

**ANALISA LAJU KOROSI PADA SAMBUNGAN ELBOW PIPA MINYAK DI PT.
PLN (PERSERO) ULPLTD POKA**

Widianti Suparman¹⁾, Berthy Pelasula^{2)*}, Alexander A. Patty³⁾

^{1,3)} Program Studi Teknologi Rekayasa Sistem Mekanikal Migas Politeknik Negeri Ambon

²⁾ program Studi Teknik Produksi Migas Politeknik Negeri Ambon

wdiantiS123@gmail.com, bertxpelasula@gmail.com

ABSTRACT

The oil pipeline network is a critical infrastructure that plays a vital role in the oil and gas industry. However, one of the significant challenges faced by this pipeline system is corrosion. Corrosion is a chemical process that leads to the deterioration of metal quality due to electrochemical reactions with the environment. Corrosion in oil pipelines not only reduces the wall thickness but can also result in leaks, structural damage, and even accidents that negatively impact human safety and the environment.

The objective of this research is to analyze the corrosion rate in the elbow joints of oil pipelines at PT PLN (Persero) ULPTD Poka. This study employs a quantitative method involving two variables. The independent variable is the elbow type, specifically the 90° elbow, while the dependent variables are the corrosion rate calculations and the remaining service life (RSL) of the elbow pipes.

The results indicate that the corrosion rate varies at each measurement point on the elbow joints. The RSL calculations show significant variation based on the thickness of the pipe wall at each elbow. The highest RSL values were found in elbows 3, 4, 5, and 8, with a remaining service life of up to 49.5 years. Conversely, elbow 1 had the lowest RSL at 38 years. The higher RSL in some elbows suggests that despite experiencing corrosion, the remaining thickness is still sufficient to support the pipeline's function for a longer duration. Recommendations include the need for intensive maintenance on the oil pipeline elbow joints, especially on segments above ground and near corrosive sources.

Keywords: Oil Pipeline, Corrosion Elbow Joint, Remaining Service Life (RSL), Maintenance

ABSTRAK

Jaringan pipa minyak adalah infrastruktur penting yang memainkan peran penting dalam industri minyak dan gas. Namun, salah satu tantangan terbesar pada sistem pipa ini adalah korosi. Korosi merupakan proses kimia yang menyebabkan penurunan kualitas logam akibat reaksi elektrokimia dengan lingkungan. Korosi pada jaringan pipa minyak tidak hanya mengurangi ketebalan dinding pipa, tetapi juga dapat mengakibatkan kebocoran, kerusakan struktur, bahkan kecelakaan yang berdampak negatif terhadap keselamatan manusia dan lingkungan.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menganalisa laju korosi pada sambungan elbow pipa minyak di PT PLN (persero) ULPTD Poka. Metode yang dilakukan dalam penelitian ini menggunakan metode kuantitatif dengan adanya 2 variabel. Variabel bebas yaitu *elbow* yang digunakan yaitu *elbow 90°* sedangkan variabel terikat yaitu Perhitungan laju korosi dan umur pakai pipa *elbow*.

Hasil dari penelitian ini adalah Hasil perhitungan menunjukkan bahwa laju korosi bervariasi untuk setiap titik pengukuran pada sambungan *elbow*. Perhitungan sisa umur pakai (RSL) menunjukkan bervariasi yang signifikan berdasarkan ketebalan pelat kulit pada masing-masing *elbow*. Nilai RSL tertinggi ditemukan pada *elbow 3,4,5* dan *8* dengan sisa umur pakai mencapai 49,5 tahun. Sebaliknya, *elbow 1* memiliki sisa umur pakai terendah yaitu 38 tahun. RSL yang lebih tinggi pada beberapa *elbow* menunjukkan bahwa meskipun mengalami korosi, ketebalan yang tersisa masih cukup untuk mendukung fungsi pipa dalam jangka waktu yang lebih lama. Saran yang dapat diberikan yaitu Perlu dilakukan perawatan intensif pada sambungan *elbow* pipa minyak, terutama pada segmen yang berada di atas permukaan tanah dan dekat dengan sumber korosif.

