

Perhitungan Perkiraan Sisa Umur Pipa Gas pada LPG Station Amurang dengan Perangkat Lunak Caesar II

Daniel Chandra^{1*}, Palka Adripta², Taufik Arrahman², Isdaryanto Iskandar¹

¹Program Studi Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Katolik Indonesia Atma Jaya, Jalan Raya Cisauk, BSD City, Tangerang Selatan, Banten 15345

²PT Elnusa Petrofin, Graha Elnusa, Jl. Graha Elnusa No.1B, Cilandak Timur, Jakarta 12560
Email: daniel9chandra@gmail.com

ABSTRAK

PT Elnusa Petrofin merupakan perusahaan yang bergerak di bidang produk dan jasa migas. Untuk memenuhi kebutuhan produksi bahan bakar dan gas LPG, PT Elnusa Petrofin mengoperasikan Terminal LPG dengan pipa penyalur yang berada di Amurang, Sulawesi Utara. TLPG tersebut akan dikaji terkait sisa umur dari pipa tersebut. Tujuan dari penelitian ini adalah menganalisis tegangan yang terjadi pada pipa penyalur gas LPG. Selain itu, penelitian ini dilakukan agar dapat mengetahui sisa umur dari pipa penyalur tersebut dan menjamin keamanan serta operasi berkelanjutan dari peralatan tersebut. Pengujian dilakukan secara numerik menggunakan perangkat lunak CAESAR II untuk menganalisis tegangan yang terjadi pada pipa penyalur tersebut. Pengujian dilakukan menggunakan jenis beban data desain dan data operasional. Nilai tegangan yang didapatkan hasil dari simulasi dibandingkan dengan nilai tegangan hasil perhitungan teoretis menggunakan rumus. Lalu, dari perhitungan tersebut dapat ditentukan jika pipa dalam kondisi aman sesuai dengan standar. Kemudian, untuk menghitung sisa umur dari pipa tersebut harus didapatkan data aktual dari pipa penyalur. Data tersebut nantinya akan digunakan untuk perhitungan sisa umur dari pipa penyalur yang akan dianalisis.

Kata kunci: Tegangan, sisa umur, pipa penyalur.

ABSTRACT

PT Elnusa Petrofin is a state-owned company engaged in oil and gas products and services. PT Elnusa Petrofin is operating an LPG terminal with a pipeline located in Amurang, North Sulawesi, to meet fuel and gas production needs. LPG Terminal has not been studied in relation to the remaining life of the pipe. This study aims to analyze the stress in the channel, in this case, the LPG gas channel. In addition, this study is conducted to determine the remaining life of the channel. The test is carried out numerically using CAESAR II software to analyze the stress that occurs in the channel. Tests were carried out twice using the same type of load but using design data and operational data. The stress values obtained from the simulation results are compared with the stress values obtained from theoretical calculations using the formula. Then, the stress can be considered safe based on the allowable stress of the conduit based on existing standards. Then, to calculate the remaining life of the pipe, actual data from the channel pipe are utilized.

Keywords: Stress, remaining life, pipe.

1. PENDAHULUAN

Indonesia memiliki sumber daya energi migas yang sangat besar, sehingga dapat mendominasi pasar energi global. Salah satu bukti nyatanya adalah cadangan sumber daya energi yang dimiliki oleh Indonesia pada tahun 2019 sebanyak 7,5 miliar barel minyak dan 135,55 TSCF gas [1]. Saat ini penggunaan gas

alam banyak digunakan untuk kebutuhan industri, rumah tangga maupun sebagai sumber daya pembangkit listrik. Penyaluran gas alam tersebut hingga dapat digunakan baik untuk kebutuhan industri maupun untuk kebutuhan rumah tangga menggunakan jaringan pipa sebagai sarana pendistribusian.

Jaringan pipa adalah bagian dalam suatu proses *flow* diagram suatu industri gas dan pipa rentan memiliki risiko kegagalan yang perlu diperhitungkan sehingga perlu dilakukan pemeriksaan. Pada industri migas, bagian yang paling perlu mendapatkan perhatian serius adalah pipa penyalur. Hal ini dikarenakan pipa penyalur merupakan bagian yang sering berkontak langsung dengan fluida yang mengalir di dalamnya sehingga potensi kegagalannya pun lebih besar bila dibandingkan dengan *equipment* lain [2].

Material baja karbon adalah material yang banyak digunakan untuk pembuatan pipa pada industri eksplorasi dan produksi minyak dan gas alam. Material baja memiliki sifat keuletan yang tinggi, harga terjangkau, dan mudah untuk proses *machining*. Kelemahan dari material ini adalah kekerasannya yang relatif rendah dan ketahanan terhadap korosi yang relatif rendah [3].

Salah satu contohnya adalah terminal LPG (*Liquefied Petroleum Gas*) milik PT Elnusa Petrofin yang berada di Amurang, Kabupaten Minahasa Selatan, Sulawesi Utara. Terminal tersebut merupakan tempat penyimpanan LPG yang kemudian akan didistribusikan ke SPBE. PT Elnusa Petrofin merupakan perusahaan yang bergerak di bidang produk dan jasa migas, di mana PT Elnusa Petrofin yang juga merupakan bagian dari perusahaan PT Pertamina (Persero).

Terminal tersebut perlu dilakukan perhitungan terkait sisa umur dari jaringan pipa tersebut. Pada kesempatan ini juga, penulis bekerja sama dengan PT Elnusa Petrofin untuk melakukan penelitian mengenai sisa umur pipa gas LPG dan memastikan tetap aman untuk menjalankan operasi dari depot milik Pertamina di Amurang, Sulawesi Utara.

2. KAJIAN PUSTAKA

2.1. Tegangan

Tegangan adalah besaran vektor yang selain memiliki nilai juga memerlukan arah. Nilai dari tegangan di definisikan sebagai gaya (F) per satuan luas (A) (Persamaan 1).

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (1)$$

Dalam menerapkan *code* dan *standard* desain, kita harus mengerti prinsip dasar dari tegangan pipa dan hal-hal yang berhubungan dengannya. Sebuah pipa dinyatakan mengalami kegagalan jika tegangan dalam yang terjadi pada pipa melebihi tegangan batas

yang diizinkan. Dari definisi yang sederhana ini ada dua istilah yang harus dipahami dengan benar yaitu tegangan dalam pipa dan tegangan batas yang diizinkan [4].

Tegangan yang terjadi dalam sistem perpipaan dapat dikelompokkan ke dalam dua kategori, yakni Tegangan Normal (*Normal Stress*) dan Tegangan Geser (*Shear Stress*) [5].

Tegangan normal terdiri dari tiga komponen tegangan, yang masing-masing adalah:

- Tegangan Longitudinal (*Longitudinal Stress*), yaitu tegangan yang searah panjang pipa.
- Tegangan Tangensial (*Circumferential Stress* atau *Hoop Stress*), yaitu tegangan yang searah garis singgung penampang pipa.
- Tegangan Radial (*Radial Stress*), yaitu tegangan searah jari-jari penampang pipa.

Tegangan Geser terdiri dari dua komponen tegangan, yang masing-masing adalah:

- Tegangan Geser (*Shear Stress*), yaitu tegangan akibat gaya geser.
- Tegangan Puntir atau Tegangan Torsi (*Torsional Stress*), yaitu tegangan akibat momen puntir pada pipa.

