

Kajian Sisa Umur Pakai Pipa Transportasi Crude Oil Pipeline E (SP 05 – SP 06) di Kecamatan Balikpapan Kota, Kota Balikpapan, Provinsi Kalimantan Timur

Gilang Ahmad Fauzan*, Elfida Moralista, Zaenal

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

*gilangahmadf@gmail.com

Abstract. To move crude oil from one place to another, transportation facilities such as pipelines are needed. The pipes used are metal based because the metal has good resistance to high pressure and temperature. A metal pipe can experience quality degradation which can be caused by corrosion. Corrosion to the metal pipe can occur due to direct pipe contact with the internal and external environment. From this corrosion can cause losses in the form of thinning the thickness of the pipe which can cause leakage and reduced lifetime of the pipe. One of the monitoring activities on the transportation pipes is one of them is to assess the corrosion that occurs so that crude oil transportation is not disrupted. One of the monitoring activities on the transportation pipes is one of which is to assess corrosion in the transportation pipeline so that crude oil transportation is not disrupted. This study was conducted on a 3,120 m long crude oil transport pipeline located above and below ground level. This study was conducted with the aim of knowing the factors that affect the rate of corrosion, figuring out the type of corrosion that occurs, the method of corrosion control used, the corrosion rate, and the remaining service life of the pipe. The methodology used in this study is the measurement of pipe thickness reduction caused by corrosion to determine the value of the corrosion rate and the remaining service life of the pipe based on API 570 standards. The activity of measuring pipe thickness is using a tool called Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL at 17 test points. Environmental conditions which include an average air temperature of 22.5 - 35.50C, relative humidity 71% - 91%, soil pH 5.8 - 6.3 which is included in the acid category and soil resistivity 2.615 - 3.621 ohm.cm which is included in very corrosive - corrosive category. The types of corrosion that occur in crude oil transportation pipes at the research location are uniform corrosion and erosion corrosion. External environmental factors, including soil pH and soil resistivity, significantly affect the corrosion rate (CR) and the remaining service life (RSL) of the pipe. The corrosion control method that is applied externally is coating method using the Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush, the wrapping method using the Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN and the cathodic protection of the sacrificial anode system (SACP) using magnesium as the sacrificial anode. The pipe corrosion rate obtained is 0.4150 - 0.4963 mm / year and based on the relative corrosion resistance of steel, it is included in the good category. The remaining service life of the pipes is 11.36 - 15.15 years and there are 3 out of 17 (17.64%) test points that cannot reach the pipe design age (20 years), namely TP2, TP11, and TP12.

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

Abstrak. Untuk mengalirkan crude oil dari satu tempat ke tempat lain diperlukan sarana

transportasi berupa jalur pipa. Pipa yang digunakan tersebut berbahan dasar logam karena logam memiliki ketahanan yang baik terhadap tekanan dan temperatur yang tinggi. Sebuah pipa logam dapat mengalami penurunan kualitas yang dapat disebabkan oleh korosi. Korosi pada pipa logam tersebut dapat terjadi akibat adanya kontak langsung pipa dengan lingkungan internal maupun eksternal seperti pH tanah dan resistivitas tanah. Dari korosi tersebut dapat menimbulkan kerugian berupa pengurangan ketebalan pipa sehingga dapat menyebabkan kebocoran dan berkurangnya umur pakai pipa. Kegiatan monitoring pada pipa-pipa transportasi tersebut sangat diperlukan salah satunya adalah dengan mengkaji korosi yang terjadi agar kegiatan transportasi crude oil tidak terganggu. Penelitian ini dilakukan pada pipa transportasi crude oil sepanjang 3.120 m yang berlokasi di atas dan di bawah permukaan tanah. Penelitian dilakukan dengan tujuan mengetahui faktor-faktor yang mempengaruhi laju korosi, jenis korosi yang terjadi, metoda pengendalian korosi yang digunakan, laju korosi, dan sisa umur pakai pipa. Metodologi yang digunakan pada penelitian ini adalah pengukuran pengurangan ketebalan pipa yang diakibatkan oleh korosi untuk menentukan nilai laju korosi dan sisa umur pakai pipa berdasarkan standar API 570. Kegiatan pengukuran ketebalan pipa menggunakan alat adalah Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL pada 17 test point. Kondisi lingkungan meliputi temperatur udara rata-rata 22,5 – 35,50C, kelembapan relatif 71 % - 91 %, pH tanah 5,8 – 6,3 yang masuk ke dalam kategori asam dan resistivitas tanah 2.615 – 3.621 ohm.cm yang termasuk kategori sangat korosif – korosif. Adapun jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil pada lokasi penelitian adalah korosi merata dan korosi erosi. Faktor-faktor lingkungan eksternal yang meliputi pH tanah dan resistivitas tanah cukup mempengaruhi laju korosi (CR) dan sisa umur pakai (RSL) pipa. Metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal adalah metoda coating jenis Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush, metoda wrapping menggunakan Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN dan proteksi katodik sistem anoda korban (SACP) dengan menggunakan magnesium sebagai anoda korbannya. Laju korosi pipa yang didapatkan adalah sebesar 0,4150 – 0,4963 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif baja termasuk ke dalam kategori good. Umur pakai pipa 8 tahun, sisa umur pakai pipa adalah 11,36 – 15,15 tahun dan terdapat 3 dari 17 (17,64%) test point diperkirakan tidak dapat mencapai umur desain pipa yaitu 20 tahun, ketiga test point tersebut adalah TP 2, TP 11, dan TP 12.

