

Kajian Korosi pada Pipa Transportasi *Crude Oil Pipeline B* (SP 02 – SP 03) di Kecamatan Tirtamulya Kabupaten Karawang Provinsi Jawa Barat

Astian Imam Maulana*, Elfida Moralista, Zaenal

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

*astianimammaulana@gmail.com

Abstract. Crude oil transportation activities generally use metal-based pipeline lines. The disadvantage caused by corrosion in pipes is the occurrence of pipe thickness reduction that can cause the pipe to leak and the remaining service life of the pipe becomes low. Therefore, monitoring is required one of them is a study on the corrosion of crude oil transportation pipeline in order to transport crude oil activity is not disturbed. This study was carried out on the 3,200 m crude oil transportation pipeline above the surface and underground. The study aims to determine the type of corrosion, the applied corrosion control method, the corrosion rate, and the remaining service life of the pipe. Actual thickness measurements of pipes are carried out using a tool Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL at 17 test points. The type of corrosion occurring in crude oil transportation pipeline is uniform corrosion and erosion corrosion. The method of corrosion control applied is coating method using Polyken Liquid Adhesive System #1027, wrapping method using Polyken #980/955, method of cathodic protection of the victim Anode (SACP) using metal Magnesium as the victim anode. And method of inhibitors using UOP™ UNICOR™ C. The corrosion rate of the pipe is 0.1025 – 0.3075 mm/year and belongs to the good category based on the relative corrosion resistance. The remaining service life of the pipeline is 6.05 – 34.15 years. There is a 35% test point not reaching the pipe design age (20 years).

Keywords: Pipe, Crude Oil, Coating, Wrapping, Cathodic Protection Inhibitor, Corrosion Rate, Remaining Service Life.

Abstrak. Kegiatan transportasi *crude oil* pada umumnya menggunakan jalur-jalur pipa berbahan dasar logam. 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 pada pipa transportasi *crude oil* sepanjang 3.200 m yang berada di atas permukaan dan bawah tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi, metode pengendalian korosi yang diaplikasikan, laju korosi, dan sisa umur pakai pipa. Pengukuran tebal aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge*

Panametrics MG 2 DL pada 17 titik. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* ialah korosi merata dan korosi erosi. Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal ialah metode coating menggunakan *Polyken Liquid Adhesive System #1027*, metode wrapping menggunakan *Polyken #980/955*, dan metode proteksi katodik anoda korban (SACP) menggunakan logam Magnesium sebagai anoda korban. Sedangkan secara internal ialah metode inhibitor menggunakan UOP™ UNICOR™ C. Laju korosi pipa ialah 0,1025 – 0,3075 mm/tahun termasuk ke dalam kategori *good* berdasarkan ketahanan korosi relatifnya. Sisa umur pakai pipa ialah 6,05 – 34,15 tahun. Terdapat 35% test point tidak mencapai umur desain pipa (20 tahun).

Kata Kunci: Pipa, *Crude Oil*, Coating, Wrapping, Proteksi Katodik Inhibitor, Laju Korosi, Sisa Umur Pakai Pipa.

1. Pendahuluan

Penggunaan energi di Indonesia terus mengalami peningkatan seiring dengan pertumbuhan penduduk. Menurut Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) pada tahun 2019, Indonesia memiliki cadangan minyak yang cukup banyak mencapai 3.775 miliar barel. 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-pipa yang digunakan tersebut berbahan dasar logam. Pipa logam digunakan karena memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Namun demikian pipa logam dapat mengalami penurunan kualitas yang diakibatkan oleh korosi yang terjadi karena kontak langsung dengan lingkungan eksternal dan internal.

Kegiatan pemeliharaan adalah hal penting untuk menjaga pipa agar tidak mengalami korosi. 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.

