

Kajian Sisa Umur Pakai Pipa Transportasi *Crude Oil Pipeline* F (SP 06 – SP 07) di Kecamatan Balikpapan Kota Kota Balikpapan Provinsi Kalimantan Timur

Naufal Syahreza Tirtana^{*}, Elfida Moralista, Dudi Nasrudin Usman

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

*naufalsyhrz@gmail.com

Abstract. In the oil and gas industry there are several stages that crude oil goes through from production to becoming fuel, one of which is the transportation of crude oil using metal-based pipe media. In fact, metal pipes easily undergo an oxidation process caused by a reaction between the metal and the surrounding environment so that corrosion occurs. The existence of this corrosion causes the pipe thickness to be reduced and can result in leaks in the pipes which can affect the crude oil transportation process. The crude oil transportation pipeline studied is 2,910 m long and is above and below ground level. This study aims to determine the external factors that affect the rate of corrosion, the type of corrosion that occurs, the corrosion control method applied, the corrosion rate and the remaining useful life of the pipe. The methodology used is the measurement of the reduction in pipe thickness due to corrosion to determine the rate of corrosion and the remaining useful life of the pipe based on API 570. Pipe thickness measurement activities are carried out at 16 test points using the Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL. Observations of environmental conditions at the study site included an average air temperature of 22.5 - 35.5 0C, relative humidity 71% - 91%, soil pH 5.6 - 6.1, and soil resistivity 1.983 - 3,438 ohm.cm which included into the very corrosive - corrosive category. The type of corrosion that occurs in crude oil transportation pipes is uniform corrosion and erosion corrosion. The corrosion control method applied to crude oil transportation pipes internally is by adding a UOP TM UNICOR TM C inhibitor. While the external pipe corrosion control method is with a Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush type coating and wrapping using Polyken The Berry Plastics CPG System 942 / 955 EN as well as cathodic protection of sacrificial anode systems (SACP) with Magnesium as the sacrificial anode. The pipe corrosion rate is 0.3943 - 0.4700 mm / year and based on the relative corrosion resistance it is in the good category. The remaining useful life of the pipe is 11.37-14.90 years, there are 31.25% test points that cannot reach the pipe design life (20 years).

Keywords : Crude oil, Control Method, Corosion Rate, Remaining Service Life (RSL)

Abstrak. Pada industri migas terdapat beberapa tahapan yang dilalui crude oil dari produksi hingga menjadi BBM, salah satunya adalah kegiatan transportasi crude oil yang menggunakan media pipa berbahan dasar logam. Pada

kenyataannya pipa berbahan logam mudah mengalami proses oksidasi yang disebabkan oleh reaksi antara logam tersebut dengan lingkungan sekitarnya sehingga terjadi korosi. Adanya korosi tersebut menyebabkan ketebalan pipa menjadi berkurang dan dapat mengakibatkan kebocoran pada pipa yang dapat mempengaruhi proses transportasi crude oil. Pipa transportasi crude oil yang dikaji sepanjang 2.910 m serta berada di atas dan di bawah permukaan tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui faktor-faktor eksternal yang mempengaruhi laju korosi, jenis korosi yang terjadi, metode pengendalian korosi yang diaplikasikan, laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Metodologi yang digunakan adalah pengukuran pengurangan ketebalan pipa akibat korosi untuk menentukan laju korosi dan sisa umur pakai pipa berdasarkan API 570. Kegiatan pengukuran ketebalan pipa dilakukan pada 16 test point dengan alat Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL. Pengamatan kondisi lingkungan di lokasi penelitian meliputi temperatur udara rata-rata 22,5 – 35,5 0C, kelembapan relatif 71 % - 91 %, pH tanah 5,6 – 6,1, dan resistivitas tanah 1.983 – 3.438 ohm.cm yang termasuk ke dalam kategori sangat korosif – korosif. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil merupakan korosi merata dan korosi erosi. Metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi crude oil secara internal adalah dengan cara penambahan inhibitor UOP TM UNICOR TM C. Sedangkan metoda pengendalian korosi pipa secara eksternal dengan 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. Laju korosi pipa sebesar 0,3943 – 0,4700 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif termasuk ke dalam kategori good. Sisa umur pakai pipa adalah 11,37 – 14,90 tahun, terdapat 31,25 % test point yang tidak dapat mencapai umur desain pipa (20 tahun).

