

Kajian Korosi Pada Pipa Transportasi Gas SP Cilamaya Utara – SKG Cilamaya di PT Pertamina EP Asset 3 Subang *Field* Desa Bayur Lor Kecamatan Cilamaya Utara Kabupaten Karawang Provinsi Jawa Barat

Mhd Amidy Soangkupon Siregar^{*}, Elfida Moralista, Zaenal

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

*amidysiregar127@gmail.com

Abstract. PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field is one of the operating units of PT Pertamina EP which is engaged in upstream oil and gas sector. The production of Subang Field is dominated by natural gas with average production as much as 208 MMSCFD and petroleum at 2220 BOPD (Data June 2018). PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field uses metal pipes in the gas transportation process from SP Cilamaya Utara to SKG Cilamaya. In use, corrosion can occur that results in damage and leakage to the pipe. Supervision and control of corrosion is needed to prevent corrosion and reduce the remaining life of the pipe which can hamper gas transportation activities. The corrosion research on gas transportation pipeline aims to determine the type of corrosion, the corrosion control method applied, the corrosion rate and the remaining life of the pipe. The gas transportation pipeline SP Cilamaya North – SP Cilamaya has a length of 6,790 metres below and above ground level. The methodology used in this study is to measure the reduction in pipe thickness to determine the corrosion rate and the remaining service life of the pipe based on API 570. Environmental conditions in the SP Cilamaya Utara - SKG Cilamaya gas transportation pipeline have an environmental temperature of 27°C, a relative humidity of 80%, a soil pH of 5.1 - 7, and a soil resistivity of 201 - 690.8 ohm.cm included in the very corrosive category. Measurement of the actual thickness of the pipe is carried out by means of a DM 5E Ultrasonic Thickness Gauge at 16 test point. The types of corrosion that occur in gas transportation pipes are uniform corrosion and erosion corrosion. Corrosion control methods applied externally, namely the Rust-oleum Stop Rust coating (Gloss Sunburst Yellow) method, the wrapping method using Polyken 942/955 and the cathodic protection method with the sacrificial anode (SACP) system using magnesium metal (Mg) as the sacrificial anode. Corrosion rate in the pipe is 0.1055 - 0.1615 mm / year and based on the relative corrosion resistance is classified in the good category. The remaining service life of the pipe 14.06 - 32.13 years, is higher than the design life of the 25-year pipe so that the pipe can be used beyond its design life.

Keywords: Gas Transportation Pipes, API 570, Corrosion Control Methods, Corrosion Rate, Remaining Service Life, Ultrasonic Thickness Gauge DM 5E.

Abstrak. PT Pertamina EP Asset 3 Subang *Field* salah satu unit operasi PT Pertamina EP yang bergerak di sektor hulu migas. Produksi Subang *Field*

didominasi oleh gas alam dengan rata – rata produksi sebanyak 208 MMSCFD dan minyak bumi sebesar 2220 BOPD (Data Juni 2018). PT Pertamina EP Asset 3 Subang *Field* menggunakan pipa logam pada proses transportasi gas dari SP Cilamaya Utara menuju SKG Cilamaya. Pada penggunaannya dapat terjadi korosi sehingga mengakibatkan kerusakan dan kebocoran pada pipa. Pengawasan dan pengendalian terhadap korosi diperlukan untuk mencegah terjadinya korosi dan berkurangnya sisa umur pakai pipa yang dapat menghambat kegiatan transportasi gas. Penelitian korosi pada pipa transportasi gas ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi, metode pengendalian korosi yang diaplikasikan, laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Pipa transportasi gas SP Cilamaya Utara – SP Cilamaya memiliki panjang 6.790 meter berada di bawah dan di atas permukaan tanah. Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini adalah dengan pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi dan sisa umur pakai pipa berdasarkan API 570. Kondisi lingkungan pada daerah pipa transportasi gas SP Cilamaya Utara – SKG Cilamaya memiliki suhu lingkungan yaitu 27°C, kelembaban relatif 80%, pH tanah 5,1 - 7, dan resistivitas tanah 201 – 690,8 ohm.cm termasuk ke dalam kategori sangat korosif. Pengukuran ketebalan pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge DM 5E* pada 16 *test point*. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas yaitu korosi merata dan korosi erosi. Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan secara eksternal, yaitu metode *coating* dengan *Rust-oleum Stop Rust Gloss Sunburst Yellow*, metode *wrapping* dengan menggunakan *Polyken 942/955* dan metode proteksi katodik dengan sistem anoda korban (SACP) menggunakan logam magnesium (Mg) sebagai anoda korban. Laju korosi pada pipa adalah 0,1055 – 0,1615 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatifnya tergolong dalam kategori *good*. Sisa umur pakai pipa 14,06 – 32,13 tahun, lebih tinggi dari umur desain pipa 25 tahun sehingga pipa dapat digunakan melebihi umur desainnya.

