

USULAN ESTIMASI OPTIMAL *INSPECTION & MAINTENANCE* PADA PIPA PENYALURAN GAS DENGAN MENGGUNAKAN METODE *RISK BASED INSPECTION* DAN *RISK BASED MAINTENANCE* DI PT XYZ

PROPOSED ESTIMATION OPTIMAL *INSPECTION & MAINTENANCE* IN THE GAS DISTRIBUTION PIPELINE USING THE *RISK BASED INSPECTION* AND *RISK BASED MAINTENANCE* METHOD AT PT XYZ

M. Riananda Pratama¹, Judi Alhilman², Aji Pamoso³

^{1,2,3}Program Studi S1 Teknik Industri, Fakultas Rekayasa Industri, Universitas Telkom

¹mrrianandap@student.telkomuniversity.ac.id, ²alhilman@telkomuniversity.co.id,

³humamsiddiq@telkomuniversity.co.id

Abstrak

PT XYZ merupakan perusahaan yang memproduksi minyak dan gas bumi (migas). Salah satu alat yang berperan penting untuk mendukung proses produksi migas adalah pipa penyaluran gas TGA#2, jika pipa penyaluran gas TGA#2 mengalami kebocoran maka dapat menimbulkan hilangnya hasil produksi dan bahaya akan gas beracun yang dikeluarkan bagi lingkungan sekitar. Pencegahan agar pipa penyaluran gas TGA#2 tetap memiliki performa yang baik maka perlu dilakukan optimalisasi *inspection & maintenance*. Metode yang digunakan untuk melakukan optimalisasi yaitu *Risk Based Inspection & Maintenance* (RBI&M) berdasarkan referensi API 581. Dari hasil *risk matrix*, diketahui segmen 1, dan 2 memiliki nilai risiko *very low* dan *low*, sedangkan untuk segmen 3 memiliki nilai risiko yang *high* sehingga pada penelitian ini berfokus pada segmen 3, dari hasil perhitungan analisis RBI&M diperoleh *remaining life* dan *economic lifetime* sebanyak 2,55 dan 3 tahun, yang kemudian dilakukan optimalisasi interval *inspection & maintenance*. Tujuan dari dilakukannya interval adalah agar pipa penyaluran gas TGA#2 tetap dalam performa yang baik dalam proses produksi migas. Perhitungan interval *inspection & maintenance* didapatkan sebanyak 2 kali inspeksi dalam 0,638 tahun dan 2 kali melakukan perawatan dalam 11,60 hari. Sehingga nilai risiko pada segmen 3 yang masih besar maka perlu dilakukan perhitungan analisis mitigasi dengan menurunkan nilai *probability of failure*, biaya risiko yang didapat sebelum melakukan mitigasi sebesar Rp 1.310.222.498 menjadi sebesar Rp 1.075.555.782 dengan biaya yang masih terbilang besar, maka kebijakan yang harus dilakukan PT XYZ adalah melakukan *cut and replace* pada pipa penyaluran gas TGA#2 pada 3 tahun lagi.

Kata kunci : *Risk Based Inspection, Risk Based Maintenance, Probability of Failure, Consequences of Failure, API 581.*

Abstract

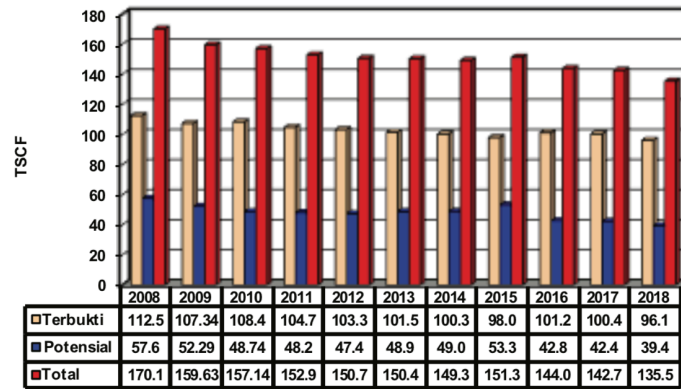
PT XYZ is a company that produces oil and gas. One of the tools that plays an important role in supporting the process of oil and gas production is the TGA# 2 gas pipeline, if the TGA# 2 gas pipeline has a leak, it can lead to loss of production results and the danger of toxic gas being released to the surrounding environment. Prevention so that the TGA# 2 gas pipeline still has good performance, it is necessary to optimize *inspection & maintenance*. The method used to optimize is *Risk Based Inspection & Maintenance* (RBI & M) based on API 581. The results of the *risk matrix* show that segments 1 and 2 have *very low* and *low* risk values, while segment 3 has *high* risk values so This study focuses on segment 3, from the results of the calculation of RBI & M analysis obtained *remaining life* and *economic lifetime* of 2.55 and 3 years, which is then optimized for *inspection & maintenance* intervals. The purpose of the interval is that the TGA# 2 gas pipeline continues to perform well in the oil and gas production process. Calculation of *inspection & maintenance* intervals obtained 2 times of *inspection* in 0.638 years and 2 times of *maintenance* in 11.60 days. So that the risk value in segment 3 is still large, it is necessary to calculate the mitigation analysis by reducing the *probability of failure*, the risk cost obtained before mitigating is IDR 1,310,222,498 to IDR 1,075,555,782 with relatively large costs, hence the policy PT XYZ has to do is *cut and replace* the TGA# 2 gas pipeline in the next 3 years.

