

Kajian Korosi pada Pipa Transportasi Gas *Pipeline C* (SP 03 – SP 04) di Kecamatan Subang Kabupaten Subang Provinsi Jawa Barat

Malvin Raditya^{*}, Elfida Moralista, Zaenal

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

*radityamalvin@gmail.com

Abstract. In the exploited gas transportation activities will be transported through pipes with In gas transportation activities that have been exploited will be transported through pipes with metal base materials. Metals have a stronger resistance to high temperatures and pressures. Although the metal has a strong durability, the metal can also experience a decrease in quality due to corrosion resulting in a reduction in the thickness of the pipe which can cause leakage in the pipe and the remaining lifetime of the pipe is low. This corrosion can be detrimental to the company if the use of pipes is not treated and controlled, so that production activities will be disrupted by corrosion. Therefore maintenance and needed monitoring are with a study of corrosion so that the transportation process will not be disrupted. This research was conducted on a gas transportation pipeline along the 3,200 meters with the pipe position above and below the ground surface. This research was conducted to determine the type of corrosion, corrosion control methods, corrosion rate, and the remaining service life of the pipe. Environmental conditions in the study area are acidic environment with soil pH of 5.7 - 6.3, average air temperature of 21°C – 31°C, relative humidity of 78% - 84%, and has soil resistivity of 2,289 - 3,622 ohms. cm including the level of corrosivity is very corrosive - corrosive. The methodology of this research 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 pipe thickness uses a Panametrics MG 2 DL Ultrasonic Thickness Gauge tool at 17 test points. The type of corrosion that occurs in gas transportation pipelines is a type of uniform corrosion and erosion corrosion. The internal control method is by using a corrosion inhibitor with UOPTM UNICORTM C. Whereas for controlling the corrosion of pipes externally using a coating with a type of Polyken Liquid Adhesive System 1027, wrapping using Polyken 980/955 and cathodic protection with Mg metal as the sacrificial anode. Corrosion rate that is 0.3874 - 0.4226mm / year is included in the category good based on relative corrosion resistance. The remaining lifetime of the pipe is 10.71-13.42 years, indicating that the pipe can still be used beyond the design life of the pipe which is 20 years.

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

Abstrak. Pada kegiatan transportasi gas yang sudah dieksploitasi akan ditransportasi melalui pipa-pipa dengan bahan dasar logam. Logam memiliki daya tahan yang baik terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Meskipun

demikian logam dapat mengalami penurunan kualitas akibat korosi sehingga terjadi pengurangan ketebalan pipa yang dapat menyebabkan kebocoran pada pipa dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Korosi ini dapat merugikan perusahaan apabila penggunaan pipa tidak dipelihara dan dikontrol, sehingga kegiatan transportasi gas akan terganggu. Oleh karena itu diperlukan pemeliharaan dan monitoring dengan kajian mengenai korosi pada pipa ini agar proses transportasi gas tidak terganggu. Penelitian ini dilakukan pada pipa transportasi gas sepanjang 3.200 meter dengan posisi pipa berada di atas dan di bawah permukaan tanah. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui jenis korosi, metode pengendalian korosi, laju korosi, dan sisa umur pakai dari pipa. Kondisi lingkungan pada daerah penelitian yaitu lingkungan asam dengan pH tanah 5,7 - 6,3, temperatur udara rata-rata 21°C – 31°C, kelembaban relatif 78% - 84%, dan memiliki resistivitas tanah sebesar 2.289 – 3.622 ohm.cm termasuk tingkat korosivitasnya sangat korosif – korosif. Metodologi penelitian ini adalah pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi dan sisa umur pakai pipa berdasarkan API 570. Pengukuran tebal pipa aktual menggunakan alat Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL pada 17 test point. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas merupakan jenis korosi merata dan korosi erosi. Metode pengendaliannya secara internal yaitu dengan menggunakan inhibitor korosi dengan UOPTM UNICORTM C. Sedangkan untuk pengendalian korosi pipa secara eksternal menggunakan coating dengan jenis Polyken Liquid Adhesive System 1027, wrapping menggunakan Polyken 980/955 dan proteksi katodik dengan logam Mg sebagai anoda korbannya. Laju korosi yaitu 0,3874 - 0,4226mm/tahun dan termasuk kategori good berdasarkan ketahanan korosi relatifnya. Umur pakai pipa 19 tahun dan sisa umur pakai pipa adalah 10,71-13,42 tahun, hal ini menunjukkan bahwa pipa dapat digunakan melebihi umur desain pipa yaitu 20 tahun.

