

Kajian Sisa Umur Pakai Pipa Transportasi Gas pada *Pipeline E (SP 05 – SP 06)* di Kecamatan Subang Kabupaten Subang Provinsi Jawa Barat

Frima Maulianto Azis^{*}, Elfida Moralista, Noor Fauzi Isniarno

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

*frimazis98@gmail.com

Abstract. In the gas industry activities, in general, using pipelines which the transportation pipe material is made of metal. The use of metal as a basic material for pipes due to the nature of metals that have high resistance in withstanding high temperatures and pressures. However, metal pipes can experience a decrease in quality and capability due to corrosion due to direct contact with the environment around the transportation pipeline. As a result of corrosion the transportation pipe will experience a reduction in pipe thickness and can cause the remaining life of the pipe to be low. Therefore, we need a monitoring of the transportation pipeline so that the gas transportation activities run effectively. This corrosion research was carried out on a gas transportation pipeline along the 3,300 meters with 18 *test point* placed above and below the surface. This corrosion research aims to determine the type of corrosion, the corrosion control methods used, the corrosion rate and the remaining service life of the pipe (Remaining Service Life). Environmental conditions in the study area are acidic environments with soil pH of 5.7 - 6.4 with an ambient temperature of 26oC - 30oC and soil resistivity of 2,270 - 4,438 ohms.cm which fall into the very corrosive - corrosive category. The methodology used in this research is to use pipe thickness reduction measurement data to determine the Corrosion Rate and Remaining Service Life of the pipe based on the American Petroleum Institute (API) Standard 570. Measurement of the actual thickness of the pipe is carried out using a tool Panametrics MG 2 DL Ultrasonic Thickness Gauge at 18 test points. The types of corrosion that occur in gas transportation pipelines are uniform corrosion (Erosion Corrosion). The external corrosion control methods used are the coating method using the Polyken Liquid Adhesive System 1027, the wrapping method using Polyken 980/955, and the cathodic protection method for sacrificial anodes (SACP) using Magnesium as the sacrificial anode. Whereas the internal corrosion control method is the inhibitor method using UOPTM UNICORTM C Corrosion Inhibitor. Corrosion rate in gas transportation pipelines is 0.3329 to 0.3771 mm/year, which based on relative corrosion resistance is included in the good category. Whereas for the remaining service life of this gas transportation pipe is 16.30 to 20.71 years which shows that the pipe can still be used beyond the design life of the pipe which is 25 years.

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

Abstrak. Dalam kegiatan industri gas pada umumnya menggunakan jalur-jalur pipa yang material pipa transportasi tersebut berbahan dasar logam. Penggunaan logam sebagai bahan dasar pipa dikarenakan sifat logam yang memiliki ketahanan yang tinggi dalam menahan temperatur dan tekanan yang tinggi. Akan tetapi, pipa logam dapat mengalami penurunan kualitas dan kemampuan yang diakibatkan adanya korosi karena terdapat kontak langsung dengan lingkungan di sekitar pipa transportasi tersebut. Akibat korosi tersebut pipa transportasi akan mengalami pengurangan ketebalan pipa dan dapat menyebabkan sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Oleh karena itu, diperlukan suatu *monitoring* terhadap pipa transportasi agar kegiatan transportasi gas berjalan efektif. Penelitian korosi ini dilakukan terhadap pipa transportasi gas sepanjang 3.300 meter dengan 18 *test point* yang diletakkan di atas dan di bawah permukaan tanah. Penelitian korosi ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi, metoda pengendalian korosi yang digunakan, laju korosi (*Corrosion Rate*) dan sisa umur pakai pipa (*Remaining Service Life*). Kondisi lingkungan di daerah penelitian merupakan lingkungan asam dengan pH tanah 5,7 – 6,4 dengan suhu lingkungan sebesar 26°C – 30°C serta resistivitas tanah 2.270 – 4.438 ohm.cm yang termasuk ke dalam kategori sangat korosif – korosif. Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi (*Corrosion Rate*) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa berdasarkan *American Petroleum Institute (API) Standard 570*. Pengukuran tebal aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL* pada 18 *test point*. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas adalah korosi merata (*Uniform Corrosion*) dan korosi erosi (*Erosion Corrosion*). Metoda pengendalian korosi secara eksternal yang digunakan adalah dengan metoda *coating* menggunakan *Polyken Liquid Adhesive System 1027*, metoda *wrapping* menggunakan *Polyken 980/955*, serta metoda proteksi katodik anoda korban (SACP) menggunakan logam Magnesium sebagai anoda korban. Sedangkan metoda pengendalian korosi secara internal adalah dengan metoda inhibitor menggunakan UOP™ UNICOR™ C *Corrosion Inhibitor*. Laju korosi pada pipa transportasi gas adalah sebesar 0,3329 – 0,3771 mm/tahun, yang berdasarkan ketahanan korosi relatif termasuk ke dalam kategori *good*. Sedangkan untuk sisa umur pakai pipa transportasi gas ini adalah sebesar 16,30 – 20,71 tahun yang menunjukkan bahwa pipa masih dapat digunakan melebihi umur desain pipa yaitu 25 tahun.