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

1. Pendahuluan

Indonesia merupakan salah satu negara yang memiliki sumber daya minyak bumi yang cukup banyak yaitu bahan bakar minyak. Seiring meningkatnya jumlah industri di Indonesia maka konsumsi akan minyak bumi semakin meningkat. Peningkatan jumlah kebutuhan tersebut akan berpengaruh terhadap proses yang ada di industri migas, salah satunya pada kegiatan transportasi.

Pada industri migas, *crude oil* akan melalui berbagai tahapan, salah satu dari tahapan tersebut adalah kegiatan transportasi *crude oil* yang menggunakan media pipa yang berbahan dasar logam, Logam yang biasa digunakan merupakan logam yang memiliki sifat ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan. Namun, pada kenyataannya pipa berbahan logam mudah mengalami proses oksidasi yang disebabkan oleh reaksi logam tersebut terhadap lingkungan sekitarnya, yang menyebabkan timbulnya korosi. Adanya korosi tersebut menyebabkan kualitas pipa menjadi berkurang dan dapat mengakibatkan adanya kebocoran pada pipa dan membuat sisa umur pakai pipa menjadi rendah sehingga dapat mempengaruhi proses distribusi *crude oil*.

Untuk mencegah terjadinya korosi yang dapat menimbulkan kerugian cukup besar, harus dilakukan langkah-langkah yang dapat mencegah terjadinya korosi seperti kegiatan monitoring, pemeliharaan, dan kajian terhadap sisa umur pakai pipa sehingga kegiatan transportasi *crude oil* tidak terganggu.

Berdasarkan penjelasan latar belakang di atas, terdapat beberapa tujuan dari penelitian ini diantaranya yaitu :

1. Mengetahui jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*.
2. Mengetahui metode pengendalian korosi yang sesuai pada pipa transportasi *crude oil*.
3. Mengetahui faktor lingkungan eksternal yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa.
4. Mengetahui sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa transportasi *crude oil*.

2. Landasan Teori

Material Logam

Logam merupakan sebuah unsur, senyawa, atau paduan yang memiliki sifat keras, tidak tembus cahaya, berkilau, dan memiliki konduktivitas listrik dan termal. Pipa logam merupakan media untuk mendistribusikan fluida dari satu tempat ke tempat lainnya, Pipa merupakan material berbentuk silinder dengan lubang di tengahnya yang terbuat dari logam ataupun bahan-bahan lain sebagai sarana transportasi fluida baik yang berbentuk cair maupun gas. Fluida yang mengalir pada pipa tersebut mempunyai tekanan dan temperatur yang berbeda-beda. Biasanya pipa yang memiliki ketahanan yang baik terbuat dari logam

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 klasifikasi dari baja karbon adalah sebagai berikut.

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

Korosi

Secara umum korosi adalah kerusakan atau keausan dari material akibat terjadinya reaksi lingkungan sekitar yang didukung oleh beberapa faktor tertentu.

Beberapa faktor penyebab terjadinya korosi adalah udara, air, tanah, dan zat kimia.

