

# **KAJIAN KOROSI DAN PROTEKSI KATODIK SISTEM ANODA KORBAN PADA PIPA TRANSPORTASI GAS PIPELINE E DI KECAMATAN CILAMAYA WETAN, KABUPATEN KARAWANG PROVINSI JAWA BARAT**

Azis Abdi Yoedatama, Elfida Moralista, Zaenal  
Prodi Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Bandung,  
Indonesia.

yoedatamaazis@gmail.com ,elfidamoralista95@gmail.com,  
zaenal.mq66@gmail.com.

**Abstract.** Oil and gas transportation activities generally use metal-based pipes. Metals have good resistance to temperature and pressure. However, metal pipes can experience deterioration caused by corrosion due to their interaction with the external and internal environment. The loss caused by corrosion is the reduction in thickness of the pipe which causes the pipe to leak and the remaining life of the pipe is low. Therefore, it is necessary to monitor the corrosion of gas transportation pipes so that gas transportation activities can run effectively. This research was carried out on a gas transportation pipe along 1,627 meters which is below ground level. 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 and the remaining useful life of the pipe and the external environmental factors that influence it. The methodology used in this research is the measurement of pipe thickness reduction to determine the corrosion rate and the remaining useful life of the pipe based on API 570. Pipe thickness measurements were carried out using an Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL at 8 test points. The environmental conditions in the study area were acidic with a soil pH of 5.8 - 6.2, an ambient temperature of 27°C and a soil resistivity of 1,104 – 2,036 ohm.cm which was categorized as highly corrosive. The types of corrosion that occur are uniform corrosion and erosion corrosion. Externally, the corrosion control method for the pipe is the Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush coating and wrapping using the Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN as well as the cathodic protection of the sacrificial anode system (SACP) with Magnesium as the sacrificial anode. The value of the cathodic protection potential of the sacrificial anode system ranges from -1,022 to -988 mV vs CSE which is included in the level of protection, namely protected according to the NACE RP-0169 standard. External environmental factors, namely soil pH and soil resistivity, do not significantly influence the corrosion rate and the remaining useful life of the pipes, because corrosion control is still functioning properly. The corrosion rate of pipes is 0.211 - 0.220 mm / year and based on the relative corrosion resistance of steel, it is in the good category. The pipe service life is 20 years and the remaining useful life of the pipes is 4.94 - 6 years. The pipe can still be used beyond the design life of the pipe, which is 20 years.

**Keywords :** Carbon Steel Pipe, Corrosion Rate, Remaining Life of the Pipe

**Abstraks.** Kegiatan transportasi minyak bumi dan gas pada umumnya menggunakan pipa yang berbahan dasar logam. Logam memiliki sifat ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan. Namun demikian, pipa logam dapat mengalami penurunan kualitas yang disebabkan oleh korosi akibat berinteraksi dengan lingkungan eksternal dan internal. Kerugian yang ditimbulkan oleh korosi yaitu terjadinya pengurangan ketebalan pada pipa yang menyebabkan pipa tersebut dapat mengalami kebocoran serta sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Oleh karena itu, diperlukan monitoring korosi terhadap pipa transportasi gas agar kegiatan transportasi gas berjalan efektif. Penelitian ini dilakukan pada pipa transportasi gas sepanjang 1.627 meter yang berada di bawah permukaan tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi, tingkat proteksi metoda proteksi katodik sistem anoda korban, laju korosi dan sisa umur pakai 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 API 570. Pengukuran ketebalan pipa dilakukan dengan menggunakan alat Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL pada 8 test point. Kondisi lingkungan di daerah penelitian merupakan lingkungan asam dengan pH tanah 5,8 – 6,2, suhu lingkungan 27°C dan resistivitas tanah 1.104 – 2.036 ohm.cm yang termasuk pada kategori Highly Corrosive. Jenis korosi yang terjadi adalah korosi merata dan korosi erosi. Metoda pengendalian korosi pada pipa secara eksternal yaitu coating jenis Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush dan wrapping menggunakan Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN serta proteksi katodik sistem anoda korban (SACP) dengan Magnesium sebagai anoda korbannya. Nilai potensial proteksi katodik sistem anoda korban berkisar antara -1.022 sampai -988 mV vs CSE yang termasuk ke dalam tingkat proteksi yaitu terproteksi berdasarkan standar NACE RP-0169. Faktor-faktor lingkungan eksternal yaitu pH tanah dan resistivitas tanah tidak berpengaruh secara signifikan terhadap laju korosi dan sisa umur pakai pipa, karena pengendalian korosi masih berfungsi dengan baik. Laju korosi pipa yaitu 0,211 – 0,220 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif baja termasuk ke dalam kategori good. Umur pakai pipa 20 tahun dan sisa umur pakai pipa yaitu 4,94 - 6 tahun. Dengan demikian pipa masih dapat digunakan melebihi umur desain pipa yaitu 20 tahun