Kata Kunci: Pipa Transportasi Gas, API 570, Metode Pengendalian Korosi, Laju Korosi, Sisa Umur Pakai, Ultrasonic Thickness Gauge DM 5E.

1. Pendahuluan

Latar Belakang

PT Pertamina adalah perusahaan BUMN yang bergerak di bidang minyak dan gas yang memenuhi kebutuhan bahan bakar minyak dan gas nasional. PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field merupakan salah satu area kerja eksploitasi, produksi dan transportasi minyak dan gas dari Pertamina. Dalam kegiatan pengambilan dan penghantaran minyak dan gas hasil eksploitasi dan produksi menggunakan berbagai macam peralatan yang berbahan dasar logam, diantaranya pipa.

Pipa logam digunakan karena memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Pipa logam dapat mengalami penurunan kualitas yang diakibatkan oleh korosi yang terjadi karena kontak langsung dengan lingkungan eksternal dan internal. Dalam pipa transportasi gas, kerugian yang ditimbulkan korosi adalah terjadinya pengurangan kekuatan material sehingga logam tersebut menjadi lebih cepat rusak, terjadi kebocoran dan mengurangi sisa umur pakai pipa yang berdampak pada kegiatan produksi dan transportasi.

Pemeliharaan, pengendalian dan monitoring korosi sangat perlu dilakukan pada pipa transportasi gas untuk mengurangi laju korosi, sehingga sisa umur pakai pipa transportasi mendekati umur desainnya dan kerusakan pada pipa dapat dicegah. Oleh karena itu, diperlukan kajian mengenai korosi pada pipa transportasi gas SP Cilamaya Utara – SKG Cilamaya agar tidak mengganggu kegiatan produksi dan transportasi gas. Berdasarkan latar belakang yang

telah diuraikan, maka perumusan masalah dalam penelitian ini sebagai berikut: “Berapa laju korosi (*Corrosion Rate*) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa berdasarkan pengukuran ketebalan pipa?”. Selanjutnya, tujuan dalam penelitian ini diuraikan dalam pokok-pokok sbb.

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

2. Landasan Teori

Korosi adalah penurunan kualitas logam yang disebabkan oleh reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungan sekitarnya. Korosi juga dapat diartikan sebagai degradasi logam akibat berinteraksi dengan lingkungan sehingga mengakibatkan logam menipis, berlubang, terjadi peretakan, sifat mekanik dan fisik berubah, kegagalan tiba-tiba unsur dan penampilan menjadi buruk.

Jenis - jenis Korosi

1. *Uniform Corrosion*
2. *Pitting Corrosion*
3. *Stress Corrosion Cracking*
4. *Errosion Corrosion*
5. *Galvanic Corrosion*
6. *Crevice Corrosion*
7. *Selective Leaching*

Faktor Faktor yang mempengaruhi korosi

1. Faktor internal
Faktor internal merupakan faktor yang dipengaruhi oleh komposisi paduan logam dan metalurgi yang terdapat pada pipa tersebut. Hal ini disebabkan karena setiap bahan dan paduan logam memiliki sifat dan karakteristik kimia dan fisika yang berbeda dalam kondisi lingkungan kerja tertentu.
2. Faktor Lingkungan
 - Lingkungan internal pipa, merupakan faktor yang berasal dari bagian dalam pipa seperti fluida yang mengalir di dalam pipa tersebut berupa komposisi, pH, temperatur, dan tekanan. Fluida yang memiliki banyak pengotor seperti sulfur dan klorida yang bersifat korosif.
 - Lingkungan eksternal pipa, merupakan faktor yang berasal dari luar pipa logam atau yang berhubungan dengan kondisi lingkungan tempat pipa logam tersebut berada yaitu udara, air, pH tanah, dan resistivitas tanah.

