

## **Kajian Korosi pada Pipa Transportasi *Crude Oil Pipeline B* (SP 02 – SP 03) di Kecamatan Balongan Kabupaten Indramayu Provinsi Jawa Barat**

**Rizky Aprilia<sup>\*</sup>, Elfida Moralista, Indra Karna Wijaksana**

Program Studi Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Bandung Indonesia

\*apriiliarizky17@gmail.com

**Abstract.** Crude oil transportation activities generally use 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 loss caused by corrosion of the pipe is the occurrence of pipe thickness reduction which can cause the pipe to leak and the rest of the pipe life is low. Therefore, the need for monitoring one of them is a study on the corrosion of crude oil transportation pipeline so that the crude oil transportation activities are not disturbed. This research was conducted against crude oil transportation pipeline of 2,900 meters which is above the surface and underground. This research aims to determine the type of corrosion, the method of corrosion control applied, the corrosion rate (Corrosion Rate/CR) and the remaining life span (Remaining Service Life/RSL) pipe. Environmental conditions at the research site are soil pH 5.6 - 6.1 including acid, environmental temperature 32° - 35°C and Soil resistivity 2,335 – 3,527 ohm.cm which belongs to the category of highly corrosive to corrosive. Actual thickness measurements of pipes carried out by using a tool Ultrasonic Thickness Gauge Parametric MG 2 DL at 16 test points. This research methodology is a measurement of pipe thickness reduction to determine the corrosion rate (Corrosion Rate/CR) and the remaining life span (Remaining Service Life/RSL) pipe. The type of corrosion occurring in crude oil transportation pipeline is a type of uniform corrosion and corrosion erosion. Externally applied method of corrosion control is by coating method of Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush, wrapping method in the form of Polyken the Berry Plastics CPG System 942/955 EN and cathode system of victim anode protection (SACP) using magnesium (Mg) as an anode to the victim. Then the method of corrosion control applied internally by using a corrosion inhibitor is UOP™ UNICOR™ C. The corrosion rate of pipe that occurs is 0.14 mm/year to 0.22 mm/year belongs to the good category based on its relative corrosion resistance. The remaining life of the pipe 19.89 years to 42.81 years, thus the pipe can still be used exceeding the pipe design life of 20 years.

**Keywords:** Pipe, Crude Oil, Coating, Wrapping, Cathodic Protection, Inhibitors, Corrosion type, 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 2.900 meter yang berada di atas permukaan dan bawah 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. Kondisi lingkungan pada lokasi penelitian yaitu pH tanah 5,6 - 6,1 termasuk asam, suhu lingkungan 32° - 35°C dan resistivitas tanah 2.335 – 3.527 ohm.cm yang termasuk ke dalam kategori sangat korosif sampai korosif. Pengukuran tebal aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat Ultrasonic Thickness Gauge Parametrics MG 2 DL pada 16 test point. Metodologi penelitian ini adalah pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi (Corrosion Rate/CR) dan sisa umur pakai (Remaining Service Life/RSL) pipa. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil merupakan jenis korosi merata (uniform corrosion) dan korosi erosi (erosion corrosion). Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal adalah dengan metoda coating berupa Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush, metoda wrapping berupa Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN dan metoda proteksi katodik sistem anoda korban (SACP) menggunakan magnesium (Mg) sebagai anoda korban. Kemudian metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan secara internal dengan menggunakan inhibitor korosi yaitu UOPTM UNICORTM C. Laju korosi pipa yang terjadi adalah 0,14 mm/tahun sampai 0,22 mm/tahun termasuk ke dalam kategori good berdasarkan ketahanan korosi relatifnya. Sisa umur pakai pipa 19,89 tahun sampai 42,81 tahun, dengan demikian pipa masih dapat digunakan melebihi umur desain pipa yaitu 20 tahun.

**Kata Kunci: Pipa, Crude Oil, Coating, Wrapping, Proteksi Katodik, Inhibitor, Jenis Korosi, 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 demikian pipa logam dapat mengalami penurunan kualitas yang diakibatkan oleh korosi yang terjadi karena kontak langsung dengan lingkungan eksternal dan internal.

Monitoring dan pemeliharaan adalah hal penting untuk menjaga pipa agar tidak mengalami korosi. Kerugian yang ditimbulkan oleh korosi pada pipa ialah terjadinya pengurangan ketebalan pipa yang dapat menyebabkan pipa tersebut mengalami kebocoran dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) 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.

