

Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life / RSL) Pada Jalur Pipa Transportasi Gas Jumper Simpang Brimob – NFG (Non Flare Gas) Mundu di PT Pertamina EP Asset 3 Jatibarang Field Kabupaten Indramayu Provinsi Jawa Barat

Determination of Corrosion Rate and The Rest of Used (Remaining Service Life/RSL) on Pipeline Gas Transportation Jumper Simpang Brimob–NFG (Non Gas Flares) Mundu in PT Pertamina EP 3 Asset Jatibarang District Field Indramayu of West Java

¹ Ikhsan Al Hafydhz , ² Elfida Moralista, ³ Dudi Nasrudin Usman

^{1,2,3} Prodi Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Bandung
Jl. Tamansari No. 1 Bandung 40116

email : ¹ alhafydhz@gmail.com, ² elfidamoralista95@gmail.com, ³ dudi.n.usman@gmail.com

Abstract PT Pertamina EP 3 Asset Jatibarang Field is one of the work areas of PT Pertamina engaged in the oil and gas production. In production, the result of the exploitation of oil and gas will be transported to the processing area using a pipe made from metal. The problems occurred in metals is declining effectiveness of metals due to corrosion. Corrosion is a metal material damage caused by environmental influences or its surroundings. The process of corrosion that happens caused by electrochemical reactions. The surroundings can be an acid environment, the air, the land, fresh water, river water, seawater, oil and gas. To know, control and monitoring the rate of corrosion on pipelines gas transportation throughout the 1800 m Jumper Brimob Intersection – Mundu NFG West Java by using the pipe thickness gauges namely Smart Sensors Ultra Sonic Gauge DM 5. Nominal thickness by ASME is 12,7 mm and the results of the measurements obtained actual thickness of pipe at 8.9 mm to 11.19 mm which is then used to calculate the rate of corrosion and the rest of age sharing pipes. Types of corrosion that occurs on the pipeline transportation of Jumper gas Simpang Brimob – NFG Mundu is corrosion. The control of corrosion that applied is the primer coating Inorganic Zinc (Liquid Adhesive System), secondary coating Epoxy Mastic (Anti Corrosion Layer), and tertiary Polyurethane. Rate of corrosion is 0.0351 mm/year until 0.08814 mm/year that are included in the category excellent. And the rest of the disposable age Remaining Service Life (RSL) that pipe ranging between 38 years-160 years.

Keywords: Corrosion rate, remaining life of pipe, gas transportation pipeline and Smart Sensor Ultra Sonic Gauge DM 5.

Abstrak PT Pertamina EP Asset 3 Jatibarang Field merupakan salah satu area kerja PT Pertamina yang bergerak di bidang produksi minyak dan gas bumi. Dalam kegiatan produksi, hasil eksploitasi minyak dan gas bumi ditransportasikan ke area pengolahan menggunakan pipa berbahan dasar logam. Permasalahan yang terjadi pada logam adalah menurunnya daya guna logam akibat korosi. Korosi merupakan kerusakan material logam yang diakibatkan oleh reaksi elektrokimia dengan lingkungan sekelilingnya berupa lingkungan asam, udara, tanah, air tawar, air sungai, air laut, minyak dan gas bumi. Untuk mengetahui, mengontrol dan memonitoring laju korosi pada jalur pipa transportasi gas bumi sepanjang 1800 m Jumper Simpang Brimob – NFG Mundu Jawa Barat, dilakukan pengukuran tebal aktual pipa dengan menggunakan alat *Smart Sensor Ultra Sonic Gauge DM 5*. Tebal nominal pipa berdasarkan ASME B31.8 adalah 12,7 mm dan hasil pengukuran tebal aktual pipa 8,9 mm - 11,19 mm yang kemudian digunakan untuk menghitung laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas bumi Jumper Simpang Brimob – NFG Mundu adalah korosi merata. Pengendalian korosi yang diaplikasikan adalah *coating* yang terdiri dari *primer coating Inorganic Zinc (Liquid Adhesive System)*, sekunder *coating Epoxy Mastic (Anti Corrosion Layer)*, dan tersier *Polyurethane*. Laju korosi yang diperoleh sebesar 0,0351 mm/tahun sampai 0,08814 mm/tahun yang termasuk dalam kategori *excellent*. Sedangkan sisa umur pakai (Remaining Service Life / RSL) pipa tersebut berkisar antara 38 tahun - 160 tahun.

Kata Kunci : Laju korosi, Sisa umur pakai pipa, pipa transportasi gas bumi dan Smart Sensor Ultra Sonic Gauge DM 5.

A. Pendahuluan

Latar Belakang

PT Pertamina adalah perusahaan BUMN yang bergerak dibidang minyak dan gas yang memenuhi kebutuhan bahan bakar dan gas nasional. Pertamina EP Jatibarang Field merupakan salah satu area kerja eksploitasi dan produksi minyak dan gas dari Pertamina. Dalam kegiatan pengambilan dan penghantaran minyak dan gas hasil eksploitasi dan produksi menggunakan jalur pipa. Pipa-pipa tersebut menggunakan pipa berbahan dasar logam. Penggunaan logam sebagai salah satu material penunjang memiliki peranan yang begitu besar seiring dengan tingginya kebutuhan industri. Dalam penggunaan logam banyak faktor yang menyebabkan daya guna logam menjadi menurun. Salah satu penyebabnya adalah terjadinya korosi pada logam tersebut.

