

Risk Assessment pada Jaringan Pipa Bawah Laut di PT. XYZ (Studi Kasus: 32" MGL-NGLB Cilamaya)

Jack Otniel Sinay, Daniel Mohammad Rosyid, dan Muhammad Zikra
Departemen Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)
e-mail: dmrosyid@oe.its.ac.id

Abstrak—Penelitian ini bertujuan untuk melakukan identifikasi risiko penyebab kebocoran pada *offshore pipeline* 32" MGL-NGLB Cilamaya milik PT. XYZ pada segmen pipa yang terletak di dasar laut NGLB-Cilamaya-03. Berdasarkan data lapangan, daerah ini merupakan daerah yang tinggi akan risiko kebocoran. Adapun penelitian ini menggunakan metode *Fault Tree Analysis* (FTA) dan *Failure Mode and Effects Analysis* (FMEA). Berdasarkan analisis menggunakan *fish bone* didapatkan 29 risiko penyebab kebocoran Pipa Bawah Laut 32" MGL-NGLB Cilamaya milik PT. XYZ. Hasil dari *fault tree analysis* didapatkan bahwa *probability* untuk *main event* kebocoran pipa bawah laut karena faktor *external forces* sebesar 0,176, dan untuk kebocoran pipa bawah laut karena faktor *rupture* sebesar 0,078. *Probability of top event* yaitu kebocoran pipa bawah laut sebesar 0,254. Dari hasil pemetaan *risk ranking* setiap risiko ke dalam matriks risiko, didapatkan 3 risiko yang masuk ke dalam kategori *high risk*, yaitu *dragged anchor* dengan *risk ranking* 16, Kegagalan *external corrosion* dengan *risk ranking* 16, dan peralatan *maintenance yang buruk* dengan *risk ranking* 16. Berdasarkan analisis *risk reducing* potensi bahaya dominan yang telah dilakukan. Peneliti menemukan bahwa mitigasi yang dilakukan dapat mengurangi tingkat risiko tinggi yang terjadi, dimana tingkat risiko dari ketiga risiko dominan turun menjadi 4 (*low risk*).

Kata Kunci—*Bow-Tie Analysis*, FTA, FMEA, *Offshore Pipeline*, *Risk Assessment*.

I. PENDAHULUAN

DALAM industri migas (minyak dan gas) di Indonesia, proses transportasi dilakukan dengan menggunakan pipa transportasi sebagai penghubung dari wilayah produksi ke tujuan tertentu untuk pendistribusian minyak, gas alam, dan/atau produk olahan dari minyak dan gas bumi [1]. Oleh sebab itu, proyek instalasi pipa yang ada pada saat ini semakin banyak. Hal ini diakibatkan oleh tingginya permintaan akan kebutuhan minyak dan gas. *Pipeline* adalah bagian instalasi produksi minyak yang paling sering mengalami kegagalan. Hal ini karena *pipeline* adalah bagian terbesar dari peralatan, sehingga dibandingkan dengan peralatan lain, kemungkinan kegagalan lebih tinggi [2].

Meskipun penggunaan pipa sebagai sistem transportasi minyak dan gas lebih unggul daripada metode transportasi lainnya, tetapi risiko kerusakan pipa sangat membahayakan manusia dan lingkungan [3]. Sistem perpipaan lepas pantai jauh lebih mudah mengalami kegagalan karena lingkungan yang lebih parah daripada sistem perpipaan darat [4]. Dampak dari kegagalan ini akan menyebabkan hilangnya peluang produksi, dan kerugian akan semakin besar [5].

Adapun beberapa hal yang dapat menyebabkan kebocoran atau kerusakan pada *under water pipeline*, yaitu karena korosi, *fractures or cracks* akibat gempa atau longsor, kerusakan pihak ketiga, komponen desain pipa, ketidakakuratan operasional komponen, serta karakteristik produk berbahaya dan faktor distribusi [6]. *Pipeline* pada masa

operasinya pipa mempunyai beberapa kemungkinan risiko, di mana hal ini disebabkan oleh kombinasi pertemuan antara *Probability of Failure* dan *Consequence of Failure* [7].

Metodologi yang diterapkan dalam penelitian ini adalah proses penilaian risiko. Proses ini terdiri atas 4 (empat) langkah yaitu: Identifikasi *hazard/risk*, Penilaian *likelihood*/frekuensi, Penilaian konsekuensi dan *risk assessment* serta mitigasi jika risiko tidak dapat diterima. Adapun penelitian ini berfokus pada segmen pipa yang terletak di dasar laut NGLB-Cilamaya-03. Dimana berdasarkan data diketahui bahwa daerah ini merupakan daerah yang tinggi akan risiko kebocoran. Kecelakaan kegagalan pipa yang terjadi secara signifikan menimbulkan masalah dan menimbulkan dampak kerugian ekonomi termasuk biaya pembersihan dan pemulihan akibat kerusakan lingkungan. Oleh karena itu, keamanan jaringan pipa gas bawah laut menjadi isu yang sangat diperhatikan dalam penelitian ini. Penelitian ini bertujuan untuk melakukan identifikasi risiko penyebab kebocoran pada *offshore pipeline* 32" MGL-NGLB Cilamaya milik PT. XYZ. Adapun penelitian ini menggunakan metode *Fault Tree Analysis* (FTA) dan *Failure Mode and Effects Analysis* (FMEA).

