

Kajian Korosi pada Pipa Transportasi *Crude Oil Pipeline D* (SP 04 - SP 05) di Kecamatan Tirtamulya Kabupaten Karawang Provinsi Jawa Barat

Adrian Hartanto*, Elfida Moralista, Zaenal

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

*adrianhartanto.mining@gmail.com, elfidamoralista95@gmail.com, zaenal.mq66@gmail.com

Abstract. In the oil and gas industry, pipelines are used to transport crude oil between Gathering Stations (SP). The pipeline used has a metal base material. Metal pipes are used because they have good durability in high temperatures and pressures. However, in operation metal pipes can experience corrosion when interacting with the internal and external environment. Corrosion of the pipe will result in a reduction in the thickness of the pipe, which causes a reduction in the Remaining Service Life (RSL) of the pipe. Moreover, the worst risk will cause pipe leakage that can harm the company and the surrounding community. This research was conducted on the 3,300 m crude oil transportation pipeline aboveground and underground. This study aims to determine the type of corrosion, corrosion control methods, corrosion Rate (CR), and the Remaining Service Life (RSL) of the pipe. Research location has environmental conditions with an average air temperature of 27°C, relative humidity of 80%, soil pH of 5.7 – 6.3, and soil resistivity of 2,175 – 3,643 ohm.cm which is categorized as very corrosive - corrosive. The methodology of this study is the measurement of the thickness reduction in the pipe to determine the corrosion rate (CR) and the remaining service life (RSL) of the pipe. Measurement of the actual thickness of the pipe is carried out using Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL at 18 test points. The types of corrosion that occur in pipes are uniform corrosion and erosion corrosion. Corrosion control methods applied are coating method using Polyken Liquid Adhesive System #1027, wrapping method using Polyken #980/955, cathodic protection method for sacrificial anode using Mg metal, and inhibitor method using UOP™ UNICOR™ C. Corrosion Rate (CR) of the pipes is 0.1615 – 0.2285 mm/year and based on the relative corrosion resistance classified in the good category. The Remaining Service Life (RSL) of the pipe is 5.91 – 13.74 years, thus there is 11.11% test point that does not reach the design life of the pipe, which is 20 years.

Keywords: Carbon Steel Pipe, Crude Oil, API 570, Corrosion Rate, Remaining Service Life.

Abstrak. Pada industri minyak dan gas untuk mendistribusikan *crude oil* antar Stasiun Pengumpulan (SP), digunakan jalur-jalur pipa sebagai alat transportasi. Pipa yang digunakan pada jalur pipa tersebut adalah pipa berbahan dasar logam. Pipa logam digunakan karena memiliki daya tahan yang baik dalam temperatur maupun tekanan yang tinggi. Walaupun demikian, dalam operasionalnya pipa logam dapat mengalami korosi pada saat berinteraksi dengan lingkungan

internal dan eksternalnya. Korosi pada pipa akan mengakibatkan terjadinya pengurangan ketebalan pipa, yang menyebabkan berkurangnya sisa umur pakai pipa. Selain itu risiko terburuk akan menyebabkan terjadinya kebocoran pipa yang dapat merugikan perusahaan dan lingkungan masyarakat sekitar. Penelitian ini dilakukan pada pipa transportasi *crude oil* sepanjang 3.300 m dengan letak pipa di atas dan bawah permukaan tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi, metode pengendalian korosi, laju korosi (*Corrosion Rate/CR*), dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa. Pada lokasi penelitian ini memiliki kondisi lingkungan dengan temperatur udara rata-rata 27°C, kelembapan relatif 80%, pH tanah 5,7 – 6,3, dan resistivitas tanah 2.175 – 3.643 ohm.cm yang termasuk ke dalam kategori sangat korosif – korosif. Metodologi penelitian ini adalah 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 18 *test point*. Jenis korosi yang terjadi pada pipa adalah korosi merata dan korosi erosi. Metode pengendalian korosi yang diterapkan adalah metode *coating* menggunakan *Polyken Liquid Adhesive System #1027*, metode *wrapping* menggunakan *Polyken #980/955*, metode proteksi katodik anoda korban menggunakan logam Magnesium, dan metode inhibitor menggunakan *UOP™ UNICOR™ C*. Laju korosi pada pipa yang terjadi adalah 0,1615 – 0,2285 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif termasuk ke dalam kategori *good*. Sisa umur pakai pipa adalah 5,91 – 13,74 tahun, dengan demikian terdapat 11,11% *test point* yang tidak mencapai umur desain pipa yaitu 20 tahun.

