

Analisis Teknologi *Corrosion Coupon* Dalam Deteksi Korosi Pipa Gas Ruas Gresik-Semarang Dengan Metode FMEA

Ayyasy Nugroho

Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Jawa Timur

Email : ayyasyn25@gmail.com

Rizqi Novita Sari

Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Jawa Timur

Email : rizqi.novita.ti@upnjatim.ac.id

Alamat: Jl. Rungkut Madya No.1, Kec. Gn. Anyar, Surabaya, Jawa Timur

Abstract. PT Pertamina Gas is a big company that carries out transportation business or as a gas transporter through a transmission pipe. Gas pipes must be monitored regularly so that they do not experience damage, cracks, corrosion or even leaks. This research was conducted to analyze one of the pipe monitoring technologies, namely corrosion coupon monitoring to detect internal pipe corrosion using a failure mode effect (FMEA) method. Through fishbone identification, corrosion is classified into 6 factors, namely material (related to gas), method, people, machines, pipe facilities, and environment. Based on the FMEA method, it was found that the main cause of corrosion is material factors or comes from gas with a defect severity (S) value of 8, occurrence (O) of 6, and detection (D) of 3, with a total RPN of 144. With this research, it is hoped that the company can prioritize these causal factors and carry out corrosion control.

Keywords: Corrosion Coupon, Failure Mode Effects Analysis (FMEA), Gas, Pipe

Abstrak. PT Pertamina Gas sebagai salah satu perseroan yang melakukan usaha transportasi atau sebagai transporter gas melalui sebuah pipa transmisi. Pipa gas harus dilakukan pemantauan secara rutin agar tidak mengalami kerusakan, keretakan, korosi atau bahkan kebocoran. Penelitian ini dilakukan untuk mengalisis salah satu teknologi pemantauan pipa yaitu *monitoring corrosion coupon* untuk mendeteksi terjadinya korosi pipa bagian dalam dengan menggunakan suatu metode analisis efek mode kegagalan (FMEA). Melalui identifikasi *fishbone*, korosi diklasifikasikan ke dalam 6 faktor yaitu *material* (terkait gas), metode, manusia, mesin, fasilitas pipa, dan lingkungan. Berdasarkan metode FMEA didapatkan penyebab utama korosi adalah faktor *material* atau berasal dari gas dengan nilai keparahan cacat (S) yaitu 8, kejadian (O) yaitu 6, dan deteksi (D) 3, dengan total RPN sebesar 144. Dengan penelitian ini diharapkan perusahaan dapat lebih memprioritaskan faktor penyebab tersebut dan dilakukan penanggulangan korosi.

Kata kunci: Failure Mode Effects Analysis (FMEA), Gas, Logam Korosi, Pipa

LATAR BELAKANG

Setiap industri selalu memperhatikan mutu produksinya, dalam rangka menghasilkan produk yang berkualitas mungkin saja terjadi sesuatu yang berbeda dari rencana perusahaan dan mengganggu kelancaran proses bisnis. Jika produk atau infrastruktur cacat, hal ini harus diperbaiki dengan pengendalian mutu atau kualitas dengan upaya untuk mengurangi ketidaksesuaian dalam kegiatan usaha. PT Pertamina Gas sebagai salah satu perseroan yang melakukan usaha transportasi atau sebagai transporter gas, sehingga pemakaian jaringan pipa menjadi unsur yang memainkan peran penting dalam menjalankan bisnisnya.

Received Januari 30, 2023; Revised Februari 2, 2023; Accepted Maret 22 2023

*Ayyasy Nugroho, ayyasyn25@gmail.com

Karena medan yang di miliki saluran pipa beragam, mulai dari laut, dataran rendah, maupun berada didalam tanah maka dalam pengoperasiannya akan banyak ditemukan berbagai masalah seperti korosi baik bagian dalam pipa maupun luar pipa. Gas yang mengalir pun perlu diperhatikan apakah mengandung zat-zat yang dapat merusak gas seperti merkuri dan sulfur, debu atau pasir, dan gas basah. Permasalahan ini harus diperhatikan karena jika terjadi sesuatu pada pipa maka perusahaan dan negara akan mengalami kerugian yang sangat besar, serta berdampak mencemari lingkungan dan berbahaya untuk lingkungan masyarakat. Untuk mengurangi risiko korosi pada pipa perlu dilakukan pemantauan secara berkala dan pemeliharaan yang baik. Perusahaan dapat mendeteksi terjadinya korosi pipa dengan melakukan *monitoring corrosion coupon* dengan acuan pengurangan berat pada logam uji yang diletakkan di dalam pipa.

