

Kajian Sisa Umur Pakai Pipa Transportasi *Crude Oil Pipeline C* (SP 03 – SP 04) di Kecamatan Balongan Kabupaten Indramayu Provinsi Jawa Barat

M Fadly Fathoni R*, Elfida Moralista, Sriyanti

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

*fadlyfr@gmail.com

Abstract. Crude oil transportation activities usually use metal-based pipelines due to the nature of the metal which is resistant to high temperatures and pressures. Metal pipes that are corroded in pipes cause the pipe to experience a reduction in thickness so that it can cause leaks and the remaining life of the pipe is low. Therefore, monitoring is needed, one of which is a study of corrosion in crude oil transportation pipes so that crude oil transportation activities are not disturbed. The research was conducted on a crude oil transportation pipe with a length of 2,600 m which is above and below ground. This study aims to determine the type of corrosion, the corrosion control method applied, the corrosion rate, and the remaining useful life of the pipes. The study was conducted on a crude oil transportation pipeline with a length of 2,600 m and was above and below ground. This study aims to determine the type of corrosion, corrosion control methods applied, corrosion rate, and the remaining life of the pipe. The environmental conditions at the study site had an ambient temperature of 32⁰C – 35⁰C with soil conditions having a pH value of 5.5 - 6.1 calculated using a pH meter soil tester and having a soil resistivity value of 2,489 - 3,754 Ω.cm with the help of the Tinker Soil Resistivity Meter and Rasor SR-2 and included in the category of very corrosive to corrosive. There are 14 test points for measuring the actual thickness of the pipe using the help of Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2. The methodology used in this research is to use pipe thickness reduction data due to corrosion to determine corrosion rates and remaining service life. The types of corrosion that occur in crude oil transportation pipes are uniform corrosion and erosion corrosion. Control for corrosion that is applied internally using the addition of UOP TM UNICOR TM C. victims (SACP) with Magnesium as the anode of their victims. Corrosion rate for transportation pipes has a value of 0.1306 – 0.2206 mm/year and belongs to the good category based on the relative corrosion resistance. Remaining service life of the pipeline is 21,16 – 48,15 years and has a pipe design life of 20 years so that the pipes used have exceeded the design life of the pipe.

Keywords: Carbon Steel Pipes, Crude Oil, Corrosion Rate and Remaining Service Life Pipe.

Abstrak. Kegiatan transportasi *crude oil* biasanya menggunakan jalur-jalur pipa dengan berbahan dasar logam dikarenakan oleh sifat logam yang tahan terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Pipa logam yang terkorosi pada pipa menyebabkan pipa mengalami pengurangan ketebalan sehingga dapat

menimbulkan kebocoran dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Oleh karena itu, dibutuhkan *monitoring* salah satunya ialah kajian mengenai korosi pada pipa transportasi *crude oil* agar kegiatan transportasi *crude oil* tidak terganggu. Penelitian dilakukan pada pipa transportasi *crude oil* dengan panjang 2.600 m serta berada di atas dan di bawah tanah. Penelitian ini memiliki tujuan untuk mengetahui jenis korosi, metode pengendalian korosi yang diaplikasikan, laju korosi, dan sisa umur pakai pipa. Kondisi lingkungan pada lokasi penelitian memiliki suhu lingkungan $32^{\circ}\text{C} - 35^{\circ}\text{C}$ dengan keadaan tanah memiliki nilai pH 5,5 – 6,1 dihitung menggunakan alat pH meter *soil tester* dan memiliki nilai resistivitas tanah sebesar 2.489 – 3.754 $\Omega\cdot\text{cm}$ dengan bantuan alat *Soil Resistivity Meter Tinker dan Rasor SR-2* serta termasuk ke dalam kategori sangat korosif - korosif. Terdapat 14 *test point* untuk pengukuran tebal aktual pipa dengan menggunakan bantuan alat *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2*. Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini adalah berdasarkan API 570 pengurangan ketebalan pipa akibat korosi untuk menentukan laju korosi dan sisa umur pakai. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* adalah korosi merata dan korosi erosi. Pengendalian untuk korosi yang diaplikasikan secara internal menggunakan penambahan inhibitor UOPTM UNICORTM C. Pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal menggunakan *coating* jenis *Rust-Oleum Stops Rist Enamel Brush* dengan *wrapping Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN*, serta menggunakan proteksi katodik anoda korban (SACP) dengan Magnesium sebagai anoda korbannya. Laju korosi untuk pipa transportasi memiliki nilai 0,1306 – 0,2206 mm/tahun termasuk ke dalam kategori *good* berdasarkan ketahanan korosi relatifnya. Sisa umur pakai pipa 21,16 – 48,15 tahun dan memiliki umur desain pipa 20 tahun dengan demikian pipa yang digunakan telah melebihi umur desain pipa.