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

1. Pendahuluan

Dalam Indonesia merupakan salah satu negara dengan penghasil minyak dan gas bumi terbesar. Penggunaan gas alam saat ini sudah banyak digunakan dalam industri seperti dalam industri rumah tangga maupun sebagai sumber daya energi pembangkit tenaga listrik. Dalam kegiatan pertambangan gas, terdapat kegiatan pendistribusian dengan menggunakan pipa yang berbahan dasar logam. Logam merupakan material yang memiliki berbagai macam fungsi baik sebagai material utama dari suatu bahan ataupun sebagai material campuran untuk bahan lain. Penggunaan logam pada bahan dasar pipa dikarenakan sifat logam yang memiliki ketahanan yang tinggi dalam menahan temperatur dan tekanan yang tinggi. Akan tetapi, logam juga mempunyai kekurangan yang dapat menyebabkan menurunnya kualitas dan kemampuan dari fungsi logam tersebut, yaitu karena terjadinya korosi pada logam.

Korosi merupakan kerusakan atau penurunan kualitas pada suatu bahan material (logam) yang disebabkan karena logam yang bereaksi secara kimia dengan lingkungan. Lingkungan

tersebut dapat berupa air, gas, udara, larutan asam, dan lain-lain. Dari adanya korosi tersebut akan mengakibatkan kerugian karena kemampuan dan kualitas suatu material akan berkurang.

Mengingat bahan dasar pipa yang digunakan adalah logam dan adanya fluida yang melewati pipa tersebut, maka kemungkinan terjadinya korosi akan semakin besar. Untuk memaksimalkan kegiatan pendistribusian gas, maka diperlukan adanya analisis pengendalian terhadap korosi yang terjadi pada pipa. Dengan mengetahui faktor yang mempengaruhi terjadinya korosi, maka pengendalian korosi dapat dilakukan dengan meninjau tiga faktor terjadinya korosi, yaitu bahan, lingkungan, dan interaksi bahan dengan lingkungan. Sehingga dengan melakukan analisis pengendalian korosi, dapat diketahui laju korosi dan nilai umur pakai pipa.

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan, maka perumusan masalah dalam penelitian ini sebagai berikut: “Apa jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas?”, “Apa saja metoda pengendalian korosi yang diterapkan pada pipa transportasi gas?”, “Berapa laju korosi (*corrosion rate*) pada pipa transportasi gas?”, “Berapa sisa umur pakai (*remaining service life*) 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 diterapkan pada pipa transportasi gas.
3. Mengetahui laju korosi (*corrosion rate*) pada pipa transportasi gas.
4. Mengetahui sisa umur pakai (*remaining service life*) pipa transportasi gas.