Inspeksi dan Pengawasan (*Monitoring*) Korosi

Inspeksi dan pengawasan (*monitoring*) korosi dapat mencegah kerusakan dan bahaya yang terjadi akibat adanya kerusakan pada permukaan logam. Metode inspeksi dan pengawasan (*monitoring*) korosi yang terdiri dari:

1. Metode Pengukuran Pengurangan Ketebalan
2. Metode Kehilangan Berat.

Pengendalian Korosi

1. Seleksi Material
Jenis pelapisan diantaranya adalah sebagai berikut :
 - *Organic Coating (Painting)*
 - *Inorganic Coating (Wrapping)*
 - *Pencelupan Panas (Hot Dipping)*
 - *Electroplating (Penyepuhan Listrik)*
 - Pelapisan dengan Penyemprotan
 - *Cladding*

- Pelapisan Difusi
2. Proteksi Katodik

Merupakan salah satu metode yang sering digunakan untuk mencegah korosi. Prinsip dasar proteksi katodik adalah mengacu pada reaksi oksidasi ataupun reduksi yang akan terjadi berdasarkan deret elektrokimia.

 - Sistem Anoda Korban (*Sacrificial Anode Cathodic Protection/SACP*)
Sistem anoda korban diistilahkan juga *galvanic anode*. Hal ini dikarenakan prinsip proteksi dan sumber arus yang digunakan hanya berasal dari reaksi galvanik logam (anoda) tersebut. Dua logam yang berbeda dihubungkan secara elektrik dalam suatu elektrolit dan menggunakan prinsip sel elektrokimia galvanik
 - Sistem Arus yang Dipaksakan (*impressed current*)
Sumber arus pada sistem *impressed current* berasal dari luar, biasanya berasal dari DC dan AC yang dilengkapi dengan penyearah arus (*rectifier*).
 3. Inhibitor

Inhibitor merupakan zat organik atau anorganik yang apabila ditambahkan ke dalam lingkungan yang korosif dapat menghambat atau menurunkan laju korosi.

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Kegiatan Penelitian

Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui laju korosi dan sisa umur pakai (*remaining service life / RSL*) pipa pada pipa transportasi SP Cilamaya Utara – SKG Cilamaya pada PT Pertamina EP Asset 3 Subang *Field*. Pengukuran tebal aktual pipa dan umur pakai pipa digunakan untuk mengetahui laju korosi dan sisa umur pakai (*remaining service life / RSL*) pipa transportasi gas.

Material pipa yang digunakan di **PT Pertamina EP Asset 3 Subang *Field*** pada pipa transportasi gas, yaitu API 5L *Grade B* yang memiliki kandungan karbon 0,28%. Berdasarkan kandungan karbon yang dimiliki oleh pipa jenis API 5L *Grade B* pipa ini termasuk jenis *low carbon steel*.

Panjang jalur pipa transportasi yang diinspeksi adalah 6.790 m dan dilakukan pada 16 titik pengamatan. Pengukuran tebal aktual pada pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge DM-5E*.

Data Penunjang

Data penunjang dalam penelitian ini adalah:

1. Jenis tanah aluvial kelabu.
2. pH Tanah berkisar 5,1 – 7.
3. Resistivitas tanah berkisar 200 – 690,8 ohm.cm *corrosivity ratings based on soil resistivity* termasuk ke dalam kategori sangat korosif.
4. Temperatur udara dan curah hujan temperatur udara rata-rata 27°C dengan kelembapan relatif 80%. Curah Hujan tahunan berkisar antara 304 mm/tahun.

