



## Analisis Potensi Risiko Lingkungan Segmen Rivercrossing Pipa Penyalur Gas Diameter 30 Inchi Akibat Penipisan Ketebalan Karena Korosi Pada PT. XX Dengan Metode Pims

 Muhammad Yudi Masduky Sholihin<sup>a\*</sup>, Rifaldi Aljabbar<sup>b</sup>

Department of Industrial Engineering, University Pancasila, Indonesia

### INFORMASI

 Informasi artikel:  
 Disubmit 28 Januari 2023  
 Direvisi 17 Februari 2023  
 Diterima 23 Maret 2023  
 Tersedia Online 12 April 2023

 Kata Kunci:  
 ARL  
 RBM  
 PIMS  
 Matriks Risiko

### ABSTRAK

Mengingat pentingnya fungsi jaringan pipa dalam mengalirkan gas, maka diperlukan analisis potensi risiko lingkungan agar jaringan pipa tersebut selalu berada dalam kondisi siap menjalankan fungsinya sebagai jaringan transmisi, dan terhindar dari kebocoran gas yang merusak lingkungan khususnya pipa penyalur di area *rivercrossing*. Metoda yang digunakan untuk mengatasi persoalan tersebut *Pipeline Integrity Management System* (PIMS). Parameter yang kritikal digunakan *risk assessment* menurut Kent W Muhlbauer dan matriks interval inspeksinya. Hasil penelitian ini, diketahui *pipeline* yang paling kritikal yaitu segmen 14. Dari pembahasan melalui metode kuantitatif didapatkan model  $ta = -0,0343T^2 + 0,1577 + 17,356$  dimana fungsi  $y$  adalah ketebalan actual dan fungsi  $T$  adalah periode. koefisien determinan  $R^2$  yaitu sebesar 0,8571 berarti 85,71% pengaruh nilai risiko penurunan ketebalan karena korosi yang akan menjadi potensi kebocoran dan mempengaruhi pencemaran lingkungan sungai dipengaruhi oleh laju korosi per tahun pada pipeline area *rivercrossing* sebesar 0,060 mm/tahun dengan ketebalan terakhir di tahun 2017 sebesar 17,26 mm, dimana ketebalan awalnya sebesar 17,3 mm pada tahun 2013. Sisanya sebesar 14,29% dipengaruhi oleh faktor lain seperti pengaruh cacat material pengaruh alam seperti gempa kerusakan akibat pihak ketiga dan lain-lain. Sedangkan nilai koefisien korelasi  $R$  sebesar 0,925797 lebih besar dari nilai  $R$  tabel sebesar 0,878 dari signifikansi sebesar 95% berarti data ini valid. Hasil perhitungan Potensi risiko kemungkinan terjadi *failure* (PoF) pada level 92,10 kategori D dan (CoF) berada pada level 8, dan berada pada kategori kekritisan di *High Risk* dengan *confidence Level* di 3, maka dilakukan strategi pemeliharaan dengan metode PIMS dengan melakukan inspeksi setiap 4 tahun sekali.

Journal of Systems Engineering and Management is licensed under a Creative Commons Attribution-ShareAlike 4.0 International License (CC BY-SA).



### 1. Pendahuluan

Mengingat pentingnya kemampuan jaringan pipa dalam pengiriman gas, diperlukan metodologi khusus agar jaringan pipa ini selalu dalam kondisi siap untuk menjalankan fungsinya sebagai perusahaan transmisi. Ada beberapa metoda yang digunakan agar suatu jaringan pipa tetap dapat mengalirkan gas bumi dengan baik dan aman, diantaranya adalah metode IMR yaitu *inspection* (pengawasan), *maintenance* (pemeliharaan) dan *repair* (perbaikan jika dibutuhkan). Hanya saja teknik ini tidak memiliki kombinasi informasi dan data yang bagus sehingga kecewaan pada saluran pipa tidak dapat dihindarkan. Untuk mengatasi persoalan tersebut selanjutnya dapat digunakan metode *Pipeline Integrity Management System* (PIMS) agar dapat digunakan sehingga jaringan pipa gas dapat mensirkulasikan gas yang mudah terbakar secara tepat dan aman, sebagai contoh: Pencemaran Lingkungan Akibat Kebocoran Pipa Gas PT Chevron yang saat ini menjadi Pertamina hulu rokan terhadap kebocoran pipa-pipa gas yang menyebabkan pencemaran lingkungan di Riau pada tahun 2010.

*Pipeline integrity management system* adalah salah satu sistem manajemen yang digunakan untuk sistem jaringan pipa berdasarkan risiko agar jaringan pipa tersebut dapat mengalirkan *fluida* dengan handal dan aman. Sistem ini khusus dikembangkan untuk operator *pipeline* dengan tujuan mengontrol *integrity* struktur dari jaringan pipa. Operator *pipeline* tersebut pada awalnya melakukan simulasi atau pemodelan. *Pemodelan integrity management system* adalah pendekatan atau simulasi yang dilakukan melalui proses *assessment* yang berkelanjutan dari suatu sistem, baik dari segi desain, konstruksi, operasi, pemeliharaan yang sesuai dengan obyek yang direpresentasikan. Dengan mengacu pada Permen ESDM no. 32 tahun 2021 tentang Keselamatan Instalasi Migas bahwa Maintenance instalasi dan/ peralatan yang telah beroperasi bisa dilakukan berdasarkan hasil analisis risiko (RBI). Selain pelaksanaan Inspeksi Teknis dan Pemeriksaan Keselamatan, Inspeksi Teknis dan Pemeriksaan Keselamatan wajib dilakukan pada saat pengujian unjuk kerja (*Performance Test*) [1].

