

Kajian Korosi dan Proteksi Katodik Sistem Anoda Korban Pada Pipa Transportasi *Crude Oil Pipeline C* di Kecamatan Lemahabang, Kabupaten Karawang, Provinsi Jawa Barat

Muhamad Daffa Vicenza*, Elfida Moralista, Noor Fauzi Isniarno

Program Studi Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Bandung

*dafvin94@gmail.com

Abstract. In general, oil and natural gas transportation activities use metal-based equipment, including pipes. The metal is used as a transportation pipe because it has good resistance to temperature and pressure. However, metal pipes undergo operating corrosion with their environment. The environment is in the form of land, air, air, natural gas, or crude oil. The disadvantage due to the impact of corrosion is the inverse thickness of the pipe which causes leakage in the pipe and lowers the remaining service life of the pipe. Therefore, a corrosion study on the pipe is needed to monitor the corrosion rate so that the pipe can be used according to the pipe design age. This research was conducted on a crude oil transportation pipe along the 2,352 m above and below the ground surface. This study aims to determine the type of corrosion, the level of protection of the cathodic protection method of the sacrificial anode system, the corrosion rate (CR) of the pipe, and the remaining service life (RSL) of the pipe and the external environmental factors that influence it. The methodology used in this research is to use the measurement of pipe thickness reduction to determine the corrosion rate and the remaining useful life of the pipe based on API 570 standards. The measurement of pipe thickness used is the Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL at 14 test points. Environmental conditions at the research location, namely soil pH ranging from 6.2-6.7 belonging to the acid category, soil resistivity ranging from 2,617-3,481 ohm.cm classified into the level of corrosivity very corrosive to corrosive. The types of corrosion that occur in crude oil transportation pipes are uniform corrosion and erosion corrosion. External environmental factors including pH and soil resistivity do not affect the corrosion rate and the remaining useful life of the pipe because the coating, wrapping and cathodic protection of the sacrificial anode system that are applied are functioning properly. The value of the cathodic protection potential ranged from -1.083 to -996 mV vs CSE which indicates that the level of protection entered into protected according to the NACE RP0169 standard. The pipe corrosion rate that occurs is 0.4023-0.4454 mm/year and based on the relative corrosion resistance of steel, it is in the good category. The useful life of the pipes is 13 years and the remaining service life of the pipes is 6.40-8.48 years, thus there are 2 test points or 14.8% of the total test points which are predicted not to reach the pipe design life which for 20 years.

Keywords : Carbon Steel Pipe, Crude Oil, Cathodic Protection, Corrosion Rate, Remaining Service Life of the Pipe

Abstraks. Pada umumnya kegiatan transportasi minyak bumi dan gas bumi menggunakan peralatan yang berbahan dasar logam, diantaranya adalah pipa. Logam digunakan sebagai pipa transportasi karena memiliki sifat ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan. Akan tetapi, pipa logam mengalami korosi apabila berinteraksi dengan lingkungannya. Lingkungan tersebut berupa tanah, air, udara, gas bumi, ataupun crude oil. Kerugian karena terjadinya korosi adalah pengurangan ketebalan pipa yang mengakibatkan kebocoran pada pipa dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Oleh karena itu, diperlukan kajian korosi pada pipa untuk memonitoring laju korosi sehingga pipa dapat digunakan sesuai umur desain pipa. Penelitian ini dilakukan pada pipa transportasi crude oil sepanjang 2.352 m yang berada di atas dan di bawah permukaan tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi, tingkat proteksi metoda proteksi katodik sistem anoda korban, laju korosi (Corrosion Rate/CR) pipa, dan sisa umur pakai (Remaining Service Life/RSL) pipa serta faktor-faktor lingkungan eksternal yang mempengaruhinya. Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini adalah pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi dan sisa umur pakai pipa berdasarkan standar API 570. Pengukuran ketebalan pipa dilakukan pada 14 test point dengan menggunakan alat Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL. Kondisi lingkungan lokasi penelitian yaitu pH tanah berkisar antara 6,2-6,7 tergolong ke dalam kategori asam, resistivitas tanah berkisar 2.617-3.481 ohm.cm tergolong ke dalam tingkat korosifitas sangat korosif sampai korosif. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil yaitu korosi merata (uniform corrosion) dan korosi erosi (erosion corrosion). Faktor-faktor lingkungan eksternal yaitu pH tanah dan resistivitas tanah tidak mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa karena coating, wrapping dan proteksi katodik sistem anoda korban yang diaplikasikan masih berfungsi dengan baik. Nilai potensial proteksi katodik berkisar antara -1.083 hingga -996 mV vs CSE yang menunjukkan bahwa tingkat proteksi masuk ke dalam terproteksi berdasarkan standar NACE RP0169. Laju korosi pipa adalah 0,4023-0,4454 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif baja tergolong ke dalam kategori good. Umur pakai pipa yaitu 13 tahun dan sisa umur pakai pipa adalah 6,40-8,48 tahun, dengan demikian terdapat 2 test point atau 14,8% yang diprediksi tidak dapat mencapai umur desain pipa yaitu 20 tahun.