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 metode pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil*?”, “Berapa laju korosi (CR) yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*?”. Selanjutnya, tujuan dalam penelitian ini ialah sebagai berikut:

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

2. Landasan Teori

Baja karbon merupakan material logam yang terdiri dari unsur utama besi (Fe) dan unsur kedua karbon (C) yang berpengaruh pada sifat-sifatnya. Adapun beberapa klasifikasi baja karbon, di antaranya ialah sebagai berikut:

1. Baja karbon rendah (*low carbon steel*), merupakan baja karbon dengan kandungan karbon < 0,3%.
2. Baja karbon sedang (*medium carbon steel*), merupakan baja karbon dengan kandungan karbon 0,3% - 0,6%.
3. Baja karbon tinggi (*high carbon steel*), merupakan baja karbon dengan kandungan karbon > 0,6%.

Korosi merupakan penurunan kualitas logam yang disebabkan oleh reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungan sekitarnya (Kenneth, R. Trethewey, 1991). Korosi juga bisa diartikan sebagai peristiwa alamiah yang terjadi pada bahan dan merupakan proses kembalinya bahan ke kondisi semula saat bahan ditemukan dan diolah dari alam (Supriyanto, 2007). Beberapa jenis korosi (Utomo, Budi, 2009) ialah korosi merata, korosi erosi, korosi sumuran, korosi galvanik, korosi celah, korosi tegangan, dan korosi batas butir.

Terdapat beberapa faktor yang mempengaruhi laju korosi (CR) (Jones, Denny A., 1996) pada logam ialah sebagai berikut:

1. Faktor internal, merupakan faktor yang dipengaruhi oleh komposisi paduan logam dan aspek metalurgi yang terdapat pada pipa tersebut, hal ini disebabkan karena setiap bahan dan paduan logam memiliki sifat dan karakteristik kimia dan fisika yang berbeda dalam kondisi lingkungan kerja tertentu.
2. Faktor lingkungan (eksternal), faktor ini terdiri dari lingkungan dalam pipa dan lingkungan luar pipa. Lingkungan dalam pipa merupakan faktor yang berasal dari dalam pipa seperti fluida yang mengalir di dalam pipa tersebut berupa komposisi, pH, temperatur, dan tekanan, sedangkan lingkungan luar pipa merupakan faktor yang berasal dari luar pipa seperti pH tanah, temperatur udara, kelembaban relatif, resistivitas tanah, oksigen dan air, serta ion-ion dalam tanah.

Tabel 1. *Corrosivity Ratings Based on Soil Resistivity*

<i>Soil Resistivity (Ohm.cm)</i>	<i>Corrosivity Rating</i>
> 20,000	<i>Essentially Noncorrosive</i>
10,000 – 20,000	<i>Mildly Corrosive</i>
5,000 – 10,000	<i>Moderately Corrosive</i>
3,000 – 5,000	<i>Corrosive</i>
1,000 – 3,000	<i>Highly Corrosive</i>
< 1,000	<i>Extremely Corrosive</i>

Sumber : Jones, Denny A., 1996

Metode inspeksi dan pengawasan (*monitoring*) korosi ialah metode pengurangan ketebalan, metode kehilangan berat, dan metode elektrokimia. Metode pengurangan ketebalan merupakan metode yang dilakukan dengan mengukur ketebalan pipa menggunakan alat ukur *ultrasonic thickness gauge* yang bekerja berdasarkan gelombang ultrasonik. Metode kehilangan berat merupakan perhitungan laju korosi (CR) dengan mengukur kekurangan berat yang disebabkan oleh korosi. Metode elektrokimia merupakan salah satu cara monitoring korosi yang hanya bisa dicapai apabila lingkungan yang diukur merupakan lingkungan yang kondusif atau dapat menghantarkan arus listrik.

Korosi yang terjadi pada suatu logam harus dikendalikan agar logam tidak mudah mengalami korosi dan umur pakai logam lebih lama. Beberapa pengendalian korosi (Jones, Denny A., 1996) yang dapat diaplikasikan ialah seleksi material dan desain, proteksi pelapisan (*coating*), proteksi katodik, dan inhibitor.

