

Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa pada Jalur Pipa Produksi *Naphta 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

Dwi Cahyo Ananda^{*}, Elfida Moralista, Yuliadi.,

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

*dwicahyoananda15069@gmail.com,

Abstract. **PT Pertamina (Persero)** is a state-owned company engaged in the oil and gas industry. In its production activities, **PT Pertamina (Persero)** has several refinery units. **Balongan's Refinery Unit (RU) VI** is an oil refinery unit in Indonesia with a capacity of 125 Million Barrels Stream per Day (MBSD). In oil and gas production and transportation activities, **Refinery Unit VI Balongan** uses a variety of metal-based equipment, using all pipes. Metal-based pipes are used because they are resistant to high temperatures and pressures. Such equipment in the production and transportation activities of oil and gas can damage in accordance with the passage of time. Damage that results from damage as well as mechanical. Corrosion is a decrease in the quality of metals due to electrochemical reactions between metals and their environment. Because monitoring is also very important to do, in order to prevent corrosion and reduce the remaining life of the pipe. This corrosion study was carried out on the naphtha oil processing pipe from the oxygen stripper receiver 31-V-101 to the oxygen stripper overhead pump 31-P-102A / B along 30 meters with the pipe located above the ground surface (using a buffer). This study aims to determine the type of corrosion and corrosion control methods applied, the rate of corrosion and the remaining service life of the pipe. In this study, observations of environmental conditions include environmental temperature of 22°C – 32°C, relative humidity of 70% - 80%, soil pH of 6,5–6,7 and soil resistivity of 10,2728 – 48,7901 ohm.m. Measurement of the actual thickness of the pipe is carried out using Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL at 35 points. Based on the pipe thickness reduction data, the corrosion rate and the remaining service life of the pipe can be calculated. The type of corrosion that occurs in the naphtha oil production pipe from the oxygen stripper receiver 31-V-101 to the oxygen stripper overhead pump 31-P-102A / B is uniform corrosion. Corrosion control methods applied, namely the three layer coating method with inorganic zinc rich primer and Polyamide Epoxy (Middle and Finish coat) and the use of Unicor C. inhibitors The corrosion rate of the pipe is 0.0953 - 0.1307 mm / years and is included in the good and excellent category based on relative corrosion resistance. While the remaining service life of the pipe is 5.12 - 12.58 years, this is lower than the design life of the pipe which is 20 years.

Keywords: Pipe, Naphtha Oil, Coating, Corrosion Rate, Remaining Service Life Pipe.

Abstrak. PT Pertamina (Persero) adalah perusahaan BUMN yang bergerak di bidang industri minyak dan gas. Dalam kegiatan produksinya PT Pertamina (Persero) memiliki beberapa unit kilang. **Refinery Unit (RU) VI Balongan** merupakan salah satu unit kilang minyak di Indonesia dengan kapasitas 125 *Million Barrels Stream per Day* (MBSD). Pada kegiatan produksi dan transportasi minyak dan gas, **Refinery Unit (RU) VI Balongan** menggunakan berbagai macam peralatan yang berbahan dasar logam, diantaranya adalah pipa. Pipa berbahan dasar logam digunakan karena tahan terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Peralatan tersebut pada kegiatan produksi serta transportasi minyak dan gas dapat mengalami kerusakan seiring dengan berjalannya waktu. Kerusakan yang terjadi disebabkan akibat korosi ataupun mekanis. Korosi merupakan penurunan kualitas logam akibat reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungannya. Oleh karena itu *monitoring* serta pengendalian korosi sangat penting untuk dilakukan, guna mencegah terjadinya korosi dan berkurangnya sisa umur pakai pipa. Penelitian korosi ini dilakukan pada pipa produksi *naphtha oil* dari *oxygen stripper receiver* 31-V-101 ke *oxygen stripper overhead pump* 31-P-102A/B sepanjang 30 meter dengan kondisi pipa berada di atas permukaan tanah (menggunakan penyangga). Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi, metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan, laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Pada penelitian ini, pengamatan kondisi lingkungan meliputi suhu lingkungan yaitu 22°C – 32°C, kelembaban relatif 70% - 80%, pH tanah 6,5 – 6,7 dan resistivitas tanah 10,2728 – 48,7901 ohm.m. Pengukuran tebal aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL* pada 35 titik. Berdasarkan data pengurangan ketebalan pipa maka dapat dihitung laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Jenis korosi yang terjadi pada pipa produksi *naphtha oil* dari *oxygen stripper receiver* 31-V-101 ke *oxygen stripper overhead pump* 31-P-102A/B yaitu korosi merata. Metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan, yaitu metoda *coating* jenis *three layer coating* dengan *inorganic zinc rich primer (primer coat)* dan *Polyamide Epoxy (Middle and Finish coat)* serta penggunaan inhibitor *Unicor C*. Laju korosi pipa adalah 0,0953 - 0,1307 mm/tahun dan termasuk ke dalam kategori *good* dan *excellent* berdasarkan ketahanan korosi relatif. Sedangkan sisa umur pakai pipa adalah 5,12 - 12,58 tahun, hal ini lebih rendah daripada umur desain pipa yaitu 20 tahun.

