

Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life/Rsl) pada Jalur Pipa Transportasi Crude Oil dari Spu-A Mundu ke Terminal Balongan di PT Pertamina Ep Asset 3 Jatibarang Field, Kabupaten Indramayu Provinsi Jawa Barat

Determination of Corrosion Rate and Remaining Service Life (RSL) on Transport of Crude Oil Pipe From SPU-A Mundu to Terminal Balongan at PT Pertamina EP Asset 3 Jatibarang Field, Indramayu Regency, West Java Province

¹Dony Prayudha, ²Elfida Moralista, ³Dr. Ir. Yunus Ashari

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

e-mail: ¹donyprayudha@gmail.com, ²elfidamoralista95@gmail.com, ³yunus_ashari@yahoo.com

Abstract. PT Pertamina EP Jatibarang Field is an Exploration and Production unit. To meet the needs of crude oil production, PT Pertamina EP Jatibarang Field builds a new pipeline with metal material that will be used to drain crude oil from the SPU-A Mundu to Balongan Terminal. Corrosion is a process of decreasing the quality of metal material caused by chemical reactions between metal materials and other elements in the environment, therefore corrosion can only be controlled or slowed down by the corrosion rate. The title selection was based on the need for supervision of crude oil transportation pipes at PT Pertamina EP Asset 3 Jatibarang Field from SPU-A Mundu to Balongan Terminal. To calculate the corrosion rate and remaining service life the pipe data required for the pipe material, pipe life and the actual thickness of the pipe were measured using an Ultrasonic Thickness Gauge (GE Inspection Technologies DM5E Basic). The length of the inspected path is 19 km with 97 observation points carried out every 200 m. The pipe material used is API 5L Grade B 10", so that based on the International Standard of the American Society of Mechanical Engineering (ASME) data is obtained from the thickness value of pipe nominal that is equal to 11.13 mm. The type of corrosion found was uniform corrosion and pitting corrosion. Corrosion control applied is a coating, wrapping and cathodic protection (SACP) method. The factors that influence the occurrence of corrosion are external factors and internal factors. External factors are sunlight, ambient temperature above room temperature, acidic soil pH and low soil resistivity, underground water that has high chloride content. The internal factor consists of a high fluid temperature, the pH of an acidic fluid, the presence of sulfur and water in the fluid composition. The corrosion rate in the pipeline ranges from 0.09 - 0.54 mm / year which is included in the fair and excellent categories. With the critical zone located in underground pipelines and pipelines in coastal areas. Based on the corrosion rate, the remaining service life of the crude oil transportation pipe is obtained between 4.1 - 71.5 years.

Keywords: Corrosion, Pipe Transportation, Corrosion Rate, Remaining Service Life.

Abstrak. PT Pertamina EP Jatibarang Field merupakan unit Eksplorasi dan Produksi. Untuk memenuhi kebutuhan produksi minyak mentah PT Pertamina EP Jatibarang Field membangun pipa penyalur baru dengan material logam yang akan digunakan untuk mengalirkan crude oil dari Stasiun Pengumpul Utama (SPU-A) Mundu ke Terminal Balongan. Korosi merupakan suatu proses penurunan kualitas material logam yang disebabkan oleh reaksi kimia antara material logam dengan unsur-unsur lain yang terdapat di lingkungannya, oleh karena itu korosi hanya bisa dikendalikan atau diperlambat laju korosinya. Pemilihan judul ini didasarkan pada perlunya pengawasan terhadap pipa transportasi crude oil di PT Pertamina EP Asset 3 Jatibarang Field dari SPU-A Mundu ke Terminal Balongan. Untuk menghitung laju korosi dan sisa umur pakai (Remaining Service Life / RSL) pipa diperlukan data material pipa yang digunakan, umur pakai pipa dan tebal aktual pipa yang diukur menggunakan Ultrasonic Thickness Gauge (GE Inspection Technologies DM5E Basic). Panjang jalur yang diinspeksi adalah 19 km dengan 97 titik pengamatan yang dilakukan setiap 200 m. Material pipa yang digunakan yaitu API 5L Grade B 10", sehingga berdasarkan Standard International American Society of Mechanical Engineering (ASME) didapatkan data nilai tebal nominal pipa yaitu sebesar 11,13 mm. Jenis korosi yang ditemukan yaitu korosi merata dan korosi sumuran. Pengendalian korosi yang diaplikasikan adalah metode coating, wrapping dan proteksi katodik (SACP). Faktor-faktor yang mempengaruhi terjadinya korosi yaitu faktor eksternal dan faktor internal. Faktor eksternal yaitu sinar matahari, temperatur lingkungan yang berada di atas temperatur ruangan, pH tanah bersifat asam dan resistivitas tanah yang rendah, jenis air bawah tanah yang memiliki kandungan klorida tinggi. Faktor internal terdiri dari temperatur fluida yang tinggi, pH fluida yang bersifat asam, adanya sulfur