Ketahanan suatu material dalam menghadapi korosi pada kondisi tertentu akan menghasilkan laju korosi (CR) yang berbeda-beda. Oleh karena itu, perlu dilakukan penggolongan berdasarkan laju korosi (CR) yang terjadi pada material pipa tersebut sehingga dapat mempermudah dalam mengetahui kondisi material pipa yang sebenarnya.

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

<i>Relative Corrosion Resistance</i>	<i>Mpy</i>	<i>mm/yr</i>	<i>µm/yr</i>	<i>Nm/h</i>	<i>Pm/s</i>
<i>Outstanding</i>	<1	<0.02	<25	<2	<1
<i>Exceletnt</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	0.1 – 5	1,000 – 5,000	150 – 500	50 – 200
<i>Unacceptable</i>	200+	5+	5,000+	500+	200+

Sumber: Jones, Denny A., 1996

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Material pipa yang digunakan pada pipa transportasi *crude oil pipeline* B (SP 02 – SP 03) ialah API *grade* B yang memiliki karbon sebesar 0,28%. Berdasarkan komposisi karbon yang dimiliki, maka pipa tersebut termasuk ke dalam jenis *low carbon steel*. Penelitian dilakukan pada 17 *test point* sepanjang 3.200 m, terdapat 15 *test point* yang berada di bawah permukaan tanah dan selebihnya berada di atas permukaan tanah. Fluida yang ditransportasikan pada pipa ini berupa *crude oil*. *Crude oil* ini belum mengalami proses pengurangan kadar gas oksigen sehingga masih bercampur dengan pengotornya.

Terdapat data yang membantu dalam proses pembahasan serta analisis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*, data tersebut ialah data lingkungan. Data lingkungan sebagai berikut:

1. Jenis tanah pada daerah penelitian merupakan tanah aluvial.
2. Pengukuran pH tanah dilakukan pada 14 *test point* menggunakan alat *Digital Soil Analyzer Tester Meter* dengan pH tanah berkisar antara 5,7 – 6,3.
3. Pengukuran resistivitas tanah dilakukan pada 14 *test point* menggunakan *Resistivity Soil Meter Tinker and Rasor SR-2* dengan resistivitas tanah berkisar antara 2.389 – 3.842 ohm.cm dan berdasarkan ketahanan korosi relatif termasuk ke dalam kategori sangat korosif – korosif.
4. Temperatur udara rata-rata 27°C, kelembapan relatif 80%, dan curah hujan tahunan berkisar antara 1.100 – 3.200 mm/tahun.

Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil* secara eksternal berupa metode *coating*, *wrapping*, dan proteksi katodik. Selain itu, juga dilakukan pengendalian korosi secara internal berupa metode inhibitor. Pengukuran tebal aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL*.

Berikut contoh perhitungan berdasarkan data pengukuran tebal aktual pada *test point* 1:

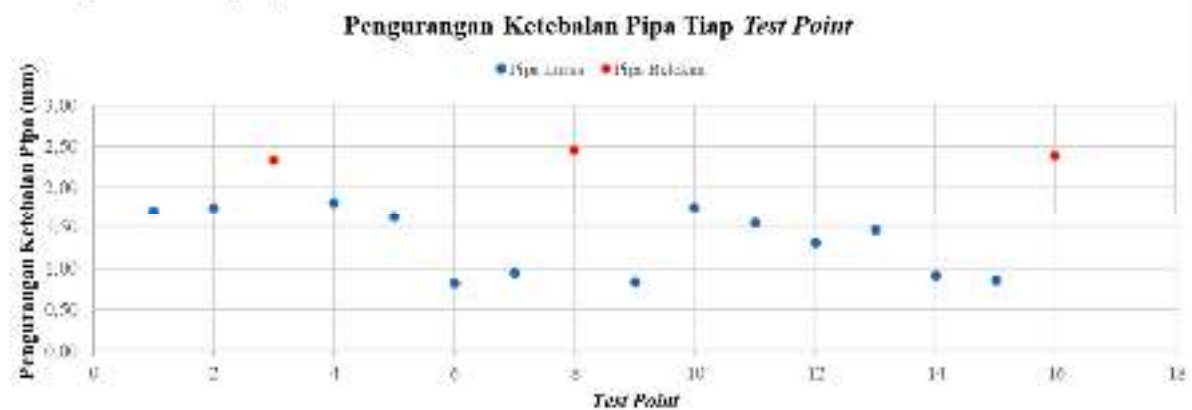
1.
$$\begin{aligned} Tr &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\ &= \frac{750 \text{ psi} \times 114,3 \text{ mm}}{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1} + 0 \\ &= 1,70 \text{ mm} \end{aligned}$$
2.
$$\begin{aligned} \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times \text{tebal aktual}}{D} \\ &= \frac{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1 \times 4,31 \text{ mm}}{114,3 \text{ mm}} \\ &= 1.900,47 \text{ psi} \end{aligned}$$
3.
$$\begin{aligned} CR &= \frac{\text{tebal nominal} - \text{tebal aktual}}{t} \\ &= \frac{6,02 \text{ mm} - 4,31 \text{ mm}}{8 \text{ tahun}} \\ &= 1,70 \text{ mm} \end{aligned}$$
4.
$$\begin{aligned} \text{RSL} &= \frac{\text{tebal aktual} - Tr}{CR} \\ &= \frac{4,31 \text{ mm} - 1,70 \text{ mm}}{0,2138 \text{ mm/tahun}} \\ &= 12,21 \text{ tahun} \end{aligned}$$

Hasil perhitungan seluruh *test point* dapat dilihat pada tabel berikut:

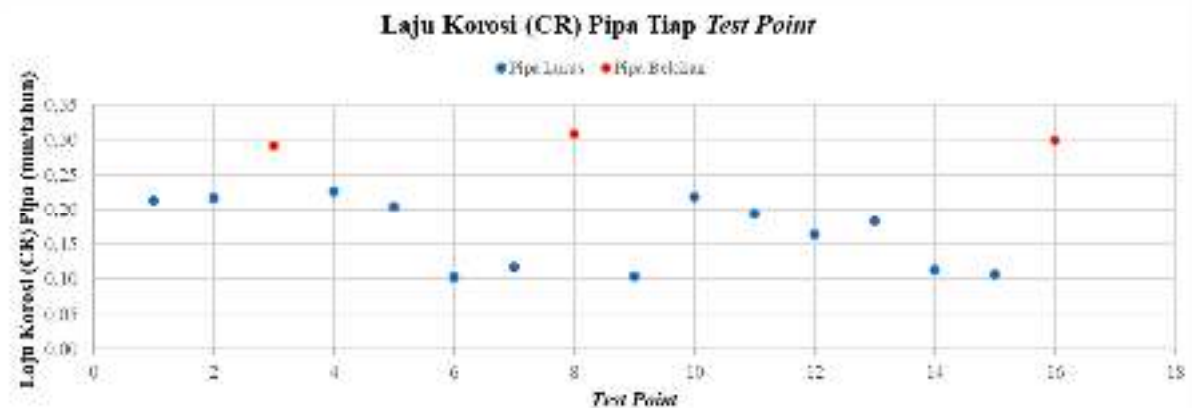
Tabel 3. Hasil Perhitungan API 570 pada Pipa Transportasi *Crude Oil Pipeline B* (SP 02 – SP 03)

