

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

<sup>1</sup>Faza Ferdiansyah, <sup>2</sup>Elfida Moralista, <sup>3</sup>Sriyanti

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

<sup>1</sup>fazaferdiansyah@gmail.com ; <sup>2</sup>elfidamoralista95@gmail.com ;

<sup>3</sup>sriyanti.tambang@yahoo.com

**Abstract.** The process of transporting crude oil generally carried out using metal-based pipes. The metals used in transportation pipes have good resistance to temperature and pressure, but metal pipes experience corrosion due to their interaction with the surrounding environment. The environment is soil, water, air, natural gas, or crude oil. The loss caused by corrosion is that causes a reduction in the thickness of the transportation pipe so that it will have an impact on damage or leakage of the pipe and the remaining service life of the pipe is low. Therefore, it is necessary to study the corrosion of transportation pipes so that the remaining service life of the pipes can reach its design life. This research was conducted on a transportation pipe for crude oil pipeline D transportation pipe along the 1,743 m, which is located under the ground surface. This study aims to determine the type of corrosion, the level of cathodic protection of the sacrificial anode system, the corrosion rate of pipes and the remaining service life of the pipe and the external environmental factors that influenced. The research methodology is measuring the pipe thickness reduction of the pipe to determine the value of the corrosion rate and the remaining service life of the pipe based on API 570 standards. The pipe thickness measurement was carried out using an Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL at 8 test points. The study area's environmental conditions are pH 6.1 – 6.5, which is in the acid category, average air temperature is 27°C, and soil resistivity is 2,441 – 3,384 ohm.cm, which is included in the highly corrosive to corrosive class. The types of corrosion that occur in transportation pipe crude oil pipeline D are uniform corrosion and erosion corrosion. External environmental factors including pH and soil resistivity have a significant effect on the corrosion rate and the remaining service life. The potential value of sacrificial anode cathodic protection is -1,043 to -836 mV vs CSE they are included in protected level – there is protection based on the NACE RP0169 standard. The corrosion rate ranges from 0.4008 – 0.4262 mm/year, which is included in the good category based on the relative corrosion resistance of the steel. The lifespan of pipes is 13 years, and the remaining service life of the pipe ranges from 7.27 – 8.56 years, thus the pipe is estimated to exceed the pipe design life is 20 years.

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

**Abstraks.** Proses transportasi minyak bumi (crude oil) umumnya dilakukan dengan menggunakan pipa berbahan dasar logam. Logam yang digunakan pada pipa transportasi memiliki sifat ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan, akan tetapi pipa logam mengalami korosi akibat berinteraksi dengan lingkungan di sekitarnya. Lingkungan tersebut berupa tanah, air, udara gas bumi, ataupun crude oil. Kerugian yang diakibatkan oleh korosi yaitu menyebabkan pengurangan ketebalan pada pipa transportasi, sehingga akan berdampak pada kerusakan ataupun kebocoran pipa dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Oleh karena itu, diperlukan adanya kajian korosi pada pipa transportasi agar sisa umur pakai pipa mencapai umur desainnya. Penelitian ini dilakukan pada pipa transportasi crude oil pipeline D sepanjang 1.743 m yang terletak di bawah permukaan tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi, tingkat proteksi katodik sistem anoda korban, laju korosi (Corrosion Rate/CR) pipa dan sisa umur pakai pipa (Remaining Service Life/RSL) serta faktor-faktor lingkungan eksternal yang mempengaruhinya. Metodologi dalam penelitian ini yaitu pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan nilai laju korosi dan sisa umur pakai pipa berdasarkan standar API 570. Pengukuran ketebalan pipa dilakukan dengan menggunakan alat Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL pada 8 test point. Kondisi lingkungan pada daerah penelitian yaitu pH 6,1 – 6,5 yang termasuk kategori asam, temperatur udara rata-rata 27°C dan resistivitas tanah 2.441 0 3.384 ohm.cm yang termasuk ke dalam kategori highly corrosive hingga corrosive. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil pipeline D yaitu korosi merata dan korosi erosi. Faktor-faktor lingkungan eksternal meliputi pH tanah dan resistivitas tanah cukup berpengaruh terhadap laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Nilai potensial proteksi katodik sistem anoda korban berkisar antara -1.043 sampai -836 mV vs CSE yang menunjukkan bahwa tingkat proteksi masuk ke dalam proteksi yaitu terproteksi – ada proteksi berdasarkan standar NACE RP0169. Laju korosi berkisar antara 0,4008 – 0,4262 mm/tahun yang termasuk ke dalam kategori good berdasarkan ketahanan korosi relatif baja. Umur pakai pipa yaitu 13 tahun dan sisa umur pakai pipa berkisar antara 7,27 – 8,56 tahun, dengan demikian pipa dapat digunakan mencapai umur desain pipa yaitu 20 tahun.

