

Kajian Korosi pada Pipa Transportasi *Crude Oil Pipeline D* (SP 04 – SP 05) di Kecamatan Balongan Kabupaten Indramayu Provinsi Jawa Barat

Hilman Abdul Mufti*, Elfida Moralista, Iswandaru

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

*hilmanabdul30@gmail.com, elfidamoralista95@gmail.com, iswandaru230390@gmail.com

Abstract. Crude oil transportation activities generally use pipelines. The pipes used are made of metal. Metal pipes are used because they have good resistance to high temperatures and pressures. Metal pipes can experience quality degradation caused by corrosion due to direct contact with the external and internal environment. Losses caused by corrosion on the pipe is the reduction in pipe thickness which can cause the pipe to leak and the remaining useful life of the pipe to be low. Therefore, monitoring is needed, one of which is the study of corrosion in crude oil transportation pipelines so that crude oil transportation activities are not disrupted. This research was conducted on the crude oil transportation pipeline along 2,700 m which is above ground level and below ground level. This study aims to determine the type of corrosion, corrosion control methods applied, the corrosion rate, and the remaining service life of the pipe. Observations were made on the surrounding environmental conditions in the form of an acidic environment with a soil pH of 5.7 - 6.3, an ambient temperature of 22.9 22C - 30°C, and soil resistivity of 2.369 – 3.634 Ω, included in the very corrosive category - corrosive. Measurement of the actual thickness of the pipe is done by using the Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL at 15 test points. The methodology used in this study is to use data relating to pipes for safety to determine the level of corrosion and the remaining life of the pipe. Based on the pipe thickness reduction data, the corrosion rate and the remaining service life of the pipe can be calculated. The type of corrosion that occurs in crude oil transportation pipelines is uniform corrosion and erosion corrosion. Corrosion control methods applied externally are the coating method using Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush, the wrapping method using Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN, and the cathodic protection method for sacrificial anodes (SACP) using Magnesium metal as sacrificial anode. While internally the inhibitor method uses UOP TM UNICOR TM C. The corrosion rate in the pipe is 0.1422 - 0.2322 mm / year included in the good category based on its relative corrosion resistance. The remaining service life of the pipe is 19.21 - 42.75 years, so the pipe can still operate beyond the design life of the pipe 20 years.

Keywords: Steel Pipe, Crude Oil, API 570, Corrosion Rate, Design Age of the pipe, Remaining Service Life of the 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 pada pipa transportasi *crude oil* sepanjang 2.700 m yang berada di atas permukaan dan di bawah tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi, metode pengendalian korosi yang diaplikasikan, laju korosi (*Corrosion rate*), dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa. Kondisi lingkungan pada lokasi penelitian yaitu pH tanah 5,7 – 6,3 yang termasuk asam, suhu lingkungan yaitu 22,9°C – 30°C, dan resistivitas tanah 2.369 – 3.634 ohm.cm, termasuk dalam kategori *highly corrosive - corrosive*. Pengukuran tebal aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL* pada 15 *test point*. Metodologi penelitian ini adalah pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi (*Corrosion rate*) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* ialah korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*). Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal ialah 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 anoda korban (SACP) menggunakan logam Magnesium sebagai anoda korban. Sedangkan secara internal ialah metode inhibitor menggunakan UOPTM UNICORTM C. Laju korosi pada pipa ialah 0,1422 - 0,2322 mm/tahun termasuk ke dalam kategori *good* berdasarkan ketahanan korosi relatifnya. Sisa umur pakai pipa ialah 19,21 - 42,75 tahun, dengan demikian pipa masih dapat beroperasi melebihi umur desain pipanya yaitu 20 tahun.

Kata Kunci: Pipa Baja, *Crude Oil*, API 570, Laju Korosi, Umur desain pipa, 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 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, maka perumusan masalah dalam penelitian ini sebagai berikut: “Apa jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*?”,” Apa saja metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil*?”,” Berapa laju korosi (*Corrosion Rate*) yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* ?,” Berapa sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa transportasi *crude oil* ?”. Selanjutnya, 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*) yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*.
4. Mengetahui sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa transportasi *crude oil*.
5. Mengetahui laju korosi dan sisa umur pakai pipa transportasi *crude oil*.

