

# **Kajian Korosi pada Pipa Transportasi *Crude Oil Pipeline A* (SP 01 – SP 02) di Kecamatan Tirtamulya Kabupaten Karawang Provinsi Jawa Barat**

**Muny Malinda\*, Elfida Moralista, Yuliadi**

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

\*aluthfiana6@gmail.com

**Abstract.** On the oil and gas industry, in particular the activities of the transportation of crude oil in general use pipes. Pipe-the pipe used is made of base metal. A metal pipe is used because it has good resistance to the high temperature and pressure. Metal pipes can experience a loss of quality caused by the corrosion due to direct contact with the external and internal environment. Corrosion can cause a reduction in the thickness of the pipe so that the pipe will leak and the rest of the lifespan of the pipe will be reduced. So it is necessary to do monitoring and control of corrosion on pipeline transportation of crude oil in order to prevent the occurrence of corrosion and reduced the remaining lifespan of the pipe that can inhibit the activity transport of crude oil. Research on corrosion performed on pipeline transportation of crude oil pipeline A (SP 01 – SP 02) in the District Tirtamulya along the 3,600-meter that are above ground level and below ground level. This study aims to determine the types of corrosion, methods of corrosion control was applied, corrosion rate and remaining service life of the pipe. Environmental conditions in the study area, namely the acidic environment with the pH of the soil from 5.5 to 6.5, temperature of 28°C–32°C, the average rainfall 1,579 mm/year, average relative humidity of 80% and the resistivity of the soil 2.447 – 3.834 ohm.cm belongs to the category of highly corrosive - corrosive. The measurement of the thickness of the actual pipe is done using Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL on the 19 test point. The methodology used in this research is to use data reduction of the thickness of the pipe to determine corrosion rate and remaining service life of pipes based on API 570. Types of corrosion which occur in pipeline transportation of crude oil is uniform corrosion and erosion corrosion. The method of corrosion control that is applied in the external environment, namely the method of coating with Polyken Liquid Adhesive Systems #1027, the method of wrapping with Polyken Wrapping #980/955, and methods of cathodic protection system with sacrificial anode (SACP) using Mg as a sacrificial anode, whereas in the internal environment of the used inhibitor type UOPTM UNICORTM C Corrosion Inhibitor. The rate of corrosion of pipes that occurs is 0.11 - 0.36 mm/year included in the category of good based on corrosion resistance relatively. The rest of the lifespan of the pipe transport is 4,86 – 33,32 year. There are as many as 63% of the test point of an age lower than the design life of the pipe and 37% higher than the design life of the pipe (20 years).

**Keywords:** Pipeline, Crude Oil, Methods of Corrosion Control, Corrosion

### Rate, Remaining Service Life.

**Abstrak.** Pada industri minyak dan gas bumi, khususnya kegiatan transportasi *crude oil* pada umumnya menggunakan pipa-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. Korosi dapat menimbulkan pengurangan ketebalan pada pipa sehingga pipa akan mengalami kebocoran dan sisa umur pakai pipa akan berkurang. Maka dari itu perlu dilakukannya *monitoring* dan pengendalian korosi pada pipa transportasi *crude oil* guna mencegah terjadinya korosi dan berkurangnya sisa umur pakai pipa yang dapat menghambat kegiatan transportasi *crude oil*. Penelitian mengenai korosi dilakukan pada pipa transportasi *crude oil pipeline A* (SP 01 – SP 02) di Kecamatan Tirtamulya sepanjang 3.600 meter yang berada di atas permukaan tanah dan di bawah permukaan tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi, metode pengendalian korosi yang diaplikasikan, laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Kondisi lingkungan pada daerah penelitian meliputi pH tanah 5,5 – 6,5, temperatur udara yaitu 27°C, curah hujan rata-rata 1,579 mm/tahun, kelembaban relatif rata-rata 80% dan resistivitas tanah 2.447 – 3.834 ohm.cm termasuk kategori sangat korosif - korosif. Pengukuran tebal aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL* pada 19 test point. Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini adalah dengan menggunakan data pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi dan sisa umur pakai pipa berdasarkan API 570. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* adalah korosi merata dan korosi erosi. Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan secara lingkungan eksternal yaitu metode coating dengan *Polyken Liquid Adhesive System #1027*, metoda *wrapping* dengan *Polyken Wrapping #980/955*, dan metode proteksi katodik dengan sistem anoda korban (SACP) menggunakan Mg sebagai anoda korban, sedangkan pada lingkungan internal digunakan inhibitor jenis UOPTM UNICORTM C *Corrosion Inhibitor*. Laju korosi pipa yang terjadi adalah 0,11 - 0,36 mm/tahun termasuk ke dalam kategori good berdasarkan ketahanan korosi relatif. Sisa umur pakai pipa transportasi ini ialah 4,86 – 33,32 tahun. Terdapat sebanyak 63% test point yang umurnya lebih rendah dari umur desain pipa dan 37% yang lebih tinggi dari umur desain pipa (20 tahun).