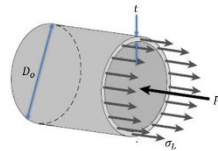
2.2. API 5L Gr B

Pipa API (*American Petroleum Institute*) 5L Grade B memiliki kandungan karbon 0,28% C. Kandungan karbon yang dimiliki oleh API 5 L Grade B mengategorikan bahwa pipa ini termasuk pada jenis *medium carbon steel*, di mana *medium carbon steel* merupakan baja dengan kandungan karbon 0,25%-0,55% C [6]. Baja jenis ini memiliki kemampukerasan yang rendah. Adanya penambahan chrom, nikel, dan *molybdenum* dapat meningkatkan kemampuan paduan ini untuk diberikan perlakuan panas sehingga memiliki kekuatan dan keuletan yang beragam. *Heat treated alloy* ini memiliki kekuatan yang lebih baik dibandingkan dengan *low carbon steel*, namun keuletan dan ketangguhan tidak sebaik *low carbon steel*. Selain itu, pipa juga dibedakan berdasarkan NPS (*nominal pipe size dan schedule*) / (ketebalan pipa) [7]. Hal ini berdasarkan pada ANSI (*American National Standard Institute*) / ASME B.36.10. Ukuran mewakili diameter tertentu, sedangkan *schedule* mewakili rasio antara tekanan operasi dengan tekanan yang diperbolehkan. Jika

ukuran tetap, maka semakin besar *schedule* maka ketebalan semakin besar.

2.3. Longitudinal Stress

Tegangan longitudinal atau tegangan aksial adalah tegangan yang arahnya sejajar dengan sumbu longitudinal. Untuk mempermudah melihat ada gaya apa saja yang bekerja seperti Gambar 1 di bawah ini.



Gambar 1. Longitudinal Stress [5]

Tekanan yang ada di dalam pipa tersebut menghasilkan sebuah gaya. Besar dari gaya tersebut dapat ditentukan dengan Persamaan 2.

$$F = P \cdot A \quad (2)$$

Keterangan:

P = Tekanan di dalam pipa (MPa)

A = Luas permukaan pipa (mm^2)

Lalu, dari tekanan yang terjadi di dalam pipa menghasilkan tegangan longitudinal (*longitudinal stress*). Maka dari itu, nilai *longitudinal stress* dapat dinyatakan dengan Persamaan 3 sebagai berikut.

$$\sigma_L = \frac{P \cdot D_i}{4t} \quad (3)$$

Keterangan:

σ_L = Tegangan Longitudinal (MPa)

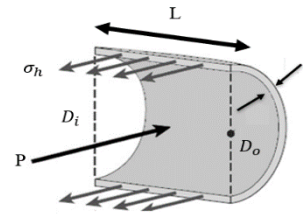
P = Tekanan di dalam pipa (MPa)

D_i = Diameter dalam pipa (mm)

t = Tebal pipa (mm)

2.4. Hoop Stress

Hoop stress merupakan tegangan yang terjadi tegak lurus terhadap terhadap sumbu dari pipa. Untuk mempermudah melihat ada gaya apa saja yang bekerja, pipa dibelah menjadi dua seperti Gambar 2 di bawah ini.



Gambar 2. Hoop Stress

Tekanan yang terjadi di dalam pipa tersebut menghasilkan sebuah gaya. Besar dari gaya tersebut dapat ditentukan dengan Persamaan 4 berikut.

$$F = P \cdot D_i \cdot L \quad (4)$$

Keterangan:

P = Tekanan di dalam pipa (MPa)

D_i = Diameter dalam pipa (mm)

L = Panjang pipa (mm)

Lalu, dari tekanan yang terjadi di dalam pipa menghasilkan tegangan tangensial (*hoop stress*). Maka dari itu, nilai *hoop stress* dapat dinyatakan dalam Persamaan 5.

$$\sigma_H = \frac{F}{2t \cdot L} \quad (5)$$

Keterangan:

σ_H = Hoop stress (MPa)

F = Gaya pipa (N)

t = Tebal pipa (mm)

L = Panjang pipa (mm)

Tekanan dalam pipa akan memengaruhi besar gaya yang akan dihasilkan oleh pipa tersebut. Gaya yang dihasilkan oleh pipa akan memengaruhi nilai dari tegangan tangensial dari pipa. Maka dari itu nilai *hoop stress* Persamaan 6 [5].

$$\sigma_H = \frac{P \cdot D_i}{2t} \quad (6)$$

2.5. Sisa Umur Jaringan Pipa

Dalam perhitungan sisa umur jaringan pipa, konsep yang digunakan sebagai dasar perhitungan adalah konsep tegangan di mana tegangan merupakan gaya per satuan luas (Persamaan 7).

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (7)$$

Kemudian, prinsip ini diturunkan menjadi tegangan pada pipa, di mana tegangan pada pipa dibagi menjadi beberapa jenis tegangan. Nilai tegangan dapat dicari menggunakan turunan rumus dari rumus dasar tegangan seperti contoh sebelumnya.

Setelah mendapat nilai tegangan tangensial hasil dari persamaan sebelumnya, ketebalan minimum pipa untuk mencari sisa umur pipa dapat dicari dengan rumus dalam Persamaan 8.

$$t_{req} = \frac{P \cdot D_i}{2 \cdot (0.72) \cdot E \cdot SMYS} \quad (8)$$

Keterangan:

t_{req} = Minimum tebal dinding pipa yang minimum (mm)

σ_{allow} = Tegangan Izin *Hoop Stress* (MPa)

E = *Weld Joint Factor*

$SMYS$ = *Specific Minimum Yield Strength* (MPa)

Nilai sisa umur pipa bergantung pada nilai laju korosi pipa tersebut. Laju korosi dapat dirumuskan dalam Persamaan 9 sebagai berikut [8].

$$Cr = \frac{t_{sch 80} - t_{actual}}{\Delta T} \quad (9)$$

Keterangan:

Cr = *Corrosion Rate* (mm/tahun)

$t_{sch 80}$ = Tebal aktual pada saat inspeksi pertama (mm)

t_{actual} = Tebal aktual pada saat ini (mm)

ΔT = Rentang waktu antara inspeksi pertama dan saat ini (tahun)

Sisa umur pipa merupakan waktu penggunaan pipa sebelum pipa tersebut melewati batas aman dari pipa tersebut. Sisa umur pipa dapat dirumuskan dalam Persamaan 10 sebagai berikut [8].

Keterangan:

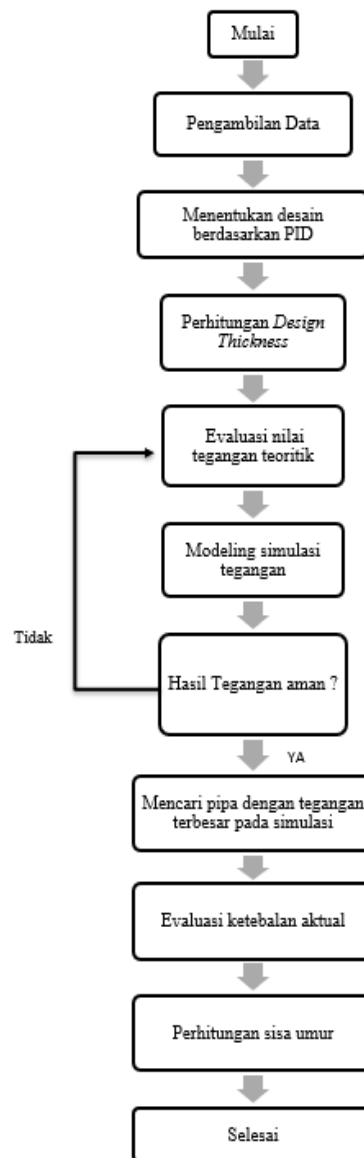
RL = *Remaining Life* (tahun) (10)

Cr = *Corrosion Rate* (mm/tahun)

t_{actual} = Tebal aktual pada saat ini (mm)

