

Penentuan Laju Korosi dan *Remaining Service Life* (RSL) Pipa Transportasi Jalur 1 di PT. Pertamina (Persero) Terminal BBM Balongan Indramayu Jawa Barat – Plumpang Jakarta Utara

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

¹ Fatwa Ath-thaariq Akbar, ² Elfida Moralista, ³ Sriyanti
^{1,2,3} Prodi Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Bandung
Jl. Tamansari No. 1 Bandung 40116
email: ¹ fatwath@gmail.com

Abstract. The use of metal in the development of technology and industry as one of the supporting material have a very large role, but in the use of it, it has many factors that led to the decreasing of the usability of these metals. One cause of this is the corrosion of the metal. Corrosion is metal quality deterioration caused by environmental influences. There is a process of the corrosion caused by the electrochemical reaction. The surrounding environment can be either an acidic environment, the air, dew, fresh water, sea water, lake water, river water, ground water, petroleum and gas phase. This study was conducted to monitor the rate of corrosion of pipes contained oil transportation along the line 1 of Balongan, West Java, to Plumpang, North Jakarta. The tools used for measuring the thickness is a smart sensor AR ultrasonic thickness gauge 850. Furthermore, the thickness data used in the calculation of the rate of corrosion and the remaining service life (RSL). The method used to protect the pipe from external corrosion is a sacrificial anode cathodic protection system installed in the transportation pipeline. This method protects the pipe from interference environment by using magnesium sacrificial anodes to be sacrificed so that the pipes are not corroded. The rate of corrosion on the pipe transportation line 1 PT. Pertamina (Persero) West Java Balongan Fuel Terminal to Plumpang, North Jakarta ranges from 0.01524 mm / year up to 0.06905 mm / year. The corrosion rate can be considered excellent to outstanding. After calculating the residual lifespan of line 1 pipe transportation in PT. Pertamina (Persero) West Java Balongan Fuel Terminal to Plumpang, North Jakarta is known that the remaining service life (RSL) for the pipeline ranging from 0.78 years to 77.7 years.

Keywords: Corrosion Rate, Remaining Service Life, Pipe, Oil Transportation, Smart Sensor Ultrasonic Thickness Gauge AR 850

Abstrak. Penggunaan logam dalam perkembangan teknologi dan industri sebagai salah satu material penunjang sangat besar peranannya, akan tetapi dalam penggunaannya banyak faktor yang menyebabkan daya guna logam ini menurun. Salah satu penyebab hal tersebut adalah terjadinya korosi pada logam. Korosi merupakan penurunan kualitas logam yang disebabkan oleh pengaruh lingkungan. Adapun proses korosi yang terjadi diakibatkan oleh reaksi elektrokimia. Di sini yang dimaksud dengan lingkungan sekelilingnya dapat berupa lingkungan asam, udara, embun, air tawar, air laut, air danau, air sungai, air tanah, minyak bumi dan fasa gas.. Penelitian ini dilakukan untuk memonitoring laju korosi pipa-pipa transportasi minyak yang terdapat sepanjang jalur 1 dari Balongan Jawa Barat, sampai Plumpang Jakarta Utara. Alat yang digunakan untuk pengukuran ketebalan adalah *smart sensor ultrasonic thickness gauge AR 850*. Selanjutnya data ketebalan digunakan dalam perhitungan laju korosi dan *remaining service life* (RSL). Metode yang digunakan untuk melindungi pipa dari korosi eksternal adalah proteksi katodik sistem anoda korban yang dipasang pada pipa transportasi. Metode ini memproteksi pipa dari gangguan lingkungan sekitar dengan cara menggunakan anoda korban magnesium yang akan dikorbankan agar pipa tidak terkorosi. Laju korosi pada pipa transportasi jalur 1 PT. Pertamina (Persero) Terminal BBM Balongan Jawa Barat sampai Plumpang Jakarta Utara berkisar antara 0,01524 mm/tahun sampai dengan 0,06905 mm/tahun. Laju korosi tersebut dapat dikategorikan *excellent* sampai *outstanding*. Setelah dilakukan perhitungan *remaining service life* pipa transportasi jalur 1 PT. Pertamina (Persero) Terminal BBM Balongan Jawa Barat sampai Plumpang Jakarta Utara diketahui bahwa *remaining service life* (RSL) pipa tersebut berkisar antara 0,78 tahun sampai 77,7 tahun.

