

Studi Perbandingan Ekonomis dan *Lifetime* Pipa *Underground* NKL-1061 Dengan Variasi Proteksi, pH Dan Suhu

Arizal Agung Prabowo^{1*}, Subagio Soim², Fipka Bisono³

Program studi D-IV Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Surabaya, Indonesia^{1*}

Program studi D-IV Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Surabaya, Indonesia²

Program studi D-IV Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Surabaya, Indonesia³

Email: arizala484@gmail.com^{*}; bagiosoim@gmail.com²; fpka@ppns.ac.id³;

Abstract - The NKL-1061 Flowline is an oil and gas distribution pipeline from the well to the collection station. Wrapping protection on one of the underground pipes in the line is peeled off and corroded so protection replacement is recommended. The pipe material used is API 5L Gr. B 4 Inch Sch 40 in diameter. The pipe is open and in direct contact with the ground. Soil conditions with pH <7 or acidic cause corrosion on the pipe surface. If corrosion is not prevented, a decrease in pipe quality occurs. Corrosion can be overcome by changing underground protection. To find out better protection, corrosion rate, lifetime and cost calculation are calculated. Corrosion rate values were obtained from API 5L grade B material test results using the ASTM G31-72 standard immersion test method. The test is done by immersing the specimen in a solution of HNO₃ (nitric acid) which has a varying pH and temperature also varies. The lifetime calculation is done based on API 570 and the minimum pipe thickness calculation based on ASME B31.4. The highest average corrosion rate is in the state of the pipe with variations in painting with an average yield of 0.13817 mm / year. Then followed by a pipe in a cathodic protection state with an average corrosion rate of 0.11262 mm / year. While the lowest corrosion rate results are in the variation of painting + wrapping protection with an average yield of 0.09769 mm / year. The highest average lifetime value is in the state of the pipe with variations in painting + wrapping with an average yield of 47.1772 years. Then followed by a pipe in a cathodic protection state with an average lifetime of 40.8399 years. While the lowest average lifetime value is in the variation of painting protection with an average yield of 33,6448 years.

Keyword: Coating, Underground, corrosion, immersion test, API 5L grade B

Nomenclature

CR	Corrosion rate
Pi	Pressure design
OD	Outside diameter
KT	Kuadrat Tengah
Fh	F Hitung
Ft	F Tabel

1. PENDAHULUAN

PT. Pertamina EP Field Asset 5 Sanga-Sanga menjadi salah satu perusahaan yang berwenang untuk mengolah sumber energi berupa minyak bumi secara total dan berkelanjutan untuk menjawab kebutuhan energy. Pada umumnya proses pendistribusian dan pengolahan PT. Pertamina EP Field Asset 5 Sanga Sanga menggunakan media pipa. Dalam proses pendistribusian minyak dan gas pipa bagaikan urat nadi dalam tubuh kita dimana pipa memiliki peranan yang sangat penting (Abdullah, 2019). Oleh karena itu pipa harus selalu dalam kondisi yang baik. Salah satu masalah serius yang sering didapati pada pipa pendistribusian minyak adalah korosi. Pipa *Underground* merupakan salah satu pipa yang sering mengalami korosi. Kondisi PH lingkungan pipa *Underground* antara 4,5 – 6,5

dimana PH 4,5 termasuk asam dan mempercepat terjadinya korosi. Korosi tidak dapat dihentikan namun dapat diperlambat salah satunya dengan memberikan lapisan pada pipa seperti *painting*, *painting + wrapping* maupun proteksi katodik

2. METODOLOGI

Spesimen uji mengacu pada standar ASTM G1 dengan bentuk plat berukuran 50 mm x 25mm x 3mm or pipe schedule. Spesimen diujikan menggunakan metode *immersion test* guna mendapatkan nilai *weight loss* untuk menghitung nilai *corrosion rate* dan *lifetime*. Proteksi dibedakan menjadi 3 yaitu *painting*, *painting + wrapping* dan proteksi katodik. Sedangkan larutan dengan pH 4,5 ; 5,5 ; 6,5 dan temperature 30°C, 40°C, 50°C

2.1 Perhitungan Laju Korosi

Berdasarkan standar ASTM G31 – 72 dengan metode pengurangan beban atau *weight loss*, untuk mendapatkan nilai laju korosi menggunakan formula sebagai berikut:

$$CR = \frac{K.W}{D.A.T} \quad (1)$$

Dimana,

- CR : Corrosion Rate (Laju Korosi)(mm/y)
- K : Konstanta (8,76 x 10⁴)
- W : Massa yang hilang (gram)
- D : Density (gram/cm³)
- A : Luasan Area (cm²)
- T : Durasi pengujian (jam)

