

Analisis Risiko Jalur Pipa Pendam Gas Alam

Mukhammad Faris Muchlisun^{1*}, Raden Dimas Endro Witjonarko², Nurvita Arumsari³

Program Studi D4 Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Indonesia^{1*, 2}

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

Email: fmuchammad114@gmail.com^{1*}; dimasend@yahoo.com^{2*}; arum.up3d@gmail.com^{3*};

Abstract - Exploration and processing of oil and gas companies have a plan to add lines in the flowline using the tie-in method. When cutting pipes, found the existence of corrosion on the surface in the pipe. So, in this study analyzes the magnitude of the corrosion rate, remaining lifetime, risk level of buried flowline, and inspection planning. From the manual calculation, the largest corrosion rate is 0.4194 mm/year in the 180° direction while from modeling using ANSYS software, the largest corrosion rate is 0.3023 mm/year in the 180° direction. The remaining lifetime is 2.2 years with manual calculations and 3.03 years using ANSYS software modeling. Meanwhile based on hoop stress calculation, the remaining lifetime is 11.6 years in theoretical calculation and 11.4 years in ANSYS software modeling. The highest risk level occurs in the flowline between 2015 and 2032, with the highest risk score in the damage cost to surrounding equipment in affected area factor which is in the very high category.

Keywords: Remaining Lifetime, Probability of Failure, Consequence of Failure, Inspection, Risk Matrix, Monte Carlo.

Nomenclature

α	minimum thickness (mm)
c	allowance (mm)
CR	laju korosi pipa (mm/year)
Do	outside diameter (mm)
E	quality factor
$g(x)$	limit function
P	design pressure (psi)
S	stress value for material
t_{act}	tebal awal pipa (mm)
t_m	minimum required thickness (mm)
t_{nom}	tebal aktual pipa (mm)
Tr	remaining life (years)
Tx	waktu yang diprediksi (years)
W	weld joint strength reduction factor
Y	coefficient dari tabel 304.1.1 ASME B31.3

1. PENDAHULUAN

Flowline adalah pipa penyalur minyak dan gas bumi yang mengalirkan fluida dari sumur menuju ke fasilitas produksi. Salah satu perusahaan minyak dan gas di Sidoarjo berencana melakukan penambahan flowline sehubungan dengan meningkatnya kebutuhan migas di Indonesia. Penambahan jalur flowline dilakukan dengan menggunakan metode tie-in. Metode tie-in ialah memotong bagian flowline dan menggantinya dengan penggunaan ball valve agar penambahan jalur lebih mudah dilakukan. Akan tetapi dalam prosesnya, ditemukan adanya internal corrosion pada flowline dimana pada jalur tersebut juga telah terjadi kebocoran pada tanggal 11 Maret 2016. Dalam hal ini dibutuhkan analisis risiko atau risk analysis untuk mencegah kegagalan dan menjaga agar jalur flowline dapat selalu beroperasi dengan aman. Oleh karena itu pada studi ini dilakukan perhitungan nilai laju

korosi serta remaining lifetime daripada jalur flowline. Serta akan dilakukan analisis tingkat risiko yang ditinjau dari konsekuensi finansial, sehingga akan diketahui langkah yang tepat untuk meminimalisir risiko maupun kerugian yang terjadi.

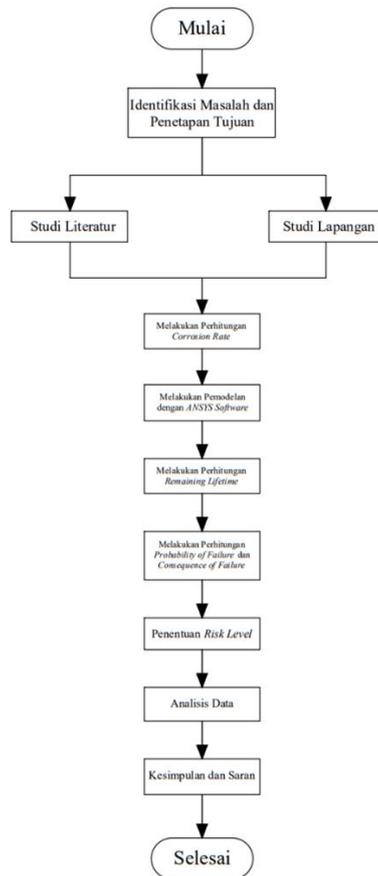
2. METODOLOGI

2.1 Metode Penelitian

Pada studi ini dilakukan perhitungan laju korosi dan remaining lifetime menggunakan metode wall thickness yang mengacu pada standar API 570 dan berdasarkan perhitungan hoop stress dan yield strength yang mengacu pada Subsea Engineering Handbook. Dengan membandingkan hasil perhitungan manual tersebut dengan hasil pemodelan menggunakan ANSYS software.