3. METODE PERANCANGAN ALAT

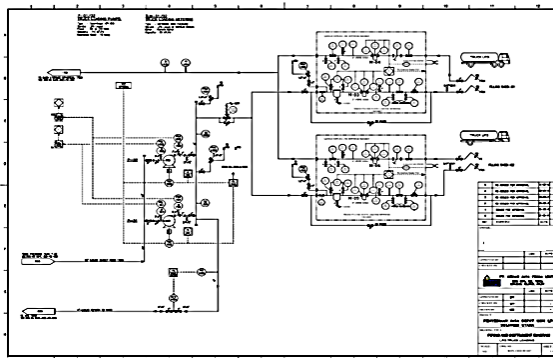
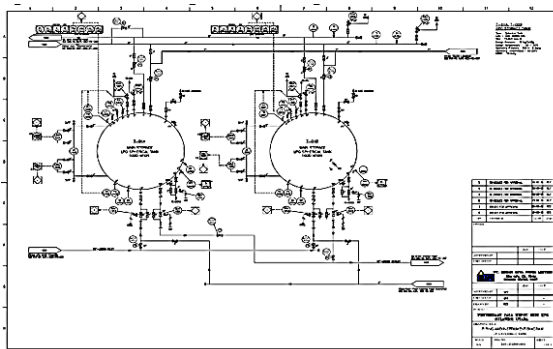
Penelitian simulasi ini akan dilakukan di PT Elnusa Petrofin dengan bantuan arahan dari dosen pembimbing Prodi Teknik Mesin Unika Atma Jaya. Metode penelitian yang akan digunakan dalam penelitian ini adalah dengan melakukan simulasi numerik dengan menggunakan *software* CAESAR II sebagai *software* yang akan digunakan untuk mengolah data. Pada tahap awal dilakukan studi literatur mengenai konsep tegangan secara umum dan tegangan pada pipa. Kemudian, akan ditentukan jaringan pipa yang akan dianalisis, evaluasi sisa umur jaringan pipa tersebut menggunakan *software* CAESAR II. Tahapan penelitian ini dapat dilihat pada sebuah diagram alir pada Gambar 3.



Gambar 3. Diagram Alir Tahapan Penelitian

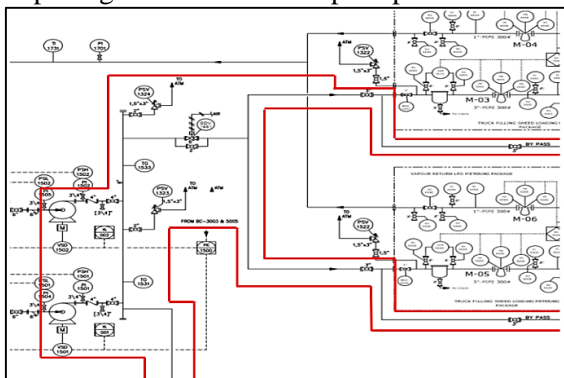
3.1 P&ID (Piping & Instrument Diagram)

Dalam menentukan jaringan pipa yang akan dianalisis, diperlukan beberapa dokumen untuk menjelaskan jaringan pipa tersebut. Salah satunya adalah P&ID (Piping & Instrument Diagram). P&ID digunakan sebagai petunjuk informasi mengenai jalur pipa proses distribusi gas dan instrumen yang ada dalam jaringan pipa tersebut. Diagram ini digunakan oleh teknisi di lapangan untuk memahami proses dan instrumen yang ada di lapangan (Gambar 4).



Gambar 4. P&ID (Piping & Instrument Diagram)

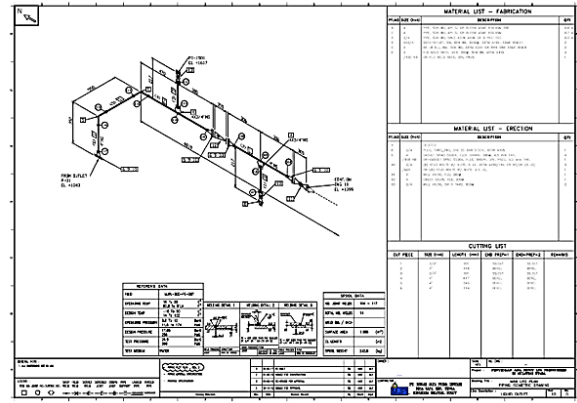
Berikut ini merupakan bagian dari P&ID yang akan dilakukan desain dan simulasi pada perangkat CAESAR II seperti pada Gambar 5.



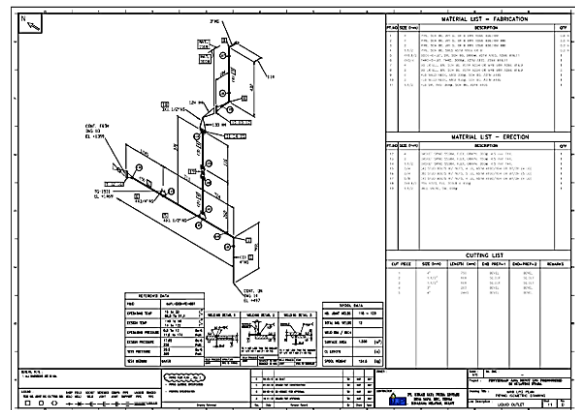
Gambar 5. Jalur yang akan dianalisis

3.2 Isometric Drawing

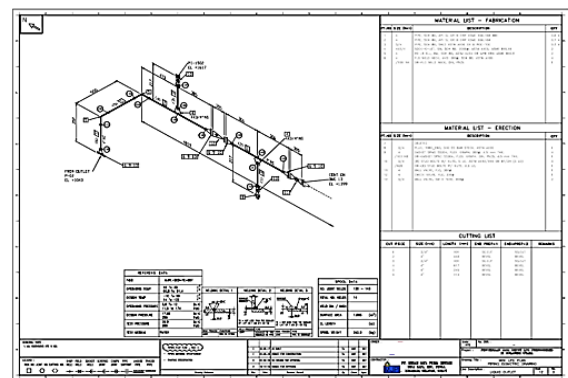
Dalam proses pemodelan, gambar isometrik merupakan dokumen yang digunakan sebagai acuan dalam proses desain di *software* sebelum dilakukan simulasi. Gambar isometrik juga dapat menggambarkan posisi jalur pipa yang ada di lapangan sehingga dapat membantu teknisi dalam melakukan inspeksi di lapangan. Contoh dari gambar isometrik jalur pipa seperti pada Gambar 6-13.



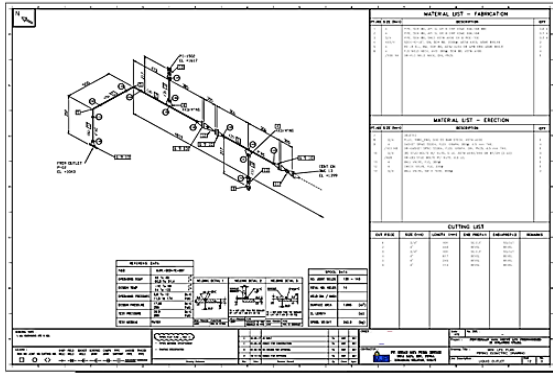
Gambar 6. Mini LPG Plan Piping Isometric Drawing 1



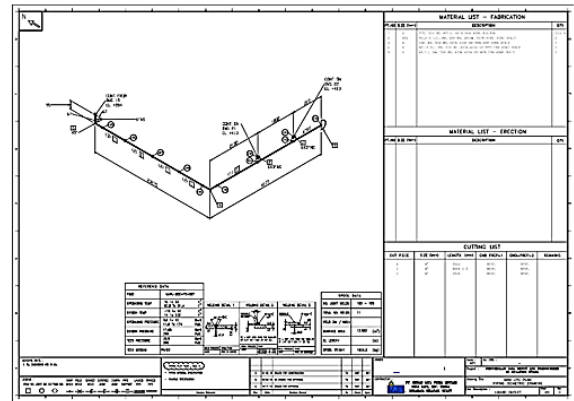
Gambar 7. Mini LPG Plan Piping Isometric Drawing 2