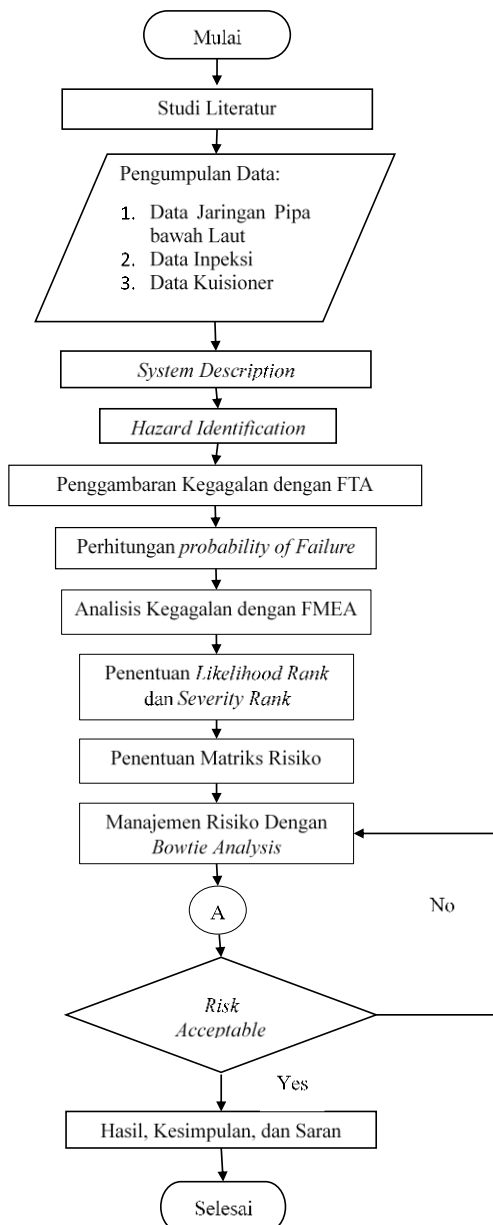
Selanjutnya penulis juga menggunakan metode *Bow-Tie Analysis* untuk memberikan mitigasi yang dapat dilakukan untuk mencegah atau meminimalisir terjadinya risiko. *Bow-Tie Analysis* memberikan gambaran menyeluruh dari logika skenario peristiwa risiko dalam bentuk gambar sederhana. Metode ini dapat memberikan penjelasan dan gambaran dari hubungan antara penyebab dengan risiko dan risiko dengan konsekuensi, sehingga dari hasil tersebut dapat terbentuknya mitigasi yang dapat dilakukan perusahaan.

II. URAIAN PENELITIAN

A. Diagram Alir

Saat melakukan penelitian, langkah pertama yang dilakukan adalah menentukan masalah yang akan dibahas. Kemudian, melakukan pengumpulan data berupa desain pipa, spesifikasi, riwayat inspeksi dan perawatan serta prosedur standar terkait mengenai Jaringan Pipa Bawah Laut 32" MGL-NGLB Cilamaya milik PT. XYZ, data lingkungan, data sekunder berupa sumber-sumber terpercaya seperti jurnal dan buku yang kemudian divalidasi oleh *expert judgement*, dan data kuisisioner *severity* dan *likelihood* akan digunakan dalam proses pengerjaan penelitian ini. Langkah selanjutnya adalah memilih segmen pipa, yang membantu menentukan fokus objek dalam penelitian. Kemudian, menentukan elemen-elemen pada pipa bawah laut yang berpengaruh dalam penelitian ini. Setelah itu, identifikasi kemungkinan kejadian pada jaringan pipa gas *offshore* agar konsekuensi yang dimasukkan dalam penilaian risiko dapat diketahui.

Selanjutnya, penggambaran kegagalan dengan FTA yang

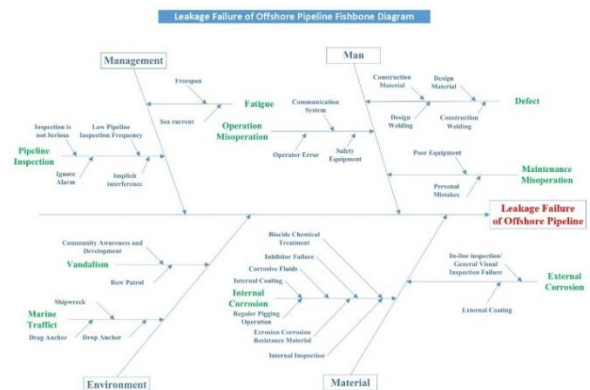


Gambar 1. Diagram Alir Penelitian.

hasil dari identifikasi digambarkan pada *diagram Fault Tree*. Kemudian segala kejadian risiko yang berpotensi menyebabkan kegagalan pada *top event* akan diteliti lebih lanjut sampai pada *basic event*. Pada *basic event* yang telah ditemukan kemudian ditentukan tingkat kegagalan yang paling dominan yang akan dianalisis menggunakan metode FMEA. Kemudian, dilakukan perhitungan *probability of failure* dari *basic event* didapatkan dari data sekunder berupa sumber-sumber terpercaya seperti jurnal dan buku yang kemudian divalidasi oleh *expert judgement*. Kegagalan dengan menggunakan perhitungan *Quantitative Risk Assessment (QRA)* dengan bantuan *software TopEventFTA* dengan menggunakan metode *cutset bottom to up*. Selanjutnya, analisis kegagalan dengan FMEA yang mana perhitungan dilakukan dengan menggunakan data dari kusioner yang telah disebarkan kepada narasumber yang telah berpengalaman. Kemudian dilakukan sebuah penilaian pada setiap mode kegagalan yang teridentifikasi, yaitu *Severity (S)* dan *likelihood (L)*. Kemudian, matriks risiko Dalam melakukan penilaian risiko digunakan skala penilaian *likelihood* dan *severity*, sehingga didapatkan tingkat risiko.

