

# **Kajian Korosi pada Pipa Transportasi *Crude Oil Pipeline D* (SP 04 – SP 05) di Kecamatan Balikpapan Kota Kota Balikpapan Provinsi Kalimantan Timur**

**Indra Lesmana<sup>\*</sup>, Elfida Moralista, Zaenal**

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

\*[Indra.l.1097@gmail.com](mailto:Indra.l.1097@gmail.com), [elfidamoralista95@gmail.com](mailto:elfidamoralista95@gmail.com),  
[zaenal.mq66@gmail.com](mailto:zaenal.mq66@gmail.com)

**Abstract.** In the oil and gas industry, crude oil transportation activities generally use pipelines. The pipe used is made of metal. Metal pipe is used because it has good resistance to temperature and high pressure. However, this metal pipe has the disadvantage of easily repairing because it is in direct contact with the external and internal environment. Losses caused by corrosion in the pipe heap have a greater thickness. Therefore, it is necessary to maintain and monitor one of them in terms of corrosion in crude oil pipelines so that crude oil transportation activities are not hampered. The study was conducted on the crude oil transportation pipeline D (SP 04 - SP 05) along 2,800 m with the pipe located below and above the ground surface. This study aims to determine the type of corrosion, corrosion control methods applied, corrosion rate, and the remaining service life of the pipe. The environmental conditions at the study site had air temperatures ranging from 22.2 °C – 35.5 °C, relative humidity 71 - 91%, soil pH 5.4 – 6.0 and soil resistivity of 2,429 – 3,625 ohm.cm which belong to the highly corrosive to the corrosive. The research methodology was carried out by measuring pipe thickness reduction to determine the corrosion rate and the remaining service life of the pipe based on API 570. Measurement of pipe thickness reduction was carried out using the Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL at 15 test points. The type of corrosion that occurs in crude oil transportation pipelines is uniform corrosion and erosion corrosion. Corrosion control method applied internally to crude oil transportation pipeline is by adding UOP<sup>TM</sup> UNICOR<sup>TM</sup> C. inhibitors. While the external corrosion control method is using Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush and wrapping using Polyken The Berry Plastics CPG System 942 / 955 EN and cathodic protection of sacrificial anode (SACP) with Magnesium as the sacrificial anode. Corrosion rate in the pipe is 0.161 - 0.205 mm / year and based on the relative corrosion resistance is included in the good category. While the remaining service life of the pipe is 22.15 – 33.83 years, higher than the design life of the pipe that is 20 years so that the pipe can be used beyond the design life of the pipe.

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

**Abstrak.** Pada industri minyak dan gas bumi, kegiatan transportasi crude oil pada umumnya menggunakan jalur-jalur pipa. Pipa yang digunakan tersebut

berbahan dasar logam. Pipa logam digunakan karena memiliki sifat ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Akan tetapi, pipa logam tersebut memiliki kelemahan yaitu mudah mengalami korosi karena kontak langsung dengan lingkungan eksternal dan internal. Kerugian yang ditimbulkan oleh korosi pada pipa ialah terjadinya pengurangan ketebalan pipa yang dapat menyebabkan pipa tersebut mengalami kebocoran dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah. Maka dari itu, diperlukan pemeliharaan dan monitoring salah satunya ialah kajian mengenai korosi pada pipa transportasi crude oil agar kegiatan transportasi crude oil tidak terganggu. Penelitian dilakukan pada pipa transportasi crude oil sepanjang 2.800 m yang berada di atas permukaan dan bawah tanah. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui jenis korosi, metode pengendalian korosi yang diaplikasikan, laju korosi, dan sisa umur pakai pipa. Kondisi lingkungan di lokasi penelitian memiliki temperatur udara berkisar 22,2oC – 35,5oC, kelembapan relatif 71 - 91%, pH tanah 5,4 – 6,0 dan resistivitas tanah sebesar 2.429 – 3.625 ohm.cm yang termasuk ke dalam kategori highly corrosive sampai corrosive. Metodologi penelitian yang dilakukan adalah dengan pengukuran pengurangan ketebalan pipa untuk menentukan laju korosi dan sisa umur pakai pipa berdasarkan API 570. Pengukuran pengurangan ketebalan pipa dilakukan dengan menggunakan alat Ultrasonic Thickness Gauge Panametrics MG 2 DL pada 15 test point. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil ialah korosi merata dan korosi erosi. Metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi crude oil secara internal yaitu dengan penambahan inhibitor UOP TM UNICOR TM C. Sedangkan metoda pengendalian korosi pipa secara eksternal dengan metoda coating jenis Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush dan wrapping menggunakan Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN serta proteksi katodik anoda korban (SACP) dengan Magnesium sebagai anoda korbannya. Laju korosi pipa sebesar 0,161 – 0,205 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif termasuk ke dalam kategori good. Sisa umur pakai pipa adalah 22,15 – 33,83 tahun, lebih tinggi dari pada umur desain pipa yaitu 20 tahun sehingga pipa dapat digunakan melebihi umur desain pipa.

