

Kajian Korosi pada Pipa Transportasi Gas *Pipeline* A (SP 01 – SP 02) di Kecamatan Subang Kabupaten Subang Provinsi Jawa Barat

Aditya Nur Hakim^{*}, Elfida Moralista, Zaenal

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

*adityanurhakim73@gmail.com

Abstract. In the gas industry, gas transportation activities generally use a lot of metal-based equipment, including pipes. Metal pipes have good resistance to high temperatures and pressures. However, metal pipes can undergo oxidation due to direct contact with the external and internal environment. As a result, equipment made of metal will experience corrosion or damage so that it can cause leaks in the pipe and reduce the life of the pipe. Therefore, monitoring of corrosion in gas transportation pipelines is needed to avoid problems that can interfere with gas transportation activities. Corrosion research conducted on gas transportation pipeline along 3.400 meters with the condition of the pipe which is above and below the surface. The study aims to determine the type of corrosion that occurs in the pipe, the corrosion control method applied, corrosion rate and remaining service life of the pipe. Environmental condition in the study area are acidic environments with soil pH of 5,6 – 6,4, temperature is 26°C – 30°C and soil resistivity 2.145 – 4.563 ohm.cm including in the category of highly corrosive - corrosive. Measurement of the actual thickness of the pipe using Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL at 18 points. The methodology used in this research is to use pipe thickness reduction data due to determine the corrosion rate and remaining service life of the pipe. The type of corrosion that occurs in gas transportation pipeline is uniform corrosion and erosion corrosion. Corrosion control methods applied externally are coating method using Polyken Liquid Adhesive System 1027, wrapping method using Polyken 980/955 and method of sacrificial anode cathodic protection (SACP) using Mg metal as sacrificed anode. While corrosion control method that is applied internally is inhibitor method using UOP™ UNICOR™ C *Corrosion* Inhibitor. Corrosion rate of pipe is 0,3436 to 0,3745 mm/year including the good category based on relative corrosion resistance. Remaining service life of the pipe is 11,53 to 14,55 year, this is show that the pipe can still be used beyond the design life of the pipe which is 20 years.

Keywords: Carbon Steel Pipes, Gas, Corrosion Rate, Remaining Service Life.

Abstrak. Dalam industri gas, untuk kegiatan transportasi gas pada umumnya menggunakan banyak peralatan berbahan dasar logam, diantaranya pipa. Pipa logam memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Tetapi, pipa logam dapat mengalami oksidasi karena terjadi kontak langsung dengan lingkungan eksternal dan internal. Akibatnya, peralatan yang

terbuat dari logam akan mengalami korosi atau kerusakan sehingga dapat menyebabkan kebocoran pada pipa dan mengurangi sisa umur pakai pipa tersebut. Oleh karena itu, diperlukan *monitoring* korosi pada pipa transportasi gas agar tidak terjadi masalah – masalah yang dapat mengganggu kegiatan transportasi gas. Penelitian mengenai korosi ini dilakukan pada pipa transportasi gas sepanjang 3.400 meter dengan kondisi pipa yang berada di atas dan di bawah permukaan tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi yang terjadi pada pipa, metode pengendalian korosi, laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Kondisi lingkungan pada daerah penelitian yaitu lingkungan asam dengan pH tanah 5,6 – 6,4, suhu lingkungan yaitu 26°C – 30°C dan resistivitas tanah 2.145 – 4.563 ohm.cm termasuk pada kategori sangat korosif - korosif. Pengukuran tebal aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL* pada 18 titik. Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini adalah dengan menggunakan data pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas yaitu korosi merata dan korosi erosi. Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal yaitu metode *coating* dengan menggunakan *Polyken Liquid Adhesive System 1027*, metode *wrapping* dengan menggunakan *Polyken 980/955* dan metode proteksi katodik anoda korban (SACP) dengan menggunakan logam Mg sebagai anoda korban. Sedangkan metode pengendalian korosi yang diaplikasikan secara internal yaitu metode inhibitor dengan menggunakan UOP™ UNICOR™ C *Corrosion Inhibitor*. Laju korosi pada pipa yaitu 0,3436 sampai 0,3745 mm/tahun termasuk kategori *good* berdasarkan ketahanan korosi relatif. Sisa umur pakai pipa transportasi gas ini ialah 11,53– 14,55 tahun, hal ini menunjukkan bahwa pipa masih bisa digunakan melebihi umur desain pipa yaitu 20 tahun.

