

Kajian Korosi pada Pipa Transportasi Gas Pipeline B (SP 02 – SP 03) di Kecamatan Subang Kabupaten Subang Provinsi Jawa Barat

Fayzal Jani Ramdhani*, Elfida Moralista, Sriyanti

Prodi Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Bandung, Indonesia.

*fayzalramdhani.fr@gmail.com

Abstract. Gas transportation activities are a series of activities that are in the oil and gas exploitation stage. The equipment used in transportation activities is metal pipes. Metal pipes are used because they have good resistance to high temperatures and pressures. Due to contact with internal and external environments, metal-based pipes undergo corrosion. Corrosion causes pipe damage or leak susceptibility so it can reduce the remaining life of the pipe. The study was conducted on a gas transportation pipeline in Subang District, Subang Regency, West Java Province. The pipe studied is low carbon steel type API 5L grade X46 along 2,800 meters with the location of the support aboveground and underground pipes. The study aims to determine the type of corrosion that occurs, the corrosion control methods applied, the corrosion rate, and the remaining life of the pipe. Environmental conditions in the study area have daily temperatures around 23°C to 30°C and relative humidity 78% to 84% with an average rainfall of 201.3 mm and include a wet environment. The soil properties of the study area are acidic with a pH value between 5.7 to 6.4. While the resistivity value ranges from 2,247 ohms.cm to 4,451 ohms.cm and belongs to the very corrosive to corrosive type. The methodology of this study is the measurement of pipe thickness reduction to determine the corrosion rate and the remaining service life of the pipe based on API 570. Measurement of the actual thickness of the pipe is carried out using an ultrasonic thickness gauge panametrics MG 2 DL of 15 test points. The type of corrosion that occurs in gas transportation pipelines is the type of uniform corrosion and erosion corrosion. Corrosion control methods applied externally are coatings using Polyken Liquid Adhesive Systems # 1027, wrapping using Polyken # 980/955, cathodic protection of sacrificial anode systems with magnesium. While internally using UIC™ UNICOR™ type inhibitors C. The corrosion rate of the pipe is 0.3296 mm / year to 0.3613 mm / year which is classified as good based on relative corrosion resistance. The remaining service life of the pipe is 11.76 - 15.11 years and the pipe service life of 23 years, with a pipe design life of 20 years indicating that the pipe can be used beyond the design life.

Keywords: Carbon Steel Pipes, Gas, Corrosion Type, Corrosion Control, Corrosion Rate, Remaining Service Life.

Abstrak. Kegiatan transportasi gas merupakan rangkaian kegiatan yang terdapat dalam tahap pengusahaan migas. Peralatan yang digunakan dalam kegiatan transportasi adalah pipa dengan bahan logam. Pipa logam digunakan

karena memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Akibat kontak dengan lingkungan internal dan eksternal, pipa yang berbahan dasar logam mengalami korosi. Adanya korosi menyebabkan pipa rentan terjadi kerusakan ataupun kebocoran sehingga dapat mengurangi sisa umur pakai pipa. Penelitian dilakukan pada pipa transportasi gas di Kecamatan Subang, Kabupaten Subang, Provinsi Jawa Barat. Pipa yang diteliti adalah baja karbon rendah jenis API 5L grade X46 sepanjang 2.800 meter dengan letak pipa support aboveground dan underground. Penelitian bertujuan untuk mengetahui jenis korosi yang terjadi, metode pengendalian korosi yang diaplikasikan, laju korosi, serta sisa umur pakai pipa. Kondisi lingkungan di daerah penelitian memiliki temperatur harian sekitar 21^oC - 31^oC dan kelembapan 78% - 84% dengan curah hujan rata-rata 201,3 mm dan termasuk lingkungan basah. Sifat tanah daerah penelitian adalah asam dengan nilai pH antara 5,7 hingga 6,4. Sedangkan nilai resistivitasnya berkisar antara 2.247 ohm.cm hingga 4.451 ohm.cm dan termasuk ke dalam jenis sangat korosif sampai korosif. Metodologi penelitian ini adalah pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi dan sisa umur pakai pipa berdasarkan API 570. Pengukuran ketebalan aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat ultrasonic thickness gauge panametrics MG 2 DL sebanyak 15 test point. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas adalah jenis korosi merata dan korosi erosi. Metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal ialah coating menggunakan Polyken Liquid Adhesive Systems #1027, wrapping menggunakan Polyken #980/955, proteksi katodik sistem anoda korban dengan magnesium. Sedangkan secara internal menggunakan inhibitor jenis UOPTM UNICORTM C. Laju korosi pipa adalah 0,3296 mm/tahun hingga 0,3613 mm/tahun yang tergolong ke dalam kategori good berdasarkan ketahanan korosi relatif. Sisa umur pakai pipa adalah 11,76 – 15,11 tahun serta umur pakai pipa 23 tahun, sehingga dengan umur desain pipa 20 tahun menunjukkan bahwa pipa dapat digunakan melebihi umur desain.