Pipa terbuat dari *Carbon steel* berhubungan dengan air maka akan terjadi korosi yang berakibat penipisan pada pipa, untuk mendeteksi pipa yang korosi tersebut maka dilakukan

<sup>a</sup>Penulis korespondensi

 alamat e-mail: [yudi\\_m\\_s@univpancasila.ac.id](mailto:yudi_m_s@univpancasila.ac.id)  
<http://dx.doi.org/10.36055/joseam.v2i1.18973>

pengukuran ketebalan yang bertujuan untuk mendeteksi penipisan akibat korosi yang disebabkan oleh air. Di pipa tersebut diukur menggunakan alat uji tak rusak/*Non Destructive Testing* (NDT), hasil pengukuran tersebut dihitung laju korosinya dengan cara mendapatkan data ketebalan awal yaitu pada tahun 2013, dengan rumus = ketebalan aktual akhir – ketebalan aktual awal dibagi dengan waktu pengukuran di kurangi waktu tahun pengukuran awal. Rumus ini diambil dari *standard API 570 (American Petroleum Institut)*. Ketebalan aktual awal – ketebalan maksimum awal dibagi tahun diantara umur ketebalan awal dan ketebalan maksimum”, setelah itu dilakukan perhitungan sisa umur pakai (*remaining life*) “ketebalan aktual – ketebalan minimum yang dipersyaratkan dibagi *corotion rate*”, dari angka hasil perhitungan *remaining life* tadi dibuat data tabulasi tabel, kemudian merujuk ke *Standard Operation Prosedure (SOP)* perusahaan dimana untuk mendapatkan nilai *Probability Of Failure (POF)* sebagai berikut memilih ketebalan dari hasil pengukuran pipa Tertipis Aktual (ta) dalam menghitung laju korosi.

**2. Metode Penelitian**

**2.1. Objek Penelitian**

Objek Penelitian ini adalah pipeline segmen area rivercrossing yang terjadi akibat pipa yang mengangkat keluar permukaan pada segmen 14 pada PT. XX untuk melakukan analisis potensi risiko lingkungan akibat penipisan ketebalan karena korosi dengan metode Pipeline Integrity Management System untuk mengetahui trend laju korosi per tahunnya agar bisa dilakukan inspeksi pada pipa gas pada PT. XX

**2.2. Pengumpulan Data**

Penelitian ini menggunakan data primer yang diperoleh dari hasil wawancara terhadap salah satu karyawan pada PT. Mastra Rekin, dan data sekunder berupa soft copy pada tahun 2021 dari instansi terkait. Pengolahan data dilakukan dari hasil PoF x CoF , RBI, dan Matriks Interval Inspeksi, serta laju korosi per tahun kemudian dilakukan perhitungan data kuantitatif menggunakan metode Pipeline Integrity Management System. Analisis dilakukan agar dapat diketahui inspeksi per tahunnya dan laju korosi per tahunnya pada pipeline area rivercrossing. Dari hasil pengolahan data yang telah dilakukan selanjutnya pengujian data menggunakan analisa regresi linear.

**3. Tinjauan Pustaka**

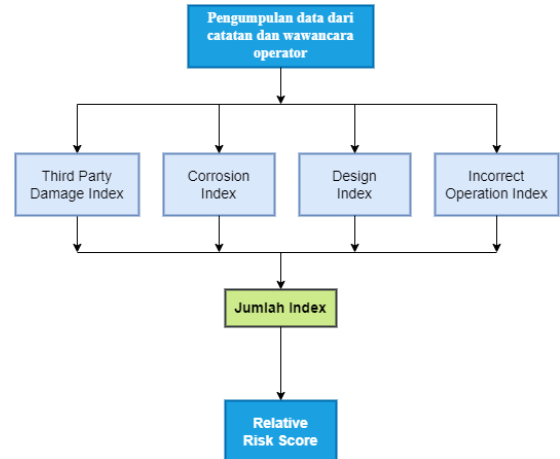
**3.1. Pipeline Integrity Management System (PIMS)**

Pipeline Integrity Management System adalah salah satu sistem manajemen yang digunakan untuk sistem jaringan pipa berdasarkan resiko agar jaringan pipa tersebut dapat mengalirkan fluida dengan handal dan aman. Sistem ini khusus dikembangkan untuk operator pipeline dengan tujuan mengontrol integrity struktur dari jaringan pipa [2].

**3.2. Risk Assessment menurut Kent W Muhlbauer**

Menurut model ini, tingkat resiko keselamatan pada sistem perpipaan dipengaruhi oleh faktor propabilitas dan konsekuensi [3]. Pada Gambar 2.1 data-data yang dikumpulkan dipecah menjadi empat indeks. Keempat indeks tersebut sesuai dengan kategori tipikal kegagalan kecelakaan

pipeline. Artinya, setiap indeks mencerminkan area umum yang secara historis telah dikaitkan dengan kecelakaan pipeline. Dengan mempertimbangkan setiap item atau parameter dalam setiap indeks, kemudian evaluator akan memberikan nilai.



**Gambar 1.** Komponen Risk Rating menurut Kent W Muhlbauer

Sumber : Buku Kent w Muhlbauer *third edition*

**3.2.1. Parameter Probability of Failure (PoF) menurut Kent W Muhlbauer**

Review data desain, data operasi, data korosi atau data kegagalan/kerusakan, data pemeriksaan rutin dan pemeriksaan aktual lapangan yang dilakukan oleh inspektur sebagai dasar penilaian profil risiko terhadap pipeline. Maka dari itu, mengikuti referensi Pipeline Risk Assessment menurut Kent Muhlbauer, maka dari itu untuk mengevaluasi kondisi eksisting implemmentasi PIMS terdapat empat komponen penting untuk menentukan Pof yang menjadi ancaman terhadap pipeline adalah sebagai berikut [4]:

1. *Third Party Damage Index*

parameter yang dapat digunakan untuk mengevaluasi *third party index* adalah:

**Tabel 1.**

Parameter *Third Party Damage Index*

No	Parameter
1	<i>Minimum Depth of Cover</i>
2	<i>Level Activity</i>
3	<i>Aboveground Facility</i>
4	<i>Line Location</i>
5	Edukasi Publik
6	Kondisi ROW
7	Frekuensi Patroli

Sumber : Buku Kent w Muhlbauer *third edition*

2. *Corrosion Index*

Parameter yang dapat digunakan untuk mengevaluasi *corrosion index* ditunjukkan pada Tabel 2. di bawah ini:

**Tabel 2.**

Parameter Corrosion Index

No	Parameter
1	Atmospheric Exposure
2	Atmospheric Type
3	Atmospheric Coating
4	Product Corrosion
5	Internal prevention
6	Soil Corrosivity
7	Cathodic Protection
8	Coating Corrothion