Kata Kunci: Pipa Baja Karbon, *Crude Oil*, API 570, Laju Korosi Pipa, Sisa Umur Pakai Pipa.

1. Pendahuluan

Indonesia memiliki sumber daya energi minyak dan gas bumi yang sangat melimpah. Minyak dan gas bumi ini memainkan peran penting dalam memenuhi kebutuhan masyarakat Indonesia sehari-hari. Mulai dari kebutuhan transportasi, kebutuhan rumah tangga, kebutuhan berbagai sektor industri, hingga memenuhi ketersediaan ketenagalistrikan. Seiring dengan pertumbuhan penduduk di Indonesia kebutuhan minyak dan gas bumi akan terus meningkat.

Pada industri minyak dan gas untuk mendistribusikan *crude oil* antar Stasiun Pengumpulan (SP), digunakan jalur-jalur pipa sebagai alat transportasi. Pipa yang digunakan pada jalur pipa tersebut adalah pipa berbahan dasar logam. Pipa logam digunakan karena memiliki daya tahan yang baik dalam temperatur maupun tekanan yang tinggi. Walaupun demikian, dalam operasionalnya pipa logam dapat mengalami korosi pada saat berinteraksi dengan lingkungan internal dan eksternalnya. Korosi pada pipa akan mengakibatkan terjadinya pengurangan ketebalan pipa, yang menyebabkan berkurangnya sisa umur pakai pipa. Selain itu risiko terburuk akan menyebabkan terjadinya kebocoran pipa yang dapat merugikan perusahaan dan lingkungan masyarakat sekitar. Untuk menghindari kerugian akibat korosi pada pipa, perlu dilakukan *monitoring*. Dengan dilakukan *monitoring*, laju korosi pipa maupun sisa umur pakai pipa yang menjadi masalah dapat diantisipasi. Oleh karena itu kajian korosi pada pipa transportasi *crude oil* ini menjadi sangat penting dan perlu untuk dilakukan. Tujuan dalam penelitian ini adalah:

1. Mengetahui jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*.
2. Mengetahui metode pengendalian korosi yang diterapkan pada pipa transportasi *crude oil*.
3. Mengetahui laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) pada pipa transportasi *crude oil*.
4. Mengetahui sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa transportasi *crude*

oil.

2. Landasan Teori

Korosi merupakan penurunan kualitas logam sebagai akibat reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungannya^[11]. Terdapat beberapa jenis korosi^[21] diantaranya adalah korosi merata (*uniform corrosion*), korosi erosi (*erosion corrosion*), korosi sumuran (*pitting corrosion*), korosi galvanik (*galvanic corrosion*), korosi celah (*crevice corrosion*), korosi retak tegang (*stress corrosion cracking*), dan korosi batas butir (*intergranular corrosion*). Terdapat dua faktor mempengaruhi laju korosi pada paduan logam yakni^[10]:

1. Faktor internal, merupakan faktor pengaruh dari komposisi paduan logam dan aspek metalurgi yang terdapat pada pipa tersebut. Hal ini disebabkan karena logam memiliki sifat dan karakteristik kimia dan fisika yang berbeda dalam kondisi lingkungan kerja.
2. Faktor lingkungan:
 - Lingkungan internal pipa, merupakan faktor yang berasal dari dalam pipa seperti aliran fluida yang memiliki komposisi, pH, temperatur, dan tekanan tertentu. Fluida yang memiliki banyak pengotor seperti sulfur dan klorida bersifat korosif.
 - Lingkungan eksternal pipa, merupakan faktor yang berasal dari luar pipa atau yang berhubungan dengan kondisi lingkungan tempat pipa tersebut berada diantaranya seperti pH tanah, temperatur udara, kelembapan relatif, resistivitas tanah, oksigen (O₂) dan air (H₂O) dalam tanah, dan ion-ion dalam tanah.