Kata Kunci: Pipa Baja Karbon, Gas, Jenis Korosi, Pengendalian Korosi, Laju Korosi, Sisa Umur Pakai.

1. Pendahuluan

Indonesia merupakan negara dengan jumlah sumber daya alam yang melimpah. Salah satu komoditas yang mampu mendominasi pasar global adalah minyak dan gas. Sumber daya minyak dan gas mampu menjadi bahan ketahanan bagi perekonomian negara Indonesia. Pada era ini, minyak dan gas merupakan kebutuhan pokok yang mampu menopang kehidupan manusia.

Kegiatan transportasi pada dasarnya menggunakan jaringan pipa. Pipa yang digunakan menggunakan bahan logam. Penggunaan bahan logam sebagai material utama pipa pada dasarnya memanfaatkan sifat ketahanan yang baik pada temperatur tinggi (panas) dan tekanan yang tinggi sekalipun. Tetapi dibalik dari kelebihan yang dimiliki oleh logam, terdapat kekurangan yang mampu membuat kualitas dan kemampuan bahan logam menurun, yakni terjadinya proses korosi pada logam. Korosi pada pipa dapat terjadi karena pipa kontak langsung dengan lingkungan eksternal dan internal.

Mengingat besarnya potensi korosi yang akan terjadi pada pipa, oleh karena itu penelitian mengenai proses korosi terhadap pipa transportasi sangatlah penting guna meminimalisir kerusakan dan kebocoran pada pipa serta mengurangi sisa umur pakai pipa sehingga berdampak kerugian bagi perusahaan. Penelitian ini juga dimaksudkan pipa transportasi tidak terganggu. Untuk menjamin agar hal tersebut, maka kajian mengenai korosi pada pipa harus dilakukan.

Perumusan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Jenis korosi apa yang terjadi pada pipa transportasi gas?
 2. Apa saja metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi gas?
 3. Berapa laju korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas?
 4. Berapa sisa umur pakai pipa transportasi gas?"
- Selanjutnya, tujuan dalam penelitian ini, yaitu:
1. Mengetahui jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas;
 2. Mengetahui metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi gas;
 3. Mengetahui laju korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas;
 4. Mengetahui sisa umur pakai pipa transportasi gas.

2. Landasan Teori

Baja karbon adalah jenis logam paduan yang dibentuk atas unsur besi (Fe) dan karbon (C). Unsur besi merupakan komposisi utama yang digunakan dalam pembuatan baja dan unsur karbon merupakan komposisi paduannya. Unsur karbon yang dipadukan sebesar 0,2% hingga 2,14% yang digunakan sebagai unsur penguat dalam struktur baja. Baja karbon diklasifikasikan menjadi 3 (tiga) macam berdasarkan nilai kandungan karbonnya, yakni:

1. Baja Karbon Rendah (*Low Carbon Steel*)
Baja karbon rendah merupakan baja karbon dengan kadar unsur karbon di bawah 0,3%.
2. Baja Karbon Sedang (*Medium Carbon Steel*)
Baja karbon sedang merupakan baja karbon dengan kadar unsur karbon 0,3% - 0,59%.
3. Baja Karbon Tinggi (*High Carbon Steel*)
Baja karbon tinggi merupakan baja karbon dengan kadar unsur karbon lebih dari 0,6%.

