

## BAB IV

### PROSEDUR DAN HASIL PENELITIAN

#### 4.1 Material Pipa

Pada jalur pipa produksi minyak yang diamati di unit NHTU (*Naphta Hydrotreating Unit*) **PT Pertamina (Persero) Refinery Unit (RU) VI Balongan**, material pipa yang digunakan adalah ASTM A53 *grade B* yang memiliki nilai karbon sebesar 0,30%. Berdasarkan komposisi karbon yang dimiliki pada material pipa tersebut, maka pipa tersebut termasuk dalam jenis *medium carbon*. Untuk lebih detailnya, komposisi pipa ASTM A53 *grade B* berdasarkan standar *American Society For testing and materials* (ASTM) A106, dapat dilihat pada **Tabel 4.1** di bawah ini.

**Tabel 4.1**  
**Komposisi Kimia Material Pipa ASTM A53 Grade B, ASTM A106**

<b>ASTM-A53 Grade B 14" (Medium Carbon Steel)</b>	
Fe, %	96,87
Carbon, max %	0,3
Manganese, max%	1,2
Phosphorus, max %	0,05
Sulfur, max %	0,045
Silicon, min %	0,1
Copper, max %	0,4
Nickel, max %	0,4
Chrome, max %	0,4
Molybdenum, max %	0,15
Vanadium, max %	0,08

Sumber : ASTM A106

Berdasarkan *American Society Of Mechanical Engineering* (ASME), pipa ASTM A53 *grade B* dengan ukuran pipa 14" memiliki nilai spesifikasi untuk tebal nominal pipa adalah sebesar 7,92 mm. Beberapa parameter serta ukuran-ukuran tersebut merupakan spesifikasi dasar yang dibutuhkan dan telah sesuai dengan standar yang ditetapkan oleh **PT Pertamina (Persero) Refinery Unit (RU) VI Balongan**. Untuk lebih jelasnya, spesifikasi pipa ASTM A53 *grade B*

berdasarkan ASME dapat dilihat pada Tabel 4.2 sebagai berikut.

**Tabel 4.2**  
**Spesifikasi Pipa Produksi *Naphta Oil* di Unit NHTU PT Pertamina RU VI Balongan**

PIPELINE DATA		
<i>Design Code</i>	ASME B 31.4	
<i>Description</i>	14 " schedule 20	
<i>Location of Installation</i>	Oxygen Stripper Receiver 31-V-101 to Oxygen Stripper Ovhd. Pump 31-P-102 A/B	
<i>Service</i>	Naphtha Oil	
<i>Year Installed</i>	2004	
<i>Year Inspection</i>	2019	
<i>Dimension</i>	Nominal Thickness (mm)	7,92 (ASME)
	Outside Diameter (mm)	355,6
	Lenght (m)	30
<i>Type</i>	Supported - Aboveground	
<i>Design Pressure (Psi)</i>	750	
<i>Design Temperature (°C)</i>	65	
<i>Operating Pressure (Psi)</i>	203,39	
<i>Operating Temperature (°C)</i>	37	
<i>Line Pipe</i>	ASTM-A53 Grd B	
<i>Weld Joint Factor ( E )</i>	1	
<i>Specified Minimum Yield Strength (SMYS) (Psi)</i>	35000	
<i>Design Factor</i>	0,72	
<i>Allowable Stress Value (S= 0,72 x SMYS) (Psi)</i>	25200	
<i>Corrosion Allowance (CA) (mm)</i>	0	

Sumber : ASME B 31.4

#### 4.2 Komposisi dan Karakteristik Fluida

Fluida yang ditransportasikan dari *Oxygen Stripper Receiver 31-V-101* ke *Oxygen Stripper Overhead Pump 31-P-102 A/B* di unit NHTU (*Naphtha Hydro Treating Unit*) ini adalah berupa *naphtha oil* yang telah mengalami proses pengurangan kadar gas oksigen. Pengurangan kandungan oksigen dalam *naphtha oil* berguna untuk meningkatkan nilai oktan pada produk minyak hingga mencapai sebesar >90% dari proses pengolahan tersebut termasuk dalam kategori produk *high octane oil*.

