

Kajian Korosi pada Pipa Transportasi *Crude Oil Pipeline C* (SP 03 – SP 04) di Kecamatan Balikpapan Kota Kota Balikpapan Provinsi Kalimantan Timur

Fadhil Azka Nurmansyah^{*}, Elfida Moralista, Zaenal

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

*Fadhilazka538@gmail.com

Abstract. Crude oil transportation activities are divided into two sectors, namely the upstream and downstream sectors. The upstream sector includes exploration, geological, seismic, and reservoir studies. For the downstream sector includes storage, processing, refining, and distribution. In the distribution of crude oil using metal-based pipe equipment. But over time the usability of metal materials will decrease due to corrosion. Corrosion occurs because pipes interact with the surrounding environment. Losses caused by corrosion are a reduction in pipe thickness which causes pipe leakage, and the remaining service life of the pipe is low. Therefore, controlling, inspecting, and controlling the crude oil transportation pipeline is very important to minimize corrosion. Thus it is necessary to study the corrosion of the crude oil transportation pipeline, so that the remaining service life (RSL) of the pipe exceeds the design life. This research was conducted on a transportation pipeline crude oil 2,600 meter located above the surface and below the surface of the land. This study aims to determine the type of corrosion that occurs, the corrosion control method applied, environmental factors that affect the corrosion rate (CR), and the remaining service life (RSL) of the pipe. Environmental conditions at the study site were soil pH of 5.4 – 6.0 which included acidic conditions, an ambient temperature of 26.8°C – 27.9°C, and soil resistivity of 2,417 – 3,634 Ω.cm, which included the category is very corrosive to corrosive. The methodology of this study is the measurement of pipe thickness based on API 570 to determine the corrosion rate (CR) and the remaining service life (RSL) of the pipe. The measurement of the pipe thickness is done by using the Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG2 DL at each of the 14 test point. The types of corrosion that occur in crude oil transportation pipelines are uniform corrosion and erosion corrosion. Corrosion control methods applied to the crude oil transportation pipeline are carried out externally and internally. Externally using the method of coating, wrapping, and cathodic protection (SACP) with Mg metal as a sacrificial anode. The coating used is the type of painting Rust - Oleum® Stops Rust® Enamel Brush. As for wrapping using tape coating (similar to insulation) with the type of Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN. To be done internally with the addition of UNICORTM UOPTM corrosion inhibitor. External environmental factors that affect the corrosion rate (CR) and remaining service life (RSL) of the pipe are acidic soil pH and low soil resistivity. For internal environmental factors are not very influential. The rate of corrosion in the crude oil transportation pipeline is 0.1725 – 0.2115 mm/year and is included in the good category based on its relative corrosion resistance. The remaining

service life of the pipe ranges from 20.09 – 30.09 years, thus the pipe can be used beyond the design life of the pipe for 20 years.

Keywords: Carbon Steel Pipe, Crude Oil, Corrosion Type, Corrosion Control, Corrosion Rate, Remaining Service Life.

