ITATS
SEMITAN
Jurnal Sumberdaya Bumi Berkelanjutan
https://ejurnal.itats.ac.id/semitan

Penilaian Risiko dan Perencanaan Inspeksi Pada Pipa Irigasi Heap Leaching (Pelindian) Industri Pertambangan Emas di PT. XYZ Menggunakan Metode Risk Based Inspection API 581

Rengga Ade Saputra[*1], Azizah Intan Pangesty[2], Johny Wahyuadi Soedarsono[3]
[1] Universitas Indonesia, Depok
[2] Universitas Indonesia, Depok
[3] Universitas Indonesia, Depok
*e-mail: youremail@domain.com
DOI:

Info Artikel
Diserahkan:
09 Desember 2022
Direvisi:
08 Februari 2023
Diterima:
25 Februari 2023
Diterbitkan:
28 Februari 2023

Abstrak

Industri pertambangan dapat secara aktif berkontribusi pada pembangunan berkelanjutan dengan mengurangi dampak negatif terhadap degradasi lingkungan, seperti kegagalan peralatan. Penggunaan sianida dalam metode *heap leaching* untuk ekstraksi emas merupakan salah satu cara untuk memperoleh *recovery* yang lebih tinggi dan lebih ramah lingkungan dibandingkan penggunaan merkuri. Menggunakan metode *risk-based inspection* (RBI) sesuai standar API 581 dengan pendekatan semi-kuantitatif, dapat menghitung *probability* dan *consequency* dari kegagalan yang akan terjadi pada pipa irigasi *heap leaching*. Penerapan semi-kuantitatif risk-based inspection (RBI) sesuai standar API 581, dapat menentukan rencana jadwal inspeksi yang lebih optimal dan mengurangi tingkat risiko pada peralatan objek penelitian dibandingkan metode inspeksi berbasis waktu.

Kata kunci: *risk-based inspection*, pipa irigasi *heap leaching*, jadwal inspeksi

Abstract

The mining industry can actively contribute to sustainable development by reducing negative impacts on environmental degradation, such as equipment failure. Using cyanide in the heap leaching method for gold extraction is a way to obtain a higher recovery and is more environmentally friendly than mercury. Using the risk-based inspection (RBI) method according to API 581 standard with a semi-quantitative approach, it is possible to calculate the probability and consequence of failure that will occur in heap-leaching irrigation pipes. Applying semi-quantitative risk-based inspection (RBI) according to API 581 standards can determine a more optimal inspection schedule plan and reduce the level of risk on research object equipment compared to time-based inspection methods.

Keywords: risk-based inspection, irrigation pipe heap leaching, inspection schedule

1. Pendahuluan

Setelah Konvensi Minamata 2013, Pemerintah Indonesia melarang penggunaan merkuri dalam pengolahan emas berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No. 26 Tahun 2018 [1]. Metode ekstraksi emas menggunakan cairan sianida (konsentrasi yang digunakan 400-500 ppm) dapat dikatakan lebih aman untuk manusia dan lingkungan dibandingkan menggunakan merkuri karena tidak menghasilkan sisa hasil pengolahan mineral logam emas (*tailing*) yang berbahaya. Tidak ada batuan sisa hasil pengolahan

yang mencemari sungai dan membahayakan masyarakat sekitar. Proses ekstraksi mineral logam emas menggunakan merkuri hanya bisa mencapai *recovery* 40%, sedangkan sianida bisa mencapai 91%. Akibatnya, lebih banyak mineral logam emas yang dihasilkan [2]. *Heap leaching* adalah salah satu metode ekstraksi emas bebas merkuri. Metode ini dengan menyemprotkan sianida secara terus menerus pada bijih mineral yang mengandung emas yang ditempatkan di area tertentu. Bijih mineral dilakukan benefisiasi sebelumnya dengan peremukan atau tanpa peremukan. Kandungan emas dalam batuan akan larut dengan cairan sianida, kemudian larutan sianida yang sudah mengandung mineral logam emas akan ditampung dalam kolam [3]. Larutan tersebut kemudian dipompa ke pabrik pengolahan untuk selanjutnya dimurnikan dan dicetak menjadi *dore bullion*. Larutan sianida yang digunakan diangkut menggunakan pipa dari *tank storage* menuju lokasi *heap leaching pad*.

Penggunaan pipa adalah salah satu metode paling praktis dan termurah untuk mendistribusikan cairan. Pipa yang digunakan terbuat dari logam yang rentan terhadap korosi dan menyebabkan kerusakan dan kebocoran. Dengan bertambahnya jumlah dan umur pipa irigasi *heap leaching* yang terpasang, maka semakin banyak pula potensi masalah kegagalan pada pipa, seperti kerusakan atau kebocoran sistem, yang dapat berdampak pada kecelakaan, keracunan, hingga pencemaran lingkungan [4].

Untuk mengurangi risiko yang mungkin terjadi, perlu dilakukan analisis terhadap kemungkinan bahaya yang dapat menyebabkan kerusakan pada pipa. Proses identifikasi bahaya harus mencakup semua potensi bahaya yang berdampak pada kinerja pipa.Oleh karena itu, setelah mempertimbangkan analisis risiko dan langkah-langkah mitigasi, perlu mempertimbangkan juga jadwal inspeksi dan jadwal penggantian pipa. Hal ini dilakukan untuk memaksimalkan kinerja pipa untuk mendapatkan hasil produksi yang terbaik. Oleh karena itu, untuk menjaga keandalan pipa, pemegang Izin Usaha Pertambangan (IUP) seharusnya memiliki metode pemeriksaan yang lebih baik untuk memastikan sisa umur pakai pipa dan mencegah kegagalan [4].

Inspeksi berbasis risiko (RBI) adalah metode sistematis untuk pemeriksaan dan pengelolaan peralatan atau unit kerja berdasarkan tingkat risiko yang dimiliki peralatan atau unit kerja tersebut. Oleh karena itu, secara umum metode RBI dapat diterapkan pada semua jenis industri dan sangat bergantung pada situasi sebenarnya dari peralatan industri yang dianalisis [5][12].

Salah satu metode pemeriksaan yang paling efektif adalah metode inspeksi berbasis risiko. *Risk-Based Inspection* (RBI) adalah metode berbasis risiko untuk menentukan rencana inspeksi dengan memprediksi kegagalan yang akan terjadi pada pipa[13]. Selain itu, metode RBI juga dapat mengurangi biaya perawatan secara signifikan, karena pemeriksaan berfokus pada peralatan yang berisiko tinggi. Hal inilah yang melatarbelakangi penelitian ini, yang menggunakan metode semi kuantitatif untuk menentukan inspeksi berbasis risiko pada pipa irigasi yang mengangkut cairan yang mengandung sianida untuk mencegah dampak bahaya dari kerusakan dan kebocoran.