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

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

## 2. Landasan Teori

### Korosi

Korosi merupakan suatu peristiwa penurunan kualitas logam yang disebabkan oleh reaksi elektrokimia logam dengan lingkungan yang ada di sekitar logam tersebut. Korosi merupakan suatu peristiwa yang terjadi terhadap logam berupa kerusakan logam yang diakibatkan oleh reaksi kimia antara logam dengan zat yang ada di lingkungannya sehingga membentuk senyawa yang tidak dikehendaki.

### Jenis – jenis korosi

1. Korosi Merata (*Uniform Corrosion*)
2. Erosion Corrosion and Cavitation Damage
3. Korosi Sumuran (*Pitting Corrosion*)
4. Korosi Celah (*Crevice Corrosion*)
5. Korosi Galvanik (*Galvanic Corrosion*)
6. Korosi Karena Suhu Tinggi (*High temperature Corrosion*)
7. Stress Corrosion Cracking and Hydrogen Damage
8. Corrosion Fatigue
9. Fretting Corrosion

### 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:

1. Faktor Internal
2. 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.

### Inspeksi dan Pengawasan (*Monitoring*) Korosi

Metode dalam monitoring korosi ini yang sering digunakan adalah sebagai berikut :

1. Metoda Pengukuran Pengurangan Ketebalan
2. Metoda Kehilangan Berat
3. Metoda elektrokimia

### Pengendalian Korosi

Korosi logam tidak dapat dicegah, tetapi dapat dikendalikan. Jenis pengendalian korosi dapat dilakukan menggunakan metode berikut ini:

1. Seleksi Material dan Desain
2. Pengendalian Korosi Menggunakan Metode Pelapisan (*Coating*)
3. Pengendalian Korosi dengan Proteksi Katodik
4. Inhibitor.

## 3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Penelitian ini dilakukan pada pipa transportasi crude oil pipeline B (SP 02-SP 03) di Kecamatan Balongan, Kabupaten Indramayu, Provinsi Jawa Barat. Data pengukuran ini merupakan data yang diambil pada tahun 2019 yang mana tahun 2019 merupakan tahun inspeksi terakhir pada pipa dengan tahun pemasangan pipa pada tahun 1999. Kegiatan pengukuran dilakukan pada

pipa sepanjang 2.900 meter dengan test point pengukuran sebanyak 16.

Kegiatan yang dilakukan adalah pengukuran ketebalan pipa dengan menggunakan alat berupa Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG2 DL, dengan cara bagian ujung alat harus dilapisi dengan menggunakan gel. Kemudian tempelkan alat ukur yang digunakan kepada pipa yang akan diukur. Pengukuran ketebalan pipa dilakukan pada 4 (empat) posisi yaitu 0°, 90°, 180° dan 270° searah dengan jarum jam.

### Data Lingkungan

Pada daerah penelitian ada beberapa data penunjang yang digunakan untuk mengetahui beberapa faktor eksternal yang mempengaruhi korosi. Data lingkungan tersebut diantaranya adalah:

1. Jenis tanah gleisol
2. pH Tanah berkisar 5,5 – 6,1
3. Resistivitas tanah berkisar 2.335 – 3.527 ohm.cm corrosivity ratings based on soil resistivity termasuk ke dalam kategori sangat korosif sampai korosif.
4. Temperatur udara dan curah hujan temperatur udara rata-rata 32 - 350C dengan kelembapan relatif 80%. Curah Hujan tahunan berkisar antara 544 – 2.406 mm/tahun. Tingginya kelembapan relatif menyebabkan lingkungan menjadi lembap.