Abstrak. Kegiatan transportasi *crude oil* terbagi menjadi dua sektor, yakni sektor hulu dan sektor hilir. Pada sektor hulu meliputi eksplorasi, studi geologi, seismic, dan reservoir. Untuk sektor hilir meliputi penyimpanan, pengolahan, penyulingan, dan pendistribusian. Pada kegiatan pendistribusian *crude oil* menggunakan peralatan pipa yang berbahan dasar logam. Namun seiring waktu berjalan daya guna material logam akan menurun yang disebabkan oleh korosi. Korosi terjadi karena pipa berinteraksi dengan lingkungan sekitar. Kerugian yang diakibatkan akibat korosi adalah pengurangan ketebalan pipa yang menyebabkan kebocoran pipa, dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Oleh karena itu pengendalian, inspeksi, dan pengawasan pada pipa transportasi *crude oil* sangat penting untuk meminimalisir terjadinya korosi. Dengan demikian perlu dilakukan kajian mengenai korosi pada pipa transportasi *crude oil*, agar sisa umur pakai (RSL) pipa dapat mencapai umur desainnya. Penelitian ini dilakukan terhadap pipa transportasi *crude oil* sepanjang 2.600 meter yang terletak di atas permukaan dan di bawah permukaan tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi yang terjadi, metode pengendalian korosi yang diaplikasikan, laju korosi (CR) dan sisa umur pakai (RSL) pipa serta faktor - faktor lingkungan yang mempengaruhinya. Kondisi lingkungan pada lokasi penelitian adalah pH tanah sebesar 5,4 – 6,0 yang termasuk kondisi asam, suhu lingkungan sebesar 26,8°C – 27,9°C, dan resistivitas tanah sebesar 2.417 – 3.634 Ω .cm, yang termasuk kategori sangat korosif hingga korosif. Metodologi penelitian ini adalah pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi (CR) dan sisa umur pakai (RSL) pipa berdasarkan API 570. Pengukuran ketebalan pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG2 DL* pada tiap 14 *test point*. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* adalah korosi merata dan korosi erosi. Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal dengan menggunakan metode *coating*, *wrapping*, dan proteksi katodik (SACP) dengan logam Mg sebagai anoda korban. *Coating* yang digunakan adalah *Rust - Oleum® Stops Rust® Enamel Brush* dan *wrapping* menggunakan *Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN*. Metode pengendalian korosi secara internal dilakukan dengan penambahan inhibitor korosi *UOP™ UNICOR™ C*. Faktor - faktor lingkungan eksternal yang mempengaruhi laju korosi (CR) dan sisa umur pakai (RSL) pipa adalah pH tanah dan resistivitas tanah. Sedangkan faktor lingkungan internal tidak terlalu berpengaruh. Laju korosi pada pipa transportasi *crude oil* sebesar 0,1725 – 0,2115 mm/tahun dan termasuk kategori *good* berdasarkan ketahanan korosi relatifnya. Sisa umur pakai pipa berkisar antara 20,09 – 30,09 tahun, dengan demikian pipa dapat digunakan melebihi umur desain pipa selama 20 tahun.

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

1. Pendahuluan

Kementerian Energi Sumber Daya Mineral (ESDM) pada tahun 2020 menyatakan, besaran cadangan saat ini dengan tingkat produksi minyak Indonesia tinggal 9,22 tahun. Sedangkan cadangan gas masih 21,86 tahun. Dalam kegiatan pertambangan minyak dan gas bumi terbagi

menjadi dua sektor, yakni sektor hulu dan sektor hilir. Pada sektor hulu meliputi eksplorasi, studi geologi, seismic, dan reservoir. Sedangkan pada sektor hilir meliputi penyimpanan, pengolahan, penyulingan, dan pendistribusian. Pada kegiatan pendistribusian minyak dan gas bumi menggunakan peralatan pipa yang berbahan dasar logam.

Dengan tingginya kebutuhan industri dan manufaktur, penggunaan material logam memiliki peranan penting dalam kegiatan pendistribusian minyak dan gas bumi. Namun seiring waktu berjalan daya guna material logam akan menurun yang disebabkan oleh korosi, hal ini diakibatkan oleh pengaruh lingkungan. Korosi merupakan kerusakan atau degradasi logam akibat berinteraksi dengan lingkungan.

Pengurangan ketebalan pipa pada transportasi minyak dan gas bumi disebabkan oleh korosi, karena akan menyebabkan penurunan kualitas pada pipa. Hal ini disebabkan oleh laju korosi (CR) pada pipa yang tinggi, sehingga menyebabkan sisa umur pakai (RSL) pipa menjadi rendah. Oleh karena itu pengendalian, inspeksi, dan pengawasan pada pipa transportasi minyak dan gas bumi sangat penting untuk meminimalisir terjadinya korosi. Dengan demikian perlu dilakukan kajian mengenai korosi pada pipa transportasi minyak dan gas bumi, agar sisa umur pakai (RSL) pipa melebihi umur desainnya.