Ruas pipa gas Gresik-Semarang adalah salah satu fasilitas ruas pipa Pertamina Gas yang dimiliki oleh wilayah operasi Jawa Timur. Pada Maret 2023, terjadi pengurangan berat yang terdeteksi oleh teknologi *monitoring corrosion coupon* di wilayah ORF Semarang dan Tambak Rejo Tambak Lorok. Oleh karena itu pengendalian kualitas perlu dilakukan perusahaan dalam mengoreksi pengurangan atau penyimpangan dalam produksinya. Salah satu alat yang mampu diterapkan dalam melakukan kontrol kualitas adalah dengan menggunakan FMEA. Mengingat permasalahan di atas, maka harus dilakukan pengendalian mutu pipa dan penyebab serta upaya dalam menanggulangi permasalahan yang ada. Dan diharapkan tugas khusus ini dapat membantu perusahaan sebagai bahan evaluasi dan pencegahan untuk meminimalisir kesalahan.

KAJIAN TEORITIS

A. Korosi

Korosi atau yang biasa disebut dengan karat atau perkaratan merupakan suatu proses perusakan yang berlangsung dalam logam karena terdapat oksidasi atau terjadi proses kimia logam berdasarkan pengaruh alam seperti gas uap, gas oksigen, dan asam larut yang tereduksi menghasilkan zat atau senyawa yang tidak dikehendaki. Pada fasilitas pipa, perkaratan dapat terjadi di bagian dalam maupun luar pipa. Korosi yang terjadi di bagian luar pipa Sebagian besar diakibatkan oleh faktor lingkungan, sedangkan korosi yang terjadi di bagian dalam dapat diakibatkan oleh komponen gas maupun faktor mesin. Dampak yang ditimbulkan oleh korosi dapat mengakibatkan penurunan kekuatan pada material, peralatan, dan permesinan. Hasil perkaratan dapat menyebabkan warna logam menguning atau berlubang (Sugeng et al., 2022).

B. Metode Inspeksi atau Pengawasan Korosi pada Pipa

Dalam melakukan inspeksi atau pengawasan (*monitoring*) korosi pipa bisa dilaksanakan dengan menggunakan beberapa proses, seperti:

1. Proses pengukuran ketebalan

Cara ini merupakan suatu pengukuran korosi dengan menggunakan alat ukur *ultrasonic thickness gauge* yang mendeteksi terjadinya pengikisan dinding pipa. Metode ini berkerja berdasarkan dengan adanya pantulan gelombang *ultrasonic*. Dengan dilakukannya pengukuran ketebalan dinding pipa, dapat memberikan nilai *durability* atau efektifitas karena bersifat *portable* atau lebih memberikan efisiensi terkait waktu.

2. Proses kehilangan berat

Cara ini merupakan suatu pengukuran korosi dengan mengukur kekurangan berat pada logam dengan menimbang berat awal dari benda uji (lempengan logam) dan kekurangan berat yang menjadi nilai hilangnya. Benda uji atau pelat logam yang terbentuk dari materi yang serupa dengan materi logam pipa dapat dimasukkan ke dalam pipa dan dipantau selama satu tahun hingga terjadi korosi kemudian dilakukan pengangkatan. Setelah dilakukan pengangkatan atau benda uji dikeluarkan dari pipa, kemudian akan ditimbang untuk mendapatkan data kehilangan berat sebagai bahan untuk menghitung laju korosi pada pipa tersebut (Afradi et al., 2021).

3. Proses polarisasi

Cara ini mengacu pada pergerseran atau perubahan potensial dari rangkaian terbuka sistem korosi dengan membedakan antara polarisasi anodik dan polarisasi katodik (Hafydhz et al., 2018). Cara ini melihat perbedaan potensial pada suatu benda hingga mendapat nilai kecepatan karat yang berlangsung. Cara ini memanfaatkan *komparator* untuk mendekatkan material bersifat korosif yang baik dengan material yang di uji sampai tercipta perbedaan potensial yang dapat diamati dengan menggunakan *komparator* atau alat pembeda.

