

**ANALISIS PIPA KOROSI BERDASARKAN ASME B31.G
(2012)**

TUGAS SARJANA

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik

Oleh:

Fikri Barry Alfian

13115152



**PROGRAM STUDI TEKNIK MESIN
FAKULTAS TEKNIK MESIN DAN DIRGANTARA
INSTITUT TEKNOLOGI BANDUNG**

2019

Tugas Sarjana

Judul	Analisis Pipa Korosi Seragam Berdasarkan ASME B31.G (2012)	Fikri Barry Alfian
Program Studi	Teknik Mesin	13115152
Fakultas Teknik Mesin dan Dirgantara Institut Teknologi Bandung		
Abstrak Seiring berjalan waktu, kebutuhan manusia terhadap energi semakin meningkat, terutama dalam penggunaan minyak dan gas. Energi perlu diolah terlebih dahulu sebelum dimanfaatkan oleh manusia, namun tidak semua sumber energi dekat dengan tempat pemrosesan energi atau pengguna energi, contohnya adalah minyak dan gas, sehingga sistem transmisi dan distribusi yang efisien diperlukan. Pipa adalah peralatan yang efisien untuk mendistribusikan minyak dan gas. Interaksi pipa terhadap lingkungan dapat menimbulkan cacat pada pipa yang dapat menimbulkan kegagalan pada sistem perpipaan, salah satu penyebab kegagalan pada sistem perpipaan adalah korosi. Pada tugas sarjana ini, dilakukan penilaian terhadap <i>pipeline</i> sepanjang 102 km dari fasilitas <i>offshore</i> hingga fasilitas <i>onshore</i>, pipa yang terkorosi terletak pada daerah pipa terkubur dari fasilitas <i>onshore</i> hingga lepas pantai. Metode penilaian yang digunakan dalam penelitian ini mengacu pada standar ASME B31.G (2012) level 0 hingga level 3. Pada penilaian level 3, analisis dilakukan dengan simulasi numerik menggunakan perangkat lunak Autopipe untuk analisis tegangan pada instalasi pipa dan Ansys untuk analisis tegangan pada segmen pipa dengan kriteria analisis yang mengacu pada API 579 FFS Part 4. Hasil penilaian pipa dari penilaian level 1 hingga level 3 menunjukkan bahwa pipa memenuhi kriteria, sehingga pipa yang terkorosi dapat dioperasikan. Hasil prediksi umur operasi pipa berdasarkan API 579 FFS Part 4 dengan kondisi operasi dan cacat pada akhir inspeksi dengan laju korosi konstan sebesar 0,05 mm/tahun dan pipa masih diizinkan untuk beroperasi selama 2,7 tahun. Hasil perhitungan berdasarkan API 579 Part 2 tekanan maksimum yang ditahan pipa korosi sebesar 822,1 psig, dan metode yang direkomendasikan untuk pipa korosi adalah <i>recoating</i>. Kata kunci: ASME B31.G, korosi, penilaian pipa, FFS.		

Final Project

Title	Analisis Pipa Korosi Berdasarkan ASME B31.G (2012)	Fikri Barry Alfian
Major	Mechanical Engineering	13115152

Faculty of Mechanical and Aerospace Engineering
Institut Teknologi Bandung

Abstract

The energy of humans are increasing over time, especially in the use of oil and gas. Before human use the energy, it needs to be processed first, but not all energy sources are close to energy processing sites or energy users, such as oil and gas, so an effective transmission and distribution system is needed. Pipes are effective equipment for distributing oil and gas. Pipe interaction with the environment will cause defects in the pipe which can cause failure in the piping system, one of the cause of failure in the piping system is corrosion.

In this research, an evaluation of 102 km pipelines from offshore facilities to onshore facilities, corroded pipes are located in the pipe area buried from onshore to offshore facilities. The valuation method used in this study refers to the 2012 standard ASME B31.G level 0 to level 3. In the level 3 assessment, the analysis was carried out with numerical simulations using Autopipe software for stress analysis on pipe installations and Ansys for stress analysis in the pipe segment with analysis criteria that refer to API 579 FFS Part 4.

The results of the pipe assessment from level 1 to level 3 indicate that the pipe meets the criteria, so that it can be concluded that the corroded pipe can be operated. In this research, the age prediction of pipe operation is also based on API 579 FFS Part 4 with operating conditions and defects at the end of the inspection with a constant corrosion rate of 0.05 mm / year and the pipe is still allowed to operate for 2.7 years. The calculation results are based on API 579 Part 2. The maximum pressure that is held by the corrosion pipe is 822.1 psig, and the recommended method for corrosion pipes is recoating.

Keywords: ASME B31.G, corrosion, pipe assessment, FFS.

Kata Pengantar

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT, yang telah melimpahkan rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas sarjana dengan judul “Analisis Pipa Korosi Seragam Berdasarkan ASME B31.G (2012)”. Tugas sarjana ini diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana teknik di Program Studi Teknik Mesin, Fakultas Teknik Mesin dan Dirgantara, Institut Teknologi Bandung.

Dalam proses penelitian dan penyusunan tugas sarjana ini, tidak terlepas dari bantuan, bimbingan, doa, dan kebaikan dari berbagai pihak sehingga tugas sarjana dapat diselesaikan dengan baik. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terimakasih secara khusus kepada:

1. Kedua Orang tua penulis, yaitu Dra.Hj.Ecih Sunarsih dan Drs.H.Munip, M.Pd, yang selalu mendo`akan, mendukung, dan memberikan semangat kepada penulis.
2. Kaka dan Adik penulis, yaitu dr.Syifa Fauziah Safitri, dr.Apriangga Sastriawan, dan Rizki Farhan Nurdafiq yang selalu mendukung dan mendoakan penulis.
3. Prof. Dr. Ir. IGN Wiratmaja Puja dan M. Agus Kariem S.T., M.T., Ph.D., selaku dosen pembimbing yang telah membimbing dengan kesungguhan dan kesabaran sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas sarjana ini. Terima kasih atas bimbingan, masukan, motivasi, nasihat, saran, serta kesempatan untuk menjadi asisten mata kuliah dan arahan yang diberikan kepada penulis.
4. Pak Ridha Firmansyah Dago Engineering, yang telah memberikan arahan dan bimbingan kepada penulis agar dapat menyelesaikan tugas sarjana ini.
5. Ir. I Made Astina M.Eng., P.h.D. selaku koordinator mata kuliah tugas sarjana yang telah membimbing penulis dalam hal penulisan laporan tugas sarjana.
6. Hayfa Nurul Amatulloh Rosyadah yang selalu memberikan dukungan dan semangat kepada penulis.
7. Arifian, Firman, Faris, Mahfudz, dan Aldi Selaku teman seperjuangan bimbingan Pak wirat yang telah membantu penulis untuk menyelesaikan tugas sarjana ini.
8. Burhan.F yang telah memberikan arahan kepada penulis, bagaimana cara menyusun presentasi yang baik dan benar.
9. Karyawan lab EDC Pak Jajang, Pak Dadan, dan Pak Iin serta teman-teman lab EDC yang telah memberikan dukungan kepada penulis.

10. Yuzar, Wahyu, Adi Putra, dan teman-teman Bonteng lainnya yang selalu memberikan semangat dan dukungan kepada penulis.
11. Teman-teman FORMAT ITB, Mustaghfirin Bandung, dan Pematang Indonesia yang telah memberikan motivasi kepada untuk menyelesaikan tugas sarjana.
12. Fren-fren M15, serta pihak-pihak lain yang penulis tidak dapat sebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa penyusunan tugas sarjana ini terdapat kekurangan. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran pembaca yang bersifat membangun demi kemajuan penulis dimasa yang akan datang. Semoga tugas sarjana ini dapat dipahami dan bermanfaat bagi pembaca maupun pihak yang berkepentingan. Aamiin.

Bandung, 24 Mei 2019

Fikri Barry Alfian

Daftar Isi

Kata Pengantar.....	i
Daftar Isi	iii
Daftar Gambar	v
Daftar Tabel.....	viii
Daftar Simbol	x
Bab 1 Pendahuluan	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Identifikasi Masalah	3
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Manfaat.....	3
1.5 Batasan Masalah	4
1.6 Sistematika Penulisan	4
1.7 Metodologi Penelitian.....	5
Bab 2 Dasar Teori.....	7
2.1 Penilaian Terhadap Cacat Korosi Pada Pipa Berdasarkan ASME B31.G (2012)	7
2.1.1 Penilaian Level 0.....	8
2.1.2 Penilaian Level 1.....	10
2.1.3 Penilaian Level 2.....	11
2.1.4 Penilaian Level 3.....	12
2.2 Beban dan Tegangan Pada pipa	19
2.2.1 Tegangan Akibat Beban <i>Sustained</i>	19
2.2.2 Tegangan Akibat <i>Occasional Load</i>	21
2.2.3 Tegangan Ekspansi Termal	22
2.3 Cacat Pada Sistem Perpipaan.....	22
2.3.1 Cacat Korosi.....	22
2.4 Simulasi Numerik	26
2.4.1 Metode Elemen hingga	27
2.4.2 Metode Konvergensi Ansys	28
2.4.3 Pemodelan Material Non-Elastis	30

2.5 Metode Perbaikan pada Pipa.....	32
2.5.1 <i>Clamping</i>	32
2.5.2 Flange Insert Ring.....	33
2.5.3 Grinding / Dressing.....	33
2.5.4 Weld Deposition	34
2.5.5 <i>Full Encirclement Sleeve</i>	34
2.5.6 Cut Out.....	35
2.5.7 <i>Stopple and Bypass</i>	35
2.5.8 <i>Epoxy Composition Filled Sleeve</i>	36
2.5.9 <i>Clock Spring</i>	36
2.5.10 <i>Coating</i>	37
Bab 3 Metodologi	38
3.1 Penilaian ASME B31.G Level 0	38
3.2 Penilaian ASME B31.G Level 1	39
3.3 Penilaian ASME B31.G Level 2	40
3.4 Penilaian ASME B31.G Level 3	41
3.4.1 Pemodelan.....	42
3.4.2 Uji Konvergensi dan Validasi Model.....	44
3.4.3 Metode Analisis Elastis Plastis	45
3.5 Prediksi Umur Operasi dan Analisis Tekanan Maksimum Pipa Korosi	45
Bab 4 Data dan Analisis	46
4.1 Data Korosi dan Spesifikasi Pipa.....	46
4.2 Penilaian ASME B31.G Level 0	48
4.3 Penilaian ASME B31.G Level 1	51
4.4 Penilaian ASME B31.G Level 2	52
4.5 Penilaian ASME B31.G Level 3	54
4.5.2 Uji Konvergensi	55
4.5.3 Validasi Model.....	58
4.5.4 Prosedur dan Hasil Penilaian	59
4.6 Prediksi Umur Operasi.....	64
4.7 Analisis Tekanan Maksimum pada Pipa Korosi	67
4.8 Analisis Perbaikan pada Pipa Korosi	68

Bab 5 Kesimpulan dan Saran.....	72
5.1 Kesimpulan.....	72
5.2 Saran.....	72
Daftar Pustaka.....	73
Lampiran A Model Material Elastis-Plastis	76
Lampiran B Analisis Elastis dan <i>Limit Load</i>	79

Daftar Gambar

Gambar 1.1 Data konsumsi energi primer Indonesia tahun 2017	1
Gambar 1.2 Pipa korosi	2
Gambar 1.3 Metodologi Penelitian.....	6
Gambar 2.1 Jarak minimal agar interaksi korosi diabaikan	8
Gambar 2.2 Orientasi korosi dan panjang yang dievaluasi pada penilaian level 0	8
Gambar 2.3 Panjang dan kedalaman korosi inspeksi	9
Gambar 2.4 Nomenklatur A dan A_o	11
Gambar 2.5 Ilustrasi SCL	13
Gambar 2.6 Ilustrasi tegangan membran	14
Gambar 2.7 Ilustrasi tegangan membran lokal	14
Gambar 2.8 Ilustrasi Tegangan Bending	15
Gambar 2.9 <i>Flow chart</i> analisis elastis	17
Gambar 2.10 Model material <i>perfect plastic</i>	17
Gambar 2.11 Model material Elastic-Plastic	19
Gambar 2.12 Ilustrasi tegangan <i>hoop</i> dan longitudinal	20
Gambar 2.13 Ilustrasi <i>fixed end support</i>	21
Gambar 2.14 Ilustrasi <i>simply support</i>	21
Gambar 2.15 Ilustrasi tegangan termal akibat <i>looping</i>	22
Gambar 2.16 Tingkat potensi reduksi logam.....	24
Gambar 2.17 Ilustrasi korosi general.....	24
Gambar 2.18 Ilustrasi korosi lokal	25
Gambar 2.19 Ilustrasi <i>pitting</i>	25
Gambar 2.20 Ilustrasi <i>stress corrosion cracking</i>	26
Gambar 2.21 Ilustrasi korosi erosi	26
Gambar 2.22 Prinsip metode elemen hingga.....	27
Gambar 2.23 Ilustrasi <i>H-Method</i> dan <i>P-Method</i>	28
Gambar 2.24 Ilustrasi gaya internal dan eksternal	29
Gambar 2.25 Prinsip konvergensi gaya pada peangkat lunak ansys	29
Gambar 2.26 Kurva tegangan regangan model material bilinear	31
Gambar 2.27 Kurva tegangan regangan model material multilinear	32

Gambar 2.28 Ilustrasi mechanical clamp	33
Gambar 2.29 Ilustrasi flange insert ring	33
Gambar 2.30 Ilustrasi weld deposition	34
Gambar 2.31 <i>Full encirclement</i> tipe A	35
Gambar 2.32 Ilustrasi <i>epoxy composition filled sleeve</i>	36
Gambar 2.33 Ilustrasi clock spring.....	37
Gambar 3.1 Nomenklatur area korosi arah <i>hoop</i>	40
Gambar 3.2 Posisi <i>pipeline</i> pada fasilitas <i>onshore</i>	41
Gambar 3.3 Pemodelan instalasi pipa.....	42
Gambar 3.4 Model simulasi numerik untuk uji validasi dan konvergensi	43
Gambar 3.5 Mesh model simulasi	43
Gambar 3.6 Model simulasi numerik untuk analisis local	43
Gambar 3.7 Tahapan pembuatan model korosi	44
Gambar 4.1 Pipa yang diinspeksi	46
Gambar 4.2 Ilustrasi inspeksi menggunakan Krautkramer	46
Gambar 4.3 Skema posisi grid inspeksi korosi.....	47
Gambar 4.4 Skema profil korosi.....	47
Gambar 4.5 Penentuan panjang korosi longitudinal.....	50
Gambar 4.6 Grafik konvergensi mesh daerah non korosi	56
Gambar 4.7 Grafik Konvergensi mesh daerah korosi	57
Gambar 4.8 Mesh model simulasi numerik.....	58
Gambar 4.9 Grafik kualitas mesh model simulasi numerik	58
Gambar 4.10 Distribusi tegangan instalasi pipa.	60
Gambar 4.11 Posisi nodal A07	61
Gambar 4.12 Beban dan kondisi batas pada simulasi numerik	61
Gambar 4.13 Distribusi tegangan ekuivalen Von Mises <i>load case 1</i>	62
Gambar 4.14 Grafik distribusi tegangan sepanjang tebal pipa <i>load case 1</i>	62
Gambar 4.15 Distribusi tegangan ekuivalen Von Mises <i>load case 2</i>	63
Gambar 4.16 Grafik distribusi tegangan sepanjang tebal pipa <i>load case 2</i>	63
Gambar 4.17 Ilustrasi <i>hammering</i>	69
Gambar 4.18 Ilustrasi <i>scraping</i>	69
Gambar 4.19 Ilustrasi <i>scrubing</i>	69
Gambar 4.20 Ilustrasi <i>blasting</i>	70

Gambar 4.21 Ilustrasi <i>elektrospraying</i>	70
Gambar 4.22 Prinsip <i>elektrospraying</i>	71
Gambar 4.23 Ilustrasi <i>recoating</i>	71
Gambar 4.24 Ilustrasi proses <i>curing</i>	71
Gambar A.1 Gambar model material elastis pastis	78
Gambar B.1 Ilustrasi <i>path</i>	79
Gambar B.2 Peninjauan <i>PL</i> dan <i>Pm</i>	81
Gambar B.3 Distribusi tegangan ekivalen Von Mises analisis elastis <i>load case 1</i>	81
Gambar B.4 Grafik profil tegangan <i>load case 1</i> daerah konsentrasi tegangan	82
Gambar B.5 Grafik profil tegangan <i>load case 1</i> daerah korosi	82
Gambar B.6 Grafik profil tegangan <i>load case 1 general membrane stress</i>	83
Gambar B.7 Distribusi tegangan ekivalen von mises <i>load case 2</i>	83
Gambar B.8 Grafik profil tegangan <i>load case 2</i> daerah konsentrasi tegangan	84
Gambar B.9 Grafik profil tegangan <i>load case 2</i> daerah korosi	84
Gambar B.10 Grafik profil tegangan <i>load case 2 general membrane stress</i>	85
Gambar B.11 Distribusi tegangan ekivalen Von Mises <i>load case 1 (limit load)</i>	87
Gambar B.12 Distribusi tegangan ekivalen Von Mises <i>load case 2 (limit load)</i>	87
Gambar B.13 Grafik profil tegangan <i>load case 1 (limit load)</i>	88
Gambar B.14 Grafik profil tegangan <i>load case 2 (limit load)</i>	88

Daftar Tabel

Tabel 2.1 Contoh Tabel Panjang Korosi yang diijinkan	9
Tabel 2.2 Nomenklatur <i>load case</i>	15
Tabel 2.3 <i>Load case</i> untuk analisis elastis.....	16
Tabel 2.4 Kategori tegangan	16
Tabel 2.5 <i>Load case</i> analisis <i>limit load</i>	18
Tabel 2.6 Load case analisis elastis-plastis	18
Tabel 2.7 Tingkat kerusakan pipa dan metode perbaikan	32
Tabel 3.1 Pencarian NPS Pipa	38
Tabel 3.2 Pencarian kedalaman korosi pada tabel penilaian level 0	38
Tabel 3.3 Lokalisasi perpotongan antara kedalaman korosi dan tebal pipa	39
Tabel 4.1 Data profil korosi.....	47
Tabel 4.1 Data profil korosi (lanjutan)	48
Tabel 4.2 Data spesifikasi pipa.....	48
Tabel 4.3 Data kedalaman korosi	49
Tabel 4.4 Tabel panjang yang diizinkan ASME B31.G untuk NPS 30 hingga NPS 60	50
Tabel 4.5 Hasil penilaian level 0	50
Tabel 4.6 Data input penilaian level 1	51
Tabel 4.7 Data kedalaman korosi maksimumi	51
Tabel 4.8 Perhitungan <i>failure stress original</i> B31.G.....	51
Tabel 4.9 Perhitungan <i>failure stress modified</i> B31.G	52
Tabel 4.10 Perhitungan <i>Ao</i>	52
Tabel 4.11 Perhitungan <i>A</i>	53
Tabel 4.12 Perhitungan <i>failure stress</i> untuk <i>assessment</i> level 2 original B31.G	53
Tabel 4.13 Perhitungan <i>failure stress</i> untuk <i>assessment</i> level 2 modified B31.G	54
Tabel 4.14 Hasil penilaian level 2	54
Tabel 4.15 Hasil uji konvergensi ukuran mesh	56
Tabel 4.16 Hasil Uji Konvergensi mesh daerah korosi	57
Tabel 4.17 Tegangan <i>hoop</i> dan longitudinal teoritik.....	59
Tabel 4.18 Hasil Uji Validasi Model.....	59
Tabel 4.19 <i>Load case</i> pada segmen pipa	60

