

Perencanaan Inspeksi Pipeline 30 Inch Sales Gas Kilometer Point 0+00 Sampai Kilometer Point 10+905 Menggunakan Metode Risk Based Inspection Berdasarkan Api 581

Muhammad Syaiful Amin^{1*}, Burniadi Moballa², Raden Dimas Endro Witjonarko³

Program Studi D4-Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Surabaya, Indonesia^{1*}

Program Studi D4-Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Surabaya, Indonesia²

Program Studi D4-Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Surabaya, Indonesia³

Email: muhammdsyaiful@student.ppns.ac.id^{1*}; bmoballa@ppns.ac.id²; dimasend@ppns.ac.id³

Abstract - A 30-inch gas pipeline spanning 22.9 km and in operation since 2014 is a vital national infrastructure for transporting natural gas from exploration sites to processing facilities. The metallic material of the pipeline is prone to corrosion due to chemical reactions with gas components, potentially leading to wall thinning and reduced structural integrity. Although designed with a corrosion allowance, varying corrosion rates across locations require regular inspection. Given that much of the pipeline is underground, a risk-based inspection (RBI) approach offers a more efficient alternative without excavation. This study aims to identify pipeline segmentation, potential damage mechanisms, Probability of Failure (Pf), Consequence of Failure (Cf), and overall risk level from KP 0+000 to KP 10+905. The results show the pipeline is divided into 43 segments, with thinning and external damage as the main failure mechanisms. The highest PoF is found in segment 6 at 0.1396 failures/year, and the highest Cf is in segment 32 at USD 136,587 per incident. Segment 6 falls into a medium-risk category, while all other segments are categorized as low risk. Planned inspection in 2026.

Keyword: pipeline, analisis risiko, probability of failure, consequence of failure, inspection.

Nomenclature

a	konstanta yang disediakan untuk cairan acuan dalam analisis konsekuensi
b	konstanta yang disediakan untuk cairan acuan dalam analisis konsekuensi
BBD	biaya pemulihan lingkungan
C_f	consequence of failure
C_f^{area}	konsekuensi kegagalan area
C_f^{fin}	konsekuensi kegagalan finansial
CA_f	luas area terdampak
CBD	biaya pemulihan lingkungan terdampak
D_f	damage factor
F_{MS}	Management system factor
G_{ff}	generic failure frequency
P_f	probability of failure
Wn	laju kebocoran
x	tipe laju pelepasan

1. PENDAHULUAN

Sebuah pipeline berdiameter 30 inch sepanjang 22,9 km milik negara digunakan untuk mengangkut gas alam dari perusahaan eksplorasi ke pengelolaan gas merupakan objek vital nasional yang perlu dijaga integritasnya. Material logam pipeline rentan terhadap korosi akibat reaksi kimia dengan kandungan gas, yang dapat menyebabkan penipisan ketebalan dan risiko

kegagalan. Meskipun telah ditentukan corrosion allowance dan usia pakai, perbedaan laju korosi di setiap lokasi tetap menjadi tantangan. Untuk menjaga integritasnya, inspeksi berkala diperlukan, namun sulit dilakukan secara langsung karena sebagian pipeline tertanam di bawah tanah. Pendekatan analisis risiko menjadi solusi efektif karena mempertimbangkan umur, kondisi operasi, dan potensi kerusakan tanpa perlu penggalian, serta lebih efisien secara waktu dan biaya[1]. Namun, belum ada standar khusus yang membahas analisis risiko untuk inspeksi pipeline, sehingga penelitian ini dilakukan bertujuan perencanaan inspeksi berbasis analisis risiko pada pipeline. Pada penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif.

