

## Penentuan Laju Korosi dan *Remaining Service Life (RSL)* Pipa *Carbon Steel API 5L Grade B*

Elton Mendy Simon<sup>1</sup>, Ainul Alim Rahman<sup>2</sup>, Firmanullah Fadlil<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Program Studi Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Pendidikan  
Muhammadiyah Sorong, Sorong, Papua Barat Daya

<sup>2</sup>Program Studi Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Pendidikan  
Muhammadiyah Sorong, Sorong, Papua Barat Daya

*Corresponding Author* : [ainul\\_alim\\_rahman@unimuda.co.id](mailto:ainul_alim_rahman@unimuda.co.id)

### Abstrak

Korosi merupakan salah satu penyebab utama degradasi material pada sistem perpipaan, yang berdampak langsung terhadap keselamatan dan efisiensi operasional. Proses korosi yang dipengaruhi oleh lingkungan, jenis material, dan kondisi operasional menyebabkan penipisan dinding pipa seiring waktu. Oleh karena itu, evaluasi terhadap laju korosi menjadi krusial dalam menentukan sisa umur pakai pipa, sehingga tindakan mitigasi dapat direncanakan sebelum terjadi kegagalan sistem. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis laju korosi menggunakan pendekatan kuantitatif berdasarkan data inspeksi dan memprediksi sisa umur pakai dengan metode degradasi berbasis waktu. Material pipa yang dikaji pada penelitian ini yaitu API 5L Grade B yang memiliki kandungan karbon maksimal 0,30%. Jenis korosi yang terjadi pada pipa internal pengaliran gas alam adalah erosion corrosion (korosi erosi) dan crevice corrosion (korosi celah). Pengurangan ketebalan pipa sebesar 0,43 mm disebabkan kandungan gas alam dari aktifitas pengaliran gas yang mengandung senyawa-senyawa hidrokarbon dan non-hidrokarbon. Nilai laju korosi 0,165 mm/tahun menyebabkan sisa umur pakai pipa atau remaining service life adalah 45 tahun, Laju korosi tersebut memiliki ketahanan terhadap korosi relatif cukup bertahan dari korosi. Hasil studi ini diharapkan dapat memberikan rekomendasi teknis bagi pengelolaan aset perpipaan secara berkelanjutan.

**Kata Kunci:** Korosi, Laju Korosi, *Remaining Service Life*

### Abstract

*Corrosion is one of the main causes of material degradation in piping systems, which has a direct impact on safety and operational efficiency. The corrosion process, influenced by the environment, material type, and operational conditions, leads to the thinning of pipe walls over time. Therefore, evaluation of the corrosion rate is crucial in determining the remaining service life of pipes, allowing for mitigation measures to be planned before system failure occurs. This study aims to analyze the corrosion rate using a quantitative approach based on inspection data and to predict the remaining service life using a time-based degradation method. The pipe material examined in this study is API 5L Grade B with a maximum carbon content of 0.30%. The types of corrosion occurring in the internal piping of natural gas are erosion corrosion and crevice corrosion. The reduction of pipe thickness by 0.43 mm is caused by the natural gas content from the gas flow activities that contain hydrocarbon and non-hydrocarbon compounds. The corrosion rate of 0.165 mm/year results in a remaining service life of the pipe being 45 years. This corrosion rate shows a relatively good resistance to corrosion. The results of this study are expected to provide technical recommendations for the sustainable management of pipeline assets.*

**Keywords:** Corrosion, Corrosion Rate, *Remaining Service Life*

## 1. Pendahuluan

Dalam industri migas, kelautan, maupun sistem perpipaan domestik, pipa memegang

peranan penting sebagai jalur transportasi fluida. Namun, seiring waktu, pipa mengalami penurunan



kualitas akibat korosi. Korosi adalah degradasi (penurunan) kualitas logam akibat reaksi kimia antara logam atau paduan logam dengan lingkungannya (Jones, 1996). Akibat reaksi logam dengan lingkungannya, secara umum korosi merupakan hilangnya logam pada bagian yang terpapar. Korosi terjadi dalam berbagai macam jenis, mulai dari korosi merata pada seluruh permukaan logam sampai dengan korosi yang terkonsentrasi pada bagian tertentu. Faktor-faktor seperti kelembapan, suhu, pH, kehadiran ion klorida, dan desain sistem dapat mempercepat laju korosi, memperpendek masa pakai pipa, dan meningkatkan risiko kebocoran atau bahkan kegagalan sistem (Imam Imadudin et al., 2021). Akibat dari korosi 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. (Mochammad Faizal Fadhillah et al., 2023)