*Feed naphtha oil* dalam unit NHTU ini berasal dari Balikpapan, Plaju, dan Duri. *Naphtha oil* merupakan salah satu jenis produk minyak setengah jadi yang sudah mengalami proses pengolahan, hal tersebut dapat diketahui dari telah berkurangnya pengotor logam dalam minyak serta telah naiknya kandungan nilai oktan pada *feed naphtha oil* tersebut sebesar 70%. *Naphtha oil* ini memiliki nilai pH maksimum 5,49

dan temperaturnya adalah 37°C dan 44 °C. Dalam proses produksi *naphtha oil* ini terbagi menjadi dua jenis produk, yaitu *light naphtha* (Nafta Ringan) dan *heavy naphtha* (Nafta Berat). Berdasarkan hasil pengujian yang telah dilakukan di laboratorium, *naphtha oil* memiliki komposisi seperti pada **Tabel 4.3** berikut.

**Tabel 4.3**  
**Komposisi dan Karakteristik Fluida (*Naphtha Oil*)**

No	Parameter	Light Naphta	Heavy Naphta	Standar	Satuan
1	Suhu	37	44	63	Celcius
2	Liquid Density	690-695	754-766		kg/STD m3
3	pH	6,6	6,6	7	
4	Components :				%vol
	C4	0,032		0,004	
	C5	24,28-26,50	0,015-0,021	26,50	
	C6		7,85-8,03	9,74	
	C6+	63,46-63,31		75,72	
	C7+		87,3-90,05	90,135	
5	Total Sulfur	0,015	0,02	<0,5	wt-ppm
6	Total Nitrogen	0,02	0,029	<0,5	wt-ppm
7	Chlorides	0,1	0,17	<0,5	wt-ppm
8	Iron + Chloride	0,005	0,005	1	wt-ppm
9	Lead	6,4	8	<20	wt-ppb
10	Arsenic	0,001	0,002	1	wt-ppb
11	Copper + Heavy Metals	2	2	<25	wt-ppb

Sumber : Data Basis PT Pertamina (Persero) Refinery Unit (RU) VI Balongan, 2019

### 4.3 Data Lingkungan

Data lingkungan merupakan data pendukung yang digunakan sebagai data penunjang tambahan dalam pembahasan serta analisis pada penelitian ini. Pada data lingkungan ini sebelumnya telah dilakukan proses pengkajian, sehingga dengan adanya data ini diharapkan mampu membantu dalam proses pembahasan serta analisis korosi yang terjadi pada pipa produksi *naphtha oil* dari *oxygen stripper receiver* 31-V-101 ke *oxygen stripper overhead pump* 31-P-102 A/B.

#### 4.3.1 Jenis Tanah

Jenis tanah yang berada di daerah penelitian merupakan tanah *aluvial*. Tanah *aluvial* merupakan jenis tanah yang terbentuk sebagai akibat dari hasil endapan lumpur, sungai dan pasiran. Secara umum tanah jenis ini tergolong dalam kategori *sulfaquepts*, karena mengandung horizon *sulfuric* yang sangat tinggi sehingga

bernilai pH rendah dan bersifat asam. Tanah ini memiliki epipedon dan okrik pada susunan *horizon* pembentuknya. Pada tanah berhorison *sulfuric* mengandung asam sulfat, dengan pH kurang dari  $\leq 6,5$ . Persebaran tanah jenis ini tersebar luas pada daerah sekitaran sungai, delta, muara dan tepi pantai. Rendahnya nilai pH pada tanah ini menyebabkan suasana lingkungan yang cukup asam sehingga mampu mempengaruhi kondisi peralatan pipa serta tingkat korosivitas pipa yang berada pada lingkungan tersebut.