Contoh Perhitungan pada Test Point 1

**Tabel 2.** Contoh Parameter Perhitungan pada Test Point 1

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pipa ( Tahun )	20
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)	12,70
9	Tebal Aktual (mm)	9,95
10	Diameter Pipa (D) (mm)	273,1

1. Perhitungan Thickness Required ( $t_r$ )

$$\begin{aligned}
 \text{Thickness Required } (t_r) &= "P \times D" / "2 \times S \times E" + CA \\
 &= " 750 \text{ Psi} \times 273,1 \text{ mm} " / "2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1 " + 0 \\
 &= 4,06 \text{ mm}
 \end{aligned}$$

2. Perhitungan Maximum Allowance Working Pressure (MAWP)

$$\begin{aligned}
 \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times \text{tebal aktual}}{D} \\
 &= \frac{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1 \times 9,95 \text{ mm}}{273,1 \text{ mm}} \\
 &= 1.836,25 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

3. Perhitungan Laju korosi (Corrosion Rate)

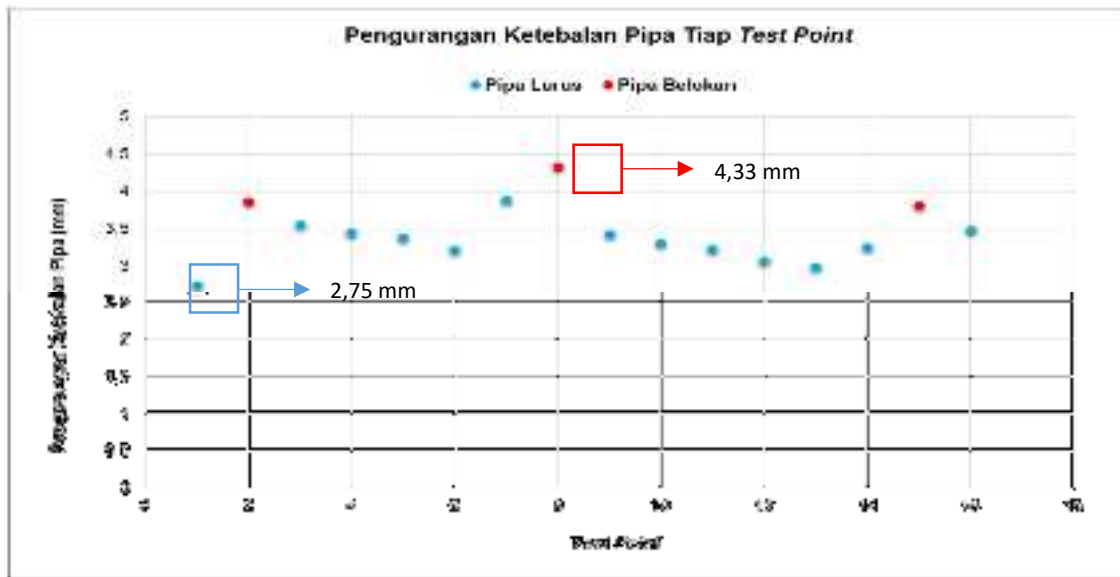
$$\begin{aligned}
 \text{Laju Korosi} &= "tebal nominal - tebal aktual" / "Umur pipa" \\
 &= " 12,70 \text{ mm} - 9,95 \text{ mm} " / "20 \text{ tahun} " \\
 &= 0,14 \text{ mm/tahun}
 \end{aligned}$$

4. Perhitungan Sisa Umur Pakai (*Remaining Service Life/RSL*) Pipa

$$\begin{aligned}
 \text{RSL} &= "tebal aktual - thickness required" / "Laju Korosi" \\
 &= " 9,95 \text{ mm} - 4,06 \text{ mm} " / " 0,14 \text{ mm/tahun} " \\
 &= 42,81 \text{ tahun}
 \end{aligned}$$