2. Landasan Teori

Logam merupakan suatu material dengan karakteristik seperti kekerasan dan kepadatan yang cukup tinggi sehingga sulit untuk dapat ditembus dengan cahaya dan logam juga mampu mengalirkan listrik dengan baik. Selain itu, logam juga memiliki ketahanan yang cukup kuat sehingga dapat ditempa untuk menjadi beragam bentuk tanpa mengalami kerusakan yang fatal. Pada saat ini material logam banyak digunakan di berbagai industri dengan berbagai macam produk seperti pipa, mesin, kabel, dan lain-lain. Logam terbagi menjadi dua, yaitu logam murni yang hanya terdiri dari satu jenis unsur dan logam paduan yang terdiri dari dua atau lebih jenis unsur serta merupakan campuran dari dua macam logam atau lebih yang ketika dalam keadaan cair (*Daryanto dan Amanto, 2006*).

Baja karbon merupakan suatu material yang terbentuk dari campuran besi dan karbon. Beberapa material pipa logam yang biasa digunakan sebagai sarana transportasi serta distribusi minyak dan gas adalah sebagai berikut: (*Hutahuruk, Franky Yonatan, 2017*)

1. Baja Karbon Rendah (*Low Carbon Steel*)
Baja karbon rendah mempunyai kandungan karbon < 0,3%.
2. Baja Karbon Medium (*Medium Carbon Steel*)
Baja karbon medium mempunyai kandungan karbon 0,3% - 0,6%.
3. Baja Karbon Tinggi (*High Carbon Steel*)
Baja karbon tinggi mempunyai kandungan karbon sebesar > 0,6%.

Gas bumi atau gas alam merupakan suatu bahan bakar fosil berbentuk gas yang berarti pencampuran gas dan uap hidrokarbon yang terjadi secara alamiah. Komposisi gas alam atau komponen utamanya terdiri dari metana ($\text{CH}_4 = 80\%$), etana ($\text{C}_2\text{H}_6 = 7\%$) propana ($\text{C}_3\text{H}_8 = 6\%$), butana ($\text{C}_4\text{H}_{10} = 4\%$), isobutana dan pentana (C_5H_{12}).

Korosi merupakan suatu peristiwa penurunan kualitas logam yang diakibatkan adanya reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungan (*Kenneth, R. Trethewey, 1991*). Korosi juga dapat diartikan sebagai peristiwa alamiah yang terjadi pada bahan dan merupakan proses kembalinya bahan ke kondisi semula saat bahan ditemukan dan diolah dari alam.

Proses perusakan atau penurunan kualitas logam tersebut akan merugikan karena mengakibatkan penurunan sifat fisik mekanik material logam terhadap lingkungan di sekitarnya. Selain itu, korosi juga dapat terjadi dikarenakan lingkungan yang korosif pada logam yang akan mempercepat terjadinya korosi pada logam. Lingkungan korosif tersebut dapat terjadi jika adanya senyawa-senyawa korosif yang bereaksi dengan kandungan air atau uap air yang berada di tempat logam tersebut berada.

Jenis-jenis korosi yaitu korosi merata, korosi sumuran, korosi tegangan, korosi erosi, korosi galvanik, korosi celah, dan pencucian selektif. Faktor-faktor yang mempengaruhi laju

korosi yaitu faktor internal dan faktor lingkungan. Metoda pengendalian korosi yaitu *coating*, *wrapping*, proteksi katodik, dan inhibitor.

Ketahanan suatu material dalam menghadapi korosi pada kondisi tertentu akan menghasilkan laju korosi yang berbeda-beda. Oleh karena itu, perlu dilakukan penggolongan berdasarkan nilai laju korosi yang terjadi pada material yang dapat dilihat pada **Tabel 1**.

Tabel 1. Corrosivity Ratings Based on Soil Resistivity

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

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.

Untuk perhitungan *Corrosion Rate*, *Thickness Required*, *Maximum Allowable Working Pressure*, dan *Remaining Service Life* ini mengacu pada standar API 570, dimana standar ini digunakan untuk menentukan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa.