dan air pada komposisi fluida. Laju korosi pada jalur pipa tersebut berkisar antara 0,09 – 0,54 mm/tahun yang termasuk ke dalam kategori fair dan excellent. Dengan zona kritis terletak pada jalur pipa bawah tanah dan jalur pipa pada daerah pesisir pantai. Berdasarkan laju korosinya, maka diperoleh sisa umur pakai pipa transportasi crude oil tersebut berkisar antara 4,1 – 71,5 tahun.

Kata kunci : Korosi, Pipa Transportasi, Laju Korosi, Remaining Service Life.

A. Pendahuluan

Latar Belakang

Logam adalah salah satu material penting yang banyak dipakai sebagai material untuk peralatan industri dan lain-lain. Pemakaian logam pada peralatan tersebut, berdasarkan sifat fisik dan mekanik logam. Salah satu kelebihan dari logam adalah material ini tahan terhadap tekanan dan panas. Akan tetapi selain banyak manfaat logam, material ini juga memiliki kekurangan, salah satunya adalah material ini mudah terkorosi. Korosi merupakan kesetimbangan *thermodinamika* logam dengan lingkungannya seperti dengan air, udara dan tanah. Logam dikatakan setimbang bila logam membentuk oksida atau senyawa kimia lain yang lebih stabil atau memiliki energi yang paling rendah (Supardi, 1997).

Korosi juga merupakan proses degradasi atau penurunan kualitas material yang disebabkan oleh pengaruh lingkungan sekelilingnya. Lingkungannya dalam hal ini dapat berupa udara, sinar matahari, jenis air dan juga jenis tanah. Hal ini sangat tergantung di mana material tersebut berada atau terpapar.

PT Pertamina EP Jatibarang *Field* merupakan unit Eksplorasi dan Produksi. Untuk memenuhi kebutuhan produksi minyak mentah PT Pertamina EP Jatibarang *Field* membangun pipa penyalur baru yang akan digunakan untuk mengalirkan *crude oil* dari Stasiun Pengumpul Utama (SPU-A) Mundu ke Terminal Balongan sepanjang 19 km. Untuk menghindari terjadinya pengurangan kualitas pipa dan kebocoran pipa yang disebabkan oleh korosi, maka perlu dilakukan inspeksi pada pipa tersebut.

Tujuan Penelitian

1. Mengetahui jenis korosi dan pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil* dari SPU-A Mundu ke Terminal Balongan.
2. Mengetahui faktor-faktor yang mempengaruhi laju korosi pada pipa transportasi *crude oil* dari SPU-A Mundu ke Terminal Balongan.
3. Mengetahui laju korosi dan daerah kritis terjadinya korosi pada pipa transportasi *crude oil* dari SPU-A Mundu ke Terminal Balongan.
4. Mengetahui sisa umur pakai (*Remaining Service Life / RSL*) pada pipa transportasi *crude oil* dari SPU-A Mundu ke Terminal Balongan.