Tujuan dalam penelitian ini, yaitu:

1. Mengetahui jenis korosi pada pipa transportasi *crude oil*.
2. Mengetahui metode pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil*.
3. Mengetahui faktor - faktor lingkungan yang mempengaruhi laju korosi (CR) dan sisa umur pakai (RSL) pipa transportasi *crude oil*.
4. Mengetahui laju korosi (CR) dan sisa umur pakai (RSL) pipa transportasi *crude oil*.

2. Landasan Teori

Crude Oil (Minyak Mentah)

Petroleum mungkin merupakan zat terpenting yang dikonsumsi masyarakat modern, tidak hanya menyediakan bahan baku untuk plastik, tetapi juga bahan bakar untuk energi, industri, pemanas, dan transportasi (Speight, 1999).

Klasifikasi crude oil diperoleh dari nilai specific gravity untuk mendapatkan nilai °API. Berdasarkan nilai °API tersebut dapat diketahui klasifikasi dari crude oil. Di bawah ini terdapat klasifikasi crude oil menurut Yasin, Ghulam et al (2013) yang dapat dilihat pada **Tabel 1**.

Tabel 1. Crude Oil Classification

No	°API Gravity	Klasifikasi Crude Oil
1	> 45	<i>Extra Light Crude</i>
2	35 – 45	<i>Light Crude</i>
3	25 – 35	<i>Medium Crude</i>
4	15 – 25	<i>Heavy Crude</i>
5	< 15	<i>Extra Heavy Crude</i>

Baja Karbon (Carbon Steel)

Baja itu sendiri merupakan paduan yang sebagian besar terdiri dari unsur besi dan karbon 0,20% – 2,10%. Sedangkan carbon steel (baja karbon) merupakan material logam yang terbentuk dari unsur utama Fe dan unsur kedua yang berpengaruh pada sifatnya adalah karbon, untuk kandungan maksimum karbon pada baja karbon kurang lebih sebesar 1,70%. Unsur paduan utama baja adalah karbon, dengan ini baja dapat digolongkan menjadi tiga yaitu baja karbon rendah, baja karbon sedang, dan baja karbon tinggi. Jika dilihat dari kandungan karbon, baja dibagi ke dalam tiga macam, yaitu :

1. *Low carbon steel* (Baja karbon rendah)
Baja karbon rendah merupakan baja karbon dengan kadar unsur karbon di bawah 0,29% (ASM Handbook, 1990).
2. *Medium carbon steel* (Baja karbon menengah)

Baja karbon sedang merupakan baja karbon dengan kadar unsur karbon 0,3% – 0,60% (ASM *Handbook*, 1990).

3. *High carbon steel* (Baja karbon tinggi)
Baja karbon tinggi merupakan baja karbon dengan kadar unsur karbon 0,6% – 1,50%.

Korosi

Ilmu korosi merupakan studi tentang proses kimia dan metalurgi yang terjadi selama korosi (Jones, 1992). Korosi adalah degradasi (penurunan) kualitas logam akibat reaksi kimia antara logam atau paduan logam dengan lingkungannya (Jones, 1992).

Jenis - jenis Korosi

1. *Uniform corrosion* (korosi merata), korosi jenis ini mengakibatkan pengurangan ketebalan yang relatif merata pada permukaan logam (Bardal, 2003).
2. *Erosion corrosion* (korosi erosi), kombinasi fluida korosif dan kecepatan aliran tinggi menghasilkan korosi erosi (Jones, 1992).
3. *Pitting corrosion* (korosi sumuran), korosi retak tegang dan korosi lelah merupakan awal terbentuknya korosi sumuran (Roberger, 2000).
4. *Galvanic corrosion* (korosi galvanik), korosi galvanik terjadi pada hubungan dua metal yang disambung dan terdapat perbedaan potensial dari keduanya
5. *Stress corrosion cracking* (korosi retak tegang), korosi yang terbentuk pada permukaan logam yang terjadi akibat geseran atau tegangan tarik.
6. *Crevice corrosion* (korosi celah), terjadi akibat adanya dua logam yang berdempetan dan diantaranya terdapat celah yang dapat menahan kotoran dan air.
7. *Intergranular corrosion* (korosi batas butir), yaitu korosi yang terjadi pada paduan logam, yang disebabkan reaksi antar unsur logam di batas butirnya.