#### 4.3.2 pH Tanah

pH tanah diperoleh dari pengambilan *sampling* secara acak pada dua titik di sekitar area kilang. Pengukuran data pH tanah dilakukan dengan alat berupa pH meter *soil tester*.



Sumber :certifiedmtp.com

**Gambar 4.1**  
**pH Meter Soil**

Prosedur pengukuran untuk mengetahui nilai pH tanah pada daerah penelitian dapat dilakukan dengan langkah sebagai berikut :

1. Tancapkan alat pH meter secara vertikal hingga seluruh bagian elektroda tertutupi oleh sampel tanah. Padatkan tanah agar dapat menjaga kontak antara elektroda dengan tanah.
2. Diamkan alat pengukur hingga jarum pengukur pada angka yang konstan
3. Catat nilai hasil pengukuran yang bernilai konstan pada jarum tersebut
4. Ulangi pengukuran sebanyak 3-5 kali untuk mendapatkan nilai rata-rata pH dari setiap titik pengukuran yang akan dilakukan.

Nilai hasil pengukuran pH tanah yang dilakukan pada beberapa titik pengukuran di sekitar area pipa produksi *naphtha oil* dapat dilihat pada **Tabel 4.4** di bawah ini.

**Tabel 4.4**  
Data pH Tanah

No	Test Point	Jarak (m)	pH Tanah
1	TP-16	15	6,5
2	TP-30	25	6,7

Dari hasil pengukuran pH tanah yang telah dilakukan, pH tanah pada area sekitar pipa produksi *naphtha oil* tergolong dalam kategori asam. Hal tersebut diketahui dari nilai hasil pengukuran pH tanah sebesar 6,5 - 6,7.

#### 4.3.3 Resistivitas Tanah

Nilai resistivitas tanah hasil pengukuran digunakan sebagai data penunjang dalam penentuan tingkat korosivitas pipa. Penentuan tingkat korosivitas pipa mengacu pada *corrosivity ratings based on soil resistivity* yang dapat dilihat pada **Tabel 3.1**. Pengukuran dilakukan pada 10 titik di sekitar area pipa produksi *naphtha oil* di unit NHTU *Refinery Unit (RU) VI Balongan*.

Pengukuran resistivitas tanah dilakukan dengan menggunakan alat *Soil Resistivity Meter Tinker and Rasor SR-2* dengan metoda *wenner four pin method*. Jarak pemasangan pin elektroda adalah  $\pm 1$  meter, sehingga dengan demikian didapat nilai interpretasi dari resistivitas tanah tersebut.

Berikut adalah prosedur dalam melakukan pengukuran resistivitas tanah :

1. Pasang empat pin elektroda kedalam tanah dengan jarak yang telah ditetapkan.
2. Bentangkan kabel dan sambung bentangan kabel tersebut pada ke empat pin elektroda yang telah terpasang di tanah dan sambungkan dengan alat *soil resistivity meter*.
3. Nyalakan alat *soil resistivity meter*.
4. Lakukan penetralan angka ukur pada alat *soil resistivity meter* sebelum melakukan penginjeksian arus listrik ke dalam tanah.
5. Selanjutnya lakukan proses pengukuran dengan menekan tombol “start” untuk menginjeksi listrik dan tahan tombol tersebut hingga pada layar digital menunjukkan angka konstan.
6. Baca dan catat data hasil pengukuran yang telah dilakukan.
7. Ulangi pada titik pengukuran yang lain.



Sumber :gardcop.com

**Gambar 4.2**  
**Resistivity Soil Meter Tinker and Rasor SR-2**

Berikut adalah nilai resistivitas tanah hasil pengukuran, yang telah dilakukan pada 10 *test point* di area pipa produksi *naphta oil* dan tingkat korosivitas pipa yang dapat dilihat pada **Tabel 4.5** di bawah ini.