2. METODOLOGI.

2.1 Prosedur Penelitian

Pengerjaan penelitian ini diawali dengan melakukan pengumpulan data dari perusahaan mengenai data riwayat inspeksi dan data pipeline. Selanjutnya dilakukan penentuan segmentasi pada pipeline untuk memudahkan dalam menganalisis berdasarkan kondisi lingkungan yang dilalui pipeline. Kemudian melakukan identifikasi damage mechanism atau mekanisme kerusakan yang terjadi pada pipeline. Identifikasi damage mechanism didasarkan pada screening criteria yang disediakan oleh API 581. Hasil screening damage mechanism selanjutnya

dihitung *Probability of Failure* (P_f) atau peluang kegagalan untuk setiap *damage mechanism* yang aktif dengan metode kuantitatif. *Consequence of Failure* (C_f) perlu dilakukan perhitungan sebagai akibat terjadinya kerusakan yang terjadi. Hasil perhitungan C_f akan menghasilkan biaya kerugian disetiap area terdampak akibat kegagalan sistem. Dari P_f dan C_f yang didapat, dilakukan penentuan tingkat risiko menggunakan diagram matriks risiko. Dari tingkat risiko akan menjadi pertimbangan untuk kapan dilakukan inspeksi selanjutnya.

2.2 Menentukan Segmentasi Pipeline

Terdapat dua metode dalam melakukan segmentasi *pipeline* yaitu segmentasi dengan panjang tetap dan segmentasi dinamis. Segmentasi panjang tetap yaitu pembagian pipa dalam bagian kecil dengan panjang yang sama misalnya per 1 km atau per 1 *feet*. Sedangkan segmentasi dinamis merupakan pembagian pipa dalam bagian kecil dengan berdasarkan kondisi lingkungan yang dilalui pipa. Penentuan segmentasi ini bertujuan meningkatkan akurasi penilaian [2].

2.3 Identifikasi Damage Mechanism

Kegiatan identifikasi mekanisme kerusakan yang terjadi pada pipeline diperlukan untuk mengetahui mekanisme kerusakan apa saja yang dapat terjadi pada sepanjang pipeline [3]. Mekanisme kerusakan yang terjadi didapat dari damage mechanism screening berdasarkan screening criteria pada API 581 Part 2 [4] dan dikonfirmasi dengan data histori dari pipa seperti data hasil inspeksi pipa.

2.4 Pengolahan Data

Data yang diperoleh dari perusahaan masih bersifat mentah dan belum menggambarkan kondisi keseluruhan pipa karena data inspeksi pertama bersifat parsial atau dengan kata lain dilakukan sebagian saja. Maka dari itu perlu dilakukan pengolahan data menggunakan metode statistika untuk mendefinisikan

2.5 Perhitungan Probability of Failure (P_f)

Penentuan *Probability of Failure* (P_f) atau peluang kegagalan dilakukan dengan metode kuantitatif yang didasarkan pada hasil identifikasi mekanisme kerusakan yang terjadi. Berdasarkan API 581 untuk menghitung P_f menggunakan Persamaan 2.1

$$P_f(t) = G_{ff} \times D_f(t) \times F_{MS} \quad (2.1)$$

Dimana : P_f adalah *probability of failure*, G_{ff} adalah *generic failure frequency*, D_f adalah *damage factor*, dan F_{MS} adalah *factor menejemen system*. Dari nilai P_f yang didapat selanjutnya ditentukan kategori P_f seperti pada Tabel 2.1.

Tabel 2. 1 Kategori *Probability of Failure* (P_f)

Kategori	Rentang Probabilitas ($P_f(t)$)	Rentang Faktor Kerusakan ($D_{f-total}$)
1	$P_f(t) \leq 3,06E-05$	$D_{f-total} \leq 1$
2	$3,06E-05 < P_f(t) \leq 3,06E-04$	$1 < D_{f-total} \leq 10$
3	$3,06E-04 < P_f(t) \leq 3,06E-03$	$10 < D_{f-total} \leq 100$
4	$3,06E-03 < P_f(t) \leq 3,06E-02$	$100 < D_{f-total} \leq 1000$
5	$P_f(t) > 3,06E-02$	$D_{f-total} > 1000$

