

# Analisis Risiko *Probability Corrosion Index* Segmen SUTET Crossing Pipeline Gas 30 Inchi PT.X Dengan Metode Pipeline Risk Management Manual

Muhammad Yudi Masduky Sholihin<sup>a</sup>, Restu Putra Nugraha<sup>b\*</sup>

<sup>a,b</sup>Departemen of Industrial Engineering, University Pancasila, Indonesia

## INFORMASI

### Informasi artikel:

Disubmit 30 Januari 2023

Direvisi 07 Februari 2023

Diterima 21 Februari 2023

Tersedia Online 12 April 2023

### Kata Kunci:

*Pipeline Risk Management Manual*

Matriks Risiko

Interval Inspeksi

## ABSTRAK

*Pipeline* yang digunakan sebagai alat transportasi gas, merupakan salah satu fasilitas penting dan harus mendapatkan perhatian khusus. Salah satunya *pipeline* yang menjadi fokus utama yaitu *pipeline* yang melewati persimpangan saluran tegangan listrik tinggi (SUTET) dapat menimbulkan radiasi pada *pipeline* yang mengakibatkan korosi sehingga mengikis atau mengurangnya ketebalan dinding *pipeline*. Metode *Pipeline risk management* mencakup proses yaitu menilai tingkat risiko yang diperoleh melalui penilaian risiko indexing model W. Kent Muhlbauer. Hasil penelitian menunjukkan pada segmen area SUTET *crossing*, *probability of failure* (PoF) berada pada kategori D dan *consequency of failure* (CoF) level 5 diperoleh dari hasil matriks risiko, maka tingkat risiko kritikal dan tingkat keyakinan karena dokumen tidak lengkap kategori 3 diperoleh dari hasil matriks interval inspeksi *pipeline* diperlukan inspeksi/*maintenance* setiap 4 tahun sekali. Pembahasan melalui kalkulasi kuantitatif risiko terhadap *corrosion index* untuk 6 segmen diperoleh model  $CI = -0,7293x + 30,644$  yang paling significant karena koefisien korelasinya (R) paling tinggi, dimana fungsi y adalah *corrosion index* (CI) dan fungsi X adalah segmen (S). koefisien determinan R<sup>2</sup> yaitu sebesar 0,9315 berarti 93,15% pengaruh nilai risiko korosi karena adanya pengaruh *corrosion current* intervensi dari pengaruh SUTET di segmen 14, 15, dan 16, yang akan menjadi potensi kemungkinan laju korosinya tinggi dipengaruhi oleh radiasi dari pengaruh SUTET, laju korosi per tahun di segmen 14 sebesar 0,097mm, segmen 15 sebesar 0,115mm dan segmen 16 sebesar 0,107mm dengan ketebalan terakhir di tahun 2017 di segmen 14 sebesar 17,33 mm, segmen 15 sebesar 17,30, segmen 16 sebesar 17,43mm. Sisanya sebesar 6,85% dipengaruhi oleh faktor lainnya. Sedangkan nilai koefisien korelasi R sebesar 0,96514 lebih besar dari nilai R tabel sebesar 0,811 dari signifikansi sebesar 95%.

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



## 1. Pendahuluan

*Pipeline* merupakan sarana penting dalam penyaluran dan transportasi saat produksi gas bumi. Dari sekian banyaknya lapangan produksi gas bumi menggunakan *pipeline* yang tersebar di beberapa wilayah di Indonesia, salah satunya *Pipeline* milik PT. X di wilayah kerja provinsi Sulawesi tengah, secara keseluruhan yaitu mempunyai jarak sepanjang 22.950 km, yang dimulai dari area CPP dan berakhir di stasiun metering USO. *Pipeline* sama seperti aset rekayasa lainnya, yang dapat mengalami kegagalan ketika terjadi kebocoran sehingga berpotensi bahaya (*hazard*) yang dapat menimbulkan kebakaran atau ledakan, maupun pencemaran lingkungan, yang dampaknya membuat suatu perusahaan mengalami kerugian maupun reputasi nama perusahaan menjadi buruk, serta dapat menimbulkan kerugian yang dialami oleh sumber daya manusia dan masyarakat sekitar[1].

Berdasarkan konsekuensi yang terjadi akibat kegagalan pada *pipeline*, pentingnya tindakan untuk pencegahan yang dapat dilihat dari aspek material *pipeline* maupun aspek manajemen integritas. Untuk aspek material *pipeline* gas milik

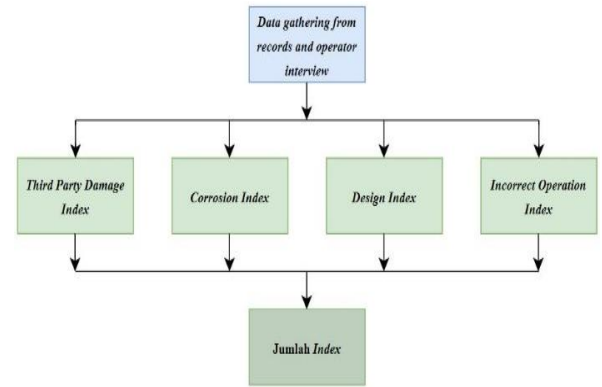
PT. X yaitu menggunakan jenis baja API 5L-X60 dengan diameter 30 inchi, Pipa tersebut mempunyai kadar karbon 0,26% (data jurnal *Iscor Flat Steel*). Pipa jenis tersebut memiliki keuntungan yang antara lain tangguh dalam menahan beban baik dari internal maupun eksternal. Namun masalah utama yang sering ditemui pada saat pengoperasian pipa baja yaitu rendah terhadap korosi eksternal yang terjadi karena kondisi lingkungan yang dilalui, seperti *pipeline* PT. X yang melewati persimpangan saluran tegangan listrik tinggi (SUTET) yang dapat menimbulkan radiasi pada *pipeline* dan mengakibatkan korosi sehingga mengikis atau mengurangnya ketebalan *pipeline*. Sedangkan untuk aspek manajemen integritas mengatur dan memastikan *pipeline* masih dapat beroperasi dengan aman dan handal yaitu dengan melakukan *Risk Assessment* (analisis risiko) merupakan suatu proses pengukuran terhadap kemungkinan suatu kegagalan dan konsekuensi jika terjadi kegagalan pada *pipeline*. Hal tersebut sebagai langkah untuk pencegahan dan penanggulangan agar kemungkinan risiko terjadinya korosi eksternal pada *pipeline* PT. X yang melewati persimpangan SUTET dapat diminimalisir. Maka dalam analisis risiko tersebut, penting menerapkan metode *pipeline risk management manual*