C. Corrosion Coupon

Corrosion coupon adalah suatu benda uji atau logam pelat yang dimasukkan ke dalam saluran pipa dan didiamkan hingga timbul karat. Jenis materi logam yang digunakan memiliki bahan yang sama atau sejenis dengan materi logam pipa, sehingga dapat dengan mudah untuk membandingkan kecepatan karat yang dialami pipa. Guna melakukan perhitungan kecepatan karat dipergunakan metode pengukuran dan membedakan beban semula *coupon* dan beban pasca pemasangan sampel dalam jangka waktu tertentu. Sebelum dilakukan pemasangan *coupon* dibersihkan terlebih dahulu dan ditimbang untuk mengetahui berat awalnya. Dan

setelah dilepas lakukan hal yang sama untuk mengetahui berat pengurangan yang terjadi (Lestari et al., 2016).

D. Cara Penanggulangan Korosi

Untuk mengendalikan atau memperlambat korosi pada pipa bisa dikerjakan dengan berbagai metode, antara lain.

1. Seleksi material dan mesin

Seleksi atau pemilihan *material* dan desain sebagai suatu faktor penting yang perlu diamati dalam pencegahan korosi. Yang harus dilaksanakan ketika pembelian atau pemasangan material adalah melakukan inspeksi apakah terdapat cacat pada pipa, dan melakukan percobaan dengan mengaliri gas dengan skala tekanan yang bervariasi.

2. *Steam traps air kondensat*

Air kondensat adalah suatu zat yang mengalami perubahan fasa gas menjadi cair atau mengalami penguapan. Hal ini sangat berbahaya jika terjadi didalam pipa karena uap yang mengembun dalam pipa dapat menyebabkan adanya korosi pipa. Dengan dilakukannya *steam traps* atau pompa kondensat akan menjaga pipa senantiasa kering, sehingga tidak terjadi oksidasi yang menyebabkan pipa mengalami korosi.

3. Pemasangan *coating*

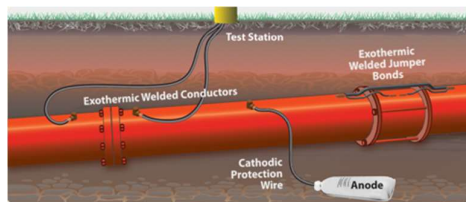


Sumber: Hani (2022).

Gambar 1. Pemasangan *Coating*

Cara kerja *coating* adalah dengan memberikan lapisan pelindung pada logam sehingga logam dapat terisolasi dari lingkungan yang korosif. Umumnya *coating* dilakukan dengan memakai bahan silikon oksida. Untuk pelapisan *coating* pada bagian dalam pipa digunakan *Eonfilm 240* dan *Eonfilm 772* yang bisa mencegah terbentuknya karat pada bagian dalam pipa (*internal coating*).

4. Proteksi katodik anoda korban



Gambar 2. Perlindungan Katodik

Perlindungan katodik diaplikasikan guna menjaga komponen logam terhadap karat. Anodisasi pengorbanan mampu memelihara pipa logam dengan mendedikasikan logam yang rentan atau rawan. Elektrolit korosif dengan konduktor penghubung mentransfer elektron dari materi yang sangat rentan energi lebih negatif ke materi yang dijaga dengan energi lebih positif. Anoda umpan berbahan magnesium guna meningkatkan kinerja anoda dan memastikan korosi yang seragam (Sirait & Arwati, 2019).

5. *Pigging (Pipeline Inspection Gauge)*



Sumber: Reynold (2018).

Gambar 3. *Pigging*

Pigging adalah suatu aktivitas yang dilakukan untuk membersihkan internal pipa atau pipa bagian dalam dari berbagai kotoran baik padat maupun cair. Segala macam zat yang menghambat laju fluida gas atau yang dapat merusak pipa akan di *scrab* atau *swab* oleh alat *pig*. Cara ini tentunya akan menanggulangi terjadinya korosi pada bagian dalam pipa karena pipa akan senantiasa bersih dan tidak terdapat zat-zat yang mempengaruhi (Hafydhz et al., 2018).

METODE PENELITIAN

Corrosion coupon dilakukan dengan memasukkan lempengan logam ke dalam pipa, dan setelah 314 hari untuk ORF dan 702 hari untuk TRTL, *coupon* akan dikeluarkan dari pipa dan ditimbang dengan menggunakan suatu alat yaitu neraca analitik merek Sartorius Tipe

CPA224S. Dari timbangan tersebut akan didapatkan nilai kekurangan berat logam dengan mengurangi berat awal logam atau benda uji dengan nilai berat akhir.

