

# **Penentuan Laju Korosi Dan Sisa Umur Pakai Pipa pada Jalur Pipa Transportasi Crude Oil RDL D 07 – SP Rengasdengklok di PT Pertamina EP Asset 3 Tambun Field, Desa Kedung Jaya, Kecamatan Babelan, Kabupaten Bekasi Provinsi Jawa Barat**

**Rendy Reysa Pratama<sup>\*</sup>, Elfida Moralista, Zaenal**

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

\*rendyreysapratama@gmail.com

**Abstract.** PT Pertamina EP Asset 3 Tambun Field, one of the operating units of PT Pertamina EP which is engaged in the upstream oil and gas sector. Production of Tambun Field is dominated by natural gas with an average production of 24,80 MMSCFD (Million Standard Cubic Feet per Day) and oil of 1808 BOPD (Barel Oil Per Day) (Data in April 2018). PT Pertamina EP Asset 3 Tambun Field uses metal pipes in the crude oil transportation process from RDL D07 to SP Rengasdengklok. In use, there can be damage or leakage in the pipe due to corrosion. Corrosion is the process of decreasing the quality of metal materials caused by electrochemical reactions between metal materials and ions found in their environment. Supervision and control of corrosion can detect early and prevent leakage and reduce the remaining life using crude oil transportation pipes. Corrosion monitoring activity aims to determine the type of corrosion, determine the application of protective coating layers on pipeline, corrosion rate of the pipeline, and to determine the remaining service life of the pipeline. Transportation pipeline of crude oil from process from RDL D07 to SP Rengasdengklok has a pipe above the ground (using a buffer) along 635 meters and an underground pipeline along the 2376 meters. In this research obtained soil pH ranged from 5 – 6,8 and soil resistivity between 2300 - 5600 ohm.cm. The effect of soil pH and soil resistivity on the corrosion rate is that the lower the soil pH, under acidic and low resistivity conditions, including high corrosivity. Measurements of the actual thickness of pipeline was done by using ultrasonic thickness gauge (GE Inspection Technologies DM5E) and has a total of 26 measurement points with a total length of 3011 m along the pipeline. Corrosion rate and remaining service life of pipeline transportation can be measured based on actual thickness measurements. The corrosion that occurred in transportation pipeline was uniform corrosion and pitting corrosion. The methods that are used at PT Pertamina Ep Asset 3 Tambun Field for protecting the pipeline from corrosion occurrences are Polyken Pipeline Liquid Adhesive no 1027 and for wrapping used Polyken 980/955. The corrosion rate is between 0,099 – 0,35 mm/year and based on relative corrosion resistance, it belongs to good category. The remaining service life of the transportation pipeline of crude oil is between 1 - 21,41 years and only 3 test points passed the design life, the percentage was only 11.5% of 26 test points.

**Keywords: Transportation Pipeline, Crude Oil, Corrosion Rate, Remaining Service Life, Ultrasonic Thickness Gauge DM 5E**

