

## BAB V

### PEMBAHASAN

#### 5.1 Jenis Korosi dan Metoda Pengendaliannya

Jenis korosi yang terjadi pada pipa produksi *naphtha oil* dari *Oxygen Stripper Receiver* 31-V-10 ke *Oxygen Stripper Overhead Pump* 31-P-102-A/B di unit NHTU **Refinery Unit (RU) VI Balongan** adalah berupa korosi merata (*uniform corrosion*). Jenis korosi merata tersebut terdapat pada beberapa bagian luar permukaan pipa. Pengamatan korosi pada bagian permukaan pipa dapat dilihat secara visual tanpa menggunakan alat bantu seperti pada **Gambar 4.3**.

Jenis Korosi merata (*uniform corrosion*) yang terjadi pada pipa produksi *naphtha oil* ditemukan pada beberapa titik bagian permukaan pipa. Korosi jenis ini dapat terjadi sebagai akibat dari adanya kontak permukaan pipa dengan kondisi atmosferik yang berlangsung secara terus menerus. Akibat kontak yang terjadi secara kontinu tersebut maka terjadi korosi pada bagian permukaan luar pipa tersebut. Ciri dari jenis korosi ini dapat dilihat dari bentuk korosi yang terjadi secara merata pada permukaan pipa yang terkorosi. Dampak dari korosi jenis ini adalah terjadi pengurangan ketebalan pipa yang cukup signifikan.

Metoda pengendalian korosi yang dilakukan pada pipa produksi *naphtha oil* di unit NHTU **Refinery Unit (RU) VI Balongan** ini dilakukan secara internal dan eksternal. Usaha pengendalian korosi yang dilakukan secara eksternal adalah metoda *coating* pada pipa. *Coating* yang digunakan berupa *coating* dengan jenis tiga lapis atau *three layers coating*. Dimana *cat* atau bahan yang digunakan dalam *coating* ini adalah *Inorganic Zinc Rich Primer 75 micron DFT (dry film thickness)* sebagai

pelapis *coating* pertama (*Primer Coat*) dan *Polyamide Epoxy* sebagai pelapis kedua (*Middle coat*) dan ketiga (*finish coat*). Hal ini dapat dilihat pada **Gambar 4.4**.

Pada lapisan pertama *coating* yaitu *Inorganic Zinc Rich Primer* sebagai *cat* dasar yang memiliki fungsi untuk merekatkan *cat* atau *layer* berikutnya pada permukaan pipa yang akan diproteksi. Sedangkan *Polyamide Epoxy* digunakan sebagai pelindung secara langsung terhadap kondisi lingkungan sekitar, baik dari paparan sinar matahari dan air. Hal tersebut dapat terjadi karena sifat *Polyamide Epoxy* yang dapat membentuk lapisan kedap air, udara atau panas terhadap lingkungan sekitar permukaan pipa. Sedangkan secara internal digunakan inhibitor *Unicor C™* yang diinjeksikan ke dalam *naphtha oil*. Inhibitor tersebut akan menaikkan pH dari 5,49 menjadi 6,6 sehingga suasana asam pada fluida akan berkurang. Dengan demikian diharapkan mampu menurunkan laju korosi yang terjadi pada bagian internal pipa tersebut.

## 5.2 Laju Korosi

Berdasarkan hasil pengukuran tebal aktual dan perhitungan yang telah dilakukan pada pipa produksi *Naphtha Oil* di unit NHTU **Refinery Unit (RU) VI Balongan**, diketahui bahwa pada pipa produksi tersebut terjadi pengurangan ketebalan akibat korosi. Hal itu ditunjukkan oleh hasil pengukuran tebal aktual pipa yang memiliki nilai lebih rendah dari tebal nominal pipa.