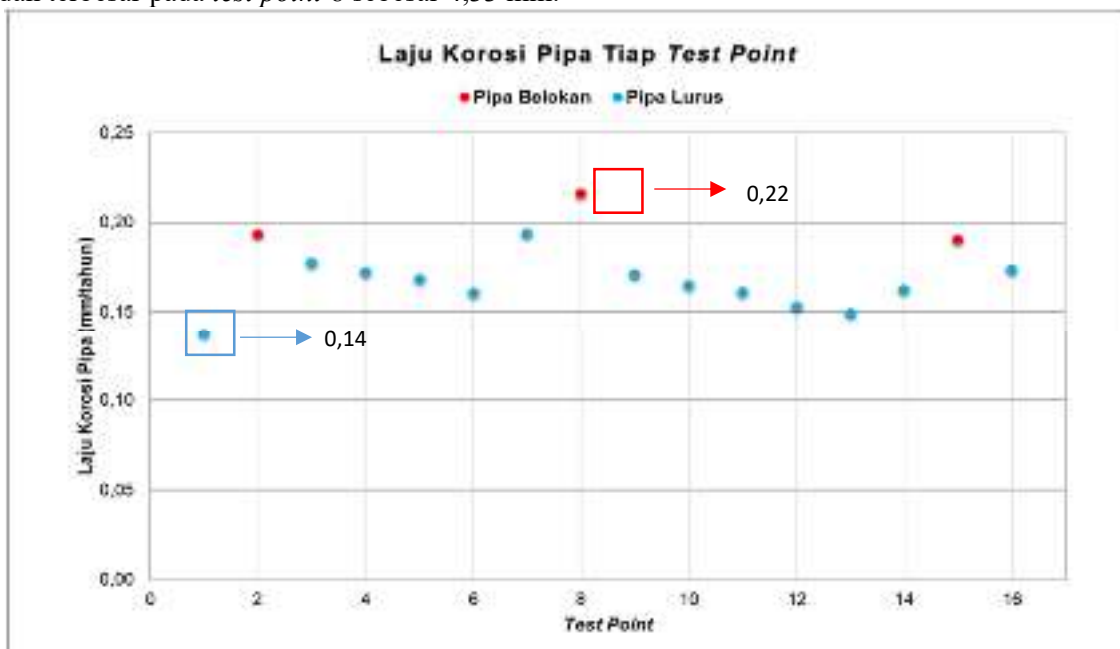
Hasil perhitungan laju korosi dan sisa umur pakai yang terdapat pada tiap *test point* akan

di bahas pada beberapa grafik dibawah ini. Berikut merupakan penjelasan dari hasil grafik yang telah dibuat.



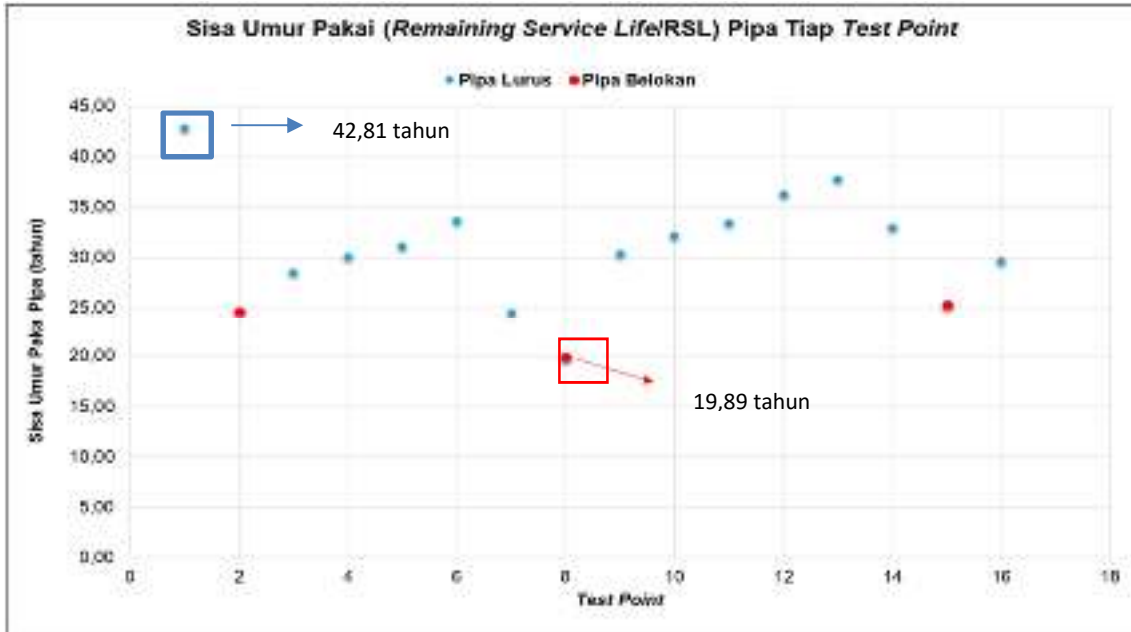
**Gambar 1.** Grafik Pengurangan Ketebalan Pipa Tiap *Test Point*

Berdasarkan Gambar 1. dapat dilihat dari tebal aktual pipa pada 16 *test point* yaitu 8,37 - 9,95 mm yang lebih rendah daripada tebal nominalnya yaitu 12,70 mm. Dengan demikian dapat diketahui bahwa pengurangan ketebalan pipa terendah pada *test point* 1 sebesar 2,75 mm dan terbesar pada *test point* 8 sebesar 4,33 mm.