**Abstrak.** PT Pertamina EP Asset 3 Tambun Field salah satu unit operasi PT Pertamina EP yang bergerak di sektor hulu migas. Produksi Tambun Field didominasi oleh gas alam dengan rata – rata produksi sebanyak 24,80 MMSCFD (Million Standard Cubic Feet per Day) dan minyak bumi sebesar 1808 BOPD (Barel Oil Per Day) (Data april 2018). PT Pertamina EP Asset 3 Tambun Field menggunakan pipa logam pada transportasi crude oil dari RDL D 07 ke SP Rengasdengklok. Pada penggunaannya dapat terjadi kerusakan atau kebocoran pada pipa akibat korosi. Korosi adalah proses penurunan kualitas material logam yang disebabkan oleh reaksi elektrokimia antara material logam dengan ion – ion yang terdapat di lingkungannya. Pengawasan dan pengendalian terhadap korosi dapat mendeteksi dini dan mencegah terjadinya kebocoran akibat korosi dan pengurangan sisa umur pakai pipa. Penelitian korosi pada pipa transportasi crude oil bertujuan untuk mengetahui jenis korosi yang terjadi, metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan, laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Jalur pipa transportasi crude oil RDL D 07 - SP Rengasdengklok memiliki pipa di atas tanah (menggunakan penyangga) sepanjang 635 meter dan jalur pipa di bawah permukaan tanah (underground) sepanjang 2376 meter. Pada penelitian ini, pH tanah berkisar antara 5 – 6,8 dan resistivitas tanah 2300 - 5600 ohm.cm. Pengaruh pH tanah dan resistivitas tanah terhadap laju korosi yaitu semakin rendah pH tanah maka dalam kondisi asam dan resistivitas rendah maka termasuk korosif yang tinggi. Pengukuran tebal aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat Ultrasonic Thickness Gauge (GE Inspection Technologies DM5E) pada 26 test point dengan panjang total jalur pipa adalah 3011 m. Berdasarkan data pengurangan ketebalan pipa maka dapat dihitung laju korosi dan sisa umur pakai pipa. Jenis korosi yang terjadi pada pipa transportasi crude oil, yaitu korosi merata dan korosi sumuran. Metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan di PT Pertamina EP Asset 3 Tambun Field adalah dengan menggunakan metoda coating dengan jenis Polyken Pipeline Liquid Adhesive no 1027 dan wrapping menggunakan Polyken 980/955. Laju korosi pipa adalah 0,099 – 0,350 mm/tahun dan berdasarkan ketahanan korosi relatif tergolong ke dalam kategori good. Sedangkan sisa umur pakai pipa transportasi crude oil adalah 1 - 21,41 tahun dan hanya 3 test point yang melewati umur desain, persentase 11,5% dari 26 test point.

**Kata kunci :** Pipa Transportasi, Crude oil, Laju Korosi, Sisa Umur Pakai, *Ultrasonic Thickness Gauge DM 5E*.

## 1. Pendahuluan

PT Pertamina adalah perusahaan BUMN yang bergerak di bidang pertambangan minyak dan gas untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar dan gas nasional. PT Pertamina EP Asset 3 Tambun Field merupakan salah satu area kerja eksploitasi dan produksi minyak dan gas dari PT Pertamina. Dalam kegiatan eksploitasi, produksi dan transportasi minyak dan gas, PT Pertamina menggunakan peralatan berbahan dasar logam. Penggunaan logam sebagai salah satu material penunjang memiliki peranan yang begitu besar seiring dengan tingginya kebutuhan industri. Salah satunya adalah penggunaan pipa logam. Dalam penggunaan pipa

logam banyak faktor yang menyebabkan daya guna pipa logam menjadi menurun. Salah satu penyebabnya adalah terjadinya korosi pada pipa tersebut. Pipa transportasi minyak dan gas PT Pertamina mengalami korosi internal dan eksternal yang mengakibatkan kebocoran dan mengurangi sisa umur pakai pipa. Hal ini tentunya menjadi masalah karena dapat mengganggu produksi dan transportasi minyak dan gas tersebut. Oleh karena itu perlu dilakukan penelitian tentang korosi pada pipa transportasi minyak dan gas untuk mengetahui laju korosi dan sisa umur pakai pipa.

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan, tujuan dalam penelitian ini diuraikan sebagai berikut.

1. Mengetahui jenis korosi yang terjadi dan metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan.
2. Mengetahui laju korosi pipa.
3. Mengetahui sisa umur pakai pipa (*Remaining Service Life*) pipa.

## 2. Landasan Teori

### 2.1 Korosi

Korosi adalah penurunan mutu logam yang disebabkan oleh reaksi elektrokimia antara logam dengan lingkungan sekitarnya (*Trethewey, 1991*). Korosi juga dapat diartikan sebagai serangan yang merusak pada logam karena lingkungannya dan umumnya terjadi fenomena elektrokimia. (*Bogaerts, 2008*).