Tabel 4.20 Gaya dan momen reaksi dari instalasi pipa (Nodal A07).....	60
Tabel 4.21 Hasil perhitungan tebal <i>circumferencial</i>	65
Tabel 4.22 Nilai Parameter <i>YB31</i>	65
Tabel 4.23 Hasil perhitungan tebal minimum longitudinal	66
Tabel 4.24 Hasil perhitungan prediksi umur pipa terkorosi	66
Tabel 4.25 Hasil perhitungan MAOPc	67
Tabel 4.26 Hasil perhitungan MAOPL.....	67
Tabel A.1 Nilai m_2 dan ϵ_p	77
Tabel A.2 Parameter input model material.....	77
Tabel A.3 Hasil perhitungan model material.....	77
Tabel A.3 Hasil perhitungan model material (lanjutan)	78
Tabel B.1 Variasi <i>load case</i> segmen pipa analisis elastis.....	80
Tabel B.2 Variasi <i>load case</i> reaksi gaya dan momen instalasi analisis elastis.....	80
Tabel B.3 Tegangan membran dan bending analisis elastis	85
Tabel B.4 Variasi <i>load case</i> segmen pipa analisis limit load	86
Tabel B.5 Variasi <i>load case</i> reaksi gaya dan momen instalasi analisis limit load.....	86

Daftar Simbol

Simbol	Keterangan	Satuan
A	Luas penampang <i>circumferensial</i> pipa yang terjadi korosi	[in ²]
A_1	Parameter untuk menghitung nilai P^*	
A_o	Luas penampnag <i>circumferensial</i> sepanjang longitudinal korosi sebelum terjadi korosi	[in ²]
C_{rate}	Laju korosi	[in/tahun]
d	Kedalaman korosi	[in]
D	Berat pipa (<i>load case</i> dalam simulasi divariasikan dalam massa jenis)	[kg/m ³]
D_i	Diameter dalam pipa	[in]
D_o	Diameter nominal luar pipa	[in]
E	Modulus Young	[GPa]
E_a	Error aproksimasi	[%]
E_q	Beban akibat gempa	[MPa]
E_T	<i>Second modulus bilinear</i> model material	[GPa]
E_w	Faktor sambungan las	
F	Tegangan <i>Peak</i>	[MPa]
$\{F\}$	Matriks gaya luar elemen (gaya aktuasi)	[N]
$F_{longitudinal}$	Gaya longitudinal akibat tekanan internal pipa	[N]
$\{F_{nr}\}$	Matriks gaya dalam elemen	[N]
F_x	Reaksi gaya arah-x	[N]
F_y	Reaksi gaya arah-y	[N]

F_z	Reaksi gaya arah-z	[N]
H	Gradien Hardening	[GPa]
H_k	Gradien Hardening ke-k	[GPa]
$[K_T]$	Matriks kekakuan elemen global	[N/m]
L	Panjang korosi dalam arah longitudinal pipa	[in]
L_1	Panjang korosi longitudinal pipa untuk sudut orientasi $< 45^0$	[in]
L_2	Panjang korosi longitudinal pipa untuk sudut orientasi $> 45^0$	[in]
L_{grid}	Panjang longitudinal satu grid inspeksi	[in]
L_m	Beban dari efek momentum fluida	[in]
L_M	Panjang longitudinal korosi yang di ukur	[in]
M	Faktor Folias	
MA	Mechanical Allowance	[in]
MOP	Tekanan operasi maksimum	[MPa]/[psi]
M_x	Reaksi Momen arah-x	[N.m]
M_y	Reaksi Momen arah-y	[N.m]
M_z	Reaksi Momen arah-z	[N.m]
P	Maksimum antara MAOP dengan hasil perhitungan Persamaan (4.9)	[MPa]/[psi]
P_b	<i>Primary bending Stress</i>	[MPa]/[psi]
P_i	Tekanan <i>Internal</i> desain pipa	[MPa]/[psi]
P_L	<i>Local Primary Membrane Equivalent Stress</i>	[MPa]/[psi]
P_m	<i>General Primary Membrane Equivalent Stress</i>	[MPa]/[psi]
P_s	Head statik dari fluida	[MPa]/[psi]
Q	<i>Secondary Membrane + Bending</i>	[MPa]/[psi]

R	Radius rata-rata pipa	[in]
$\{R_a\}$	Residual konvergensi	[%]
R_{life}	Umur operasi pipa	[tahun]
S	<i>Allowable Stress</i>	[MPa]/[psi]
S_f	Faktor keamanan	
S_F	<i>Failure Stress</i>	[MPa]/[psi]
S_{flow}	Tegangan pada pipa pada daerah plastis	[MPa]/[psi]
$SMYS$	Kekuatan luluh minimum material	[MPa]/[psi]
S_o	Nilai <i>hoop stress</i> pada tekanan operasi maksimum	[MPa]/[psi]
S_s	Beban salju	[MPa]/[psi]
S_y	Kekuatan luluh material	[MPa]/[psi]
t	Tebal pipa (in)	[in]
t_{ac}	Tebal actual korosi	[in]
t_{am}	Tebal pengukuran rata-rata	[in]
t_{min}	Tebal minimum pipa yang diizinkan	[in]
t_{min}^c	Tebal minimum pipa yang diizinkan arah <i>circumferensial</i>	[in]
t_{min}^L	Tebal minimum pipa yang diizinkan arah longitudinal	[in]
t_{sl}	Tebal <i>supplemental load</i>	[in]
T	Beban termal pipa (<i>self-restrained</i>) (dalam simulasi input dalam temperatur)	[°C]/[°F]
T_d	<i>Temperature derating factor</i>	
T_l	<i>Load case temperature</i>	[MPa]/[psi]
T_i	Tahun inspeksi pipa	[tahun]
T_o	Tahun instalasi pipa	[tahun]

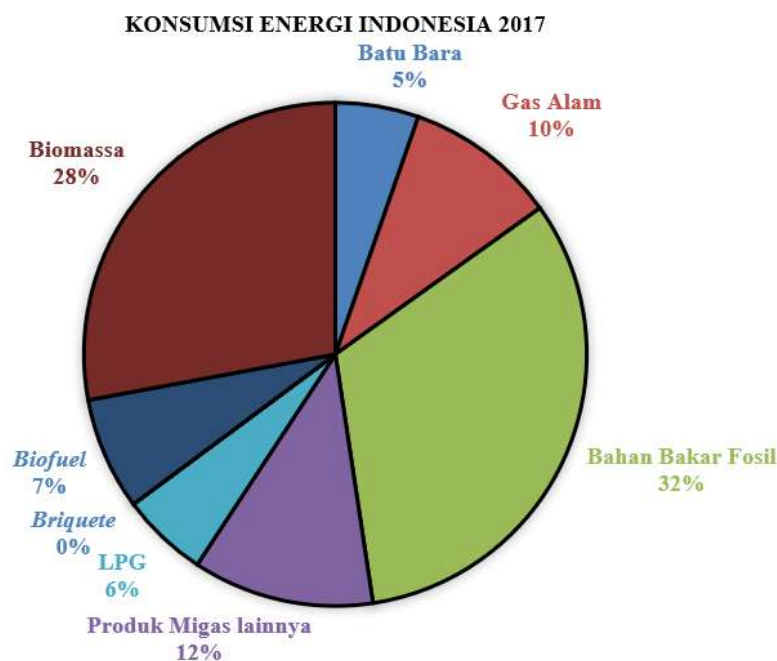
T_1	Temperatur lingkungan	[° C]/[° F]
T_2	Temperatur pipa	[° C] / [° F]
$\{\Delta u\}$	Matriks perpindahan nodal global	[mm]/[in]
W	Beban angin	[MPa]/[psi]
W_b	Berat pipa	[MPa]/[psi]
W_{pt}	Tekanan pada uji beban angin	[MPa]/[psi]
Y_{B31}	Parameter untuk menentukan t_{min}	
z	Parameter yang dihitung untuk menentukan nilai M	
Z	Modulus penampang pipa	[in ²]
α	Koefisien ekspansi termal linier	[° C] ⁻¹ / [° F] ⁻¹
ε_k^p	Nilai <i>strain</i> ke-k pada plastis ke-p	[in/in]
θ	Sudut orientasi korosi	[°]
σ	Tegangan akibat beban berat	[MPa]/[psi]
σ_E	Tegangan termal pipa	[MPa]/[psi]
σ_H	Tegangan <i>hoop</i> pipa	[MPa]/[psi]
σ_k	Tegangan ke-k pada model material multi linier	[MPa]/[psi]
σ_L	Tegangan longitudinal pipa	[MPa]/[psi]
$\sigma_{v(i)}$	Tegangan ekivalen Von Mises	[MPa]/[psi]

Bab 1

Pendahuluan

1.1 Latar Belakang

Energi merupakan kebutuhan pokok manusia untuk menjalankan aktivitas. Secara garis besar energi diklasifikasikan menjadi dua bentuk, yaitu energi terbarukan dan tidak terbarukan. Menurut statistik kementerian ESDM 2018, konsumsi energi tidak terbarukan di Indonesia pada tahun 2017 dalam bentuk batu bara, bahan bakar fosil, dan gas sebesar 78% dari konsumsi energi primer yang diilustrasikan pada Gambar 1.1[1]. Konsumsi energi primer ini pun setiap tahun relatif meningkat. Menurut data statistik pada Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 27 tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional, ketersediaan energi tidak terbarukan dalam bentuk batu bara, minyak bumi dan gas alam sangatlah terbatas. Peraturan tersebut memprediksi ketersediaan batu bara akan habis dalam waktu 82 tahun, minyak bumi 12 tahun dan gas alam 33 tahun [2] dengan kondisi tidak ditemukan sumber energi baru dan laju konsumsi yang konstan pada keadaan sekarang. Dari uraian tersebut dapat disimpulkan bahwa kebutuhan energi di Indonesia yang semakin meningkat, namun ketersediaan energi yang terbatas.



Gambar 1.1 Data konsumsi energi primer Indonesia tahun 2017[1]

Sebelum dimanfaatkan manusia, energi perlu diproses terlebih dahulu, permasalahannya adalah tidak semua sumber energi dekat dengan tempat pengolahan energi. Contohnya adalah eksplorasi gas alam dari laut ke *refinery unit/onshore facility* yang membutuhkan transmisi dalam bentuk *pipeline* dan sistem distribusi pipa untuk mendistribusikan gas alam. Terdapat beberapa cara yang di gunakan untuk distribusi dan transmisi energi diantaranya adalah transportasi darat, transportasi laut dan sistem perpipaan. Masing-masing cara memiliki kelebihan dan kekurangan, namun untuk sistem distribusi yang efektif, maka digunakan sistem perpipaan (*pipeline*).

Dalam proses transmisi gas alam dari laut ke *onshore facility* diperlukan *pipeline*. *Pipeline* yang digunakan untuk proses transmisi dari *offshore facility* ke *onshore facility* akan melewati air laut dan juga pipa lepas pantai. Sebelum memasuki *onshore facility* agar proses transmisi berjalan secara lancar dan optimal, maka harus dipastikan *pipeline* masih bisa dioperasikan dan dalam kondisi yang baik.

Pipeline yang beroperasi berinteraksi dengan lingkungan dapat menimbulkan cacat yang dapat menyebabkan kegagalan, salah satu diantaranya adalah korosi, pada Gambar 1.2 ditunjukkan ilustrasi pipa yang mengalami korosi. Untuk menghindari kegagalan akibat cacat korosi, dibutuhkan inspeksi serta penilaian pada cacat pipa yang bertujuan untuk memberikan penilaian apakah pipa masih layak untuk dioperasikan atau tidak dengan cacat yang pada kondisi inspeksi terakhir.



Gambar 1.2 Pipa korosi [3]

Tugas sarjana ini membahas tentang penilaian dan analisis pada sistem perpipaan yang mengalami cacat korosi pada *pipeline* yang terkorosi yang terletak pada daerah antara lepas pantai hingga *onshore facility* dengan kondisi pipa yang terkubur. Korosi merupakan degradasi material pada pipa akibat interaksi logam dengan lingkungan sehingga dapat menyebabkan penipisan pada pipa. Korosi dapat terjadi ketika reaksi *redoks* antara permukaan pipa dan

lingkungan sekitar berlangsung. Oleh karena itu, untuk menentukan pipa tersebut masih layak dioperasikan, diperbaiki, atau diganti perlu dilakukan penilaian terhadap pipa korosi.

1.2 Identifikasi Masalah

Pada tugas sarjana ini, pipa yang dinilai merupakan pipa yang dialiri gas dari fasilitas *offshore* ke fasilitas *onshore* sejauh 102 km. Lokasi pipa korosi berada di dekat fasilitas *onshore* dengan kondisi terkubur. Dimensi pipa yang digunakan telah didesain untuk menahan beban dengan besaran tertentu, terutama pada tebal dan diameter pipa. Ketika mengalami korosi maka terjadi pengurangan kekuatan pipa. Analisis dan Penilaian perlu dilakukan untuk dapat mengetahui apakah pipa tersebut masih bisa dioperasikan atau tidak. Pada penelitian ini akan dilakukan penilaian pada pipa yang mengalami korosi berdasarkan ASME B31.G “*Manual for Determining the remaining Strength of Corroded Pipelines*” dan simulasi numerik dengan kriteria penilaian yang ada pada API 579 FFS Part 4 “*Assessment of General Metal Loss*”. Sehingga diperoleh status pipa apakah dengan adanya korosi masih bisa dioperasikan atau tidak. Pada penelitian ini juga dilakukan prediksi umur operasi pipa berdasarkan API 579 FFS Part 4 dengan kondisi operasi dan cacat pada akhir inspeksi.

1.3 Tujuan

Berdasarkan dari uraian identifikasi masalah, tujuan dari tugas sarjana ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan apakah pipa yang terkorosi masih layak dioperasikan, berdasarkan hasil penilaian yang mengacu pada ASME B31.G (2012) “*Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*”.
2. Menentukan umur sisa operasi pipa yang diizinkan berdasarkan API 579 FFS Part 4.
3. Menentukan nilai tekanan maksimum yang dapat ditahan oleh pipa terkorosi.
4. Merekomendasikan metode perbaikan yang digunakan untuk pipa terkorosi.

1.4 Manfaat

Penelitian ini dapat dijadikan salah satu referensi untuk dapat melakukan penilaian pada sistem perpipaan yang terkorosi. Dengan merujuk pada penelitian ini dapat dijadikan contoh studi kasus untuk penilaian pipa korosi dan prediksi umur operasi pipa terkorosi.

1.5 Batasan Masalah

Dalam penelitian ini ditentukan beberapa batasan masalah, khususnya dalam pemodelan korosi yang terjadi pada pipa:

1. Penilaian yang dilakukan pada pipa yang terkorosi hanya mencakupi *general corrosion* dengan prosedur penilaian berdasarkan ASME B31.G Level 0 hingga Level 3.
2. Pembebanan yang di analisis pada penilaian level 3 melibatkan beban sustained dan beban ekspansi termal dengan kondisi pipa terkubur.
3. Instalasi pipa yang dimodelkan hanya sepanjang dari *onshore facility* hingga pipa lepas pantai sepanjang 100 meter.

1.6 Sistematika Penulisan

Bab 1 Pendahuluan

Pada bab ini dijelaskan tentang latar belakang penulisan sarjana ini , terutama dalam pentingnya penilaian pipa untuk dapat menentukan apakah pipa masih layak untuk dioperasikan. Pada bab ini pun dijelaskan tentang identifikasi masalah, tujuan, manfaat, Batasan masalah, sistematika penulisan, serta metodologi penelitian.

Bab 2 Tinjauan Pustaka

Pada bab ini berisi tentang teori-teori yang mendasari analisis yang dilakukan pada tugas sarjana ini yaitu tentang pengenalan cacat serta jenis-jenis korosi yang terjadi pada sistem perpipaan. Pada bab ini pun akan dijelaskan tentang tegangan yang terjadi pada pipa, beserta beban yang menimbulkan adanya tegangan tersebut, serta prosedur penilaian terhadap pipa yang terkorosi berdasarkan ASME B31.G 2012 dan juga jenis model material untuk simulasi.

Bab 3 Metodologi

Pada bab ini berisi tentang implementasi dari prosedur penilaian pipa terkorosi berdasarkan ASME B31.G, serta prosedur pemodelan untuk melakukan simulasi numerik yang meliputi dari pemodelan, uji konvergensi, validasi dari model pipa dan kriteria analisis tegangan untuk penilaian level 3.

Bab 4 Data dan Analisis

Bab ini berisi tentang data pipa terkorosi, hasil penilaian berdasarkan ASME B31.G beserta status penilaian dari masing-masing level, hasil dari uji konvergensi, validasi model, hasil dari simulasi metode elemen hingga beserta analisis yang digunakan

yang mengacu pada API 579 FFS Part 4 dan dilakukan prediksi umur operasi pipa berdasarkan API 579 FFS Part 4 dengan kondisi operasi dan cacat pada akhir inspeksi.

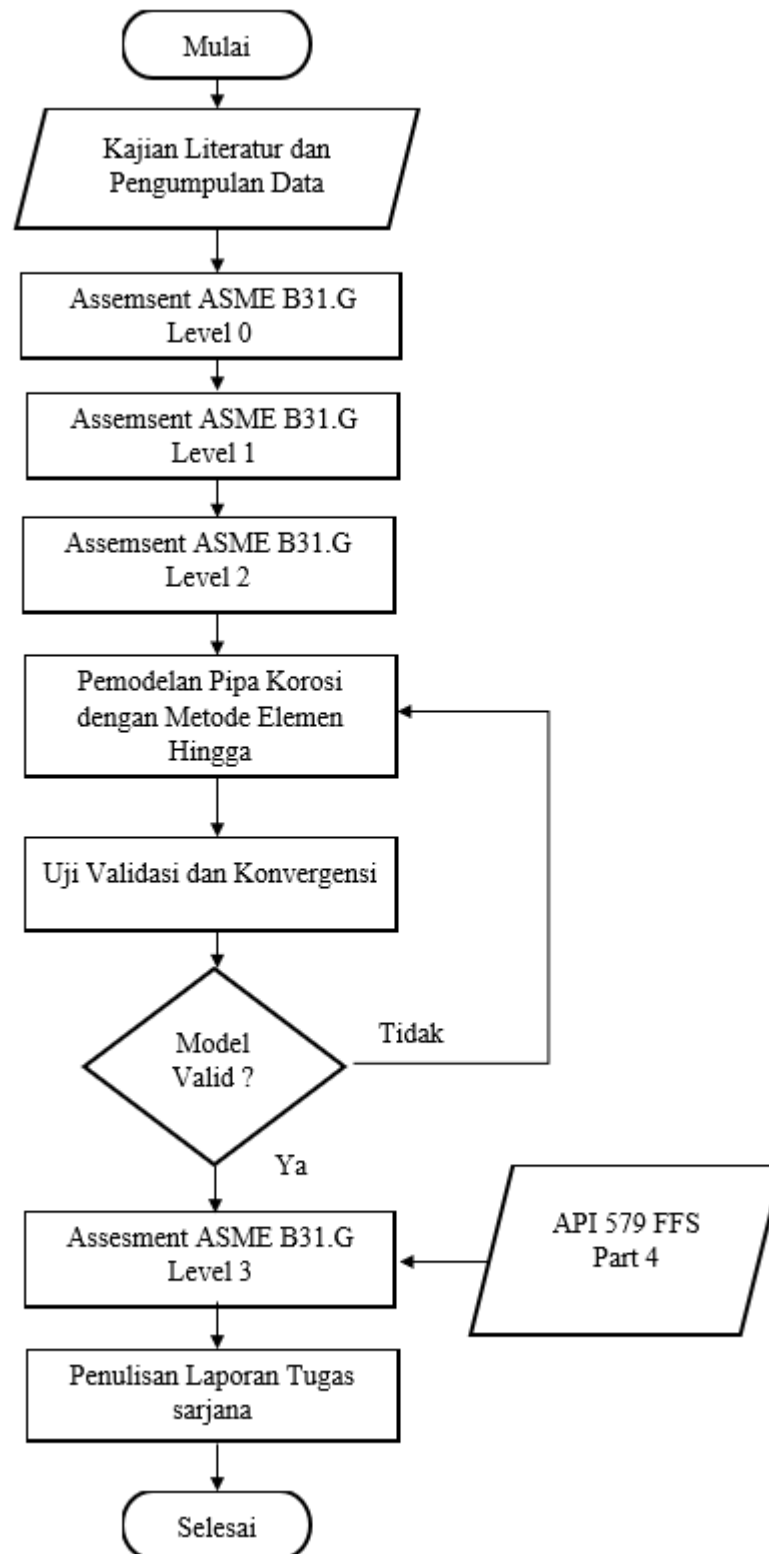
Bab 5 Kesimpulan dan Saran

Berisi tentang kesimpulan dari analisis yang telah dilakukan dan saran yang ingin diberikan. Kesimpulan mencakup hasil penilaian yang diperoleh dan prediksi sisa umur operasi pipa. Sedangkan saran berisi tentang rekomendasi yang dianjurkan penulis atas hasil kesimpulan yang telah diperoleh.