Untuk mengetahui kondisi secara berkala pada pipa maka inspeksi dan pengawasan korosi penting dilakukan. Salah satu metode yang sering digunakan adalah metode pengukuran pengurangan ketebalan. Metode tersebut dilakukan menggunakan alat ukur *Ultrasonic Thickness Gauge* yang bekerja mengukur ketebalan pipa berdasarkan gelombang ultrasonik.

Korosi yang terjadi pada suatu logam harus dikendalikan agar logam tidak mudah mengalami korosi dan umur pakai logam lebih lama. Pengendalian korosi terdapat beberapa cara^[10] yakni dengan seleksi material dan desain, proteksi pelapisan (*coating*), proteksi katodik, dan proteksi inhibitor.

Terdapat beberapa rumus yang digunakan untuk menentukan sisa umur pakai pipa berdasarkan *American Petroleum Institute* (API) 570^[05], yaitu *Thickness Required* (Tr), *Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP), dan laju korosi (CR). Rumusan tersebut adalah sebagai berikut.

$$\text{Tr} = \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + \text{CA} \dots \dots \dots (1)$$

$$\text{MAWP} = \frac{D}{2 \times S \times E \times \text{Tebal aktual}} \dots \dots \dots (2)$$

$$\text{CR} = \frac{\text{Tebal nominal} - \text{Tebal aktual}}{\text{Umur pipa}} \dots \dots \dots (3)$$

$$\text{RSL} = \frac{\text{Tebal aktual} - \text{Tr}}{\text{CR}} \dots \dots \dots (4)$$

Keterangan:

Tr = *Thickness Required* (mm), P = *Internal Design Pressure* (psi), D = *Diameter luar pipa* (mm), S = *Allowable Stress Value* (psi), E = *Weld Joint Factor*, CA = *Corrosion Allowance* (mm), MAWP = *Maximum Allowable Working Pressure* (psi), Tebal aktual = *Tebal pipa saat inspeksi* (mm), CR = *Laju korosi* (mm/tahun), Tebal nominal = *Tebal pipa saat pemasangan awal* (mm), Tebal aktual = *Tebal pipa pada saat inspeksi* (mm), Umur pipa = *Selisih waktu inspeksi terhadap waktu pemasangan awal* (tahun), RSL = *Sisa umur pakai pipa* (tahun)

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Material Pipa

Material pipa yang digunakan pada pipa transportasi *crude oil pipeline* D (SP 04 – SP 05) adalah API 5L Grade B. Material ini memiliki kandungan karbon sebesar 0,28%^[03]. Berdasarkan kandungan karbon tersebut, maka pipa termasuk ke dalam jenis *low carbon steel*. Spesifikasi pipa API 5L Grade B dapat diketahui berdasarkan ASME B31.4^[02] dan ASME B36.10M^[04], dimana pipa dengan diameter 4 inch dan *schedule* 40 memiliki tebal nominal pipa sebesar 6,02 mm.

Tabel 1. Spesifikasi Pipa Transportasi *Crude Oil*

PIPELINE DATA		
<i>Design Code</i>		ASME B 31.4
<i>Description</i>		<i>Flowline 4" Schedule 40</i>
<i>Location of Installation</i>		Tirtamulya
<i>Service</i>		<i>Crude Oil</i>
<i>Year Installed</i>		2007
<i>Year Inspection</i>		2020
<i>Dimension</i>	<i>Nominal Thickness, mm</i>	6.02 (ASME)
	<i>Diameter, mm</i>	114.3
	<i>Length, m</i>	3,300
<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

Komposisi dan Karakteristik *Crude Oil*

Berdasarkan klasifikasi *crude oil* pada **Tabel 2** karakteristik *crude oil* dengan °API gravity sebesar 34,48 masuk ke dalam klasifikasi *medium crude oil*.