### 2.2 Jenis - jenis Korosi

1. Korosi Merata (Uniform Corrosion)
2. Korosi Sumuran (Pitting Corrosion)
3. Korosi Galvanik
4. Korosi Erosi

### 2.3 Monitoring (Pengawasan) Korosi

*Monitoring* atau pemantauan korosi dapat dilakukan dengan beberapa cara diantaranya adalah dengan :

1. Metoda kehilangan berat  
*Monitoring* ini dilakukan dengan mengukur berat awal suatu media objek uji dengan berat setelah media objek uji tersebut terpasang. Hasil selisih penimbangan yang dilakukan di laboratorium selanjutnya akan dijadikan sebagai data untuk dilakukan perhitungan aktual dari korosi yang terjadi.
2. Metoda pengurangan ketebalan.  
Metoda *monitoring* ini dilakukan dengan pengukuran secara langsung pada pipa logam. Pengukuran dilakukan dengan menggunakan alat *ultrasonic thickness gauge*.

### 2.4 Pengendalian Korosi

1. Pengendalian Korosi dengan Pelapisan Permukaan Logam (*Coating*)  
Pengendalian korosi dengan cara *coating* dapat dilakukan dengan berbagai cara serta metode diantaranya, yaitu:
  - a. Pelapisan logam secara organik
  - b. Pelapisan Inorganik
  - c. *Electroplating* (Penyepuhan Listrik)
  - d. Pencelupan Panas (*Hot Dipping*)
  - e. Pelapisan dengan Penyemprotan
  - f. Pelapisan Difusi
2. 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 tegangan dan permukaannya (*Jonnes, 2001*). Contohnya dengan cara *passive* yaitu dengan

- pemberian Cr, Ni dan Mo dalam baja tahan karat.
3. Pengendalian Korosi dengan cara Rekayasa Potensial Antar Muka Logam  
 Pengendalian korosi secara rekayasa potensial antar logam dilakukan dengan cara merekayasa potensial elektroda. Proteksi katodik (*Cathodic Protection*) dapat dilakukan dengan dua cara sistem yaitu :
    - a. Sistem Proteksi Anoda Korban atau *Sacrificial Anode Cathodic Protection* (SACP)
    - b. Sistem Arus Tanding atau *Impressed Current Cathodic Protection* (ICCP)
  4. Pengendalian Korosi dengan Rekayasa Media Korosif  
 Pengendalian korosi dengan rekayasa media korosif dapat dilakukan dengan beberapa cara, yaitu :
    - a. Menghilangkan kandungan O<sub>2</sub> dalam fluida.
    - b. Menetralkan asam dalam fluida;
    - c. Menetralkan garam-garam pada fluida dengan pertukaran ion;
    - d. Menghilangkan partikel-partikel padatan dalam fluida dengan cara penyaringan.

**3. Hasil Penelitian dan Pembahasan**

Material pipa yang digunakan di PT Pertamina Ep Asset 3 Tambun Field pada jalur pipa transportasi *crude oil* RDL D 07 – SP Rengasdengklok yaitu API 5L *Grade B 4*” yang memiliki kandungan karbon maksimal 0,30%. Berdasarkan kandungan karbonnya, pipa ini termasuk jenis *medium carbon steel*.

Panjang jalur pipa yang diteliti adalah 3011 m dan dilakukan pada 26 titik pengamatan. Pengukuran tebal aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge DM-5E*.