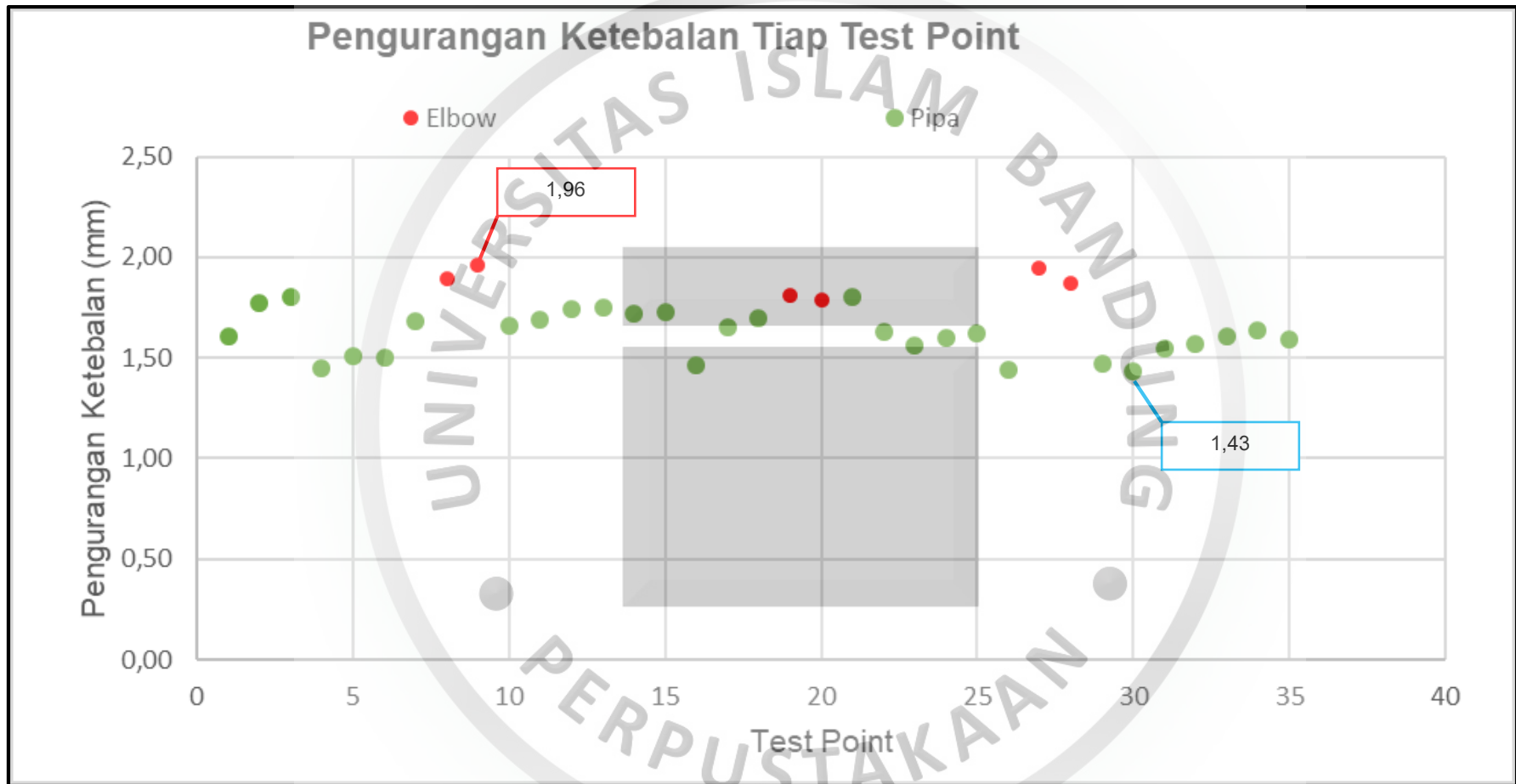
Pada **Gambar 5.1** diketahui bahwa nilai laju korosi tertinggi adalah pada *test point 9*, dimana *test point 9* terletak pada bagian *elbow* (belokan) pipa. Tingginya nilai laju korosi tersebut dapat dilihat dari pengurangan ketebalan yang terjadi paling besar yaitu 1,96 mm dari tebal nominal pipa. Besarnya pengurangan ketebalan pipa tersebut terjadi sebagai akibat pengikisan dari aliran fluida yang berbenturan langsung terhadap bagian sisi internal belokan pipa, sehingga degradasi yang terjadi

juga tinggi. Sebagian besar nilai laju korosi yang tinggi terjadi pada bagian *elbow* (belokan) pipa.