2. Landasan Teori

Minyak mentah (*crude oil*) merupakan hasil proses hidrokarbon (C, H, O, N, S) yang terbentuk dalam kondisi tekanan dan temperatur atmosfer berupa fasa cair atau padat. Minyak mentah padat, seperti aspal, lilin mineral, dan bitumen dari hasil penambangan. Minyak mentah (*crude oil*) merupakan campuran kompleks dengan komponen utama alkana dan sebagian kecil alkena, alkuna, siklo-alkana, aromatik dan senyawa anorganik.

Minyak mentah (*crude oil*) merupakan minyak bumi yang telah terpisah dengan gas alam. Beberapa jenis minyak mentah adalah sebagai berikut :

1. Minyak mentah ringan (*light crude oil*), mengandung kadar logam dan belerang yang rendah, berwarna terang dan memiliki viskositas yang rendah.
2. Minyak mentah berat (*heavy crude oil*), mengandung kadar logam dan belerang yang tinggi, memiliki viskositas tinggi sehingga perlu dipanaskan agar meleleh.

Baja karbon merupakan material yang terbentuk dari campuran Fe (besi) dan C (karbon). Baja karbon memiliki kandungan karbon kurang dari 2,14%. Baja karbon dibagi menjadi tiga, yaitu:

1. Baja Karbon Rendah (*Low Carbon Steel*)
Baja karbon rendah merupakan baja karbon yang mempunyai kandungan karbon < 0,3%.
2. Baja Karbon Medium (*Medium Carbon Steel*)
Baja karbon medium merupakan baja karbon yang mempunyai kandungan karbon 0,3% - 0,6%.
3. Baja Karbon Tinggi (*High Carbon Steel*)
Baja karbon tinggi merupakan baja karbon yang mempunyai kandungan karbon sebesar > 0,6%.

Korosi dapat diartikan sebagai penurunan mutu logam akibat reaksi elektrokimia dengan lingkungannya (Trethewey, K.R. dan J. Chamberlain, 1991). Korosi merupakan suatu peristiwa kerusakan atau penurunan kualitas suatu bahan material (logam) yang disebabkan oleh terjadinya reaksi terhadap lingkungan. Korosi berlaku juga untuk material non logam, seperti keramik, plastik, karet dan lain-lain. (AR Hakim, 2012). Lingkungan tersebut dapat berupa air, udara, gas, larutan asam, dan lain- lain (Rini Riastuti dan Andi Rustandi, 2008).

Jenis-jenis korosi yaitu korosi merata, korosi erosi, korosi sumuran, korosi celah, korosi galvanik, korosi temperatur tinggi, *stress corrosion cracking*, dan *corrosion fatigue*. Faktor-faktor yang mempengaruhi laju korosi yaitu faktor metalurgi dan faktor lingkungan. Metoda pengendalian korosi yaitu *coating*, *wrapping*, proteksi katodik, dan inhibitor.

Ketahanan korosi relatif merupakan suatu ketahanan material logam terhadap terjadinya korosi. Oleh karena itu, ketahanan korosi relatif suatu logam dapat digolongkan menjadi enam kategori. Penggolongan tersebut berdasarkan dari nilai laju korosi yang ada. Penggolongan ketahanan korosi relatif untuk baja dapat dilihat pada **Tabel 1**.

Tabel 1. *Corrosion of MPY with Equivalent Metric-Rate Expression*

<i>Relative Corrosion Resistance</i>	Mpy	mm/yr	µm/yr	Nm/h	Pm/s
<i>Outstanding</i>	<1	<0.02	<25	<2	<1
<i>Excellent</i>	1 – 5	0.02 – 0.1	25 – 100	2 – 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 – 1,000	50 – 150	20 – 50
<i>Poor</i>	50 – 200	1 – 5	1,000 – 5,000	150 – 500	50 – 200
<i>Unacceptable</i>	200+	5+	5,000+	500+	200+

Sumber: MG Fontana, *Rekayasa Korosi*, McGraw-Hill, 3rd ed, hal 172, 1996 Dicitak Ulang Dengan Izin, McGraw-Hill Book Co.