Tabel 1. Informasi Objek Penelitian

Tipe Peralatan	***Pipeline***
Fluida Kerja	Fluida mengandung Sianida dengan konsentrasi 400 – 500 ppm
Diameter Pipa & Panjang Pipa	12 inci & 2.700 m
Inspeksi Terakhir	5 Juni 2022
Material	ASME B36.10 Sch. 40 SMLS ASTM A53 Gr. B Be
Ketebalan Dinding Pipa	10,31 mm (12 inci)
Tekanan Operasi Maksimum	68.94 bar (12 inci)

2. Metodologi

Penelitian difokuskan pada pipa dengan no.tag H – PLS *Pump* to CIC 2 PT XYZ, yang menghubungkan kolam *Pregnant Leach Solution* dengan fasilitas pengolahan. Spesifikasi pipa adalah standar ASME B36.10 Sch. 40 SMLS ASTM A53 Gr. B Be berdiameter 12 inci. Data penelitian berdasarkan hasil inspeksi pengukuran ketebalan dinding pipa yang dilakukan pada tahun 2021 dan 2022. Penilaian risiko dilakukan berdasarkan pendekatan semi kuantitatif metode inspeksi berbasis risiko sesuai standar API 581 dengan melakukan analisis dan evaluasi laju korosi yang terjadi[14].

2.1 Risk-Based Inspection

Inspeksi Berbasis Risiko (RBI) adalah teknik inspeksi yang relatif baru. Metode ini didasarkan pada analisis risiko, yang mencakup penentuan kemungkinan kegagalan, besarnya dampak risiko yang terkait dengan kerugian, dan hubungan antara kegagalan dan sistem operasi yang digunakan [6]. RBI adalah teknik inspeksi berbasis risiko dimana bahaya digunakan untuk menjadi dasar penentuan kegiatan dan mengelola program inspeksi [7]. RBI memungkinkan untuk memberikan kegiatan inspeksi dan pemeliharaan fasilitas dengan lebih efektif, sehingga diperoleh tingkat keselamatan lebih baik dan penggunaan anggaran yang relatif lebih efisien. Manfaat program RBI adalah untuk memperpanjang umur pakai peralatan dan meminimalkan kegagalan atau paling tidak mempertahankan tingkat risiko agar tikak mencapat atau melampaui target risiko [8]. Metode RBI mendefinisikan risiko sebagai perkalian antara *Probability of Failure (PoF)* dan *Consequence of Failure (CoF)*. Dengan demikian, risiko ditentukan oleh RBI sebagai Persamaan 1 [9][15].

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

2.1 Probability of Failure (PoF)

Probability of Failure (PoF) adalah probabilitas atau kemungkinan terjadinya kegagalan pada peralatan. Dalam metode semi-kuantitatif, PoF dihitung berdasarkan tiga jenis kerusakan, yaitu kerusakan akibat penipisan/korosi dan SCC (*stress corrosion cracking*). Kemudian, nilai kerusakan dari setiap mekanisme tersebut diakumulasikan, dan hasil akumulasi tersebut dikonversi menjadi lima tingkat risiko yang tercantum dalam Tabel 2.**Tabel 2.** Konversi Technical Module Subfactor [10]

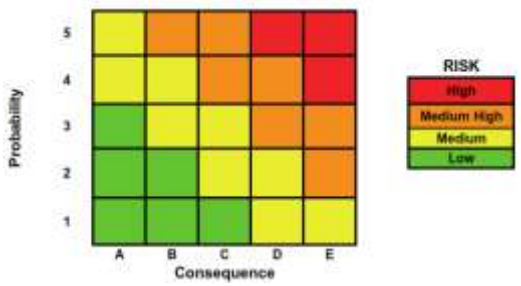
Likelihood Category	***Technical Module Subfactor***
1	<1
2	1 – 10
3	10 – 100
4	100 – 1.000
5	>100.000

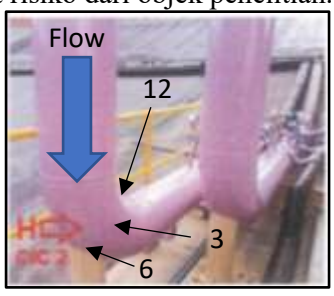
2.2 Consequence of Failure (PoF)

Consequence of Failure (CoF) meliputi perhitungan nilai risiko peralatan. Hasil perhitungan nilai CoF/risiko ini adalah area yang memungkinkan peralatan yang sedang dianalisis akan terpengaruh ketika mengalami kebocoran. Daerah yang terkena kebocoran merupakan akumulasi dari beberapa daerah yang terkena ketika terjadi kebocoran sesuai dengan ukuran berbagai jenis lubang kebocoran. Selain itu dapat juga melakukan penentuan konsekuensi kegagalan berdasarkan finansial, perhitungan dilakukan dengan beberapa pertimbangan yang dibebankan kepada perusahaan, seperti biaya kerusakan komponen, biaya kerusakan pada peralatan sekitar area, dan biaya yang terkait dengan kerugian produksi dan gangguan bisnis sebagai akibat dari waktu henti untuk memperbaiki atau mengganti peralatan yang rusak.

2.3 Tingkat Risiko

Pemeringkatan terhadap risiko dari objek penelitian dilakukan dengan mengalikan nilai *Probability of Failure (PoF)* dengan *Consequence of Failure (CoF)* kemudian dibawa kedalam matriks seimbang 5 x 5 berdasarkan standar API 581, seperti pada Gambar 1 [10]. Matriks tersebut memilili beberapa tingkat risiko, yaitu risiko tinggi (*high risk*) yang memiliki warna merah, risiko sedang tinggi (*medium-high risk*) yang memiliki warna oranye, risiko sedang (*medium risk*) berwarna kuning, dan risiko rendah (*low risk*) yang berwarna hijau. Tingkatan risiko diperoleh berdasarkan kategori *probability of failure* dan *consequence of failure*. Setelah kategori ditentukan, kemudian nilai-nilai tadi di plot kan kedalam matriks risiko seperti pada Gambar 1 untuk mengetahui tingkat risiko dari objek penelitian.





