

# Kajian Korosi dan Proteksi Katodik Sistem Anoda Korban Pada Pipa Transportasi *Crude Oil Pipeline B* di Kecamatan Lemahabang, Kabupaten Karawang, Provinsi Jawa Barat

**Bayu Adji Laksamana, Elfida Moralista, Zaenal**

Prodi Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Bandung, Indonesia.

[bayuadjilaksamana2016@gmail.com](mailto:bayuadjilaksamana2016@gmail.com), [elfidamoralista95@gmail.com](mailto:elfidamoralista95@gmail.com),  
[zaenal.mq66@gmail.com](mailto:zaenal.mq66@gmail.com)

**Abstract.** Petroleum and gas transportation activities generally use metal-based tools, including pipes. Metals are used for transportation pipes because they have good resistance to pressure and temperature. However, metal pipes will experience corrosion when interacting with their environment. These environments are water, air, natural gas and crude oil. The impact of losses due to corrosion is a reduction in pipe thickness which causes pipe leakage and causes the remaining life of the pipe to be low. Therefore it is necessary to conduct a corrosion study on the pipe to monitor the corrosion rate so that the pipe can be used according to the pipe design age. This research was conducted on a crude oil transportation pipe along 2,730 meters which is located above and below the ground surface. This study aims to determine the type of corrosion, the level of protection of the cathodic protection method of the sacrificial anode system, the corrosion rate (CR), and the remaining service life (Remaining Service Life / RSL) of the pipe and the external environmental factors that influence it. The type of corrosion that occurs in crude oil transportation pipes is a type of uniform corrosion and erosion corrosion. External environmental factors, namely soil resistivity and soil pH do not affect the rate of corrosion and the remaining useful life of the pipe because the coating, wrapping and cathodic protection of the sacrificial anode system used are still functioning properly. The potential value of cathodic protection ranges from -1.059 to -997 mV vs CSE indicating the level of protection in being protected based on the NACE RP0169 standard. The corrosion rate of the pipe is 0.4015-0.4376 mm / year based on the relative corrosion resistance of steel which is included in the good category. The service life of the pipe is 13 years and the remaining service life of the pipe is 7.24-8.40 years, therefore there are 2 test points or 13.3% which are estimated to be unable to reach the pipe design life of 20 years.

**Keywords :** *Carbon Steel, Crude Oil, API 5L Grade B, Corrosion Rate, Remaining Service Life of the Pipe*

**Abstraks.** Kegiatan transportasi minyak bumi dan gas umumnya menggunakan alat-alat yang memiliki bahan dasar logam, diantaranya adalah pipa. Logam digunakan untuk pipa transportasi karena mempunyai sifat ketahanan yang baik terhadap tekanan dan temperatur. Namun, pipa logam akan mengalami korosi apabila berinteraksi dengan lingkungannya. Lingkungan tersebut adalah

air, udara, gas bumi, dan *crude oil*. Dampak kerugian karena terjadinya korosi adalah pengurangan ketebalan pipa yang menyebabkan kebocoran pipa dan menyebabkan sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Maka dari itu perlu dilakukannya kajian korosi pada pipa untuk *monitoring* laju korosi sehingga pipa dapat digunakan sesuai dengan umur desain pipa. Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini merupakan pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi dan sisa umur pakai pipa berdasarkan API 570. Pengukuran pengurangan ketebalan pipa dilakukan pada 15 *test point* dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL*. Kondisi lingkungan pada lokasi penelitian mempunyai pH tanah 6 – 6,6 termasuk kategori asam, temperatur udara rata-rata 27<sup>0</sup>C dan resistivitas tanah 2.209 – 3.504 ohm.cm tergolong ke tingkat sangat korosif sampai korosif. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* merupakan jenis korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*). Faktor-faktor lingkungan eksternal yaitu resistivitas tanah dan pH tanah tidak mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa dikarenakan *coating, wrapping* dan proteksi katodik sistem anoda korban yang digunakan masih berfungsi dengan baik. Nilai potensial proteksi katodik berkisar -1.059 hingga -997 mV vs CSE menunjukkan tingkat proteksi kedalam terproteksi berdasarkan standar NACE RP0169. Laju korosi pada pipa adalah 0,4015-0,4376 mm/tahun berdasarkan ketahanan korosi relatif baja termasuk dalam kategori *good*. Umur pakai pipa selama 13 tahun dan sisa umur pakai pipa 7,24-8,40 tahun, oleh karena itu terdapat 2 *test point* atau 13,3% yang diperkirakan tidak dapat mencapai umur desain pipa yaitu 20 tahun.