**Kata kunci :** *Pipa Baja Karbon, Laju Korosi, Sisa Umur Pakai Pipa*

## 1. Pendahuluan

Pengolahan dan pemanfaatan gas bumi memerlukan proses pendistribusian atau transportasi yang pada umumnya menggunakan pipa logam. Pipa logam digunakan karena memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan. Namun pada penggunaannya pipa logam dapat mengalami penurunan kualitas akibat korosi karena berinteraksi dengan lingkungan.

Korosi merupakan kerusakan yang terjadi pada pipa logam akibat dari reaksi oksidasi antara pipa logam dengan berbagai zat di lingkungannya baik itu berupa air, tanah, udara, gas, minyak mentah, larutan asam, dan lain-lain. Kerugian akibat korosi yaitu terjadinya

pengurangan ketebalan pipa yang dapat menyebabkan kebocoran dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Hal tersebut akan mengakibatkan kegiatan transportasi gas terganggu.

Upaya pengendalian korosi, pemeliharaan, dan *monitoring* korosi sangat penting dilakukan untuk meminimalkan terjadinya korosi pada pipa. Oleh karena itu, salah satu dari upaya *monitoring* adalah melakukan kajian mengenai korosi dan proteksi katodik sistem anoda korban pada pipa transportasi gas agar sisa umur pakai pipa dapat mencapai umur desainnya. Berdasarkan latar belakang maka perumusan masalah dalam penelitian ini adalah “Apa jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas?”, “Faktor-faktor lingkungan eksternal apa saja yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa transportasi gas?”, “Bagaimana tingkat proteksi metoda proteksi katodik sistem anoda korban yang diaplikasikan pada pipa transportasi gas?”, “Berapa laju korosi (*Corrossion Rate/CR*) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa transportasi gas?”. Selanjutnya tujuan dalam penelitian ini yaitu :

1. Mengetahui jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas.
2. Mengetahui faktor-faktor lingkungan eksternal yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa transportasi gas.
3. Mengetahui tingkat proteksi metoda proteksi katodik sistem anoda korban yang diaplikasikan pada pipa transportasi gas.
4. Mengetahui laju korosi dan sisa umur pakai pipa transportasi gas.

## 2. Landasan Teori

Definisi korosi menurut Denny A Jones (1996) dalam bukunya yang berjudul *Principle dan Prevention of Corrosion*, Korosi adalah hasil destruktif dari reaksi kimia antara logam atau paduan logam dengan lingkungannya. Atom logam di alam hadir dalam senyawa kimia (misalnya mineral). Korosi mengembalikan logam ke keadaan gabungan dalam senyawa kimia yang mirip atau bahkan identik dengan mineral dari mana logam diekstraksi. Dengan demikian, korosi juga disebut sebagai metalurgi ekstraktif secara terbalik. Korosi dapat disebabkan oleh faktor internal dan eksternal. Faktor internal dipengaruhi oleh komposisi paduan logam dan aspek metalurgi yang terdapat pada pipa tersebut, sedangkan faktor eksternal digolongkan menjadi faktor lingkungan internal pipa berupa komposisi, pH, temperatur, dan tekanan fluida, sedangkan faktor lingkungan eksternal pipa dipengaruhi oleh pH tanah atau air, kelembapan udara, temperatur udara, resistivitas tanah, ion ion dalam tanah, oksigen.

