

Kajian Sisa Umur Pakai Pipa Transportasi Gas pada *Pipeline F (SP 06 – 07)* di Kecamatan Subang Kabupaten Subang Provinsi Jawa Barat

Muhyi Sultoni Musadad^{*}, Elfida Moralista, Zaenal

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

*muhyisultoni@gmail.com

Abstract. In the gas industry activities, in general using pipelines is made from metal. The metal used is a metal that has good resistance in temperature and pressure. Metal pipes can experience a decrease in quality caused by corrosion due direct contact with external and internal environment. The disadvantage caused by corrosion in pipes is the occurrence of pipe thickness reduction can cause the pipe to leak and the remaining service life of the pipe becomes low. Therefore, monitoring in the gas transportation pipeline is required so that the gas transportation activities run effectively. This corrosion research was carried out on a gas transportation pipeline along the 2,730 meter with 15 test point place above and below the surface. This corrosion research aims to determine the type of corrosion, corrosion control method used, environmental factors that affect the corrosion rate and remaining service life of the pipe and aims to the corrosion rate and remaining service life of the pipe. Environmental conditions in the study area are acidic environments with soil pH of 5,8 – 6,3 with an ambient temperature of 26°C – 30°C and soil resistivity of 2,532 – 3,354 ohm.cm wich fall into the very corrosive – corrosive category. The methodology used in this research is to use pipe thickness reduction data to determine the corrosion rate and remaning service life of the pipe based on API 570. Measurement of the actual thickness of the pipe is carried out using a tool Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL at 15 test point. The type of corrosion occur in gas transportation pipeline is uniform corrosion and erosion corrosion. The external corrosion control methods used are the coating method using the Polyken Liquid Adhesive System 1027, the wrapping method using Polyken 980/055, and the cathodic protection method for sacrificial anodes (SACP) using Magnesium as the sacrificial anode. Whereas the internal corrosion control method is the inhibitor method using UOP™ UNICOR™ C. Corrosion rate in gas transportation pipelines is 0.5941 – 0.6347 mm/year, which based on relative corrosion resistance is included in the fair category. The service life of pipe is 17 years and the remaining service life of this gas transportation pipeline is 2.79 – 4.14 years therefore are 26.67% test point that do not reaching the design life of the pipe that is 20 years.

Keywords: Carbon Steel Pipes, Gas, Corrosion Rate, Remaining Service Life.

Abstrak. Pada kegiatan industri gas pada umumnya menggunakan jalur-jalur pipa yang berbahan dasar logam. Logam yang digunakan merupakan logam

yang memiliki sifat ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan. Pipa logam dapat mengalami penurunan kualitas yang diakibatkan oleh korosi karena pipa tersebut mengalami kontak langsung dengan lingkungan eksternal dan internal. Kerugian yang ditimbulkan oleh korosi pada pipa adalah terjadinya pengurangan ketebalan pipa yang dapat menyebabkan pipa tersebut mengalami kebocoran serta sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Oleh karena itu, diperlukan monitoring terhadap pipa transportasi gas agar kegiatan transportasi gas berjalan efektif. Penelitian ini dilakukan pada pipa transportasi gas sepanjang 2.730 meter yang berada di atas dan di bawah permukaan tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi yang terjadi pada pipa, metode pengendalian korosi yang di aplikasikan, faktor-faktor lingkungan eksternal yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa serta mengetahui laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Kondisi lingkungan di daerah penelitian merupakan lingkungan asam dengan pH tanah 5,8 – 6,3, suhu lingkungan yaitu 26°C – 30°C serta resistivitas tanah 2.532 – 3.354 ohm.cm termasuk pada kategori sangat korosif - korosif. Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini adalah dengan pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi dan sisa umur pakai pipa berdasarkan API 570. Pengukuran ketebalan pipa dilakukan dengan menggunakan alat Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL pada 15 test point. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas ini yaitu korosi merata dan korosi erosi. Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal yaitu metode coating dengan menggunakan Polyken Liquid Adhesive System 1027, metode wrapping dengan menggunakan Polyken 980/955 dan metode proteksi katodik anoda korban (SACP) dengan menggunakan logam Mg sebagai anoda korban. Sedangkan metode pengendalian korosi yang diaplikasikan secara internal yaitu metode inhibitor dengan menggunakan UOP™ UNICOR™ C. Laju korosi pada pipa yaitu 0,5941 – 0,6347 mm/tahun termasuk kategori fair berdasarkan ketahanan korosi relatif. Umur pakai pipa 17 tahun dan sisa umur pakai pipa transportasi gas ini adalah 2,79 – 4,14 tahun dengan demikian terdapat 26,67% test point yang tidak dapat mencapai umur desain pipa yaitu 20 tahun.