**Kata kunci : Pipa Baja, Crude Oil, API 5L Grade B, Laju Korosi, Sisa Umur Pakai Pipa**

## 1. Pendahuluan

Indonesia merupakan negara yang memiliki sumberdaya alam yang melimpah diantaranya minyak dan gas bumi. Aktivitas industri gas umumnya menggunakan pipa dengan bahan dasarnya adalah logam. Penggunaan logam digunakan karena memiliki ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan. Akan tetapi, logam dapat terjadinya proses korosi yang menyebabkan penurunannya kualitas dan kemampuan logam.

Korosi adalah turunnya kualitas logam yang dikarenakan reaksi elektrokimia antara logam dan lingkungannya. Lingkungan yang menyebabkan korosi yaitu air, tanah, gas, udara, larutan asam, dan lain-lain. Kerugian yang diakibatkan karena korosi adalah pengurangannya tebal pipa yang dapat menyebabkan pipa menjadi bocor dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah.

Upaya *monitoring*, pengendalian korosi, dan pemeliharaan pipa sangat penting untuk dilakukannya pengurangan ketebalan pipa yang terjadinya karena adanya korosi pada pipa. Dengan demikian proses *monitoring* merupakan kajian mengenai sisa umur pakai pipa transportasi gas agar sisa umur pakai pipa dapat sesuai dengan desain pipa.

## 2. Landasan Teori

Korosi merupakan suatu lawan besar terhadap berbagai industri, dikarenakan seringnya terjadi kerugian yang diakibatkan terjadinya suatu korosi, contohnya adalah penurunan material yang kuat dan biaya perbaikannya pun cukup besar dari yang biasanya di perkirakan. Pencegahan terjadinya suatu korosi di perlukan tahap-tahap untuk menghindari terjadinya korosi

Korosi dapat menimbulkan suatu penurunan kekuatan logam yang diakibatkan terjadinya reaksi-reaksi elektrokimia antara suatu logam dan lingkungan tempat berada. Korosi juga merupakan peristiwa yang ilmiah yang bisa terjadi pada bahan dan juga proses-proses kembalinya bahan menuju kondisi semula saat bahan di pertemukan dan diolah dari alamnya

Pada umumnya korosi dapat dikatakan juga sebagai pengrusakan atau pengausan dari suatu material yang terjadi reaksi-reaksi lingkungan di sekelilingnya dan juga di dukung oleh penyebab-penyebab tertentu

### Metode Pengendalian Korosi

#### 1. Seleksi material dan desain

Seleksi material dilakukan untuk pemilihan material yang disesuaikan dengan kondisi lingkungan serta fluida yang dipakai. Desain pipa yang dipakai harus sesuai memenuhi standar agar tidak memicu terjadinya korosi, sehingga dapat memperpanjang usia pemakaian pipa

#### 2. Proteksi Pelapisan (*Coating*)

*Coating* merupakan cara pengendalian korosi dengan memberikan lapisan penutup pada permukaan logam agar logam tidak terekspos langsung dengan lingkungan sekitar.

#### 3. Proteksi Katodik

Proteksi katodik ini merupakan metode yang umum digunakan untuk melindungi struktur logam dari korosi. Apabila dilihat dari sumber listriknya, proteksi katodik dapat dibedakan menjadi dua macam yaitu metode anoda korban (*Sacrificial Anode Cathodic Protection*) dan metode arus yang dipaksakan (*Impressed Current Cathodic Protection*).

#### 4. Inhibitor

Inhibitor korosi merupakan bahan kimia yang diinjeksikan ke dalam sistem dengan tujuan untuk melapisi bagian dalam pipa dengan lapisan anti korosi. Inhibitor korosi menggunakan satu dari tiga cara dalam kerjanya yaitu terakumulasi sebagai lapisan pelindung yang tipis, membentuk endapan yang akan melapisi logam, mengubah karakteristik lingkungan dengan membuang unsur unsur pokok yang agresif.

**American Petroleum Institute (API) 570**

*American Petroleum Institute* (API) 570 merupakan standar yang khusus untuk sistem perpipaan. Terdapat beberapa rumus untuk menentukan sisa umur pakai pipa, yaitu *Thickness Required* (Tr), *Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP), *Corrosion Rate* (CR), dan *Remaining Service Life* (RSL).