1.7 Metodologi Penelitian

Dalam menyelesaikan tugas sarjana ini, terdapat tahapan-tahapan yang harus dilakukan seperti yang ditunjukkan di diagram alir pada Gambar 1.3. Tahapan dan penjelasan yang digunakan pada penelitian ini adalah seperti dibawah berikut:

1. Studi literatur yang meliputi:
 - a. Studi literatur mengenai pembebanan pada pipa, beserta tegangan yang ditimbulkan berdasarkan beban yang diterima.
 - b. Mempelajari ASME B31.G (2012)
 - c. Mempelajari metode elemen hingga dan pemodelan material non elastic
 - d. Mempelajari literatur yang berhubungan dengan korosi
 - e. Mempelajari code dan standar untuk *assessment* pipa Korosi dan yaitu API 579 *Fitness for Service* bagian 4 tentang *general metal loss*, ASME B31.8, serta ASME BPVC *Section VIII* Divisi 2.
2. Mengumpulkan data spesifikasi geometri pipa, dimensi korosi, spesifikasi material yang digunakan pada pipa serta data operasi pipa.
3. Melakukan penilaian pada pipa yang terkorosi sesuai dengan prosedur pada ASME B31.G 2012 pada Level 0 hingga Level 3.
4. Melakukan analisis dengan metode elemen hingga, dengan terlebih dahulu melakukan uji konvergensi dan validasi model.



Gambar 1.3 Metodologi Penelitian

Bab 2

Dasar Teori

2.1 Penilaian Terhadap Cacat Korosi Pada Pipa Berdasarkan ASME B31.G (2012)

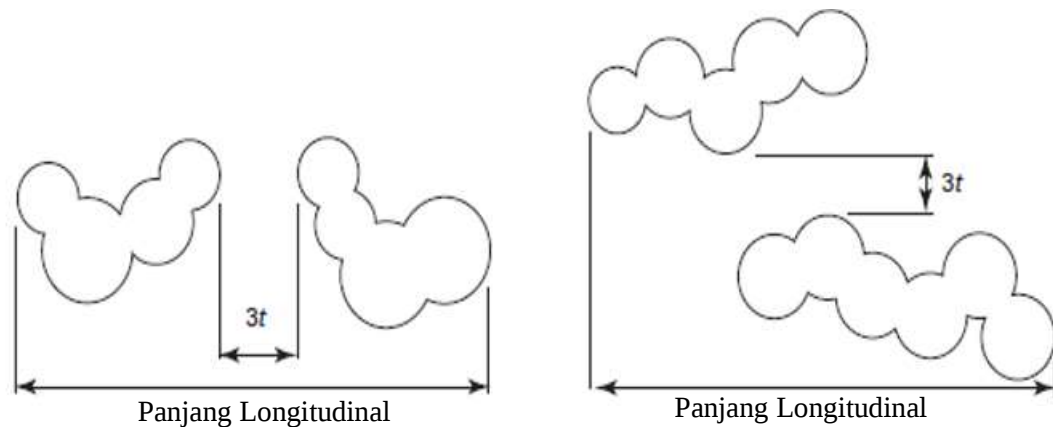
Terdapat beberapa panduan penilaian terhadap cacat korosi pada Pipa, diantaranya adalah ASME B31.G dan DNV RP F101. Masing-masing code memiliki cakupan pembebanan korosi dan metode yang berbeda untuk menilai integritas suatu sistem perpipaan. DNV RP F101 memiliki cakupan penilaian terhadap korosi untuk beban tekanan internal saja, atau dikombinasikan dengan tegangan tekan pada arah longitudinal, ASME B31.G memiliki cakupan hanya untuk beban tekanan internal saja. Namun, dengan beban tekanan internal saja, ASME B31.G akan memberikan hasil yang lebih konservatif untuk menghitung kekuatan sisa pada pipa terkorosi[4]. Karena pipa korosi yang dianalisis tidak terdapat beban tekan pada arah longitudinal, maka penulis menggunakan ASME B31.G sebagai panduan untuk penilaian korosi pada pipa agar menghasilkan hasil yang lebih konseratif.

ASME B31.G, RSTRENG, ASME B31.G merupakan panduan penilaian untuk mengevaluasi Integritas suatu sistem perpipaan bertekanan yang memiliki cacat berupa korosi. Panduan ini dapat diaplikasikan pada pipa yang didesain berdasarkan ASME B31 *code*. Cakupan korosi yang dapat dinilai sesuai dengan prosedur pada dokumen ini adalah sebagai berikut:

- Korosi yang berlokasi di bawah tanah, di atas tanah, dan pada lokasi *offshore*
- Korosi pada permukaan dalam pipa dan korosi permukaan luar pipa
- Korosi pada pipa yang beroperasi pada temperatur diatas temperatur lingkungan
- Korosi dimana beban tekanan dalam menjadi beban utama.

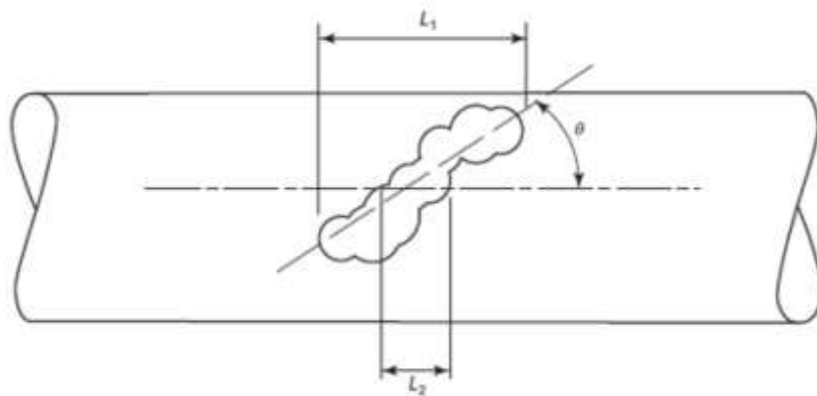
Pada ASME B31.G analisis terbagi menjadi 4 tahap, yaitu penilaian level 0, level 1, level 2, dan level 3.

Pada penilaian korosi, terdapat 2 hal yang perlu diperhatikan, yaitu interaksi dan orientasi cacat (korosi). Pada dokumen ini, interaksi pada korosi akan dipertimbangkan jika jarak antara cacat kurang dari 3 kali tebal nominal pipa seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.1, artinya pipa akan dinilai sebagai cacat tunggal jika jarak antar korosi lebih dari 3 kali tebal nominal dan interaksi antar korosi akan diabaikan.



Gambar 2.1 Jarak minimal agar interaksi korosi diabaikan [5]

Orientasi korosi pada cacat akan menentukan panjang korosi yang digunakan untuk penilaian. Orientasi ditentukan dengan sudut dari garis panjang korosi terhadap sumbu longitudinal pipa. Jika orientasi korosi kurang dari 45^0 , maka panjang korosi akan dievaluasi menjadi L_1 , dan jika pola orientasi melebihi 45^0 maka panjang korosi akan dievaluasi menjadi L_2 . Ilustrasi panjang korosi yang dievaluasi diterangkan pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2 Orientasi korosi dan panjang yang dievaluasi pada penilaian level 0 [5]

2.1.1 Penilaian Level 0

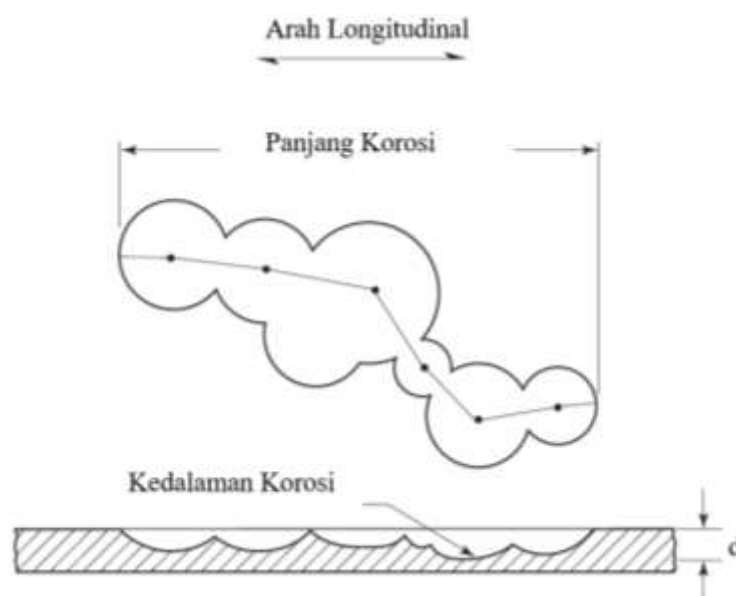
Pada penilaian ASME B31.G level 0, prinsipnya adalah membandingkan panjang korosi yang diijinkan dengan panjang korosi yang didapatkan dari data pengukuran. Panjang diizinkan bergantung pada ukuran pipa dan kedalaman korosi. Panjang korosi yang diizinkan di tunjukkan berdasakarkan Tabel 2.1, berikut merupakan prosedur penilaian ASME B31.G level 0:

1. Tentukan diameter pipa dan tebal pipa yang akan di nilai.
2. Mentukan kekuatan luluh dari material pipa.
3. Bersihkan permukaan pipa yang terkorosi.

4. Ukur kedalaman korosi dan panjang korosi pada area yang terkorosi seperti yang diilustrasikan pada Gambar 2.3.
5. Temukan tebal pipa pada Tabel 2.1 berdasarkan data spesifikasi pipa.
6. Temukan nilai kedalaman korosi pada Tabel 2.1 berdasarkan hasil pengukuran. (Jika tidak ada, maka pilih nilai kedalaman yang lebih besar)
7. Lokasikan sepanjang kolom tabel berdasarkan tebal pipa (Jika tidak ada maka gunakan nilai tebal yang lebih kecil). Lalu pada perpotongan antara tebal dan kedalaman korosi akan ditemukan panjang korosi yang diijinkan.
8. Korosi akan memenuhi kriteria jika panjang korosi yang diukur kurang dari panjang yang diberikan pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Contoh Tabel Panjang Korosi yang diijinkan

Kedalaman Korosi (in)	Tebal Pipa (in)							
	0,083	0,109	0,125	0,141	0,154	0,172	0,188	0,218
0,010	1,990	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi
0,020	0,920	1,940	2,440	2,590	2,710	2,860	2,990	Tidak dibatasi
0,030	0,530	0,850	1,130	1,510	1,940	2,860	2,990	3,220
0,040	0,390	0,600	0,750	0,930	1,110	1,400	1,740	2,740
0,050	0,310	0,470	0,580	0,700	0,820	1,000	1,180	1,620



Gambar 2.3 Panjang dan kedalaman korosi inspeksi [5]

Nilai pada tabel didesain agar pipa yang di nilai memiliki faktor keamanan minimal 1,39 pada tegangan *hoop* operasi 72% kekuatan luluh material. Aplikasi pada operasi tegangan *hoop* melebihi 72% kekuatan luluh material akan menghasilkan faktor keamanan yang lebih kecil.

2.1.2 Penilaian Level 1

Penilaian level 1 ASME B31.G, pada prinsipnya adalah menghitung nilai dari *failure stress* pipa yang dinilai, lalu dibandingkan dengan tegangan *hoop* dikalikan dengan faktor keamanan pipa. *Failure stress* dihitung pada nilai kedalaman korosi maksimum. Berikut merupakan prosedur penilaian ASME B31.G level 1:

1. Tentukan diameter pipa dan tebal nominal pipa.
2. Bersihkan permukaan pipa yang terkorosi.
3. Ukur kedalaman maksimum dan panjang longitudinal korosi.
4. Tentukan kekuatan luluh dari material pipa.
5. Pilih metode evaluasi dan hitung *failure stress* (S_F).
6. Definisikan faktor keamanan yang diterima, S_f .
7. Bandingkan S_F dengan $S_f \times S_o$, dimana S_o merupakan nilai dari tegangan *hoop*.
8. Kriteria cacat akan diterima ketika *failure stress* $S_F \geq S_f \times S_o$.
9. Metode evaluasi untuk menghitung *failure stress* terdapat 2 yaitu:

1. *Original B31.G*

- a. Tentukan nilai z dengan Persamaan (2.1).

$$z = \frac{L_M^2}{D_o t} \quad (2.1)$$

- b. Tentukan nilai M dan *flow stress* dengan Persamaan (2.2) dan (2.3).

$$M = (1 + 0,8z)^{\frac{1}{2}} \quad (2.2)$$

$$S_{flow} = 1,1 \times SMYS \quad (2.3)$$

- c. Lalu *failure stress* akan bisa diestimasi melalui Persamaan (2.4).

$$\text{Untuk } z \leq 20, \rightarrow S_F = S_{flow} \left(\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{\frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{M}} \right) \quad (2.4)$$

$$\text{Untuk } z > 20, \rightarrow S_F = S_{flow} \left(1 - \frac{d}{t} \right) \quad (2.5)$$

2. Modified B31.G

- Tentukan nilai z dengan menggunakan Persamaan (2.1).
- Tentukan nilai M dengan Persamaan (2.6) dan (2.7) dan *flow stress* dengan Persamaan (2.3).

$$\text{Untuk } z \leq 50, \rightarrow M = (1 + 0,6275z - 0,003375z^2)^{\frac{1}{2}} \quad (2.6)$$

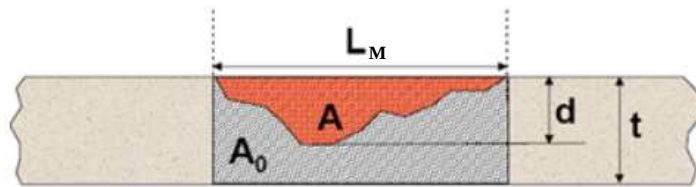
$$\text{Untuk } z > 50, \rightarrow M = 0,032z + 3,3 \quad (2.7)$$

- Lalu *failure stress* dapat diestimasi dengan Persamaan (2.8).

$$S_F = S_{flow} \left(\frac{1 - 0,85 \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{0,85 \left(\frac{d}{t} \right)}{M}} \right) \quad (2.8)$$

2.1.3 Penilaian Level 2

Pada penilaian level 2, perhitungan *failure stress* akan dihitung berdasarkan data distribusi ketebalan yang sesungguhnya. Metode yang digunakan dapat diketahui dengan nama “*Effective Area Method*”. Nilai *failure stress* akan dihitung untuk setiap ketebalan korosi dengan menghitung luas area terkorosi dan luas area tanpa korosi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.4, lalu nilai *failure stress* yang terkecil akan digunakan untuk evaluasi penilaian level 2. Untuk prosedurnya akan sama dengan penilaian level 1, namun yang membedakan adalah level 2 memerlukan data distribusi ketebalan yang sesungguhnya. Untuk menghitung *failure stress* dengan metode *effective area method* digunakan Persamaan (2.9).



Gambar 2.4 Nomenklatur A dan A_0 [6]

$$S_F = S_{flow} \left(\frac{1 - A/A_0}{1 - \frac{A/A_0}{M}} \right) \quad (2.9)$$

Pada proses perhitungan, setiap luas korosi A dibandingkan dengan dengan luas tanpa korosi A_o . Solusi yang diperhitungkan untuk penilaian adalah nilai *failure stress* yang paling rendah. Kriteria yang diterima adalah bila $S_F \geq S_f \times S_o$.

2.1.4 Penilaian Level 3

Penilaian level 3, dilakukan dengan analisis yang lebih spesifik berdasarkan pada API 579 *fitness for service* dengan mempertimbangkan jenis korosi yang terjadi. Analisis secara lebih detail dari FFS adalah dengan menggunakan simulasi numerik untuk dapat melakukan pemodelan korosi pada pipa dengan memberikan pembebanan sesuai dengan kondisi yang sebenarnya. Analisis dengan menggunakan metode elemen hingga sangat direkomendasikan pada *assessment* FFS Level 3, dengan kriteria analisis pada API 579 FFS pada bagian ANNEX 2D “*Stress Analysis Overview for Assessment*”. Untuk menganalisis korosi terdapat beberapa cakupan mode kegagalan yang dihindari/lindungi berdasarkan pembebanan pada pipa, diantaranya adalah:

- *Protection Against Plastic Collapse* → Untuk menghindari *collapse* akibat deformasi plastis.
- *Protection Against Local Failure* → Untuk menghindari kegagalan lokal.
- *Protection Against Collapse from Buckling* → Untuk menghindari *collapse* akibat *buckling*.
- *Protection Against Creep or Creep-Fatigue Damage* → Untuk menghindari kerusakan akibat *cyclic operation* pada daerah *creep* (terdapat di part 10 API 579 FFS).
- *Protection Against Fatigue Damage* → Untuk menghindari kerusakan akibat *cyclic operation* dibawah daerah *creep*.

Untuk menghindari kegagalan akibat deformasi plastis (*Protection Against Plastic Collapse*), terdapat 3 metode analisis yang melibatkan model metode elemen hingga untuk melakukan penilaian terhadap pipa yang terkorosi diantaranya adalah:

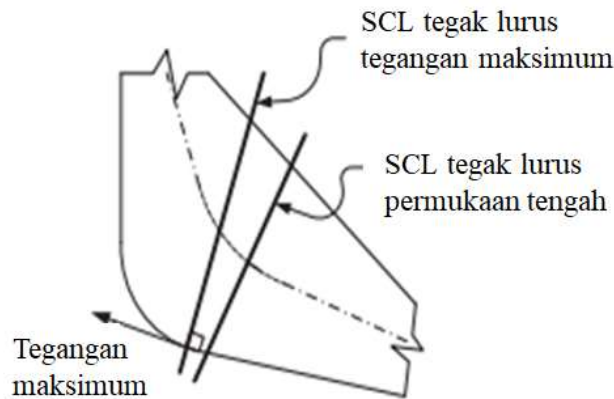
2.1.4.1 Analisis Elastis

Pada analisis elastis, pipa akan disimulasikan dengan model material elastis dimana tegangan dan regangan pada material memiliki hubungan yang linear dan belum terjadi deformasi plastis pada material. Untuk melakukan penilaian, akan ditentukan distribusi tegangan ekuivalen Von Mises pada model simulasi. Tegangan ekuivalen Von Mises adalah

tegangan yang dihitung dari enam komponen tegangan tensor pada satu elemen, dengan menggunakan teori maximum distortion energy yang dapat dihitung pada Persamaan (2.10).

$$S_e = \frac{1}{\sqrt{2}} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2]^{0.5} \quad 2.10$$

Profil tegangan ekuivalen akan ditinjau sepanjang ketebalan pipa pada daerah yang terkorosi (kemungkinan daerah yang memiliki nilai tegangan ekuivalen terbesar) dan dilinierisasi, agar dapat diklasifikasikan kedalam beberapa kategori yaitu *membrane stress* dan *bending stress*. Tegangan tersebut diambil sepanjang garis *stress classification line* (SCL). SCL merupakan garis yang tegak lurus terhadap arah tegangan maksimum pada komponen. Namun jika sulit SCL dapat diambil sebagai garis yang tegak lurus terhadap mid-surface pada pipa seperti yang diilustrasikan pada Gambar 2.5.