Korosi yang terjadi pada metal dapat terbentuk dengan berbagai cara, tergantung kepada lingkungan dan jenis metalnya. Walaupun korosi banyak jenisnya, namun yang paling sering dijumpai pada perpipaan sebagai berikut:

- a. Korosi Seragam/Merata (*Uniform Corrosion*)  
Korosi seragam adalah korosi yang terjadi pada permukaan logam akibat reaksi kimia karena pH air yang rendah dan udara yang lembab, sehingga makin lama logam makin menipis.
- b. Korosi Sumuran (*Pitting Corrosion*)  
Korosi sumuran, yaitu korosi yang disebabkan karena komposisi logam yang tidak homogen yang dimana pada daerah batas timbul korosi yang berbentuk sumur.
- c. Korosi Galvanik (*Galvanic Corrosion*)  
Korosi Galvanik, yaitu korosi yang terjadi pada dua logam berbeda potensial dalam satu elektrolit. Logam yang mempunyai nilai potensial standar reduksi rendah ( $E^0$ ) (anodik) akan terkorosi.
- d. Korosi Erosi (*Erosion Corrosion*)  
Korosi Erosi, merupakan gabungan dari kerusakan akibat reaksi elektrokimia dan kecepatan fluida yang tinggi pada permukaan

logam. Korosi erosi dapat pula terjadi karena adanya aliran fluida yang sangat tinggi melewati benda yang diam atau statis. Serta bisa juga terjadi karena sebuah objek bergerak cepat di dalam fluida yang diam, misalnya pada baling-baling kapal laut.

- e. Korosi Tegangan (*Stress Corrosion Cracking*)  
Korosi tegangan atau korosi retak tegang terjadi karena butiran logam yang berubah bentuk akibat logam mengalami perlakuan khusus (seperti diregang, ditekuk, dll) atau mendapatkan beban sehingga butiran logam menjadi tegang dan butiran ini akan sangat mudah bereaksi dengan lingkungan.
- f. Korosi Celah (*Crevice Corrosion*)  
Korosi celah merupakan korosi yang terjadi di sela-sela gasket, sambungan bertindih, sekrup-sekrup atau kelingan yang terbentuk oleh kotoran-kotoran endapan atau timbul dari produk-produk karat.
- g. Korosi Selektif (*Selective Leaching Corrosion*)  
Korosi selektif merupakan korosi yang berkaitan dengan larutnya satu atau lebih unsur pemuad dari suatu paduan logam (Java et al., n.d.).

Laju korosi didefinisikan sebagai banyaknya logam yang dilepas tiap satuan waktu pada permukaan tertentu. Laju korosi umumnya dinyatakan dengan satuan *mils per year* (mpy). Satu mils adalah setara dengan 0,0001 inch. Berikut adalah tabel hubungan laju korosi dengan ketahanan korosinya (relatif) :

**Tabel 1:** Hubungan Laju Korosi dengan Ketahanan Korosi Relatif

Korosi Relatif	Laju Korosi		
	mpy	mm/yr	$\mu\text{m/yr}$
Sangat baik	< 1	< 0,02	< 25
Baik	1–5	0,02–0,1	25–100
Cukup	5–20	0,1–0,5	100–500
Kurang	20 – 50	0,5–1	500 – 1000
Buruk	50–200	1–5	1000 – 5000
Sangat buruk	+ 200	+ 5	+ 5000



## 2. Metodologi

Studi mengenai laju korosi dan estimasi sisa umur pakai menjadi fondasi dalam manajemen aset yang berkelanjutan dan strategi pemeliharaan berbasis kondisi. Pendekatan ini tidak hanya memperpanjang usia layanan komponen tetapi juga mencegah kerugian finansial dan lingkungan akibat kerusakan material. Material pipa yang dikaji pada penelitian ini yaitu API 5L Grade B yang memiliki kandungan karbon maksimal 0,30% (Fauzan & Moralista, n.d.). Berdasarkan % karbon yang dimiliki oleh API 5L Grade B bahwa pipa ini termasuk pada jenis *medium carbon steel*.