Gambar 1. Matrik Risiko Seimbang 5 X 5 **Gambar 2.** Arah Aliran dan Titik Sampel

3. Hasil dan pembahasan

3.1 Data

Berdasarkan data hasil inspeksi penggunaan pipa 12 inci. Data yang digunakan adalah data inspeksi dari salah satu perusahaan yang bergerak di pertambangan emas yaitu PT. XYZ. Data yang diperoleh merupakan hasil pengujian pada 2 Desember 2021 dan 5 Juni 2022 (185 hari penggunaan), yaitu nilai ketebalan yang merupakan *actual thickness*. Pipa yang akan dianalisis merupakan pipa dengan Tag. No. H – PLS *Pump* to CIC 2. Dilakukan segmentasi untuk dilakukan penelitian, hal ini dilakukan karena setiap pipa memiliki karakteristik yang berbeda disebabkan oleh kondisi mekanis dan lingkungan yang berbeda. Segmentasi yang akan dilakukan pada penelitian ini adalah di lokasi H to PLS *Pump* CIC 2, pengambilan data ketebalan pipa sendiri dilakukan pada area seperti terlihat pada Gambar 2 yang pada 12 titik searah jarum jam. Dari data yang diperoleh dapat diperhitungkan besar laju korosi (*Corrosion Rate*) yang terjadi.

Data yang digunakan dalam penilaian risiko didapatkan dari kegiatan inspeksi yang dilakukan menggunakan alat *ultrasonic testing scan*. Data yang didapatkan berupa ketebalan dinding, seperti pada Tabel 3. Berdasarkan data hasil inspeksi yang dilakukan pada tahun 2021 dan 2022, terlihat terdapat kehilangan ketebalan dinding pipa dibagian internal paling besar pada titik pukul 4 dan 7 yaitu 0,49 mm akibat mekanisme kerusakan thinning.

Tabel 3. Data Inspeksi Pipa

Pipe Size (inch)	*Position*	*Outer Diameter (mm)*	*Original Thickness (mm)*	*Actual Thickness (mm)*		Kehilangan Ketebalan (mm)
				2021	2022	
12	H – PLS Pump to CIC 2	323,8	10,31	1. 9,63	1. 9,55	1. 0,08
				2. 9,6	2. 9,55	2. 0,05
				3. 9,68	3. 9,68	3. 0,00
				4. 10,25	4. 9,76	4. 0,49
				5. 10,28	5. 9,83	5. 0,45
				6. 9,97	6. 9,51	6. 0,46
				7. 10,23	7. 9,74	7. 0,49
				8. 10,31	8. 9,98	8. 0,33
				9. 10,31	9. 9,86	9. 0,45
				10. 10,19	10. 9,89	10. 0,30
				11. 10,31	11. 9,87	11. 0,44
				12. 10,23	12. 9,91	12. 0,32

3.2 Perhitungan Laju Kebocoran

Langkah awal adalah melakukan asesmen kegiatan deteksi dan isolasi yang dilakukan perusahaan, kemudian menentukan peringkat sistem deteksi dan isolasi dari pipa berdasarkan API 581 Kegiatan deteksi dan isolasi sesuai Tabel 3, klasifikasi untuk sistem deteksi adalah "B" yaitu tersedia detektor yang dapat mengetahui apabila terjadi kebocoran pada pipa sedangkan klasifikasi isolasi yaitu "C" yaitu sistem isolasi diaktifkan secara manual jika terdapat kebocoran.

Setelah melakukan asesmen sistem deteksi dan isolasi, data tersebut digunakan untuk memprediksi durasi kebocoran apabila kegagalan terjadi, penentuan durasi kebocoran berdasarkan besarnya ukuran lubang yang mungkin terjadi yaitu ¼ *inch*, 1 *inch* dan 4 *inch*, sebagaimana dimaksud dalam Tabel 5.

Tabel 4. Tipe dari Sistem Deteksi dan Isolasi terhadap Kebocoran [10]

Tipe dari Sistem Deteksi	**Klasifikasi dari Deteksi**
Instrumentasi yang dirancang khusus untuk mendeteksi kerugian material dengan perubahan kondisi operasi (yaitu kehilangan tekanan atau aliran) dalam sistem.	A
Detektor yang ditempatkan dengan tepat untuk menentukan kapan bahan berada di luar selubung yang mengandung tekanan.	B
Deteksi visual, kamera, atau detektor dengan cakupan marginal.	C

Tipe dari Sistem Isolasi	Klasifikasi dari Isolasi
Sistem isolasi atau *shutdown* diaktifkan langsung dari instrumentasi atau detektor proses, tanpa campur tangan operator.	A
Sistem isolasi atau *shutdown* diaktifkan oleh operator di ruang kontrol atau lokasi lain yang sesuai yang jauh dari kebocoran.	B
Isolasi bergantung pada katup yang dioperasikan secara manual.	C

Tabel 5. Waktu Lamanya Kebocoran Didasarkan pada Sistem Deteksi dan Isolasi [10]

Detection System Rating	*Isolation System Rating*	*Leak Duration (minutes)*			
		¼ inch	1 inch	4 inch	*Rupture*
B	C	60	30	20	N/A

Karena fluida yang melalui pipa berupa cairan/*liquid*, maka yang diperhitungkan hanya laju kebocoran *liquid*. Rupture diasumsikan ukuran lubang adalah sama dengan ukuran diameter pipa. Berikut adalah persamaan 2 yang akan digunakan dalam perhitungan laju kebocoran *liquid*:

$$Q_L = (C_d \cdot A)\sqrt{2\rho - \rho\frac{g_C}{144}} \quad (2)$$

dimana:
Q_L: liquid discharge rate (lbs/sec),
C_d: discharge coefficient,
A: hole-cross sectional area (sq in),
ρ: density,
g_C: *conversion factor* from lbf to lbm (32.2 lbm – ft /lbf – sec^2).

Tabel 6. Laju Kebocoran Pipa dan Durasi Kebocoran Pipa

Ukuran Lubang Kebocoran (inch)	Laju Kebocoran (lb/sec)	Kebocoran Hingga Seluruh Cairan Habis (minutes)		Tipe Kebocoran
		Massa (lbs)	Durasi (menit)	
¼	0,33	459.631	22.931,46	*continuous*
1	5,34	459.631	1.433,21	*continuous*
4	85,52	459.631	89,57	*instantaneous*
Rupture	769,68	459.631	9,95	*instantaneous*

Setelah didapatkan laju kebocoran dari masing-masing ukuran lubang kebocoran pipa, kemudian dilakukan perhitungan untuk durasi kebocoran yang terjadi apabila seluruh cairan yang ada didalam pipa terkuras habis (massa total cairan 459.631 lbs) melalui lubang kebocoran pipa, seperti terlihat pada Tabel 6. Kemudian dilakukan penentuan tipe kebocoran yang terjadi, dengan cara melakukan perhitungan jumlah cairan yang keluar dalam waktu 3 menit, apabila totalnya lebih dari 10.000 lbs maka kebocoran memiliki tipe *instantaneous*, tetapi apabila kurang dari 10.000 lbs maka kebocoran yang terjadi bertipe *continuous*. Tipe *continuous* merupakan kebocoran yang berlangsung terus-menerus dan dalam waktu yang relatif lebih panjang serta penyebaran umumnya berbentuk elips memanjang, sedangkan tipe *instantaneous* merupakan kebocoran yang terjadi seketika dan dalam waktu yang singkat serta cairan hasil kebocoran menyebar berbentuk seperti awan atau danau. Serta ditentukan pula fasa fluida setelah terjadinya kebocoran, dimana fasa fluida nya masih berfasa cair.