Kata kunci : Pipa, Naphtha Oil, Coating, Laju Korosi, Sisa Umur Pakai Pipa.

1. Pendahuluan

PT Pertamina (Persero) adalah perusahaan milik negara (BUMN) yang bergerak di bidang industri energi perminyakan dan gas bumi. Dalam kegiatan produksinya PT Pertamina (Persero) memiliki beberapa unit kilang minyak sebagai penunjang dalam proses produksi serta pengolahan minyak dan gas yang akan dipasarkan. PT Pertamina (Persero) **Refinery Unit (RU) VI Balongan** merupakan salah satu unit kilang minyak di Indonesia dengan kapasitas mencapai 125 mbsd. Sebanyak 80% *feed* dari **Refinery Unit (RU) VI Balongan** ini adalah berasal dari *crude oil* Duri. Produk yang dihasilkan dari kilang **RU VI Balongan** ini adalah berupa produk BBM (Bahan Bakar Minyak), non BBM dan petrokimia.

Dalam kegiatan produksi dan transportasi minyak serta gas, **Refinery Unit (RU) VI Balongan** menggunakan berbagai macam peralatan yang berbahan dasar logam, diantaranya adalah pipa. Pipa berbahan dasar logam memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Karena itu, pipa berbahan dasar logam banyak digunakan dalam berbagai sektor industri, terutama dalam industri perminyakan dan gas.

Penggunaan pipa berbahan dasar logam pada kegiatan produksi dan transportasi minyak dan gas, dapat mengalami kerusakan seiring dengan berjalannya waktu. Kerusakan tersebut adalah berupa menurunnya kemampuan dan kualitas dari pipa logam tersebut. Kerusakan yang terjadi dapat disebabkan akibat korosi ataupun mekanis. Kerusakan akibat korosi adalah kerusakan yang memiliki dampak kerugian terbesar yaitu dapat menyebabkan terjadinya kebocoran pada pipa, sehingga dapat menghambat produksi dan transportasi minyak dan gas.

Maka dari itu penting untuk dilakukannya kegiatan penelitian mengenai korosi ini, sekaligus untuk *memonitoring* laju korosi dan sisa umur pakai pada peralatan pipa yang ada.

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan, maka perumusan masalah dalam penelitian ini sebagai berikut: “Berapa Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (*Remaining Service Life*) Pipa pada jalur pipa produksi *Naphta 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?**”. Selanjutnya, tujuan dalam penelitian ini diuraikan sebagai berikut.

1. Mengetahui Jenis korosi yang terjadi dan metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa.
2. Mengetahui laju korosi pipa.
3. Mengetahui sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa.

