

Kajian Sisa Umur Pakai dan Proteksi Katodik Sistem Anoda Korban pada Pipa Transportasi Crudeoil Pipeline C (SP 03 – SP 04) di Kecamatan Tirtamulya, Kabupaten Karawang Provinsi Jawa Barat

Mochammad Faizal Fadhillah*, Elfida Moralista, Zaenal

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

*mochammadfaizal94@gmail.com, elfidamoralista@unisba.ac.id, zaenal@unisba.ac.id

Abstract. Pipelines are used for the activities of extracting and delivering oil and natural gas from exploitation and production. The pipelines used are mostly metal-based. Metal pipelines could develop corrosion which is a decrease in metal strength caused by external and internal factors, in consequence, it can inhibit production activities and increase cost of repairs. Therefore, monitoring and controlling corrosion is very important to prevent corrosion. This study was conducted on the crude oil transportation pipeline along 3100 m located below and partly above the surface area. The aim of this study was to determine the type of corrosion, applied methods of corrosion control. The actual pipeline thickness was measured using Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL on 17 test point. In this research, environmental observations included an average air temperature of 27°C, relative humidity of 80%, soil pH of 5.9 - 6.5, and soil resistivity of 2,499 – 4,042 ohm.cm. The type of corrosion that occurs in crude oil pipelines is uniform corrosion and erosion corrosion. Methods applied in corrosion control were coating method using Polyken Liquid Adhesive System # 1027, wrapping method using Polyken # 980/950, sacrificial anode cathodic protection (SACP) using Mg metal, and UOP TM UNICOR TM C Corrosion Inhibitor method. This study concludes that 11,76% test point was lower than the service lifetime, and the rest of them was higher than the service lifetime.

Keywords: Carbon Steel Pipe, Coating, Crude oil, Corrosion Rate, Remaining Service Life (RSL).

Abstrak. Kegiatan pengambilan dan penghantaran minyak serta gas bumi hasil eksploitasi menggunakan jalur-jalur pipa. Pipa transportasi yang digunakan berbahan dasar logam. Pipa transportasi logam dapat mengalami korosi yaitu penurunan kekuatan logam yang disebabkan oleh faktor eksternal dan faktor internal, sehingga dapat menghambat kegiatan produksi serta meningkatnya biaya perbaikan. Oleh karena itu monitoring dan pengendalian korosi sangat penting dilakukan untuk mencegah terjadinya korosi. Penelitian ini dilakukan pada pipa transportasi crude oil sepanjang 3.100 m dengan letak pipa di bawah permukaan dan sebagian di atas permukaan. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi yang terjadi, metoda pengendalian korosi yang digunakan. Pengukuran tebal aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL pada 17 test point. Kondisi lingkungan meliputi temperatur udara rata-rata 27°C, kelembaban relatif 80%, pH tanah 5,9 – 6,5, dan resistivitas tanah 2.499 – 4.042 ohm.cm. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil ialah korosi merata dan korosi erosi. Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan yaitu metode coating menggunakan Polyken Liquid Adhesive System #1027, metode wrapping menggunakan Polyken #980/950, metode proteksi katodik anoda korban (SACP) menggunakan logam Mg sebagai anoda

korban, dan metode menggunakan UOP TM UNICOR TM C Corrosion Inhibitor. Dengan demikian terdapat sebanyak 11,76% test point yang diprediksi umurnya lebih rendah dari umur desain pipa sedangkan sisanya diprediksi lebih tinggi dari umur desain pipa.

Kata Kunci: Pipa Baja Karbon, Coating, Crude Oil, Laju Korosi, Sisa Umur Pakai.

1. Pendahuluan

Indonesia merupakan negara yang kaya akan sumber daya energi khususnya minyak bumi dan gas. Pada kegiatan pengambilan dan penghantaran minyak mentah (crude oil) hasil eksploitasi dan produksi crude oil menggunakan jalur pipa. Penghantaran crude oil menggunakan pipa berbahan dasar logam dari stasiun pengumpul pertama ke stasiun pengumpul selanjutnya.

Penggunaan logam pada pipa dilakukan karena menjadi salah satu material penunjang yang memiliki peran, salah satunya adalah memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Pipa logam dapat mengalami penurunan kualitas yang disebabkan oleh korosi.