Keywords: *Risk Based Inspection, Risk Based Maintenance, Probability of Failure, Consequences of Failure, API 581.*

1. PENDAHULUAN

Negara Indonesia memiliki kekayaan gas bumi yang melimpah, hasil gas bumi biasanya digunakan sebagai bahan bakar. Minyak dan gas bumi berasal karena adanya material berbentuk cairan, cairan tersebut tertimbun jutaan tahun lamanya yang menjadikan minyak dan gas bumi bersifat mudah terbakar cadangan gas bumi Indonesia yang terus menerus mengalami penurunan dari 10 tahun terakhir yaitu berawal dari 170 Triliun Standard Cubic Feet (TSCF) hingga 135 Triliun Standard Cubic Feet (TSCF), penurunan tersebut cukup signifikan tetapi hal tidak berdampak pada

cadangan gas bumi di Indonesia sehingga minyak dan gas bumi masih dapat dipertahankan meski laju produksi terus berjalan.[1].



Gambar I Cadangan Minyak Bumi Indonesia Selama 10 Tahun Terakhir

PT XYZ merupakan salah satu perusahaan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) yang ditunjuk BPMIGAS untuk melakukan proses pengeboran minyak dan gas bumi di Indonesia. Perusahaan tersebut memproduksi bahan bakar berupa minyak dan gas. Sebelum produk tersebut diproduksi dan diolah, bahan mentah yang berada pada *plant* akan dimasukkan kedalam tangki melalui jalur pendistribusian menggunakan pipa penyaluran gas, pipa tersebut mempunyai laju fluida yang akan menimbulkan korosi. Korosi disebabkan karena adanya material yang dapat mempengaruhi umur pakai pada sebuah pipa sehingga pipa harus terus menerus dilakukan pengecekan dan perawatan secara berkala. Agar pipa bekerja dengan optimal maka perlu dilakukan perhitungan usulan optimasi jadwal inspeksi, perawatan, *remaining life*, dan *Remaining Lifetime* pada sebuah pipa penyaluran gas. Perhitungan dilakukan bertujuan untuk menerapkan kegiatan *preventive maintenance* agar dapat memastikan performa pipa penyaluran gas sudah cukup baik. Usulan optimalisasi juga digunakan untuk mengetahui hasil operasi dan biaya perawatan dengan dibantu oleh adanya biaya operasi dan perlakuan untuk menentukan biaya yang minimum berdasarkan metode RBI&M.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Manajemen Perawatan

Manajemen perawatan (*maintenance*) mempunyai peran penting dalam menjaga mesin agar tetap memiliki kemampuan produksi yang baik, keandalan dalam mesin dan juga mempunyai kualitas produk pada tingkat yang sesuai dengan kapasitas yang optimal. Manajemen perawatan sendiri dapat di bagi menjadi dua jenis yaitu *preventive maintenance* digunakan sebelum terjadinya kegagalan dalam mesin, dan *corrective maintenance* digunakan untuk setelah terjadinya kegagalan [2].

2.2 Kualitatif RBI&M

1. Likelihood

Melakukan perhitungan peluang kegagalan berdasarkan hasil wawancara bersama expert judgement pada bagian maintenance dan engineer perusahaan. Ada 6 faktor kombinasi yang bisa mempengaruhi kegagalan *equipment* [3].

1. *Equipment Factor* (EF)
2. *Damage Factor* (DF)
3. *Inspection Factor* (IF)
4. *Current condition Factor* (CCF)
5. *Process Factor* (PF)
6. *Mechanical Design Factor* (MDF)

2. Severity

Melakukan perhitungan konsekuensi berdasarkan hasil wawancara bersama expert judgement pada bagian maintenance dan engineer perusahaan dikategorikan menjadi Toxic Consequence yang dipengaruhi 4 faktor [3].

