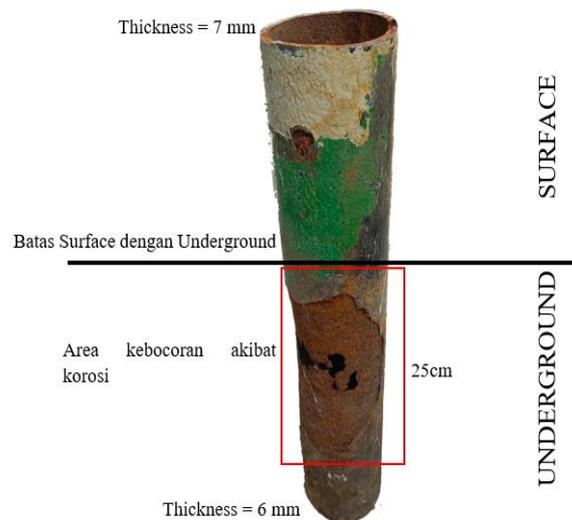
$$\text{Required thick} : 4,6875 \text{ mm}$$

$$CR : 0,058 \text{ mm/y}$$

Dari perhitungan yang telah dilakukan dapat disimpulkan bahwa laju korosi pada pipa *underground* (0,095 mm/y) lebih tinggi dibandingkan bagian *surface* (0,058 mm/y). Hal ini mengindikasikan bahwa lingkungan di bawah tanah (kemungkinan mengandung air tanah, kelembaban tinggi, atau tanah agresif) lebih korosif dibandingkan permukaan.

3.4 Analisis Korosi Pipa Flowline

Sampel pipa flowline perusahaan X yang dianalisa dapat dilihat pada Gambar 2. Berdasarkan hasil perhitungan yang telah dilakukan sebelumnya, maka dapat diketahui bahwa pipa tersebut masih memiliki ketebalan diatas ketebalan minimum dan masih memiliki *remaining life* 13,8 tahun pada *underground pipe* dan 39,87 tahun Pada *surface pipe*. Dari segi usia bisa dilihat pada pipa *underground* memiliki usia yang lebih pendek dibandingkan dengan pipa *surface*, hal ini bisa diakibatkan salah satunya oleh laju korosi pada pipa *underground* lebih tinggi dibandingkan dengan pipa *surface*.



Gambar 2. Sampel Pipa Flowline

Dari analisa visual dan hydrotest diketahui bahwa pipa pada Gambar 2 terdapat kebocoran pada bagian perbatasan antara bagian

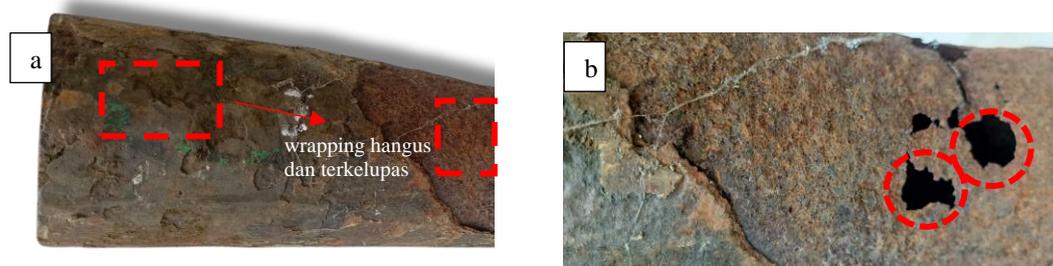
underground dengan *surface*. Kebocoran pipa pada bagian perbatasan ini bisa disebabkan oleh berbagai faktor yang saling berkaitan.