Gas bumi merupakan sumber daya alam yang berada di bawah permukaan bumi. Eksploitasi gas bumi dilakukan dengan cara pengeboran hingga mencapai cekungan, kemudian gas bumi dialirkan ke atas permukaan dengan menggunakan pipa. Terdapat beberapa jenis gas yang seringkali dialirkan dalam pipa, diantaranya yaitu *Liquid Natural Gas* (LNG), *Liquid Petroleum Gas* (LPG), dan *Compressed Natural Gas* (CNG).

Korosi adalah suatu peristiwa penurunan kualitas logam yang ditandai dengan adanya perubahan fisik pada logam. Korosi disebabkan oleh adanya reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungan sekitarnya. Korosi dapat dikatakan sebagai serangan yang mampu merusak kondisi logam. Ahli mengatakan bahwa korosi merupakan penurunan mutu atau kualitas logam akibat dari reaksi elektrokimia logam dengan lingkungannya (*Trethewey K.R. dan J. Chamberlain, 1991*).

Jenis-jenis korosi yaitu korosi merata, korosi sumuran, korosi galvanik, korosi erosi, korosi celah, korosi retak tegang. Terdapat 2 (dua) faktor penyebab yang dapat mempengaruhi laju korosi, yaitu faktor internal dan faktor eksternal **Tabel 1**. Metoda pengendalian korosi yaitu *coating, wrapping, proteksi katodik, dan inhibitor*.

Tabel 1. *Corrosivity Ratings Based on Soil Resistivity*

No.	Soil Resistivity (Ohm.cm)	Corrosivity Rating
1.	>20,000	<i>Essentially noncorrosive</i>
2.	10,000 to 20,000	<i>Mildly corrosive</i>
3.	5,000 to 10,000	<i>Moderately corrosive</i>
4.	3,000 to 5,000	Korosif
5.	1,000 to 3,000	<i>Highly corrosive</i>
6.	<1,000	<i>Extremely corrosive</i>

Ketahanan korosi relatif untuk baja digolongkan berdasarkan nilai laju korosi **Tabel 2**.

Tabel 2. Corrosion of MPY with Equivalent Metric-Rate Expression

Relative Corrosion Resistance	Mpy	mm/yr	µm/yr	Nm/h	Pm/s
Outstanding	<1	<0.02	<25	<2	<1
Excellent	1 – 5	0.02 – 0.1	25 – 100	2 – 10	1 – 5
Good	5 – 20	0.1 – 0.5	100 – 500	10 – 50	20 – 50
Fair	20 – 50	0.5 – 1	500 – 1,000	50 – 150	20 – 50
Poor	50 – 200	1 – 5	1,000 – 5,000	150 – 500	50 – 200
Unacceptable	200+	5+	5,000+	500+	200+

Sumber: MG Fontana, *Rekayasa Korosi*, McGraw-Hill, 3rd ed, hal 172, 1996 Dicitak Ulang dengan Izin, McGraw-Hill Book Co.

American Petroleum Institute (API) 570 merupakan standar baku mengenai sistem perpipaan. Dalam API 570 terdapat beberapa persamaan untuk menentukan umur pakai pipa yang meliputi *thickness required* (Tr), *Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP), *Corroton Rate* (CR), dan *Remaining Service Life* (RSL).

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Pada pipa transportasi gas yang digunakan adalah API 5L *Grade X46* yang memiliki kandungan karbon sebesar 0,28%. Berdasarkan komposisi karbon yang menjadi paduan pipa tersebut bahwa <0,3 % adalah *low carbon steel*. Komposisi material pipa transportasi gas menggunakan API 5L *Grade B* berdasarkan ISO 3183:2012 dapat dilihat pada **Tabel 3**.

Tabel 3. Komposisi Kimia Material Pipa API 5L *Grade X46*

API 5L <i>Grade X46</i> 24" (Low Carbon Steel)	
<i>Ferrum, %</i>	98,11
<i>Carbon, max %</i>	0,28
<i>Manganese, max %</i>	1,4
<i>Phosphorus, max %</i>	0,03
<i>Sulfur, max %</i>	0,03
<i>Vanadium, max %</i>	0,05
<i>Niobium, max %</i>	0,05
<i>Titanium, max %</i>	0,05

Sumber: ISO 3183:2012

Pipa API 5L *Grade X46* yang digunakan dalam transportasi gas ini memiliki spesifikasi sebagai berikut **Tabel 4**.