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

## 1. Pendahuluan

Pada industri minyak bumi dan gas terdapat kegiatan produksi dan transportasi. Kegiatan transportasi minyak bumi atau crude oil umumnya dilakukan dengan menggunakan pipa berbahan dasar logam. Logam digunakan pada pipa transportasi karena mempunyai sifat ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan, akan tetapi pipa logam mengalami korosi akibat berinteraksi dengan lingkungan di sekitarnya.

Korosi merupakan proses degradasi atau kerusakan material yang diakibatkan oleh pengaruh lingkungan dan sekitarnya [14]. Lingkungan tersebut yaitu tanah, air, udara gas ataupun crude oil. Kerugian yang diakibatkan oleh korosi yaitu menyebabkan pengurangan ketebalan pada pipa transportasi sehingga akan berdampak pada kerusakan ataupun kebocoran pipa dan sisa umur pakai menjadi rendah.

Pengendalian korosi, monitoring dan pemeliharaan perlu dilakukan sebagai upaya untuk mengurangi kerugian yang diakibatkan oleh korosi pada pipa transportasi crude oil. Oleh karena itu, diperlukan adanya kajian korosi pada pipa transportasi agar sisa umur pakai pipa dapat mencapai umur desainnya.

Berdasarkan latar belakang masalah tersebut, maka perumusan masalah dalam penelitian ini sebagai berikut: "Apa jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil?", "Apa saja faktor-faktor lingkungan eksternal yang mempengaruhi laju korosi (Corrosion Rate/CR) dan sisa umur pakai (Remaining Service Life/RSL) pipa transportasi crude oil?", "Bagaimana tingkat proteksi metoda 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?". Kemudian, tujuan dalam penelitian ini, yaitu:

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

## 2. Landasan Teori

Minyak bumi merupakan senyawa kompleks hidrokarbon (senyawa berasal dari unsur kimia hidrogen dan karbon) yang terbentuk secara alamiah di dalam bumi yang terperangkap dalam lapisan kerak bumi. Minyak bumi dalam bentuk cair dikenal sebagai minyak mentah (crude oil). Minyak bumi mempunyai beberapa jenis minyak mentah yang dibedakan berdasarkan nilai specific gravity, yaitu :

1. Light crude oil, jenis ini memiliki viskositas yang rendah, kandungan logam dan belerang yang rendah, serta mudah terbakar dan mengalir bebas pada temperatur ruangan.
2. Heavy crude oil, jenis ini memiliki viskositas yang tinggi, kandungan logam dan belerang yang tinggi, dan memerlukan pemanasan agar fluida tidak terlalu kental.

Baja karbon atau *carbon steel* memiliki kandungan karbon yang dapat berpengaruh terhadap ketahanan korosi. Kekerasan dan kekuatan baja bergantung pada besarnya komposisi karbon dan suhu. Berdasarkan kandungan karbon, baja karbon terbagi menjadi tiga jenis, antara lain sebagai berikut :

1. *Low Carbon Steel* (Baja Karbon Rendah) memiliki kandungan karbon (C) < 0,3%.
2. *Medium Carbon Steel* (Baja Karbon Sedang) memiliki kandungan karbon (C) 0,3% - 0,6%.
3. *High Carbon Steel* (Baja Karbon Tinggi) memiliki kandungan karbon sebesar (C) > 0,6%.