Kata Kunci: Pipa Baja Karbon, Gas, Laju Korosi, Sisa Umur Pakai.

1. Pendahuluan

Indonesia merupakan negara dengan kekayaan sumberdaya alam yang sangat melimpah diantaranya adalah minyak dan gas bumi. Dalam industri minyak dan gas bumi, kegiatan pendistribusian gas umumnya menggunakan pipa berbahan dasar logam. Logam digunakan karena memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan. Akan tetapi, logam dapat mengalami korosi yang mengakibatkan menurunnya kualitas dan kemampuan logam tersebut.

Korosi merupakan penurunan kualitas logam yang disebabkan oleh reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungan sekitarnya. Lingkungan tersebut dapat berupa air, tanah, gas, udara, larutan asam, dan lain-lain. Kerugian yang ditimbulkan akibat korosi adalah terjadinya pengurangan ketebalan pipa yang dapat menyebabkan pipa mengalami kebocoran dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah.

Upaya pengendalian korosi, pemeliharaan, dan monitoring sangat penting dilakukan untuk meminimalkan terjadinya korosi pada pipa. Oleh karena itu, salah satu dari upaya monitoring adalah melalui kajian mengenai sisa umur pakai pipa transportasi gas agar sisa umur pakai pipa dapat mencapai umur desainnya.

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan, maka perumusan masalah dalam penelitian ini sebagai berikut: “Apa jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas?”, “Apa saja metode pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi gas?”, “Faktor-faktor lingkungan

eksternal apa saja yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa?”, “Berapa laju korosi dan sisa umur pakai pipa transportasi gas?”. Selanjutnya, tujuan dalam penelitian ini diuraikan dalam pokok-pokok sbb.

1. Mengetahui jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas.
2. Mengetahui metode pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi gas.
3. Mengetahui faktor-faktor lingkungan eksternal yang mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa.
4. Mengetahui laju korosi dan sisa umur pakai pipa transportasi gas.

2. Landasan Teori

Pada dasarnya logam merupakan suatu unsur, senyawa, atau paduan dengan sifat keras, tidak tembus cahaya, berkilau, dan memiliki konduktivitas listrik dan termal yang baik. Logam dapat ditempa atau ditekan hingga berubah bentuk secara permanen tanpa mengalami patah atau retak. Logam adalah suatu paduan yang terdiri dari campuran unsur karbon dengan besi. Untuk menghasilkan suatu logam paduan yang mempunyai 2 sifat yang berbeda dengan besi dan karbon maka dicampur dengan bermacam logam lainnya. Logam dalam bidang keteknisian adalah besi biasanya dipakai untuk konstruksi bangunan-bangunan, pipa-pipa, alat-alat pabrik dan sebagainya (Nugraha, Muhammad Gulam, 2014).

Pipa baja karbon merupakan pipa yang mampu mengalirkan fluida dengan suhu ekstrim yang cenderung tidak mudah rusak karena meleleh ataupun korosi. Kelebihan dari pipa baja karbon inilah yang membuat industri besar seperti tambang minyak dan gas banyak menggunakannya. Komponen utama dari pipa baja karbon ini adalah besi dan karbon. Berdasarkan kandungan karbon yang digunakan, Gas alam sering juga disebut sebagai gas bumi atau gas rawa, adalah bahan bakar fosil berbentuk gas yang terutama terdiri dari metana (CH_4) (Setiawan, Junaidi Albab, 2016). Komponen utama dalam gas alam adalah metana (CH_4), yang merupakan molekul hidrokarbon rantai terpendek dan teringan. Gas alam juga mengandung molekul-molekul hidrokarbon yang lebih berat seperti etana (C_2H_6), propana (C_3H_8) dan butana (C_4H_{10}).