B. Landasan Teori

Korosi

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

1. Korosi Internal

Merupakan 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.

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

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 *Corrater*)
3. Metode Tahanan Listrik (dengan alat *Corrosometer*)
4. Metode Pengukuran Ketebalan (dengan alat *ultrasonic thickness gauge*)

Pengendalian Korosi

1. 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 *passive*, misalnya dilakukan dengan menambahkan Cr, Ni dan Mo dalam baja tahan karat dan dalam paduan lain.

2. Pengendalian Korosi dengan Rekayasa Media Korosif

Pengendalian korosi dengan rekayasa media korosifnya dapat dilakukan dengan berbagai cara, yaitu :

1. Menghilangkan O₂ dalam fluida;
2. Menghilangkan asam dalam fluida dengan cara netralisasi;
3. Menghilangkan garam-garam dalam fluida dengan pertukaran ion;
4. Menghilangkan partikel-partikel debu dalam fluida dengan cara filtrasi.

3. Pengendalian Korosi dengan Rekayasa Potensial Antar Muka Logam|Media Korosif

Korosi logam melibatkan proses elektrokimia, maka dalam penanggulangannya pun harus secara elektrokimia. Pengendalian korosi secara elektrokimia dilakukan dengan cara merekayasa tegangan elektrodanya agar korosi dapat dicegah atau paling tidak mengurangi tingkat korosinya. Proteksi korosi dibagi menjadi 2 (dua), yaitu :

1. Proteksi katodik
2. Proteksi anodik.

4. Pengendalian Korosi dengan cara Pelapisan Permukaan Logam (*Coating*)

Pada pengendalian korosi dengan cara pelapisan permukaan logam (*coating*) terdapat 2 (dua) cara yang bisa dilakukan, yaitu:

1. Pelapisan Permukaan Logam

Pelapisan permukaan logam dapat dilakukan dengan 2 (dua) cara, yakni :

- Metode mekanis, contoh dari metode ini yaitu *mechanical plating*, penyemprotan logam cair (Al, Zn) atau pencegahan menggunakan cat yang mengandung serbuk seng atau aluminium.
- Metode fisik, dalam cara ini pelapisan logam dilakukan pada temperatur tinggi, membentuk paduan permukaan oleh proses difusi. Misalnya proses *hot dipping*, yaitu pencelupan logam dalam cairan Zn, Pb, Sn atau Al.

2. Inorganik atau *non-logam coating*

Inorganik *coating* dapat berfungsi hanya sebagai lapisan pelindung atau berfungsi juga sebagai inhibitor. Contoh inorganik *coating* yang tergolong dalam kategori sebagai lapisan pelindung adalah *vitreous enamel*, bahan ini dapat tahan terhadap alkali (yang tidak terlalu kuat) dan asam (kecuali asam *hydrofluor*).

C. Hasil Penelitian

Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui laju korosi dan sisa umur pakai (*remaining service life / RSL*) pipa pada jalur transportasi *crude oil* dari SPU-A Mundu ke Terminal Balongan. Untuk mengetahui nilai laju korosi dan sisa umur pakai (*remaining service life / RSL*) pipa tersebut diperlukan data tebal aktual dan umur pakai pipa.

Material pipa yang digunakan di PT Pertamina EP *Asset 3 Jatibarang Field* pada jalur transportasi *crude oil* dari SPU-A Mundu ke Terminal Balongan yaitu API 5L *Grade B 10" Trunkline* yang memiliki kandungan karbon maksimal 0,30%. Berdasarkan kandungan karbon yang dimiliki oleh pipa jenis API 5L *Grade B*, pipa ini termasuk jenis *medium carbon steel*.

Panjang jalur yang diinspeksi adalah 19 km dengan 97 titik pengamatan. Pengukuran tebal aktual pada pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge (GE Inspection Technologies DM5E Basic)*.