**Kata Kunci:** Pipa, Crude Oil, Metoda Pengendalian Korosi, Laju Korosi, Sisa Umur Pakai Pipa.

#### 1. Pendahuluan

Kebutuhan akan bahan bakar minyak di Indonesia dari tahun ke tahun mengalami peningkatan sehingga menyebabkan industri minyak dan gas bumi untuk meningkatkan produksinya. Pada kegiatan penambangan minyak dan gas meliputi kegiatan produksi dan transportasi. Kegiatan produksi dan transportasi minyak dan gas dalam industri pada umumnya menggunakan pipa-pipa. Pipa-pipa yang digunakan tersebut berbahan dasar logam.

Pipa berbahan logam digunakan karena memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Namun jika pipa tersebut berinteraksi langsung dengan lingkungan eksternal dan internal dalam operasinya maka dapat menimbulkan terjadinya korosi. Korosi yang terjadi dapat menyebabkan pengurangan ketebalan pada pipa sehingga akan menyebabkan kebocoran pada pipa dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Hal tersebut

memiliki dampak yang sangat besar karena dapat menghambat kegiatan transportasi minyak dan gas bumi.

Kerugian yang dapat ditimbulkan karena terjadinya korosi pada pipa ialah terjadinya pengurangan ketebalan pipa yang dapat menyebabkan pipa tersebut mengalami kebocoran dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Kegiatan pemeliharaan adalah hal penting untuk menjaga pipa agar tidak mengalami korosi. 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 metode 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

### Baja Karbon (*Carbon Steel*)

Baja karbon merupakan material logam yang terdiri dari unsur utama besi (Fe) dan unsur kedua karbon (C) yang berpengaruh pada sifat-sifatnya. Adapun beberapa klasifikasi baja karbon, di antaranya ialah sebagai berikut:

1. Baja Karbon Rendah (*Low Carbon Steel*), merupakan baja dengan kandungan karbon < 0,30%.
2. Baja Karbon Medium (*Medium Carbon Steel*), merupakan baja dengan kandungan karbon antara 0,3% sampai dengan 0,6%.
3. Baja Karbon Tinggi (*High Carbon Steel*), memiliki kandungan karbon >0,60%.

### Korosi

Korosi adalah proses perusakan material logam akibat terjadinya reaksi elektrokimia antara panduan logam dengan lingkungannya. 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.

Reaksi yang terjadi pada proses korosi yang dialami oleh baja ialah sebagai berikut :

1. Oksidasi  

$$\text{Fe} \longrightarrow \text{Fe}^{+2} + 2\text{e}^{-}$$
2. Reduksi  
 Dalam kondisi lingkungan pH < 7 (asam)  

$$\text{O}_2 + 4\text{H}^{+} + 4\text{e}^{-} \longrightarrow 2\text{H}_2\text{O}$$
 Dalam kondisi lingkungan pH > 7 (netral dan basa)  

$$\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^{-} \longrightarrow 4\text{OH}^{-}$$
 Bereaksi dengan lingkungan :  $2 \text{Fe}^{2+} + 4\text{OH}^{-} \longrightarrow 2 \text{Fe}(\text{OH})_2$   
 $2 \text{Fe}(\text{OH})_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} \longrightarrow 2 \text{Fe}(\text{OH})_3 \downarrow$  (produk korosi)  $\downarrow$