\*Penulis korespondensi

alamat e-mail: [restuputra398@gmail.com](mailto:restuputra398@gmail.com)

<http://dx.doi.org/10.36055/joseam.v2i1.19023>

merupakan serangkaian tindakan yang diperoleh untuk mengendalikan risiko. pada metode tersebut mencangkup proses dengan menentukan tingkat risiko yang diperoleh melalui penilaian risiko *indexing* model W. Kent Muhlbauer, dengan teknik pembobotan *scoring* kepada masing-masing elemen risiko, yaitu komponen parameter *third party damage index*, *corrosion index*, *design index*, serta *incorrect operation index*. Dalam menentukan bobot dan nilai yaitu dengan mempertimbangkan masing-masing elemen terhadap usaha pencegahan (*attribute*) atau penanggulangan kejadian (konsekuensi). Selain itu juga melakukan Penilaian konsekuensi kerusakan *pipeline*, dilakukan untuk mengetahui kerugian akibat kejadian kegagalan, termasuk kerugian manusia, aset, produksi dan lingkungan. Dalam penilaian risiko juga dilakukan segmentasi *pipeline*, agar dalam melakukan perhitungan menjadi lebih akurat serta pengendalian risikonya dapat dipilih dengan lebih spesifik.



**Gambar 1.** Komponen Risk Rating (W.Kent Muhlbauer)  
Sumber: Buku W.Kent Muhlbauer *Third Edition*

## 2. Tinjauan Pustaka

### 2.1. Pipeline Risk Management Manual (W. Kent Muhlbauer)

*Pipeline Risk Management Manual* merupakan pemodelan manajemen risiko pada *pipeline* menggunakan metode penilaian risiko semi-kuantitatif dengan pendekatan *Relative Risk Ranging*. Hasil dari penilaian risiko model ini adalah daftar skor relatif dan disajikan dalam bentuk angka numerik [3].

Untuk PoF dan CoF tersebut memiliki variabel risiko setiap masing-masing yang berarti setiap variabel memiliki nilai *weighting*, yang merupakan besarnya *point* maksimum yang mungkin atau menyesuaikan faktor, dengan merefleksikan nilai seberapa pentingnya variabel tersebut. Untuk perkalian antara PoF dan CoF maka menghasilkan sebuah *risk matriks* dimana setiap *range* dari CoF dan PoF akan dihasilkan sebuah nilai. *Risk matriks* merupakan suatu diagram yang menunjukkan daerah dimana level risiko dari suatu peralatan masih dapat diterima atau harus melakukan *corrective maintenace* berdasarkan kategori Peluang kegagalan dan Konsekuensi Kegagalan.

#### 2.1.1. Probability of Failure

Pada penentuan terjadi kemungkinan kegagalan terhadap *pipeline* atau *probability of failure* dapat diketahui dengan berlandaskan pada parameter kerusakan *pipeline* bersama pada nilai terhadap terjadinya suatu bahaya masing-masingnya. Komponen penyebab kegagalan pipa penyalur terdiri dari empat faktor, seperti pada [Gambar 1](#).

### 1. Parameter *Third Party Damage Index*

Berikut parameter yang dapat digunakan dalam mengevaluasi *third party damage index*:

**Tabel 1**

Parameter *Third Party Damage Index*

No	Parameter
1	Depth Cover
2	Activity Level
3	Aboveground Facility
4	Line Location
5	Public Education
6	Kondisi ROW
7	Patroli

### 2. Parameter *Corrosion Index*

Berikut parameter yang dapat digunakan dalam mengevaluasi *corrosion index*:

**Tabel 2**

Parameter *Corrosion Index*

No	Parameter
1	Atmospheric Exposures
2	Atmospheric Type
3	Atmospheric Coating
4	Product Corrosivity
5	Internal Prevention
6	Soil Corrosivity
7	Cathodic Protection
8	Interference Potential

3. Parameter *Design Index*

Berikut parameter yang dapat digunakan dalam mengevaluasi *design index*:

**Tabel 3**

Parameter *Design Index*

No	Parameter
1	<i>Safety Factor</i>
2	<i>Fatigue</i>
3	<i>Surge Potential</i>
4	<i>Integrity Verification</i>
5	<i>Land Movement</i>

4. Parameter *Incorrect Operation Index*

**Tabel 4**

Parameter *Incorrect Operation Index*

No	Parameter
1	<i>Hazard Identification</i>
2	<i>Maop Potential</i>
3	<i>Sistem Pengamanan</i>
4	<i>Material Design</i>
5	<i>Pemeriksaan Design</i>
6	Inspeksi (konstruksi)
7	Inspeksi Material (konstruksi)
8	<i>Joining</i>
9	<i>Backfill Construction</i>
10	<i>Handling Construction</i>
11	<i>Coating Construction</i>
12	Prosedur Operasi
13	<i>SCADA Operation</i>
14	<i>Drug Test</i>
15	<i>Safety Program</i>
16	<i>Survey/Maps/Records</i>
17	<i>Training</i>
18	Pencegahan Kesalahan Teknis
19	<i>Documentation</i> (pemeliharaan)
20	<i>Schedule</i>
21	Prosedur <i>Maintenance</i>