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

1. Pendahuluan

Indonesia merupakan negara dengan sumber daya energi gas bumi yang tinggi. Dalam kegiatan eksplorasi, eksploitasi dan transportasi gas bumi digunakan peralatan-peralatan salah satunya adalah pipa yang terbuat dari bahan dasar logam. Penggunaan bahan logam dalam industri gas bumi dikarenakan logam memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan tinggi. Namun dalam penggunaannya, logam dapat mengalami korosi akibat interaksi dengan lingkungan sekitar, sehingga kualitas logam akan menurun. Logam yang mengalami penurunan kualitas akan menyebabkan logam menjadi menipis, berlubang, retak, dan berubah sifat fisik maupun sifat mekaniknya.

Korosi pada pipa transportasi gas dapat mengakibatkan terjadinya pengurangan ketebalan pipa, kebocoran pada pipa dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Upaya pengendalian korosi, pemeliharaan dan monitoring sangat perlu dilakukan untuk meminimalisir korosi yang dapat terjadi. Salah satunya adalah melalui kajian korosi ini yang dilakukan pada pipa transportasi gas sehingga kegiatan transportasi gas tidak terganggu..

Apabila dilihat dari latar belakang yang sudah ada, dapat didapatkan rumusan masalah dalam penelitian ini sebagai berikut: “Apa jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas?,” “Apa saja metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi gas?,” “Faktor-faktor lingkungan apa saja yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa transportasi gas?,” “Berapa laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) 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 faktor-faktor lingkungan yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa.
4. Mengetahui laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa transportasi gas.

2. Landasan Teori

Gas bumi merupakan gas alam yang memiliki campuran kompleks dari beberapa gas hidrokarbon dan mudah menguap dari golongan parafin yang terdiri dari 1 hingga 4 atom karbon (C) pada setiap molekulnya seperti : Metana, Etana, Propana dan Butanadan sejumlah hidrokarbon. Migas sendiri merupakan senyawa hidrokarbon yang berasal dari kerak bumi, keterbentukannya secara alami dengan berbagai macam jenisnya (cair, padat dan gas). Biasanya Migas digunakan untuk aspal, minyak mentah, dan gas. Gas bumi merupakan semua jenis hidrokarbon berupa gas yang dihasilkan dari bumi. Biasanya gas bumi yang sudah dieksploitasi, proses transportasinya melalui pipa. Berikut ini beberapa jenis gas yang dialirkan melalui pipa. (Nandi, 2006)

Beberapa jenis gas adalah sebagai berikut (Purwanto, 2018):

1. *Liquid Natural Gas*, Merupakan suatu gas yang di dalamnya mengandung metana (CH₄), pada tahap selanjutnya harus dicairkan pada tekanan atmosfer dengan temperatur 163^oC.
2. *Liquid Petroleum Gas*, LPG sendiri adalah gas bumi yang terdapat propane (C₃H₈) dan butana (C₄H₁₀) dan dicairkan.
3. *Compressed Natural Gas*, CNG adalah gas bumi yang telah dimampatkan dengan tekanan tinggi yang menyebabkan penurunan besar volume bisa sampai 1/250 dari volume gas standar.