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Pada pipa transportasi gas *pipeline* E (SP 05 – SP 06), material pipa yang digunakan adalah API 5L *Grade X46* yang memiliki kandungan karbon maksimal sebesar 0,28%. Berdasarkan kandungan karbon tersebut, maka material pipa termasuk ke dalam jenis *low carbon steel*. Untuk detail komposisi material pipa transportasi gas *pipeline* E (SP 05 – SP 06) menggunakan API 5L *Grade X46* berdasarkan ISO (*International Organization for Standardization*) 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)	
Ferrum, %	96,46
Carbon, max %	0,28
Manganese, max%	1,4
Copper, max%	0,5
Nickel, max%	0,5
Chromium, max%	0,5
Molybdenum, max%	0,15
Phosphorus, max %	0,03
Sulfur, max %	0,03
Vanadium, max %	0,05
Niobium, max %	0,05
Titanium, max %	0,05
Ferrum, %	96,46

Sumber: ISO 3183:2012

Berdasarkan ASME B31.8 (*American Society of Mechanical Engineers*), material pipa transportasi gas *pipeline* (SP 05 – SP 06) yang menggunakan API 5L *Grade X46 schedule 40* dengan diameter 24 *inch* memiliki spesifikasi tebal nominal sebesar 17,48 mm. Untuk detail

spesifikasi material pipa transportasi gas *pipeline E* (SP 05 – SP 06) dapat dilihat pada **Tabel 4**.

Tabel 4. Spesifikasi Pipa Transportasi Gas

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>		2002
<i>Year Inspection</i>		2019
<i>Dimension</i>	<i>Nominal Thickness (mm) (ASME)</i>	12.70 (ASME)
	<i>Outside Diameter (mm)</i>	273.1
	<i>Length (m)</i>	2,500
<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

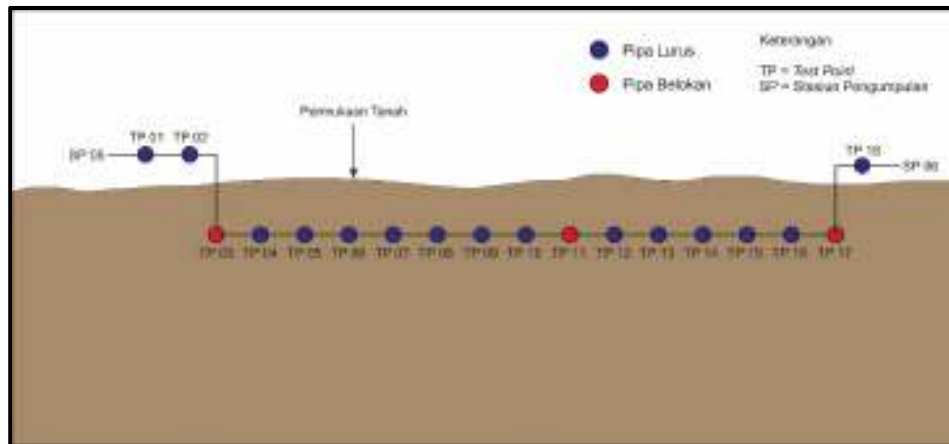
Sumber : ASME B 31.4

Fluida yang ditransportasikan pada pipa transportasi gas *pipeline E* (SP 05 – SP 06) merupakan gas yang sudah mengalami proses pengurangan kadar gas oksigen. Gas yang mengalir tersebut memiliki tekanan contoh sebesar 360 psi dan temperatur contoh sebesar 35°C. Berikut komposisi dan karakteristik gas yang dapat dilihat pada **Tabel 5**.

Tabel 5. Komposisi dan Karakteristik Gas

Titik Sampling		-	Trunkline	Metoda
Tekanan Contoh		psi	360	
Temperatur Contoh		°C	35	
No.	Parameter Uji	Satuan	Jumlah	
1	Nitrogen (N ₂)	% mol	7,77	GPA 2261 - 00
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	GPA 2172 - 9
<i>Specific Gravity</i>		-	0,6958	
<i>Compressibility</i>		(Z-factor)	0,9975	
<i>Dew Point</i>		lb/MMscfd	77	ASTM D-1142
H ₂ S		ppm	trace	H ₂ S Drager

Skema jalur pipa pada penelitian ini dimulai dari stasiun pengumpulan (SP 05 – SP 06). Pengukuran dilakukan pada pipa sepanjang 3.300 meter dengan 18 *test point*. Terdapat 15 *test point* yang diletakkan di atas permukaan tanah, dan 3 *test point* yang diletakkan di bawah permukaan tanah. Selain itu, terdapat 3 *test point* yang beridentitas belokan.



