

Kajian Sisa Umur Pakai Pipa Transportasi *Crude Oil* pada Pipeline F (SP 06 – SP 07) di Kecamatan Tirtamulya Kabupaten Karawang Provinsi Jawa Barat

Panji Pamungkas*

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

*thinkpanji@gmail.com

Abstract. The remaining life of a crude oil transportation can be reduced due to corrosion occurring in metal pipes. Corrosion is a reduction in metal quality due to interacting with the environment. The loss caused by corrosion of the pipe is the occurrence of pipe thickness reduction that can cause the pipe to leak and the rest of the pipe life is low. Therefore, a monitoring is required to study the remaining life of crude oil transportation pipeline for crude oil transportation activities. This research was conducted on the crude oil transportation pipeline of 2,930 m which is above and below ground level. This research aims to determine the type of corrosion, the method of corrosion control used, the corrosion rate and the remaining life of the crude oil transportation pipeline and the external environmental factors that affect it. The methodology used in this study is to measure the reduction of pipe thickness due to corrosion to determine the corrosion rate and residual life of pipes based on API 570. In this study, Actual thickness measurements of pipes are carried out using a tool Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL at 16 test points, While observations of environmental conditions included average air temperature 27°C, relative humidity 80%, soil pH 5.7 – 6.3, and soil resistivity 2,389 – 3,842 ohm.cm including highly corrosive to corrosive categories. 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 TM UNICOR TM C. The corrosion rate of the pipe is 0.1943 – 0.3214 mm/year and belongs to the good category based on the relative corrosion resistance. The service life is 7 years and remaining service life of the pipeline is 10.89 – 15.24 years. There is a 43,75% test point not reaching the age of the pipe design (20 years).

Keywords: Carbon Steel Pipe, Crude Oil, Corrosion Control, Corrosion Rate, Remaining Service Life of the Pipe.

Abstrak. Sisa umur pakai transportasi crude oil dapat berkurang akibat korosi yang terjadi pada pipa logam. Korosi adalah penurunan kualitas logam akibat berinteraksi dengan lingkungannya. 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 untuk mengkaji mengenai sisa umur pakai pipa transportasi crude oil agar kegiatan transportasi crude oil tidak terganggu. Penelitian ini dilakukan pada jalur pipa transportasi crude oil sepanjang 2.930 m yang berada di atas dan di bawah permukaan tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi, metode pengendalian korosi yang digunakan, laju korosi dan sisa umur pakai pipa transportasi crude oil serta faktor – faktor lingkungan eksternal yang mempengaruhinya. Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini adalah dengan pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi dan sisa umur pakai pipa berdasarkan API 570. Pengukuran ketebalan pipa dilakukan dengan menggunakan alat Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL pada 16 test point. Kondisi lingkungan di sekitar pipa memiliki temperatur udara rata-rata 270C, kelembapan relatif 80%, pH tanah 5,7 – 6,3, dan resistivitas tanah 2.389 – 3.842 ohm.cm termasuk ke dalam kategori sangat korosif – korosif. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil ialah korosi merata dan korosi erosi. Metode pengendalian korosi yang digunakan 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 TM UNICOR TM C. Laju korosi pada pipa ialah 0,1943 – 0,32414 mm/tahun dan termasuk ke dalam kategori good berdasarkan ketahanan korosi relatifnya. Umur pakai pipa ialah 7 tahun dan sisa umur pakai pipa berkisar 10,89 – 15,24 tahun, dengan demikian terdapat 43,75% test point yang tidak dapat mencapai umur desain pipa (20 tahun).

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

1. Pendahuluan

Korosi dapat diartikan sebagai peristiwa alamiah yang terjadi pada bahan logam. Korosi merupakan penurunan kualitas logam akibat kontak dengan lingkungannya, baik lingkungan eksternal maupun lingkungan internal. Logam yang memiliki kegunaan sebagai bahan dasar pembuatan pipa memiliki sifat ketahanan yang baik terhadap tekanan dan perbedaan suhu.