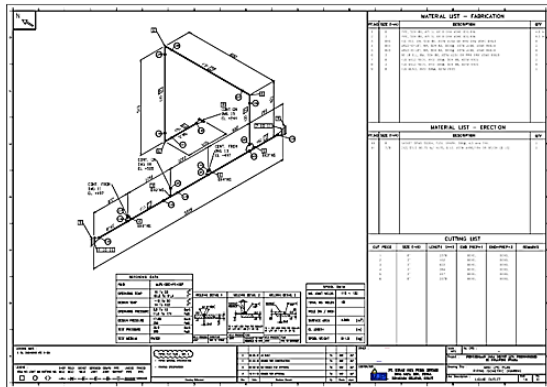
Gambar 8. Mini LPG Plan Piping Isometric Drawing 3



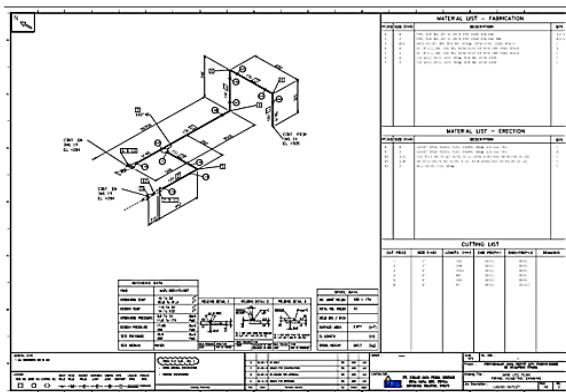
Gambar 9. Mini LPG Plan Piping Isometric Drawing 4



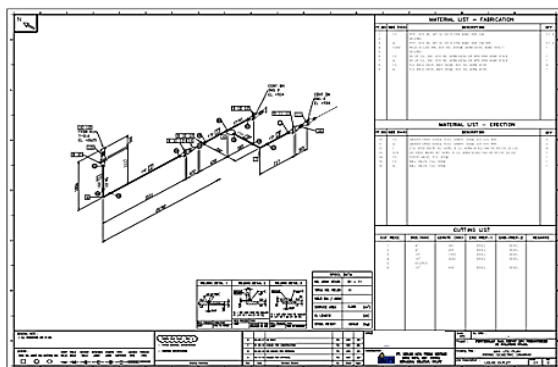
Gambar 13. Mini LPG Plan Piping Isometric Drawing 8



Gambar 10. Mini LPG Plan Piping Isometric Drawing 5



Gambar 11. Mini LPG Plan Piping Isometric Drawing 6



Gambar 12. Mini LPG Plan Piping Isometric Drawing 7

3.3 Piping Plant

Piping plant merupakan gambaran hasil dari jalur pipa yang ada di lapangan. Dokumen ini digunakan dalam proses pemodelan dalam *software*. Berikut contoh gambar *piping plant* yang akan digunakan dalam pemodelan.

3.4 Data Karakteristik Pipa

Data karakteristik pipa yang akan dianalisis diambil dari *piping code* ASME 31.8 yaitu *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*. Berikut di bawah ini Tabel 1. merupakan tabel data *properties* dari jaringan pipa yang akan dilakukan simulasi dan analisis menggunakan *software* CAESAR II [9].

Tabel 1. Data Karakteristik Pipa

No	Parameter	Nilai	Satuan
1	Jenis Pipa	Pump Discharge Isometric 10-14, 18-22	
2	Material	Sch 80 (API 5L / A106 Gr B ERW)	
3	Tensile Allow	413000	KPa
4	Yield Allow	241000	KPa
5	Stress Allow	174000	KPa
6	Density LPG	0,525	kg/cm ³
7	Weld Joint Factor	1	
8	Fluid Density	0,525	kg/cm ³
9	Pump Density	0,00783	kg/cm ³
10	Corrosion Allowance	3,175	
11	Poisson Ratio	0,292	
12	Modulus Elastic	2.03390000×10^8	KPa

3.5 Dimensi Pipa

Data dimensi pipa didapat berdasarkan jaringan pipa yang akan dilakukan simulasi dan dianalisis. Berikut di bawah ini Tabel 2. merupakan tabel data dimensi pipa yang akan digunakan pada proses simulasi dan analisis.

Tabel 2. Data Dimensi Pipa

Diameter (inch)	Diameter dalam (mm)	Diameter luar (mm)	Ketebalan Pipa
0,75	18,85	26,67	3,91
1	24,3	33,4	4,55
1,5	38,1	48,26	5,08
2	49,24	60,32	5,54
2,5	59	73,02	7,01
3	73,66	88,9	7,62
4	97,18	114,3	8,56
6	146,33	168,27	10,97
8	193,67	219,07	12,7

3.6 Data Operasional dan Desain

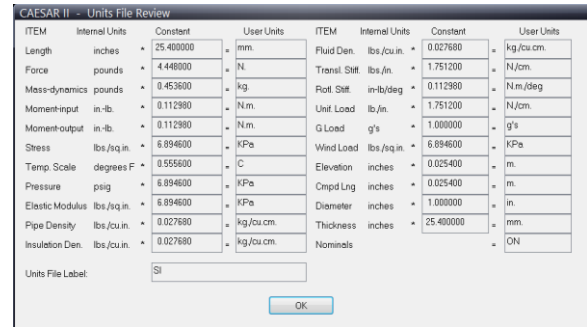
Data operasional dan desain yang dimasukkan ke dalam simulasi adalah data tekanan dan temperatur. Data tersebut merupakan data yang diberikan oleh pihak PT Elnusa Petrofin berdasarkan kondisi aktual jaringan pipa LPG di *station* Amurang. Berikut di bawah ini Tabel 3 merupakan data lengkap operasional dan parameter dari jaringan pipa LPG di *station* Amurang.

Tabel 3. Data Operasional dan Desain

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Design Pressure</i>	1800	KPa
<i>Operating Pressure</i>	1200	KPa
<i>Design temperature</i>	50	°C
<i>Operating temperature</i>	33	°C

3.7 Input Software

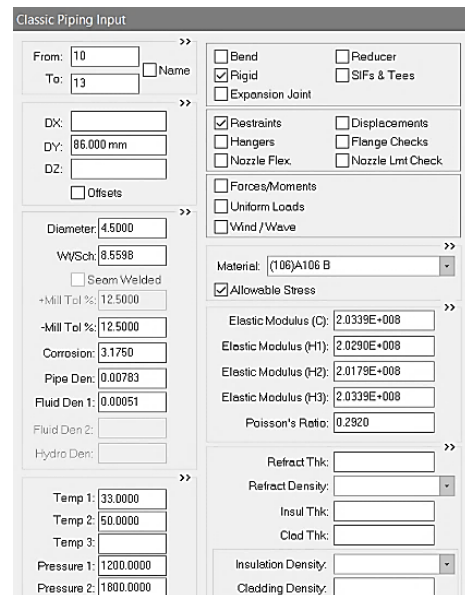
Sebelum melakukan desain dan simulasi, perlu diketahui beberapa data sebagai input desain. Berikut merupakan satuan yang akan digunakan pada saat proses desain dan simulasi seperti pada Gambar 14 di bawah ini.



Gambar 14. Input Data Satuan untuk Desain dan Simulasi

3.8 Proses Software

Pada bagian ini, semua data yang ada akan dimasukkan ke dalam *software* tersebut untuk detail analisis. Berikut contoh data yang diperlukan dalam proses desain seperti pada Gambar 15.



Gambar 15. Input Data Desain pada *Software*

Pada pengujian ini beban yang dipilih adalah beban *sustained*. Beban *sustained* adalah beban akibat berat pipa, berat fluida, dan tekanan dalam pipa. Akibat dari beban tersebut nantinya akan menghasilkan tegangan (*stress*) yang akan dianalisis.