2.6 Perhitungan Consequence of Failure (C_f)

Analisis *Consequence of Failure* (C_f) dilakukan untuk memperkirakan dampak yang mungkin timbul akibat suatu kegagalan [5]. Proses analisis ini harus dapat diulang, disusun secara sederhana, dan memiliki tingkat keandalan yang tinggi [6]. Perhitungan dari *Consequence of Failure* yang akan dilakukan di dalam studi ini akan berfokus pada penentuan luas area terdampak dan konsekuensi finansial terhadap keusakan komponen akibat kegagalan system yang masuk dalam luasan area terdampak. Untuk menghitung *consequence of failure* (C_f) di sediakan pada API 581 pada Part 3[4]. Berikut methodology perhitungan C_f :

- Menentukan Fluida Representatif
- Pemilihan ukuran lubang kebocoran
- Menghitung massa fluida yang dapat terlepas
- Menghitung Laju Kebocoran
- Menentukan Tipe Kebocoran
- Menentukan Fase Terakhir Fluida Terlepas
- Evaluasi Respon Pasca Kebocoran
- Menentukan Konsekuensi Area Kebocoran
- Menentukan Konsekuensi finansial

Perhitungan area terdampak menggunakan Persamaan 2.2.

$$CA_f = a \cdot x^b \quad (2.2)$$

Nilai untuk variabel a dan b dalam Persamaan 2.2 disediakan untuk fluida referensi di Bagian 3, Tabel 4.8 dan Tabel 4.9 pada API 581. Jika pelepasan fluida bersifat *steady state* dan kontinu (seperti pada kasus ukuran lubang kecil), laju pelepasan digunakan untuk x dalam Persamaan 2.2. Namun, jika pelepasan dianggap sebagai pelepasan seketika (misalnya akibat pecahnya bejana atau pipa), massa pelepasan digunakan untuk x dalam Persamaan 2.2. Transisi antara pelepasan kontinu dan pelepasan seketika didefinisikan sebagai pelepasan di mana lebih dari 10.000 lb (4.536 kg) massa fluida keluar dalam waktu kurang dari 3 menit dapat dilihat *Part 3, section 4.5*. API 581. Setelah mendapatkan nilai konsekuensi area, selanjutnya adalah menghitung luas konsekuensi kebakaran akhir dihitung sebagai rata-rata berbobot probabilitas dari tiap ukuran lubang pelepasan, berdasarkan distribusi ukuran lubang dan faktor frekuensinya (G_{ff}).

Empat ukuran lubang digunakan, dari kebocoran kecil hingga pecah total, untuk menilai dampak terhadap peralatan. Untuk menghitung luas konsekuensi kebakaran akhir menggunakan Persamaan 2.3

$$CA_{cmd,n}^{flam} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{cmd,n}^{flam}}{gff_{total}} \right) \quad (2.3)$$

Untuk menentukan konsekuensi finansial terhadap kerusakan komponen menggunakan Persamaan 2.4

$$FC_{cmd} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot x_{holecost}}{gff_{total}} \right) \times matcost \times costfactor \quad (2.4)$$

Dimana FC_{cmd} merupakan kerugian financial akibat kerusakan komponen. G_{ff-n} adalah *generic failure frequency* setiap lubang kebocoran, $matcost$ merupakan biaya penggantian material pipa. $costfactor$ merupakan factor inflasi biaya.

$$FC_{f.affa} = CA_{f.cmd} \times equipcost \quad (2.5)$$

Dimana $FC_{f.affa}$ merupakan kerugian financial lingkungan terdampak. $CA_{f.cmd}$ luas area terdampak dan $equipcost$ adalah biaya ganti rugi komponen lingkungan yang terdampak. Biaya komponen lingkungan dihitung berdasarkan luasan atau jumlah komponen yang terdapat dalam area terdampak. Selain biaya ganti rugi komponen perlu ditambah biaya pemulihan lingkungan menggunakan Persamaan 2.6 [7].