### Jenis – Jenis Korosi

Beberapa jenis korosi berdasarkan faktor penyebabnya adalah sebagai berikut:

1. Korosi Merata (*Uniform Corrosion*)
2. Korosi Erosi
3. Korosi Sumuran (*Pitting Corrosion*)
4. Korosi Celah (*Crevice Corrosion*)
5. Korosi Galvanik (*Galvanic Corrosion*)

### Faktor – Faktor yang Mempengaruhi Laju Korosi

Ada beberapa faktor yang mempengaruhi laju korosi suatu logam, yaitu:

1. Faktor Internal

Faktor ini merupakan faktor yang dipengaruhi komposisi dari paduan logam dan aspek metalurgi yang terdapat pada pipa.

2. Faktor Lingkungan
  - Lingkungan internal pipa: faktor yang berasal dari dalam 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**

Beberapa metode inspeksi dan monitoring korosi adalah sebagai berikut :

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

### **Pengendalian Korosi**

Metode korosi yang sering digunakan adalah sebagai berikut :

1. Seleksi Material dan Desain
2. Pengendalian Korosi Menggunakan Metode Pelapisan (Coating)
3. Pengendalian Korosi dengan Proteksi Katodik
4. Inhibitor
5. American Petroleum Institute (API 570)

### ***American Petroleum Institute (API 570)***

API 570 ini merupakan suatu standar persyaratan kualifikasi untuk sertifikasi inspektur perpipaan. Dalam API 570[1] ini terdapat persamaan untuk CR, Tr, MAWP, dan RSL, dimana standar ini digunakan untuk menentukan sisa umur pakai pipa tersebut.

### **3. Hasil Penelitian dan Pembahasan**

Penelitian dilakukan pada pipa transportasi *crude oil pipeline* A (SP 01 – SP 02) di Kecamatan Tirtamulya sepanjang 3.600 meter yang berada di atas permukaan tanah dan di bawah permukaan tanah. Kegiatan yang dilakukan adalah pengukuran ketebalan pipa dengan menggunakan alat berupa *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG2 DL*.

Pada pipa transportasi *crude oil Pipeline* A (SP 01 – SP 02) material yang digunakan adalah API 5 L *grade* B dengan komposisi karbon sebesar 0,28%. Berdasarkan kandungan karbon yang dimiliki maka pipa tersebut, termasuk dalam jenis *low carbon steel*. *Crude oil* yang terdapat yang mengalir termasuk jenis *Medium Crude Oil*.

### **Data Lingkungan**

Data lingkungan merupakan data pendukung yang digunakan untuk menunjang dalam pembahasan serta analisis pada penelitian ini, diantaranya yaitu:

1. Jenis tanah daerah penelitian yaitu Aluvial
2. pH tanah daerah kegiatan penelitian berkisar antara 5,5 – 6,5 yang termasuk ke dalam kategori asam.
3. Resistivitas tanah berkisar antara 2.447– 3.834 ohm.cm yang termasuk ke dalam kategori sangat korosif - korosif.
4. Temperatur udara rata – rata 27°C

**Contoh Perhitungan Pada Test Point 1****Tabel 1.** Contoh Parameter Perhitungan pada *Test Point 11*

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pipa ( Tahun )	7
2	<i>Design pressure</i> (P) (psi)	750
3	<i>Design Factor</i>	0,72
4	<i>Wield Joint Factor</i> (E)	1
5	<i>Specified Minimum Yield Strength</i> (SMYS) (psi)	35.000
6	<i>Allowable Stress Value</i> (S) (S=0,72 x SMYS) (psi)	25.200
7	<i>Corrosion Allowance</i> (CA) (mm)	0
8	Tebal Nominal (mm)	6,02
9	Tebal Aktual (mm)	3,47
10	<i>Diameter Pipa</i> (D) (mm)	114,3

1. Thickness Required (tr)

$$\begin{aligned} \text{Thickness Required (tr)} &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\ &= \frac{750 \text{ psi} \times 114,3 \text{ mm}}{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1} + 0 \\ &= 1,7 \text{ mm} \end{aligned}$$

