

## **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**

Determination of Corrosion Rate and Remaining Service Life of Free Water Knockout Tank (Fwko) In Pertamina Ep Indramayu Balongan Village Balongan Sub-District West Java

<sup>1</sup>Lutfi Aulia Fauzy, <sup>2</sup>Elfida Moralista, <sup>3</sup>Sriyanti

<sup>1,2,3</sup> Prodi Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Bandung  
Jl. Tamansari NO. 1 Bandung 40116

Email: <sup>1</sup>lfaulia@gmail.com, <sup>2</sup>elfidamoralista95@gmail.com, <sup>3</sup>sriyanti.tambang@gmail.com

**Abstract.** PT Pertamina is one of the gas and oil companies that is still operating and their demand of fuel is still increasing in Indonesia. PT Pertamina uses a lot of metal material for oil and gas production and transportation. Over time, the material's efficiency of metal will reduce. One of the reduction causes is the corrosion. Corrosion is a material damage due to the influence of the surrounding environment. There is also a corrosion process that is occurring by the electrochemical process. A high corrosion rate will reduce the remaining life. The research made are a data collection of pipe specifications, fluid, composition, coating, actual pipe thickness, and the temperature in conducted research environment. The actual pipe thickness is using *smart sensor ultrasonic thickness gauge AR 850* tool. The actual and nominal thickness data is used to measure the corrosion rate and the remaining service life. The FWKO tank pipe used in this study is one of the risky pipes because of its high corrosion rate. The maximum corrosion rate in this research environment is 10,023 mm/year and the minimum corrosion rate is 1,639 mm/year. The higher the corrosion rate, the lower the remaining service life. The maximum remaining service life is 4,538 years and the minimum is 0,385 years.

**Keywords:** Tank pipe, Corrosion rate, and remaining service life

**Abstrak** PT Pertamina merupakan salah satu perusahaan minyak dan gas yang masih beroperasi karena kebutuhan bahan bakar yang tinggi di Indonesia. PT Pertamina banyak menggunakan material logam untuk produksi dan transportasi minyak dan gas. Seiring berjalannya waktu material logam tersebut akan mengalami penurunan daya guna logam. Salah satu penyebab daya guna logam menurun yaitu karena terjadinya korosi. Korosi merupakan kerusakan material yang disebabkan oleh pengaruh lingkungan atau sekelilingnya. Adapun proses korosi yang terjadi oleh reaksi elektrokimia. Laju korosi yang tinggi akan mengurangi sisa umur pakainya. Penelitian yang dilakukan yaitu pengambilan data berupa spesifikasi pipa, komposisi fluida, *coating*, ketebalan aktual pipa, ketebalan nominal pipa dan suhu yang berada di lingkungan penelitian. Untuk pengambilan data ketebalan aktual menggunakan alat *smart sensor ultrasonic thickness gauge AR 850*. Data ketebalan aktual dan nominal digunakan untuk menghitung laju korosi dan sisa umur pakai (*remaining service life*). Pipa tanki FWKO yang digunakan dalam penelitian ini termasuk ke dalam pipa yang riskan, dikarenakan pipa tersebut memiliki laju korosi yang tinggi. Laju korosi maksimum pada daerah penelitian ini yaitu 10,023 mm/tahun dan minimum laju korosi yaitu 1,639 mm/tahun. Semakin tinggi laju korosi maka akan semakin kecil *remaining service life*. *Remaining service life* maksimum yaitu 4,538 tahun dan yang minimum 0,385 tahun.

**Kata Kunci:** Pipa tanki, Laju Korosi dan *remaining service life*

### **A. Pendahuluan**

#### **Latar Belakang**

Indonesia merupakan salah satu negara pengguna logam dalam teknologi dan industri. Logam dalam perkembangan teknologi dan industri merupakan salah satu material penunjang yang memiliki peran penting. Akan tetapi dalam perkembangan sektor teknologi dan industri banyak faktor yang menyebabkan daya guna logam ini

menurun. Salah satu penyebab hal tersebut terjadi dikarenakan adanya korosi pada logam.