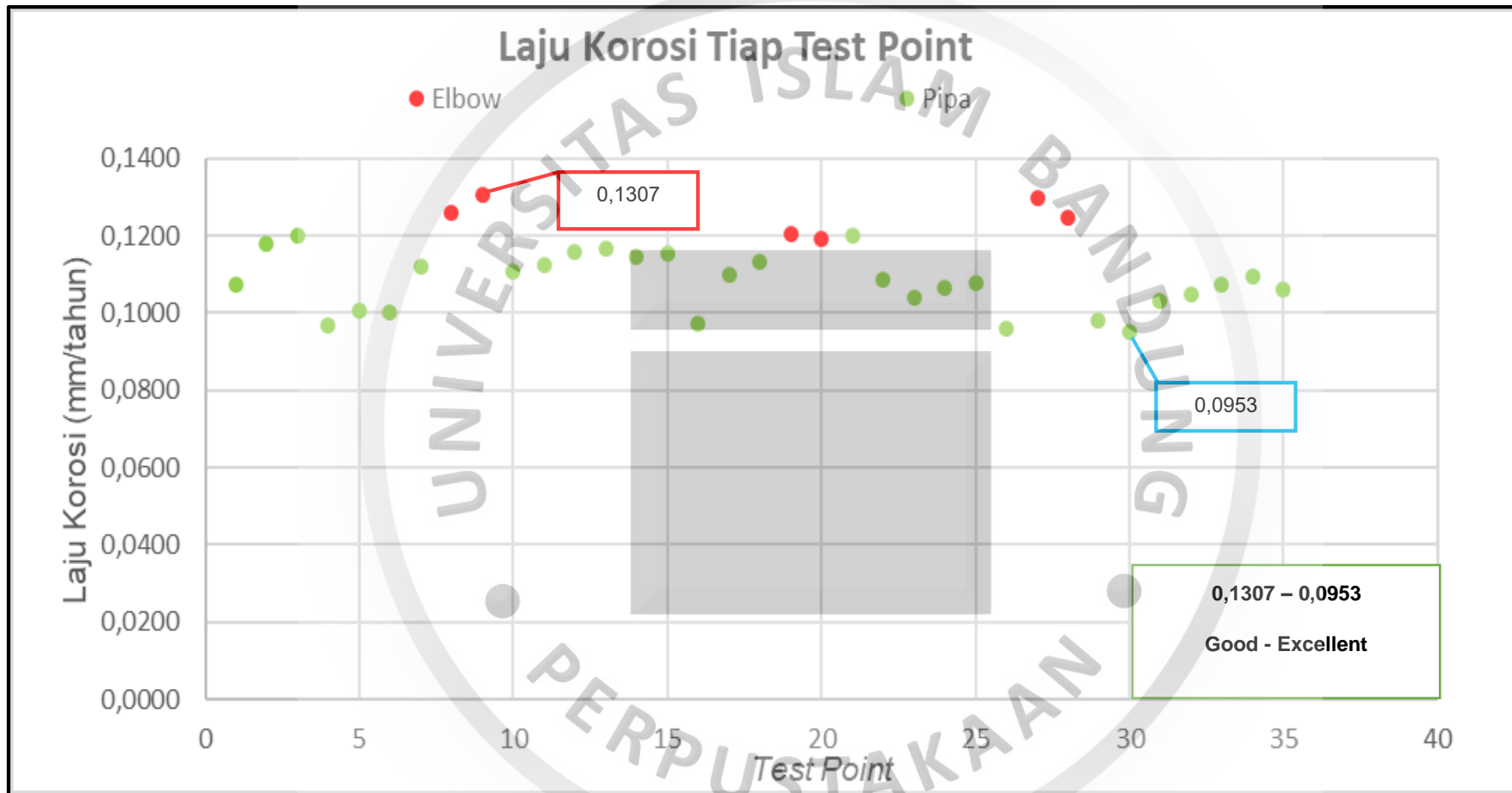
Laju korosi terendah terjadi pada *test point* 30, dimana pengurangan ketebalan pipa yang terjadi hanya sebesar 1,43 mm. Hal ini dapat terjadi karena kondisi pipa merupakan bagian dari pipa lurus dan berada pada *test point* akhir. Letak *test point* yang mendekati akhir ini, mengindikasikan terjadinya penurunan tekanan fluida. Sehingga kecepatan fluida pada *test point* tersebut juga telah menurun, dengan demikian laju korosi yang terjadi pada *test point* ini rendah.

Berdasarkan **Gambar 5.2** dari gambar grafik tersebut diketahui bahwa nilai laju korosi tertinggi adalah pada *test point* 9 dengan besar nilai laju korosinya adalah 0,1307 mm/tahun. posisi *test point* 9 ini terletak pada bagian *elbow* (belokan) pipa. Tingginya laju korosi yang terjadi pada *test point* 9 adalah sebagai akibat dari terjadinya pengikisan pipa oleh fluida yang mengalir akibat pembelokan arah aliran. Dari **Gambar 5.2** tersebut juga menggambarkan bahwa tingginya laju korosi yang terjadi pada jalur pipa penelitian umumnya terjadi pada bagian *elbow* (belokan) pipa. Faktor utama yang menyebabkan tingginya laju korosi pada *elbow* pipa adalah terjadi perubahan arah serta pola aliran pada fluida yang mengalir.