Kata Kunci: Laju Korosi, Remaining Service Life, Pipa Transportasi Minyak, Smart Sensor Ultrasonic Thickness Gauge AR 850

A. Pendahuluan

Latar Belakang

Penggunaan logam dalam perkembangan teknologi dan industri sebagai salah satu material penunjang sangat besar peranannya, akan tetapi dalam penggunaannya banyak faktor yang menyebabkan daya guna logam ini menurun. Salah satu penyebab hal tersebut adalah terjadinya korosi pada logam.

Korosi merupakan penurunan kualitas logam yang disebabkan oleh pengaruh lingkungan. Adapun proses korosi yang terjadi diakibatkan oleh reaksi elektrokimia. Di sini yang dimaksud dengan lingkungan dapat berupa lingkungan asam, udara, embun, air tawar, air laut, air danau, air sungai dan air tanah, minyak bumi dan fasa gas.

Di industri minyak, gas, dan panas bumi yang keseluruhan proses produksi dan transportasinya menggunakan pipa yang berbahan dasar logam, tentunya merupakan masalah dan tantangan yang besar untuk mengatasi masalah korosi pada pipa. Sehingga penulis sangat berminat untuk melakukan penelitian tentang korosi pada pipa, khususnya laju korosi pada pipa transportasi, yang sering mengalami korosi internal dan eksternal karena pipa tersebut berhubungan langsung dengan media lingkungan korosif di dalam dan di luar pipa.

Tujuan Penelitian

Mengetahui laju korosi pada jaringan pipa transportasi jalur 1 PT. Pertamina (Persero) Terminal BBM Balongan Jawa Barat sampai Plumpang Jakarta Utara.

Mengetahui kondisi pipa dan pengendalian korosi yang diaplikasikan pada jaringan pipa transportasi jalur 1 PT. Pertamina (Persero) Terminal BBM Balongan Jawa Barat sampai Plumpang Jakarta Utara.

Mengetahui *remaining service life* pada pipa transportasi jalur 1 PT. Pertamina (Persero) Terminal BBM Balongan Jawa Barat sampai Plumpang Jakarta Utara.

B. Landasan Teori

Korosi

Korosi adalah degradasi (penurunan kualitas logam) akibat reaksi kimia antara logam atau paduan logam dengan lingkungannya. (*Denny A. Jones, 1992*).

Akibat dari degradasi logam yaitu:

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

Korosi adalah 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 ada dua jenis yaitu:

- Korosi Internal

Yaitu korosi yang terjadi pada bagian dalam sistem perpipaan dan peralatan. Korosi itu terjadi akibat adanya kandungan CO₂ dan H₂S pada minyak bumi, sehingga apabila terjadi kontak dengan air akan membentuk asam yang merupakan penyebab korosi.

- Korosi Eksternal

Yaitu 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:

- Uniform Corrosion (Korosi Merata)/ Thinning
- Pitting Corrosion
- Stress Corrosion Cracking (SCC)
- Erosion Corrosion
- Galvanic Corrosion
- Crevice Corrosion
- Selective Leaching

Faktor-faktor yang Mempengaruhi Laju Korosi :

- Faktor Gas dan Ion-ion Terlarut
- Faktor Temperatur
- Faktor Tekanan
- Faktor pH
- Faktor Bakteri Pereduksi atau *Sulphate Reducing Bacteria* (SRB)
- Faktor Padatan Terlarut

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

1. *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.

2. **Proteksi Katodik**

Proteksi katodik (*Cathodic Protection*) adalah teknik yang digunakan untuk pengendalian korosi pada permukaan logam dengan menjadikan permukaan logam tersebut sebagai katoda dari suatu sel elektrokimia. Proteksi katodik ini merupakan metode yang umum digunakan untuk melindungi struktur logam dari korosi.

Ditinjau dari sumber listriknya, metode proteksi katodik dibagi menjadi dua, yaitu metode anoda korban (*sacrificial anode*) dan metode arus yang dipaksakan (*impressed current*).