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

## 1. Pendahuluan

Indonesia merupakan negara yang kaya akan sumberdaya alam, salah satu kekayaan sumberdaya alam yang dimiliki adalah minyak dan gas bumi. Pemanfaatan minyak dan gas bumi terus mengalami peningkatan seiring dengan bertambahnya jumlah penduduk. Sampai saat ini masyarakat masih bergantung pada minyak bumi, hal tersebut dapat dilihat dari penggunaan BBM yang meningkat pada berbagai sektor industri.

Pada industri minyak dan gas bumi, kegiatan transportasi crude oil pada umumnya menggunakan jalur-jalur pipa. Pipa yang digunakan tersebut berbahan dasar logam. Pipa logam digunakan karena memiliki sifat ketahanan yang baik terhadap temperatur dan tekanan yang tinggi. Akan tetapi, pipa logam tersebut memiliki kelemahan yaitu mudah mengalami korosi karena kontak langsung dengan lingkungan eksternal dan internal. Kerugian yang ditimbulkan oleh korosi pada pipa ialah terjadinya pengurangan ketebalan pipa yang dapat menyebabkan pipa tersebut mengalami kebocoran dan sisa umur pakai pipa menjadi rendah sehingga dapat mengganggu aktivitas transportasi crude oil. Berdasarkan kondisi tersebut maka diperlukan suatu upaya pemeliharaan dan monitoring melalui kajian mengenai korosi pada pipa transportasi *crude oil* agar kegiatan transportasi crude oil tidak terganggu. Berdasarkan latar belakang maka

perumusan masalah dalam penelitian ini adalah “Apa jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil?”, “Apa saja metode pengendalian

korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi *crude oil*?”, “Berapa laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*?”, “Berapa sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa transportasi *crude oil*?”. Selanjutnya tujuan dalam penelitian ini yaitu :

1. Mengetahui jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil.
2. Mengetahui metode pengendalian korosi yang diaplikasikan pada pipa transportasi crude oil.
3. Mengetahui laju korosi (*Corrosion Rate/CR*) yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil*.
4. Mengetahui sisa umur pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pipa transportasi crude oil.

## 2. Landasan Teori

Definisi korosi menurut Denny A Jones (1996) dalam bukunya yang berjudul *Principle & Prevention of Corrosion*, Korosi adalah hasil destruktif dari reaksi kimia antara logam atau paduan logam dengan lingkungannya. Atom logam di alam hadir dalam senyawa kimia (misalnya mineral). Korosi mengembalikan logam ke keadaan gabungan dalam senyawa kimia yang mirip atau bahkan identik dengan mineral dari mana logam diekstraksi. Dengan demikian, korosi juga disebut sebagai metalurgi ekstraktif secara terbalik. Korosi dapat disebabkan oleh faktor internal dan eksternal. Faktor internal dipengaruhi oleh komposisi paduan logam dan aspek metalurgi yang terdapat pada pipa tersebut, sedangkan faktor eksternal digolongkan menjadi faktor lingkungan internal pipa berupa komposisi, pH, temperatur, dan tekanan fluida, sedangkan faktor lingkungan eksternal pipa dipengaruhi oleh pH tanah atau air, kelembapan udara, temperatur udara, resistivitas tanah, ion ion dalam tanah, oksigen. Jenis jenis korosi dapat dibedakan menjadi beberapa macam yaitu:

1. Korosi merata
2. Korosi erosi
3. Korosi sumuran
4. Korosi galvanik
5. Korosi tegangan
6. Korosi celah

Pada dasarnya ketahanan suatu material pipa dalam menghadapi korosi pada keadaan tertentu akan menghasilkan laju korosi yang berbeda-beda. Berdasarkan kondisi tersebut, maka perlu dilakukan penggolongan ketahanan korosi relatif, khususnya pada baja. Tabel di bawah ini menunjukkan ketahanan korosi relatif untuk baja.