Berikut merupakan reaksi korosi pada pipa baja:

1. Oksidasi

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

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

$$\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^{-} \longrightarrow 4\text{OH}^{-}$$

Bereaksi dengan lingkungan : $2\text{Fe}^{2+} + 4\text{OH}^{-} \longrightarrow 2\text{Fe}(\text{OH})_2$

$$2\text{Fe}(\text{OH})_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} \longrightarrow 2\text{Fe}(\text{OH})_3 \downarrow \text{(produk korosi)} \downarrow$$

American Petroleum Institute (API) 570

American Petroleum Institute (API) 570^[4], merupakan standar yang digunakan dalam perpipaan. Terdapat beberapa rumus untuk menentukan sisa umur pakai pipa, yaitu *Thickness Required* (Tr), *Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP), dan laju korosi (CR)

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Pada pipa transportasi *crude oil pipeline F* (SP 06 – SP 07), material pipa yang digunakan pada pipa transportasi adalah API 5L Grade B yang memiliki kandungan karbon maksimal sebesar $0,28\%$. Berdasarkan kandungan karbon tersebut, material pipa ini termasuk ke dalam jenis *low carbon steel*. *Crude oil* yang ditransportasikan memiliki $^{\circ}\text{API Gravity}$ sebesar $35,95$ dan termasuk dalam kategori *Light Crude Oil* berdasarkan klasifikasi *crude oil*.

Data Lingkungan

Data lingkungan merupakan data penunjang yang digunakan sebagai tambahan untuk faktor eksternal pipa atau faktor lingkungan yang mempengaruhi korosi, diantaranya yaitu:

1. Jenis tanah daerah penelitian yaitu *Organosol*

2. pH tanah daerah kegiatan penelitian berkisar antara 5,6 – 6,1 yang termasuk ke dalam kategori asam.
3. Resistivitas tanah berkisar antara 1.983 – 3.438 ohm.cm yang termasuk ke dalam kategori *highly corrosive* sampai *corrosive*
4. Temperatur udara rata – rata 22,2 – 35,5°C

Contoh Perhitungan Pada Test Point 1

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

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pakai Pipa, Tahun	7
2	<i>Design Pressure</i> (P), psi	750
3	<i>Design Factor</i>	0,72
4	<i>Weld Joint Factor</i> (E)	1
5	<i>Minimum Yield Strength</i> , psi	35.000
6	<i>Allowable Stress Value</i> (S), psi	25.200
7	<i>Corrosion Allowance</i> (CA), mm	0
8	Tebal Nominal, mm	12,70
9	Tebal Aktual, mm	9,82
10	Diameter Luar (D), mm	273,1

Sumber: Hasil Kegiatan Skripsi, 2020

1. Thickness Required (tr)

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

2. Perhitungan Maximum Allowance Working Pressure (MAWP)

$$\begin{aligned}
 \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times t_{\text{aktual}}}{D} \\
 &= \frac{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1 \times 9,82 \text{ mm}}{273,1 \text{ mm}} \\
 &= 1.812,26 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

3. Perhitungan Laju korosi (*Corrosion Rate*)

$$\begin{aligned}
 \text{Laju Korosi} &= \frac{t_{\text{nominal}} - t_{\text{aktual}}}{t} \\
 &= \frac{12,70 \text{ mm} - 9,82 \text{ mm}}{7 \text{ tahun}} \\
 &= 0,4114 \text{ mm/tahun}
 \end{aligned}$$

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

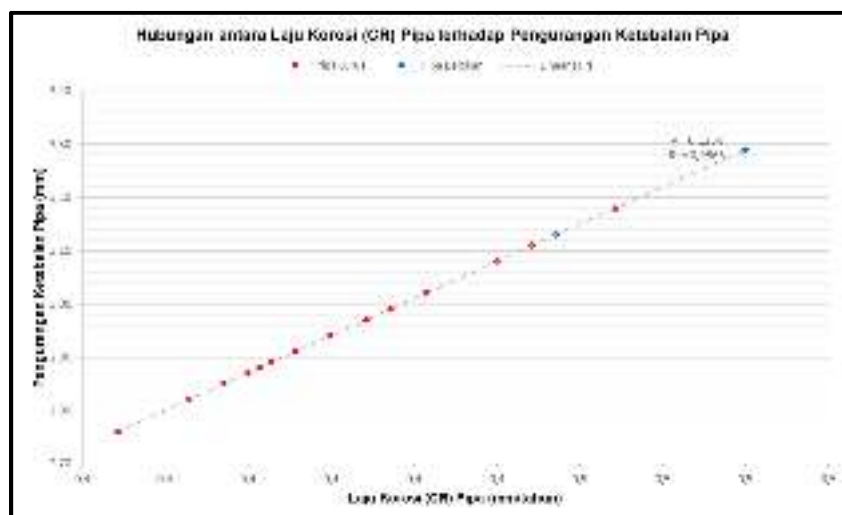
$$\begin{aligned}
 &= \frac{9,82 \text{ mm} - 4,06 \text{ mm}}{0,4114 \text{ mm/tahun}} \\
 &= 14,00 \text{ tahun}
 \end{aligned}$$