Namun pada kenyataannya pipa yang berbahan dasar logam lebih rentan mengalami proses oksidasi karena reaksi logam terhadap lingkungan sekitarnya. Kerugian yang ditimbulkan oleh korosi pada pipa logam ialah terjadinya pengurangan ketebalan pipa yang dapat menyebabkan pipa tersebut mengalami kebocoran dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah sehingga dapat mengganggu aktivitas distribusi transportasi *crude oil*.

Perlu adanya upaya – upaya yang dilakukan untuk meminimalisir terjadinya korosi seperti pengendalian dan pengawasan (*monitoring*) korosi, Pengendalian korosi dilakukan untuk mencegah agar tidak terjadi korosi pada logam dan umur pakai logam lebih lama dan. Oleh karena itu, melalui kajian mengenai sisa umur pakai pipa pada transportasi *crude oil* dapat diketahui sisa umur pakai dan kegiatan distribusi *crude oil* dapat maksimal.

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan, maka perumusan masalah dalam penelitian ini sebagai berikut: “Berapa sisa umur pakai pipa transportasi *crude oil* pada *pipeline* F (SP 06 – SP 07)?”. Selanjutnya, tujuan dalam penelitian ini diuraikan dalam pokok-pokok sbb.

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 faktor – faktor lingkungan eksternal 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

Minyak mentah merupakan campuran dari berbagai macam hidrokarbon, jenis molekul yang ditemukan dalam minyak bumi adalah alkana, sikloalkana, hidrokarbon aromatik, atau senyawa kompleks seperti aspaltena (Yasin, 2013)[18]. Setiap minyak bumi memiliki keunikan terhadap molekulnya masing-masing, yang diketahui dari bentuk fisik dan ciri-ciri kimia, warna, dan viskositas

Material Logam

Logam merupakan suatu unsur, senyawa, atau paduan dengan sifat keras, tidak tembus cahaya, berkilau, dan memiliki konduktivitas listrik dan termal yang baik (Erwin Siahaan, 2011) Logam dapat ditempa hingga berubah bentuk secara permanen tanpa mengalami patah atau retak. Logam terbagi menjadi dua, yaitu logam murni dan logam paduan (*metal alloy*).

Korosi

Korosi didefinisikan sebagai penghancuran paksa zat seperti yang terjadi pada logam dan bahan bangunan sekitarnya (Knofel, 1978). Korosi dapat diartikan sebagai penurunan mutu logam yang disebabkan oleh reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungan sekitarnya (Trethewey, 1991). Jenis korosi:

1. Korosi merata (*uniform corrosion*)
2. Korosi erosi (*erosion corrosion*)
3. Korosi sumuran (*pitting corrosion*)
4. Korosi galvanik (*galvanic corrosion*)
5. Korosi celah (*crevice corrosion*)
6. Korosi tegangan (*stress corrosion cracking*)
7. Korosi batas butir (*intergranular corrosion*)

Faktor yang Mempengaruhi Laju Korosi (*Corrosion Rate*)

Logam yang digunakan sebagai bahan dasar pipa akan mengurangi kinerja distribusi aliran fluida, maka perlu diketahui faktor – faktor terjadinya korosi pada logam .

1. Faktor Internal, faktor yang dipengaruhi oleh komposisi paduan logam dan aspek metalurgi yang ada pada pipa tersebut
2. Faktor Lingkungan Internal Pipa, faktor yang berasal dari dalam pipa seperti fluida yang mengalir di dalam pipa tersebut berupa komposisi, pH, tekanan dan temperatur.
3. Faktor Lingkungan Eksternal Pipa, merupakan faktor yang berasal dari luar pipa atau yang berhubungan dengan kondisi lingkungan tempat pipa tersebut berada, seperti pH air, temperatur udara, kelembapan relatif, resistivitas tanah, Oksigen dan air, ion – ion dalam tanah

Inspeksi dan Pengawasan Korosi

Menurut Denny A Jones (1996), metode untuk melakukan pengawasan sebagai upaya untuk meminimalisir terbentuknya korosi pada logam

1. Metode Pengukuran Pengurangan Ketebalan
2. Metode Kehilangan Berat
3. Metode Elektrokimia

Pengendalian Korosi

Pengendalian korosi dilakukan untuk mencegah agar tidak terjadi korosi pada logam agar umur pakai logam lebih lama