Tabel 1. Data Pipa

Description	Unit	Information
Pipeline Length	km	40.92
Outside Diameter	mm	812.8
	in	32
Pipeline Wall Thickness (Nominal)	mm	12.7
Material Specification	-	Carbon Steel
Designation/Material Grade	-	API 5L X-60
Manufacture Type	-	ERW/SAWL
Corrosion Coating	-	5/32" D&W
Internal Corrosion Allowance	mm	3
Concrete Thickness	mm	90
Service	-	Dry Gas
Design Pressure	psig	700
Operating Pressure	psig	265
Flow Rate	MMSCFD	65
Corrosion Rate	mmpy	0.124
Year Build	-	1975



Gambar 2. Diagram Kebocoran Pipa Bawah Laut 32" MGL-NGLB Cilamaya.

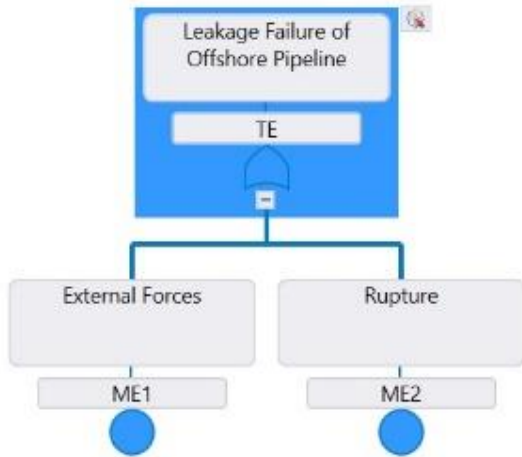
Lalu tingkat risiko diplot dalam tabel kategori matriks risiko sehingga dapat diketahui risiko yang dominan pada proyek tersebut. Kemudian, melakukan tahapan manajemen risiko dengan *Bowtie Analysis* yang mana setelah mendapatkan variabel risiko yang dominan dari hasil penilaian risiko, selanjutnya dilakukan analisis menggunakan *software BowtieXp* untuk mendapatkan dampak, penyebab dan mitigasi dari setiap variabel risiko yang dominan. Yang Terakhir adalah analisis dan kesimpulan yang mana penulis melakukan analisis hasil dari *Risk Assessment* tersebut. Kemudian, penulis akan menyusun kesimpulan sesuai rumusan masalah dan tujuan penelitian ini. Diagram alir penelitian ini disajikan pada Gambar 1.

III. ANALISIS DAN PEMBAHASAN

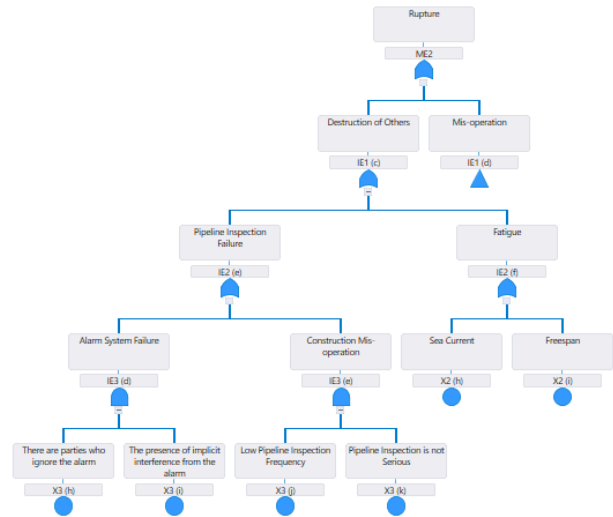
Penilaian risiko ini dilakukan pada Pipa Bawah Laut 32" MGL-NGLB Cilamaya milik PT. XYZ. Data dari pipa yang digunakan ditunjukkan pada seperti Tabel 1.

A. Identifikasi Risiko

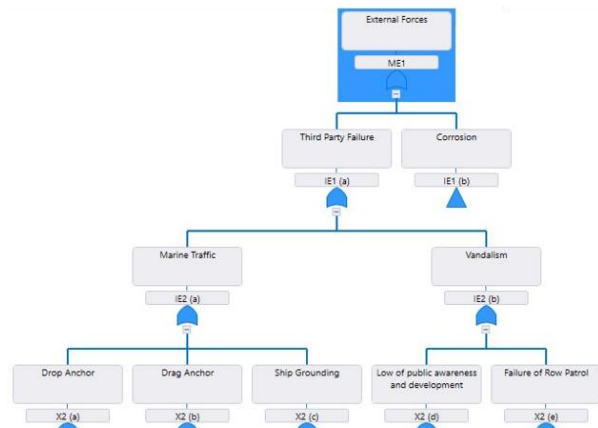
Berdasarkan hasil *brainstorming* dengan tim *expert*, penyebab dari risiko kebocoran Pipa Bawah Laut 32" MGL-NGLB Cilamaya milik PT. XYZ dapat dikelompokkan menjadi 4 kriteria yaitu *Men, Management, Environment*, dan *Material*. Hasil dari *fishbone diagram* ini kemudian akan dikerucutkan lagi menggunakan *Fault Tree Analysis (FTA)* untuk mendapatkan *basic event* penyebab terjadinya *top event*. Berdasarkan Gambar 2, penyebab dari kebocoran Pipa Bawah Laut 32" MGL-NGLB Cilamaya milik PT. XYZ



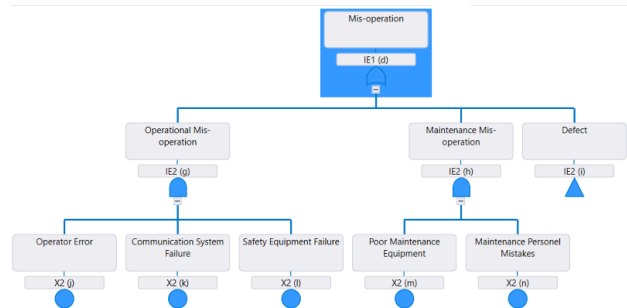
Gambar 3. Kegagalan yang terjadi saat kebocoran pipa bawah laut.