2. Landasan Teori

2.1 Korosi

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

2.2 Jenis - jenis Korosi

1. Korosi Merata (*Uniform Corrosion*)
2. Korosi Sumuran (*Pitting Corrosion*)
3. Korosi Atmosferik (*Atmospheric Corrosion*)

2.3 Pengendalian Korosi

a. Pengendalian Korosi dengan Seleksi Material dan Desain

Daya tahan material logam terhadap korosi dapat ditingkatkan dengan merekayasa komposisi logam, struktur mikronya atau dengan membuat kondisi tegangan dan permukaannya (*Jonnes, 2001*). Contohnya dengan cara *passive* yaitu dengan pemberian Cr, Ni dan Mo dalam baja tahan karat.

b. Pengendalian Korosi dengan Rekayasa Media Korosif

Pengendalian korosi dengan rekayasa media korosif dapat dilakukan dengan beberapa cara, yaitu :

1. Menghilangkan kandungan O₂ dalam fluida.
2. Menetralkan asam dalam fluida;
3. Menetralkan garam-garam pada fluida dengan pertukaran ion;
4. Menghilangkan partikel-partikel padatan dalam fluida dengan cara penyaringan.

c. Pengendalian Korosi dengan Pelapisan Permukaan Logam (*Coating*)

Pengendalian korosi dengan cara *coating* dapat dilakukan dengan berbagai cara serta metode diantaranya, yaitu:

1. Pelapisan logam secara organik
2. *Hot dipping*

3. *Inorganic coating*
4. Pelapisan difusi
5. *Cladding*

d. Pengendalian Korosi dengan cara Menggunakan *Corrosion Inhibitor*

Inhibitor korosi merupakan zat organik atau anorganik yang apabila ditambahkan ke dalam lingkungan yang korosif akan menghambat reaksi pada korosi yang terjadi sehingga diharapkan mampu untuk menurunkan laju korosi. Berikut adalah beberapa macam jenis inhibitor korosi, diantaranya adalah :

1. Inhibitor Katodik
2. Inhibitor Anodik
3. Inhibitor Campuran (Katodik dan Anodik)

e. Pengendalian Korosi dengan cara Rekayasa Potensial Antar Muka Logam

Pengendalian korosi secara rekayasa potensial antar logam dilakukan dengan cara merekayasa potensial elektroda. Proteksi katodik (*Cathodic Protection*) dapat dilakukan dengan dua cara sistem yaitu :

1. Sistem Proteksi Anoda Korban atau *Sacrificial Anode Cathodic Protection* (SACP)
2. Sistem Arus Tanding atau *Impressed Current Cathodic Protection* (ICCP)

2.4 Monitoring (Pengawasan) Korosi

Monitoring atau pemantauan korosi dapat dilakukan dengan beberapa cara diantaranya adalah dengan :

1. Metoda kehilangan berat
Monitoring ini dilakukan dengan mengukur berat awal suatu media objek uji dengan berat setelah media objek uji tersebut terpasang. Hasil selisih penimbangan yang dilakukan di laboratorium selanjutnya akan dijadikan sebagai data untuk dilakukan perhitungan aktual dari korosi yang terjadi.
2. Metoda pengurangan ketebalan.
Metoda *monitoring* ini dilakukan dengan pengukuran secara langsung pada pipa logam. Pengukuran dilakukan dengan menggunakan alat *ultrasonic thickness gauge*.

3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Material pipa yang digunakan di PT Pertamina (Persero) RU VI Balongan pada jalur pipa produksi *naphta oil* dari *oxygen stripper receiver* 31-V-101 ke *Oxygen stripper overhead pump* 31-P-102 A/B yaitu ASTM A53 Grade B 14" yang memiliki kandungan karbon maksimal 0,30%. Berdasarkan kandungan karbonnya, pipa ini termasuk jenis *medium carbon steel*.

Panjang jalur pipa yang diteliti adalah 30 m dan dilakukan pada 35 titik pengamatan, terletak diatas permukaan tanah dengan menggunakan penyangga. Pengukuran tebal aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge (Panametrics MG 2 DL)*.