Jenis Pipa	: API 5L Grade B
Material	: Carbon Steel
Schedule	: 40
Diameter	: 8 in
Ansi	: 150
Model	: Seamless
Stress (S)	: 35000 psi
Quality Factor (E)	: 1
Weld Joint (W)	: 1
Coefficient (Y)	: 0,4
Corrosion (c)	: 0

(ASME Code for Pressure Piping, 2012)

Kemudian, data yang diperoleh dari lapangan adalah tebal aktual pipa yang diukur menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics*. Pengukuran ketebalan pipa dilakukan berdasarkan derajat keliling pipa yaitu 0°, 90°, 180°, dan 270°. Pengambilan data ketebalan pipa dilakukan di 6 test point pada pipa transportasi gas yang berada di atas tanah (*above ground*).

### 1. Menghitung *Minimum Required Thickness* (Tr)

$$\begin{aligned} Tr &= \frac{PDo}{2(SEW+PY)} + c \\ &= \frac{188,552 \times 219,1}{2(35000 \times 1 \times 1 + 188,552 \times 0,4)} + 0 \\ &= 0.58953 \text{ mm} \end{aligned}$$

Keterangan :

Tr	=	Requied minimum thickness (mm)
P	=	Tekanan (psi)
Do	=	Diameter luar pipa (mm)

S	=	Allowable stress value (psi)
E	=	Quality factors
W	=	Weld joint
Y	=	Coefficient
c	=	Corrosion allowance

### 2. Menghitung Laju Korosi/*Corrosion Rate* (CR)

$$CR = \frac{T_{\text{desain}} - T_{\text{aktual}}}{\text{Lama waktu operasi pipa (tahun)}}$$

Keterangan :

CR	=	Laju korosi (mm/tahun)
T <sub>desain</sub>	=	Tebal desain pipa (mm)
T <sub>aktual</sub>	=	Tebal aktual pipa (mm)

### 3. Menghitung Sisa Umur Pakai/*Remaining Service Life* pipa (RSL)

$$RSL = \frac{T_{\text{aktual}} - Tr}{CR}$$

Keterangan :

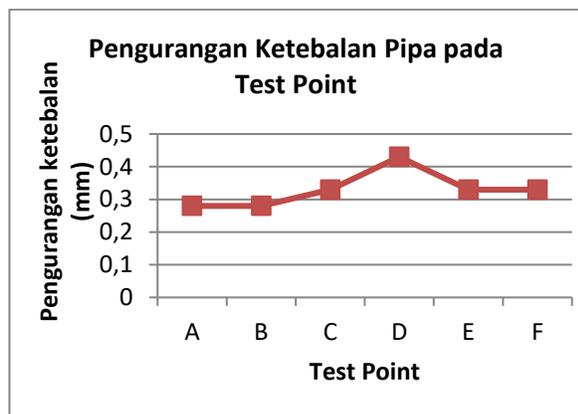
RSL = *Remaining service life*/sisa umur pakai pipa (tahun)

**Tabel 2** : Perhitungan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa

Test Point	Tebal Desain (mm)	Tebal Aktual (mm)	Laju Korosi (mm/tahun)	RSL (tahun)
A	8,18	7,9	0,14	52
B	8,18	7,9	0,14	52
C	8,18	7,85	0,165	44
D	8,18	7,75	0,215	33
E	8,18	7,85	0,165	44
F	8,18	7,85	0,165	44
<b>Rata-rata</b>			0,165	45

## 3. Hasil dan Pembahasan

Pengukuran ketebalan pada pipa *aboveground* dilakukan di 6 test point. Berikut adalah grafik pengurangan ketebalan pipa pada setiap test point:



**Gambar 1** : Grafik pengurangan ketebalan pipa

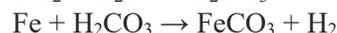
Dari grafik di atas dapat diketahui bahwa pengurangan tebal terendah terdapat pada test point A dan B dengan nilai 0,28 mm. Pengurangan tebal tertinggi terdapat pada test point D yang memiliki nilai 0,43 mm. Pengurangan ketebalan pipa ini disebabkan kandungan gas alam dari aktifitas pengaliran gas yang mengandung senyawa-senyawa hidrokarbon dan non-hidrokarbon.