Korosi adalah kerusakan atau degradasi logam akibat reaksi elektrokimia antara logam dengan berbagai zat di lingkungannya yang menghasilkan senyawa-senyawa produk korosi. Dalam dunia industri, salah satu kerugian yang ditimbulkan korosi adalah terjadinya penurunan kekuatan material sehingga logam tersebut menjadi rusak lebih cepat yang berdampak pada kegiatan produksi, meningkatnya biaya perbaikan dan pemeliharaan.

Pipa transportasi merupakan jalur pipa yang sering mengalami korosi internal dan eksternal. Hal ini tentunya merupakan masalah dan tantangan yang besar untuk mengatasi masalah korosi pada pipa transportasi tersebut. Untuk mereduksi tingkat perbaikan dan memangkas waktu perbaikan agar kegiatan produksi dan transportasi minyak dan gas tidak terhambat. Dalam hal ini penulis berminat untuk melakukan penelitian tentang korosi pada pipa transportasi untuk mengetahui laju korosi dan sisa umur pakai pipa.

Tujuan Penelitian

1. Mengetahui jenis korosi dan metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi gas jalur Simpang Brimob – NFG Mundu.
2. Mengetahui laju korosi pipa transportasi gas jalur Simpang Brimob – NFG Mundu.
3. Mengetahui sisa umur pakai (RSL) pipa transportasi gas jalur Simpang Brimob – NFG Mundu.

B. Landasan Teori

Korosi

Korosi adalah penurunan kualitas logam yang disebabkan oleh reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungan sekitarnya (*Trethewey, 1991*). Korosi juga dapat diartikan sebagai peristiwa alamiah yang terjadi pada logam dan merupakan proses kembalinya logam ke kondisi semula saat logam ditemukan dan diolah dari alam (*Supriyanto, 2007*).

Korosi memiliki arti proses perusakan atau degradasi material logam akibat terjadinya reaksi kimia antara paduan logam dengan lingkungannya. Proses perusakan material logam tersebut tentu sangat merugikan, karena dapat mengakibatkan penurunan sifat fisik dan sifat mekanik material logam terhadap lingkungan kerja logam di tempat material logam tersebut berada. Korosi atau karat juga dapat terjadi dikarenakan adanya lingkungan yang korosif pada logam, yaitu suatu lingkungan yang dapat menyebabkan proses korosi pada logam.

Dengan demikian korosi diartikan juga sebagai kerusakan atau keausan dari material logam akibat terjadinya reaksi dengan lingkungan yang didukung oleh faktor-faktor tertentu.

Akibat dari korosi yaitu :

1. Logam menipis, berlubang, dan terjadi peretakan.
2. Sifat mekanis berubah, yaitu terjadi kegagalan struktur secara tiba-tiba.
3. Sifat fisik berubah, yaitu mengurangi efisiensi perpindahan panas.
4. Penampilan menjadi buruk.

Jenis - Jenis Korosi

Berikut ini adalah beberapa jenis korosi berdasarkan penyebabnya. Yaitu dibedakan menjadi:

- a. Korosi Seragam/Merata (*Uniform Corrosion*)
Korosi seragam adalah korosi yang terjadi pada permukaan logam akibat reaksi kimia karena pH air yang rendah dan udara yang lembab, sehingga makin lama logam makin menipis.
- b. Korosi Sumuran (*Pitting Corrosion*)
Korosi sumuran atau *Pitting Corrosion*, yaitu korosi yang disebabkan karena komposisi logam yang tidak homogen yang dimana pada daerah batas timbul korosi yang berbentuk sumur.
- c. Korosi Galvanik (*Galvanic Corrosion*)
Korosi Galvanik, yaitu korosi yang terjadi pada dua logam berbeda potensial dalam satu elektrolit. Logam yang mempunyai nilai potensial standar reduksi rendah (E^{θ}) (anodik) akan terkorosi.
- d. Korosi Erosi (*Erosion Corrosion*)
Korosi Erosi, merupakan gabungan dari kerusakan akibat reaksi elektrokimia dan kecepatan fluida yang tinggi pada permukaan logam. Korosi erosi dapat pula terjadi karena adanya aliran fluida yang sangat tinggi melewati benda yang diam atau statis. Serta bisa juga terjadi karena sebuah objek bergerak cepat di dalam fluida yang diam, misalnya pada baling-baling kapal laut.
- e. Korosi Tegangan (*Stress Corrosion Cracking*)
Korosi Retak Tegangan (*Stress Corrosion Cracking*), bisa terjadi karena butiran logam yang berubah bentuk akibat logam mengalami perlakuan khusus (seperti diregang, ditekuk dll) atau mendapatkan beban sehingga butiran logam menjadi tegang dan butiran ini akan sangat mudah bereaksi dengan lingkungan.
Berdasarkan tempat terjadinya, lingkungan korosi dapat dibedakan menjadi 2 (dua) yaitu :
 1. Korosi Internal
Korosi Internal, yaitu korosi yang terjadi di dalam pipa akibat adanya kandungan CO_2 dan H_2S pada minyak bumi, sehingga apabila terjadi kontak dengan air akan membentuk asam yang merupakan penyebab korosi.
 2. Korosi Eksternal
Korosi Eksternal, yaitu korosi yang terjadi pada bagian luar permukaan sistem perpipaan dan peralatan logam, baik yang kontak dengan udara bebas dan permukaan tanah, akibat adanya kandungan zat – zat korosif pada udara dan tanah.