<i>Test Point</i>	Jarak (m)	Identitas Area	Letak Pipa	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual (mm)	Pengurangan Ketebalan (mm)	<i>Thickness Required</i> (mm)	Laju Korosi (mm/tahun)	Sisa Umur Pakai Pipa (Tahun)
TP-1	10	Pipa Lurus	Atas Permukaan	6,02	4,31	1,71	1,70	0,2138	12,21
TP-2	200	Pipa Lurus	Atas Permukaan	6,02	4,28	1,74	1,70	0,2175	11,86
TP-3	400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	6,02	3,69	2,33	1,70	0,2913	6,83
TP-4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	4,21	1,81	1,70	0,2263	11,09
TP-5	800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	4,39	1,63	1,70	0,2038	13,20
TP-6	1000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	5,2	0,82	1,70	0,1025	34,15
TP-7	1200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	5,08	0,94	1,70	0,1175	28,77
TP-8	1400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	6,02	3,56	2,46	1,70	0,3075	6,05
TP-9	1600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	5,19	0,83	1,70	0,1038	33,64
TP-10	1800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	4,27	1,75	1,70	0,2188	11,75
TP-11	2000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	4,47	1,55	1,70	0,1938	14,30
TP-12	2200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	4,71	1,31	1,70	0,1638	18,38
TP-13	2400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	4,55	1,47	1,70	0,1838	15,51
TP-14	2600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	5,11	0,91	1,70	0,1138	29,98
TP-15	2800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	5,17	0,85	1,70	0,1063	32,66
TP-16	3000	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	6,02	3,63	2,39	1,70	0,2988	6,46
TP-17	3200	Pipa Lurus	Atas Permukaan	6,02	4,79	1,23	1,70	0,1538	20,10

Hasil perhitungan laju korosi (CR) dan sisa umur pakai (RSL) pipa pada tiap *test point* akan dibahas pada beberapa grafik.

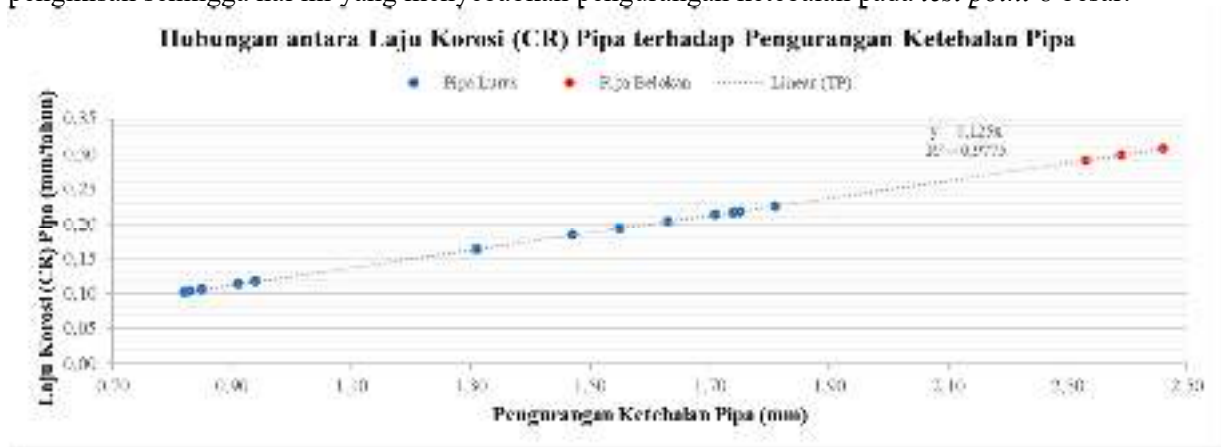


Gambar 1. Grafik Pengurangan Ketebalan Pipa Tiap *Test Point*



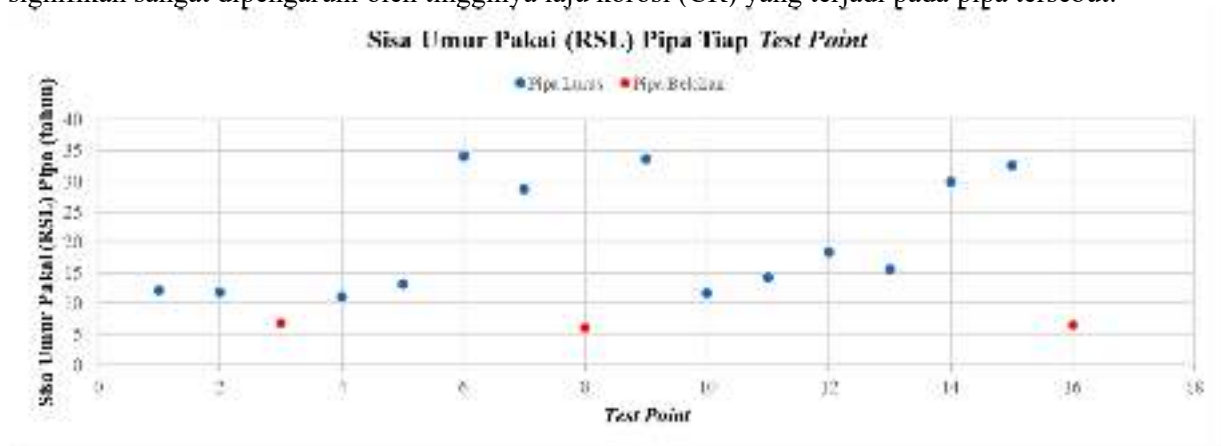
Gambar 2. Grafik Laju Korosi (CR) Pipa Tiap *Test Point*