## 1. Thickness Required

Perhitungan Thickness Required (TR) diperlukan untuk menentukan tebal minimal dari pipa agar pipa dapat beroperasi dengan aman.

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

Keterangan :

- Tr = Thickness Required (mm)
- P = Internal Design Pressure (psi)
- D = Diameter Pipa (mm)
- S = Specification Minimum Yield Strength (psi)
- E = Weld Joint Factor
- CA = Corrosion Allowance (mm)

## 2. Maximum Allowable Working Pressure

MAWP (maximum allowable working pressure) adalah tegangan yang diizinkan dari material yang digunakan.

$$MAWP = \frac{2 \times S \times E \times \text{Tebal aktual}}{D}$$

Keterangan :

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

## 3. Laju Korosi (Corrosion Rate)

Perhitungan yang digunakan untuk mengetahui besarnya laju korosi pada pipa baja.

$$CR = \frac{\text{Tebal nominal} - \text{Tebal aktual}}{\text{Umur Pipa}}$$

Keterangan :

- CR = Laju korosi / Corrosion Rate yang terjadi pada pipa (mm/tahun)
- Tebal nominal = Tebal pipa pada saat pemasangan awal (mm)
- Tebal aktual = Tebal pipa pada saat inspeksi (mm)
- Umur pipa = Selisih waktu pemasangan awal pipa dengan waktu inspeksi pipa (tahun)

## 3. Sisa Umur Pakai Pipa (Remaining Service Life)

Perhitungan yang digunakan untuk menentukan sisa umur pakai pipa agar pipa dapat beroperasi dengan aman berdasarkan Thickness Required (Tr) yang diperbolehkan untuk dipakai.

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

Keterangan :

RSL	= Sisa umur pakai pipa (tahun)
Tebal aktual	= Tebal pipa pada saat inspeksi (mm)
Tr	= Thickness Required (mm)
CR	= Corrosion Rate (mm/tahun)

Pada pipa transportasi *crude oil pipeline* B material pipa yang digunakan adalah API 5L Grade B yang memiliki kandungan karbon sebesar 0,28%. Berdasarkan komposisi karbon tersebut, maka material pipa termasuk ke dalam jenis *low carbon steel* dengan fluida yang dialirkan berupa *crude oil* kategori *light crude oil*. Penelitian ini dilakukan pada 15 *test point* dengan pipa terletak di atas dan di bawah permukaan tanah.

**Tabel 2.** Contoh Parameter Perhitungan pada *Test Point* 1

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pakai Pipa, Tahun	13
2	<i>Design Pressure</i> (P), psi	750
3	<i>Design Factor</i>	0.72
4	<i>Weld Joint Factor</i> (E)	1
5	<i>Minimum Yield Strength</i> , psi	35.000
6	<i>Allowable Stress Value</i> (S), psi	25.200
7	<i>Corrosion Allowance</i> (CA), mm	0
8	Tebal Nominal, mm	12,70
9	Tebal Aktual, mm	7,41
10	Diameter Luar (D), mm	273,1

Sehingga dari paramter yang ada dapat dilakukan perhitungan untuk *test point* 1 sebagai berikut :

1. Perhitungan Thickness Required (Tr)

$$\begin{aligned} \text{Tr} &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + \text{CA} \\ &= \frac{750 \text{ psi} \times 273,1 \text{ mm}}{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1} + 0 \\ &= 4,06 \text{ mm} \end{aligned}$$

2. Perhitungan Maximum Allowance Working Pressure (MAWP)

$$\begin{aligned} \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times \text{tebal aktual}}{D} \\ &= \frac{2 \times 25.200 \text{ psi} \times 1 \times 7,41 \text{ mm}}{273,1 \text{ mm}} \\ &= 1.367,5 \text{ psi} \end{aligned}$$

3. Perhitungan laju korosi (CR) pipa

$$\begin{aligned} \text{CR} &= \frac{\text{tebal nominal} - \text{tebal aktual}}{t} \\ &= \frac{12,70 \text{ mm} - 7,41 \text{ mm}}{13 \text{ tahun}} \\ &= 0,4069 \text{ mm/tahun} \end{aligned}$$