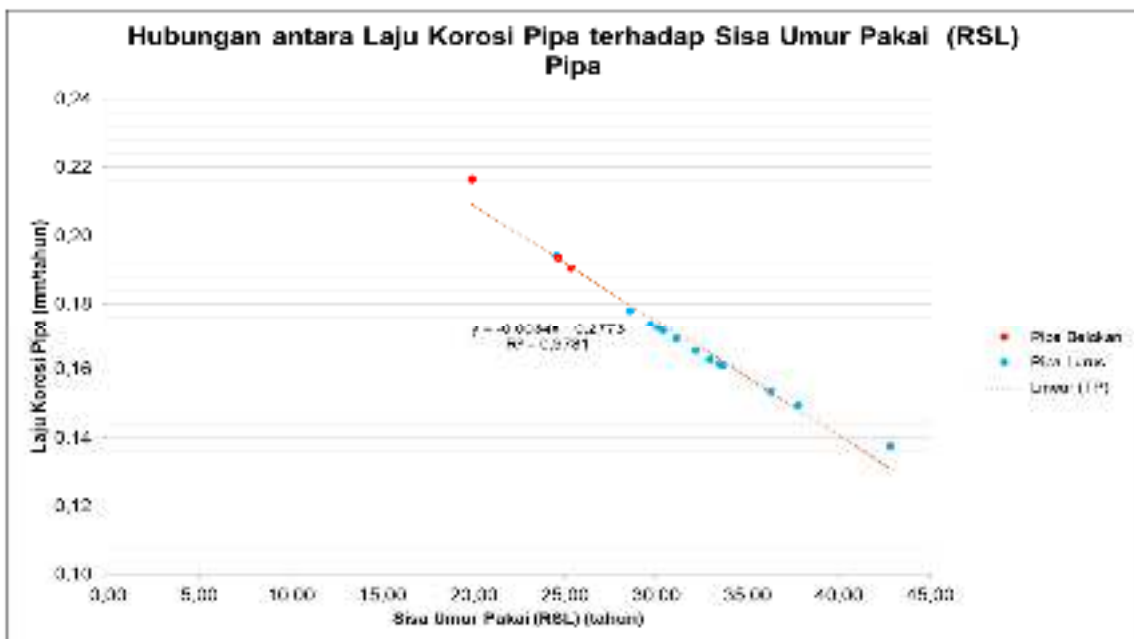
**Gambar 2.** Grafik Laju Korosi Pipa Tiap *Test Point*

Berdasarkan **Gambar 2.** Maka dapat diketahui laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* berkisar 0,14 – 0,22 mm/tahun.



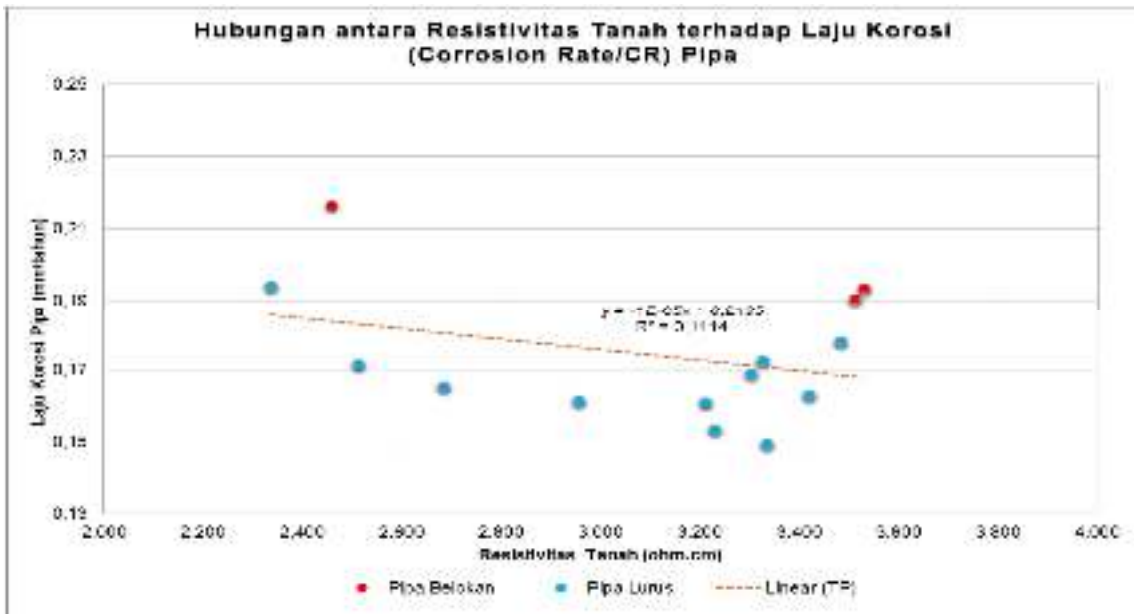
**Gambar 3.** Grafik Sisa Umur Pakai Pipa Tiap Test Point