Contoh Perhitungan pada *Test Point 1*

Tabel 1. Parameter Perhitungan pada *Test Point 1*

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pipa (Tahun)	20
2	<i>Design Pressure (P)</i> (psi)	580
3	<i>Design Factor</i>	0,6
4	<i>Weld Joint Factor (E)</i>	1
5	<i>Minimum Yield Strength</i> (psi)	35.000
6	<i>Allowable Stress Value (S)</i> (psi)	21.000
7	<i>Corrosion Allowance (CA)</i> (mm)	0
8	Tebal Nominal (mm)	9,27
9	Tebal Aktual (mm)	6,34
10	<i>Outside Diameter (D)</i> (mm)	273,1

1. *Minimum Required Thickness* (tr)

$$\begin{aligned}
 \text{Thickness Required (tr)} &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\
 &= \frac{580 \text{ psi} \times 273,1 \text{ mm}}{2 \times 21000 \text{ psi} \times 1} + 0
 \end{aligned}$$

- $$= 3,77 \text{ mm}$$
- Perhitungan *Maximum Allowance Working Pressure* (MAWP)

$$\text{MAWP} = \frac{2 \times S \times E \times t \text{ aktual}}{D}$$

$$= \frac{2 \times 21000 \text{ psi} \times 1 \times 6,34 \text{ mm}}{273,1 \text{ mm}}$$

$$= 975,02 \text{ psi}$$
 - Perhitungan Laju Korosi (CR)

$$\text{Laju Korosi (CR)} = \frac{\text{tebal nominal} - \text{tebal aktual}}{\text{Umur pakai pipa}}$$

$$= \frac{9,27 \text{ mm} - 6,34 \text{ mm}}{20 \text{ tahun}}$$

$$= 0,1465 \text{ mm/tahun}$$
 - Perhitungan Sisa Umur Pakai (RSL)

$$\text{Sisa Umur Pakai (RSL)} = \frac{\text{tebal aktual} - t \text{ required}}{\text{Laju Korosi}}$$

$$= \frac{6,34 \text{ mm} - 3,77 \text{ mm}}{0,1465 \text{ mm/tahun}}$$

$$= 17,54 \text{ tahun}$$

Tabel 2. Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa Transportasi Gas

Test Point	Letak	Jarak (m)	Identitas Area	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual (mm)	Pengurangan Ketebalan (mm)	Thickness Require (mm)	Laju Korosi (mm/tahun)	RSL (Tahun)
1	Atas Permukaan	0	Pipa Lurus	9,27	6,34	2,93	3,77	0,1465	17,54
2	Bawah Permukaan	4	Pipa Belokan	9,27	6,28	2,99	3,77	0,1495	16,79
3	Bawah Permukaan	410	Pipa Lurus	9,27	6,55	2,72	3,77	0,1360	20,44
4	Bawah Permukaan	826	Pipa Lurus	9,27	7,15	2,12	3,77	0,1060	31,89
5	Bawah Permukaan	1.181	Pipa Lurus	9,27	7,14	2,13	3,77	0,1065	31,64
6	Bawah Permukaan	1.516	Pipa Lurus	9,27	7,04	2,23	3,77	0,1115	29,33
7	Bawah Permukaan	2.063	Pipa Lurus	9,27	7,16	2,11	3,77	0,1055	32,13
8	Bawah Permukaan	2.425	Pipa Lurus	9,27	6,38	2,89	3,77	0,1445	18,06
9	Bawah Permukaan	2.910	Pipa Lurus	9,27	7,06	2,21	3,77	0,1105	29,77
10	Bawah Permukaan	3.163	Pipa Lurus	9,27	7,11	2,16	3,77	0,1080	30,93
11	Bawah Permukaan	3.583	Pipa Lurus	9,27	6,33	2,94	3,77	0,1470	17,41
12	Bawah Permukaan	3.973	Pipa Lurus	9,27	6,22	3,05	3,77	0,1525	16,07
13	Bawah Permukaan	4.613	Pipa Lurus	9,27	6,36	2,91	3,77	0,1455	17,80
14	Bawah Permukaan	5.283	Pipa Lurus	9,27	6,04	3,23	3,77	0,1615	14,06
15	Bawah Permukaan	6.779	Pipa Belokan	9,27	6,24	3,03	3,77	0,1515	16,30
16	Atas Permukaan	6.790	Pipa Lurus	9,27	6,16	3,11	3,77	0,1555	15,37

Hasil perhitungan laju korosi dan sisa umur pakai pada tiap *test point* akan dibahas melalui beberapa diagram pencar. Diagram pencar dapat dilihat pada gambar 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, dan 1.5 di bawah ini.