## 4. Perhitungan sisa umur pakai (RSL) pipa

$$\begin{aligned} \text{RSL} &= \frac{\text{tebal aktual} - \text{Tr}}{\text{CR}} \\ &= \frac{7,41 \text{ mm} - 4,06 \text{ mm}}{0,4069 \text{ mm/tahun}} \\ &= 8,23 \text{ tahun} \end{aligned}$$

## 3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Berdasarkan hasil perhitungan yang telah dilakukan, diperoleh laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Berdasarkan hasil tersebut diketahui nilai laju korosi tertinggi adalah pada test point 2 sebesar 0,4376 mm/tahun dan nilai laju korosi terendah pada *test point* 4 sebesar 0,4015 mm/tahun. Sedangkan untuk sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa berdasarkan laju korosi dapat diketahui nilai sisa umur pakai pipa terendah yaitu pada test point 2 sebesar 7,24 tahun dan sisa umur pakai pipa tertinggi pada test point 4 sebesar 8,40 tahun. Hasil perhitungan laju korosi dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

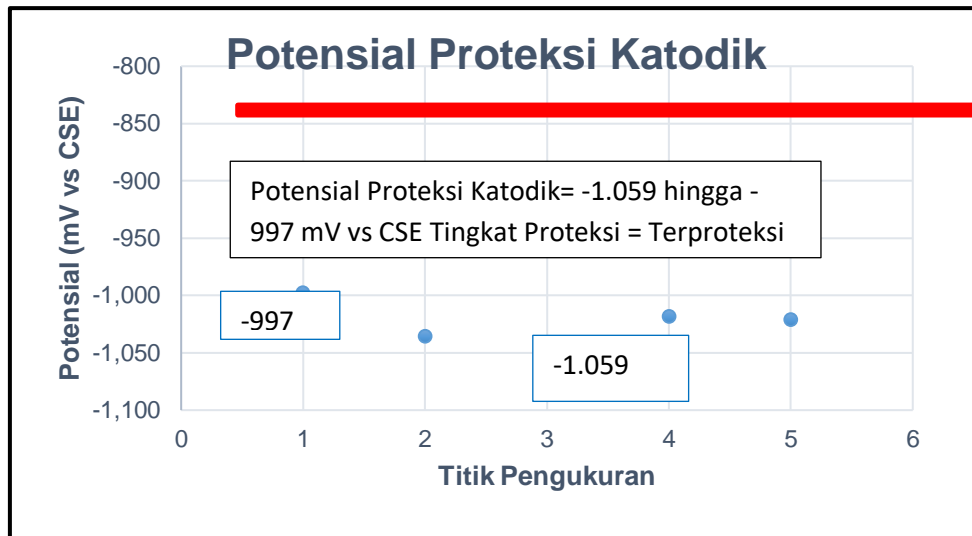
Tabel 3. Laju Korosi &amp; Sisa Umur Pakai Pipa

Test Point	Jarak (m)	Identitas Area	Letak Pipa	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual (mm)	Pengurangan Ketebalan (mm)	Thickness Required (mm)	Laju Korosi (mm/tahun)	Sisa Umur Pakai Pipa (Tahun)
TP-1	4	Pipa Lurus	Atas Permukaan	12,7	7,41	5,29	4,06	0,4069	8,23
TP-2	10	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	12,7	7,01	5,69	4,06	0,4376	7,24
TP-3	317	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	7,27	5,43	4,06	0,4176	7,88
TP-4	598	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	7,48	5,22	4,06	0,4015	8,40
TP-5	871	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	7,39	5,31	4,06	0,4084	8,18
TP-6	1.046	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	7,44	5,26	4,06	0,4064	8,30
TP-7	1.209	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	7,46	5,24	4,06	0,4030	8,35
TP-8	1.423	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	7,37	5,33	4,06	0,4100	8,13
TP-9	1.744	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	7,29	5,41	4,06	0,4161	7,93
TP-10	1.982	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	7,2	5,50	4,06	0,4230	7,71
TP-11	2.124	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	7,18	5,52	4,06	0,4246	7,66
TP-12	2.377	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	7,29	5,41	4,06	0,4161	7,93
TP-13	2.542	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	7,42	5,28	4,06	0,4061	8,25
TP-14	2.724	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	12,7	7,05	5,65	4,06	0,4346	7,34
TP-15	2.730	Pipa Lurus	Atas Permukaan	12,7	7,19	5,51	4,06	0,4238	7,69