Tabel 2. Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa Transportasi *Crude Oil Pipeline* F

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	20	Pipa Lurus	Atas Permukaan	12,7	9,82	2,88	4,06	0,4114	13,99
TP-2	210	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	12,7	9,41	3,29	4,06	0,4700	11,37
TP-3	420	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,79	2,91	4,06	0,4157	13,77
TP-4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,85	2,85	4,06	0,4071	14,21
TP-5	820	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,94	2,76	4,06	0,3943	14,90
TP-6	1.010	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,81	2,89	4,06	0,4129	13,92
TP-7	1.220	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,76	2,94	4,06	0,4200	13,56
TP-8	1.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,68	3,02	4,06	0,4314	13,02
TP-9	1.610	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,52	3,18	4,06	0,4543	12,01
TP-10	1.820	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,59	3,11	4,06	0,4443	12,44
TP-11	2.020	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,62	3,08	4,06	0,4400	12,63
TP-12	2.210	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,71	2,99	4,06	0,4271	13,22
TP-13	2.410	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,83	2,87	4,06	0,4100	14,06
TP-14	2.610	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	12,7	9,57	3,13	4,06	0,4471	12,31
TP-15	2.720	Pipa Lurus	Atas Permukaan	12,7	9,73	2,97	4,06	0,4243	13,35
TP-16	2.910	Pipa Lurus	Atas Permukaan	12,7	9,88	2,82	4,06	0,4029	14,44

Sumber: Hasil Kegiatan Skripsi, 2020

Berdasarkan 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 :

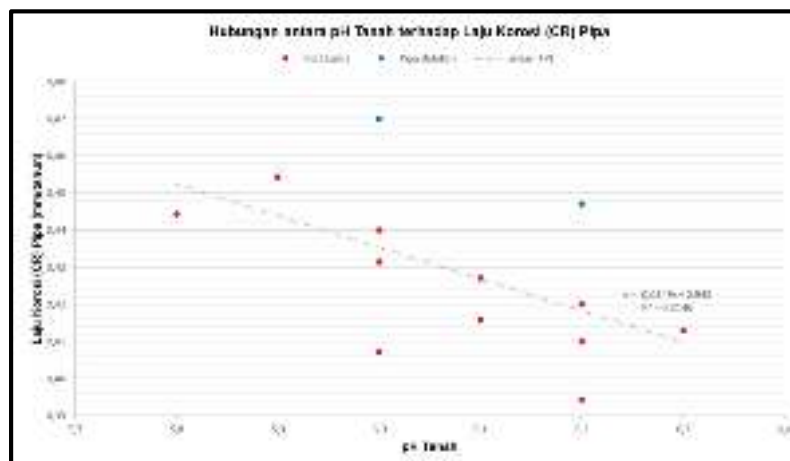
**Gambar 1.** Grafik Hubungan Antara Laju Korosi Pipa Terhadap Pengurangan Ketebalan Pipa

Berdasarkan grafik di atas dapat diketahui bahwa pengurangan ketebalan pipa akan berbanding lurus dengan laju korosi. Hal ini dapat dilihat pada **Gambar 1**, yang mana semakin besar laju korosi pipa maka pengurangan ketebalan pipa semakin besar, begitupun sebaliknya. Berdasarkan hasil korelasi pada **Gambar 1** nilai regresi korelasi yang didapatkan yaitu 0,9865 atau hampir mendekati 1 yang menandakan bahwa keterkaitan antara kedua variabel yaitu pengurangan ketebalan pipa dengan laju korosi sangat tinggi.