Kata kunci: Pipa minyak, korosi elbow, umur pakai, perawatan

PENDAHULUAN

Jaringan pipa memegang peranan penting dalam industri minyak dan gas alam. Hingga saat ini, jaringan pipa masih menjadi media distribusi curah minyak mentah dan gas alam yang paling ekonomis dibandingkan dengan kereta api, truk, dan kapal tanker (Iman dan Kusmono, 2014). Namun salah satu kelemahan jaringan pipa adalah rentan terhadap korosi internal. Dalam beberapa tahun terakhir, studi tentang proses korosi internal pada jaringan pipa telah menjadi topik yang sangat penting. Hal ini disebabkan oleh dampak ekonomi dan teknologi yang ditimbulkannya (Huang dan Ji, 2008). Lebih lanjut, Allahkaram dkk (2015) dalam laporan penelitiannya menyatakan bahwa jaringan pipa sebagai media pengangkutan minyak, gas, dan produk minyak bumi mempunyai peranan yang luar biasa dalam perekonomian negara.

Jaringan pipa minyak adalah infrastruktur penting yang memainkan peran penting dalam industri minyak dan gas. Namun, salah satu tantangan terbesar pada sistem pipa ini adalah korosi. Korosi merupakan proses kimia yang menyebabkan penurunan kualitas logam akibat reaksi elektrokimia dengan lingkungan. Korosi pada jaringan pipa minyak tidak hanya mengurangi ketebalan dinding pipa, tetapi juga dapat mengakibatkan kebocoran, kerusakan struktur, bahkan kecelakaan yang berdampak negatif terhadap keselamatan manusia dan lingkungan. Siku, bagian pipa yang melengkung, merupakan salah satu area yang paling rentan terhadap korosi. Hal ini disebabkan oleh beberapa faktor, antara lain pengendapan partikel korosif seperti belerang dan garam, serta aliran fluida yang lebih kompleks dibandingkan bagian pipa lurus. Partikel-partikel ini dapat terperangkap di dalam siku pipa, meningkatkan laju korosi dan mengurangi sisa umur pipa. Sambungan ini membuat tekanan dan turbulensi dalam proses aliran, yang dapat mengatur proses korosi. Korosi pada sambungan elbow tidak hanya menyebabkan kerusakan fisik pada pipa, tetapi juga dapat mengganggu keandalan sistem secara keseluruhan, berpotensi menimbulkan kebocoran yang berbahaya. Material pipa yang umum digunakan, seperti baja karbon, memiliki ketahanan korosi yang bervariasi, tergantung pada kondisi operasional. Selain itu, karakteristik lingkungan, seperti kelembapan, suhu, dan keberadaan zat pengotor, juga memainkan peran penting dalam proses korosi.

Studi sebelumnya menunjukkan bahwa sambungan elbow pipa sering mengalami korosi yang lebih tinggi daripada bagian pipa lainnya. Ini karena turbulensi yang terjadi saat fluida bergerak melalui sambungan, yang dapat merusak lapisan pelindung dan mempercepat proses oksidasi. Oleh karena itu, melakukan analisis menyeluruh mengenai laju korosi sambungan ini sangat penting.

Dari sudut pandang industri, mengetahui laju korosi pada sambungan pipa elbow minyak memiliki dampak ekonomi yang signifikan. Perusahaan dapat merencanakan perawatan dan penggantian pipa dengan lebih efisien, yang mengurangi downtime dan biaya pemeliharaan. Selain itu, hal ini meningkatkan keamanan dan keandalan operasi. Dalam industri minyak dan gas, analisis laju korosi pada siku pipa sangat penting untuk memprediksi sisa umur pipa dan mengidentifikasi area yang paling rentan terhadap korosi. Dengan cara ini, tindakan pencegahan dan perlindungan korosi yang lebih efektif dapat dilakukan, seperti penggunaan inhibitor korosi, perawatan rutin, dan inspeksi rutin. Oleh karena itu, penelitian mengenai analisis laju korosi pada tikungan pipa minyak sangat diperlukan untuk meningkatkan keandalan dan keamanan sistem pipa minyak.