Sumber : Buku Kent w Muhlbauer *third edition*

3. *Design Index*

Parameter yang dapat digunakan untuk mengevaluasi *design index* seperti terlihat pada [Tabel 3.](#) di bawah ini :

**Tabel 3.**

*Design Index*

No	Parameter
1	Safety Factor
2	Fatigue
3	Surge Potentian
4	Int. Verification
5	Land Movement

Sumber : Buku Kent w Muhlbauer *third edition*

4. *Incorrect Operation Index*

Parameter yang digunakan untuk mengevaluasi Indeks Kerusakan adalah, seperti terlihat pada [Tabel 4.](#) di bawah ini :

**Tabel 4.**

*Incorrect Operation Index*

No	Parameter
1	Hazard Identification
2	MOP Potential
3	Sistem Pengamanan
4	Material Design
5	Pemeriksaan Design
6	Inspeksi (konstruksi)
7	Inspeksi Material (konstruksi)
8	Joint Construction
9	Backfill Construction
10	Handling Construction
11	Coating Construction
12	Prosedur Operasi
13	SCADA Operation
14	Drug Test

No	Parameter
15	Safety Program

Sumber : Buku Kent w Muhlbauer *third edition*

3.3. Menghitung Nilai pada *Consequence of Failure (CoF)*

*Consequence of Failure* adalah estimasi dalam hal nilai hasil pertaruhan perangkat keras. Pemeriksaan hasil dalam penilaian antarmuka Pemrograman API RBI selesai untuk membantu membuat Penempatan instrumen sesuai indikasi risiko. Perkiraan Hasil ini digunakan untuk membantu fokus untuk program penilaian. Ada 2 strategi dalam pemeriksaan hasil, yaitu level 1 dan 2. Pemeriksaan hasil level 1 lebih mudah dan digunakan untuk fluida itu terkandung dalam daftar fluida representatif yang diberikan oleh API 581, meskipun pemeriksaan hasil level 2 lebih lengkap Terlebih lagi, dapat digunakan untuk fluida yang lebih luas cakupannya dan tidak diberikan dalam daftar fluida representatif. pemeriksaan tingkat 2 demikian juga digunakan dalam hal hasil ujian dari tingkat 1 tidak sah atau perangkat memiliki fluida dalam 2 tahap. Berikut merupakan Faktor untuk menghitung nilai *Consequence of Failure (CoF)*:

1. Dampak Keselamatan
  - Faktor Kerugian Produk

**Tabel 5.**

Nilai CoF pada Faktor Kerugian Produk

Kriteria	Nilai
Pipeline tidak beroperasi, memiliki preservasi yang baik	1
Pipa berdiameter kurang dari 6 inci	2
Pipa berdiameter 6 inci sampai 12 inci	3
Pipa lebih besar dari 12 inci dengan diameter 24 inci	4
Pipa lebih besar dari 24 inci diameter	5

Sumber : Buku Kent w Muhlbauer *third edition*

- Faktor Tekanan

**Tabel 5.**

Nilai CoF pada Faktor Tekanan

Kriteria	Nilai
Tekanan kurang dari 16 barg (232 psig)	1
Tekanan 16 barg (232 psig) hingga 40 barg (580 psig)	2
Tekanan lebih besar dari 40 barg (580 psig) hingga 80 barg (1160 psig)	3
Tekanan lebih besar dari 80 barg (1160 psig) hingga 120 barg (1740,45 psig)	4
Tekanan lebih besar dari 120 barg (1740,45psig)	5

Sumber : Buku Kent w Muhlbauer *third edition*

- Faktor Sifat Mudah Terbakar

**Tabel 6.**

Nilai CoF pada Faktor Sifat Mudah Terbakar

Kriteria	Nilai
Tidak mudah terbakar, Nf = 0	1
FP > 200°F, NF = 1	2
100°F < FP < 200°F, Nf = 2	3
FP, 100°F dan BP < 100°F, Nf = 3	4
FP < 73°F dan BP < 100°F, Nf = 4	5

Sumber : Buku Kent w Muhlbauer *third edition*

- Faktor Toxicity

**Tabel 7.**

Nilai CoF pada Faktor Toxicity

Kriteria	Nilai
Nh = 0 Tidak ada bahaya di luar yang mudah terbakar biasa	1
Nh = 1 Hanya cedera residual kecil yang mungkin terjadi	2
Nh = 2 perhatian medis segera diperlukan untuk menghindari ketidakmampuan sementara	3
Nh = 3 Bahan menyebabkan cedera serius sementara	4
Nh = 4 paparan menyebabkan kematian atau cedera besar	5

Sumber : Buku Kent w Muhlbauer *third edition*

2. Dampak Lingkungan

- Faktor Daerah Dampak

**Tabel 8.**

Nilai CoF pada Faktor Daerah Dampak

Kriteria	Nilai
Skala lokal (wilayah langsung). Dampak sementara (hari)	1
Terlokalisir (<1 km <sup>2</sup> ). Jangka pendek dampak (minggu)	2
Dampak skala sedang (1-10 km <sup>2</sup> ). Dampak jangka pendek (bulan)	3
Dampak skala sedang (1-10 km <sup>2</sup> ). Dampak jangka pendek (tahun)	4
Dampak skala besar (>10 km <sup>2</sup> ). Jangka panjang dampak (dekade)	5

Sumber : Buku Kent w Muhlbauer *third edition*

- Faktor Isi Produk

**Tabel 9.**

Nilai CoF pada Faktor Isi Produk

Kriteria	Nilai
Air	1
Gas alam	2
Gas beracun dan/atau mudah terbakar kecuali gas alami	3
Air terproduksi dan beracun dan/atau cairan yang mudah terbakar kecuali minyak mentah dan fraksinasi berat	4
Minyak mentah dan fraksiat berat	5

Sumber : Buku Kent w Muhlbauer *third edition*

- Faktor Kuantitas yang Dikeluarkan

**Tabel 10.**

Nilai CoF pada Faktor Kuantitas yang Dikeluarkan

Kriteria	Nilai
Pipa gas atau air ditutup (pembersih atau diisi air)	1
Pipa < 6 inci diameter atau pipa air terproduksi atau ditutup (produk sejalan pada tekanan ambien)	2
Diameter pipa > 6 inci	3
Pipeline > 12 dalam NB atau ditutup (lini produk dalam tekanan rendah)	4
Pipa minyak > 24 inci diameter atau ditutup (lini produk dalam tekanan tinggi)	5