1. Toxic Quantity Factor (TQF)
2. Dispersibility Factor (DIF)
3. Credit Factor (CRF)
4. Population Factor (PF)

2.3 Kuantitatif RBI&M

Pendekatan kuantitatif merupakan alat ukur atau penilaian dengan cara perhitungan menggunakan formula matematik mengenai *Probability Of Failure (POF)* dan *Consequence Of Failure (COF)*. Untuk melakukan perhitungan tersebut diperlukan data yang akurat untuk digunakan dalam perhitungan [4].

| Probability Category (1) | | Consequence Category (2) | |
|--------------------------|---------------|--------------------------|-------------------------------------|
| Category | Range | Category | Range (Rp) |
| 1 | POF 0.1 | A | COF Rp 14.216.650 |
| 2 | 0.1 < POF 0.2 | B | Rp 14.216.650 < COF Rp 71.083.250 |
| 3 | 0.2 < POF 0.3 | C | Rp 71.083.250 < COF Rp 142.166.500 |
| 4 | 0.3 < POF 0.5 | D | Rp 142.166.500 < COF Rp 284.333.000 |
| 5 | 0.5 < POF 1.0 | E | COF > Rp 284.333.000 |

1. *Probability Of Failure*

Dalam perhitungan peluang kegagalan yaitu berfungsi untuk menentukan tingkat risiko berdasarkan waktu inspeksi dan maintenance [4].

$$PoF = Gff_{tot} \cdot D_f \cdot F_{MS}$$

2. *Generic Failure Frequency*

Didalam *probability of failure* frekuensi kegagalan yang digunakan berbeda dengan kasus pada alat yang lainnya, *generic failure frequency* nilai yang digunakan untuk jenis alat statis, karena nilai tersebut sudah dikonversikan dengan penelitian-penelitian sebelumnya [4].

3. *Damage Factor*

Nilai yang digunakan untuk mengetahui dampak yang diakibatkan oleh adanya alat yang rusak, *damage factor* berfungsi sebagai upaya mengoptimalkan peluang yang diakibatkan oleh kerusakan dan mengevaluasi alat secara statis [4].

$$D_f^{thin} = \frac{D_{fB}^{hin} \cdot F_{IP} \cdot F_{DL} \cdot F_{WD} \cdot F_{AM} \cdot F_{SM}}{F_{OM}}$$

4. *Factor Management System*

Hasil evaluasi yang yang digunakan oleh perusahaan untuk mengukur tingkat aturan sistematika berupa SOP [4].

$$F_{MS} = 10^{(-0,02 \cdot p_{score} + 1)}$$

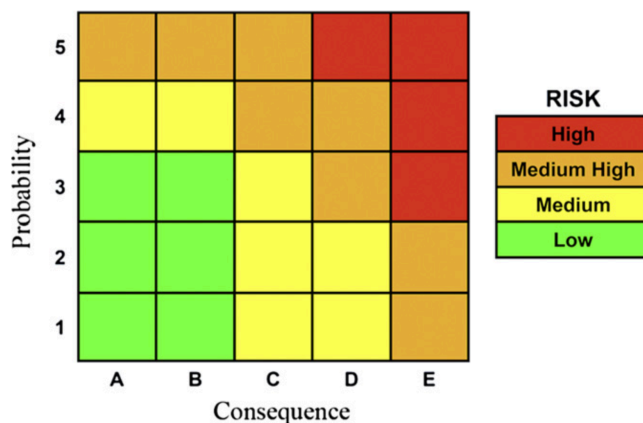
5. *Consequence Of Failure*

Kegagalan dari sebuah peralatan dapat di pengaruhi dari berbagai faktor, faktor tersebut seperti keselamatan dan finansial. Konsekuensi finansial tersebut menimbulkan *cost* akibat adanya *lost opportunity* karena *production downtime*, *environmental impact cost*, dan *cost* yang berhubungan dengan biaya perawatan ataupun penggantian pipa [4].

$$FC = FC_{cmd} \cdot FC_{affa} \cdot FC_{prod} \cdot FC_{inj} \cdot FC_{environ}$$

2.4 Risk Matrix

Risk matrix merupakan metode dalam pemilihan suatu kondisi dengan melihat risiko yang ada didalamnya, kemudian *risk matrix* sendiri pada umumnya berbentuk tabel yang merupakan kombinasi dari nilai *severity* atau *consequences* dan *probability* yang disajikan dengan *risk matrix* model 5x5 [5].