**Tabel 4.5**  
**Resistivitas Tanah dan Tingkat Korosivitas Pipa**

No	Titik Tes	Jarak (m)	Resistivitas Tanah Kedalaman 1 m (ohm.m)	Tingkat Korosivitas Pipa
1	TP-3	3	12,2143	Sangat Korosif
2	TP-6	6	10,2728	Sangat Korosif
3	TP-10	9	29,3342	Sangat Korosif
4	TP-13	12	10,9188	Sangat Korosif
5	TP-16	15	47,0837	Korosif
6	TP-21	18	40,1023	Korosif
7	TP-24	21	48,5733	Korosif
8	TP-29	24	48,7901	Korosif
9	TP-32	27	45,3211	Korosif
10	TP-35	30	47,3265	Korosif

Berdasarkan data resistivitas tanah pada **Tabel 4.5** dapat diketahui bahwa nilai resistivitas tanah pada area pipa produksi *naphta oil* di **Refinery Unit (RU) VI Balongan** adalah 10,2728 – 48,7901 ohm. m. Sehingga tingkat korosivitasnya berdasarkan **Tabel 3.1** termasuk kedalam kategori korosif sampai sangat korosif.

#### 4.3.4 Temperatur Udara dan Curah Hujan

Letak daerah penelitian yang berada pada pesisir pantai menyebabkan tingginya temperatur daerah sekitar. Dimana temperatur harian berkisar antara 22,9° C - 32° C. Untuk nilai kelembaban udaranya adalah 70-80%. Curah hujan yang tinggi yaitu sebesar 2406 mm/tahun juga menyebabkan tingginya kelembaban relatif pada daerah tersebut. Data curah hujan periode 2014-2016 dapat dilihat pada **Lampiran H**.

#### 4.4 Jenis Korosi dan Pengendaliannya

Berdasarkan hasil pengamatan yang dilakukan secara visual pada jalur pipa produksi *naphtha oil* diketahui bahwa jenis korosi yang terjadi adalah korosi merata (*Uniform Corrosion*) yang ditandai dengan adanya sebaran korosi yang merata pada beberapa titik di bagian permukaan pipa.



Sumber : Dokumentasi PT Pertamina (Persero) Refinery Unit (RU) VI Balongan, 2019

**Gambar 4.3**

### Jenis Korosi Merata Pada Pipa Produksi *Naphta Oil*

Metoda pengendalian korosi secara eksternal yang diaplikasikan pada jalur pipa produksi *Naphta Oil* di unit NPU **RU VI Balongan** yaitu berupa metoda *coating* dengan jenis *Three Layers*, dimana *Inorganic Zinc Rich Primer* digunakan sebagai cat pelapis pelindung pertama (*Primer Coat*) dan *Polyamide Epoxy* digunakan sebagai pelapis kedua (*Middle Coat*) dan pelapis ketiga (*Finish Coat*).



Sumber : basemetal.com

**Gambar 4.4**

### Jenis Cat *Coating* Pipa

Selain pengendalian korosi yang dilakukan secara eksternal, pengendalian korosi juga dilakukan secara internal pada bagian dalam pipa. Pengendalian korosi tersebut dilakukan dengan menggunakan inhibitor korosi. Dimana jenis inhibitor korosi yang digunakan adalah UNICOR<sup>TM</sup> C *Corrosion Inhibitor*. Penggunaan inhibitor korosi tersebut dilakukan dengan cara diinjeksikan ke dalam *naphtha oil*.