Tabel 4. Spesifikasi Pipa

PIPELINE DATA		
<i>Design Code</i>	ASME B31.8	
<i>Description</i>	24" Schedule 40	
<i>Location of Installation</i>	Subang	
<i>Service</i>	Gas	
<i>Year Installed</i>	1997	
<i>Year Inspection</i>	2020	
<i>Dimension</i>	<i>Nominal Thickness (mm)</i>	17.48
	<i>Outside Diameter (mm)</i>	609.6
	<i>Length (m)</i>	2,800
<i>Type</i>	<i>Underground and Support Above Ground</i>	
<i>Design Pressure (Psi)</i>	535	
<i>Operating Pressure (Psi)</i>	400	
<i>Design Temperature (°C)</i>	46	
<i>Operating Temperature (°C)</i>	40	

PIPELINE DATA	
<i>Line Pipe</i>	API 5L Grade X46
<i>Weld Joint Factor (E)</i>	1
<i>Specified Minimum Yield Strength (SMYS) (Psi)</i>	46,000
<i>Design Factor</i>	0,72
<i>Allowable Stress Value (S = 0,72 x SMYS) (Psi)</i>	33,120

Sumber : ASME B 31.8

Fluida yang ditransportasikan adalah gas bumi, berikut pada **Tabel 5** adalah komposisi dan karakteristik gas.

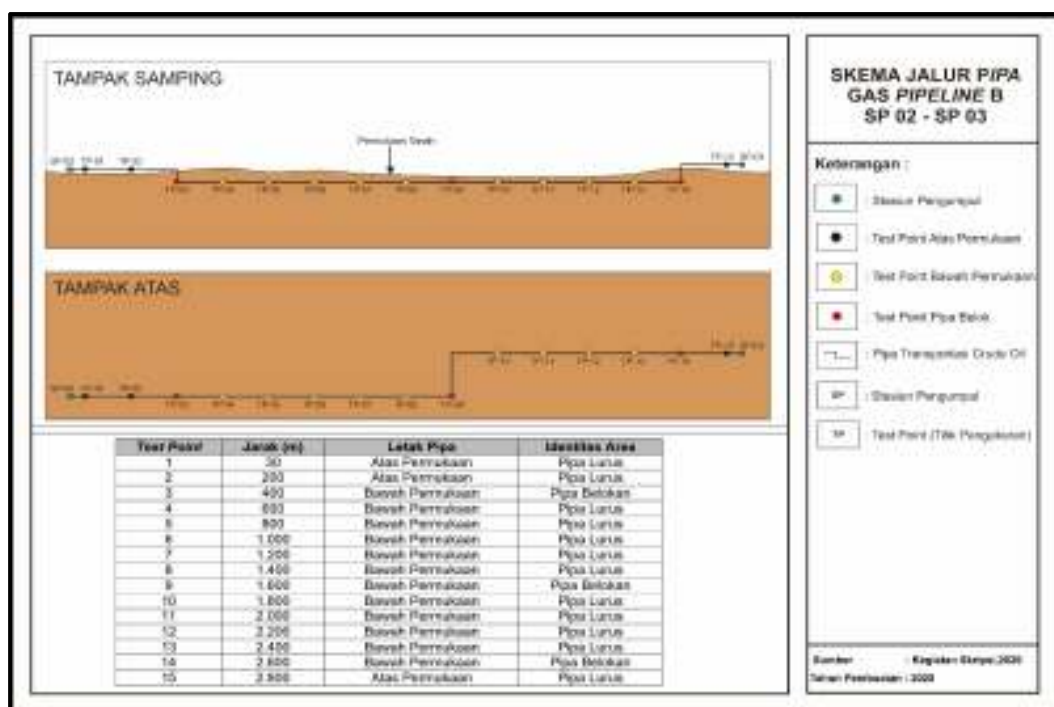
Tabel 5. Komposisi dan Karakteristik Gas