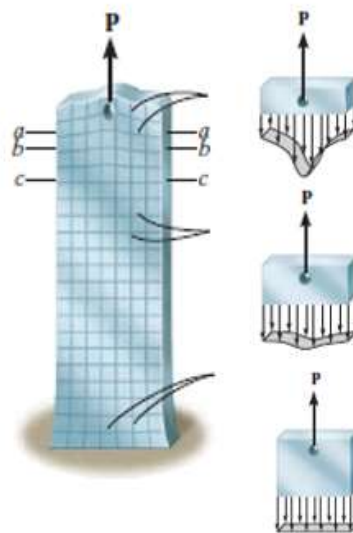


Gambar 2.5 Ilustrasi SCL[7]

Nilai tegangan dibatasi terhadap nilai tegangan yang diizinkan (*maximum allowable stress*). Nilai *maximum allowable stress* di definisikan berdasarkan pembebanan yang di alami pipa. Tegangan tersebut akan terbagi menjadi ke dalam 3 kategori diantaranya adalah:

- *General Primary Membrane Equivalent Stress P_m*

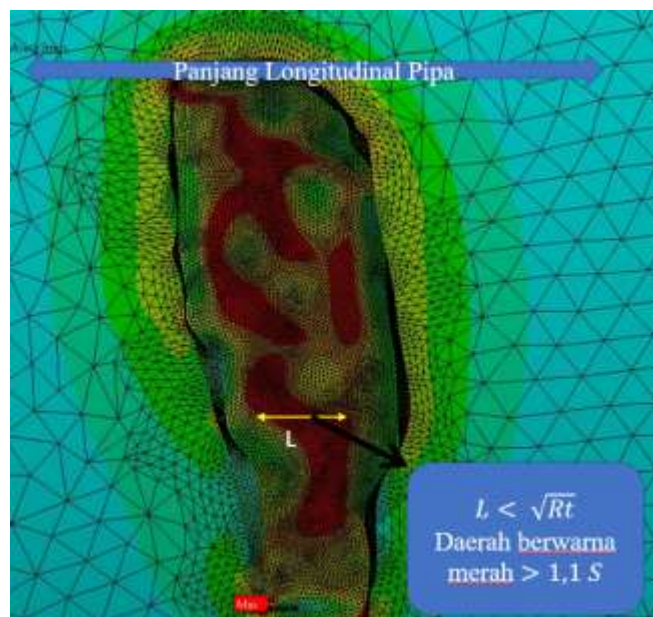
Merupakan *stress* ekuivalen rata-rata yang terjadi sepanjang ketebalan pipa karena beban mekanik dan berada diluar pengaruh daerah discontinuity (korosi)s. Ilustrasi tegangan membran ditunjukkan pada Gambar 2.6.



Gambar 2.6 Ilustrasi tegangan membran [7]

- *Local Primary Membrane Equivalent Stress P_L*

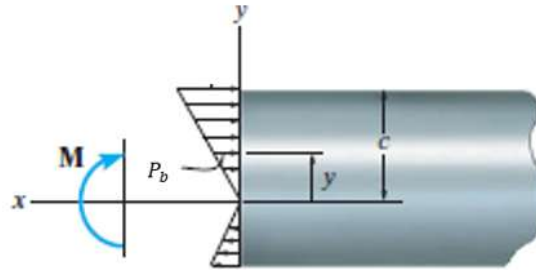
Merupakan tegangan ekuivalen membran rata-rata sepanjang ketebalan yang memiliki nilai lebih dari 1.1 *allowable stress* dan terjadi pada daerah yang cukup kecil (kurang dari sepanjang $\sqrt{Rt}$ pada arah longitudinal pipa (L)). PL dapat terjadi/dipengaruhi pada daerah discontinuity. Pada Gambar 2.7 diilustrasikan PL.



Gambar 2.7 Ilustrasi tegangan membran lokal

- *Primary bending Stress P_b*

Merupakan tegangan yang mengakibatkan material melendut, sehingga nilai tegangan normal tidak seragam pada arah *cross section* benda, ataupun pada arah panjang benda. Ilustrasi untuk menggambarkan bending stress adalah ketika suatu batang diberikan momen, maka terdapat variasi tegangan normal sepanjang penampang benda seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.8 dan nilai tegangan bending ditunjukkan pada Persamaan (2.10).



Gambar 2.8 Ilustrasi Tegangan Bending [7]

$$P_b = \frac{My}{I} \quad (2.10)$$

Untuk memenuhi kriteria pada analisis elastis, nilai dari kategori tegangan akan dibandingkan dengan nilai *allowable stresses* dengan kriteria pada Persamaan (2.11), (2.12), dan (2.13) dengan variasi beban simulasi (*load case*) sesuai pada Tabel 2.3, Pada Gambar 2.9 ditunjukkan diagram alir analisis beserta kriteria analisis tegangan.

$$P_m \leq S \quad (2.11)$$

$$P_L \leq 1,5 S \quad (2.12)$$

$$P_L \text{ atau } P_m + P_b \leq 1,5 S \quad (2.13)$$

Tabel 2.2 Nomenklatur *load case* [8]

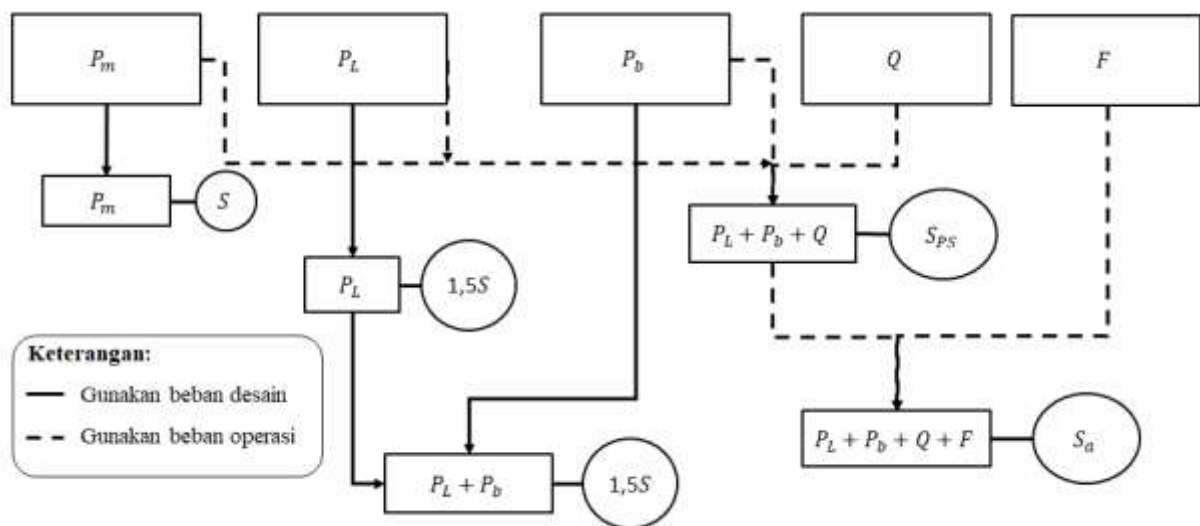
Parameter beban	Deskripsi
P_i	Tekanan internal desain pipa
P_s	Head statik dari fluida
D	Berat pipa
L_m	Beban dari efek momentum fluida
E_q	Beban akibat gempa
W	Beban angin
W_{pt}	Tekanan pada uji beban angin
S_s	Beban salju
T	Beban termal pipa (<i>self-restrained</i>)

Tabel 2.3 *Load case* untuk analisis elastis[8]

No	Kombinasi Beban Analisis Elastis
1	$P_i + P_s + D$
2	$P_i + P_s + D + L_m$
3	$P_i + P_s + D + L_m + T$
4	$P_i + P_s + D + S_s$
5	$0,6D + (W \text{ atau } 0,7 Eq)$
6	$0,9P_i + P_s + D + (W \text{ atau } 0,7Eq)$
7	$0,9P_i + P_s + D + 0,75(L_m + T) + 0,75S_s$
8	$0,9P_i + P_s + D + 0,75(W \text{ atau } 0,7Eq) + 0,75L_m + 0,75S_s$

Tabel 2.4 Kategori tegangan [8]

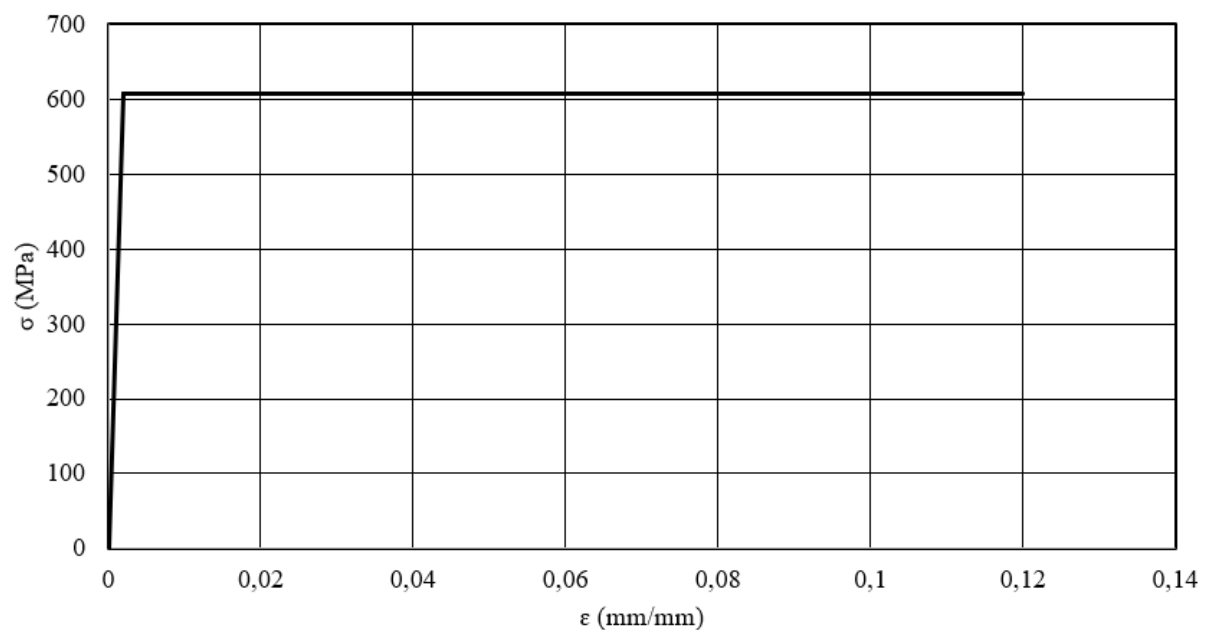
Kategori Tegangan	Primary			Secondary Membrane + Bending	Peak
	General Membrane	Local Membrane	Bending		
Simbol	P_m	P_L	P_b	Q	F
Deskripsi pada Tabel.2.2	Rata-rata tegangan sepanjang tebal pipa (tidak termasuk daerah <i>diskontinyu</i> dan konsentrasi) yang disebabkan oleh beban mekanik	Rata-rata tegangan sepanjang tebal pipa (mempertimbangkan daerah <i>diskontinyu</i> tetapi bukan konsentrasi tegangan) yang disebabkan oleh beban mekanik	Komponen tegangan <i>primary</i> yang proporsional dengan jarak dari <i>centroid</i> penampang <i>solid</i> (tidak termasuk pada daerah <i>diskontinyu</i> dan konsentrasi) yang disebabkan oleh beban mekanik.	<i>Self-equilibrating stress</i> yang dibutuhkan untuk memenuhi kontinuitas struktur. Terjadi pada daerah <i>diskontinyu</i> dan bisa disebabkan karena beban mekanik atau ekspansi termal namun tidak termasuk konsentrasi tegangan lokal.	Kenaikan tegangan akibat konsentrasi, atau tegangan termal yang dapat mengakibatkan <i>fatigue</i>



Gambar 2.9 Flow chart analisis elastis [8]

2.1.4.2 Analisis Limit-Loal

Analisis *Limit load* pada prinsipnya adalah mencari batas *load* pada model sehingga terjadi *plastic collapse*, dalam simulasi ditandai dengan ketidak konvergenan solusi pada beban yang berada di atas limit load, pada analisis ini digunakan model material *perfect plastic* dimana daerah linear kurva *stress strain* dibatasi hingga $1,5 S$, analisis dengan menggunakan *limit load*, yaitu dengan menyimulasikan model pada *load case* seperti pada Gambar 2.10 lalu jika ada hasil yang tidak konvergen, maka hasil analisis tidak memenuhi kriteria. Dimana $RSFa = 0,9$.



Gambar 2.10 Model material *perfect plastic*

Tabel 2.5 *Load case* analisis *limit load*[8]

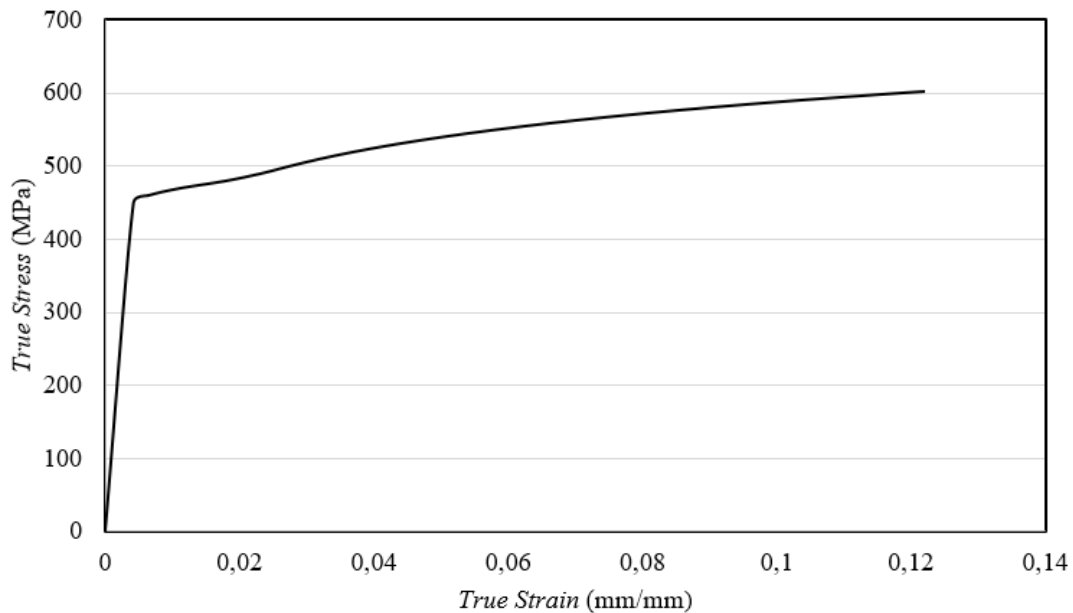
No	Kombinasi Beban Analisis <i>Limit Load</i>
1	$1,5(P_i + P_s + D).RSFa$
2	$[1,3(P_i + P_s + D + T) + 1,7Lm + 0,54Ss].RSFa$ $[1,3(P_i + P_s + D) + 1,7Ss$
3	$+ (1,1Lm \text{ atau } 0,86W)].RSFa$
4	$[1,3(P_i + P_s + D) + 1,7W + 1,1Lm + 0,54Ss].RSFa$
5	$[1,3(P_i + P_s + D) + 1,1Eq + 1,1Lm + 0,21Ss].RSFa$

2.1.4.3 Elastic-Plastic Analisis

Sama halnya dengan *limit load* analisis yaitu pada analisis elastic-plastic, model disimulasikan pada beban yang tertera pada Tabel 2.4, lalu jika pada semua *load case* menghasilkan nilai yang konvergen maka penilaian dengan menggunakan Elastic-Plastic Analisis dinyatakan memenuhi kriteria. Namun perbedaan dengan *limit load* terletak pada pemodelan materialnya. Material dimodelkan dengan persamaan pada Lampiran A dan dilustrasikan pada Gambar 2.11. dimana $\beta = 2,4.F.T.RSFa$.

Tabel 2.6 *Load case* analisis elastis-plastis[8]

No	Kombinasi beban untuk analisis Elastis-Plastis
1	$\beta(P_i + P_s + D)$
2	$0,88\beta(P_i + P_s + D + T) + 1,13\beta Lm + 0,86\beta Ss$ $0,88\beta(P_i + P_s + D) + 1,13\beta Ss$
3	$+ (0,71\beta Lm \text{ atau } 0,36\beta W)$
4	$0,88\beta(P_i + P_s + D) + 0,71\beta W + 0,71\beta Lm + 0,36\beta Ss$
5	$0,88\beta(P_i + P_s + D) + 0,71\beta Eq + 0,71\beta Lm + 0,14\beta Ss$



Gambar 2.11 Contoh model material Elastis-Plastis

2.2 Beban dan Tegangan Pada pipa

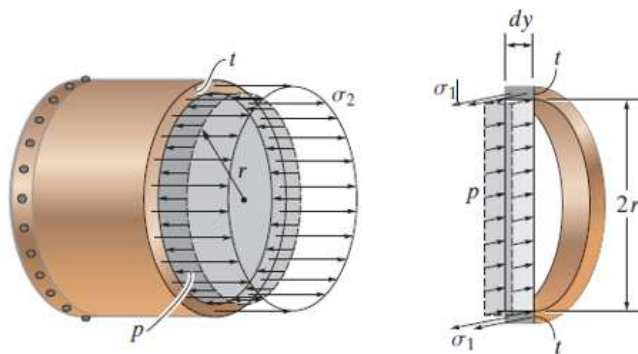
Secara garis besar beban pada pipa dikategorikan menjadi 3 yaitu beban *sustained*, *occasional*, dan beban ekspansi termal. Beban *sustained* merupakan beban yang terjadi secara terus menerus pada pipa selama pipa beroperasi, contoh beban *sustained* diantaranya adalah tekanan internal, berat pipa, berat fluida dan juga *head static* dari fluida. Beban *occasional* merupakan beban pada pipa yang terjadi sewaktu-waktu pada operasi pipa, contoh beban *occasional* adalah beban akibat gempa dan angin, sedangkan beban ekspansi termal adalah beban ekspansi akibat pemuaian pipa karena adanya perbedaan temperature antara lingkungan dengan pipa.

Masing-masing beban yang dialami pada pipa, akan menimbulkan tegangan pada pipa, berikut akan diuraikan secara singkat beberapa tegangan yang terjadi secara umum beserta penyebab beban yang terjadi:

2.2.1 Tegangan Akibat Beban *Sustained*

A. Tekanan Internal

Tegangan *hoop* dan longitudinal merupakan tegangan yang terjadi pada sepanjang tebal pipa, tegangan ini timbul akibat adanya beban dari tekanan internal pipa, pada Gambar.2.12 akan diilustrasikan tegangan *hoop* dan tegangan longitudinal serta pada Persamaan (2.13) dan (2.14) akan ditunjukkan perhitungan secara teoritik untuk mencari nilai *hoop* dan longitudinal.



Gambar 2.12 Ilustrasi tegangan *hoop* dan longitudinal [7]

Persamaan (2.13) dan (2.14) berlaku untuk *thin walled* (bejana atau pipa dinding tipis) dengan perbandingan $R/t > 10$

$$\sigma_H = \frac{P_i D_i}{2t} \quad (2.13)$$

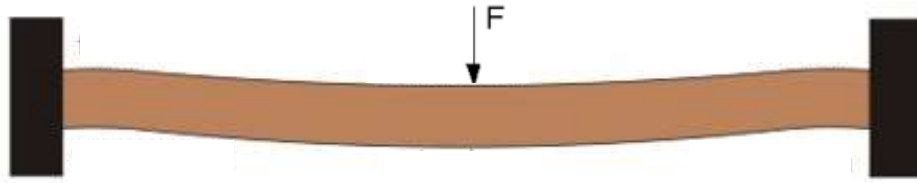
$$\sigma_L = \frac{P_i D_i}{4t} \quad (2.14)$$

B. Beban berat

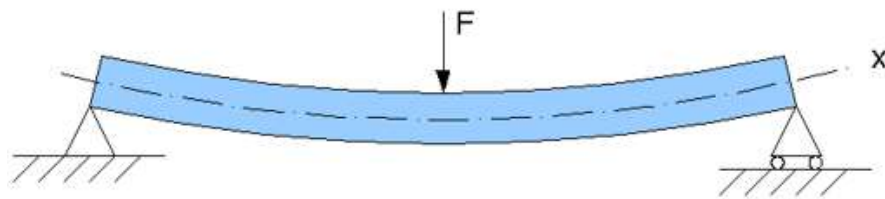
Merupakan beban gravitasi akibat berat dari pipa, fluida, serta komponen struktur pada instalasi pipa. Beban yang terjadi kemudian akan diteruskan pada support yang menyanggah pipa. *Support* harus dirancang baik posisi maupun dari segi kekuatan agar dapat menahan beban yang terjadi pada pipa. Secara umum *support* yang digunakan pada sistem perpipaan terdapat 2 pendekatan yaitu, *simply supported* (didekati dengan pin dan roll) dan *fixed end* (tumpuan fix). Pada kenyataannya, *support* yang digunakan pada sistem perpipaan merupakan campuran keduanya (*fixed end* dan *simply supported*).

$$\sigma = \frac{W_b L^2}{8Z} \quad (2.15)$$

Tegangan yang terjadi pada kedua model *support* dapat dihitung dengan menggunakan Persamaan (2.15) untuk model *simply supported* dan tumpuan *fixed end*, dan ilustrasi yang terjadi, di tunjukkan pada Gambar 2.13 dan 2.14.