Korosi merupakan kerusakan logam yang disebabkan oleh pengaruh lingkungan atau sekelilingnya. Adapun proses korosi yang terjadi diakibatkan oleh adanya proses elektrokimia. Di sini yang dimaksud dengan lingkungan sekelilingnya dapat berupa lingkungan asam, basa, netral, udara, embun, air laut, air danau, air sungai dan air tanah. Korosi menjadi salah satu masalah yang sering dihadapi oleh beberapa kalangan industri. Berbagai usaha untuk pengendalian korosi ini sedang gencar dilakukan untuk mengendalikan kerusakan logam (pipa) yang diakibatkannya. Dengan tujuan yaitu laju korosi yang terjadi dapat diminimalisir serendah mungkin dan diharapkan dapat melampaui nilai batas kekuatan daripada logam (pipa).

Pemilihan judul ini didasari dengan meningkatnya kebutuhan energi di masyarakat sehingga produksi minyak dan gas bumi di PT PERTAMINA EP juga akan meningkat. Maka, dengan seiring peningkatan produksi tersebut akan timbul beberapa masalah korosi pada pipa. Oleh karena itu, penulis melakukan penelitian mengenai Perhitungan Laju Korosi dan Remaining Service Life pada Pipa Tanki FWKO.

### Tujuan Penelitian

1. Mengetahui jenis korosi dan metode pengendalian korosi pada pipa tanki FWKO;
2. Mengetahui laju korosi pipa tanki FWKO;
3. Memperhitungkan *remaining service life* pada jalur pipa tanki FWKO

### B. Landasan Teori

#### Korosi

Korosi adalah penurunan mutu logam yang disebabkan oleh reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungan sekitarnya. (Trethewey, 1991).

Akibat dari degradasi logam 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.

Korosi merupakan reaksi elektrokimia (reaksi oksidasi dan reduksi) dimana atom-atom logam akan bereaksi dengan lingkungan dan membentuk ion-ion positif (kation). Hal ini akan menyebabkan timbulnya aliran-aliran elektron dari anoda ke katoda yang lain pada permukaan logam. Secara garis besar korosi dibagi menjadi dua jenis yaitu :

1. Korosi Internal

Korosi yang terjadi pada bagian dalam sistem perpipaan dan peralatan. Korosi terjadi akibat adanya kandungan  $\text{CO}_2$  dan  $\text{H}_2\text{S}$  pada minyak bumi, sehingga apabila terjadi kontak dengan air akan membentuk asam yang merupakan penyebab korosi.

2. Korosi Eksternal

Korosi yang terjadi pada bagian luar sistem perpipaan dan peralatan, baik yang kontak dengan udara tanah, air sungai, air laut, dan lingkungan lainnya.

### Tipe-tipe Korosi

1. Korosi Merata (Uniform Corrosion)
2. Korosi Sumuran (Pitting Corrosion)
3. Korosi Celah (Crevice Corrosion)
4. Korosi Galvanik (Galvanic Corrosion)
5. Korosi Erosi (Erosion Corrosion)

### Faktor-faktor yang Mempengaruhi Laju Korosi

1. Faktor Metalurgi
2. Faktor Lingkungan
3. Faktor Fluida
4. Faktor pH

### Ketahanan Laju Korosi Relatif

Ketahanan suatu material pipa dalam menghadapi peristiwa korosi pada suatu kondisi tertentu dapat menghasilkan laju korosi yang berbeda, oleh karena itu dapat digolongkan berdasarkan berikut :