**Tabel 1.** *Corrosion Of MPY With Equivalent Metric-Rate Expression*

<i>Relative Corrosion Resistance</i>	<b>Mpy</b>	<b>mm/yr</b>	<b>µm/yr</b>	<b>Nm/h</b>	<b>Pm/s</b>
<i>Outstanding</i>	<1	<0.02	<25	<2	<1
<i>Excelet</i>	1 – 5	0.02 – 0.1	25 – 100	02 – 10	1 – 5
<i>Good</i>	5 – 20	0.1 – 0.5	100 – 500	10 – 50	20 – 50
<i>Fair</i>	20 – 50	0.5 – 1	500 – 1000	50 – 150	20 – 50
<i>Poor</i>	50 – 200	01 – 5	1000 – 5000	150 – 500	50 – 200
<i>Unacceptable</i>	200+	5+	5000+	500+	200+

Sumber: MG Fontana, *Rekayasa Korosi*, Mc-Graw-Hill, 3rd ed, Hal 172, 1986. Dicitak Ulang Dengan Izin Mc-Graw-Hill Book Co

### 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 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), Corrothion 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.

$$MAWP = \frac{2 \times S \times 3 \times \text{Tebal aktual}}{D}$$

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)

#### 4. 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)

### 3. Hasil Penelitian dan Pembahasan

Pada pipa transportasi *crude oil pipeline* D (SP 04 – SP 05), 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 yang terletak di atas dan di bawah permukaan tanah. Data lingkungan di lokasi penelitian memiliki temperatur udara berkisar 22,2 °C – 35,5 °C, kelembapan relatif 71 - 91%, pH tanah 5,4 – 6,0 dan resistivitas tanah sebesar 2.429 – 3.625 ohm.cm yang termasuk ke dalam kategori *highly corrosive* sampai *corrosive*, data lainnya meliputi spesifikasi material pipa, komposisi dan karakteristik *crude oil*, data tebal aktual. Untuk memperoleh nilai *Thickness Required*, *Maximum Allowable Working Pressure*, laju korosi serta sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa dilakukan dengan perhitungan berdasarkan Standard API 570. Untuk mendapatkan nilai tersebut dibutuhkan beberapa parameter data perhitungan. Berikut ini merupakan contoh perhitungan penentuan laju korosi dan sisa umur pakai pipa pada *test point* 1

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

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pipa (Tahun)	20
2	Design Pressure (P) (psi)	750
3	Design Factor	0.72
4	Weld Joint Factor (E)	1
5	Minimum Yield Strength (psi)	35,000
6	Allowable Stress Value (S) (psi)	25,200
7	Corrosion Allowance (CA) (mm)	0
8	Nominal Thickness (mm)	12.70
9	Actual Thickness (mm)	9.46
10	Outside Diameter (D) (mm)	273,1

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

#### 1. Thickness Required (tr)

$$\begin{aligned} \text{Thickness Required (tr)} &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\ &= \frac{750 \text{ psi} \times 273,1 \text{ mm}}{2 \times 25,200 \text{ psi} \times 1} + 0 \\ &= 4,06 \text{ mm} \end{aligned}$$

#### 2. Maximum Allowance Working Pressure (MAWP)

$$\begin{aligned} \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times 3 \times \text{Tebal aktual}}{D} \\ &= \frac{22 \times 25.200 \text{ psi} \times 1 \times 9,46 \text{ mm}}{273,1 \text{ mm}} \\ &= 1,745.82 \text{ psi} \end{aligned}$$

## 3. Laju korosi (Corrosion Rate)

$$\begin{aligned} \text{Laju Korosi} &= \frac{\text{Tebal nominal} - \text{Tebal aktual}}{\text{Umur pipa}} \\ &= \frac{12,7 \text{ mm} - 9,46 \text{ mm}}{20 \text{ tahun}} \\ &= 0,162 \text{ mm/tahun} \end{aligned}$$

## 4. Remaining Service Life (Sisa Umur Pakai)

$$\begin{aligned} \text{RSL} &= \frac{\text{Tebal aktual} - \text{Tr}}{\text{CR}} \\ &= \frac{9,46 \text{ mm} - 4,06 \text{ mm}}{0,162 \text{ mm/tahun}} \\ &= 33,33 \text{ tahun} \end{aligned}$$