Faktor-faktor yang Mempengaruhi Laju Korosi

1. Faktor Metalurgi faktor metalurgi adalah jenis logam dan paduannya yang digunakan dalam pipa pada lingkungan tertentu dimana suatu pipa logam dapat bertahan terhadap korosi.
2. Faktor Lingkungan, Faktor ini sangat mempengaruhi laju korosi, dimana faktor lingkungan ini dapat digolongkan lingkungan yang baik dalam arti lingkungan dengan laju korosi yang lambat maupun lingkungan yang korosif dimana suatu keadaan lingkungan yang korosif itu dengan laju korosi yang sangat tinggi.

Inspeksi dan Pengawasan (Monitoring) Korosi

Ada beberapa metode inspeksi dan pengawasan (monitoring) korosi yang sering digunakan, yaitu :

1. Metoda Pengukuran Ketebalan
Pengukuran ketebalan pipa dilakukan dengan alat ukur *ultrasonic thickness gauge DM 5* yang bekerja berdasarkan pantulan pulsa gelombang ultrasonik. Hal ini menyangkut kemudahan penggunaan dan menampilkan hasil pengukuran langsung. Kemudahan menggunakan alat ukur ketebalan ini memberikan *durability* dan efektifitas karena beberapa tipe bersifat *portable* sehingga memberikan efisiensi waktu dan praktis dalam mengaplikasikannya.
2. Metoda Kehilangan Berat
Metoda kehilangan berat adalah perhitungan laju korosi dengan mengukur kekurangan berat logam akibat korosi yang terjadi. Dengan menimbang berat awal dari benda uji (objek yang ingin diketahui laju korosi yang terjadi padanya) dan kekurangan berat daripada berat awal merupakan nilai kehilangan beratnya. Kekurangan berat dimasukkan ke dalam rumus untuk mendapatkan laju kehilangan beratnya.
3. Metoda Polarisasi
Dalam konteks korosi, polarisasi mengacu pada pergeseran potensial dari potensial rangkaian terbuka (potensial korosi bebas) dari sistem korosi. Jika pergeseran potensial dalam arah "positif" (atas Ecorr), hal itu disebut "polarisasi anodik". Jika pergeseran potensial dalam arah "negatif" (bawah Ecorr), hal itu disebut "polarisasi katodik".

Pengendalian Korosi

1. Seleksi Material dan Desain

Waktu yang paling efektif untuk mencegah korosi dilakukan pada saat desain awal, termasuk pada desain awal material dan proses yang mempengaruhi korosi tersebut. Kondisi proses, lingkungan, karakteristik struktur atau material yang dirancang dan metoda pencegahan korosi harus diperhatikan dengan baik. Namun jika desain peralatan yang buruk, maka akan menyebabkan terjadinya korosi. Material atau paduan yang bagus dan harganya mahal mungkin diperlukan dalam kasus yang ekstrim. Dengan demikian, desainer perlu memiliki pengetahuan dasar tentang pemilihan bahan dan pencegahan korosi, dalam beberapa kasus memerlukan saran yang ahli di bidangnya.

2. Coating

Coating adalah lapisan penutup yang diaplikasikan pada permukaan material logam dengan tujuan dekoratif maupun untuk melindungi logam tersebut dari kontak langsung dengan lingkungan. *Coating* ini diaplikasikan untuk struktur bawah tanah, transisi pipa yang keluar dari bawah tanah menuju permukaan dan untuk struktur pipa di atas tanah. Tidak ada *coating* yang bisa 100 % melindungi pipa, oleh karena itu untuk

perlindungan pipa yang optimal terhadap korosi harus ditambah dengan sistem proteksi katodik.