### Metode Pengendalian Korosi

1. Seleksi material dan desain

Seleksi material dan desain merupakan cara paling efektif untuk mencegah terjadinya korosi ialah dengan melakukan desain awal yang baik, termasuk pemilihan material dan proses yang mempengaruhi korosi. Pemilihan dan desain yang baik pada saat desain awal akan memberikan manfaat berupa efektifitas yang baik, sehingga material dapat tahan terhadap lingkungan korosif tertentu.

2. Metoda Pelapisan (*Coating*)

*Coating* adalah lapisan penutup yang diaplikasikan pada permukaan material logam dengan tujuan dekoratif maupun untuk melindungi logam tersebut dari kontak langsung dengan lingkungan. Pada sebuah pipa, *coating* merupakan perlindungan pertama dari korosi. *Coating* ini diaplikasikan untuk struktur bawah tanah, transisi pipa yang keluar dari tanah menuju permukaan dan untuk struktur pipa di atas tanah. Tidak ada *coating* yang bisa 100% melindungi pipa, karena itu untuk perlindungan pipa terhadap korosi harus ditambah dengan sistem proteksi katodik.

3. Metoda Proteksi Katodik

Proteksi katodik merupakan salah satu metoda yang paling banyak digunakan pencegahan korosi dan mitigasi. Proteksi katodik ini merupakan metoda yang umum digunakan untuk melindungi struktur logam dari korosi. Merujuk pada acuan standar potensial proteksi yang disarankan dalam NACE RP0169, potensial proteksi sebesar  $\leq -850$  mV atau  $-0,85$  V vs Cu/CuSO<sub>4</sub> (CSE) untuk baja dalam tanah.

### 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).

#### 1. 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)

#### 2. Maximum Allowable Working Pressure

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

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

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)

#### 3. Laju Korosi (Corrosion Rate)

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

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

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)

#### 4. 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.

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

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 gas *pipeline* E, 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 gas. Penelitian ini dilakukan pada 8 *test point* dengan identitas pipa lurus terletak di bawah permukaan tanah. Data lingkungan di lokasi penelitian memiliki temperatur udara berkisar 27 °C, kelembapan relatif 80%, pH tanah 5,8 – 6,2 dan resistivitas tanah sebesar 1.104 – 2.036 ohm.cm yang termasuk ke dalam kategori *highly corrosive*, data lainnya meliputi spesifikasi material pipa, komposisi dan karakteristik gas, 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 2.** Contoh Parameter Perhitungan pada *Test Point* 1

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pakai Pipa, Tahun	20
2	<i>Design Pressure</i> (P), psi	580
3	<i>Weld Joint Factor</i> (E)	1
4	<i>Minimum Yield Strength</i> , psi	35.000
5	<i>Allowable Stress Value</i> (S), psi	21.000
6	<i>Corrosion Allowance</i> (CA), mm	0
7	Tebal Nominal, mm	9,27
8	Tebal Aktual, mm	4,86
9	Diameter Luar (D), mm	273,1

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

1. *Thickness Required* (tr)

$$\begin{aligned} \text{Thickness Required (tr)} &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\ &= \frac{580 \text{ psi} \times 273.1 \text{ mm}}{2 \times 21.000 \text{ psi} \times 1} + 0 \\ &= 3,77 \text{ mm} \end{aligned}$$

2. *Maximum Allowance Working Pressure* (MAWP)

$$\begin{aligned} \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times \text{Tebal aktual}}{D} \\ &= \frac{2 \times 21.000 \text{ psi} \times 1 \times 4,86 \text{ mm}}{273,1 \text{ mm}} \\ &= 747,42 \text{ psi} \end{aligned}$$

