

Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (*Remaining Service Life/RSL*) pada Pipa Transportasi Gas Bumi di PT Pertamina Ep Asset 3 Subang *Field* Kecamatan Cilamaya Utara Kabupaten Karawang Provinsi Jawa Barat

Determination of Corrosion Rate and Remaining Service Life (RSL) on Gas Transportation Pipeline at PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field, North Cilamaya Sub-district Karawang Regency, West Java Province

¹Kania Febriani, ²Elfida Moralista, ³Pramusanto

^{1,2,3}Prodi Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Bandung,
Jl. Tamansari No.1 Bandung 40116

Email: ¹knfebriani15@gmail.com, ²elfidamoralista95@gmail.com, ³Pramusanto@gmail.com

Abstract. Corrosion is a process of degrading the quality of metal materials caused by chemical reactions of metallic materials with other elements contained in nature. Corrosion is a natural and spontaneous electrochemical reaction, therefore corrosion can only be controlled or slowed down. The election of this title is based on the need for supervision of natural gas transportation pipeline, namely the pipeline at PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field from Exploration Well to Ciau Collecting Station (CCH). Supervision of natural gas transportation pipeline is done in order to calculate the rate of corrosion in the pipeline and calculate Remaining Service Life (RSL) as well as the applied corrosion control. To calculate the rate of corrosion and Remaining Service Life (RSL) required data pipe material used, the actual thickness and lifespan. The pipeline at PT Pertamina EP Subang Field Sumur Cicauh (CCH) uses API 5L Grade B material with 4" pipe size on schedule 80, so that based on Standard International American Society Mechanical Engineering (ASME) we get the nominal thickness value of pipe which is equal to 8,56 mm. Of the 6 wells inspected, ie Cicauh well (CCH) 1,2,3,4,7 and 8 there are 36 points of observation point. Based on the result of data processing the average corrosion rate value on CCH 1 is 0,540 mm / year, CCH 2 is 0,214 mm / year, CCH 3 is 0,540 mm / year, CCH 4 is 0,786 mm / year, CCH 7 is 1,721 mm / year, CCH 8 is 0,603 mm / year. Remaining Service Life (RSL) from each well is at the well CCH 1 is 36 years, CCH 2 is 10 years, CCH 3 is 19 years, CCH 4 is 21 years, CCH 7 is 3 years and CCH 8 is 29 years. The corrosion control applied in PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field at Cicauh Well (CCH) is using hempel coating and also by using corrosion inhibitor in the form of calcium carbonate with Nu-Calgon brand.

Keywords: Corrosion, Pipe Transportation, Corrosion Rate, Remaining Service Life

Abstrak. Korosi merupakan suatu proses penurunan kualitas material logam yang disebabkan oleh reaksi kimia material logam dengan unsur-unsur lain yang terdapat di alam. Korosi merupakan reaksi elektrokimia yang bersifat alamiah dan berlangsung spontan, oleh karena itu korosi hanya bisa dikendalikan atau diperlambat lajunya. Pemilihan judul ini didasarkan pada perlunya pengawasan terhadap pipa transportasi gas bumi yakni pipa di PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field dari Sumur Eksplorasi menuju Stasiun Pengumpul Cicauh (CCH). Pengawasan terhadap pipa transportasi gas bumi ini dilakukan agar dapat menghitung laju korosi pada pipa dan menghitung Remaining Service Life (RSL) serta pengendalian korosi yang diaplikasikan. Untuk menghitung laju korosi dan Remaining Service Life (RSL) diperlukan data material pipa yang digunakan, tebal aktual serta umur pakai. Adapun pipa di PT Pertamina EP Subang Field Sumur Cicauh (CCH) menggunakan material API 5L Grade B dengan ukuran pipa 4" pada schedule 80, sehingga berdasarkan Standar International American Society Mechanical Engineering (ASME) didapatkan data nilai tebal nominal pipa yaitu sebesar 8,56 mm. Dari 6 sumur yang diinspeksi, yakni sumur Cicauh (CCH) 1,2,3,4,7 dan 8 terdapat titik pengamatan sebanyak 36 titik. Berdasarkan hasil pengolahan data nilai laju korosi rata-rata pada CCH 1 yaitu 0,540 mm/tahun, CCH 2 yaitu 0,214 mm/tahun, CCH 3 yaitu 0,540 mm/tahun, CCH 4 yaitu 0,786 mm/tahun, CCH 7 yaitu 1,721 mm/tahun, CCH 8 yaitu 0,603 mm/tahun. Remaining Service Life (RSL) dari masing-masing sumur yaitu, pada sumur CCH 1 yaitu 36 tahun, CCH 2 yaitu 10 tahun, CCH 3 yaitu 19 tahun, CCH 4 yaitu 21 tahun, CCH 7 yaitu 3 tahun dan CCH 8 yaitu 29 tahun. Adapun pengendalian korosi yang diaplikasikan di PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field di Sumur Cicauh (CCH) yaitu menggunakan coating dengan merk hempel dan juga dengan menggunakan corrosion inhibitor yang berupa kalsium karbonat dengan merk Nu-Calgon.