Pada **Gambar 2** diketahui bahwa laju korosi (CR) tertinggi ialah pada *test point* 8 yang terletak pada bagian belokan. Tingginya laju korosi (CR) pada *test point* ini dapat dilihat dari pengurangan ketebalan terbesar yang terjadi yaitu sebesar 2,46 mm dari tebal nominal pipa yang dapat dilihat pada **Gambar 2**. Pada pipa yang belokan terjadi aliran turbulensi yang menghasilkan korosi erosi di internal pipa dan terjadi gesekan antara fluida dengan bagian internal pipa yang selanjutnya akan mengalami pengikisan sehingga hal ini yang menyebabkan pengurangan ketebalan pada *test point* 8 besar.



Gambar 3. Grafik Hubungan antara Laju Korosi (CR) Pipa terhadap Pengurangan Ketebalan Pipa

Korelasi antara laju korosi (CR) pipa dan pengurangan ketebalan pipa dapat tergambarkan dalam **Gambar 3** yang berupa regresi (R^2). Regresi ini diperoleh dari penarikan garis secara linier pada titik *plotting* data. Hubungan antara laju korosi (CR) pipa terhadap pengurangan ketebalan pipa memiliki regresi sebesar 0,9775. Regresi tersebut menyatakan bahwa besarnya pengurangan ketebalan pipa yang signifikan sangat dipengaruhi oleh tingginya laju korosi (CR) yang terjadi pada pipa tersebut.



Gambar 4. Grafik Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa Tiap *Test Point*

Berdasarkan **Gambar 4** Umur pipa yang paling rendah berdasarkan sisa umur pakai (RSL) pipa terjadi pada *test point* 8 sebesar 6,05 tahun. Karena umur pakai pipa 8 tahun, maka pipa ini memiliki umur sebesar 14,05 tahun yang lebih rendah dari umur desain pipa. Letak *test point* ini berada di belokan pipa. Rendahnya sisa umur pakai (RSL) pipa pada *test point* pipa belokan ini disebabkan karena terjadinya aliran turbulensi yang menghasilkan korosi erosi di internal pipa dan terjadi gesekan antara fluida yang memiliki kandungan sedimen dengan bagian internal pipa yang selanjutnya akan mengalami pengikisan sehingga menyebabkan sisa umur pakai (pipa) pada *test point* 8 rendah. Di beberapa titik belokan lainnya juga memiliki sisa umur pakai (RSL) pipa yang rendah yaitu berkisar 6 – 6,5 tahun saja.



Gambar 5. Grafik Hubungan antara Resistivitas Tanah terhadap Laju Korosi (CR) Pipa

Berdasarkan data pengukuran resistivitas tanah di sekitar area pipa transportasi *crude oil* diketahui resistivitas tanah berkisar antara 2.389 – 3.842 ohm.cm dan termasuk ke dalam tingkat sangat korosif – korosif yang dapat dilihat pada **Tabel 1**. Berdasarkan **Gambar 5** diketahui bahwa hubungan antara resistivitas tanah terhadap laju korosi (CR) pipa tidak memiliki keterkaitan. Hal ini dapat menunjukkan bahwa pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal (*coating*, *wrapping*, dan proteksi katodik) pada pipa dalam kondisi yang baik sehingga laju korosi (CR) yang terjadi lebih dominan dipengaruhi oleh komposisi *crude oil* bukan resistivitas tanah.



