

Kajian Sisa Umur Pakai Pipa Transportasi *Crude Oil* pada Pipeline E (SP 05 – SP 06) di Kecamatan Tirtamulya Kabupaten Karawang Provinsi Jawa Barat

Gina Sonia^{*}, Elfida Moralista, Zaenal

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

*ginasson12@gmail.com

Abstract. Crude oil transportation activities generally used 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 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 2.700 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. The methodology used is the measurement of pipe thickness reduction to determine the corrosion rate and the remaining service life of the pipe based on API 570. Measurement of the actual thickness of the pipe is carried out using the Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL at 15 test points. In this study area has environmental conditions that include an average air temperature of 27°C, relative humidity 80%, soil pH 5,9 – 6,4 and soil resistivity 2.270 – 4.355 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 0,1567 – 0,1933 mm/year and belongs to the good category based on the relative corrosion resistance. The age of the pipe used is 15 years and it is known from the calculation that the remaining service life of the pipe is 7.34 - 12.57 years, so the pipe can be used beyond the design life of the pipe which is 20 years.

Keywords: carbon steel pipes, crude oil, corrosion rate and remaining service life pipe.

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 2.700 meter yang berada di atas dan di bawah permukaan tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi, metode pengendalian korosi yang diaplikasikan, laju korosi (Corrosion Rate/CR) dan sisa umur pakai (Remaining Service Life/RSL) pipa. Metodologi yang digunakan adalah pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi dan sisa umur pakai pipa berdasarkan API 570. Pengukuran tebal aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL pada 15 test point. Pada daerah penelitian ini memiliki kondisi lingkungan yang meliputi temperatur udara rata-rata 270C, kelembapan relatif 80%, pH tanah 5,9 – 6,4 dan resistivitas tanah 2.270 – 4.355 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 diaplikasikan secara eksternal ialah metode coating menggunakan Polyken Liquid Adhesive System #1027, metode wrapping menggunakan Polyken #980/955, dan metode proteksi katodik sistem 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 0,1567 – 0,1933 mm/tahun termasuk ke dalam kategori good berdasarkan ketahanan korosi relatifnya. Umur pipa yang digunakan yaitu selama 15 tahun dan diketahui dari perhitungan sisa umur pakai pipa ialah 7,34 – 12,57 tahun, sehingga pipa dapat digunakan melebihi umur desain pipa yaitu 20 tahun.

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-pipa yang digunakan tersebut berbahan dasar logam. Pipa logam digunakan karena memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Namun pipa logam dapat mengalami penurunan kualitas material kualitas yang diakibatkan oleh korosi. Korosi ini dapat terjadi karena adanya faktor yang mempengaruhi yaitu faktor eksternal dan faktor internal. Beberapa akibat dari korosi ini seperti pengurangan ketebalan, kebocoran dan sisa umur pakai pipa.

Pengendalian korosi dan monitoring sangat diperlukan untuk meminimalkan korosi yang terjadi pada pipa. Oleh karena itu diperlukan kajian yang berkaitan dengan korosi yang terjadi dan mengetahui sisa umur pakai pipa transportasi crude oil.

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan, terdapat beberapa tujuan dalam penelitian ini yaitu :

1. Mengetahui jenis korosi dan tingkat korosivitas yang terjadi pada pipa transportasi *crude*

- oil*.
- Mengetahui metode pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil*.
 - Mengetahui laju korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*.
 - Mengetahui sisa umur pakai pipa transportasi *crude oil*.

2. Landasan Teori

Material Logam

Pipa merupakan material berbentuk silinder dengan lubang di tengahnya yang terbuat dari logam ataupun bahan-bahan lain sebagai sarana transportasi fluida baik yang berbentuk cair maupun gas. Fluida yang mengalir pada pipa memiliki tekanan dan temperatur yang berbeda-beda. Biasanya pipa yang memiliki ketahanan yang baik terbuat dari logam.