Kata Kunci: Korosi, Pipa Transportasi, Laju Korosi, Remaining Service Life

A. Pendahuluan

Latar Belakang

Gas Bumi adalah sumber daya alam strategis yang mempunyai peranan penting dalam perekonomian nasional dan merupakan komoditas vital yang membantu dalam kehidupan masyarakat. Dalam proses pengolahan maupun proses transportasi dari gas bumi tersebut, menggunakan teknologi yang berbahan dasar material logam. Adapun alat yang berfungsi untuk mengalirkan gas bumi dari sumur eksplorasi menuju stasiun pengumpul sampai ke stasiun penjualan yaitu pipa transportasi. Dalam mengalirkan gas bumi, medan yang dilalui pipa transportasi sangat beragam, mulai dari laut, dataran rendah, lembah dan di dalam tanah maka dalam pengoperasiannya akan banyak ditemukan berbagai kendala seperti salah satunya yaitu korosi (*corrosion*).

Korosi merupakan suatu proses penurunan kualitas yang disebabkan oleh reaksi kimia material logam dengan unsur-unsur lain yang terdapat di alam (*Jones, 1992*). Adapun proses korosi yang terjadi oleh reaksi kimia juga dapat diakibatkan oleh proses elektrokimia. Lingkungan juga dapat menjadi salah satu pengaruh terjadinya korosi di antara lain berupa lingkungan asam, udara, air tawar, air laut, embun, air sungai dan air tanah (*Chamberlain, 1991*). Jika dilihat dari keadaan di lapangan sangat mustahil untuk mencegah terjadinya korosi, maka mengendalikan tingkat korosi, baik korosi internal atau eksternal pipa transportasi gas bumi sangat penting agar dapat mencegah terjadinya penurunan kualitas pipa yang akan menyebabkan kegagalan operasi serta pengurangan umur pipa transportasi gas bumi (*Remaining Service Life*).

Gas Bumi merupakan salah satu produk yang mempunyai nilai strategis yang perlu dijaga ketersediannya secara berkesinambungan. Oleh karenanya pemilihan judul ini didasarkan pada perlunya pengawasan terhadap pengelolaan pipa transportasi gas bumi di **PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field** agar dapat mengetahui faktor-faktor yang menyebabkan korosi pada pipa transportasi tersebut, sehingga dapat mengetahui pengendalian korosi yang dapat diaplikasikan.

Tujuan Penelitian

1. Mengetahui jenis korosi dan metode pengendalian korosi yang diaplikasikan di jalur pipa transportasi sumur Cicauh 1,2,3,4,7, dan 8 PT Pertamina EP Asset 3 Subang *Field*;
2. Mengetahui laju korosi pada jalur pipa transportasi gas bumi sumur Cicauh 1,2,3,4,7, dan 8 PT Pertamina EP Asset 3 Subang *Field*;
3. Mengetahui *Remaining Service Life* pada jalur pipa transportasi gas bumi sumur Cicauh 1,2,3,4,7, dan 8 PT Pertamina EP Asset 3 Subang *Field*.

B. Landasan Teori

Korosi

Korosi adalah perusakan atau penurunan mutu dari material akibat bereaksi dengan lingkungan (*Mars dan fontana, 1987*). Adapun proses korosi yang terjadi disamping karena reaksi kimia biasa, lebih umum terjadi karena proses elektrokimia. Dimana logam bereaksi dengan lingkungannya dapat berupa udara dengan sinar matahari, embun, air tawar, air laut, air danau, air sungai dan tanah yang berupa tanah pertanian, tanah rawa, tanah kapur dan tanah berpasir. Secara garis besar korosi pipa minyak dan gas terdapat dua jenis yaitu:

1. Korosi Internal
Merupakan korosi yang terjadi pada bagian dalam sistem perpipaan dan

peralatan. Korosi itu terjadi akibat adanya kandungan CO₂ dan H₂S pada minyak bumi, sehingga apabila terjadi kontak dengan air akan membentuk asam yang merupakan penyebab korosi.