3. Proteksi Katodik

Proteksi katodik ini merupakan metode yang umum digunakan untuk melindungi struktur logam dari korosi. Merujuk pada acuan standar potensial proteksi yang disarankan dalam NACE RP0169, potensial proteksi untuk baja dalam tanah adalah sebesar ≤ -850 mV atau $-0,85$ V vs Cu/CuSO₄. Ditinjau dari sumber listriknya, metode proteksi katodik dibagi menjadi dua, yaitu metode anoda korban (*sacrificial anode*) dan metode arus yang dipaksakan (*Impressed Current*)

a. Metode Anoda Korban (*sacrificial anode*)

Prinsip dari metode anoda korban ini adalah melindungi logam dengan cara mengorbankan logam yang lebih reaktif. Mekanisme prosesnya adalah sama dengan reaksi korosi galvanik, yaitu perpindahan elektron dari logam yang lebih reaktif (potensial lebih negatif) ke logam yang dilindungi (potensial lebih positif) melalui elektrolit yang korosif dengan penghubung konduktor.

b. Metode Arus yang Dipaksakan (*impressed current*)

Prinsip dari metode arus yang dipaksakan ini adalah melindungi logam dengan cara mengalirkan arus listrik searah yang diperoleh dari sumber luar. Sumber listrik biasanya dari penyearah arus (*transformer rectifier*), dimana kutub negatif dihubungkan ke logam yang dilindungi dan kutub positif dihubungkan ke anoda.

4. Inhibitor Korosi

Inhibitor adalah zat yang menghambat atau menurunkan laju reaksi kimia. Sifat inhibitor berlawanan dengan katalis, yang mempercepat laju reaksi. Inhibitor korosi adalah zat yang dapat mencegah atau memperlambat korosi logam. Inhibitor korosi sendiri didefinisikan sebagai suatu zat yang apabila ditambahkan dalam jumlah sedikit ke dalam lingkungan akan menurunkan serangan korosi lingkungan terhadap logam

C. Hasil Penelitian

Penelitian ini bertujuan untuk mendapatkan data tebal aktual pipa yang nantinya akan digunakan untuk menghitung laju korosi pipa serta sisa umur pakai atau *Remaining Service Life* (RSL) pada pipa transportasi gas bumi jalur *Jumper Simpang Brimob – NFG Mundu* dengan panjang pipa 1800 m. Alat yang digunakan untuk pengukuran tebal aktual pipa adalah *Smart Sensor Ultra Sonic Gauge DM 5*. Pengukuran tebal aktual pipa dilakukan pada jarak pengukuran 2,4 m per *test point* dan dilakukan pada 4 titik lokasi searah sudut derajat. Material pipa yang digunakan adalah *API 5L Grade A 12"* dengan kandungan karbon maksimal 0,22%. (Tabel 1).

Tabel 1. Komposisi Material *API 5L Grade A Carbon Steel*

Material	Komposisi
Ferrum max,%	97,4
Carbon max,%	0,22
Manganese max,%	0,90
Phosphorous max,%	0,030
Sulfur max,%	0,030
Silicon min,%	0,1
Chrome max,%	0,4
Copper max,%	0,4
Molybdenum max,%	0,15
Nickel max,%	0,04
Vanadium min,%	0,08

Sumber: *API Published Service*

Berikut ini adalah karakteristik dan komposisi gas bumi pada lokasi penelitian yaitu terdapat pada Tabel 2.

Tabel 2. Karakteristik dan Komposisi Gas Bumi

Asal Sampel			D-100	D-102	D-201	D-02	Metoda	
Tekanan Sampel			psi	42,8	348,5	860		170,7
Temperatur Sampel			°F	110	93,2	84,2		113
No	Parameter Uji	Satuan	Hasil Uji				GPA 2261-00	
1	Nitrogen (N2)	% mol	2,17	2,52	1,95	2,07		
2	Karbon dioksida (CO2)	% mol	14,63	21,74	13,94	15,72		
3	Metana (C1)	% mol	70,42	63,75	69,69	69,82		
4	Etana (C2)	% mol	4,89	4,43	4,83	4,99		
5	Propana (C3)	% mol	4,07	3,85	4,02	4,04		
6	i-Butana (i-C4)	% mol	0,79	0,79	0,74	0,78		
7	n-Butana (n-C4)	% mol	1,12	1,12	1,04	1,11		
8	i-Pentana (i-C5)	% mol	0,42	0,46	0,43	0,41		
9	n-Pentana (n-C5)	% mol	0,38	0,42	0,44	0,36		
10	Hexana + (C6+)	% mol	1,11	0,93	2,92	0,7		
Total			100	100	100	100		
Gross Heating Value			BTU/FT3	1050,4	962,7	1130,8	1022,6	GPA 2172-96
Specific Gravity			-	0,8396	0,9018	0,8781	0,8382	GPA 2172-96
Compressibility			(Z-factor)	0,9965	0,9965	0,996	0,9966	GPA 2172-96
DewPoint			lbs/mmscf	212	24	16	44	-

Sumber: Laboratorium Pertamina EP Field Jatibarang

Data Penunjang

1. Data jenis tanah di daerah inspeksi adalah asosiasi alluvial cokelat kelabu dan alluvial cokelat kekelabuan yang memiliki $\text{pH} \leq 6$ yang dikategorikan *Acid*.
2. Temperatur berkisar antara 24°C sampai dengan 39°C .
3. Jenis *Coating* yang diaplikasikan adalah *coating Inorganic Zinc (Liquid Adhesive System)*, sekunder *coating Epoxy Mastic (Anti Corrosion Layer)*, tersier *coating Polyurethane*.
4. Tabel Ketahanan Korosi Relatif Berdasarkan Laju Korosi (Tabel 3)

