

## PIPE CONDITION ANALYSIS USING ULTRASONIC TESTING TO PREDICT THE REMAINING SERVICE LIFE (RSL) OF THE PETROLEUM DISTRIBUTION PIPELINE

Sarah Dampang<sup>1)\*</sup>, Nanang Burhan<sup>2)</sup>, Cindi Ramayanti<sup>3)</sup>

<sup>1)3)</sup> Program Studi Teknik Kimia Fakultas Teknik Universitas Singaperbangsa Karawang

<sup>2)</sup> Program Studi Teknik Mesin Fakultas Teknik Universitas Singaperbangsa Karawang  
Jl. H.S. Ronggowaluyo Teluk Jambe Timur, Karawang, Jawa Barat, Indonesia

\* E-mail corresponding author: sarah.dampang@staff.unsika.ac.id

ARTICLE INFO	ABSTRACT
<p><i>Article history:</i> Received: 17-05-2019 Received in revised form: 04-06-2019 Accepted: 20-07-2019 Published: 18-10-2019</p> <hr/> <p><i>Keywords:</i> Corrosion Remaining Service Life (RSL) Non Destructive Testing (NDT)</p>	<p><i>The pipeline network in the petroleum industry is very susceptible to corrosion. Corrosion problems can cause losses that are not small financially. Corrosion that occurs in underground pipes can be in the form of external corrosion on the outer surface of the pipe caused by acid content in the air or in the soil or internal corrosion inside the pipe caused by petroleum content in the form of water, carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) and hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S). Corrosion causes the useful or service life of these pipes to be shorter than expected. This study aims to measure the Remaining Service Life (RSL) of the petroleum distribution pipeline as an initial step of preventive action to avoid fatal consequences of corrosion problems. In this study, ultrasonic testing was used as one of the Non Destructive Testing (NDT) methods to check the condition of the petroleum distribution pipe's wall. In this study, it is found that the Remaining Service Life (RSL) of the pipeline under investigation is 25 years.</i></p>

## ANALISA KONDISI PIPA DISTRIBUSI MINYAK DENGAN MENGGUNAKAN PENGUJIAN ULTRASONIK UNTUK MEMPREDIKSI REMAINING SERVICE LIFE (RSL)

**Abstrak-** Jaringan perpipaan di industri minyak bumi sangat rentan dari serangan korosi. Adanya masalah korosi dapat menyebabkan kerugian yang tidak sedikit secara finansial. Korosi yang terjadi pada pipa bawah tanah dapat berupa korosi eksternal di permukaan luar pipa yang disebabkan oleh kandungan zat asam pada udara atau di dalam tanah atau korosi internal bagian dalam pipa yang disebabkan oleh kandungan minyak bumi berupa air, karbon dioksida (CO<sub>2</sub>) dan hidrogen sulfida (H<sub>2</sub>S). Adanya korosi menyebabkan masa guna dari pipa-pipa ini lebih pendek dari yang diharapkan. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk mengukur masa guna atau Remaining Service Life (RSL) pipa distribusi minyak bumi sebagai langkah awal dari tindakan preventif untuk menghindari akibat fatal dari masalah korosi. Pada penelitian ini, digunakan ultrasonic testing atau pengujian ultrasonik sebagai salah satu metode pengujian tanpa merusak (Non Destructive Testing, NDT) untuk memeriksa kondisi dinding pipa distribusi minyak bumi. Dari penelitian ini diperoleh Remaining Service Life (RSL) pipa adalah 25 tahun.