Faktor - faktor Yang Mempengaruhi Laju Korosi

1. Faktor internal berasal dari material pipa yang digunakan.
2. Faktor eksternal
 - Lingkungan internal pipa adalah suatu faktor yang berasal dari bagian dalam pipa seperti fluida yang mengalir di dalam pipa tersebut.
 - Lingkungan eksternal pipa, terdiri dari jenis tanah, pH air, resistivitas tanah (**Tabel 2**), temperatur udara, kelembapan udara, dan curah hujan.

Tabel 2. *Corrosivity Ratings Based on Soil Resistivity*

No	Soil Resistivity (Ω .cm)	Corrosivity Rating
1	20.000	<i>Essentially noncorrosive</i>
2	10.000 – 20.000	<i>Mildly corrosive</i>
3	5.000 – 10.000	<i>Moderately corrosive</i>
4	3.000 – 5.000	<i>Corrosive</i>
5	1.000 – 3.000	<i>Highly corrosive</i>
6	1.000	<i>Extremely corrosive</i>

Sumber : Roberge, 2000

Inspeksi dan Pengawasan (*Monitoring*) Korosi

1. *Visual inspection*, dilakukan di semua tempat yang dapat diakses di tempat produksi.
2. *Leak detection*, deteksi kebocoran yang dilakukan dengan sejumlah metode.
3. *Pipeline inspection gauge* (PIG), menggunakan alat perekam mengikuti cairan yang mengalir di saluran pipa.
4. Metode pengukuran kehilangan berat, dengan cara mengukur kekurangan berat pada kupon yang disebabkan oleh korosi.
5. Metode pengukuran pengurangan ketebalan, dilakukan dengan mengukur ketebalan pipa menggunakan alat *ultrasonic thickness* untuk mengetahui pengurangan ketebalan.

Pengendalian Korosi

1. Seleksi material dan desain, meliputi pemilihan bahan yang kompatibel dengan

- lingkungan, dan praktik pemeliharaan preventif yang tepat harus digunakan.
2. Coating protection (proteksi pelapisan), meliputi organic coating (painting), inorganic coating (wrapping), Hot dipping, pelapisan difusi, dan cladding.
 3. Cathodic protection (proteksi katodik), meliputi Sacrificial Anode Cathodic Protection (SACP), dan Impressed Current Cathodic Protection (ICCP).
 4. *Corrosion inhibitor* (inhibitor korosi), meliputi inhibitor pasif, inhibitor katodik, inhibitor organik, inhibitor presipitasi, dan inhibitor fase uap menurut Benjamin *et al.*, (2006).

Ketahanan Korosi Relatif

Material yang mengalami korosi akan menghasilkan laju korosi yang berbeda. Sehingga harus dilakukan penggolongan berdasarkan nilai laju korosi terhadap material. Terdapat enam kategori ketahanan korosi relatif untuk baja berdasarkan laju korosi menurut Fontana (1987) yang dapat dilihat pada **Tabel 3**.

Tabel 3. Ketahanan Korosi Relatif Baja Berdasarkan Laju Korosi

<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 : Fontana, 1987

American Petroleum Institute (API) 570

American Petroleum Institute (API) 570 merupakan standar yang dipakai untuk sistem pemipaan. Pada sistem pemipaan terdapat beberapa perhitungan untuk menentukan *Thickness required* (Tr), *Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP), *Corrosion Rate* (CR), dan *Remaining Service Life* (RSL) pipa.

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Fluida yang ditransportasikan pada pipeline C (SP 03 – SP 04) merupakan crude oil yang diperoleh dari proses eksploitasi. Di bawah ini terdapat komposisi dan karakteristik dari crude oil dapat dilihat pada **Tabel 4**.