Tabel 3. Ketahanan Korosi Relatif Berdasarkan Laju Korosi

Relative Corrosion Resistance	Mpy	mm/yr	$\mu\text{m}/\text{yr}$	Nm/h	Pm/s
<i>Outstanding</i>	<1	<0.02	<25	<2	<1
<i>Excelent</i>	1 – 5	0,02 – 0,1	25 – 100	02 - 10	1 - 5
<i>Good</i>	1 - 5	0.1 – 0.5	100 - 500	10 - 50	20 - 50
<i>Fair</i>	20 – 50	0.5 – 1	500 – 1000	50 – 150	20 – 50
<i>Poor</i>	50 – 200	01 – 5	1000 – 5000	150 – 500	50 – 200
<i>Unacceptable</i>	200+	5+	5000+	500+	200+

Sumber: MG Fontana, *Rekayasa Korosi*, McGraw-Hill, 3rd ed, hal 172, 1986

Perhitungan

Dibawah ini merupakan contoh perhitungan :

1. Tahun Inspeksi : 2018
2. Tahun Instalasi : 1975
3. *Test Point* : P1
4. Koordinat : $6^{\circ}29'57.73''\text{S}, 108^{\circ}25'57.8''\text{E}$
5. Jenis Material : API 5L Grade A
6. *Design Pressure (P)* (Psi) : 740
7. Temperatur ($^{\circ}\text{C}$) : 50
8. Diameter (D) (mm) : 323,58

- 9. Tebal Nominal (Tn) (mm) : 12,7
- 10. Tebal Aktual (Tak) (mm) : 10
- 11. Umur Pakai Pipa (tahun inspeksi – tahun instalasi) (tahun) : 43
- 12. *Weld Joint Factor* : 1
- 13. *Allowable Stress Values (S)* (psi) : 21600
- 14. *Specified Min Yield Strength (SMYS)* (psi) : 30000
- 15. *Corrosion Allowance* (mm) : 0

Thickness Required (TR)

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

$$Tr = \frac{P \times D}{2 \times S \times E} = \frac{740\ psi \times 323,58\ mm}{2 \times 21600\ psi \times 1} + 0 = 5,547\ mm$$

Maximum Allowable Working Pressure (MAWP)

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

$$MAWP = \frac{2 \times S \times E \times Tak}{D} = \frac{2 \times 21600\ psi \times 1 \times 10\ mm}{323,58\ mm} = 1333,95\ psi$$

Laju Korosi Corrosion Rate (CR)

$$Laju\ Korosi\ (mm/tahun) = \frac{Tebal\ Nominal - Tebal\ Aktual}{Umur\ Pakai\ Pipa} \dots\dots\dots (3)$$

$$CR = \frac{Tn - Tak}{Umur\ Pakai\ Pipa} = \frac{12,7\ mm - 10\ mm}{43\ tahun} = 0,0628\ mm/tahun$$

Rumus Perhitungan Remaining Service Life (RSL)

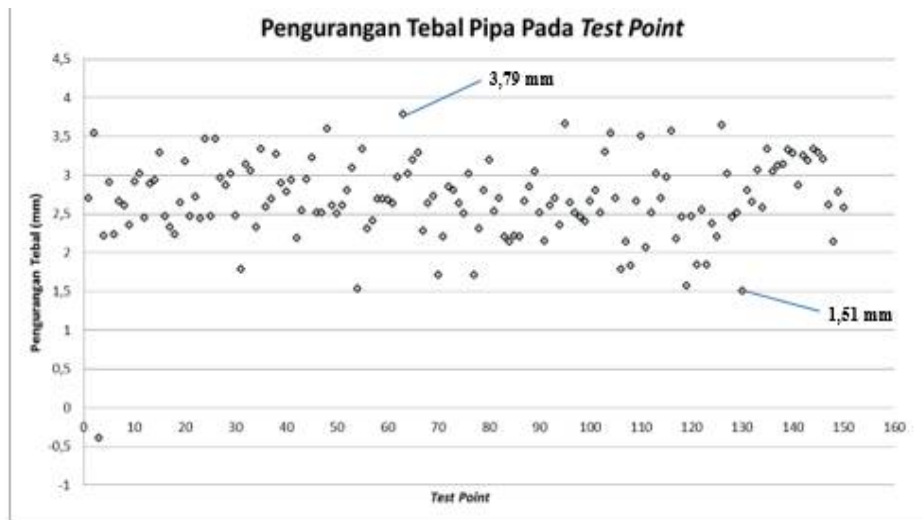
$$RSL = \frac{Tebal\ Aktual - Thickness\ required}{Laju\ Korosi} \dots\dots\dots (4)$$

$$RSL = \frac{Tak - TR}{CR} = \frac{10\ mm - 5,547\ mm}{0,0628\ mm/tahun} = 70,9\ tahun$$

Tabel 4. Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (*Remaining Service Life*) Tahun 2018