2.1.2. *Concequency of Failure*

Pada penilaian konsekuensi terhadap kegagalan *pipeline*, berdasarkan pada spesifikasi *pipeline*, karakteristik fluida yang mengalir dalam pipa penyalur, kondisi operasi dan lingkungan *pipeline*. Adapun tujuan dalam melakukan penilaian konsekuensi yaitu agar dapat memperkirakan konsekuensi yang terjadi karena mode kegagalan yang dihasilkan dari teridentifikasinya mekanisme kerusakan (*damage mechanism*). Dalam penilaian *Consequence Of Failure* berdasarkan empat dampak yaitu dampak keselamatan, dampak lingkungan, dampak ekonomi dan dampak reputasi

1. Dampak Keselamatan

- Faktor Kerugian Produk

**Tabel 5**

Kriteria penilaian CoF pada Fator Kerugian Produk

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

- Faktor Tekanan

**Tabel 6**

Kriteria Penilaian 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 kurang dari 16 barg (232 psig)	1

- Faktor Sifat Mudah Terbakar

**Tabel 7**

Kriteria Penilaian 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

- Faktor Toxicity

**Tabel 8**

Kriteria Penilaian CoF 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

- 2. Dampak Lingkungan
  - Faktor Daerah Dampak

**Tabel 9**

Kriteria Penilaian CoF Faktor Daerah Dampak

Kriteria	Nilai
Local scale (immediate area). Temporary impact (days)	1
Localized (<1 km <sup>2</sup> ). Shory term impact (weeks)	2
Medium scale impact (1-10 km <sup>2</sup> ). Short term impact (months)	3
Medium scale impact (1-10 km <sup>2</sup> ). Short term impact (years)	4
Large scale impact (>10 km <sup>2</sup> ). Long term impact (decades)	5

- Faktor Isi Produk

**Tabel 10**

Kriteria Penilaian CoF 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
Air	1

- Faktor Kuantitas Yang Dikeluarkan

**Tabel 11**

Kriteria Penilaian CoF 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

- 3. Faktor Dampak Ekonomi

**Tabel 12**

Kriteria Penilaian CoF 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

- 4. Faktor Dampak Reputasi

**Tabel 13**

Kriteria Penilaian CoF 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

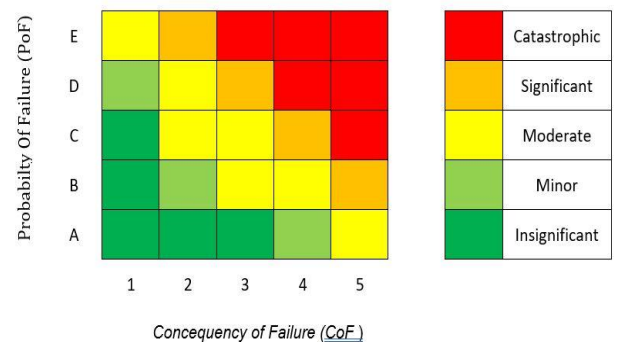
2.2. Risk Based Inspection

Dalam Risk Based Inspection (RBI) ini penilaian risiko dilakukan dengan menghitung risiko seperti persamaan[2], sebagai berikut:

$$\text{Risiko} = \text{PoF} \times \text{CoF} \tag{1}$$

2.2.1. Matriks Risk Assessment

Hasil dari sebuah metode Risk Based Inspection adalah matriks risiko yang menempatkan suatu peralatan yang dianalisa pada tingkat risiko tertentu, dapat dilihat pada Gambar 2.



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

2.2.2. Matriks Interval Inspeksi

Matriks interval inspeksi berdasarkan tingkat risiko dapat dilihat pada Gambar 3.

Kategori Kekritisitan	Confidence Level				
	4	3	2	1	
5E 4E,5D 3E,4D,5C 2E,3D,4C,5B 1E,2D,3C,4B,5A	High Risk	1	2	6	N/A
	Medium Risk	2	4	6	N/A
		3	4	6	N/A
1D,2C,3B,4A 1C,2B,3A 1B,2A 1A	Low Risk	4	4	8	8
		4	6	8	8
		6	6	8	10
		6	8	10	10
		8	10	10	15
		8	10	15	15

**Gambar 3.** Matriks Interval Inspeksi  
Sumber: SOP RBI RMI 01-10/20

Indeks Angka Keyakinan (*confidence factor*):

Kode 4 = Tidak ada keyakinan atau tidak ada data

Kode 3 = Deteriorasi dapat diprediksi dan data tidak lengkap

Kode 2 = Deteriorasi dapat diprediksi, data cacat diterima standar dan data lengkap

Kode 1 = Tidak ada mekanisme terjadinya kegagalan yang aktif, lingkungan operasi yang stabil dan data lengkap

### 2.3. Laju Korosi

Laju Korosi merupakan peristiwa merambatnya proses korosi yang terjadi pada suatu material yang dipakai saat berjalannya produksi. Berdasarkan standar API 570 bahwa laju korosi dapat dihitung menggunakan rumus berikut:

$$CR = \frac{(t_i - t_{a \min})}{\text{Tahun antara } t_i \text{ dan } t_a} \quad (2)$$

Dimana:

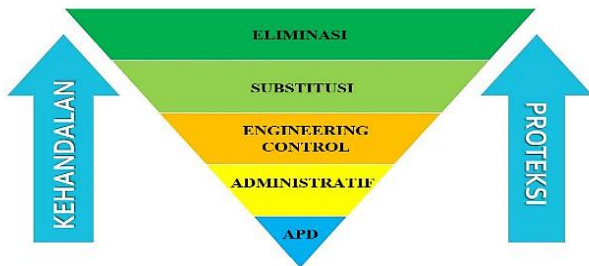
CR = Laju korosi (mm/tahun)

$t_{a \min}$  = Ketebalan actual (mm)

$t_i$  = Ketebalan maksimum awal (mm)

### 2.4. Risk Control

Tahap manajemen risiko, dalam menentukan pengendalian terhadap risiko yang ada tersebut harus dengan memperhatikan hierarki pengendalian bahaya, seperti Gambar 4.