2. Korosi Eksternal

Merupakan korosi yang terjadi pada bagian luar sistem perpipaan dan peralatan, baik yang kontak dengan udara, tanah, air sungai, air laut, dan lingkungan lainnya.

Tipe-Tipe Korosi

1. *Uniform Corrosion*
2. *Pitting Corrosion*
3. *Stress Corrosion Cracking*
4. *Erosion Corrosion*
5. *Galvanic Corrosion*
6. *Crevice Corrosion*
7. *Selective Leaching*

Inspeksi dan Pengawasan (*Monitoring*) Korosi

Inspeksi dan pengawasan (*monitoring*) korosi terbatas penggunaannya dalam kondisi yang sedang berjalan. Lain halnya pada instalasi pipa yang dapat dilepas, dibongkar, diperiksa dan diukur pada saat operasional dihentikan (*shut down*), akan tetapi dengan cara ini merupakan proses yang memakan waktu dan tentunya sangat berbahaya.

Metode inspeksi dan pengawasan (*monitoring*) korosi yang sering digunakan, yaitu:

1. Metode Kehilangan Berat (*Coupon Test*)
2. Metode Polarisasi (dengan alat *Corrater*)
3. Metode Tahanan Listrik (dengan alat *Corrosometer*)
4. Metode Pengukuran Ketebalan (dengan alat *ultrasonic thickness gauge*)

Pengendalian Korosi

1. 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 *passive*, misalnya dilakukan dengan menambahkan Cr, Ni dan Mo dalam baja tahan karat dan dalam paduan lain.

2. Pengendalian Korosi dengan Rekayasa Media Korosif

Pengendalian korosi dengan rekayasa media korosifnya dapat dilakukan dengan berbagai cara, yaitu :

- a. Menghilangkan O₂ dalam fluida;
- b. Menghilangkan asam dalam fluida dengan cara netralisasi;
- c. Menghilangkan garam-garam dalam fluida dengan pertukaran ion;
- d. Menghilangkan partikel-partikel debu dalam fluida dengan cara filtrasi.

3. Pengendalian Korosi dengan Rekayasa Potensial Antar Muka Logam Media Korosif

Korosi logam melibatkan proses elektrokimia, maka dalam penanggulangannya pun harus secara elektrokimia. Pengendalian korosi secara elektrokimia dilakukan dengan cara merekayasa tegangan elektrodanya agar korosi dapat dicegah atau paling tidak mengurangi tingkat korosinya. Proteksi korosi dibagi menjadi 2 (dua), yaitu:

- a. Proteksi katodik
- b. Proteksi anodik.

4. Pengendalian Korosi dengan cara Pelapisan Permukaan Logam (*Coating*)

Pada pengendalian korosi dengan cara pelapisan permukaan logam (*coating*) terdapat 2 (dua) cara yang bisa dilakukan, yaitu:

a. Pelapisan Permukaan Logam

Pelapisan permukaan logam dapat dilakukan dengan 2 (dua) cara, yakni :

- 1) Metode mekanis, contoh dari metode ini yaitu *mechanical plating*, penyemprotan logam cair (Al, Zn) atau pencegahan menggunakan cat yang mengandung serbuk seng atau aluminium.
- 2) Metode fisik, dalam cara ini pelapisan logam dilakukan pada temperatur tinggi, membentuk paduan permukaan oleh proses difusi. Misalnya proses *hot dipping*, yaitu pencelupan logam dalam cairan Zn, Pb, Sn atau Al.

b. Inorganik atau *non-logam coating*

Inorganik *coating* dapat berfungsi hanya sebagai lapisan pelindung atau berfungsi juga sebagai inhibitor. Contoh inorganik *coating* yang tergolong dalam kategori sebagai lapisan pelindung adalah *vitreous enamel*, bahan ini dapat tahan terhadap alkali (yang tidak terlalu kuat) dan asam (kecuali asam *hydrofluor*).