**Kata kunci :** Korosi, Remaining Service Life (RSL), Non Destructive Testing (NDT)

### PENDAHULUAN

Korosi merupakan masalah umum yang dihadapi industri minyak bumi. Jaringan perpipaan di industri minyak bumi sangat rawan terhadap serangan masalah korosi, baik berupa korosi eksternal di permukaan luar pipa yang disebabkan

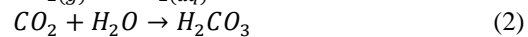
oleh kandungan zat asam pada udara atau di dalam tanah (Beavers, 2006), maupun korosi internal bagian dalam pipa yang disebabkan oleh kandungan minyak bumi berupa air, karbon dioksida (CO<sub>2</sub>) dan hidrogen sulfida (H<sub>2</sub>S) (Kooteswaran, 2010). Minyak bumi, sebagai sumber energi yang memegang peran penting bagi berbagai industri

lain, adalah suatu senyawa hidrokarbon yang terdiri dari karbon (83-87%), hidrogen (11-14%), nitrogen (0,2-0,5%), sulfur (0-6%), dan oksigen (0-3,5%) (Chawla dan Gupta 1993). Komponen-komponen yang terbawa bersama minyak bumi, seperti air, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S dan senyawa-senyawa lain dapat menimbulkan permasalahan serius pada casing, tubing, sistem perpipaan dan permukaan fasilitas lainnya. Air yang terdapat dalam jumlah besar sebagian dapat menimbulkan emulsi dengan minyak akibat adanya *emulsifying agent* dan pengadukan. Menurut Koteeswaran (2010), keberadaan gas CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S menyebabkan korosi yang dapat mengakibatkan kerusakan yang berakibat fatal di industri gas bumi sejak tahun 1940. Sedangkan ion-ion yang larut dalam air seperti kalsium, karbonat, dan sulfat dapat membentuk kerak (*scale*). Keberadaan kerak ini dapat menyebabkan *pressure drop* karena terjadinya penyempitan pada sistem perpipaan, tubing, dan casing sehingga dapat menurunkan produksi.

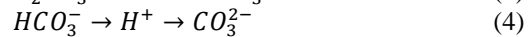
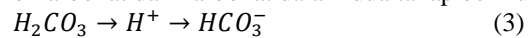
Masalah korosi menyebabkan kerugian yang tidak sedikit secara finansial. Secara umum, biaya yang ditimbulkan oleh korosi dapat mencapai 1-5% dari Gross National Product, yang meliputi bidang-bidang: utilitas 34,7%, transportasi 21,5%, infrastruktur 16,4%, produk dan manufaktur 12,8% (Andika, 2018).

### 1. Korosi Internal Akibat CO<sub>2</sub>

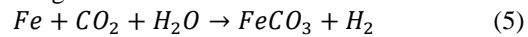
Korosi internal akibat CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S berdampak negatif terhadap integritas pipa. Hal ini terjadi, karena pada kenyataannya, minyak mentah dan gas alam biasanya mengandung kedua gas tersebut. Mekanisme reaksi korosi karena CO<sub>2</sub> meliputi proses disolusi dan hidrasi asam karbonat seperti diperlihatkan di bawah ini.



Asam karbonat kemudian berdisosiasi menjadi bikarbonat dan karbonat dalam dua tahap berikut:

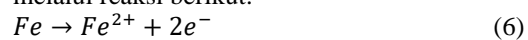


Korosi CO<sub>2</sub> adalah suatu reaksi elektrokimia dengan reaksi berikut:

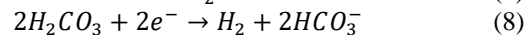


Dengan demikian, korosi karena CO<sub>2</sub> menghasilkan produk korosi FeCO<sub>3</sub> yang bila berpresipitasi dapat membentuk sebuah lapisan protektif berupa kerak (*scale*) yang tergantung kepada kondisi lingkungannya dapat bersifat anodik atau katodik.

