

## **Kajian Korosi pada Pipa Transportasi *Crude Oil Pipeline A (SP 01 – SP 02)* di Kecamatan Balongan Kabupaten Indramayu Provinsi Jawa Barat**

**Raihan Umeda\*, Elfida Moralista, Zaenal**

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

\*[raihanumeda98@gmail.com](mailto:raihanumeda98@gmail.com)

**Abstract.** Crude oil transportation activities generally use pipelines. The pipes used are metal based. Metal pipes are used because they have good resistance to temperature and high pressure. Metal pipes can experience a decrease in quality caused by corrosion due to direct contact with external and internal environments. The disadvantage caused by corrosion in pipes is the occurrence of pipe thickness reduction that can cause the pipe to leak and the remaining life of the pipe becomes low. Therefore, monitoring is required one of them is a study on the corrosion of crude oil transportation pipeline so that the activities of crude oil transportation is not disturbed. This research was conducted against crude oil transportation pipeline of 2,500 meters which is above the surface and underground. This research aims to determine the environmental factors that affect the corrosion rate and remaining service life of the pipe, the type of corrosion, the method of corrosion control applied, the corrosion rate (Corrosion Rate/CR) and the remaining life span (Remaining Service Life/RSL) pipe. Environmental conditions at the research site are soil pH 5.6-6.2 including acids, environmental temperature 28°C - 33°C and Soil resistivity 2,577 – 3,467 ohm.cm which are included into the level of corrosivity highly corrosive to corrosive. This research methodology is the measurement of pipe thickness reduction to determine the corrosion rate (Corrosion Rate/CR) and the remaining life span (Remaining Service Life/RSL) pipe based on API 570. Thickness measurements of pipes are carried out using a tool Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL at 14 test points. The type of corrosion occurring in crude oil transportation pipeline is a type of uniform corrosion and erosion corrosion. The method of corrosion control applied externally is by coating method of Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush, the wrapping method in The form of Polyken The Berry Plastics CPG system 942/955 EN and cathodic method of anode system victim Protection (SACP) using magnesium (Mg) as the victim anode. Then the method of corrosion control applied internally by using a corrosion inhibitor of UOP™ UNICOR™ C. Internal environmental factors that influence the rate of corrosion and the remaining life of the pipe are sulfur, water, salt, and crude oil types, namely heavy crude. While the external environmental factors of the pipe namely pH and soil resistivity have no significant effect. The percentage of environmental factors causing corrosion are 90% internal environment and 10% external environment The corrosion rate of pipe occurring is 0.1362 mm/year to 0.2133 mm/year belongs to the good category based on its relative corrosion resistance. The remaining life of the pipe 19.48 years to 42.41 years thus the pipe can still be used exceeding the pipe design life of 20 years.

**Keywords:** Carbon Steel Pipe, Crude Oil, Corrosion Type, Corrosion Control, Corrosion Rate, Remaining Service Life.

**Abstrak.** Kegiatan transportasi *crude oil* pada umumnya menggunakan jalur-jalur pipa. Pipa-pipa yang digunakan tersebut berbahan dasar logam. Pipa logam digunakan karena memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Pipa logam dapat mengalami penurunan kualitas yang diakibatkan oleh korosi karena kontak langsung dengan lingkungan eksternal dan internal. Kerugian yang ditimbulkan oleh korosi pada pipa ialah terjadinya pengurangan ketebalan pipa yang dapat menyebabkan pipa tersebut mengalami kebocoran dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Oleh karena itu, diperlukan *monitoring* salah satunya ialah kajian mengenai korosi pada pipa transportasi *crude oil* agar kegiatan transportasi *crude oil* tidak terganggu. Penelitian ini dilakukan terhadap pipa transportasi *crude oil* sepanjang 2.500 meter yang berada di atas dan di bawah permukaan tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui faktor-faktor lingkungan yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa, jenis korosi, metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan, laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa. Kondisi lingkungan pada lokasi penelitian yaitu pH tanah 5,6 – 6,2 termasuk asam, suhu lingkungan 28°C – 33°C dan resistivitas tanah 2.577 – 3.467 ohm.cm termasuk ke tingkat korosivitas sangat korosif sampai korosif. Metodologi penelitian ini adalah pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa berdasarkan API 570. Pengukuran ketebalan pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL* pada 14 *test point*. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* yaitu korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*). Metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal adalah dengan metoda *coating* dengan *Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush*, metoda *wrapping* dengan *Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN* dan metoda proteksi katodik sistem Anoda Korban (SACP) menggunakan Magnesium (Mg) sebagai anoda korbannya. Kemudian metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan secara internal menggunakan inhibitor korosi yaitu *UOP™ UNICOR™ C*. Faktor-faktor lingkungan internal yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa adalah kandungan sulfur, air, garam, dan jenis *crude oil*nya yaitu *heavy crude*. Sedangkan faktor lingkungan eksternal pipa yaitu pH dan resistivitas tanah tidak berpengaruh signifikan. Persentase faktor-faktor lingkungan penyebab korosi yaitu 90% lingkungan internal dan 10% lingkungan eksternal. Laju korosi pipa yang terjadi adalah 0,1362 mm/tahun sampai 0,2133 mm/tahun dan termasuk ke dalam kategori *good* berdasarkan ketahanan korosi relatifnya. Sisa umur pakai pipa adalah 19,48 tahun sampai 42,41 tahun dengan demikian pipa masih dapat digunakan melebihi umur desain pipa yaitu 20 tahun.