Gambar 4. Hierarki Pengendalian Risiko

Sumber: Infografis NIOSH

Keterangan:

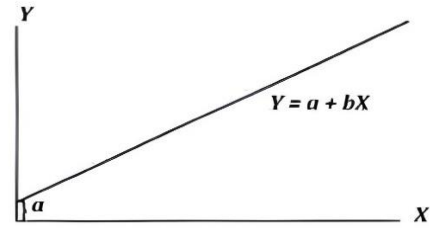
1. Eliminasi merupakan pengendalian risiko yang dilakukan dengan menghilangkan sumber risiko secara menyeluruh.
2. Substitusi merupakan teknik pengendalian bahaya dengan cara menggantikan sumber risiko tersebut dengan peralatan lain yang lebih aman atau lebih rendah tingkat risikonya.
3. Engineering control merupakan Teknik pengendalian peralatan atau sarana teknis yang ada di lingkungan kerja.
4. Administratif merupakan pengendalian bahaya dengan difokuskan pada pembuatan ataupun evaluasi pada prosedur seperti SOP (Standart Operating Procedurs)

ataupun aturan-aturan lain di dalam sistem sebagai langkah mengurangi tingkat risiko.

5. diantaranya adanya pelatihan atau instruksi kerja bagi setiap pegawai dalam penggunaan dan pemeliharannya.

### 2.5. Analisis Kuantitatif Regresi Linier

Analisa kuantitatif regresi linear merupakan suatu model persamaan antara hubungan satu variable bebas/ predictor (X) dengan satu variable tak bebas/ response (Y), biasanya hasil dari regresi linier menggambarkan garis lurus seperti pada Gambar 5.



Gambar 5. Hasil Regresi Linier

Berikut adalah Persamaan regresi linier sederhana secara matematis :

$$\hat{Y} = a + bX \quad (3)$$

Dalam analisis regresi biasanya dilakukan bersama analisis korelasi yaitu untuk mengukur kekuatan hubungan antar variable *predictor* X dan *response* Y, dan hasilnya dinyatakan oleh suatu bilangan yang dikenal dengan koefisien korelasi. Koefisien determinasi ( $R^2$ ) digunakan untuk mengetahui seberapa besarnya persentase sambungan antara variabel independen yang secara bersamaan terhadap variable dependen. Untuk nilai *R square* berkisar antara 0 sampai 1. Maka nilai *R square* dapat dikatakan baik jika diatas 0,5.

## 3. Metode Penelitian

### 3.1. Objek Penelitian

Objek pada penelitian ini adalah *pipeline* gas 30 inchi segmen area SUTET *crossing* yang memiliki kemungkinan terjadinya korosi eksternal akibat dari pengaruh interferensi SUTET berupa radiasi, maka perlu untuk dilakukan analisis risiko menggunakan metode *pipeline risk management manual* agar dapat diminimalisir risiko pada segmen tersebut yaitu dengan cara rekomendasi mitigasi risiko yang tepat.

### 3.2. Pengumpulan Data

Pada penelitian ini menggunakan data primer yaitu dengan cara melakukan wawancara mendalam kepada salah satu karyawan PT. Mastra Rekin dan data sekunder diperoleh dari sumber lain. Sumber ini dapat berupa dokumen-dokumen penunjang seperti data ketebalan pipa, data jalur pipa, data hasil inspeksi atau survey, data-data proses (prosedur operasi pipa).

#### 4. Hasil dan Pembahasan

**Tabel 14**  
*Third Party Damage Index*

<i>Third Party Damage Index</i>		<b>Segmen (KP)</b>					
		<b>1</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
<i>Depth Cover</i>	Min	1,110	1,140	1,286	0	1,101	1,115
	Nilai	0,37	0,38	0,43	0,00	0,37	0,37
<i>Activity Level (AL)</i>	AL	<i>Low</i>	<i>Medium</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>
	Nilai	15	8	15	15	15	15
<i>Aboveground Facility (AF)</i>	AF	<i>Underground</i>	<i>Underground</i>	<i>Underground</i>	<i>Aboveground</i>	<i>Underground</i>	<i>Underground</i>
	Nilai	10	10	10	0	10	10
<i>Line Location (LL)</i>	LL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Nilai	0	0	0	0	0	0
<i>Public Education (PE)</i>	PE	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Nilai	0	0	0	0	0	0
<i>Kondisi ROW</i>	ROW	<i>Below Average</i>	<i>Below Average</i>	<i>Below Average</i>	<i>Below Average</i>	<i>Below Average</i>	<i>Below Average</i>
	Nilai	1	1	1	1	1	1
<i>Patroli (P)</i>	PE	1x/bln	1x/bln	1x/bln	1x/bln	1x/bln	1x/bln
	Nilai	4	4	4	4	4	4
<b>Jumlah Nilai</b>		29,37	23,38	30,43	20,00	30,37	30,37

Sumber: Pengolahan Data

**Tabel 15**  
*Corrosion Index*

<i>Corrosion Index</i>		<b>Segmen (KP)</b>					
		<b>1</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
<i>Internal Corrosion</i>	<i>Product</i>	PC	Corr*	Corr*	Corr*	Corr*	Corr*
	Nilai	7	7	7	7	7	7
<i>Prevention</i>	IP	<i>none</i>	<i>none</i>	<i>none</i>	<i>none</i>	<i>none</i>	<i>none</i>
	Nilai	0	0	0	0	0	0
<i>Soil Corrosivity</i>	ENV.	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Nilai	0	0	0	0	0	0
<i>Subsurface Corrosion</i>	<i>Cathodic Protection</i>	CP	(-)MV850	N/A	N/A	N/A	N/A
	Nilai	15	0	0	0	0	0
<i>Coating</i>	Coating	<i>None</i>	<i>None</i>	<i>None</i>	<i>None</i>	<i>None</i>	<i>None</i>
	Nilai	0	0	0	0	0	0
<b>Jumlah Nilai</b>		23,00	9,00	11,00	7,00	7,00	7,00