Tabel 2. Komposisi dan karakteristik *Crude Oil*

No	Parameter Uji	Satuan	Hasil	Metode
1	<i>Spesific Gravity</i>	-	0,8525	ASTM D 1298-12b
2	<i>°API Gravity</i>	-	34,48	ASTM D 1298-12b
3	Viskositas kinematik pada:			
	100 °F	mm ² /s	4,3438	
	122 °F	mm ² /s	3,2507	
	140 °F	mm ² /s	2,6897	
4	Titik Tuang (<i>Pour Point</i>)	°C	30,5	ASTM D 5853-17
5	Titik Sambar (<i>Flash Point</i>)	°C	16	ASTM D 93-16a
6	Kadar Sedimen & Air	%Vol	0,05	ASTM D 4007-11
7	Kadar Belerang (<i>Sulphur Content</i>)	%Berat	0,172	ASTM D 4294-16
8	<i>Salt Content</i>	ptb	22,9	ASTM D 3230-13

Data Lingkungan

- Keadaan geologi di lokasi penelitian terletak pada Formasi Endapan Sungai (Qa) yang merupakan pasir, lumpur, kerikil dan kerakal^[20].
- Lokasi daerah penelitian memiliki temperatur rata-rata 27°C dengan tekanan udara rata-rata 0,01 milibar. Penyinaran matahari rata-rata adalah 66%, dengan kelembapan relatif 80%, dan curah hujan tahunan berkisar antara 1.100 – 3.200 mm/tahun^[08].
- Jenis tanah yang terdapat pada daerah penelitian merupakan tanah aluvia^[19].
- pH tanah di sekitar pipa berdasarkan pengukuran pada 14 *test point* dengan alat *Digital Soil Analyzer Tester Meter* didapatkan range 5,7 – 6,3 yang termasuk kategori asam.
- Resistivitas tanah di sekitar pipa berdasarkan pengukuran pada 14 *test point* dengan alat *Soil Resistivity Meter Tinker and Rasor SR-2* didapatkan range 2.175 – 3.643 ohm.cm. Berdasarkan tingkat korosivitasnya tanah ini tergolong ke dalam kategori sangat korosif sampai dengan korosif.

Jenis Korosi dan Metode Pengendalian

Berdasarkan **Tabel 3** terdapat pengurangan ketebalan pipa yang terjadi secara signifikan pada

seluruh *test point* dengan *range* 2,10 – 2,97 mm dari tebal nominal 6,02 mm. Hal tersebut menunjukkan jenis korosi yang terjadi pada pipa adalah korosi merata dan korosi erosi. Korosi merata terjadi akibat adanya interaksi permukaan pipa dengan kondisi atmosferik dan lingkungan tanah secara terus-menerus sehingga permukaan pipa mengalami korosi. Adapun korosi erosi dapat terjadi akibat adanya interaksi antara bagian sisi internal pipa dengan *crude oil* yang mengalir. Interaksi tersebut dapat menyebabkan terkikisnya lapisan presipitat inhibitor pada permukaan pipa. Selain itu *crude oil* yang mengalir juga mengandung zat korosif seperti sulfur 0,172%, garam 22,9 ptb, serta kadar sedimen dan air 0,05%.


Metode pengendalian korosi yang diterapkan pada pipa transportasi *crude oil* ini dilakukan secara eksternal dan internal. Usaha pengendalian korosi secara eksternal dilakukan dengan metode *coating*, *wrapping*, dan proteksi katodik. Dengan sistem proteksi *multilayer*, digunakan *coating* jenis *Polyken Liquid Adhesive System #1027* yang kemudian dilapisi dengan *wrapping* jenis *Polyken #980/955*. Selanjutnya dilengkapi penerapan metode proteksi katodik anoda korban (SACP) dengan mengorbankan logam Magnesium (Mg). Adapun pengendalian korosi secara internal dilakukan menggunakan inhibitor jenis *UOP™ UNICOR™ C* dengan cara diinjeksi ke dalam *crude oil*.


Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa

Tabel 3. Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa *Pipeline* D (SP 04 – SP 05)

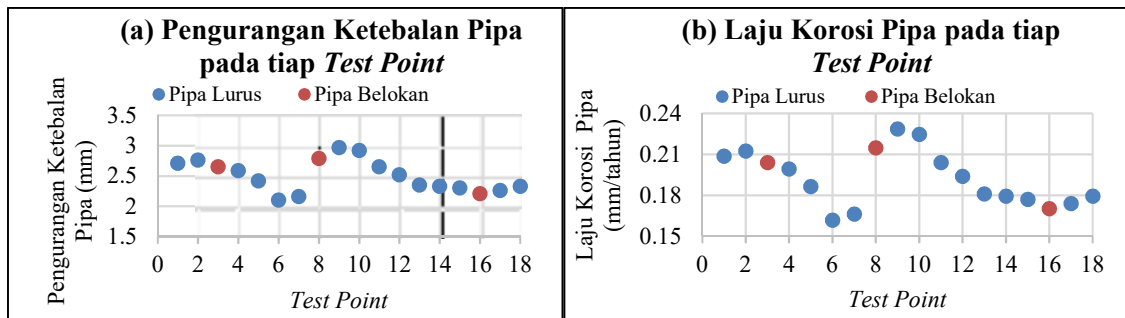
<i>Test Point</i>	Jarak (m)	Identitas Area	Letak Pipa	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual (mm)	Pengurangan Ketebalan (mm)	<i>Thickness Required</i> (mm)	Laju Korosi (mm/tahun)	Sisa Umur Pakai (Tahun)
TP-1	15	Pipa Lurus	Atas Permukaan	6,02	3,31	2,71	1,70	0,2085	7,72
TP-2	200	Pipa Lurus	Atas Permukaan	6,02	3,26	2,76	1,70	0,2123	7,35
TP-3	400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	6,02	3,37	2,65	1,70	0,2038	8,19
TP-4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	3,43	2,59	1,70	0,1992	8,68
TP-5	800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	3,60	2,42	1,70	0,1862	10,21
TP-6	1.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	3,92	2,10	1,70	0,1615	13,74
TP-7	1.200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	3,86	2,16	1,70	0,1662	13,00
TP-8	1.400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	6,02	3,23	2,79	1,70	0,2146	7,13
TP-9	1.600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	3,05	2,97	1,70	0,2285	5,91
TP-10	1.800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	3,10	2,92	1,70	0,2246	6,23
TP-11	2.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	3,37	2,65	1,70	0,2038	8,19
TP-12	2.200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	3,50	2,52	1,70	0,1938	9,29
TP-13	2.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	3,67	2,35	1,70	0,1808	10,90
TP-14	2.600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	3,69	2,33	1,70	0,1792	11,10
TP-15	2.800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	6,02	3,72	2,30	1,70	0,1769	11,42
TP-16	3.000	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	6,02	3,81	2,21	1,70	0,1700	12,41
TP-17	3.200	Pipa Lurus	Atas Permukaan	6,02	3,76	2,26	1,70	0,1738	11,85
TP-18	3.300	Pipa Lurus	Atas Permukaan	6,02	3,69	2,33	1,70	0,1792	11,10

Keterangan:

 : *Test point* dengan laju korosi terendah dan sisa umur pakai pipa tertinggi.

 : *Test point* dengan laju korosi tertinggi dan sisa umur pakai pipa terendah.