Tabel 4. Komposisi dan Karakteristik *Crude Oil*

Parameter Uji	Satuan	Hasil	Metode
<i>Specific Gravity</i>	-	0,845	ASTM D1298
°API <i>Gravity</i>	-	35,95	
Viskositas			
10°C	cSt	8,32	ASTM D2270
20°C	cSt	6,02	
30°C	cSt	4,54	
40°C	cSt	3,56	
50°C	cSt	2,87	
<i>Water Content</i> (Kandungan Air)	%vol	0,3	ASTM D4006
<i>Salt Content</i> (Kadar Garam)	ptb	5,6	ASTM D3230
<i>Pour Point</i> (Titik Tuang)	°C	19,5	ASTM D5853
<i>Sulphur Content</i> (Kadar Sulfur)	%-b	0,1	ASTM D4294

Pada pipa transportasi crude oil pipeline C (SP 03 – SP 04), material pipa yang digunakan adalah API - 5L Grade B memiliki kandungan karbon sebesar 0,28%. Berdasarkan kandungan karbon tersebut, material pipa termasuk ke dalam jenis low carbon steel. Untuk komposisi material pipa mengacu pada standar ISO 3183:2012, dapat dilihat pada **Tabel 5**.

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

API 5L <i>Grade B</i> 10 inch (<i>Low Carbon Steel</i>)	
<i>Fe, %</i>	96,66
<i>Carbon, max %</i>	0,28
<i>Manganese, max %</i>	1,2
<i>Phosphorus, max %</i>	0,03
<i>Sulfur, max %</i>	0,03
<i>Chrome, max %</i>	0,5
<i>Copper, max %</i>	0,5
<i>Molybdenum, max %</i>	0,15
<i>Nickel, max %</i>	0,5
<i>Niobium, max %</i>	0,03
<i>Titanium, max %</i>	0,09
<i>Vanadium, max %</i>	0,03

Sumber : ISO 3183, 2012

Berdasarkan standar dari ASME B31.4 - 2002 dan ASME B36.10M - 2015, material pipa API - 5L *Grade B* dengan schedule 60 serta ukuran diameter pipa sebesar 10 inch mempunyai spesifikasi untuk tebal nominal sebesar 12,70 mm. Di bawah ini terdapat spesifikasi material pipa API 5L *Grade B* berdasarkan standar dari ASME yang dapat dilihat pada **Tabel 6**.

Tabel 6. Spesifikasi Pipa Transportasi *Crude Oil*

PIPELINE DATA		
<i>Design Code</i>	ASME B31.4	
<i>Description</i>	10 inch <i>schedule 60</i>	
<i>Location of Installation</i>	Balikpapan	
<i>Service</i>	<i>Crude Oil</i>	
<i>Year Installed</i>	2000	
<i>Year Inspection</i>	2020	
<i>Dimension</i>	<i>Nominal Thickness (mm)</i>	12,70 (ASME)
	<i>Diameters (mm)</i>	273,1
	<i>Length (m)</i>	2.600
<i>Type</i>	<i>Underground & Supported Aboveground</i>	
<i>Design Pressure (P) (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 <i>Grade B</i>	
<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 B31.4, 2002

Data Penunjang

1. Daerah penelitian memiliki curah hujan sebesar 18,5 – 412,2 mm, suhu rata - rata berkisar antara 26,8°C – 27,9°C. Kelembapan relatif di daerah penelitian yaitu berkisar antara 82% – 90%.
2. Jenis tanah yang berada pada pipa transportasi crude oil merupakan tanah organosol dengan jenis tanah gambut.
3. pH tanah diperoleh dari pengukuran yang dilakukan tiap 12 *test point* pada pipa transportasi *crude oil*. Pengukuran pH tanah dilakukan dengan alat *Digital Soil Analyzer Tester Meter* dan didapatkan nilai pH berdasarkan tingkat asam/basa/netral. Hasil pengukuran pH tanah dapat dilihat pada **Tabel 7**.

4. Pengukuran resistivitas tanah dilakukan tiap 12 *test point* menggunakan alat *Soil Resistivity Meter Tinker and Rasor SR - 2* dengan metode *wenner four pin method*. Hasil pengukuran resistivitas tanah dapat dilihat pada **Tabel 8**.