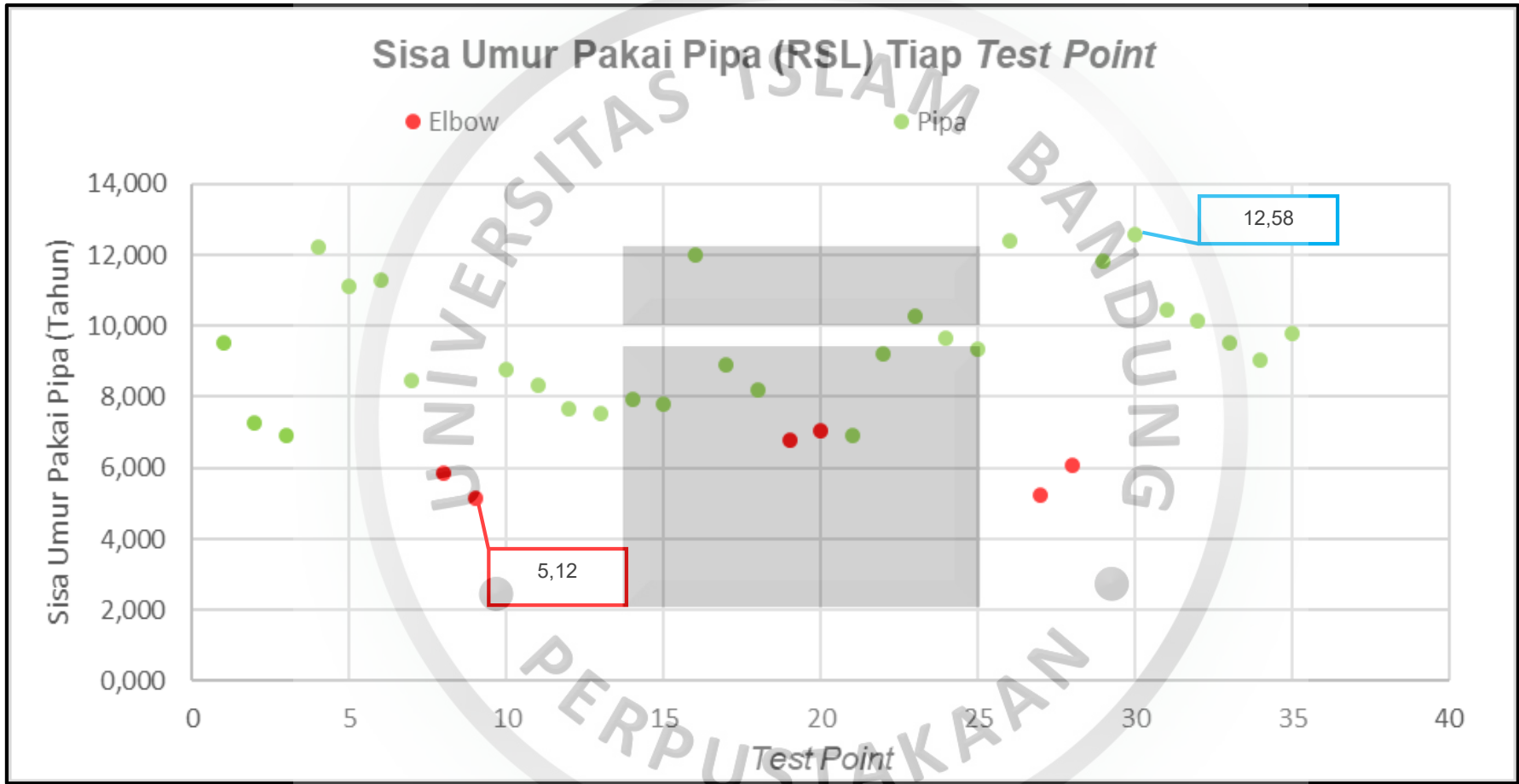
Berdasarkan hasil perhitungan laju korosi yang telah dilakukan, diketahui nilai laju korosi terhadap ketahanan korosi relatifnya berdasarkan tabel ketahanan korosi relatif (**Tabel 3.2**), laju korosi yang terjadi pada jalur pipa pengolahan *naphtha oil* di unit NHTU **Refinery Unit (RU) VI Balongan** termasuk dalam kategori *good* dan *excellent* dengan nilai laju korosinya berada pada nilai 0,0953 mm/tahun sampai dengan 0,1307 mm/tahun.



Gambar 5.1  
 Grafik Pengurangan Ketebalan Tiap Test Point



Gambar 5.2  
Grafik Laju Korosi Tiap Test Point



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

Pada **Gambar 5.3** dapat diketahui bahwa nilai antara pengurangan ketebalan pipa dengan laju korosi berbanding lurus. Maksudnya adalah semakin besar pengurangan ketebalan pipa yang terjadi maka akan semakin tinggi pula nilai dari laju korosi pada pipa tersebut begitu juga sebaliknya semakin rendah nilai pengurangan ketebalan yang ada maka akan rendah pula tingkat laju korosi yang akan terjadi.

Hubungan atau korelasi antar keduanya (laju korosi dengan pengurangan ketebalan pipa) tergambarkan dalam **Gambar 5.3** berupa nilai regresi (R). Dimana nilai regresi R yang diperoleh dari penarikan garis secara *linier* pada pola *plotting* data. Pada korelasi antar laju korosi dengan pengurangan ketebalan pipa memiliki nilai regresi sebesar 1. Hal tersebut menyatakan bahwa tingginya laju korosi sangat dipengaruhi oleh pengurangan ketebalan pipa yang cukup signifikan. Nilai regresi R = 1 tersebut juga membuktikan bahwa keterkaitan antar kedua variabel tersebut sangat tinggi.

### 5.3 Sisa Umur Pakai (*Remaining Service Life*) Pipa

Sisa umur pakai atau *remaining service life* suatu pipa dipengaruhi oleh beberapa faktor, satu faktor diantaranya adalah laju korosi. Tingginya laju korosi yang terjadi akan menyebabkan pengurangan ketebalan pipa dari tebal awal (nominal) semakin besar juga, akibatnya sisa umur pakai dari pipa tersebut juga akan berkurang.

Dari hasil perhitungan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa yang telah dilakukan, memiliki hasil sisa nilai umur pakai yang berbeda-beda, hal tersebut dapat terjadi karena pada tiap *test point* yang ada memiliki tingkat laju korosi yang berbeda-beda juga. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada **Gambar 5.4**. dari gambar tersebut terlihat pada beberapa *test point* memiliki nilai sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa yang tinggi dan rendah.