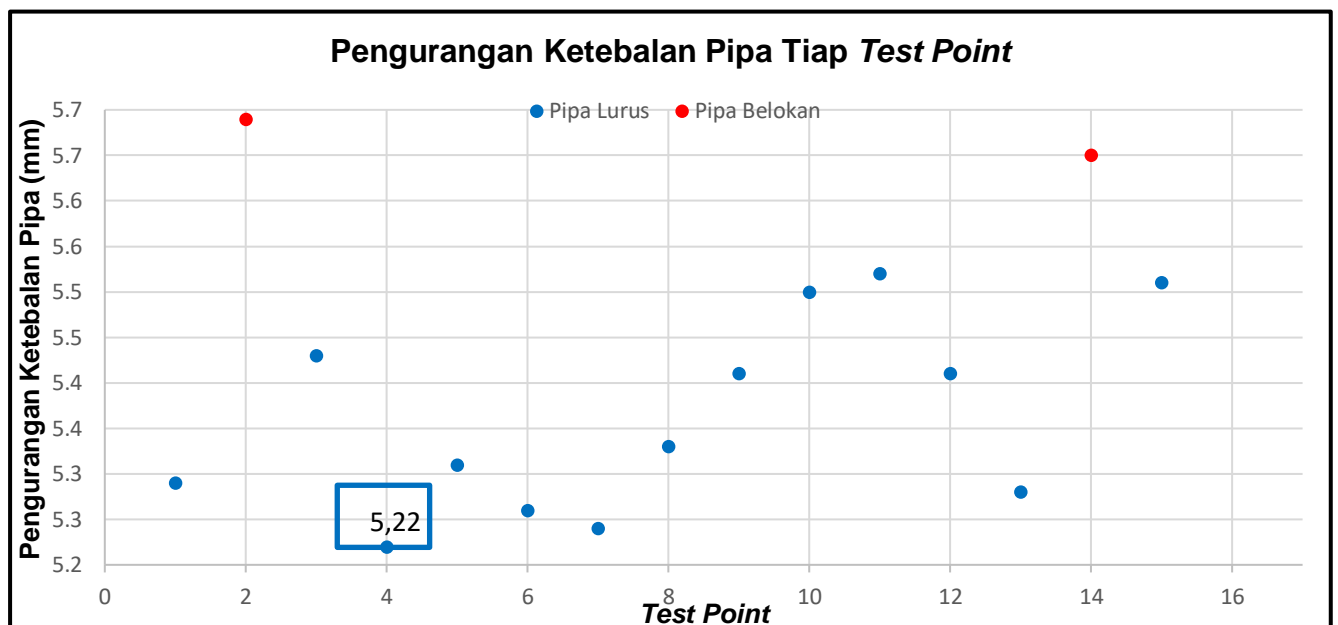
Berdasarkan Gambar 5.1 menunjukkan bahwa nilai potensial proteksi katodik pada pipa transportasi crude oil berkisar antara -1.059 hingga -997 mV vs CSE nilai tertinggi pada test point 1 dengan nilai -997 mV vs CSE, sedangkan nilai potensial proteksi katodik terendahnya pada test point 3 dengan nilai -1.059 mV vs CSE. Berdasarkan Tabel 3.3 mengenai tingkat proteksi untuk baja, keempat nilai potensial katodik tersebut berdasarkan standar NACE RP0169 yang terlampir pada Lampiran H tergolong dalam tingkat proteksi terproteksi dikarenakan mempunyai nilai < -850 mV vs CSE.

Berdasarkan hasil data yang diperoleh dan Gambar 5.2 memberikan petunjuk bahwa

perkurangan ketebalan terhadap pipa secara merata dan terjadi pada setiap test point. Oleh sebab itu korosi yang terbentuk merupakan korosi yang berjenis korosi merata (uniform corossion) dan juga korosi erosi (erosion corrosion).