$$CBD = BBD \times \frac{IH_T}{IH_D} \times LA \quad (2.6)$$

Dimana CBD adalah biaya pemulihan lingkungan keanekaragaman hayati (*biodiversity*), BBD adalah biaya pemulihan keanekaragaman hayati (*biodiversity*) senilai Rp 2,700,000,00/hektar, IH_T adalah indeks harga pada tahun terjadi kerusakan, IH_D adalah indeks harga pada tahun dasar, LA adalah luasan area terdampak. Indeks harga menunjukkan inflasi harga dari tahun yang ditetapkan. Untuk harga ganti rugi disediakan pada tabel berikut :

Tabel 2. 2 Biaya Ganti rugi Tanaman

Tanaman	Biaya Ganti Rugi		
	Satuan	Harga	
Padi	Hektare	Rp	24.764.000
Jagung	Hektare	Rp	19.500.000
Kelapa	Pohon	Rp	442.000
Jati	Pohon	Rp	390.500,00
Kakao	Pohon	Rp	93.500,00

Sumber : [8][9]

Tabel 2. 3 Biaya Ganti Rugi Konstruksi

Konstruksi	Satuan	Harga Satuan	
Jalan beton & jalan aspal	m2	Rp	243.191
Jembatan	m2	Rp	19.653.750
Saluran Irigasi	m3	Rp	1.952.544
Bangunan	m2	Rp	5.675.199
Jalan tanah	m2	Rp	7.075

Sumber : [10]-[11]

Setelah mendapat nilai konsekuensi selanjutnya adalah menentukan kategori konsekuensi berdasarkan Tabel 2.2

Tabel 2. 4 Kategori *Consequence of Failure (Cf)*

Kategori	Konsekuensi Kategori Range (USD)	Konsekuensi Kategori Range (m ²)
A	$C_f^{fin} \leq 10,000$	$C_f^{area} \leq 9.29$
B	$10,000 < C_f^{fin} \leq 100,000$	$9.29 < C_f^{area} \leq 92.9$
C	$100,000 < C_f^{fin} \leq 1,000,000$	$92.9 < C_f^{area} \leq 929$
D	$1,000,000 < C_f^{fin} \leq 10,000,000$	$929 < C_f^{area} \leq 9290$
E	$C_f^{fin} > 10,000,000$	$C_f^{area} > 9290$

Sumber: (API 581,2025)

2.7 Analisis Tingkat Risiko

Setelah didapatkan hasil nilai kemungkinan kegagalan (*PoF*) konsekuensi kegagalan (*CoF*), kemudian hasil *PoF* dan *CoF* dimasukkan kedalam persamaan berikut :

$$R(t) = P_f(t) \times C_f(t) \quad (2.7)$$

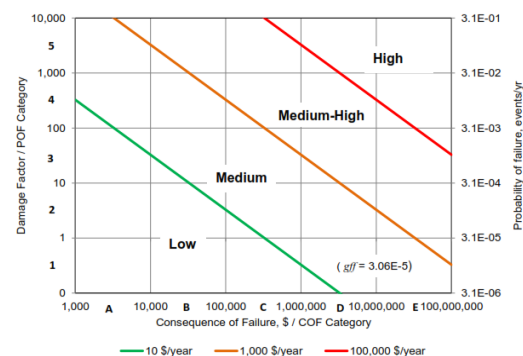
Dimana :

$R(t)$ = Risiko sebagai fungsi waktu, \$/yr

$P_f(t)$ = *probability of failure* sebagai fungsi waktu, *failure/yr*

$C_f(t)$ = *consequence of failure* sebagai fungsi waktu, \$/event

Hasil dari perhitungan risiko selanjutnya akan di plot pada diagram matrix risiko untuk mengetahui kategori tingkat risiko. Kategori tingkat risiko terdiri dari *high*, *medium high*, *medium*, *low* untuk setiap komponen atau peralatan yang dianalisis. Semakin tinggi tingkat risiko pada peralatan maka perlu segera dilakukan mitigasi pada peralatan tersebut dan apabila semakin rendah tingkat risiko maka peralatan tersebut masih aman untuk digunakan.