**3.1 Data Penunjang**

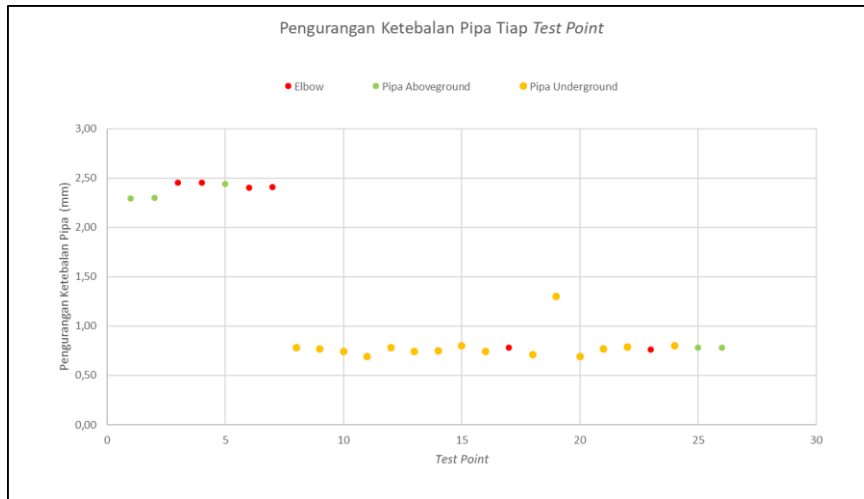
1. pH tanah pada jalur pipa transportasi *crude oil* adalah 5 – 6,8 (asam).
2. Resistivitas tanah pada jalur pipa transportasi *crude oil* adalah 2300 – 4500 Ohm.cm
3. Pengendalian korosi yang diaplikasikan adalah dengan metoda *coating* dengan jenis *two layers coating*, yaitu *Polyken Pipeline Liquid Adhesive no 1027* dan *wrapping Polyken 980/955*

Berikut Contoh perhitungan pada *test point 1*

$$\begin{aligned}
 1. \quad Tr &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\
 &= \frac{750 \text{ psi} \times 114,3 \text{ mm}}{2 \times 25200 \times 0,73} + 0 \\
 &= 2,3 \text{ mm} \\
 2. \quad MAWP &= \frac{2 \times S \times E \times t \text{ aktual}}{D} \\
 &= \frac{2 \times 25200 \times 0,73 \times 3,4 \text{ mm}}{114,3 \text{ mm}} \\
 &= 1094,42 \text{ psi} \\
 3. \quad CR &= \frac{t \text{ nominal} - t \text{ aktual}}{\text{Umur pakai pipa}} \\
 &= \frac{5,8 \text{ mm} - 3,4 \text{ mm}}{7 \text{ tahun}} \\
 &= 0,342 \text{ mm/tahun}
 \end{aligned}$$

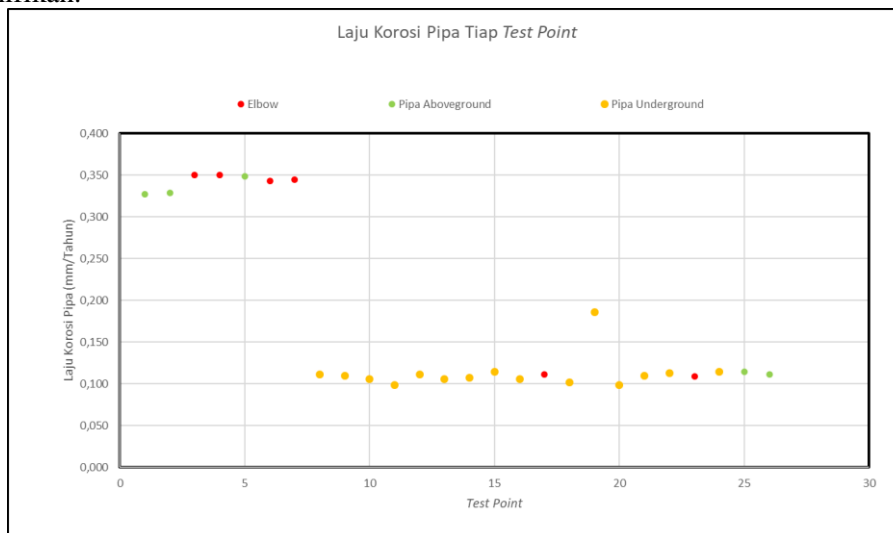
$$\begin{aligned}
 4. \quad RSL &= \frac{t_{\text{aktual}} - t_{\text{required}}}{\text{Laju Korosi}} \\
 &= \frac{3,4 \text{ mm} - 2,3 \text{ mm}}{0,342 \text{ mm/tahun}} \\
 &= 3,21 \text{ tahun}
 \end{aligned}$$