Pertama, kerusakan pada sistem *coating* yang melapisi pipa bawah tanah terjadi. Coating ini berupa wrapping, yang berfungsi sebagai pelindung utama terhadap lingkungan eksternal, mengalami degradasi akibat faktor-faktor seperti suhu yang tinggi (200F) dan juga faktor-faktor eksternal seperti paparan tanah dan air (Goffar, 2011). Kerusakan coating ini mengakibatkan pipa dapat kontak langsung dengan lingkungan eksternal. Selanjutnya, dengan adanya kontak pipa dengan lingkungan luar, maka pipa menjadi rentan terhadap korosi eksternal. Korosi ini terjadi ketika logam pada

Analisa lebih lanjut dari hasil pengamatan visual, diketahui bahwa sistem pelapisan (*coating*) pipa flowline yang diterapkan pada bagian *surface* diaplikasikan coating, sedangkan pada bagian *underground* terdiri atas coating dan wrapping. Perlindungan pada bagian *underground* menunjukkan kelemahan yang cukup besar, meskipun sistem perlindungan awal yang diterapkan terdiri dari *painting dan wrapping*, namun kenyataannya wrapping telah mengalami kerusakan parah berupa hangus dan terkelupas di seluruh area pipa *underground*. Kerusakan ini disebabkan

pipa bereaksi dengan elemen-elemen korosif di lingkungannya, seperti oksigen dan air. Bagian perbatasan sangat rawan terbentuk endapan air akibat hujan yang menyebabkan area pipa di bagian perbatasan lebih cepat terbentuk korosi akibat reaksi pipa dengan endapan air hujan. Sedangkan semakin kedalam tanah endapan air akan lebih mengering secara bertahap karena suhu pada *underground* yang tinggi. Hal tersebut menyebabkan kelembapan (*humidity factor*) pada area permukaan juga naik sehingga dapat mempercepat terjadinya korosi (Assholihat dkk., 2019).

oleh paparan suhu tinggi dalam waktu lama, yang menyebabkan wrapping kehilangan efektivitas sebagai pelindung korosi. Akibatnya, terjadi penurunan ketebalan pipa yang cukup drastis, dari semula 8,56 mm menjadi hanya 6 mm, dengan laju korosi (*corrosion rate*) mencapai 0,095 mm/tahun. Dengan mempertimbangkan ketebalan minimum yang dibutuhkan, usia pakai sisa (*remaining life*) pipa *underground* diperkirakan hanya sekitar 13,82 tahun, jauh lebih pendek dibanding bagian *surface* yang memiliki *remaining life* hingga 39,87 tahun.



Gambar 2. Visual pipa flowline pada (a) *underground* yang menunjukkan wrapping terkelupas dan (b) adanya pitting corrosion pada perbatasan *surface* dan *underground*

Salah satu penyebab utama percepatan korosi pada pipa adalah terjadinya *pitting corrosion* pada area perbatasan antara *surface* dan *underground*. Korosi ditandai dengan munculnya lubang-lubang kecil pada permukaan pipa akibat cacat mekanis seperti goresan pada logam yang bersentuhan langsung dengan tanah, serta keberadaan genangan atau elektrolit pada permukaan logam. Cacat ini diperparah oleh rusaknya wrapping yang seharusnya menjadi pelindung utama. Selain itu, faktor lain yang

mempercepat laju korosi adalah tidak dilakukannya perawatan rutin pada pipa *underground*, berbeda dengan bagian *surface* yang secara berkala mendapatkan pengecatan ulang. Ketidakseimbangan dalam sistem maintenance ini menyebabkan pipa *underground* jauh lebih rentan terhadap degradasi.

Oleh karena itu sebagai upaya mitigasi, direkomendasikan untuk mempertebal sistem coating terutama pada area transisi antara *surface* dan *underground*. Mengingat ketebalan

pipa pada area yang terkorosi parah hanya tinggal 3 mm, sementara pipa dalam kondisi baik mencapai 6 mm, maka diperlukan sistem pelapisan yang memiliki ketahanan terhadap panas dan ketebalan minimal dua kali lipat dari sistem sebelumnya. Langkah ini penting untuk memperlambat laju korosi, melindungi bagian rawan kerusakan, dan secara keseluruhan memperpanjang usia pakai pipa *underground*.