Untuk penentuan risk level, menggunakan kategori dari risk matriks dari perusahaan yang mana pada studi ini meninjau dari konsekuensi finansial dengan mengalikan hasil probability of failure hasil dari simulasi monte carlo tiap tahun operasi dan consequence of failure yang didapatkan dari hasil perhitungan manual yang mengacu pada standar API 581.

Diagram alir dari penelitian ini dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

2.2 Minimum Wall Thickness

Penentuan ketebalan pada komponen perpipaan dalam desain sangat penting, karena ketebalan komponen perpipaan minimal harus mampu menahan tekanan fluida yang mengalir. Besar atau kecilnya nilai ketebalan komponen perpipaan dipengaruhi oleh tekanan fluida dan juga allowable stress yang dimiliki oleh tiap material tersebut[3]. Persamaan *minimum wall thickness* ditunjukkan pada persamaan 1.

$$t_m = \frac{(P \cdot D_o)}{2(S.E.W + P.Y)} + c \quad (1)$$

2.3 Laju Korosi

Laju korosi diperoleh dari informasi ketebalan pipa setelah terkorosi dibagi dengan selisih dari tahun inspeksi dan tahun instalasi[1]. Persamaan laju korosi ditunjukkan pada persamaan 2.

$$CR = \frac{t_{nom} - t_{act}}{Age\ of\ Pipe} \quad (2)$$

2.4 ANSYS Workbench

ANSYS Workbench adalah salah satu perangkat lunak berbasis metode elemen hingga yang dipakai untuk menganalisis masalah-masalah rekayasa. ANSYS Workbench menyediakan fasilitas untuk berinteraksi antar *solvers family ANSYS software*. Dengan

menggunakan pemodelan ini akan didapatkan nilai laju korosi, *yield strength* dan *stress* dimana untuk dibandingkan dengan perhitungan manual yang telah dilakukan.

2.5 Remaining Lifetime

Perhitungan *remaining lifetime* pada pipa untuk perhitungan laju korosi didapatkan dari API 570 sebagai persamaan (3) yang ditunjukkan seperti di bawah ini.

$$T_r = \frac{(T_{act} - T_m)}{(Cr)} \quad (3)$$

Sedangkan perhitungan *remaining lifetime* yang didasarkan pada perhitungan *hoop stress* didapatkan dari perpotongan grafik *yield strength* dan *hoop stress* dari pemodelan *software*. Yang mana nilai *hoop stress* pada pipa tidak boleh melebihi nilai *yield strength* karena pipa akan mengalami kegagalan apabila *hoop stress* melebihi nilai dari *yield strength*[6].

2.6 Probability of Failure

Probabilitas kegagalan adalah kemungkinan terjadinya suatu kegagalan dalam komponen yang akan dianalisis apabila berada pada kondisi kerja yang identik. Risiko kegagalan akibat perpindahan dinding pipa karena korosi perlu diperhitungkan. Pipa dinyatakan mengalami kegagalan apabila ketebalan dinding pipa berada dibawah ketebalan minimum yang telah dihitung menggunakan persamaan 1. Persamaan moda kegagalan ditunjukkan pada persamaan 4.

$$g(x) = \alpha - CR T x \quad (4)$$

2.7 Consequence of Failure

Konsekuensi yang dimaksud pada bagian ini adalah suatu metode sederhana yang dipakai untuk menentukan tingkat risiko kegagalan menggunakan persamaan yang telah disediakan oleh API RBI 581[2]. Secara umum konsekuensi terlepasnya fluida kerja yang berbahaya dapat diestimasi berdasarkan beberapa tahap, yaitu menentukan fluida representatif dan sifatnya, pemilihan ukuran lubang kebocoran, penentuan fase fluida setelah terlepas, estimasi laju kebocoran, menentukan tipe kebocoran, evaluasi respon setelah kebocoran, reduksi akibat kebocoran, fraksi kerusakan generik, luas konsekuensi dan finansial[4].