C. Hasil Penelitian

Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui laju korosi dan *remaining service life* (RSL) pada jalur pipa transportasi gas bumi di Sumur Eksplorasi Cicauh (CCH) 1,2,3,4,7 dan 8, Untuk mengetahui nilai laju korosi dan *remaining service life* (RSL) tersebut dihitung berdasarkan data ketebalan nominal pipa, ketebalan aktual pipa, umur pipa, tebal *required*, dll.

Inspeksi dilakukan pada jalur pipa transportasi gas bumi di PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field pada Sumur Eksplorasi Cicauh (CCH) 1,2,3,4,7 dan 8 sampai Stasiun Pengumpul Cicauh. Data sekunder yang didapatkan merupakan data inspeksi pada tahun 2016 serta ada beberapa data inspeksi pada tahun 2017. Inspeksi yang dilakukan yaitu pengukuran tebal aktual pipa dengan menggunakan alat *Smart Sensor Ultrasonic Thickness Gauge AR 850*, dengan cara menempelkan alat tersebut pada pipa yang akan diinspeksi dan akan terbaca ketebalan pipa tersebut.

Dari 6 jalur pipa transportasi sumur eksplorasi yang diinspeksi terdapat 39 titik pengamatan yang didapatkan. Berdasarkan 39 titik pengamatan, dapat diketahui bahwa letak pipa transportasi yang sangat riskan terjadi penurunan kualitas yaitu pipa yang berada di dalam tanah.

Data Penunjang

1. Data jenis tanah di daerah inspeksi yaitu jenis alluvial, jenis tanah alluvial tergolong sebagai tanah muda, yang terbentuk dari endapan halus di aliran sungai, konsistensi dalam keadaan basah lekat dan pH termasuk dalam kondisi asam < 6,5.
2. Temperatur luar pipa berkisar antara 37°C sampai dengan 40°C.
3. Temperatur lingkungan sekitar berkisar 29°C sampai dengan 32°C
4. Jenis *coating* yang digunakan pada pipa transportasi di Sumur Eksplorasi Cicauh (CCH) 1, 2, 3, 4, 7, dan 8 yaitu *coating* merk Hempel
5. Jenis *corrosion inhibitor* yang digunakan yaitu kalsium karbonat (CaCO_3) dengan merk *Nu-Calgon*.

Rumus Perhitungan Laju Korosi

Rumus untuk menghitung nilai laju korosi adalah sebagai berikut :

$$\text{Laju Korosi (mm/tahun)} = \frac{\text{Tebal Nominal - Tebal Aktual}}{\text{Umur Pipa}} \dots\dots (1)$$

Dimana :

Tebal Nominal = Tebal pipa desain awal (mm)

Tebal Aktual = Tebal pipa pada inspeksi saat ini (mm)

Umur pipa = Dari saat pemasangan hingga inspeksi (tahun)

Rumus Perhitungan *Remaining Service Life* (RSL)

$$\text{Remaining Service Life} = \frac{\text{Tebal aktual - Tebal Required}}{\text{Corrosion Rate}} \dots\dots\dots (2)$$

Dimana :

Remaining Service Life = Sisa Umur Pipa (Tahun).

Tebal aktual = Tebal Aktual (mm).

Tebal *required* = Tebal minimal yang disyaratkan (mm).

Dibawah ini merupakan contoh perhitungan:

1. Lokasi : CCH 4
2. Tebal Nominal (mm) : 8,56
3. Material : API 5L
Grade B
4. Design Pressure (Psig) : 500
5. Temperatur (°C) : 37,7
6. Diameter (mm) : 114,30
7. Tebal required (Tr) (mm) : 1,316
8. Tebal Aktual (Tak) (mm) : 8,21
9. Tahun Pemakaian : 1
10. Allowable Stress (Psig) : 24000
11. Longitudinal Joint Factor : 1

Dari beberapa data diatas, dapat dihitung :

$$\begin{aligned} \text{a. Laju Korosi} &= \frac{\text{Tebal Nominal - Tebal Aktual}}{\text{Umur Pipa}} \\ &= \frac{8,56 \text{ mm} - 8,27 \text{ mm}}{1 \text{ tahun}} \\ &= 0,290 \text{ mm/tahun} \end{aligned}$$