Baja karbon merupakan material yang terbentuk dari campuran Fe (besi) dan C (karbon). Baja karbon memiliki kandungan karbon kurang dari 2,14%. Baja karbon dibagi menjadi tiga, yaitu:

1. Low Carbon Steel
Low Carbon Steel adalah jenis baja karbon dengan kandungan karbon < 0,3%.
2. Medium Carbon Steel
Medium Carbon Steel adalah jenis baja karbon dengan kandungan karbon 0,3% - 0,6%.
3. High Carbon Steel
High Carbon Steel adalah jenis baja karbon dengan kandungan karbon sebesar > 0,6%.

Korosi atau yang sering disebut dengan perkaratan merupakan suatu kerusakan yang terjadi pada logam yang disebabkan oleh elektrokimia antara logam dengan lingkungan sekitarnya (Kenneth, R. Trethewey, 1991). Terjadinya korosi dapat disebabkan oleh reaksi redoks antara logam dengan lingkungan sekitarnya dan menghasilkan senyawa-senyawa yang tidak diinginkan dan tidak baik untuk logam. Korosi yang terjadi itu disebut sebagai autokatalis karena karat pada logam tersebut dapat mempercepat proses korosi berikutnya, seperti yang terjadi pada logam besi. Besi yang mengalami korosi menjadikan karatan dengan rumus Fe₂O₃.XH₂O.

Adapun jenis korosi yang pada umumnya terjadi diantaranya adalah korosi merata, korosi erosi, korosi sumuran, korosi celah, korosi galvanik, korosi temperatur tinggi, *stress corrosion cracking*, dan *corrosion fatigue*. Faktor-faktor yang mempengaruhi laju korosi yaitu faktor internal dan faktor eksternal. Untuk mengatasi korosi dapat menggunakan beberapa metode pengendalian korosi yaitu *coating*, *wrapping*, proteksi katodik, dan inhibitor.

Ketahanan suatu material logam terhadap korosi dapat menghasilkan laju korosi yang berbeda-beda. Oleh karena itu ketahanan korosi material logam biasanya digolongkan berdasarkan nilai laju korosinya. Ketahanan korosi relatif untuk baja dapat dilihat pada **Tabel 1**.

Tabel 1. 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 adalah standar dalam sistem pemipaan yang di dalamnya terdapat beberapa rumus untuk memperkirakan umur pakai pipa yang meliputi *thickness required* (Tr), *Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP), *Corrosion Rate* (CR), dan *Remaining Service Life* (RSL).

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Fluida Fluida yang ditransportasikan adalah berupa gas, dengan komposisi dan karakteristik gas tertentu dan kadar yang berbeda-beda seperti yang dapat dilihat pada **Tabel 2**.

Tabel 2. Komposisi dan Karakteristik gas

Titik Sampling	-	Trunkline	Metode
Tekanan Contoh	psig	360	
Temperatur Contoh	°C	35	
No.	Parameter Uji	Satuan	Jumlah
1	Nitrogen (N ₂)	% mol	7,77
2	Carbondioxide (CO ₂)	% mol	4,95
3	Methane (C ₁)	% mol	81,56
4	Ethane (C ₂)	% mol	2,54
5	Propane (C ₃)	% mol	1,57
6	I-Butane (i-C ₄)	% mol	0,38
7	N-Butane (n-C ₄)	% mol	0,37
8	I-Pentane (i-C ₅)	% mol	0,19
9	N-Pentane (n-C ₅)	% mol	0,14
10	Hexane + (C ₆ +))	% mol	0,53
<i>Gross Heating Value</i>		BTU/FT3	977,7
<i>Specific Gravity</i>		-	0,6958
<i>Compressibility</i>		(Z-factor)	0,9975
<i>Dew Point</i>		lb/MMscfd	77
H ₂ S		ppm	trace

Pipa transportasi gas pipeline C (SP 03 – SP 04) menggunakan material pipa yaitu API 5L Grade X46 dengan kandungan karbon sebesar 0,28%. Berdasarkan kandungan karbon yang dimiliki, material pipa tersebut termasuk pada jenis *low carbon steel*. Komposisi material pipa API 5L Grade X46 berdasarkan standar ISO 3183:2012 dapat dilihat pada **Tabel 3**.