- Metode Anoda Korban (*sacrificial anode*)

Prinsip dari metode anoda korban ini adalah melindungi logam dengan cara mengorbankan logam yang lebih reaktif, dimana mekanisme prosesnya adalah sama dengan proses 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.

- 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, biasanya dari penyearah arus (*transformer rectifier*), dimana kutub negatif dihubungkan ke logam yang dilindungi dan kutub positif dihubungkan ke anoda.

C. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Penelitian ini dimaksudkan untuk mengetahui laju korosi dan *remaining service life* (RSL) pada pipa transportasi minyak bumi jalur 1, dimana nilai tersebut dihitung berdasarkan data ketebalan awal pipa, ketebalan aktual pipa, umur pipa, tebal *required*, dll.

Pengukuran ini dilakukan pada jalur 1 PT. Pertamina (Persero) Terminal BBM Balongan Jawa Barat sampai Plumpang Jakarta Utara. Data ini merupakan data pengambilan sampel pada tahun 2015 dan ada beberapa sampel pada tahun 2016. Perusahaan melakukan pengujian atau pengecekan pipa terhadap korosi setiap 5 tahun sekali dan pada saat penulis melakukan penelitian data terbaru pada saat itu adalah data pada tahun 2015 dan ada beberapa data untuk tahun 2016.

Kegiatan lapangan yang dilakukan adalah pengukuran ketebalan 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:

- Temperatur
Temperatur berkisar antara 30°C sampai dengan 40°C.
- Jenis Coating

Pada pipa jalur 1 ini menggunakan *coating Polyken Liquid Adhesive System #1027, Polyken #980/955*. Dimana aplikasinya setelah permukaan pipa dibersihkan kemudian pipa dibalur cairan primer dengan *Polyken Liquid Adhesive System #1027* dan setelah itu dililit *wrapping inner* dengan *Polyken #980* dan yang terakhir dilapisi *outer polyken #955*.

Rumus Perhitungan Laju Korosi

Rumus untuk menghitung nilai laju korosi adalah sebagai berikut:

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

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)

$$RSL = \frac{Tak - Tr}{CR} \dots\dots\dots (2)$$

Dimana:

RSL = Sisa Umur Pipa (Tahun).

Tak = Tebal Aktual (mm).

Tr = Tebal *required* / Tebal yang diharuskan (mm).

Dibawah ini merupakan contoh perhitungan:

- Lokasi : KP 1
- Tebal Awal (Ta) (mm) : 9,53
- Material : API 5L X52
- Design Pressure (Psig) : 1480
- Temperatur (°C) : 82,22
- Diameter (mm) : 406,4
- Tebal *required* (Tr) (mm): 8,0264
- Tebal Aktual (Tak) (mm) : 8,08
- Tahun Pemakaian : 21
- Allowable Stress (Psig) : 25200

• Longitudinal Joint Factor : 1

Dari beberapa data diatas, dapat dihitung :

• Laju Korosi = $\frac{\text{Tebal Awal} - \text{Tebal Aktual}}{\text{Umur Pipa}}$
 $= \frac{9,53 \text{ mm} - 8,08 \text{ mm}}{21 \text{ tahun}}$
 $= 0,06905 \text{ mm/tahun}$

RSL = $\frac{\text{Tak} - \text{Tr}}{\text{CR}}$
 $= \frac{8,08 \text{ mm} - 8,0264 \text{ mm}}{0,06905 \text{ mm/tahun}}$
 $= 0,78 \text{ tahun}$

Tabel 1. Data Hasil Perhitungan Laju Korosi dan Remaining Service Life Tahun 2015