Data Penunjang

- Jenis tanah pada daerah penelitian yaitu jenis alluvial, jenis tanah alluvial tergolong sebagai tanah muda, yang terbentuk dari endapan halus di aliran sungai, konsistensi dalam keadaan basah lekat mirip dengan tanah liat dan memiliki pH < 6 yang termasuk dalam kondisi asam.
- Resistivitas tanah berkisar antara 741,04 – 1230,88 Ohm-cm.
- Jenis air bawah tanah yaitu air tanah payau dengan kandungan klorida 250 – 600 mg/l dan air tanah asin dengan kandungan klorida > 600 mg/l.
- Temperatur lingkungan sekitar berkisar 27°C sampai dengan 34°C
- Jenis *coating* yang diaplikasikan pada pipa tersebut terdiri dari *Inorganic Zinc, Epoxy Mastic dan Polyurethane*.
- Pada jalur pipa bawah tanah pengendalian korosi yang diaplikasikan *coating, wrapping* dan proteksi katodik (magnesium).

Rumus Perhitungan *Thickness Required*

Rumus yang digunakan untuk menghitung *thickness required* adalah :

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

Dimana :

- Tr = *Thickness required (mm)*
- P = Tekanan desain (*psi*)
- D = Diameter pipa (mm)
- S = *Specification Minimum Yield Strength (psi)*
- E = *Joint factor*
- CA = *Corrosion Allowance (mm)*

Rumus Perhitungan MAWP (Maximum Allowable Working Pressure)

Rumus untuk menghitung MAWP adalah sebagai berikut :

$$\text{MAWP (psi)} = \frac{2 \times S \times E \times \text{t aktual}}{D} \dots\dots (2)$$

Di mana :

- MAWP = *Maximum Allowable Working Pressure (psi)*
- t aktual = Tebal pipa pada saat inspeksi (mm)
- D = Diameter pipa (mm)
- S = *Specification Minimum Yield Strength (psi)*
- E = *Joint factor*

Rumus Perhitungan Laju Korosi

Rumus untuk menghitung nilai laju korosi adalah sebagai berikut :

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

Di mana :

- CR = Laju Korosi (*Corrosion Rate*) (mm/tahun)
- Tebal Nominal = Tebal pipa pada pemasangan awal (mm)
- Tebal Aktual = Tebal pipa pada saat inspeksi (mm)
- Umur pakai pipa = Dari saat pemasangan hingga inspeksi (tahun)

Rumus Perhitungan Remaining Service Life (RSL)

Rumus yang digunakan untuk menghitung sisa umur pakai (Remaining Service Life / RSL) adalah :

$$\text{Remaining Service Life} = \frac{\text{Tebal aktual} - \text{Tebal Required}}{\text{Corrosion Rate}} \dots\dots (4)$$

Di mana :

- Remaining Service Life* = Sisa umur pakai pipa (Tahun)
- Tebal aktual = Tebal pipa pada saat inspeksi (mm)
- Tebal required* = Tebal minimal yang diizinkan (mm)

Dibawah ini merupakan contoh perhitungan :

- *Test Point* : 1
- Tebal Nominal (mm) : 11,13
- *Allowable Stress (psi)* : 35000
- Faktor Desain : 0,72
- Tekanan Desain (psi) : 750
- Diameter (mm) : 273,05

-
- Tebal Aktual (mm) : 9,77
- Umur Pakai Pipa (tahun) : 9
- $S = 0,72 \times 35000$ (psi) : 25200
- *Joint Factor* : 1

Dari beberapa data diatas, dapat dihitung :