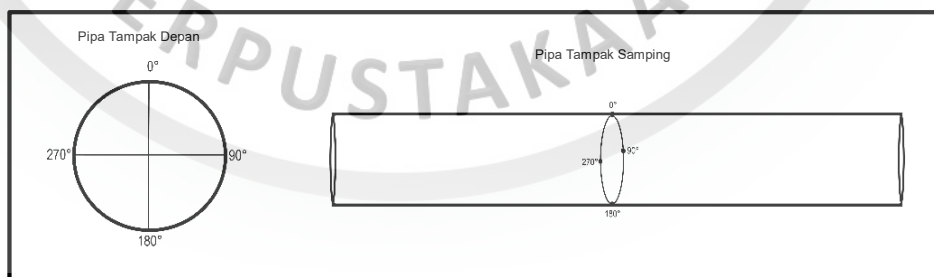


#### 4.5 Tebal Aktual Pipa

Pengambilan data tebal aktual pipa dilakukan pada 35 *test point* di jalur pipa produksi *naphtha oil* dari *Oxygen Stripper Receiver* 31-V-10 ke *Oxygen Stripper Overhead Pump* 31-P-102-A/B sepanjang 30 meter yang berada di dalam unit NHTU (*Naphtha Hydrotreating Unit*) **PT Pertamina (Persero) Refinery Unit (RU) VI Balongan.**

Pengukuran data tebal aktual pipa dilakukan dengan menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge* (*Panametrics MG 2 DL*). Pengukuran tebal aktual pipa dapat dilakukan sebagai berikut :

1. Kalibrasi terlebih dahulu alat pengukur yang akan digunakan.
2. Lapsi ujung pengukur (*probe*) dengan menggunakan gel
3. Tempelkan alat *ultrasonic thickness gauge* pada dinding pipa yang ingin dilakukan pengukuran ketebalan
4. Lakukan pengukuran ketebalan pipa sesuai dengan ketentuan, yaitu dilakukan pengukuran pada 4 (empat) posisi yaitu  $0^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $180^\circ$  dan  $270^\circ$  searah jarum jam, seperti pada **Gambar 4.5** di bawah ini.



**Gambar 4.5**  
**Prosedur Pengukuran Tebal Aktual Pipa**

5. Catat seluruh hasil pengukuran yang telah dilakukan pada seluruh posisi pengukuran pipa pada tiap *test point*.

6. Selanjutnya lakukan seluruh pengukuran ketebalan pipa pada *test point* yang telah ditentukan

Berdasarkan pengamatan pada pipa produksi *naphtha oil* yang diteliti, seluruh kondisi pipa berada pada posisi di atas permukaan tanah (*aboveground*) dan di *support* dengan menggunakan penyangga balok *concrete*. Hasil pengukuran tebal aktual 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** memiliki nilai tebal aktual yang berbeda-beda pada tiap posisi pengukuran disetiap *test point*nya.

Berdasarkan data hasil pengukuran tebal aktual tersebut, data yang akan diambil adalah data nilai ketebalan terendah yang kemudian dari data tersebut akan diolah dengan menggunakan persamaan rumus yang merujuk pada API 570 untuk memperoleh laju korosi serta sisa umur pakai dari pipa yang diteliti tersebut. Hasil pengukuran tebal aktual pipa dapat dilihat pada **Tabel 4.6** sebagai berikut :