Sumber : Buku Kent w Muhlbauer *third edition*

3. Faktor Dampak Ekonomi

**Tabel 11.**

Nilai CoF pada Faktor Dampak Ekonomi

Kriteria	Nilai
Dampak minimal terhadap masalah apa pun, 0-1% kehilangan produksi, perbaikan kecil	1
1-10% produksi/keuangan kerugian, perbaikan tipikal di darat, tipikal riser memperbaiki	2
11-20% produksi/kerugian finansial, perbaikan tipikal lepas pantai, perbaikan besar di darat	3
21-30% produksi/kerugian finansial, perbaikan tipikal lepas pantai, perbaikan tipikal besar	4
31-50% produksi/kerugian finansial, perbaikan pipa dan fasilitas	5

Sumber : Buku Kent w Muhlbauer *third edition*

4. Faktor Dampak Reputasi

**Tabel 12.**

Nilai CoF pada Faktor Dampak Reputasi

Kriteria	Nilai
Penyebutan lokal hanya dengan cepat melupakan kebebasan untuk beroperasi tanpa terpengaruh	1
Pers daerah/rumor lokal. Jangka pendek kepedulian lokal. Beberapa berdampak pada aset tingkat kegiatan non produksi	2
Pers regional & liputan TV regional/rumor nasional	3
Pers nasional & liputan TV nasional	4
Pers internasional & liputan TV internasional. Dampak merek jangka panjang.	5

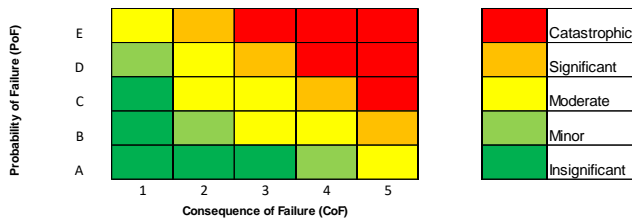
Sumber : Buku Kent w Muhlbauer *third edition*

3.4. Risk Based Inspection

Inspeksi berbasis risiko (RBI) adalah metode penilaian risiko yang digunakan oleh untuk mengembangkan rencana atau program inspeksi berdasarkan risiko kegagalan dan konsekuensi dari kegagalan peralatan. Pemeriksaan berbasis risiko adalah proses manajemen yang berfokus pada risiko

kegagalan akibat kerusakan serius pada (API RP 580, 2009)[10]. Pada metode ini dilakukan penilaian risiko sebesar dengan menghitung risiko sebagai berikut [6]:

$$\text{Risk} = \text{PoF} \times \text{CoF} \quad (1)$$



Gambar 2. Matriks Risk Assessment  
Sumber: SOP RBI RMI 01-10/20

3.4.1. Matriks Interval Inspeksi

Tabel 13.

Matrix Interval Inspeksi

Kategori Kekritisan	Confidence Level			
	4	3	2	1
5E	1	2	6	N/A
4E,5D	HighRisk	2	4	6
3E,4D,5C		3	4	6
2E,3D,4C,5B	Medium Risk	4	4	8
1E,2D,3C,4B,5A		4	6	8
1D,2C,3B,4A		6	6	10
1C,2B,3A		6	8	10
1B,2A	LowRisk	8	10	10
1A		8	10	15

Sumber: SOP RBI RMI 01-10/20

Indeks Angka Keyakinan (Confidence Factor) [7].

- Level 4 = Tidak ada keyakinan atau tidak ada data.
- Level 3 = Deteriorasi dapat diprediksi dan data tidak lengkap.
- Level 2 = Deteriorasi dapat diprediksi, data cacat diterima standar dan data lengkap.
- Level 1 = Tidak ada mekanisme terjadinya kegagalan yang aktif, lingkungan operasi yang stabil dan data lengkap.

3.5. Pengendalian Risiko (Risk Control)

Manajemen risiko adalah penghilangan atau pengurangan bahaya yang dilakukan sedemikian rupa sehingga bahaya tersebut tidak menimbulkan risiko bagi pekerja [8].



Gambar 3. Hirarki Pengendalian Risiko  
Sumber: b2w-indonesia.or.id

Ada 5 hirarki dalam pengendalian risiko untuk meminimalisir bahaya adalah sebagai berikut:

- Eliminasi**, menghilangkan kegiatan berbahaya untuk tujuan melindungi pekerja seperti bahaya bahan kimia, bahaya ergonomis, bahaya kebisingan, dll.
- Substitusi**, mengganti aktivitas berbahaya dengan aktivitas yang lebih aman.
- Pengendalian Teknik**, dengan melakukan engineering control dengan memodifikasi peralatan kerja, mesin, atau lingkungan kerja yang dapat mencederai pekerja.
- Pengendalian Administrasi**, menerapkan peringatan berupa petunjuk, tanda, prosedur, peraturan dan label untuk meningkatkan kesadaran akan adanya bahaya di area kerja.
- APD (Alat Pelindung Diri)**, Pengendalian risiko diterapkan bagi pekerja melalui penggunaan APD yang sesuai dengan standar keselamatan dan keamanan guna mengurangi risiko bahaya dari lingkungan.

3.6. Perhitungan Laju Korosi

Laju korosi adalah laju di mana logam hilang karena reaksi dengan lingkungan setiap kali satuan waktu pada permukaan tertentu [9].

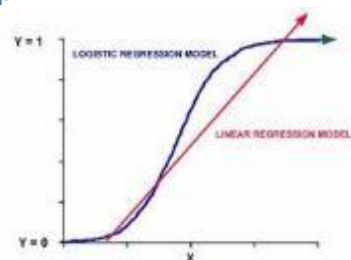
$$\text{Laju Korosi (CR)} = \frac{t_{\text{initial}}(\text{mm}) - t_{\text{actual}}(\text{mm})}{\Delta t (\text{years})} \quad (2)$$

Keterangan:

- Corrosion Rate = Laju Korosi (mm/tahun)
- t initial = Ketebalan actual awal di Mill Certificate 17.5 mm.
- t actual = Nilai ketebalan hasil pengukuran saat pemeriksaan terakhir (mm)
- ΔT = Waktu antara t previous dan t actual (tahun).