Hasil perhitungan laju korosi dan sisa umur pakai pada tiap *test point* akan dibahas pada beberapa diagram pencar. Berikut adalah penjelasan dari hasil diagram pencar yang telah dibuat.



**Gambar 1.** Grafik Pengurangan ketebalan Pipa tiap *Test Point*

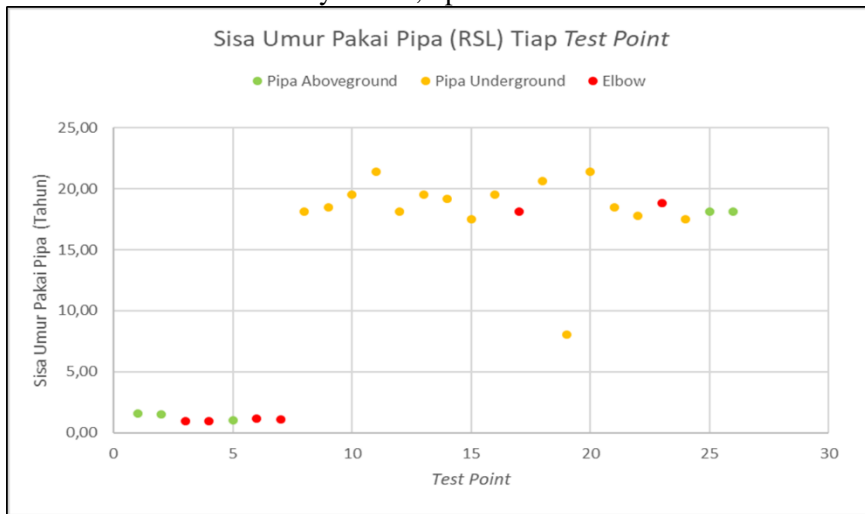
Pada **Gambar 1**, pengurangan ketebalan pipa paling tinggi terjadi pada belokan (elbow) yaitu test point 3 dan 4, dengan pengurangan ketebalan sebesar 2,45 mm. Hal ini terjadi karena pipa berada di atas permukaan tanah dan dekat dengan tambak yang airnya mengandung air garam yang korosif, sehingga korosi terjadi dan menyebabkan pengurangan ketebalan pipa yang signifikan.



**Gambar 2.** Grafik Laju Korosi Tiap *Test Point*

Pada **Gambar 2**, laju korosi tertinggi pada pipa terjadi pada belokan (elbow) test point 3 dan 4, yaitu sebesar 0,350 mm/tahun. Hal ini terjadi karena pipa berada di atas permukaan dan dekat dengan tambak yang airnya mengandung air garam membuat pipa korosif, sehingga

korosi dapat terjadi dan menyebabkan pengurangan ketebalan pipa. Adapun faktor internal berupa sulfur, salt content dan aliran fluida yang mempengaruhi. Kadar sulfur pada crude oil yaitu 0,172 % berat dan salt content yaitu 22,9 ptb.