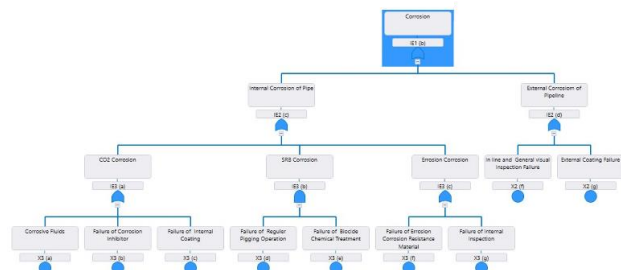
Gambar 6. Sub-FTA main event kegagalan rupture bagian I.



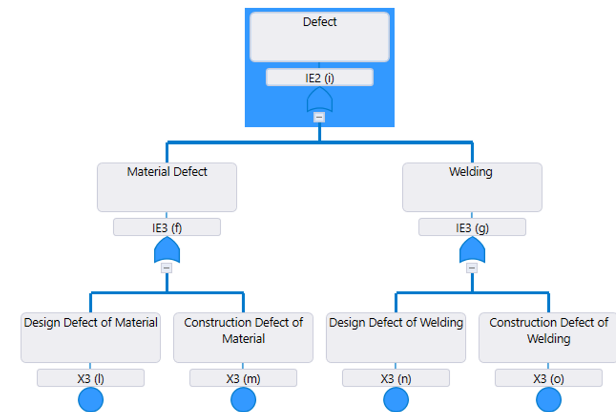
Gambar 4. Sub-FTA main event kegagalan external forces bagian I.



Gambar 7. Main event kegagalan rupture bagian II.



Gambar 5. Sub-FTA main event kegagalan external forces bagian II.



Gambar 8. Main event kegagalan rupture bagian III.

terdapat 29 risiko.

B. Penilaian Probability of Failure

Keandalan dapat didefinisikan sebagai nilai probabilitas bahwa suatu komponen atau suatu sistem akan sukses menjalani fungsinya, dalam jangka waktu dan kondisi operasi tertentu. Keandalan bernilai antara 0–1, dimana nilai 0 menunjukkan sistem gagal menjalankan fungsi dan 1 menunjukkan sistem 100% berfungsi. Gambar *fault tree analysis* dari masing-masing risiko kritis disajikan pada Gambar 3 hingga Gambar 8.

Probabilitas pada *basic event* pada dasarnya adalah *prior probability* yang akan digunakan nantinya dalam input model pada *software TopEventFTA*. *Software* ini digunakan untuk mengetahui berapa besar probabilitas tiap *event* atau kejadian. Probilitas pada kegagalan dari kebocoran pipa bawah laut disajikan pada Tabel 2 sampai Tabel 6.

Maka dari itu, dapat disimpulkan bahwa *probability* untuk *main event* kebocoran pipa bawah laut karena factor *External*

Forces sebesar 0,176, dan untuk kebocoran pipa bawah laut karena faktor *rupture* sebesar 0,078. *Probability top event* yaitu kebocoran pipa bawah laut sebesar 0,254.

C. Penilaian Risiko

Dalam penelitian ini, penulis menggunakan metode *Failrue Mode and Effect Analysis (FMEA)* berdasarkan *expert judgment* menggunakan kuesioner. Dari hasil kuesioner dapat dilakukan analisis matriks risiko yang terbagi menjadi *likelihood* dan *severity*.

Selanjutnya akan dilakukan analisis menggunakan metode *Failrue Mode and Effect Analysis (FMEA)* untuk menentukan nilai *severity* dan *likelihood* yang selanjutnya akan diplotingkan pada *risk matrix* seperti pada Tabel 7.

1) Penilaian Likelihood

Pada pengisian kuesioner *likelihood* diberikan kriteria 1–5.

Tabel 2.
Probability Intermediate Event (III)

Bottom Event	Probability	Logic Connector	Middle Event (III)	Probability
Cacat konstruksi pengelasan	0,0003	Or	Cacat Pengelasan	0,001
Cacat desain pengelasan	0,0002			
Cacat konstruksi material	0,0005	Or	Cacat Material	0,001
Cacat desain material	0,001			
Frekuensi inspeksi pipa rendah	0,0006	And	Mis-operation	0,0000003
Inspeksi pipa tidak serius	0,0006		Konstruksi	
Adanya pihak yang mengabaikan alarm	0,001	And	Kegagalan Sistem	0,000001
Adanya gangguan implisit dari alarm	0,001		Alarm	
Kegagalan dari material yang tahan korosi erosi	0,010	Or	Korosi Erosi	0,0187
Kegagalan Inspeksi Internal	0,009			
Kegagalan <i>Reguler Pigging Operation</i>	0,003	And	Korosi SRB	0,000008
Kegagalan <i>Biocide Chemical Treatment</i>	0,003			
Fluida yang korosif	0,037	Or	Korosi C02	0,054
Kegagalan inhibitor	0,005			
Kegagalan internal <i>coating</i>	0,013			

Tabel 3.
Probability Intermediate Event (II)

Middle Event (III)	Probability	Logic Connector	Middle Event (II)	Probability
Cacat Material	0,001	Or	Cacat	0,002
Cacat Pengelasan	0,001			
Kesalahan personel pemeliharaan	0,009	Or	Maintenance	0,058
Peralatan pemeliharaan yang buruk	0,050		<i>misoperation</i>	
<i>Operator error</i>	0,002	And	<i>Operational misoperation</i>	0,000000004
Kegagalan sistem komunikasi	0,002			
Kegagalan peralatan keselamatan	0,002			
<i>Mis-operation</i> Konstruksi	0,0000003	Or	Kegagalan Inspeksi	0,000002
Kegagalan Sistem Alarm	0,000001		Pipa	
<i>Sea current</i>	0,004	Or	<i>Fatigue</i>	0,018
<i>Freespan</i>	0,014			
Kegagalan Inspeksi in Line dan Inspeksi Visual Umum	0,003	Or	Korosi Eksternal Pipa	0,046
Kegagalan <i>External Coating</i>	0,043			
Korosi Erosi	0,019	Or	Korosi Internal	0,073
Korosi C02	0,054			
Korosi SRB	0,00001			
Rendahnya Kesadaran Masyarakat dan Perkembangan	0,0003	Or	Kegagalan	0,0004
Kegagalan <i>Row patrol</i>	0,0002		vandalisme	
Kejatuhan jangkar	0,010	Or	Kegagalan Jalur	0,057
Tarikan jangkar	0,046		Pelayaran	
Kecelakaan kapal	0,001			