2. Perhitungan Maximum Allowance Working Pressure (MAWP)

$$\begin{aligned} \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times t_{\text{aktual}}}{D} \\ &= \frac{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1 \times 3,47 \text{ mm}}{114,3 \text{ mm}} \\ &= 1.530,08 \text{ psi} \end{aligned}$$

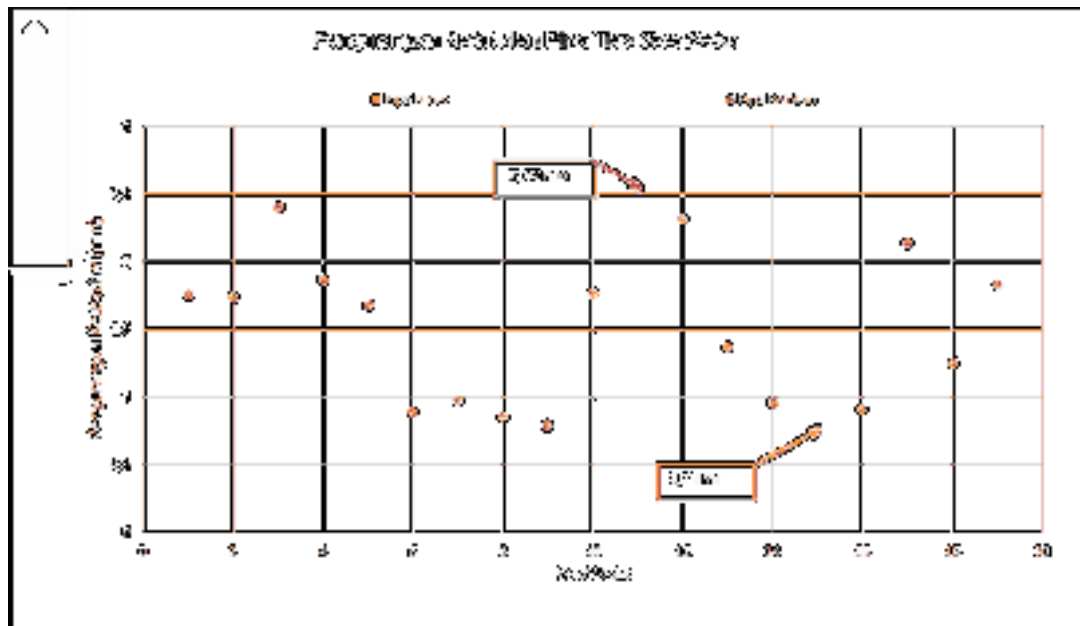
3. Perhitungan Laju korosi (Corrosion Rate)

$$\begin{aligned} \text{Laju Korosi} &= \frac{t_{\text{nominal}} - t_{\text{aktual}}}{t} \\ &= \frac{6,02 \text{ mm} - 3,47 \text{ mm}}{7 \text{ tahun}} \\ &= 0,36 \text{ mm/tahun} \end{aligned}$$

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

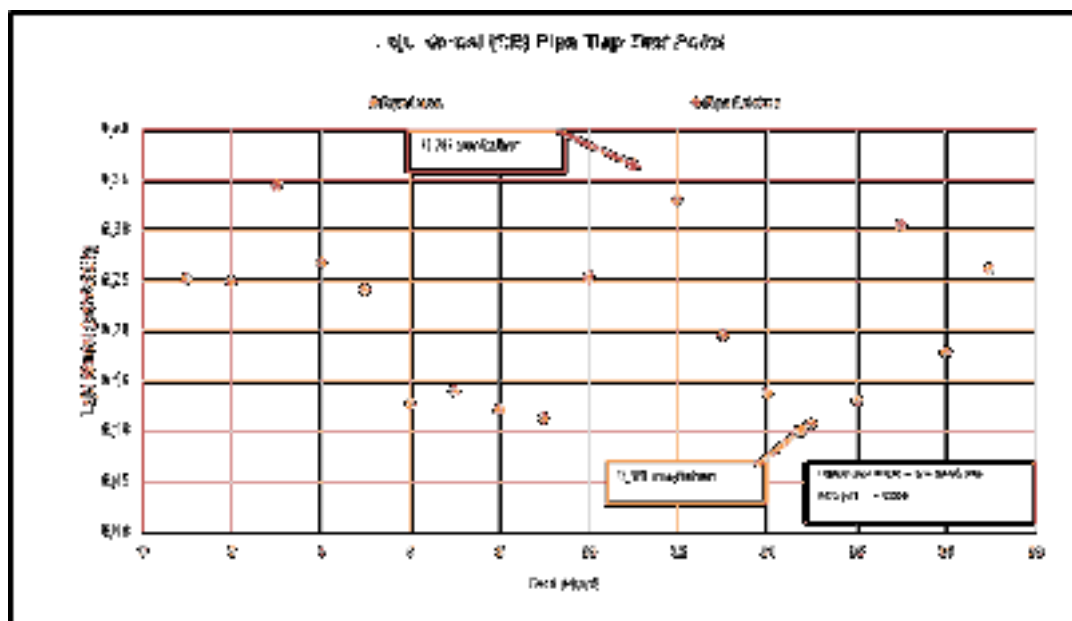
$$\begin{aligned} \text{RSL} &= \frac{\text{tebal aktual} - \text{thickness required}}{\text{Laju Korosi}} \\ &= \frac{3,47 \text{ mm} - 1,7 \text{ mm}}{0,36 \text{ mm/tahun}} \\ &= 4,9 \text{ tahun} \end{aligned}$$