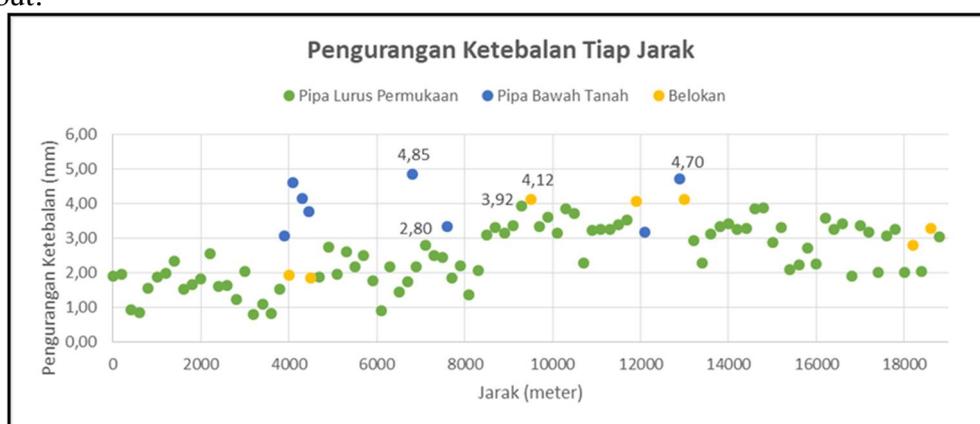
$$\begin{aligned}
 1. \quad Tr &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\
 &= \frac{750 \text{ psi} \times 273,05 \text{ mm}}{2 \times 25200 \text{ psi} \times 1} + 0 \\
 &= 4,063 \text{ mm} \\
 \\
 2. \quad MAWP &= \frac{2 \times S \times E \times t \text{ aktual}}{D} \\
 &= \frac{2 \times 25200 \text{ psi} \times 1 \times 9,23 \text{ mm}}{273,05 \text{ mm}} \\
 &= 1703,69 \text{ psi} \\
 \\
 3. \quad CR &= \frac{t \text{ nominal} - t \text{ aktual}}{\text{Umur pakai pipa}} \\
 &= \frac{11,13 \text{ mm} - 9,23 \text{ mm}}{9 \text{ tahun}} \\
 &= 0,211 \text{ mm/tahun} \\
 \\
 4. \quad RSL &= \frac{t \text{ aktual} - t \text{ required}}{\text{Laju Korosi}} \\
 &= \frac{9,23 \text{ mm} - 4,063 \text{ mm}}{0,211 \text{ mm/tahun}} \\
 &= 24,5 \text{ tahun}
 \end{aligned}$$

Tabel 1. Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa Jalur Transportasi dari SPU-A ke Terminal Balongan

Test Point	Jarak (m)	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual (mm)	Pengurangan Ketebalan (mm)	Laju Korosi (mm/tahun)	RSL (tahun)
1	0 - 200	11,13	9,23	1,90	0,211	24,5
2	200 - 400	11,13	9,17	1,96	0,218	23,4
3	400 - 600	11,13	10,21	0,92	0,102	60,1
4	600 - 800	11,13	10,28	0,85	0,094	65,8
5	800 - 1000	11,13	9,57	1,56	0,173	31,8
6	1000 - 1200	11,13	9,27	1,86	0,207	25,2
7	1200 - 1400	11,13	9,16	1,97	0,219	23,3
8	1400 - 1600	11,13	8,80	2,33	0,259	18,3
9	1600 - 1800	11,13	9,60	1,53	0,170	32,6
10	1800 - 2000	11,13	9,47	1,66	0,184	29,3

Berdasarkan hasil kegiatan inspeksi yang dilakukan setelah 9 tahun, dapat diketahui bahwa pipa transportasi *crude oil* mengalami pengurangan ketebalan dari tebal nominal pipa, hal tersebut dikarenakan terjadinya degradasi logam atau korosi pada pipa

tersebut.