**Kata Kunci:** Pipa Baja Karbon, *Crude Oil*, Jenis Korosi, Pengendalian Korosi, Laju Korosi, Sisa Umur Pakai

## 1. Pendahuluan

Dalam kegiatan transportasi minyak dan gas menggunakan peralatan yang berbahan dasar logam, diantaranya adalah pipa. Pipa logam dapat mengalami korosi pada saat berinteraksi dengan lingkungan. Lingkungan tersebut dapat berupa air, udara, gas, larutan asam yang dapat mengoksidasi logam.

Penggunaan pipa logam pada transportasi minyak dan gas digunakan karena logam memiliki karakteristik kuat, tahan temperatur dan tekanan yang tinggi. Logam banyak digunakan dalam kehidupan sehari-hari terutama dalam bidang teknologi dan industri seperti jalur pipa transportasi minyak dan gas. Namun dibalik kemampuan serta perannya tersebut, banyak faktor yang mampu membuat menurunnya kualitas dari fungsi logam tersebut, yaitu terjadinya korosi pada pipa logam.

Korosi dan resiko pada produksi dan transportasi minyak dan gas yaitu pengurangan ketebalan pipa akibat terjadinya korosi. Pengurangan ketebalan pipa dapat mengakibatkan kebocoran pipa dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa menjadi rendah. Oleh karena itu, diperlukan adanya kajian korosi pada pipa untuk *monitoring* laju korosi sehingga sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa mencapai umur desain pipa.

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan, maka perumusan masalah dalam penelitian ini sebagai berikut: “Apa jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*?”,” Apa saja metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil*?”,” Faktor-faktor lingkungan apa saja yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa transportasi *crude oil*?”,” Berapa laju korosi dan sisa umur pakai pipa transportasi *crude oil*?”. Selanjutnya, tujuan dalam penelitian ini, yaitu:

1. Mengetahui jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*.
2. Mengetahui metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil*.
3. Mengetahui faktor-faktor lingkungan yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa.
4. Mengetahui laju korosi dan sisa umur pakai pipa transportasi *crude oil*.

## 2. Landasan Teori

Minyak mentah (*crude oil*) merupakan cairan kental, berwarna coklat pekat sampai gelap atau kehijauan yang mudah terbakar, yang berada di lapisan atas dari beberapa area di kerak bumi. Minyak mentah (*crude oil*) merupakan senyawa hidrokarbon (C, H, O, N, S) yang terbentuk dalam kondisi tekanan dan temperatur atmosfer berupa fasa cair atau padat, seperti aspal, lilin mineral, dan bitumen dari hasil penambangan. Minyak mentah (*crude oil*) merupakan campuran kompleks dengan komponen utama alkana dan sebagian kecil alkena, alkuna, siklo-alkana, aromatik dan senyawa anorganik.

Minyak mentah (*crude oil*) merupakan minyak bumi yang telah terpisah dengan gas alam. Beberapa jenis minyak mentah adalah sebagai berikut:

1. Minyak mentah ringan (*light crude oil*), mengandung kadar logam dan belerang yang rendah, berwarna terang dan memiliki viskositas yang rendah.
2. Minyak mentah berat (*heavy crude oil*), mengandung kadar logam dan belerang yang tinggi, memiliki viskositas tinggi sehingga perlu dipanaskan agar meleleh.