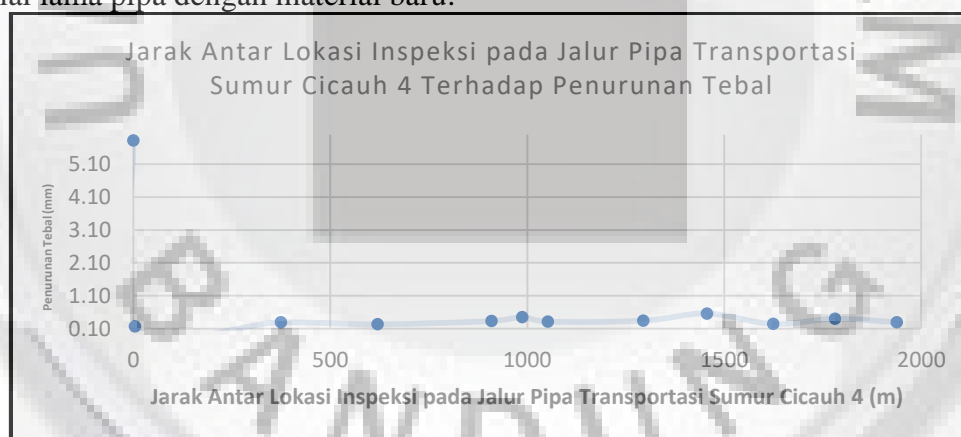
$$\begin{aligned} \text{b. RSL} &= \frac{\text{Tebal aktual - Tebal required}}{\text{Corrosion Rate}} \\ &= \frac{8,27 \text{ mm} - 1,316 \text{ mm}}{0,290 \text{ mm/tahun}} \\ &= 23,981 \text{ tahun} \end{aligned}$$

Tabel 1. Data Hasil Perhitungan Laju Korosi dan *Remaining Service Life* pada Jalur Pipa Transportasi Sumur Cicauh 4 Tahun 2016

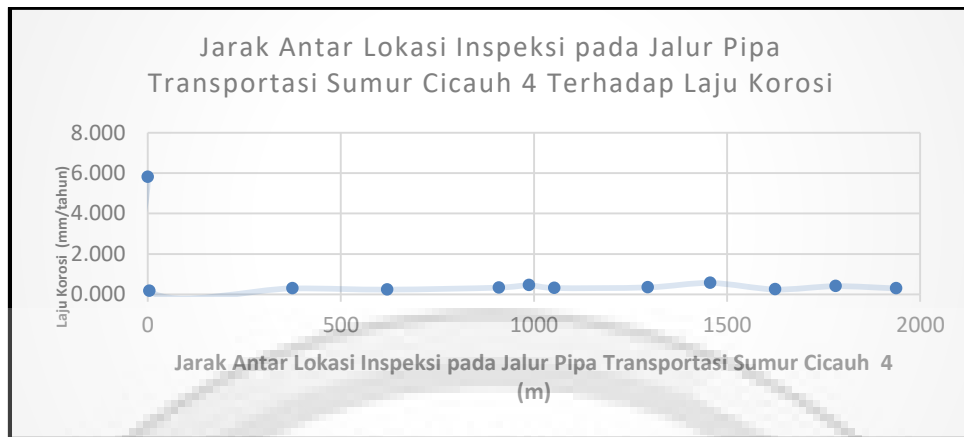
Identification	Material	Tebal Nominal (mm)	Tebal Aktual (mm)	Penurunan Tebal (mm)	Tebal Required (mm)	MAWP (Psi)	Laju Korosi (mm/tahun)	RSL (tahun)	RSL (bulan)
IP#01	API 5L GRADE B	8,56	2,74	5,82	1,316	1150,656	5,820	0,245	2,936
IP#02	API 5L GRADE B	8,56	8,39	0,17	1,316	3523,360	0,170	41,614	499,368
IP#03	API 5L GRADE B	8,56	8,27	0,29	1,316	3472,966	0,290	23,981	287,767
IP#04	API 5L GRADE B	8,56	8,33	0,23	1,316	3498,163	0,230	30,497	365,967
IP#05	API 5L GRADE B	8,56	8,23	0,33	1,316	3456,168	0,330	20,953	251,432
IP#06	API 5L GRADE B	8,56	8,11	0,45	1,316	3405,774	0,450	15,099	181,183
IP#07	API 5L GRADE B	8,56	8,25	0,31	1,316	3464,567	0,310	22,369	268,427
IP#08	API 5L GRADE B	8,56	8,22	0,34	1,316	3451,969	0,340	20,307	243,684
IP#09	API 5L GRADE B	8,56	8	0,56	1,316	3359,580	0,560	11,936	143,237
IP#10	API 5L GRADE B	8,56	8,32	0,24	1,316	3493,963	0,240	29,185	350,219
IP#11	API 5L GRADE B	8,56	8,16	0,40	1,316	3426,772	0,400	17,111	205,331
IP#12	API 5L GRADE B	8,56	8,27	0,29	1,316	3472,966	0,290	23,981	287,767