Minyak Mentah

Minyak yang baru keluar dari sumur mengandung bermacam-macam zat kimia. Lebih dari setengah (50 – 98%) dari zat-zat tersebut merupakan senyawa hidrokarbon. Senyawa utama yang terkandung dalam minyak bumi ialah alifatik, alisiklik, dan aromatik. Minyak mentah merupakan minyak bumi yang telah terpisah dengan gas alam. Beberapa jenis minyak mentah ialah sebagai berikut:

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

Korosi

Korosi merupakan penurunan kualitas logam yang disebabkan oleh reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungan sekitarnya (Kenneth, R. Trethewey, 1991)[12]. 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.

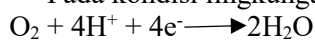
Persamaan reaksi korosi yang terjadi pada pipa yaitu :

- Reaksi Oksidasi

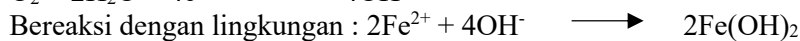
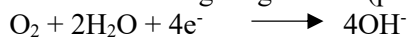


- Reaksi Reduksi

Pada kondisi lingkungan asam ($\text{pH} < 7$)



Pada kondisi lingkungan basa ($\text{pH} > 7$)



Faktor – Faktor yang Mempengaruhi Laju Korosi

Pada proses terjadinya korosi ini terdapat beberapa faktor yang dapat mempengaruhi laju korosi baik faktor internal maupun faktor eksternal. Berikut faktor yang mempengaruhi laju korosi :

- Faktor Internal
- Faktor Lingkungan
 - Lingkungan internal pipa
 - Lingkungan eksternal pipa : pH Tanah atau pH air, temperatur udara, kelembapan relatif, resistivitas tanah, Oksigen dan air, ion-ion dalam tanah.

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Material pipa transportasi *crude oil pipeline E* (SP 05 – SP 06) menggunakan material pipa API 5L Grade B dengan kandungan karbon 0,28%. Berdasarkan kandungan karbon tersebut maka material pipa termasuk ke dalam jenis *low carbon steel*. Berdasarkan ASME B31.4, material pipa transportasi *crude oil pipeline E* (SP 05 – SP 06) menggunakan API 5L Grade B dengan diameter pipa 4” dan *schedule 40* dengan spesifikasi tebal nominal 6,02 mm.

Penelitian ini dilakukan pada pipa transportasi crude oil pipeline E (SP 05-SP 06) di Kecamatan Tirtamulya, Kabupaten Karawang, Provinsi Jawa Barat. Data pengukuran ini merupakan data yang diambil pada tahun 2019 merupakan tahun inspeksi terakhir pada pipa dengan tahun pemasangan pipa pada tahun 2004. Kegiatan pengukuran dilakukan pada pipa sepanjang 2.700 meter dengan test point pengukuran sebanyak 15.

Data Lingkungan

Data lingkungan merupakan data penunjang tambahan yang dibutuhkan untuk melakukan analisis pada penelitian ini, seperti:

1. Jenis tanah aluvial.
2. pH Tanah berkisar 5,9 – 6,4.
3. Resistivitas tanah berkisar 2.270 – 4.355 ohm.cm termasuk ke dalam kategori sangat korosif sampai korosif berdasarkan corrosivity ratings based on soil resistivity.
4. Temperatur udara dan curah hujan temperatur udara rata-rata 270C dengan kelembapan relatif 80%.

Contoh Perhitungan pada Test Point 1

Tabel 1. Contoh Parameter Perhitungan pada Test Point 1

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pipa (Tahun)	15
2	Design pressure (P) (psi)	750
3	Design Factor	0,72
4	Wield Joint Factor (E)	1
5	Specified Minimum Yield Strength (SMYS) (psi)	35.000
6	Allowable Stress Value (S) (S=0,72 x SMYS) (psi)	25.200
7	Corrosion Allowance (CA) (mm)	0
8	Tebal Nominal (mm)	6,02
9	Tebal Aktual (mm)	3,38
10	Diameter Pipa (D) (mm)	114,3