TINJAUAN PUSTAKA

Korosi dapat diartikan sebagai kerusakan atau keausan suatu bahan akibat reaksi dengan lingkungan yang didukung oleh faktor-faktor tertentu (Soepomo, 2003). Sedangkan menurut Ikhsan (2008), korosi dapat diartikan sebagai suatu proses rusaknya atau menurunnya kualitas bahan akibat interaksi dengan lingkungan. Korosi yang terjadi pada industri minyak dan gas harus dikendalikan karena dapat menimbulkan kegagalan yang berdampak pada keselamatan manusia dan lingkungan.

Korosi secara garis besar dapat dibagi menjadi dua jenis: korosi internal dan korosi eksternal.
Penyebab Korosi:

Peristiwa korosi didasarkan pada proses elektrokimia, yaitu proses yang didalamnya terdapat arus listrik (perubahan/reaksi kimia). Satu bagian besi berfungsi sebagai katoda (anoda) dan bagian lainnya berfungsi katoda, sebagai anoda (anoda, katoda). Elektron mengalir dari anoda ke katoda sehingga menyebabkan korosi. Korosi dapat terjadi pada media kering dan lembab. Misalnya korosi yang terjadi pada media kering adalah serangan logam besi oleh gas oksigen (O_2) atau serangan oleh gas sulfur dioksida (SO_2).

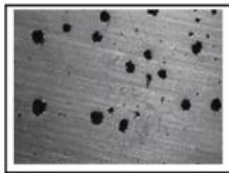
Jenis-jenis Korosi Menurut Bentuknya:

1. Korosi seragam (serangan seragam)



Gambar.1 Korosi seragam

2. Korosi Lubang



Gambar.2 Korosi lubang

3. Korosi Erosi



Gambar.3 Korosi erosi

4. Korosi Galvanik (Galvanic Corrosion)



Gambar 1 Korosi Galvanic pada sambungan pipa

5. Korosi Tegangan



Gambar .2 Korosi tegangan pada logam

6. Korosi Celah



Gambar.6 Korosi celah

7. Korosi Mikroba



Gambar .7 Korosi mikroba

8. Korosi Lelah



Gambar. 8 Korosi lelah

Pencegahan Korosi:

1. Hindari kontak dengan oksigen atau air.
2. Proteksi Katodik (Anodik Pengorbanan)
3. Industri paduan anti korosi atau paduan logam
4. Pengecatan
5. Pelumasan dengan oli atau gemuk.

6. Bungkus dengan plastik.
7. Tinned (dilapisi dengan timah).
8. Galvanis
9. Berlapis krom (dilapisi krom).
10. Perlindungan Korban (Korban Anodik).
11. Inhibitor

Pemeriksaan Pipa *Elbow*:

Pemeriksaan pipa minyak di ULPTD POKA melakukan pengujian ketebalan dengan menggunakan metode *Non Destructive Examination* (NDE). Penelitian ini dilakukan menggunakan *Ultrasonic Thickness Gauge*.