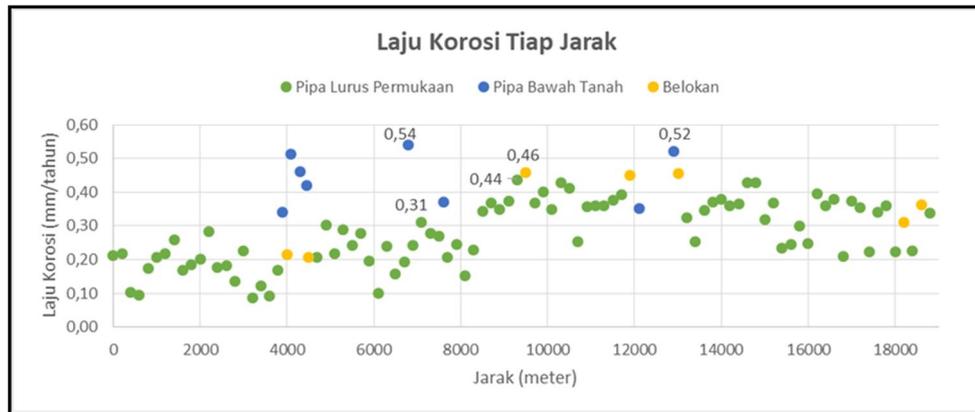
Gambar 1. Pengurangan Ketebalan Tiap Jarak

Berdasarkan (Gambar 1.) pipa yang berada pada 0 – 8400 m yang merupakan jalur pipa lurus memiliki nilai pengurangan ketebalan berkisar antara 0,85 – 2,80 mm, sedangkan pipa yang berada pada 8600 – 19000 m yang juga merupakan jalur pipa lurus memiliki nilai pengurangan ketebalan yang lebih besar berkisar antara 1,89 – 4,12 mm. Hal ini terjadi karena pipa tersebut berada pada lingkungan yang berbeda. Pada jarak 8600 – 19000 m yang merupakan daerah pesisir pantai mempunyai banyak kandungan klorida pada udaranya, hal ini lah yang menyebabkan pengurangan pada pipa tersebut lebih tinggi. Hal yang sama juga terjadi pada bagian belokan (elbow), elbow yang berada di antara 8600 – 19000 m mengalami pengurangan ketebalan yang lebih tinggi di bandingkan dengan elbow yang berada antara 0 – 8400 m. Sedangkan pada pipa bawah tanah selain faktor eksternal, pengurangan ketebalan dipengaruhi juga oleh nilai potensial proteksi katodik. Nilai pengurangan ketebalan tertinggi pada pipa di bawah tanah berada pada jarak 6800 m yang memiliki pH tanah 4,2 yaitu 4,85 mm. Sedangkan pada jarak 12000 – 12900 yang memiliki pH 3,8 dan 4 mengalami pengurangan ketebalan yang lebih rendah dibandingkan jarak 6800. Hal ini terjadi akibat pada jarak 6800 m proteksi katodik tidak bekerja dengan baik.



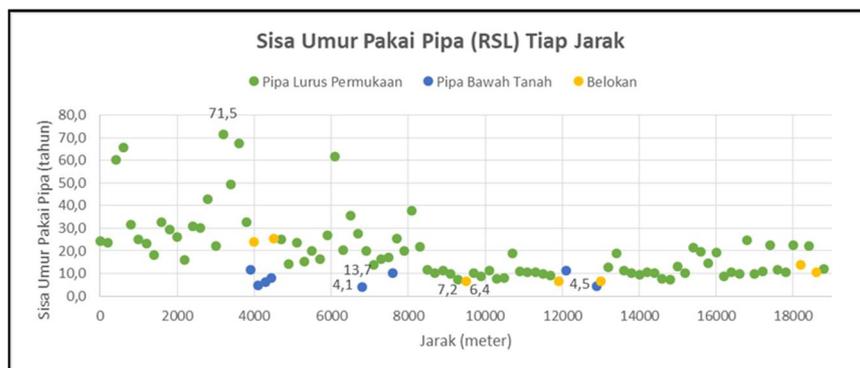
Gambar 2. Hubungan Laju Korosi Terhadap Pengurangan Ketebalan

Berdasarkan (Gambar 2.) dapat dikatakan pengurangan ketebalan akan selalu berbanding lurus dengan tingginya laju korosi yang terjadi. Semakin tinggi pengurangan ketebalan yang terjadi maka laju korosi akan semakin tinggi.