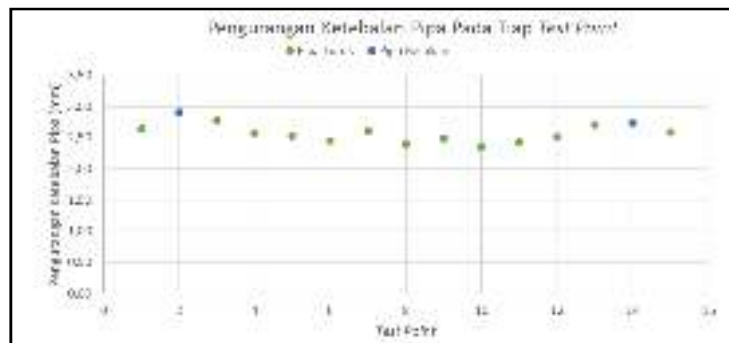
1. Perhitungan Thickness Required (tr)
 Thickness Required (Tr) = $"P \times D" / "2 \times S \times E" + CA$
 = $"750 \text{ Psi} \times 114,3 \text{ mm}" / "2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1" + 0$
 = 1,70 mm
2. Perhitungan Maximum Allowance Working Pressure (MAWP)
 MAWP = $"2 \times S \times E \times \text{tebal aktual}" / "D"$
 = $"2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1 \times 3,38 \text{ mm}" / "114,3 \text{ mm}"$
 = 1490,39 psi
3. Perhitungan Laju korosi (Corrosion Rate)
 Laju Korosi = $"\text{tebal nominal} - \text{tebal aktual}" / "\text{Umur pipa}"$
 = $"6,02 \text{ mm} - 3,38 \text{ mm}" / "15 \text{ tahun}"$
 = 0,1760 mm/tahun
4. Perhitungan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life/RSL) Pipa
 RSL = $"\text{tebal aktual} - \text{thickness required}" / "\text{Laju Korosi}"$
 = $"3,38 \text{ mm} - 1,70 \text{ mm}" / "0,1760 \text{ mm/tahun}"$
 = 9,54 tahun

Berikut merupakan hasil perhitungan laju korosi dan sisa umur pakai yang terdapat pada tiap test point.

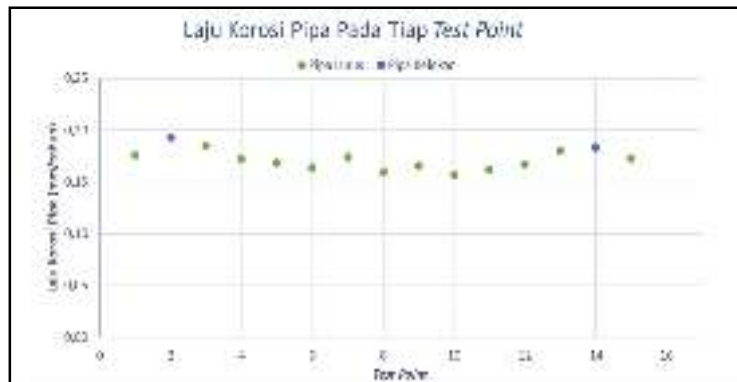
Tabel 2. Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa Transportasi *Crude Oil*

<i>Test Point</i>	Jarak (m)	Letak Pipa	Identitas Area	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual Pipa (mm)	Pengurangan Ketebalan Pipa (mm)	<i>Thickness Required</i> (mm)	Laju Korosi (mm/tahun)	Sisa Umur Pakai (Tahun)
1	35	Atas Permukaan	Pipa Lurus	6,02	3,38	2,64	1,70	0,1760	9,54
2	200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	6,02	3,12	2,90	1,70	0,1933	7,34
3	400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,02	3,24	2,78	1,70	0,1853	8,30
4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,02	3,44	2,58	1,70	0,1720	10,11
5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,02	3,49	2,53	1,70	0,1687	10,61
6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,02	3,57	2,45	1,70	0,1633	11,44
7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,02	3,41	2,61	1,70	0,1740	9,82
8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,02	3,62	2,40	1,70	0,1600	11,99
9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,02	3,53	2,49	1,70	0,1660	11,02
10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,02	3,67	2,35	1,70	0,1567	12,57
11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,02	3,59	2,43	1,70	0,1620	11,66
12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,02	3,51	2,51	1,70	0,1673	10,81
13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	6,02	3,31	2,71	1,70	0,1807	8,91
14	2.600	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	6,02	3,27	2,75	1,70	0,1833	8,56
15	2.700	Atas Permukaan	Pipa Lurus	6,02	3,43	2,59	1,70	0,1727	10,01