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

Korosi dapat diartikan sebagai penurunan mutu logam akibat reaksi elektrokimia dengan lingkungannya (Trethewey, K.R. dan J. Chamberlain, 1991). Korosi merupakan suatu peristiwa kerusakan atau penurunan kualitas suatu bahan material (logam) yang disebabkan oleh terjadinya reaksi terhadap lingkungan. Korosi berlaku juga untuk material non logam, seperti keramik, plastik, karet dan lain-lain. (AR Hakim, 2012). Lingkungan tersebut dapat berupa air, udara, gas, larutan asam, dan lain- lain (Rini Riastuti dan Andi Rustandi, 2008).

Jenis-jenis korosi yaitu 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 metalurgi dan faktor lingkungan. Metoda

pengendalian korosi yaitu *coating*, *wrapping*, proteksi katodik, dan inhibitor.

Ketahanan korosi relatif merupakan suatu ketahanan material logam terhadap terjadinya korosi. Oleh karena itu, ketahanan korosi relatif suatu logam dapat digolongkan menjadi enam kategori. Penggolongan tersebut berdasarkan dari nilai laju korosi yang ada. Penggolongan ketahanan korosi relatif untuk baja dapat dilihat pada **Tabel 1**.

**Tabel 1.** *Corrosion of MPY with Equivalent Metric-Rate Expression*

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

API (*American Petroleum Institute*) merupakan lembaga yang terakreditasi untuk pengembangan yang menghasilkan standar. API 570 tentang *Piping Inspection Code – Inspection, Repair, Alteration, and Revating of Inservice Piping Systems*. 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 *crude oil pipeline A* (SP 01 – SP 02), 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*. Berdasarkan *American Society of Mechanical Engineers* (ASME) B31.4, material pipa transportasi *crude oil pipeline A* (SP 01 – SP 02) menggunakan API 5L *Grade B schedule 60* dengan ukuran pipa sebesar 10” mempunyai spesifikasi untuk tebal nominal 12,70 mm dan *outside diameter* 273,1 mm. Temperatur udara rata-rata 28-33°C dengan kelembapan relatif 80%. Curah hujan tahunan berkisar antara 731 – 2.571 mm/tahun. Jenis tanah daerah penelitian yaitu jenis tanah *gleisol*. Hasil pengukuran pH tanah pada 12 test point dapat dilihat pada **Tabel 2**.

**Tabel 2.** pH Tanah

<i>Test Point</i>	<b>Jarak (m)</b>	<b>Letak Pipa</b>	<b>Identitas Area</b>	<b>pH Tanah</b>
1	30	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-
2	200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	6,2
3	400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,1
4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6
5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,9
6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,9
7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	5,6
8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,6
9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,7
10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,8
11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6
12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,1
13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	6,2
14	2.500	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-

Hasil pengukuran resistivitas tanah pada 12 *test point* dapat dilihat pada **Tabel 3** di bawah ini.

**Tabel 3.** Resistivitas Tanah

<i>Test Point</i>	Jarak (m)	Letak Pipa	Identitas Area	Resistivitas Tanah (ohm.cm)	Tingkat Korosivitas
1	30	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-	-
2	200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	3.467	Korosif
3	400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.392	Korosif
4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.245	Korosif
5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	2.983	Sangat Korosif
6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	2.978	Sangat Korosif
7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	2.595	Sangat Korosif
8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	2.577	Sangat Korosif
9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	2.982	Sangat Korosif
10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.243	Korosif
11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.215	Korosif
12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.112	Korosif
13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	3.254	Korosif
14	2.500	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-	-

Jenis korosi yang terjadi yaitu korosi merata yang ditandai dengan terjadinya pengurangan ketebalan permukaan pipa secara merata. Selain itu, pengurangan ketebalan pipa juga terjadi pada internal pipa yang diakibatkan oleh korosi erosi. Metoda pengendalian korosi secara eksternal menggunakan *coating* dengan *Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush*, *wrapping* dengan *Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN*, proteksi katodik sistem anoda korban dengan Magnesium sebagai anoda korbannya. Sedangkan metoda pengendalian korosi secara internal menggunakan inhibitor dengan *UOP™ UNICOR™ C Corrosion Inhibitor*. Hasil pengukuran ketebalan pipa dapat dilihat pada **Tabel 4** sebagai berikut:

**Tabel 4.** Tebal Aktual Pipa

<i>Test Point</i>	Jarak (m)	Identitas Area	Letak Pipa	Ketebalan Pipa Pada Posisi Pengukuran (mm)				Tebal Aktual (mm)
				0°	90°	180°	270°	
1	30	Pipa Lurus	Atas Permukaan	9,84	9,85	9,88	9,86	9,84
2	200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	8,46	8,43	8,47	8,44	8,43
3	400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,24	9,29	9,27	9,28	9,24
4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,45	9,46	9,47	9,50	9,45
5	800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,56	9,54	9,57	9,52	9,52
6	1.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,41	9,39	9,40	9,38	9,38
7	1.200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	8,25	8,22	8,29	8,27	8,22
8	1.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	8,59	8,57	8,59	8,58	8,57
9	1.600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,27	9,26	9,28	9,23	9,23
10	1.800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,39	9,40	9,43	9,41	9,39
11	2.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,58	9,60	9,59	9,57	9,57
12	2.200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,78	9,75	9,73	9,77	9,73
13	2.400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	8,84	8,79	8,81	8,83	8,79
14	2.500	Pipa Lurus	Atas Permukaan	9,44	9,59	9,46	9,47	9,44

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 5**.

**Tabel 5.** Contoh Parameter Perhitungan pada *Test Point* 1

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pakai Pipa (tahun)	21
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)	12,7
9	Tebal Aktual (mm)	9,84
10	<i>Outside Diameter</i> (D) (mm)	273,1

Sumber: *ASME B 31.4*

1. Thickness Required (tr)

$$\begin{aligned} \text{Thickness Required (tr)} &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\ &= \frac{750 \text{ psi} \times 273,1 \text{ mm}}{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1} + 0 \\ &= 4,06 \text{ mm} \end{aligned}$$

2. Perhitungan Maximum Allowance Working Pressure

$$\begin{aligned} \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times \text{tebal aktual}}{D} \\ &= \frac{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1 \times 9,84 \text{ mm}}{273,1 \text{ mm}} \\ &= 1.815,95 \text{ psi} \end{aligned}$$

3. Perhitungan Laju korosi (Corrosion Rate)

$$\begin{aligned} \text{Laju Korosi} &= \frac{\text{tebal nominal} - \text{tebal aktual}}{\text{umur pakai pipa}} \\ &= \frac{12,70 \text{ mm} - 9,84 \text{ mm}}{21 \text{ tahun}} \\ &= 0,1362 \text{ mm/tahun} \end{aligned}$$

4. Perhitungan Remaining Service Life (Sisa Umur Pakai)

$$\begin{aligned} \text{RSL} &= \frac{\text{tebal aktual} - \text{Thickness Required}}{\text{CR}} \\ &= \frac{9,84 \text{ mm} - 4,06 \text{ mm}}{0,1362 \text{ mm/tahun}} \\ &= 42,41 \text{ tahun} \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan yang telah dilakukan, diperoleh laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa. Berdasarkan hasil tersebut diketahui nilai laju korosi tertinggi adalah pada *test point* 7 sebesar 0,2133 mm/tahun dan nilai laju korosi terendah pada *test point* 1 sebesar 0,1362 mm/tahun. Nilai laju korosi yang didapat termasuk ke dalam kategori *good* berdasarkan ketahanan korosi relatifnya yang dapat dilihat pada **Tabel 1**.

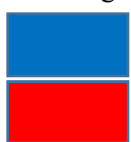
Sedangkan untuk sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa berdasarkan laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) dapat diketahui nilai sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*)

pipa terendah pada *test point* 7 sebesar 19,48 tahun dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa tertinggi pada *test point* 1 sebesar 42,41 tahun. Hasil perhitungan laju korosi dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa dapat dilihat pada **Tabel 6**.