Korosi merupakan salah satu musuh besar dalam berbagai dunia industri, beberapa kerugian yang ditimbulkan dari korosi adalah terjadinya penurunan kekuatan material dan biaya perbaikan yang akan lebih besar dari yang diperkirakan. Untuk menghindari hal tersebut diperlukan pencegahan terhadap serangan korosi. Korosi merupakan peristiwa perusakan logam oleh karena terjadinya reaksi kimia antara logam dengan zat-zat di lingkungannya membentuk senyawa yang tidak dikehendaki. Secara umum korosi dapat diartikan juga sebagai kerusakan atau keausan dari material akibat terjadinya reaksi lingkungan sekitar yang didukung oleh beberapa faktor tertentu (Kenneth, R. Trethewey, 1991). Korosi adalah proses degradasi atau perusakan material yang disebabkan oleh pengaruh lingkungan sekitarnya (Utomo, Budi, 2009).

Ada beberapa faktor yang mempengaruhi laju korosi pada logam (Jones, Denny A., 1996)[8]. Pipa berbahan logam yang materialnya sama bisa saja tidak mengalami tingkat korosi yang sama pada lingkungan yang berbeda. Sebaliknya, apabila pipa berbahan logam tersebut memiliki material yang berbeda pada lingkungan yang sama bisa saja tidak mengalami tingkat korosi yang sama. Sehingga dari pernyataan tersebut maka dapat dikatakan bahwa terdapat dua faktor utama yang mempengaruhi laju korosi, yaitu:

1. Faktor internal, merupakan faktor yang dipengaruhi oleh komposisi pembentuk logam dan aspek metalurgi yang digunakan sebagai material pipa tersebut. Faktor internal ini terjadi diakibatkan oleh bahan serta paduan logam yang memiliki sifat dan karakteristik fisika dan kimia yang berbeda pada kondisi lingkungan tertentu.
2. Faktor lingkungan (eksternal) :
 - Lingkungan dalam pipa, merupakan fluida yang mengalir dalam pipa tersebut yang berupa komposisi fluida, pH, temperatur dan tekanan yang berpengaruh terhadap korosi yang terjadi pada bagian dalam pipa.
 - Lingkungan luar pipa, merupakan faktor yang berada di sekitar pipa diantaranya adalah udara, air dan tanah yang meliputi pH tanah, pH air, temperatur udara, kelembapan relatif, resistivitas tanah, kandungan O_2 , H_2O serta ion-ion yang berada di dalam tanah.

Ketahanan suatu material dalam menghadapi korosi pada kondisi tertentu akan menghasilkan laju korosi yang berbeda-beda. Oleh karena itu, perlu dilakukan penggolongan berdasarkan laju korosi

yang terjadi pada material tersebut sehingga dapat mempermudah untuk mengetahui kondisi material yang sebenarnya. Ketahanan korosi relatif baja dapat digolongkan menjadi enam kategori, yang dapat dilihat pada Tabel di bawah ini.

Tabel 1. Ketahanan Korosi Relatif Baja

<i>Relative Corrosion Resistance</i>	mils/yr	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	0.1 – 5	1,000 – 5,000	150 – 500	50 – 200
<i>Unacceptable</i>	200+	5+	5,000+	500+	200+

Sumber : Jones, Denny A., 1996

- American Petroleum Institute (API) 570 merupakan standar yang dikhususkan untuk sistem pemipaan. Terdapat beberapa rumus untuk menentukan sisa umur pakai pipa, yakni *Thickness Required* (Tr), *Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP), *Corrosion Rate* (CR), dan *Remaining Service Life* (RSL).

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Perhitungan Thickness Required, Maximum Allowable Working Pressure, Laju Korosi (Corrosion Rate), dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life) Pipa berdasarkan API 570.