Reaksi anodik yang melibatkan disolusi besi melalui reaksi berikut:



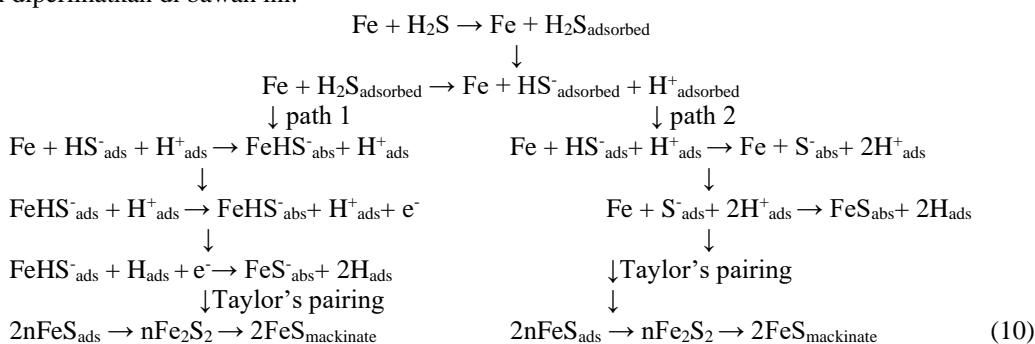
Sedangkan reaksi katodik merupakan reaksi reduksi proton dan reduksi langsung dari asam karbonat melalui reaksi berikut:



### 2. Korosi Internal Akibat H<sub>2</sub>S

Reaksi korosi internal dari baja karbon dengan adanya H<sub>2</sub>S mendatangkan masalah serius pada fasilitas jaringan perpipaan pada industri migas. *Scale* pada permukaan menjadi salah satu faktor penting yang menentukan laju korosi. Korosi karena adanya H<sub>2</sub>S melibatkan beberapa bentuk senyawa besi sulfida sebagai produk korosi, di antaranya *mackinawite*.

Berikut mekanisme reaksi disolusi besi di dalam larutan yang mengandung H<sub>2</sub>S berdasarkan pembentukan lapisan *mackinawite*, salah satu bentuk besi sulfida, seperti dijelaskan oleh Koteeswaran (2010).



### 3. Metode Pendeteksian Korosi Pada Pipa

Terdapat berbagai metode dalam mengukur atau memonitor korosi. Inspeksi dan pengawasan atau monitoring korosi terbatas penggunaannya dalam kondisi yang sedang berjalan, sehingga tidak penghentian dalam proses yang sedang berjalan. Metode pengukuran atau monitoring korosi yang sering digunakan, yaitu:

- Metode Kehilangan Berat (*Coupon Test*)
- Metode Polarisation (dengan alat *Corrater*)
- Metode Tahanan Listrik (dengan alat *Corrosometer*)
- Metode Pengukuran Ketebalan (dengan alat *Radiography* atau *Ultrasonic Testing*)

Untuk pendeteksian korosi pada jaringan perpipaan, metode yang telah banyak digunakan

adalah *radiography* yang memanfaatkan gelombang elektromagnetik dengan menggunakan X-ray dan metode *ultrasonic testing* yang memanfaatkan gelombang ultrasonik dengan menggunakan *piezoelectric* (Alobaidi, 2015).

#### 4. Pengujian Ultrasonik (*Ultrasonic Testing*)

Pengujian ultrasonik dapat digunakan selama proses manufaktur pipa minyak dan gas untuk memeriksa jaringan perpipaan (Alobaidi, 2015). Untuk monitoring jaringan perpipaan, pengujian ultrasonik juga dilakukan untuk mengetahui adanya penipisan pada dinding pipa (Honarvar, F. (2013). Teletest atau *long-range ultrasonic non-destructive testing (NDT)* merupakan teknologi yang dikembangkan untuk mendeteksi kerusakan logam dalam pipa. Alat tersebut adalah sistem *pulse-echo* yang bertujuan menguji volume bahan dari titik uji. Aplikasi awalnya adalah untuk mendeteksi korosi di bawah isolasi pipa petrokimia, tetapi sekarang telah digunakan secara luas dalam situasi pemeriksaan lain dimana pipa atau tabung tidak dapat diakses, misalnya pipa yang dikubur di dalam tanah, terbungkus atau ditinggikan di atas tanah (Dwivedia, 2018). Data yang dihasilkan dari pengujian ultrasonik dapat dianalisa untuk menghitung penipisan atau pengurangan ketebalan dinding pipa dengan menggunakan metode analisa yang diajukan oleh Andika (2018).