NO.	kilometer pipa	Material	Tebal Required (mm)	Laju Korosi (mm/Tahun)	RSL (tahun)	NO	kilometer pipa	Material	Tebal Required (mm)	Laju Korosi (mm/Tahun)	RSL (tahun)
1	1	API 5L X52	8,0264	0,069	0,78	29	140	API 5L X52	8,0264	0,017	69,22
2	2	API 5L X52	8,0264	0,067	1,39	30	144	API 5L X52	8,0264	0,020	54,18
3	11	API 5L X52	8,0264	0,042	14,48	31	154	API 5L X52	8,0264	0,024	42,15
4	12	API 5L X52	8,0264	0,042	14,48	32	156	API 5L X52	8,0264	0,017	66,71
5	13	API 5L X52	8,0264	0,032	25,43	33	157	API 5L X52	8,0264	0,024	40,91
6	16	API 5L X52	8,0264	0,016	74,68	34	160	API 5L X52	8,0264	0,020	56,01
7	17	API 5L X52	8,0264	0,017	69,22	35	161	API 5L X52	8,0264	0,019	57,94
8	22	API 5L X52	8,0264	0,020	52,43	36	163	API 5L X52	8,0264	0,024	42,15
9	26	API 5L X52	8,0264	0,021	50,76	37	164	API 5L X52	8,0264	0,017	69,22
10	37	API 5L X52	8,0264	0,016	71,87	38	165	API 5L X52	8,0264	0,024	40,91
11	76	API 5L X52	8,0264	0,027	34,40	39	166	API 5L X52	8,0264	0,032	26,13
12	77	API 5L X52	8,0264	0,016	74,68	40	168	API 5L X52	8,0264	0,021	50,76

13	94	API 5L X52	8,0264	0,017	66,71	41	169	API 5L X52	8,0264	0,018	62,09
14	104	API 5L X52	8,0264	0,023	44,78	42	170	API 5L X52	8,0264	0,024	40,91
15	108	API 5L X52	8,0264	0,021	50,76	43	174	API 5L X52	8,0264	0,019	59,96
16	113	API 5L X52	8,0264	0,019	59,96	44	175	API 5L X52	8,0264	0,024	42,15
17	114	API 5L X52	8,0264	0,018	62,09	45	176	API 5L X52	8,0264	0,017	69,22
18	121	API 5L X52	8,0264	0,040	16,59	46	188	API 5L X52	8,0264	0,032	26,13
19	122	API 5L X52	8,0264	0,030	29,12	47	194	API 5L X52	8,0264	0,025	38,58
20	124	API 5L X52	8,0264	0,018	62,09	48	195	API 5L X52	8,0264	0,024	42,15
21	125	API 5L X52	8,0264	0,018	64,34	49	198	API 5L X52	8,0264	0,016	71,87
22	129	API 5L X52	8,0264	0,015	77,67	50	199	API 5L X52	8,0264	0,020	54,18
23	131	API 5L X52	8,0264	0,021	50,76	51	200	API 5L X52	8,0264	0,015	77,67
24	132	API 5L X52	8,0264	0,019	57,94	52	201	API 5L X52	8,0264	0,016	74,68
25	134	API 5L X52	8,0264	0,019	57,94	53	204	API 5L X52	8,0264	0,025	39,72
26	135	API 5L X52	8,0264	0,021	50,76	54	205	API 5L X52	8,0264	0,021	49,17
27	136	API 5L X52	8,0264	0,021	50,76	55	206	API 5L X52	8,0264	0,021	50,76
28	137	API 5L X52	8,0264	0,028	32,52	56	209	API 5L X52	8,0264	0,030	28,34

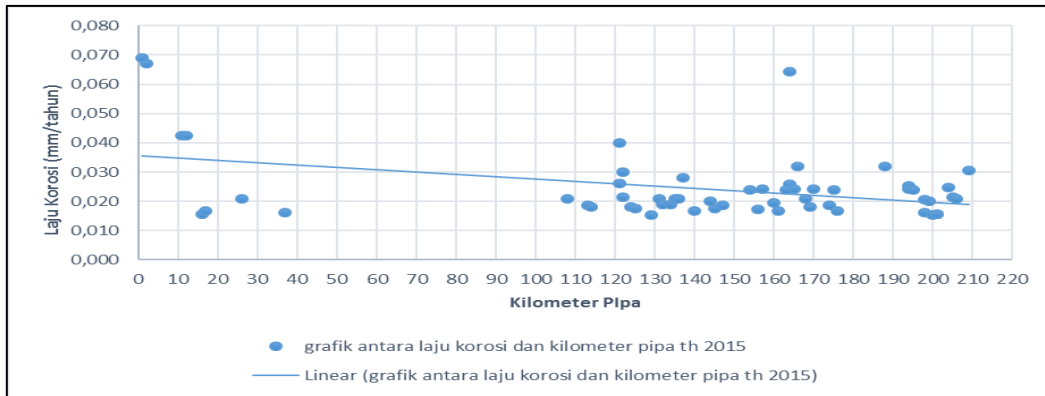
Tabel 2. Data Hasil Perhitungan Laju Korosi dan *Remaining Service Life* Tahun 2016