- F :Desain faktor tidak boleh lebih dari 0,72.
- E :*Weld joint factor* yang didefinisikan pada tabel 403.2.1-1

2.2 Perhitungan Lifetime

Dalam menghitung lifetime menggunakan standar API 570 point 7.2. Remaining life calculation (ins, 2010), seperti formula di bawah ini:

$$Lifetime = \frac{T_{acc}-T_m}{CR} \quad (2)$$

Dimana,

- T_{acc} : Actual thickness (mm)
- T_m : Minimum wall thickness (mm)
- CR : Corrosion rate (mm/y)

Tebal minimum dinding pipa (T_m) diperoleh dari ASME B31.4 pada sub bab 403.2.1 Criteria for Pipe Wall Thickness and Allowances (ASME, 2002), dimana nilai ketebalan pipa baja (t_n) harus lebih besar atau sama dengan nilai ketebalan yang disyaratkan (t):

$$t_n \geq t + A \quad (3)$$

Dimana,

- A : Jumlah *allowances* untuk mengulir, *grooving*, dan korosi
- t_n : nominal ketebalan pipa yang memenuhi syarat *pressure* dan *allowance*
- t : Ketebalan pipa berdasarkan *pressure design*, yang dapat dihitung dengan formula berikut

(U.S. Customary Units)

$$t = \frac{P_i \times D}{2 \times S} \quad (4)$$

Dimana,

- D Diameter luar pipa, in (mm)
- P_i *Internal design gage pressure*,psi (bar)
- S *Applicable allowable stress value*, psi (MPa), yang didapat dari formula berikut:

$$S = F \times E \times SMYS \quad (5)$$

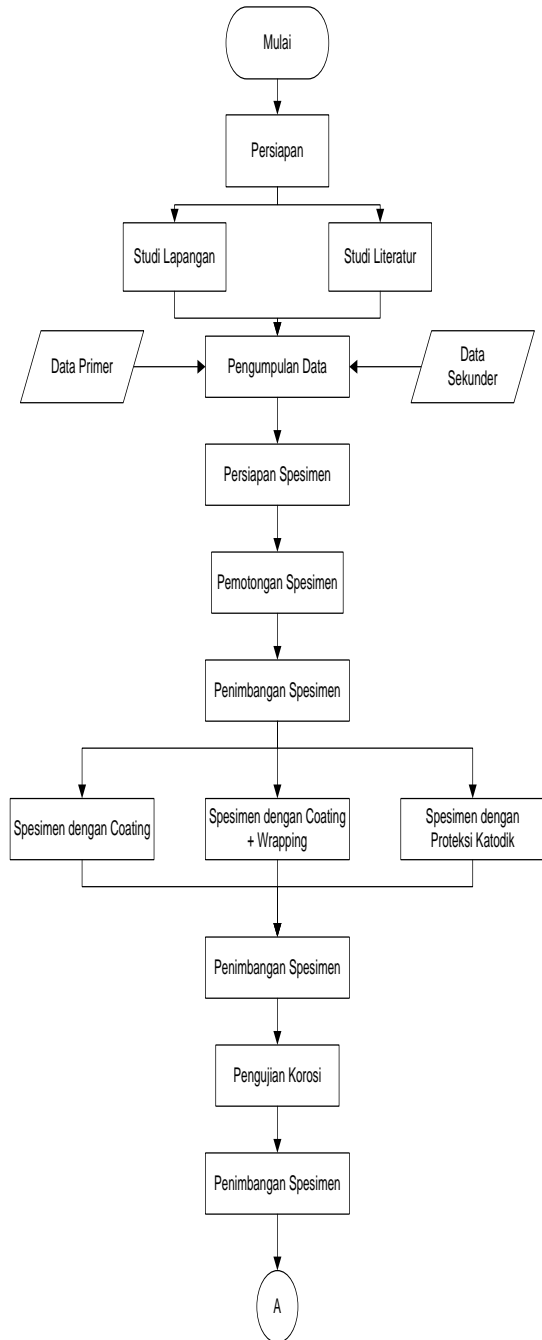
Dimana,

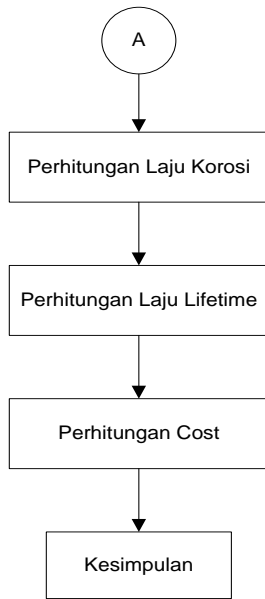
- SMYS :*Specified minimum yield strength of pipe*, psi (MPa)