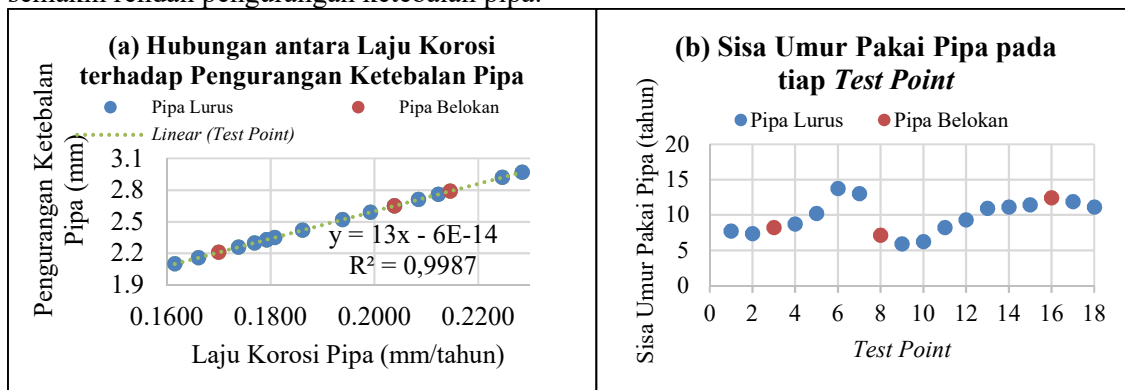
Pada **Tabel 3** dan **Gambar 1b** menunjukkan laju korosi pipa yang terjadi pada tiap *test point*. Laju korosi pipa tertinggi terjadi pada *test point* 9 sebesar 0,2285 mm/tahun. Laju korosi tertinggi pada *test point* 9 tersebut mengakibatkan terjadi pengurangan ketebalan pipa yang tertinggi sebesar 2,97 mm (**Gambar 1a**). Laju korosi tertinggi pada *test point* ini dipengaruhi oleh kondisi lingkungan, dimana memiliki pH tanah yang terendah yaitu 5,7 (**Gambar 3b**) serta resistivitas tanah yang rendah yaitu 2.293 ohm.cm dan termasuk kategori sangat korosif (**Gambar 3a**).



Gambar 1. (a) Pengurangan Ketebalan Pipa pada tiap Test Point, (b) Laju Korosi Pipa pada tiap Test Point

Sedangkan laju korosi pipa terendah terjadi pada *test point* 6 sebesar 0,1615 mm/tahun (**Gambar 1b**). Pengurangan ketebalan pipa pada *test point* ini merupakan yang terkecil sebesar 2,10 mm (**Gambar 1a**). Laju korosi yang lebih rendah pada *test point* ini disebabkan karena kondisi lingkungan sekitar yang memiliki pH tanah yang lebih tinggi yaitu 6,0 (**Gambar 3b**) serta resistivitas tanah yang lebih tinggi sebesar 3.632 ohm.cm dan termasuk kategori korosif bagi pipa.

Kondisi yang terjadi pada *test point* 9 dan 6 tersebut menandakan bahwa tinggi rendahnya laju korosi mengakibatkan pengurangan ketebalan pipa. Berdasarkan **Gambar 2a** diketahui koefisien determinasi (R^2) sebesar 0,9987. Hal tersebut menyatakan hubungan antara laju korosi pipa terhadap pengurangan ketebalan pipa adalah sangat terkait. Garis *linear* yang naik menunjukkan hubungan antara laju korosi pipa terhadap pengurangan ketebalan pipa adalah berbanding lurus. Artinya semakin tinggi laju korosi pipa mengakibatkan semakin tinggi pengurangan ketebalan pipa, dan sebaliknya semakin rendah laju korosi pipa mengakibatkan semakin rendah pengurangan ketebalan pipa.