3. Laju korosi (*Corrosion Rate*)

$$\begin{aligned} \text{Laju Korosi} &= \frac{\text{Tebal nominal} - \text{Tebal aktual}}{\text{Umur pipa}} \\ &= \frac{9,27 \text{ mm} - 4,86 \text{ mm}}{20 \text{ tahun}} \\ &= 0,2205 \text{ mm/tahun} \end{aligned}$$

4. *Remaining Service Life* (Sisa Umur Pakai)

$$\begin{aligned} \text{RSL} &= \frac{\text{Tebal aktual} - \text{Tr}}{\text{Laju Korosi}} \\ &= \frac{4,86 \text{ mm} - 3,77 \text{ mm}}{0,2205 \text{ mm/tahun}} \\ &= 4,94 \text{ tahun} \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan yang telah dilakukan, diperoleh laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Berdasarkan hasil tersebut diketahui nilai laju korosi tertinggi adalah pada *test point* 1 sebesar 0,220 mm/tahun dan nilai laju korosi terendah pada *test point* 3 sebesar 0,211

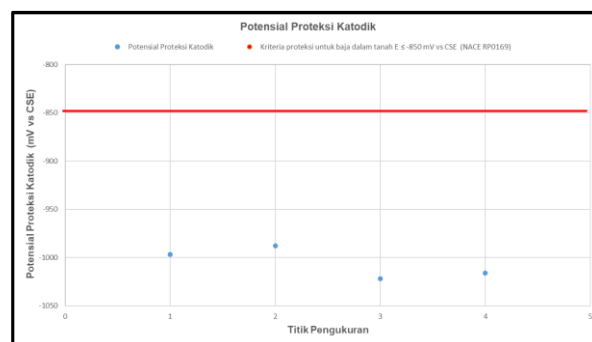
mm/tahun. Sedangkan untuk sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa berdasarkan laju korosi dapat diketahui nilai sisa umur pakai pipa terendah yaitu pada test point 1 sebesar 4,94 tahun dan sisa umur pakai pipa tertinggi pada test point 3 sebesar 6 tahun. Hasil perhitungan laju korosi dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

**Tabel 3.** Laju Korosi & Sisa Umur Pakai Pipa

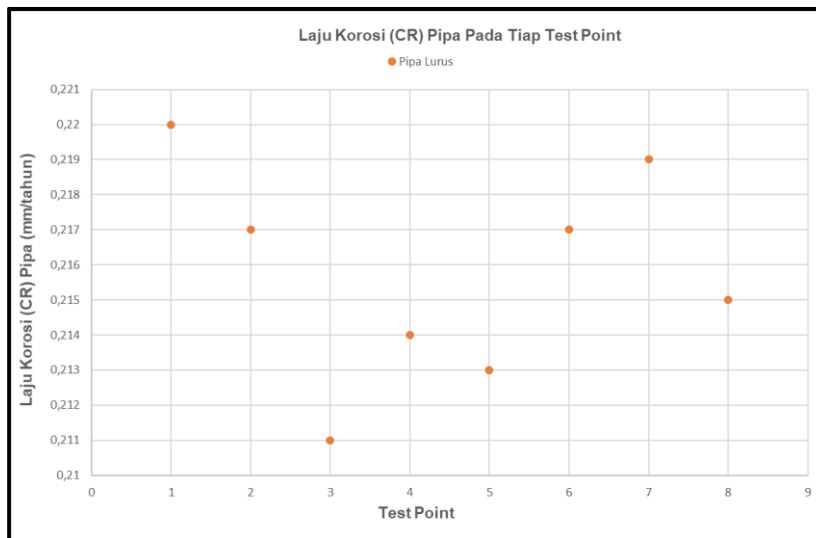
Test Point	Jarak (m)	Identitas Area	Letak Pipa	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual (mm)	Pengurangan Ketebalan (mm)	Thickness Required (mm)	Laju Korosi (mm/tahun)	Sisa Umur Pakai Pipa (Tahun)
TP-1	5	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,27	4,86	4,41	3,77	0,220	4,94
TP-2	287	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,27	4,93	4,34	3,77	0,217	5,34
TP-3	514	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,27	5,04	4,23	3,77	0,211	6
TP-4	731	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,27	4,98	4,29	3,77	0,214	5,64
TP-5	978	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,27	5,01	4,26	3,77	0,213	5,82
TP-6	1.233	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,27	4,92	4,35	3,77	0,217	5,28
TP-7	1.442	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,27	4,89	4,38	3,77	0,219	5,11
TP-8	1.627	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,27	4,97	4,3	3,77	0,215	5,58