Salah satu kerugian yang ditimbulkan oleh korosi pada industri ialah terjadinya penurunan kekuatan logam yang diakibatkan faktor eksternal dan faktor internal, sehingga dapat menghambat kegiatan produksi, meningkatnya biaya perbaikan serta mengurangi sisa umur pakai.

Kegiatan pemeliharaan atau perawatan merupakan hal penting untuk menjaga pipa agar tidak cepat mengalami korosi. Oleh karena itu, perlu dilakukan kajian untuk mengetahui laju korosi dan sisa umur pakai pipa.

2. Metodologi

Baja karbon (*Carbon Steel*) merupakan suatu material logam yang terbentuk dari unsur utama besi (Fe) dan unsur karbon (C). Adapun beberapa klasifikasi baja karbon, di antaranya sebagai berikut :

1. Baja karbon rendah (*Low Carbon Steel*) memiliki kandungan karbon hingga 0,3%.
2. Baja karbon sedang (*Medium Carbon Steel*) memiliki kandungan karbon tersebut berkisar 0,3 - 0,6% dan mangan sebesar 0,6 - 1,65%.
3. Baja karbon tinggi (*High Carbon Steel*) memiliki kandungan karbon 0,6% - 1,4%.

Korosi merupakan penurunan kekuatan logam yang disebabkan oleh reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungan sekitarnya (Kenneth, R. Trethewey, 1991)^[8]. Korosi adalah degradasi logam akibat berinteraksi dengan lingkungan (Moralista Elfida, Chamid Chusharini, Zaenal. 2005)^[4]. Akibat dari logam yang berinteraksi dengan lingkungan adalah sebagai berikut:

1. Logam menipis, berlubang, terjadi peretakan.
2. Sifat mekanik berubah, kegagalan tiba-tiba struktur.
3. Sifat fisik berubah
4. Penampilan menjadi lebih buruk.

Untuk menghindari hal tersebut, maka diperlukan pencegahan terhadap serangan korosi. Korosi juga bisa diartikan sebagai peristiwa alamiah yang terjadi pada bahan dan merupakan proses kembalinya bahan ke kondisi semula saat bahan ditemukan dan diolah dari alam (Supriyanto, 2007).

Tabel 1. Komposisi Kimia Material Pipa API 5L Grade B, ISO 3183:2012

API 5L Grade B 10" (Medium Carbon Steel)	
Fe, %	97,04
Carbon, max %	0,28
Manganese, max%	1,06
Phosphorus, max %	0,035
Sulfur, max %	0,035
Silicon, min %	0,1
Chrome, max %	0,4
Copper, max %	0,4
Molybdenum, max %	0,15
Nickel, max %	0,4
Vanadium, max %	0,08

Ketahanan suatu material dalam menghadapi korosi pada kondisi tertentu akan menghasilkan laju korosi yang berbeda-beda.. Tabel ini khusus ketahanan korosi relatif untuk baja saja.

Tabel 2. Corrosion Of MPY With Equivalent Metric-Rate Expression

Relative Corrosion Resistance	Mpy	mm/yr	$\mu\text{m/yr}$	Nm/h	Pm/s
Outstanding	<1	<0.02	<25	<2	<1
Excelent	1 – 5	0.02 – 0.1	25 – 100	02 – 10	1 – 5
Good	5 – 20	0.1 – 0.5	100 – 500	10 – 50	20 – 50
Fair	20 – 50	0.5 – 1	500 – 1000	50 – 150	20 – 50
Poor	50 – 200	01 – 5	1.000 – 5.000	150 – 500	50 – 200
Unacceptable	200+	5+	5000+	500+	200+

Sumber : MG Fontana, Mc Graw Hill, *Rekayasa Korosi*, 3rd ed, Hal 172, 1986. Diectak Ulang Dengan Izin Mc-Graw-Hill Book Co

Fluida yang ditransportasikan pda pipa ini berupa *crude oil*. *Crude oil* ini masih bercampur dengan pengotornya karena belum mengalami proses pengurangan kadar gas oksigen

3. Pembahasan dan Diskusi

Pada pipa transportasi *crude oil pipeline C* (SP 03 – SP 04), material pipa yang digunakan adalah API 5L Grade B dengan kandungan karbon sebesar 0,28. maka pipa ini termasuk ke dalam jenis *low carbon steel*. Untuk mengetahui spesifikasi pipa API 5L Grade B dapat ditentukan berdasarkan *American Society Of Mechanical Engineering (ASME)*^[4], dimana pipa tersebut memiliki diameter sebesar 4 inch dan tebal nominal pipa sebesar 6,02 mm.