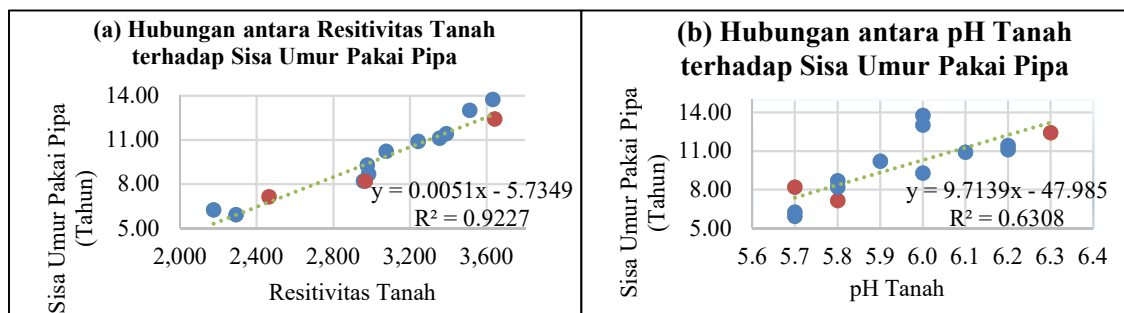
Gambar 2. (a) Hubungan antara Laju Korosi terhadap Pengurangan Ketebalan Pipa, (b) Sisa Umur Pakai Pipa pada tiap Test Point

Pipa transportasi *crude oil* ini dirancang dengan umur desain pipa 20 tahun. Pada **Tabel 1** ditunjukkan bahwa instalasi pipa baru dilakukan pada tahun 2007, sehingga diharapkan pipa dapat beroperasi sampai tahun 2027. Inspeksi pipa ini dilakukan pada tahun 2020. Sehingga saat ini, pipa sudah berumur 13 tahun dan tersisa 7 tahun lagi dari umur desain pipa.

Gambar 2b menunjukkan sisa umur pakai pipa pada tiap *test point*. Terdapat 2 *test point* yang memiliki sisa umur pakai pipa kurang dari 7 tahun, yaitu *test point* 9 sebesar 5,91 tahun dan *test point* 10 sebesar 6,23 tahun. Dengan demikian dari 18 *test point*, terdapat 11,11% *test point* yang memiliki umur kurang dari umur desain pipa dan terdapat 88,89% *test point* yang memiliki umur melebihi umur desain pipa.

Sisa umur pakai pipa tertinggi terdapat pada *test point* 6 sebesar 13,74 tahun. Tingginya sisa umur pakai pipa pada *test point* 6 disebabkan terdapat laju korosi pipa terendah pada *test point* sebesar 0,1615 mm/tahun. Adapun sisa umur pakai pipa terendah terdapat pada *test point*

9 sebesar 5,91 tahun. Rendahnya sisa umur pakai pipa pada *test point* 9 disebabkan terdapat laju korosi pipa tertinggi pada *test point* sebesar 0,1615 mm/tahun.



Gambar 3. (a) Hubungan antara Resistivitas Tanah terhadap Sisa Umur Pakai Pipa, (b) Hubungan antara pH terhadap Sisa Umur Pakai Pipa

Berdasarkan data pengukuran resistivitas tanah diketahui bahwa tingkat korosivitas tanah pada pipa termasuk ke dalam kategori sangat korosif sampai dengan korosif. Berdasarkan **Gambar 3a** diketahui koefisien determinasi (R^2) sebesar 0,9227. Hal tersebut menyatakan hubungan antara resistivitas tanah terhadap sisa umur pakai pipa adalah sangat terkait. Adapun berdasarkan data pengukuran pH tanah pada diketahui bahwa pH tanah pada area sekitar pipa transportasi *crude oil* ini tergolong ke dalam kategori asam. Berdasarkan **Gambar 3b** diketahui koefisien determinasi (R^2) sebesar 0,6308. Hal tersebut menyatakan hubungan antara pH tanah terhadap sisa umur pakai pipa adalah cukup terkait.

4. Kesimpulan

Kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* adalah korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*).
2. Metode pengendalian korosi secara internal adalah dengan metode inhibitor menggunakan *UOP™ UNICOR™ C*. Sedangkan metode pengendalian korosi secara eksternal adalah dengan metode *coating* menggunakan *Polyken Liquid Adhesive System #1027*, metode *wrapping* menggunakan *Polyken #980/955*, dan metode proteksi katodik anoda korban menggunakan logam Magnesium.
3. Laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) pipa adalah 0,1615 – 0,2285 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif termasuk kategori *good*.
4. Sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa adalah 6,91 – 13,74 tahun dengan terdapat 11,11% *test point* yang tidak mencapai umur desain pipa yaitu 20 tahun.