Jenis hidrokarbon yang terdapat di dalam gas alam pada umumnya adalah senyawa alkana, yaitu senyawa hidrokarbon yang ikatan antar atom karbonnya jenuh dan lurus atau bercabang (bukan bentuk ikatan melingkar). Senyawa hidrokarbon yang dimaksud ini memiliki rumus molekul  $C_nH_{2n+2}$ , dimana C adalah atom karbon, H adalah atom hidrogen, dan n adalah jumlah atom karbon (C). Senyawa hidrokarbon merupakan senyawa yang dominan dengan komponen utamanya adalah metana ( $CH_4$ ), dan senyawa hidrokarbon lainnya seperti etana ( $C_2H_6$ ), propana ( $C_3H_8$ ), butana ( $C_4H_{10}$ ), pentana ( $C_5H_{12}$ ) dan heksana. Kemudian, senyawa-senyawa lain yang bersifat sebagai *impurities* yang tidak disukai karena sifatnya yang dapat mengganggu proses pengolahan antara lain adalah nitrogen ( $N_2$ ) dan karbondioksida ( $CO_2$ ). Selain itu, senyawa non-hidrokarbon lainnya yang terkandung di dalam gas alam yaitu sulfur ( $H_2S$ ) dan uap air ( $H_2O$ ).

Dalam industri gas dan minyak,  $CO_2$  selain  $H_2S$  merupakan salah satu faktor utama penyebab korosi internal pada pipa. Korosi  $CO_2$  merupakan korosi yang diakibatkan oleh  $CO_2$  yang terlarut di dalam air yang akan menimbulkan lingkungan yang bersifat asam (*sweet environment*). Gas  $CO_2$  ini tidak bersifat korosif jika berada dalam keadaan kering dan tidak terlarut dalam air.  $CO_2$

yang terlarut di dalam air akan membentuk asam karbonat ( $H_2CO_3$ ) yang merupakan senyawa asam lemah yang sangat mudah terurai. Penguraian senyawa asam karbonat ini akan memicu terjadinya reaksi oksidasi pada material yang berada pada lingkungan tersebut. Karbon dioksida lebih dapat larut dibandingkan oksigen di air murni dan menjadi asam karbonat yang mempunyai pH di bawah 6 dimana serangan asam menjadi dominan. Lingkungan asam yang ditimbulkan dari korosi  $CO_2$  ini mengakibatkan laju korosi material yang berada pada lingkungan ini lebih besar dari pada lingkungan yang mengandung  $O_2$ . Selain itu, kelarutan gas  $CO_2$  dalam air juga lebih tinggi dari pada kelarutan gas  $O_2$ . Hal ini juga mengakibatkan laju korosi material pada lingkungan yang mengandung  $CO_2$  lebih besar dibandingkan lingkungan yang mengandung  $O_2$ .

Laju korosi pada korosi  $CO_2$  ditentukan oleh sifat lapisan produk korosi yang terbentuk pada permukaan logam. Jika lapisan terbentuk pada keadaan yang sesuai maka akan terbentuk lapisan pelindung yang dapat menurunkan laju korosi. Reaksi yang terjadi adalah sebagai berikut



Dari reaksi korosi yang terjadi tersebut, maka akan menghasilkan  $FeCO_3$  sebagai produk korosi.

Tekanan parsial  $CO_2$  yang nilainya adalah persentasi mol  $CO_2 \times$  tekanan sistem dalam kPa (Psia) digunakan sebagai acuan penentuan korosifitas lingkungan. Beberapa kondisi terkait adalah sebagai berikut:

- Tekanan parsial  $CO_2$  di atas 207 kPa (30 Psi) bersifat korosif dengan adanya kandungan air.
- Tekanan parsial  $CO_2$  antara 21 kPa (3 Psi) dan 207 kPa (30 Psia) bersifat relatif/kemungkinan korosif dengan adanya kandungan air.
- Tekanan parsial  $CO_2$  di bawah 21 kPa (3 Psi) bersifat non-korosif (Qohar, 2012).

Dimana tekanan parsial  $CO_2$  didapatkan dari perkalian fraksi mol  $CO_2$  dengan tekanan total dari sistem operasi, dengan persamaan rumus berikut :

$$\text{Tekanan parsial } CO_2 = \frac{(\text{Tekanan operasi (psi)} \times \text{mol } CO_2 (\%))}{100}$$



Komposisi mol (%) CO<sub>2</sub> = 2,003 %  
 Tekanan operasi (bar) = 8 bar (min) sampai 13 bar (max).