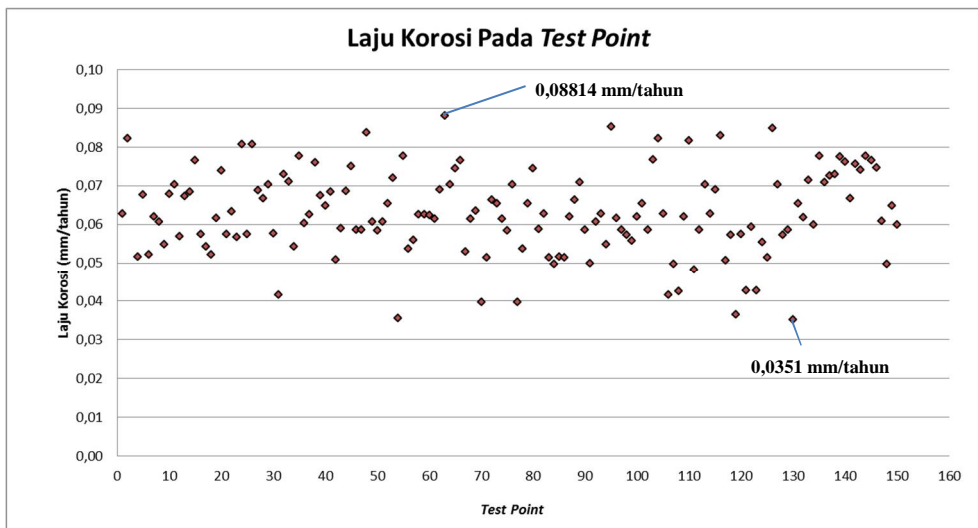
Test Point	Jarak (m)	Tebal Nominal (Tn), (mm)	Tebal Aktual (Tak), (mm)	Pengurangan Ketebalan (mm)	Corrosion Rate (CR), (mm/tahun)	Remaining Service Life (RSL), (tahun)
P1	12	12,7	10	2,7	0,06	70,91
P2	24	12,7	9,16	3,54	0,08	43,88
T1	27	12,7	13,09	-0,39	-	-
P62	735	12,7	9,73	2,97	0,07	60,56
P63	747	12,7	8,91	3,79	0,09	38,15
P64	759	12,7	9,68	3,02	0,07	58,84
P65	771	12,7	9,5	3,2	0,07	53,11
P85	1011	12,7	10,48	2,22	0,05	95,54
P123	1467	12,7	10,86	1,84	0,04	124,15
P129	1539	12,7	10,18	2,52	0,06	79,05
P130	1551	12,7	11,19	1,51	0,04	160,68
P131	1563	12,7	9,89	2,81	0,07	66,45
P132	1575	12,7	10,04	2,66	0,06	72,62
P137	1635	12,7	9,58	3,12	0,07	55,58
P138	1647	12,7	9,56	3,14	0,07	54,95
P148	1767	12,7	10,56	2,14	0,05	100,72
P149	1779	12,7	9,91	2,79	0,06	67,24
P150	1791	12,7	10,12	2,58	0,06	76,21

Sumber: Hasil Perhitungan 2018



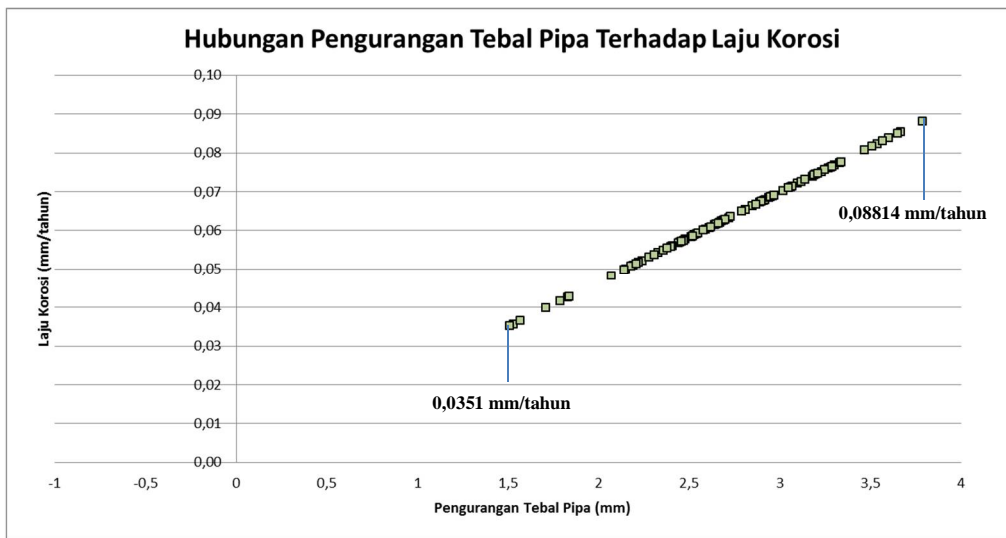
Gambar 1. Pengurangan Tebal Pipa Pada *Test Point*

Pipa transportasi gas bumi dari *Jumper* Simpang Brimob – NFG Mundu telah digunakan selama 43 tahun. Selama 43 tahun pipa digunakan terjadi pengurangan tebal pipa dari tebal nominal. Pengurangan tebal pipa terendah adalah 1,51 mm pada *test point* P130 dan pengurangan tebal pipa tertinggi yakni 3,79 mm pada *test point* P63.