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

1. Pendahuluan

Penggunaan energi di Indonesia terus mengalami peningkatan seiring dengan pertumbuhan penduduk. Menurut Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) pada tahun 2019 Indonesia memiliki cadangan minyak yang cukup banyak mencapai 3.775 miliar barel. Namun ketergantungan akan bahan bakar minyak masih sangat tinggi.

Kegiatan transportasi crude oil pada umumnya menggunakan jalur-jalur pipa. Pipa-pipa yang digunakan tersebut berbahan dasar logam. Namun demikian pipa logam dapat mengalami penurunan kualitas yang diakibatkan oleh korosi yang terjadi karena kontak langsung dengan lingkungan eksternal dan internal.

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

1. Mengetahui jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*.

2. Mengetahui faktor–faktor lingkungan eksternal yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa..
3. Mengetahui metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil*.
4. Mengetahui laju korosi dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa transportasi *crude oil*.

2. Landasan Teori

2.1 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%.

2.2 Korosi

Korosi menurut Denny A Jones (1996), adalah hasil destruktif dari reaksi kimia antara logam atau paduan logam dengan lingkungannya.

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
 1. Dalam kondisi lingkungan $\text{pH} < 7$ (asam)

$$\text{O}_2 + 4\text{H}^{+} + 4\text{e}^{-} \longrightarrow 2\text{H}_2\text{O}$$
 2. 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 : $2\text{Fe}^{2+} + 4\text{OH}^{-} \longrightarrow 2\text{Fe}(\text{OH})_2$

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

2.3 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

Pipa yang digunakan pada lokasi penelitian adalah API 5L Grade X46. Pipa ini memiliki kandungan karbon (C) maksimal sebesar 0,28% yang termasuk kedalam pipa *low carbon steel*. Untuk fluida yang dialirkan adalah *crude oil* dengan °API Gravity sebesar 35,98 yang termasuk ke dalam kategori *light crude oil* berdasarkan klasifikasi *crude oil* API 570.

3.1 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 5,8 – 6,3 yang termasuk ke dalam kategori asam.
3. Resistivitas tanah berkisar antara 2.615 – 3.621 ohm.cm yang termasuk ke dalam tingkat korosi *highly corrosive* sampai *corrosive*
4. Temperatur udara rata – rata 22,2 – 35,5°C

3.2 Contoh Perhitungan Pada Test Point 1

Tabel 1 .Contoh Parameter Perhitungan pada Test Point 1

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pakai Pipa, Tahun	8
2	<i>Design Pressure</i> (P), psi	750
3	<i>Weld Joint Factor</i> (E)	1
4	<i>Minimum Yield Strength</i> , psi	46.000
5	<i>Allowable Stress Value</i> (S), psi	33.120
6	<i>Corrosion Allowance</i> (CA), mm	0
7	Tebal Nominal, mm	12,70
8	Tebal Aktual, mm	9,13
9	Diameter Luar (D), mm	273,1

Sumber : Hasil Kegiatan Skripsi, 2021

1. Thickness Required (tr)

$$\begin{aligned} \text{Thickness Required (tr)} &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\ &= \frac{750 \text{ psi} \times 273,1 \text{ mm}}{2 \times 33.120 \text{ psi} \times 1} + 0 \\ &= 3,09 \text{ mm} \end{aligned}$$