Metode FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*)

Menurut Khrisdamara & Andesta 2022, Metode analisis efek mode kegagalan (FMEA) dapat diartikan sebagai suatu *instrument* penilaian dalam melakukan identifikasi faktor kerusakan dengan menentukan tingkat keparahan cacat pada produk atau fasilitas, tingkat cacat yang terjadi, dan tingkat pendeteksian cacat, dan mengkalkulasi nilai nomor prioritas risiko atau *Risk Priority Number* (RPN).

1. *Severity* (S)

Nilai ini menyatakan tingkat keparahan menunjukkan efek kegagalan yang akan terjadi. Nilai ini digunakan untuk menganalisis dampak yang ditimbulkan dari kerusakan tersebut. Semakin tinggi tingkat keparahannya, semakin tinggi pula tingkat kesalahannya.

Tabel 1. Nilai *Severity*

<i>Ranking</i>	<i>Effect</i>	<i>Kriteria Severity</i>
1	Tidak memberikan efek	Jenis kerusakan tidak memiliki efek samping
2	Efek sangat kecil	Kerusakan tidak berdampak secara langsung, masih dapat digunakan
3	Minor efek	Dampak tertentu
4	Efek sangat rendah	Dibutuhkan sedikit pengolahan
5	Efek rendah	Butuh pengolahan lumayan banyak, produk mengalami cacat
6	Efek sedang	Mesin sedikit mengalami kerusakan
7	Efek tinggi	Mengakibatkan gangguan mesin
8	Efek sangat tinggi	Kegagalan tinggi namun tidak berpengaruh terhadap keselamatan pekerja
9	Efek berbahaya dengan adanya himbauan	Kegagalan mesin mengakibatkan mesin berhenti
10	Efek berbahaya tanpa adanya himbauan	Kegagalan mesin dan risiko terhadap keselamatan kerja

2. *Occurance* (O)

Nilai ini menyatakan tingkat frekuensi atau peluang kegagalan yang akan terjadi. Atau seberapa sering penyebab kegagalan dapat terjadi. Semakin tinggi nilai kejadiannya, akan semakin besar pula kemungkinan kesalahannya.

Tabel 2. Nilai *Occurance*

<i>Rangking</i>	Kemungkinan Kegagalan	Tingkat Kegagalan
10	Kegagalan sangat tinggi dan nyaris tidak dapat untuk diantisipasi	1 dalam 2
9		1 dalam 3
8	Kegagalan tinggi (berulang-ulang)	1 dalam 8
7		1 dalam 20
6	Kegagalan sedang (hanya sekali waktu)	1 dalam 80
5		1 dalam 400
4		1 dalam 2000
3	Kegagalan rendah (sedikit)	1 dalam 15000
2	Kegagalan sangat rendah (tipis)	1 dalam 150000
1	Tipis atau tidak mungkin terjadi	1 dalam 1500000

3. *Detection (D)*

Penilaian ini menunjukkan kriteria deteksi atau cara mendeteksi faktor kesalahan yang akan terjadi. Semakin tinggi jumlah deteksi, akan semakin kecil tingkat kesalahan deteksi.

Tabel 3. Nilai *Detection*

<i>Rangking</i>	Deteksi	Kualifikasi deteksi
10	Nyaris mustahil	Pengontrol tidak mengenali
9	Deteksi sangat jarang	Pengontrol sulit untuk memahami yang dideteksi
8	Deteksi jarang	Pengontrol sulit untuk mendeteksi kesalahan
7	Deteksi sangat rendah	Kemampuan mengendalikan kesalahan sangat buruk
6	Deteksi rendah	Kemampuan mengendalikan kesalahan buruk
5	Deteksi sedang	Kemampuan mengendalikan kesalahan sedang
4	Deteksi agak tinggi	Kemampuan pengendalian kesalahan agak tinggi
3	Deteksi tinggi	Kemampuan pengendalian tinggi
2	Deteksi sangat tinggi	Kemampuan pengendalian kesalahan sangat tinggi
1	Nyaris benar	Kemampuan pengendalian kesalahan nyaris benar

Sumber: Khridamara & Andesta (2022).