3.9 Output Software

Setelah desain dan simulasi dilakukan, *software* tersebut akan menghasilkan data untuk di setiap *node*. Jadi untuk setiap *node* akan diberikan nilai tegangan yang terjadi. Ada beberapa jenis tegangan yang akan ditampilkan seperti *hoop stress*, *bending stress*, *torsion stress*, *axial stress*. Semua hasil simulasi dapat

dijabarkan dengan detail, baik dari tegangan terbesar, tegangan rata-rata berada di *node* berapa. Gambar 16 di bawah ini merupakan beberapa data yang bisa dicari pada proses simulasi.

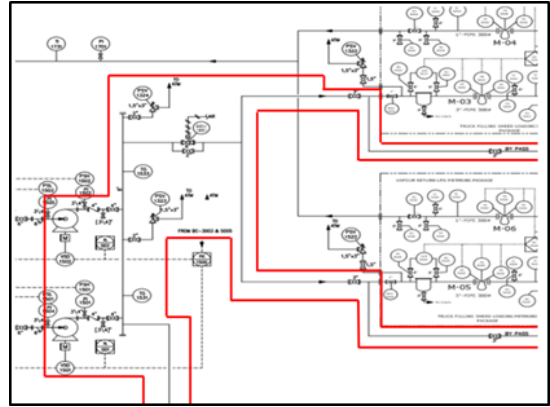


Gambar 16. *Standard Reports*

Pada penelitian ini ada poin *hoop stress* yang akan diambil sebagai acuan untuk perhitungan sisa umur dari pipa tersebut. Nilai tegangan terbesar akan diambil dari masing-masing simulasi dan akan digunakan sebagai perbandingan dengan nilai dengan perhitungan teoretis.

4. PERANCANGAN DAN PERWUJUDAN DESAIN

Pada bab ini akan dipaparkan desain dari jaringan pipa yang dianalisis serta hasil simulasi dari desain tersebut. Pembahasan dari hasil simulasi akan dicari nilai tegangan terbesar dari jaringan pipa tersebut. Lalu, akan masuk ke perhitungan untuk menghitung sisa umur dari pipa dengan tegangan terbesar dalam jaringan pipa yang dianalisis. Proses desain dilakukan dengan *software* CAESAR II. Data desain dapat dilihat berdasarkan P&ID (*Piping & Instrument Diagram*) dan *Piping Plant* yang diberikan oleh pihak PT Elnusa Petrofin. Lalu setelah itu untuk memodelkan jaringan pipa lewat *software*, data *isometric drawing* yang akan digunakan sebagai data untuk memodelkan jaringan pipa yang akan dianalisis seperti pada Gambar 17 di bawah ini.

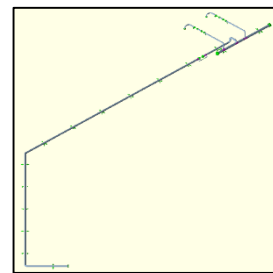


Gambar 17. Jalur Pipa yang Dianalisis

Pertama, menentukan daerah jalur pipa yang akan dianalisis berdasarkan P&ID. Jalur yang akan dianalisis adalah jalur pipa *output* dari pompa dengan isi *liquid* yang sebelumnya berasal dari tangki penyimpanan sampai dengan sebelum masuk ke *truck loading metering*.

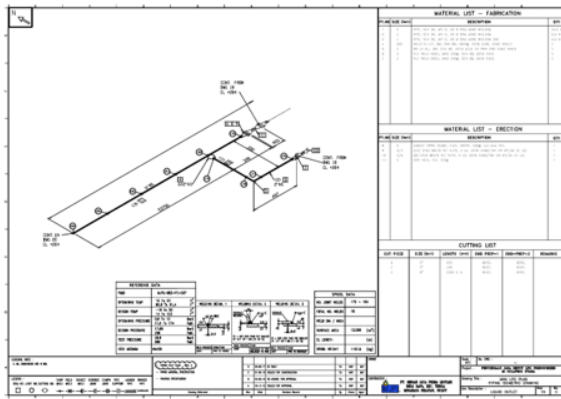
4.1 Desain

Jalur pipa terbagi menjadi beberapa gambar isometrik yang akan digabungkan dan dianalisis menggunakan *software* CAESAR II, kemudian ingin mengetahui sisa umur dari pipa tersebut dengan data dari PT Elnusa Petrofin. Gambar 18 merupakan hasil desain menggunakan *software* CAESAR II berdasarkan gambar isometrik pada Gambar 19.

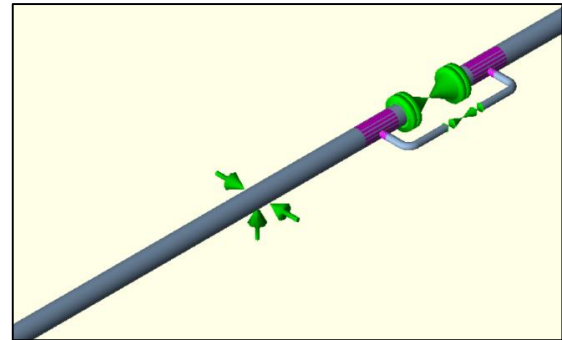


Gambar 18. Desain Jaringan Pipa

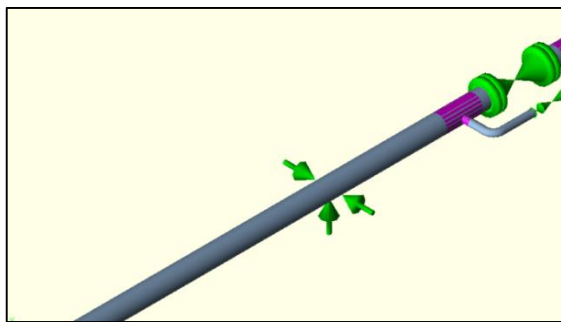
Berdasarkan gambar isometrik di atas, proses untuk desain menggunakan *software* CAESAR II akan menghasilkan model berawal seperti Gambar 18. Kemudian, desain tersebut dimasukkan ke dalam *software* seperti pada Gambar 20.



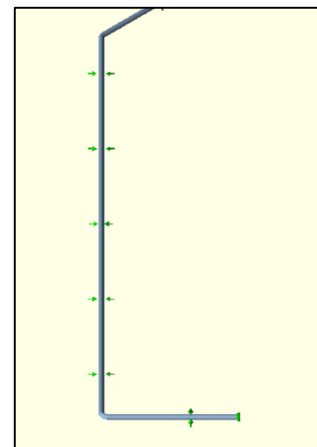
Gambar 19. *Isometric Drawing*



Gambar 22. Desain 2

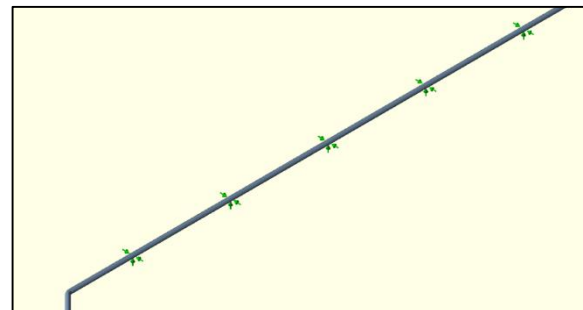


Gambar 20. Desain Hasil Gambar Isometrik

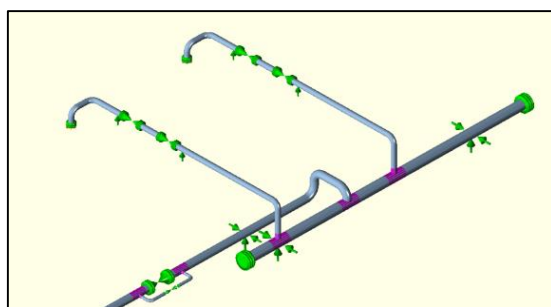


Gambar 23. Desain 3

Selain itu, data pendukung lainnya dalam proses modeling selain gambar isometrik adalah *piping plant*. *Piping plant* menggambarkan komponen-komponen yang tidak terdapat pada gambar isometrik seperti *support* dan *guide* yang menjadi penopang pipa dan juga mengurangi terjadinya *stress*. Berikut ini merupakan gambaran desain jalur pipa yang akan dianalisis beserta dengan komponen lainnya dapat dilihat pada Gambar 21-24.