3.7. Regresi Linier Determinasi (R<sup>2</sup>) dan Korelasi (R)

Menurut Sugiyono dan Susanto [10] koefisien korelasi digunakan untuk mengukur kekuatan hubungan secara linier antara dua variabel. Jika nilai R semakin mendekati 1,00 maka tingkat hubungan antara dua variabel semakin kuat. Fungsi dilakukan uji koefisien dan determinasi adalah untuk menguji kevalidan data dan untuk melihat trend kenaikan korosinya per tahun [11].



Gambar 4. Menghitung Koefisien Determinasi (R<sup>2</sup>) dan Koefisien Korelasi (R)

Sumber: taufiqurrohman.files.wordpress.com

#### 4. Hasil dan Pembahasan

##### 4.1. Analisa Penilaian PoF pada *Third Party Index*

Tabel 14.

*Third Party Index*

No.	Segmen (KP)	Third Party Index														Jumlah Nilai
		Depth Cover		Activity Level (AL)		Aboveground Facility (AF)		Line Location (LL)		Public Education (PE)		Kondisi ROW		Patroli (P)		
		Min	Nilai	AL	Nilai	AF	Nilai	LL	Nilai	PE	Nilai	ROW	Nilai	P	Nilai	
1	2	1,114	14,62	Low	15	Underground	10	N/A	0	N/A	0	Below Average	1	1x/bln	4	44,620
2	6	1,119	14,69	Low	15	Underground	10	N/A	0	N/A	0	Below Average	1	1x/bln	4	44,687
3	9	1,108	14,54	Low	15	Underground	10	N/A	0	N/A	0	Below Average	1	1x/bln	4	44,540
4	12	1,122	14,72	Medium	8	Underground	10	N/A	0	N/A	0	Below Average	1	1x/bln	4	37,723
<b>5</b>	<b>14</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>	<b>Low</b>	<b>15</b>	<b>Aboveground</b>	<b>0</b>	<b>N/A</b>	<b>0</b>	<b>N/A</b>	<b>0</b>	<b>Below Average</b>	<b>1</b>	<b>1x/bln</b>	<b>4</b>	<b>20,000</b>
6	15	1,101	14,45	Low	15	Underground	10	N/A	0	N/A	0	Below Average	1	1x/bln	4	44,450
7	18	1,117	14,66	Medium	8	Underground	10	N/A	0	N/A	0	Below Average	1	1x/bln	4	37,660
8	19	1,113	14,60	Low	15	Underground	10	N/A	0	N/A	0	Below Average	1	1x/bln	4	44,603
9	21	1,141	14,97	Medium	8	Underground	10	N/A	0	N/A	0	Below Average	1	1x/bln	4	37,973

Sumber: Pengolahan Data

##### 4.2. Analisa Penilaian PoF pada *Corrosion Index*

Tabel 15.

*Corrosion Index*

Segmen (kp)	corrosion index																		Jumlah Nilai
	Atmospheric Corrosion						Internal Corrosion						Subsurface Corrosion						
	Exposures		Type		Coating		Product		Prevention		Soil Corrosivity		Cathodic Protection		Coating				
	Exp.	N	Type	N	Coating	N	PC	N	IP	N	Env.	N	CP	N	Interf. Pot.	N	Coating	N	
2	None	5	swamp	0,8	Good	3	Corr*	0	None	10	N/A	0	N/A	0	None	4	Pair	2,5	25,3
6	None	5	swamp	0,8	Good	3	Corr*	7	None	0	N/A	0	N/A	0	None	4	Pair	2,5	22,3
9	None	5	No Exp.	2	Good	3	Corr*	7	None	0	N/A	0	N/A	0	None	4	Pair	2,5	23,5
12	None	5	swamp	0,8	Good	3	Corr*	7	None	0	N/A	0	N/A	0	None	4	Pair	2,5	22,3
<b>14</b>	<b>Water interface</b>	<b>0</b>	<b>Chemical &amp; low</b>	<b>1,6</b>	<b>Good</b>	<b>3</b>	<b>Corr*</b>	<b>7</b>	<b>None</b>	<b>0</b>	<b>N/A</b>	<b>0</b>	<b>N/A</b>	<b>0</b>	<b>AC</b>	<b>0</b>	<b>Pair</b>	<b>2,5</b>	<b>14,1</b>
15	None	5	No Exp.	2	Good	3	Corr*	7	None	0	N/A	0	N/A	0	AC	0	Pair	2,5	19,5
18	None	5	No Exp.	2	Good	3	Corr*	7	None	0	N/A	0	N/A	0	None	4	Pair	2,5	23,5
19	None	5	swamp	0,8	Good	3	Corr*	7	None	0	N/A	0	N/A	0	None	4	Pair	2,5	22,3
21	None	5	No Exp.	2	Good	3	Corr*	7	None	0	N/A	0	N/A	0	None	4	Pair	2,5	23,5

Sumber: Pengolahan Data

##### 4.3. Analisa Penilaian PoF pada *Design Index*

Tabel 16.

*Design Index*

Segmen (KP)	Design Index											Jumlah Nilai
	Safety	Factor	Fatigue		Surge	Potential Int.	Verification	Land	Movement			
	DP/MOP	Nilai	Fatigue	Nilai	Prob.	Nilai	IV	Nilai	PE	Nilai		
2	✓	1,00	0	N/A	14	High	0	H<1	0	Low	10	24
6	✓	1,00	0	N/A	14	High	0	H<1	0	Low	10	24
9	✓	1,00	0	N/A	14	High	0	H<1	0	Low	10	24
12	✓	1,00	0	N/A	14	High	0	H<1	0	Low	10	24
<b>14</b>	✓	<b>1,00</b>	<b>0</b>	<b>River crossing</b>	<b>9</b>	<b>High</b>	<b>0</b>	<b>H&lt;1</b>	<b>0</b>	<b>Low</b>	<b>10</b>	<b>19</b>
15	✓	1,00	0	N/A	14	High	0	H<1	0	Low	10	24
18	✓	1,00	0	N/A	14	High	0	H<1	0	Low	10	24
19	✓	1,00	0	N/A	14	High	0	H<1	0	Low	10	24
21	✓	1,00	0	N/A	14	High	0	H<1	0	Low	10	24

Sumber: Pengolahan Data

4.4. Analisa Penilaian PoF pada *Incorrect Operation Index*

Tabel 17.