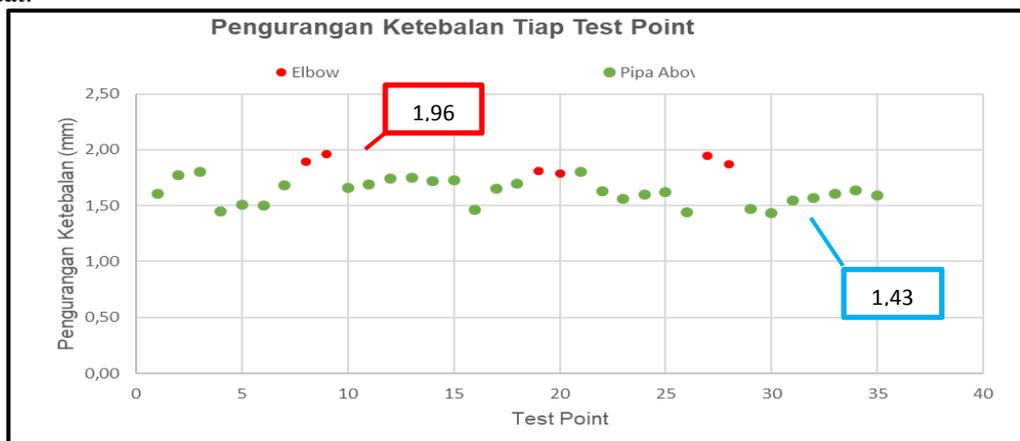
1. Temperatur udara rata-rata Kabupaten Balongan Indramayu pada tahun 2014 – 2016 berkisar antara 22°C – 32°C.
2. Kelembaban relatif Kabupaten Balongan Indramayu pada tahun 2014 – 2016 adalah 70% - 80%.
3. pH tanah pada jalur pipa produksi *naphta oil* adalah 6,5 – 6,7 (asam).
4. Resistivitas tanah pada jalur pipa produksi *naphta oil* adalah 10,27 – 48,79 Ohm.m
5. Pengendalian korosi yang diaplikasikan adalah dengan metoda *coating* dengan jenis *three layers coating*, yaitu *inorganic zinc rich primer (primer coat)* dan *Polyamide Epoxy (Middle and Finish coat)* serta penggunaan inhibitor *Unicor C*.

Berikut Contoh perhitungan pada *test point* 1

$$\begin{aligned}
 1. \quad Tr &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\
 &= \frac{750 \text{ psi} \times 355,6 \text{ mm}}{2 \times 25200 \text{ psi} \times 1} + 0
 \end{aligned}$$

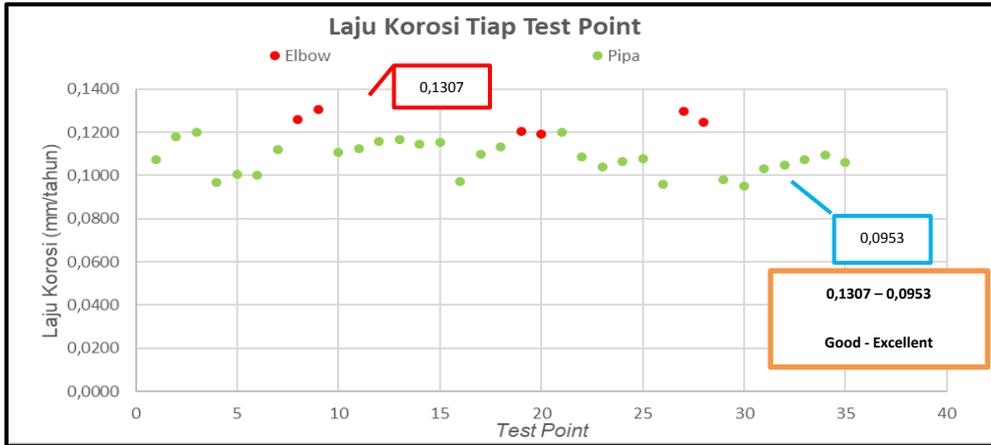
$$\begin{aligned}
 &= 5,29 \text{ mm} \\
 2. \text{ MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times t \text{ aktual}}{D} \\
 &= \frac{2 \times 25200 \text{ psi} \times 1 \times 6,31 \text{ mm}}{355,6 \text{ mm}} \\
 &= 894,33 \text{ psi} \\
 3. \text{ CR} &= \frac{t \text{ nominal} - t \text{ aktual}}{\text{Umur pakai pipa}} \\
 &= \frac{7,92 \text{ mm} - 6,31 \text{ mm}}{15 \text{ tahun}} \\
 &= 0,1073 \text{ mm/tahun} \\
 4. \text{ RSL} &= \frac{t \text{ aktual} - t \text{ required}}{\text{Laju Korosi}} \\
 &= \frac{6,31 \text{ mm} - 5,29 \text{ mm}}{0,1073 \text{ mm/tahun}} \\
 &= 9,503 \text{ tahun}
 \end{aligned}$$

Hasil perhitungan laju korosi dan sisa umur pakai pada tiap *test point* akan dibahas pada beberapa diagram pencar. Berikut adalah penjelasan dari hasil diagram pencar yang telah dibuat.