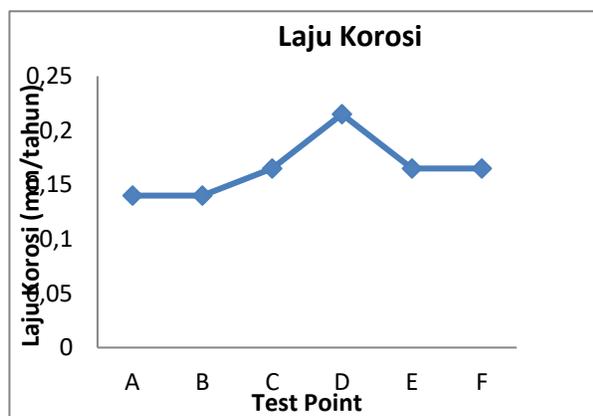
**Tabel 3** : Tekanan Parsial CO<sub>2</sub>

Tekanan		Tekanan Parsial CO <sub>2</sub> (psi)	
bar	psi		
8	116,032	2,324	non-korosif
9	130,536	2,614	non-korosif
10	145,04	2,905	non-korosif
11	159,544	3,195	relatif
12	174,048	3,486	relatif
13	188,552	3,776	relatif

Data di atas menunjukkan pada tekanan 8 – 10 bar tekanan parsial CO<sub>2</sub> bersifat non-korosif. Sedangkan, pada tekanan 11 – 13 bar tekanan parsial CO<sub>2</sub> bersifat relatif. Oleh karena itu, jenis korosi yang terjadi pada pipa internal pengaliran adalah *erosion corrosion* (korosi erosi) dan *crevice corrosion* (korosi celah).

### 3.1 Laju Korosi

Dengan adanya degradasi atau penurunan kualitas pipa yang disebabkan oleh karbondioksida akan menimbulkan laju korosi sejalan dengan waktu pengopersian dalam 2 tahun.



**Gambar 2** : Laju Korosi pada pipa setiap di Test Point

Grafik di atas menunjukkan nilai rata-rata laju korosi adalah 0,165 mm/tahun, dimana laju korosi ini memiliki ketahanan terhadap korosi relatif cukup. Hal ini disebabkan oleh kecepatan aliran gas, jika kecepatan aliran gas tinggi maka nilai laju korosi akan rendah, sebab tidak adanya

pembentukan korosi pada pipa. Sebaliknya, jika kecepatan aliran rendah maka akan mengakibatkan pembentukan korosi sehingga laju korosi menjadi tinggi. Data *flowrate* sebesar 248,88 MSCF/jam, maka didapati nilai kecepatan aliran pada test point A – F yang ditunjukkan pada tabel berikut :

**Tabel 4** : Kecepatan aliran pada setiap test point

Test Point	Panjang [L] (m)	Area [A] (m <sup>2</sup> )	Kecepatan [V] (m/s)
A	20,37	14,021	0,139
B	20,65	14,214	0,137
C	24,63	16,953	0,115
D	68,66	47,26	0,041
E	47,54	32,723	0,059
F	2,55	1,755	1,115

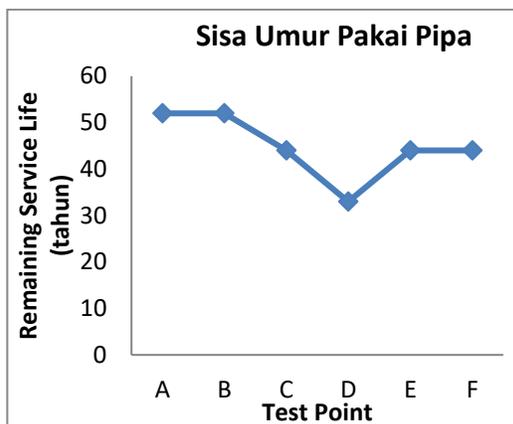
Adapun faktor yang mempengaruhi tinggi dan rendahnya kecepatan pada setiap test point yakni *fitting* atau sambungan pipa sebagai berikut:

- Test Point A : Gate Valve
- Test Point B : Elbow 90°
- Test Point C : Elbow 90°
- Test Point D : Ball Valve, 2 Tee
- Test Point E : Tee, 3 elbow 90°
- Test Point F : Elbow 45°

### 3.2 Sisa Umur Pakai Pipa (*Remainin Service Life*)

#### *Service Life*

Dengan adanya kecepatan yang berpengaruh pada laju korosi setiap tahunnya, maka akan berpengaruh pada sisa umur pakai pipa atau *remaining service life* yang ditunjukkan dengan grafik berikut :



**Gambar 3 :** *Remaining Service Life* atau Sisa Umur Pakai Pipa

Grafik *remaining service life* di atas menunjukkan bahwa hubungan antara laju korosi dengan sisa umur pakai pipa berbanding terbalik. Pada test point A dan B memiliki sisa umur pakai tertinggi dengan nilai 52 tahun. Lalu test point C, E, dan F memiliki sisa umur pakai yang sama yakni 44 tahun. Sedangkan test point D memiliki sisa umur pakai yang terendah dengan nilai 33 tahun. Semakin tinggi laju korosi pada suatu test point maka akan semakin rendah sisa umur pakai pipa. Dan sebaliknya semakin rendah laju korosi pada test point, maka semakin tinggi sisa umur pakai pipanya. Oleh karena itu, nilai rata-rata sisa umur pakai pipa atau *remaining service life* adalah 45 tahun, dimana sisa umur pakai pipa ini dikategorikan relatif cukup bertahan dari korosi.