API (*American Petroleum Institute*) merupakan lembaga yang terakreditasi untuk pengembangan yang menghasilkan standar. API 570 tentang *Piping Inspection Code – Inspection, Repair, Alteration, and Revating of Inservice Piping Systems*. Untuk perhitungan *Corrosion Rate*, *Thickness Required*, *Maximum Allowable Working Pressure*, dan *Remaining Service Life* ini mengacu pada standar API 570, dimana standar ini digunakan untuk menentukan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa.

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Fluida yang ditransportasikan berupa *crude oil*, berikut pada **Tabel 2** adalah komposisi dan karakteristik *crude oil*.

Tabel 2. *Komposisi dan Karakteristik Crude Oil*

Komposisi dan Karakteristik <i>Crude Oil</i>	Satuan	Hasil	Metode
<i>Specific Gravity</i>	-	0,927	ASTM D 1298
°API <i>Gravity</i>	-	21,1	
Viskositas	cSt		ASTM D 2270
30°C		591	
40°C		274,4	
Kandungan Air	% Vol	0,3	ASTM D 4006
Kadar Garam	ppm	13,133	ASTM D 3230
Titik Tuang	°C	24	ASTM D 5856
Kadar Sulfur	%-b	0,21	ASTM D 4294

Pada pipa transportasi *crude oil pipeline* D (SP 04 – SP 05), material pipa yang digunakan adalah API 5L *Grade B* yang memiliki kandungan karbon sebesar 0,28%. Berdasarkan komposisi karbon tersebut, maka material pipa termasuk ke dalam jenis *low carbon steel*. Untuk lebih detailnya, komposisi material pipa transportasi *crude oil pipeline* A (SP 01 – SP 02) menggunakan API 5L *Grade B* berdasarkan ISO 3183:2012 dapat dilihat pada **Tabel 3**.

Tabel 3. Komposisi Kimia Material Pipa API 5L Grade B ISO 3183:2012

API 5L Grade B 10" (Low Carbon Steel)	
Fe, %	96,66
Carbon, max %	0,28
Manganese, max %	1,20
Chrome, max %	0,50
Copper, max %	0,50
Nickel, max %	0,50
Titanium, max %	0,09
Phosphorus, max %	0,03
Sulfur, max %	0,03
Niobium, max %	0,03
Vanadium, max %	0,03
Molybdenum, max %	0,15

Sumber: ISO 3183:2012

Berdasarkan *American Society of Mechanical Engineers (ASME) B31.4*, material pipa transportasi *crude oil pipeline D (SP 04 – SP 05)* menggunakan API 5L Grade B *schedule 60* dengan ukuran pipa sebesar 10" mempunyai spesifikasi untuk tebal nominal 12,70 mm dan *outside diameter* 273,1 mm. Spesifikasi pipa transportasi *crude oil pipeline D (SP 04 – SP 05)* menggunakan API 5L Grade B dapat dilihat pada **Tabel 4**.

Tabel 4. Spesifikasi Pipa

PIPELINE DATA		
<i>Design Code</i>	ASME B 31.4	
<i>Description</i>	10" <i>schedule 60</i>	
<i>Location of Installation</i>	Balongan - Indramayu	
<i>Service</i>	<i>Crude Oil</i>	
<i>Year Installed</i>	2002	
<i>Year Inspection</i>	2020	
<i>Dimension</i>	<i>Nominal Thickness (mm)</i>	12.70 (ASME)
	<i>Outside Diameter (mm)</i>	273.1
	<i>Length (m)</i>	2.700
<i>Type</i>	<i>Supported - Aboveground & Underground</i>	
<i>Design Pressure (psi)</i>	750	
<i>Operating Pressure (psi)</i>	450	
<i>Design Temperature (°C)</i>	60	
<i>Operating Temperature (°C)</i>	32 - 35	
<i>Line Pipe</i>	API - 5L Grade B	
<i>Weld Joint Factor (E)</i>	1	
<i>Specified Minimum Yield Strength (SMYS) (psi)</i>	35,000	
<i>Design Factor</i>	0.72	
<i>Allowable Stress Value (S= 0,72 x SMYS) (psi)</i>	25,200	

Sumber : ASME B 31.4

Temperatur udara rata-rata 22,9-30⁰C dengan kelembapan relatif 70-80%. Curah hujan tertinggi yaitu 255 mm/bulan. Jenis tanah daerah penelitian yaitu jenis tanah *gleisol*. Berdasarkan hasil pengukuran pada 12 *test point*, didapat pH tanah sebesar 5,7 – 6,3 yang masuk ke dalam kategori asam. Berdasarkan pengukuran resistivitas tanah pada 12 *test point* sebesar 2.369 – 3.634 Ω.cm. Dari hasil pengukuran resistivitas tanah tersebut masuk ke dalam kategori sangat korosif sampai korosif.