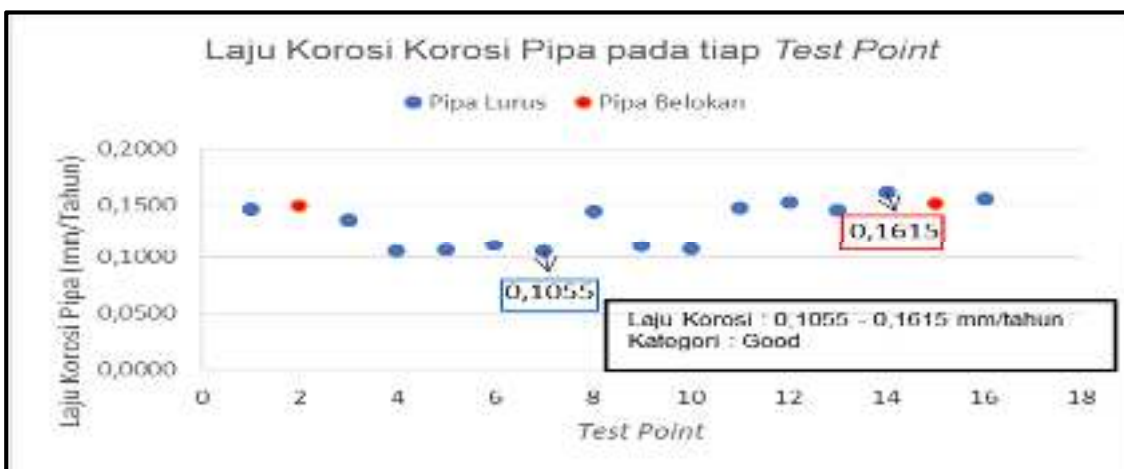


Gambar 1.1 Pengurangan ketebalan Pipa Transportasi Gas

Pada **Gambar 1.1** dapat dilihat bahwa pengurangan ketebalan pipa paling tinggi terjadi pada *test point* 14, yaitu dengan pengurangan ketebalan sebesar 3,23 mm. Hal ini terjadi karena komposisi gas yang mengalir terdapat kandungan sulfur yang berupa hidrogen sulfida (H_2S). Gas yang mengandung hidrogen sulfida (H_2S) memiliki sifat yang korosif yang berpengaruh

pada pipa. Pipa juga kontak dengan tanah yang memiliki pH asam – netral, resistivitas tanah sangat korosif, temperatur udara yaitu 27°C, dan kelembaban relatif berkisar antara 80% (*karawang.bps.co.id*) walaupun tidak berpengaruh signifikan, tetapi pada *test point* ini, *coating* yang diaplikasikan tidak bekerja dengan baik, ada yang cacat, hal ini dapat terjadi karena pengaplikasian *coating* yang tidak sesuai dengan prosedur. Sehingga menyebabkan pengurangan ketebalan pada *test point* 14 ini besar.

Pengurangan ketebalan terendah terjadi pada *test point* 7 yaitu sebesar 2,11 mm. Hal ini terjadi karena komposisi gas yang mengalir terdapat kandungan sulfur yang berupa hidrogen sulfida (H₂S). Gas yang mengandung hidrogen sulfida (H₂S) memiliki sifat yang korosif yang berpengaruh pada pipa. Pipa juga kontak dengan tanah yang memiliki pH asam - netral, resistivitas tanah sangat korosif (tabel 3.1), temperatur udara yaitu 27°C, dan kelembaban relatif berkisar antara 80% walaupun tidak berpengaruh signifikan, tetapi *test point* ini *coating* yang diaplikasikan bekerja dengan baik, tidak ada yang cacat, hal ini dapat terjadi karena pengaplikasian *coating* yang sesuai dengan prosedur. Sehingga menyebabkan pengurangan ketebalan pada *test point* 7 kecil.