**Tabel 6.** Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa

Test Point	Jarak (m)	Letak Pipa	Identitas Area	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual Pipa (mm)	Pengurangan Ketebalan Pipa (mm)	Thickness Required (mm)	Laju Korosi (mm/tahun)	Sisa Umur Pakai (Tahun)
1	30	Atas Permukaan	Pipa Lurus	12,70	9,84	2,86	4,06	0,1362	42,41
2	200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	12,70	8,43	4,27	4,06	0,2033	21,47
3	400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	12,70	9,24	3,46	4,06	0,1648	31,42
4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	12,70	9,45	3,25	4,06	0,1548	34,80
5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	12,70	9,52	3,18	4,06	0,1514	36,03
6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	12,70	9,38	3,32	4,06	0,1581	33,63
7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	12,70	8,22	4,48	4,06	0,2133	19,48
8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	12,70	8,57	4,13	4,06	0,1967	22,91
9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	12,70	9,23	3,47	4,06	0,1652	31,26
10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	12,70	9,39	3,31	4,06	0,1576	33,79
11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	12,70	9,57	3,13	4,06	0,1490	36,94
12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	12,70	9,73	2,97	4,06	0,1414	40,06
13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	12,70	8,79	3,91	4,06	0,1862	25,38
14	2.500	Atas Permukaan	Pipa Lurus	12,70	9,44	3,26	4,06	0,1552	34,63

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 *crude oil* ini adalah korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*).
2. Metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal dengan *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 dengan Magnesium sebagai anoda korbannya. Sedangkan metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan secara internal adalah menggunakan inhibitor korosi yaitu *UOP<sup>TM</sup> UNICOR<sup>TM</sup> C*.
3. Faktor-faktor lingkungan internal yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa adalah kandungan sulfur, air, garam, dan jenis *crude oil*nya yaitu *heavy crude*. Sedangkan faktor lingkungan eksternal pipa yaitu pH dan resistivitas tanah tidak berpengaruh signifikan. Persentase faktor-faktor lingkungan penyebab korosi yaitu 90% lingkungan internal dan 10% lingkungan eksternal.
4. Laju korosi pipa sebesar 0,1362 mm/tahun sampai dengan 0,2133 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif, laju korosi tersebut tergolong dalam kategori *good*. Sedangkan sisa umur pakai atau *Remaining Service Life (RSL)* pipa sebesar 19,48 tahun sampai dengan 42,41 tahun. Dengan demikian, pipa ini masih dapat digunakan melebihi umur desainnya yaitu 20 tahun.

#### 5. Saran

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

1. Perlu dilakukan inspeksi yang lebih intensif pada *test point* pipa belokan dan yang tingkat korositasnya tinggi.
2. Melakukan evaluasi terhadap jenis dan konsentrasi inhibitor yang digunakan.
3. Untuk penelitian selanjutnya dapat dikembangkan dengan memperhatikan faktor kecepatan aliran fluida terhadap laju korosi pipa.

#### 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, 2012, “Pipeline Transportation System for Liquids and Slurries (ASME 31.4)”, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [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 (ASME 36.1)”, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [5] Fauzan, Muhammad Djamal, Moralista, Elfida, Noor, Fauzi, 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.
- [6] Gapsari, Femiana, 2017, “Pengantar Korosi”, Universitas Brawijaya, UB Press, Malang.
- [7] Jones, A. Denny, 1996, “Principles and Prevention of Corrosion”, Prentice Hall, New Jersey.
- [8] 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.
- [9] Moralista, Elfida, Zaenal, dan Chamid, Chusharini, 2005, “Studi Upaya Peningkatan Umur Pakai Kontruksi Bangunan melalui Penghambatan Korosi Baja Tulangan Beton dengan Menggunakan Inhibitor Korosi”, Jurnal Penelitian dan Pengabdian Volume III No. 2 (Juli – Desember 2005), ISSN: 1693-699X; P 104-112, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [10] Prayudha, Dony, Moralista, Elfida, Ashari, Yunus, 2018, “Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life / RSL) pada Jalur Pipa Transportasi Crude Oil Dari SPU-A Mundu ke Terminal Balongan di PT Pertamina Ep Jatibarang Field, Kabupaten Indramayu Provinsi Jawa Barat”, Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Februari 2018), ISSN : 2460-6499 ; P 433-439, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [11] 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”. Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Agustus 2019), ISSN: 2460-6499. P 433-439, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [12] Roberge, Pierre, 2008, “Corrosion Engineering: Principles and Practice”, New York, Mc Grawhil.
- [13] Smith, William F, 1996, “Principles of Materials Science and Engineering Third Edition”, New York, Mc Grawhil.
- [14] Widharto, S. 2001, “Karat dan Pencegahannya”, P.T. Pradnya Paramita, Jakarta.
- [15] Zaki, Ahmad, 2006, “Principles of Corrosion Engineering and Corrosion Control”, Butterworth-Heinemann, Jordan Hill, UK.