Kata Kunci: Pipa Baja Karbon, Crude Oil, Laju Korosi, Sisa Umur Pakai Pipa.

1. Pendahuluan

Indonesia merupakan negara yang memiliki sumberdaya energi yang sangat banyak khususnya minyak dan gas bumi. Penggunaan energi di Indonesia terus mengalami peningkatan seiring dengan pertumbuhan penduduk. Selain itu, ketergantungan terhadap minyak bumi juga masih tinggi. Hal tersebut dapat dilihat dari penggunaan BBM yang meningkat, baik di sektor industri maupun pembangkit tenaga listrik karena sulit diganti dengan energi lainnya.

Kegiatan transportasi *crude oil* pada umumnya menggunakan jalur-jalur pipa. Pipa yang digunakan biasanya berbahan dasar logam. Pipa logam digunakan karena memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan tinggi. Akan tetapi pipa logam dapat mengalami penurunan kualitas yang disebabkan oleh korosi. Korosi dapat terbentuk jika ada kontak langsung antara lingkungan eksternal dan internal. Pengaruh korosi pada pipa dapat mengakibatkan pipa mengalami pengurangan ketebalan, kebocoran, dan sisa umur pakai pipa.

Korosi pada pipa dapat diminimalisir dengan melakukan *monitoring* dan pengendalian korosi. Sehingga, dibutuhkan kajian mengenai korosi pada pipa transportasi *crude oil* agar kegiatan transportasi *crude oil* tidak terganggu.

Terdapat beberapa tujuan penelitian, sebagai berikut:

1. Mengetahui laju korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*.
2. Mengetahui metode pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil*.
3. Mengetahui jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*.
4. Mengetahui sisa umur pakai pipa transportasi *crude oil*.

2. Landasan Teori

Faktor-Faktor yang Mempengaruhi Laju Korosi (*Corrosion Rate*)

Ada beberapa faktor yang mempengaruhi laju korosi suatu pipa (Jones, Denny A., 1996) [11], suatu pipa logam yang sama belum tentu mengalami kasus korosi yang sama pada lingkungan yang berbeda. Begitu juga dengan pipa logam pada kondisi lingkungan yang sama tetapi jenis material pipa tersebut berbeda, belum tentu material pipa tersebut mengalami peristiwa korosi yang sama. Maka, hal tersebut dapat disimpulkan, bahwa terdapat dua faktor utama yang sangat mempengaruhi laju korosi pada suatu pipa logam, yaitu faktor metalurgi dan faktor lingkungan.

1. Faktor Metalurgi

Faktor ini merupakan faktor komposisi paduan logam yang berada dalam pipa tersebut dikarenakan setiap bahan logam dan paduan logam memiliki sifat dan karakteristik baik secara kimia maupun fisika yang berbeda dalam kondisi lingkungan kerja tertentu.

Yang termasuk dalam faktor metalurgi adalah jenis logam dan paduannya yang digunakan dalam pipa pada lingkungan tertentu dimana suatu pipa logam dapat bertahan terhadap korosi. Contoh, pipa aluminium yang dapat membentuk suatu lapisan pasif pada lingkungan tanah dan air biasa. Sedangkan pipa dengan komposisi logam Fe, Zn dapat dengan mudah terkena korosi pada lingkungan.

2. Faktor Lingkungan

Faktor ini sangat mempengaruhi laju korosi, dimana faktor lingkungan ini dimana suatu lingkungan dapat digolongkan lingkungan yang baik dalam arti lingkungan dengan laju korosi yang lambat maupun lingkungan yang korosif dimana suatu keadaan lingkungan yang korosif itu dengan laju korosi yang sangat tinggi. Adapun beberapa faktor lingkungan yang mempengaruhi laju korosi ini, yaitu:

- Faktor lingkungan air dengan material pipa komposisi ion-ion tertentu yang terlarut dalam air, seperti air laut dan air tanah dapat mengakibatkan jenis korosi yang berbeda beda. Pada lingkungan air laut, material pipa dapat dengan mudah korosif, dikarenakan dalam lingkungan air laut mengandung ion klor yang sangat reaktif, sehingga mengakibatkan tingginya laju korosi, dan berbeda dengan lingkungan air tanah yang tahan terhadap korosi. Air tanah juga akan berpengaruh terhadap nilai resistivitas tanah yang berpengaruh ke tingkat korosivitas. Tingkat korosivitas berdasarkan nilai resistivitas tanah dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1. *Corrosivity Ratings Based on Soil Resistivity*

No	Soil Resistivity (Ω .cm)	Corrosivity Rating
1	$\geq 20,000$	<i>Essentially Noncorrosive</i>
2	10,000 to 20,000	<i>Midly Corrosive</i>
3	5,000 to 10,000	<i>Moderately Corrosive</i>
4	3,000 to 5000	<i>Corrosive</i>
5	1,000 to 3,000	<i>Highly Corrosive</i>
6	<1,000	<i>Extremely Corrosive</i>

- Jenis material yang dialirkan mengandung gas asam, maka korosi akan mudah terjadi, karena gas asam bersifat korosif.

Korosi

Korosi merupakan sesuatu yang sangat berbahaya, baik secara langsung maupun tidak langsung. Di bidang industri minyak dan gas, proses korosi adalah suatu masalah yang penting dan perlu diperhatikan karena dampak akibat dari korosi cukup besar. Contoh di bidang industri minyak

dan gas dari pengeboran menuju platform proses, maka akan dapat berakibat timbul kerusakan (*damage*) dan kebocoran pada pipa-pipa tersebut. Dampak bahaya korosi secara langsung ialah dibutuhkan biaya untuk mengganti material-material logam atau alat-alat yang rusak akibat korosi, pengerjaan untuk penggantian material terkorosi, biaya untuk pengendalian korosi dan biaya tambahan untuk membuat konstruksi dengan logam yang lebih tebal (*over design*).

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Fluida yang ditransportasikan pada *pipeline C* (SP 03 – SP 04) berupa *crude oil*, berikut pada **Tabel 2** adalah komposisi dan karakteristik dari *crude oil*.

Tabel 2. Komposisi dan Karakteristik *Crude Oil*

Sifat dan Karakteristik	Satuan	Komposisi (%)	Metode
<i>Specific Gravity</i>	-	0,927	ASTM D 1298
°API	-	21,1	
Viskositas	cSt		ASTM D 2270
30°C		591	
40°C		274,4	
Kandungan Air	%Vol	0,3	ASTM D 4006
Kadar Garam	ppm	13,133	ASTM D 3230
Titik Tuang	°C	24	ASTM D 5853
Kadar Sulfur	%-b	0,21	ASTM D 4294

Material pipa yang digunakan adalah API 5L *Grade B* yang memiliki kandungan karbon sebesar 0,28%. Berdasarkan komposisi karbon tersebut, maka material pipa termasuk ke dalam jenis *low carbon steel*. Di bawah ini terdapat penjelasan lebih detail mengenai komposisi material pipa API 5L *Grade B* berdasarkan ISO 3183:2012 dapat dilihat pada **Tabel 3**.

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

API 5L <i>Grade B</i> 10" (<i>Low Carbon Steel</i>)	
<i>Fe, %</i>	96,66
<i>Carbon, max %</i>	0,28
<i>Manganese, max %</i>	1,20
<i>Phosphorus, max %</i>	0,03
<i>Titanium, max %</i>	0,09
<i>Sulfur, max %</i>	0,03
<i>Chrome, max %</i>	0,50
<i>Copper, max %</i>	0,50
<i>Molybdenum, max %</i>	0,15
<i>Niobium, max %</i>	0,03
<i>Nickel, max %</i>	0,50
<i>Vanadium, max %</i>	0,03

Berdasarkan ASME, material pipa API 5L *Grade B schedule 60* dengan ukuran diameter pipa sebesar 10" mempunyai spesifikasi untuk tebal nominal sebesar 12,70 mm. Di bawah ini terdapat penjelasan spesifikasi material pipa API 5L *Grade B* dapat dilihat pada **Tabel 4**.