1. Seleksi Material dan Desain
2. Proteksi Pelapisan (*Coating*)
3. Proteksi Katodik
4. Inhibitor

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Crude Oil yang ditransportasikan pada pipa *Pipeline F* (SP 06 – SP 07) di Kecamatan Tirtamulya, Kabupaten Karawang, Provinsi Jawa Barat. Berdasarkan data komposisi dan karakteristik *crude oil* didapatkan $^{\circ}\text{API gravity}$ sebesar 34,48 yang termasuk ke dalam kategori *medium crude oil*. Sedangkan untuk pipa transportasi yang dipakai ialah *API 5L grade B* yang memiliki kandungan karbon sebesar 0,28% termasuk ke dalam jenis *low carbon steel*. Pemasangan pipa dilakukan pada tahun 2012 dan inspeksi terakhir pada tahun 2019, sepanjang 2.930 m sebanyak 16 *test points*. Pengukuran pH tanah dilakukan dengan alat *Digital Soil Analyzer Tester Meter*, dengan menancapkan alat ini secara vertikal ke dalam tanah, Pengukuran resistivitas tanah dengan alat *Soil Resistivity Meter Tinker and Rasor SR-2*, untuk pengukuran ketebalan pipa dengan alat *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL* dengan 4 (empat) arah pengukuran 0° , 90° , 180° dan 270° searah dengan jarum jam.

Data Lingkungan

Data lingkungan dibutuhkan untuk melakukan korosi yang terjadi pada pipa pipeline F (SP 06 – 07) untuk transportasi *crude oil*. Data lingkungan tersebut, adalah:

1. Jenis tanah alluvial
2. pH Tanah berkisar 5,8 – 6,2
3. Resistivitas tanah berkisar 2.617 – 3.478 ohm.cm. Berdasarkan *corrosivity ratings based on soil resistivity* termasuk ke dalam kategori sangat korosif sampai korosif.
4. Temperatur udara rata-rata 27°C dengan tekanan udara rata – rata 0,01 milibar, penyinaran matahari 66%, kelembapan relatif 80% dan curah hujan tahunan berkisar antara 1.100 – 3.200 mm/tahun.

Contoh Perhitungan Test Point 1

Tabel 1. Contoh Parameter Perhitungan Pada Test Point 1

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pakai Pipa, Tahun	7
2	Design Pressure (P), psi	750
3	Design Factor	0,72
4	Weld Joint Factor (E)	1
5	Minimum Yield Strength, psi	35.000
6	Allowable Stress Value (S), psi	25.200
7	Corrosion Allowance (CA), mm	0
8	Tebal Nominal, mm	6,02
9	Tebal Aktual, mm	4,52
10	Diameter Luar (D), mm	114,3

1. Thickness Required (Tr)

$$\begin{aligned} Tr &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\ &= \frac{750 \text{ psi} \times 114,3 \text{ mm}}{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1} + 0 \\ &= 1,70 \text{ mm} \end{aligned}$$