Gambar 2. 1 Matrix Risiko
(sumber: API 581,2025)

2.8 Penjadwalan Inspeksi

Menurut API 581, Perencanaan inspeksi berdasarkan risiko mengasumsikan bahwa pada suatu titik waktu, risiko akan mencapai atau melebihi target tingkat risiko yang diinginkan pengguna atau perusahaan. Ketika atau sebelum target risiko yang ditentukan pengguna tercapai, maka inspeksi terhadap peralatan direkomendasikan berdasarkan mekanisme kerusakan komponen dengan Faktor Kerusakan (*Damage Factors, D_f*) tertinggi atau dengan target lainnya. Perencanaan inspeksi dilakukan dengan cara berikut :

- Menentukan rencana tanggal inspeksi (*plan date*) dan *plan period*. *Plan period* adalah rentang waktu antara *RBI date* hingga *plan date*.
- Menentukan target risiko
- Memproyeksikan risiko selama *plan period* dengan interval 0.5 tahun.
- Menentukan perencanaan inspeksi akhir dengan ketentuan jika target risiko tercapai. Apabila target risiko belum tercapai maka inspeksi dilakukan pada *plan date*. Jika selama masa *plan period* target risiko tercapai maka inspeksi dilakukan pada tahun saat target risiko tercapai.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Penentuan Segmentasi Pipeline

Penentuan segmentasi *pipeline* menggunakan metode pembagian dinamis yaitu pembagian berdasarkan kondisi lingkungan disekitar *pipeline*. Hasil dari penentuan segmentasi yang dilakukan didapatkan hasil bahwa *pipeline* dengan panjang 10,905 km dibagi menjadi 43 segmen. Namun pada penelitian ini ditampilkan hanya 10 segmen sebagai sample. Berikut hasil pembagian segmen *pipeline* :

Tabel 3. 1 Segmentasi Pipeline

Nomor Segmen	KP Start	KP End	Kondisi Lingkungan
1	0	0,005	Processing Plant Area
2	0,005	0,342	Processing Plant Area
3	0,342	0,356	persilangan jalan
4	0,356	0,45	Rumah/bangunan
5	0,45	0,55	rawa - rawa
6	0,55	0,59	persilangan sungai
7	0,59	1,08	rawa - rawa
8	1,08	1,085	persilangan sungai
9	1,085	1,126	rawa - rawa
10	1,126	1,134	persilangan jalan

3.2 Pengolahan Data

Pengolahan data dilakukan untuk mengidentifikasi ketebalan pipa dan laju korosi disetiap segmen. Setiap satu segmen diasumsikan memiliki ketebalan pipa dan laju korosi seragam untuk memudahkan dalam melakukan analisis. Terdapat beberapa data historis pipa yang menjadi dasar penentuan ketebalan pipa dan laju korosi. Data tersebut adalah data UT tahun 2017 & tahun

2023 yang berlokasi di bagian pig launcher. Kemudian data *In-line Inspection* tahun 2023 dan *corrosion coupon* 2021, 2023, dan 2024. Rata – rata ketebalan pada data UT tahun 2017 digunakan sebagai dasar ketebalan awal pipa karena data *mill certificate* tidak diperoleh. Rata – rata ketebalan UT 2017 adalah 18,114 mm. Kemudian dilakukan pengujian statistika untuk mengetahui laju korosi pada segmen 1. Hasil uji statistika diperoleh bahwa data UT 2017 & UT2023 tidak signifikan karena tebal pada tahun 2023 lebih tebal dari data 2017 sehingga laju korosi untuk segmen 1 adalah 0 mm / year. Untuk segmen yang lain ketebalan dan laju korosi berdasarkan data ILI 2023 dan *corrosion coupon*. Berikut ketebalan pipa awal dan laju korosi setiap segmen :

Tabel 3. 2 Ketebalan Pipa dan Laju Korosi

Nomor Segmen	Tebal Awal (mm)	Corrosion Rate (mm/year)
1	18,114	0
2	18,114	0,272
3	18,114	0,001
4	18,114	0,136
5	18,114	0,117
6	18,114	0,739
7	18,114	0,369
8	18,114	0,136
9	18,114	0,001
10	18,114	0,001

3.3 Identifikasi damage mechanism

Berdasarkan hasil identifikasi menggunakan metode *screening question* yang disediakan API 581. Didapatkan bahwa *damage mechanism* yang berpotensi terjadi adalah Thinning dan External Damage. Untuk *damage mechanism stress corrosion cracking* sebenarnya berpotensi terjadi karena terdapat sulphur dalam komposisi fluida namun berdasarkan perhitungan tekanan parsial dari H₂S masih dibawah tekanan yang di syaratkan API 581 maka SCC dianggap tidak ada.