Gambar 3. Laju Korosi Tiap Jarak

Berdasarkan (Gambar 3.) diketahui laju korosi tertinggi setelah 9 tahun pipa digunakan yaitu 0,54 mm/tahun pada jarak 6800 m yang terletak pada bawah tanah. Hal ini disebabkan oleh sistem proteksi katodik anoda korban yang dipasang pada pipa tidak bekerja dengan baik. Untuk pipa yang terletak di atas permukaan tanah, laju korosi tertinggi berada pada jarak 9200 m (elbow) dengan nilai 0,46 mm/tahun. Pada bagian elbow memiliki laju korosi tertinggi karena pada bagian elbow sangat memungkinkan adanya pengendapan oleh unsur-unsur korosif (sulfur) yang berada pada crude oil. Sedangkan untuk jalur pipa lurus di atas permukaan laju korosi tertinggi terletak pada jarak 9300 m dengan nilai 0,44 mm/tahun, hal ini disebabkan karena pipa berada pada daerah pesisir pantai. Jalur pipa di atas permukaan yang berada pada daerah pesisir pantai mengalami laju korosi yang lebih tinggi jika dibandingkan dengan jalur pipa pada daerah lain. Hal ini disebabkan karena pada daerah pesisir pantai memiliki temperatur yang lebih tinggi dan juga kondisi lingkungan yang lebih banyak mengandung klorida sehingga mudah terjadinya korosi. Selain itu pada pipa yang berada di daerah pesisir pantai terganggu oleh kegiatan manusia. Pipa tersebut digunakan oleh warga sekitar yang mayoritas berprofesi sebagai nelayan sebagai penyangga untuk menjemur ikan hasil tangkapan (Gambar 5.), di mana alas yang digunakan untuk menjemur berupa bambu berongga sehingga ketika ikan masih dalam keadaan basah, tetesan air laut dari ikan yang mengandung garam klorida sangat bersifat korosif tersebut langsung mengenai permukaan pipa. Berdasarkan hasil perbandingan laju korosi terhadap tabel Corrosion Of MPY With Equivalent Metric-Rate (Tabel 3.2), maka laju korosi pada pipa transportasi crude oil SPU-A Mundu ke Terminal Balongan termasuk dalam kategori fair dan excellent dengan nilai laju korosi berkisar 0,09 – 0,54 mm/ tahun. Dengan demikian daerah kritis terjadinya korosi terletak pada daerah pesisir pantai.



Gambar 4. Sisa Umur Pakai (RSL) Tiap Test Point

Sisa umur pakai pipa terendah 4,1 tahun yaitu pada pipa yang terletak di bawah tanah. Sedangkan sisa umur pakai pipa tertinggi 71,5 tahun yaitu pada pipa yang terletak di atas permukaan tanah. Pada (Gambar 4.) dapat dilihat bahwa sisa umur pakai pipa pada jarak 8600 – 19000 m lebih rendah dibanding dengan jarak sebelumnya, hal ini disebabkan karena pipa berada di lingkungan yang sangat korosif yaitu daerah pesisir pantai.



Gambar 5. Hubungan Laju Korosi Terhadap Sisa Umur Pakai

Berdasarkan Gambar 5 dapat dilihat jika semakin tinggi laju korosi yang dialami pada pipa maka sisa umur pakai pipa akan semakin rendah. Jadi dapat dikatakan nilai laju korosi berbanding terbalik dengan sisa umur pakai pipa. Oleh karena itu monitoring dan pemilihan metode pengendalian korosi sangat penting, karena jika laju korosi pipa sangat tinggi maka sisa umur pakai pipa tidak akan sesuai dengan perencanaan awal. Selain berdampak kepada pencemaran lingkungan dan faktor keamanan jika terjadi kebocoran pada pipa juga berdampak kepada biaya perbaikan dan operasional yang harus dikeluarkan.