Hasil dari perhitungan yang telah dilakukan pada tiap *test point* nantinya akan didapatkan laju korosi dan sisa umur pakai pipa, hasil pengolahan data tersebut akan dibahas dalam bentuk grafik sebagai berikut:



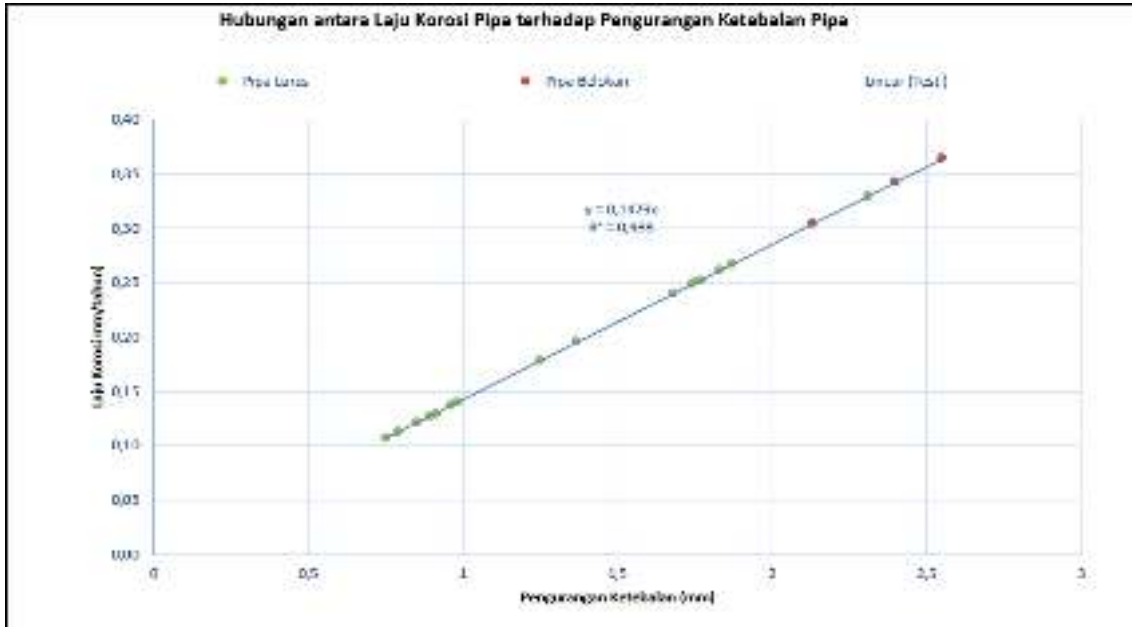
**Gambar 1.** Grafik Pengurangan Ketebalan Pipa Tiap Test Point

Berdasarkan **Gambar 1**, dapat diketahui bahwa pengurangan ketebalan pipa yang paling besar terdapat pada *test point* 11 dengan pengurangan sebesar 2,55 mm dan yang terendah terdapat pada *test point* 15 yaitu sebesar 0,7 mm. Hal tersebut dikarenakan akibat terjadinya korosi yang menyebabkan terkikisnya material pipa oleh aliran fluida yang bergesekan langsung dengan pipa.