kilometer Pipa	Material	Ketebalan Awal (mm)	Ketebalan Aktual (mm)	Laju Korosi (mm/year)	Tebal Required (mm)	RSL
104	API Grade B	9,53	9	0,025	8,0264	38,577
77	API Grade B	9,53	9,175	0,017	8,0264	67,945
12	API Grade B	9,53	8,9	0,030	8,0264	29,12
13	API Grade B	9,53	9	0,025	8,0264	38,577
22	API Grade B	9,53	8,875	0,031	8,0264	27,207
26	API Grade B	9,53	8,97	0,027	8,0264	35,385

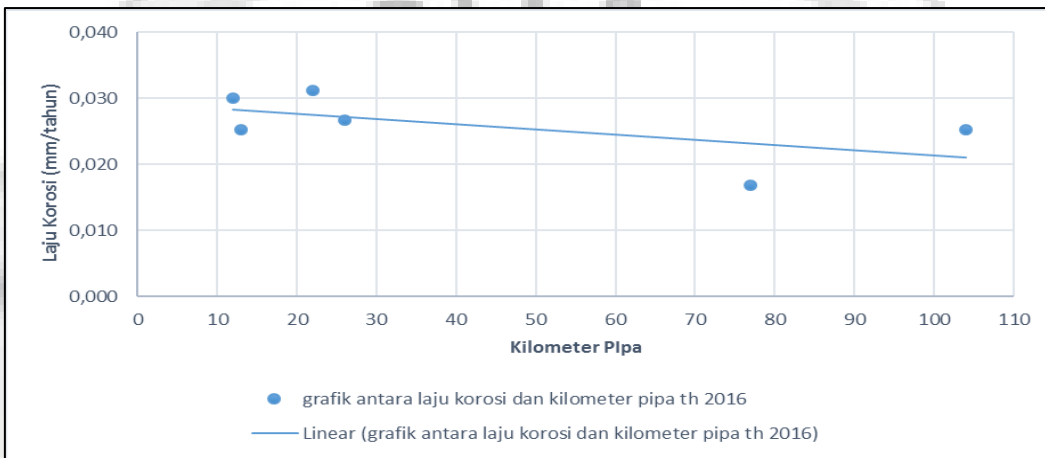
Untuk melindungi pipa dari korosi eksternal diaplikasikan proteksi katodik sistem anoda korban yang ditanam sepanjang jalur pipa transportasi. Metode ini memproteksi pipa dari korosi eksternal dengan cara menggunakan anoda korban magnesium yang akan dikorbankan agar pipa tetap aman dari lingkungan, dimana cara kerja metode tersebut dengan mengorbankan sebuah material lain (magnesium) agar material pipa tetap terjaga.

Dari hasil perhitungan laju korosi di setiap titik pengujian, didapat nilai laju korosi antara lain 0,06905 mm/tahun, 0,04238 mm/tahun dan seterusnya. Berdasarkan tabel *comparison of MPy with equivalent matric-rate expressions* (Tabel 3.1) laju korosi tersebut dapat dikategorikan *excellent* hingga *oustanding* karena nilai laju korosi tersebut berkisar antara 0,02 - 0,1 mm/tahun dan < 0,02 mm/tahun. Dan secara visual di lapangan memang terlihat keadaan pipa tersebut masih sangat bagus dan masih sangat layak pakai. Hal ini ditunjukkan oleh lapisan *coating* yang masih baik dan ketika lapisan *coating* tersebut dikikis tampak permukaan luar pipa yang masih baik pula, dan hanya ada beberapa korosi lokal yang terdapat pada pipa.

Jika dilihat dari pengurangan ketebalan di setiap titik pengujian terlihat tidak terlalu signifikan pengurangan ketebalan tersebut, hal ini dapat menunjukkan bahwa fluida yang dipakai tidak terlalu merusak permukaan dalam pipa. Dan hal ini dapat berpengaruh dalam umur pemakaian pipa, serta jenis *coating* yang digunakan mempengaruhi laju korosi yang terjadi, dimana sudah dijelaskan bahwa penggunaan *coating* ini untuk melindungi pipa dari gangguan *external* pipa.