Gambar II Risk Matrix

2.5 Risk Based Inspection

Risk Based Inspection merupakan penguraian risiko dan proses manajemen yang berfokus kepada material yang dikelola dengan melakukan pemeriksaan peralatan, dengan kata lain RBI merupakan metode dengan penguraian yang sangat signifikan, karena peralatan yang memiliki risiko yang sangat tinggi bisa dilakukan penanganan khusus

sedangkan untuk risiko yang rendah dapat dilakukan dengan penanganan sesuai dengan keperluan sehingga terhindar dari inspeksi yang berlebih [6]

2.6 Risk Based Maintenance

Risk Based Maintenance merupakan suatu metode yang bertujuan untuk mengurangi risiko yang akan mengakibatkan adanya kegagalan atau kerusakan dari sebuah komponen yang tidak terduga, tujuan awal untuk melakukan metode RBM yaitu untuk mengoptimalkan pemeliharaan suatu peralatan atau mesin yang dilihat dari risiko yang kritis dan biayanya, dan metode ini juga dapat memperkirakan interval waktu perawatan dan inspeksi yang optimal dengan mempertimbangkan biaya, risiko, dan ketersedianya [7].

2.7 Remaining Life

Remaining Life merupakan batasan waktu dari sebuah pipa yang diukur dari minimum ketebalannya (TR). Nilai tersebut didapatkan hasil bagi RCA dengan CR [8].

$$RL = \frac{RCA}{CR}$$

2.8 Replacement Analysis

Metode *Replacement Analysis* digunakan untuk menganalisis suatu kebijakan apa yang harus dilakukan untuk memperoleh fasilitas apa yang harus diganti dengan yang baru atau tidak. Dengan begitu tujuan dari *Replacement Analysis* sendiri untuk mengetahui kapan suatu fasilitas, peralatan, atau mesin dilakukan penggantian, dan mengetahui umur ekonomisnya [9].

$$Total\ EUAC = EUAC\ Capital + EUAC\ (Operational\ \&\ Maintenance)$$

2.9 Interval Inspection

Untuk menentukan interval inspeksi yaitu diketahui bahwa semakin lama umur pakai peralatan maka probabilitas kegagalan suatu peralatan menjadi semakin besar sehingga *reliability* nya akan semakin kecil dengan begitu interval pemeriksaan akan semakin pendek jika mendekati POF nya [8].

$$Interval\ Inspeksi = \frac{Remaining\ Life}{d}$$

2.10 Interval Maintenance

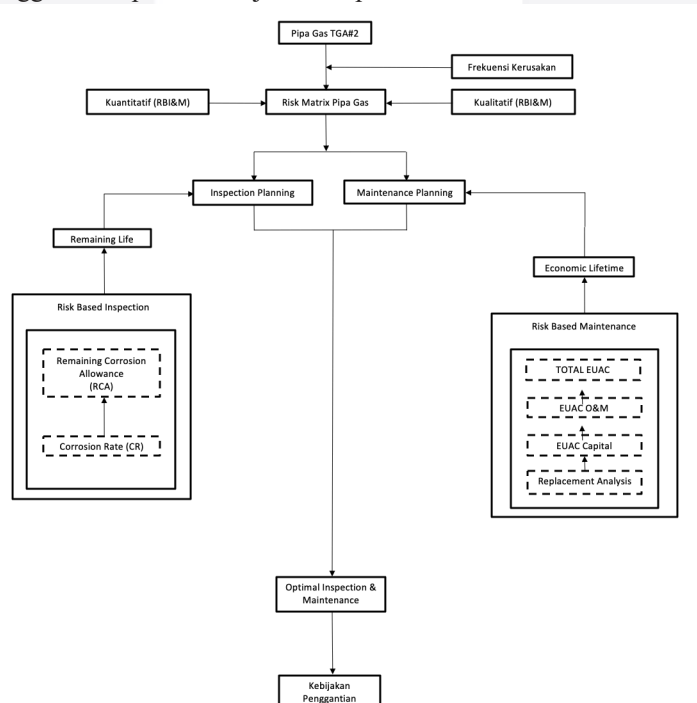
Untuk menentukan interval perawatan yaitu total jam pekerja saat melakukan perawatan pada alat dibagi dengan banyaknya frekuensi pemeriksaan yang diambil dari rata-rata kerusakan pada alat [8].

$$ti = \frac{rata - rata\ jam\ kerja}{n}$$

3. PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA

3.1 Model Konseptual

Pada bagian ini yaitu suatu diagram kegiatan yang berisikan tentang variabel input, proses, dan output, kemudian akan dipaparkan dengan rinci hingga mencapai suatu tujuan dari penelitian ini.