Untuk mendapatkan *Thickness Required* (Tr), *Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP), laju korosi (CR), serta sisa umur pakai (RSL) pipa berdasarkan API 570. Beberapa data yang dibutuhkan dalam perhitungan tersebut, yaitu tebal nominal, design factor, design pressure, umur pakai pipa, dan lain-lain.

Berikut merupakan contoh perhitungan yang dilakukan berdasarkan data pengukuran tebal aktual pada test point 1 di pipa transportasi gas serta beberapa parameter yang diperoleh dari ASME dan Tabel di bawah ini yang digunakan dalam perhitungan.

Tabel 2. Parameter Perhitungan pada *Test Point 1*

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pakai Pipa, Tahun	17
2	<i>Design Pressure</i> (P), psi	535
3	<i>Design Factor</i>	0,72
4	<i>Weld Joint Factor</i> (E)	1
5	<i>Minimum Yield Strength</i> , psi	46.000
6	<i>Allowable Stress Value</i> (S), psi	33.120
7	<i>Corrosion Allowance</i> (CA), mm	0
8	Tebal Nominal, mm	17,48
9	Tebal Aktual, mm	7,31
10	Diameter Luar (D), mm	609,6

Sumber: ASME B 31.8

- Thickness Required (Tr)

$$\begin{aligned} Tr &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\ &= \frac{535 \text{ psi} \times 609,6 \text{ mm}}{2 \times 33.120 \text{ psi} \times 1} + 0 \\ &= 4,92 \text{ mm} \end{aligned}$$

- Perhitungan Maximum Allowance Working Pressure (MAWP)

$$\begin{aligned} MAWP &= \frac{2 \times S \times E \times \text{tebal aktual}}{D} \\ &= \frac{2 \times 33.120 \text{ psi} \times 1 \times 7,31 \text{ mm}}{609,6 \text{ mm}} \end{aligned}$$

- $$= 794,31 \text{ psi}$$
3. Perhitungan laju korosi (CR) pipa
- $$\text{CR} = \frac{\text{tebal nominal} - \text{tebal aktual}}{t}$$
- $$= \frac{17,48 \text{ mm} - 7,31 \text{ mm}}{17 \text{ tahun}}$$
- $$= 0,598 \text{ mm/tahun}$$
4. Perhitungan sisa umur pakai (RSL) pipa
- $$\text{RSL} = \frac{\text{tebal aktual} - \text{Tr}}{\text{CR}}$$
- $$= \frac{7,31 \text{ mm} - 4,92 \text{ mm}}{0,598 \text{ mm/tahun}}$$
- $$= 3,99 \text{ tahun}$$

Laju Korosi (Corrosion Rate) dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life) Pipa

Berdasarkan pengolahan data yang telah dilakukan diperoleh laju korosi dan sisa umur pakai pipa yang diamati. Dari hasil perhitungan diketahui bahwa laju korosi tertinggi ialah pada test point 2 dengan laju korosinya sebesar 0,6347 mm/tahun dan laju korosi terendah ialah pada test point 6 dengan laju korosinya sebesar 0,5941 mm/tahun.

Sedangkan untuk sisa umur pakai pipa yang telah dilakukan perhitungan dari beberapa parameter diketahui bahwa sisa umur pakai pipa tertinggi ialah pada test point 6 sebesar 4,14 tahun dan sisa umur pakai pipa terendah ialah pada test point 2 sebesar 2,79 tahun dengan demikian terdapat 26,67% test point yang tidak dapat mencapai umur desainnya yaitu 20 tahun yang terdapat pada test point 2, 9, 11, dan 14. Hasil perhitungan dapat dilihat pada Tabel di bawah ini.