Berdasarkan perhitungan yang telah didapatkan seperti pada Tabel 2 diatas maka hasil tersebut selanjutnya akan dibahas dalam bentuk grafik sebagai berikut :

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

Dari **Gambar 1**, dapat dilihat dari tebal aktual pipa diatas diketahui bahwa pengurangan ketebalan pipa tertinggi terdapat *test point* 2 yang dimana berada pada pipa belokan yang diakibatkan adanya turbulensi antara fluida terhadap bagian dalam pipa. Sedangkan pengurangan ketebalan pipa terendah terdapat pada *test point* 10 yang terletak pada bagian pipa lurus.



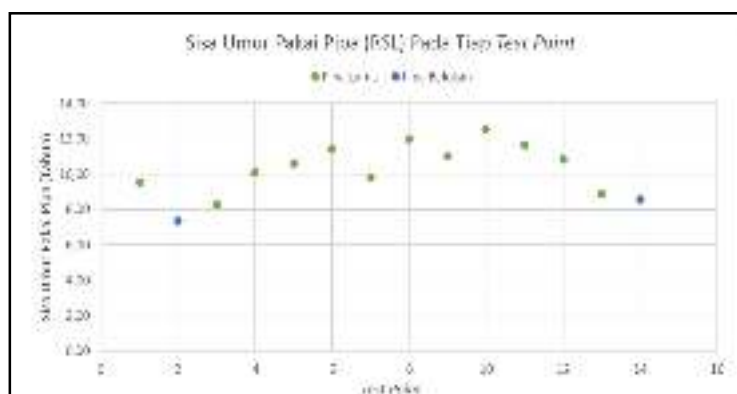
Gambar 2. Grafik Laju Korosi Pipa Tiap Test Point

Dari Gambar 2. dapat dilihat bahwa nilai laju korosi nilai laju korosi (CR) tertinggi terdapat pada test point 2 yaitu 0,1933 mm/tahun terletak pada bagian pipa belokan dan nilai laju korosi terendah terdapat pada test point 10 yaitu 0,1567 mm/tahun yang terletak pada bagian pipa lurus



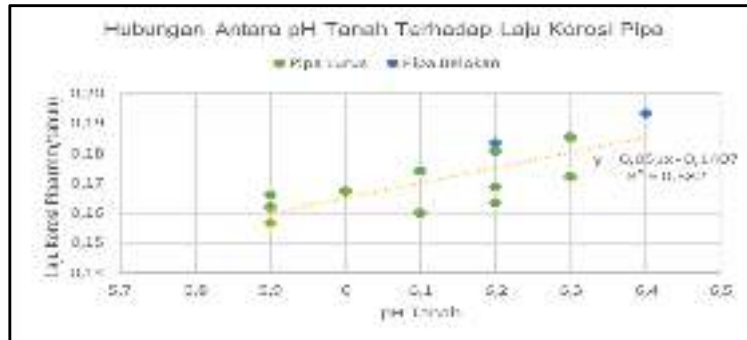
Gambar 3. Grafik Hubungan Antara Pengurangan Ketebalan Terhadap Laju Korosi Pipa

Dari **Gambar 3.** dapat dilihat bahwa nilai regresi yang didapatkan yaitu sebesar 0,9921, hal tersebut menunjukkan bahwa pengurangan ketebalan pipa mempengaruhi laju korosi (CR) sangat signifikan