4. Kesimpulan

Berdasarkan analisis yang telah dilakukan, dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Dari hasil analisis ketebalan minimal pipa untuk mengalirkan flowline yaitu 2,1275 mm, sedangkan ketebalan minimum struktur yaitu 4,6875 mm. Jika dibandingkan antara ketebalan minimum design pressure pipa yaitu 2,1275 mm dengan ketebalan minimum structural 4,6875 mm, maka yang digunakan untuk acuan ketebalan minimum pipa adalah ketebalan minimum strukturalnya karena yang digunakan adalah yang memiliki nilai yang paling besar maka tebal minimum pipa sulfolane ini adalah 4,675 mm.

2. Dari hasil laju korosi dan sisa umur pada pipa *underground* yaitu 0,095 mm/y dan sisa umur pada pipa yaitu 13,82 tahun sedangkan laju korosi dan sisa umur pipa *surface* yaitu 0,058 mm/y dan sisa umur pada pipa yaitu 39,87 tahun.

3. Pipa seamless carbon steel di area manifold mengalami korosi sumuran (pitting corrosion) yang merupakan masalah utama yang menyebabkan kerusakan wrapping yang menyebabkan cacat pada logam akibat kontak langsung dengan tanah, serta adanya genangan atau elektrolit pada permukaan logam.

4. Korosi pada pipa seamless carbon steel dapat menyebabkan penipisan dinding pipa. Untuk mengendalikan korosi ini, perlu dilakukan perbaikan internal dan eksternal. Pengendalian korosi di PT. X secara eksternal dilakukan dengan wrapping dan coating, sedangkan secara internal dilakukan dengan inhibitor corrosion untuk membentuk lapisan pasif yang melindungi dari korosi.

5. Referensi

- [1] Abdoel Goffar. (2011). *Rancangan Dasar Perhitungan Proteksi Katodik Dengan Menggunakan Anoda Korban pada Struktur Baja Anjungan Minyak di Lingkungan Air Laut*. Majalah LPL, 45, 82. Jakarta.
- [2] Afandi, Y. K., & Arief, I. S. (2015). Analisa laju korosi pada pelat baja karbon dengan variasi ketebalan coating. *Jurnal Teknik*, 4(2). Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- [3] Aji, A. B., Santosa, A. W. B., & Mulyanto, I. P. (2024). Analisa pengaruh variasi ketebalan serta jenis coating pada pelat baja SS400 terhadap laju korosi dan uji adhesi. *Jurnal Teknik Perkapalan*, 12(2).
- [4] Amadi, S. A. (2007). Analysis of corrosion induced failure of oil pipeline in the marine environment and possible control measures. *Engineering Failure Analysis*, 23, 261–270.
- [5] Apriansyah, R. A., & Jatisukamto, G. (2017). Analisis ketahanan korosi pipa A53 pada lingkungan oil sludge dengan metode C-Ring. *Jurnal Teknik Mesin*, 10(April), 30–35.
- [6] Aruan, R. H., Pratikno, H., & Hadiwidodo, Y. S. (2023). Analisa pengaruh suhu material pada pengaplikasian coating epoxy terhadap kekuatan adhesi baja A36. *Jurnal Teknik*. Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- [7] Assholihat, N. K., Karyati, S. M., & Syafrudin, M. (2019). Suhu dan kelembaban tanah pada tiga penggunaan lahan di Kota Samarinda, Provinsi Kalimantan Timur. *Ulin Jurnal Hutan Tropis*, 3(1), 41–49.
- [8] Eka, A. D., Bambang, A., & Bayu, W. K. (2018, Desember). Analisis laju korosi dan lifetime pipa *underground* baja karbon A53 dengan wrapping protection. *Proceedings of National Conference on Piping Engineering and Its Application*, 3(1), 193–198.