2. Perhitungan Maximum Allowance Working Pressure (MAWP)

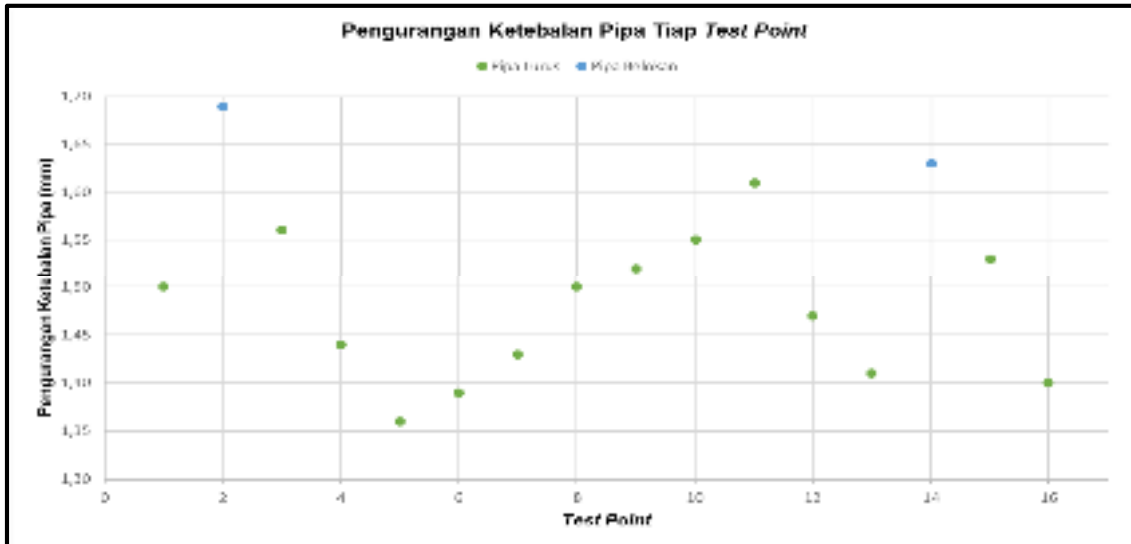
$$\begin{aligned} \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times \text{tebal aktual}}{D} \\ &= \frac{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 4,52 \text{ mm}}{114,3 \text{ mm}} \\ &= 1.993,0 \text{ psi} \end{aligned}$$

3. Perhitungan laju korosi (CR) pipa

$$\begin{aligned} \text{CR} &= \frac{\text{tebal nominal} - \text{tebal aktual}}{t} \\ &= \frac{6,02 \text{ mm} - 4,52 \text{ mm}}{7 \text{ tahun}} \\ &= 0,21 \text{ mm/tahun} \end{aligned}$$

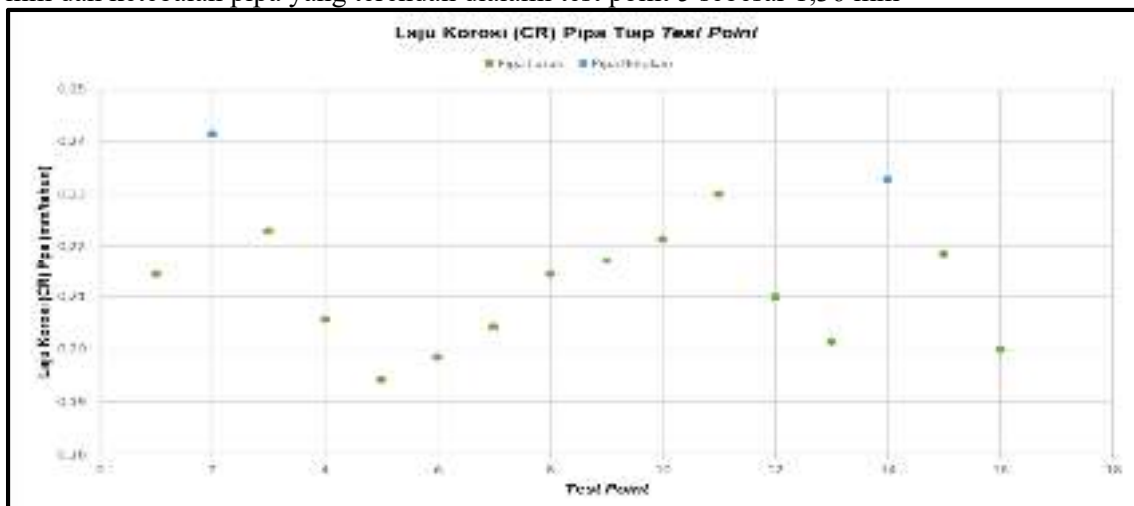
4. Perhitungan sisa umur pakai (RSL) pipa

$$\begin{aligned}
 \text{RSL} &= \frac{\text{tebal aktual} - Tr}{\text{CR}} \\
 &= \frac{4,52 \text{ mm} - 1,70 \text{ mm}}{0,21 \text{ mm/tahun}} \\
 &= 13,16 \text{ tahun}
 \end{aligned}$$