Dari hasil perhitungan laju korosi di setiap titik inspeksi, didapat nilai laju korosi antara lain 5,82 mm/tahun, 0,170 mm/tahun dan seterusnya. Berdasarkan tabel *comparison of MPy with equivalent matric-rate expressions* (Tabel 3.1) laju korosi tersebut dapat dikategorikan *good* hingga *unacceptable* karena nilai laju korosi tersebut berkisar antara 0,1 - 0,5 mm/tahun dan >5 mm/tahun. Dan secara visual di lapangan memang terlihat keadaan pipa tersebut sebagian masih layak pakai dan terdapat beberapa pipa yang perlu diganti dengan material pipa baru.

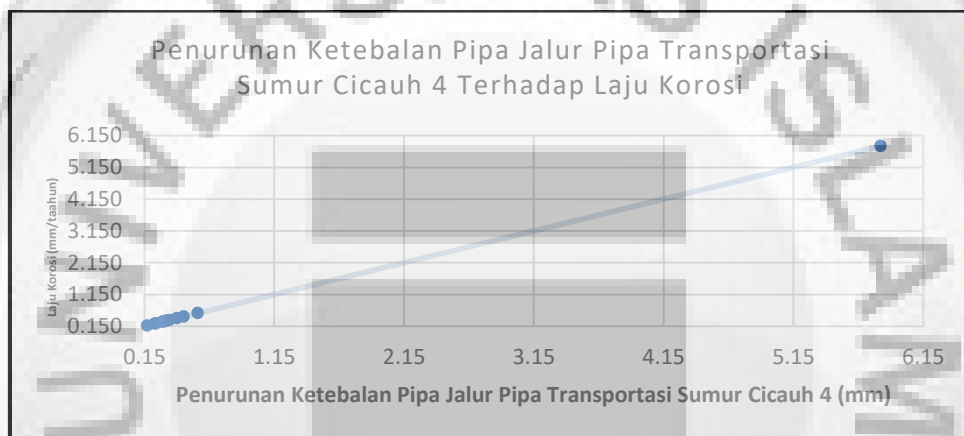
Jika dilihat dari penurunan ketebalan di setiap titik inspeksi terdapat beberapa titik inspeksi yang mengalami penurunan ketebalan yang signifikan. Hal tersebut dapat berpengaruh terhadap umur pemakaian pipa, sehingga perlu dilakukan pergantian material lama pipa dengan material baru.



Gambar 1. Jarak Antar Lokasi Inspeksi pada Jalur Pipa Transportasi Sumur Cicauh 4 terhadap Penurunan Tebal



Gambar 2. Jarak Antar Lokasi Inspeksi pada Jalur Pipa Transportasi Sumur Cicauh 4 terhadap Laju Korosi

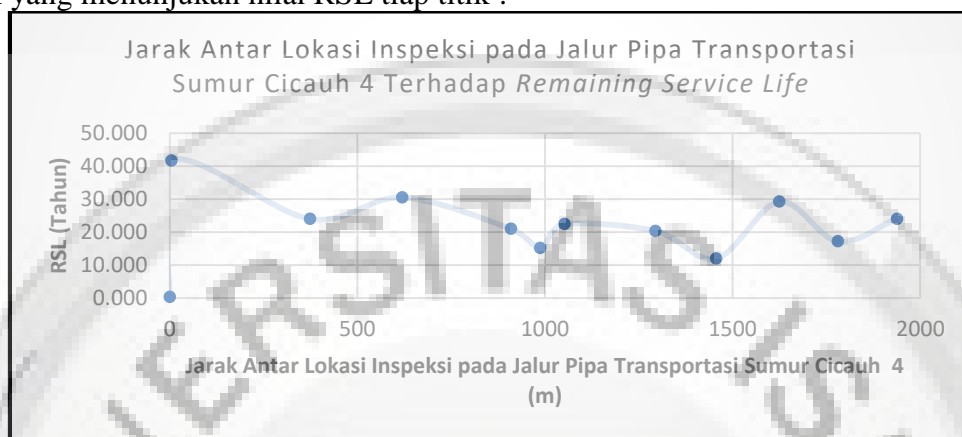


Gambar 3. Penurunan Ketebalan Pipa terhadap Laju Korosi Jalur Pipa Transportasi Sumur Cicauh 4