Gambar III. Model Konseptual

Untuk memulai proses tersebut data pertama yang dibutuhkan yaitu frekuensi kerusakan dimana akan sangat mempengaruhi untuk menghitung inspeksi maupun pemeliharannya, kemudian yang kedua, penelitian akan dilakukan dengan mencari nilai kuantitatif maupun kualitatif, dimana kuantitatif terdapat nilai *PoF* dan *Cofy* yang kemudian akan dibandingkan dengan nilai kualitatif *Likelihood category* dan *damage/health consequence category*, nilai tersebut didapatkan untuk menentukan pipa yang mengalami kondisi kritis, setelah didapatkan bagian pipa dengan kondisi yang kritis langkah selanjutnya yaitu menghitung nilai RBI dimana pada metode RBI data yang dibutuhkan berupa *Corrosion Rate (CR)* dan *Remaining Corrosion Allowance (RCA)*, kemudian akan menghasilkan nilai sisa umur pipa yang sedang digunakan, untuk menghitung nilai RBM dengan pendekatan *Replacement Analysis* dimana pada metode ini data yang digunakan berupa *EUAC Capital*, *EUAC O&M* dan *Total EUAC* akan menghasilkan nilai umur ekonomis pipa dan kebijakan penggantian pipa, bertujuan untuk menghilangkan kerugian atau biaya yang dikeluarkan dalam inspeksi dan pemeliharaan yang dilakukan. Selanjutnya jika data tersebut sudah didapatkan maka *inspection planning* dan *maintenance planning* dapat ditentukan karena data tersebut akan sangat sekali dibutuhkan untuk menghitung nilai *optimal inspection&maintenance* dimana nilai *interval* perawatan maupun inspeksi sebelumnya untuk diaplikasikan mencari nilai *operation* dan *maintenance cost*, jika nilai optimal tersebut sudah didapatkan maka dapat menentukan kebijakan apa yang harus dilakukan untuk meminimasi biaya yang dikeluarkan dan biaya yang hilang akibat kerusakan pada pipa.

3.2 Penentuan Risk Matrix Kualitatif

Untuk menentukan nilai *risk matrix* dicari terlebih dahulu *category* dan *score* pada tabel dibawah.

Tabel II Hasil Kualitatif RBI&M

| Kualitatif Score | | | |
|---------------------------------------|---------------------|-----------------------------|----------------------|
| Likelihood Score | Likelihood Category | Consequence Score | Consequence Category |
| 0 - 15 | 1 | <10 | A |
| 16 - 25 | 2 | 10 - 19 | B |
| 26 - 35 | 3 | 20 - 29 | C |
| 36 - 50 | 4 | 30 - 39 | D |
| 51 - 75 | 5 | >40 | E |
| Hasil Risk Matrix yang sudah dihitung | | | |
| Likelihood Factor | Score | Consequence Factor | Score |
| Equipment Factor (EF) | 0 | Toxic Quantity Factor (TQF) | 17 |
| Damage Factor (DF) | 23 | Dispersion Factor (DIF) | 0,1 |
| Inspection Factor (IF) | -4 | | |
| Condition Factor (CCF) | 4 | Credit Factor (CF) | 0 |
| Process Factor (PF) | 2 | Population Factor (PPF) | 7 |
| Mechanical Design Factor (MDF) | 0 | | |
| Total Score | | Total Score | |
| 25 | | 24,1 | |
| Category | | Category | |
| 2 | | C | |

Kemudian plotkan *category* dan *score* tersebut kedalam *risk matrix* sebagai berikut.

| SEVERITY | CONSEQUENCES | LIKELIHOOD | | | | |
|----------|--------------|------------|------------------------|---------|---------|---------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| | | 0 - 15 | 16 - 25 | 26 - 35 | 36 - 50 | 51 - 75 |
| A | < 10 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| B | 10 - 19 | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 |
| C | 20 - 29 | 3 | Pipeline TGA#2 (Bocor) | 9 | 12 | 15 |
| D | 30 - 39 | 4 | 8 | 12 | 16 | 20 |
| E | >40 | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 |

Gambar IV Risk Matrix Kualitatif

Setelah nilai *likelihood* dan *consequence* sudah diplotkan kedalam *risk matrix*, pipa TGA#2 berada pada posisi *medium risk* yang ditandai dengan kotak berwarna kuning, artinya untuk risiko kualitatif tersebut memiliki efek bagi operator maupun lingkungan jika pipa tersebut terjadi kebocoran akan mengalami risiko yang terbilang cukup berbahaya, untuk mencegah agar pipa TGA#2 tersebut bocor yaitu dengan melakukan inspeksi dan perawatan yang berkala agar tingkat risiko tersebut dapat turun, dan juga melakukan kegiatan perawatan yang tepat merupakan kunci agar risiko tersebut dapat turun menjadi *low risk*, sehingga konsekuensi yang dihasilkan tidak menimbulkan efek buruk bagi kesehatan operator maupun lingkungan tersebut.

3.3 Penentuan Risk Matrix Kuantitatif

1. Generic Failure Frequency

Generic Failure Frequency (GFF) adalah suatu nilai kegagalan yang sudah dilakukan penelitian terdahulu berupa kejadian-kejadian perusahaan yang pernah mengalami kegagalan, bertujuan mengetahui kegagalan dari setiap ukuran kerusakan, Berikut merupakan tabel nilai GFF pipa berdiamter 6 inch yang digunakan pada setiap segmen.