Kata Kunci: Pipa Baja Karbon, Gas, Laju Korosi, Sisa Umur Pakai.

1. Pendahuluan

Indonesia memiliki sumber daya energi khususnya minyak bumi dan gas yang sangat banyak. Saat ini penggunaan gas alam telah banyak digunakan untuk kebutuhan industri, rumah tangga maupun sebagai sumber daya energi pembangkit tenaga listrik. Dalam industri gas, kegiatan transportasi gas pada umumnya menggunakan berbagai macam peralatan yang berbahan dasar logam, diantaranya adalah pipa. Pipa logam memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Akan tetapi logam pada umumnya mudah mengalami oksidasi sehingga pipa tersebut akan mengalami korosi atau kerusakan karena terjadi kontak langsung dengan lingkungan eksternal dan internal sehingga dapat mempengaruhi pada kualitas pipa tersebut.

Kegiatan pemeliharaan dan monitoring adalah hal penting untuk menjaga pipa agar tidak cepat mengalami korosi. Korosi pada pipa tersebut memiliki dampak yang besar, yaitu terjadi kebocoran pada pipa yang dapat menghambat transportasi gas serta mengurangi sisa umur pakai pipa. Dengan demikian, diperlukan kajian mengenai korosi pada pipa ini agar tidak terjadi masalah – masalah yang dapat mengganggu transportasi gas. Selanjutnya, tujuan dalam penelitian ini diuraikan dalam pokok-pokok sbb.

1. Mengetahui jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas.
2. Mengetahui metode pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi gas.
3. Mengetahui laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) yang terjadi pada pipa transportasi gas.
4. Mengetahui sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa transportasi gas.

2. Landasan Teori

Korosi merupakan suatu penurunan kualitas logam yang disebabkan oleh reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungan sekitarnya (Trethewey, 1991). Korosi merupakan suatu peristiwa kerusakan atau penurunan mutu material logam pada media sekitarnya, yang biasanya cair atau bersifat korosif. Kerusakan tersebut biasanya terjadi pada permukaan logam akibat terjadinya reaksi kimia antara logam dengan lingkungannya.

Jenis – jenis Korosi

1. Korosi Merata (Uniform Corrosion)
2. Korosi Erosi (Erosion Corrosion)
3. Korosi Sumuran (Pitting Corrosion)
4. Korosi Galvanik (Galvanic Corrosion)
5. Korosi Retak Tegang (Stress Corrosion Cracking)
6. Korosi Celah (Crevice Corrosion)
7. Korosi Lelah (Fatigue Corrosion)

Faktor -faktor yang Mempengaruhi Laju Korosi

1. Faktor internal
2. Faktor lingkungan
 - Lingkungan dalam pipa: komposisi fluida, pH, temperatur dan tekanan pada bagian dalam pipa.
 - Lingkungan luar pipa: udara, air dan tanah meliputi pH tanah, pH air, temperatur udara, kelembapan relatif, resistivitas tanah, O₂ dalam tanah, H₂O dalam tanah dan ion – ion dalam tanah.

Inspeksi dan Monitoring Korosi

1. Metode pengukuran pengurangan ketebalan.
2. Metode *weight loss* atau kehilangan berat.
3. Metode elektrokimia

Pengendalian Korosi

Metode yang dapat dilakukan tidak dapat menghentikan korosi namun untuk memperlambat reaksi korosi (Jones, Denny, A. 1996).