Gambar 2. Laju Korosi Pipa Pada *Test Point*

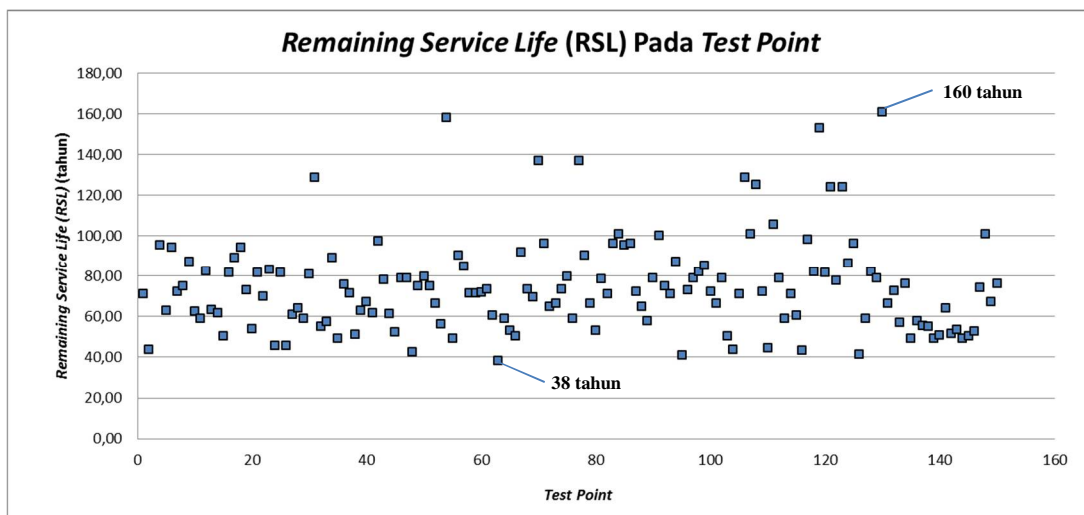
Pengurangan tebal pipa pada seluruh *test point* dapat dilihat pada Grafik 1 dan pada Grafik 2 untuk laju korosi pada seluruh *test point*. Grafik 2 merupakan grafik hasil pengukuran dan pengolahan data berdasarkan rumus *corrosion rate* pada seluruh *test point*, sehingga diperoleh nilai laju korosi sebesar 0,0351 mm/tahun sampai 0,08814 mm/tahun. Berdasarkan tabel klasifikasi tingkat laju korosi (Tabel 3) laju korosi tersebut termasuk dalam kategori *excellent*.



Gambar 3. Hubungan Pengurangan Tebal Pipa Terhadap Laju Korosi

Dari Grafik 3 hubungan pengurangan tebal pipa terhadap laju korosi adalah berbanding lurus. Semakin besar pengurangan ketebalan maka semakin tinggi pula laju korosi pipa tersebut. Dapat dilihat dari Grafik 3, dimana pengurangan tebal aktual pipa maksimal yaitu 3,79 mm dengan laju korosi sebesar 0,08814 mm/tahun, sedangkan pengurangan tebal aktual pipa minimal adalah 1,51 mm dengan laju korosi 0,0351 mm/tahun.

Berdasarkan pengamatan visual keadaan pipa di lapangan, terlihat bahwa pada umumnya pipa tersebut masih dalam keadaan baik. Pada beberapa *test point* terdapat lapisan *coating* yang rusak. Oleh karena itu perlu dilakukan *recoating* untuk mereduksi laju korosi sehingga pipa tidak mudah mengalami korosi serta nilai sisa umur pakai (RSL) pipa menjadi tinggi.



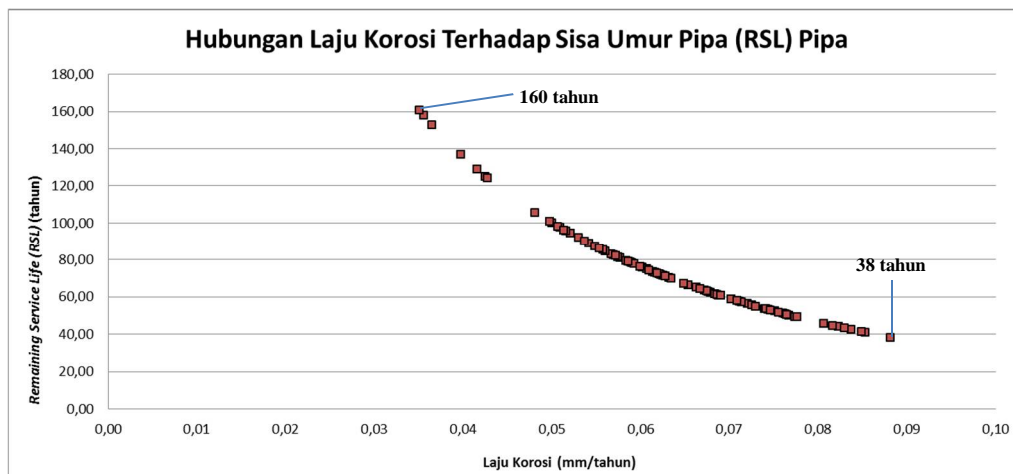
Gambar 4. Remaining Service Life (RSL) Pada Test Point