Gambar 2.13 Ilustrasi *fixed end support*



Gambar 2.14 Ilustrasi *simply support*[9]

2.2.2 Tegangan Akibat *Occasional Load*

Beban *occasional* merupakan beban yang terjadi pada pipa secara tidak kontinyu (sewaktu-waktu). Beban ini hanya terjadi sekitar 1 – 10% dari total priode operasi pipa.

A. *Beban Angin*

Beban akibat angin pada prinsipnya adalah gaya *drag* yang dihasilkan angin akibat kecepatan angin. Gaya *drag* diakibatkan oleh pergerakan angin yang disebabkan oleh adanya perbedaan kerapatan karena perbedaan temperatur. Kecepatan dan kerapatan angin sangat bergantung pada lokasi pipa dan bervariasi terhadap elevasi lokasi instalasi pipa. Semakin tinggi elevasi maka kerapatan angin akan semakin kecil dan semakin tinggi perbedaan temperatur maka kecepatan angin akan semakin besar.

B. *Beban Gempa*

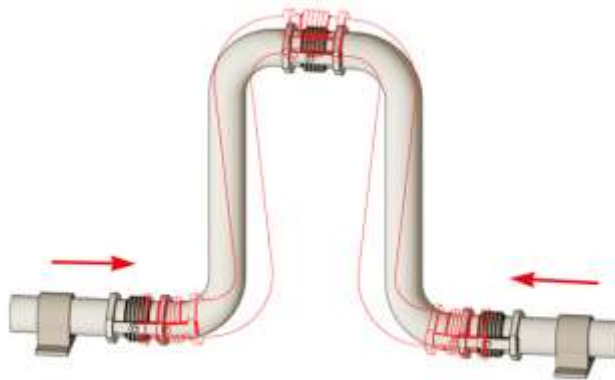
Beban gempa terjadi akibat pergerakan lempeng bumi, besar dari beban gempa sangat bergantung pada *seismic zone* pada lokasi instalasi pipa. Untuk menganalisis beban gempa

diperlukan data historis berupa kecepatan, percepatan, dan perpindahan tanah untuk dijadikan input analisis dinamik model pipa.

2.2.3 Tegangan Ekspansi Termal

Tegangan ekspansi termal merupakan tegangan yang terjadi pada pipa akibat dari pemuaian pada pipa akibat perbedaan temperatur dengan lingkungan. Tegangan termal dipengaruhi oleh perbedaan temperatur pipa dengan lingkungan dan koefisien ekspansi termal dari material pipa, pada Gambar.2.15 ditunjukkan ilustrasi tegangan termal dan pada Persamaan (2.15) ditunjukkan perhitungan untuk menghitung tegangan termal untuk pipa *restrained*.

$$\sigma_E = E\alpha(T_2 - T_1) \quad (2.15)$$



Gambar 2.15 Ilustrasi ekspansi termal pada *looping* [10]

2.3 Cacat Pada Sistem Perpipaan

Cacat pada pipa merupakan fenomena kerusakan pada pipa yang berakibat kepada pengurangan kekuatan pipa dan integritas pipa. Semua pipa yang berinteraksi dengan lingkungan akan mengalami cacat. Apabila cacat dibiarkan berkembang maka akan berakibat pada kegagalan. Oleh karena itu, dibutuhkan langkah *preventif* untuk mencegah dan menghambat pipa dalam mengalami kegagalan.

2.3.1 Cacat Korosi

Korosi merupakan degradasi pada material akibat interaksi pipa dengan lingkungan sekitar, degradasi material menyebabkan penurunan kekuatan pipa dan timbulnya penipisan pada permukaan pipa. Pada subbab ini akan dijelaskan definisi korosi, jenis-jenis korosi beserta mekanisme korosi khususnya pada pipa.

2.3.1.1 Korosi Secara Umum

Merupakan degradasi yang dialami oleh material yang disebabkan oleh interaksi akibat bereaksi dengan lingkungan sekitar. Proses terjadinya korosi disebabkan karena adanya perbedaan potensial elektrokimia baik antara logam dengan lingkungan, maupun logam dengan logam yang lainnya. Korosi merupakan fenomena yang dapat menurunkan kekuatan karena penipisan logam.

Berdasarkan Penampilan korosi dibagi menjadi 3 grup utama diantaranya:

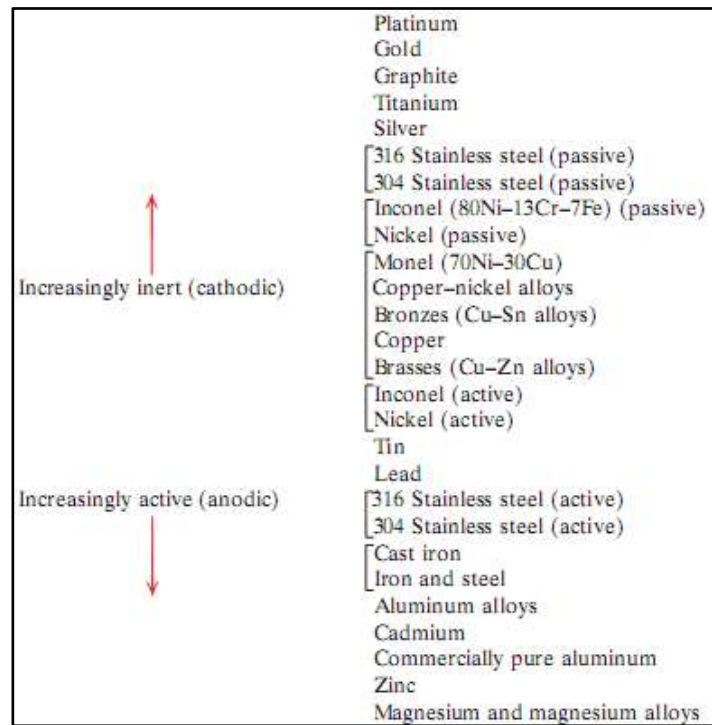
- Grup – 1: Korosi yang dapat diidentifikasi dengan visual, Contoh: *Uniform Corrosion*, *Pitting*, *Crevice Corrosion*, dan *Galvanic Corrosion*
- Grup – 2: Korosi yang dapat diidentifikasi dengan peralatan inspeksi khusus, Contoh: *Erosion*, *Cavitation*, *Fretting*, dan *Intergranular*
- Grup – 3: Korosi yang dapat dilihat dengan tes secara mikroskopik, Contoh: *Exfoliation*, *De-Alloying*, *Stress Corrosion Cracking*, dan *Corrosion Fatigue*

2.3.1.2 Mekanisme Korosi dan Korosi pada Pipa

Prinsipnya korosi terjadi jika terdapat reaksi reduksi dan oksidasi antara kedua permukaan/ zat yang memiliki perbedaan potensi elektro kimia, syarat terjadinya reaksi redoks ini diantaranya adalah:

- Terdapat perbedaan potensial elektrokimia pada kedua zat/material yang memiliki
- Terdapat elektrolit (medium perpindahan electron).

Pada Gambar 2.16 ditunjukkan tingkat potensi reduksi untuk masing-masing jenis logam.



Gambar 2.16 Tingkat potensi reduksi logam[11]

Korosi pada logam biasanya ditandai dengan adanya karat pada permukaannya. Secara umum Kerusakan pada korosi logam dapat diklasifikasikan sebagai berikut:

a. *Korosi general*

Korosi general merupakan jenis korosi yang dialami pada luas daerah yang besar pada permukaan komponen. Ditandai dengan penipisan permukaan logam yang relatif seragam, Gambar 2.17 mengilustrasikan korosi *general*.



Gambar 2.17 Ilustrasi korosi general [3]

b. *Korosi Lokal*

Merupakan korosi yang terjadi pada luas daerah yang kecil, sehingga dengan terpusat pada luas yang kecil maka penguraian tebal dinding akan semakin besar, Gambar 2.18 mengilustrasikan korosi lokal.



Gambar 2.18 Ilustrasi korosi lokal [12]

c. *Pitting*

Merupakan jenis korosi yang terlokasi dalam bentuk lubang. Ciri-ciri korosi pitting adalah lebar korosi yang lebih kecil dari kedalaman korosi yang jauh lebih besar, sehingga sulit untuk di deteksi, Gambar 2.19 mengilustrasikan *pitting*.



Gambar 2.19 Ilustrasi *pitting* [13]

d. *Stress Corrosion Cracking*

Terjadi ketika pipa terekspos ke lingkungan kondusif untuk terjadi mekanisme tertentu. Cacat yang muncul ada beberapa jenis diantaranya yaitu *hydrogen induced cracking* ,

sulfide stress cracking, dan *hydrogen blistering*. Gambar 2.20 mengilustrasikan *stress corrosion cracking*.



Gambar 2.20 Ilustrasi *stress corrosion cracking* [14]

e. *Errosion Corrsion*

Korosi yang diakibatkan oleh percepatan fluida merupakan penyebab dari munculnya korosi. Percepatan ini akan berpengaruh pada tingkat kerusakan dan kedalaman korosi yang timbul akibat terjadinya pergerakan relatif antara logam dengan fluida pada permukaan, Gambar 2.21 mengilustrasikan *errrosion corrosion*.



Gambar 2.21 Ilustrasi korosi erosi [15]

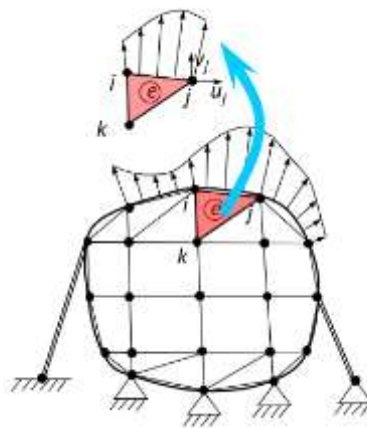
2.4 Simulasi Numerik

Dalam permasalahan *engineering* seringkali dijumpai permasalahan yang cukup kompleks untuk dipecahkan secara analitik. Terlalu kompleks dalam arti sangat rumit untuk dimodelkan secara analitik dengan perhitungan yang cukup rumit sehingga tidak akan didapatkan solusi secara eksak dan akurat. Metode numerik merupakan, suatu metode pemecahan masalah

dengan menggunakan algoritma berbasis operasi bilangan aritmatik yang sederhana yang bertujuan untuk mendekati hasil analitik dari suatu persamaan matematik yang cukup kompleks. Pada implementasi dalam bidang *engineering*, metode numerik dibuat dalam sebuah perangkat lunak untuk melakukan simulasi fenomena-fenomena yang terkait dalam masalah *engineering*, metode tersebut merupakan metode elemen hingga. Prinsipnya adalah melakukan perhitungan aritmatik sederhana secara iteratif dengan batasan konvergensi baik dalam jumlah iterasi maupun *error* aproksimasi. Hasil analisis dengan menggunakan metode elemen hingga dinyatakan benar ketika jumlah iterasi mencapai iterasi maksimal yang diperhitungkan atau *error* aproksimasi lebih kecil daripada kriteria yang ditentukan.

2.4.1 Metode Elemen hingga

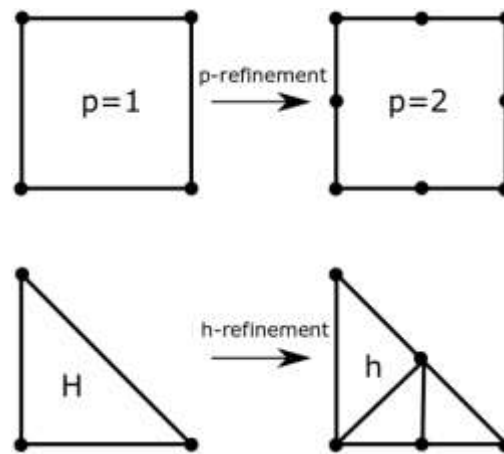
Metode elemen hingga merupakan suatu *tools numerical* yang sangat berguna untuk memecahkan persoalan fisika yang beragam seperti *strees analysis*, *fluid flow*, *heat transfer*, *electric* dan lain-lain. Prinsipnya adalah membagi persoalan besar, menjadi perhitungan dalam subdomain yang kecil dan banyak yang disebut dengan elemen dengan *aproksimasi polynomial* dengan kondisi batas pada nodal, sehingga dapat diketahui distribusi besaran pada setiap element dan nodal. Gambar 2.22 mengilustrasikan prinsip metode elemen hingga.



Gambar 2.22 Prinsip metode elemen hingga[16]

Dalam mengaproksimasi suatu titik, terdapat 2 metode pendekatan yang berbeda, diantaranya adalah *P-Method* dan *H-Method*, dimana pada *P-Method* untuk pendekatan yang lebih akurat, maka dilakukan dengan menambahkan nodal pada tiap elemen sehingga orde dari polinom (fungsi perpindahan) akan meningkat dikarenakan kondisi batas bertambah karena nodal bertambah. Sedangkan Untuk *H-Method* untuk pendekatan yang lebih akurat, maka dilakukan dengan cara memperkecil ukuran elemen atau memperbanyak jumlah elemen

sehingga perhitungan akan semakin banyak namun dengan orde polinom (fungsi perpindahan) yang cukup rendah. *P-Method* dan *H-Method* diilustrasikan pada Gambar 2.23.



Gambar 2.23 Ilustrasi *H-Method* dan *P-Method* [16]

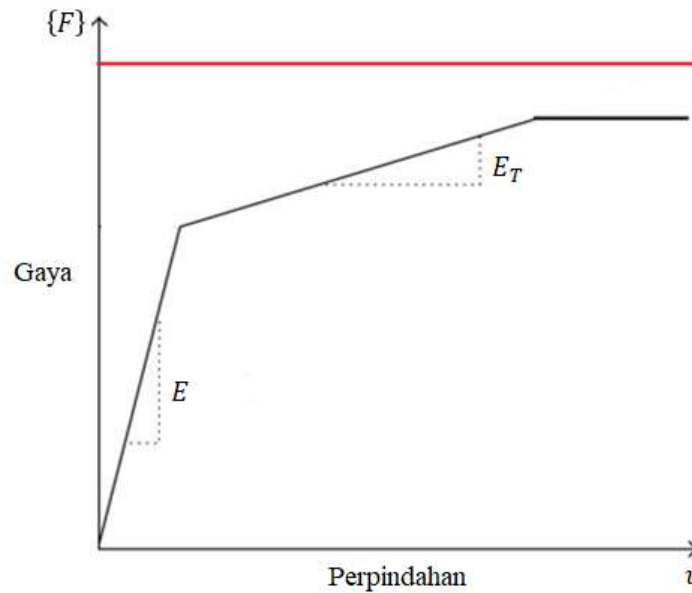
Berikut merupakan langkah-langkah secara umum untuk melakukan metode element hingga:

1. Diskritisasi dan memilih tipe elemen
2. Pilih fungsi perpindahan yang akan digunakan
3. Definisikan hubungan antara regangan dan perpindahan serta tegangan dan regangan
4. Turunkan/Buat persamaan matriks kekakuan element
5. Gabungkan persamaan elemen untuk membentuk matriks kekakuan global dan tentukan kondisi batas dari sistem
6. Selesaikan persamaan untuk memperoleh nilai perpindahan global.
7. Selesaikan persamaan untuk memperoleh nilai stress dan strain di setiap element
8. Interpretasikan hasil yang diperoleh.

2.4.2 Metode Konvergensi Ansys

Pada informasi solusi *output*, terdapat *force convergence*. Prinsip dari *force convergence* ini adalah meninjau kesetimbangan antara gaya yang diaktuasi pada simulasi dengan gaya internal dari elemen pada model simulasi.[11]. Pada perangkat lunak Ansys, ketika tegangan dari perhitungan simulasi numerik, melebihi nilai batas maksimal yang ditentukan dari model material, maka Ansys akan membaca model material sebagai model material perfect plastic, artinya nilai tegangan akan tetap sama pada batas maksimumnya, berapapun nilai regangan model. Pada Gambar 2.24 garis merah mengilustrasikan eksternal *force* yang diterima oleh elemen sedangkan garis hitam mengilustrasikan gaya internal sesuai dengan karakteristik material. Ketika gaya internal menimbulkan tegangan pada model yang melebihi batas dari

model material, maka garis gaya internal dan gaya eksternal akan sejajar dan perbedaannya (residual konvergensi) akan konstan. Jika residual konvergensi belum mencapai nilai yang diizinkan, maka iterasi akan berlanjut. Artinya berapapun iterasi yang dilakukan pada perangkat lunak simulasi numerik, tidak akan menghasilkan suatu hasil yang konvergen.

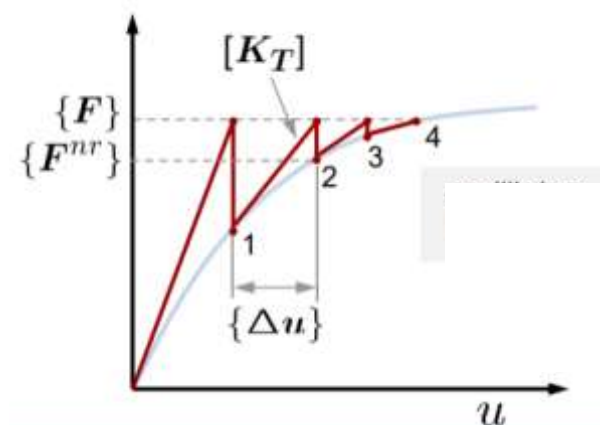


Gambar 2.24 Ilustrasi gaya internal dan eksternal

Secara matematis residual konvergensi dapat dihitung dengan menggunakan Persamaan (2.16) dan pada persamaan (2.17), merupakan nilai residual konvergensi yang diizinkan, hal tersebut diilustrasikan pada Gambar 2.25.

$$\{F\} - \{F_{nr}\} = \{Ra\} \quad (2.16)$$

$$\{Ra\} \leq 0,5 \% \times \{F\} \quad (2.17)$$



Gambar 2.25 Prinsip konvergensi gaya pada perangkat lunak ansys [17]

Untuk menentukan konvergensi gaya, dilakukan dengan metode Newton Raphson. Prinsip dari metode Newton Raphson adalah mencari nilai akar dari suatu sistem/persamaan dengan menggunakan nilai fungsi dan turunan fungsi tersebut yang dioperasikan. Pada konvergensi gaya, nilai akar didefinisikan sebagai nilai residual yaitu selisih antara gaya aktuasi dengan gaya internal elemen. Secara ideal, nilai dari residual haruslah sama dengan 0. Namun pada perangkat lunak Ansys, nilai residual secara *default* diberikan toleransi maksimal yaitu sebesar 0,005 gaya aktuasi [17].

2.4.3 Pemodelan Material Non-Elastis

Secara umum model material non-elastis dilakukan untuk simulasi pada model yang bekerja di atas tegangan luluhnya. Pada penelitian ini, model material non-elastis perlu didefinisikan pada perangkat lunak simulasi numerik, untuk melakukan analisis *limit load* dan analisis elastis-plastis. Berikut merupakan uraian singkat mengenai jenis model material yang digunakan dalam perangkat simulasi numerik yang terkait dengan deformasi plastis.

2.4.3.1 Nonlinear Elastic Material

Merupakan pemodelan material non linear yang paling sederhana dan hanya berlaku untuk material yang *isotropic*. Pada model ini material tidak akan mengalami *yield* sehingga bagaimana pun besar beban yang diterima tidak akan terjadi deformasi secara permanen (setelah gaya dilepas maka benda akan kembali ke bentuk semula). Pada model ini pun tidak ditunjukkan fenomena *strain hardening*.