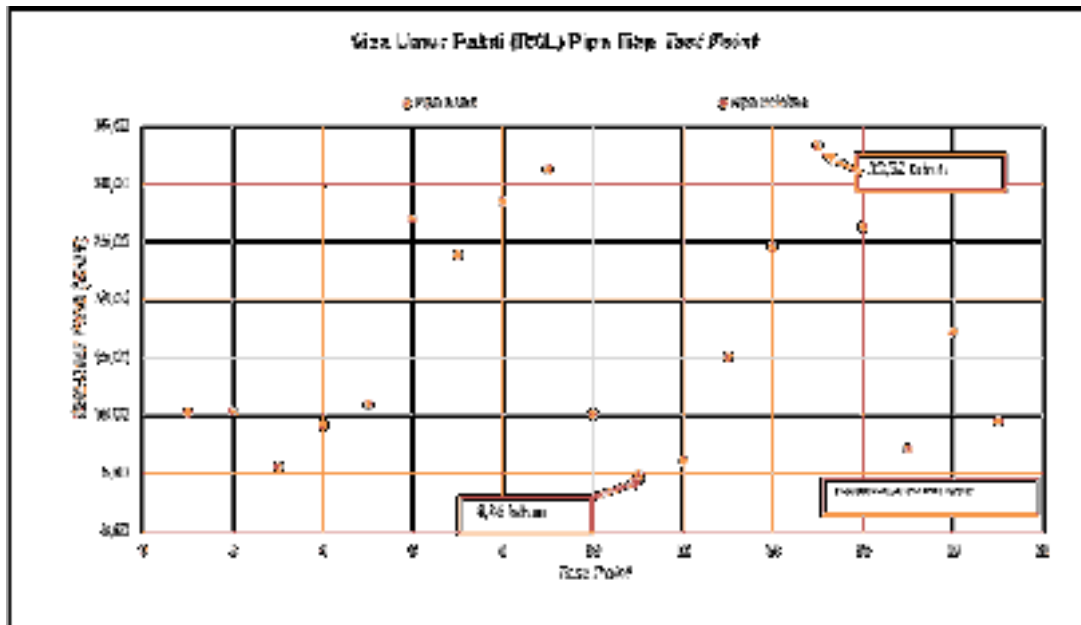
**Gambar 2.** Grafik Laju Korosi Pipa Tiap Test Point

Berdasarkan **Gambar 2**, dapat dinyatakan bahwa nilai laju korosi tertinggi terdapat pada *test point* 11 yaitu sebesar 0,36 mm/tahun, dimana *test point* ini terletak pada bagian elbow (belokan) pipa. Hal ini dapat disebabkan karena saat fluida berbelok pada belokan pipa ini mengalami gaya gesek serta tekanan yang lebih besar dibandingkan pada saat melewati pipa yang lurus. Sedangkan untuk nilai laju korosi terendah terdapat pada *test point* 15 yaitu sebesar 0,11 mm/tahun, dimana pada *test point* tersebut terdapat pada pipa yang lurus.