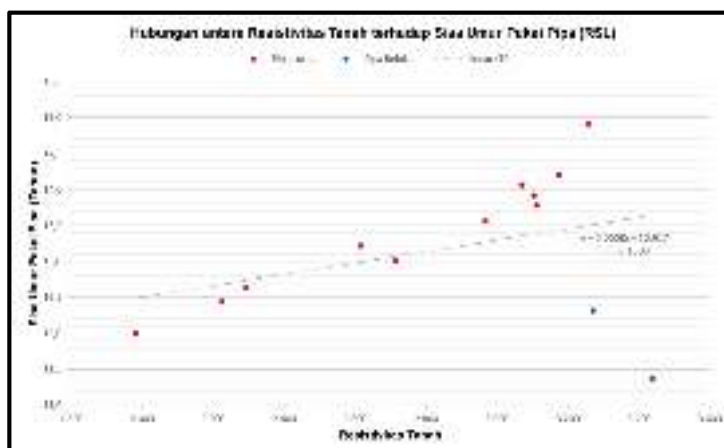
Gambar 2. Grafik Hubungan Antara Resistivitas Tanah Terhadap Laju Korosi

Dari data hasil pengukuran diketahui bahwa nilai resistivitas tanah di sekitar lingkungan pipa transportasi *crude oil* berkisar antara 1.983 – 3.438 ohm.cm dan termasuk ke dalam kategori *corrosive* hingga *highly corrosive*. Dapat dilihat pada **Gambar 2** didapatkan regresi sebesar 0,1131 yang menandakan bahwa hubungan antara resistivitas tanah (X) terhadap laju korosi pipa (Y) sangat kecil pengaruhnya.



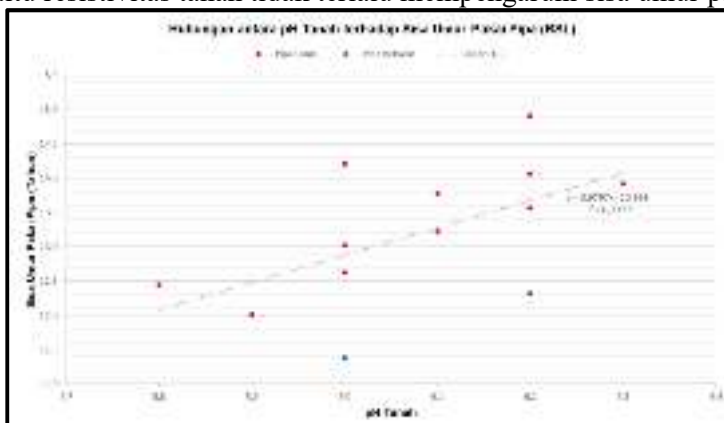
Gambar 3. Grafik Hubungan Antara pH Tanah Terhadap Laju Korosi

pH tanah dapat mempengaruhi laju korosi, berdasarkan hasil pengukuran di sekitar lingkungan pipa transportasi *crude oil* masuk ke dalam kategori pH asam, karena pH di daerah tersebut berkisar antara 5,6 – 6,1. Kondisi pH tanah yang asam ini akan mempengaruhi laju korosi, yang mana semakin asam pH tanah maka laju korosinya akan semakin tinggi. Pada **Gambar 3** yang berupa grafik hubungan antara pH tanah terhadap laju korosi didapatkan regresi sebesar 0,3146 menandakan bahwa hubungan antara keduanya tidak terlalu berpengaruh secara signifikan.