Tabel III Generic Failure Frequency

| Generic frequency Failure(6") | | | | |
|-------------------------------|--------|-------|----------|------------------------|
| Small | Medium | Large | Rupture | Gff total (failure/yr) |
| 0,00008 | 0,0002 | 0 | 0,000026 | 0,00306 |

2. Damage Factor

Damage Factor merupakan faktor yang paling berpengaruh dikarenakan adanya laju korosi yang ditimbulkan, laju korosi sangat berpengaruh besar dikarenakan dapat mengakibatkan penipisan dinding pada pipa TGA#2 berukuran 6 inch yang mengakibatkan kebocoran pipa yang sangat cepat, semakin besar laju korosi yang dihasilkan semakin besar juga damage factor yang dihasilkan.

Tabel IV Damage Factor

| Nomor Segmen | Jarak pipa setiap segmen | Damage Factor |
|--------------|--------------------------|---------------|
| 1 | 0+000 - 0+500 KM | 120 |
| 2 | 0+500 - 1+000 KM | 120 |
| 3 | 1+000 - 1+500 KM | 2010 |

3. Factor Management System

Dalam Factor Management System yaitu merupakan prosedur penanganan, perawatan, dan penanaman pada suatu pipa, pada perusahaan PT XYZ sudah melakukan SOP berdasarkan peraturan kementerian Republik Indonesia, karena nilai dari Factor Management System dapat mempengaruhi nilai Probability Of Failure dikarenakan jika SOP pada pipa gas tersebut tidak benar maka peluang untuk terjadinya kebocoranpun akan lebih besar.

Tabel V Factor management System

| Nilai Factor Management System (FMS) |
|--------------------------------------|
| 0,1000 |

4. Probability Of Failure & Consequence Of Failure

Probability of Failure (PoF) adalah peluang kegagalan yang terjadi akibat adanya kerusakan ketika alat sedang beroperasi.

Tabel VI Probability Of Failure

| No | Jarak pipa TGA#2 | PoF |
|----|-----------------------------|---------|
| 1 | Segmen 1 (0+000 - 0+500 KM) | 0,03672 |
| 2 | Segmen 2 (0+500 - 1+000 KM) | 0,03672 |
| 3 | Segmen 3 (1+000 - 1+500 KM) | 0,61506 |

Financial Consequence merupakan nilai total yang di sebabkan oleh biaya-biaya konsekuensi.

Tabel VII Consequence Of Failure

| No | Jarak pipa TGA#2 | CoF |
|----|-----------------------------|------------------|
| 1 | Segmen 1 (0+000 - 0+500 KM) | Rp 2.130.235.258 |
| 2 | Segmen 2 (0+500 - 1+000 KM) | Rp 242.999.758 |
| 3 | Segmen 3 (1+000 - 1+500 KM) | Rp 2.130.235.258 |

5. Risk Matrix

Dari hasil Probability of Failure dan Consequence of Failure masing-masing akan diberikan category, hasil tersebut akan category tersebut akan diplotkan kedalam matrix 5x5 untuk setiap segmen.

| SEVERITY | CONSEQUENCES | LIKELIHOOD | | | | |
|----------|---|---------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------------|
| | | 1 PoF ≤ 0,1 | 2 0,1 < PoF ≤ 0,2 | 3 0,2 < PoF ≤ 0,3 | 4 0,3 < PoF ≤ 0,5 | 5 0,5 < PoF ≤ 1 |
| A | Very Low 1. Injury Without Treatment 4. Have no nuisance effect at surround area 6. Need Cost less than < \$ 1,000 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| | Low 1. Injury need Treatment with first aid Box 4. Notable but limited environmental impact, 5. Have recovery time 5 - 12 days 6. Need Cost than \$ 1001 - 5000 | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 |
| C | Medium 1. Medical Treatment Without LTA 4. Environmental impact notable lasting environmental damage (Tier 1) 5. Have recovery time 12 - 20 days 6. Need Cost than \$ 5001 - 10,000 | 3 | 6 | 9 | 12 | 15 |
| | High 1. Medical Treatment With LTA 2. Gas Leak (5 - 10 MMSCFD) 3. Spill amount 50 - 125 bbls 4. Large scale environmental damage with national significance (Tier 2) 5. Have recovery time 20 - 30 days 6. Need Cost than \$ 10,001 - 20,000 | Pipeline TGA#2 (Segmen 2) | 8 | 12 | 16 | 20 |
| E | Catastrophic/VH 1. Fatality 2. Gas Leak (> 10 MMSCFD) 3. Spill amount more than 125 bbls (> 125 bbls) 4. Severe nuisance interference environmental damage or international significance (Tier 3) 5. Have recovery time 20 - 30 days 6. Need Cost more than > \$ 20,000 | Pipeline TGA#2 (Segmen 1) | 10 | 15 | 20 | Pipeline TGA#2 (Segmen 3) |

Gambar V Risk Matrix Kuantitatif

3.4 Penentuan *Remaining Life*

Remaining Life yaitu untuk mengetahui sisa umur dari suatu alat, untuk *pipeline* TGA#2 perlu dilakukannya analisis sisa umur tersebut yang didasari oleh korosi, berikut merupakan nilai *Remaining Life* pada *pipeline* TGA#2.