1. Seleksi Material: metode umum yang sering digunakan dalam pencegahan korosi yaitu dengan pemilihan logam atau paduan dalam suatu lingkungan korosif tertentu untuk mengurangi risiko terjadinya korosi
2. Pelapisan atau *Coating*: pencegahan dengan menutup permukaan logam dari kontak langsung dengan lingkungannya sehingga proses korosi dapat diminimalisir. Penerapan proses *coating* seperti:
 - Organic coating (Painting)
 - Inorganic coating (Wrapping)
 - Hot dipping
 - Cladding
3. Proteksi Katodik
 - Metode anoda korban (*Sacrificial Anode Cathodic Protection/SACP*), merupakan perlindungan logam yang dilakukan dengan mengorbankan logam yang lebih reaktif.
 - Metode arus yang dipaksakan (*Impressed Current Cathodic Protection/ICCP*), merupakan perlindungan logam yang dilakukan dengan cara mengalirkan arus listrik searah yang diperoleh dari *Transformer Rectifier*.
4. Inhibitor

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Pipa transportasi gas *pipeline A* (SP 01 – SP02) menggunakan material pipa yaitu API 5L *Grade X46* dengan kandungan karbon sebesar 0,28% termasuk jenis *low karbon steel*. Pengukuran dilakukan sepanjang 3.400 m dengan jumlah *test point* sebanyak 18 yang terletak di atas dan di

bawah permukaan.

Kegiatan pengukuran dilakukan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge (Panametrics MG 2 DL)* dengan prosedur pengukuran tebal aktual pipa ialah pertama kalibrasi terlebih dahulu alat pengukur yang akan digunakan, lapisi ujung pengukur (*probe*) dengan menggunakan gel, tempelkan alat *ultrasonic thickness gauge MG2 DL* pada dinding pipa kemudian lakukan pengukuran ketebalan pipa dilakukan pada 4 (empat) posisi yaitu 0°, 90°, 180° dan 270° searah jarum jam dan catat hasil pengukuran pada seluruh *test point*.

Data Lingkungan

1. Jenis tanah latosol.
2. pH tanah berkisar antara 5,6 – 6,4 yang termasuk dalam kategori asam.
3. Resistivitas tanah 2.145 ohm.cm – 4.563 ohm.cm dan berdasarkan *corrosivity ratings based on soil resistivity* termasuk dalam kategori sangat korosif - korosif.
4. Temperatur udara harian ialah 23°C – 30°C. Sedangkan curah hujan tertinggi tahun 2019 memiliki curah hujan rata-rata ialah 2.415,5 mm/tahun.

Contoh Perhitungan pada *Test Point 1*

Tabel 1. Contoh Parameter Perhitungan pada *Test Point 1*

No.	Parameter Data	Nilai
1	Umur Pakai Pipa (Tahun)	22
2	Design Pressure (psi)	535
3	Design Factor	0,72
4	Weld Joint Factor (E)	1
5	Minimum Yield Strength (psi)	46.000
6	Allowable Stress Value (S) (psi)	33.120
7	Corrosion Allowance (mm)	0
8	Tebal Nominal (mm)	17,48
9	Tebal Aktual (mm)	9,86
10	Diameter Luar (D) (mm)	609,6

1. Thickness Required (tr)

$$\begin{aligned} \text{Thickness Required (tr)} &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\ &= \frac{535 \text{ psi} \times 609,6 \text{ mm}}{2 \times 33.120 \text{ psi} \times 1} + 0 \\ &= 4,92 \text{ mm} \end{aligned}$$

2. Perhitungan Maximum Allowance Working Pressure (MAWP)

$$\begin{aligned} \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times \text{tebal aktual}}{D} \\ &= \frac{2 \times 33.120 \text{ psi} \times 1 \times 9,86 \text{ mm}}{609,6 \text{ mm}} \\ &= 1071,4 \text{ psi} \end{aligned}$$