Korosi merupakan proses degradasi atau kerusakan material yang diakibatkan oleh pengaruh lingkungan dan sekitarnya. (Budi Utomo, 2009). Proses terjadinya korosi pada material logam tidak dapat dihentikan, namun dapat dikontrol atau diperlambat lajunya sehingga mengurangi kecepatan perusakannya. Dalam mengurangi atau menghambat laju korosi dapat dilakukan

dengan coating, wrapping, perlindungan katodik, dan penambahan inhibitor korosi. (Halwan Jaya, dkk, 2010).

Jenis-jenis korosi digolongkan menjadi beberapa jenis yaitu korosi merata dan korosi erosi. Faktor-faktor yang mempengaruhi laju korosi yaitu faktor internal (metalurgi) dan faktor eksternal (lingkungan). Inspeksi dan pengawasan korosi (monitoring) yang dilakukan dalam pengendalian laju korosi yaitu menggunakan metoda pengurangan ketebalan pipa, dengan menginjeksikan gelombang frekuensi yang tinggi terhadap komponen yang diinginkan dari dinding luar lalu didapatkan pantulan (hasil), sehingga ketebalan komponen dapat dihitung.

Metode pengendalian korosi terbagi menjadi 4, yaitu :

1. **Materials Selection and Design**

Pemilihan material dan desain berperan penting dalam umur pakai suatu komponen. Pemilihan material berdasar pada ketahanan material terhadap lingkungan korosif. Dalam meningkatkan resistansi material terhadap korosi dapat dilakukan dengan pemaduan logam, agar dapat meningkatkan usia penggunaan pipa.

2. **Coating**

Coating merupakan lapisan pelindung berupa bahan cairan yang melapisi logam untuk memberikan atau melindungi logam tahan terhadap korosi, dengan cara mengisolasi elemen reaktif struktur dari lingkungan korosif.

3. **Proteksi Katodik**

Proteksi katodik merupakan metode yang sering digunakan dalam melindungi struktur logam dari korosi. Metode ini terbagi menjadi dua sistem berdasarkan sumber arusnya, yaitu sistem anoda korban (Sacrificial Anode Cathodic Protection) dan sistem arus yang dipaksakan (Impressed Current Cathodic Protection).

4. **Inhibitor**

Inhibitor korosi merupakan bahan kimia penghambat yang ditambahkan kedalam fluida dalam menurunkan proses laju korosi. Inhibitor bekerja dengan memproteksi permukaan logam bagian dalam dengan membentuk suatu lapisan untuk menghalangi terjadinya reaksi kimia.

Ketahanan korosi relatif baja merupakan ketahanan suatu material logam baja terhadap korosi pada kondisi tertentu. Perbedaan kondisi akan menghasilkan laju korosi yang berbeda. Lebih jelasnya dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

**Tabel 1.** Corrosion Of MPY With Equivalent Metric-Rate Expression

<i>Relative Corrosion Resistance</i>	<b>Mpy</b>	<b>mm/yr</b>	<b>µm/yr</b>	<b>Nm/h</b>	<b>Pm/s</b>
<i>Outstanding</i>	< 1	< 0.02	< 25	< 2	< 1
<i>Excelent</i>	1 – 5	0.02 – 0.1	25 – 100	02 – 10	1 – 5
<i>Good</i>	5 – 20	0.1 – 0.5	100 – 500	10 – 50	20 – 50
<i>Fair</i>	20 – 50	0.5 – 1	500 – 1000	50 – 150	20 – 50
<i>Poor</i>	50 – 200	01 – 5	1000 – 5000	150 – 500	50 – 200
<i>Unacceptable</i>	200 +	5 +	5000 +	500 +	200 +

Sumber : Mars G. Fontana, 1987

American Petroleum Institute (API) 570 merupakan standar yang memuat prosedur inspeksi, penilaian, perbaikan dan alterasi untuk logam pada sistem pipa. API 570 terdapat beberapa rumus untuk menentukan sisa umur pakai pipa, yaitu Thickness Required (TR), Maximum Allowable Working Pressure (MAWP), Laju Korosi (Corrothion Rate/CR), dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life/RSL).