Gambar 6. Grafik Hubungan antara pH Tanah terhadap Laju Korosi (CR) Pipa

Berdasarkan **Gambar 6** diketahui bahwa hubungan antara pH tanah terhadap laju korosi (CR) pipa tidak memiliki keterkaitan. Hal ini dapat menunjukkan bahwa pH tanah tidak terlalu mempengaruhi laju korosi (CR) karena pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal dalam kondisi yang baik sehingga laju korosi (CR) yang terjadi lebih dominan dipengaruhi oleh komposisi *crude oil*.

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian ini, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Jenis korosi yang terjadi ialah korosi merata dan korosi erosi.
2. Metode pengendalian korosi secara eksternal yaitu dengan metode *coating* menggunakan Polyken Liquid Adhesive System #1027, metode *wrapping* menggunakan Polyken #980/950, dan metode proteksi katodik dengan sistem anoda korban (SACP) digunakan magnesium sebagai anoda korbannya. Sedangkan pengendalian korosi secara internal yaitu dengan metode inhibitor menggunakan UOP™ UNICOR™ C.
3. Laju korosi pipa berkisar antara 0,1025 – 0,3075 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif termasuk ke dalam kategori *good*.

4. Sisa umur pakai pipa berkisar antara 6,05 – 34,15 tahun. Terdapat 35% *test point* tidak mencapai umur desain pipa (20 tahun).

5. Saran

Berdasarkan dari penelitian ini, maka penulis memberikan saran sebagai berikut:

1. Perlu dilakukan inspeksi yang lebih intensif pada *test point* pipa belokan dan tingkat korosivitasnya tinggi.
2. Melakukan evaluasi terhadap jenis dan konsentrasi inhibitor yang digunakan.

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*. Bandung: Universitas Islam 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*. Bandung: Universitas Islam Bandung.
- [3] Anonim. 2012. *Pipeline Transportation System for Liquids and Slurries (ASME 31.4)*. New York: American Society of Mechanical Engineers.
- [4] Anonim. 2015. *Inspector's Examination, Pressure Piping Inspector (API 570)*. Washington DC: American Petroleum Institute.
- [5] Anonim. 2015. *Welded and Seamless Wrought Steel Pipe (ASME 36.1)*. New York: American Society of Mechanical Engineers.
- [6] Daryanto dan Amanto. 2006. *Ilmu Bahan*. Jakarta: Bumi Aksara.
- [7] Hutauruk, Franky Yonatan. 2017. *Analisa Laju Korosi pada Pipa Baja Karbon dan Pipa Galvanis dengan Metode Elektrokimia*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh November.
- [8] Jonnes, Denny A. 1996. *Principal and Prevention of Corrosion*. New Jersey: Prentice Hall.
- [9] Kenneth, R. Trethwey. 1991. *Korosi untuk Mahasiswa Sains dan Rekayasa*. Jakarta: Gramedia Pustaka Utama.
- [10] 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*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- [11] Moralista, Elfida, Zaenal, dan Chamid, Chusharini. 2005. *Studi Upaya Peningkatan Umur Pakai Kontruksi Bangunan melalui Penghambatan Korosi Baja Tulangan Beton dengan Menggunakan Inhibitor Korosi*. Bandung: Universitas Islam Bandung.
- [12] Nandi. 2006. *Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: Universitas Pendidikan Indonesia.
- [13] Supriyanto. 2007. *Pengaruh Konsentrasi Larutan NaCl 2% dan 3,5% terhadap Laju Korosi pada Baja Karbon Rendah*. Surakarta: Universitas Muhammadiyah Surakarta.
- [14] Utomo, Budi. 2009. *Jenis Korosi dan Penanggulangannya*. Semarang: Universitas Diponegoro.