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 8 sebesar 0,205 mm/tahun dan nilai laju korosi terendah pada *test point* 15 sebesar 0,161 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* 8 sebesar 22,15 tahun dan sisa umur pakai pipa tertinggi pada *test point* 15 sebesar 33,83 tahun. Hasil perhitungan laju korosi dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

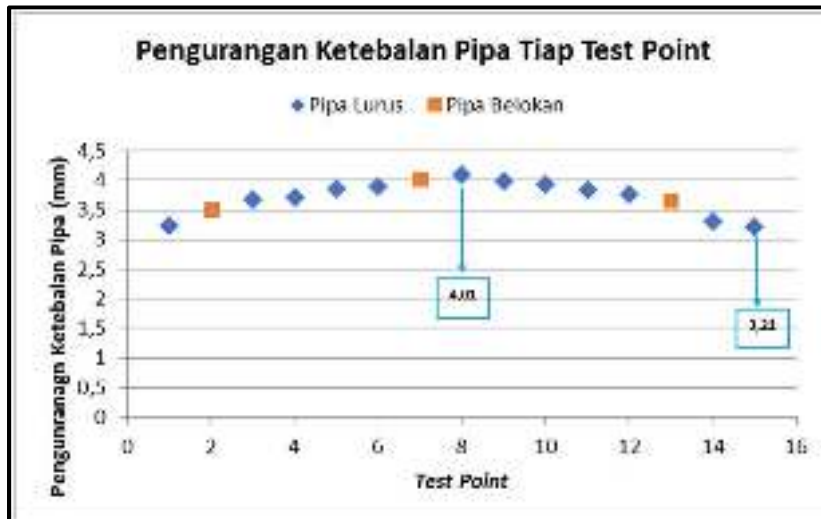
Tabel 3. Laju Korosi &amp; Sisa Umur Pakai Pipa

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	35	Pipa Lurus	Atas Permukaan	12,7	9,46	3,24	4,06	0,162	33,33
TP-2	200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	12,7	9,19	3,51	4,06	0,1755	29,23
TP-3	400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	9,02	3,68	4,06	0,184	29,06
TP-4	600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,95	3,72	4,06	0,195	26,46
TP-5	800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,84	3,86	4,06	0,193	24,77
TP-6	1.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,8	3,9	4,06	0,195	24,51
TP-7	1.200	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	12,7	8,68	4,02	4,06	0,201	22,99
TP-8	1.400	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,5	4,2	4,06	0,205	22,15
TP-9	1.600	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,72	3,98	4,06	0,189	23,42
TP-10	1.800	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,76	3,94	4,06	0,197	23,68
TP-11	2.000	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,85	3,84	4,06	0,192	25,00
TP-12	2.200	Pipa Lurus	Bawah Permukaan	12,7	8,84	3,76	4,06	0,188	26,95
TP-13	2.400	Pipa Belokan	Bawah Permukaan	12,7	8,65	3,66	4,06	0,1926	27,34
TP-14	2.600	Pipa Lurus	Atas Permukaan	12,7	9,4	3,3	4,06	0,185	32,58
TP-15	2.800	Pipa Lurus	Atas Permukaan	12,7	9,49	3,21	4,06	0,161	33,83

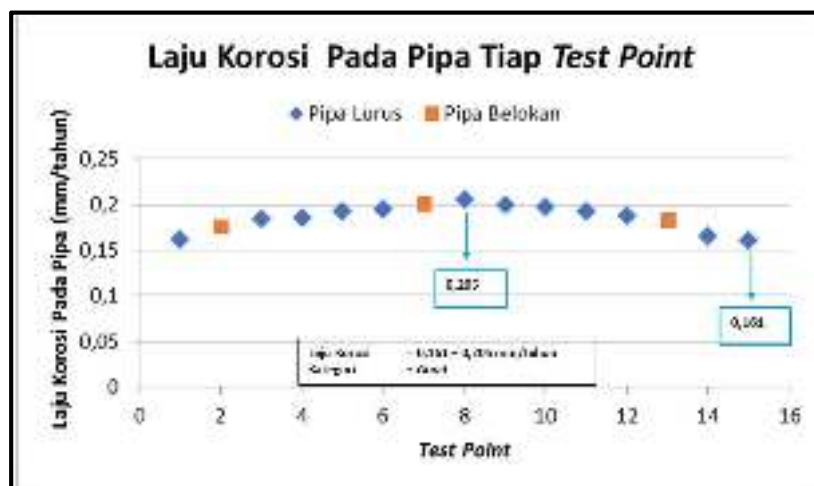
Berdasarkan data menunjukkan adanya pengurangan ketebalan yang merata pada permukaan pipa, maka jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* ialah korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*). Korosi merata dapat terjadi akibat adanya kontak permukaan pipa logam dengan lingkungan atmosferik dan lingkungan tanah secara terus menerus. Sedangkan korosi erosi disebabkan karena terjadinya gesekan antara fluida yang mengalir dengan bagian sisi internal pipa.