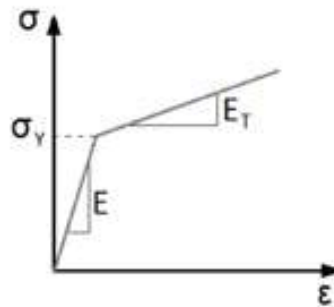
2.4.3.2 Bilinear Elastoplastic Material

Metode ini merupakan *template default* bagi *steel* untuk *nonlinear*. Pada metode ini setidaknya user harus mengatur beberapa opsi. Dengan metode ini *strain hardening* dapat di masukkan, user dapat mendefinisikannya dengan beberapa cara. Pertama-tama user harus menentukan kriteria *yield* yang mana yang akan digunakan, setidaknya ada 3 macam kriteria kegagalan *yield* yaitu:

- Von Mises
- Tresca
- Moh –Coulomb

Ketika memutuskan kriteria kegagalan maka input yang dibutuhkan adalah *initial yield stress* (untuk Von Mises dan Tresca) atau sudut *Internal Friction* (Untuk Mohr Coulomb dan

Drucker–Prager). Lalu gradien dari *hardening* H akan terbentuk kecuali jika diinginkan material plastis sempurna. Nilai H dihitung pada Persamaan (2.18). Model material bilinear ditunjukkan pada Gambar 2.26.



Gambar 2.26 Kurva tegangan regangan model material bilinear [18]

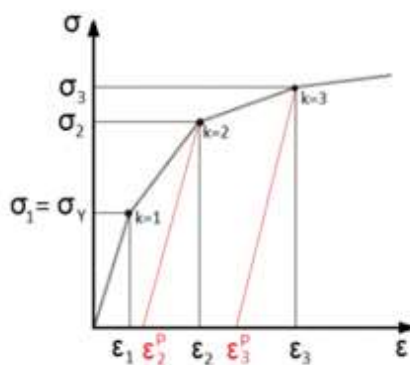
$$H = \frac{E_T}{1 - \frac{E_T}{E}} \quad (2.18)$$

Jika material tersebut memiliki *cyclic load*, maka mendefinisikan *hardening* terdapat beberapa opsinya diantaranya:

- *Isotropic (by default)*
- *Kinematic*
- *Isotropic + Kinematic*

2.4.3.3 Multi-linear Plastic Material

Metode ini lebih *advance* dibandingkan dengan *Bilinear Plastic Material*. Banyak opsi pengaturan yang sama untuk menentukan *yield criteriation*, *hardening rule*, dan *initial yield point*. Untuk initial point kurva ini, dimulai pada *strain* = 0 dan *stress* = 0. Lalu titik kedua terdapat pada posisi yield point (untuk Yield Criteria Von Mises dan Tresca). Gradien garis pertama yang terbentuk harus sama dengan E (Modulus Young). Untuk menentukan gradien *hardening* selanjutnya dapat digunakan Persamaan (2.19) dan (2.20). Model material multilinear ditunjukkan pada Gambar 2.27.



Gambar 2.27 Kurva tegangan regangan model material multilinear [18]

$$H_k = \frac{\sigma_{k+1} - \sigma_k}{\varepsilon_{k+1}^p - \varepsilon_k^p} \quad (2.19)$$

$$\varepsilon_k^p = \varepsilon_k - \frac{\sigma_k}{E} \quad (2.20)$$

2.5 Metode Perbaikan pada Pipa

Cacat pada pipa akan merupakan salah satu penyebab terjadinya kegagalan pada sistem perpipaan, setelah dilakukan penilaian maka pipa yang mengalami cacat perlu diatasi dengan cara diperbaiki atau pun diganti. Pemberian keputusan pipa yang mengalami cacat akan diperbaiki ataupun diganti, bergantung dari biaya yang dikeluarkan dan tingkat kerusakan yang dialami. Perbaikan pada pipa secara umum diaplikasikan pada tingkat kerusakan ditunjukkan pada Tabel 2.7 beserta tipe perbaikan pipa.

Tabel 2.7 Tingkat kerusakan pipa dan metode perbaikan

Tipe perbaikan	Superfisial	Menengah	Parah	Sangat parah
<i>Grinding/dressing</i>	v	v		
<i>Weld deposition</i>	v	v	V	
<i>Patching</i>	v	v		
<i>Full encirclement</i>			v	v
<i>Hot tap</i>				v
<i>Cut out</i>				v
<i>Epoxy sleeve</i>		v	v	v
<i>Clock spring</i>		v	v	v

2.5.1 Clamping

Clamping merupakan perbaikan yang pada pipa yang bersifat sementara yang harus diganti dengan perbaikan permanen kedepannya. Metode ini dapat digunakan untuk seluruh jenis pipeline. Teknik clamping menggunakan mechanical clamp sebagai alat utama untuk

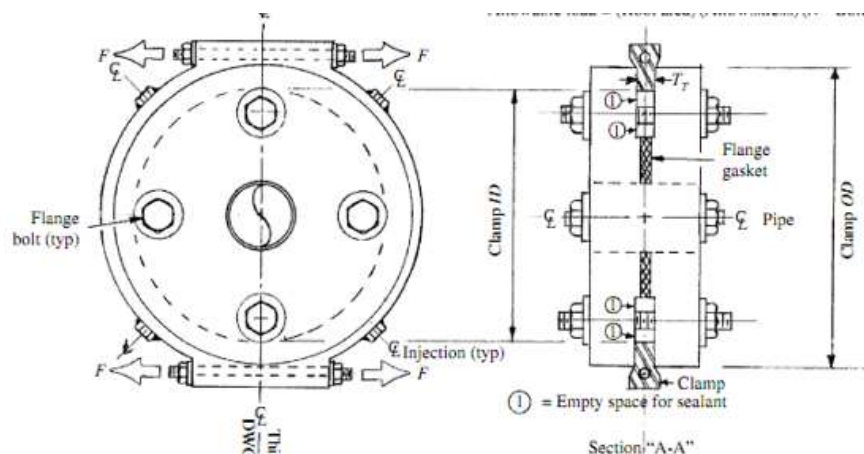
menahan tekanan pipa pada arah radialnya dengan memasang *mechanical clamp* pada pipa yang mengalami kerusakan. *Mechanical clamp* diilustrasikan pada Gambar 2.28.



Gambar 2.28 Ilustrasi mechanical clamp

2.5.2 Flange Insert Ring

Teknik ini digunakan ketika terjadi kebocoran diantara flange/sambungan pipa. Prinsip dari metode ini adalah menahan tegangan pada arah radial pada flange dengan baut yang dipasangkan pada clamp. Metode ini sangat umum untuk digunakan dan memiliki efektifitas biaya yang baik, sehingga cukup banyak digunakan. Konfigurasi dari metode perbaikan ditunjukkan pada Gambar 2.29.



Gambar 2.29 Ilustrasi flange insert ring

2.5.3 Grinding / Dressing

Metode Grinding/Dressing pada penerapannya adalah menggunakan gerinda untuk menghilangkan cacat pada permukaan pipa sehingga permukaan menjadi halus dan tidak timbul

konsentrasi tegangan. Metode ini dapat diterapkan pada kerusakan ringan seperti korosi, abrasi, baret, dan beberapa jenis retakan.

2.5.4 Weld Deposition

Teknik ini diterapkan pada seluruh struktur bertekanan termasuk pipeline yang masih beroperasi. Dengan menggunakan pelat tambahan, pipa yang diperbaiki diberikan tebal tambahan di bagian luar, pada Gambar 2.30 diilustrasikan bentuk dari weld deposition. Pada metode ini, ketebalan sisa dari dinding pipeline dan kemampuan material pipeline untuk dilas merupakan hal yang sangat penting, mengingat resiko dari *blow-through* dan tidak melekatnya pelat pada permukaan pipa. Untuk pemilihan material pelat diutamakan material yang sama dengan pipa operasi, jika tidak maka diutamakan memiliki karakteristik material yang mirip dengan material pipa operasi.



Gambar 2.30 Ilustrasi weld deposition

2.5.5 Full Encirclement Sleeve

Full encirclement sleeve adalah salah satu metode yang umum digunakan dalam dunia perbaikan *pipeline*, dengan menggunakan pelat yang berfungsi sebagai dinding tambahan pada pipa yang ingin diperbaiki. Metode ini dapat memperbaiki cacat yang luas seperti *gouge* maupun penyok. Terdapat dua tipe *full encirclement sleeve* yang dapat diterapkan pada pipeline, yaitu tipe A dan tipe B.

2.5.5.1 Full Encirclement Tipe A

Tipe A menggunakan baut dan mur sebagai media pemasangannya. Biasanya digunakan untuk perbaikan korosi dan penyok. Contoh dari *Full Encirclement* Tipe A ditunjukkan pada Gambar 2.31.



Gambar 2.31 *Full encirclement* tipe A

2.5.5.2 *Full Encirclement Tipe B*

Tipe B menggunakan lasan untuk pemasangan pada pipeline. Biasanya digunakan untuk perbaikan potensi kebocoran, *gouge*, dan *gouge dents*. Jika metode ini digunakan untuk memperbaiki *gouge*, maka *gouge* harus diisi dengan *epoxy* sebagai cara untuk mencegah pipeline mengalami *bulking*.

2.5.6 Cut Out

Jika kerusakan pada pipeline sudah sangat parah dan tidak dapat diperbaiki lagi, metode ini sangat cocok untuk digunakan. Metode ini memotong pipeline yang beroperasi pada bagian yang rusak, kemudian menggantinya dengan pipa yang memiliki spesifikasi yang sama. Pada praktiknya, metode ini sangat dihindari karena besarnya biaya yang harus dikeluarkan dan kerugian yang harus ditanggung karena aliran produk dalam pipeline harus dihentikan.

2.5.7 *Stopples and Bypass*

Metode ini pada prinsipnya adalah dengan menghentikan aliran fluida dalam pipeline ketika pipeline diperbaiki atau diganti. Namun metode ini tergolong sangat mahal dan meninggalkan hasil lasan serta fitting pada pipeline setelah perbaikan selesai. Penggunaan metode harus mempertimbangkan hal - hal berikut:

- Akses ke *pipeline*
- Kondisi tanah
- Resiko kebocoran dari fluida
- Arah angin
- Campuran yang dapat meledak yang mungkin tertinggal pada segmen pipa.

Stopples tidak dapat digunakan pada pipe bend ataupun percabangan. Ketika stopple dipasang, tekanan operasi harus diturunkan hingga tidak lebih dari 65 % tekanan operasi.

2.5.8 *Epoxy Composition Filled Sleeve*

Metode ini menggunakan dua lempengan logam berbentuk setengah lingkaran dan lempengan logam memiliki karakteristik material yang sama dengan material pipa. Lingkaran yang terbentuk dari dua lempengan memiliki diameter yang lebih besar dari diameter luar pipa sehingga terdapat celah antara permukaan pipa dengan lempengan logam. Celah tersebut lalu diisi oleh campuran dasar epoxy pada tekanan yang sangat rendah. Gambar 2.32 mengilustrasikan *epoxy composition sleeve*.



Gambar 2.32 Ilustrasi *epoxy composition filled sleeve*

Dengan menggunakan metode ini dapat menahan beban pada bagian pipa yang rusak tanpa diperlukan pengelasan pada pipa.

2.5.9 *Clock Spring*

Sistem perbaikan ini menggunakan fiberglass yang dililit dengan lapisan adhesif. Dapat digunakan untuk memperbaiki kerusakan pada *pipeline* yang disebabkan oleh korosi, kerusakan mekanikal dan lain-lain. Metode ini dapat mengembalikan kekuatan pipa secara keseluruhan sehingga dapat menahan tekanan operasi secara normal. Namun tidak direkomendasikan untuk kerusakan internal, retakan yang tajam, cacat pada hasil lasan.

Clockspring biasanya terdiri dari:

1. Struktur komposit dengan kekuatan tinggi

2. Sistem adhesif dua lapis dengan performa tinggi
3. Komponen yang dapat menahan dan menyalurkan beban ekstrim

Pada penerapannya di lapangan, cacat pada pipa di lapisi oleh fiberglass dan dikunci oleh material adhesif yang didesain khusus. Pada Gambar 2.33 ditunjukkan Ilustrasi metode perbaikan *clock spring*.



Gambar 2.33 Ilustrasi clock spring

2.5.10 Coating

Coating merupakan proses pelapisan material pada permukaan pipa terkorosi. Lapisan tersebut ditujukan untuk melindungi material terhadap interaksi pipa dengan lingkungan agar tidak terjadi korosi. Adapun tahapan *repair* dengan coating secara umum terbagi menjadi 3 tahapan diantaranya adalah:

- 1 *Surface Preparation* → Mengkondisikan permukaan pipa agar dapat dilapisi
2. *Coating* → Proses pelapisan material
3. *Curing* → Proses pengeringan lapisan coating

Bab 3

Metodologi

3.1 Penilaian ASME B31.G Level 0

Pada penilaian level 0, dilakukan tanpa adanya perhitungan dengan persamaan, dengan level 0 akan memberikan hasil yang paling konservatif dibandingkan dengan level yang lebih tinggi. Berikut merupakan prosedur penilaian Level 0:

1. Menentukan diameter dan tebal pipa yang hendak dinilai. Pada tabel, tertera untuk rentang nilai NPS tertentu, serta tebal tertentu lalu tentukan tebal pipa yang hendak dinilai.

Tabel 3.1 Pencarian NPS Pipa

Nilai L (in) Untuk Ukuran Pipa $\geq$ NPS 2 dan NPS < 6								
Kedalaman Korosi (in)	Tebal Pipa (in)							
	0,083	0,109	0,125	0,141	0,154	0,172	0,188	0,218
0,010	1,990	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi
0,020	0,920	1,940	2,440	2,590	2,710	2,860	2,990	Tidak dibatasi
0,030	0,530	0,850	1,130	1,510	1,940	2,860	2,990	3,220
0,040	0,390	0,600	0,750	0,930	1,110	1,400	1,740	2,740
0,050	0,310	0,470	0,580	0,700	0,820	1,000	1,180	1,620

2. Tentukan kedalaman korosi pipa, sesuai dengan dimensi yang ada pada pipa terkorosi.

Tabel 3.2 Pencarian kedalaman korosi pada tabel penilaian level 0

Nilai L (in) Untuk Ukuran Pipa $\geq$ NPS 2 dan NPS < 6								
Kedalaman Korosi (in)	Tebal Pipa (in)							
	0,083	0,109	0,125	0,141	0,154	0,172	0,188	0,218
0,010	1,990	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi
0,020	0,920	1,940	2,440	2,590	2,710	2,860	2,990	Tidak dibatasi
0,030	0,530	0,850	1,130	1,510	1,940	2,860	2,990	3,220

- Gunakan nilai perpotongan antara nilai tebal pipa sebelum terkorosi dan nilai kedalaman korosi lalu nilai perpotongan antara baris kedalaman korosi dan kolom tebal pipa merupakan nilai panjang korosi yang diizinkan.

Tabel 3.3 Lokalisasi perpotongan antara kedalaman korosi dan tebal pipa

Nilai L (in) Untuk Ukuran Pipa $\geq$ NPS 2 dan NPS < 6								
Kedalaman Korosi (in)	Tebal Pipa (in)							
	0,083	0,109	0,125	0,141	0,154	0,172	0,188	0,218
0,010	1,990	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi	Tidak dibatasi
0,020	0,920	1,940	2,440	2,590	2,710	2,860	2,990	Tidak dibatasi
0,030	0,530	0,850	1,130	1,510	1,940	2,860	2,990	3,220
0,040	0,390	0,600	0,750	0,930	1,110	1,400	1,740	2,740
0,050	0,310	0,470	0,580	0,700	0,820	1,000	1,180	1,620

- Bandingkan panjang korosi pada pipa yang terkorosi dengan panjang korosi yang diizinkan (yang didapat dari tabel penilaian level 0). Penilaian akan memenuhi kriteria ketika panjang longitudinal korosi yang di ukur lebih kecil dari panjang yang diizinkan:

3.2 Penilaian ASME B31.G Level 1

Pada penilaian level 1, dilakukan perhitungan untuk mencari nilai *failure stress* yang terjadi pada pipa terkorosi pada kedalaman korosi maksimum dari data inspeksi korosi serta pada panjang longitudinal korosi. Sehingga dilakukan metode evaluasi sebagai berikut:

- Tentukan panjang korosi L_M , diameter luar pipa D_o , dan tebal pipa t , lalu tentukan nilai parameter z dengan Persamaan (2.1).
- Pada penilaian level 1, penentuan *failure stress* terdapat 2 metode yaitu *original* B31.G dan *modified* B31.G. Pada penelitian ini akan dihitung nilai *failure stress* dengan 2 metode tersebut.

2.1 Original B31.G

- Tentukan nilai M dan *flow stress* dengan Persamaan (2.2) dan (2.3).
- Lalu, *failure stress* akan bisa di estimasi melalui Persamaan (2.4) dan (2.5).

2.2 Modified B31.G

- Tentukan nilai M dan *flow stress* pada Persamaan (2.6) dan (2.7).
 - Lalu *failure stress* dapat diestimasi dengan Persamaan (2.8).
- Tentukan nilai *hoop stress* dengan Persamaan (3.1).

$$S_o = \frac{MOP \times D_o}{2t} \quad (3.1)$$

4. Tentukan *safety factor* S_f yang akan digunakan pada penilaian ASME B31.G merekomendasikan nilai faktor keamanan minimal 1,25. pada penelitian ini akan digunakan faktor keamanan sebesar 1,25.
5. Penilaian level 1 akan memenuhi kriteria ketika:

$$S_F \geq S_f \times S_o$$

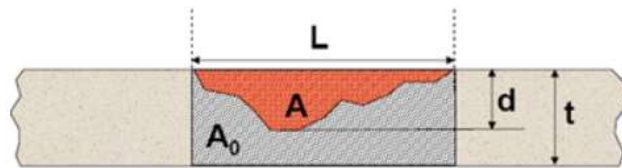
3.3 Penilaian ASME B31.G Level 2

Pada penilaian Level 2, kriteria perhitungan diperuntukan untuk data korosi yang bervariasi dengan menggunakan metode “*Effective Area Method*”. Pada *assessment* level 2, untuk setiap kedalaman korosi akan dihitung nilai *failure stress* dengan nilai panjang korosi sebesar resolusi dari grid inspeksi yaitu 0,5 in. Nilai yang digunakan untuk penilaian adalah nilai *failure stress* yang paling kecil (minimum). Untuk lebih jelasnya, berikut akan di jelaskan bagaimana prosedur untuk penilaian level 2, dan pada Gambar 3.1 ditunjukkan ilustrasi area korosi arah *hoop*

1. Menentukan nilai A dan A_0 , dimana

$$A = d \times L_{grid} \quad (3.2)$$

$$A_0 = t \times L_{grid} \quad (3.3)$$



Gambar 3.1 Nomenklatur area korosi arah *hoop*

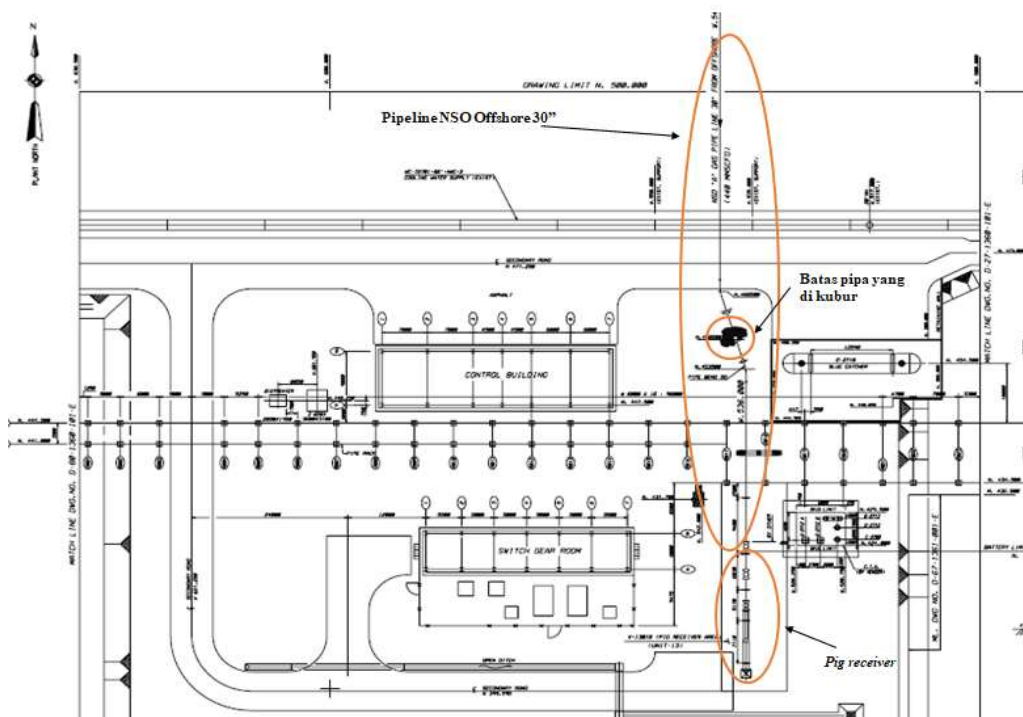
A dan A_0 merupakan luas korosi pada bidang *circumferencial* (*hoop*).