Gambar 1. Grafik Pengurangan Ketebalan Pipa Pada Tiap Test Point

Dilihat dari **Gambar 1** bahwa terdapat 16 test point yang mengalami pengurangan ketebalan pipa, pengurangan ketebalan pipa yang tertinggi dialami pada test point 2 sebesar 1,69 mm dan ketebalan pipa yang terendah dialami test point 5 sebesar 1,36 mm



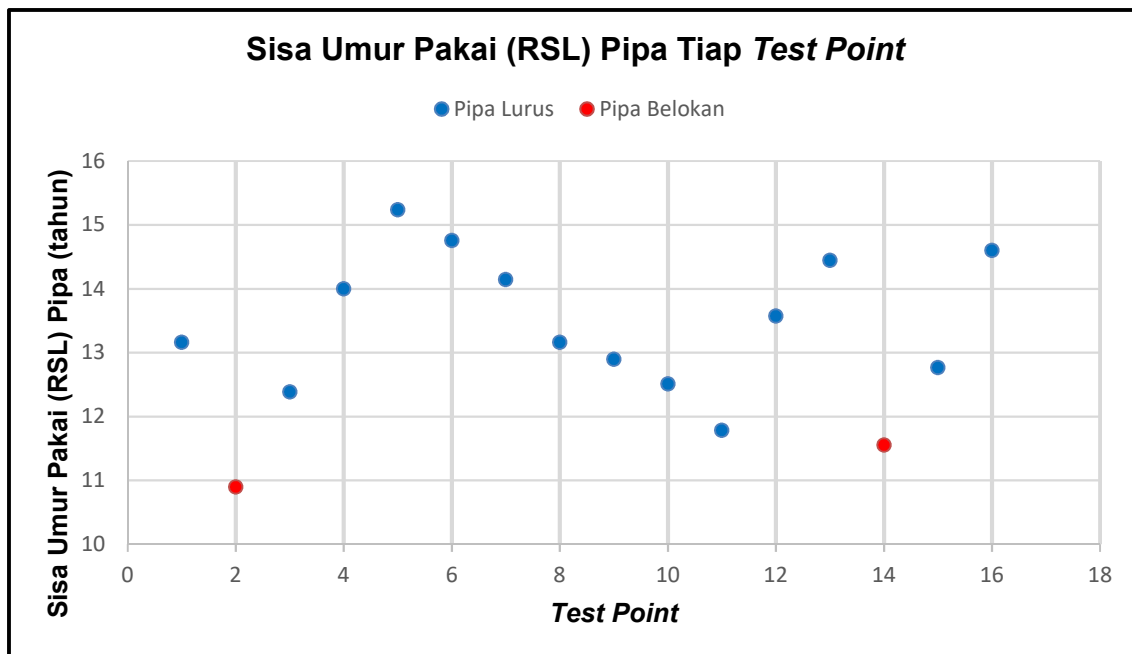
Gambar 2. Grafik Laju Korosi (CR) Pipa Pada Tiap Test Point

Dilihat dari **Gambar 2** bahwa test point yang mengalami laju korosi (CR) tertinggi dialami pada test point 2 sebesar 0,241 mm/thn dan laju korosi (CR) terendah dialami test point 5 sebesar 0,194 mm/thn