3.4 Perhitungan Probability of Failure (P_f)

3.4.1 Generic Failure Frequency (G_{ff})

Nilai *G_{ff}* disediakan dari API 581. Berikut nilai *G_{ff}* dari *pipeline* :

Tabel 3. 3 Generic Failure Frequency

GFF as a Function of Hole Size (failures/yr)				gff (failures/yr) total
Small	Medium	Large	Rupture	
8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05

3.4.2 Damage Factor Thinning (D_f^{thin})

Berdasarkan perhitungan damage factor thinning yang disediakan pada API 581 untuk setiap segmen. Berikut hasil perhitungan damage factor thinning :

Tabel 3. 4 *Damage Factor Thinning*

Nomor Segmen	Damage Factor Thinning (D_f^{thin})
1	0,100
2	1,058
3	0,100
4	0,248
5	0,214
6	4548,315
7	5,400
8	0,248
9	0,100
10	0,100

3.4.3 Damage Factor External Damage ($D_f^{extcorr}$)

Berdasarkan perhitungan damage factor thinning yang disediakan pada API 581 untuk setiap segmen. Berikut hasil perhitungan damage factor thinning :

Tabel 3. 5 *Damage Factor External Damage*

Nomor Segmen	Damage Factor External Damage ($D_f^{extcorr}$)
1	0,000000000
2	0,000002394
3	0,000000000
4	0,000000000
5	0,000000000
6	0,000064095
7	0,000044112
8	0,000000000
9	0,000000000
10	0,000000000

3.4.3 Damage Factor Final (D_f)

Dari hitungan damage factor thinning dan external damage, dipilih nilai tertinggi dari kedua damage factor tersebut. Berikut *damage factor final* (D_f) :

Tabel 3. 6 *Damage Factor Total*

Nomor Segmen	Damage Factor Final (D_f^{total})
1	0,1000
2	1,0576
3	0,1000
4	0,2482
5	0,2141
6	4548,3145
7	5,3999
8	0,2482
9	0,1000
10	0,1000

3.4.3 Probability of Failure (P_f)

Perhitungan *Probability of Failure* (P_f) menggunakan Persamaan 2.1. Berikut hasil P_f untuk setiap segmen dan kategori P_f :

Tabel 3. 7 Nilai *Probability of Failure*

Nomor Segmen	P_f (failure/year)	Kategori P_f
1	0,1000	1
2	1,0576	5
3	0,1000	1
4	0,2482	1
5	0,2141	1
6	4548,3145	5

Nomor Segmen	P_f (failure/year)	Kategori P_f
7	5,3999	5
8	0,2482	1
9	0,1000	1
10	0,1000	1

3.5 Perhitungan *Consequence of Failure* (C_f)

Perhitungan C_f dimulai dengan menentukan fluida representative untuk melihat karakteristik fluida system. Berdasarkan data komposisi fluida bahwa fluida sistem adalah natural gas dengan komposisi fluida dominan pada C1-C2. Maka Fluida representative berdasarkan API 581 menggunakan C1-C2. Adapun sifat dari fluida tersebut berdasarkan tabel fluida representatif yang adalah sebagai berikut:

- Molecular Weight : 23 kg/kg-mol
- C_p : 44.4 J/kg-mol-K
- k : 11231
- AIT : 558 °C