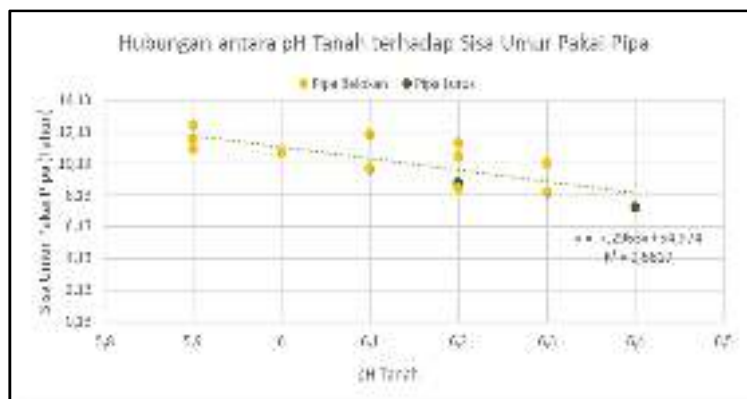
Gambar 4. Grafik Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa Pada Tiap Test Point

Dari **Gambar 4.** dapat diketahui bahwa nilai sisa umur pakai pipa terendah yaitu sebesar 7,34 tahun hal ini juga dikarenakan jenis pipa belokan sehingga mudah untuk terkorosi dan terjadi gesekan antara fluida dan bagian dalam pipa yang akhirnya akan mengalami penurunan ketebalan pipa. Sisa umur pakai pipa yang tertinggi yaitu pada *test point* 10 yaitu sebesar 12,57 tahun karena adanya pengaruh dari kondisi pipa yang lurus tidak mengalami turbulensi.



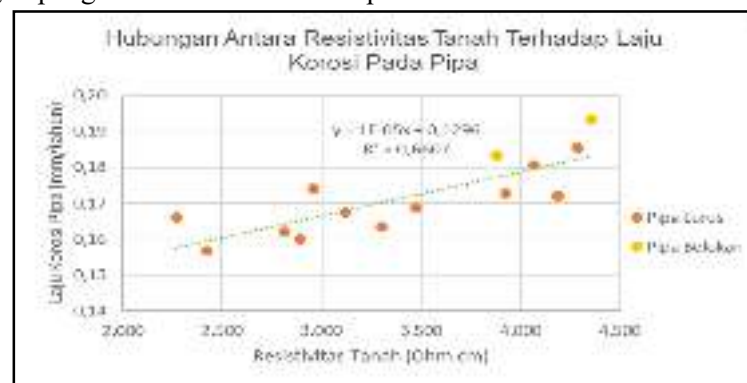
Gambar 5. Grafik Hubungan Antara pH Tanah Terhadap Laju Korosi Pipa

Dari Gambar 5. dapat diketahui bahwa hubungan antara pH tanah terhadap laju korosi pipa memiliki nilai regresi 0,582 artinya juga cukup memiliki keterkaitan



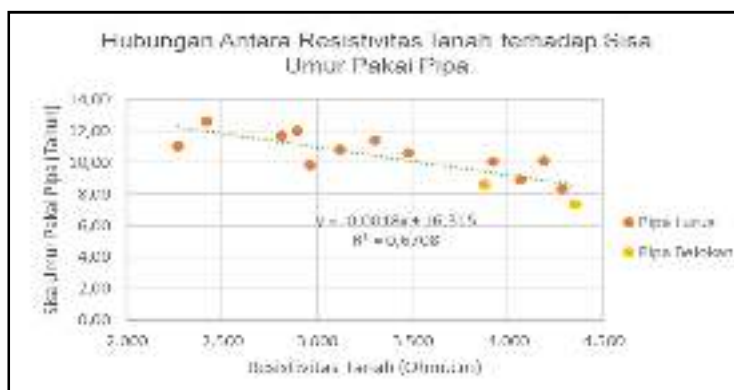
Gambar 6. Grafik Hubungan Antara pH Tanah Terhadap Sisa Umur Pakai Pipa

Dari Gambar 5. dapat diketahui bahwa hubungan antara pH tanah terhadap sisa umur pakai pipa memiliki nilai regresi 0,5817 artinya cukup memiliki keterkaitan dan mengindikasikan pada beberapa bagian pipa *coating* dan *wrappingnya* rusak tetapi masih dilindungi dengan pengendalian korosi secara proteksi katodik



Gambar 7. Grafik Hubungan Antara Resistivitas Tanah Terhadap Laju Korosi Pada Pipa

Dari Gambar 7. dapat dilihat bahwa hubungan antara resistivitas tanah terhadap laju korosi pipa memiliki nilai regresi 0,6607 artinya cukup memiliki keterkaitan dan mengindikasikan pada beberapa bagian pipa *coating* dan *wrappingnya* rusak tetapi masih dilindungi dengan pengendalian korosi.