Pengukuran pH tanah dilakukan sebanyak 14 *test point* di sekitar jalur pipa transportasi *crude oil*. Pengukuran pH tanah dilakukan dengan alat *Digital Soil Analyzer Tester Meter*.



Sumber : certifiedmtp.com

Gambar 1. Digital Soil Analyzer Tester Meter

Dari hasil pengukuran pH tanah yang dilakukan, diketahui bahwa pH tanah pada area sekitar pipa transportasi *crude oil* berkisar antara 5,9 – 6,5 maka tergolong ke dalam kategori asam.

Nilai resistivitas tanah digunakan sebagai data penunjang untuk menentukan tingkat korosivitas pipa. Pengukuran resistivitas tanah digunakan alat *Soil Resistivity Meter Tinker and Rasor SR-2* yang dapat dilihat pada **Gambar 4.3** dengan metode *wenner four pin method*.



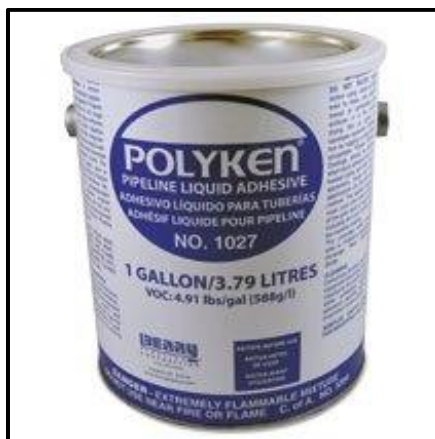
Sumber : gardcop.com

Gambar 2. Resistivity Soil Meter Tinker and Rasor SR-2

Nilai resistivitas tanah yang didapatkan dari pengukuran sebanyak 14 *test point* di sekitar area pipa transportasi *crude oil* dan tingkat korosivitas tanah dapat dilihat pada **Tabel 4.5**.

Metode *Coating*

Coating yang digunakan ialah *Polyken Liquid Adhesive System #1027* dapat dilihat pada **Gambar 3**.



Sumber : polyken.corrosioncoatings.com

Gambar 3. Polyken Liquid Adhesive System #1027

Metode Wrapping

Wrapping yang digunakan ialah Polyken #980/950 dapat dilihat pada Gambar 4, dimana warna hitam untuk Polyken #980 dan warna putih untuk Polyken #950.



Sumber : polyken.corrosioncoatings.com

Gambar 4. Polyken #980/955

Tebal Aktual Pipa

Pengukuran ketebalan pipa dilakukan pada 17 *test point* di pipa transportasi *crude oil* sepanjang 2.100 m. Untuk lebih jelasnya skema jalur pipa terdapat pada lampiran J. Pengukuran ketebalan pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL* yang dapat dilihat pada gambar 5.



Sumber : ebay.com

Gambar 5. Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL

Tabel 3. Tebal Aktual Pipa Transportasi Crude Oil

Test point	Jarak (m)	Identitas Area	Letak Pipa	Pipa Pada Posisi Penguk				Tebal Aktual (mm)
				0°	90°	180°	270°	
TP-1	25	Pipa Lurus	Atas Permukaan	3,42	3,44	3,43	3,46	3,42
TP-2	200	Pipa Lurus	Atas Permukaan	3,37	3,39	3,38	3,39	3,37
TP-3	400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	3,51	3,48	3,53	3,51	3,48
TP-4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3,55	3,55	3,54	3,56	3,54
TP-5	800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3,72	3,74	3,71	3,73	3,71
TP-6	1000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	4,05	4,04	4,03	4,04	4,03
TP-7	1200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3,97	4,01	3,98	4	3,97
TP-8	1400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	3,36	3,34	3,35	3,37	3,34
TP-9	1600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3,19	3,17	3,17	3,16	3,16
TP-10	1800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3,23	3,22	3,21	3,24	3,21
TP-11	2000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3,5	3,49	3,48	3,49	3,48
TP-12	2200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3,63	3,62	3,61	3,62	3,61
TP-13	2400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3,78	3,79	3,8	3,79	3,78
TP-14	2600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3,8	3,82	3,81	3,81	3,8
TP-15	2800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	3,83	3,84	3,85	3,84	3,83
TP-16	3000	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	3,93	3,92	3,94	3,93	3,92
TP-17	3100	Pipa Lurus	Atas Permukaan	3,9	3,89	3,88	3,87	3,87

Keterangan :



: Tebal pipa minimal pada tiap test point (tebal aktual)



: Tebal aktual terendah



: Tebal aktual tertinggi

Perhitungan Thickness Required, Maximum Allowable Working Pressure berdasarkan API 570

Untuk mendapatkan nilai *Thickness Required*, *Maximum Allowable Working Pressure* berdasarkan *American Petroleum Institute (API) 570*. Beberapa data yang dibutuhkan dalam

perhitungan tersebut, yaitu tebal nominal, *design factor*, *design pressure*, umur pipa, dan lain-lain.