Jenis korosi yang terjadi yaitu korosi merata yang ditandai dengan terjadinya pengurangan ketebalan permukaan pipa secara merata. Selain itu, pengurangan ketebalan pipa juga terjadi pada internal pipa yang diakibatkan oleh korosi erosi. Metoda pengendalian korosi secara eksternal menggunakan *coating* dengan *Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush*, *wrapping* dengan *Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN*, proteksi katodik sistem anoda korban dengan Magnesium sebagai anoda korbannya. Sedangkan metoda pengendalian korosi secara internal menggunakan inhibitor dengan inhibitor *UOP™ UNICOR™ C Corrosion Inhibitor*. Hasil pengukuran ketebalan pipa dapat dilihat pada **Tabel 5** sebagai berikut:

Tabel 5. Tebal Aktual Pipa

Test Point	Jarak (m)	Identitas Area	Letak Pipa	Ketebalan Pipa Pada Posisi Pengukuran (mm)				Tebal Aktual (mm)
				0°	90°	180°	270°	
1	35	Pipa Lurus	Atas Permukaan	10,15	10,16	10,14	10,16	10,14
2	200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	8,76	8,76	8,73	8,75	8,73
3	400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,56	9,57	9,54	9,56	9,54
4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,75	9,77	9,77	9,78	9,75
5	800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,85	9,83	9,84	9,82	9,82
6	1.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,70	9,68	9,70	9,71	9,68
7	1.200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	8,54	8,53	8,54	8,52	8,52
8	1.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	8,89	8,88	8,89	8,87	8,87
9	1.600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,53	9,56	9,55	9,54	9,53
10	1.800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,73	9,72	9,69	9,71	9,69
11	2.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	9,89	9,90	9,87	9,88	9,87
12	2.200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	10,06	10,05	10,03	10,04	10,03
13	2.400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	9,12	9,09	9,11	9,13	9,09
14	2.600	Pipa Lurus	Atas Permukaan	9,74	9,76	9,76	9,77	9,74
15	2.700	Pipa Lurus	Atas Permukaan	9,71	9,70	9,69	9,71	9,69

Keterangan:

: Ketebalan pipa minimal pada setiap *test point* (tebal aktual)

: Tebal aktual pipa tertinggi



: Tebal aktual pipa terendah

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

$$\begin{aligned} \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times \text{tebal aktual}}{D} \\ &= \frac{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1 \times 10,14 \text{ mm}}{273,1 \text{ mm}} \\ &= 1.871,31 \text{ psi} \end{aligned}$$
3. Perhitungan Laju korosi (Corrosion Rate)

$$\begin{aligned} \text{Laju Korosi} &= \frac{\text{tebal nominal} - \text{tebal aktual}}{\text{umur pakai pipa}} \\ &= \frac{12,70 \text{ mm} - 10,14 \text{ mm}}{18 \text{ tahun}} \\ &= 0,1442 \text{ mm/tahun} \end{aligned}$$
4. Perhitungan Remaining Service Life (Sisa Umur Pakai)

$$\begin{aligned} \text{RSL} &= \frac{\text{tebal aktual} - \text{Thickness Required}}{\text{CR}} \\ &= \frac{10,14 \text{ mm} - 4,06 \text{ mm}}{0,1142 \text{ mm/tahun}} \\ &= 42,75 \text{ tahun} \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan yang telah dilakukan, diperoleh laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa. Berdasarkan hasil tersebut diketahui nilai laju korosi tertinggi adalah pada *test point 7* sebesar 0,2322 mm/tahun dan nilai laju korosi terendah pada *test point 1* sebesar 0,1422 mm/tahun. Nilai laju korosi yang didapat termasuk ke dalam kategori *good* berdasarkan ketahanan korosi relatifnya yang dapat dilihat pada **Tabel 1**.

Sedangkan untuk sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa berdasarkan laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) dapat diketahui nilai sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa terendah pada *test point 7* sebesar 19,21 tahun dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa tertinggi pada *test point 1* sebesar 42,75 tahun.