2.8 Analisis Tingkat Risiko

Studi ini menggunakan matriks risiko yang didasarkan pada matriks risiko milik perusahaan untuk menetapkan tingkat risiko dari tiap variasi yang ada dari tipe lubang dan tahun proyeksi yang ada. Pada metode RBI ini risiko didefinisikan sebagai kombinasi dari *Consequence of Failure (CoF)* dan *Probability of*

Failure (PoF)[5]. Nilai numerik untuk kategori konsekuensi finansial ditunjukkan pada Tabel 1.

$$Risk = PoF \cdot CoF \tag{5}$$

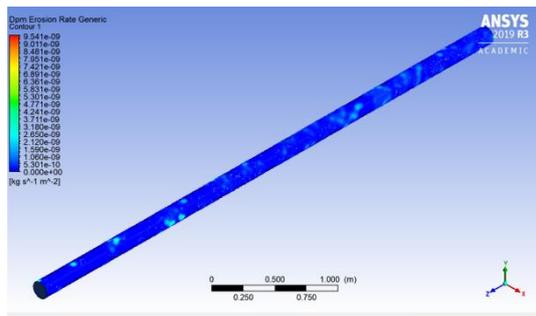
Tabel 1: Korelasi Nilai PoF dan CoF Finansial

Kategori PoF		Kategori CoF Finansial	
Kategori	Range	Kategori	Range
1	PoF ≤ 0.07	1	< \$ 1.000
2	0.07 < PoF ≤ 0.10	2	\$ 1001 - 5000
3	0.10 < PoF ≤ 0.20	3	\$ 5001 - 10.000
4	0.20 < PoF ≤ 0.80	4	\$ 10.001 - 20.000
5	PoF ≥ 0.80	5	>\$ 20.000

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Perhitungan Laju Korosi

Perhitungan ntuk nilai laju korosi didapatkan menggunakan metode *thickness* melalui uji *ultrasonic test* dari hasil tersebut dibandingkan dengan pemodelan menggunakan *software*. Dari perhitungan manual laju korosi internal pada pipa terbesar terjadi pada arah 180° dengan nilai sebesar 0,4194 mm/year. Untuk pemodelan *software* dapat dilihat pada gambar 2.



Gambar 2: Pemodelan Laju Korosi Menggunakan ANSYS

Dari hasi pemodelan didapatkan bahwa laju korosi yang paling besar terjadi pada arah 180° yang memiliki nilai sebesar 9,58736 x 10⁻⁹ kg/m²s atau sama dengan 0,3023 mm/year.

3.2 Perhitungan Remaining Lifetime

Perhitungan ketebalan minimum pada pipa yang sesuai dengan standar B31.3 didapatkan nilai sebesar 4,572 mm. Dari hasil tersebut didapatkan nilai *remaining lifetime* dari hasil uji *ultrasonic test* sebesar 2,2 years. Sedangkan dari pemodelan *software* didapatkan nilai *remaining lifetime* sebesar 3,03 years. Untuk grafik perhitungan *remaining lifetime* yang didasarkan pada perhitungan *yield strength* dan *hoop stress* dapat dilihat pada Gambar 3.



Gambar 3: Nilai Perpotongan Antara Hoop Stress dan Yield Strength

Dari hasil di atas didapatkan nilai *remaining lifetime* sebesar 11,6 tahun secara perhitungan teoritis dan 11,4 tahun secara pemodelan *ANSYS software*.