## 1. Thickness Required (TR)

Thickness Required (TR) merupakan ketebalan minimal suatu pipa yang dibutuhkan agar 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 luar pipa (mm)  
 S = Specification minimum yield strength (psi)  
 E = Weld joint factor  
 CA = Corrosion Allowance (mm)

## 2. Maximum Allowable Working Pressure (MAWP)

MAWP (maximum allowable working pressure) adalah tegangan yang diperbolehkan pada suatu 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 luar pipa (mm)

3. Laju Korosi (*Corrosion Rate/CR*)

Perhitungan laju korosi digunakan untuk mengukur tinggi rendahnya laju korosi pada pipa.

$$CR = \frac{\text{Tebal Nominal} - \text{Tebal Aktual}}{\text{Umur pakai pipa}}$$

Keterangan :

- CR = *Corrosion rate* (mm/tahun)  
 Tebal Nominal = Tebal pipa saat pemasangan (mm)  
 Tebal Aktual = Tebal pipa saat inspeksi (mm)  
 Umur pakai pipa = Selisih waktu antara awal pemasangan pipa dan saat inspeksi pipa (tahun)

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

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 saat inspeksi (mm)  
 Tr = Thickness required (mm)  
 CR = *Corrosion rate* (mm/tahun)

### 3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Pipa transportasi crude oil pipeline D menggunakan material API 5L Grade B dengan kandungan karbon sebesar 0,28%, sehingga termasuk ke dalam jenis low carbon steel. Fluida yang dialirkan yaitu crude oil dengan kategori medium crude oil. Penelitian dilakukan pada pipa sebanyak 8 test point. Pipa sepanjang 1.743 m seluruhnya lurus dan berada di bawah permukaan tanah. Data lingkungan pada daerah penelitian memiliki jenis tanah aluvial yang mudah menyerap air. pH tanah pada daerah penelitian berkisar antara 6,1 – 6,5 yang termasuk kategori asam dan resistivitas tanah yaitu 2.441 – 3.384 ohm.cm yang tergolong ke dalam kategori highly corrosive

hingga corrosive, serta data lainnya meliputi spesifikasi pipa, spesifikasi crude oil, dan tebal aktual pipa. Temperatur udara rata-rata daerah penelitian sebesar 27°C dan curah hujan tahunan yaitu 1-304 mm/tahun, dengan nilai kelembaban relatif 80%. Pengolahan data dilakukan berdasarkan standar API 570. Berikut merupakan parameter perhitungan pada tiap test point.

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

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pakai Pipa, Tahun	13
2	Design Pressure (P), psi	750
3	Design Factor	0,72
4	Weld Joint Factor (E)	1
5	Minimum Yield Strength, psi	35.000
6	Allowable Stress Value (S), psi	25.200
7	Corrosion Allowance (CA),mm	0
8	Tebal Nominal, mm	12,70
9	Tebal Aktual, mm	7,49
10	Diameter Luar (D), mm	273,1



Berdasarkan hasil pengolahan data, diperoleh nilai laju korosi dan sisa umur pakai pipa tertinggi pada *test point* ke-8 sebesar 0,4262 mm/tahun dan laju korosi terendah pada *test point* ke-1 sebesar 0,4008 mm/tahun. Berdasarkan tabel *Corrosion Of MPY With Equivalent Metric-Rate Expression*, nilai laju korosi termasuk ke dalam kategori *good*. Sedangkan sisa umur pakai pipa tertinggi pada *test point* ke-1 sebesar 8,56 tahun dan sisa umur pakai pipa terendah pada *test point* ke-8 sebesar 7,27 tahun. Pipa dipasang pada tahun 2006 dan diinspeksi pada tahun 2019, sehingga umur pakai pipa yaitu 13 tahun.

Berdasarkan perhitungan, maka sisa umur pakai pipa dapat mencapai umur desainnya yaitu 20 tahun. Hasil pengolahan data dapat dilihat pada tabel di bawah.