Kata kunci : Pipa Baja Karbon, Crude Oil, Proteksi Katodik, Laju Korosi, Sisa Umur Pakai Pipa

1. Pendahuluan

Pada industri minyak bumi dan gas penggunaan jalur pipa merupakan peranan penting dalam kegiatan transportasi minyak bumi dan gas. Pada umumnya kegiatan transportasi minyak bumi dan gas menggunakan peralatan yang berbahan dasar logam, diantaranya adalah pipa. Logam digunakan sebagai pipa transportasi karena memiliki sifat ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan, akan tetapi pipa logam dapat mengalami korosi akibat berinteraksi dengan lingkungannya.

Lingkungan tersebut meliputi tanah, air, udara, gas bumi, ataupun *crude oil*. Kerugian yang ditimbulkan karena terjadinya korosi adalah pengurangan ketebalan pipa yang mengakibatkan kebocoran pada pipa dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Upaya pengendalian korosi, pemeliharaan, dan monitoring sangat penting dilakukan untuk meminimalkan terjadinya korosi pada pipa. Oleh karena itu, diperlukan kajian korosi pada pipa

untuk *monitoring* laju korosi sehingga pipa dapat mencapai umur desainnya. Berdasarkan latar belakang maka perumusan masalah dalam penelitian ini adalah “Apa jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*?”, “Faktor-faktor lingkungan eksternal apa saja yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa transportasi *crude oil*?”, “Bagaimana tingkat proteksi katodik sistem anoda korban yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil*?”, “Berapa laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa transportasi *crude oil*?”. Selanjutnya tujuan dalam penelitian ini yaitu :

Mengetahui jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*.

Mengetahui faktor-faktor lingkungan eksternal yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa transportasi *crude oil*.

Mengetahui tingkat proteksi metoda proteksi katodik sistem anoda korban yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil*.

Mengetahui laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa transportasi *crude oil*.

2. Landasan Teori

Korosi merupakan proses perusakan atau degradasi kualitas material logam akibat terjadinya reaksi kimia antara logam dengan lingkungannya. Proses perusakan material logam tersebut tentu sangat merugikan, karena dapat mengakibatkan pengurangan sifat fisik mekanik material logam. Korosi juga dapat terjadi dikarenakan adanya lingkungan yang korosif (lingkungan yang dapat mempercepat proses korosi) pada logam. Jenis jenis korosi dapat dibedakan menjadi beberapa macam yaitu :

1. Korosi merata.
2. Korosi erosi.

Inspeksi dan *Monitoring* Korosi

Ada beberapa metode inspeksi dan pengawasan (*monitoring*) korosi yang biasa digunakan, yaitu:

1. Metode pengukuran pengurangan ketebalan.
2. Metode elektrokimia.

Faktor-faktor yang mempengaruhi Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa

1. Faktor Internal
2. Faktor lingkungan (eksternal):
 - Lingkungan dalam pipa
 - Lingkungan luar pipa,

Metode Pengendalian Korosi

1. Proteksi Pelapisan (*Coating*)
2. Proteksi Katodik
3. Inhibitor

American Petroleum Institute (API) 570

American Petroleum Institute (API) 570 merupakan standar yang khusus untuk sistem perpipaan. Terdapat beberapa rumus untuk menentukan sisa umur pakai pipa, yaitu *Thickness Required (Tr)*, *Maximum Allowable Working Pressure (MAWP)*, *Corrosion Rate (CR)*, dan *Remaining Service Life (RSL)*.

4. *Thickness Required*

Perhitungan *Thickness Required (TR)* diperlukan untuk menentukan tebal minimal dari pipa agar pipa dapat beroperasi dengan aman.

$$Tr = \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA$$

Keterangan :

Tr = *Thickness Required* (mm)

- P = Internal Design Pressure (psi)
 D = Diameter Pipa (mm)
 S = Specification Minimum Yield Strength (psi)
 E = Weld Joint Factor
 CA = Corrosion Allowance (mm)

5. Maximum Allowable Working Pressure

MAWP (maximum allowable working pressure) adalah tegangan yang diizinkan dari material yang digunakan.

$$\text{MAWP} = \frac{2 \times S \times E \times \text{Tebal aktual}}{D}$$

Keterangan :

- MAWP = Maximum Allowable Working Pressure (psi)
 S = Specification Minimum Yield Strength (psi)
 E = Weld Joint Factor
 Tebal aktual = Tebal pipa pada saat inspeksi (mm)
 D = Diameter pipa (mm)

6. Laju Korosi (Corrosion Rate)

Perhitungan yang digunakan untuk mengetahui besarnya laju korosi pada pipa baja.

$$\text{CR} = \frac{\text{Tebal nominal} - \text{Tebal aktual}}{\text{Umur Pipa}}$$

Keterangan :

- CR = Laju korosi / Corrosion Rate yang terjadi pada pipa (mm/tahun)
 Tebal nominal = Tebal pipa pada saat pemasangan awal (mm)
 Tebal aktual = Tebal pipa pada saat inspeksi (mm)
 Umur pipa = Selisih waktu pemasangan awal pipa dengan waktu inspeksi pipa (tahun)

7. Sisa Umur Pakai Pipa (Remaining Service Life)

Perhitungan yang digunakan untuk menentukan sisa umur pakai pipa agar pipa dapat beroperasi dengan aman berdasarkan Thickness Required (Tr) yang diperbolehkan untuk dipakai.

$$\text{RSL} = \frac{\text{Tebal aktual} - \text{Tr}}{\text{CR}}$$

Keterangan :

- RSL = Sisa umur pakai pipa (tahun)
 Tebal aktual = Tebal pipa pada saat inspeksi (mm)
 Tr = Thickness Required (mm)
 CR = Corrosion Rate (mm/tahun)

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Pada pipa transportasi *crude oil pipeline* C, 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* dengan fluida yang dialirkan berupa *crude oil* kategori *medium crude oil*. Penelitian ini dilakukan pada 14 *test point* dengan letak pipa berada di atas dan di bawah permukaan tanah. Data lingkungan di lokasi penelitian memiliki temperatur udara rata-rata 27 °C, kelembapan relatif 80%, pH tanah 6,2 – 6,7 dan resistivitas tanah sebesar 2.617 – 3.481 ohm.cm yang termasuk ke dalam kategori *highly corrosive* sampai *corrosive*, data lainnya meliputi spesifikasi material pipa, komposisi dan karakteristik *crude oil*, dan data tebal aktual. Untuk memperoleh nilai *Thickness Required*, *Maximum Allowable Working Pressure*, laju korosi serta sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa dilakukan dengan perhitungan berdasarkan Standard API 570. Untuk mendapatkan nilai tersebut dibutuhkan beberapa parameter data perhitungan. Berikut ini merupakan contoh perhitungan penentuan laju korosi dan sisa umur pakai pipa pada *test point* 1.