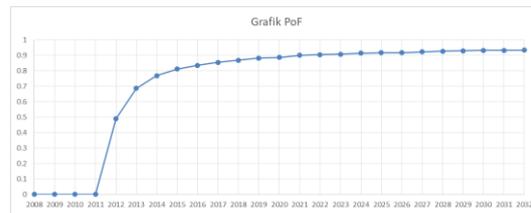
3.3 Perhitungan Peluang Kegagalan

Langkah pertama yaitu dilakukan uji distribusi data dengan menggunakan *software* weibull 6++. Hasil distribusi data digunakan untuk mengetahui jenis distribusi dan parameter distribusi. Hasil dari uji distribusi data ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2: Uji Distribusi Data

Jenis Distribusi	β	η	γ
Weibull 3	0.96911726	0.19389382	0.026977

Setelah didapatkan distribusi data, proses simulasi *Monte Carlo* dilakukan dengan melakukan *random number generate* nilai *corrosion rate* per tahun operasi dengan menggunakan distribusi data *weibull 3* dan menggunakan moda kegagalan pada persamaan 4. Kegagalan pada pipa diasumsikan terjadi pada tahun 2032 sesuai dengan hasil perhitungan *remaining lifetime*. Penggambaran grafik dari simulasi ditunjukkan pada Gambar 4.



Gambar 4: Grafik Probability of Failure

3.4 Perhitungan Konsekuensi Kegagalan

Analisis konsekuensi kegagalan digunakan untuk menentukan *vapor release rate*, area terdampak, dan finansial ketika *flowline* mengalami kegagalan. Analisis konsekuensi dilakukan dengan menggunakan perhitungan konsekuensi level 1 API 581.

3.4.1 Penentuan Fluida Representatif

Fluida yang akan dianalisis merupakan fluida gas dengan didominasi gas *methane* karena merupakan salah satu perusahaan yang

bergerak pada bidang *Liquefied Natural Gas (LNG)*, berdasarkan API 581 fluida yang dialirkan merupakan golongan $C_1 - C_2$ yang mana memiliki sifat-sifat berat molekul 23, *normal boiling point* -193°F , *constant pressure specific heat* $99.4374473 \text{ J/Kmol.K}$, dan *auto-ignition temperature* sebesar 1036°F .

3.4.2 Penentuan Lubang Kebocoran

Pada studi ini digunakan 4 ukuran lubang yang mengacu pada API RP 581. Ukuran-ukuran lubang yang telah ditentukan tersebut diantaranya adalah *small* (0.25”), *medium* (1”), *large* (4”), dan *rupture* (6”).

3.4.3 Penentuan Fase Fluida Setelah Terlepas

Fluida yang mengalir pada *flowline* adalah golongan $C_1 - C_2$ maka pada API RP 581, menunjukkan bahwa fase fluida setelah terlepas adalah gas. Hal ini nantinya akan berpengaruh pada pemilihan rumus yang digunakan untuk menentukan laju kebocoran fluida.

3.4.4 Estimasi Laju Kebocoran

Pada tahap ini dilakukan perhitungan untuk menentukan nilai *release rate* dari tiap tipe lubang. Perhitungan ini akan menggunakan persamaan dari API RP 581 dimana hasil perhitungan dimuat pada Tabel 3.

Tabel 3: Vapor Release Rate

Dia. (in)	Vapor release rate (lb/s)
0.25	2.051382214
1	32.82211543
4	525.1538469
6	1181.596155

3.4.5 Penentuan Tipe Kebocoran

Berdasarkan API RP 581 kebocoran memiliki dua tipe berbeda. Apabila total massa yang keluar melebihi 10000 lb maka kebocoran akan dianggap sebagai kebocoran *instantaneous*, dan apabila nilai massa yang keluar kurang dari 10000 maka akan dikategorikan sebagai kebocoran *continuous*. Pada studi ini ditemukan bahwa tipe lubang *small* dan *medium* memiliki tipe kebocoran *contionous* sedangkan tipe lubang *large* dan *rupture* memiliki tipe kebocoran *instantaneous*.

3.4.6 Evaluasi Respon Setelah kebocoran

Pada tahapan ini *design* dari *flowline* serta faktor-faktor isolasi serta deteksi akan dianalisis berdasarkan pada API RP 581. Hasil yang didapatkan menunjukkan bahwa pada jalur *flowline* memiliki sistem kategori berkategori B dan sistem isolasi berkategori C. Nilai konstanta reduksi yang didapatkan sebesar 10%.

3.4.7 Reduksi Laju Kebocoran

Nilai *release rate* yang didapatkan sebelumnya akan direduksi menggunakan nilai konstanta reduksi yang mana hasil perhitungan dimuat pada Tabel 4.