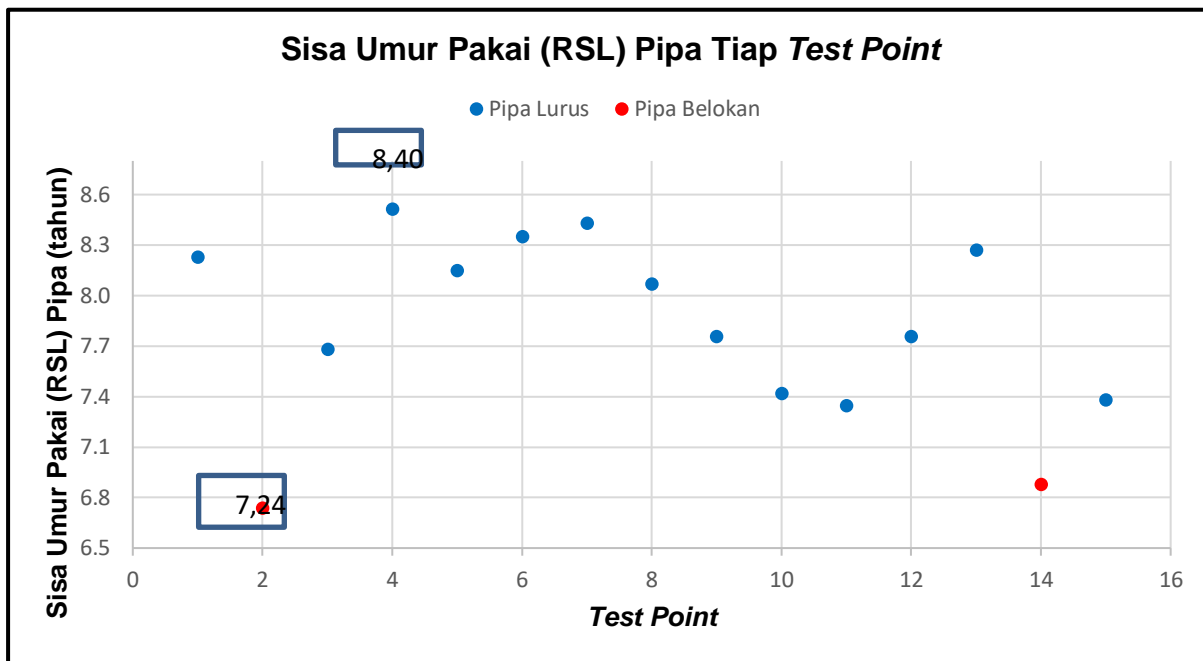
Gambar 5.1  
Grafik Potensial Proteksi Katodik Pada Tiap Titik Pengukuran



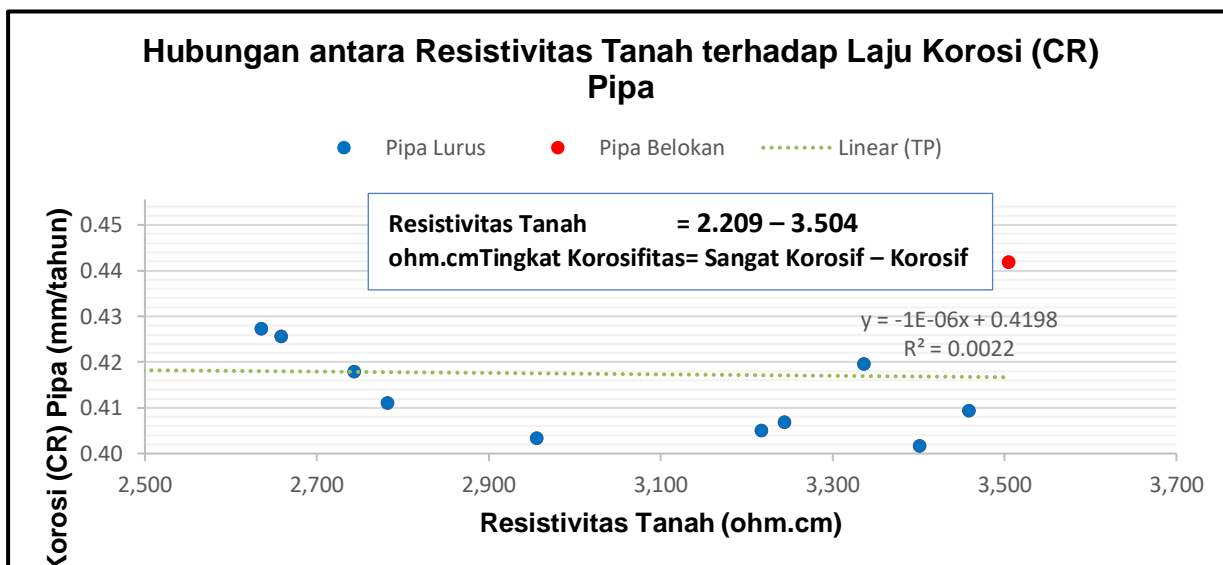
Gambar 5.4 Grafik Hubungan Antara Resistivitas Tanah Terhadap Laju Korosi (CR) Pipa

Pada Gambar 5.3 sisa umur pakai (RSL) pipa yang paling rendah terjadi pada test point 2 yaitu 7,24 tahun. Hal ini bisa dikarenakan kondisi pipa yang dalam keadaan berbelok yang dapat menyebabkan fluida mengalami turbulensi dan tidak terarah yang menimbulkan pengikisan di area dinding internal pipa. Umur pipa yang paling tinggi berdasarkan sisa umur pakai (RSL) pipa terjadi pada test point 4 sebesar 8,40 tahun .