**Tabel 1.** Corrosion Of MPY Equivalent Metric-Rate Expression

Relative Corrosion Resistance	Mpy	mm/yr	µm/yr	Nm/h	Pm/s
<b>Outstanding</b>	<1	<0.02	<25	<2	<1
<b>Excelent</b>	1 – 5	0.02 – 0.1	25 – 100	02 - 10	1 - 5
<b>Good</b>	1 - 5	0.1 – 0.5	100 - 500	10 - 50	20 - 50
<b>Fair</b>	20 – 50	0.5 – 1	500 – 1000	50 – 150	20 – 50
<b>Poor</b>	50 – 200	1 – 5	1000 – 5000	150 – 500	50 – 200
<b>Unacceptable</b>	200+	5+	5000+	500+	200+

### Inspeksi dan Pengawasan (Monitoring) Korosi

Inspeksi dan pengawasan (monitoring) korosi terbatas penggunaannya dalam kondisi yang sedang berjalan. Lain halnya pada instalasi pipa yang dapat dilepas, dibongkar, diperiksa dan diukur pada saat operasional dihentikan (shut down), akan tetapi dengan cara ini merupakan proses yang memakan waktu dan tentunya sangat berbahaya.

Metode inspeksi dan pengawasan (monitoring) korosi yang sering digunakan, yaitu

1. Metode Kehilangan Berat (Coupon Test)
2. Metode Polarisasi (dengan alat Corratel)
3. Metode Tahanan Listrik (dengan alat Corrosometer)
4. Metode Pengukuran Ketebalan (dengan alat ultrasonic thickness gauge)

### Pengendalian Korosi

#### Coating

*Coating* adalah lapisan penutup yang diaplikasikan pada permukaan material logam dengan tujuan dekoratif maupun untuk melindungi logam tersebut dari kontak

langsung dengan lingkungan. Pada sebuah pipa, *coating* merupakan perlindungan pertama dari korosi. *Coating* ini diaplikasikan untuk struktur bawah tanah, transisi pipa yang keluar dari tanah menuju permukaan dan untuk struktur pipa di atas tanah. Tidak ada *coating* yang bisa 100 % melindungi pipa, karena itu untuk perlindungan pipa terhadap korosi harus ditambah dengan sistem proteksi katodik.

### Corrosion Inhibitor

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. Mekanisme penghambatannya terkadang lebih dari satu jenis. Sejumlah inhibitor menghambat korosi melalui cara adsorpsi untuk membentuk suatu lapisan tipis yang tidak nampak dengan ketebalan beberapa molekul saja, ada pula yang karena pengaruh lingkungan membentuk endapan yang nampak dan melindungi logam dari serangan yang mengkorosi logamnya dan menghasilkan produk yang membentuk lapisan pasif, dan ada pula yang menghilangkan konstituen yang agresif.

### C. Hasil Penelitian

Penelitian ini dimaksudkan untuk mengetahui laju korosi dan *remaining service life* (RSL) pada pipa tanki FWKO, dimana nilai tersebut dihitung berdasarkan data ketebalan awal pipa, ketebalan aktual pipa, umur pipa, tebal *required*, dll.

Pengukuran ini dilakukan pada 13 titik pengamatan. Data ini merupakan data pengambilan sampel pada tahun 2017. Perusahaan melakukan pengujian atau pengecekan pipa terhadap korosi setiap 6 bulan sekali. Pipa tanki FWKO menggunakan pipa API 5L grade B dan memiliki tebal 9,3 mm.

Pengukuran ketebalan aktual pipa dengan menggunakan alat *Smart Sensor Ultrasonic Thickness Gauge AR 850*, dengan cara menempelkan alat tersebut pada pipa yang akan diteliti dan akan terbaca ketebalan pipa tersebut. Pengambilan data ini dilakukan pada titik lokasi pipa yang akan di amati. Pada setiap titik tersebut dilakukan pengambilan data sebanyak 12 kali dengan melingkari pipa searah jarum jam, hal ini dilakukan agar dapat menggambarkan kondisi keseluruhan pipa tersebut.