Sumber: Pengolahan Data

**Tabel 16**  
*Design Index*

<i>Design Index</i>		<b>Segmen (KP)</b>					
		<b>1</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
<i>Safety Factor</i>	DP/MOP	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Nilai	0	0	0	0	0	0
<i>Fatigue</i>	Fatigue	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Nilai	14	14	14	9	14	14
<i>Surge Potential</i>	Prob.	<i>High</i>	<i>High</i>	<i>High</i>	<i>High</i>	<i>High</i>	<i>High</i>
	Nilai	0	0	0	0	0	0
<i>Int. Verification</i>	IV	H<0	H<0	H<0	H<0	H<0	H<0
	Nilai	0	0	0	0	0	0
<i>Land Movement</i>	PE	<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>
	Nilai	10	10	10	10	10	10
<b>Jumlah Nilai</b>		24,00	24,00	24,00	19,00	24,00	24,00

Sumber: Pengolahan Data

**Tabel 17***Incorrect Operation Index*

<i>Incorrect Operation Index</i>		<b>Segmen (KP)</b>					
		<b>1</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
A.Design	<i>Hazard</i>	4	4	4	4	4	4
	MOP Pot	5	5	5	5	5	5
	<i>Safety</i>	6	6	6	6	6	6
	<i>Material</i>	2	2	2	2	2	2
	Pemeriksaan	2	2	2	2	2	2
B.Material	Inspeksi	10	10	10	10	10	10
	<i>Material</i>	2	2	2	2	2	2
	<i>Joint</i>	2	2	2	2	2	2
	<i>Backfill</i>	2	2	2	2	2	2
	<i>Handling</i>	2	2	2	2	2	2
	<i>Coating</i>	2	2	2	2	2	2
C.Operasi	Prosedur	0	0	0	0	0	0
	SCADA	0	0	0	0	0	0
	<i>Drug Test</i>	0	0	0	0	0	0
	<i>Safety</i>	0	0	0	0	0	0
	<i>Survey</i>	0	0	0	0	0	0
	<i>Training</i>	0	0	0	0	0	0
	Mec.Prev	0	0	0	0	0	0
D.Pemeliharaan	Doc	0	0	0	0	0	0
	Sch	0	0	0	0	0	0
	Proc	0	0	0	0	0	0
<b>Jumlah Nilai</b>		39,00	39,00	39,00	39,00	39,00	39,00

Sumber: Pengolahan Data

**Tabel 18***Consequence of Failure (CoF)*

<b>No</b>	<b>Factors</b>	<b>Sub-Factors</b>	<b>Data</b>	<b>Criteria</b>	<b>Level</b>	<b>Sub-Value</b>	<b>Value</b>
1.	Dampak Keamanan ( <i>Safety Impact</i> )	Kehilangan Produk	Diameter pipa 30 inci	Diameter pipa lebih besar dari 24 inci	5	13	
		Faktor Tekanan	Tekanan operasi 825 psig	Tekanan lebih besar dari 40 barg (580 psig) sampai 80 barg (1160 psig)	3		
		Mudah Terbakar	Nilai FP 580 C (1076 F)	FP>200F, NF=1	2		
		Toksisitas	Kandungan gas alam yang kering H <sub>2</sub> S dibawah 500 Ppm (<5%)	Nh = 2 Perhatian medis segera diperlukan untuk menghindari ketidakmampuan sementara	3		
2.	Dampak Lingkungan ( <i>Environment Impact</i> )	Area dampak	Dampak pada pipa sejauh 10 Km	Dampak skala menengah (1-10 km) dampak jangka pendek)	3	10	8
		Penahanan produk	Gas Alam Kering	Gas alam	2		
		Kuantitas pelepasan	Diameter pipa 30 inci	Jalur pipa gas > 24" diameter OR tutup (lini produk dalam tekanan tinggi)	5		
3.	Dampak Ekonomi ( <i>Economic Impact</i> )	-	Dampak kerugian ekonomi sekitar 50%	31-50% produksi/kerugian finansial, perbaikan pipa dan fasilitas.	5	5	
4.	Dampak Reputasi ( <i>Reputation Impact</i> )	-	Sudah ada liputan TV Nasional	Pers nasional dan liputan tv nasional	4	4	

Sumber: Pengolahan Data

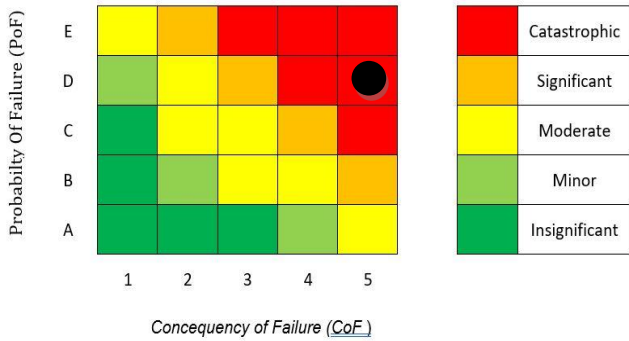
**4.1 Analisa Risiko**1. *Probability of Failure*

Nilai PoF diperoleh berkisar 81 sampai dengan 160, maka PoF pada seluruh segmen tersebut berada pada kategori D.

2. *Consequency of Failure*

Kategori CoF yang memiliki nilai 8, maka menunjukkan nilai CoF pada seluruh segmen area SUTET *crossing pipeline* gas memiliki level 5.