2.3 Perhitungan Ekonomis

Perhitungan ekonomis dilakukan dengan menjumlah biaya material

2.4 Diagram Alir





37	19	Anoda	4,5	30	0,059	34,17	0,11454	0,11275
38	19R		4,5	30	0,057	34,08	0,11096	
39	20		4,5	40	0,060	33,85	0,11760	0,11641
40	20R		4,5	40	0,059	33,97	0,11522	
41	21		4,5	50	0,061	33,88	0,11946	0,11924
42	21R		4,5	50	0,061	34,00	0,11903	
43	22		5,5	30	0,052	34,25	0,10071	0,10875
44	22R		5,5	30	0,060	34,08	0,11680	
45	23		5,5	40	0,055	33,93	0,10753	0,11134
46	23R		5,5	40	0,059	33,99	0,11515	
47	24		5,5	50	0,062	33,94	0,12117	0,11436
48	24R		5,5	50	0,055	33,93	0,10755	
49	25		6,5	30	0,055	34,00	0,10731	0,10521
50	25R		6,5	30	0,053	34,10	0,10310	
51	26		6,5	40	0,056	34,15	0,10879	0,11115
52	26R		6,5	40	0,058	33,90	0,11351	
53	27	6,5	50	0,059	33,88	0,11553	0,11436	
54	27R	6,5	50	0,058	33,99	0,11319		

Sumber : data pribadi

Dari table diatas dapat disimpulkan hasil laju korosi paling tinggi ada pada keadaan pipa dengan variasi painting dengan hasil rata rata 0,13817 mm/year. Kemudian disusul dengan pipa pada keadaan proteksi katodik dengan rata rata laju korosi sebesar 0,11262 mm/year. Sedangkan hasil laju korosi paling rendah ada pada variasi proteksi painting+wrapping dengan hasil rata rata 0,09769 mm/year

3.HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Analisa Teknis

Tabel 3.1 Tabel perhitungan laju korosi pada setiap kondisi pipa

NO	Nomer Spesifikasi	Variasi	pH	Suhu	Weight Loss (gr)	Luas Permukaan	Laju Korosi (mm/yea)	Rata Rata Laju
1	1	Painting	4,5	30	0,063	34,18	0,12229	0,13108
2	1R		4,5	30	0,072	34,15	0,13988	
3	2		4,5	40	0,087	34,01	0,16972	0,14805
4	2R		4,5	40	0,065	34,12	0,12637	
5	3		4,5	50	0,081	34,05	0,15781	0,16563
6	3R		4,5	50	0,089	34,04	0,17344	
7	4		5,5	30	0,065	33,90	0,12721	0,12586
8	4R		5,5	30	0,064	34,10	0,12451	
9	5		5,5	40	0,065	33,99	0,12685	0,13471
10	5R		5,5	40	0,073	33,97	0,14256	
11	6		5,5	50	0,074	34,22	0,14347	0,13840
12	6R		5,5	50	0,068	33,83	0,13334	
13	7		6,5	30	0,061	34,00	0,11900	0,12060
14	7R		6,5	30	0,063	34,20	0,12220	
15	8		6,5	40	0,074	34,27	0,14325	0,13427
16	8R		6,5	40	0,064	33,89	0,12529	
17	9	6,5	50	0,080	34,01	0,15606	0,14491	
18	9R	6,5	50	0,069	34,22	0,13375		
19	10	Painting + Wrapping	4,5	30	0,053	33,95	0,10355	0,09734
20	10R		4,5	30	0,047	34,22	0,09113	
21	11		4,5	40	0,054	34,10	0,10507	0,10120
22	11R		4,5	40	0,050	34,08	0,09734	
23	12		4,5	50	0,054	34,01	0,10535	0,10312
24	12R		4,5	50	0,052	34,19	0,10089	
25	13		5,5	30	0,048	34,04	0,09354	0,09479
26	13R		5,5	30	0,049	33,85	0,09604	
27	14		5,5	40	0,053	34,07	0,10320	0,09935
28	14R		5,5	40	0,049	34,04	0,09550	
29	15		5,5	50	0,055	33,93	0,10755	0,10135
30	15R		5,5	50	0,049	34,17	0,09514	
31	16		6,5	30	0,047	33,96	0,09181	0,08904
32	16R		6,5	30	0,044	33,83	0,08627	
33	17		6,5	40	0,050	34,09	0,09731	0,09237
34	17R		6,5	40	0,045	34,15	0,08742	
35	18	6,5	50	0,050	33,88	0,09791	0,10063	
36	18R	6,5	50	0,053	34,02	0,10334		