2. Perhitungan Maximum Allowance Working Pressure (MAWP)

$$\begin{aligned} \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times t_{\text{aktual}}}{D} \\ &= \frac{2 \times 33.120 \text{ psi} \times 1 \times 9,13 \text{ mm}}{273,1 \text{ mm}} \\ &= 2.214,46 \text{ psi} \end{aligned}$$

3. Perhitungan Laju korosi (*Corrosion Rate*)

$$\begin{aligned} \text{Laju Korosi} &= \frac{t_{\text{nominal}} - t_{\text{aktual}}}{t} \\ &= \frac{12,70 \text{ mm} - 9,13 \text{ mm}}{8 \text{ tahun}} \\ &= 0,44463 \text{ mm/tahun} \end{aligned}$$

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

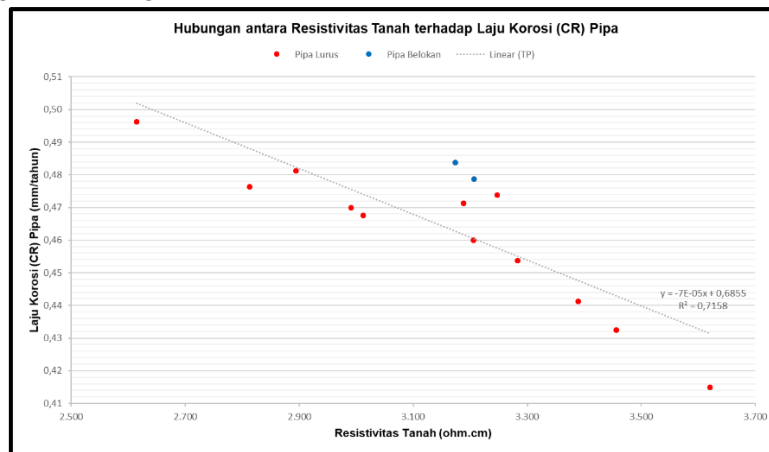
$$\begin{aligned} &= \frac{9,13 \text{ mm} - 3,09 \text{ mm}}{0,44463 \text{ mm/tahun}} \\ &= 13,53 \text{ tahun} \end{aligned}$$

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

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	9,13	3,57	3,09	0,4463	13,53
TP-2	210	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	12,7	8,83	3,87	3,09	0,4838	11,86
TP-3	420	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,91	3,79	3,09	0,4738	12,28
TP-4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,17	3,53	3,09	0,4413	13,77
TP-5	820	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,24	3,46	3,09	0,4325	14,21
TP-6	1.010	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,38	3,32	3,09	0,4150	15,15
TP-7	1.220	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,07	3,63	3,09	0,4538	13,17
TP-8	1.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,93	3,77	3,09	0,4713	12,39
TP-9	1.610	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,96	3,74	3,09	0,4675	12,55
TP-10	1.820	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,02	3,68	3,09	0,4600	12,89
TP-11	2.020	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,85	3,85	3,09	0,4813	11,96
TP-12	2.210	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,73	3,97	3,09	0,4963	11,36
TP-13	2.410	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,89	3,81	3,09	0,4763	12,17
TP-14	2.610	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,94	3,76	3,09	0,4700	12,44
TP-15	2.720	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	12,7	8,87	3,83	3,09	0,4788	12,07
TP-16	2.910	Pipa Lurus	Atas Permukaan	12,7	8,93	3,77	3,09	0,4713	12,39
TP-17	3.120	Pipa Lurus	Atas Permukaan	12,7	9,08	3,62	3,09	0,4525	13,23