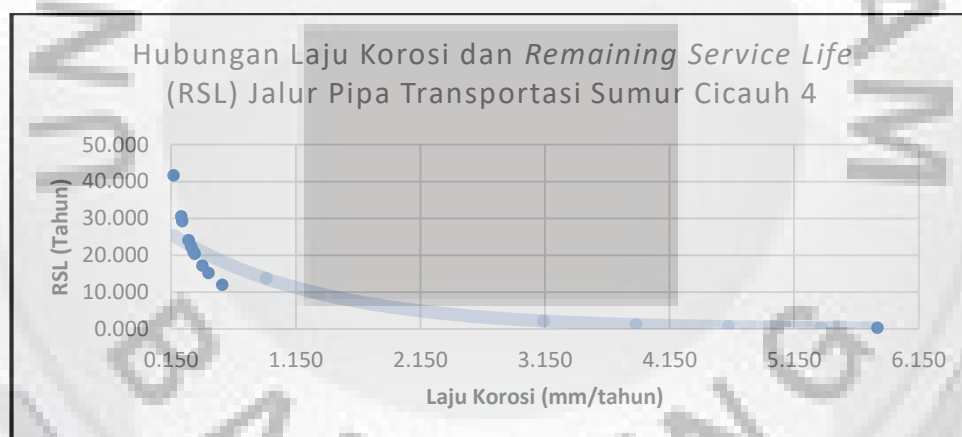
Jika dilihat dari grafik diatas terdapat 1 (satu) titik yang memiliki ketebalan aktual yang jauh berbeda dengan ketebalan nominal yakni pada titik inspeksi pertama dengan kode IP#01, pipa berada di dalam tanah dengan kedalaman galian pipa yaitu sedalam 40 cm. Adapun ketebalan aktual pada titik IP#01 yaitu sebesar 2,74 mm, sehingga memiliki penurunan ketebalan pipa sebesar 5,582 mm. Penurunan ketebalan pipa yang besar tersebut diakibatkan oleh kandungan fluida yang mengalir pada pipa tersebut, salah satu kandungan fluida yang terkandung yaitu berupa air dan gas CO₂ yang mana jika karbondioksida (CO₂) dilarutkan dalam air maka akan terbentuk asam karbonat (H₂CO₃) yang dapat menurunkan pH air sehingga akan meningkatkan korosivitas. Selain itu juga dikarenakan pipa terletak di dalam tanah, yang mana tanah tersebut merupakan jenis tanah liat yang memiliki kemampuan menahan air lebih lama, sehingga kemungkinan besar pipa tersebut bereaksi langsung dengan air. Pada titik IP#01 telah mengalami tanda-tanda terjadi korosi namun tidak segera dilakukan proses proteksi *wrapping* pada pipa sehingga menyebabkan ketebalan pipa yang semakin tipis atau keropos.

Remaining service life pipa ditentukan oleh laju korosi, dimana semakin tinggi laju korosi maka semakin rendah *remaining service life* tersebut, sebaliknya semakin rendah laju korosi maka akan semakin tinggi *remaining service life*. Berdasarkan hasil pengukuran ketebalan di setiap titik pengukuran dapat dilihat bahwa terdapat 1 titik

yang memiliki tingkat laju korosi yang tinggi yakni pada titik IP#01 yaitu sebesar 5,820 mm/tahun. Karena nilai laju korosi berbanding terbalik dengan nilai *remaining service life* maka pada jalur pipa transportasi sumur Cicauh 4 titik IP#01 memiliki nilai *remaining service life* yang rendah yakni sebesar 0,245 tahun atau selama 3 bulan. Sehingga perlu segera dilakukan perbaikan atau pergantian material lama pipa dengan material baru, agar meminimalisir terjadinya kebocoran pipa. Di bawah ini terdapat grafik yang menunjukkan nilai RSL tiap titik :