Berdasarkan data ketebalan aktual pipa seperti yang disajikan pada grafik di atas sebagian besar ketebalan minimal terjadi pada bagian bawah pipa atau pada posisi 1800, hal ini menunjukkan bahwa pengurangan ketebalan pada pipa dipengaruhi oleh gesekan antara *crude oil* dengan permukaan pipa. Selain *crude oil* itu sendiri, dapat pula disebabkan oleh air dan material atau senyawa lain dengan berat jenis lebih besar dari *crude oil*, dimana dengan berat jenis lebih besar maka

air dan material atau senyawa tersebut akan bergerak di bagian bawah pipa atau pada posisi 1800. Gesekan yang terjadi antara fluida (air atau senyawa lain) pada bagian bawah sisi internal pipa, mengakibatkan pengurangan ketebalan yang lebih besar di dibandingkan dengan posisi lain pada sisi permukaan internal pipa.

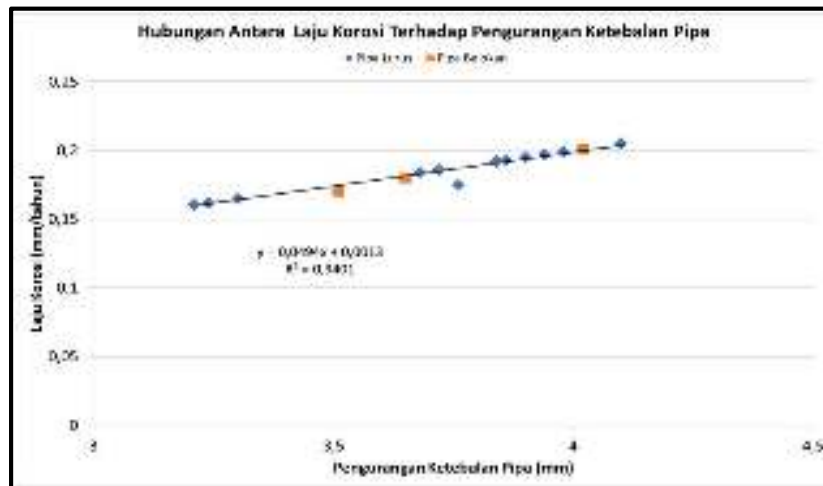


Gambar 1. Pengurangan Ketebalan Pipa Tiap Test Point



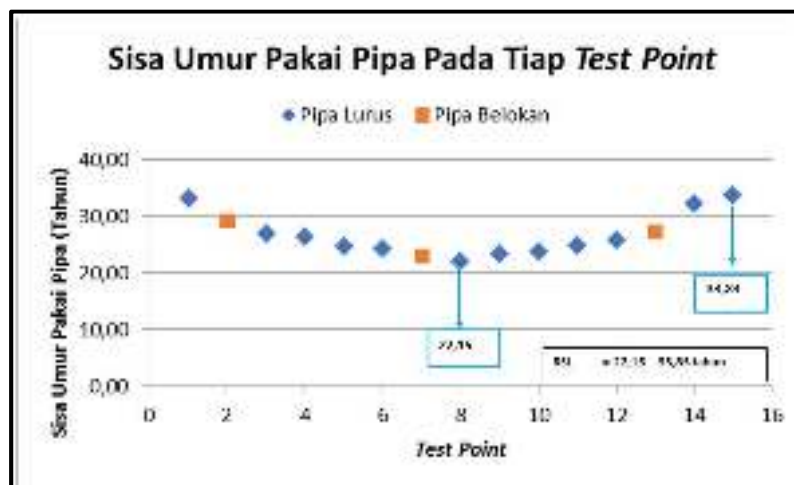
Gambar 2. Laju Korosi Pipa Tiap Test Point