2. Menentukan nilai M dan S_{flow} , nilai M dan S_{flow} akan sama dengan yang telah dihitung pada penilaian level 1. (tergantung dari metode yang digunakan)
3. Menentukan nilai *failure stress* dengan Persamaan (2.9).
4. Tentukan nilai tegangan *hoop* dengan Persamaan (3.1).
5. Tentukan faktor keamanan S_f yang akan digunakan pada penilaian.
6. Penilaian level 2 akan memenuhi kriteria pada Persamaan (3.4)

$$S_F \geq S_f \times S_o \quad (3.4)$$

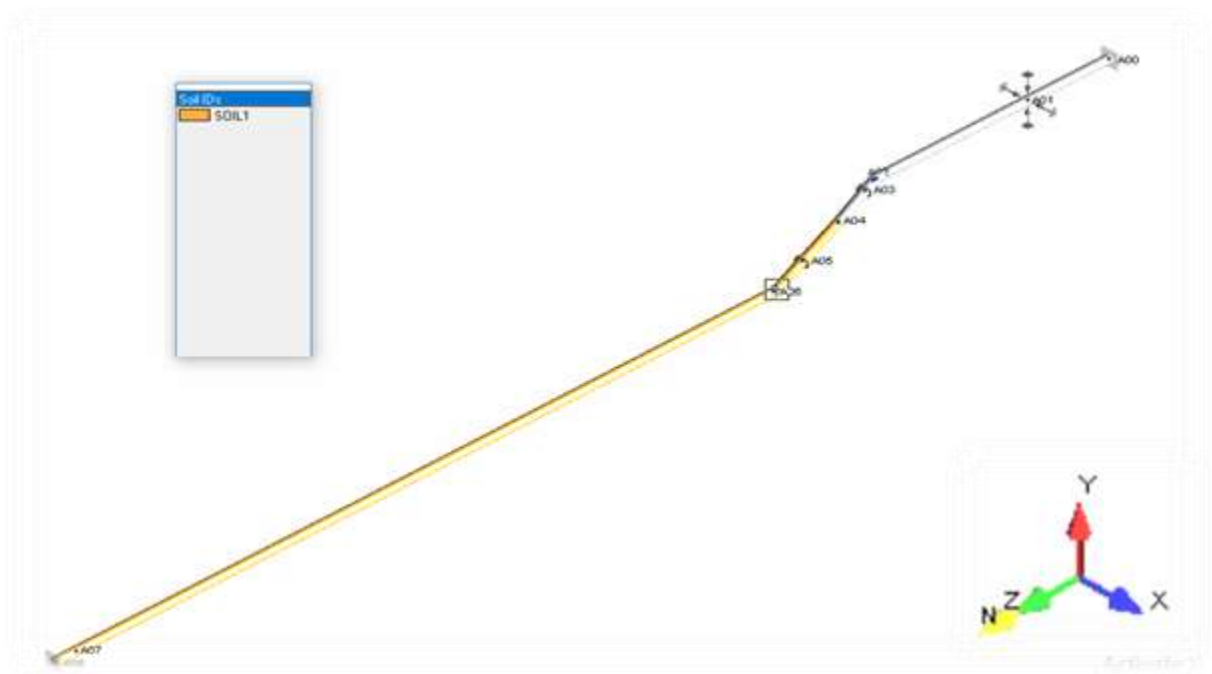
3.4 Penilaian ASME B31.G Level 3

Pada penilaian level 3 dilakukan dengan menggunakan simulasi numerik untuk pipa yang terkorosi dengan menggunakan perangkat lunak Ansys dan juga instalasi pipa dengan menggunakan perangkat lunak Auto Pipe. Beban yang disimulasikan hanyalah beban *sustained* dan beban ekspansi termal. Instalasi pipa yang dianalisis hanya dari daerah *pig receiver* hingga pipa lepas pantai. Tanah yang digunakan untuk mengubur pipa pada perangkat lunak AutoPipe diasumsikan sebagai *Dense Sand*. Pada Gambar.3.2 ditunjukkan posisi *pipeline* dari *onshore facility*.



Gambar 3.2 Posisi *pipeline* pada fasilitas *onshore*

Jarak pipa yang tidak terkubur dari *pig receiver* hingga batas pipa kubur adalah m dalam arah utara dan jarak dari *onshore facility* ke batas pantai yaitu sekitar 100 m. Pada penelitian ini, untuk menghitung beban instalasi pipa digunakan pemodelan dengan menggunakan perangkat lunak AutoPipe dengan model pipa lurus sepanjang 100 m dengan kondisi 73,186 m pipa terkubur. Dari hasil simulasi AutoPipe, nilai gaya dan momen pada nodal segmen pipa yang paling kritis di daerah yang dikubur, akan dijadikan input pembebanan pada analisis segmen pipa dengan menggunakan perangkat lunak Ansys. Model instalasi pipa ditunjukkan pada Gambar 3.3.



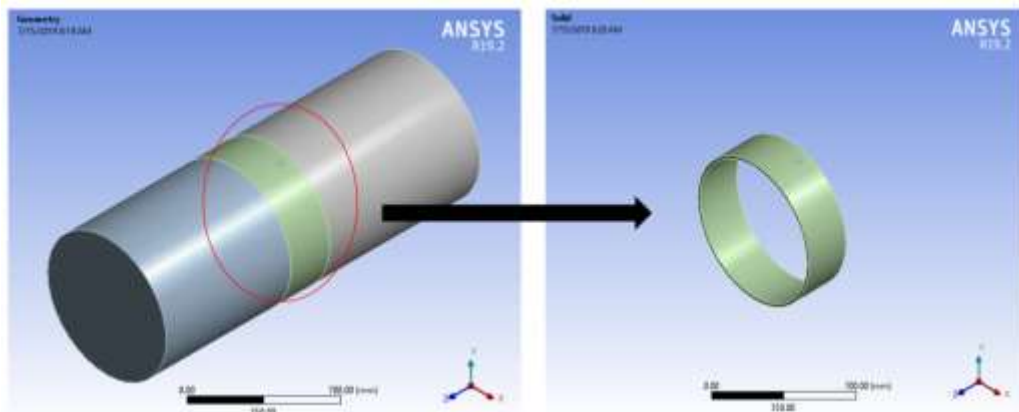
Gambar 3.3 Pemodelan instalasi pipa

Dari simulasi AutoPipe dengan data Input pembebanan tekanan internal, berat pipa, dan beban termal dihasilkan besar gaya dan momen pada segmen pipa yang terkritik dengan nilai yang tercantum pada Tabel 4.18 dan ditunjukkan pada Gambar.4.12 Untuk tahapan simulasi selengkapannya pada Auto Pipe terdapat pada Subbab.4.5.4.

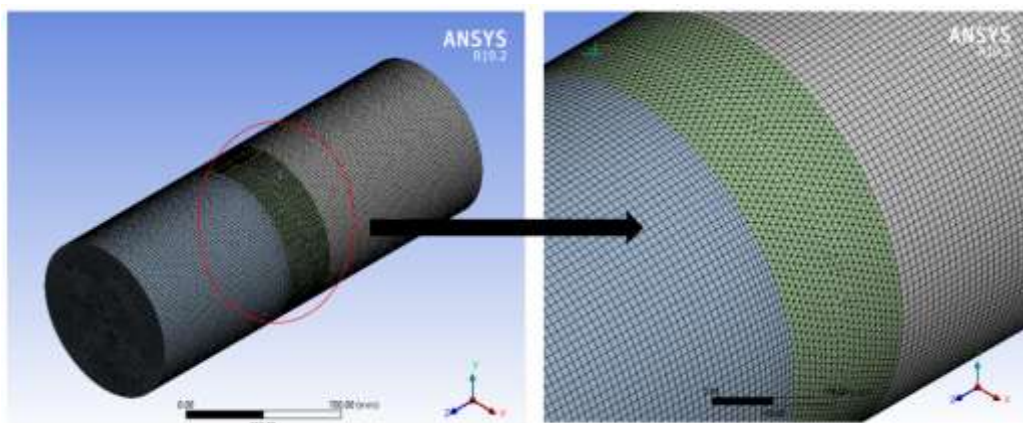
3.4.1 Pemodelan

Terdapa dua model simulasi numerik yang dibuat penulis yaitu model pipa terkorosi untuk analisis dan model untuk uji konvergensi serta validasi dalam bentuk segmen pipa tanpa korosi. Berikut akan dibahas mengenai bagaimana membuat model tersebut beserta validasi dan konvergensi model yang dibuat.

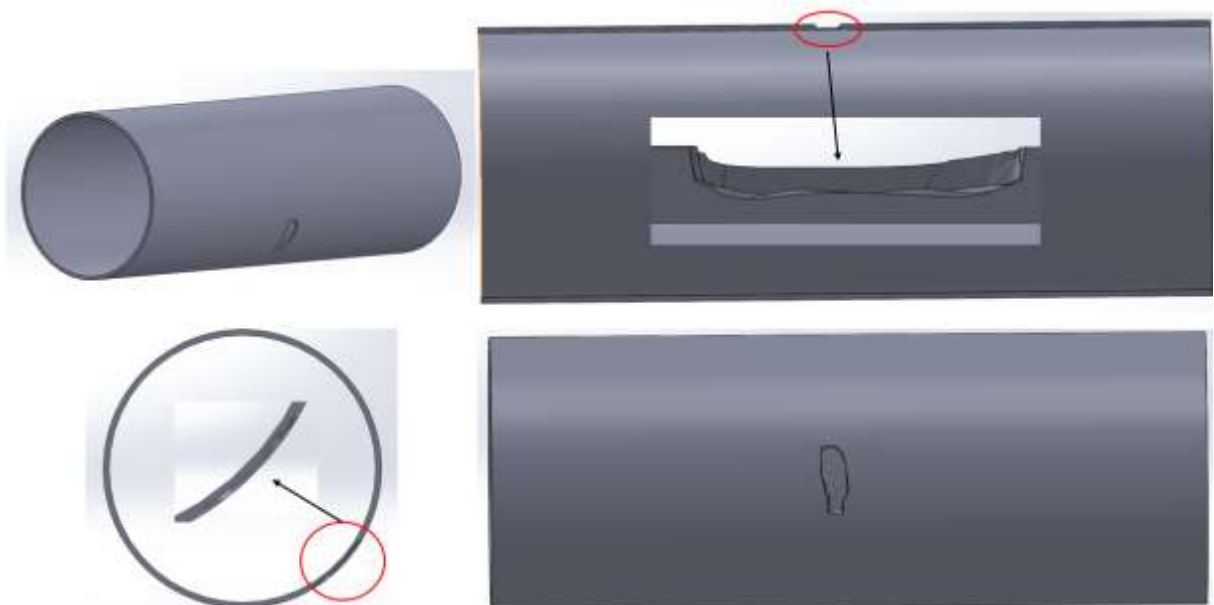
Pipa yang hendak di nilai merupakan segmen pipa dengan panjang 2 meter. Pada model validasi, digunakan model geometri pipa tanpa korosi dengan diberikan tutup pada arah longtidunal seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.4 dan 3.5. Agar terdapat tegangan longitudinal akibat tekanan. Untuk model analisis, korosi dimodelkan dengan profil kontur korosi sesuai dengan distrbusi penipisan logam yang ada pada Gambar.3.6.



Gambar 3.4 Model simulasi numerik untuk uji validasi dan konvergensi

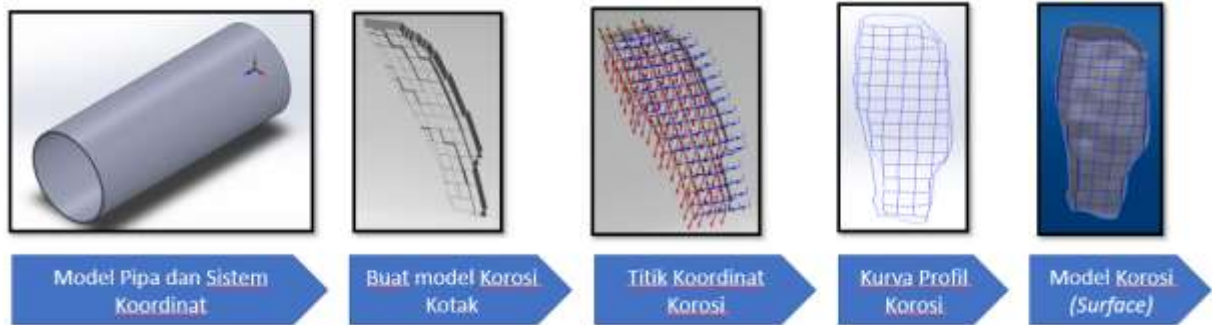


Gambar 3.5 Mesh model simulasi



Gambar 3.6 Model simulasi numerik untuk analisis local

Pembuatan model korosi pada Gambar 3.7 dibuat dengan cara memetakan kedalaman korosi berdasarkan dari data hasil inspeksi, kemudian di buat kurva yang meepresentasikan profil kedalaman korosi. Lalu kurva tersebut dibuat menjadi permukaan tertutup yang kemudian dijadikan solid model. Ilustrasi pembuatan model korosi di ilustrasikan pada Gambar 3.7.



Gambar 3.7 Tahapan pembuatan model korosi

Untuk model material yang digunakan adalah model material yang dijelaskan pada Lampiran A yang melibatkan plastisitas material.

3.4.2 Uji Konvergensi dan Validasi Model

3.4.2.1 Uji Konvergensi

Uji konvergensi dilakukan terhadap ukuran mesh agar dapat merepresentasikan hasil yang akurat. Metode uji konvergensi dilakukan dengan memberikan load berupa tekanan internal dan kondisi batas dengan satu sisi tumpuan fiks, lalu ukuran mesh divariasikan dengan membuatnya semakin kecil. Ukuran mesh divariasikan dari 20 mm hingga 6 mm. Pertimbangan adalah, untuk ukuran mesh terbesar dipertimbangkan dari ukuran mesh *default* dari perangkat lunak Ansys, sedangkan untuk ukuran mesh terkecil dibatasi oleh waktu komputasi. Ukuran mesh akan di variasikan terhadap nilai maksimum tegangan ekivalen Von Mises pada bagian *solid* yang di tunjukkan pada Gambar.3.4.

3.4.2.2 Uji Validasi

Validasi dilakukan untuk mengetahui seberapa representatifkah model yang digunakan dalam FEA dibandingkan dengan suatu nilai yang dianggap benar. Metode validasi pada umumnya dapat dilakukan dengan eksperimen ataupun teoritik, pada peneletian ini model akan divalidasi dengan teoritik. Adapun nilai yang divalidasi adalah nilai tegangan *hoop* dan tegangan longitudinal pada model pipa yang tidak terkorosi. Ketika pipa menerima beban tekanan internal maka akan muncul tegangan pada arah transversal dan longitudinal, Tegangan

arah transversal disebut tegangan *hoop* dan tegangan arah longitudinal disebut tegangan longitudinal. Tegangan longitudinal akan muncul ketika suatu pipa tertutup pada arah longitudinalnya.

Tegangan *hoop* secara teoritik dipengaruhi oleh diameter luar pipa, tebal pipa, dan Tekanan yang diterima pipa dan dapat dirumuskan pada Persamaan (3.1), dan tegangan longitudinal secara teoritik adalah setengah dari nilai tegangan *hoop*. Pada Validasi ini, nilai tegangan *hoop* dari simulasi numerik akan divalidasi terhadap nilai tegangan *hoop* yang dihitung secara teoritik. Nilai tegangan *hoop* yang dihitung secara teoritik akan dibandingkan dengan nilai tegangan *hoop* rata-rata dan tegangan longitudinal rata-rata pada daerah yang ditunjukkan pada Gambar 3.4..

3.4.3 Metode Analisis Elastis Plastis

Setelah dilakukan analisis tegangan pada instalasi pipa dengan perangkat lunak AutoPipe, penulis melakukan analisis pada segmen pipa dengan metode analisis elastis plastis. Pada analisis elastis plastis tahapan yang harus dilakukan untuk analisis dengan metode ini adalah sebagai berikut:

1. Buat model material dengan persamaan konstitutif material pada ASME BPVC Section VIII Divisi 2 Annex 3D/ API 579 FFS, sesuai pada Lampiran A.
2. Berikan beban pada model simulasi numerik dengan beban sesuai pada Tabel 4.19 dan 4.20 yang terdiri atas reaksi gaya dan momen yang diperoleh dari analisis tegangan pada instalasi pipa serta beban tekanan internal pada segmen pipa.
3. Lakukan simulasi numerik dengan salah satu sisi diberikan tumpuan fiks *support*. Lalu apabila dihasilkan suatu hasil yang konvergen untuk semua *load case* yang diberikan pada Tabel 4.19 dan 4.20, maka Penilaian Level 3 dengan kriteria analisis elastis plastis dinyatakan memenuhi kriteria.

3.5 Prediksi Umur Operasi dan Analisis Tekanan Maksimum Pipa Korosi

Prediksi umur operasi pipa ditujukan untuk mengetahui sisa umur operasi pipa pada saat kondisi operasi terakhir. Pada tugas sarjana ini, prediksi umur dan analisis tekanan maksimum pipa terkorosi dilakukan dengan perhitungan *remaining life* berdasarkan API 579 FFS Part 4 untuk prediksi sisa umur operasi dan API 579 FFS Part 2 untuk analisis tekanan maksimum pada pipa terkorosi.

Bab 4

Data dan Analisis

4.1 Data Korosi dan Spesifikasi Pipa

Pipa yang di nilai pada penelitian ini merupakan pipa dari fasilitas *offshore* menuju fasilitas *onshore* pada perusahaan NSO *offshore* yang berlokasi di Sumatera Utara. Pipa ini mengangkut gas alam dengan panjang 102 km melewati laut dan dikubur ketika mencapai daratan. Pada penelitian ini, korosi yang di nilai hanya mencakup satu galian inspeksi (*Bell-Hole*) dengan instrument Krautkramer. Pipa korosi dan ilustrasi inspeksi yang dilakukan, ditunjukkan pada Gambar 4.1 dan 4.2.