Tabel 7. pH Tanah

<i>Test Point</i> (TP)	Jarak (m)	Letak Pipa	Identitas Area	pH tanah
1	35	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-
2	200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	6,0
3	400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,9
4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,8
5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,7
6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,7
7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	5,4
8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,4
9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,5
10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,6
11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,8
12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	5,9
13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	6,0
14	2.600	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-

Berdasarkan hasil pengukuran pH tanah tiap 12 *test point* pada pipa transportasi crude oil pipeline C (SP 03 – SP 04) didapat pH tanah berkisar 5,4 – 6,0 dan termasuk ke dalam kategori asam.

Tabel 8. Resistivitas Tanah Tingkat Korosifitas

<i>Test Point</i> (TP)	Jarak (m)	Letak Pipa	Identitas Area	Resistivitas Tanah (Ω .cm)	Tingkat Korosivitas
1	35	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-	-
2	200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	3.583	Korosif
3	400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.397	Korosif
4	600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.245	Korosif
5	800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	2.976	Sangat korosif
6	1.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	2.931	Sangat korosif
7	1.200	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	2.417	Sangat korosif
8	1.400	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	2.503	Sangat korosif
9	1.600	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	2.636	Sangat korosif
10	1.800	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	2.781	Sangat korosif
11	2.000	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.157	Korosif
12	2.200	Bawah Permukaan	Pipa Lurus	3.355	Korosif
13	2.400	Bawah Permukaan	Pipa Belokan	3.634	Korosif
14	2.600	Atas Permukaan	Pipa Lurus	-	-

Hasil pengukuran resistivitas tanah tiap 12 *test point* pada pipa transportasi crude oil pipeline C (SP 03 – SP 04) berkisar 2.417 – 3.634 Ω .cm dan berdasarkan Tabel 2 masuk ke dalam kategori sangat korosif sampai korosif.

Pengambilan data ketebalan pipa tiap 14 test point pada pipa transportasi crude oil pipeline C (SP 03 – SP 04) sepanjang 2.600 m. Pengukuran ketebalan pipa menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG2 DL*. Berdasarkan data hasil pengukuran ketebalan pipa tersebut, nilai yang diambil adalah nilai ketebalan terendah sebagai nilai tebal aktual. Data tersebut akan diolah dengan menggunakan persamaan yang merujuk pada standar API 570 untuk memperoleh laju korosi (CR) dan sisa umur pakai (RSL) pipa. Hasil pengukuran ketebalan pipa dapat dilihat pada Tabel 9.

Tabel 9. Ketebalan Pipa Transportasi *Crude Oil Pipe*

Test Point (TP)	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	9,27	9,26	9,25	9,27	9,25
2	200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	9,02	9,01	8,98	8,99	8,98
3	400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	8,84	8,82	8,81	8,83	8,81
4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	8,77	8,78	8,79	8,79	8,77
5	800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	8,66	8,64	8,65	8,63	8,63
6	1.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	8,62	8,59	8,60	8,62	8,59
7	1.200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	8,48	8,47	8,49	8,48	8,47
8	1.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	8,41	8,39	8,42	8,40	8,39
9	1.600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	8,53	8,52	8,53	8,51	8,51
10	1.800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	8,56	8,58	8,55	8,56	8,55
11	2.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	8,67	8,66	8,65	8,68	8,65
12	2.200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	8,74	8,74	8,73	8,75	8,73
13	2.400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	8,85	8,84	8,87	8,86	8,84
14	2.600	Pipa Lurus	Atas Permukaan	9,19	9,21	9,20	9,22	9,19

Keterangan :

- : ketebalan pipa minimal pada tiap *test point* (tebal aktual).
- : tebal aktual pipa tertinggi.
- : tebal aktual pipa terendah.