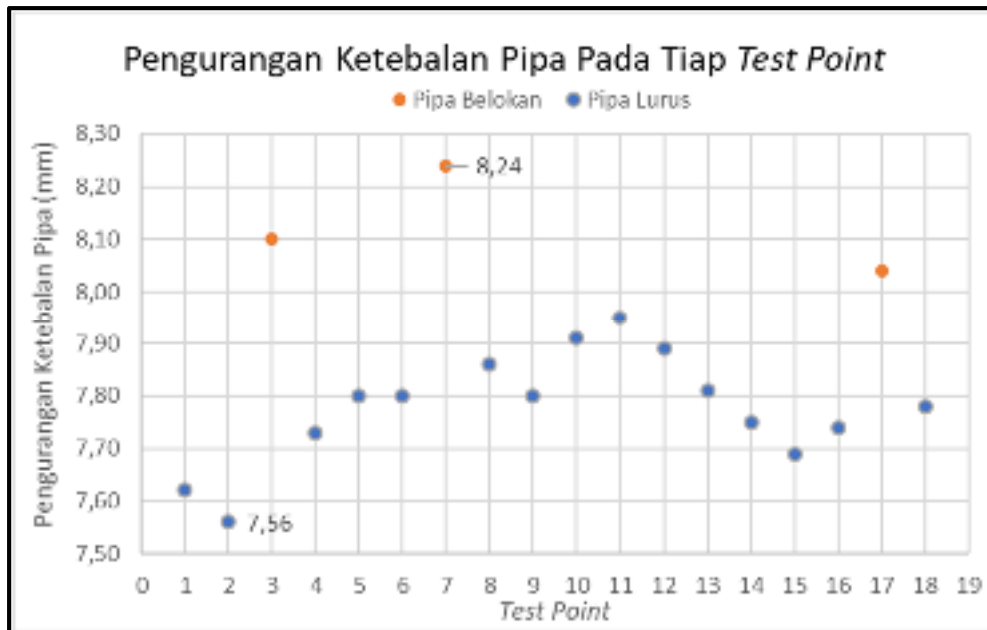
3. Perhitungan Laju korosi (Corrosion Rate)

$$\begin{aligned} \text{Laju Korosi} &= \frac{\text{tebal nominal} - \text{tebal aktual}}{\text{Umur pakai pipa}} \\ &= \frac{17,48 \text{ mm} - 9,86 \text{ mm}}{22 \text{ tahun}} \\ &= 0,3464 \text{ mm/tahun} \end{aligned}$$

4. Perhitungan Remaining Service Life (Sisa Umur Pakai)

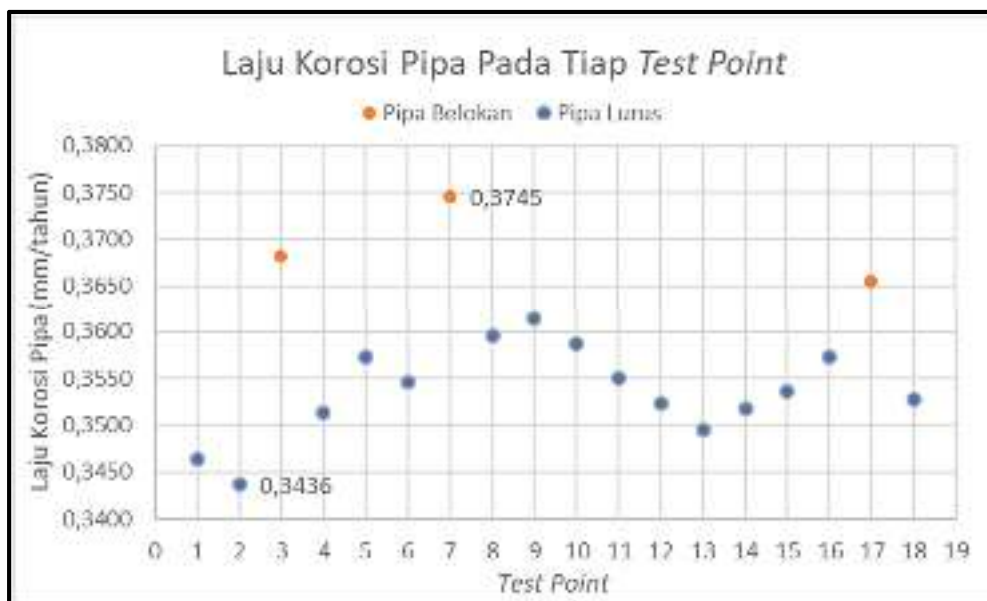
$$\begin{aligned} \text{RSL} &= \frac{\text{tebal aktual} - \text{thickness required}}{\text{Laju Korosi}} \\ &= \frac{9,86 \text{ mm} - 4,92 \text{ mm}}{0,3436 \text{ mm/tahun}} \\ &= 14,26 \text{ tahun} \end{aligned}$$

Hasil perhitungan laju korosi dan sisa umur pakai yang terdapat pada setiap *test point* pada beberapa grafik di bawah ini. Berikut adalah penjelasan dari hasil grafik yang telah dibuat.