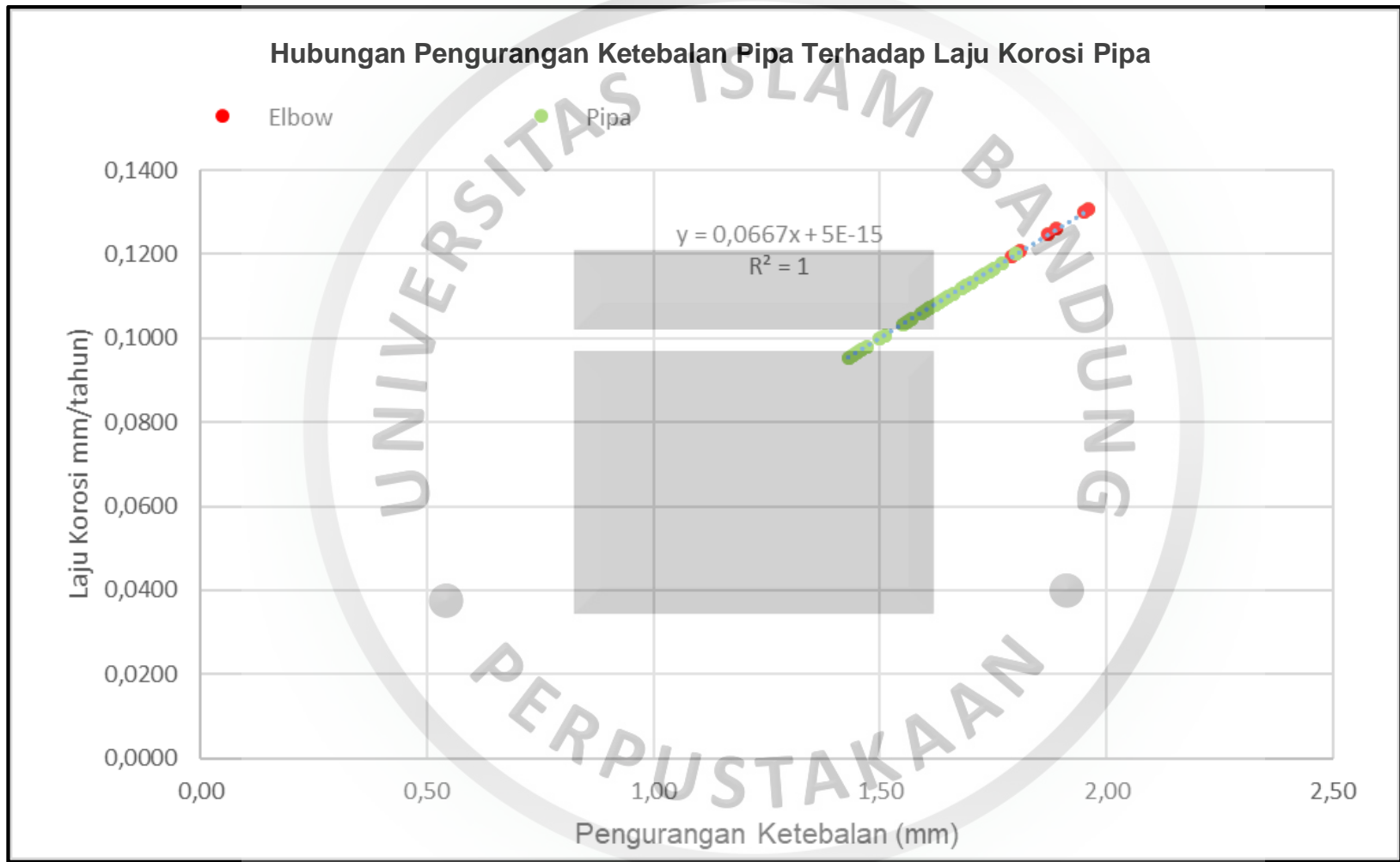
Pada **Gambar 5.4** grafik sisa umur pakai (RSL) pipa, terlihat bahwa sisa umur pakai pipa terendah terjadi pada *test point* 9 dengan nilainya 5,12 tahun. *Test point* 9 merupakan bagian *elbow* (belokan) pipa. Rendahnya sisa umur pakai pipa ini disebabkan oleh perubahan arah aliran secara signifikan pada bagian *elbow* tersebut sehingga pengikisan pada bagian tersebut akan semakin besar. Pada beberapa titik belokan (*elbow*) lainnya juga memiliki nilai sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) yang rendah yaitu hanya 5-7 tahun saja.

Sedangkan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa tertinggi adalah pada *test point* 30 yaitu 12,587 tahun, tetapi sisa umur pakai pipa tersebut masih kurang secara umur desain pipa. Tingginya sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa pada *test point* 30 adalah akibat dari meratanya tekanan fluida yang mengalir.