Gambar 2 menunjukkan bahwa laju korosi tertinggi terjadi pada pipa belokan dan sesudah belokan. Pada pipa belokan aliran *crude oil* yang berasal dari pipa lurus (aliran *crude oil* laminar) akan berubah menjadi aliran turbulen pada pipa belokan. Dibandingkan dengan aliran laminar, aliran turbulen cenderung menghasilkan agitasi yang lebih besar sehingga gesekan *crude oil* dengan sisi internal pipa jauh lebih besar, dari kondisi tersebut maka laju korosi pada pipa belokan akan semakin tinggi. Begitu pula yang terjadi pada pipa setelah belokan, efek turbulensi masih terdapat pada area tersebut sehingga potensi laju korosi yang terjadi juga tinggi. laju korosi berkisar antara 0,161 mm/tahun hingga 0,205 mm/tahun yang termasuk ke dalam kategori *good* berdasarkan ketahanan korosi relatifnya. Kategori ini menunjukkan bahwa ketahanan korosi pipa masih berada pada kondisi yang aman karena memiliki laju korosi yang tidak terlalu tinggi.



**Gambar 3.** Hubungan Antara Laju Korosi Terhadap Pengurangan Ketebalan Pipa

**Gambar 3** menunjukkan hubungan antara laju korosi dengan pengurangan ketebalan pipa yang berbanding lurus. Artinya semakin tinggi laju korosi yang terjadi pada pipa maka akan semakin besar pengurangan ketebalan yang dialami pipa, sebaliknya semakin rendah laju korosi yang terjadi pada pipa maka akan semakin kecil pengurangan ketebalan yang terjadi pada pipa tersebut. Laju korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* sangat berpengaruh terhadap sisa umur pakai pipa, semakin tinggi laju korosi yang terjadi maka sisa umur pakai pipa akan semakin rendah yang dapat mengakibatkan kerusakan pada pipa. Sisa umur pakai pipa pada setiap *test point* dapat dilihat pada **Gambar 4** di bawah ini.



**Gambar 4.** Sisa Umur Pakai Pipa Pada Tiap *Test point*

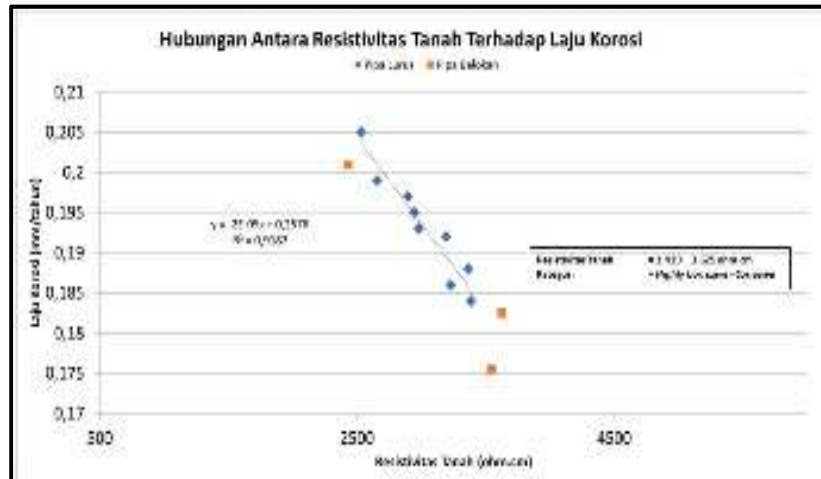
Berdasarkan grafik di atas dapat dilihat bahwa sisa umur pakai pipa terendah terjadi pada test point 08 sebesar 22,15 tahun. Sedangkan sisa umur pakai tertinggi pada pipa transportasi *crude oil* ialah pada *test point* 15 sebesar 33,83 tahun. Umur desain pipa yang dibuat pada pipa transportasi *crude oil* ini ialah sebesar 20 tahun. Pemasangan pipa transportasi *crude oil* dilakukan pada tahun 2000 dan dilakukan inspeksi terakhir pada tahun 2020, sehingga pipa transportasi *crude oil* telah berumur 20 tahun. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan menunjukkan sisa umur pakai pipa di semua *test point* masih memiliki nilai sisa umur pakai pipa diatas umur desain pipa sehingga masih dalam kondisi aman.