Sehingga bentuk *risk matrix* untuk segmen area SUTET *crossing pipeline*, seperti pada Gambar 6.



**Gambar 6.** Hasil Risk Matrix  
Sumber: SOP RBI RMI 01-10/20

Keterangan:

- 1 : 37 – 45      A : 321 – 400
- 2 : 28 – 36      B : 241 – 320
- 3 : 19 – 27      C : 161 – 240
- 4 : 10 – 18      D : 81 – 160
- 5 : 0 – 9         E : <80

Maka untuk semua segmen area SUTET crossing pipeline gas berada pada kolom merah yaitu menunjukkan tingkat risiko kegagalan adalah Catastrophic/sangat tinggi.

Secara Khusus segmen 14, 15, dan 16, yang memiliki nilai risiko corrosion index sebesar 7.00, nilai tersebut menunjukkan

**Tabel 19**  
Hasil Analisa Laju Korosi

Segmen (KP)	Parts	t <sub>a</sub> min (2013)	Posisi Pengujian Ketebalan (mm)				t <sub>a</sub> min (2017)	CR (mm/Tahun)
			Jam 12	Jam 3	Jam 6	Jam 9		
14	DIA.30"	17,72	17,83	17,33	17,48	17,54	17,33	0,097
15	DIA.30"	17,76	17,43	17,50	17,46	17,30	17,30	0,115
16	DIA.30"	17,86	17,43	17,48	17,50	17,60	17,43	0,107

Berikut adalah perhitungan laju korosi yang berdasarkan hasil survey ketebalan pipa actual tahun 2013 dan ketebalan pipa actual tahun 2017:

$$CR = \frac{17.72-17.33}{4} = 0.097 \text{ mm/tahun}$$

Hasil laju korosi pada segmen area SUTET crossing pipeline gas di segmen 14 sebesar 0.097 mm/tahun, segmen 15 sebesar 0,115mm/tahun, dan segmen 16 sebesar 0,107mm/tahun. Berdasarkan acuan NACE RP 0169 kategori laju korosi segmen tersebut < 0,127 berarti laju korosi di segmen tersebut rendah, maka pipeline segmen tersebut yang memiliki risiko terkena interferensi SUTET berupa radiasi yang ditimbulkan SUTET hanya kemungkinan memberikan pengaruh terhadap laju korosi di segmen tersebut.

4.2. Interval Inspeksi

Interval Inspeksi yang dapat dilakukan agar dapat mengetahui jarak untuk dilakukan inspeksi/maintenance pada segmen 14, 15, dan 16 pipeline yang memiliki kemungkinan risiko terjadinya korosi eksternal. Dalam menentukan interval inspeksi dapat dilakukan setelah mengetahui hasil tingkat risiko pada segmen 14, 15, 16 pipeline, yang memiliki

paling kritikal diantara segmen lainnya. Hal tersebut dipengaruhi oleh nilai risiko faktor potensi interferensi yaitu 0 artinya segmen pipeline tersebut terdapat sumber listrik AC dalam radius 300 meter, yang berpotensi menimbulkan radiasi, sehingga membuat pipeline memiliki muatan listrik dan tidak terdapat usaha preventif untuk melindungi pipeline. Selain itu dipengaruhi juga oleh hasil nilai risiko faktor proteksi katodik memiliki nilai 0 artinya kriteria efektifitas proteksi katodik belum memadai maka menandakan program pencegahan korosi yang belum maksimal. maka perlu dilakukan mitigasi risiko agar dapat diminimalisir pipeline mengalami korosi eksternal pada kondisi tersebut.

4.1. Analisa Laju Korosi

Perhitungan laju korosi dilakukan agar dapat mengetahui, apakah interferensi SUTET berupa radiasi yang ditimbulkan SUTET memberikan pengaruh terhadap laju korosi pada segmen 14, 15, dan 16. Berikut hasil pengukuran ketebalan yang telah dilakukan pada segmen tersebut dan pada tahun 2013 yang diperolehnya pengujian ketebalan pipa aktual pada saat pipeline baru dilakukan pemasangan dan dilakukan survei kembali pada tahun 2017 diperolehnya pengujian ketebalan pipa aktual disetiap segmen tersebut, seperti pada Tabel 19.

level risiko 5 dan kategori PoF D. sehingga bentuk matriks interval inspeksi, seperti pada Gambar 7.

Kategori Kekritisn	Confidence Level	4	3	2	1
		5E	1	6	N/A
4E, 5D	High Risk	2	4	6	N/A
3E, 4D, 5C	Risk	3	4	6	N/A
2E, 3D, 4C, 5B	Medium Risk	4	4	8	8
1E, 2D, 3C, 4B, 5A	Risk	4	6	8	8
1D, 2C, 3B, 4A	Low Risk	6	6	8	10
1C, 2B, 3A	Low Risk	6	8	10	10
1B, 2A	Low Risk	8	10	10	15
1A	Low Risk	8	10	15	15

**Gambar 7.** Hasil Interval Inspeksi  
Sumber: Pengolahan Data

Pada gambar diatas menunjukkan matriks interval risiko yaitu pada confidence level tiga, dikarenakan deteriorasi dapat diprediksi dan data tidak lengkap. Maka diperolehnya interval inspeksi, pada pipeline segmen 14, 15, dan 16 area SUTET crossing ini dengan kondisi pada level catastrophic/sangat tinggi dan perlu dilakukan inspeksi/maintenance paling lambat 4 tahun.



4.3. Rekomendasi Mitigasi Risiko

Rekomendasi mitigasi risiko yang tepat dapat disesuaikan dengan hirarki pengendalian risiko, maka untuk segmen 14, 15, dan 16 *pipeline* yang memiliki kemungkinan risiko terjadinya korosi eksternal, maka pengendalian risiko dengan cara *engineering control*, berupa melakukan pemasangan proteksi katodik yang terlebih dahulu dihitung seberapa area yang di cover pada *pipeline* tersebut.