#### 5. Laju Korosi

Untuk menganalisa sisa masa pemakaian atau *remaining service life (RSL)* diperlukan data mengenai integritas atau kondisi pipa serta analisa laju korosi. *Ultrasonic Testing* unit dapat memberikan pembacaan, pengolahan dan menyajikan data yang diperlukan. Untuk melakukan perhitungan laju korosi pada *pipeline* data yang harus diketahui adalah pengurangan ketebalan dinding pipa (*wall loss*). Data lain yang diperlukan untuk mendapatkan nilai laju korosi adalah selisih antara tahun awal pemasangan pipa dengan tahun dilakukannya pemeriksaan pipa (Syawaladi, 2013). Laju korosi pada dinding pipa dapat diketahui dengan menggunakan persamaan berikut ini (Andika, 2018):

$$CR = \frac{T_i - T_r}{Y_r - Y_i} \quad (11)$$

Dimana:

CR : *Corrosion Rate* atau laju korosi, mm/years

T<sub>i</sub> : *Initial Thickness* atau ketebalan awal pipa, mm

T<sub>r</sub> : *Required Thickness* atau ketebalan yang dibutuhkan, mm

Y<sub>r</sub>-Y<sub>i</sub>: selisih antara tahun pemasangan pipa (Y<sub>a</sub>, *Required Year*) dan tahun saat pengujian (Y<sub>i</sub>, *Initial Year*)

#### 6. Ketebalan Yang Dibutuhkan (*Required Thickness*)

Data yang dibutuhkan untuk mengetahui nilai Ketebalan Yang Dibutuhkan (*Required Thickness*) menggunakan persamaan (ASME B31.4)

$$T_r = \frac{P \times D}{2 \times S \times 0.72} \quad (12)$$

Dimana:

T<sub>r</sub> : *Required Thickness* atau ketebalan yang dibutuhkan, mm

P : *Internal Design Pressure* (psi)

D : Diameter pipa, mm

S : *Specified Minimum Yield Strength* (psi)

#### 7. *Maximum Allowable Working Pressure (MAWP)*

Data yang dibutuhkan untuk mengetahui nilai MAWP dengan persamaan (ASME B31.4)

$$MAWP = \frac{2 \times S \times 0.72 \times T_a}{D} \quad (13)$$

Dimana:

MAWP : *Maximum Allowable Working Pressure* atau tekanan bekerja maksimum yang diperbolehkan

S : *Specified Minimum Yield Strength* (psi)

T<sub>a</sub> : *Actual Thickness* atau ketebalan hasil pengujian, mm

D : diameter pipa, mm

#### 8. Remaining Service Life (RSL)

Data yang dibutuhkan untuk menghitung Sisa Usia Pemakaian atau *Remaining Service Life* atau *RSL* yaitu tebal pipa sebenarnya, *Required Thickness* dan nilai laju korosi. Berikut rumus untuk menghitung RSL (Andika, 2018):

$$RSL = \frac{T_i - T_r}{CR} \quad (14)$$

Dimana:

RSL : *Remaining Service Life* atau Sisa Usia Pemakaian

T<sub>i</sub> : *Initial Thickness* atau ketebalan awal pipa, mm

T<sub>r</sub> : *Required Thickness* atau ketebalan yang dibutuhkan, mm

CR : *Corrosion Rate* atau laju korosi, mm/years

Oleh karena itu, penelitian mengenai masa guna pipa pada jaringan perpipaan bawah tanah yang digunakan pada industri minyak bumi menjadi penting sebagai langkah awal dari tindakan preventif untuk menghindari akibat fatal masalah korosi tersebut.