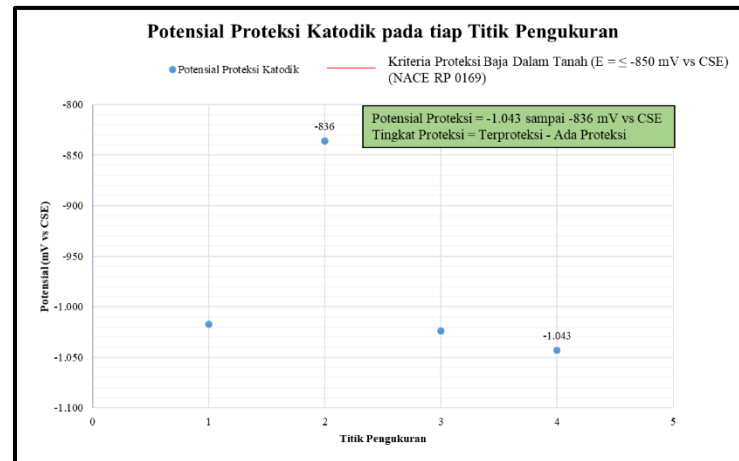
**Tabel 3.** Laju Korosi (CR) dan Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa Transportasi Crude Oil Pipeline D

No.	<i>Test Point</i>	Jarak (m)	Identitas Area	Letak Pipa	Resistivitas Tanah (ohm.cm)	pH Tanah	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual (mm)	Pengurangan Ketebalan (mm)	<i>Thickness Required</i> (mm)	Laju Korosi (mm/tahun)	Sisa Umur Pakai Pipa (Tahun)
1	TP-1	7	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3.124	6,4	12,7	7,49	5,21	4,06	0,4008	8,56
2	TP-2	351	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3.384	6,5	12,7	7,46	5,24	4,06	0,4031	8,44
3	TP-3	649	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3.015	6,4	12,7	7,39	5,31	4,06	0,4085	8,15
4	TP-4	972	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	2.768	6,3	12,7	7,43	5,27	4,06	0,4054	8,31
5	TP-5	1.207	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	2.641	6,3	12,7	7,48	5,22	4,06	0,4015	8,52
6	TP-6	1.444	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	2.971	6,4	12,7	7,42	5,28	4,06	0,4062	8,27
7	TP-7	1.608	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	2.679	6,3	12,7	7,34	5,36	4,06	0,4123	7,96
8	TP-8	1.743	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	2.441	6,1	12,7	7,16	5,54	4,06	0,4262	7,27

Keterangan :

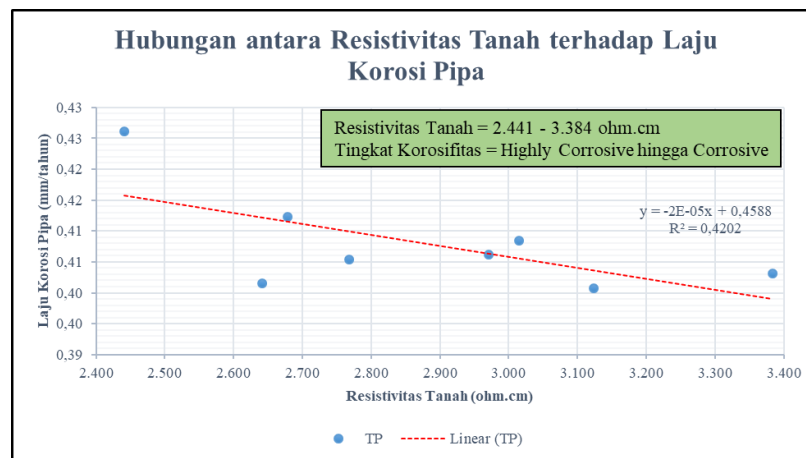
-  : *Test point* dengan laju korosi terendah dan sisa umur pakai pipa tertinggi.
-  : *Test point* dengan laju korosi tertinggi dan sisa umur pakai pipa terendah.