Tabel 4. Spesifikasi Pipa Transportasi *Crude Oil*

PIPELINE DATA		
<i>Design Code</i>	ASME B 31.4	
<i>Description</i>	10" <i>schedule 60</i>	
<i>Location of Installation</i>	Balongan - Indramayu	
<i>Service</i>	<i>Crude Oil</i>	
<i>Year Installed</i>	2002	
<i>Year Inspection</i>	2020	
<i>Dimension</i>	<i>Nominal Thickness (mm)</i>	12.70 (ASME)
	<i>Diameter (mm)</i>	273.1
	<i>Length (m)</i>	2,600
<i>Type</i>	<i>Supported - Above ground & Under ground</i>	
<i>Design Pressure (Psi)</i>	450	
<i>Operating Pressure (Psi)</i>	300	
<i>Design Temperature (°C)</i>	60	
<i>Operating Temperature (°C)</i>	32 - 35	
<i>Line Pipe</i>	API - 5L <i>Grade B</i>	
<i>Weld Joint Factor (E)</i>	1	
<i>Specified Minimum Yield Strength (SMYS) (Psi)</i>	35,000	
<i>Design Factor</i>	0.72	
<i>Allowable Stress Value (S= 0,72 x SMYS) (Psi)</i>	25,200	

Keadaan morfologi pada Kecamatan Balongan terdiri dari daerah dengan dataran rendah serta memiliki temperatur udara berkisar diantara 32^oC - 35^oC serta memiliki nilai kelembapan relatif sebesar 80%. Untuk curah hujan tahunan berkisar diantara 1.215 – 1.738 mm/tahun. Nilai temperatur udara dan curah hujan sangat berpengaruh terhadap laju korosi. Udara yang dingin dapat dipengaruhi oleh tingginya curah hujan dan akan mengakibatkan daerah sekitar menjadi lembap. Sehingga dapat meningkatkan terjadinya korosi pada pipa transportasi *crude oil*.

Nilai hasil pengukuran pH tanah pada 12 titik pengukuran di sekitar pipa dapat dilihat pada **Tabel 5**.

Tabel 5. pH Tanah

Test Point	Jarak (m)	Letak Pipa	Identitas Area	pH tanah
1	40	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-
2	200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	6,1
3	400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,0
4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,9
5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,8
6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,8
7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	5,5
8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,5
9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,6
10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,7
11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,9
12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,0
13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	6,1
14	2.600	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-

Nilai hasil pengukuran resistivitas tanah pada 12 titik pengukuran di sekitar pipa transportasi *crude oil pipeline C* (SP 03 – SP 04) dapat dilihat pada **Tabel 6**.

Tabel 6. Resistivitas Tanah

Test Point	Jarak (m)	Letak Pipa	Identitas Area	Resistivitas Tanah (Ω .cm)	Tingkat Korosivitas
1	40	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-	-
2	200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	2.564	Sangat Korosif
3	400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.576	Korosif
4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.643	Korosif
5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.693	Korosif
6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.598	Korosif
7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	2.489	Sangat Korosif
8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	2.581	Sangat Korosif
9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.582	Korosif
10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.614	Korosif
11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.711	Korosif
12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.754	Korosif
13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	2.688	Sangat Korosif
14	2.600	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-	-

Hasil pengukuran resistivitas tanah di sekitar pipa transportasi *crude oil* sebesar 2.489 – 3.754 Ω .cm dan termasuk ke dalam kategori sangat korosif hingga korosif..

Jenis korosi yang terjadi adalah korosi merata (*Uniform Corrosion*) dan korosi erosi (*erosion Corrosion*). Hal ini ditandai dengan terjadinya pengurangan ketebalan yang hampir merata pada pipa. Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil* dilakukan secara internal dan juga eksternal. Untuk pengendalian korosi secara internal dilakukan dengan metode penambahan inhibitor korosi yaitu UOPTM UNICORTM C. Sedangkan pengendalian secara eksternal dapat dilakukan dengan metode *coating* menggunakan *Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush*, *wrapping* menggunakan *Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN*, dan proteksi katodik sistem anoda korban (SACP) dengan Magnesium (Mg) sebagai anoda korbannya.