Tabel 4: Nilai Laju Kebocoran yang Tereduksi

Dia. Lubang (in)	Reduced Release Rate (lb/s)	Reduced Release Rate (MMSCFD)
0.25	1.846	0.003
1	29.540	0.041
4	472.638	0.662
6	1063.437	1.489

3.4.8 Penentuan Luasan Area Terdampak

Nilai luasan area terdampak yang didapatkan bervariasi berdasarkan tipe lubang yang terjadi pada saat kebocoran. Besar dari luasan area terdampak yang terjadi akibat kegagalan sistem dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel 5: Nilai Konsekuensi Area Terdampak

Dia. Lubang (in)	Jenis Lubang	CA (ft2)
0.25	<i>Small</i>	78.421
1	<i>Medium</i>	1187.051
4	<i>Large</i>	60152.15
6	<i>Rupture</i>	60152.15

3.4.9 Konsekuensi Finansial

Merupakan analisis kerugian moneter yang terjadi pada perusahaan yang diakibatkan oleh kegagalan sistem berdasarkan API RP 581 terdapat beberapa aspek yang dapat dianalisis dan diperhitungkan, aspek-aspek tersebut yang dimaksudkan dan telah dianalisis dalam stuidi ini dapat dilihat pada tabel 6.

Tabel 6: Analisis Kerugian Finansial

Type	Deskripsi	Total Kerugian (Rp)	Total Kerugian (USD)
1	<i>Lost Production Costs</i>	Rp 18,394,629.24	\$ 1,268.60
2	<i>Component Damage Cost</i>	Rp 147,843.14	\$ 10.20
3	<i>Environmental Cleanup Costs</i>	Rp 14,572,000.00	\$ 1,004.97
4	<i>Damage Costs to Surrounding Equipment in Affected Area</i>	Rp 44,437,928,341.69	\$ 3,064,684.71
Total		Rp 44,471,042,814.07	\$ 3,066,968.47

3.5 Analisis Risiko Finansial

Pada tahap ini dilakukan pengaplikasian nilai risiko kepada matriks risiko guna menentukan tingkatan risiko yang ada pada sistem terkait. Hasil dari analisis risiko pada konsekuensi finansial dapat dilihat pada Tabel 11 berikut.

Tabel 7: Analisis Risiko Finansial

Tahun	PoF	Kategori PoF	Finansial			
			Type	CoF	Kategori CoF	Status
2008	0	1	1	\$ 1,268.60	2	Very Low
			2	\$ 10.20	1	Very Low
			3	\$ 1,004.97	2	Very Low
			4	\$ 3,064,684.71	5	Low
2011	0	1	1	\$ 1,268.60	2	Very Low
			2	\$ 10.20	1	Very Low
			3	\$ 1,004.97	2	Very Low
			4	\$ 3,064,684.71	5	Low
2012	0.4905	4	1	\$ 1,268.60	2	Low
			2	\$ 10.20	1	Very Low
			3	\$ 1,004.97	2	Low
			4	\$ 3,064,684.71	5	Very High
2014	0.7694	4	1	\$ 1,268.60	2	Low
			2	\$ 10.20	1	Very Low
			3	\$ 1,004.97	2	Low
			4	\$ 3,064,684.71	5	Very High
2015	0.8118	5	1	\$ 1,268.60	2	Medium
			2	\$ 10.20	1	Low
			3	\$ 1,004.97	2	Medium
			4	\$ 3,064,684.71	5	Very High
2020	0.8878	5	1	\$ 1,268.60	2	Medium
			2	\$ 10.20	1	Low
			3	\$ 1,004.97	2	Medium
			4	\$ 3,064,684.71	5	Very High
2025	0.9175	5	1	\$ 1,268.60	2	Medium
			2	\$ 10.20	1	Low
			3	\$ 1,004.97	2	Medium
			4	\$ 3,064,684.71	5	Very High
2030	0.9336	5	1	\$ 1,268.60	2	Medium
			2	\$ 10.20	1	Low
			3	\$ 1,004.97	2	Medium
			4	\$ 3,064,684.71	5	Very High
2032	0.9339	5	1	\$ 1,268.60	2	Medium
			2	\$ 10.20	1	Low
			3	\$ 1,004.97	2	Medium
			4	\$ 3,064,684.71	5	Very High