Tabel 1. Parameter Perhitungan pada *Test Point* 1

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pakai Pipa, Tahun	13
2	Design Pressure (P), psi	750
3	Weld Joint Factor (E)	1
4	Minimum Yield Strength, psi	35.000
5	Allowable Stress Value (S), psi	25.200
6	Corrosion Allowance (CA), mm	0
7	Tebal Nominal, mm	12,70
8	Tebal Aktual, mm	7,26
9	Diameter Luar (D), mm	273,1

Sehingga dari paramter yang ada dapat dilakukan perhitungan untuk *test point* 1 sebagai berikut :

1. Thickness Required (tr)

$$\begin{aligned} \text{Thickness Required (tr)} &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\ &= \frac{750 \text{ psi} \times 273.1 \text{ mm}}{2 \times 25,200 \text{ psi} \times 1} + 0 \\ &= 4.06 \text{ mm} \end{aligned}$$

Maximum Allowance Working Pressure (MAWP)

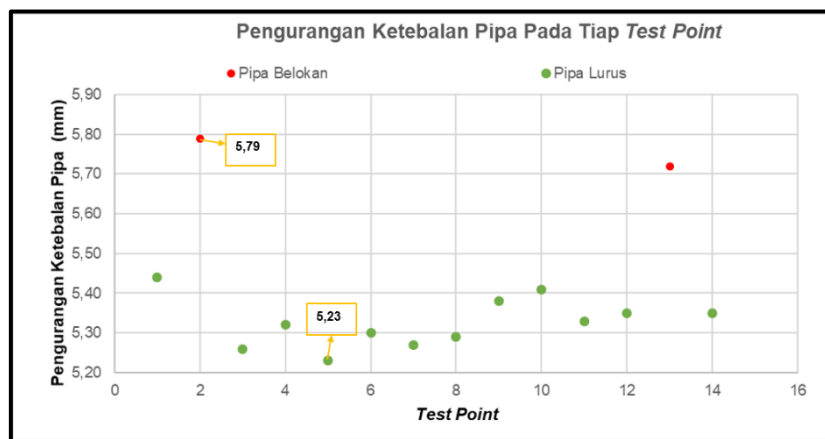
$$\begin{aligned} \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times \text{Tebal aktual}}{D} \\ &= \frac{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1 \times 7,26 \text{ mm}}{273,1 \text{ mm}} \\ &= 1.339,8 \text{ psi} \end{aligned}$$

2. Laju korosi (Corrosion Rate)

$$\begin{aligned} \text{Laju Korosi} &= \frac{\text{Tebal nominal} - \text{Tebal aktual}}{\text{Umur pipa}} \\ &= \frac{12,7 \text{ mm} - 7,26 \text{ mm}}{13 \text{ tahun}} \\ &= 0,4185 \text{ mm/tahun} \end{aligned}$$