Tabel 18.

*Incorrect Operation Index*

Segmen	A.Design						B.Material				
	Hazard	MOP Pot	Safety	Material	Pemeriksaan	Inspeksi	Material	Joint	Backfill	Handling	Coating
2	4	5	6	2	2	10	2	2	2	2	2
6	4	5	6	2	2	10	2	2	2	2	2
9	4	5	6	2	2	10	2	2	2	2	2
12	4	5	6	2	2	10	2	2	2	2	2
14	4	5	6	2	2	10	2	2	2	2	2
15	4	5	6	2	2	10	2	2	2	2	2
18	4	5	6	2	2	10	2	2	2	2	2
19	4	5	6	2	2	10	2	2	2	2	2
21	4	5	6	2	2	10	2	2	2	2	2

Prosedur	C.Operasi						D. Pemeliharaan				Jumlah Nilai
	SCADA	Drug Test	Safety	Survey	Training	Mec. Prev	Doc	Sch	Proc		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39

Sumber: Pengolahan Data

4.5. Analisa Penilaian *Consequence Of Failure (CoF)*

Tabel 19.

Penilaian CoF

No	Faktor	Sub-Faktor	Data	Kriteria	Level	Sub-Nilai	Nilai
1	Dampak Keselamatan	Kerugian Produk	Diameter pipa 30 inci	Pipa lebih besar dari 24 inci diameter	5	13	8
		Faktor Tekanan	Tekanan Operasi 825 psig	Tekanan lebih besar dari 40 barg (580 psig) hingga 80 barg (1160 psig)	3		
		Sifat mudah terbakar	Nilai FP 580 C (1076 F)	FP>200F, NF = 1	2		
		Toxicity	Kandungan gas alam yang kering nya dibawah 5000 Ppm(<5%)	Nh = 2 perhatian medis segera diperlukan untuk menghindari Ketidakmamp an sementara	3		
2	Dampak lingkungan	Daerah Dampak	Dampak pada Pipa pada 10Km	Dampak skala sedang (1-10 km <sup>2</sup> ). Dampak jangka pendek (bulan)	3	10	
		Penahanan Produk	Gas Alam Kering	Gas alami	2		
		Kuantitas Rilis	Diameter pipa 30 inci	Pipa minyak > 24 inci diameter atau ditutup (lini produk dalam tekanan tinggi)	5		
3	Dampak Ekonomi	-	Dampak kerugian ekonomi sekitar 50%	31-50% produksi/kerugian finansial, perbaikan pipa dan fasilitas	5	5	
4	Dampak Reputasi	-	Sudah ada liputan TV Nasional	Pers nasional & liputan TV nasional	4	4	

Sumber: Pengolahan Data

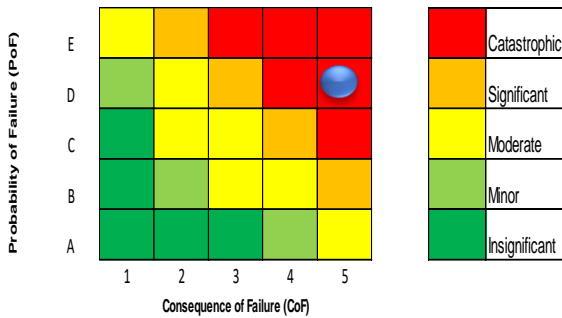
4.6. Analisa Risiko

1. Probability of Failure

Berdasarkan pada parameter *Third Party Index*, *Corrosion Index*, *Design Index*, dan *Incorrect Index* terhadap segmen *pipeline*, maka secara keseluruhan hasil akumulasinya berada pada kisaran kategori D (80 s.d 159).

2. Consequence of Failure

Berdasarkan konsekuensi kegagalan (*Consequence of Failure*) pada pipeline milik PT. XX, dengan *value* di nilai 8. Oleh karena pipeline ini adalah satu-satunya *pipeline* yang mengalirkan gas di sepanjang segmen dari segmen 2, 6, 9, 12, 14, 15, 18, 19, dan 21 segmen, maka nilai CoF ini sama di semua segmen.



Gambar 5. Matriks Risk Assessment

Sumber: Pengolahan Data

Keterangan:

- 1 : 36 – 45                      A : 320 – 400
- 2 : 27 – 35                      B : 240 – 319
- 3 : 18 – 26                      C : 160 – 239
- 4 : 9 – 17                        D : 80 – 159
- 5 : 1 – 8                         E : 1 – 79

4.7. Hasil Analisa Matriks Interval Inspeksi

Kesimpulan pada Tabel 20. dilihat pada kategori kekritisan berada di level *high risk* dan memakai *confidence* pada level tiga karena deteriorasi dapat diprediksi dan data tidak lengkap. Pada segmen *rivercrossing* pada *pipeline* di dapatkan hasil 4 tahun sekali untuk melakukan perbaikan pada *pipeline*.

Tabel 20.

Matriks Interval Inspeksi

Kategori Kekritisan	Confidence Level			
	4	3	2	1
5E	1	2	6	N/A
4E,5D	High Risk	2	4	6
3E,4D,5C		3	4	6
2E,3D,4C,5B	Medium Risk	4	4	8
1E,2D,3C,4B,5A		4	6	8
1D,2C,3B,4A		6	6	8
1C,2B,3A	Low Risk	6	8	1
1B,2A		8	10	1
1A		8	10	1

Sumber: Pengolahan Data

4.8. Usulan Perbaikan dengan Hirarki Pengendalian Risiko

Adapun pengendalian yang dilakukan untuk penanggulangan risiko pada pipeline dilihat berdasarkan perhitungan PoF x CoF di atas. Berdasarkan Tabel Matriks Interval Inspeksi di dapat kategori kekritisan berada di level *high risk* pada area *rivercrossing*. Hal ini dikarenakan mengangkatnya pipa pada segmen ke- 14 ke area dasar permukaan sungai sehingga pipa terlihat. Karena kondisi pipa hanya terangkat ke atas ke area permukaan tanah, maka dari itu perlu dilakukan pengendalian risiko menggunakan **metode substitusi** yang dimana pipa harus dikubur kembali ke dasar permukaan tanah yang telah ditentukan tingkat kedalamannya ± 2m. Langkah tersebut cukup efektif agar jaringan pipa tidak terganggu dan kondisi pipa tidak mengalami karat yang berlebih akibat korosi oleh air.