### Data Lingkungan

Pada daerah penelitian ada beberapa data penunjang yang digunakan untuk mengetahui beberapa faktor eksternal yang dapat berpengaruh terhadap laju korosi dan *remaining service life* pipa. Data ini diantaranya :

1. Temperatur  
Temperatur berkisar antara 40°C sampai dengan 45°C.
2. Komposisi Fluida  
Dari pengujian laboratorium didapatkan komposisi fluida yang mengalir yaitu *Calcium, Magnesium, Barium, Ferum, Natrium, Chloride, Bicarbonate, Hydroxide* dan *sulfate*.
3. Jenis *Coating*  
Pada pipa tanki FWKO ini menggunakan *coating epoxy* dan umur *coating* ini sama dengan umur pipa pada saat awal pemasangan (156 hari).

### Rumus Perhitungan Laju Korosi

Rumus untuk menghitung nilai laju korosi adalah sebagai berikut :

$$\text{Laju Korosi (mm/yr)} = \frac{\text{Tebal nominal} - \text{Tebal Aktual}}{\text{Umur Pipa}} \dots\dots (1)$$

Dimana :

Tebal Awal = Tebal awal dari pipa (mm)

Tebal Aktual = Tebal hasil pembacaan alat (mm)

Umur pipa = umur pipa pada saat pemasangan sampai sekarang (tahun)

### Rumus Perhitungan *Remaining Service Life* (RSL)

$$\text{RSL} = \frac{\text{Ta} - \text{TR}}{\text{CR}} \dots\dots\dots (2)$$

Dimana :

RSL = Sisa Umur Pipa (Tahun).

Ta = Tebal Aktual (mm).

Tr = Tebal *required* (mm).

Dibawah ini merupakan contoh perhitungan : Lokasi : titik 1

- Tebal nominal (Tn) (mm) : 9,3
- Material : A 106
- Design Pressure (Psi) : 145
- Temperatur (°C) : 40
- Diameter (mm) : 273,1
- Tebal *required* (Tr) (mm) : 1,16
- Tebal Aktual (Ta) (mm) : 5,02
- Umur Pakai : 156 hari
- Allowable Stress (Psig) : 19994,7
  - Longitudinal Joint Factor : 0,85

• Dari beberapa data diatas, dapat dihitung : Laju Korosi  $= \frac{\text{Tn} - \text{Ta}}{\text{Umur Pipa}}$

$$= \frac{9,3 \text{ mm} - 5,02 \text{ mm}}{\left(\frac{156}{365}\right) / \text{tahun}} = 10,023 \text{ mm/tahun}$$

$$\text{RSL} = \frac{\text{Ta} - \text{Tr}}{\text{CR}}$$

$$= \frac{5,02 \text{ mm} - 1,16 \text{ mm}}{10,023 \text{ mm/tahun}}$$

$$= 0,385 \text{ tahun}$$

**Tabel 2.** Data Hasil Perhitungan Laju Korosi dan *Remaining Service Life*

Titik pengamatan	Material	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual (mm)	Tebal Required (mm)	Laju Korosi (mm/tahun)	RSL (tahun)	RSL (bulan)
1	API 5L GRADE B	9,3	5,02	1,16	10,023	0,385	4,621
2		9,3	5,65	1,16	8,548	0,525	6,303
3		9,3	5,02	1,16	10,023	0,385	4,621
4		9,3	8,6	1,16	1,639	4,538	54,461
5		9,3	8,15	1,16	2,693	2,595	31,145
6		9,3	7,69	1,16	3,770	1,732	20,782
7		9,3	7,19	1,16	4,941	1,220	14,643
8		9,3	8,2	1,16	2,576	2,733	32,794
9		9,3	8,13	1,16	2,740	2,544	30,525
10		9,3	8,49	1,16	1,897	3,864	46,369
11		9,3	7,68	1,16	3,794	1,719	20,623
12		9,3	5,57	1,16	8,735	0,505	6,058
13		9,3	8,06	1,16	2,904	2,376	28,513