3.3 Analisis Kegagalan

Analisis kegagalan digunakan sebagai salah satu faktor untuk menilai Probabilitas Kegagalan (PoF). Langkah awal dalam analisis ini adalah mengidentifikasi berbagai mekanisme kerusakan yang mungkin terjadi pada pipa. Berdasarkan pedoman API 581, beberapa mekanisme kerusakan yang teridentifikasi adalah serangan korosi yang menyebabkan penipisan ketebalan pipa (thinning), retakan korosi tegangan (Stress Corrosion Cracking/SCC), dan High Temperature Hydrogen Attack/HTHA. dalam penelitian ini, kami membatasi analisis pada mekanisme kerusakan akibat serangan korosi

yang menyebabkan penipisan ketebalan pipa (thinning), sementara mekanisme SCC dan HTHA dianggap tidak berlaku. Dengan asumsi bahwa mekanisme kerusakan yang terjadi pada pipa adalah thinning, langkah selanjutnya adalah mengumpulkan data yang diperlukan untuk menganalisis kegagalan berdasarkan pedoman API 581. Beberapa data umum yang diperlukan adalah sebagai berikut:

- ✓ *Nominal pipe size* (inch): 12 inch
- ✓ *Corrosion type*: general
- ✓ *Inspection effectiveness: Fairly effective*
- ✓ *Dead leg or no dead leg: No dead leg*
- ✓ *Original thickness*: 10,31 mm
- ✓ *Minimum thickness* (30%): 3,09 mm
- ✓ Ketebalan pipa aktual 2 Desember 2021: 10,25 mm
- ✓ Ketebalan pipa aktual 5 Juni 2022: 9,76 mm
- ✓ Umur penggunaan pipa: 185 hari

Kemudian dari data-data tersebut, dilakukan perhitungan untuk laju korosi jangka pendek, asesmen kegiatan inspeksi yang telah dilaksanakan, penentuan nilai *Thinning Module SubFactor* (TMSF), dan terakhir adalah penentuan nilai *Probability of Failure (PoF).*

a. Laju korosi jangka pendek

Selain data-data umum diatas, dibutuhkan juga data-data laju korosi yang terjadi pada pipa. Data laju korosi sendiri didapatkan dari data hasil inspeksi (Tabel 3), yaitu data ketebalan pipa tahun 2021 dan 2022, sehingga akan didapatkan nilai laju korosi jangka pendek dan sampel pengambilan data ketebalan dinding dilakukan pada titik 4 dikarenakan memeliki laju penipisan terbesar. Untuk laju korosi jangka pendek sendiri dipilih adalah yang paling konservatif, sebagai berikut:

$$C_r = \frac{t_{inisial} - t_{aktual}}{\text{jarak tahun } t_{inisial} - t_{actual}} \quad (3)$$

$$C_r = \frac{10{,}25 - 9{,}76}{(\frac{185}{365})} = 0{,}97 \text{ mm/tahun}$$

dimana:

$t_{inisial}$ = ketebalan awal pipa pada saat instalasi (mm)

t_{aktual} = ketebalan aktual dari pengukuran inspeksi terakhir (mm)

Hasil dari perhitungan laju korosi pada internal pipa di titik 4 yaitu 0,97 mm/tahun, dianggap konstan sepanjang masa pemakaian pipa dalam penelitian ini. Setelah didapatkan nilai laju korosi jangka pendek, dilakukan perhitungan untuk nilai fraksi kehilangan dinding komponen/*component wall loss fraction* (A_{rt}). A_{rt} merupalan parameter untuk menentukan fraksi kehilangan ketebalan pipa sejak dilakukan pengukuran ketebalan pipa pada kegiatan inspeksi terakhir, dimana nilai A_{rt} diperoleh melalui persamaan sebagai berikut:

$$A_{rt} = \frac{C_r \times age_{tk}}{t_{rde}} \quad (4)$$

$$A_{rt} = \frac{0{,}97 \frac{\text{mm}}{\text{tahun}} \times 1 \text{ tahun}}{10{,}25\ mm} = 0{,}09$$

b. Kegiatan inspeksi

Dilakukan penentuan kategori inspeksi sesuai dengan API 581 berdasarkan inspeksi yang telah dilakukan sebelumnya oleh perusahaan.

Kategori Inspeksi	Kategori Efektivitas Inspeksi	Keterangan

A	Sangat Efektif	Metode inspeksi telah dapat melakukan identifikasi kerusakan yang terjadi di hampir setiap kasus dengan sangat baik (atau tingkat kepercayaan 80-100%)
B	Umumnya Efektif	Metode inspeksi telah dapat melakukan identifikasi kondisi kerusakan yang terjadi di hampir seluruh waktu dengan baik (atau tingkat kepercayaan 60-80%)
C	Cukup Efektif	Metode inspeksi telah dapat melakukan identifikasi keadaan kerusakan yang terjadi sekitar separuh waktu dengan baik (atau tingkat kepercayaan 40-60%).
D	Kurang Efektif	Metode inspeksi hanya dapat memberikan sedikit informasi untuk melakukan identifikasi dengan baik pada status kerusakan yang terjadi (atau tingkat kepercayaan 20-40%)
E	Tidak Efektif	Metode inspeksi tidak ada atau hampir tidak ada informasi yang akan melakukan identifikasi dengan benar kerusakan yang terjadi dan dianggap kurang efektif untuk melakukan deteksi mekanisme kerusakan tertentu pada peralatan (tingkat kepercayaan kurang dari 20%).