Gambar 5.4, dapat terlihat koefisien determinasi resistivitas tanah terhadap laju korosi (CR) sebesar 0,0022, nilai tersebut memperlihatkan hubungan resistivitas tanah tidak berpengaruh.



Gambar 5.3 Grafik Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa Pada Tiap Test Point



Gambar 5.4 Grafik Hubungan Antara Resistivitas Tanah Terhadap Laju Korosi (CR) Pipa



#### 4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil perhitungan dan pengolahan data dan pembahasan dalam penelitian ini, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* merupakan korosi yang berjenis merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*).
2. Faktor-faktor lingkungan eksternal yaitu pH tanah dan resistivitas tanah tidak mempengaruhi laju korosi dan sisa umur pakai pipa karena *coating*, *wrapping*, metoda proteksi katodik sistem anoda korban yang digunakan masih berfungsi dengan baik.
3. Nilai potensial proteksi katodik berkisar antara -1.059 hingga -997 mV vs CSE dan tingkat proteksinya adalah terproteksi berdasarkan standar NACE RP0169.
4. Laju korosi berkisar antara 0,4015-0,4376 mm/tahun. Berdasarkan pada ketahanan korosi relatif baja termasuk dalam kategori *good*. Sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa berkisar antara 7,24 – 8,40 tahun dengan umur pakai pipa yaitu 13 tahun. Dengan demikian terdapat 2 *test point* atau 13,3% yang diprediksi tidak dapat mencapai umur desain pipa yaitu 20 tahun.

#### 5. Saran

Berdasarkan hasil penelitian, penyusun mengusulkan beberapa saran sebagai berikut:

1. Inspeksi perlu dilakukan lebih intensif pada test point di area pipa belokan.
2. Evaluasi kembali perlu dilakukan pada jenis konsentrasi inhibitor yang digunakan.
3. Perlu penambahan lokasi pengukuran potensial proteksi katodik.

#### Daftar Pustaka

- Al-Hafydhz, Ikhsan, Moralista, Elfida, dan Usman, Dudi Nasrudin, 2018, “Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (Remining Service Life / RSL) pada Jalur Pipa Transportasi Gas Jumper Simpang Brimob – NFG (Non Flare Gas) Mundu di PT Pertamina EP Asset Jatibarang Field Kabupaten Indramayu, Provinsi Jawa Barat”, Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Agustus, 2018), ISSN : 2460-6499 ; P 467-657, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- Anonim, 2012, “Pipeline Transportation System for Liquids and Slurries (ASME 31.4)”, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- Anonim, 2015, “Inspector’s Examination, Pressure Piping Inspector (API 570)”, American Petroleum Institute, Washington DC.
- Anonim, 2015, “Welded and Seamless Wrought Steel Pipe (ASME 36.1)”, American Society of Mechanical Engineers, New York.
- Ananda, Dwi Cahyo, Moralista, Elfida, dan Yuliadi, 2020, “Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa pada Jalur Pipa Produksi Naphtha Oil dari Oxygen Stripper Receiver 31-V-101 ke Oxygen Stripper Overhead Pump 31-P-102 A/B di PT Pertamina (Persero) Refinery Unit (RU) VI Balongan, Kabupaten Indramayu, Provinsi Jawa Barat”, Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Februari, 2020), ISSN : 2460-6499 P 133-140, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- Cristian, Juliandra, 2015, “Prediksi Kebutuhan BBM Menggunakan Metoda Arima dalam Mencari dan Menentukan Estimasi Parameter Model”. Universitas Sumatera Utara, Sumatera Utara
- Cristian, Juliandra, 2015, “Prediksi Kebutuhan BBM Menggunakan Metoda Arima dalam Mencari dan Menentukan Estimasi Parameter Model”. Universitas Sumatera Utara, Sumatera Utara