Dari **Gambar 3**. Sisa umur pakai (RSL) pipa transportasi *crude oil* berkisar 19,89 – 42,81 tahun sehingga pipa transportasi *crude oil* masih dapat digunakan melebihi umur desain pipanya yaitu 20 tahun.



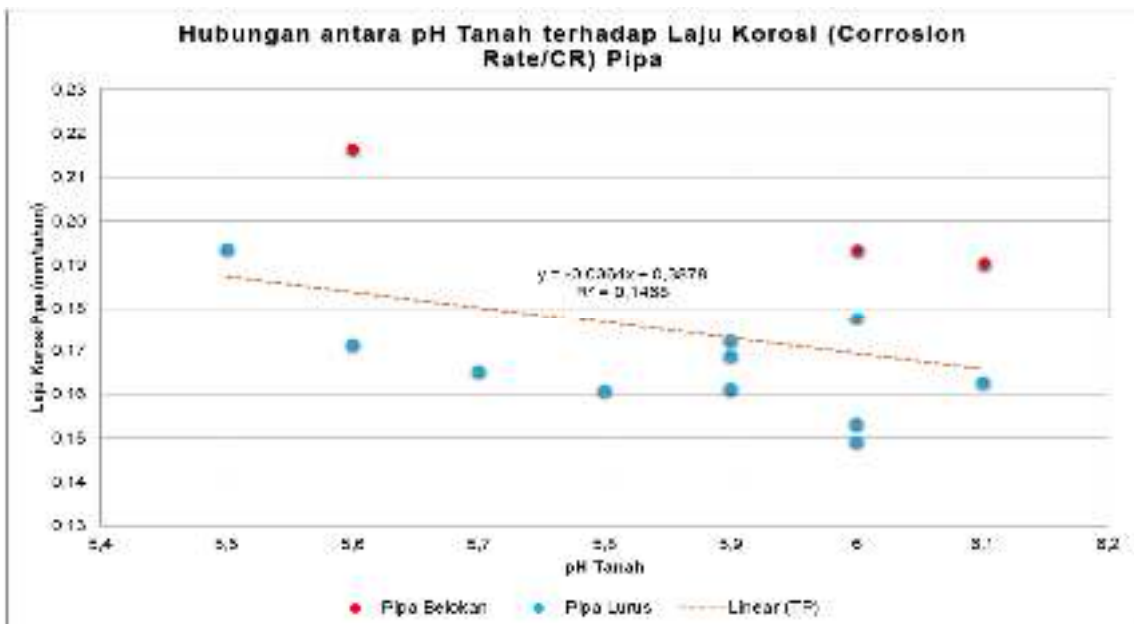
**Gambar 4.** Grafik Hubungan Laju Korosi Pipa terhadap Sisa Umur Pakai Pipa

Pada Gambar 4. dapat diketahui bahwa hubungan antara sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) dengan laju korosi (*Corrosion Rate*) berbanding terbalik. Pada korelasi antara laju korosi (CR) terhadap sisa umur pakai (RSL) pipa ditunjukkan dengan nilai regresi (R) sebesar 0,9781. Hal tersebut menyatakan bahwa tingginya laju korosi (CR) akan mempengaruhi sisa umur pakai (RSL) pipa. Nilai regresi (R) tersebut juga membuktikan bahwa keterkaitan antar kedua variabel tersebut sangat tinggi.