Tabel 3. Laju Korosi (CR) dan Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa

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)	Resistivitas Tanah (ohm.cm)	pH Tanah
TP-1	35	Pipa Lurus	Atas Permukaan	17,48	7,31	10,17	4,92	0,5982	4,00	-	-
TP-2	220	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	17,48	6,69	10,79	4,92	0,6347	2,79	2,877	6
TP-3	410	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	6,83	10,65	4,92	0,6265	3,05	3,037	6,1
TP-4	610	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	6,97	10,51	4,92	0,6182	3,32	2,803	6
TP-5	830	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	7,22	10,26	4,92	0,6035	3,81	3,124	6,2
TP-6	1.020	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	7,38	10,10	4,92	0,5941	4,14	3,007	6,3
TP-7	1.220	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	7,19	10,29	4,92	0,6053	3,75	3,208	6,2
TP-8	1.410	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	6,89	10,59	4,92	0,6229	3,16	2,824	6
TP-9	1.600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	6,74	10,74	4,92	0,6318	2,88	2,778	5,9
TP-10	1.820	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	6,81	10,67	4,92	0,6276	3,01	2,532	5,8
TP-11	2.030	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	6,77	10,71	4,92	0,6300	2,94	2,795	6
TP-12	2.210	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	7,16	10,32	4,92	0,6071	3,69	3,024	6,1
TP-13	2.410	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	17,48	7,24	10,24	4,92	0,6024	3,85	3,251	6,2
TP-14	2.620	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	17,48	6,73	10,75	4,92	0,6324	2,86	3,354	6,2
TP-15	2.730	Pipa Lurus	Atas Permukaan	17,48	7,35	10,13	4,92	0,5959	4,08	-	-

Keterangan :



- : test point dengan sisa umur pakai pipa (RSL) terendah dan laju korosi (CR) tertinggi.
■ : test point dengan sisa umur pakai pipa (RSL) tertinggi dan laju korosi (CR) terendah.

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil pengolahan data dan pembahasan dalam penelitian ini, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas adalah korosi merata (uniform corrosion) dan korosi erosi (erosion corrosion).
2. Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal yaitu dengan metode coating menggunakan Polyken Liquid Adhesive System #1027, metode wrapping menggunakan Polyken #980/950 serta metode proteksi katodik dengan sistem anoda korban (SACP) dengan magnesium sebagai anoda korbannya. Sedangkan metode pengendalian korosi secara internal yaitu dengan metode inhibitor menggunakan UOP TM UNICOR TM C.

3. Faktor lingkungan eksternal yang cukup mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa adalah pH tanah sedangkan untuk resistivitas tanah tidak terlalu berpengaruh. Faktor lingkungan internal yaitu komposisi gas dan aliran gas lebih dominan mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa.
4. Laju korosi pipa berkisar antara 0,5941 – 0,6347 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif termasuk ke dalam kategori fair. Sisa umur pakai pipa berkisar antara 2,79 – 4,14 tahun dengan demikian terdapat 26,67% test point yang tidak dapat mencapai umur desain pipa yaitu 20 tahun.

5. Saran

Berdasarkan dari hasil penelitian ini, maka penulis memberikan saran sebagai berikut:

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

Daftar Pustaka

- [1] 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.
- [2] Anonim, 2012, “Pipeline Transportation System for Liquids and Slurries (ASME 36.1)”, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [3] Anonim, 2015, “Inspector’s Examination, Pressure Piping Inspector (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] Anonim, 2019, “Kecamatan Subang Dalam Angka 2019”, Badan Pusat Statistik Kabupaten Subang, Subang.
- [6] Arifin, Jaenal, Purwanto, Helmy, dan Syafa’at, Imam, 2017, “Pengaruh Jenis Elektroda Terhadap Sifat Mekanik Hasil Pengelasan SWAM Baja ASTM A36”, Universitas Wahid Hasyim Semarang, Semarang.
- [7] Hutauruk, 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] Moralista, Elfida, 2005, “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.
- [11] 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.
- [12] Nugraha, Muhammad Gulam, 2014, “Logam”, Institut Teknologi Indonesia, Tangerang.
- [13] Setiawan, Junaidi Albab, 2016, “Mencari Landasan Hukum Pembentukan Badan Penyangga (Aggregator) Gas Alam”, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- [14] Subardja, Djadja dkk, 2016, “Klasifikasi Tanah Nasional”, Balai Besar Litbang Sumberdaya Lahan Pertanian, Bogor.
- [15] Utomo, Budi, 2009, “Jenis Korosi dan Penanggulangannya”, Universitas Diponegoro, Semarang.