5. Saran

Berdasarkan dari penelitian ini saran yang diberikan sebagai berikut:

1. Inpeksi dan pengawasan yang lebih intensif perlu dilakukan pada *test point* yang memiliki tingkat korosivitas tinggi.
2. *Recoating* dan *rewrapping* perlu dilakukan pada pipa.
3. Jenis dan konsentrasi inhibitor yang digunakan perlu dievaluasi.
4. Pipa pada 11,11% *test point* yang tidak mencapai umur desain pipa yaitu 20 tahun perlu dilakukan perencanaan pergantian pipa.

Daftar Pustaka

- [1] 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.

- [2] Anonim, 2002, “*ASME B31.4: Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids*”, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [3] Anonim, 2012, “*ISO 3183 2012: Petroleum and Natural Gas Industries - Steel Pipe for Pipeline Transportation Systems*”, International Organization for Standardization, Switzerland.
- [4] Anonim, 2015, “*ASME B31.6.10M: Welded and Seamless Wrought Steel Pipe*”, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [5] Anonim, 2016, “*API 570: Piping Inspection Code: In-service, Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems*”, American Petroleum Institute, Washington.
- [6] Anonim, 2017, “*Peta Administrasi Kabupaten Karawang*”, Badan Informasi Geospasial, Bogor.
- [7] Anonim, 2017, “*Peta Jenis Tanah Indonesia*”, Balai Besar Litbang Sumber Daya Lahan Pertanian Kementerian Pertanian, Bogor.
- [8] Anonim, 2019, “*Statistik Kabupaten Karawang 2019*”, Badan Pusat Statistik, Kabupaten Karawang.
- [9] Fontana, Mars G., 1986, “*Corrosion Engineering*”, McGraw-Hill, New York.
- [10] Jones, Denny A., 1996, “*Principal and Prevention of Corrosion*”, Prentice Hall, New Jersey.
- [11] Kenneth, Trethewey R., 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., 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.
- [14] Moralista, Elfida., Zaenal., dan Chamid, Chusharini., 2005, “*Studi Upaya Peningkatan Umur Pakai Kontruksi Bangunan melalui Penghambatan Korosi Baja Tulangan Beton dengan Menggunakan Inhibitor Korosi*”, Vol 3 No. 2 Ethos: Jurnal Penelitian dan Pengabdian (Sains & Teknologi) (Juli-Desember, 2005), P 104-112, ISSN 1693-699X, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [15] Prayudha, Dony., Moralista, Elfida., dan Ashari, Yunus., 2018, “*Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life/RSL) pada Jalur Pipa Transportasi Crude Oil dari Spu-A Mundu ke Terminal Balongan di PT Pertamina Ep Asset 3 Jatibarang Field, Kabupaten Indramayu Provinsi Jawa Barat*”, Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Februari, 2018), ISSN: 2460-6499, P 511-529, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [16] Priscilla, G., et al., 2019, “*Crude Oil*”, Encyclopædia Britannica inc, Chicago.
- [17] Roberge, Pierre R., 1991, “*Corrosion Engineering: Principles And Practice*”, McGraw-Hill, New York.
- [18] Schweitzer, Philip A., 2003, “*Metallic Materials: Physical, Mechanical, and Corrosion Properties*”, M. Dekker, New York.
- [19] Subardja, Djadja., et al., 2016, “*Klasifikasi Tanah Nasional*”, Badan Penelitian dan Pengembangan Pertanian, Bogor.
- [20] Sudana, D., Achdan, A., 1992, “*Peta Geologi Lembar Karawang, Jawa*”, Direktorat Geologi Departemen Pertambangan dan Energi, Bandung.
- [21] Utomo, Budi., 2009, “*Jenis Korosi dan Penanggulangannya*”, Universitas Diponegoro, Semarang.