Perhitungan Laju Korosi:

Berdasarkan API 570, penggunaan standart ini adalah untuk menentukan nilai dari laju korosi dan sisa umur pakai. Pemeriksaan pipa *elbow*:

Pemeriksaan

$$CR = \frac{t_{nom} - t_{act}}{age\ of\ pipe}$$

Dimana:

CR : Laju Korosi

T nom : t nominal adalah nilai ketebalan pipa pada saat di pasang berdasarkan schedule dan NPS dari pipa (inch)

T act : t actual adalah nilai ketebalan pipa yang didapat dari hasil inspeksi di lapangan (inch)

Age op pipe : umur pipa (tahun)

Perhitungan Umur Pakai Pipa

Berdasarkan standart diketahui bahwa untuk menghitung sisa umur pipa maka dibutuhkan nilai wall ketebalan (t required) yang dihitung berdasarkan ASME B31.8.

$$RL = \frac{t_{act} - t_{req}}{CR}$$

Dimana:

CR : Laju Korosi (ipy)

t act : t actual adalah nilai ketebalan pipa yang didapat dari hasil inspeksi di lapangan (inch)

t req : t required adalah nilai minimum wall ketebalan calculation berdasarkan perhitungan ASME B31.8 sebelum nilai *corrosion allowance* dan *manufactures tolerance* ditambahkan (inch)

RL : Sisa umur pipa (tahun)

METODOLOGI

Metode penelitian yang digunakan adalah melakukan observasi terhadap objek penelitian di PT PLN(persero) dan selanjutnya menggunakan metode kualitatif yang berfokus pada kondisi *Elbow* Perpipa.

Tabel 1. Data Spesifikasi Pipa

Jenis material pipa	Baja Karbon (ASTM A106Gr.B)
Lokasi	ULPTD Poka
Tahun dibangun	1986
Diameter	2 Inch
Diameter Elbow	10,6 mm
Service of liquid	Bahan bakar B30
Tahun Pembuatan	1986
Tebal awal pipa	6 mm (0.236 inch)
Yield strength	35,000 psi (241 Mpa)
Tekanan desain	150 psi (10 bar)
Faktor Desain	0,72

HASIL DAN PEMBAHASAN

Menentukan laju korosi pada sambungan *elbow* pipa minyak dapat dilakukan melalui beberapa metode yaitu:

1. Metode Pengukuran Ketebalan

- *Ultrasonic Thickness Gauge*: Alat ini digunakan untuk mengukur ketebalan pipa di daerah sambungan
- Perbandingan Data: Bandingkan ketebalan sebelum dan setelah periode waktu tertentu untuk menentukan laju korosi

2. Visual Inspection

- Lakukan inspeksi visual untuk mendeteksi tanda-tanda korosi seperti pitting, retakan, atau perubahan warna pada sambungan *elbow*.

- **Cara menghitung laju korosi dan umur pakai pipa**

$$CR = \frac{t_{nom} - t_{act}}{\text{umur pakai pipa}}$$

Dimana:

CR : Laju Korosi

t_{nom} : t nominal adalah nilai ketebalan pipa pada saat di pasang berdasarkan *schedule* dan NPS dari pipa (inch)

t_{act} : t actual adalah nilai ketebalan pipa yang didapat dari hasil inspeksi di lapangan (inch)

Umur pakai pipa (tahun)

$$RL = \frac{t_{act} - t_{req}}{CR}$$

Dimana:

CR : Laju Korosi (ipy)

t_{act} : t actual adalah nilai ketebalan pipa yang didapat dari hasil inspeksi di lapangan (inch)

t_{req} : t *required* adalah nilai minimum *wall* ketebalan *calculation* berdasarkan perhitungan ASME B31.8 sebelum nilai *corrosion allowance* dan *manufactures tolerance* ditambahkan (inch)

RL : Sisa umur pipa (tahun)

- **Rumus Perhitungan *Thicknes Required***

$$Tr = \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA$$

Dimana:

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

Dari beberapa data diatas dapat dihitung:

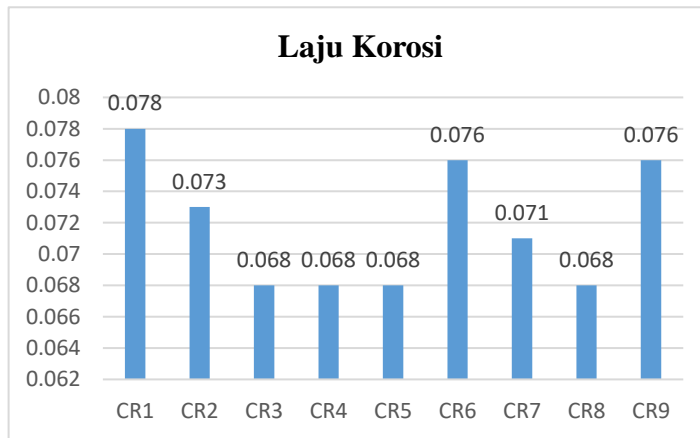
$$\begin{aligned} 1. \quad Tr &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\ &= \frac{150 \text{ psi} \times 10,6 \text{ mm}}{2 \times 25200 \text{ psi} \times 1} + 0 \\ &= 0,031 \text{ mm} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 2. \quad CR &= \frac{t \text{ nominal} - t \text{ aktual}}{\text{umur pakai pipa}} \\ &= \frac{6 \text{ mm} - 3,0 \text{ mm}}{38 \text{ tahun}} \\ &= 0,078 \text{ mm/tahun} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 3. \quad RSL &= \frac{t \text{ aktual} - t \text{ required}}{\text{Laju Korosi}} \\ &= \frac{3.2 \text{ mm} - 0.031 \text{ mm}}{0.073 \text{ mm/tahun}} \\ &= 43.1 \text{ tahun} \end{aligned}$$

Tabel 2. Hasil Perhitungan Laju Korosi *Elbow*

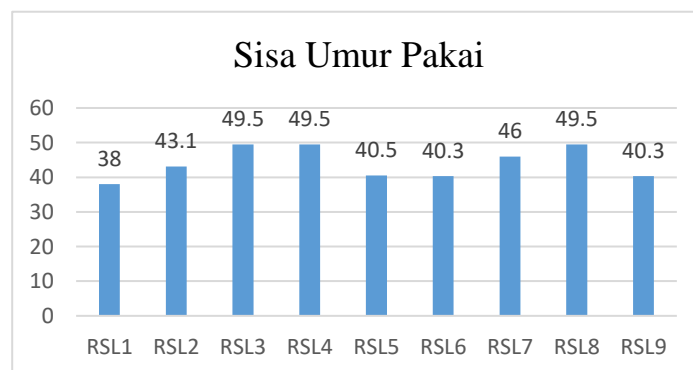
CR1	0.078	mm/tahun
CR2	0.073	mm/tahun
CR3	0.068	mm/tahun
CR4	0.068	mm/tahun
CR5	0.068	mm/tahun
CR6	0.076	mm/tahun
CR7	0.071	mm/tahun
CR8	0.068	mm/tahun
CR9	0.076	mm/tahun



Gambar 9. Grafik Laju Korosi *Elbow*

Tabel 3. Perhitungan Sisa Umur Pakai

RSL1	38	tahun
RSL2	43.1	tahun
RSL3	49.5	tahun
RSL4	49.5	tahun
RSL5	49.5	tahun
RSL6	40.3	tahun
RSL7	46	tahun
RSL8	49.5	tahun
RSL9	40.3	tahun



Gambar 10. Sisa Umur Pakai

PENUTUP

Kesimpulan

Berikut analisis yang dilakukan mengenai laju korosi pada sambungan *elbow* pipa minyak, dapat disimpulkan sebagai berikut:

- 1) Menentukan laju korosi pada sambungan *elbow* pipa minyak dapat dilakukan melalui beberapa metode yaitu:
 - Metode pengukuran ketebalan menggunakan *Ultrasonic Thickness Gauge* dan perbandingan data
 - Visual Inspection yaitu inspeksi visual untuk mendeteksi tanda-tanda korosi seperti pitting, retakan, atau perubahan warna pada sambungan *elbow*.
- 2) Terdapat beberapa cara pengendalian laju korosi pada sambungan *elbow* pipa minyak
 - Memilih bahan yang tepat
 - Desain Konstruksi
 - Penerapan lapisan
 - Pemantauan dan inspeksi rutin
 - Perawatan perbaikan
- 3) Hasil analisa perhitungan
Laju Korosi:

- Hasil perhitungan menunjukkan bahwa laju korosi bervariasi untuk setiap titik pengukuran pada sambungan *elbow*. Nilai CR berkisar antara 0,068 mm/tahun hingga 0,078 mm/tahun. Laju korosi tertinggi terdapat pada *elbow* 1 dengan nilai 0,078 mm/tahun, sedangkan nilai terendah ditemukan pada *elbow* 3,4,5 dan 8, masing-masing sebesar 0,068 mm/tahun. Hal ini menunjukkan bahwa titik-titik tertentu lebih rentan terhadap korosi, yang terhadap korosi, yang dapat disebabkan oleh faktor-faktor seperti turbulensi aliran dan komposisi fluida

Sisa Umur Pakai:

- Perhitungan sisa umur pakai (RSL) menunjukkan bervariasi yang signifikan berdasarkan ketebalan pelat kulit pada masing-masing *elbow*. Nilai RSL tertinggi ditemukan pada *elbow* 3,4,5 dan 8 dengan sisa umur pakai mencapai 49,5 tahun. Sebaliknya, *elbow* 1 memiliki sisa umur pakai terendah yaitu 38 tahun. RSL yang lebih tinggi pada beberapa *elbow* menunjukkan bahwa meskipun mengalami korosi, ketebalan yang tersisa masih cukup untuk mendukung fungsi pipa dalam jangka waktu yang lebih lama.

Saran:

1. Perlu dilakukan perawatan intensif pada sambungan *elbow* pipa minyak, terutama pada segmen yang berada di atas permukaan tanah dan dekat dengan sumber korosif.
2. Implementasi metode pengendalian korosi yang efektif, seperti penggunaan lapisan anti-korosi, dapat membantu mengurangi laju korosi.

Mengingat laju korosi dan sisa umur pakai yang diamati, disarankan untuk melakukan pemantauan berkala pada sambungan *elbow* pipa. Penerapan langkah-langkah pencegahan, seperti perlindungan katodik dan penggunaan material pelindung, dapat membantu memperlambat laju korosi dan memperpanjang umur pakai pipa

Referensi

- Adha, S. (2021). Preventive Maintenance Instalasi Pipa Transfer 946-TK-106. (*PRESERO*) *RU II PRODUCTION SUNGAI PAKNING*, 1-54.
- Fajrin, A., Mutiarani, M., Ariyanto, N. P., & Wissesa, W. (2022). Identifikasi Tebal Plat Lambung Kapal Tanker Tyche IMO 8794891 Dengan Ultrasonic Thicness Gauge. *Jurnal Teknologi dan Riset Terapan (JATRA)*, 4(2), 69-73.
- Indrajaya, B. (2013). Manajemen resiko korosi pada pipa penyalur minyak. *JURNAL TEKNIK POMITS*, 2(1).
- Prayudha, D., Moralista, E., & Ashari, Y. (2018). 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. *Prosiding Teknik Pertambangan*, 511-520.
- Pranowo, I. D. (2019). *Sistem Dan Menejemen Pemeliharaan*. Yogyakarta 55581: Grup Penerbitan CV BUDI UTAMA.
- Sulardi. (2019). Inspeksi Teknik Sistem Perpipaan Industri Pengolahan Migas. *Jurnal JIEOM* .
- Utomo, B. (2009). Jenis korosi dan penanggulangannya. *Kapal: Jurnal Ilmu Pengetahuan dan Teknologi Kelautan*, 6(2), 138-141.
- Yunus, A. (2011). Korosi logam dan pengendaliannya; artikel review. *Jurnal Polimesin*, 9(1), 847-852.