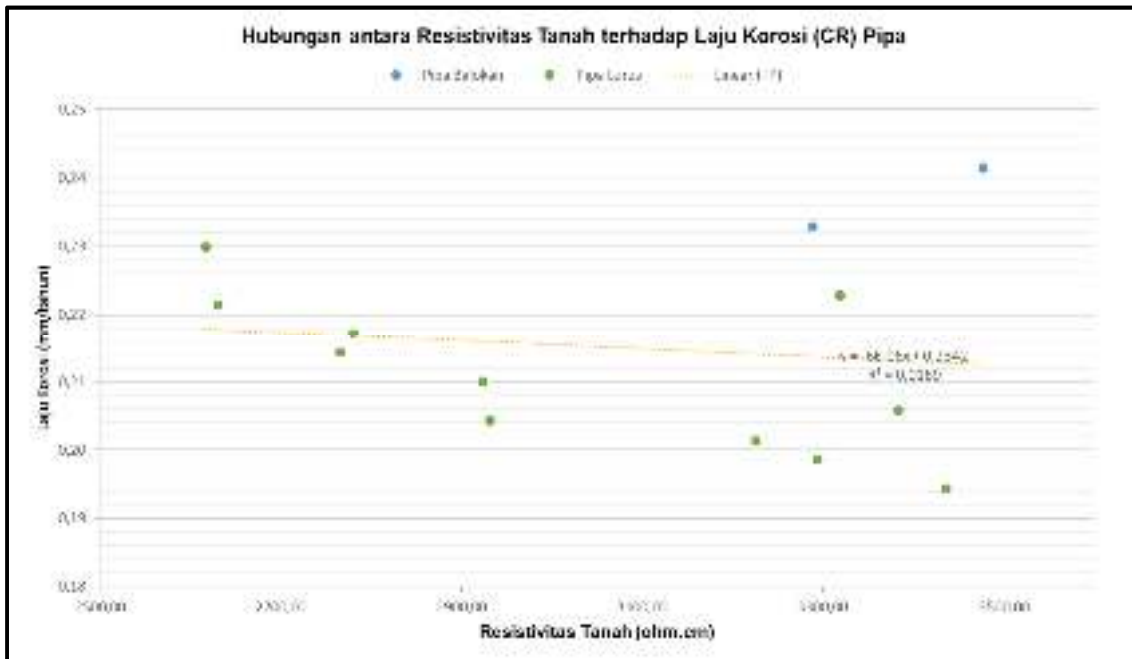
Gambar 3. Grafik Hubungan antara Laju Korosi (CR) terhadap Pengurangan Ketebalan Pipa

Dilihat dari **Gambar 3** bahwa nilai laju korosi sangat mempengaruhi atau sangat berkaitan dengan nilai pengurangan ketebalan pipa, hal ini dibuktikan pada nilai korelasi yang didapat sebesar 0,9879 artinya faktor pengurangan ketebalan pipa sangat mempengaruhi laju korosi.



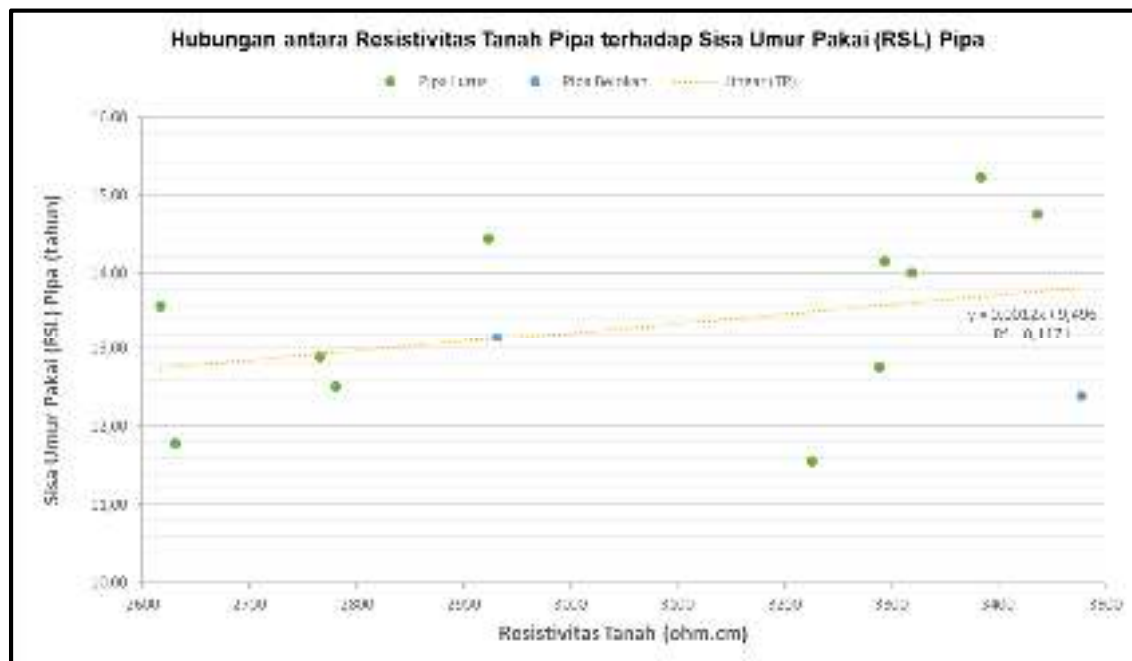
Gambar 4. Grafik Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa Pada Tiap Test Point

Dilihat dari **Gambar 4** bahwa sisa umur pakai pipa yang tertinggi berada di *test point* 5 sebesar 15,24 tahun dan ssa umur pakai pipa terendah berada di *test point* 2 sebesar 10,89 tahun.