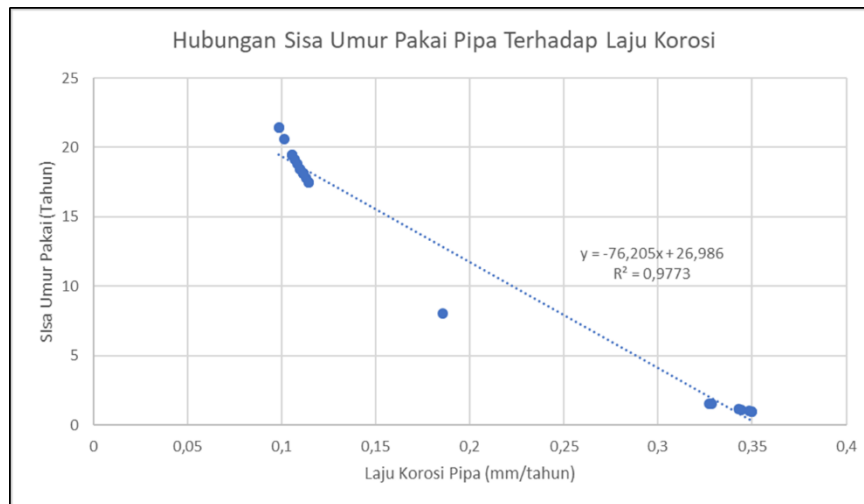
**Gambar 3.** Grafik Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa Tiap Test Point

Pada **Gambar 3.** pipa yang rendah terjadi pada test point 5 dengan sisa umur pakai sebesar 1,03 tahun. Hal ini disebabkan karena berada di atas permukaan dan dekat dengan tambak maka terjadinya pengikisan pipa.



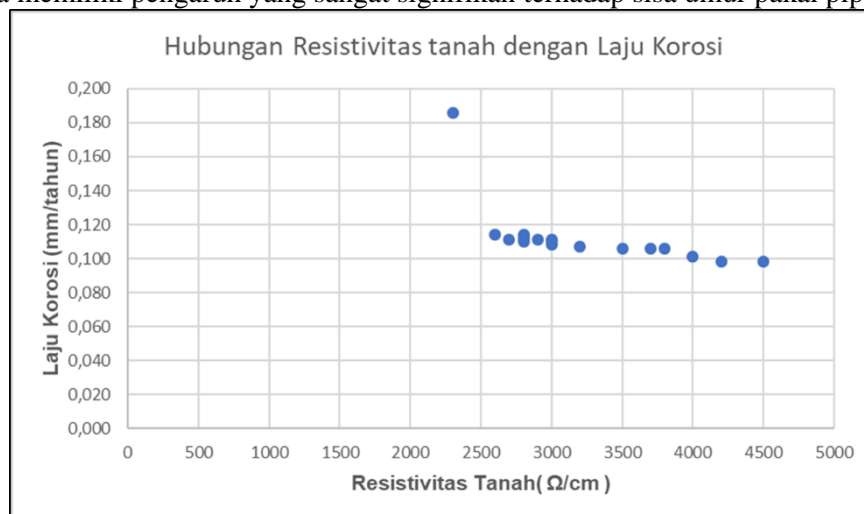
**Gambar 4.** Grafik Hubungan Pengurangan Ketebalan Pipa Terhadap Laju Korosi

Pada **Gambar 4.** dapat dilihat bahwa pengurangan ketebalan pipa akan berbanding lurus dengan tingginya laju korosi yang terjadi pada pipa. Semakin tinggi pengurangan ketebalan pipa maka laju korosi pada pipa akan semakin tinggi dan semakin rendah pengurangan ketebalan pada pipa maka laju korosi pada pipa akan semakin rendah pula. Nilai regresi  $R = 1$  tersebut juga membuktikan bahwa keterkaitan antar kedua variabel tersebut sangat tinggi.



**Gambar 5.** Hubungan Laju Korosi Terhadap Sisa Umur Pakai Pipa

Pada **Gambar 5.** dapat dilihat bahwa laju korosi pipa berbanding terbalik dengan sisa umur pakai (remaining service life) pipa. Apabila laju korosi pada pipa tinggi, maka sisa umur pakai (remaining service life) pipa semakin rendah dan apabila laju korosi pada pipa semakin rendah, maka sisa umur pakai (remaining service life) pipa semakin tinggi. Koefisien korelasi ( $R$ ) antara laju korosi dan sisa umur pakai adalah 0,9773. Hal ini membuktikan bahwa laju korosi pipa memiliki pengaruh yang sangat signifikan terhadap sisa umur pakai pipa.