Tabel 4.
Probability Intermediate Event (I)

Middle Event (II)	Probability	Logic Connector	Middle Event (I)	Probability
Kegagalan Jalur Pelayaran	0,057	Or	<i>Third party failure</i>	0,057
Kegagalan Vandalisme	0,0004			
Korosi Internal	0,073	Or	Korosi	0,119
Korosi Eksternal Pipa	0,046			
Kegagalan Inspeksi Pipa	0,000002	Or	Destruksi lainnya	0,018
<i>Fatigue</i>	0,018			
<i>Operational misoperation</i>	0,000000004	Or	Misoperation	0,060
<i>Maintenance misoperation</i>	0,058			
Cacat	0,002			

Tabel 5.
Probability Main Event

Middle Event (I)	Probability	Logic Connector	Main Event	Probability
<i>Third party failure</i>	0,057	Or	<i>External forces</i>	0,176
Korosi	0,119			
Destruksi lainnya	0,018	Or	<i>Rupture</i>	0,078
<i>Misoperation</i>	0,060			

Tabel 6.
Probability Top Event

Main Event	Probability	Logic Connector	Top Event	Probability
<i>External Forces</i>	0,176	Or	Kebocoran pipa bawah laut	0,254
<i>Rupture</i>	0,078	Or		

Setelah dilakukan pengisian kuesioner oleh para pihak perusahaan, maka kemudian dicari nilai rata-rata tingkat frekuensi setiap potential *hazard* yang telah diidentifikasi

berdasarkan rumus pada persamaan di bawah ini.

$$Average Likelihood = \frac{\sum_{i=1}^n a_i n_i}{N} \tag{1}$$

Tabel 7.
Analisis Mode Kegagalan Menggunakan Metode FMEA

Failure Mode	Effect of Failure	Cause of Failure mode	Effect of Cause	
Third Party Failure	Kegagalan karena Jalur Pelayaran	Drop Anchor	Operational activities are delayed, Pipeline damage, Environmental damage, Corrosion occurs in leakage pipes	
		Drag Anchor		
Corrosion	Kegagalan karena vandalisme	Ship Grounding	Operational activities delayed, Pipeline damage, Personnel injury	
		Rendahnya kesadaran masyarakat dan perkembangan		
		Kegagalan Row patrol		
	Korosi Internal	Fluida yang korosif	Operational activities are delayed, Internal corrosion, Pipeline does not work optimally, Kebakaran pipa	
		Kegagalan inhibitor		
		Kegagalan internal coating		
Destruction Other	Korosi Eksternal	Kegagalan Reguler Pigging Operation	Gas distribution is failure, Internal corrosion, Pipeline does not work optimally	
		Kegagalan Biocide Chemical Treatment		
		Kegagalan dari material yang tahan korosi erosi		
	Kegagalan Inspeksi Pipa	Kegagalan Inspeksi Internal	Pipeline damage, External corrosion, Service life goes differently than planned	
		Kegagalan inspeksi in line dan Inspeksi Visual Umum		
		Kegagalan external coating		
Fatigue	Kegagalan Inspeksi Pipa	Adanya pihak yang mengabaikan alarm	Operational activities are delayed, Pipeline damage, Environmental damage, Personal Injury	
		Adanya gangguan implisit dari alarm		
		Frekuensi inspeksi pipa rendah		
Misoperation	Operational misoperation	Inspeksi pipa tidak serius	Operational activities delayed, Fatigue, Scouring	
		Sea Current		
		Freestpan		
	Maintenance misoperation	Cacat	Operator error	Vortex Induced Vibration (VIV), Operational activities delayed, Buckling
			Kegagalan sistem komunikasi	
			Kegagalan peralatan keselamatan	
Cacat	Cacat	Peralatan pemeliharaan yang buruk	Pipeline damage, Environmental damage, Personal Injury	
		Kesalahan personel pemeliharaan		
		Cacat desain material		
Cacat	Cacat	Cacat konstruksi material	Defect, Pipeline damage, External corrosion, Service life goes differently than planned	
		Cacat desain pengelasan		
		Cacat konstruksi pengelasan		

Dengan a adalah konstanta penilaian (1–5), n_i adalah jumlah responden, $i = 1,2,3,4,5, \dots, n$, dan N adalah total jumlah responden. Sebagai contoh dilakukan perhitungan *likelihood* pada risiko *drop anchor* sebagai berikut:

$$\text{Average Likelihood} = \frac{(1 \times 1) + (2 \times 2) + (2 \times 3) + (0 \times 4) + (0 \times 5)}{5} \approx 2$$

2) Penilaian Severity

Penilaian ini dilakukan menggunakan persamaan seperti berikut.

$$\text{Average Severity} = \frac{\sum_{i=1}^6 a_i n_i}{N} \times 100\% \quad (2)$$

Dengan a adalah konstanta penilaian (1–6), n_i adalah jumlah responden, $i = 1,2,3,4,5, \dots, n$, dan N adalah total jumlah responden. Sebagai contoh dilakukan perhitungan *severity* pada risiko *drop anchor* pada sebagai berikut:

$$\text{Average Severity} = \frac{(2 \times 1) + (0 \times 2) + (2 \times 3) + (1 \times 4) + (0 \times 5) + (0 \times 6)}{5} = 2$$

D. Risk Matrix

Setelah didapatkan *average likelihood* dan *average severity* dari masing-masing risiko, kemudian dapat dihitung *Risk Ranking* untuk setiap risiko yang telah diidentifikasi. *Risk Ranking* merupakan hasil dari perkalian *Average Likelihood* dan *Average Severity*.