Tabel 7. Kategori Efektivitas Inspeksi [10]

Berdasarkan kegiatan inspeksi yang telah dilaksanakan dan disesuaikan dengan Tabel 7, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

- Kategori inspeksi: B atau (inspeksi dilakukan *sampling* yang cukup memadai)
- Jumlah inspeksi: 2 kali untuk pengukuran ketebalan dinding pada tahun 2021 dan 2022
- Kategori efektivitas inspeksi: Umumnya Efektif

c. Thinning Technical Module Subfactor (TMSF)

Setelah didapatkan nilai Art serta jumlah inspeksi dan tingkat efektivitas inspeksi pipa, selanjutnya dapat tentukan nilai dari *Thinning Technical Module Subfactor* (TMSF) pipa dari Tabel 8 dibawah:

Tabel 8. *Thinning Technical Module Subfcactors* [10]

Number of Inspections		1				2				3				4				5				6			
		Inspection Effectiveness				Inspection Effectiveness				Inspection Effectiveness				Inspection Effectiveness				Inspection Effectiveness				Inspection Effectiveness			
art	No Inspect.	Poorly	Fairly	Usually	Highly	Poorly	Fairly	Usually	Highly	Poorly	Fairly	Usually	Highly	Poorly	Fairly	Usually	Highly	Poorly	Fairly	Usually	Highly	Poorly	Fairly	Usually	Highly
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.10	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.12	6	5	3	2	1	4	2	1	1	3	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1
0.14	20	17	10	6	1	13	6	1	1	10	3	1	1	7	2	1	1	5	1	1	1	4	1	1	1
0.16	90	70	50	20	3	50	20	4	1	40	10	1	1	30	5	1	1	20	2	1	1	14	1	1	1
0.18	250	200	130	70	7	170	70	10	1	130	35	3	1	100	15	1	1	70	7	1	1	50	3	1	1
0.20	400	300	210	110	15	290	120	20	1	260	60	5	1	180	20	2	1	120	10	1	1	100	6	1	1
0.25	520	450	290	150	20	350	170	30	2	240	80	6	1	200	30	2	1	150	15	2	1	120	7	1	1
0.30	650	550	400	200	30	400	200	40	4	320	110	9	2	240	50	4	2	180	25	3	2	150	10	2	2
0.35	750	650	550	300	80	600	300	80	10	540	150	20	5	440	90	10	4	350	70	6	4	280	40	5	4
0.40	900	800	700	400	130	700	400	120	30	600	200	50	10	500	140	20	8	400	110	10	8	350	90	9	8
0.45	1050	900	810	500	200	800	500	160	40	700	270	60	20	600	200	30	15	500	160	20	15	400	130	20	15
0.50	1200	1100	970	600	270	1000	600	200	60	900	360	80	40	800	270	50	40	700	210	40	40	600	180	40	40
0.55	1350	1200	1130	700	350	1100	750	300	100	1000	500	130	90	900	350	100	90	800	260	90	90	700	240	90	90
0.60	1500	1400	1250	850	500	1300	900	400	230	1200	620	250	210	1000	450	220	210	900	360	210	210	800	300	210	210
0.65	1900	1700	1400	1000	700	1600	1105	670	530	1300	880	550	500	1200	700	530	500	1100	640	500	500	1000	600	500	500

Instructions:
1. Find the row with the calculated art value or the next higher value, or interpolation may be used between rows.
2. Determine subfactor under appropriate column for number of inspections of the highest inspection effectiveness.

Sehingga didapatkan nilai TMSF pipa dari jumlah inspeksi sebesar 2, kategori inspeksi *Usually Effective* dan nilai A_{rt} 0,09 yaitu 1. Kemudian setelah didapatkan TMSF, sesuai dengan API 581, untuk mendapatkan angka peluang kegagalan, nilai dari TMSF pada Tabel 8 harus dilakukan penyesuaian

dengan dikalikan pada *overdesign factor* yang mengacu pada API 581, dengan mencari nilai MAWP pipa, t_{act} 9,76 mm dan CR 0,97 mm per tahun sehingga diperoleh nilai MAWP 1,11 sehingga *Overdesaign Factor* ditentukan 1.

Tabel 9. *Overdesign Factor* [10]

MAWO/OP Tact / (Tact-CA)	*Overdesign Factor*
1.0 to 1.5	**1**
>1.5	0.5

d. Probability of Failure (PoF)

Setelah nilai *Overdesign Factor* didapatkan, nilai TMSF dikalikan dengan nilai *Overdesign Factor*, karena nilai nya 1, maka nilai TMSF *Corrected* bernilai 1[16]. Selanjutnya dilakukan penambahan TMSF *corrected* dengan TMSF SCC dan HTHA yang masing-masing di anggap 1, karena dianggap tidak terjadi, sehingga diperoleh nilai akhir TMSF *adjusted* sebesar 3. Kemudian nilai TMSF *adjusted* digunakan untuk mendapatkan nilai *likelyhood category*/PoF dan ditentukan nilai PoF nya berdasarkan Tabel 9 adalah 2.

Tabel 9. Konversi TMSF [12]

Likelihood Category	*Technical Module Subfactor*
1	<1
2	**1 – 10**
3	10 – 100
4	100 – 1.000
5	>1.000

3.4 Analisis Konsekuensi

Pada bagian ini akan membahas mengenai beberapa konsekuensi yang mungkin muncul apabila terjadi kegagalan dari pipa, seperti keracunan akibat bocornya pipa, dan konsekuensi finansial yang dapat timbul untuk kemudian dilakukan penilaian dari *Consequence of Failure (CoF)*. Sebelumnya ditentukan terlebih dahulu nilai *Generic Failure Frequeny (GFF)* sesuai ukuran pipa berdasarkan API 581, sebagaimana pada Tabel 10.

Tabel 10. Nilai *Generic Failure Frequency* [10]

Nominal Pipe Size (inch)	*Generic Failure Frequency*				Jumlah Failure Frequency
	¼ inch	1 inch	4 inch	Rupture	
12	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-5

a. Konsekuensi Keracunan

Kemungkinan berdasarkan sistem mitigasi dengan melakukan evaluasi kembali sistem deteksi dengan kategori “A” dan sistem isolasi dengan kategori “B” menggunakan acuan pada API 581, maka nilai dari laju kebocoran dapat direduksi sampai dengan 20%. Dilakukan estimasi luas area yang mungkin terdampak keracunan jika terjadi kebocoran pada pipa yang berisikan cairan mengandung asam (*nonflammable*). Setelah data GFF ditentukan (lihat Tabel 10).