4.9. Analisa Menghitung Laju Korosi

Diketahui survei sebelumnya dilaksanakan pada tahun 2013 dan dilakukan survei kembali pada tahun 2017. Untuk mengetahui nilai korosi dari setiap *pipeline* di dapatkan perhitungan menggunakan rumus laju korosi berikut:

$$CR = \frac{17,5 - 17,26}{4}$$

$$CR = 0,060 \text{ mm/tahun}$$



**Tabel 21.**Nilai Laju Korosi pada *Pipeline Rivercrossing*

No	Parts	ti	Posisi Pengujian Ketebalan (mm)				ta min	CR (mm/ Tahun)
			Jam 12	Jam 3	Jam 6	Jam 9		
1	DIA.30"	17.5	17.46	17.45	17.54	17.42	17.42	0.020
2	DIA.30"	17.5	17.35	17.50	17.52	17.47	17.35	0.037
3	DIA.30"	17.5	17.83	17.33	17.48	17.54	17.33	0.043
4	DIA.30"	17.5	17.49	17.45	17.41	17.51	17.41	0.023
5	<b>DIA.30"</b>	<b>17.5</b>	<b>17.26</b>	<b>17.39</b>	<b>17.45</b>	<b>17.57</b>	<b>17.26</b>	<b>0.060</b>
6	DIA.30"	17.5	17.56	17.46	17.57	17.44	17.44	0.015
7	DIA.30"	17.5	17.50	17.48	17.53	17.48	17.48	0.005
8	DIA.30"	17.5	17.50	17.48	17.53	17.48	17.48	0.005
9	DIA.30"	17.5	17.58	17.59	17.43	17.58	17.43	0.018

Sumber: Pengolahan Data

#### 4.10. Analisa Regresi Linier

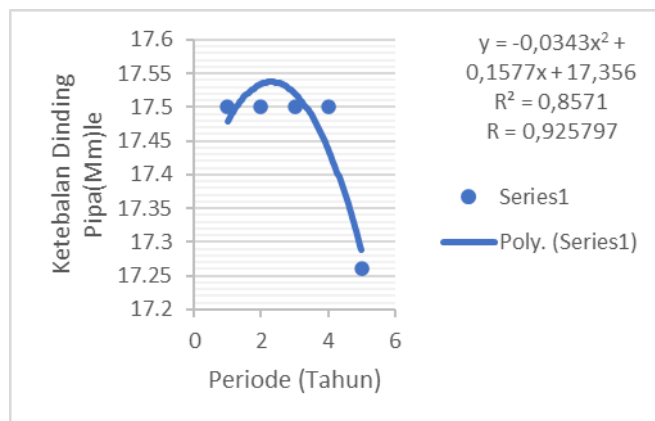
Pada *pipeline* area *rivercrossing* mengalami korosi terutama pada segmen ke-14 yang mengangkat pada jalur pipanya akibat tergerusnya permukaan tanah oleh aliran sungai. Hal ini sangat berpengaruh terhadap perencanaan inspeksi sebagaimana grafik pada Gambar 6.

**Tabel 22.**

Perhitungan Regresi Linier Berdasarkan Ketebalan Dinding Pipa

Th	Th	Th	Th	Th
2013	2014	2015	2016	2017
17,5	17,5	17,5	17,5	17,26

Sumber: Pengolahan Data

**Gambar 6.** Grafik Linieritas

Sumber: Pengolahan Data

## 5. Hasil dan Diskusi

Dari analisa di atas maka di dapat bahwa *pipeline* pada area *rivercrossing* memiliki kategori kekritisan berada pada level high risk dan berada pada kolom 5D (catastrophic). Dengan begitu perlu dilakukan inspeksi/maintenance selambat-lambatnya 4 tahun. Dan laju korosi per tahun menggunakan uji regresi linier di dapat model  $ta = -0,0343T^2$

+  $0,1577 + 17,356$  dimana fungsi y adalah ketebalan aktual dan fungsi T adalah periode. koefisien determinan  $R^2$  yaitu sebesar 0,8571 berarti 85,71% pengaruh nilai risiko penurunan ketebalan karena korosi yang akan menjadi potensi kebocoran dan mempengaruhi pencemaran lingkungan sungai dipengaruhi oleh laju korosi per tahun pada *pipeline* area *rivercrossing* sebesar 0,060 mm/tahun dengan ketebalan terakhir di tahun 2017 sebesar 17,26 mm, dimana ketebalan awalnya sebesar 17,3 mm pada tahun 2013. Sisanya sebesar 14,29% dipengaruhi oleh faktor lain seperti pengaruh cacat material pengaruh alam seperti gempa kerusakan akibat pihak ketiga dan lain-lain. Sedangkan nilai koefisien korelasi R sebesar 0,925797 lebih besar dari nilai R tabel sebesar 0,878 dari signifikansi sebesar 95% berarti data ini valid. Mitigasi risiko dalam kasus ini menggunakan metode substitusi yang dimana pipa harus dikubur kembali ke dasar permukaan tanah yang telah ditentukan tingkat kedalamannya  $\pm 2m$ . Langkah tersebut cukup efektif agar jaringan pipa tidak terganggu dan kondisi pipa tidak mengalami karat yang berlebih akibat korosi oleh air.