Gambar 1.2 Laju Korosi Pipa Transportasi Gas

Berdasarkan **Gambar 1.2** laju korosi yang tinggi terjadi pada pada *test point* 14 dengan laju korosi sebesar 0,1615 mm/tahun. Hal ini disebabkan karena adanya pengikisan pada bagian internal pipa, karena komposisi gas yang mengalir terdapat kandungan sulfur yang berupa hidrogen sulfida (H₂S). Gas yang mengandung hidrogen sulfida (H₂S) memiliki sifat yang korosif yang berpengaruh pada pipa. Laju korosi yang paling rendah terjadi *test point* 7 dengan nilai laju korosi sebesar 0,1055 mm/tahun, hal ini dapat terjadi karena pada *test point* ini pengaplikasian *coating* yang sesuai dengan prosedur. Sehingga menyebabkan laju korosi pada *test point* 7 kecil.

Pada **Gambar 1.3** dapat dilihat bahwa laju korosi (CR) yang terjadi pada pipa akan berbanding lurus dengan tingginya pengurangan ketebalan yang terjadi pada pipa. Artinya semakin tinggi laju korosi (CR) yang terjadi pada pipa maka pengurangan ketebalan pada pipa juga akan semakin tinggi dan semakin rendah laju korosi yang terjadi pada pipa maka pengurangan ketebalan pada pipa akan semakin rendah pula. Sehingga pengurangan ketebalan yang terjadi pada pipa mempengaruhi laju korosi pada pipa.

Korelasi antara laju korosi (CR) pipa dan pengurangan ketebalan pipa dapat tergambarkan dalam (gambar 5.3) yang berupa regresi (r). Regresi ini diperoleh dari penarikan garis secara linier pada titik *ploting* data. Nilai koefisien korelasi (r) antara laju korosi dan pengurangan tebal pipa adalah sebesar 0,995. Hal ini membuktikan bahwa pengurangan ketebalan pipa memiliki pengaruh yang sangat signifikan terhadap laju korosi (CR) yang terjadi

pada pipa tersebut.



Gambar 1.3 Hubungan Laju Korosi Terhadap Pengurangan Ketebalan



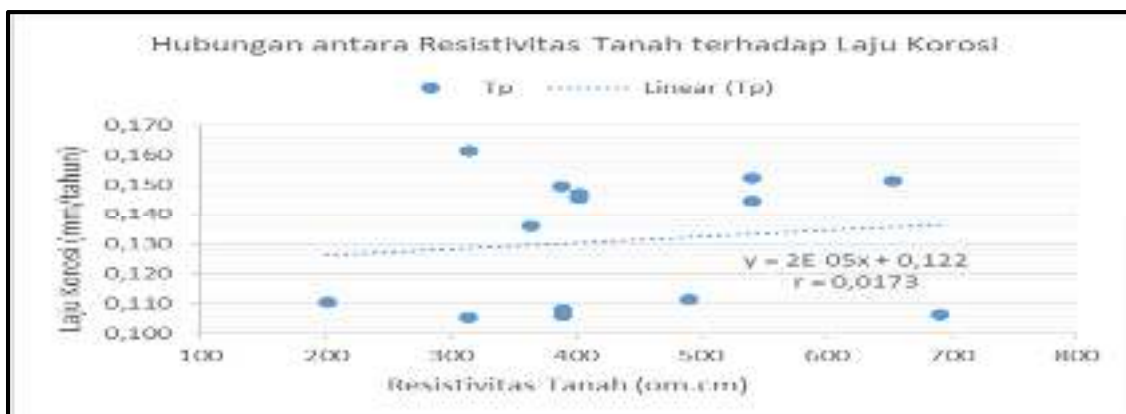
Gambar 1.4 Sisa Umur Pakai Pipa Transportasi Gas

Pada **Gambar 1.4** sisa umur pakai (*remaining service life*) pipa terendah terjadi pada *test point* 14 dengan sisa umur pakai (*remaining service life*) pipa sebesar 14,06 tahun. Hal ini disebabkan karena adanya pengikisan pada bagian internal pipa, karena komposisi gas yang mengalir terdapat kandungan sulfur yang berupa hidrogen sulfida (H_2S). Gas yang mengandung hidrogen sulfida (H_2S) memiliki sifat yang korosif yang berpengaruh pada pipa. Pipa pada *test point* ini juga kontak dengan tanah yang memiliki pH asam - netral (tabel 4.4), resistivitas tanah sangat korosif, temperatur udara yaitu $27^{\circ}C$ dan kelembaban relatif berkisar antara 80% walaupun tidak berpengaruh signifikan, tetapi pada *test point* ini *coating* yang diaplikasikan tidak bekerja dengan baik. Pada *test point* ini memiliki nilai laju korosi yang paling tinggi dari *test point* lainnya yaitu 0,1615 mm/tahun. Sehingga menyebabkan sisa umur pakai (*remaining service life*) pipa pada *test point* 14 kecil.