Tabel VIII Tabel *Remaining Life*

| No | Jarak pipa TGA#2 | RL |
|----|-----------------------------|-----------|
| 1 | Segmen 1 (0+000 – 0+500 KM) | 13 year |
| 2 | Segmen 2 (0+500 – 1+000 KM) | 13 year |
| 3 | Segmen 3 (1+000 – 1+500 KM) | 2,55 year |

3.5 Penentuan *Economic Lifetime*

Economic Lifetime dihitung menggunakan *Total Equivalent Uniform Annual Cost* digunakan untuk mengetahui berapa total biaya tahunan yang dikeluarkan perusahaan dalam mengoperasikan pipa tersebut, untuk mengetahui nilai sisa umur ekonomis dari suatu pipa, dan untuk menentukan kebijakan waktu penggantian pipa berdasarkan nilai total EUAC yang minimum. Total EUAC didapatkan dari hasil penjumlahan EUAC *Capital* dan EUAC O&M.

Tabel IX Tabel *Economic Lifetime*

| No | Jarak pipa TGA#2 | <i>Economic lifetime</i> |
|----|-----------------------------|--------------------------|
| 1 | Segmen 1 (0+000 – 0+500 KM) | 6 year |
| 2 | Segmen 2 (0+500 – 1+000 KM) | 6 year |
| 3 | Segmen 3 (1+000 – 1+500 KM) | 3 year |

3.6 Interval *Inspection & Maintenance*

1. Interval Inspeksi

Interval inspeksi adalah kondisi dimana operator atau perusahaan melakukan pemeriksaan berkala selama 1 tahun 2 kali inspeksi guna mengetahui kondisi dari pipa TGA#2 tersebut, inspeksi yang dilakukan yaitu dengan menggunakan *Ultrasonic Thickness Gauge* (UTG), pada data yang dibutuhkan yaitu berupa umur sisa dan hasil risiko.

Tabel X Tabel *Interval Inspection*

| Segmen | Remaining Life | Level Risiko | Interval Inspeksi |
|--------|----------------|--------------|-------------------|
| 3 | 2,55 | 4 | 0,6375 tahun |

2. Interval Perawatan

Interval perawatan adalah suatu pemeliharaan atau perawatan guna mencegah risiko pipa TGA#2 berdasarkan biaya perawatan yang dikeluarkan oleh perusahaan, cara melakukannya yaitu dengan cara mengganti ataupun pengecekan berkala oleh operator, untuk pipa TGA#2 perawatan yang sering dilakukan operator yaitu sebanyak 2 kali dalam 14 hari.

Tabel XI Tabel *Economic Lifetime*

| Segmen | <i>Economic Lifetime</i> | Interval dalam jam | Interval Perawatan |
|--------|--------------------------|--------------------|--------------------|
| 3 | 2,55 | 278,2804341 | 11,60 hari |

3.8 Optimal *Inspection & Maintenance*

Setelah dilakukan optimal waktu interval didapatkan biaya inspeksi dan perawatan mengalami kenaikan, akan tetapi interval inspeksi dan perawatan tersebut berhasil menurunkan biaya risiko setelah dilakukan perhitungan dan analisa mitigasi. Dilihat dari tabel analisis kebijakan berdasarkan optimal *inspection & maintenance*, kebijakan yang harus diambil yaitu segmen 3 pipa TGA#2 tersebut harus dilakukan *cut and replace* dimana pipa yang lama tersebut harus di potong kemudian diganti dengan pipa yang baru, karena dapat dilihat pada biaya risiko dan juga proses mitigasi risiko tersebut dapat mengalami penurunan, akan tetapi penurunan tersebut masih mengalami kondisi dimana posisi risk matrix berada dilevel *high risk*.