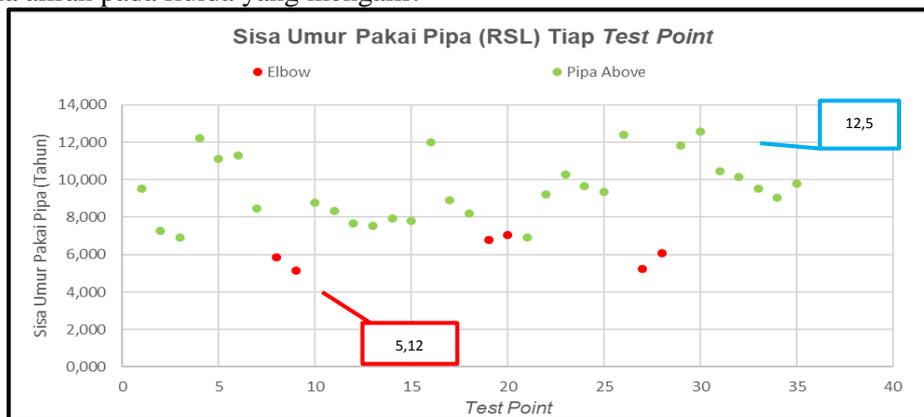
Gambar 1. Grafik Pengurangan ketebalan Pipa tiap *Test Point*

Pada **Gambar 1**, diketahui bahwa nilai laju korosi tertinggi adalah pada *test point* 9, dimana *test point* 9 terletak pada bagian *elbow* (belokan) pipa. Tingginya nilai laju korosi tersebut dapat dilihat dari pengurangan ketebalan yang terjadi paling besar yaitu 1,96 mm dari tebal nominal pipa. Besarnya pengurangan ketebalan pipa tersebut terjadi sebagai akibat pengikisan dari aliran fluida yang berbenturan langsung terhadap bagian sisi internal belokan pipa, sehingga degradasi yang terjadi juga tinggi.



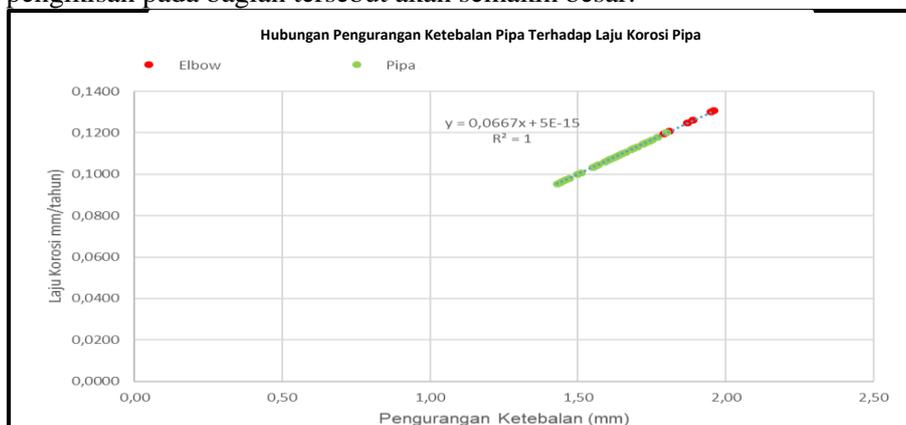
Gambar 2. Grafik Laju Korosi Tiap Test Point

Berdasarkan Gambar 2. dari gambar grafik tersebut diketahui bahwa nilai laju korosi tertinggi adalah pada test point 9 dengan besar nilai laju korosinya adalah 0,1307 mm/tahun. Kemudian dari Gambar 1.2 tersebut juga menggambarkan bahwa tingginya laju korosi yang terjadi pada jalur pipa penelitian umumnya terjadi pada bagian elbow (belokan) pipa. Faktor utama yang menyebabkan tingginya laju korosi pada elbow pipa adalah terjadi perubahan arah serta pola aliran pada fluida yang mengalir.