Pada pipa tanki FWKO, korosi yang dominan terjadi di lokasi pengamatan berdasarkan teori yaitu korosi merata dan korosi sumuran. Korosi merata ini cenderung diakibatkan oleh pengaruh atmosferik atau lingkungan udara pabrik. Faktor yang menyebabkan tingginya laju korosi secara eksternal yaitu di daerah permukaan pipa diindikasikan adanya titik-titik air dan korosi secara internal dipengaruhi oleh komposisi fluida yang mengalir, dari kedua faktor tersebut mempengaruhi tingginya laju korosi. Korosi merata dan korosi sumuran ini dapat diminimalisir atau dicegah dengan pemeriksaan secara teratur, menggunakan larutan inhibitor yang sesuai dan meletakkan pipa di atas permukaan tanah. Namun kondisi di lapangan berbanding terbalik.

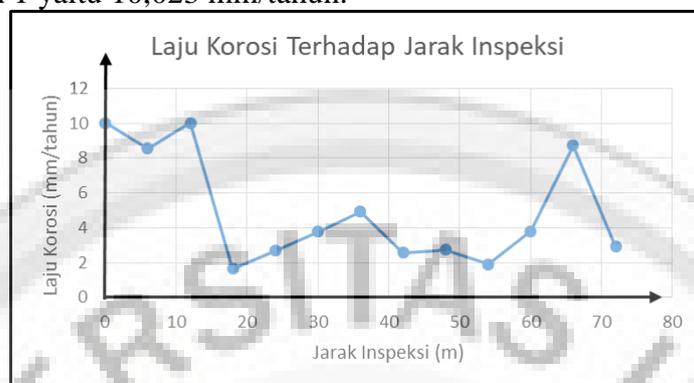
Dari hasil perhitungan laju korosi di setiap titik pengujian didapat laju korosi 1,639 mm/tahun hingga 10,023 mm/tahun. Laju korosi akan berbanding lurus dengan pengurangan ketebalan. Berdasarkan parameter tabel *comparison of MPY with equivalent matrix-rate expressions* laju korosi tersebut dapat dikategorikan *poor* hingga *unacceptable* karena nilai laju korosi tersebut berkisar 1 mm/tahun dan 10 mm/tahun.

**Gambar 1.** Grafik Laju Korosi Terhadap Pengurangan Ketebalan

Pengurangan ketebalan pipa ini menjadi anomali karena pipa tersebut memiliki komposisi fluida yang normal. Pipa tanki FWKO terletak pada kawasan industri (pabrik), di mana lingkungan tersebut mengandung gas-gas polutan dan suhu relatif tinggi sehingga korosi akan mudah terjadi. Hal ini lah yang menjadi faktor terjadinya pengurangan ketebalan yang tidak wajar dan mengakibatkan laju korosi tinggi.

Berdasarkan komposisi fluida terdapat pH komposisi fluida tersebut mendekati pH air laut (7-8) sehingga diindikasikan kerusakan pipa yang terjadi dikarenakan adanya air laut dan juga adanya unsur pengotor yang dapat menurunkan mutu logam. Aliran turbulen terjadi juga di beberapa titik.

Pada Gambar 2 di bawah menunjukkan bahwa laju korosi tertinggi berada di titik pengamatan 1 yaitu 10,023 mm/tahun.



**Gambar 2.** Grafik Laju Korosi Terhadap Jarak Inspeksi

*Cap head 1* ini terjadi korosi dan diindikasikan karena aliran fluida yang turbulen hingga adanya unsur pengotor pada komposisi fluida yang dapat membuat penurunan mutu logam hingga yang terparah yaitu menemukan kebocoran seiring dengan waktu yang berjalan. Komposisi fluida yang bergerak mengalir dalam pipa akan menimbulkan friksi atau gesekan antara material pipa dengan fluida yang mengalir. Tetapi *cap head 2* berbanding terbalik dilihat dari hasil laju korosi tidak terlalu riskan jika dibandingkan dengan *cap head 1*, anomali tersebut terjadi karena faktor lingkungan yang dapat menyebabkan laju korosi rendah tidak seperti laju korosi *cap head 1*. Pada titik yang lain, titik pengamatan 2 dan 3 laju korosi bernilai tinggi. Pada pipa ini terjadi korosi dikarenakan faktor-faktor pada titik pengamatan 2 dan 3 menyerupai titik pengamatan pada *cap head 1*. Hal tersebut dapat disebabkan karena faktor lain yaitu eksternal, karena di samping jalur titik pengamatan 2 dan 3 terdapat kolam sementara penampungan air terproduksi. Adanya kolam air terproduksi tersebut dapat menyebabkan tingginya laju korosi. Hal tersebut dapat dikaitkan dengan adanya penguapan panas dari dalam pipa dengan suhu luar di lingkungan pabrik.