Gambar 4. Jarak Antar Lokasi Inspeksi pada Jalur Pipa Transportasi Sumur Cicauh 4 terhadap *Remaining Service Life*



Gambar 5. Hubungan Laju Korosi dan *Remaining Service Life* (RSL) Jalur Pipa Transportasi Sumur Cicauh 4

D. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian ini maka dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Jenis korosi yang ditemukan pada jalur pipa transportasi dari Sumur Eksplorasi Cicauh (CCH) 1,2,3,4,7 dan 8 menuju ke Stasiun Pengumpul (SP) Cicauh yaitu *uniform corrosion*. Adapun metode pengendalian korosi yang diaplikasikan di PT Pertamina EP Asset 3 Subang Field yaitu menggunakan *corrosion inhibitor* dengan menambahkan kalsium karbonat (CaCO_3) dengan merk *nu-calgon* ke dalam sumur eksplorasi. Selain itu juga dengan melakukan *coating* terhadap pipa, yang mana jenis *coating* yang digunakan yaitu *coating* dengan merk Hempel.
2. Laju korosi pada CCH 1 yaitu sebesar 0,080 – 2,505 mm/tahun, CCH 2 sebesar 0,187 – 0,242 mm/tahun, CCH 3 sebesar 0,210 – 1,665 mm/tahun, CCH 4 sebesar

0,170 – 5,820 mm/tahun, CCH 7 sebesar 1,330 – 3,120 mm/tahun, CCH 8 sebesar 0,120 – 1,150 mm/tahun. Dimana laju korosi tiap jalur pipa transportasi berdasarkan table 3.1 yakni pada CCH 1 berada pada ketahanan korosi relatif *poor* sebesar 14,28%, *good* sebesar 71,42% dan *excellent* sebesar 14,28%, pada CCH 2 berada pada ketahanan korosi relatif *good* sebesar 100%, pada CCH 3 berada pada ketahanan korosi relatif *poor* sebesar 16,66% dan *good* sebesar 83,33%, pada CCH 4 berada pada ketahanan korosi relatif *good* sebesar 91,6% dan *unacceptable* sebesar 8,3%, pada CCH 7 berada pada ketahanan korosi relatif *poor* sebesar 100%, pada CCH 8 berada pada ketahanan korosi relatif *poor* sebesar 33,3%, *fair* sebesar 16,6%, *good* sebesar 33,3% dan *excellent* sebesar 16,6%.

3. Berdasarkan hasil perhitungan nilai laju korosi maka dapat diketahui *remaining service life* (RSL) dari masing-masing jalur pipa tersebut. RSL pada CCH 1 yaitu 0,9 – 88,5 tahun, CCH 2 sebesar 6 – 14,8 tahun, CCH 3 sebesar 2,35 – 32,5 tahun, CCH 4 sebesar 0,245 – 41,6 tahun, CCH 7 sebesar 0,322 – 3,4 tahun dan CCH 8 sebesar 3,3 – 74,6 tahun.

Daftar Pustaka

- Akbar. Fatwa Ath-thaariq, Moralista. Elfida, Sriyanti, 2017, “Determination of Corrosion Rate and Remaining Service Life (RSL) Pipe Production Line 1 in PT.Pertamina (Persero) Terminal BBM Balongan Indramayu West Java-Plumpang North Jakarta”, Universitas Islam Bandung.
- Akhmad A. Korda, Leo Yulyardi, 2009, “Analisis Keandalan Pipa Produce Water Menggunakan Metode Fitness For Service dan First Order Second Moment melalui Inspeksi Long Range Ultrasonic Testing”, Volume XVI, No.2, <http://e-journal.upp.ac.id>, 6 Agustus 2017.
- Furqan. Muhammad, 2013, “Perhitungan Laju Korosi”, 10mechanicalengineering.blogspot.co.id, 13 Agustus 2017.
- Jonnes, Danny A, 2001, “Principles and Prevention of Corrosion”, New York, Macmillan Publishing Company.
- Meryanalinda, Rustandi. Andi, 2014, “Perhitungan dan Analisis Laju Korosi dan Sisa Umur Pipa Gas API 5L Grade B Menggunakan Standar ASME B.31.8 dan API 570 serta Perangkat Lunak Rsterng pada PT.X”, Universitas Indonesia, Depok.
- Smith. William F, 1989, “Foundations and Materials Science and Engineering”, New York, Javad Hashemi.