Tabel XII Optimal *Inspection & Maintenance*

| Segmen | Kondisi | Interval Inspection | Interval Maintenance |
|--------|---------------------------------------|-----------------------|--------------------------|
| 3 | Eksisting | 1 tahun | 14 Hari |
| | Sesudah Perhitungan | 0,638 tahun | 11,60 Hari |
| | Kondisi | Biaya Inspeksi | Biaya Maintenance |
| | Eksisting | Rp 11.012.500 | Rp 17.937.143 |
| | Sesudah Perhitungan | Rp 18.032.969 | Rp 21.648.276 |
| | MITIGASI | | |
| | <i>Probability Of Failure Sebelum</i> | 0,61506 | |
| | <i>Probability Of Failure Sesudah</i> | 0,5049 | |
| | Biaya Risiko Eksisting | Rp 1.310.222.498 | |
| | Biaya Risiko Sesudah Perhitungan | Rp 1.075.555.782 | |

4. KESIMPULAN

Penelitian dilakukan pada pipa TGA#2 dengan panjang 500 meter setiap segmenya di PT XYZ.

1. Berdasarkan *risk matrix kualitatif*, tingkat risiko pipa TGA#2 berada pada level *low* dengan posisi berwarna kuning ber-*category* C dengan *score* 24,1, artinya risiko tersebut cukup berbahaya bagi operator maupun lingkungan sekitarnya. Berdasarkan *risk matrix kuantitatif* pada segmen 1, 2, dan 3, tiga segmen tersebut memiliki level risiko yang berbeda-beda dari mulai *very low*, *low*, dan *high* yang jika diposisikan menjadi warna hijau, kuning, dan merah. Segmen 3 memiliki tingkat risiko yang sangat tinggi dibandingkan segmen 1 dan 2 karena nilai POF segmen 1 dan 2 adalah 0,03672 dan segmen 3 sebesar 0,61506 dan COF yang dikeluarkan perusahaan berada pada *range* Rp 242.999.758 – Rp 2.130.235.258, sehingga biaya risiko yang ditimbulkan berada pada *range* Rp 8.992.951 – Rp 1.310.222.498.
2. Berdasarkan perhitungan API 581 *remaining life* dihitung setelah tahun 2019, umur sisa pipa penyaluran gas TGA#2 pada segmen 1 dan 2 adalah sebanyak 13 tahun dan segmen 3 sebanyak 2,55 tahun.
3. Berdasarkan perhitungan *replacement analysis* mengenai *economic lifetime* yang dihitung setelah tahun 2019, umur ekonomis pipa penyaluran gas TGA#2 pada segmen 1 dan 2 adalah sebanyak 6 tahun dan segmen 3 sebanyak 3 tahun.
4. Berdasarkan perhitungan optimal *inspection & maintenance* diperoleh hasil interval inspeksi dan maintenance sebanyak 0,6375 tahun dan 11,60 hari. Biaya yang diperlukan untuk melakukan inspeksi adalah sebesar Rp 18.032.969 dan biaya untuk melakukan maintenance adalah sebesar Rp 21.648.276. Perhitungan mitigasi tersebut dapat menurunkan biaya risiko menjadi Rp 1.075.555.782 sehingga kebijakan yang harus diambil oleh perusahaan adalah melakukan *cut and replace* selama 3 tahun operasi setelah tahun 2019 pada segmen 3 dikarenakan biaya risiko pada segmen tersebut terbilang tinggi.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral. (2018). *Annual Report Direktorat Jenderal Minyak Dan Gas Bumi*.
- [2] Alhilman, J., Saedudin, R. R., Atmaji, F. T. D., & Suryabrata, A. G. (2015). *LCC application for estimating total maintenance crew and optimal age of BTS component. 2015 3rd International Conference on Information and Communication Technology, ICoICT 2015*, 543–547.
- [3] American Petroleum Institute (API) Publication 581 First Edition. 2000. Risk-Based Inspection Base Resource Document.
- [4] API-581 2nd Edition. (2008). API RP 581: Risk-based inspection technology. *API Recommended Practice 581*, (Second Edition), 1–654. Retrieved from <http://www.irantpm.ir/wp-content/uploads/2011/08/API-581-2008.pdf>
- [5] Ristic, D. (2013). *a Tool for Risk Assessment. Safety Engineering*, 3(3), 121–127.
- [6] Perumal, K. E. (2014). *Corrosion risk analysis, risk based inspection and a case study concerning a condensate pipeline. Procedia Engineering*, 86, 597–605
- [7] Hameed, A., Raza, S. A., Ahmed, Q., Khan, F., & Ahmed, S. (2019). *A decision support tool for bi-objective risk-based maintenance scheduling of an LNG gas sweetening unit. Journal of Quality in Maintenance Engineering*, 25(1), 65–89.
- [8] API-570 2nd Edition. (2000). *Inspection, Repair, Alteration, and Rerating. 1*(October 1998), 1–41.
- [9] Giatman, M. (2011). *EKONOMI TEKNIK* (Divisi Buk; H. Aliludin Arson, ed.). JAKARTA: PT Raja Grafindo Persada.