Gambar 24. Desain 4



Gambar 21. Desain 1

4.2 Simulasi

Setelah *modeling* selesai dibuat, simulasi dengan *software* CAESAR II dapat dijalankan dengan menentukan parameter yang akan digunakan. Pada *software* CAESAR II terdapat beberapa *load case* (beban) yang dapat dipilih untuk menjalankan simulasi. Berikut merupakan jenis *load case* yang dapat dijalankan pada *software* CAESAR II:

- (OPE) *Operating: Stress* yang terjadi akibat beban kombinasi antara *sustain load* dan *expansion load* di mana biasa terjadi pada kondisi operasional.

- (OCC) *Occasional*: *Stress* yang terjadi hanya dalam waktu relatif singkat akibat beban *sustain load + occasional loading* (seperti angin, *wave*, dll.)
- (SUS) *Sustained*: *Stress* yang terjadi secara terus menerus selama umur operasi akibat tekanan dan berat pipa dan fluida.
- (EXP) *Expansion*: *Stress* yang terjadi akibat adanya perubahan temperatur.
- (HYD) *Hydrotest*: *Stress* akibat tekanan air saat dilakukan *hydrotest*.

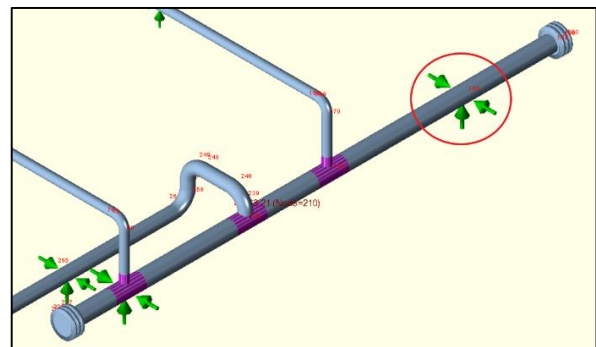
Jenis beban yang akan digunakan pada proses simulasi kali ini adalah beban *Sustained*. Jenis beban ini seperti yang sudah dijelaskan di atas merupakan beban yang menghasilkan *stress* secara terus menerus akibat tekanan dan berat pipa dan fluida yang ada di dalam pipa selama pipa tersebut masih dapat beroperasi. Selain itu simulasi dijalankan dengan dua jenis simulasi *sustained*. Pertama, parameter yang dimasukkan adalah beban keseluruhan (berat pipa + berat fluida) ditambahkan dengan besar tekanan desain. Parameter berikutnya adalah beban keseluruhan ditambahkan dengan besar tekanan operasional. Berikut di bawah ini merupakan hasil simulasi menggunakan kedua parameter di atas.

Tabel 4. Hasil Simulasi W+P1 pada *software CAESAR II*

CODE STRESS CHECK PASSED: LOADCASE 3 (SUS) W+P1
Highest Stresses: (KPa)
Ratio (%): 12.7 @Node 210
Code Stress: 16607.0
Allowable Stress: 130307.9
Axial Stress: 4340.0 @Node 210
Bending Stress: 12312.7 @Node 210
Torsion Stress: 484.3 @Node 238
Hoop Stress: 9150.0 @Node 185
Max Stress Intensity: 24677.9 @Node 300

Berdasarkan hasil simulasi W+P1 di mana beban yang diberikan adalah beban

keseluruhan ditambahkan dengan tekanan operasional. Hasil yang didapatkan dari *modeling* yang sudah dibuat kemudian dilakukan simulasi dengan kondisi yang ada didapatkan beberapa data-data seperti di atas. Nilai-nilai di atas merupakan nilai tegangan terbesar yang terjadi pada pipa dengan masing-masing jenis tegangan yang terjadi pada pipa tersebut. Untuk kondisi beban *sustained* (W+P1), nilai *hoop stress* terbesar adalah 9150 KPa pada *node* nomor 185 seperti pada Gambar 25.



Gambar 25. *Hoop Stress* Maksimal pada Beban nomor 3

Tabel 5. Hasil Simulasi W+P2 Pada *software CAESAR II*

CODE STRESS CHECK PASSED: LOADCASE 4 (SUS) W+P2
Highest Stresses: (KPa)
Ratio (%): 14.4 @Node 210
Code Stress: 18753.8
Allowable Stress: 130307.9
Axial Stress: 6486.7 @Node 210
Bending Stress: 12312.7 @Node 210
Torsion Stress: 484.3 @Node 238
Hoop Stress: 13725.0 @Node 185
Max Stress Intensity: 29304.2 @Node 300

Kemudian, hasil simulasi W+P2 di mana beban yang diberikan adalah beban keseluruhan ditambahkan dengan tekanan desain. Untuk kondisi W+P2, nilai *hoop stress*

terbesar adalah 13725 KPa pada node nomor 185. Nilai maksimal untuk setiap posisi jenis tegangan maksimal sama untuk kedua kasus di atas dikarenakan memang desainnya pun sama hanya bebannya saja yang diubah. Nilai dengan tekanan desain akan lebih besar dibandingkan dengan nilai tekanan operasional karena untuk faktor keamanan dan tentunya ketahanan dari pipa tersebut.

4.3 Perhitungan Tegangan Manual Pipa

Setelah mengetahui nilai *hoop stress* paling besar pada simulasi, maka kali ini akan dicari *hoop stress* menggunakan perhitungan manual. Berikut adalah perhitungan pada *node* 185.

Diketahui:

Kasus: 3 ($Sustained = W + P1$)

$P = 1200$ KPa

$Di = 8$ inch = 193,67 mm

$t_{sch\ 80} = 12,7$ mm

$$\sigma_{185} = \frac{P \cdot Di}{2t}$$

$$\sigma_{185} = \frac{1200 \text{ KPa} \cdot 193,67 \text{ mm}}{2 \cdot 12,7 \text{ mm}}$$

$$\sigma_{185} = 9149,76378 \text{ KPa}$$

4.4 Data Aktual Jalur Pipa

Untuk menghitung sisa umur pipa, maka dibutuhkan beberapa data seperti kondisi tebal aktual pipa. Lalu setiap pengukuran di posisi yang akan diukur dilakukan pengukuran di empat lokasi yaitu atas, bawah, kiri, kanan (90 derajat antar sisi). Berikut merupakan data aktual pipa di TBBM LPG di Amurang.

Tabel 6. Data Aktual dari Isometrik 1 & 2

Design thickness 4" Sch 80 = 8.56 mm

Actual Thickness

No	NPS 4" (Isometrik 1)		NPS 4" (Isometrik 2)
	1	2	1
atas	7,33	6,9	6,66
bawah	7,27	6,57	7,27
kanan	7,11	7,18	7,12
kiri	6,93	6,65	6,82

Tabel 6 di atas merupakan hasil pengukuran data aktual teknisi PT Elnusa Petrofin dari masing-masing gambar isometrik jalur pipa. Gambar isometrik 1 dan 2 dilakukan dua kali pengukuran di mana pipa yang diukur

adalah pipa dengan ukuran 4 inci dengan nilai ketebalan pipa paling kecil ada di posisi kiri pipa untuk pengukuran pertama dengan tebal 6,93 mm dan pengukuran kedua di posisi bawah pipa dengan dengan tebal 6,57 mm. Lalu gambar isometrik nomor 2 dilakukan satu kali pengukuran dengan ukuran pipa yang sama yaitu 4 inci dengan nilai paling kecil ada di posisi atas dengan ketebalan 6,66 mm.