Tabel 3. Komposisi Kimia Material Pipa API 5L Grade B ISO 3183:2012

API 5L Grade X 46 24" (Low Carbon Steel)	
Ferrum, max %	97,57
Carbon, max %	0,28
Manganese, max%	1,4
Phosphorus, max %	0,3
Sulfur, max %	0,3
Vanadium, max %	0,05
Niobium, max %	0,05
Titanium, max %	0,05

Sumber: ISO 3183:2012

Berdasarkan ASME (American Society of Mechanical Engineers), material pipa API 5L Grade X46 dengan schedule 40 dan ukuran pipa 24 inch memiliki spesifikasi tebal nominalnya 17,48 mm dan diameter luar 609,6 mm (Anonim 2002). Terdapat beberapa parameter lainnya seperti spesifikasi dasar dari material pipa yang digunakan, hal ini dapat dilihat pada **Tabel 4**.

Tabel 4. Spesifikasi Pipa

PIPELINE DATA		
<i>Design Code</i>	ASME B 31.8	
<i>Description</i>	24" schedule 40	
<i>Location of Installation</i>	Subang	
<i>Service</i>	Gas	
<i>Year Installed</i>	2000	
<i>Year Inspection</i>	2019	
<i>Dimension</i>	<i>Nominal Thickness (mm) (ASME)</i>	17.48
	<i>Outside Diameter (mm)</i>	609.6
	<i>Length (m)</i>	3,200
<i>Type</i>	<i>Underground & Supported Aboveground</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	
<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 31.4

Nilai resistivitas tanah yang didapatkan dari pengukuran sebanyak 12 test point di sekitar area pipa transportasi gas dan tingkat korosivitas tanah dapat dilihat pada **Tabel 5**.

Tabel 5. Resistivitas Tanah

<i>Test Point</i>	Jarak (m)	Identitas Area	Letak Pipa	Resistivitas Tanah (Ω .cm)	Tingkat Korosivitas
TP-1	20	Pipa Lurus	Atas Permukaan	-	-
TP-2	200	Pipa Lurus	Atas Permukaan	-	-
TP-3	400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	3.446	Korosif
TP-4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3.609	Korosif
TP-5	800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3.397	Korosif
TP-6	1.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	2.957	Sangat Korosif
TP-7	1.200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	2.841	Sangat Korosif
TP-8	1.400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	2.736	Sangat Korosif
TP-9	1.600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	2.333	Sangat Korosif
TP-10	1.800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	2.289	Sangat Korosif
TP-11	2.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	2.959	Sangat Korosif
TP-12	2.200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3.430	Korosif
TP-13	2.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3.622	Korosif
TP-14	2.600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3.515	Korosif
TP-15	2.800	Pipa Belokan	Atas Permukaan	-	-
TP-16	3.000	Pipa Lurus	Atas Permukaan	-	-
TP-17	3.200	Pipa Lurus	Atas Permukaan	-	-

Dari hasil pengukuran pada 12 *test point*, maka didapatkan pH tanah sebesar 5,7 – 6,3 yang masuk ke dalam kategori asam. Dapat dilihat pada **Tabel 6**.

Tabel 6. pH Tanah

<i>Test Point</i>	Jarak (m)	Letak Pipa	Identitas Area	pH Tanah
TP-1	20	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-
TP-2	200	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-
TP-3	400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	6,1
TP-4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,3
TP-5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,1
TP-6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,9
TP-7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	5,9
TP-8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,9
TP-9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,7
TP-10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,7
TP-11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,9
TP-12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,1
TP-13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,3
TP-14	2.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,1
TP-15	2.800	Atas Permukaan	Pipa Belokan	-
TP-16	3.000	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-
TP-17	3.200	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-

Dari data resistivitas tanah dari hasil pengukuran resistivitas tanah di sekitar pipa




transportasi gas pipeline C (SP 03 – SP 04) sebesar 2.321 – 3.654 Ω .cm. maka hasil pengukuran resistivitas tanah tersebut masuk ke dalam kategori sangat korosif sampai korosif.