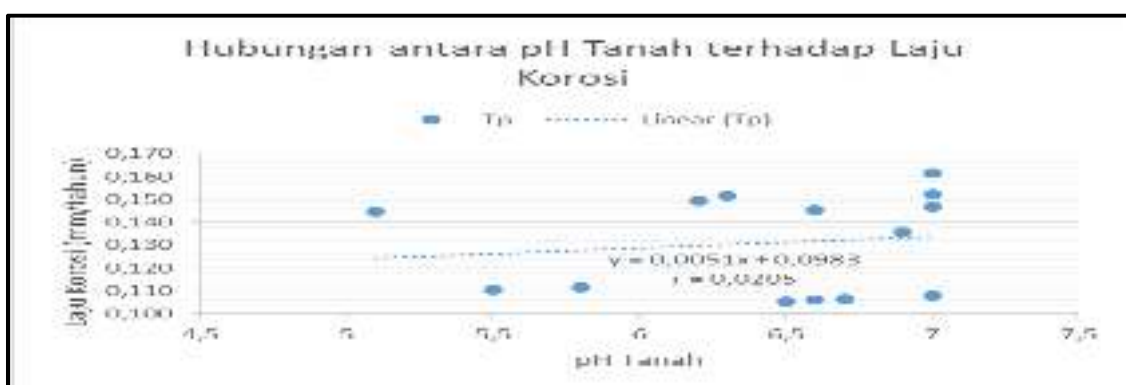
Sisa umur pakai (*remaining service life*) pipa tertinggi terjadi pada *test point* 7 dengan sisa umur pakai (*remaining service life*) pipa sebesar 32,13 tahun. Hal ini disebabkan karena adanya pengikisan pada bagian internal pipa, karena komposisi gas yang mengalir terdapat kandungan sulfur yang berupa hidrogen sulfida (H_2S).

Berdasarkan **Gambar 5.5** diketahui bahwa hubungan resistivitas tanah dengan laju korosi (CR) tidak terlalu berpengaruh (linier) dengan nilai koefisien korelasi (r) pada pipa yaitu 0,0173 yang artinya resistivitas tanah pada pipa berpengaruh 1,73 % terhadap laju korosi. Hal ini dapat terjadi karena pipa transportasi sebelum ditanam diaplikasikan metode *coating*, *wrapping*, dan proteksi katodik sehingga resistivitas tanah tidak berpengaruh signifikan

terhadap laju korosi.



Gambar 1.5 Hubungan antara Resistivitas Tanah terhadap Laju Korosi



Gambar 1.6 Hubungan antara pH Tanah terhadap Laju Korosi

Berdasarkan **Gambar 1.6** diketahui bahwa hubungan pH tanah dengan laju korosi (CR) tidak terlalu berpengaruh (linier) dengan nilai koefisien korelasi (r) pada pipa lurus yaitu 0,0205 artinya pH tanah pada pipa berpengaruh 2,05 % terhadap laju korosi. Hal ini dapat terjadi karena pipa transportasi sebelum ditanam dilakukan prosedur *coating*, *wrapping*, dan proteksi katodik sehingga pH tanah tidak berpengaruh signifikan terhadap laju korosi.