D. Kesimpulan dan Saran

Kesimpulan

Berdasarkan hasil pembahasan dari kegiatan penelitian ini maka dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Jenis korosi yang terjadi pada jalur pipa transportasi dari Stasiun Pengumpul Utama (SPU-A) Munde ke Terminal Balongan yaitu korosi merata dan korosi sumuran. Adapun metode pengendalian korosi yang di aplikasikan pada jalur pipa tersebut adalah *coating* yang terdiri dari *Inorganic Zinc*, *Epoxy Mastic* dan *Polyurethane*, *wrapping* dan proteksi katodik sistem anoda korban (magnesium) untuk pipa yang berada di bawah tanah.
2. Korosi pada jalur pipa tersebut dipengaruhi oleh dua faktor, yaitu faktor eksternal dan internal. Faktor eksternal yaitu sinar matahari, temperatur lingkungan yang berada di atas temperatur ruangan, pH tanah yang bersifat asam dan resistivitas tanah yang rendah, jenis air bawah tanah yang memiliki kandungan ion klorida tinggi. Faktor internal terdiri dari temperatur fluida yang berada di atas temperatur ruangan, pH fluida yang bersifat asam, adanya sulfur dan air pada komposisi fluida.
3. Laju korosi pada jalur pipa transportasi dari Stasiun Pengumpul Utama (SPU-A) Munde ke Terminal Balongan berkisar antara 0,09 – 0,54 mm/tahun. Di mana

laju korosi pada jalur pipa ini termasuk ke dalam kategori *fair* sampai *excellent*. Daerah kritis terjadinya korosi berada pada jalur pipa di bawah tanah dan jalur pipa pada daerah pesisir pantai.

4. Berdasarkan hasil perhitungan sisa umur pakai atau *remaining service life* pipa tersebut adalah 4 – 71,5 tahun.

Saran

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

1. Perlunya dilakukan monitoring dengan rentang waktu yang lebih pendek dari biasanya.
2. Pada pipa yang di jalur bawah tanah dan daerah pesisir pantai sebaiknya lebih sering dilakukan monitoring baik secara visual maupun pengukuran, karena daerah ini merupakan daerah kritis terjadinya korosi.
3. Perlunya dilakukan *re-coating* pada pipa yang berada pada daerah pesisir pantai.
4. Perlunya memberikan pengetahuan terhadap warga yang tinggal di sekitar jalur pipa tentang bahaya yang akan timbul akibat kebocoran pipa karena korosi.

Daftar Pustaka

- Akhmad A. Korda, Leo Yulyardi, 2009, “Analisis Keandalan Pipa *Produce Water* Menggunakan Metode *Fitness For Service* dan *First Order Second Moment* melalui Inspeksi *Long Range Ultrasonic Testing*”, Volume XVI, No.2, <http://e-journal.upp.ac.id>, 6 Mei 2018.
- Enefola S. Ameh, 2017, “*Fitness For Service Assesment of Ageing Pressure Vessel Experiencing External Corrosion: A Case Study*”. The International Of Engineering And Science, Volume 6 No.2, <http://e-journal.upp.ac.id>, 6 Mei 2018.
- Fauzy. Lutfi Aulia, Moralista. Elfida, Sriyanti, 2018, “Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life / RSL) pada Pipa Tanki Free Water Knockout (FWKO) di PT Pertamina Ep Indramayu Desa Balongan Kecamatan Balongan Provinsi Jawa Barat”, Universitas Islam Bandung.
- Febriani. Kania, Moralista. Elfida, Pramusanto, 2018, “Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life/RSL) pada Pipa Transportasi Gas Bumi di PT Pertamina Ep Asset 3 Subang Field Kecamatan Cilamaya Utara Kabupaten Karawang Provinsi Jawa Barat”, Universitas Islam Bandung.
- Jonnes, Danny A, 2001, “*Principles and Prevention of Corrosion*”, New York, Macmillan Publishing Company