HASIL DAN PEMBAHASAN

Di bagian ini akan ditampilkan data yang didapatkan dari hasil *corrosion coupon monitoring* yang mendeteksi adanya *defect* pada pipa transmisi PT Pertamina Gas OEJA yaitu terjadinya korosi. Pada 6 April 2023 dilakukan *report monitong* oleh *Maintenance Team* PT Pertamina Gas *Operation East Java Area* yang dilakukan di ruas pipa Gresik-Semarang khususnya di stasiun pipa distrik ORF (*onshore Receiving Facility*) Semarang dan stasiun Tambak Rejo Tambak Lorok. Kedua stasiun ini mengalami pengurangan berat yang terdeteksi oleh teknologi *monitoring corrosion coupon*.

Defect Korosi



Gambar 4. Deteksi Korosi Timbangan Berat Lokasi ORF Semarang



Gambar 5. Deteksi Korosi Timbangan Berat Lokasi Tambak Rejo Tambak Lorok

Setelah didapat nilai pengurangan berat, selanjutan akan dilakukan untuk perhitungan laju korosi dalam satuan *mills per year* (mpy) dengan suatu rumus, yaitu.

$$CR = \frac{(365 \times W \times 1000)}{(A \times T \times D \times 2,54^3)}$$

Dari hasil kegiatan didapatkan 4 (empat) data pengurangan berat yang terdeteksi, dan dapat ditampilkan dalam tabel berikut:

Tabel 4. Data Pengukuran *Corrosion Coupon*

Lokasi	Beban Awal (gr)	Beban Akhir (gr)	Beban Hilang (W)	A in ²	Tanggal Install	Tanggal Remove	Exposed (Day)	Density (gr/cm ³)	Corrosion Rate (mpy)
ORF Semarang 1	9,3611	9,337	0,024	3,6	11 Mei 2022	21 Maret 2023	314	6,0933	0,0776
ORF Semarang 2	9,5321	9,502	0,031	3,6	11 Mei 2022	21 Maret 2023	314	6,2046	0,0968
TRTL 1	11,555	11,2991	0,256	3,6	21 April 2021	24 Maret 2023	702	7,5216	0,30021
TRTL 2	11,5557	11,3939	0,140	3,6	21 April 2021	24 Maret 2023	702	7,5075	0,16412

1. Tabel Tingkat Ketahanan Korosi

Tabel 5. Tingkat Pertahanan Korosi Berdasarkan Kecepatan Karat

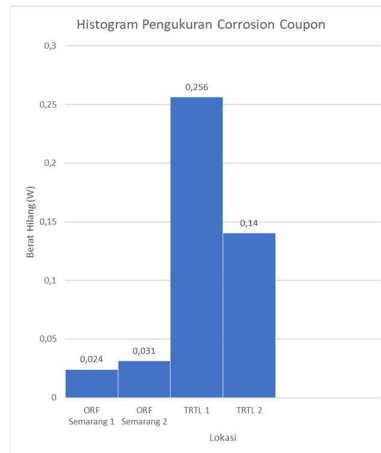
Ketahanan Korosi Relatif	Kecepatan Korosi Mpy	Thickness Mm/yr	Kecepatan Korosi Makro $\mu\text{m}/\text{yr}$
Luar Biasa	<1	<0.02	<25
Sangat Baik	1 – 5	0,02 – 0,1	25 – 100
Baik	1 – 5	0,1 – 0,5	100 – 500
Cukup	20 – 50	0,5 – 1	500 – 1000
Rendah	50 – 200	1 – 5	1000 – 5000
Tidak Dapat Diterima	>200	>5	>5000

Sumber: Hafydhz (2018).

Tingkat kecepatan korosi dapat ditunjukkan dalam satuan atau *mills per year* (mpy). Berdasarkan tabel di atas didapatkan korosi yang terjadi di pipa ORF Semarang dengan data laju korosi 0.0776 dan 0.0968, dalam skala <1 berarti memiliki ketahanan korosi yang luar biasa. Pada pipa Tambak Rejo Tambak Lorok didapat data laju korosi 0.30021 dan 0.16412, dalam skala <1 berarti memiliki ketahanan korosi yang luar biasa. Dapat disimpulkan dari kedua stasiun pipa masih mengalami korosi dalam batas wajar, namun apabila batas korosi sudah melewati toleransi laju korosi maka akan berdampak bahaya.