Penilaian ini dilakukan menggunakan persamaan berikut.

$$\text{Risk Rank} = \text{Average } L \times \text{Average } S \quad (3)$$

Sebagai contoh dilakukan perhitungan *risk rank* pada risiko *drop anchor* sebagai berikut:

$$\text{Risk Rank} = 2 \times 2 = 4$$

Hasil perhitungan tingkat risiko untuk setiap risiko yang

telah diidentifikasi disajikan pada Gambar 9. Dari hasil pemetaan *risk ranking* setiap risiko ke dalam matriks risiko, didapatkan 3 risiko yang masuk ke dalam kategori *high risk* atau termasuk dalam kategori risiko dominan, yaitu risiko *drag anchor*, kegagalan eksternal *coating*, dan peralatan *maintenance* yang buruk dengan *risk ranking* 16.

E. Bowtie Analysis

Setelah mendapatkan variabel risiko dominan (ekstrem) dari hasil penilaian risiko, maka selanjutnya dilakukan analisis menggunakan metode *bowtie* untuk mengetahui penyebab, dampak dan kontrol pada setiap risiko ekstrem yang terjadi. Diagram *bowtie* dari risiko *drag anchor*, kegagalan eksternal *coating*, dan peralatan *maintenance* yang buruk dapat dilihat pada Gambar 10 sampai Gambar 12. Selanjutnya hasil tersebut akan disajikan dalam bentuk tabel seperti Tabel 8 dan Tabel 9.

F. Risk Reducing

Setelah mendapatkan variabel risiko dominan (ekstrem) dari hasil indentifikasi dan penelaian risiko maka selanjutnya dilakukan analisis menggunakan metode *bowtie* untuk mengetahui penyebab, dampak dan kontrol pada setiap risiko ekstrim yang terjadi. Dalam tahapan akhir yang mungkin dilakukan adalah proses mitigasi, yaitu proses untuk mengurangi risiko dari daerah yang tidak dapat diterima menjadi masuk dalam daerah yang bisa diterima atau setidaknya daerah ALARP.

Setelah melakukan mitigasi dengan menggunakan *bow-tie analysis*, selanjutnya adalah melakukan tahap verifikasi. Pada tahap verifikasi ini dilakukan pemeriksaan ulang melalui interview dengan *judgement* dengan melakukan penilaian ulang *likelihood* dan *severity* pada setiap risiko yang ada. Setelah dilakukan *Risk Reducing Measure*, ranking risiko

Tabel 8.
Penjelasan untuk Threat

Risk	Threat		Escalation Factor	Mitigation Factor	
	Cause	Preventive Barrier			
Drag Anchor	Dangerous maritime activities	Trenching	Errors in geohazards	Designing offshore gas pipelines to survive dangerous maritime activities	
		Arranging pipelines based on ship routes Concrete block	Errors in Pipeline Modeling Hard collision	Ensure the design runs references and survey results Controlling and activities of passing ships, Controlling and limiting the frequency of tankers passing, Providing warning signs	
		Installing drag anchor protection	Designed pipes are unable to withstand possible dragged anchors.	Analyzing costs and benefits and environmental factors	
	Pipeline patrol errors	Routine row patrol	Patrol with a sufficient number of patrol personnel. Unscheduled patrols and Human error Vessels for patrols are not on standby The available patrol vessels inadequate the standards	Cooperation, security meetings and joint exercises with government and government security agencies Sanctioning for staff negligence Ensure vessel standby every patrol schedule Ensure that existing patrol vessels satisfy the standards.	
			Providing Information to ships that will pass	The patrol always updates information related to the pipeline Provide warning signs around the pipeline	
		Operational errors	Certified workers	Forgotten training materials	The company provides renewal training
			Making standard operational procedures (SOP)	Rejection by the operator due to not knowing the benefits of the SOP	Test SOP before certifying SOP
	Adverse environmental condition	Assess weather condition	Less accurate weather forecast	Monitor the weather forecast through reliable and accurate sources.	
	Failure of external coating	Corrosive Environment	Good paint drying	Drying is not long enough	Drying in not place damp and good weather
			Adjustment of blasting material and level of cleanliness	Material blasting error	Blasting pipe fits minimum material and cleanliness level standards
Selection of coatings with good adhesion and durability			The selection of coating materials does not satisfy the standards. The required coating material is not available	Establishing coating material standards and specifications Providing coating materials on site	
Maintenance Errors		Regular patrol scheduling	In-line inspection and general visual have different schedules and human error Less competent personnel Human error	Ensure inspections and maintenance run on schedule and references, Perform inspections with the ROV Experienced and certified workers	
		Recording and reporting patrol results Coating Repair	Miscommunication and Human Error Less competent personnel	Strict and clear SOP, Sanctioning for staff negligence Inspection of communication devices before inspection Experienced and certified workers	
		Setting quality standards for maintenance equipment	Selection of unqualified equipment Maintenance equipment cannot function properly	Establishing equipment standards and specifications Perform a function test before purchase	
Poor equipment maintenance	Incomplete inspection and maintenance equipment	Inspection maintenance equipment regularly	Maintenance equipment none and placed carelessly	Provide on-site backup equipment	
		Maintenance Errors	No schedule for routine inspections Miscommunication and Human Error	Strict and clear SOP, Sanctioning for staff negligence Inspection of communication devices before inspection	
	Maintenance Errors	Making a clear patrol schedule Recording and reporting patrol results			

sudah dapat diterima. Berikut ini merupakan ranking risiko setelah melakukan *risk reducing*.