Laju korosi yang terjadi pada pipa juga turut dipengaruhi oleh faktor lingkungan eksternal yang meliputi pH dan resistivitas tanah. Berdasarkan data hasil pengukuran resistivitas tanah di

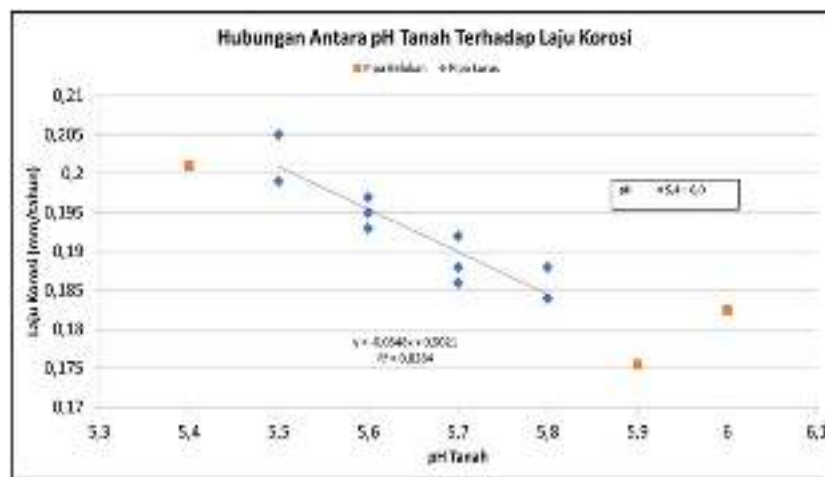


sekitar area pipa transportasi *crude oil* resistivitas tanah terendah yaitu sebesar 2.429  $\Omega$ .cm pada *test point* 07 sedangkan resistivitas tanah tertinggi sebesar 3.625  $\Omega$ .cm yang terdapat pada *test point* 13.

Berdasarkan nilai resistivitas tanah tersebut maka termasuk ke dalam kategori *Highly Corrosive* sampai *Corrosive* sehingga berpotensi besar untuk terjadi korosi pada pipa. Dari drafik seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 5** diperoleh nilai regresi ( $R$ ) = 0,9187 yang menunjukkan bahwa keterkaitan antara kedua variabel tersebut sangat tinggi atau memiliki hubungan yang kuat sehingga resistivitas tanah dapat mempengaruhi laju korosi yang terjadi pada pipa tersebut, akibatnya sisa umur pakai pipa akan semakin berkurang.



**Gambar 5.** Hubungan Antara Resistivitas Tanah Terhadap Laju Korosi



**Gambar 6.** Hubungan Antara pH Tanah Terhadap Laju Korosi

Berdasarkan data pengukuran pH tanah di sekitar area pipa transportasi *crude oil* diketahui bahwa tanah tersebut masuk ke dalam kategori asam dengan pH berkisar antara 5,4 – 6,0. Tanah di daerah penelitian termasuk ke dalam tanah organosol dengan jenis tanah gambut. Tanah ini memiliki karakteristik sangat asam dan tidak terlalu subur jika dibandingkan dengan tanah humus. Pada grafik hubungan antara pH tanah dengan laju korosi pada Gambar 5.6 menunjukkan pH tanah dengan laju korosi berbanding terbalik, dimana semakin asam atau semakin rendah pH tanah maka laju korosi yang terjadi pada pipa akan semakin tinggi. Berdasarkan nilai regresi yang diperoleh pada grafik didapat  $R = 0,8284$  yang berarti bahwa pH tanah memberikan pengaruh besar terhadap besarnya laju korosi yang terjadi pada pipa.

#### 4. Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian yang dilakukan adalah sebagai berikut :

1. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* ialah korosi merata (*uniform corrosion*) dan korosi erosi (*erosion corrosion*).
2. Metode pengendalian korosi yang diaplikasikan secara internal yaitu dengan penambahan inhibitor *UOP TM UNICOR TM C*. Sedangkan metoda pengendalian korosi secara eksternal yaitu dengan metoda coating jenis *Rust-Oleum Stops Rust Enamel Brush* dan *wrapping* menggunakan *Polyken The Berry Plastics CPG System 942/955 EN*. Selain itu, juga digunakan proteksi katodik sistem anoda korban (*SACP*) dengan Magnesium sebagai anoda korbannya
3. Laju korosi (*Corrosion Rate*) yang terjadi pada pipa transportasi *crude oil* ialah berkisar antara 0,161 – 0,205 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif termasuk ke dalam kategori *good*.
4. Sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa transportasi *crude oil* sebesar 22,15 – 33,83 tahun. Hal ini menunjukkan bahwa pipa dapat digunakan melebihi umur desain pipa yaitu 20 tahun.