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil perhitungan serta analisis sebelumnya, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Dari hasil perhitungan laju korosi pada pipa *flowline* menggunakan uji *ultrasonic test* didapatkan bahwa laju korosi pada pipa terbesar terjadi pada arah 180° dengan nilai laju korosi sebesar 0,4194 mm/year. Sedangkan pada pemodelan menggunakan *ANSYS software* didapatkan bahwa korosi yang paling besar terjadi pada arah 180° yang memiliki nilai laju korosi 0,3023 mm/year.
2. Dari hasil analisis nilai *remaining lifetime* pada pipa menggunakan hasil uji *ultrasonic test* didapatkan nilai *remaining lifetime* yakni 2,2 tahun. Sedangkan apabila menggunakan pemodelan *ANSYS software* didapatkan nilai *remaining lifetime* 3,03 tahun. Sedangkan apabila ditinjau dari perhitungan hoop stress didapatkan nilai *remaining lifetime* sebesar 11,6 tahun secara perhitungan teoritis dan 11,4 tahun secara pemodelan *ANSYS software*.
3. Dari hasil analisis risiko yang ditinjau dari segi finansial didapatkan nilai risiko tertinggi pada tahun 2015 hingga 2032 yang memiliki tingkat risiko yang sama.

5. SARAN

Adapun saran yang dapat diberikan penulis mengenai penelitian ini diantaranya sebagai berikut :

1. Pengambilan data inspeksi minimal tiga kali untuk mendapatkan hasil nilai yang menggambarkan kondisi actual di lapangan.
2. Menggunakan jumlah iterasi yang lebih banyak serta membagi bentuk geometri menjadi jumlah *meshing* yang lebih kecil untuk memperoleh hasil yang akurat.
3. Perlunya pengkajian lebih lanjut mengenai tahapan atau metode untuk menurunkan tingkat risiko keagakan.

6. UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis menyadari bahwa penyelesaian Tugas Akhir ini tidak terlepas dari kerjasama, bantuan, serta bimbingan dari berbagai pihak, oleh karena itu penulis menyampaikan terimakasih sebesar-besarnya pada pihak-pihak berikut:

1. Allah SWT karena atas berkah, rahmat, dan hidayah-Nya penulis dapat menyelesaikan tugas akhir dengan lancar dan tepat waktu.
2. Kedua orang tua yang selalu mendoakan, memberikan bantuan moral dan materil, nasehat dan kasih saying ketika penulis bercerita mengenai Tugas Akhir.
3. Bapak Ir. Eko Julianto, M.Sc, FRINA. selaku Direktur Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya.
4. Bapak R. Dimas Endro Witjonarko, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing I yang telah memberikan bimbingan, pengarahan serta ilmu yang bermanfaat selama pengerjaan Tugas Akhir.
5. Ibu Nurvita Arumsari, S.Si., M.Si. sebagai dosen pembimbing II yang telah memberikan bimbingan dan pengarahan, serta bantuan selama pengerjaan Tugas Akhir.
6. Rekan-rekan seperjuangan Teknik Perpipaan angkatan 2016 yang telah memberikan dukungan, kebersamaan, canda tawa, serta kebahagiaan kepada penulis selama masa kuliah di PPNS.
7. Seluruh staf pengajar Program Studi D-IV Teknik Perpipaan yang telah memberikan bimbingan dan pengarahan selama pengerjaan Tugas Akhir.
8. Seluruh pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

7. DAFTAR PUSTAKA

[1] *API Recommended Practice 570*. (2009). "Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems". Washington D.C., USA.

[2] *API Recommended Practice 581*. (2016). "Risk Based Inspection Methodology". Washington D.C., USA.

- [3] *American Society of Mechanical Engineers (ASME)*. 2013. ASME B31.3-2012. *Process Piping*. New York, USA.
- [4] Kusumo, A. W. (2013). Analisa Resiko Elbow Pipe Pada Sistem Perpipaan Main Steam Akibat Korosi Internal dengan Menggunakan *Risk Based Inspection (RBI)*. Tugas Akhir Program Studi Teknik Perpipaan PPNS .
- [5] R. W. Elanda, (2011) “Analisis Kandalan Pipa Lurus Akibat Korosi Eksternal Pada Jalur Pipa Transmis Gas Dengan Menggunakan Simulasi Monte Carlo,”.
- [6] Yong, B. & Qiang, B. (2018). *Subsea Engineering Handbook*.