Test Point		-	Trunkline	Method
Sample Pressure		psig	360	
Sample Temperature		°F	95	
Numb.	Test Parameter	Unit	-	GPA 2261 - 00
1	<i>Nitrogen (N₂)</i>	% mol	7,77	
2	<i>Carbon dioxide (CO₂)</i>	% mol	4,95	
3	<i>Methane (C₁)</i>	% mol	81,56	
4	<i>Ethane (C₂)</i>	% mol	2,54	
5	<i>Propane (C₃)</i>	% mol	1,57	
6	<i>I-Butane (i-C₄)</i>	% mol	0,38	
7	<i>N-Butane (n-C₄)</i>	% mol	0,37	
8	<i>I-Pentane (i-C₅)</i>	% mol	0,19	
9	<i>N-Pentane (n-C₅)</i>	% mol	0,14	
10	<i>Hexane + (C₆⁺)</i>	% mol	0,53	
Total			100	-
Gross Heating Value		BTU/Ft3	977,7	GPA 2172 - 9
Specific Gravity		-	0,6958	
Compressibility		(Z-Factor)	0,9975	
Dew Point		lb/MMscfd	77	ASTM D -1142
H₂S		ppm	Trace	H ₂ S Drager

Skema jalur pipa pada penelitian ini dimulai dari stasiun pengumpulan (SP) 02 sampai stasiun pengumpulan (SP) 03. Pengukuran dilakukan sebanyak 15 *test point* pada pipa sepanjang 2.800 meter. Terdapat 3 *test point* yang berada di atas permukaan tanah dan 12 *test point* berada di bawah permukaan. Selain itu, sepanjang pipa yang diamati terdapat 3 *test point* beridentitas belokan. Penempatan *test point* didasarkan pada rencana perusahaan yang mewakili aspek teknis dan ekonomis. **Gambar 1**

Temperatur udara harian di daerah penelitian berkisar antara 21°C – 31°C dengan kelembapan 78%-84%. Curah hujan tertinggi di daerah penelitian bernilai 884 mm³ yakni pada bulan Maret 2018. Tanah yang berada pada daerah penelitian adalah jenis latosol. Tanah daerah penelitian termasuk ke dalam kategori asam dengan pH 5,7 – 6,4 Hasil pengukuran pH tanah pada 12 *test point* dapat dilihat pada **Tabel 6**.

Tabel 1. Skema Jalur Pipa



Tabel 6. pH Tanah

Test Point	Jarak (m)	Letak Pipa	Identitas Area	pH Tanah
1	30	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-
2	200	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-
3	400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	6
4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,2
5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,4
6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,4
7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,2
8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6
9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	5,7
10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,9
11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6
12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,2
13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,2
14	2.600	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	6
15	2.800	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-

Hasil pengukuran resistivitas tanah pada 12 *test point* dapat dilihat pada Tabel 7.

Tabel 7. Resistivitas Tanah

Test Point	Jarak (m)	Letak Pipa	Identitas Area	Resistivitas Tanah (ohm.cm)	Tingkat Korosivitas
1	30	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-	-
2	200	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-	-
3	400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	3.782	Korosif
4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	4.256	Korosif
5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	4.451	Korosif
6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	4.573	Korosif
7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	4.168	Korosif
8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.518	Korosif
9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	2.247	Sangat Korosif
10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	2.690	Sangat Korosif
11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.731	Korosif
12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	4.178	Korosif
13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	4.271	Korosif
14	2.600	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	3.908	Korosif
15	2.800	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-	-

Berdasarkan pengurangan ketebalan (penipisan) pipa yang terjadi secara merata pada permukaan pipa, maka jenis korosi yang terjadi di sepanjang jalur pipa transportasi gas adalah jenis korosi merata. Pada Sebagian pipa terutama di belokan, korosi yang terjadi adalah korosi erosi.

Metoda pengendalian korosi secara eksternal menggunakan *coating* dengan *Polyken Liquid Adhesive Systems #1027*, *wrapping* dengan *Polyken #980/955*, proteksi katodik sistem anoda korban dengan Magnesium (Mg) sebagai anoda korbannya. Sedangkan metoda pengendalian korosi secara internal menggunakan inhibitor dengan inhibitor *UOP™ UNICOR™ C Corrosion*.