#### 5. Saran

Berdasarkan dari penelitian ini, maka penulis memberikan saran sebagai berikut:

1. Pengawasan secara intensif perlu dilakukan untuk mengetahui kondisi *coating wrapping*, logam yang digunakan sebagai anoda korban pada proteksi katodik dan pada *test point* pipa belokan serta *test point* dengan tingkat korosivitas yang tinggi.
2. Perlu dilakukan *recoating* dan *rewrapping* pada pipa yang telah mengalami kerusakan untuk memperkuat ketahanan pipa terhadap korosi.
3. Melakukan evaluasi terhadap jenis dan konsentrasi inhibitor yang digunakan.

#### Daftar Pustaka

- [1] Akbar, Fatwa Ath-thaariq; Moralista, Elfida; Sriyanti, Sriyanti, 2017, “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”, Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Februari,2017). ISSN: 2460-6499. P 433-439. Universitas Islam Bandung: Bandung.
- [2] Ananda, Dwi Cahyo, Moralista, Elfida, 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 433-439. Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [3] Anonim, 2015, “Inspector’s Examination”, Pressure Piping Inspector, American Petroleum Institute, Washington DC.
- [4] Anonim, 2002, “Pipeline Transportation System For Liquid Hidricarbons and Other Liquids”, The American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [5] Anonim, 2015, “Welded and Seamless Wrought Steel Pipe”, The American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [6] Anonim, 2018, “Kota Balikpapan Dalam Angka”, Badan Pusat Statistik Kota Balikpapan, Balikpapan.
- [7] Anonim, 2012, “Petroleum and Natural Gas industries Steel Pipe for Pipeline Transportation System”, Swiss Association For standarzitation, Winterthur.
- [8] Fauzan, Muhammad Djamal, Moralista, Elfida, Fauzi, Noor, 2019, “Penentuan Laju Korosi Dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life / RSL) pada Jalur Pipa Transportasi Gas SP Subang – SP Citarik di PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field, Kecamatan Subang, Kabupaten Subang Provinsi Jawa Barat”, Prosiding Spesia Teknik Pertambangan (Februari,2019). ISSN: 2460-6499. P 433-439. Universitas Islam Bandung, Bandung.

- [9] Fontana, Mars G, 1987, "Corrosion Engineering 3rd Edition", MC Grawhill, New York.
- [10] Hutaaruk, Franky Yonatan, 2017, "Analisa Laju Korosi pada Pipa Baja Karbon dan Pipa Galvanis dengan Metoda Elektrokimia", Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- [11] Jones, A, Denny J, 1996, "Principle & Prevention of Corrosion", Prentice Hall, New Jersey.
- [12] Moralista, Elfida, 2005, "Studi Efektivitas Inhibisi Kalsium Nitrit dan Natrium Dikromat pada korosi Baja Tulangan Galvanis dalam Larutan Pori Beton Artificial dengan Elektrochemical Impedence Spectroscopy", Institue Teknologi Bandung, Bandung.
- [13] Moralista, Elfida, Zaenal, Chamid, Cusharini 2005, "Studi Upaya Peningkatan Umur Pakai Konstruksi Bangunan Melalui Penghambatan Korosi Baja Tulangan Beton dengan Menggunakan Inhibitor Korosi", Jurnal Penelitian & Pengabdian (2 Juli – Desember 2005), ISSN : 1693-699X ; P 104-112, Universitas Islam Bandung, Bandung.
- [14] Roberge, Pierre, 2008, "Corrosion Engineering : Principle & Practice", Mc Grawhil, New York.
- [15] Siahaan, Erwin, 2011, "Karakteristik & Struktur Mikro pada baja Karbon 45 C dan S 60 C", Universitas Tarumanegara, Jakarta
- [16] Teuku Azhari Hasan, Komalasari, Ida Zahrina, 2018, "Pengendalian Pipa Korosi Perminyakan Dengan Menggunakan Inhibitor Korosi", Universitas Riau, Riau
- [17] Utomo, Budi, 2009, "Jenis Korosi dan Penanggulangannya", Universitas Diponegoro, Semarang.
- [18] Yasin, Gulam at all, 2013, "Quality and Chemistry of Crude Oil", Jurnal of Petroleum and Alternative Fuel volume 4 hal 55 - 66, Diakses pada 04 Mei 2019
- [19] Zhang, 2013, "Crude Oil Hydrocarbon Composition Characteristic and oil Viscosity Prediction in The Northern Songliao Basin", Southwest Petroleum University, Cengdu.