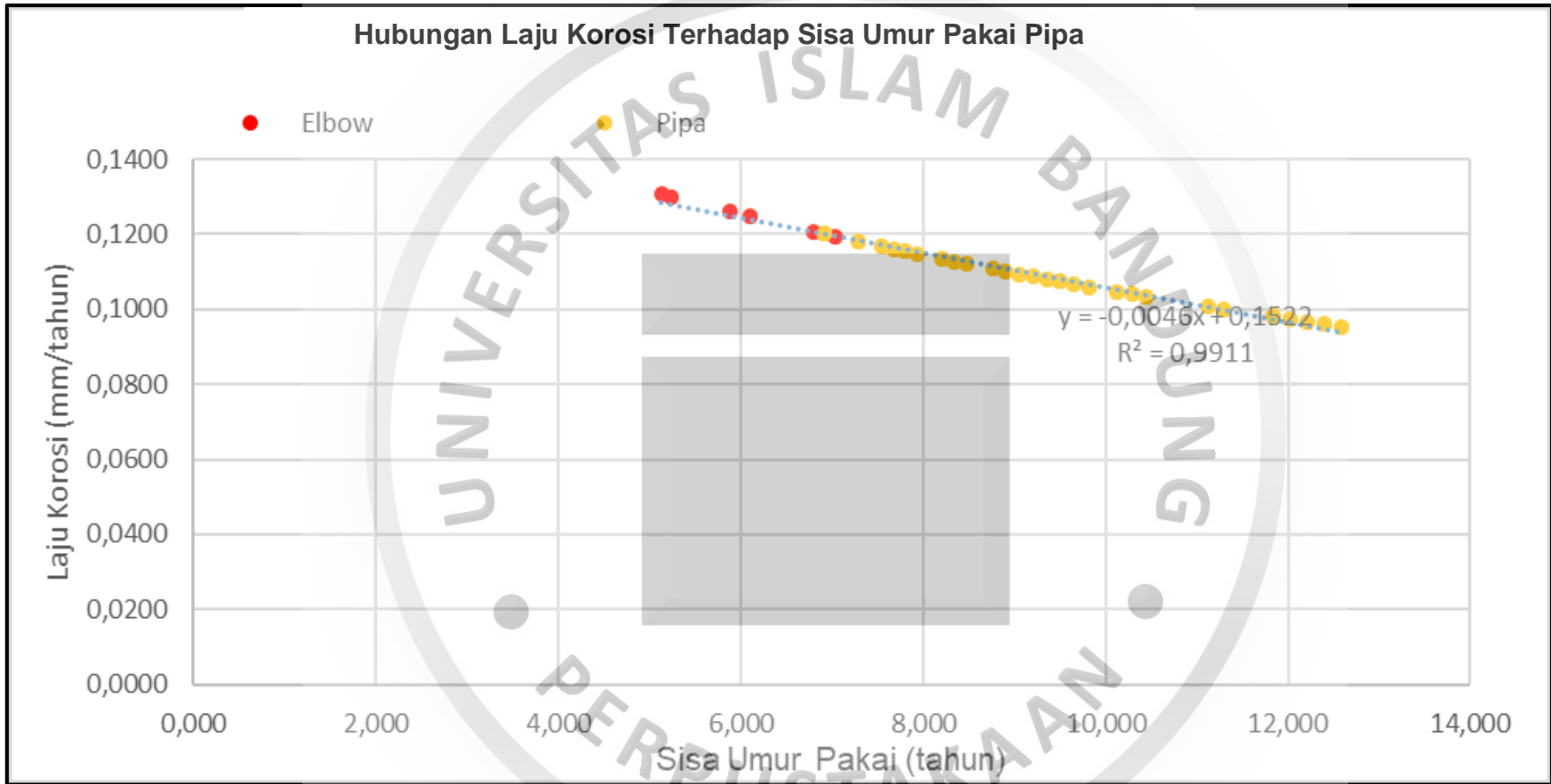
Umur desain yang dibuat pada pipa produksi *naphtha oil* pada unit NHTU di **PT Pertamina (Persero) Refinery Unit (RU) VI** adalah sebesar 20 tahun untuk pengoperasian proses produksi. Pemasangan pipa produksi *naphtha oil* dilakukan pada tahun 2004, sedangkan inspeksi pipa dilakukan pada tahun 2019, sehingga pipa telah berumur 15 tahun. Berdasarkan hasil yang telah diperoleh melalui perhitungan dengan menggunakan rumus yang ada, sisa umur pakai pipa (**tabel 4.9**) terdapat 3 titik *test point* yang telah mencapai batas dari umur desain pipa. Sedangkan 32 titik *test point* lainnya masih memiliki nilai sisa umur melebihi dari umur desain pipa.

Pada **Gambar 5.5** dapat diketahui bahwa hubungan antara sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) dengan laju korosi (*corrosion rate*) berbanding terbalik. Dimana semakin tinggi nilai laju korosi yang terjadi maka akan semakin rendah nilai dari sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa tersebut, begitu pula sebaliknya semakin rendah nilai laju korosi yang ada maka sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa akan semakin tinggi.





Gambar 5.4  
Grafik Hubungan Pengurangan Ketebalan Pipa Terhadap Laju Korosi Pipa



Gambar 5.5  
 Grafik Hubungan Laju Korosi Terhadap Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa Tiap Test Point

Nilai koefisien korelasi ( $r$ ) antara laju korosi dengan sisa umur pakai berdasarkan data yang telah dilakukan pengolahan adalah sebesar 0,9911. Dari nilai tersebut diketahui bahwa laju korosi akan memberikan pengaruh yang sangat besar terhadap sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa.

## 5.4 Pengaruh Kondisi Lingkungan Terhadap Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa

### 5.4.1 Faktor Eksternal

Faktor eksternal merupakan faktor yang berasal dari lingkungan sekitar pipa. Faktor ini juga turut memberikan pengaruh terhadap tinggi atau rendahnya laju korosi dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa. Beberapa faktor eksternal yang dimaksud adalah sebagai berikut :

#### 1. Temperatur udara dan Curah Hujan

Temperatur dan curah hujan merupakan faktor eksternal yang berpengaruh secara signifikan terhadap laju korosi pada pipa. Kedua faktor eksternal tersebut sangat mempengaruhi kondisi sekitar area pipa produksi yang cukup signifikan.