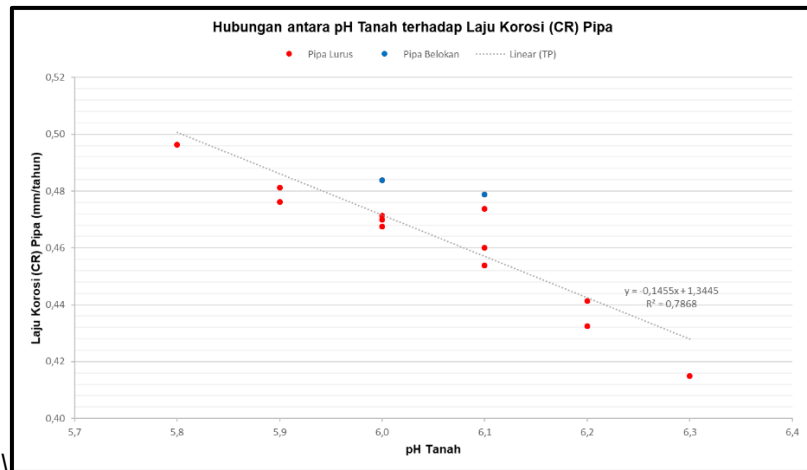
Sumber : Hasil Kegiatan Skripsi,2021

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



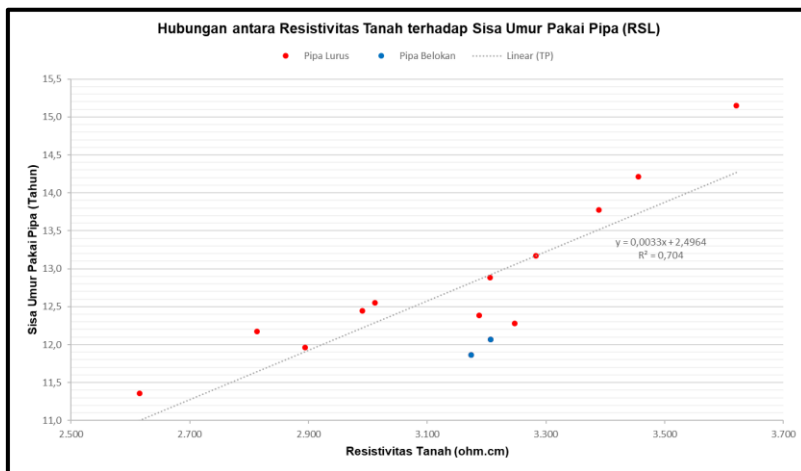
Gambar 1. Grafik Hubungan Antara Resistivitas Tanah Terhadap Laju Korosi

Dari data hasil pengukuran diketahui bahwa nilai resistivitas tanah di sekitar lingkungan pipa transportasi *crude oil* berkisar antara 2.615 – 3.621 ohm.cm dan termasuk ke dalam kategori *corrosive* hingga *highly corrosive*. Dapat dilihat pada **Gambar 1** didapatkan koefisien determinasi sebesar 0,7158 yang menandakan bahwa hubungan antara resistivitas tanah (X) cukup mempengaruhi terhadap laju korosi pipa (Y).



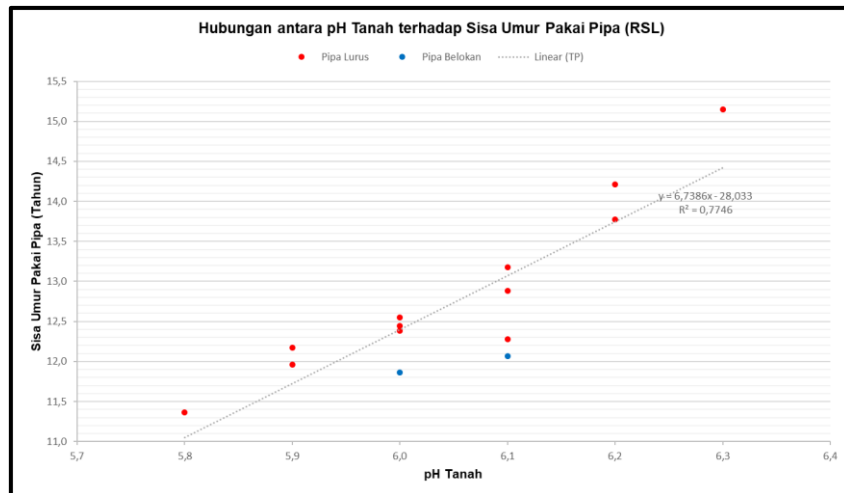
Gambar 2. Grafik Hubungan Antara pH Tanah Terhadap Laju Korosi

pH tanah dapat mempengaruhi laju korosi, berdasarkan hasil pengukuran pH di sekitar lingkungan pipa transportasi *crude oil* berkisar antara 5,8 – 6,3, yang termasuk kedalam kondisi asam. Kondisi pH tanah yang asam ini akan mempengaruhi laju korosi, yang mana semakin asam pH tanah maka laju korosinya akan semakin tinggi. Pada **Gambar 2** yang berupa grafik hubungan antara pH tanah terhadap laju korosi didapatkan koefisien determinasi sebesar 0,7868 menandakan pH tanah cukup mempengaruhi terhadap laju korosi pipa.