Jenis korosi yang terjadi adalah korosi merata (Uniform Corrosion) dan korosi erosi (Erosion Corrosion). Hal ini dapat ditunjukkan dengan adanya pengurangan ketebalan pipa yang terjadi hampir secara merata pada seluruh test point, akibat reaksi antara pipa dengan lingkungan internal dan eksternal pipa. Metode pengendalian korosi diaplikasikan pada pipa transportasi gas ini secara internal dan eksternal. Pengendalian korosi secara internal dilakukan dengan menggunakan inhibitor korosi. Jenis inhibitor korosi yang digunakan adalah UOPTM UNICORTM C Corrosion Inhibitor. Pengendalian korosi secara eksternal dilakukan berupa coating, wrapping dan proteksi katodik. Coating yang digunakan pada pipa adalah Polyken Liquid Adhesive Systems 1027 yang merupakan perekat cair yang terdiri dari elastomer berbasis butil dicampur dengan resin polimer yang dilarutkan dalam sistem pelarut organik. Hasil pengukuran ketebalan pipa dapat dilihat pada **Tabel 7** sebagai berikut

Tabel 7. Tebal Aktual Pipa

Test Point	Jarak (m)	Letak Pipa	Identitas Area	Ketebalan Pipa pada Posisi Pengukuran (mm)				Tebal Aktual Pipa (mm)
				0°	90°	180°	270°	
TP-1	20	Atas Permukaan	Pipa Lurus	9,83	9,83	9,84	9,82	9,82
TP-2	200	Atas Permukaan	Pipa Lurus	9,72	9,74	9,73	9,71	9,71
TP-3	400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	9,94	9,93	9,95	9,94	9,93
TP-4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	10,09	10,08	10,07	10,08	10,07
TP-5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	10,02	10,01	9,99	10,02	9,99
TP-6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	9,68	9,65	9,67	9,66	9,65
TP-7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	9,75	9,74	9,77	9,75	9,74
TP-8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	9,81	9,80	9,83	9,82	9,80
TP-9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	9,52	9,52	9,49	9,51	9,49
TP-10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	9,47	9,47	9,45	9,46	9,45
TP-11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	9,72	9,71	9,69	9,68	9,68
TP-12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	9,97	9,98	9,97	9,95	9,95
TP-13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	10,15	10,13	10,12	10,14	10,12
TP-14	2.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	10,07	10,01	10,06	10,04	10,01
TP-15	2.800	Atas Permukaan	Pipa Belokan	9,72	9,69	9,73	9,75	9,69
TP-16	3.000	Atas Permukaan	Pipa Lurus	9,78	9,75	9,79	9,79	9,75
TP-17	3.200	Atas Permukaan	Pipa Lurus	9,74	9,75	9,73	9,71	9,71

Keterangan:

-  : Ketebalan pipa minimal pada setiap test point (tebal aktual)
-  : Tebal aktual pipa tertinggi
-  : Tebal aktual pipa terendah

Berikut adalah contoh parameter perhitungan pada *test point* 1 yang dapat dilihat pada **Tabel 8**.

Tabel 8. Contoh Parameter Perhitungan pada Test Point 1

No.	Parameter Data	Nilai
1	Umur Pipa (Tahun)	19
2	<i>Design Pressure (P) (psi)</i>	535
3	<i>Design Factor</i>	0,72
4	<i>Weld Joint Factor (E)</i>	1
5	<i>Minimum Yield Strength (psi)</i>	46.000
6	<i>Allowable Stress Value (S) (psi)</i>	33.120
7	<i>Corrosion Allowance (mm)</i>	0
8	Tebal Nominal (mm)	17,48
9	Tebal Aktual (mm)	9,82
10	Diameter Luar (D) (mm)	609,6