Sumber : data pribadi

Tabel 3.2 Tabel perbandingan lifetime

NO	Nomer Spesimen	Variasi	pH	Suhu	Lifetime (year)	average lifetime (year)
1	1	Painting	4,5	30	37,415	35,134
2	1R		4,5	30	32,854	
3	2		4,5	40	27,017	31,730
4	2R		4,5	40	36,443	
5	3		4,5	50	29,120	27,779
6	3R		4,5	50	26,437	
7	4		5,5	30	36,046	36,438
8	4R		5,5	30	36,829	
9	5		5,5	40	36,068	34,117
10	5R		5,5	40	32,165	
11	6		5,5	50	32,031	33,248
12	6R		5,5	50	34,464	
13	7		6,5	30	38,783	38,194
14	7R		6,5	30	37,605	
15	8		6,5	40	32,081	34,299
16	8R		6,5	40	36,518	
17	9	6,5	50	29,446	31,865	
18	9R	6,5	50	34,283		
19	10	Painting + Wrapping	4,5	30	44,475	47,452
20	10R		4,5	30	50,429	
21	11		4,5	40	43,643	45,375
22	11R		4,5	40	47,107	
23	12		4,5	50	43,527	44,438
24	12R		4,5	50	45,349	
25	13		5,5	30	49,022	48,435
26	13R		5,5	30	47,847	
27	14		5,5	40	44,530	46,430
28	14R		5,5	40	48,330	
29	15		5,5	50	42,729	45,514
30	15R		5,5	50	48,299	
31	16		6,5	30	49,837	51,551
32	16R		6,5	30	53,265	
33	17		6,5	40	47,121	49,901
34	17R		6,5	40	52,682	
35	18	6,5	50	46,626	45,499	
36	18R	6,5	50	44,373		

Sumber : Data Pribadi

37	19	Anoda	4,5	30	40,032	40,679
38	19R		4,5	30	41,325	
39	20		4,5	40	38,908	39,353
40	20R		4,5	40	39,797	
41	21		4,5	50	38,469	38,539
42	21R		4,5	50	38,608	
43	22		5,5	30	45,828	42,587
44	22R		5,5	30	39,345	
45	23		5,5	40	42,738	41,236
46	23R		5,5	40	39,735	
47	24		5,5	50	37,925	40,281
48	24R		5,5	50	42,636	
49	25		6,5	30	42,543	43,557
50	25R		6,5	30	44,571	
51	26		6,5	40	42,148	41,272
52	26R		6,5	40	40,397	
53	27		6,5	50	39,689	40,056
54	27R		6,5	50	40,422	

Sumber : Data Pribadi

Dari table diatas dapat disimpulkan nilai rata rata *lifetime* paling tinggi ada pada keadaan pipa dengan variasi *painting + wrapping* dengan hasil rata rata 47,1772 tahun. Kemudian disusul dengan pipa pada keadaan proteksi katodik dengan rata rata *lifetime* sebesar 40,8399 tahun. Sedangkan nilai rata rata *lifetime* paling rendah ada pada variasi proteksi *painting* dengan hasil rata rata 33,6448 tahun.