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

Pada **Gambar 1**. Diketahui bahwa laju korosi (*Corrosion Rate*) sangat mempengaruhi pengurangan ketebalan pipa yang terjadi. Tingginya laju korosi pada *test point* 7 dapat dilihat dari pengurangan ketebalan pipa tertinggi yaitu sebesar 8,24 mm.



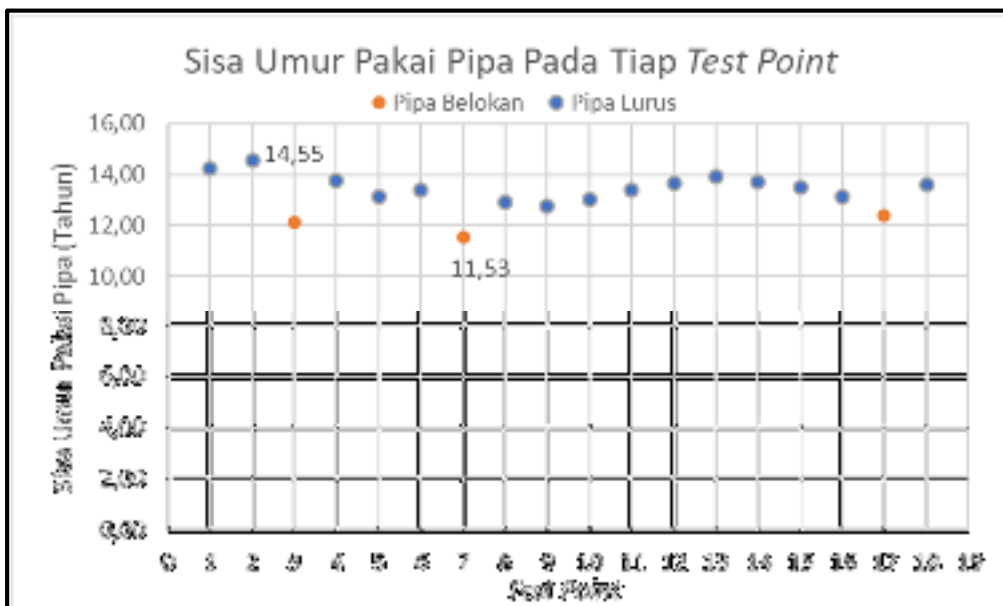
Gambar 2. Grafik Laju Korosi Pipa pada Tiap *Test Point*

Pada **Gambar 2**. Diketahui bahwa laju korosi (*Corrosion Rate*) tertinggi terjadi di *test point* 7 sebesar 0,3745 mm/tahun sedangkan yang terendah terdapat pada *test point* 2 yaitu 0,3436 mm/tahun.