Gambar 1. Skema Jalur Pipa

Hasil pengukuran pH tanah dan resistivitas tanah pada 15 test point dapat dilihat pada Tabel 6 dan Tabel 7.

Tabel 6. pH Tanah

Test Point	Jarak (m)	Letak Pipa	Identitas Area	pH Tanah
1	15	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-
2	200	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-
3	400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	6,3
4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,4
5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,3
6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,1
7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6
8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,1
9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,7
10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,7
11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	5,9
12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,0
13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,3
14	2.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,3
15	2.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,2
16	3.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,1
17	3.200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	6,1
18	3.300	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-

Tabel 7. Resistivitas Tanah

<i>Test Point</i>	Jarak (m)	Letak Pipa	Identitas Area	Resistivitas Tanah (ohm.cm)	Tingkat Korosivitas
1	15	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-	-
2	200	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-	-
3	400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	4.253	Korosif
4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	4.438	Korosif
5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	4.064	Korosif
6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.717	Korosif
7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	2.562	Sangat Korosif
8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.593	Korosif
9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	2.270	Sangat Korosif
10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	2.517	Sangat Korosif
11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	2.904	Sangat Korosif
12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.122	Korosif
13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	4.069	Korosif
14	2.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.653	Korosif
15	2.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.780	Korosif
16	3.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.152	Korosif
17	3.200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	3.256	Korosif
18	3.300	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-	-

Berdasarkan pengukuran resistivitas tanah pada area sekitar pipa transportasi gas *pipeline E* (SP 05 – SP 06) sebanyak 15 *test point* didapatkan nilai sebesar 2.517 – 4.438 Ω .cm. Dari hasil pengukuran resistivitas tanah, berdasarkan **Tabel 1** (*corrosivity ratings based on soil resistivity*) masuk ke dalam kategori sangat korosif sampai korosif.

Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas *pipeline E* (SP 05 – SP 06) ini merupakan korosi merata (*Uniform Corrosion*) yang terjadi pada eksternal pipa dan korosi erosi (*Erosion Corrosion*) yang terjadi pada internal pipa.

Metoda pengendalian korosi secara eksternal dilakukan dengan metoda *coating* menggunakan pipa *Polyken Liquid Adhesive Systems 1027*, *wrapping* menggunakan Polyken 980/955, dan proteksi katodik menggunakan Magnesium (Mg) sebagai anoda korban. Sedangkan metoda pengendalian korosi secara internal menggunakan inhibitor *UOPTM UNICORTM C Corrosion Inhibitor*. 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°	
1	20	Atas Permukaan	Pipa Lurus	11,81	11,79	11,76	11,80	11,76
2	200	Atas Permukaan	Pipa Lurus	11,86	11,85	11,82	11,84	11,82
3	400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	11,31	11,26	11,28	11,30	11,26
4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	11,63	11,66	11,67	11,65	11,63
5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	11,61	11,60	11,57	11,59	11,57
6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	11,71	11,73	11,70	11,68	11,68
7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	11,25	11,23	11,26	11,27	11,23
8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	11,57	11,56	11,54	11,58	11,54
9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	11,56	11,55	11,53	11,54	11,53
10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	11,22	11,22	11,21	11,23	11,21
11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	11,08	11,07	11,09	11,08	11,07
12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	11,15	11,13	11,15	11,17	11,13
13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	11,44	11,43	11,39	11,40	11,39
14	2.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	11,64	11,64	11,61	11,63	11,61
15	2.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	11,76	11,75	11,72	11,74	11,72
16	3.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	11,56	11,55	11,52	11,54	11,52
17	3.200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	11,44	11,41	11,42	11,40	11,40
18	3.400	Atas Permukaan	Pipa Lurus	11,78	11,78	11,79	11,77	11,77