Dan didapatkan bahwa *thickness* (Mm/yr) atau ketebalan beban yang hilang juga memiliki standar toleransi yang dapat diamati. *Thickness* pada *Corrosion Coupon* ORF Semarang 1 adalah 0,024 dan TRTL 2 adalah 0,140, dalam skala <0,02 berarti memiliki ketahanan korosi yang luar biasa. *Thickness* pada *Corrosion Coupon* ORF Semarang 2 adalah 0,031, dan TRTL 1 adalah 0,256, dalam skala 0,02 – 1 berarti memiliki ketahanan korosi yang masih baik namun tingkatannya lebih rendah.

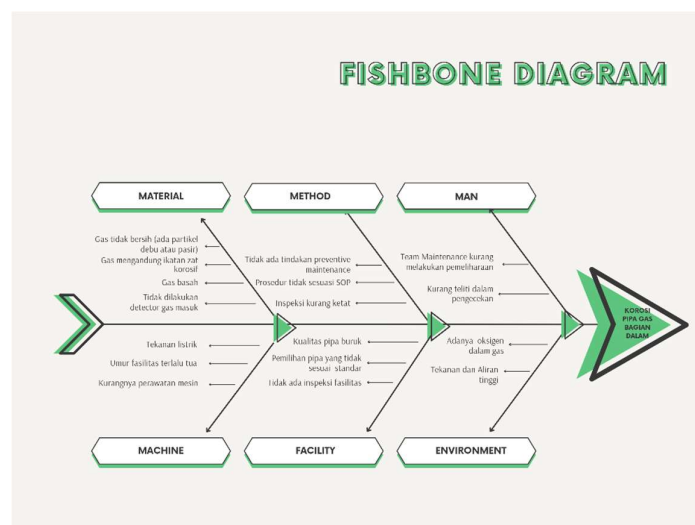
2. Histogram



Gambar 6. Histogram Pengukuran *Corrosion Coupon*

Berdasarkan gambar 6 dan tabel 4 didapatkan bahwa nilai pengurangan berat atau berat hilang sepadan dengan perhitungan kecepatan karat. Makin rendah nilai kehilangan berat maka semakin rendah pula kecepatan korosi yang dihasilkan. Hal yang sama juga berlaku sebaliknya, makin besar nilai kehilangan berat maka semakin tinggi kecepatan korosi dan semakin rendah ketahanan logam tersebut. Pada persoalan didapatkan nilai pengurangan berat terkecil adalah pipa ORF Semarang 1 dengan pengurangan 0,024 W, menghasilkan laju korosi yang kecil juga sebesar 0,0776 mpy. Sedangkan nilai pengurangan terbesar adalah pipa Tambak Rejo Tambak Lorok 1 dengan pengurangan sebesar 0,256 W, menghasilkan laju korosi yang besar juga sebesar 0.30021 W.

3. Fishbone



Gambar 7. Fishbone Diagram Penyebab Korosi pada Pipa Bagian Dalam

Berdasarkan pada gambar *fishbone* tersebut dapat dianalisis faktor-faktor penyebab korosi pada pipa berdasarkan *material*, *method*, *man*, *machine*, dan *environement* sebagai berikut:

a. *Material* (bahan)

Berdasarkan faktor *material* yang menyebabkan korosi pipa bagian dalam antara lain gas yang tidak bersih (terdapat partikel debu atau pasir) yang berasal dari sumur hal ini menyebabkan pipa semakin terkikis. Kemudian gas mengandung ikatan zat korosif seperti merkuri dan sulfur yang membuat gas rusak dan menyebabkan korosi pada pipa, gas basah karena adanya partikel air yang terkondensasi di alam pipa mampu mempercepat korosi. Serta tidak dilakukannya *detector* gas masuk sehingga zat-zat yang tidak seharusnya masuk dapat bercampur dengan gas.

b. *Method* (metode)

Berdasarkan faktor metode didapatkan penyebab korosi pipa bagian dalam antara lain tidak ada Tindakan *preventive maintenance*, prosedur yang tidak sesuai SOP menyebabkan kesalahan dalam melakukan pelapisan atau perlindungan anti korosi. Dan inspeksi yang kurang ketat menyebabkan korosi tidak terdeteksi.

c. *Man* (manusia)