Temperatur rata-rata harian di daerah penelitian adalah 30°C dengan curah hujan yang cukup tinggi yaitu sebesar 2406 mm/tahun. Dengan temperatur dan curah hujan yang cukup tinggi tersebut, maka kelembaban relatif pada daerah penelitian cukup tinggi juga yaitu mencapai 70-80%.

Tingginya kelembaban relatif ini menyebabkan lingkungan menjadi basah atau lembab. Sehingga kondisi tersebut dapat meningkatkan laju korosi, karena reaksi korosi pada logam akan jauh lebih cepat apabila dalam kondisi basah atau lembab.

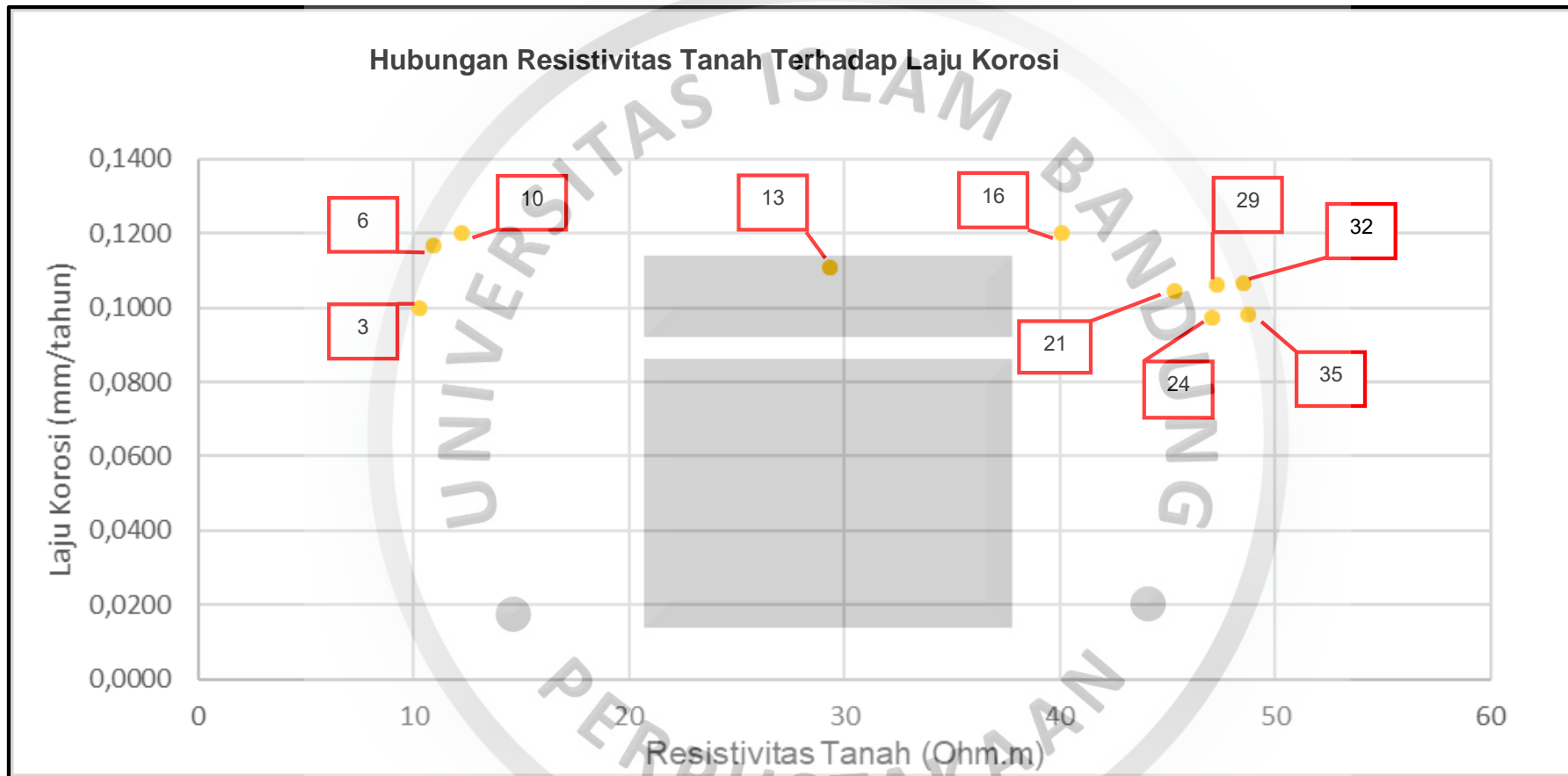
## 2. Resistivitas Tanah

Berdasarkan **Tabel 4.5** dapat dilihat resistivitas tanah dapat mempengaruhi korosi yang terjadi pada pipa produksi *naphtha oil*. Berdasarkan hasil pengukuran resistivitas tanah yang dilakukan pada sekitar area pipa produksi *naphtha oil* di ketahui tingkat korosivitas pipa termasuk dalam tingkat korosif sampai dengan sangat korosif.

Mengacu pada **Tabel 3.1** maka tingkat korosivitas pipa tersebut tergolong dalam kategori korosif hingga sangat korosif. Berdasarkan tingkat korosivitas pipa tersebut, menandakan daerah sekitar pipa produksi memiliki kondisi lingkungan yang dapat menyebabkan terjadinya korosi pada pipa produksi *naphtha oil* di unit NHTU **Refinery Unit (RU) VI Balongan**.