Tabel 7. Tebal Aktual Pipa Transportasi *Crude Oil pipeline C* (SP 03 – SP 04)

Test Point	Jarak (m)	Identitas Area	Letak Pipa	Ketebalan Pipa Pada Posisi Pengukuran (mm)				Tebal Aktual (mm)
				0°	90°	180°	270°	
TP-1	40	Pipa Lurus	Atas Permukaan	10,37	10,36	10,35	10,36	10,35
TP-2	200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	8,96	8,96	8,94	8,95	8,94
TP-3	400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,76	9,79	9,75	9,78	9,75
TP-4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,96	9,97	9,97	9,98	9,96
TP-5	800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	10,05	10,04	10,04	10,03	10,03
TP-6	1.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,90	9,89	9,90	9,91	9,89
TP-7	1.200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	8,74	8,73	8,74	8,75	8,73
TP-8	1.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,09	9,08	9,09	9,10	9,08
TP-9	1.600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,77	9,76	9,75	9,74	9,74
TP-10	1.800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,93	9,92	9,90	9,91	9,90
TP-11	2.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	10,10	10,10	10,08	10,09	10,08
TP-12	2.200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	10,26	10,25	10,24	10,27	10,24
TP-13	2.400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	9,32	9,30	9,31	9,33	9,30
TP-14	2.600	Pipa Lurus	Atas Permukaan	9,95	9,97	9,96	9,97	9,95

Keterangan:



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



: Tebal aktual pipa tertinggi



: Tebal aktual pipa terendah

Berikut contoh perhitungan pada *Test point 1* dan parameter perhitungan dapat dilihat pada **Tabel 8**.

Tabel 8. Contoh Parameter Perhitungan pada *Test Point 1*

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pipa (Tahun)	18
2	<i>Design Pressure</i> (P) (psi)	750
3	<i>Design Factor</i>	0,72
4	<i>Weld Joint Factor</i> (E)	1
5	<i>Minimum Yield Strength</i> (psi)	35.000
6	<i>Allowable Stress Value</i> (S) (psi)	25.200
7	<i>Corrosion Allowance</i> (CA) (mm)	0
8	Tebal Nominal (mm)	12,70
9	Tebal Aktual (mm)	10,35
10	<i>Outside Diameter</i> (D) (mm)	273,1

1. Thickness Required (T_r)

$$\begin{aligned}
 T_r &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA204825 \\
 &= \frac{750 \text{ psi} \times 273,1 \text{ mm}}{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1} + 0 \\
 &= 4,06 \text{ mm}
 \end{aligned}$$

2. Perhitungan Maximum Allowance Working Pressure (MAWP)

$$\begin{aligned}
 MAWP &= \frac{2 \times S \times E \times \text{tebal aktual}}{D} \\
 &= \frac{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1 \times 10,35 \text{ mm}}{273,1 \text{ mm}} \\
 &= 1.910,07 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

3. Perhitungan laju korosi (CR) pipa

$$\begin{aligned}
 CR &= \frac{\text{tebal nominal} - \text{tebal aktual}}{\text{Umur pipa}} \\
 &= \frac{12,70 \text{ mm} - 10,35 \text{ mm}}{18 \text{ tahun}} \\
 &= 0,1306 \text{ mm/tahun}
 \end{aligned}$$

4. Perhitungan sisa umur pakai (RSL) pipa

$$\begin{aligned}
 RSL &= \frac{\text{tebal aktual} - T_r}{CR} \\
 &= \frac{10,35 \text{ mm} - 4,06 \text{ mm}}{0,1306 \text{ mm/tahun}} \\
 &= 48,15 \text{ tahun}
 \end{aligned}$$

Tabel 9. Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa

Test Point	Jarak (m)	Identitas Area	Letak Pipa	Laju Korosi (mm/tahun)	Sisa Umur Pakai (Tahun)
TP-1	40	Pipa Lurus	Atas Permukaan	0,1175	53,50
TP-2	200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	0,1880	25,94
TP-3	400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,1475	36,55
TP-4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,1370	43,04
TP-5	800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,1335	44,69
TP-6	1.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,1405	41,47
TP-7	1.200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	0,1985	23,51
TP-8	1.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,1810	27,71
TP-9	1.600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,1480	38,35
TP-10	1.800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,1400	41,69
TP-11	2.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,1310	45,92
TP-12	2.200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,1230	50,21
TP-13	2.400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	0,1700	30,80
TP-14	2.600	Pipa Lurus	Atas Permukaan	0,1375	42,81

4. Kesimpulan

Berdasarkan pembahasan dalam penelitian ini, peneliti menyimpulkan beberapa hasil penelitian sebagai berikut:

1. Laju korosi pada pipa transportasi *crude oil* adalah 0,1306 – 0,2206 mm/tahun sehingga berdasarkan ketahanan korosi relatif termasuk ke dalam kategori *good*.
2. Metode pengendalian korosi secara eksternal menggunakan metode *coating* dengan jenis *Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush* dan *wrapping* dengan *Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN*, dan pengendalian korosi dengan menggunakan proteksi katodik sistem anoda korban (SACP) dengan Magnesium sebagai anoda korbannya. Untuk pengendalian korosi secara internal menggunakan metoda penambahan inhibitor dengan jenis *UOP™ UNICOR™ C Corrosion Inhibitor*.
3. Korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* adalah jenis korosi merata (*Uniform Corrosion*) dan korosi erosi (*Erosion Corrosion*).
4. Sisa umur pakai pipa pada penelitian ini adalah 21,16 - 48,15 tahun. Sehingga pipa dapat digunakan melebihi umur desainnya, yaitu 20 tahun.

5. Saran

Dari penelitian kali ini penulis memberi saran, sebagai berikut:

1. Inspeksi atau monitoring dilakukan lebih intensif pada pipa belokan dan pipa yang memiliki tingkat korosivitas yang tinggi.
2. Perlu dilakukannya *re-coating* dan *re-wrapping* pada bagian pipa yang mengalami kerusakan.
3. Perlu dilakukan evaluasi terhadap jenis dan konsentrasi inhibitor yang digunakan.
4. Perlu dilakukan pengkajian terhadap internal pipa yang menjadi penyebab korosi.

Daftar Pustaka

- [1] Al - Hafydhz, Ikhsan, Moralista, Elfida, dan Usman, Dudi Nasrudin, 2018, “ Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life / RSL) pada Jalur Pipa Transportasi Gas Jumper Simpang Brimob - NFG (Non Flare Gas) Mundu di PT Pertamina EP Asset Jatibarang Field Kabupaten Indramayu, Provinsi Jawa Barat ”, ISSN

- : 2460-6499 ; P 467-657, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [2] Ananda, Dwi Cahyo, Moralista, Elfida, dan 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.
- [3] Anonim, 1990, “ Properties and Selection: Irons Steels and High Performance Alloys “, Volume 1 of the 10th Edition, ASM International Handbook Committee, United States of America.
- [4] Anonim, 2002, “ Pipeline Transportation System for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids (ASME B31.4) “, The American Society of Mechanical Engineers, United States. Page 11
- [5] Anonim, 2015, “ INSPECTOR’S EXAMINATION (API 570) “, Pressure Piping Inspector American Petroleum Institute, United States. Page 13 – 14
- [6] Anonim, 2015, “ Welded and Seamless Wrought Steel Pipe (ASME B36.10M)“,The American Society of Mechanical Engineers, United States.
- [7] Bardal. E., 2003, “ Corrosion and Protection “, Springer. Department of Machine Design and Materials Technology, The Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, Page 91, 152, 154, and 219
- [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] Hutauruk, Franky Yonatan, 2017, “Analisa Laju Korosi pada Pipa Baja Karbon dan Pipa Galvanis dengan Metode Elektrokimia”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- [11] Jones, Denny A., 1996, “Principal and Prevention of Corrosion”, Prentice Hall, New Jersey.
- [12] 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.
- [13] Moralista, Elfida, Zaenal, dan Chamid, Chusharini, 2005, “ Studi Upaya Peningkatan Umur Pakai Konstruksi Bangunan melalui Penghambatan Korosi Baja Tulangan Beton dengan Menggunakan Inhibitor Korosi ”, Universitas Islam Bandung, Bandung, ISSN : 1693-699X ; P 104-112, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [14] Nandi, 2006, “Minyak dan Gas Bumi”, Universitas Pendidikan Indonesia, Bandung.
- [15] Jaya, Halwan, dkk. 2010. “Laporan Kerja Praktek Katodik Pipa”. Departemen Metalurgi dan Material FTUI: Depok
- [16] Roberge, Pierre. R., 2000, “ Handbook of Corrosion Engineering “ McGraw - Hill, New York. Chapter 2 page 150 , chapter 5 page 333 – 334 and 364 – 366
- [17] Utomo, Budi, 2009, “Jenis Korosi dan Penanggulangannya”, Universitas Diponegoro, Semarang.
- [18] Utara, Denis, dkk, 1994, “Corrosion in The Oil Industry”, Oilfield Review.