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian ini, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* ini adalah korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*).
2. Metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil* secara internal yaitu dengan menambahkan inhibitor, dimana jenis inhibitor korosi yang digunakan adalah UOP™ UNICOR™ C. Sedangkan metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal yaitu dengan metoda *coating* menggunakan *Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush* dan metoda *wrapping* yaitu menggunakan *Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN* serta menggunakan proteksi katodik sistem anoda korban dengan logam Magnesium (Mg) sebagai anoda korbannya.
3. Laju korosi pada pipa transportasi *crude oil* adalah 0,1422 - 0,2322 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif laju korosi tersebut masuk dalam kategori *good*.
4. Sisa umur pakai (*Remaining Service Life /RSL*) pipa transportasi *crude oil*, yaitu sebesar 19,21 - 42,75 tahun hal ini menunjukkan bahwa pipa masih dapat beroperasi melebihi umur desain pipanya (20 tahun).

5. Saran

Berdasarkan hasil penelitian ini, 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, Sriyanti, 2017, "Penentuan Laju Korosi dan 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: Bandung.
- [2] Ananda, Dwi Cahyo, Moralista, Elfida, 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.
- [3] Anonim, 2002, “Pipeline Transportation System For Liquid Hydrocarbons And Other Liquids”, The American Society Of Mechanical Engineers, United States.
- [4] Anonim, 2012, “ISO 3183:2012”, International Organization for Standardization, Jenewa, Swiss.
- [5] Anonim, 2015, “Inspector’s Examination”, Pressure Piping Inspector, American Petroleum Institute.
- [6] Anonim, 2017, “Curah Hujan dan Hari Hujan Kecamatan Balongan Tahun 2017”, Badan Pusat Statistik, Kecamatan Balongan.
- [7] Anonim, 2018, “Peta Administrasi Kabupaten Indramayu”, Badan Informasi Geospasial, Bogor.
- [8] Fauzan, Muhammad Djamil, Moralista, Elfida, Fauzi, Noor, 2019, “Penentuan Laju Korosi Dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life / RSL) pada Jalur Pipa Transportasi Gas SP Subang – SP Citarik di PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field, Kecamatan Subang, Kabupaten Subang Provinsi Jawa Barat”, Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Februari,2019). ISSN: 2460-6499. P 433-439. Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [9] Hutauruk, Franky Yonatan, 2017, “Analisa Laju Korosi pada Pipa Baja Karbon dan Pipa Galvanis dengan Metoda Elektrokimia”, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- [10] Jonnes, Danny A, 1991, “Principles and Prevention of Corrosion”, New York, Macmillan Publishing Company.
- [11] Kenneth, R., Trethewey, 1991, “Korosi untuk Mahasiswa Sains dan Rekayasa”, PT Gramedia Pustaka Utama, Jakarta.
- [12] Marcus, P and Oudar, J, 1995, “Corrosion Mechanisms in Theory and Practice”, Marcel Dekker Inc.
- [13] Moralista, Elfida, Zaenal dan Charmid, 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: 1693-699 X ; P 104-112. Universitas Islam Bandung: Bandung.
- [14] Moralista, Elfida, 2001, “Studi Efektivitas Inhibisi Kalsium Nitrit Dan Natrium Dikromat Pada Korosi Baja Tulangan Galvanis Dalam Larutan Pori Beton Artifisial Dengan Electrochemical Impedance Spectroscopy”, Institut Teknologi Bandung: Bandung.
- [15] Ratman, N, Gafoer, S., 1992. “Peta Geologi Lembar Indramayu”, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- [16] Roberge, Pierre, 2008, “Corrosion Engineering: Principles and Practice”, New York, Mc Grawhil.
- [17] Supriyanto, 2007, “Pengaruh Konsentrasi Larutan NaCl 2% dan 3,5% terhadap Laju Korosi pada Baja Karbon Rendah”, Universitas Muhammadiyah Surakarta, Surakarta.
- [18] Utomo, Budi, 2009, “Jenis Korosi dan Penanggulangnya”, Universitas Diponegoro, Semarang.
- [19] West J, M., 1986, “Basic Corrosion and Oxidation”, Second Ed, Ellis Horwood Publishers Limited, England.