Berdasarkan data menunjukkan adanya pengurangan ketebalan yang merata pada permukaan pipa, maka jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas yaitu korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*). Korosi merata dapat terjadi akibat adanya kontak permukaan pipa logam dengan lingkungan atmosferik dan lingkungan tanah secara terus menerus. Sedangkan korosi erosi disebabkan karena terjadinya gesekan antara fluida yang mengalir dengan bagian sisi internal pipa.

**Gambar 1** Metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi gas ini dilakukan pada lingkungan eksternal pipa. Pengendalian korosi pada lingkungan eksternal pipa dilakukan dengan metoda metoda *coating*, *wrapping*, dan proteksi katodik. Hal ini dilakukan agar permukaan pipa tidak kontak langsung dengan lingkungan eksternalnya. Berdasarkan hasil pengukuran potensial proteksi katodik yang dilakukan di 4 titik pengukuran, termasuk ke dalam tingkat proteksinya yaitu terproteksi. nilai potensial proteksi katodik tertinggi terdapat pada titik pengukuran 2 sebesar -988 mV vs CSE, sedangkan nilai potensial proteksi katodik terendah terdapat pada titik pengukuran 3 sebesar -1.022 mV vs CSE dan titik-titik pengukuran yang ya pun termasuk ke dalam kategori terproteksi.

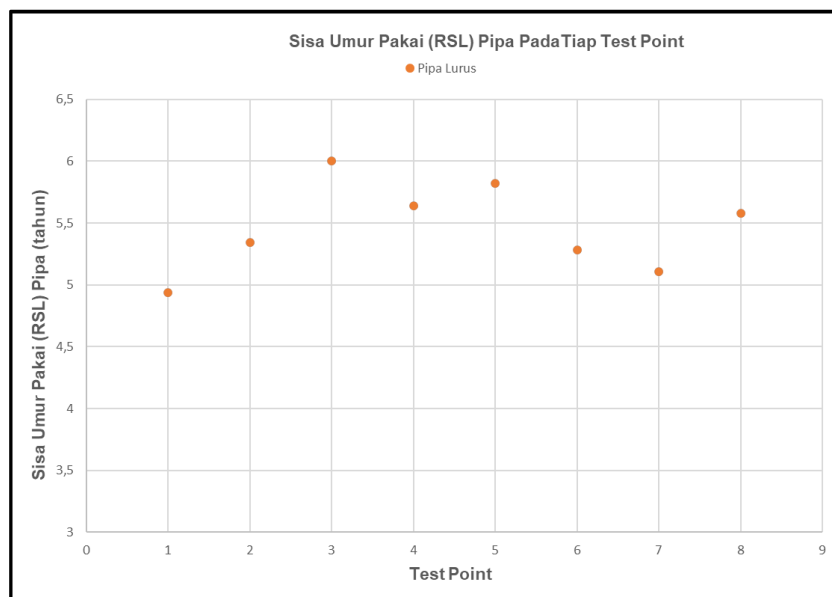


**Gambar 1.** Potensial Proteksi Katodik



**Gambar 2.** Laju Korosi Pipa Tiap *Test Point*

**Gambar 2** Berdasarkan tebal aktual dan perhitungan yang telah dilakukan pada pipa transportasi gas, diketahui bahwa pipa transportasi ini mengalami pengurangan ketebalan. Hal ini dapat terlihat dari tebal aktual pipa yang memiliki nilai yang lebih rendah daripada tebal normal pipa. Berdasarkan hasil perhitungan laju korosi yang telah dilakukan, diketahui laju korosi (CR) sebesar 0,211 – 0,220 mm/tahun. Berdasarkan ketahanan korosi relatif baja, laju korosi tersebut termasuk kedalam kategori *good*, hal ini menunjukkan secara umum kondisi pipa objek penelitian dalam keadaan baik.