Berdasarkan hasil pengolahan data diperoleh pengurangan ketebalan merata pada permukaan pipa, sehingga jenis korosi yang terjadi yaitu korosi merata (*uniform corrosion*) yang terjadi karena pipa bersentuhan dengan lingkungan tanah secara terus menerus dan korosi erosi (*erosion corrosion*) yang terjadi akibat gesekan antara *crude oil* dan material lain yang mengalir dengan bagian dasar sisi internal pipa atau pada posisi 180°.



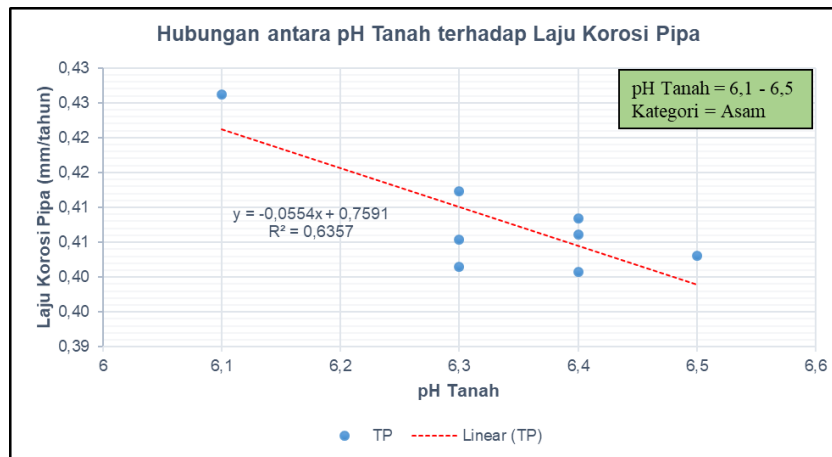
**Gambar 1.** Grafik Potensial Proteksi Katodik Pada Tiap Titik Pengukuran

**Gambar 1** menunjukkan bahwa keempat titik pengukuran diperoleh titik pengukuran 1, 3, dan 4 mempunyai tingkat proteksi terproteksi ( $< -850$  mV vs CSE), hal ini menandakan bahwa pipa transportasi masih dalam keadaan aman terproteksi terhadap korosi dan proteksi pipa masih berfungsi dengan baik. Sedangkan pada titik pengukuran 2 mempunyai tingkat proteksi ada proteksi, nilai tersebut berada pada *range* -600 mV sampai -850 mV vs CSE, hal tersebut menunjukkan bahwa proteksi katodik sistem anoda korban pada titik pengukuran tersebut tidak maksimal sehingga mempengaruhi nilai potensial proteksi katodik sistem anoda korbannya. Hal ini dapat disebabkan oleh nilai resistivitas tanah yang tinggi atau terdapat kabel-kabel yang terputus pada sambungan antara logam korban terhadap *pipeline*.



**Gambar 2.** Grafik Hubungan antara Resistivitas Tanah terhadap Laju Korosi Pipa

**Gambar 2** menunjukkan nilai koefisien determinasi ( $R^2$ ) yang dihasilkan sebesar 0,4202 dengan variabel bebas berupa resistivitas tanah dan variabel terikat berupa laju korosi pipa. Hal tersebut menandakan bahwa hubungan antara resistivitas tanah terhadap laju korosi pipa transportasi *crude oil* cukup berpengaruh atau berkaitan. Semakin rendah nilai resistivitas tanah, maka laju korosi akan semakin tinggi. Semakin rendah nilai resistivitas tanah, maka lokasi tersebut semakin jenuh terhadap air dan dapat mempengaruhi metode pengendalian korosi yang diaplikasikan.



**Gambar 3.** Grafik Hubungan antara pH Tanah terhadap Laju Korosi Pipa

**Gambar 3** menunjukkan bahwa memiliki nilai koefisien determinasi ( $R^2$ ) sebesar 0,6357 dengan variabel bebas berupa pH tanah dan variabel terikat berupa laju korosi pipa. Nilai tersebut menunjukkan bahwa hubungan antara pH tanah terhadap laju korosi cukup berpengaruh atau berkaitan. Semakin tinggi nilai pH tanah, maka laju korosi pipa semakin turun atau rendah. Semakin rendah nilai pH maka akan semakin bersifat asam.