Berikut merupakan contoh perhitungan yang dilakukan berdasarkan data pengukuran tebal aktual pada *test point* 1 di pipa transportasi *crude oil* serta beberapa parameter yang diperoleh dari ASME.

Tabel 4. Parameter Data Perhitungan pada Test point 1

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pipa, Tahun	13
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	<i>Tebal Nominal</i> , mm	6,02
9	<i>Tebal Aktual</i> , mm	3,42
10	<i>Outside Diameter</i> (D), mm	114,30

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian ini, maka dapat disimpulkan sebagai berikut: Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* pipeline C (SP 03 – SP 04) ialah korosi merata (uniform corrosion) dan korosi erosi (Erosion Corrosion). Perlu dilakukannya pelapisan kembali (recoating) pada bagian pipa yang keadaan coating-nya telah rusak. Metode pengendalian korosi yang diterapkan secara eksternal adalah dengan metode coating menggunakan Polyken Liquid Adhesive System #1027 berwarna hitam, dan metode wrapping menggunakan Polyken #980/950 metode proteksi katodik menggunakan logam Mg sebagai anoda korban. Sedangkan secara internal menggunakan UOP TM UNICOR TM C Corrosion Inhibitor. Perlu dilakukannya penambalan kembali (rewrapping) pada bagian pipa yang keadaan wrapping-nya telah rusak.

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] Anonim, 2015, “Inspector’s Examination”, Pressure Piping Inspector, American Petroleum Institute.
- [3] 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.
- [4] Anonim, 2012, "Pipeline Transportation System for Liquid and Slurries", The Americans Society of Mechanical Engineers, New York.
- [5] Anonim, 2015, "Welded and Seamless Wrought Steel Pipe", The American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [6] Fontana MG, Graw Hill. Mc, 1986, "Rekayasa Korosi", Dicitak Ulang Dengan Izin Mc Graw Hill Book Co.
- [7] Hutauruk, Franky Yonatan, 2017, "Analisa Laju Korosi pada Pipa Baja Karbon dan Pipa Galvanis dengan Metoda Elektrokimia", Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- [8] Jones, A. Denny, 1996, "Principal and Prevention of Corrosion", Prentice Hall, New Jersey
- [9] Kenneth, R. Trethewey, 1991, "Korosi untuk Mahasiswa Sains dan Rekayasa", PT Gramedia Pustaka Utama, Indonesia
- [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", Intitut Teknologi Bandung, Bandung.
- [11] Moralista Elfida, Chamid Chusharini, Zaenal, 2005, "Studi Upaya Peningkatan Umur Pakai Kontruksi Bangunan melalui Penghambatan Korosi Baja Tulangan Beton dengan Menggunakan Inhibitor Korosi", Jurnal
- [12] Penelitian dan Pengabdian (2 Juli – Desember 2005), ISSN : 1693-699X ; P 104-112, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [13] Supriyanto, 2007, "Pengaruh Konsentrasi Larutan NaCl 2% dan 3,5% terhadap Laju Korosi pada Baja Karbon Rendah", Universitas Muhammadiyah Surakarta, Surakarta.
- [14] Utomo, Budi, 2009. "Jenis Korosi dan Penanggulangannya", Universitas Diponegoro, Semarang.
- [15] West J.M., 1986, "Basic Corrosion and Oxidation", Second Ed., Ellis Horwood Publishers Limited, England.
- [16] Fajryanti Mutiara Nur, Ashari Yunus, Moralista Elfida. (2021). *Perencanaan Sistem Penyaliran dan Pemompaan pada Tambang Terbuka di PT X Desa Tegalega, Kecamatan Cigudeg Kabupaten Bogor, Provinsi Jawa Barat*. Jurnal Riset Teknik Pertambangan, 1(1), 34-46.