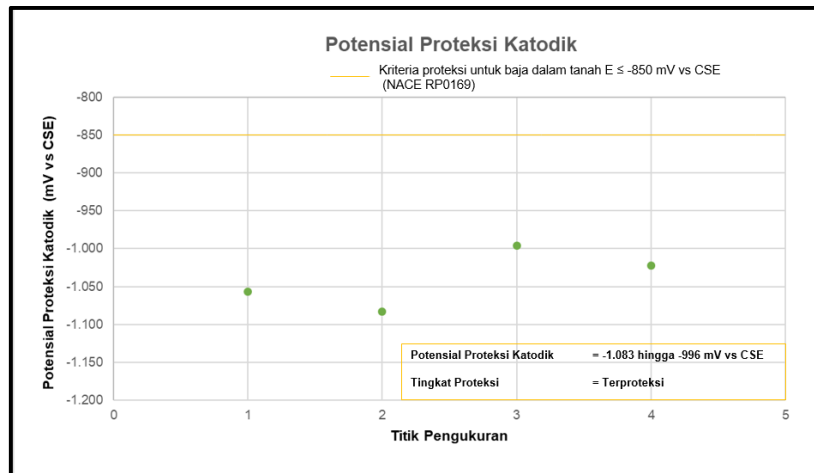
3. Remaining Service Life (Sisa Umur Pakai)

$$\begin{aligned} \text{RSL} &= \frac{\text{Tebal aktual} - \text{Tr}}{\text{Laju Korosi}} \\ &= \frac{7,26 \text{ mm} - 4,06 \text{ mm}}{0,4185 \text{ mm/tahun}} \\ &= 7,65 \text{ tahun} \end{aligned}$$



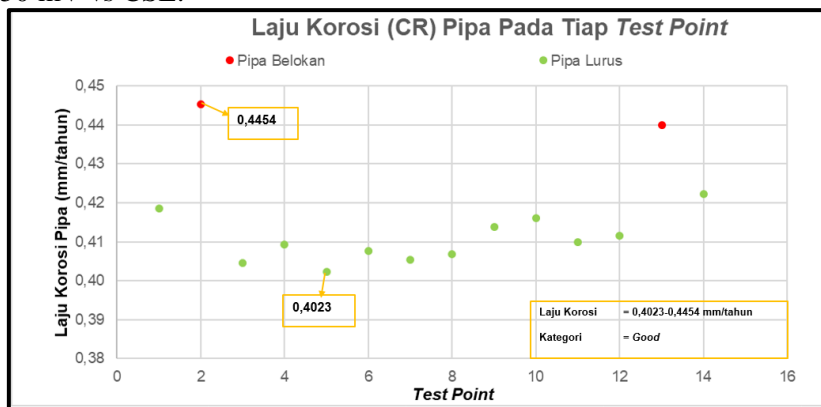
Gambar 1. Pengurangan Ketebalan Pipa Tiap Test Point

Gambar 1 menunjukkan adanya pengurangan ketebalan yang merata pada permukaan pipa, maka jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* ialah korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*).



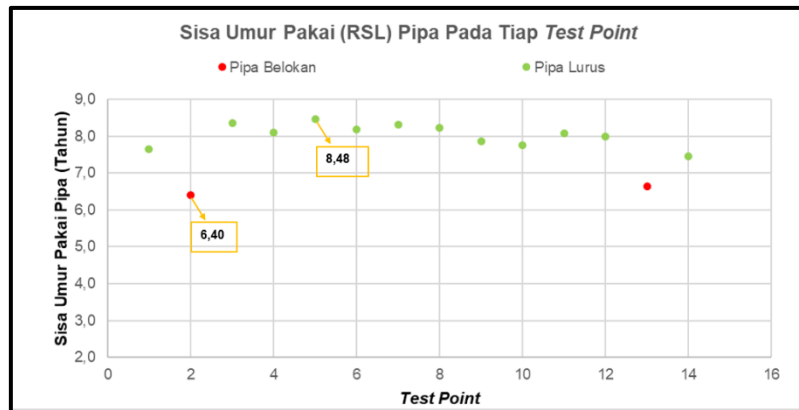
Gambar 2. Potensial Proteksi Katodik

Gambar 2 menunjukkan bahwa nilai potensial proteksi katodik pada pipa transportasi *crude oil* berkisar antara -1.083 hingga -996 mV vs CSE tertinggi terdapat pada titik pengukuran 3 dengan nilai -996 mV vs CSE, sedangkan nilai potensial proteksi katodik terendahnya pada titik pengukuran 2 dengan nilai -1.083 mV vs CSE. Berdasarkan standar NACE RP0169 keempat nilai potensial katodik tersebut termasuk kedalam tingkat proteksi terproteksi karena bernilai < -850 mV vs CSE.