Berdasarkan faktor manusia didapatkan penyebab korosi pipa bagian dalam antara lain *Team Maintenance* kurang melakukan pemantauan atau pemeliharaan, sehingga pipa tidak dilakukan pembersihan menyebabkan penumpukan kotoran. Dan kurang teliti dalam pengecekan sehingga tidak dilakukan antisipasi korosi.

d. *Machine* (mesin)

Berdasarkan faktor mesin didapatkan yang menyebabkan korosi pada pipa bagian dalam antara lain adanya tekanan listrik atau arus listrik yang juga berpengaruh terhadap korosi pipa, umur fasilitas yang terlalu tua menyebabkan pipa semakin rapuh dan rentan mengalami korosi, dan kurangnya perawatan pada mesin.

e. *Facility* (Fasilitas)

Berdasarkan faktor fasilitas didapatkan penyebab korosi pada pipa bagian dalam antara lain kualitas pipa yang buruk atau pipa mudah terkorosi, pemilihan pipa yang tidak sesuai standar atau tidak dilakukan pengecekan fasilitas atau uji coba untuk mengetahui tekanan yang cocok pada pipa, dan tidak ada inspeksi fasilitas.

f. *Environment* (lingkungan)

Berdasarkan faktor lingkungan didapatkan penyebab korosi pada pipa bagian dalam antara lain adanya oksigen dalam gas, dan tekanan atau aliran yang tinggi mampu mempercepat proses pengikisan material pipa oleh partikel yang mengalir.

4. **Analisis FMEA dan Penentuan Nilai RPN (*risk priority number*)**

Sesudah mengidentifikasi faktor penyebab kegagalan menggunakan diagram sebab akibat, dapat dilanjutkan dengan analisis teknik FMEA (*Failure Modes and Effects Analysis*). Teknik FMEA dilakukan dengan perhitungan mengalikan angka keparahan, angka kejadian, dan angka deteksi untuk mendapatkan nilai RPN (*Risk Priority Number*) untuk mengetahui prioritas penyebab terjadinya cacat. RPN dengan nilai maksimal menjadi penyebab yang sangat perlu untuk diatasi (Dewi & Yuamita, 2022).

Tabel 6. Penilaian Penyebab Korosi Pipa Gas dengan Metode FMEA

Faktor Penyebab Cacat	Penyebab Kecacatan	Kontrol yang diberikan	S	O	D	RPN
<i>Material</i>	Gas tidak bersih (ada partikel debu atau pasir), gas mengandung ikatan zat korosif, gas basah, tidak dilakukan <i>detector</i> gas masuk	Melakukan pembersihan rutin terhadap pipa agar tidak terjadi penumpukan kotoran, digunakan air kondensat agar gas tidak basah, melakukan pemantauan terhadap gas yang mengalir.	8	6	3	144
<i>Method</i>	Tidak ada tindakan <i>preventive maintenance</i> , prosedur tidak sesuai SOP, inspeksi kurang tepat	Melakukan pengawasan rutin dan pemeliharaan, menegur karyawan agar selalu bekerja sesuai SOP	6	5	4	120
<i>Man</i>	<i>Team Maintenance</i> kurang dalam melakukan pemeliharaan dan kurang teliti dalam pengecekan.	Melakukan pengawasan, meningkatkan kesadaran disiplin karyawan dan memastikan tindakan tegas ketika pelanggaran melewati aturan atau batas	7	3	6	126
<i>Machine</i>	Tekanan listrik, umur fasilitas terlalu tua, kurangnya perawatan mesin	Melakukan <i>grounding</i> , melakukan penjadwalan dan pemeriksaan mesin, dan rutin melakukan <i>maintenance</i> pipa	8	5	3	120
<i>Facility</i>	Kualitas pipa buruk, pemilihan pipa yang tidak sesuai standar, tidak ada inspeksi fasilitas	Melakukan uji coba pipa hingga mendapat tekanan yang sesuai, melakukan pengecekan atau inspeksi apakah terdapat <i>defect</i> pada pipa	8	3	5	120
<i>Environment</i>	Adanya oksigen dalam gas dan tekanan atau aliran tinggi	Melakukan deteksi dan pemantauan tekanan pipa	7	5	3	105

Berdasarkan tabel di atas terdapat 6 faktor utama penyebab kegagalan atau korosi pada pipa yaitu berdasarkan faktor bahan baku, metode, manusia, mesin, fasilitas, dan lingkungan. Dari hasil penilaian RPN, didapatkan prioritas penyebab terjadinya korosi pipa yaitu faktor *material* atau berasal dari gas. Dengan terjadinya Gas tidak bersih (ada partikel debu atau pasir), gas mengandung ikatan zat korosif, gas basah, tidak dilakukan *detector* gas masuk, dengan *rating severity* yaitu 8, *occurance* yaitu 6, dan *detection* yaitu 3, dengan total RPN sebesar 144. Faktor *material* akan dengan mudah dan berpengaruh besar terhadap terjadinya korosi pada pipa.