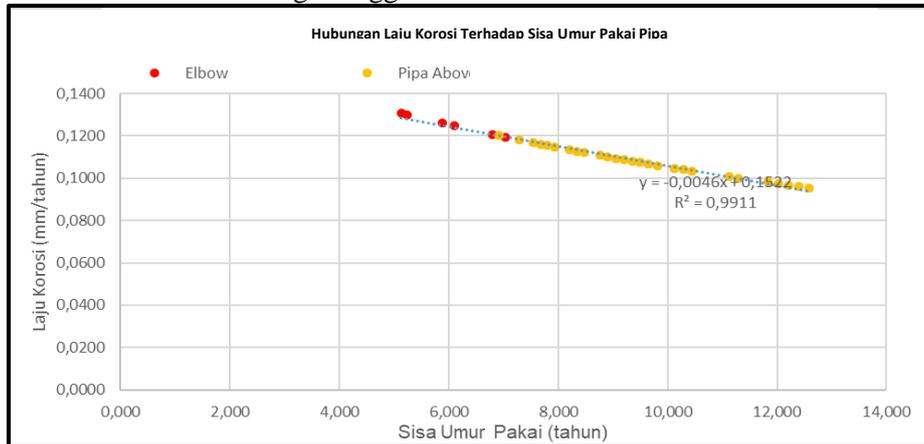
Gambar 3. Grafik Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa Tiap Test Point

Pada Gambar 3. grafik sisa umur pakai (RSL) pipa, terlihat bahwa sisa umur pakai pipa terendah terjadi pada test point 9 dengan nilainya 5,12 tahun. Rendahnya sisa umur pakai pipa ini disebabkan oleh perubahan arah aliran secara signifikan pada bagian elbow tersebut sehingga pengikisan pada bagian tersebut akan semakin besar.



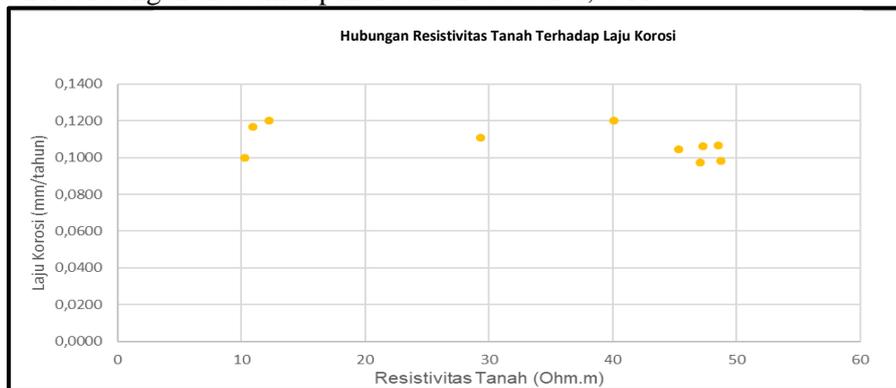
Gambar 4. Grafik Hubungan Pengurangan Ketebalan Pipa Terhadap Laju Korosi Pipa

Pada **Gambar 4.** bahwa nilai antara pengurangan ketebalan pipa dengan laju korosi berbanding lurus. Maksudnya adalah semakin besar pengurangan ketebalan pipa yang terjadi maka akan semakin tinggi pula nilai dari laju korosi pada pipa tersebut begitu juga sebaliknya semakin rendah nilai pengurangan ketebalan yang ada maka akan rendah pula tingkat laju korosi yang akan terjadi. Nilai regresi $R = 1$ tersebut juga membuktikan bahwa keterkaitan antar kedua variabel tersebut sangat tinggi.



Gambar 5. Hubungan Laju Korosi Terhadap Sisa Umur Pakai Pipa

Pada **Gambar 5.** dapat diketahui bahwa hubungan antara sisa umur pakai (Remaining Service Life) dengan laju korosi (corrosion rate) berbanding terbalik. Dimana semakin tinggi nilai laju korosi yang terjadi maka akan semakin rendah nilai dari sisa umur pakai (Remaining Service Life) pipa tersebut, begitu pula sebaliknya semakin rendah nilai laju korosi yang ada maka sisa umur pakai (Remaining Service Life) pipa akan semakin tinggi. Nilai koefisien korelasi (r) antara laju korosi dengan sisa umur pakai adalah sebesar 0,9911.