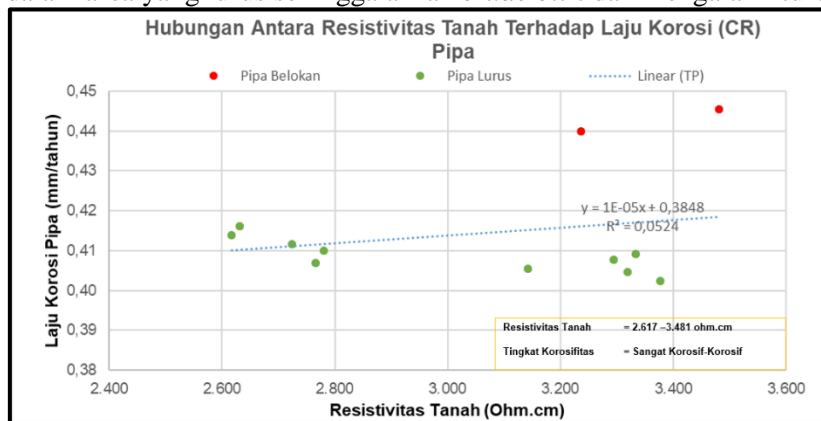
Gambar 3. Laju Korosi Pipa Pada Tiap Test Point

Gambar 3 menunjukkan bahwa laju korosi berkisar antara 0,4023 mm/tahun hingga 0,4454 mm/tahun yang termasuk ke dalam kategori *good* berdasarkan ketahanan korosi relatifnya. Kategori ini menunjukan bahwa ketahanan korosi pipa masih berada pada kondisi yang aman.



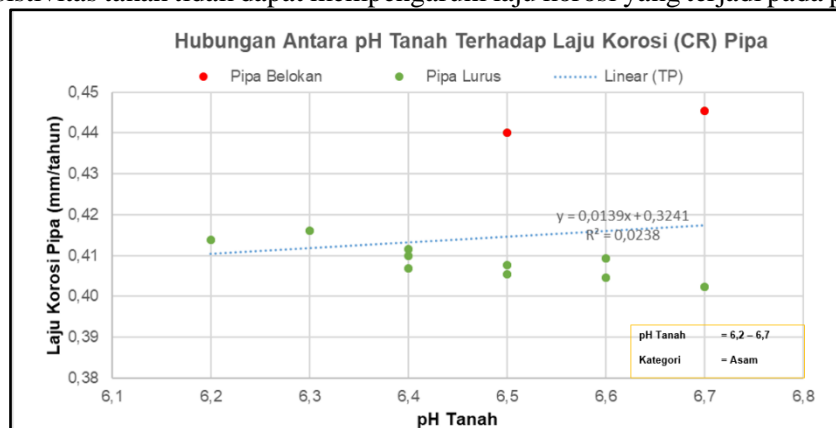
Gambar 4. Sisa Umur Pakai Pipa Pada Tiap Test point

Gambar 4 menunjukkan sisa umur pakai (RSL) pipa tertinggi terdapat pada test point 5 sebesar 8,48 tahun, karena umur pakai pipa 13 tahun, maka umur pakai pipa pada test point ini diperkirakan dapat melebihi umur desainnya. Sisa umur pakai (RSL) pipa pada test point ini lebih tinggi daripada test point 2 dan 13 dengan nilai 6,40 dan 6,64 tahun disebabkan karena kondisi pipa dalam area yang lurus sehingga aliran *crude oil* tidak mengalami turbulensi.