Tabel 11. Luas Konsekuensi Area

Ukuran Lubang Kebocoran (inch)	Tipe Kebocoran	Laju Kebocoran *Reducted* (lb/sec)	Luas Area Potensial Konsekuensi (ft^2)	Fraksi Kontribusi	Luas Konsekuensi Area (ft^2)
¼	*continuous*	0,27	182,03	0,26	47,33
1	*continuous*	4,28	2.113,60	0,65	1.373,84
4	*instantaneous*	68,42	394,22	0,065	25,62
Rupture	*instantaneous*	615,74	2.156,75	0,019	40,98

Kemudian lakukan perhitungan fraksi kontribusi pada setiap lubang kebocoran dengan membagi "*generic failure frequency*" dengan jumlah frekuensi kegagalan, sebagai berikut:

Tabel 12. Nilai Fraksi Kontribusi [10]

Nominal Pipe Size (inch)	Fraksi Kontribusi			
	¼ inch	1 inch	4 inch	Rupture
12	0,26	0,65	0,065	0,019

Setelah memperoleh fraksi kontribusi untuk masing-masing ukuran lubang kebocoran, langkah berikutnya adalah mengalikan fraksi kontribusi tersebut dengan luas area potensial yang akan terdampak jika terjadi kebocoran. Setelah itu, kita akan mendapatkan luasan konsekuensi yang terkait dengan kebocoran tersebut. Data yang dihasilkan kemudian dikonversi menjadi kategori konsekuensi sesuai dengan panduan yang ditetapkan dalam API 581. Dengan cara ini, akhirnya kita dapat menentukan kategori konsekuensi untuk pipa tersebut berdasarkan analisis yang telah dilakukan. Berdasarkan luasan konsekuensi area sesuai API 581 termasuk kedalam *consequence category* C.

Tabel 13. Kategori Konsekuensi [10]

Kategori	Luas (ft^2)
A	Luas ≤ 100
B	100 < Luas ≤ 1.000
C	**1.000 < Luas ≤ 10.000**
D	10.000 < Luas ≤ 100.000
E	Luas ≥ 100.000

b. Konsekuensi Finansial

Konsekuensi finansial merupakan salah satu konsekuensi yang dapat timbul dari terjadinya kegagalan peralatan, pada penelitian ini yang diperhitungkan adalah konsekuensi finansial berupa biaya kerusakan komponen dan biaya gangguan bisnis.

✓ Biaya kerusakan komponen

Biaya kerusakan komponen diperhitungkan menggunakan ukuran dari besar lubang kebocoran. Biaya perbaikan untuk masing-masing ukuran pipa memiliki perbedaan, dimana pipa dengan ukuran lubang kebocoran lebih kecil memiliki biaya yang lebih murah karena perbaikan dapat dilakukan hanya dengan menggunakan klem, sementara pada perbaikan pipa dengan ukuran lubang kebocoran yang besar bisa sampai dengan menghetikan total kegiatan produksi. Berdasarkan API 581, biaya kerusakan atau penggantian komponen dapat dilakukan untuk masing-masing ukuran lubang kebocoran (*holecost*), seperti pada Tabel 13.

Tabel 13. Faktor Kerusakan komponen [10]

Nominal Pipe Size (inch)	Ukuran Lubang Kebocoran (inch)	Biaya Kerusakan ($), *Holecost*	*Generic Failure Frequency*	matcost	FC_{cmd} ($)
12	¼	5	8,00E-06	1	55,42
	1	60	2,00E-05	1	
	4	120	2,00E-06	1	
	Rupture	360	6,00E-07	1	

Biaya konsekuensi perbaikan dan penggantian komponen pipa yang mengalami kerusakan merupakan probabilitas rata-rata tertimbang dari perbaikan individu yang ditentukan pada tiap ukuran lubang kebocoran serta dihitung menggunakan persamaan:

$$FC_{cmd} = \left(\frac{\sum_{n=1}^{4} gff_n \times holecost_n}{gff_{total}}\right) \times matcost \quad (5)$$

Pembobotan probabilitas akan menggunakan *generic failure frequency* dari ukuran lubang kebocoran dan biaya material/*matcost* untuk baja karbon adalah 1.

✓ Biaya gangguan bisnis

Biaya gangguan bisnis diperhitungkan sesuai dengan jumlah waktu henti dan kehilangan produksi sehubungan dengan perbaikan kerusakan karena kebocoran atau pecahnya pipa. Berdasarkan API 581, perkiraan waktu berhenti ditetapkan untuk setiap ukuran lubang kebocoran. Perkiraan tersebut merupakan waktu minimum yang dibutuhkan untuk melakukan perbaikan kerusakan peralatan apabila terjadi kegagalan pada pipa yang digunakan. Pembobotan probabilitas waktu henti yang dibutuhkan dalam rangka perbaikan kerusakan peralatan diperhitungkan sesuai persamaan:

$$\text{Outage}_{\text{cmd}} = \left(\frac{\sum_{n=1}^{4} \text{gff}_n \times \text{Outage}_n}{\text{gff}_{\text{total}}}\right) \times Outage_{mult} \quad (6)$$

Pembobotan probabilitas akan menggunakan *generic failure frequency* dari ukuran lubang kebocoran dan *outage multiplier* mengunakan 1.

Tabel 14. Waktu Henti Perbaikan Kerusakan [10]

Nominal Pipe Size (inch)	Ukuran Lubang Kebocoran (inch)	Outage_n (hari)	*Generic Failure Frequency*	Outage_{mulp}	Outage_{cmd} (hari)
12	¼	1	8,00E-06	1	2,56
	1	3	2,00E-05	1	
	4	4	2,00E-06	1	
	Rupture	4	6,00E-07	1	

Biaya gangguan bisnis untuk perbaikan peralatan yang rusak sama dengan kehilangan setengah produksi dari kegiatan pengolahan emas, karena dilakukannya penghentian satu jalur fasilitas pemompaan irigasi untuk *heap leach*. Berdasarkan data dari perusahaan, kapasitas produksi rata-rata logam emas 381,18 oz per hari dan logam perak 2.914,73 oz per hari. Berdasarkan harga jual logam emas dan perak yang disampaikan perusahaan yaitu logam emas US$1.810/oz dan logam perak US$20/oz. maka besarnya kehilangan pendapatan perusahaan untuk logam emas sebesar US$ 883.828 dan logam perak US$ 74.678, total biaya kerugian bisnis akibat perbaikan peralatan yang rusak adalah US$ 958.506. Berdasarkan pertimbangan Tabel konsekuensi gangguan bisnis yang terjadi termasuk dalam *Consequence Category* D.

Tabel 15. Konsekuensi Gangguan Bisnis [10]

Consequence Category	*Financial Range* (US$)
A	CoF ≤ $10.000
B	$10.000 < COF ≤ $50.000
C	$50.000 < COF ≤ $150.000
D	**$150.000 < COF ≤ $1.000.000**
E	COF > $1000.000

Sehingga apabila melihat konsekuensi yang terjadi dari konsekunsi keracunan dengan *consequency category* C, konsekuensi finansial dengan *consequency category* D, maka ditentukan untuk *Consequency of Failure (CoF)* dengan nilai D.