**Gambar 3.** Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa Pada Tiap *Test Point*

**Gambar 3** Sisa umur pakai (RSL) pipa adalah berapa lama pipa tersebut masih bisa digunakan dengan baik dan aman. Sisa umur pakai (RSL) pipa paling rendah terdapat pada *test point* 1 yang memiliki nilai sebesar 4,94 tahun. Rendahnya sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa dapat disebabkan oleh letak pipa yang berada di bawah permukaan tanah, selain itu juga dapat dipengaruhi oleh terjadinya kerusakan coating, wrapping, dan proteksi katodik

sistem anoda korban. Dengan demikian, dari beberapa faktor tersebut mengakibatkan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa pada *test point* 1 menjadi rendah. Umur pipa tertinggi berdasarkan sisa umur pakai (RSL) pipa terdapat pada *test point* 3 sebesar 6 tahun. Hal ini disebabkan karena *test point* 3 yang berada pada identitas area berupa pipa lurus dan terjadi sedikit pengikisan terhadap pipa, sehingga laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) yang dihasilkan semakin rendah juga menghasilkan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa yang tinggi.

#### 4. Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian yang dilakukan adalah sebagai berikut :

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas adalah korosi merata dan korosi erosi.
2. Faktor-faktor lingkungan eksternal yaitu resistivitas tanah dan pH tanah cukup berpengaruh terhadap laju korosi dan sisa umur pakai pipa berdasarkan nilai koefisien determinasinya. Hal tersebut menunjukkan bahwa terjadi kerusakan *coating*, *wrapping*, dan proteksi katodik sistem anoda korban pada sebagian pipa transportasi gas.
3. Nilai potensial proteksi katodik yaitu -1.022 mV hingga -988 mV vs CSE yang menunjukkan bahwa tingkat proteksinya yaitu terproteksi berdasarkan standar NACE RP0169.
4. Laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) pipa berkisar antara 0,211 – 0,220 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif baja termasuk ke dalam kategori *good*. Sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa sebesar 4,94 – 6 tahun dengan umur pakai pipa yaitu 20 tahun, sehingga pipa masih dapat digunakan melebihi umur desain pipa yaitu 20 tahun.

#### 5. Saran

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

1. Inspeksi secara intensif perlu dilakukan pada *test point* pipa yang laju krosainya tinggi.
2. Perlu dilakukannya penambahan titik pengukuran potensial proteksi katodik.

#### Daftar Pustaka

- Al Hafidz, Ikhsan. 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 3 Jatibarang Field Kabupaten Indramayu Jawa Barat”. Vol 4. No.2, Prosiding Teknik Pertambangan (Agustus, 2018), ISSN 2460-6499, P 647-657, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- Anonim, 2012, “Pipeline Transportation System for Liquids and Slurries (ASME B31.8)”, American Society of Mechanical Engineering, New York.
- Anonim, 2015, “Inspector’s Examination, Pressure Piping Inspector (API 570)”, American Petroleum Institute, Washington DC.
- Anonim, 2019, “Kabupaten Karawang Dalam Angka 2019”, Badan Pusat Statistik Kabupaten karawang, karawang.
- Fontana, Mars, G., 1987, “Corrosion Engineering 3rd Edittion”, MC Grawhill, New York.
- Hutauruk, Franky Yonatan., 2017, “Analisa Laju Korosi pada Pipa Baja Karbon dan Pipa Galvanis dengan Metode Elektrokimia”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Jonnes, Danny A., 1996, “Principles and Prevention of Corrosion”, New York.
- Kenneth, R. Trethewey, 1991, “Korosi untuk Mahasiswa Sains dan Rekayasa”, Gramedia Pustaka Utama, Jakarta.



- Moralista, Elfida., Zaenal, Chamid Chusharini., 2005, “Studi Upaya Peningkatan Umur Pakai Pipa Konstruksi 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., 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.