Gambar 5. Hubungan Antara Resistivitas Tanah Terhadap Laju Korosi

Adapun faktor-faktor eksternal yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa meliputi pH tanah dan resistivitas tanah. **Gambar 5** diperoleh nilai koefisien determinasi (R^2) yaitu 0,0524 yang menunjukkan bahwa tidak ada keterkaitan antara kedua variabel tersebut sehingga resistivitas tanah tidak dapat mempengaruhi laju korosi yang terjadi pada pipa tersebut.



Gambar 6. Hubungan Antara pH Tanah Terhadap Laju Korosi

Gambar 6 diperoleh nilai koefisien determinasi (R^2) yaitu 0,0238 yang berarti bahwa tidak adanya pengaruh dari pH tanah terhadap laju korosi pipa dikarenakan metode pengendalian korosi yang diaplikasikan masih berfungsi dengan baik.

4. Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian yang dilakukan adalah sebagai berikut :

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* ialah korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*).
2. Faktor-faktor lingkungan eksternal yang meliputi pH tanah dan resistivitas tanah tidak mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa karena *coating*, *wrapping* dan proteksi katodik sistem anoda korban yang diaplikasikan berfungsi dengan baik.
3. Nilai potensial proteksi katodik adalah -1.083 hingga -996 mV vs CSE yang menunjukkan bahwa tingkat proteksi masuk ke dalam terproteksi berdasarkan standar NACE RP0169.
4. Laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) pipa adalah 0,4023-0,4454 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif baja termasuk ke dalam kategori *good*. Sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa adalah 6,40-8,48 tahun dengan umur pakai pipa yaitu 13 tahun. Dengan demikian, didapatkan 2 *test point* atau 14,28% yang diprediksi tidak dapat mencapai umur desain pipa yaitu 20 tahun.

5. Saran

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

1. Perlu dilakukan inspeksi yang lebih intensif pada *test point* dengan identitas area pipa belokan.
2. Melakukan evaluasi terhadap jenis dan konsentrasi inhibitor yang digunakan.
3. Perlu dilakukannya penambahan titik pengukuran potensial proteksi katodik.

Daftar Pustaka

- Anonim, 2012, “Pipeline Transportation System for Liquids and Slurries (ASME 36.1)”, American Society of Mechanical Engineers, New York
- Anonim. 2015. “Inspector’s Examination, Pressure Piping Inspector (API 570)”. American Petroleum Institute, Washington DC.
- Anonim, 2002, “Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping System (NACE RP 1609)”. National Association of Corrosion Engineer, Houston.
- ASM, Handbook. 1990. “Properties and Selection: Irons Steel and High Performace Alloys Vol 1”. ASM International. The materials Information Company.
- Cristian, Juliandra, 2015, “Prediksi Kebutuhan BBM Menggunakan Metoda Arima dalam Mencari dan Menentukan Estimasi Parameter Model”. Universitas Sumatera Utara, Sumatera Utara
- Fontana, Mars G, 1987 “Corrosion Engineering 3rd Edition”. McGraw –Hill book Company. Singapore.
- Jonnes, Danny A. 1996. “Principles and Prevention of Corrosion”. New York. Macmillan Publishing Company.
- 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.
- Musadad, Muhyi Sultoni, Moralista, Elfida, dan Zaenal, 2020, “Kajian Sisa Umur Pakai Pipa Transportasi Gas pada Pipeline F (SP 06 – 07) di Kecamatan Subang Kabupaten Subang Provinsi Jawa Barat”, Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Agustus, 2020), ISSN:

2460-6499 P 509-514, Universitas Islam Bandung, Bandung.

Philip, Schweitzer A. 2010. "Fundamental of Corrosion". Taylor & Francis Group.

Trethewey, Kenneth R dan Chamberlain, Jhon. 1991. "Korosi". Jakarta. Gramedia Pustaka Utama.

Zaki, Ahmad, 2006, "Principles of Corrosion Engineering and Corrosion Control", Butterworth-Heinemann, Jordan Hill, UK.