**Tabel 4.6**  
**Tebal Aktual Pipa Produksi *Naphtha Oil* Di Unit NHTU**

No	Test Point	Jarak (m)	Identitas Area	Titik Pengukuran Tebal Pipa (mm)				Tebal Aktual Pipa (mm)
				0°	90°	180°	270°	
1	TP-1	1	Pipa Lurus	6,87	6,79	6,31	6,71	6,31
2	TP-2	2	Pipa Lurus	6,69	6,90	6,15	6,82	6,15
3	TP-3	3	Pipa Lurus	6,34	6,51	6,12	6,48	6,12
4	TP-4	4	Pipa Lurus	6,73	6,83	6,47	6,89	6,47
5	TP-5	5	Pipa Lurus	6,41	6,50	6,43	6,77	6,41
6	TP-6	6	Pipa Lurus	6,42	6,72	6,51	6,61	6,42
7	TP-7	7	Pipa Lurus	6,30	6,71	6,24	6,68	6,24
8	TP-8	7,5	Belokan Pipa	6,13	6,33	6,03	6,39	6,03
9	TP-9	8	Belokan Pipa	6,32	6,22	5,96	6,21	5,96
10	TP-10	9	Pipa Lurus	6,26	6,48	6,36	6,47	6,26
11	TP-11	10	Pipa Lurus	6,23	6,27	6,43	6,62	6,23
12	TP-12	11	Pipa Lurus	6,59	6,65	6,24	6,18	6,18
13	TP-13	12	Pipa Lurus	6,62	6,35	6,17	6,31	6,17
14	TP-14	13	Pipa Lurus	6,23	6,41	6,2	6,28	6,20
15	TP-15	14	Pipa Lurus	6,3	6,39	6,19	6,23	6,19
16	TP-16	15	Pipa Lurus	6,46	6,62	6,81	6,63	6,46
17	TP-17	16	Pipa Lurus	6,27	6,81	6,62	6,57	6,27
18	TP-18	16,5	Pipa Lurus	6,66	6,34	6,22	6,80	6,22
19	TP-19	17	Belokan Pipa	6,2	6,91	6,32	6,11	6,11

Lanjutan Tabel 4.6

No	Test Point	Jarak (m)	Identitas Area	Titik Pengukuran Tebal Pipa (mm)				Tebal Aktual Pipa (mm)
				0°	90°	180°	270°	
20	TP-20	17,5	Belokan Pipa	6,34	6,13	6,28	6,21	6,13
21	TP-21	18	Pipa Lurus	6,26	6,64	6,34	6,12	6,12
22	TP-22	19	Pipa Lurus	6,38	6,58	6,42	6,29	6,29
23	TP-23	20	Pipa Lurus	6,78	6,85	6,41	6,36	6,36
24	TP-24	21	Pipa Lurus	6,74	6,59	6,32	6,47	6,32
25	TP-25	22	Pipa Lurus	6,52	6,42	6,30	6,66	6,30
26	TP-26	22,5	Pipa Lurus	6,63	6,53	6,48	6,68	6,48
27	TP-27	23	Belokan Pipa	6,29	5,97	6,36	6,17	5,97
28	TP-28	23,5	Belokan Pipa	6,68	6,57	6,67	6,05	6,05
29	TP-29	24	Pipa Lurus	6,51	6,73	6,45	6,61	6,45
30	TP-30	25	Pipa Lurus	6,49	6,81	6,56	6,83	6,49
31	TP-31	26	Pipa Lurus	6,42	6,54	6,37	6,62	6,37
32	TP-32	27	Pipa Lurus	6,40	6,47	6,35	6,61	6,35
33	TP-33	28	Pipa Lurus	6,71	6,67	6,31	6,68	6,31
34	TP-34	29	Pipa Lurus	6,28	6,33	6,62	6,57	6,28
35	TP-35	30	Pipa Lurus	6,73	6,70	6,33	6,72	6,33

#### 4.6 Perhitungan *Thickness Required, Maximum Allowable Working Pressure*, Laju Korosi (*Corrosion Rate*) Pipa dan Sisa Umur Pakai Pipa (*Remaining Service Life*) Berdasarkan API 570

Untuk memperoleh nilai *Thickness Required, Maximum Allowable Working Pressure*, laju korosi pipa serta sisa umur pakai pipa (*Remaining Service Life*) dilakukan dengan perhitungan berdasarkan standar API 570. Beberapa parameter nilai dibutuhkan dalam perhitungan tersebut, seperti tebal nominal, *design factor*, *design pressure*, umur pipa dan lain sebagainya.