Tabel 7. Data Aktual Isometrik 5
Design thickness 8" Sch 80 = 12.7 mm

Actual Thickness

No	NPS 4" (Isometrik 5)
	1
atas	11,74
bawah	11,18
kanan	11,21
kiri	11,57

Gambar isometrik 5 dilakukan satu kali pengukuran di mana pipa yang diukur adalah pipa dengan ukuran 8 inci dengan nilai ketebalan pipa paling kecil ada di posisi kiri pipa untuk pengukuran pertama dengan tebal 11,18 mm.

Tabel 8. Data Aktual Isometrik 6
Design thickness 6" Sch 80 = 10.97 mm

Actual Thickness

No	NPS 6" (Isometrik 6)	
	1	2
atas	9,41	8,93
bawah	9,62	9,05
kanan	9,56	9,32
kiri	9,29	9,41

Gambar isometrik 6 dilakukan dua kali pengukuran di mana pipa yang diukur adalah pipa dengan ukuran 6 inci dengan nilai ketebalan pipa paling kecil ada di posisi kiri pipa untuk pengukuran pertama dengan tebal 9,29 mm. Sementara untuk pengukuran kedua nilai ketebalan pipa paling kecil ada di posisi atas dengan nilai 8,93 mm.

Tabel 9. Data Aktual Isometrik 7
Design thickness 6" Sch 80 = 10,97 mm
Actual Thickness

No	NPS 6" (Isometrik 7)			
	1	2	3	4
atas	8,57	9,26	9,65	9,62
bawah	8,78	9,65	8,93	9,44
kanan	9,26	9,48	8,9	9,56
kiri	8,87	9,35	9,2	9,02

Tabel 10. Data Aktual Isometrik 7
Design thickness 2" Sch 80 = 5,54 mm
Actual Thickness

No	NPS 2" (Isometrik 7)
	1
atas	4,28
bawah	3,24
kanan	4,19
kiri	3,66

Gambar isometrik 7 dilakukan empat kali pengukuran pipa dengan ukuran 6 inci dan 1 kali pengukuran pipa dengan ukuran 2 inci. Nilai ketebalan pipa paling kecil untuk ukuran 6 inci ada di posisi atas pipa untuk pengukuran pertama dan kedua dengan tebal 8,57 mm dan 9,26 mm. Sementara untuk pengukuran ketiga nilai ketebalan pipa paling kecil ada di posisi kanan dengan nilai 8,9 mm. Pengukuran keempat nilai ketebalan pipa paling kecil ada di posisi kiri dengan nilai 9,02 mm. Sementara untuk ketebalan pipa paling kecil untuk ukuran 2 inci ada di posisi bawah dengan tebal 3,24 mm.

Tabel 11. Data Aktual Isometrik 8
Design thickness 6" Sch 80 = 10,97 mm
Actual Thickness

No	NPS 6" (Isometrik 8)			
	1	2	3	4
atas	8,9	9,44	10,45	9,08
bawah	8,69	9,29	9,59	9,14
kanan	9,32	9,62	9,62	9,82
kiri	9,17	9,38	9,38	9,91

Gambar isometrik 8 dilakukan empat kali pengukuran di mana pipa yang diukur adalah pipa dengan ukuran 6 inci dengan nilai ketebalan pipa paling kecil ada di posisi bawah pipa untuk pengukuran pertama dan kedua dengan tebal 8,69 mm dan 9,29 mm. Sementara untuk pengukuran ketiga nilai ketebalan pipa paling kecil ada di posisi kiri dengan nilai 9,38 mm. Pengukuran keempat nilai ketebalan pipa

paling kecil ada di posisi atas dengan nilai 9,08 mm.

Berdasarkan hasil pengukuran pipa secara aktual di lapangan, dapat dijabarkan data untuk setiap dimensi pipa yang akan dianalisis dengan kondisi nilai paling kecil untuk setiap ukurannya seperti pada Tabel 12.

Tabel 12. Data Tebal Pipa Paling Kecil

Dimensi	2"	4"	6"	8"
T Sch 80	5,54 mm	8,56 mm	10,97 mm	12,7 mm
Nilai t aktual min	3,24 mm	6,57 mm	8,57 mm	11,18 mm
Selisih	2,2 mm	1,99 mm	2,4 mm	1,52 mm

Untuk dimensi 2 inci, nilai tebal aktual paling kecil berada di angka 3,24 mm, selisih 2,2 mm dengan standar ukuran awal pipa tersebut. Dimensi 4 inci, nilai tebal aktual paling kecil berada di angka 6,57 mm, selisih 1,99 mm dengan standar ukuran awal pipa tersebut. Dimensi 6 inci untuk nilai tebal aktual paling kecil adalah 8,57 mm berselisih 2,4 mm dari ukuran awal pipa. Sementara untuk dimensi 8 inci, nilai tebal aktual pipa paling kecil ada di angka 11,18 mm berselisih 1,52 mm dari tebal awal pipa tersebut.

4.5 Perhitungan *Remaining Life*

Sisa umur dari pipa dapat ditentukan dengan rumus dari standar yaitu kode standar API (*American Petroleum Institute*) 570. Perhitungan sisa umur pada pipa digunakan oleh para teknisi dengan tujuan untuk memperkirakan berapa lama pipa tersebut dapat digunakan secara operasional, sehingga sebelum masa waktu dari pipa tersebut habis atau melewati batas waktunya dapat diganti dengan pipa baru. Berdasarkan proses pengambilan data aktual ketebalan pipa serta data lain yang diperlukan, maka dapat ditentukanlah estimasi waktu pipa tersebut dapat digunakan sebagai pipa penyalur. Berikut merupakan contoh perhitungan tebal minimum pipa sebagai berikut.

Diketahui:

$$\begin{aligned} \sigma_{allow} &= 0,72 \cdot E \cdot SMYS \\ \sigma_{allow} &= 0,72 \cdot 1 \cdot 241000 \text{ KPa} \\ \sigma_{allow} &= 173520 \text{ KPa} \\ P &= 1800 \text{ KPa} \\ Di &= 6 \text{ inch} = 146,33 \text{ mm} \end{aligned}$$

$$\sigma = \frac{P \cdot Di}{2t} \quad (6)$$

$$t = \frac{P \cdot Di}{2\sigma_{allow}}$$

$$t = \frac{1800 \text{ KPa} \cdot 146,33 \text{ mm}}{2 \cdot 173520 \text{ KPa}}$$

$$t_{req} = 0,7 \text{ mm}$$

Nilai t di atas merupakan nilai ketebalan minimum yang diizinkan dengan ukuran pipa 6 inci untuk kondisi seperti di atas.

Kemudian dilanjutkan dengan perhitungan nilai laju korosi (*corrosion rate*) yang akan digunakan selanjutnya pada perhitungan sisa umur.

Diketahui:

$$t_{awal \text{ sch } 80} = 10,97 \text{ mm}$$

$$t_{actual} = 8,57 \text{ mm}$$

$$tahun \text{ sekarang} = 2019$$

$$tahun \text{ dibuat} = 2014$$

$$Cr = \frac{t_{awal \text{ sch } 80} - t_{actual}}{tahun \text{ sekarang} - tahun \text{ dibuat}} \quad (9)$$

$$Cr = \frac{10,97 \text{ mm} - 8,57 \text{ mm}}{2019 - 2014}$$

$$Cr = \frac{2,4 \text{ mm}}{5 \text{ tahun}}$$

$$Cr = 0,48 \frac{\text{mm}}{\text{tahun}}$$

Nilai laju korosi yang terjadi pada pipa dengan ukuran 6 inci adalah 0,48 mm / tahun.