Pada penelitian ini, *ultrasonic testing (UT)* atau pengujian tidak merusak digunakan untuk mendapatkan data awal mengenai kondisi pipa yang kemudian akan dianalisa untuk mengetahui seberapa jauh terjadinya penipisan pada dinding pipa-pipa akibat proses korosi internal pada

jaringan pipa bawah tanah di Pulau Jawa yang berada di bawah pengawasan PT. XYZ. Selanjutnya, analisa masa guna atau *Remaining Service Life (RSL)* pipa dilakukan. Metode analisa *RSL* yang digunakan adalah berdasarkan metode yang diusulkan oleh Andika (2018) yang diharapkan lebih efisien dibandingkan metode yang umum digunakan sebelumnya dalam pemeriksaan pipa minyak. Dengan mengetahui *RSL* ini langkah-langkah tindakan preventif dapat direncanakan dan dilakukan sebelum terjadinya kebocoran atau kerusakan pada pipa akibat serangan korosi yang dapat berakibat fatal secara fisik dan finansial.

## METODE PENELITIAN

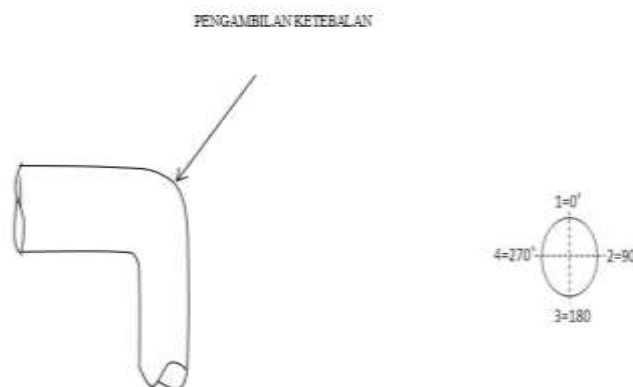
Pengujian uji tak merusak atau *Ultrasonic Testing (UT)* digunakan untuk mendapatkan data awal mengenai kondisi jaringan perpipaan minyak di bawah pengawasan PT. X yang digunakan untuk mendistribusikan minyak bumi di wilayah Pulau Jawa. Analisa dari data yang dihasilkan dari pengujian ultrasonik ini akan dilakukan laboratorium Komputasi di Universitas Singaperbangsa Karawang (Unsika).

Pengumpulan data awal mengenai kondisi pipa dilakukan dengan metode *Ultrasonic Testing*

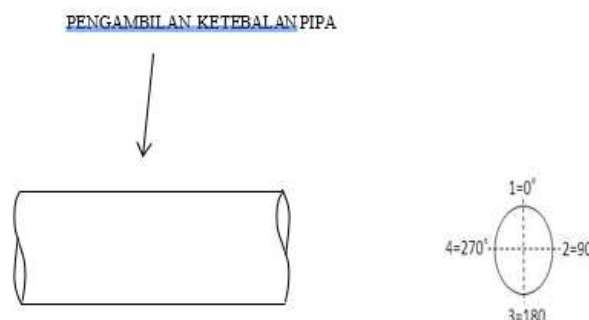
(*UT*) atau pengujian ultrasonik pada jaringan perpipaan di lapangan. Pengujian *Ultrasonic Testing (UT)* memberikan data yang dapat dikonversi menjadi data penipisan ketebalan dinding pipa, diberikan dalam satuan milimeter, akibat adanya serangan korosi internal pada pipa. Selain itu, untuk melengkapi gambaran mengenai jaringan perpipaan transportasi minyak bumi di wilayah tersebut, juga diperlukan data lapangan lain yang terdiri dari beberapa klasifikasi yang terangkum di data informasi umum, seperti tahun mulai digunakan, spesifikasi bahan pipa yang digunakan, kondisi lapangan pipa digunakan, serta data penunjang lainnya yang berkaitan.

Analisa data hasil pengujian ultrasonik dan data penunjang lainnya dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif untuk mendapatkan gambaran mengenai kondisi integritas pipa. Adanya korosi internal akan menyebabkan penipisan dinding pipa. Kemudian, dilakukan analisa laju korosi, ketebalan yang dibutuhkan, *maximum allowable working pressure (MAWP)*, dan pada akhirnya sisa masa pemakaian atau *remaining service life (RSL)*.