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil kegiatan penelitian ini maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi gas SP Cilamaya Utara – SKG Cilamaya, yaitu korosi merata dan korosi erosi.
2. Metode pengendalian korosi eksternal yang diaplikasikan di PT PERTAMINA EP Asset 3 Subang Field, yaitu dengan metode coating menggunakan Rust-oleum Stop Rust Gloss Sunburst Yellow. Selain itu diaplikasikan juga wrapping menggunakan Polyken 942/955 dan metode proteksi katodik (SACP) dengan menggunakan logam magnesium sebagai anoda korban.
3. Laju korosi pada pipa transportasi gas SP Cilamaya Utara – SKG Cilamaya berkisar antara 0,1055 – 0,1615 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatifnya tergolong dalam kategori good.
4. Sisa umur pakai (Remaining Service Life / RSL) pipa transportasi SP Cilamaya Utara – SKG Cilamaya, yaitu berkisar antara 14,06 – 32,13 tahun, sehingga pipa dapat digunakan melebihi umur desain pipinya yaitu 25 tahun.

5. Saran

Berdasarkan hasil penelitian ini, maka penulis dapat memberi saran sebagai berikut:

1. Perlu diaplikasikan metode pengendalian korosi secara internal yaitu dengan menambahkan inhibitor korosi.
2. Melakukan inspeksi secara berkala agar dapat mengetahui kondisi pipa transportasi gas, coating pipa, wrapping, proteksi katodik sehingga dapat mengetahui pengurangan ketebalan dari pipa.

Daftar Pustaka

- [1] Amiadji, 2015, "Analisa Laju Korosi pada Pelat Baja Karbon dengan Variasi Ketebalan Coating", Institut Teknologi Sepuluh November, Surabaya.
- [2] Anonim, Pemerintah Indonesia, 2001, "Undang – undang Republik Indonesia Nomor 22 Tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi", Sekretariat Negara, Jakarta.
- [3] Anonim, 1990, "Properties and Selection: Irons Steel and High Performance Alloys Vol 1", ASM International, The materials Information Company, United States.
- [4] Anonim, 2012, "Gas Transmission and Distribution Piping System (ASME B31.8)", The American Society of Mechanical Engineers, United States.
- [5] Anonim, 2015, "Inspector's Examination, Pressure Piping Inspector (API 570)", American Petroleum Institute, Washington DC.
- [6] Cakasana, Nanda Adi, Moralista, Elfida, Usman, DN, 2019, "Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa (Remaining Service Life / RSL) Pada Jalur Pipa Transportasi Crude Oil Dari Tangki-A1 ke Crude Distillation Unit IV di PT Pertamina (Persero) Ru V Kecamatan Balikpapan Tengah Kota Balikpapan Provinsi Kalimantan Timur", Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Agustus 2019), ISSN : 2460-6499 ; P 133-140, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [7] Djamal, M Fauzan, Moralista, Elfida, Fauzi, Noor, 2019, "Penentuan Laju Korosi Dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life / RSL) Pada Jalur Pipa Transportasi Gas Subang (Cidahu)-Citarik (Waduhan) Di PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field, Desa Cidahu, Kecamatan Pagaden Barat ,Kabupaten Subang,Provinsi Jawa Barat", Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Agustus 2019), ISSN: 2460-6499 ; P 133-140, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [8] Fontana, Mars G, 1987 "Corrosion Engineering 3rd Edition", McGraw –Hill book Company, Singapore.
- [9] Gapsari, Femiana, 2017 "Pengantar Korosi", Universitas Brawijaya, UB Press, Malang.
- [10] Jonnes, Danny A, 1991, "Principles and Prevention of Corrosion", Macmillan Publishing Company, New York.
- [11] 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.
- [12] Moralista, Elfida, Zaenal, dan Chamid, Chusharini, 2005, "Studi Upaya Peningkatan Umur Pakai Konstruksi Bangunan melalui Penghambatan Korosi Baja Tulangan Beton dengan Menggunakan Inhibitor Korosi", Jurnal Penelitian & Pengabdian (2 Juli – Desember 2005), ISSN: 1693-699X; P 104-112, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [13] Roberge, Pierre R, 2008, "Corrosion Engineering Principles and Practice", The McGraw-Hill Companies, New York.
- [14] Surdia, Tata, Saito Shinroku, 1995, "Pengetahuan Bahan Teknik", PT Pradya Paramita, PT Perja, Jakarta.
- [15] Trethewey, Kenneth R dan Chamberlain, Jhon, 1991, "Korosi", Gramedia Pustaka Utama, Jakarta.
- [16] Utomo, Budi, 2009, "Jenis Korosi dan Penanggulangannya", Universitas Diponegoro, Semarang.