Sumber: ASME B 31.4

1. Perhitungan Thickness Required (tr)

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

Perhitungan Maximum Allowance Working Pressure

$$\begin{aligned} \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times \text{tebal aktual}}{D} \\ &= \frac{2 \times 33.120 \text{ psi} \times 1 \times 9,82 \text{ mm}}{609,6 \text{ mm}} = 1.067,05 \text{ psi} \end{aligned}$$

2. Perhitungan Laju korosi (*Corrosion Rate*)

$$\begin{aligned} \text{Laju Korosi} &= \frac{\text{tebal nominal} - \text{tebal aktual}}{\text{Umur pipa}} \\ &= \frac{17,48 \text{ mm} - 9,82 \text{ mm}}{19 \text{ tahun}} = 0,4032 \text{ mm/tahun} \end{aligned}$$

3. Perhitungan *Remaining Service Life* (Sisa Umur Pakai)



$$\begin{aligned} \text{RSL} &= \frac{\text{tebal aktual} - \text{thickness required}}{\text{Laju Korosi}} \\ &= \frac{9,82 \text{ mm} - 4,92 \text{ mm}}{0,4032 \text{ mm/tahun}} = 12,15 \text{ tahun} \end{aligned}$$

Dari data yang diperoleh laju korosi dan sisa umur pakai pipa transportasi gas nilai laju korosi tertinggi terdapat test point 10 dengan pengurangan ketebalan 0,4226 mm/tahun. Sedangkan untuk nilai laju korosi terendah pada test point 13 yaitu 0,3874 mm/tahun. Nilai sisa umur pakai pipa tertinggi terdapat pada test point 13 yaitu 13,4239 tahun sedangkan nilai sisa umur pakai terendah terdapat pada test point 10 yaitu 10,7186 tahun. Berikut adalah hasil perhitungan laju korosi dan sisa umur pakai pipa yang dapat dilihat pada **Tabel 9**.

Tabel 9. Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa

Test Point	Jarak (m)	Identitas Area	Letak Pipa	Tebal Nominal Pipa (mm)	Tebal Aktual Pipa (mm)	Pengurangan Ketebalan (mm)	Thickness Required (mm)	Laju Korosi (mm/Tahun)	Sisa Umur Pakai (Tahun)
TP-1	20	Pipa Lurus	Atas Permukaan	17,48	9,82	7,66	4,92	0,4032	12,1540
TP-2	200	Pipa Lurus	Atas Permukaan	17,48	9,71	7,77	4,92	0,4089	11,7130
TP-3	400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	17,48	9,93	7,55	4,92	0,3974	12,6079
TP-4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	10,07	7,41	4,92	0,3900	13,2051
TP-5	800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,99	7,49	4,92	0,3942	12,8611
TP-6	1.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,65	7,83	4,92	0,4121	11,4777
TP-7	1.200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	17,48	9,74	7,74	4,92	0,4074	11,8320
TP-8	1.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,80	7,68	4,92	0,4042	12,0729
TP-9	1.600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,49	7,99	4,92	0,4205	10,8673
TP-10	1.800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,45	8,03	4,92	0,4226	10,7186
TP-11	2.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,68	7,80	4,92	0,4105	11,5949
TP-12	2.200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	9,95	7,53	4,92	0,3963	12,6919
TP-13	2.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	10,12	7,36	4,92	0,3874	13,4239
TP-14	2.600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	10,01	7,47	4,92	0,3932	12,9465
TP-15	2.800	Pipa Belokan	Atas Permukaan	17,48	9,69	7,79	4,92	0,4100	11,6341
TP-16	3.000	Pipa Lurus	Atas Permukaan	17,48	9,75	7,73	4,92	0,4068	11,8719
TP-17	3.200	Pipa Lurus	Atas Permukaan	17,48	9,71	7,77	4,92	0,4089	11,7130

Keterangan:

-  : Laju korosi (*CR*) terendah dan sisa umur pakai (*RSL*) pipa tertinggi
-  : Laju korosi (*CR*) tertinggi dan sisa umur pakai (*RSL*) pipa terendah