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

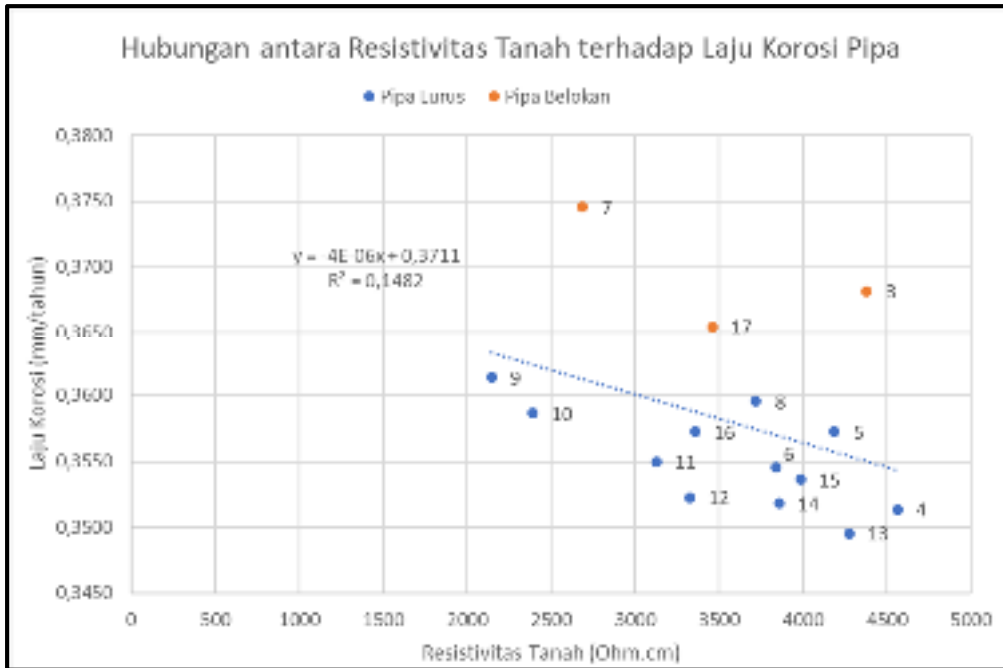
Pada **Gambar 3**. Diketahui hubungan laju korosi (*Corrosion Rate*) pipa terhadap pengurangan ketebalan pipa. Pengurangan ketebalan pipa yang terjadi berbanding lurus dengan laju korosi (*Corrosion Rate*). Dari grafik tersebut, laju korosi (*Corrosion Rate*) yang semakin tinggi pada pipa maka semakin besar juga pengurangan ketebalan pipa dan sebaliknya semakin rendah laju korosi (*Corrosion Rate*) pada pipa maka semakin rendah juga pengurangan ketebalan pipa yang terjadi.



Gambar 1. Grafik Sisa Umur Pakai Pipa Pada Tiap Test Point

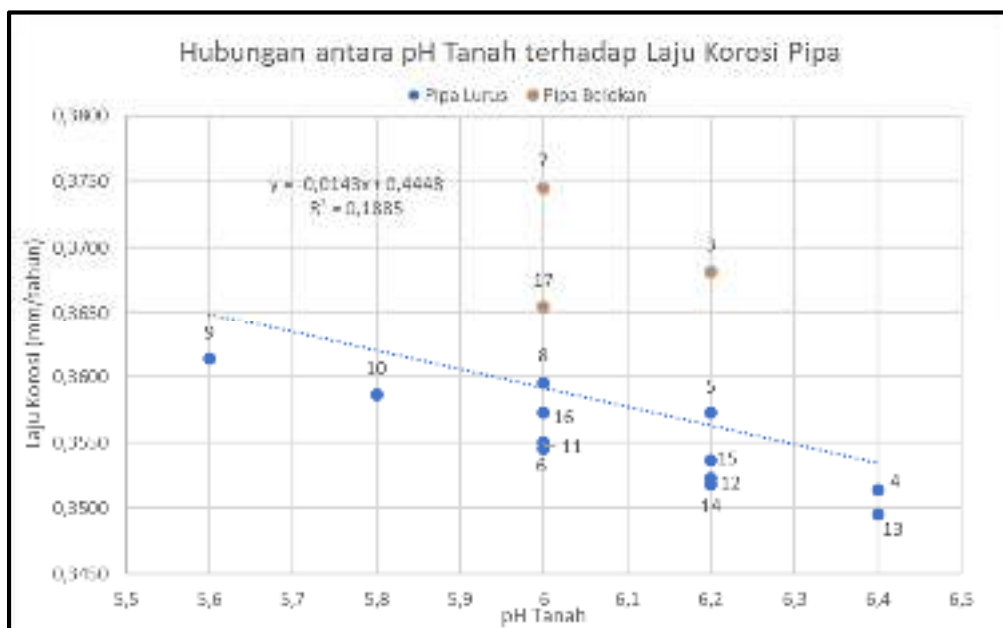
Pada **Gambar 4** sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa terendah terjadi pada *test point 7* dengan nilai 11,53 tahun. *Test point 7* merupakan pipa yang berada di bawah permukaan tanah (*underground*) dengan laju korosi (*Corrosion Rate*) tertinggi dengan nilai 0,3745 mm/tahun. Identitas area pada *test point 7* yang berupa pipa belokan sehingga dapat terjadi pengikisan secara internal pada pipa dengan fluida yang mengalir. Sedangkan untuk sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) tertinggi terjadi pada *test point 2* dengan nilai 14,55 tahun.