Gambar 3. Grafik Hubungan Resistivitas Tanah Terhadap Sisa Umur Pakai Pipa

Pada **Gambar 3** dapat dilihat hubungan antara resistivitas tanah (X) terhadap sisa umur pakai pipa (Y) didapatkan koefisien determinasi sebesar 0,704 yang menandakan bahwa resistivitas tanah pada lokasi penelitian cukup mempengaruhi sisa umur pakai pipa.



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

Pada **Gambar 4** berupa grafik hubungan antara pH tanah terhadap sisa umur pakai pipa didapatkan koefisien determinasi sebesar 0,7746 yang menunjukkan bahwa hubungan antara pH tanah cukup mempengaruhi sisa umur pakai pipa.

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 pipeline E (SP 05 – SP 06) adalah korosi merata (uniform corrosion) dan korosi erosi (erosion corrosion).
2. Faktor-faktor lingkungan eksternal yaitu resistivitas tanah dan pH tanah berpengaruh cukup signifikan terhadap laju korosi dan sisa umur pakai pipa.
3. Metoda pengendalian korosi secara eksternal adalah metoda coating menggunakan Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush, metoda wrapping menggunakan Polyken The Berry Plastics CPG SYSTEM 942/955 EN, dan proteksi katodik dengan sistem anoda korban (SACP) di mana magnesium sebagai anoda korbannya. Pengendalian korosi secara internal menggunakan metoda inhibitor ke dalam crude oil dengan menggunakan UOPTM UNICORTM C.
4. Laju korosi (Corrosion Rate/CR) pipa berkisar antara 0,4150 – 0,4963 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif baja termasuk ke dalam kategori good. Sisa umur pakai (Remaining Service Life/RSL) pipa yaitu 11,36 – 15,15 tahun dengan umur pipa 8 tahun dan terdapat 3 test point (TP 2, TP 11, dan TP 12) atau 17,64% dari total test point diperkirakan tidak dapat mencapai umur desainnya yaitu, 20 tahun.

5. Saran

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

1. Pada TP 2, TP 11, dan TP12 perlu dilakukan inspeksi lebih intensif karena diperkirakan tidak dapat mencapai umur desainnya, yaitu 20 tahun.
2. Sebaiknya dilakukan pengukuran potensial proteksi katodik yang diaplikasikan.
3. Melakukan evaluasi terhadap jenis dan konsentrasi inhibitor yang digunakan.

Daftar Pustaka

Anonim, 2012, "Pipeline Transportation System for Liquids and Slurries (ASME 31.4)",

- American Society of Mechanical Engineers, New York.
- Anonim, 2015, “Inspector’s Examination, Pressure Piping Inspector (API 570)”, American Petroleum Institute, Washington DC.
- Anonim, 2015, “Welded and Seamless Wrought Steel Pipe (ASME 36.1)”, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- 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.
- Daryanto dan Amanto, 2006, “Ilmu Bahan”, Bumi Aksara, Jakarta.
- Fitria, Andriati, 2017, “Industri Pengolahan Minyak Bumi di Indonesia”, Universitas Negeri Padang, Padang
- Hutauruk, Franky Yonatan, 2017, “Analisa Laju Korosi pada Pipa Baja Karbon dan Pipa Galvanis dengan Metoda Elektrokimia”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Jones, Denny A., 1996, “Principal and Prevention of Corrosion”, Prentice Hall, New Jersey.
- Kenneth, R. Trethewey, 1991, “Korosi untuk Mahasiswa Sains dan Rekayasa”, Gramedia Pustaka Utama, Jakarta
- Moralista, Elfida, Zaenal, dan Chamid, Chusharini, 2005, “Studi Upaya Peningkatan Umur Pakai Kontruksi 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.
- Nandi, 2006, “Minyak dan Gas Bumi”, Universitas Pendidikan Indonesia, Bandung.
- Supriyanto, 2007, “Pengaruh Konsentrasi Larutan NaCl 2% dan 3,5% terhadap Laju Korosi pada Baja Karbon Rendah”, Universitas Muhammadiyah Surakarta, Surakarta.
- Utomo, Budi, 2009, “Jenis Korosi dan Penanggulangannya”, Universitas Diponegoro, Semarang.