Hasil pengukuran ketebalan pipa dapat dilihat pada **Tabel 8** sebagai berikut:

Tabel 8. Tebal Aktual Pipa

Test Point	Jarak (m)	Identitas Area	Ketebalan Pipa pada Posisi Pengukuran (mm)				Tebal Aktual Pipa (mm)
			0°	90°	180°	270°	
1	30	Pipa Lurus	9,81	9,82	9,86	9,85	9,81
2	200	Pipa Lurus	9,90	9,95	9,97	9,94	9,90
3	400	Pipa Belokan	9,44	9,32	9,42	9,4	9,32
4	600	Pipa Lurus	9,71	9,76	9,77	9,8	9,71
5	800	Pipa Lurus	9,66	9,64	9,67	9,60	9,60
6	1.000	Pipa Lurus	9,65	9,63	9,68	9,62	9,62
7	1.200	Pipa Lurus	9,55	9,54	9,59	9,57	9,54
8	1.400	Pipa Lurus	9,67	9,70	9,69	9,68	9,67
9	1.600	Pipa Belokan	9,21	9,17	9,2	9,23	9,17
10	1.800	Pipa Lurus	9,56	9,60	9,63	9,61	9,56
11	2.000	Pipa Lurus	9,68	9,70	9,69	9,62	9,62
12	2.200	Pipa Lurus	9,78	9,75	9,70	9,77	9,70
13	2.400	Pipa Lurus	9,84	9,83	9,77	9,8	9,77
14	2.600	Pipa Belokan	9,45	9,41	9,46	9,43	9,41
15	2.800	Pipa Lurus	9,68	9,74	9,72	9,71	9,68

Keterangan:

: Ketebalan pipa minimal pada setiap *test point* (tebal aktual)

: Tebal aktual pipa tertinggi (mm)



: Tebal aktual pipa terendah (mm)

9. Berikut adalah contoh parameter perhitungan *test point* 1 yang dapat dilihat pada **Tabel 9**.

Tabel 9. Contoh Parameter Perhitungan pada *Test Point* 1

No.	Parameter	Nilai
1	Umur Pipa (tahun)	23
2	<i>Design Pressure</i> (P) (psi)	535
3	<i>Design Factor</i>	0.72
4	<i>Weld Joint Factor</i> (E)	1
5	<i>Specified Minimum Yield Strength</i> (SMYS) (psi)	46.000
6	<i>Allowable Stress Value</i> (S) (S=0,72 x SMYS) (psi)	33.120
7	<i>Corrosion Allowance</i> (CA) (mm)	0
8	Tebal Nominal (mm)	17,48
9	Tebal Aktual (mm)	9,81
10	<i>Outside Diameter</i> (D) (mm)	609,6

1. Thickness Required (tr)

$$\begin{aligned} \text{Thickness Required (tr)} &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\ &= \frac{535 \text{ psi} \times 609,6 \text{ mm}}{2 \times 33.120 \text{ Psi} \times 1} + 0 \\ &= 4,92 \text{ mm} \end{aligned}$$

2. Perhitungan Maximum Allowance Working Pressure

$$\begin{aligned} \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times \text{tebal aktual}}{D} \\ &= \frac{2 \times 33.120 \text{ psi} \times 1 \times 9,81 \text{ mm}}{609,6 \text{ mm}} \\ &= 1.065,32 \text{ psi} \end{aligned}$$

3. Perhitungan Laju korosi (Corrosion Rate)

$$\begin{aligned} \text{Laju Korosi} &= \frac{\text{tebal nominal} - \text{tebal aktual}}{\text{Umur pipa}} \\ &= \frac{17,48 \text{ mm} - 9,81 \text{ mm}}{23 \text{ tahun}} \\ &= 0,33 \text{ mm/tahun} \end{aligned}$$

4. Perhitungan Remaining Service Life (Sisa Umur Pakai)

$$\begin{aligned} \text{Remaining Service Life} &= \frac{\text{tebal aktual} - \text{thickness required}}{\text{Laju Korosi}} \\ &= \frac{9,81 \text{ mm} - 4,92 \text{ mm}}{0,33 \text{ mm/tahun}} \\ &= 14,81 \text{ tahun} \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan laju korosi yang telah dilakukan, didapatkan hasil laju korosi pada pipa transportasi gas. Laju korosi terbesar terdapat pada test point 9 yang tepatnya pada pipa belokan, dengan nilai laju korosi 0,3613 mm/tahun. Serta, laju korosi terendah terdapat pada test point 2 yakni pada pipa lurus dengan nilai laju korosi sebesar 0,3296 mm/tahun. Untuk nilai sisa umur pakai (remaining service life) pipa, pipa transportasi gas yang memiliki sisa umur pakai terlama adalah pada test point 2 dengan lama waktu 15,11 tahun. Sedangkan pipa dengan sisa umur pakai terpendek terdapat pada test point 9 dengan lama waktu 11,76 tahun. **Tabel 10.**