Berikut adalah contoh perhitungan yang dilakukan berdasarkan data pengukuran tebal aktual pada *test point* 1 di pipa produksi *naphtha oil* dari *Oxygen Stripper Receiver* 31-V-10 ke *Oxygen Stripper Overhead Pump* 31-P-102-A/B serta beberapa parameter yang digunakan dalam perhitungan. Untuk lebih jelasnya parameter perhitungan tersebut dapat dilihat pada **Tabel 4.7** di bawah ini.

**Tabel 4.7**  
**Parameter Data Perhitungan**

No	Parameter	Nilai
1	Umur Pipa (Tahun)	15
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>Specified Minimum Yield Strenght</i> (SMYS) (Psi)	35000
6	<i>Allowable Stress Value</i> (S) (S=0,72 x SMYS) (Psi)	25200
7	<i>Corrosion Allowance</i> (CA) (mm)	0
8	Tebal Nominal (mm)	7,92
9	Tebal Aktual (mm)	6,31
10	<i>Outside Diameter</i> (D) (mm)	355,6

1. *Thickness Required* (tr)

$$\begin{aligned}
 \text{Thickness Required (tr)} &= \frac{P \times D}{2 \times S \times E} + CA \\
 &= \frac{750 \text{ Psi} \times 355,6 \text{ mm}}{2 \times 25200 \text{ Psi} \times 1} + 0 \\
 &= 5,29 \text{ mm}
 \end{aligned}$$

2. Perhitungan *Maximum Allowance Working Pressure*

$$\begin{aligned}
 \text{MAWP} &= \frac{2 \times S \times E \times \text{tebal aktual}}{D} \\
 &= \frac{2 \times 25200 \text{ Psi} \times 1 \times 6,31 \text{ mm}}{355,6 \text{ mm}} \\
 &= 894,33 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

3. Perhitungan Laju korosi (*Corrosion Rate*)

$$\begin{aligned}
 \text{Laju Korosi} &= \frac{\text{tebal nominal} - \text{tebal aktual}}{\text{Umur pipa}} \\
 &= \frac{7,92 \text{ mm} - 6,31 \text{ mm}}{15 \text{ tahun}} \\
 &= 0,1073 \text{ mm/tahun}
 \end{aligned}$$

4. Perhitungan *Remaining Service Life* (Sisa Umur Pakai)

$$\begin{aligned}
 \text{RSL} &= \frac{\text{tebal aktual} - \text{thickness required}}{\text{Laju Korosi}} \\
 &= \frac{6,31 \text{ mm} - 5,29 \text{ mm}}{0,1073 \text{ mm/tahun}} \\
 &= 9,503 \text{ tahun}
 \end{aligned}$$

4.7 Laju Korosi (*Corrosion Rate*) dan Sisa Umur Pakai (*Remaining Service Life*) Pipa

Berdasarkan hasil perhitungan yang telah dilakukan diperoleh laju korosi serta sisa umur pakai dari pipa yang diamati. Berdasarkan hasil tersebut diketahui nilai laju korosi tertinggi adalah pada *test point* 09 dengan nilai laju korosinya sebesar 0,1307 mm/tahun, dan nilai laju korosi terendah adalah pada *test point* 30 sebesar 0,0953 mm/tahun.

Sedangkan untuk sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) pipa berdasarkan laju korosi yang didapat diketahui nilai sisa umur pakai pipa terendah adalah pada *test point* 09 5,12 tahun, dan nilai sisa umur pakai pipa tertinggi adalah pada *test point* 30 yaitu sebesar 12,58 tahun. Hasil perhitungan laju korosi (*corrosion rate*) dan sisa umur pakai (*Remaining Service Life*) dapat dilihat pada **Tabel 4.8** di bawah ini.