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

Dilihat dari **Gambar 5** bahwa nilai resistivitas tanah tidak mempengaruhi atau tidak berkaitan dengan laju korosi, hal ini dapat dilihat dari nilai korelasi sebesar 0,0198 yang artinya tidak mempengaruhi atau tidak berkaitan.



Gambar 6. Grafik Hubungan antara Resistivitas Tanah terhadap Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa

Dilihat dari **Gambar 6** bahwa nilai resistivitas tanah tidak mempengaruhi atau tidak berkaitan dengan Sisa Umur Pakai (RSL), hal ini dapat dilihat dari nilai korelasi sebesar 0,1171 yang artinya tidak mempengaruhi atau tidak berkaitan.

4. Kesimpulan

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

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* ialah korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*).
2. Metode pengendalian korosi secara eksternal 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 dengan metode inhibitor menggunakan UOP™ UNICOR™ C.
3. Faktor lingkungan eksternal yaitu resistivitas dan pH tanah tidak berpengaruh terhadap laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Sedangkan untuk faktor lingkungan internal yaitu kandungan sulfur, kadar air dan kadar garam lebih dominan pengaruhnya terhadap laju korosi dan sisa umur pakai pipa.
4. Laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) pipa berkisar antara 0,1943 – 0,2414 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif termasuk ke dalam kategori *good*. Sedangkan untuk sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa berkisar antara 10,89 – 15,24 tahun. Hal ini menunjukkan bahwa terdapat 43,75% *test point* yang tidak dapat mencapai umur desain pipa (20 tahun).

5. Saran

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

1. Perlu dilakukan inspeksi yang lebih intensif pada *test point* pipa dengan kondisi belokan dan yang 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 (Remining 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”, Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Agustus, 2018), ISSN : 2460-6499 ; P 467-657, 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] 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.
- [6] Daryanto dan Amanto, 2006, “Ilmu Bahan”, Bumi Aksara, Jakarta.
- [7] Hutauruk, Franky Yonatan, 2017, “Analisa Laju Korosi pada Pipa Baja Karbon dan Pipa Galvanis dengan Metode Elektrokimia”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- [8] Jaya, Helwan., 2010, “Katodik Pipa”, Jakarta:Departemen Metalurgi dan Material FTUI
- [9] Jones, Denny A., 1996, “Principal and Prevention of Corrosion”, Prentice Hall, New Jersey.
- [10] Kenneth, R. Trethewey, 1991, “Korosi untuk Mahasiswa Sains dan Rekayasa”, Gramedia Pustaka Utama, Jakarta.

- [11] Knofel, Dietbert., 1978, “Corrosion Of Building Material”, Van Nostrand Reinhold Company Chamberlain, United States
- [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 Kontruksi 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.
- [14] Nandi, 2006, “Minyak dan Gas Bumi”, Universitas Pendidikan Indonesia, Bandung.
- [15] Siahaan, Erwin, 2011. “Karakteristik & Struktur Mikori pada baja Karbon 45 C dan S 60 C”, Universitas Tarumanegara, Jakarta.
- [16] Supriyanto, 2007, “Pengaruh Konsentrasi Larutan NaCl 2% dan 3,5% terhadap Laju Korosi pada Baja Karbon Rendah”, Universitas Muhammadiyah Surakarta, Surakarta.
- [17] Utomo, Budi, 2009, “Jenis Korosi dan Penanggulangannya”, Universitas Diponegoro, Semarang.
- [18] Yasin, Gulam, 2013, “Quality and Chemiostry of Crude Oil”,Jurnal of Petroleum and Alternative Fuel volume 4 hal 55 – 66, Diakses pada 4 Mei 2019.