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

Berdasarkan Gambar 5. resistivitas tanah berkisar antara 2.335 – 3.527 ohm.cm, dari data tersebut maka termasuk ke dalam kategori sangat korosif sampai korosif berdasarkan tingkat korosivitas. Maka dapat diketahui bahwa nilai laju korosi (CR) berbanding terbalik dengan resistivitas tanah, dimana semakin rendah resistivitas tanah maka laju korosi (CR) akan semakin tinggi dan sebaliknya semakin tinggi resistivitas tanah maka laju korosi (CR) akan semakin rendah.



**Gambar 6.** Grafik Hubungan antara pH Tanah terhadap Laju Korosi Pipa

Berdasarkan hasil pengukuran pH tanah diketahui pH tanah pada daerah sekitar pipa transportasi adalah 5,5 – 6,1 termasuk asam. pH tanah dapat mempengaruhi laju korosi (CR) yang terjadi pada pipa transportasi crude oil. Rendahnya pH tanah pada daerah penelitian juga disebabkan oleh jenis tanah yang terdapat pada daerah penelitian yaitu jenis tanah gleisol, tanah jenis ini memiliki nilai kandungan sulfur yang cukup tinggi dan juga memiliki kondisi yang

basah sehingga bersifat korosif. Dari grafik ini akan diperoleh R (koefisien korelasi) yaitu sebesar 0,1468 yang menunjukkan korelasi antara pH tanah (sumbu X) terhadap laju korosi (sumbu Y). Hal tersebut menunjukkan bahwa hubungan antara pH tanah dengan laju korosi (CR) tidak memiliki keterkaitan yang signifikan karena laju korosi (CR) tidak hanya dipengaruhi lingkungan eksternal saja

#### 4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang dilakukan maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil ini merupakan jenis korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*).
2. Metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal dengan menggunakan coating berupa *Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush*, wrapping berupa *Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN* dan proteksi katodik sistem anoda korban (SACP) dengan Magnesium sebagai anoda korbannya. Sedangkan metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan secara internal adalah menggunakan inhibitor korosi yaitu UOPTM UNICORTM C.
3. Laju korosi (Corrosion Rate/CR) pipa transportasi crude oil berkisar 0,14 – 0,22 mm/tahun dan masuk kategori good berdasarkan ketahanan korosi relatifnya.
4. Sisa umur pakai (Remaining Service Life) pipa 19,89 – 42,81 tahun, dengan demikian pipa masih dapat digunakan melebihi umur desain pipa 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. Melakukan evaluasi terhadap jenis dan konsentrasi inhibitor yang digunakan.

#### Daftar Pustaka

- [1] Akbar, Fatwa Ath-thaariq; Moralista, Elfida; Sriyanti, 2017, “Penentuan Laju Korosi dan
- [2] Remaining Service Life (RSL) Pipa Transportasi Jalur 1 di PT. Pertamina (Persero) Terminal BBM Balongan Indramayu Jawa Barat – Plumpang Jakarta Utara”, Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Februari, 2017) ISSN: 2460-6499. P 433-439 Universitas Islam Bandung.
- [3] Anonim, 2015, “API 570 Inspector’s Examination”, Pressure Piping Inspector, American Petroleum Institute
- [4] Anonim, 2002, “ASME B 31.4 Pipeline Transportasi System for Liquid of Hydrocarbons and Other Liquids”, The American Society of Mechanical Engineers, United States.
- [5] Fajar, Sidiq., M., 2013, “Analisa Korosi dan Pengendaliannya”, Journal Foundary Vol. 3 no 1 ISSN 2087-2259, Diakses pada tanggal 22 Januari 2020
- [6] Gapsari, Femiana, 2017 “Pengantar Korosi”, Malang, Universitas Brawijaya, UB Press, Diakses pada tanggal 26 April 2020.
- [7] Jones, A. Denny, 1 996, “Principles and Prevention of Corrosion”, New Jersey, Pretince Hail.
- [8] Moralista, Elfida, 2001, “Studi Efektivitas Inhibisi Kalsium Nitrit dan Natrium Dikromat pada Korosibaja Tulangan Galvanis dalam Larutan Pori Beton. Artifisial dengan Electrochemical Impedance Spectroscopy”, Institut Teknologi Bandung (ITB).
- [9] Roberge, Pierre, 2008, “Corrosion Engineering: Principles and Praticce”, New York, Mc