**Tabel 4.8**  
Data Laju Korosi (CR) dan Sisa Umur Pakai (RSL) Pipa Jalur Produksi *Naphtha Oil*

No	Test Point	Jarak (m)	Identitas Area	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual Pipa (mm)	Pengurangan Ketebalan (mm)	Laju Korosi (mm/Tahun)	Sisa Umur Pakai (Tahun)
1	TP-1	1	Pipa Lurus	7,92	6,31	1,61	0,1073	9,5031
2	TP-2	2	Pipa Lurus	7,92	6,15	1,77	0,1180	7,2881
3	TP-3	3	Pipa Lurus	7,92	6,12	1,80	0,1200	6,9167
4	TP-4	4	Pipa Lurus	7,92	6,47	1,45	0,0967	12,2069
5	TP-5	5	Pipa Lurus	7,92	6,41	1,51	0,1007	11,1258
6	TP-6	6	Pipa Lurus	7,92	6,42	1,50	0,1000	11,3000
7	TP-7	7	Pipa Lurus	7,92	6,24	1,68	0,1120	8,4821
8	TP-8	7,5	Belokan Pipa	7,92	6,03	1,89	0,1260	5,8730
9	TP-9	8	Belokan Pipa	7,92	5,96	1,96	0,1307	5,1276
10	TP-10	9	Pipa Lurus	7,92	6,26	1,66	0,1107	8,7651
11	TP-11	10	Pipa Lurus	7,92	6,23	1,69	0,1127	8,3432
12	TP-12	11	Pipa Lurus	7,92	6,18	1,74	0,1160	7,6724
13	TP-13	12	Pipa Lurus	7,92	6,17	1,75	0,1167	7,5429
14	TP-14	13	Pipa Lurus	7,92	6,20	1,72	0,1147	7,9360
15	TP-15	14	Pipa Lurus	7,92	6,19	1,73	0,1153	7,8035
16	TP-16	15	Pipa Lurus	7,92	6,46	1,46	0,0973	12,0205

Lanjutan Tabel 4.8

No	Test Point	Jarak (m)	Identitas Area	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual Pipa (mm)	Pengurangan Ketebalan (mm)	Laju Korosi (mm/Tahun)	Sisa Umur Pakai (Tahun)
17	TP-17	16	Pipa Lurus	7,92	6,27	1,65	0,1100	8,9091
18	TP-18	16,5	Pipa Lurus	7,92	6,22	1,70	0,1133	8,2059
19	TP-19	17	Belokan Pipa	7,92	6,11	1,81	0,1207	6,7956
20	TP-20	17,5	Belokan Pipa	7,92	6,13	1,79	0,1193	7,0391
21	TP-21	18	Pipa Lurus	7,92	6,12	1,80	0,1200	6,9167
22	TP-22	19	Pipa Lurus	7,92	6,29	1,63	0,1087	9,2025
23	TP-23	20	Pipa Lurus	7,92	6,36	1,56	0,1040	10,2885
24	TP-24	21	Pipa Lurus	7,92	6,32	1,60	0,1067	9,6563
25	TP-25	22	Pipa Lurus	7,92	6,30	1,62	0,1080	9,3519
26	TP-26	22,5	Pipa Lurus	7,92	6,48	1,44	0,0960	12,3958
27	TP-27	23	Belokan Pipa	7,92	5,97	1,95	0,1300	5,2308
28	TP-28	23,5	Belokan Pipa	7,92	6,05	1,87	0,1247	6,0963
29	TP-29	24	Pipa Lurus	7,92	6,45	1,47	0,0980	11,8367
30	TP-30	25	Pipa Lurus	7,92	6,49	1,43	0,0953	12,5874
31	TP-31	26	Pipa Lurus	7,92	6,37	1,55	0,1033	10,4516
32	TP-32	27	Pipa Lurus	7,92	6,35	1,57	0,1047	10,1274
33	TP-33	28	Pipa Lurus	7,92	6,31	1,61	0,1073	9,5031
34	TP-34	29	Pipa Lurus	7,92	6,28	1,64	0,1093	9,0549
35	TP-35	30	Pipa Lurus	7,92	6,33	1,59	0,1060	9,8113