Laju korosi yang tinggi dan pengurangan ketebalan pipa pada titik pengamatan 1, 2 dan 3 dapat didukung karena adanya kenaikan nilai pH, di dalam pipa pH mengalir netral namun di luar pipa pH lingkungan meningkat menjadi asam. Jenis tanah yang berada di permukaan dapat menyebabkan atau menjadi faktor pendukung tingginya laju korosi dan penipisan pipa. Jenis tanah yang berada di daerah pipa tanki FWKO ini memiliki nilai  $\text{pH} < 6,5$ . Tingkat keasaman dari lingkungan tanah akan menyebabkan penguapan, karena posisi pipa berada di atas tanah. Titik-titik penguapan air asam tersebut akan menempel pada dinding pipa atau permukaan pipa, sehingga dapat menyebabkan keausan material dan seiring waktu berjalan hal tersebut dapat menyebabkan pipa berlubang hingga mengalami kebocoran.

Pada titik yang lain, titik pengamatan 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 bernilai kecil dikarenakan pipa jalur ini merupakan pipa jalur fluida yang mengalir laminar. Aliran laminar ini akan membantu mengurangi tingginya laju korosi yang akan membuat kerugian tingkat efektif dari suatu perusahaan. Pengurangan ketebalan pada titik ini dapat dikaitkan dengan lingkungan yaitu nilai pH fluida dengan nilai pH tanah di lokasi.

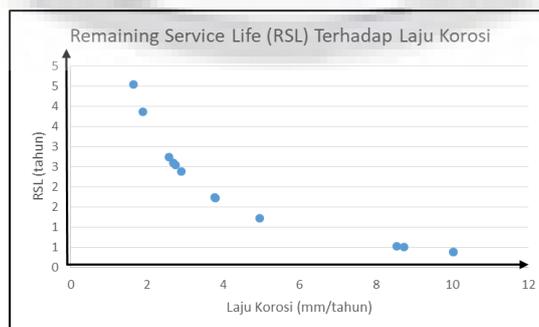
Pada Gambar 3 menunjukkan hubungan antara *remaining service life* dengan jarak inspeksi pada tahun 2017. Nilai *remaining service life* pipa ditentukan oleh laju korosi dimana semakin tinggi laju korosi maka akan semakin rendah *remaining service life* dan sebaliknya semakin rendah laju korosi maka akan semakin tinggi *remaining service life* yang dihasilkan.

Berdasarkan hasil pengukuran ketebalan di setiap titik pipa tanki FWKO dapat dilihat bahwa pengurangan ketebalan sangat signifikan. Umur pipa yang diperkirakan sampai 20 tahun, namun jika dilihat perhitungan RSL tidak ada yang bernilai sampai 20 tahun sisa umur pipa tersebut. Jika diambil titik yang minimum hingga maksimal yaitu 0,385 - 4,538 tahun. Pengurangan ketebalan maksimum yaitu 10,023 mm/tahun dan pengurangan ketebalan yang minimum 1,639 mm/tahun. Jika melihat secara visual di lapangan hal tersebut sangat wajar karena kondisi lingkungan dan komposisi fluida yang mengalir pada pipa sangatlah mempercepat tingginya laju korosi dan rendahnya *remaining service life*. Semakin tinggi laju korosi maka akan semakin kecil nilai *remaining service life* dan sebaliknya jika nilai laju korosi kecil maka akan semakin tinggi nilai *remaining service life*.