Selanjutnya adalah penentuan lubang kebocoran. Berdasarkan API 581 untuk nilai diameter masing-masing lubang pelepasan dipilih yang paling minimum, yaitu *small* ($d1= 6,4 \text{ mm}$), *medium* ($d2= 25 \text{ mm}$), *large* ($d3= 102 \text{ mm}$), dan *rupture* ($d4= 406 \text{ mm}$). Kemudian menentukan laju kebocoran menggunakan Persamaan 2.8 berikut :

$$W_n = \frac{C_d}{C_2} \cdot A_n \cdot P_s \sqrt{\left(\frac{k \cdot MW \cdot g_c}{R \cdot T_s}\right) \left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{K+1}{K-1}}} \quad (2.8)$$

Berikut hasil perhitungan laju kebocoran setiap segmen :

Tabel 3. 8 Nilai Laju kebocoran

Nomor Segmen	Laju Kebocoran (W_n)			
	<i>Small</i>	<i>Medium</i>	<i>Large</i>	<i>Rupture</i>
1	11,292	172,306	2868,279	45443,642
2	11,288	172,235	2867,085	45424,721
3	11,283	172,161	2865,859	45405,303
4	11,281	172,138	2865,482	45399,328
5	11,279	172,098	2864,805	45388,595
6	11,277	172,068	2864,316	45380,849
7	11,269	171,957	2862,465	45351,528
8	11,263	171,853	2860,737	45324,142
9	11,262	171,844	2860,576	45321,597
10	11,261	171,833	2860,405	45318,887

Kemudian menentukan massa terlepas tiap lubang kebocoran. Berdasarkan hasil perhitungan massa terlepas untuk lubang kecil rata-rata adalah 10163,037, medium =77537,822.kemudian large dan rupture memiliki nilai sama yaitu 274665,485. Kemudian mengevaluasi respon pasca-kebocoran bergantung pada system deteksi dan isolasi fluida pada suatu system. Diketahui bahwa *pipeline* memiliki system deteksi dan isolasi dengan rating A. Setelah itu menentukan luas area terdampak menggunakan Persamaan 2.2. Berikut hasil perhitungan luasan area terdampak :

Tabel 3. 9 Nilai Luas Area Terdampak

Nomor Segmen	$CA_{Flam}^{Final} (m^2)$
1	4690,0809
2	4689,2962
3	4688,4902
4	4688,2421
5	4687,7963
6	4687,4745
7	4686,2553
8	4685,1153
9	4685,0094
10	4684,8964

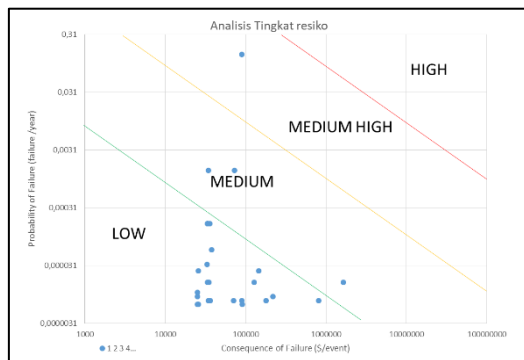
Setelah mendapatkan nilai area terdampak selanjutnya adalah menghitung konsekuensi kerugian finansial seluas area terdampak. Berikut hasil perhitungan konsekuensi kerugian finansial dan kategori C_f :

Tabel 3. 10 Nilai Konsekuensi Finansial

Nomor Segmen	$C_f (USD) / Event$	Kategori C_f
1	40052	B
2	32936,71	B
3	39390,59	B
4	205904,83	C
5	104380,48	C
6	103006,68	C
7	33590,53	B
8	34960,10	B
9	33158,24	B
10	33590,50	B

3.6 Analisis Tingkat Risiko

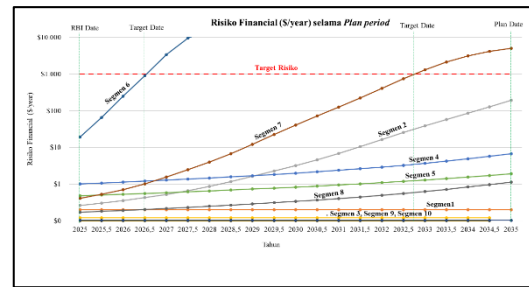
Setelah didapatkan nilai P_f dan C_f selanjutnya adalah menganalisis risiko berdasarkan finansial dengan menggunakan Persamaan 2.7.