4.4. Analisa Kuantitatif Pengaruh Interferensi SUTET Dan Ketebalan Pipa

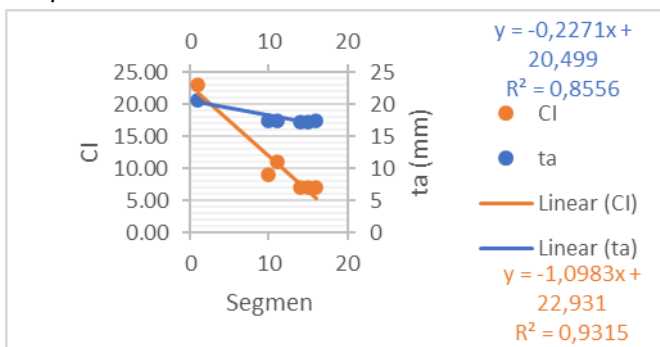
Analisa kuantitatif pengaruh interferensi SUTET dan ketebalan pipa gas PT. X dilakukan menggunakan regresi linear sederhana. Data variabel tak bebas: (ta) ketebalan pipa aktual tahun 2017 dan (CI) nilai risiko *corrosion index*, serta variabel bebas/*predictor*: segmen *pipeline*, yang digunakan dalam menganalisa kuantitatif tersebut, seperti pada Tabel 20.

**Tabel 20**  
Analisa Kuantitatif Interferensi SUTET Dan Ketebalan Pipa

Segmen	1	10	11	14	15	16
ta	20,71	17,53	17,48	17,33	17,30	17,43
CI	23,00	9,00	11,00	7,00	7,00	7,00

Sumber: Pengolahan Data

Berikut hasil grafik dengan Garis Linier dan Persamaan y serta Koefisien Determinasi (R<sup>2</sup>). Seperti pada Gambar 8.



**Gambar 8.** Hasil Grafik Linierity  
Sumber: Pengolahan Data

Dari gambar grafik diatas, maka dapat disimpulkan seperti pada Tabel 21.

**Tabel 21**  
Hasil Kesimpulan pada Linierity

Segmen	Model	R <sup>2</sup>	R	Status
Ta	$y = -0,2271x + 20,499$	0,8556	0,924986	
CI	$y = -1,0983x + 22,931$	0,9315	0,96514	Paling Significant

Sumber: Pengolahan Data

4.5. Hasil dan Diskusi

Berdasarkan hasil analisa keseluruhan, bahwa segmen 14, 15, dan 16 *pipeline* gas 30 inchi PT. X di area SUTET *crossing* memiliki tingkat risiko *catashtropic/sangat tinggi*. Secara khusus segmen *pipeline* tersebut memberikan kontribusi hasil terendah pada nilai *corrosion index* menandakan segmen tersebut paling kritikal, dikarenakan kondisi segmen *pipeline* tersebut, yang dapat dilihat dari hasil analisa kuantitatif pengaruh interferensi SUTET dan ketebalan pipa gas PT. X menggunakan regresi linear sederhana, diperoleh model  $CI = -1,0983S + 22,931$ , menunjukkan yang paling *significant* karena koefisien korelasinya (R) paling tinggi, dimana fungsi (CI) adalah *corrosion index* dan fungsi (S) adalah segmen, sehingga koefisien determinan R<sup>2</sup> sebesar 0,9315 berarti 93,15%, yang menunjukkan bahwa pengaruh nilai risiko korosi karena adanya pengaruh *corrosion curent* interferensi dari pengaruh SUTET di segmen 14, 15, dan 16, yang akan menjadi potensi kemungkinan laju korosinya tinggi dipengaruhi oleh radiasi dari pengaruh SUTET di segmen tersebut, Sisanya sebesar 6,85% dipengaruhi oleh faktor lain seperti faktor cacat material, faktor gempa, dan faktor cacat oleh pihak ketiga. Selain itu kondisi pada segmen *pipeline* tersebut dapat diperburuk oleh tidak adanya tindakan preventif untuk melindungi *pipeline* seperti program pencegahan korosi masih belum maksimal. Sedangkan untuk hasil akhir dari model CI tersebut, menunjukkan nilai koefisien korelasi R sebesar 0,96514 lebih besar dari nilai R tabel sebesar 0,811 dari signifikansi sebesar 95%, berarti data yang dipakai pada penelitian ini adalah valid. Maka dapat disimpulkan, bahwa segmen tersebut memiliki kemungkinan risiko terjadinya korosi eksternal. Oleh karena itu perlu mitigasi risiko berupa inspeksi/*maintenance* yang dapat dilakukan paling lambat 4 tahun, dengan cara *engineering control* yaitu melakukan pemasangan proteksi katodik yang terlebih dahulu dihitung seberapa area yang di cover pada segmen *pipeline* tersebut.

5. Kesimpulan

5.5. Kesimpulan

- Berdasarkan hasil analisis risiko dengan pendekatan semi kuantitatif secara khusus segmen 14, 15, dan 16 *pipeline* yang berpotensi terkena interferensi pengaruh SUTET dikarenakan faktor pencegahan korosi yang masih belum maksimal yaitu diperoleh nilai *index sum* 4 parameter *Probability of Failure* yang berkisar 81 sampai dengan 160 dan nilai *concequency of failure* terhadap empat faktor memiliki nilai 8. Maka jika dimasukan kedalam bentuk *risk matrix* pada segmen *pipeline* tersebut, untuk nilai PoF berada pada kategori D dan nilai CoF pada segmen *pipeline* tersebut memiliki level 5, menunjukkan tingkat risiko pada segmen tersebut adalah *Catastrophic/sangat tinggi*.
- Berdasarkan hasil analisis nilai parameter risiko *corrosion index probability of failure* yang paling kritikal. Secara Khusus segmen 14, 15, dan 16, yang memiliki nilai risiko *corrosion index* sebesar 7,00, yang menunjukkan paling kritikal diantara segmen lainnya. Hal tersebut dipengaruhi oleh kondisi segmen *pipeline*

tersebut yaitu terdapat sumber listrik AC dalam radius 300 meter, yang berpotensi menimbulkan radiasi, sehingga membuat *pipeline* memiliki muatan listrik dan tidak terdapat usaha preventif untuk melindungi *pipeline*. Selain itu dipengaruhi juga oleh kondisi efektifitas proteksi katodik belum memadai maka menandakan program pencegahan korosi yang belum maksimal. maka perlu dilakukan mitigasi risiko agar dapat diminimalisir *pipeline* mengalami korosi eksternal pada kondisi tersebut.