Perhitungan Thickness required (Tr), Maximum Allowable Working Pressure (MAWP), Corrosion Rate (CR), dan Remaining Service Life (RSL) Pipa Berdasarkan API 570

Tabel 10. Contoh Parameter Perhitungan pada *Test Point 1*

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pakai Pipa (tahun)	20
2	<i>Design Pressure (P)</i> (psi)	750
3	<i>Design Factor</i>	0,72
4	<i>Weld Joint Factor (E)</i>	1
5	<i>Specified Minimum Yield Strength (psi) (SMYS)</i>	35.000
6	<i>Allowable Stress Value (S)</i> (psi)	25.200
7	<i>Corrosion Allowance (CA)</i> (mm)	0
8	Tebal Nominal (mm)	12,70
9	Tebal Aktual (mm)	9,25
10	<i>Outside Diameter (OD)</i> (mm)	273,1

1. Perhitungan Thickness required (T_r)

$$\begin{aligned}
 T_r &= \frac{P \times OD}{2 \times S \times E} + CA \\
 &= \frac{750 \text{ psi} \times 273,1 \text{ mm}}{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1} + 0 \\
 &= 4,06 \text{ mm}
 \end{aligned}$$

2. Perhitungan Maximum Allowable Working Pressure (MAWP)

$$\begin{aligned}
 MAWP &= \frac{2 \times S \times E \times T_{\text{aktual}}}{OD} \\
 &= \frac{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1 \times 9,25 \text{ mm}}{273,1 \text{ mm}} \\
 &= 1.707,07 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

3. Perhitungan Corrosion Rate (CR)

$$\begin{aligned}
 CR &= \frac{T_{\text{nominal}} - T_{\text{aktual}}}{t} \\
 &= \frac{12,70 \text{ mm} - 9,25 \text{ mm}}{20 \text{ tahun}} \\
 &= 0,1725 \text{ mm/tahun}
 \end{aligned}$$

4. Perhitungan Remaining Service Life (RSL)

$$\begin{aligned}
 RSL &= \frac{T_{\text{aktual}} - T_r}{CR} \\
 &= \frac{9,25 \text{ mm} - 4,06 \text{ mm}}{0,1725 \text{ mm/tahun}} \\
 &= 30,09 \text{ tahun}
 \end{aligned}$$

Tabel 11. Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa

<i>Test Point (TP)</i>	Jarak (m)	Identitas Area	Letak Pipa	Laju Korosi (CR) (mm/tahun)	Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa (Tahun)
1	35	Pipa Lurus	Atas Permukaan	0,1725	30,09
2	200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	0,1860	26,45
3	400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,1945	24,42
4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,1965	23,97
5	800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,2035	22,46
6	1.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,2055	22,04
7	1.200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	0,2115	20,85
8	1.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,2115	20,09
9	1.600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,2095	21,24
10	1.800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,2075	21,64
11	2.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,2025	22,67
12	2.200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	0,1985	23,53
13	2.400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	0,1930	24,77
14	2.600	Pipa Lurus	Atas Permukaan	0,1755	29,23

4. Kesimpulan

Dari hasil penelitian ini dapat disimpulkan, bahwa:

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* adalah korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*).
2. Metode pengendalian korosi eksternal dilakukan dengan metode *coating*, *wrapping*, dan proteksi katodik (SACP) menggunakan logam Mg sebagai anoda korban. Untuk *coating* yang digunakan adalah *painting* dengan jenis *Rust - Oleum® Stops Rust® Enamel Brush*. Sedangkan untuk *wrapping* menggunakan *tape coating Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN*. Pengendalian internal dilakukan dengan pemberian inhibitor korosi *UOP™ UNICOR™ C*.
3. Faktor - faktor lingkungan yang mempengaruhi laju korosi (*Corrosion Rate / CR*) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life / RSL*) pipa transportasi *crude oil* adalah faktor lingkungan eksternal dan faktor lingkungan internal. Pada faktor lingkungan eksternal berupa pH tanah yang tergolong asam dan resistivitas tanah yang rendah. Untuk faktor lingkungan internal tidak terlalu berpengaruh.
4. Laju korosi (*Corrosion Rate / CR*) pada pipa transportasi *crude oil* sebesar 0,1725 – 0,2115 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif termasuk ke dalam kategori *good*. Sisa umur pakai (*Remaining Service Life / RSL*) pipa transportasi *crude oil* selama 20,09 – 30,09 tahun. Hal tersebut menunjukkan bahwa pipa dapat digunakan melebihi umur desain pipa yaitu 20 tahun.