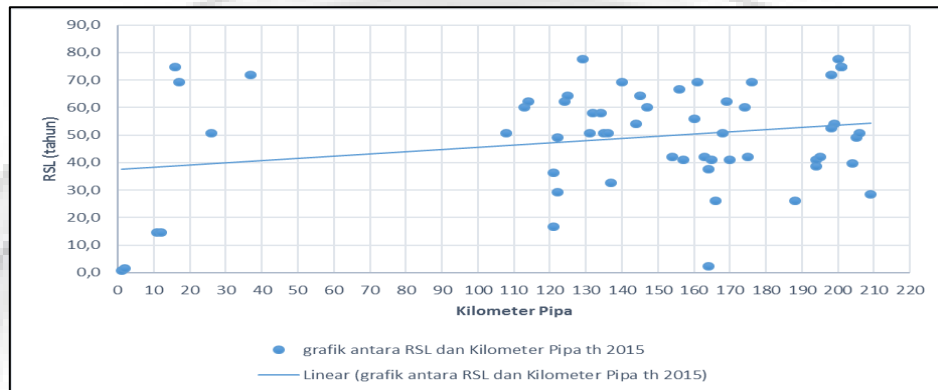
Gambar 1. Grafik Antara Laju Korosi dan Kilometer Pipa pada Tahun 2015



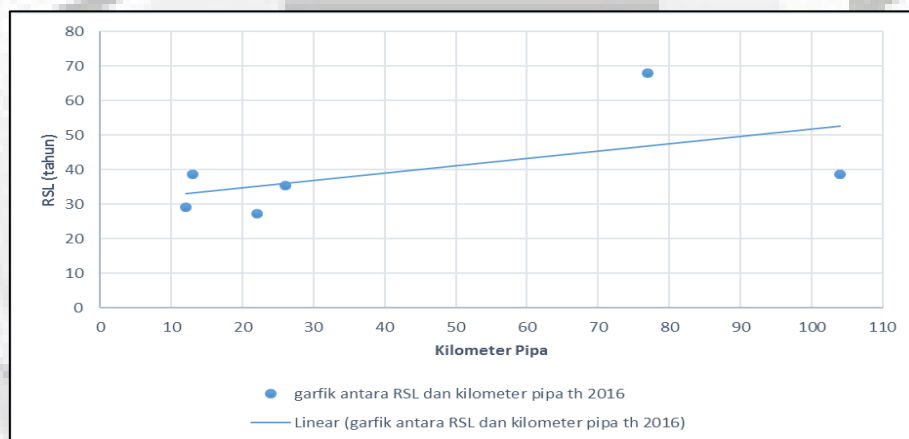
Gambar 2. Grafik Antara Laju Korosi dan Kilometer Pipa pada Tahun 2016

Jika dilihat dari grafik diatas dapat dinyatakan bahwa laju korosi tertinggi terdapat pada Kilometer Pipa (KP) 1 yaitu 0.06905 mm/tahun. Laju korosi ini dihitung berdasarkan data hasil pengukuran ketebalan, dimana terjadi pengurangan ketebalan yang signifikan dari ketebalan awal. Posisi pipa KP1 adalah yang terdekat dengan tangki, dimana terjadi pengurangan ketebalan yang relatif lebih banyak dari KP lain yang diakibatkan oleh tekanan yang besar jika dibandingkan KP lain yang jaraknya lebih jauh. Berdasarkan data laju korosi pada tahun 2015 dan 2016, pada titik pengamatan KP 12 dan KP 13 terjadi penambahan ketebalan pipa dari tahun 2015 ke tahun 2016. Hal ini diakibatkan oleh adanya sedimentasi berupa produk korosi atau pengotor yang terjadi pada permukaan dalam pipa yang terbawa bersamaan dengan fluida. Sedangkan pada KP 166 terjadi korosi merata, hal ini ditunjukkan oleh adanya pengurangan ketebalan yang signifikan. Pada KP 121 dan 122 yang terletak pada bantaran sungai terjadi pengurangan ketebalan yang signifikan jika dibandingkan dengan KP lain yang berdekatan. Hal ini dapat diakibatkan oleh pengaruh lingkungan sekitar yaitu kandungan air yang terlalu tinggi sehingga bereaksi dengan permukaan pipa. Sama halnya dengan KP 121 dan 122, KP 188 juga terletak pada daerah bantaran sungai, sehingga terjadi pengurangan ketebalan yang signifikan. Pada KP 209 juga mengalami pengurangan ketebalan yang cukup signifikan, hal ini terjadi karena KP 209 terletak pada kawasan industri (pabrik), dimana lingkungan tersebut mengandung gas-gas polutan dan suhu sekitar relatif tinggi sehingga korosi akan mudah terjadi. Hal ini lah yang menjadi faktor terjadinya pengurangan ketebalan yang tidak wajar dan mengakibatkan laju korosi tinggi.