Berdasarkan analisis *risk reducing measures* potensi

bahaya dominan yang telah dilakukan, didapatkan bahwa mitigasi yang dilakukan dapat mengurangi risiko tinggi yang terjadi. Berdasarkan Gambar 13 didapatkan tingkat keparah-

Tabel 9.
Penjelasan untuk *Consequences*

Risk	Consequences		Escalation Factor	Mitigation Factor
	Consequences	Mitigation		
Drag Anchor	Operational activities delayed	A clear schedule for the repair pipes due to dragged anchor	Repairs do not fit the schedule	Strict regulation and supervision
		Using temporary emergency pipelines	Temporary emergency pipelines are not suitable for use	Function test on temporary emergency pipelines
	Pipeline damage	Repairing damaged pipes	No inspection and maintenance documents	Recording and reporting inspection and maintenance results
		Replacing pipe components that have passed the expiration period	No repair and component replacement documents	Recording and reporting repair and replacement results
	Environmental damage	Installing safety early warning system	Tool not working	Routine Inspection of Alarm System
		Monitoring of marine life in the area around the pipeline	Low pressure sensor to initiate alarm	Make sure emergency equipment performs function test before installation
		Emergency shutdown operation	Low pressure sensor to initiate shutdown	Make a manual emergency response plan (ICS)
Failure of external coating	Corrosion occurs in leakage pipes	Emergency response (including leaky pipe repair)	Emergency equipment not working properly.	Manual Activation of ESD
		Periodic inspection and maintenance	No periodic inspections and maintenance	Ensure inspections and maintenance run on schedule and references
	Pipeline damage	Immediately replace materials that have indications of corrosion found during inspections	Material is not immediately replaced when an anomaly is found during inspection	Ensure that anomalies found during inspections are corrected immediately
		Rechecking pipe coatings every year	No inspection and maintenance documents	Recording and reporting inspection and maintenance results
	External Corrosion	Replacing pipe components that have passed the expiration period	No repair and component replacement documents	Recording and reporting repair and replacement results
		Routine equipment inspections	Routine inspections not comply with a schedule	Ensure frequency inspections and maintenance run on schedule
		Immediately replace materials that have indications of corrosion found during inspections	Material is not immediately replaced when an anomaly is found during inspection	Ensure that anomalies found during inspections are corrected immediately
Service life goes differently than planned	General visual inspection	-	-	
	Routine inspection and maintenance of pipeline	Routine inspections and maintenance not comply with a schedule	Ensure frequency inspections and maintenance run on schedule	
	Conduct periodic fatigue age assessments	Fatigue age assessment not carried out	Conduct fatigue age assessment according to the needs	
Poor equipment maintenance	Pipeline damage	Repairing damaged pipes	No inspection and maintenance documents	Recording and reporting inspection and maintenance results
		Replacing pipe components that have passed the expiration period	No repair and component replacement documents	Recording and reporting repair and replacement results
	Environmental damage	Installing safety early warning system	Tool not working	Routine inspection of alarm system
		Monitoring of marine life in the area around the pipeline	Low pressure sensor to initiate alarm	Make sure emergency equipment performs function test before installation
		Emergency shutdown operation	Low pressure sensor to initiate shutdown	Make a manual emergency response plan (ICS)
	Personnel injury	Emergency response (including leaky pipe repair)	Emergency equipment not working properly	Manual Activation of ESD
		HSE (K3) officers to supervise the workers	Hiring incompetent workers	Choosing competent workers
Providing medical devices		Medical devices bot working properly	Routine inspection of medical devices	
	Using PPE	No medical personnel are familiar with medical devices	Experienced and certified workers	
		Human error	Making SOP, Strict supervision, Given direction or safety induction	

an (*severity*) baru bernilai 2 dan tingkat frekuensi (*likelihood*) 2, sehingga tingkat risikonya adalah 4 (*low risk*).

IV. KESIMPULAN

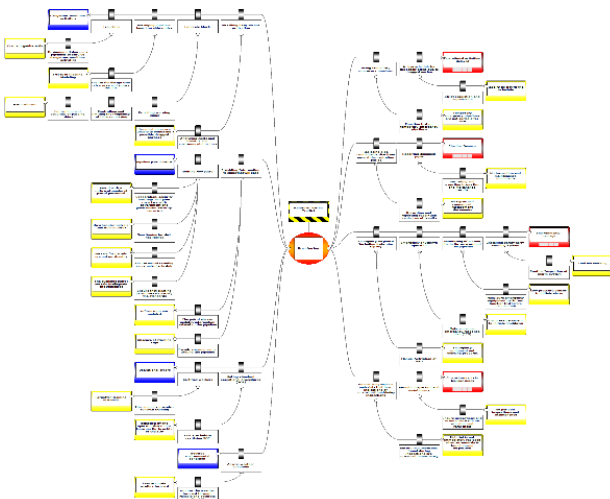
Dari hasil analisis dan pembahasan yang telah dilakukan sebelumnya, maka dapat ditarik kesimpulan bahwa Moda kegagalan pada kebocoran jaringan pipa bawah laut 32” MGL NGLB Cilamaya adalah *Third Party Failure*, Korosi, *Destruction* Lainnya, dan Misoperation dengan 29 risiko penyebab kebocoran pipa. Hasil dari *fault tree analysis*

didapatkan bahwa *probability* untuk *main event* kebocoran pipa bawah laut karena factor *External Forces* sebesar 0,176, dan untuk kebocoran pipa bawah laut karena faktor *rupture* sebesar 0,078. *Probability top event* yaitu kebocoran pipa bawah laut sebesar 0,254.