Test point 2 berada di atas permukaan dengan laju korosi (*Corrosion Rate*) yang rendah yaitu 0,3436 mm/tahun dengan identitas area yang berupa pipa lurus sehingga tidak berpengaruh secara signifikan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa seperti pada test point 7.



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

Pada **Gambar 5.** yang menunjukkan bahwa semakin rendah nilai resistivitas tanah maka akan semakin tinggi laju korosinya. Rendahnya nilai resistivitas tanah menunjukkan tanah tersebut memiliki tingkat korosivitasnya yang akan semakin tinggi. Nilai regresi (R) yang didapatkan sebesar 0,1482 menunjukkan keterkaitan antara resistivitas tanah dengan laju korosi (*Corrosion Rate*) rendah sehingga pengaruh faktor lingkungan eksternal tidak terlalu dominan terhadap laju korosi (*Corrosion Rate*) dan pengendalian korosi yang diaplikasikan berupa *coating*, *wrapping* dan proteksi katodik berjalan dengan baik.



Gambar 2. Grafik Hubungan antara pH Tanah terhadap Laju Korosi Pipa

Pada **Gambar 6.** nilai regresi (R) yang didapatkan sebesar 0,1885 yang menunjukkan hubungan antara pH tanah dengan laju korosi (*Corrosion Rate*) rendah. Hal ini bahwa faktor lingkungan eksternal tidak terlalu dominan terhadap laju korosi (*Corrosion Rate*) dan pengendalian korosi yang diaplikasikan berupa *coating*, *wrapping* dan proteksi katodik berjalan dengan baik. Metode pengendalian korosi secara eksternal bekerja dengan baik sehingga tidak menunjukkan keterkaitan yang signifikan antara faktor lingkungan eksternal terhadap laju korosi.

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian skripsi ini, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas yaitu korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*).
2. Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal dengan metode *coating* menggunakan *Polyken Liquid Adhesive Systems 1027*, metode *wrapping* menggunakan *Polyken 980/955*, dan metode proteksi katodik sistem anoda korban (SACP) dengan Magnesium sebagai anoda korban. Sedangkan metode pengendalian korosi yang diaplikasikan secara internal dengan inhibitor menggunakan UOP™ UNICOR™ C *Corrosion Inhibitor*.
3. Laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) pada pipa transportasi gas adalah 0,3436 sampai 0,3745 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatifnya termasuk ke dalam kategori *good*.
4. Sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa transportasi gas ialah 11,53 sampai 14,55 tahun hal ini menunjukkan bahwa pipa masih dapat digunakan melebihi umur desain pipa yaitu 20 tahun.

5. Saran

Berdasarkan pada kegiatan penelitian skripsi ini, terdapat beberapa saran sebagai berikut:

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

Daftar Pustaka

- [1] Ananda. Dwi Cahyo, Moralista. Elfida, Yuliadi, 2019, “*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.
- [2] Anonim, 2002, “*Pipeline Transportation System for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids*”, The American Society of Mechanical Engineers, United States.
- [3] Anonim, 2015, “*Inspector’s Examination*”, *Pressure Piping Inspector, American Petroleum Institute*.
- [4] Hutauruk, Franky Yonatan, 2017, “*Analisa Laju Korosi pada Pipa Baja Karbon dan Pipa Galvanis dengan Metoda Elektrokimia*”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- [5] Jonnes, Danny A, 1991, “*Principles and Prevention of Corrosion*”, New York, Macmillan Publishing Company, Diakses pada tanggal 26 Januari 2020.
- [6] Kenneth, R. Trethewey, 1991, “*Korosi untuk Mahasiswa Sains dan Rekayasa*”, PT Gramedia Pustaka Utama, Jakarta.
- [7] Moralista. Elfida, 2001, “*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.