Remaining service life pipa ditentukan oleh laju korosi, dimana semakin tinggi laju korosi maka semakin rendah *remaining service life* tersebut, sebaliknya semakin rendah laju korosi maka akan semakin tinggi *remaining service life*. Berdasarkan hasil pengukuran ketebalan di setiap titik pengukuran dapat dilihat bahwa pengurangan tidak terlalu signifikan untuk umur pakai pipa 21 tahun dan jika dirata-ratakan pengurangan ketebalannya hanya 0,4 mm. Hal ini menunjukkan bahwa pengurangan ketebalan sangat kecil untuk umur pakai pipa selama 21 tahun hanya 0,02 mm/tahun. Dan setelah dilakukan perhitungan *remaining service life* pipa di PT. Pertamina (Persero) Terminal BBM Balongan Jawa Barat sampai Plumpang Jakarta Utara diperoleh *remaining service life* sebesar 0.78 tahun sampai dengan 77,67 tahun.



Gambar 3. Grafik Remaining Service Life dan Kilometer Pipa pada Tahun 2015



Gambar 4. Grafik Remaining Service Life dan Kilometer Pipa pada Tahun 2016

Jika dilihat dari grafik diatas, jika diambil garis linier menunjukkan bahwa semakin jauh jarak maka semakin lama *remaining service life* pipa tersebut.. *Remaining service life* tersebut sangat wajar jika dilihat dari pengurangan ketebalan seperti yang telah dijelaskan diatas, oleh karena itu pemakaian pipa tersebut masih sangatlah layak. Tetapi pada kenyataan di lapangan dapat disesuaikan dengan kondisi, tidak harus berpaku pada hasil perhitungan, karena perhitungan ini hanyalah sebuah rekomendasi dasar awal.

D. Kesimpulan dan Saran

Dari penelitian ini dapat disimpulkan dalam beberapa poin, diantaranya:

- Laju korosi pada pipa transportasi jalur 1 PT. Pertamina (Persero) Terminal BBM Balongan Jawa Barat sampai Plumapang Jakarta Utara berkisar antara 0,01524 mm/tahun sampai dengan 0,06905 mm/tahun dimana laju korosi tersebut dapat

dikategorikan *excellent* sampai *outstanding*.

- Kondisi fisik pipa sendiri masih baik dan masih layak digunakan untuk transportasi BBM. Lapisan *coating* masih bagus, pada saat lapisan *coating* dikikis lapisan luar pipa masih dalam kondisi pada saat pemasangan awal. Pengendalian korosi pipa dilakukan dengan aplikasi proteksi katodik sistem anoda korban dan *coating*.
- *Remaining service life* (RSL) pada pipa transportasi Jalur 1 di PT. Pertamina (Persero) Terminal BBM Balongan Jawa Barat sampai Plumpang Jakarta Utara tersebut berkisar antara 0,78 tahun sampai 77,67 tahun.

Daftar Pustaka

- Anonim.2002. “*Pipeline Transportation Systems For Liquid Hydrocarbons and Other Liquids (Asme Code For Pressure Piping, B31)*”. USA. The American Society Of Mechanical Engineers.
- Agung, 2012. “*Faktor-faktor yang mempengaruhi korosi*”. agungfirdausi.my.id/2012/04/faktor-faktor-yang-mempengaruhi-korosi.html.
- Furqan, Muhammad, 2013 “*Perhitungan Laju Korosi*”. 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.