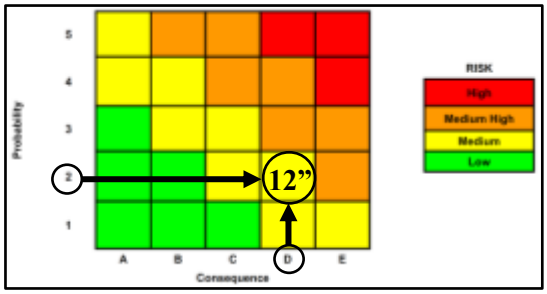
3.5 Perhitungan Risiko

Dengan didapatkannya nilai peluang kegagalan (PoF) dan kategori konsekuensi (CoF), data-data ini digunakan untuk mendapatkan nilai risiko yang selanjutnya dapat dikonversi menjadi tingkat risiko, sebagai berikut:

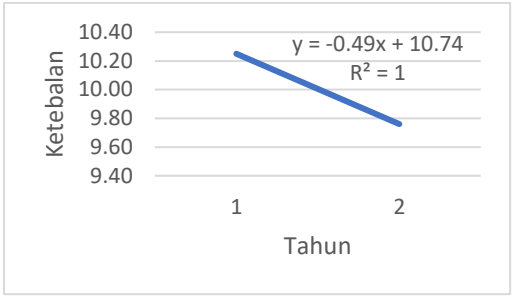
Tabel 16. Tingkat Risiko

Tag No.	Nominal Pipe Size (inch)	Probability of Failure (PoF)	Consequence of Failure (CoF)	Nilai Risiko	Tingkat Risiko
H – PLS Pump to CIC 2	12	2	D	2D	*Medium*

Setelah nilai risiko diimplementasikan pada matriks risiko (lihat Gambar 3), maka didapatkanlah tingkat risiko dari pipa H – PLS *Pump* to CIC 2 berukuran 12 *inci* yang digunakan sebagai pipa irigasi *heap leach* yaitu pada tingkat risiko *medium.*



Gambar 3. Tingkat Risiko Pipa H – PLS *Pump* to CIC 2



Gambar 4. Ketebalan Dinding Pipa terhadap Waktu

3.6 Inspeksi

Setelah menentukan tingkat risiko dari pipa irigasi heap leach H - PLS Pump to CIC 2 dengan diameter 12 inci, langkah selanjutnya adalah menentukan metode dan jadwal inspeksi yang akan diimplementasikan. Tujuannya adalah untuk mengurangi kemungkinan terjadinya kebocoran pada pipa berdasarkan analisis risiko sebelumnya. Hal ini dilakukan dengan menggunakan cara deteksi yang sesuai untuk jenis kerusakan yang berpotensi muncul dan juga menjadwalkan inspeksi dengan tepat guna mendeteksi kerusakan sedini mungkin. [10].

a. Metode Inspeksi

Metode inspeksi merujuk pada cara atau teknik yang digunakan untuk mendeteksi potensi kerusakan pada peralatan yang sedang diinspeksi. Dalam menentukan metode inspeksi yang sesuai, hal pertama yang dilakukan adalah mengidentifikasi jenis kerusakan yang mungkin terjadi pada pipa. Penelitian ini telah mengasumsikan bahwa jenis kerusakan yang mungkin terjadi pada pipa adalah thinning. Berdasarkan pedoman API 581, beberapa metode inspeksi yang paling sesuai untuk mendeteksi kerusakan thinning meliputi pemeriksaan secara *visual, ultrasonic straight beam, eddycurrent, flux leakage, radiography*, dan/atau pengukuran dimensi. Pada inspeksi sebelumnya, metode yang digunakan adalah pemeriksaan secara *visual* dan *ultrasonic testing scan*. Kedua metode ini telah memenuhi kriteria dan cukup efektif untuk mendeteksi kerusakan pada pipa. Oleh karena itu, metode inspeksi yang sama dapat digunakan kembali dalam proses inspeksi selanjutnya.

Tabel 17. Metode Inspeksi [10]

Jenis Kegagalan	Mekanisme	Metode Inspeksi
Korosi internal	Tebal dinding pipa berkurang sesuai kecepatan laju korosi	Review proses dan NDT External *ultrasonic testing scan*
Penipisan bagian dinding sebelah luar	Korosi eksternal Korosi dibawah isolasi Kelelahan	*Inspeksi Visual* *Radio graphy* *Ultrasonic*
Retak	Retak akibat korosi tegangan Retak akibat pengetasan hidrogen	*Radio graphy* *Magnetic Particle*
Lainnya	*Creep* *Hot hydrogen damage*	*Ultrasonic* *Radio graphy* *Magnetic Particle*

b. Jadwal Inspeksi

Jadwal inspeksi merujuk pada interval waktu yang ditentukan untuk melakukan inspeksi berikutnya. Dalam menentukan frekuensi inspeksi, hal ini berdasarkan pada standar API 570 Piping Inspection Code, di mana frekuensi inspeksi ditentukan berdasarkan kelas pipa itu sendiri. Untuk pipa yang termasuk dalam kelas 3, artinya pipa tersebut tidak memiliki aktivitas tinggi dan tidak akan

menyebabkan penguapan yang signifikan jika terjadi kebocoran. Berpedoman pada API 570 Piping Inspection Code, frekuensi inspeksi untuk pengukuran ketebalan dan inspeksi visual eksternal ditetapkan paling lama setiap 10 tahun. Ini berarti pipa harus diinspeksi setidaknya setiap 10 tahun sekali untuk memeriksa ketebalannya dan kondisi visual eksternalnya.

Sementara berdasarkan API 581, frekuensi inspeksi berdasarkan pada sisa umur pakai pipa. Untuk mendapatkan sisa umur pakai pipa, digunakan persamaan sebagai berikut:

$$Rl = \frac{\text{treq} - \text{tmin}}{\text{CR}} \quad (7)$$

dimana:
R_L: *Remaining Life*/sisa umur pakai (*years*),
t_{min}: tebal minimun pipa (mm),
t_{act}: tebal pipa sebelum dikenai *corrosion allowance* (mm),
CR: *Corrosion Rate*/laju korosi (mm/year).
Dari persamaan diatas maka diperoleh hasil sebagai berikut:

Tabel 18. Sisa Umur Pakai Pipa

Tag No.	Nominal Pipe Size (inch)	t_{act} (mm)	t_{min} (mm)	CR	Remaining Life (Tahun)
H – PLS Pump to CIC 2	12	10,25	3,09	0,97	7,41

Setelah diketahui sisa umur pakai pipa yaitu sebesar 7,41 tahun, maka dapat ditentukan frekuensi inspeksi yang akan dilaksanakan mengacu pada API 581, tujuan awal untuk mencegah tercapai/terlampauinya target risiko (ketebalan minimum) maka interval inspeksi untuk pipa H – PLS Pump to CIC 2 ukuran 12 inch dapat dilakukan pendekatan menggunakan penilaian kekritisan 2D pada angka 5, penentuan *confidence level* yaitu Kode 3 dan kemudian pada Tabel 20 penentuan interval inspeksi direkomendasikan pada 6 tahun, sebagai berikut:

Tabel 19. Tingkat Risiko (Kekritisan) [10]

PoF	CoF Insignificant (A)	Minor (B)	Moderate (C)	Significant (D)	Catastrophic (E)
Tinggi (5)	5	6	7	8	9
Sedang – Tinggi (4)	4	5	6	7	8
Sedang – Rendah (3)	3	4	5	6	7
Rendah (2)	2	3	4	5	6
Sangat Rendah (1)	1	2	3	4	5

Tabel 20. Interval Inspeksi [10]

Kekritisan	*Confidence Level* 4	3	2	1
9	1	2	6	N/A
8	2	4	6	N/A
7	3	4	6	N/A
6	4	4	8	8
5	4	6	8	8
4	6	6	8	10
3	6	8	10	10
2	8	10	10	15
1	8	10	15	15

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

Berdasarkan data pengukuran ketebalan dinding pipa yang telah dilakukan, perlu dibuat acuan laju pengurangan ketebalan terhadap waktu, dimana pada penelitian ini dianggap laju korosi linier terhadap waktu. Model *liniearity* ketebalan dinding pipa terhadap waktu adalah y = -0,49 + 10,74 dan koefesien determinan sebesar $R^2 = 1$ (lihat Gambar 4).

Penjadwalan inspeksi berdasarkan tingkat risiko yaitu medium (2D) dan *confidence level* 3 dapat dilaksanakan pada tahun ke 6 semenjak pengujian terakhir dilaksanakan, tetapi untuk meminimalisir risiko dan ketidakpastian direkomendasikan inspeksi dilakukan setiap 3 tahun untuk pengukuran menggunakan NDT *ultrasonic testing scan* dan setiap bulan untuk pengamatan visual.

4. Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Penggunaan metode *risk-based inspection* (RBI) sesuai dengan standar API 581 dapat diterapkan pada industri pertambangan emas di PT XYZ.
2. Berdasarkan analisis pipa dengan no. tag H – PLS *Pump* to CIC 2 memiliki tingkat risiko 2D atau medium.
3. Metode inspeksi pada pipa dengan no. tag H – PLS *Pump* to CIC 2 sesuai API 581 direkomendasikan menggunakan *ultrasonic testing scan* untuk melakukan pengukuran ketebalan dinding pipa dan pengamatan visual untuk permukaan luar pipa.
4. Penjadwalan inspeksi berdasarkan tingkat risiko yaitu medium (2D) dan *confidence level* 3 dapat dilaksanakan pada tahun ke 6 semenjak pengujian terakhir dilaksanakan, tetapi untuk meminimalisir risiko dan ketidakpastian direkomendasikan inspeksi dilakukan setiap 3 tahun untuk pengukuran menggunakan NDT ultrasonic testing scan dan setiap bulan untuk pengamatan visual.

References:

[1] Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 26 Tahun 2018 tentang Pelaksanaan Kaidah Pertambangan yang Baik dan Pengawasan Pertambangan Mineral dan Batubara.

[2] Pengolahan Emas dengan Metode Heap Leach. Diambil dari: https://duniatambang.co.id/Berita/read/1065/Diklaim-Ramah-Lingkungan-bagaimanakah-pengolahan-Emas-Dengan-Metode-Heap-Leach.

[3] Penyediaan Alternatif Teknologi Pengolahan Emas Non Merkuri. Diambil dari: https://sitkb3.menlhk.go.id/infomerkuri/?p=4652.

[4] Pengelolaan Sianida. Diambil dari: https://www.industry.gov.au/sites/default/files/2019-04/lpsdp-cyanide-management-handbook-indonesian.pdf.

[5] Johari, dkk.(2021). Instalasi Pentanahan Dan Proteksi Gangguan Ke Tanah Pada Pembangkitan Multi Generator Di Sistem Kelistrikan Industri Minyak Nabati. *Jurnal Teknik ITS*. Pp. B1-B6 DOI: 10.12962/j23373539.v1i1.60

[6] Fractracker Alliance. *Pipelines Continue to Catch Fire and Explode*. Diambil dari: from https://www.fractracker.org/2020/02/pipelines-continue-to-catch-fireand-explode/.

[7] Kementerian Energi dan Sumber Daya Manusia. *Pengelolaan Sumur Minyak Tua Tingkatkan Perekonomian Masyarakat*. Diambil dari: https://migas.esdm.go.id/post/read/pengelolaan-sumur-minyak-tua-tingkatkanperekonomian-masyarakat. (26 November 2021)

[8] Propublica. *Pipelines Explained: How Safe are America's 2.5 Million Miles of Pipelines?*. Diambil dari: https://www.propublica.org/article/pipelines-explained-how-safe-are-americas-2.5-million-miles-of-pipelines.

[9] Ganat, T. A. O. (2020) *Technical Exploration and for Petroleum Guidance Production Plans*, Swiss: Springer.

[10] American Petroleum Institutes 581, *Risk-Based Inspection Methodology*. Washington, DC 20001: API Publishing Services, 2016.

[11] Asfar, M.I.Y. dkk (2021). Quantitative Risk-Based Inspection on Gas Riser Pipelines at Offshore Facilities, *Teknomekanik,* pp. 78 – 84.

[12] W. Yu et al.(2019), "A novel methodology to update the reliability of the corroding natural gas pipeline by introducing the effects of failure data and corrective maintenance," Int. J. Press. Vessel. Pip., vol. 169, pp. 48–56, doi: 10.1016/J.IJPVP.2018.11.001.

[13] M. Xie and Z. Tian,(2018)."A review on pipeline integrity management utilizing in-line inspection data," Eng. Fail. Anal., vol. 92, pp. 222–239, doi: 10.1016/J.ENGFAILANAL.2018.05.010.

[14] H. Priladi, J. W. Soedarsono, D. Nurprawito, and F. Perdana.(2021), "Risk Assessment on Riser at Offshore Facilities," in International Engineering Students Conference (IESC), pp. 64 (1–5).

[15] H. Hameed, Y. Bai, and L. Ali.(2020) "A risk-based inspection planning methodology for integrity management of subsea oil and gas pipelines," Ships Offshore Struct., vol. 0, no. 0, pp. 1–13, doi: 10.1080/17445302.2020.1747751.

[16] J. S. Song, V. Lok, K. B. Yoon, Y. W. Ma, and B. O. Kong.(2021), "Quantitative risk-based inspection approach for high-energy piping using a probability distribution function and modification factor," Int. J. Press. Vessel. Pip., vol. 189, p. 104281, doi: 10.1016/j.ijpvp.2020.104281.