Setelah mendapatkan nilai laju korosi pada pipa, sisa umur pipa dapat dihitung menggunakan rumus di bawah ini.

Diketahui:

$$t_{actual} = 8,57 \text{ mm}$$

$$t_{req} = 0,7 \text{ mm}$$

$$Cr = 0,48 \text{ mm/tahun}$$

$$RL = \frac{t_{actual} - t_{req}}{Cr} \quad (10)$$

$$RL = \frac{8,57 \text{ mm} - 0,7 \text{ mm}}{0,48 \text{ mm/tahun}}$$

$$RL = 16,3 \text{ tahun}$$

Nilai sisa umur pipa dengan ukuran 6 inci menggunakan data ketebalan aktual dari pipa saat ini dapat diprediksi umur pipa tersebut dapat bertahan 16 tahun.

4.6 Analisis

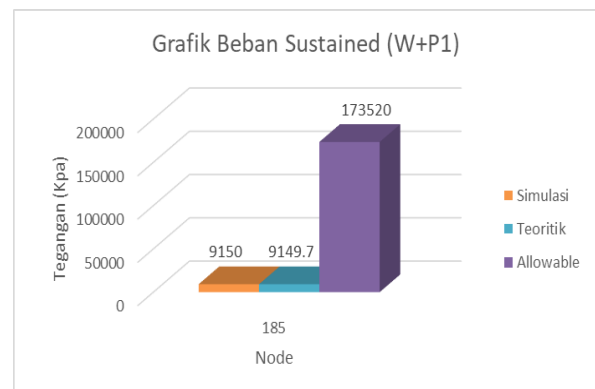
Dalam bagian ini, analisis yang akan dilakukan adalah membandingkan antara nilai tegangan yang dihasilkan oleh simulasi dengan

nilai tegangan hasil perhitungan teoretis menggunakan rumus. Berikut di bawah ini merupakan hasil perbandingan kedua nilai tegangan tersebut pada Tabel 13.

Tabel 13. Perbandingan Hasil Simulasi & Teoretis

Load Case	Node	Simulasi (KPa)	Teoretis (KPa)	Allowable Stress (MPa)	Ratio (%)	Status
Sustained (W+P1)	185	9150	9149,7	174	12,7	OK
Sustained (W+P2)	185	13725	13724,6	174	14,4	OK

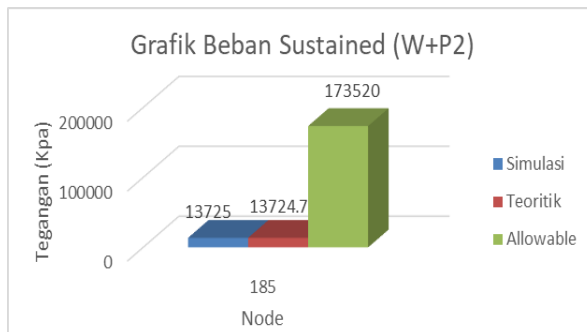
Berdasarkan tabel di atas, dapat dilihat dilakukan dua kali simulasi dengan menggunakan beban *sustained*. Jenis beban yang digunakan adalah beban keseluruhan sistem ditambah dengan tekanan operasional (W+P1) dan beban keseluruhan ditambah dengan tekanan desain (W+P2). Dapat dilihat dari simulasi pertama, bahwa nilai tegangan maksimal yang dialami oleh jaringan pipa adalah sebesar 9150 KPa. Sementara, hasil perhitungan teoretis dengan menggunakan rumus dengan data yang ada adalah 9149,763 KPa. Secara keseluruhan kedua nilai tersebut tidak lebih besar dari tegangan yang diizinkan berdasarkan kode dan standar ASME 31.8 yaitu sebesar 174000 KPa seperti pada Gambar 26 di bawah ini.



Gambar 26. Grafik Beban *Sustained* (W+P1)

Pada simulasi kedua, nilai tegangan maksimal yang dialami oleh jaringan pipa

adalah sebesar 13725 KPa. Sementara, hasil perhitungan teoretis dengan menggunakan rumus dengan data yang ada adalah 13724,6457 KPa. Secara keseluruhan kedua nilai tersebut tidak lebih besar dari tegangan yang diizinkan berdasarkan kode standar ASME 31.8 yaitu sebesar 174000 KPa. Jadi untuk kedua percobaan tersebut baik menggunakan simulasi dan perhitungan teoretis dapat dikatakan aman seperti pada Gambar 27 di bawah ini.



Gambar 27. Grafik Beban Sustained (W+P2)

5. SIMPULAN DAN SARAN

5.1. Simpulan

Berdasarkan hasil penelitian dan analisis tegangan pada pipa LPG Station Amurang terhadap umur pipa dengan perangkat lunak CAESAR II dapat disimpulkan bahwa:

1. Hasil simulasi LPG Station di Amurang menyatakan bahwa sisa umur pipa dapat dihitung menggunakan kode standar API 570 dengan hasil yang berbeda untuk setiap dimensinya. Berikut merupakan penjabaran untuk setiap dimensinya seperti pada Tabel 14.

Tabel 14. Remaining Life Pipa Berbagai Dimensi

Dimensi	2"	4"	6"	8"
Sisa Umur	± 9 tahun	± 15 tahun	± 16 tahun	± 33 tahun

2. Secara keseluruhan, simulasi dilakukan sebanyak dua kali dengan beban *sustained*. Kedua simulasi tersebut menghasilkan nilai tegangan simulasi dan teoretis yang tidak melebihi nilai tegangan izin dari kode standar ASME 31.8.

5.2. Saran

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, masih terdapat banyak kekurangan yang ada pada penelitian kali ini.

Adapun saran yang dapat diberikan untuk pengembangan penelitian lebih lanjut sebagai berikut:

1. Perlu dilakukan inspeksi berkala dan pengontrolan berkelanjutan terhadap tekanan operasional, serta nilai ketebalan pipa.
2. Pengujian lanjutan disarankan agar dapat melakukan perbandingan data dengan penelitian seperti *risk based inspection dan fitness for service* lanjutan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Meryanalinda dan Rustandi, A. (2014): Perhitungan dan Analisis Laju Korosidan Sisa Umur Pipa Gas Api 5 L Grade B Menggunakan Standar ASME B.31.8 Dan API 570 serta Perangkat Lunak Rstreng Pada Pt.X, Departemen Teknik Metalurgi dan Material, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia, Depok.
- [2] Kermani, M. B., et al., (2005): Material Optimisation in Hydrocarbon Production, *Corrosion paper* 2005 No. 051111, NACE International.
- [3] Tien, S. W., et al., (2007): *Study of Risk-Based Piping Inspection Guideline System*, Science Direct Journal.
- [4] Agustinus, D. (2009): Pengantar Piping Stress Analysis dengan Caesar II, Entry Augustino Publisher, Jakarta.
- [5] Jamaludin, A. (2016): Analisis Tegangan Sistem Perpipaan Pada Sisi Tekan Pompa P003E Menggunakan Caesar 2 dan Perhitungan Manual, Jurusan Teknik Mesin, Institut Sains dan Teknologi Nasional, Jakarta.
- [6] Roberge, P. R. (2008): *Corrosion Engineering –Principles and Practice*, The McGraw-Hill Companies Inc., USA.
- [7] *American Society of Mechanical Engineers*. ASME B36.10. (2004): Carbon steel Seamless pipe API 5L Gr.B.
- [8] *American Petroleum Institute*. API 570. (1998): *Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems, Second Edition*, API Publishing Service, Washington.
- [9] *American Society of Mechanical Engineers*. ASME B31.8a. (2000): *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*.