Gambar 6. Grafik Hubungan Resistivitas Tanah Terhadap Laju Korosi

Berdasarkan **Gambar 6.** dapat diketahui, resistivitas tanah mampu mempengaruhi laju korosi yang terjadi. Seperti telah diketahui resistivitas tanah yang rendah menandakan tingkat korosivitas tinggi, akibat korosivitas yang tinggi tersebut maka dapat membesar laju korosi yang terjadi pada pipa. Dengan besarnya laju korosi yang terjadi pada pipa tersebut maka sisa umur pakai pipa pun akan semakin berkurang. Sehingga resistivitas tanah akan sangat mempengaruhi terhadap laju korosi dan sisa umur pakai pipa.

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian ini, maka dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa produksi *naphta oil* dari *Oxygen Stripper Receiver*

31-V-101 ke *Oxygen Stripper Overhead Pump* 31-P-102 A/B, yaitu korosi merata (*uniform corrosion*). Sedangkan metoda pengendalian korosi yang diterapkan adalah dengan metoda *coating* dengan jenis *three layers coating*, yaitu *inorganic zinc 75 micron DFT* sebagai *primer coat*, *Polyamide Epoxy* sebagai *middle and finish coat*, serta penggunaan inhibitor *Unicor C* sebagai upaya pengendalian korosi secara internal pipa.

2. Laju korosi pada pipa produksi *naphtha oil* dari *Oxygen Stripper Receiver* 31-V-101 ke *Oxygen Stripper Overhead Pump* 31-P-102 A/B adalah 0,0953 - 0,1307 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif laju korosi tersebut tergolong dalam kategori *good* sampai *excellent*.
3. Sisa umur pakai atau *remaining service life* (RSL) pipa produksi *naphtha oil* dari *Oxygen Stripper Receiver* 31-V-101 ke *Oxygen Stripper Overhead Pump* 31-P-102 A/B, yaitu sebesar 5,12 - 12,58 tahun

5. Saran

1. Untuk penelitian selanjutnya dapat dikembangkan dengan memperhatikan faktor kecepatan aliran fluida terhadap laju korosi pipa.
2. Perlunya dilakukan pelapisan kembali (*re-coating*) pada bagian-bagian pipa yang telah mengalami kerusakan pada kondisi *coating* nya.
3. Perlunya dilakukan inspeksi secara berkala untuk mengetahui kondisi pipa, kondisi pelapis pipa (*coating*), ketebalan aktual pipa, sehingga dapat diketahui laju korosi dan sisa umur pakai pipa.
4. Perlunya dilakukan *monitoring* secara berkala terhadap lokasi yang memiliki kondisi tanah dengan nilai resistivitas dan pH yang rendah.

Daftar Pustaka

- [1] API 570. 2015. "Inspector's Examination". Pressure Piping Inspector. American Petroleum Institute.
- [2] Gapsari, Femiana, 2017 "Pengantar Korosi". Malang . Universitas Brawijaya. UB Press. Diakses pada tanggal 10 november 2019.
- [3] Tjakasana.Nanda Adi, Moralista. Elfida, Nasrudin. Dudi, 2019. "Penentuan Laju Korosi Dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life / RSL) Pada Jalur Pipa Transportasi Crude Oil Dari Tangki – A1 Ke Crude Destilation Unit IV Di PT Pertamina (Persero) RU V, Kecamatan Balikpapan Tengah, Kota Balikpapan, Provinsi Kalimantan Timur". Universitas Islam Bandung.
- [4] Smith, William F. 1996. "Principles Of Materials Science And Engineering Third edition". New York. Mc Grawhil..
- [5] Surdia, Tata. Saito Shinroku. 1995. "Pengetahuan Bahan Teknik", Jakarta. PT Pradya Paramita. PT Perja.
- [6] Utara, Denis, dkk..1994. "Corrosion in The Oil Industry". Oilfield Review.
- [7] Widharto,S. 2001. "Karat dan Pencegahannya". P.T.Pradnya Paramita, Jakarta