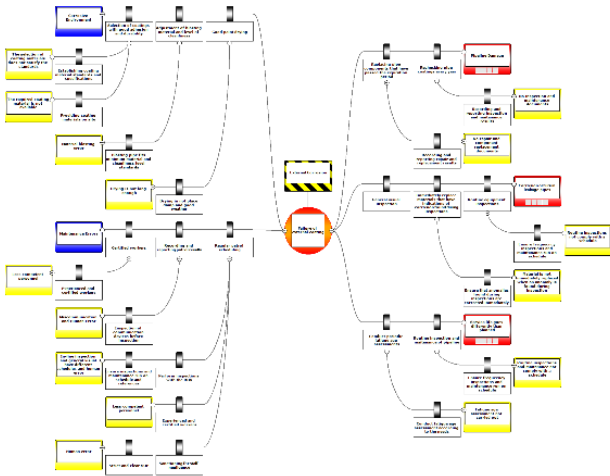
Dari hasil pemetaan *risk ranking* setiap risiko ke dalam matriks risiko, didapatkan 3 risiko yang masuk ke dalam kategori *high risk* atau termasuk dalam kategori risiko dominan, yaitu *Drag anchor* dimana tingkat keparahan (*severity*) 4 dan tingkat frekuensi (*likelihood*) 4 dengan *risk*

Severity Ranking	Likelihood				
	1	2	3	4	5
1					
2		X1, X3, X5, X8, X19, X20	X7, X11		
3		X18	X4, X10, X17	X6	
4		X9, X12, X13, X15, X16, X21, X22, X23, X25, X26, X27, X28, X29		X2, X14, X24	
5					
6					

Gambar 9. Hasil perhitungan tingkat risiko untuk setiap risiko yang telah diidentifikasi.

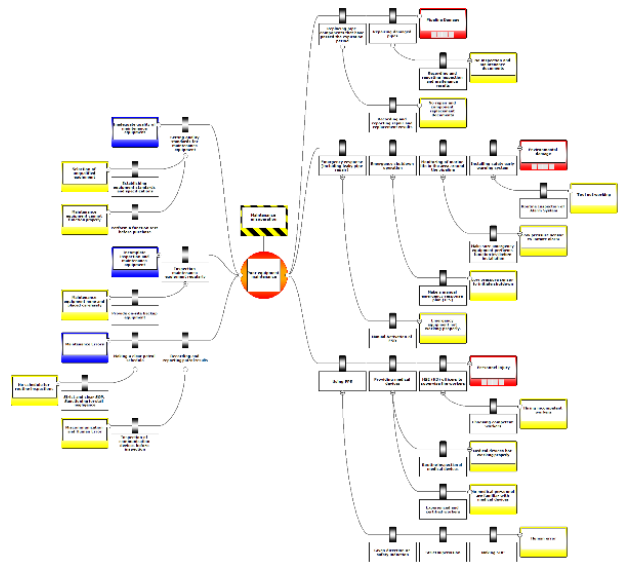


Gambar 10. Bowtie Drag Anchor.



Gambar 11. Bowtie failure of external coating.

ranking 16. Kegagalan *external coating* dimana tingkat keparahan (*severity*) 4 dan tingkat frekuensi (*likelihood*) 4 dengan *risk ranking* 16. Peralatan pemeliharaan yang buruk dimana tingkat keparahan (*severity*) 4 dan tingkat frekuensi (*likelihood*) 4 dengan *risk ranking* 16. Berdasarkan analisis *risk reducing measures* potensi bahaya dominan yang telah dilakukan, Peneliti menemukan bahwa mitigasi yang dilakukan dapat mengurangi tingkat risiko tinggi yang terjadi, dimana tingkat risiko dari ketiga risiko dominan turun menjadi 4 (*low risk*).



Gambar 12. Bowtie poor equipment maintenance.

Severity Ranking	Likelihood				
	1	2	3	4	5
1	X1, X3, X5, X8, X19, X20	X4, X6, X7, X9, X10, X11, X12, X13, X15, X16, X17, X18, X21, X22, X23, X25, X26, X27, X28, X29			
2		X2, X14, X24			
3					
4					
5					
6					

Gambar 13. Risk matrix setelah risk reducing.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, "Statistik Minyak dan Gas Bumi," Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Direktorat Jenderal Minyak dan Gas, Jakarta, 2017.
- [2] R. Waskito, K. B. Artana, and E. Pratiwi, "Risk Assessment Of Subsea Pipeline Using Standard DNVGL-RP-F107," IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci., vol. 557, no. 1, 2020, doi: 10.1088/1755-1315/557/1/012069.
- [3] M. Jabbari, R. Gholamnia, R. Esmaceli, H. Kouhpaee, and G. Pourtaghi, "Risk assessment of fire, explosion and release of toxic gas of Siri-Assalouyeh sour gas pipeline using fuzzy analytical hierarchy process," *Heliyon*, vol. 7, no. 8, 2021, doi: 10.1016/j.heliyon.2021.e07835.
- [4] F. Jiang and S. Dong, "Collision failure risk analysis of falling object on subsea pipelines based on machine learning scheme," *Eng. Fail. Anal.*, vol. 114, February, 2020, doi: 10.1016/j.engfailanal.2020.104601.
- [5] Y. Zaidun, "Analisa Perbandingan Metode Assessment Berbasis Resiko dengan Metode Assessment Berbasis Waktu pada Stasiun Pengolahan Gas," Departemen Teknik Metalurgi dan Material, Universitas Indonesia, Depok, 2010.
- [6] X. Shan, K. Liu, and P. L. Sun, "Risk analysis on leakage failure of natural gas pipelines by fuzzy bayesian network with a bow-tie model," *Sci. Program.*, vol. 2017, no. 2, 2017, doi: 10.1155/2017/3639524.
- [7] A. A. Hakim, "Analisis Resiko Kegagalan Operasi dengan Menggunakan Metode HAZOP Analisis pada Onshore Pipeline PT. X.," Departemen Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2018.