Berdasarkan **Gambar 5.6** diketahui bahwa hubungan resistivitas tanah dengan laju korosi berbanding terbalik. Dimana semakin rendah nilai korosivitas tanah maka akan semakin tinggi laju korosinya. Karena rendahnya nilai resistivitas tanah menunjukkan tanah tersebut asam, sehingga memiliki tingkat korosifitasnya juga akan semakin tinggi. Hal tersebut ditunjukkan pada *test point* 3,6, dan 10 yang memiliki tingkat resistivitas tanah sangat korosif dan memiliki laju korosi yang tinggi yaitu sebesar 0,120 mm/tahun, 0,100 mm/tahun dan 0,1107 mm/tahun.

Berdasarkan **Gambar 5.6** dapat diketahui, resistivitas tanah mampu mempengaruhi laju korosi yang terjadi. Seperti telah diketahui resistivitas tanah yang rendah menandakan tingkat korosivitas tinggi, akibat korosivitas yang tinggi tersebut maka dapat membesar laju korosi yang terjadi pada pipa. Dengan besarnya laju korosi yang terjadi pada pipa tersebut maka sisa umur pakai pipa pun akan semakin berkurang. Sehingga resistivitas tanah akan sangat mempengaruhi terhadap laju korosi dan sisa umur pakai pipa.



Gambar 5.6  
Grafik Hubungan Laju Korosi Terhadap Resistivitas Tanah

### 3. pH Tanah

Berdasarkan hasil pengukuran pH tanah diketahui pH tanah pada daerah sekitar pipa produksi adalah 6,5-6,7. Menandakan tanah pada daerah tersebut asam. Rendahnya pH tanah juga didukung dari jenis tanah pada daerah penelitian yaitu tanah alluvial. Dimana tanah jenis ini memiliki kandungan sulfur yang tinggi serta memiliki kondisi yang basah. Kondisi lingkungan tanah yang memiliki pH rendah atau asam juga akan mempengaruhi laju korosi yang terjadi. Dimana semakin asam kondisi tanah maka reaksi korosi yang terjadi pada pipa juga akan semakin tinggi.

#### 5.4.2 Faktor Internal

Selain faktor eksternal, faktor internal juga berpengaruh terhadap laju korosi dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa. Faktor internal merupakan faktor yang berasal dari dalam bagian pipa. Beberapa faktor internal yang dimaksud adalah sebagai berikut

##### 1. Komposisi Fluida

Fluida yang dialirkan pada pipa produksi di unit NHTU dari *Oxygen Stripper Receiver 31-V-101* ke *Oxygen Stripper Overhead Pump 31-P-102 A/B* adalah berupa *naphta oil*. Komposisi *naphta oil* ini mengandung ion klorida ( $\text{Cl}^-$ ) sebesar 79 ppm (TLV 44 ppm). Besarnya kandungan ion  $\text{Cl}^-$  tersebut menyebabkan terjadinya korosi pada bagian dalam pipa. Hal tersebut dibuktikan dengan kandungan ion  $\text{Fe}^{2+}$  yang tinggi pula yaitu sebesar 59 ppm (TLV 34,52 ppm) pada *sampling* yang dilakukan. Selain mengandung ion klorida ( $\text{Cl}^-$ ), dalam komposisi *naphta oil* ini terkandung ion sulfur ( $\text{S}^{2-}$ ) sebesar 0,015 – 0,02 ppm (TLV 0,5 ppm). Adanya kandungan sulfur juga turut menyebabkan terjadinya reaksi korosi yang terjadi pada bagian dalam pipa.

## 2. Tekanan Fluida

Tekanan fluida yang dialirkan pada pipa pengolahan *naphtha oil* di unit NHTU **Refinery Unit (RU) VI Balongan** adalah sebesar 203,39 psi. Tekanan tersebut masih lebih rendah dari tekanan desain pipa yaitu 750 psi, sehingga besarnya tekanan tersebut masih dalam kondisi yang aman untuk mengalirkan fluida.

## 3. Temperatur Fluida

Temperatur fluida aktual dalam pipa pengolahan di unit NHTU **Refinery Unit (RU) VI Balongan** adalah sebesar 37 °C dan 44°C. Temperatur ini masih lebih rendah daripada temperatur desain pipa ASTM A53 *Grade B* yaitu sebesar 65°C. Dengan demikian pipa produksi *naphtha oil* masih dalam kondisi aman pada temperatur aktual fluida.

## 4. pH Fluida

pH fluida aktual adalah 5.49, pH ini menandakan *naphtha oil* tersebut bersifat asam. Kondisi asam pada fluida juga mengindikasikan terjadinya korosi pada bagian dalam pipa, karena kondisi asam pada pipa akan mempercepat untuk terjadinya reaksi korosi. Dengan kondisi pH yang asam ini maka *naphtha oil* diinjeksikan inhibitor korosi yang berfungsi untuk menaikkan pH *naphtha oil* dari 5,49 menjadi 6,6. Diharapkan penambahan inhibitor korosi ini mampu menurunkan laju korosi yang terjadi.