**Gambar 3.** Grafik Hubungan antara Laju Korosi (CR) Pipa terhadap Pengurangan Ketebalan Pipa

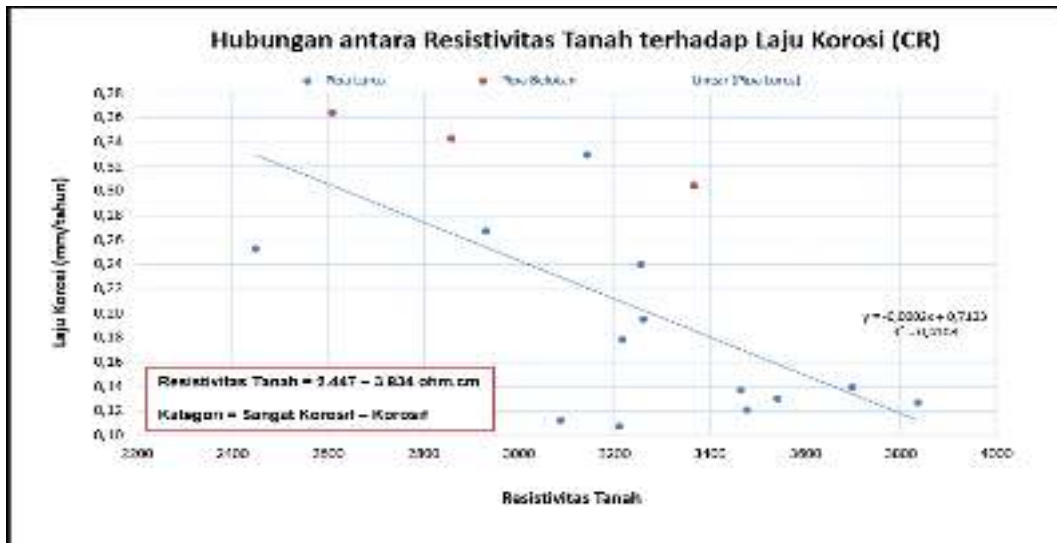
Berdasarkan **Gambar 3.** dapat dinyatakan bahwa antara laju korosi dan pengurangan ketebalan berbanding lurus. Dimana ditunjukkan oleh nilai regresi yang terdapat yaitu 0,988, menyatakan bahwa antara pengurangan dengan tingkat laju korosi memiliki keterkaitan yang sangat tinggi atau dapat dikatakan bahwa keduanya saling berhubungan.



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

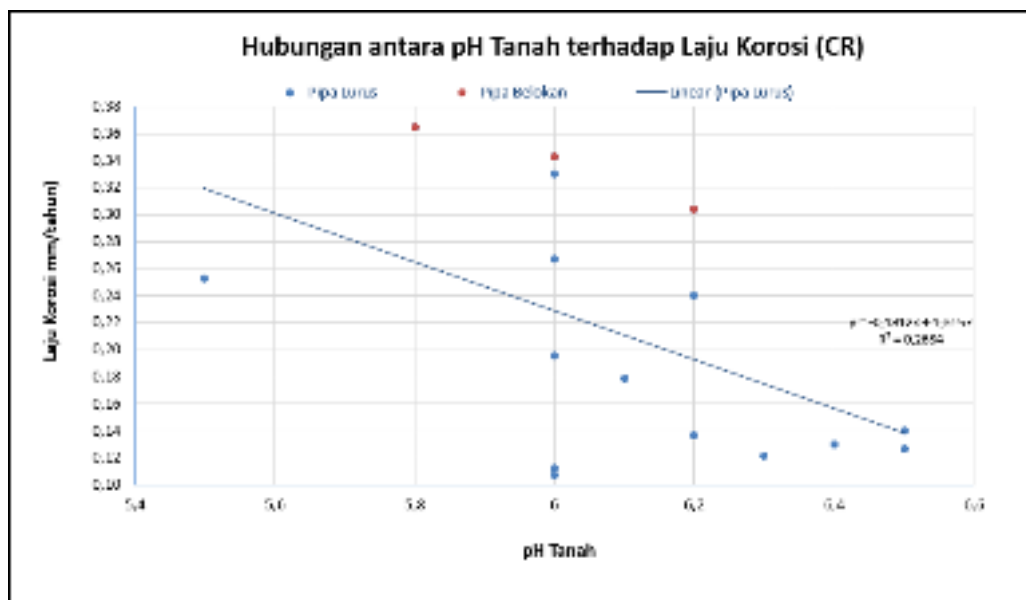
Berdasarkan **Gambar 4.** dapat dinyatakan bahwa sisa umur pakai pipa terendah terdapat pada *test point* 11 yaitu sebesar 4,86 tahun. Dimana *test point* tersebut terletak pada *elbow* pipa. Sisa umur pakai tersebut sangat jauh lebih rendah dari umur desain pipa seharusnya yaitu 20 tahun. Sedangkan pipa transportasi ini baru bekerja selama 7 tahun yaitu dari awal pemasangan pada tahun 2012 dan terakhir inspeksi pada tahun 2019. Hal ini dapat dikarenakan akibat terjadinya aliran turbulensi dan terjadi gesekan antara fluida yang memiliki kandungan sedimen

dengan bagian internal pipa yang selanjutnya akan mengalami pengikisan sehingga menyebabkan sisa umur pakai (pipa) pada *test point* 11.