3. Hasil rekomendasi mitigasi risiko yang paling kritical yaitu pada segmen 14, 15, dan 16 *pipeline* area SUTET *crossing* yang berpotensi terkena interferensi SUTET dikarenakan faktor pencegahan korosi yang masih belum maksimal, berdasarkan interval inspeksi dilakukan 4 paling lambat tahun, dengan cara pengendalian risiko *engineering control* yaitu melakukan pemasangan proteksi katodik, yang terlebih dahulu dihitung seberapa area yang di cover pada *pipeline* tersebut, sehingga kemungkinan terjadinya korosi eksternal disegmen tersebut dapat diminimalisir.
4. Berdasarkan hasil permodelan statistik pengaruh interferensi SUTET dan ketebalan pipa gas PT. X diperoleh menggunakan regresi linier sederhana yaitu dengan model  $CI = -1,0983S + 22,931$  yang paling *significant* karena koefisien korelasinya (R) paling tinggi, dimana fungsi (CI) adalah *corrosion index* dan fungsi (S) adalah segmen, yaitu dengan nilai koefisien korelasi R sebesar 0,96514 lebih besar dari nilai R tabel sebesar 0,811 dari signifikansi sebesar 95%. Berarti data yang digunakan pada penelitian ini adalah valid.

#### 5.6. Saran

1. Untuk segmen 14, 15, dan 16 *pipeline* perlu dilakukan pemasangan proteksi katodik, yang terlebih dahulu dihitung seberapa area yang di cover pada *pipeline* tersebut.
2. Untuk segmen 14, 15, dan 16 *pipeline* area SUTET *crossing* perlu dilakukan Pengukuran *Soil resistivity*, agar dapat mengetahui apakah tanah yang mengubur *pipeline* di segmen tersebut mengalami korosifitas atau tidak. Sehingga dapat mengetahui nilai risiko *corrosion index* pada faktor *soil corrosivity*.

#### Referensi

[1] Fadlan Wibowo, "Kajian Resiko Pipa Gas Transmisi PT Pertamina Studi Kasus Simpang KM 32-Palembang," p. 8, 2015, [Online]. Available: <https://www.ptonline.com/articles/how-to-get-better-mfi-results>.

[2] Eric Prasetyo, "Studi Aplikasi Risk Based Inspection (RBI) pada Process Piping PL-117-A 0,75", 2", 3", dan 4" dengan Metode API 581 Base Resource Document di Industri Mintak dan Gas," p. 157, 2015.

[3] F. A. Niftiani, A. W. Husodo, and N. Amrullah, "Analisis Penilaian Risiko Jalur Pipa pada MainN Steam Line Menuju Demister," no. 2581, pp. 1–6, 2017.

[4] M. Bariyyah, "Analisis Risiko Pipa Transmisi Gas Onshore di Sumatera," p. 189, 2012.

[5] Ms. Sovian Simatupang, Prof. Dr. Ir. Sulistijono, DEA, Ir. Muchtar Karokaro, "Studi Analisis Resiko Pada Pipeline Oil Dan Gas Dengan Metode Risk Assesment Kent Muhlbauer Dan Risk Based Inspection Api Rekomendasi 581," *J. Penelit.*, vol. 3, no. 1, pp. 1–12, 2010, [Online]. Available: <http://eprints.undip.ac.id/40874/>

[6] F. A. Niftiani, A. W. Husodo, and N. Amrullah, "Analisis Penilaian Risiko Jalur Pipa pada MainN Steam Line Menuju Demister," no. 2581, pp. 1–6, 2017.

[7] M. R. Pratama, J. Alhilman, A. Pamoso, F. R. Industri, and U. Telkom, "Usulan Estimasi Optimal Inspection & Maintenance Pada Pipa Penyaluran Gas Dengan Menggunakan Metode Risk Based Inspection Dan Risk Based Maintenance Di Pt Xyz," vol. 7, no. 2, pp. 1–8, 2020.

[8] P. P. Onshore, "natural gasoline, natural gas liquids, liquefied petroleum gas, carbon dioxide, liquid alcohol, liquid anhydrous ammonia," pp. 3–38.

[9] D. Prayudha, E. Moralista, and I. Y. Ashari, "Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (Remaining Service Life / Rsl) pada Jalur Pipa Transportasi Crude Oil dari Spu-A Mundu ke Terminal Balongan di PT Pertamina Ep Asset 3 Jatibarang Field, Kabupaten Indramayu Provinsi Jawa Barat," *Pros. Tek. Pertamb.*, vol. 4, no. 2, pp. 512–520, 2018.

[10] H. T. Fahrudin, H. Yudo, and W. Amiruddin, "Analisa Tegangan Pada Saluran Pipa Transmisi Gas Bawah Tanah PT. Citra Panji Manunggal Dengan Menggunakan Software Berbasis Elemen Hingga," *J. Tek. Perkapalan*, vol. 8, no. 3, pp. 282–289, 2020, [Online]. Available: <https://ejournal3.undip.ac.id/index.php/naval>

[11] M. Y. Jamil, "Risk Assessment Pipa Onshore Area Gresik," p. 132, 2016.