Gambar 3. 1 Plotting Matrix Risiko

3.6 Penjadwalan Inspeksi

Berdasarkan API 581 Part 4 untuk waktu inspeksi direncanakan (*plan date*) adalah 10 tahun dari perhitungan RBI kemudian dari periode antara *RBI date* dan *plan date* dievaluasi terkait peningkatan risiko yang terjadi apakah meningkat secara signifikan. untuk target yang ditetapkan adalah risiko finansial dengan nilai 1000 \$/tahun. Berikut hasil proyeksi selama *plan period*:



Gambar 3.2 Proyeksi Laju Risiko selama *Plan Date*

Dari grafik diatas didapatkan bahwa ada 2 segmen yang mencapai target dalam *plan period* yaitu segmen 6 pada tahun 2026 dan segmen 7 pada tahun 2032. Dari hasil tersebut diambil tahun yang lebih awal saat risiko mencapai target. Maka inspeksi selanjutnya dilakukan pada tahun 2026.

4. KESIMPULAN

Dari hasil perhitungan segmentasi pipeline memiliki 10 segmen. Nilai tertinggi P_f dari keseluruhan segmen adalah 4548,3145 terdapat pada segmen 6 dan nilai C_f tertinggi pada segmen 4 sebesar \$ 205904,83. Dijadwalkan inspeksi selanjutnya pada tahun 2026.

5. PUSTAKA

- [1] M. Attia and J. Sinha, "Reliability of quantitative risk models: a case study from offshore gas production platform," pp. 1–16, 2022, doi: 10.21595/marc.2022.22292.
- [2] W. K. Muhlbauer, *Pipeline Risk Management Manual Third Edition*, 3rd ed. Oxford: Elsevier Inc., 2004.
- [3] P. Seno Aji, B. Moballa, and D. Wardani, "Penggunaan Metode Risk Based Inspection API 581 Tahun 2000 sebagai Dasar Analisis Risiko Sistem Producer Gas PLTSa Surakarta," *Proceeding 8 th Natl. Conf. Pip. Eng. its Appl.*, no. 2656, pp. 178–183, 2023.
- [4] API 581, *API Recommended Practice 581 Fourth Edition - Risk Based Inspection Methodology*, no. January. American, 2025.
- [5] A. P. P. Budiono, R. D. E. Witjonarko, and B. Prasajo, "Penggunaan Metode Risk Based Inspection API 581 Tahun 2000 sebagai Dasar Analisis Risiko Tangki Penyimpanan Minyak Mentah dan Bahan Bakar," *Proceeding 9 th Natl. Conf. Pip. Eng. its Appl.*, no. 2656–0933, 2000.
- [6] API 580, *API RP 580 - Elements of a Risk-Based Inspection Program*, no. August. American, 2023.
- [7] Kementerian Lingkungan Hidup Republik Indonesia, *Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No. 7*. 2014.

- [8] Pemerintah Daerah Kab.Sukamara, *Peraturan Daerah Kabupaten Sukamara No. 11*, 2017, p. 111.
- [9] Pemerintah daerah Kab. Kebumen, *Peraturan Daerah Kabupaten Kebumen No. 34*, vol. 85, no. 1. Indonesian: Peraturan Daerah Kab. Kebumen, 2014, pp. 2071–2079.
- [10] G. J. Johari and M. R. Almuhsy, “Penerapan Metode Cost Significant Model pada Estimasi Biaya Pembangunan Peningkatan Jalan,” pp. 1–12, 2024, doi: 10.33364/konstruksi/v.22-1.1427.
- [11] S. F. Yanuar, H. H. Ahmad, and A. I. F. P, “Cost Analysis of Tertiary Irrigation Channel Planning of Pondokwaluh Irrigation Area , Kabupaten Jember,” vol. 08, no. 01, pp. 16–27, 2023.