Faktor-faktor lingkungan eksternal meliputi pH tanah dan resistivitas tanah cukup berpengaruh terhadap laju korosi dan sisa umur pakai, karena ada sebagian dari metode pengendalian korosi meliputi *coating*, *wrapping* dan proteksi katodik sistem anoda korban yang mengalami kerusakan.

#### 4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian ini, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Jenis-jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* yaitu korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*).
2. Faktor-faktor lingkungan eksternal meliputi pH dan resistivitas tanah cukup berpengaruh terhadap laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Hal tersebut menunjukkan bahwa terjadi

kerusakan pada sebagian *coating*, *wrapping*, dan metode proteksi katodik sistem anoda korban. Kerusakan tersebut disebabkan karena pipa berinteraksi dengan lingkungannya yaitu tanah, air dan udara.

3. Potensial proteksi metode proteksi katodik sistem anoda korban memiliki nilai yaitu -1.043 sampai -836 mV vs CSE dengan tingkat proteksi terproteksi – ada proteksi berdasarkan standar NACE RP0169.
4. Laju korosi (Corrosion Rate/CR) pipa yaitu 0,4008 – 0,4262 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif baja termasuk ke dalam kategori *good*. Umur pakai pipa yaitu 13 tahun dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa yaitu 7,27 – 8,56 tahun. Dengan demikian pipa diprediksi dapat digunakan melebihi umur desainnya yaitu 20 tahun.

#### 5. Saran

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, penyusun memberikan saran sebagai berikut :

1. Melakukan penambahan titik pengukuran potensial proteksi katodik sistem anoda korban.
2. Mengevaluasi terhadap jenis dan konsentrasi inhibitor yang digunakan.



**Daftar Pustaka**

- Ahmad, Zaki, 2006, “Principles of Corrosion Engineering and Corrosion Control”, Butterworth-Heinemann, Jordan Hill, UK.
- Anonim, 2002, “Pipeline Transportation System for Hydrocarbon and Other Liquid (ASME 31.4)”, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- Anonim, 2002, “Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping System (NACE RP0169)”, National Association of Corrosion Engineer, Houston.
- Anonim, 2016, “American Standard Steel Pipe ASME B36.10”, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- Anonim, 2016, “Piping Inspection Code : In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping System (API 570)”, American Petroleum Institute, Washington DC.
- Fontana, Mars. G, 1987, “Corrosion Engineering Third Edition”, The Ohio State University, McGraw-Hill.
- Jaya, Halwan, dkk, 2010, “Katodik Pipa”, Jakarta : Departemen Metalurgi dan Material FTUI.
- Jones, Denny. A, 1996, “Principles and Prevention of Corrosion”, United States of America, Prentice-Hall.
- Kurnia, Dadang, 2016, “Perancangan Sistem Proteksi Katodik (CP) Anoda Korban Pada Pipa Baja”, Prosiding Seminar Ilmiah Nasional (Oktober, 2016), ISBN : 978-602-73983-6-8 ; hal 403-418, Universitas Pamulang, Pamulang.
- Moralista, Elfida, 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.
- Musadad, Muhyi Sultoni, Moralista, Elfida, dan Zaenal, 2020, “Kajian Sisa Umur Pakai Pipa Transportasi Gas pada Pipeline F (SP06 – 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.
- Nandi, 2006, “Minyak Bumi dan Gas”, Bandung, Universitas Pendidikan Indonesia.
- Roberge, Pierre. R, 2000, “Handbook of Corrosion Engineering”, New York, Mc Graw-Hil.
- Utomo, Budi, 2009, “Jenis Korosi dan Penanggulangannya”, Universitas Diponegoro, Semarang.
- Widharyanto, Achmad Wahyu Rizky dkk, 2013, “Rancangan Bangun Sensor Specific Gravity pada Crude Oil Menggunakan Serat Optik Plastik”, Jurnal Teknik POMITS, Vol 2 No.2, ISSN : 2337-3539 ; F360 – 365.
- Zou, Fangxin, 2017, “High Accuracy Ultrasonic Corrosion Monitoring”, London, UK