KESIMPULAN DAN SARAN

Perlu dilakukan pemantauan pada pipa agar tidak mengalami kerusakan, keretakan, korosi atau bahkan bocor. Dari hasil identifikasi penyebab korosi dapat diklasifikasikan ke dalam 6 faktor yaitu *material* (terkait gas), metode, manusia, mesin, fasilitas pipa, dan lingkungan. Setelah dilakukan analisis metode *Failure Mode Effects Analysis* (FMEA) didapatkan faktor penyebab korosi pipa bagian dalam sebagian besar akibat faktor *material* dengan total RPN sebesar 144. Perusahaan harus melakukan tindakan untuk mengendalikan atau memperlambat korosi dengan seleksi *material* dan desain, *Steam traps*, pemasangan *internal coating*, proteksi katodik anoda korban, atau melakukan *pigging*. Dapat dilakukan antisipasi terhadap penyebab korosi pada pipa baik bagian dalam maupun bagian luar guna meminimalisir adanya cacat pada pipa maupun gas.

DAFTAR REFERENSI

- Afradi, A., Lapisa, R., & Wahyudi, R. (2021). Pengaruh Perubahan Temperatur terhadap Laju Korosi pada Knalpot Motor. *Jurnal of Mechanical Electrical and Industrial Engineering*, 3(2), 59-68.
- Dewi, A. A., & Yuamita, F. (2022). Pengendalian Kualitas pada Produksi Air Minum Dalam Kemasan Botol 330 ml Menggunakan Metode *Failure Mode Effect Analysis* (FMEA) di PDAM Tirta Sembada. *Jurnal Teknologi dan Manajemen Industri Terapan*, 1(1), 15-21. <https://doi.org/10.55826/tmit.v1i1.4>.
- Hafydhz, I. A., Moralista, E., & Usman, D. N. (2018). Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (*Remaining Service Life / RSL*) Pada Jalur Pipa Transportasi Gas *Jumper* Simpang Brimob – NFG (*Non Flare Gas*) Mundu di PT Pertamina EP Asset 3 Jatibarang *Field* Kabupaten Indramayu Provinsi Jawa Barat. *Jurnal Prosiding Teknik Pertambangan*, 4(2), 647-657. <http://dx.doi.org/10.29313/pertambangan.v0i0.13349>.
- Khridamara, B., & Andesta, D. (2022). Analisis Penyebab Kerusakan *Head Truck*-B44 Menggunakan Metode FMEA dan FTA (Studi Kasus PT Bima, Site Pelabuhan

- Berlian). *Jurnal Serambi Engineering*, 7(3), 3303-3313. <https://doi.org/10.32672/jse.v7i3.4255>.
- Lestari, D. E., Pujiarta, S., & Utomo, S. B. (2016). Pemantauan Korosi pada Sistem Pendingin Sekunder Reaktor RSG-GAS Menggunakan *Coupon Corrosion*. *Prosiding Seminar Nasional Teknologi dan Aplikasi Reaktor Nuklir*, 125-131.
- Sirait, D. S., & Arwati, I. G. A. (2019). Analisa Sistem Proteksi Katodik Anoda Korban pada Jaringan Pipa *Onshore* Stasiun Penerimaan Gas Pagardewa. *Jurnal Teknik Mesin Mercu Buana*, 1-12. <https://dx.doi.org/10.22441/jtm.v8i3.5025>.
- Sugeng, M., Ismail, F. M., & Utomo, J. P. (2022). Analisis Perbedaan Laju Korosi Hasil Pengujian *Weight Loss* dan Polarisasi pada Pipa dengan Pengujian Korosi Standar ASTM G59 dan ASTM G31. *Jurnal Tera*, 2(1), 48-56. <http://jurnal.undira.ac.id/jurnaltera/article/view/148>.