Keterangan:

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

: Tebal aktual pipa terendah

: Tebal aktual pipa tertinggi

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

Tabel 8. Contoh Parameter Perhitungan pada Test Point 1

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pipa (tahun)	17
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>Minimum Yield Strength</i> (psi)	46.000
6	<i>Allowable Stress Value</i> (S) (psi)	33.120
7	<i>Corrosion Allowance</i> (CA) (mm)	0
8	Tebal Nominal (mm)	17,48
9	Tebal Aktual (mm)	11,76
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

$$\begin{aligned} \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times \text{tebal aktual}}{D} \\ &= \frac{2 \times 33.120 \text{ psi} \times 1 \times 11,76 \text{ mm}}{609,6 \text{ mm}} \\ &= 1.277,85 \text{ psi} \end{aligned}$$

3. Perhitungan Laju korosi (Corrosion Rate)

$$\text{Laju Korosi} = \frac{\text{tebal nominal} - \text{tebal aktual}}{\text{umur pakai pipa}}$$

$$= \frac{17,48 \text{ mm} - 11,76 \text{ mm}}{17 \text{ tahun}}$$

$$= 0,3365 \text{ mm/tahun}$$

4. Perhitungan Remaining Service Life (Sisa Umur Pakai)

$$\text{RSL} = \frac{\text{tebal aktual} - \text{Thickness Required}}{\text{CR}}$$

$$= \frac{11,76 \text{ mm} - 4,92 \text{ mm}}{0,3365 \text{ mm/tahun}}$$

$$= 20,32 \text{ tahun}$$


Berdasarkan hasil perhitungan diperoleh laju korosi (*Corrosion Rate* / CR) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life* / RSL) pipa. Untuk nilai laju korosi (*Corrosion Rate* / CR) dengan nilai tertinggi didapatkan pada *test point* 11 yaitu sebesar 0,3771 mm/tahun dan nilai laju korosi (*Corrosion Rate* / CR) terendah pada *test point* 2 sebesar 0,3329 mm/tahun.


Sedangkan untuk nilai sisa umur pakai (*Remaining Service Life* / RSL) pipa tertinggi terdapat pada *test point* 2 dengan nilai 20,71 tahun, dan nilai terendah terdapat pada *test point* 11 dengan nilai 16,30 tahun. Untuk hasil perhitungan laju korosi (*Corrosion Rate* / CR) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life* / RSL) dapat dilihat pada **Tabel 9**.

Tabel 9. Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa

Test Point	Jarak (m)	Letak Pipa	Identitas Area	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual (mm)	Pengurangan Ketebalan (mm)	Thickness Required (mm)	Laju Korosi (mm/thn)	RSL (Tahun)
1	15	Atas Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,76	5,72	4,92	0,3365	20,32
2	200	Atas Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,82	5,66	4,92	0,3329	20,71
3	400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	17,48	11,26	6,22	4,92	0,3659	17,32
4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,63	5,85	4,92	0,3441	19,49
5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,57	5,91	4,92	0,3476	19,12
6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,68	5,80	4,92	0,3412	19,80
7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,23	6,25	4,92	0,3676	17,15
8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,54	5,94	4,92	0,3494	18,94
9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,53	5,95	4,92	0,3500	18,88
10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,21	6,27	4,92	0,3688	17,04
11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	17,48	11,07	6,41	4,92	0,3771	16,30
12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,13	6,35	4,92	0,3735	16,62
13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,39	6,09	4,92	0,3582	18,05
14	2.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,61	5,87	4,92	0,3453	19,36
15	2.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,72	5,76	4,92	0,3388	20,06
16	3.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,52	5,96	4,92	0,3506	18,82
17	3.200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	17,48	11,4	6,08	4,92	0,3576	18,11
18	3.300	Atas Permukaan	Pipa Lurus	17,48	11,77	5,71	4,92	0,3359	20,38