## 6. Kesimpulan

### 6.1. Kesimpulan

- Hasil risk assessment menurut Kent W Muhlbauer di dapat pada parameter Third Party Damage Index menunjukkan bahwa segmen 14 memiliki kondisi yang paling kritis karena jumlah penilaiannya terendah di antara 9 segmen lainnya pada area *rivercrossing*. Hal ini sangat dipengaruhi oleh kondisi *pipeline rivercrossing* pada segmen 14 yaitu kondisi *pipeline* sudah mulai terlihat di permukaan sungai akibat aliran air sungai.
- Untuk mengetahui nilai PoF di dapat menggunakan metode Kent. W Muhlbauer dengan diketahui 4 parameter yaitu Third Party Index, Corrosion Index, Design Index, dan Incorrect Operation Index. Pada segmen 14 terdapat nilai parameter Third Party Damage Index sebesar 20,00; untuk Corrosion Index sebesar 19,1; Design Index sebesar 19; dan Incorrect

Operation Index sebesar 39; maka di dapat hasil dari ke empat parameter tersebut berjumlah 97,10; untuk mengetahui nilai CoF dihitung menggunakan 9 faktor yaitu Product Loss, Pressure Factors, Flammability, Toxicity, Impact Area, Product Containment, Release Quantity, Economic Impact, dan Reputation Impact, maka di dapat value rata-rata dari penilaian adalah 8.

3. Untuk mengetahui strategi pemeliharaan yang sudah dihitung di atas di dapatkan PoF dan CoF berada pada High Risk dengan Confidence Level berada di 3 dikarenakan deteriorasi dapat diprediksi dan data tidak lengkap. Lalu di dapat Matriks Interval untuk dilakukannya inspeksi adalah 4 tahun.
4. Dengan menggunakan Model  $ta = -0,0343T^2 + 0,1577 + 17,356$  dimana fungsi y adalah ketebalan aktual dan fungsi T adalah periode. koefisien determinan  $R^2$  yaitu sebesar 0,8571 berarti 85,71% pengaruh nilai risiko penurunan ketebalan karena korosi yang akan menjadi potensi kebocoran dan mempengaruhi pencemaran lingkungan sungai dipengaruhi oleh laju korosi per tahun pada pipeline area rivercrossing sebesar 0,060 mm/tahun dengan ketebalan terakhir di tahun 2017 sebesar 17,26 mm, dimana ketebalan awalnya sebesar 17,3 mm pada tahun 2013. Sisanya sebesar 14,29% dipengaruhi oleh faktor lain seperti pengaruh cacat material pengaruh alam seperti gempa kerusakan akibat pihak ketiga dan lain-lain. Sedangkan nilai koefisien korelasi R sebesar 0,925797 lebih besar dari nilai R tabel sebesar 0,878 dari signifikansi sebesar 95% berarti data ini valid.

## 6.2. Saran

1. Untuk kondisi pipeline dan saddle weight di segmen 14 area rivercrossing perlu segera dilakukan UT Underwater dan kemudian diperbaiki lagi Depth of Cover-nya
2. Selain di segmen 14, perlu juga dilakukan pengukuran kembali Depth of Cover untuk memastikan kedalamannya masih aman di atas ketentuan yang dipersyaratkan, yaitu 1m di daratan dan 2m di bawah dasar sungai. Walaupun secara data masih aman, namun pada area sungai perlu dilakukan pengukuran kembali untuk memastikan Depth of Cover-nya masih aman. Terdapat tiga sungai besar yang arusnya cukup deras dan dapat berpotensi dapat menggerus Depth of Cover, yaitu segmen 9 dan 15.

## Referensi

[1] Kementerian ESDM, "Peraturan Menteri ESDM No. 32 tentang Inspeksi Teknis dan Pemeriksaan Keselamatan Instalasi dan Peralatan pada Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi," 2021.

[2] Muh. Yudi M, "Quantitative analisys of ofshore gas pipeline risk Using PIMS Methodology," *Paper*, pp. 1-12, 2015.

[3] L. Dewi and S. Nathania, "Pengukuran Aspek Kepuasan Konsumen Le Fluffy Desert. Jurnal Bisnis Terapan," *J. Bisnis Terap.*, vol. 2, no. 1, pp. 61-72, 2018.

[4] W. Kent Muhlbauer, *Pipeline Risk Management Manual*. United States of America: Library of Congress Catalog in Publication Data, 2004.

[5] Adi Nugraha, "STUDI APLIKASI RISK-BASED INSPECTION (RBI) MENGGUNAKAN API 581 PADA FUEL GAS SCRUBBER Adi," pp. 1-126, 2016.

[6] M. Y. M. Sholihin, A. H. Ismail, and R. Prasetyani, "Model of Risk Gas Pipeline Management to Determine Maintenance Strategy," no. 1, pp. 289-291, 2014.

[7] F. R. B. I. Team, "SRANDARD OPERATING PROCEDURE ( SOP ) MAINTENANCE STRATEGY BASED ON RBI," no. 001, 2020.

[8] Dewi Ayu Ningrum, "Analisis dan Mitigasi Risiko Green Supply Chain Management pada Proses Plan, Make dan Enable dengan pendekatan Model Green Score," *Molecules*, vol. 2, no. 1, pp. 1-12, 2020, [Online]. Available: <http://klik.dva.gov.au/rehabilitation-library/1-introduction-rehabilitation%0Ahttp://www.scirp.org/journal/doi.aspx?DOI=10.4236/as.2017.81005%0Ahttp://www.scirp.org/journal/PaperDownload.aspx?DOI=10.4236/as.2012.34066%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.pbi.201>

[9] R. A. Wibowo, P. Studi, T. Elektro, F. Teknik, and U. M. Surakarta, "PERAMALAN SISA UMUR PEMAKAIAN HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR ( HRSG ) BERDASARKAN KETEBALAN PIPA DENGAN," 2020.

[10] T. Prasetyo U.W, "Universitas Indonesia Skripsi Universitas Indonesia," *Skripsi*, pp. 1-46, 2009.

[11] M. Ardi, L. Hidrolik, J. T. Mesin, F. Teknik, and U. Riau, "Permodelan Resiko Sistem Manajemen Integritas pada Jaringan Pipa Transmisi Gas Alam di Energi Mega Persada ( EMP ) Bentu Ltd dengan Menggunakan Standar API RP 581 Jom FTEKNIK Volume 5 Edisi . 2 Juli s / d Desember 2018 Jom FTEKNIK Volume 5 Edisi 2 Juli s ," vol. 5, pp. 1-9, 2018.