Korosi tidak dapat dicegah maupun dihentikan secara total tapi korosi ini hanya bisa diperlambat lajunya sehingga memperlambat pula proses perusakan yang terjadi pada material tersebut (R et al., 2016). Untuk menjaga keselamatan dan efisiensi operasional, penting dilakukan evaluasi terhadap sisa umur pakai pipa. Dengan memprediksi kapan pipa akan mencapai kondisi kritis, langkah preventif seperti perbaikan, pelapisan ulang, atau penggantian dapat direncanakan secara ekonomis dan tepat waktu..

#### 4. Kesimpulan

- 1) Laju korosi sebesar 0,165 mm/tahun yang menyebabkan nilai rata-rata sisa umur pakai pipa atau *remaining service life*

selama 45 tahun dan relatif cukup bertahan dari korosi.

- 2) Laju korosi bersifat relatif pada tekanan 11 – 13 bar tekanan parsial CO<sub>2</sub> dengan jenis korosi yang terjadi adalah *erosion corrosion* (korosi erosi) dan *crevice corrosion* (korosi celah).
- 3) Kecepatan aliran gas yang rendah dapat menyebabkan pembentukan korosi pada dinding internal pipa carbon steel API 5L Grade B.

#### Daftar Pustaka

- ASME Code for Pressure Piping. (2012). *Process Piping. 2012*.
- Fauzan, G. A., & Moralista, E. (n.d.). *Kajian Sisa Umur Pakai Pipa Transportasi Crude Oil Pipeline E ( SP 05 – SP 06 ) di Kecamatan Balikpapan Kota , Kota Balikpapan , Provinsi Kalimantan Timur. 17, 41–48.*
- Imam Imadudin, Elfida Moralista, & Zaenal. (2021). *Kajian Sisa Umur Pakai dan Proteksi Katodik Sistem Anoda Korban pada Pipa Transportasi Gas Pipeline B di Kecamatan Cilamaya Wetan, Kabupaten Karawang, Provinsi Jawa Barat. Jurnal Riset Teknik Pertambangan, 1(2), 117–122.*  
<https://doi.org/10.29313/jrtp.v1i2.408>
- Java, W., Al Hafydhz, I., Moralista, E., Usman, D. N., & Pertambangan, P. T. (n.d.). *Prosiding Teknik Pertambangan Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life / RSL) Pada Jalur Pipa Transportasi Gas Jumper Simpang Brimob-NFG (Non Flare Gas) Mundu di PTPertamina EP Asset 3 Jatibarang Field Kabupaten Indramayu Provinsi Jawa Barat Determination of Corrosion Rate and The Rest of Used (Remaining Service Life/RSL) on Pipeline Gas Transportation Jumper Simpang Brimob-NFG (Non Gas Flares) Mundu in PT Pertamina EP 3 Asset Jatibarang District Field Indramayu of.*
- Jones, D. A. (1996). Principles and Prevention of Corrosion Second Edition. *Materials & Design, 14(3), 572.*
- Mochammad Faizal Fadhillah, Elfida Moralista, & Zaenal. (2023). *Kajian Sisa Umur Pakai dan*



Proteksi Katodik Sistem Anoda Korban pada  
Pipa Transportasi Crudeoil Pipeline C (SP 03  
– SP 04) di Kecamatan Tirtamulya,  
Kabupaten Karawang, Provinsi Jawa Barat.  
*Bandung Conference Series: Mining  
Engineering*, 3(1).

<https://doi.org/10.29313/bcsme.v3i1.7071>

R, T. N., Sulistijono, S., Mahiri, A., & Pambudi,  
M. R. (2016). *Perancangan Proteksi Arus  
Paksa Pada Pipa Baja Api 5L Dengan  
Coating Dan Tanpa Coating Di Dalam  
Tanah*. V, SNF2016-CIP-95-SNF2016-CIP-  
102. <https://doi.org/10.21009/0305020119>