Keterangan:

 : Test Point dengan laju korosi terendah dan sisa umur pakai pipa tertinggi

 : Test Point dengan laju korosi tertinggi dan sisa umur pakai pipa terendah

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian ini, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas yaitu korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*).
2. Metoda pengendalian korosi secara eksternal dengan metoda *coating* menggunakan *Polyken Liquid Adhesive Systems 1027*, metoda *wrapping* menggunakan *Polyken 980/955*, metoda proteksi katodik sistem anoda korban (SACP) menggunakan Magnesium sebagai anoda korban. Sedangkan metoda pengendalian korosi secara internal dengan inhibitor menggunakan UOP™ UNICOR™ C *Corrosion Inhibitor*.
3. Laju korosi (*Corrosion Rate*) pada pipa transportasi gas adalah sebesar 0,3329 – 0,3771 mm/tahun. Berdasarkan ketahanan korosi relatifnya nilai tersebut termasuk ke dalam kategori *good*.
4. Sisa umur pakai atau (*Remaining Service Life*) pada pipa transportasi gas pipeline E (SP 05 – SP 06) adalah sebesar 16,30 – 20,71 tahun yang berarti pipa masih dapat digunakan

melebihi umur desainnya sebesar 25 tahun.

5. Saran

Berdasarkan hasil penelitian ini, terdapat beberapa saran sebagai berikut:

1. Diperlukan inspeksi yang lebih intensif terhadap *test point* terutama pada pipa belokan dan pada *test point* yang mempunyai tingkat korosivitas yang tinggi.
2. Evaluasi terhadap jenis dan konsentrasi inhibitor yang digunakan.

Daftar Pustaka

- [1] Ananda. Dwi Cahyo, Moralista. Elfida, Yuliadi, 2019, “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, 2003, “Gas Transmission and Distribution Piping Systems (ASME 31.8)”, The American Society of Mechanical Engineers, United States.
- [3] Anonim, 2015, “Inspector’s Examination, Pressure Piping Inspector (API 570)”, American Petroleum Institute, Washington DC.
- [4] Anonim, 2015, “Welded and Seamless Wrought Steel Pipe”, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [5] Anonim, 2018, “Neraca Gas Indonesia”, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi.
- [6] Daryanto dan Amanto, 2006, “Ilmu Bahan”, Bumi Aksara, Jakarta.
- [7] Hutaeruk, Franky Yonatan, 2017, “Analisa Laju Korosi pada Pipa Baja Karbon dan Pipa Galvanis dengan Metode Elektrokimia”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- [8] Jones, Denny A., 1996, “Principal and Prevention of Corrosion”, Prentice Hall, New Jersey.
- [9] Kenneth, R. Trethewey, 1991, “Korosi untuk Mahasiswa Sains dan Rekayasa”, Gramedia Pustaka Utama, Jakarta.
- [10] Moralista. Elfida, 2001, “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.
- [11] Moralista. Elfida, Zaenal, Chamid. Chusharini, 2005, “Studi Upaya Peningkatan Umur Pakai Konstruksi Bangunan Melalui Penghambatan Korosi Baja Tulangan Beton dengan Menggunakan Inhibitor Korosi”, Jurnal Penelitian dan Pengabdian (2 Juli – Desember 2005), ISSN: 1693-699X; P 104-112, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [12] Nandi, 2006, “Minyak dan Gas Bumi”, Universitas Pendidikan Indonesia, Bandung.
- [13] Supriyanto, 2007, “Pengaruh Konsentrasi Larutan NaCl 2% dan 3,5% terhadap Laju Korosi pada Baja Karbon Rendah”, Universitas Muhammadiyah Surakarta, Surakarta.
- [14] Utomo, Budi, 2009, “Jenis Korosi dan Penanggulangannya” Universiitas Diponegoro.
- [15] Widharto, S, 2001, “Karat dan Pencegahannya”, PT Pradnya Paramita, Jakarta.