**Gambar 3.** Grafik RSL Terhadap Jarak Inspeksi

Dapat dibuktikan bahwa nilai laju korosi yang tinggi (10,023 mm/tahun) didapatkan nilai *remaining service life* 0,385. Artinya bahwa korosi yang terjadi dalam pipa tersebut dan pada *joint* tersebut sudah sangat riskan dan tidak layak untuk dioperasikan. Dibandingkan dengan perhitungan awal pipa seharusnya bertahan lama dalam kurun waktu 20 tahun tetapi perhitungan tersebut hanyalah sebuah rekomendasi awal. Untuk kondisi pipa yang memiliki nilai RSL kurang dari setahun agar dilakukannya pergantian dan penanganan yang khusus terhadap tanki FWKO yang memiliki unsur pengotor fluida dan aliran fluida yang turbulen, agar nantinya dapat meminimalisir laju korosi yang tinggi dan juga menghindari kebocoran yang tidak diinginkan.



**Gambar 4.** Grafik RSL Terhadap Laju Korosi

#### D. Kesimpulan

1. Hasil analisis visual pipa, jenis korosi yang terjadi yaitu korosi merata, korosi sumuran, korosi erosi dan korosi celah. Metode pengendalian korosi yang dilakukan yaitu menggunakan proteksi *coating primer* dan menggunakan *corrosion inhibitor*.
2. Laju korosi pipa tanki FWKO PT Pertamina EP tersebut berkisar antara 1,639 mm/tahun hingga 10,023 mm/tahun di mana laju korosi berdasarkan Tabel 3.1 termasuk ke dalam kategori *poor* (61,54%) hingga *unacceptable* (38,4%).
3. Sisa umur pakai (*remaining service life*) pipa tanki FWKO PT Pertamina EP berkisar antara 0,385 tahun hingga 4,538 tahun dan dapat dikatakan pipa tersebut riskan untuk pengoperasian.

#### Daftar Pustaka

- Agung, 2012. "Faktor-faktor yang mempengaruhi korosi". [agungfirdausi.my.id/2012/04/faktor-faktor-yang-mempengaruhi-korosi.html](http://agungfirdausi.my.id/2012/04/faktor-faktor-yang-mempengaruhi-korosi.html).
- Akbar, FA, Moralista E, Sriyanti, 2017. "Determination of corrosion Rate and Remaining Service Life (RSL) Pipe Production Lines 1 in PT PERTAMINA (Persero) Terminal BBM Balongan Indramayu West Java-Plumpang North Jakarta". Scholar Google. Universitas Islam Bandung.
- Furqan, Muhammad, 2013 "Perhitungan Laju Korosi". [m10mechanicalengineering.blogspot.co.id/2013/11/laju-korosi.html](http://m10mechanicalengineering.blogspot.co.id/2013/11/laju-korosi.html).
- Jonnes, Danny A. 1991. "Principles and Prevention of Corrosion". New York. Macmillan Publishing Company.
- Olivia, Denise, 2013. "Studi Teknis Penentuan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life) Pada Jaringan Pipa Produksi Minyak Bumi di Autoridade Nasional Do Petroleo Dili – Timor Leste". Skripsi. Universitas Islam Bandung.
- Trethewey, Kenneth R dan Chamberlain, Jhon.1991. "Korosi". Jakarta. Gramedia Pustaka Utama.
- Walanda, Ericson, David, 2014. "Perhitungan Laju Korosi Untuk Menentukan Sisa Umur Pakai (*remaining Service Life*) dan sistem Perawatan pada Jaringan Pipa Produksi Uap Geothermal di PT Pertamina Geothermal Energy Area Kemojang, Kecamatan Ibum, Kabupaten Bandung, Provinsi Jawa Barat". Skripsi. Universitas Islam Bandung