Tabel 10. Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa

<i>Test Point</i>	Jarak (m)	Identitas Area	Letak Pipa	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual (mm)	Pengurangan Ketebalan (mm)	<i>Thickness Required</i> (mm)	Laju Korosi (mm/thn)	RSL (Tahun)
1	30	Pipa Lurus	Atas Permukaan	17,48	9,81	7,67	4,92	0,3335	14,66
2	200	Pipa Lurus	Atas Permukaan	17,48	9,90	7,58	4,92	0,3296	15,11
3	400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	17,48	9,32	8,16	4,92	0,3548	12,40
4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,71	7,77	4,92	0,3378	14,18
5	800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,60	7,88	4,92	0,3426	13,66
6	1.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,62	7,86	4,92	0,3417	13,75
7	1.200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,54	7,94	4,92	0,3452	13,38
8	1.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,67	7,81	4,92	0,3396	13,99
9	1.600	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	17,48	9,17	8,31	4,92	0,3613	11,76
10	1.800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,56	7,92	4,92	0,3443	13,47
11	2.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,62	7,86	4,92	0,3417	13,75
12	2.200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,70	7,78	4,92	0,3383	14,13
13	2.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,77	7,71	4,92	0,3352	14,47
14	2.600	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	17,48	9,41	8,07	4,92	0,3509	12,80
15	2.800	Pipa Lurus	Atas Permukaan	17,48	9,68	7,80	4,92	0,3391	14,04

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian ini, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Jenis korosi yang terjadi di sepanjang jalur pipa transportasi gas di Subang adalah korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi.
2. Metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi gas ini adalah *coating one layer* jenis *Polyken Liquid Adhesive Systems #1027*, *wrapping Polyken #980/955*, proteksi katodik jenis anoda korban menggunakan unsur magnesium (Mg), serta di untuk internal pipa dilapisi oleh inhibitor jenis UOP™ UNICOR™ C.
3. Laju korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas ini adalah 0,3296 mm/tahun hingga 0,3613 mm/tahun. Berdasarkan ketahanan korosi relatif, laju korosi tersebut termasuk ke dalam kategori *good*.
4. Sisa umur pakai pipa pada jalur pipa transportasi gas ini adalah 11,74 tahun hingga 15,11 tahun.

5. Saran

Berdasarkan hasil penelitian ini, penulis dapat memberi saran sebagai berikut:

1. Perlu adanya pembersihan (*cleaning*) dan pelapisan kembali (*recoating*) pada permukaan pipa yang mengalami kerusakan coating atau bagian yang telah terkelupas.
2. Perlu adanya pengawasan yang intensif dan berkala terhadap pipa pada bagian atau lokasi lingkungan yang memiliki tingkat korosivitas tinggi terutama pada *test point* 9.