Gambar 8. Grafik Hubungan Antara Resistivitas Tanah Terhadap Sisa Umur Pakai Pada Pipa

Dari Gambar 8. dapat diketahui bahwa hubungan antara resistivitas tanah terhadap sisa umur pakai pipa memiliki nilai regresi 0,6708 artinya juga cukup memiliki keterkaitan

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang dilakukan maka dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil ialah korosi merata (uniform corrosion) dan korosi erosi (erosion corrosion). Nilai resistivitas tanah di area pipa berkisar antara 2.270-4.355 ohm.cm, maka berdasarkan peringkat korosivitas dari nilai resistivitas tanah termasuk ke dalam kategori sangat korosif-korosif.
2. Metode pengendalian korosi secara eksternal yaitu dengan metode coating menggunakan Polyken Liquid Adhesive System #1027, metode wrapping menggunakan Polyken #980/955, dan metode proteksi katodik dengan sistem anoda korban (SACP) menggunakan magnesium sebagai anoda korbannya. Sedangkan pengendalian korosi secara internal yaitu dengan metode inhibitor menggunakan UOP TM UNICOR TM C.
3. Laju korosi (Corrosion Rate/CR) pipa berkisar antara 0,1567 – 0,1933 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif termasuk ke dalam kategori good.
4. Sisa umur pakai (Remaining Service Life/RSL) pipa berkisar antara 7,34 – 12,57 tahun dan umur pipa yang digunakan dari awal pemasangan sampai inspeksi akhir pipa selama 15 tahun. Dengan demikian pipa dapat digunakan melebihi umur desainnya yaitu 20 tahun.

5. Saran

Berdasarkan dari kegiatan penelitian ini, maka, penulis dapat memberi saran sebagai berikut:

1. Perlu dilakukan inspeksi yang lebih intensif pada test point pipa belokan dan yang tingkat korosivitasnya tinggi
2. Perlu dilakukan recoating dan rewinding pada bagian pipa yang telah mengalami kerusakan.
3. Melakukan evaluasi terhadap jenis dan konsentrasi inhibitor yang digunakan

Daftar Pustaka

- [1] Anonim, 2012, "Pipeline Transportation System for Liquids and Slurries (ASME 31.4)", American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [2] Anonim, 2015, "Inspector's Examination, Pressure Piping Inspector (API 570)", American Petroleum Institute, Washington DC.
- [3] Anonim, 2015, "Welded and Seamless Wrought Steel Pipe (ASME 36.1)", American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [4] Daryanto dan Amanto, 2006, "Ilmu Bahan", Bumi Aksara, Jakarta.
- [5] Diana, Andini, 2010, "Minyak Gas Bumi", direktoritraining.com. Diakses pada tanggal 23 Juni 2020.
- [6] Fajar, Sidiq., M., 2013 "Analisa Korosi dan Pengendaliannya", Journal Foundary Vol. 3 no 1

ISSN 2087-2259, Diakses pada tanggal 22 Juni 2020

- [7] Furqan, Muhammad. 2013, “Perhitungan Laju Korosi”. m10mechanicalengineering.blogspot.co.id. Diakses pada tanggal 22 Juni 2020.
- [8] Gapsari, Femiana, 2017, “Pengantar Korosi”, Malang, Universitas Brawijaya, UB Press, Diakses pada tanggal 23 Juni 2020.
- [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] Moralista, Elfida, 2005, “Studi Upaya Peningkatan Umur Pakai Konstruksi Bangunan Melalui Penghambatan Korosibaja Tulangan Beton dengan Menggunakan Inhibitor Korosi”, *ETHOS: Jurnal Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat* 104 – 112.
- [12] Nandi, 2006, “Minyak dan Gas Bumi”, Universitas Pendidikan Indonesia, Bandung.
- [13] Utomo, Budi. 2009, “Jenis Korosi dan Penanggulangannya”. ejournal.undip.ac.id. Diakses pada tanggal 25 Juni 2020