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

Berdasarkan tingkat korosivitas pipa tersebut, menandakan daerah sekitar pipa tersebut memiliki kondisi lingkungan yang dapat menyebabkan terjadinya korosi pada pipa transportasi *crude oil*. Namun berdasarkan **Gambar 5**, diketahui bahwa hubungan antara resistivitas tanah terhadap laju korosi (CR) pipa tidak memiliki keterkaitan. Hal ini dapat menunjukkan bahwa pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa dalam kondisi yang baik sehingga laju korosi (CR) yang terjadi lebih dominan dipengaruhi oleh komposisi *crude oil* bukan resistivitas tanah.



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

Berdasarkan hasil pengukuran pH tanah diketahui pH tanah pada daerah sekitar pipa transportasi adalah 5,5 - 6,5, dimana menyatakan tanah pada daerah tersebut asam. Berdasarkan **Gambar 6**, diketahui bahwa hubungan pH tanah terhadap terhadap laju korosi (CR) pipa tidak memiliki keterkaitan. Hal ini dapat menunjukkan bahwa pH tanah tidak terlalu mempengaruhi



laju korosi (CR) karena pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal dalam kondisi yang baik sehingga laju korosi (CR) yang terjadi lebih dominan dipengaruhi oleh komposisi *crude oil*.

#### 4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian pada pipa transportasi crude oil pipeline A (SP 01 – SP 02) di Kecamatan Tirtamulya dapat disimpulkan bahwa:

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil adalah korosi merata (uniform corrosion) dan korosi erosi (erosion corrosion).
2. Metoda pengendalian korosi yang diterapkan adalah secara eksternal dengan metode coating menggunakan Polyken Liquid Adhesive System #1027, metoda wrapping dengan Polyken Wrapping #980/955 dan digunakan proteksi katodik dengan sistem anoda korban (SACP) dengan digunakan Mg sebagai anoda korbannya. Serta secara internal dengan penggunaan inhibitor menggunakan UOPTM UNICORTM C.
3. Laju korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil adalah 0,11 - 0,36 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif laju korosi tersebut tergolong dalam kategori good.
4. Sisa umur pakai pada pipa transportasi crude oil yaitu sebesar 4,86 - 33,32 tahun. Terdapat sebanyak 63% test point yang umurnya lebih rendah dari umur desain pipa dan 37% yang lebih tinggi dari umur desain pipa dari umur desain pipa selama 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] Anonim, 2012, “Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries (ASME 31.4)”, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [2] Anonim, 2015, “API 570 Inspector’s Examination, Pressure Piping Inspector”, 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] Beavers, J.A., Thompson, N.G. 2006, “External Corrosion of Oil and Natural Gas Pipeline”, ASM Handbook Volume 13C, Corrosion: Environments and Industries, ASM International.
- [5] Budi Utomo, 2009, “Jenis Korosi Dan Penanggulangannya”, Program Diploma III Teknik Perkapalan : UNDIP.
- [6] Elfida Moralista, 2005, “Studi Efektivitas Inhibisi Kalsium Nitrit dan Natrium Dikromat pada Korosi Baja Tulangan Galvanis dalam Larutan Pori Beton Artifisial dengan Electrochemical Impedance Spectroscopy”, Bandung, Institut Teknologi Bandung.
- [7] Elfida Moralista, Zaenal dan Chamid, Chusharini, 2005, “Studi Upaya Peningkatan Umur Pakai 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.
- [8] Jonnes, Danny A, 1991, “Principle and Prevention of Corrosion”, New York, Masmillan Publishing Company.
- [9] J.R. Davis Davis & Associates, 2000, “Corrosion Understanding The Basics”, ASM International.
- [10] Nedal Mohamed, 2009, “Comparative Study of the Corrosion Behaviour of Conventional Carbon Steel and Corrosion Resistant Reinforcing Bars”, Department of Civil Engineering , University of Saskatchewan.