Daftar Pustaka

- [1] Aliansyah, Kahfi Kautsar., Moralista, Elfida., Muchsin, A.Machali., 2020, “Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa (*Remaining Service Life / RSL*) Pada Jalur Pipa Transportasi Solar TBBM Tasikmalaya – TBBM Ujung Berung di Pertamina TBBM Tasikmalaya, Kecamatan Tawang, Kota Tasikmalaya, Provinsi Jawa Barat”, ISSN: 2460-6499, P 276-286, Universitas Islam Bandung
- [2] Alvares, et.al., 2013, “*Koppen’s Climate Classification*”, *Meteorol. Z.*, Vol.22 No.6, Published Online January 2014, Brazil. Page 713
- [3] Ananda, Dwi Cahyo., Moralista, Elfida., Yuliadi., 2020, “Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa Pada Jalur Pipa Produksi Naphtha Oil Dari *Oxygen Stripper Receiver* 31-v-101 ke *Oxygen Stripper Overhead Pump* 31-P-102 A?B di PT Pertamina (Persero) Refinery Unit (RU) VI Balongan, Kabupaten Indramayu, Provinsi Jawa Barat”, ISSN: 2460-6499, P 433-439, Universitas Islam Bandung
- [4] Anonim, BBSDLP, 2019. “Data Base Jenis Tanah”, Sumber Informasi Lahan Pertanian
- [5] Anonim, API 570, 2015, “*Inspector’s Examination*”, Pressure Piping Inspector, American Petroleum Institute
- [6] Anonim, ASME B31.4, 2012, “*Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries*”, American Society of Mechanical Engineer.
- [7] Anonim, BPS Subang., 2019, “Subang Dalam Angka 2019”, Subang in Figures 2019, Katalog: 1102001.3213
- [8] Daryanto, dan Amanto, 2006, “Ilmu Bahan”, Bumi Aksara, Jakarta
- [9] Fontana, M. G. 1987, “*Corrosion Engineering*“, *Third Edition*, McGraw – Hill Book Company, Singapore. Chapter 1 page 5, chapter 2 page 23 – 26 and chapter 4 page 172.
- [10] Hunafa, Irham., Moralista, Elfida., Pramusanto., 2018, “Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (*Remaining Service Life/RSL*) *Discharge Conveyor* di PT Ganesa Korosi Indonesia pada Site PT Amman Mineral Nusa Tenggara, Kabupaten Sumbawa Barat Provinsi Nusa Tenggara Barat”, ISSN: 2460-6499, P 233-242, Universitas Islam Bandung
- [11] ISO 3183.2012, “*Petroleum and natural gas industries – Steel pipe for pipeline transportation systems*“, *Third Edition, the International Organization for Standardization, Switzerland*
- [12] Jones, A. Denny, 1996, “*Principles and Prevention of Corrosion*”, New Jersey, Prentice Hall
- [13] Mc. Kinsey, “API Gravity”, Energy Insight, mckinseyenergyinsight.com
- [14] Moralista, Elfida, 2005, “Studi Efektivitas Inhibisi Kalsium Nitrit dan Natrium Dikromat pada Korosi Baja Tulangan Galvanis dalam Larutan Pori Beton Artifisial dengan *Electrochemical Impedance Spectroscopy*”, Institut Teknologi Bandung, Bandung
- [15] M., Elfida, Zaenal, dan C., Chamid, 2005, “Studi Upaya Peningkatan Umur Pakai Konstruksi Bangunan Melalui Penghambatan Korosi Baja Tulangan Beton dengan Menggunakan Inhibitor Korosi”, Vol.III No. 2 P 104-112, Universitas Islam Bandung.
- [16] Mulyono, Dedi., 2014, “Analisis Karakteristik Curah Hujan di Wilayah Kabupaten Garut Selatan” *Jurnal Konstrksi*, ISSN: 2302-7312 Vo.13 No.1 2014 STTG: Garut. Hal. 3
- [17] Roberge, Pierre, 2000, “*Corrosion Engineering: Principles and Practice*”, New York, Mc. Grawhil, Chapter 2 page 150, Chapter 5 page 333-334 and 364-366
- [18] Silitonga P. H., 1973, “Peta Geologi Lembar Bandung, Jawa Barat” Bandung: Indonesia.
- [19] Tjakasana, Nanda Adi, Moralista. Elfida, Nasrudin. Dudi, 2019, “Penentuan Laju Korosi Dan Sisa Umur Pakai (*Remaining Service Life / RSL*) Pada Jalur Pipa Transportasi Crude Oil Dari Tangki – A1 Ke Crude Destilation Unit IV Di PT Pertamina (Persero) RU V, Kecamatan Balikpapan Tengah, Kota Balikpapan, Provinsi Kalimantan Timur”, Universitas Islam Bandung
- [20] Trethewey K.R. dan J. Chamberlain, 1991, “Korosi”, PT Gramedia Pustaka Utama, Jakarta.
- [21] Yanti, D. 2009. “Perbandingan Hasil Penentuan Curah Hujan Bulanan Menurut Teori Mohr

dan Oldeman dengan Pendekatan Sistem Informasi Geografis”, Hal. 9-10, UIN Syarif Hidayatullah: Jakarta

- [22] Zaki, Ahmad, 2006, “*Principles of Corrosion Engineering and Corrosion Control*”, Butterworth-Heinemann, Jordan Hill, UK.