5. Saran

Berdasarkan dari hasil penelitian ini, maka penyusun dapat memberikan saran, yaitu :

1. Melakukan inspeksi secara rutin untuk mengetahui kondisi *coating*, *wrapping*, logam yang digunakan sebagai anoda korban pada proteksi katodik, dan *pada test point* pipa belokan serta *test point* dengan tingkat korosivitas yang tinggi.
2. Melakukan *recoating* dan *rewrapping* pada permukaan pipa yang sudah mengalami kerusakan akibat korosi.
3. Dilakukan pemantauan terhadap lokasi yang memiliki nilai pH dan resistivitas tanah yang rendah.
4. Melakukan evaluasi terhadap jenis dan konsentrasi inhibitor yang digunakan.

Daftar Pustaka

- [1] Anonim, 1990, “ Properties and Selection: Irons Steels and High Performance Alloys (ASM Handbook) “. Volume 1 of the 10th Edition, ASM International Handbook Committee, United States of America.
- [2] Anonim, 2002, “ Pipeline Transportation System for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids (ASME B31.4) “, The American Society of Mechanical Engineers, United States. Page 11
- [3] Anonim, 2012, “ Petroleum and natural gas industries - Steel pipe for pipeline transportation systems (ISO:3183) “. Third Edition, the International Organization for Standardization (ISO), Switzerland. Page 26
- [4] Anonim, 2015, “ INSPECTOR’S EXAMINATION (API 570) “, Pressure Piping Inspector American Petroleum Institute, United States. Page 13 – 14
- [5] Anonim, 2015, “ Welded and Seamless Wrought Steel Pipe (ASME B36.10M) “,The American Society of Mechanical Engineers, United States.
- [6] Bardal. E., 2003, “ Corrosion and Protection “. Springer. Department of Machine Design and Materials Technology, The Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway. Page 91, 152, 154, and 219.
- [7] D. Craig. Benjamin., A. Lane. Richard., H. Rose. David, 2006, “ Corrosion Prevention and Control : A Program Management Guide for Selecting Materials “. Second Edition, Advanced Materials, Manufacturing, and Testing Information Analysis Center, New York. Page 221 – 243

- [8] Denny, A. Jones. 1992, “ Principle and Prevention of Corrosion “. Second Edition, Department of Chemical and Metallurgical Engineering University of Nevada, Reno. Page 5, 11, 14, and 21.
- [9] Fontana, M. G., 1987, “ Corrosion Engineering “. Third Edition, McGraw - Hill Book Company, Singapore. Chapter 1 page 5, chapter 2 page 23 – 26, and chapter 4 page 172.
- [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 “. Jurnal Penelitian & Pengabdian (2 Juli – Desember 2005), ISSN : 1693 – 699X ; P 104 – 112, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [11] Roberge, Pierre. R., 2000, “ Handbook of Corrosion Engineering “. McGraw Hill, New York. Chapter 2 page 150 , chapter 5 page 333 – 334 and 364 – 366.
- [12] Speight, James, G., 1999, “ The Chemistry and Technology of Petroleum “. Third Edition, Revised and Expanded, United States of America. Page 215
- [13] Utomo, Budi, 2009, “ Jenis Korosi dan Penanggulangannya “, Universitas Diponegoro, Semarang.
- [14] Wauquier, Jean P., 1995, “ Petroleum Refining, Crude Oil, Petroleum Products, Process Flowsheets “. Volume 1, Translated from the French by David H. Smith, Paris, France. Page 1
- [15] Yasin, Ghulam., Bhangar, Iqbal, Muhammad., Ansari, Mahmood Tariq., Naqvi, Raza, Sibtain, Muhammad, Syed., Ashraf, Muhammad., Ahmad, Kizar., Taipur Naz Farah., 2013, “ Quality and chemistry of crude oils “. Journal of Petroleum Technology and Alternative Fuels Vol. 4(3), page 53 – 63.