Gambar 4. Grafik Hubungan Resistivitas Tanah Terhadap Sisa Umur Pakai Pipa

Pada **Gambar 4** dapat dilihat hubungan antara resistivitas tanah (X) terhadap sisa umur pakai pipa (Y) didapatkan regresi korelasi sebesar 0,1303 yang menandakan bahwa faktor eksternal pipa yaitu resistivitas tanah tidak terlalu mempengaruhi sisa umur pakai pipa.



Gambar 5. Grafik Hubungan pH Tanah Terhadap Sisa Umur Pakai Pipa

Pada **Gambar 5** berupa grafik hubungan antara pH tanah terhadap sisa umur pakai pipa didapatkan regresi korelasi sebesar 0,3177 yang menunjukkan bahwa hubungan antara pH tanah dengan sisa umur pakai pipa tidak terlalu berkaitan

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil dari penelitian serta analisis data yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa :

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* (SP 06 – SP 07) adalah korosi merata (Uniform Corrosion) dan korosi erosi (*Errosion Corrosion*).
2. Metode pengendalian korosi secara eksternal adalah metode coating menggunakan *Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush*, metode wrapping menggunakan *Polyken The Berry Plastics CPG SYSTEM 942/955 EN*, dan metode proteksi katodik dengan sistem anoda korban (SACP) dimana magnesium bertindak sebagai anoda korbannya. Sedangkan pengendalian korosi secara internal yaitu dengan metode inhibitor menggunakan UOPTM UNICORTM C.
3. Faktor lingkungan eksternal yaitu resistivitas tanah dan pH tanah tidak berpengaruh secara signifikan terhadap laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Sedangkan faktor lingkungan internal (komposisi fluida) seperti kandungan sulfur, kadar garam, dan kadar air lebih dominan berpengaruh terhadap laju korosi dan sisa umur pakai pipa.

4. Laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) pipa berkisar antara 0,3943 – 0,4700 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatifnya termasuk ke dalam kategori *good*, Sisa umur pakai pipa yaitu 11,37 – 14,90 tahun, dan terdapat 5 *test point* (31,25 %) yang tidak dapat mencapai umur desainnya, yaitu 20 tahun.

5. **Saran**

Berdasarkan hasil kegiatan penelitian, penulis dapat memberi saran sebagai berikut :

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

Daftar Pustaka

- [1] Anonim, 2012, “Pipeline Transportation System for Liquids and Slurries (ASME 31.4)”, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [2] Anonim, 2015, “Inspector’s Examination, Pressure Piping Inspector [3] (API 570)”, American Petroleum Institute, Washington DC.
- [4] Anonim, 2015, “Welded and Seamless Wrought Steel Pipe (ASME 36.1)”, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [5] Ananda, Dwi Cahyo, Moralista, Elfida, dan Yuliadi, 2020, “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, Bandung.
- [6] Daryanto dan Amanto, 2006, “Ilmu Bahan”, Bumi Aksara, Jakarta.
- [7] Hutaeruk, Franky Yonatan, 2017, “Analisa Laju Korosi pada Pipa Baja Karbon dan Pipa Galvanis dengan Metode Elektrokimia”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- [8] Jones, Denny A., 1996, “Principal and Prevention of Corrosion”, Prentice Hall, New Jersey.
- [9] Kenneth, R. Trethewey, 1991, “Korosi untuk Mahasiswa Sains dan Rekayasa”, Gramedia Pustaka Utama, Jakarta.
- [10] Nandi, 2006, “Minyak dan Gas Bumi”, Universitas Pendidikan Indonesia, Bandung.
- [11] Supriyanto, 2007, “Pengaruh Konsentrasi Larutan NaCl 2% dan 3,5% terhadap Laju Korosi pada Baja Karbon Rendah”, Universitas Muhammadiyah Surakarta, Surakarta.
- [12] Utomo, Budi, 2009, “Jenis Korosi dan Penanggulangannya”, Universitas Diponegoro, Semarang.
- [13] Sugiharyanto, 2009, “Geografi Tanah”. Universitas Negeri Yogyakarta, Yogyakarta