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian ini, maka dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas adalah korosi merata (uniform corrosion) dan korosi erosi.
2. Metode pengendalian korosi secara eksternal yang diterapkan adalah metode coating menggunakan Polyken Liquid Adhesive Systems 1027 dan metode wrapping menggunakan Polyken 980/955. Selain itu juga menggunakan metode proteksi katodik menggunakan logam Mg sebagai anoda korban. Sedangkan metode pengendalian korosi secara internal menggunakan UOP TM UNICOR TM C Corrosion Inhibitor.
3. Faktor-faktor lingkungan eksternal yaitu pH tanah dan resistivitas tanah sangat mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa.
4. Laju korosi (Corrosion Rate) pipa transportasi gas sebesar 0,3874 – 0,4226 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatifnya masuk dalam kategori good. Sedangkan sisa umur pakai (Remaining Service Life) pipa transportasi gas sebesar 10,7186 – 13,4239 tahun, sehingga pipa masih dapat digunakan melebihi umur desain pipa yaitu 20 tahun.

5. Saran

Berdasarkan hasil penelitian, maka penulis memberikan saran sebagai berikut:

1. Sebaiknya dilakukan perbaikan coating dan wrapping pada pipa-pipa yang sudah mengalami kerusakan.

2. Sebaiknya dilakukan inspeksi yang lebih intensif pada test point atau pada permukaan pipa yang tingkat korosivitasnya tinggi.

Daftar Pustaka

- [1] 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”, Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Februari 2020), ISSN : 2460-6499 ; P 133-140, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [2] Anonim, API 570, 2015, “Inspector’s Examination”, Pressure Piping Inspector, American Petroleum Institute.
- [3] Anonim, ASME B31.4, 2002, “Pipeline Transportation System for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids “, The American Society of Mechanical Engineers, United States
- [4] Fauzan. Muhammad Djamal, Moralista. Elfida, Fauzi. Noor, 2019, “Penentuan Laju Korosi Dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life / RSL) pada Jalur Pipa Transportasi Gas SP Subang – SP Citarik di PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field, Kecamatan Subang, Kabupaten Subang Provinsi Jawa Barat”, Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Agustus 2019), ISSN: 2460-6499; P 433-439, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [5] Daryanto, Amanto, 2006, “Ilmu Bahan”, Bumi Aksara, Jakarta.
- [6] Hutaeruk, Franky Yonatan, 2017, “Analisa Laju Korosi pada Pipa Baja Karbon dan Pipa Galvanis dengan Metode Elektrokimia”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- [7] Jones, A. Denny, 1996, “Principal and Prevention of Corrosion”, Prentice Hall, New Jersey.
- [8] Kenneth, R. Trethewey, 1991, “Korosi untuk Mahasiswa Sains dan Rekayasa”, PT Gramedia Pustaka Utama, Jakarta.
- [9] Marcus P and Oudar J, 1995, “Corrosion Mechanisms in Theory and Practice”, Marcel Dekker Inc.
- [10] Nandi, 2006, “Minyak dan Gas Bumi”, Universitas Pendidikan Indonesia, Bandung.
- [11] 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.
- [12] Moralista, Elfida, Zaenal, dan Chamid, Chusharini, 2005, “Studi Upaya Peningkatan Umur Pakai Konstruksi Bangunan melalui Penghambatan Korosi Baja Tulangan Beton dengan Menggunakan Inhibitor Korosi”, Jurnal Penelitian & pengabdian (2 Juli – Desember 2015) ISSN: 1693-699X: P 104-112, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [13] Purwanto, 2018, “Gas sebagai Energi Alternatif pada Penggerak Kapal”, Sekolah Tinggi Maritim dan Transport Akademi Maritim Nasional Indonesia, Semarang.
- [14] Utomo, Budi, 2009, “Jenis Korosi dan Penanggulangannya”, Universitas Diponegoro, Semarang.