**Gambar 6.** Grafik Hubungan Resistivitas Tanah Terhadap Laju Korosi

Berdasarkan **Gambar 6.** diketahui bahwa resistivitas tanah mempengaruhi laju korosi yang terjadi. Seperti kita ketahui resistivitas tanah yang rendah menandakan tingkat korosifitas tinggi, akibat korosifitas yang tinggi tersebut maka dapat memperbesar laju korosi yang terjadi pada pipa. Dengan besarnya laju korosi yang terjadi pada pipa tersebut maka umur pakai pipa akan semakin berkurang. Sehingga resistivitas tanah akan sangat mempengaruhi terhadap laju korosi dan sisa umur pakai pipa.

#### 4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian ini, maka dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Jenis korosi yang terjadi pada jalur pipa transportasi *crude oil* RDL D 07 ke SP Rengasdengklok, yaitu korosi merata dan korosi sumuran. Metoda pengendalian korosi yang diaplikasikan adalah dengan metoda coating dengan jenis *two layers coating*, yaitu *Polyken Pipeline Liquid Adhesive no 1027* dan

untuk *wrapping* menggunakan *Polyken 980/955*.

2. Laju korosi pada jalur pipa transportasi *crude oil* RDL D 07 - SP Rengasdengklok, yaitu 0,099 - 0,350 mm/ tahun dan ketahanan korosi relatifnya tergolong dalam kategori *good*.
3. Sisa umur pakai (remaining service life ) pipa transportasi *crude oil* RDL D 07 - SP Rengasdengklok, yaitu 1 - 21,41 tahun dan hanya 3 test point yang melewati umur desain, persentase 11,5% dari 26 *test point*

## 5. Saran

1. Perlunya dilakukan pembersihan (cleaning) dan pelapisan kembali (repainting) pada pipa yang mengalami pengelupasan pada coating
2. Perlunya dilakukan inspeksi rutin (setiap tahun) untuk mengetahui kondisi pipa, pengurangan ketebalan pipa, kondisi coating, sehingga dapat diketahui laju korosi pipa dan remaining service life pipa transportasi.
3. Perlunya dilakukan pengawasan secara berkala terhadap lokasi yang memiliki kondisi tanah dengan nilai resistivitas dan pH yang rendah.

## Daftar Pustaka

- [1]API 570. 2015. “**Inspector’s Examination**”. Pressure Piping Inspector. American Petroleum Institute.
- [2]ASM, Handbook. 1990. “Properties and Selection : Irons Steel and High Performace Alloys Vol 1”. ASM International. The materials Information Company.
- [3]Cakasana.Nanda Adi, Moralista. Elfida, Nasrudin. Dudi, 2019. “**Penentuan Laju Korosi Dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life / RSL) Pada Jalur Pipa Transportasi Crude Oil Dari Tangki – A1 Ke Crude Destilation Unit IV Di PT Pertamina (Persero) RU V, Kecamatan Balikpapan Tengah, Kota Balikpapan, Provinsi Kalimantan Timur**”. Universitas Islam Bandung.
- [4]Fontana, Mars G, 1987 “Corrosion Engineering 3rd Edition”.McGraw –Hill book Company. Singapore.
- [5]Roberge, Pierre R. 2008. “Corrosion Engineering Principles and Practice”. The McGraw-Hill Companies..
- [6]Surdia, Tata. Saito Shinroku. 1995. “**Pengetahuan Bahan Teknik**”, Jakarta. PT Pradya Paramita. PT Perja.
- [7]Trethewey, Kenneth R dan Chamberlain, Jhon.1991. “Korosi”. Jakarta. Gramedia Pustaka Utama.
- [8]Utomo, Budi. 2009. “Jenis Korosi dan Penanggulangannya”. Universitas Diponegoro