Berdasarkan Tabel 4 terdapat satu data anomali yaitu pada *test point* T1. Pada test point ini nilai tebal aktual pipa lebih besar daripada nilai tebal nominal pipa. Hal ini disebabkan oleh terbentuknya produk korosi. Produk korosi menempel pada dinding permukaan pipa sehingga seolah – olah terjadi peningkatan ketebalan pipa. Hal tersebut

sangat berpengaruh pada laju korosi dan sisa umur pakai pipa.

Kondisi anomali ini terjadi pada *test point* T1, yaitu pada percabangan pipa. Hal ini sangat dipengaruhi oleh komposisi fluida, laju alir fluida (gas bumi), temperatur dan tekanan fluida yang bekerja seiring berjalan waktu menghasilkan produk korosi. Aliran fluida berperan menghantarkan produk korosi tersebut dan terkonsentrasi pada sisi-sisi percabangan pipa. Berbeda dengan kondisi pada *test point* lainnya, pada *test point* T1 terjadi korosi yang cukup parah dan perlu adanya inspeksi lebih lanjut pada bagian tersebut gunaantisipasi terjadi kebocoran.

Pada Grafik 4 di atas terlihat bahwasanya sisa umur pakai atau *Remaining Service Life* (RSL) pipa yaitu berkisar antara 38 tahun sampai dengan 160 tahun.



Gambar 5. Hubungan Laju Korosi Terhadap Sisa Umur Pakai Pipa

Hubungan antara laju korosi terhadap sisa umur pakai pipa adalah berbanding terbalik, semakin tinggi laju korosi maka semakin rendah sisa umur pakai pipa. Hal ini berbeda dengan hubungan antara pengurangan tebal pipa terhadap laju korosi yaitu semakin besar pengurangan tebal pipa maka semakin tinggi pula laju korosi pipa.

Sisa umur pakai pipa (RSL) terbesar yaitu 160 tahun dengan laju korosi sebesar 0,0351 mm/tahun, sedangkan sisa umur pipa (RSL) terkecil yaitu 38 tahun dengan laju korosi sebesar 0,08814 mm/tahun.

D. Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diambil dari hasil kegiatan penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Berdasarkan hasil pengamatan visual di lapangan, jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas tersebut adalah korosi merata. Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan untuk memproteksi pipa transportasi gas jalur Jumper Simpang Brimob – NFG Mundu adalah dengan metode proteksi coating pipa menggunakan produk Epoxy Mastic, Inorganic Zinc, dan Polyurethane.
2. Laju korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas jalur Jumper Simpang Brimob – NFG Mundu berkisar antara 0,0351 mm/tahun sampai 0,08814 mm/tahun dan tergolong dalam kategori excellent .
3. Sisa umur pakai atau *Remaining Service Life* (RSL) pipa transportasi gas jalur Jumper Simpang Brimob – NFG Mundu yaitu berkisar antara 38 tahun sampai dengan 160 tahun.

Daftar Pustaka

- Adiyanti, Yuningtyas R.,Kurniawan,Budi Agung., 2011. “Pengaruh Temperatur dan pH Terhadap Karakterisasi Korosi Baja BS 970 di Lingkungan CO₂”. *Journal of Corroton Rate*, hal. 1-7
- Akbar, Fatwa Ath-thaariq. Moralista E, Sriyanti. 2017. “Penentuan Laju Korosi Dan Remaining Service Life (RSL) Pipa Transportasi Jalur 1 di PT Pertamina (Persero) Terminal BBM Balongan Indramayu Jawa Barat Sampai Plumpang Jakarta Utara”. Skripsi Program Studi Teknik Pertambangan Fakultas Teknik. Universitas Islam Bandung.
- Anonim (a), API . 2004. Spesification 5L Forty Third edition, Spesification for line pipe. Washington : API Published Service.
- Anonim (b), NACE Standard RP0169 – “Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems”.
- Anonim (c), Laboratorium Pertamina EP 3 Field Jatibarang. 2018. “Laboratory Report”. Indramayu, Jawa Barat.
- Chamberlain J., Trethewey KR. 1991. “Korosi”. PT Gramedia Pustaka Utama, Jakarta.
- Fauzy, Lutfi Aulia. Moralista E, Sriyanti. 2018. “Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life / RSL) pada Pipa Tanki Free Water Knockout (FWKO) di PT Pertamina EP Indramayu Desa Balongan Kecamatan Balongan Provinsi Jawa Barat”. Skripsi Program Studi Teknik Pertambangan Fakultas Teknik. Universitas Islam Bandung.