Pengambilan data *Thickness* pipa dilakukan dalam satu sampel dengan empat arah yang berbeda seperti pada gambar 1 dan 2.



**Gambar 1.** Pengambilan Data *Thickness* Pada Pipa Bengkok



**Gambar 2.** Pengambilan Data *Thickness* Pada Pipa Lurus

## HASIL DAN PEMBAHASAN

Data-data yang diperoleh adalah sebagai berikut:

**Tabel 1.** *Technical Data*

<i>Line Name</i>	NPS 3" Oil Blend Line
<i>Type of Services</i>	Crude Oil
<i>Type of Installation</i>	Aboveground
<i>Area Classification</i>	Class 1 Div. 2
<i>MAOP</i>	1400 Psi
<i>Operating Pressure</i>	180 Psi
<i>Operating Temperature</i>	104 °C
<i>Nominal pipe diameter</i>	3 Inch
<i>Outside Diameter (OD)</i>	3.5 Inch
<i>Material Specification</i>	ASTM A106B
<i>Spec. Minimum Yield Strength ( S )</i>	35000 Psi
<i>Design Factor ( F )</i>	0.72
<i>Nominal Thickness ( t )</i>	0.22 Inch
<i>Minimum Actual Thickness</i>	0.10 Inch
<i>Length of Area ( L )</i>	1200 Meter
<i>Year Built</i>	1994

**Tabel 2.** *Ultrasonic Testing Data*

No.	Actual Thickness (mm)				Actual Thickness Min.(mm)	Mean Thickness (mm)
	12	3	6	9		
1	5.45	5.52	5.48	5.53	5.45	5.50
2	5.88	5.54	5.46	5.53	5.46	5.60
3	5.46	5.45	5.44	5.46	5.44	5.45
4	5.38	5.54	5.56	5.60	5.38	5.52
5	5.43	5.42	5.40	5.35	5.35	5.40
6	6.12	5.60	5.63	5.16	5.16	5.63
7	5.39	5.42	5.41	5.39	5.39	5.40
8	6.47	5.55	6.50	5.64	5.55	6.04
9	5.41	5.37	5.47	5.46	5.37	5.43
10	5.70	6.56	6.49	6.52	5.70	6.32
11	5.40	5.41	5.41	5.42	5.40	5.41
12	5.73	5.60	5.65	5.51	5.51	5.62
13	4.58	4.37	4.12	4.64	4.12	4.43
14	5.09	4.95	5.20	5.04	4.95	5.07
15	5.01	5.19	4.97	5.37	4.97	5.14
16	3.94	3.36	3.42	3.48	3.36	3.55
17	4.11	3.24	3.05	2.90	2.90	3.33
18	4.02	3.97	3.99	4.20	3.97	4.05
19	4.43	4.75	4.36	4.41	4.36	4.49
20	3.97	4.95	4.44	3.90	3.90	4.32
21	4.96	4.72	4.96	4.84	4.72	4.87
22	5.01	5.11	5.18	5.15	5.01	5.11
23	5.00	4.97	4.99	4.86	4.86	4.96
24	4.99	4.97	5.02	5.11	4.97	5.02
25	5.02	4.96	4.63	5.06	4.63	4.92
26	3.37	3.16	3.31	3.40	3.16	3.31
27	3.65	3.33	2.90	3.76	2.90	3.41
28	3.44	3.46	3.72	3.11	3.11	3.43
29	4.97	4.56	4.95	4.98	4.56	4.87
30	5.06	5.11	5.01	5.05	5.01	5.06
31	4.16	4.20	4.06	4.06	4.06	4.12
32	4.57	4.55	4.02	4.27	4.02	4.35
33	4.73	4.62	4.39	4.32	4.32	4.52
34	4.60	4.45	4.22	4.70	4.22	4.49
35	3.98	4.20	3.87	3.55	3.55	3.90
36	3.49	3.80	4.93	4.46	3.49	4.17
37	5.00	4.99	4.94	4.95	4.94	4.97
38	4.05	4.00	3.86	3.79	3.79	3.93
39	3.90	3.79	3.99	3.99	3.79	3.92
40	3.88	3.88	3.96	3.90	3.88	3.91