- [9] Eltai, E. O., Musharavati, F., & Mahdi, E. (2019). *Severity of corrosion under insulation (CUI) to structures and strategies to detect it*. *Corrosion Reviews*, 0(0). doi:10.1515/corrrev-2018-0102.
- [10] Hastuti, K., & Gumelar, R. (2017). Efektivitas proteksi katodik sebagai pengendalian laju korosi pipa minyak pada lingkungan tanah gambut. *Seminar Nasional Mitigasi dan Strategi Adaptasi Dampak Perubahan Iklim di Indonesia*.
- [11] Hussein Farh, H. M., Ben Seghier, M. E. A., Taiwo, R., et al. (2023). Analysis and ranking of corrosion causes for water pipelines: a critical review. *npj Clean Water*, 6, 65. <https://doi.org/10.1038/s41545-023-00275-5>
- [12] Juanda, M., dkk. (2017). *Kajian inhibitor NaNO₂ sebagai pengendalian laju korosi pada stainless steel dalam lingkungan NaCl 3,5%*. Surabaya: Program Studi Teknik Kimia, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Jawa Timur.
- [13] Li, P., Zhao, Y., Liu, B., Zeng, G., Zhang, T., Xu, D., Gu, H., Gu, T., & Wang, F. (2017). Experimental testing and numerical simulation to analyze the corrosion failures of single well pipelines in Tahe oilfield. *Engineering Failure Analysis*, 80, 112–122.
- [14] Li, W., Pots, B. F. M., Brown, B., Kee, K. E., & Nesic, S. (2016). A direct measurement of wall shear stress in multiphase flow – Is it an important parameter in CO₂ corrosion of carbon steel pipelines? *Corrosion Science*, 110, 35–45.
- [15] M. H. Sk., Abdullah, A. M., Ko, M., Ingham, B., Laycock, N., Arul, R., & Williams, D. E. (2017). Local supersaturation and the growth of protective scales during CO₂ corrosion of steel: effect of pH and solution flow. *Corrosion Science*, 126, 26–36.
- [16] Okoro, E. E., Kurah, A. M., Sanni, S. E., Dosunmu, A., & Ekeinde, E. B. (2019). Flow line corrosion failure as a function of operating temperature and CO₂ partial pressure using real-time field data. *Engineering Failure Analysis*, 102, 160–169.
- [17] Prabowo, I., Ichsanudin, M., Fuadi, M., Mussoddaq, M., & Paundra, F. (2024). Comparative analysis of water-based inhibitors containing CDEA and TEA against API 5L Grade B. *J-ENSISTEC (Journal of Engineering and Sustainable Technology)*, 11(1), 10180–10188.
- [18] Rachmat, A., & nur hidayatulloh, jajang. (2023). Perancangan mesin pemanasan induksi untuk steel forging dengan temperature controller: Indonesia. *J-ENSISTEC*, 10(01), 900–903.
- [19] Rahmadi, R., Suprihanto, A., & Haryadi, G. D. (tanpa tahun). Pengaruh dissolved oxygen (DO) terhadap laju korosi stainless steel 304 pada larutan NaCl 0,1 M. *Jurnal Teknik Mesin*. Universitas Diponegoro
- [20] Rustandi, A., Adyutatama, M., Fadly, E., & Subekti, N. (2012). Corrosion rate of carbon steel for flowline and pipeline as transmission pipe in natural gas production with CO₂ content. *Makara Journal of Technology*, 16(1), Artikel 9.
- [21] Saxena, R. C., Biswal, J., Pant, H. J., Samantray, J. S., Sharma, S. C., Gupta, A. K., & Ray, S. S. (2018). Application of thin layer activation technique for monitoring corrosion of carbon steel in hydrocarbon processing environment. *Applied Radiation and Isotopes*, 135, 201–206.