4. KESIMPULAN

1. Dari perhtungan laju korosi dengan metode weight loss dapat disimpulkan hasil laju korosi paling tinggi ada pada spesimen dengan variasi *painting* dengan nomor spesimen 3R, pH 4,5 dan suhu 50°C dengan hasil 0,16563 mm/year. Sedangkan hasil laju korosi paling rendah ada pada variasi proteksi *painting+wrapping* dengan nomor spesimen 16R, pH 6,5 dan suhu 30°C dengan hasil 0,08627 mm/year. Rata-rata laju korosi paling tinggi ada pada keadaan pipa dengan variasi *painting* dengan hasil rata rata 0,13817 mm/year. Kemudian disusul dengan pipa pada keadaan proteksi katodik dengan rata rata laju korosi sebesar 0,11262 mm/year. Sedangkan hasil laju korosi paling rendah ada pada variasi proteksi *painting+wrapping* dengan hasil rata rata 0,09769 mm/year.
2. Dari perhitungan *lifetime* dapat disimpulkan hasil *lifetime* paling rendah ada pada spesimen dengan nomer spesimen 3R, variasi *painting* dengan pH 4,5 dan suhu 50°C dengan hasil 26,437 tahun. Sedangkan hasil *lifetime* paling tinggi ada pada variasi proteksi *painting+wrapping* dengan nomer spesimen 16R pH 6,5 dan suhu 30°C dengan hasil 53,265 tahun. Nilai rata rata

lifetime paling tinggi ada pada keadaan pipa dengan variasi *painting + wrapping* dengan hasil rata rata 47,1772 tahun. Kemudian disusul dengan pipa pada keadaan proteksi katodik dengan rata rata *lifetime* sebesar 40,8399 tahun. Sedangkan nilai rata rata *lifetime* paling rendah ada pada variasi proteksi *painting* dengan hasil rata rata 33,6448 tahun.

3. Dari perhitungan analisa ekonomis didapatkan hasil perhitungan biaya kebutuhan proteksi *painting + wrapping* sebesar Rp. 20.328 , proteksi *painting + wrapping* sebesar Rp. 122.064 dan proteksi katodik dengan besar Rp. 738.744 per 6m pipa.

5. UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis menyadari bahwa dalam menyelesaikan jurnal ini tidak terlepas dari bimbingan dan juga motivasi oleh berbagai pihak, penulis menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar besarnya kepada:

- a. Kedua orang tua yang telah memberikan dukungan materil, motivasi, nasehat dan juga do'a bagi kelancaran penulis.
- b. Bapak Subagio Soim, selaku dosen pembimbing 1 yang telah membantu dengan memberikan bimbingan dan pengarahan dalam penyelesaian jurnal tugas akhir ini.
- c. Bapak Fipka Bisono, selaku dosen pembimbing 2 yang telah membantu dengan memberikan bimbingan dan pengarahan dalam penyelesaian jurnal tugas akhir ini.

6. PUSTAKA

- [1] Abdullah. (2019) Analisa Teknis Dan Ekonomis Pada Pipa Non Proteksi Korosi, Pipa Dengan *Painting*, Pipa Dengan *Painting* Dan *Wrapping* Pada Trunkline SP F4 Menuju SPU F PT Pertamina EP Field Asset 5 Sanga-Sanga
- [2] Ahmad, F., Prasajo, B., & Indartono, A. (n.d.). Pengaruh Resistivitas Tanah terhadap Metode Proteksi Katodik SACP dan ICCP untuk Underground Pipeline.
- [3] ASTM G1 (1999). Standart Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluation Corrosion Test Spesimens. American Society for Testing and Material, U.S.A
- [4] ASTM G31 – 72 (2004). Standart Practice for Labolatory Immersion Corrosion Testing of Metals. American Society for Testing and Material, U.S.A

- [5] Damayanti, E. A. (2018). Analisis Laju Korosi dan Lifetime Pipa Underground Baja Karbon A53 dengan Wrapping Protection. Proceeding 3rd Conference of Piping Engineering and Its Applicationrd, (Corrosion), 193–198.
- [6] Darowicki K, Bohdanowicz W. 2001. “Pro-Ecological Aspects of Application of Cathodic Protection” dalam Journal of Environment Vol.10 No.5, 2001
- [7] DNV-RP-B401 (2010) Reccomended Practice for Cathodic Protection Design.
- [8] Fontana, Mars G., 1987, Corrosion Engineering, Singapore: McGraw-Hill Book Company Gas.
- [9] Maryanta.,Shochib, M (2013). Analisis Sistem Proteksi Korosi Untuk Pipa Petroleum Gas API 5L-X52
- [10] Yulianto, W. E., Soim, S., & Sidi, P. (n.d.). Analisis Perbandingan Ekonomis Pengendalian Korosi Dengan Menggunakan Metode ICCP (Impressed Current Cathodic Protection) dan SACP (Sacrificial Anode Cathodic Protection) Pada Proyek Pipeline Gas Transmisi Gresik-Semarang, 217–222.