Dengan menggunakan data-data di tabel 1 dan 2 maka dapat dihitung dengan persamaan matematis sebagai berikut:

$$A. \text{ Design Pressure} = \frac{2 \times S \times 0.72 \times T_a}{D}$$

$$P = \frac{2 \times 35000 \times 0.72 \times 0.22}{3.5}$$

$$P = 3112 \text{ Psi}$$

$$B. \text{ MAWP} = \frac{2 \times S \times 0.72 \times T_a}{D}$$

$$P = \frac{2 \times 35000 \times 0.72 \times 0.10}{3.5}$$

$$P = 1378 \text{ Psi}$$

C. *Thickness Required*

$$T_r = \frac{P \times D}{2 \times S \times 0.72}$$

$$T_r = \frac{1400 \times 3.5}{2 \times 35000 \times 0.72}$$

$$T_r = 0.097 \text{ Inch}$$

D. *Corrosion Rate*

$$CR = \frac{T_i - T_r}{Y_r - Y_i}$$

$$CR = \frac{0.1 - 0.097}{2019 - 1994}$$

$$CR = 0.00012 \text{ mm/tahun}$$

E. *Remaining Life*

$$RSL = \frac{T_a - T_r}{CR}$$

$$RSL = \frac{0.1 - 0.097}{0.00012}$$

$$RSL = 25 \text{ tahun}$$

## KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan dapat disimpulkan bahwa (1) *Maximum Allowable Design Pressure* untuk pipa yang terkorosi adalah 1378 Psi. dimana masih tinggi dari *Operating Pressure* 180 Psi dan lebih rendah dari *Maximum Allowable Design Pressure* 1400 Psi. (2) *Nominal Thickness* 0.22 lebih besar dari *Thickness Required* 0.097. (3) *Corrosion Rate* adalah 0.00012 mm/tahun. (4) *Remaining Service Life* adalah 25 tahun.

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih dan penghargaan yang setinggi-tingginya kepada LPPM Universitas Singaperbangsa Karawang atas

kesempatan dan pendanaan yang diberikan untuk pelaksanaan penelitian ini.

## DAFTAR PUSTAKA

- ALBAIDI, W., *et.al.* (2015), "Applications of Ultrasonic Techniques in Oil and Gas Pipeline Industries: A Review", *American Journal of Operations Research* Vol. 5 No. 4 Hal. 274-287.
- ANDIKA, R., *et.al.* (2018), "Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life/RSL) pada Pipa Minyak Jalur Trunkline SPU Kas - Tank Farm Tempino di PT Pertamina EP Asset 1 Field Jambi Kecamatan Kota Baru, Kota Jambi Provinsi Jambi", *Prosiding Teknik Pertambangan*, Vol. 4, No. 2.
- ASME B31.4: Liquid Transportation System For Hydrocarbon
- BEAVERS, J.A. DAN THOMPSON, N.G. (2006), "External Corrosion of Oil and Natural Gas Pipelines", *ASM Handbook*, Vol. 13C, Corrosion: Environments and Industries, ASM International, 2006.
- DWIVEDIA, S.K., *et.al.* (2018), "Advances and Researches on Non Destructive Testing: A Review", *Materials Today: Proceedings* 5, hal. 3690-3698.
- HONARVAR, F. (2013), "Ultrasonic Monitoring of Erosion/Corrosion Thinning Rates in Industrial Piping Systems," *Ultrasonics* Vol. 53, hal.1251-1258.
- KOTEESWARAN, M. (2010), "CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S Corrosion in Oil Pipelines", *Master Thesis*, University of Stavanger.
- SYAWALDI (2013), "Analisa Laju Korosi Pada Sistem Pemipaan Bawah Tanah PT. Chevron Pacific Indonesia", *Jurnal Aptek*, Vol. 5, No. 1.