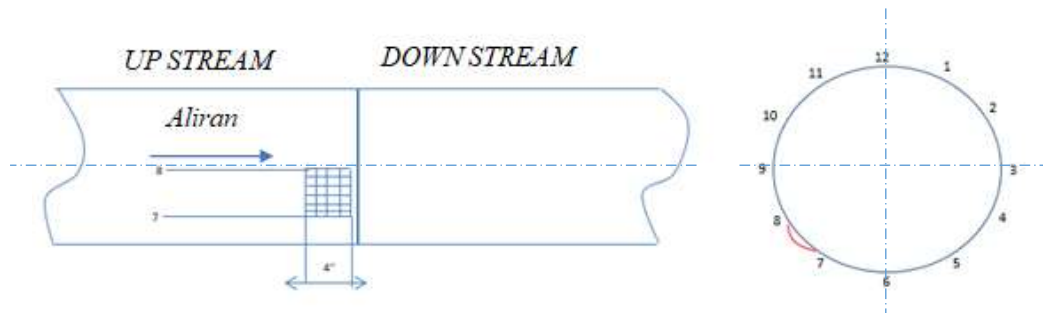


Gambar 4.1 Pipa yang diinspeksi



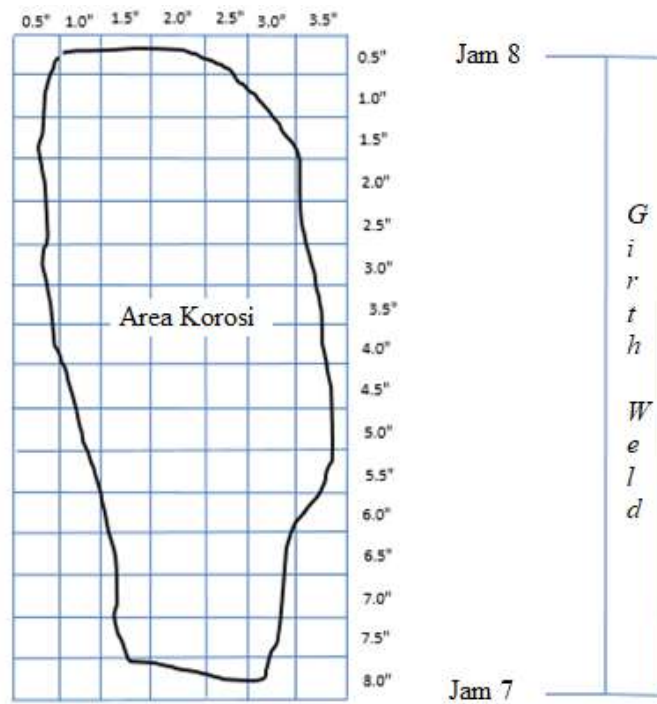
Gambar 4.2 Ilustrasi inspeksi menggunakan Krautkramer

Korosi yang terjadi pada pipa, dapat dikategorikan sebagai *general corrosion* dikarenakan perbedaan kedalaman pada satu area korosi yang tidak terlalu jauh berbeda. Area korosi yang terjadi terletak pada arah jam 7 hingga jam 8 sepanjang 4 inci pada arah longitudinal, korosi yang dijelaskan dapat dilihat pada Gambar 4.3



Gambar 4.3 Skema posisi grid inspeksi korosi

Data profil korosi untuk area korosi ditunjukkan pada Tabel.4.1 dan ilustrasi profil korosi pada area inspeksi korosi ditunjukkan pada Gambar.4.4.



Gambar 4.4 Skema profil korosi

Tabel 4.1 Data profil korosi

Koordinat Inspeksi	Tebal Sisa (mm)								
	LONGITUDINAL								
	<i>Circular</i>	0,5"	1,0"	1,5"	2,0"	2,5"	3,0"	3,5"	Min
0,5"	9,1	8,7	7,1	9,0	9,2	9,0	9,1	7,1	9,2
1,0"	9,2	7,4	6,3	8,4	7,6	9,0	9,0	6,3	9,2
1,5"	8,9	6,7	6,0	5,4	7,3	8,7	9,0	5,4	9,0
2,0"	8,9	6,7	6,0	5,8	7,1	6,0	8,7	5,8	8,9
2,5"	9,1	5,7	6,0	5,7	7,0	6,1	9,1	5,7	9,1
3,0"	9,1	5,4	6,8	5,9	6,2	5,7	8,9	5,4	9,1
3,5"	9,0	5,6	5,4	6,7	6,2	5,8	9,0	5,4	9,0

Tabel 4.1 Data profil korosi (lanjutan)

Koordinat Inspeksi	Tebal Sisa (mm)								
	LONGITUDINAL								
	<i>Circular</i>	0,5"	1,0"	1,5"	2,0"	2,5"	3,0"	3,5"	Min Max
4,0"		9,0	6,7	6,0	6,2	6,3	5,9	9,1	5,9 9,1
4,5"		9,2	8,9	7,3	6,8	6,8	6,8	9,2	6,8 9,2
5,0"		9,1	9,0	5,4	6,3	7,4	7,3	9,1	5,4 9,1
5,5"		9,0	9,2	8,0	6,5	5,3	7,2	9,1	5,3 9,2
6,0"		9,0	9,1	8,0	7,8	5,6	7,8	9,0	5,6 9,1
6,5"		9,0	9,1	8,3	7,5	5,9	8,9	9,0	5,9 9,1
7,0"		9,1	9,0	7,4	7,4	7,8	9,0	9,0	7,4 9,1
7,5"		9,0	9,0	8,7	7,9	7,9	9,0	9,1	7,9 9,1
8,0"		9,1	9,0	9,1	9,0	8,7	9,1	9,2	8,7 9,2

Data yang di beri tanda warna abu adalah data kedalaman inspeksi yang tidak termasuk dalam area korosi pada profil atau bersinggungan dengan garis profil sehingga diasumsikan pada daerah tersebut pipa tidak mengalami korosi. Data dari spesifikasi pipa yang di inspeksi yang ditunjukkan pada Tabel.4.2.

Tabel 4.2 Data spesifikasi pipa

Spesifikasi Pipa		
Diameter Luar	30	in
Tebal Dinding	0,625	in
Panjang Pipa	359.04	ft
Material	API 5L X65, SAW	

Pipa memiliki tekanan maksimum operasi sebesar 710 psig, tekanan desain 1000 psig pada temperatur 120 °F dengan fluida gas alam. Tahun instalasi pipa 1998 dan inspeksi dilaksanakan pada tahun 2014.

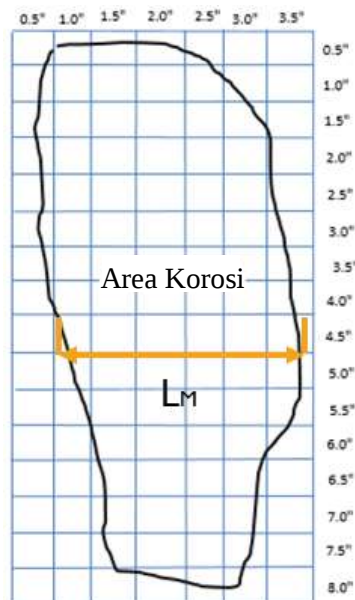
4.2 Penilaian ASME B31.G Level 0

Pada penilaian level 0, dari data pada Tabel.4.3 akan digunakan data kedalaman korosi maksimum dan ditentukan nilai panjang longitudinal korosi sesuai dengan Gambar.4.4 dengan ketentuan pada Gambar 2.2. Setelah itu prosedur penilaian akan dilakukan sesuai dengan tahapan yang tertera pada Subbab.3.1. Data tebal sisa pada Tabel.4.1 akan diubah menjadi data kedalaman korosi agar mudah untuk meninjau kedalaman maksimum. Data kedalaman korosi ditunjukkan pada Tabel.4.3 dalam satuan inci.

Tabel 4.3 Data kedalaman korosi

Koordinat Inspeksi	Kedalaman Korosi (in)								
	LONGITUDINAL								
	<i>Circular</i>	0,5"	1,0"	1,5"	2,0"	2,5"	3,0"	3,5"	Min Max
0,5"		0,267	0,282	0,345	0,271	0,263	0,271	0,267	0,263 0,345
1,0"		0,263	0,334	0,377	0,294	0,326	0,271	0,271	0,263 0,377
1,5"		0,275	0,361	0,389	0,416	0,338	0,282	0,271	0,271 0,416
2,0"		0,275	0,361	0,389	0,397	0,345	0,389	0,282	0,275 0,397
2,5"		0,267	0,401	0,389	0,401	0,349	0,385	0,267	0,267 0,401
3,0"		0,267	0,416	0,357	0,393	0,381	0,401	0,275	0,267 0,416
3,5"		0,271	0,405	0,412	0,361	0,381	0,397	0,271	0,271 0,412
4,0"		0,271	0,361	0,389	0,381	0,377	0,393	0,267	0,267 0,393
4,5"		0,263	0,275	0,338	0,357	0,357	0,357	0,263	0,263 0,357
5,0"		0,267	0,271	0,412	0,377	0,334	0,338	0,267	0,267 0,412
5,5"		0,271	0,263	0,310	0,369	0,412	0,342	0,267	0,263 0,412
6,0"		0,271	0,267	0,310	0,318	0,405	0,318	0,271	0,267 0,405
6,5"		0,271	0,267	0,298	0,330	0,393	0,275	0,271	0,267 0,393
7,0"		0,267	0,271	0,334	0,334	0,318	0,271	0,271	0,267 0,334
7,5"		0,271	0,271	0,282	0,314	0,314	0,271	0,267	0,267 0,314
8,0"		0,267	0,271	0,267	0,271	0,282	0,267	0,263	0,263 0,282

Selanjutnya tentukan kedalaman korosi dan nilai panjang longitudinal, penentuan kedalaman korosi maksimal didapat dari nilai kedalaman maksimal pada Tabel.4.3 dan dalam penentuan panjang longitudinal korosi, dapat ditinjau melalui profil korosi pada Gambar.4.4, profil yang ditunjukkan memiliki *helical orientation* yang lebih dari 45^0 menurut ketentuan pada Subbab.2.1 dan Gambar.2.2, panjang korosi yang diassessment adalah sepanjang $L2$, yaitu panjang sumbu longitudinal yang memotong area korosi di daerah tengah korosi. Dengan meninjau grid yang tersedia maka nilai L pada Gambar.4.5 dapat diperkirakan sekitar 3,25 in. Penilaian dilakukan untuk mencari panjang yang diijinkan yang tertera pada Tabel.4.4, untuk pipa dengan NPS 30. Dari Tabel.4.4 nilai kedalaman maksimum korosi diperoleh sebesar 0,416 in, namun untuk hasil yang lebih konservatif pemilihan kedalaman korosi pada tabel *assessment* level 0 dinaikkan ke nilai selanjutnya yaitu 0,42 in. Dan tebal pipa yang diassessment diketahui memiliki nilai 0,625 in sehingga didapatkan panjang yang diijinkan sebesar 2,66 in. Tabel.4.5 merupakan rangkuman hasil penilaian level 0.



Gambar 4.5 Penentuan panjang korosi longitudinal

Tabel 4.4 Tabel panjang yang diizinkan ASME B31.G untuk NPS 30 hingga NPS 60

Nilai L Untuk Pipa Ukuran $\geq$ NPS 30 dan $<$ NPS 60							
Kedalaman Korosi (in)	Tebal Pipa (in)						
	0,250	0,312	0,375	0,438	0,500	0,625	0,688
0,38	-	-	-	-	2,07	2,96	3,44
0,39	-	-	-	-	2,01	2,88	3,35
0,40	-	-	-	-	1,94	2,81	3,26
0,41	-	-	-	-	-	2,73	3,18
0,42	-	-	-	-	-	2,66	3,10
0,43	-	-	-	-	-	2,59	3,02

Tabel 4.5 Hasil penilaian level 0

Hasil Penilaian Level 0		
Kedalaman Korosi Maksimum	0,416	in
Panjang Longitudinal Korosi	3,25	in
Panjang yang diijinkan	2,66	in
Status Penilaian	Memenuhi Kriteria	

Menurut Subbab 2.1.1, jika hasil penilaian level 0 berhasil dilakukan maka pipa tersebut akan memiliki nilai faktor keamanan minimum 1,39 jika dioperasikan dibawah 0,72 SMYS dari material. Maka disimpulkan bahwa pipa yang di nilai telah memenuhi kriteria penilaian level 0 ASME B31.G dengan memiliki nilai faktor keamanan minimum 1,39.

4.3 Penilaian ASME B31.G Level 1

Pada penilaian level 1, akan dilakukan perhitungan nilai *failure stress* pada pipa dengan mengambil 1 data yang memiliki kedalaman korosi maksimum. Nilai *failure stress* yang telah dihitung, akan dibandingkan dengan tegangan *hoop* yang telah dikali dengan faktor keamanan. ASME B31.G merekomendasikan untuk menggunakan faktor keamanan minimal 1,25. Pada penelitian ini digunakan nilai faktor keamanan 1,25. Tabel.4.6 menyajikan data *input* untuk penilaian level 1 beserta dimensi korosi yang dipilih.

Tabel 4.6 Data input penilaian level 1

Data input		
<i>L</i>	3,250	in
<i>D</i>	30	in
<i>t</i>	0,625	in
<i>d</i>	0,416	in
<i>MOP</i>	710	psig
<i>SMYS</i>	65300	psi

Tabel 4.7 Data kedalaman korosi maksimumi

Data Korosi		
Kedalaman Korosi Maksimum	0,416	in
Panjang Longitudinal Korosi	3,250	in

Pada Tabel 4.8 dan 4.9 ditampilkan hasil perhitungan yang diperoleh dari prosedur pada Subbab.3.2 untuk metode pencarian *failure stress* dengan menggunakan *original* B31.G dan *modified* B31.G.

Tabel 4.8 Perhitungan *failure stress original* B31.G

<i>Original</i> B31.G		
<i>z</i>	0,563	
<i>M</i>	1,204	
<i>Sflow</i>	71830	psi
<i>So</i>	17040	psi
<i>Sf</i>	1,25	
<i>Sf x So</i>	21300	psi
<i>SF</i>	63253	psi
<i>Status Penilaian</i>	Memenuhi Kriteria	
<i>SF/So</i>	3,712	

Tabel 4.9 Perhitungan *failure stress modified* B31.G

Modified B31.G		
z	0,563	
M	1,163	
S_{flow}	71830	psi
S_o	17040	psi
S_f	1,25	
$S_f \times S_o$	21300	psi
SF	60724	psi
Status Penilaian	Memenuhi Kriteria	
SF/S_o	3,564	

Pada hasil penilaian pun ditampilkan perbandingan antara *failure stress* dengan tegangan *hoop* pada *MOP*, hal ini ditujukan untuk mengetahui berapakah faktor keamanan pipa menurut penilaian level 1 dan untuk menunjukkan tingkat konservatif antar level analisis pada ASME B31.G. Dapat disimpulkan bahwa hasil penilaian pipa terkorosi telah memenuhi kriteria ASME B31.G Level 1.

4.4 Penilaian ASME B31.G Level 2

Prinsip dari penilaian level 2 sama dengan penilaian level 1, namun pada level 2 terdapat perbedaan metode untuk menentukan *failure stress*, metode tersebut disebut dengan “*Effective Area Method*”. Pada penilaian level 2, untuk seluruh kedalaman korosi akan dicek nilai *failure stress* untuk setiap kedalaman korosi lalu diambil nilai yang terkecil untuk dilakukan penilaian. Batasan dari analisis level 2 bahwa nilai A diasumsikan sebagai kotak, sehingga persamaan untuk menghitung A dan A_0 terdapat pada Persamaan (4.1) dan (4.2).

$$A = t \times L_{grid} \quad (4.1)$$

$$A_0 = d \times L_{grid} \quad (4.2)$$

Nilai L diambil dari resolusi grid inspeksi yaitu sebesar 0,5 in, Tabel.4.10 menyajikan hasil dari perhitungan A_0 , A , dan perhitungan *failure stress* untuk masing-masing kedalaman korosi.

Tabel 4.10 Perhitungan A_0

Perhitungan A_0		
t	0,625	in
L_{grid}	0,5	in
A_0	0,3125	in ²

Tabel 4.11 Perhitungan *A*

Hasil Perhitungan <i>A</i> in ²							
Grid Inspeksi	0,5"	1,0"	1,5"	2,0"	2,5"	3,0"	3,5"
0,5"	0,133	0,141	0,173	0,135	0,131	0,135	0,133
1,0"	0,131	0,167	0,188	0,147	0,163	0,135	0,135
1,5"	0,137	0,181	0,194	0,208	0,169	0,141	0,135
2,0"	0,137	0,181	0,194	0,198	0,173	0,194	0,141
2,5"	0,133	0,200	0,194	0,200	0,175	0,192	0,133
3,0"	0,133	0,208	0,179	0,196	0,190	0,200	0,137
3,5"	0,135	0,202	0,206	0,181	0,190	0,198	0,135
4,0"	0,135	0,181	0,194	0,190	0,188	0,196	0,133
4,5"	0,131	0,137	0,169	0,179	0,179	0,179	0,131
5,0"	0,133	0,135	0,206	0,188	0,167	0,169	0,133
5,5"	0,135	0,131	0,155	0,185	0,206	0,171	0,133
6,0"	0,135	0,133	0,155	0,159	0,202	0,159	0,135
6,5"	0,135	0,133	0,149	0,165	0,196	0,137	0,135
7,0"	0,133	0,135	0,167	0,167	0,159	0,135	0,135
7,5"	0,135	0,135	0,141	0,157	0,157	0,135	0,133
8,0"	0,133	0,135	0,133	0,135	0,141	0,133	0,131

Tabel 4.12 Perhitungan *failure stress* untuk *assessment* level 2 original B31.G

Grid Inspeksi	Perhitungan <i>Failure Stress</i> (psi) Original B31.G						
	0,5"	1,0"	1,5"	2,0"	2,5"	3,0"	3,5"
0,5"	63771	63010	59374	63586	63954	63586	63771
1,0"	63954	60139	57100	62404	60626	63586	63586
1,5"	63397	58283	56145	53658	59889	63010	63586
2,0"	63397	58283	56145	55474	59374	56145	63010
2,5"	63771	55127	56145	55127	59110	56470	63771
3,0"	63771	53658	58564	55813	56788	55127	63397
3,5"	63586	54772	54038	58283	56788	55474	63586
4,0"	63586	58283	56145	56788	57100	55813	63771
4,5"	63954	63397	59889	58564	58564	58564	63954
5,0"	63771	63586	54038	57100	60139	59889	63771
5,5"	63586	63954	61547	57704	54038	59634	63771
6,0"	63586	63771	61547	61094	54772	61094	63586
6,5"	63586	63771	62195	60385	55813	63397	63586
7,0"	63771	63586	60139	60139	61094	63586	63586
7,5"	63586	63586	63010	61323	61323	63586	63771
8,0"	63771	63586	63771	63586	63010	63771	63954
<i>Failure Stress</i> Minimum				53658	psi	M	1,204

Tabel 4.13 Perhitungan *failure stress* untuk *assessment* level 2 modified B31.G

Grid	Perhitungan <i>Failure Stress</i> (psi) <i>Modified</i> B31.G						
Inspeksi	0,5"	1,0"	1,5"	2,0"	2,5"	3,0"	3,5"
0,5"	65045	64390	61228	64886	65202	64886	65045
1,0"	65202	61898	59220	63867	62323	64886	64886
1,5"	64723	60267	58370	56137	61679	64390	64886
2,0"	64723	60267	58370	57770	61228	58370	64390
2,5"	65045	57459	58370	57459	60995	58660	65045
3,0"	65045	56137	60515	58074	58943	57459	64723
3,5"	64886	57141	56480	60267	58943	57770	64886
4,0"	64886	60267	58370	58943	59220	58074	65045
4,5"	65202	64723	61679	60515	60515	60515	65202
5,0"	65045	64886	56480	59220	61898	61679	65045
5,5"	64886	65202	63124	59755	56480	61456	65045
6,0"	64886	65045	63124	62731	57141	62731	64886
6,5"	64886	65045	63686	62112	58074	64723	64886
7,0"	65045	64886	61898	61898	62731	64886	64886
7,5"	64886	64886	64390	62929	62929	64886	65045
8,0"	65045	64886	65045	64886	64390	65045	65202
<i>Failure Stress</i> Minimum				56137	psi	M	1,163

Nilai dari *failure stress minimum* untuk *original* B31.G dan *modified* B31.G untuk dijadikan nilai yang di penilaian adalah nilai *failure stress minimum* yang paling kecil sehingga dipilih nilai *failure stress* sebesar 56137 psi. Berikut akan disajikan hasil perhitungan tegangan *hoop* dengan *safety factor* dan hasil penilaian serta nilai faktor keamanannya. Dari rangkuman hasil penilaian dapat disimpulkan bahwa pipa yang di penilaian telah memenuhi kriteria level 2, karena nilai *failure stress minimum* $> Sf \times So$.

Tabel 4.14 Hasil penilaian level 2

Penilaian Level 2		
<i>SFminimum</i>	53658	psi
<i>So</i>	17040	psi
<i>Sf</i>	1,25	
<i>Sf x So</i>	21300	psi
<i>Status Penilaian</i>	Memenuhi Kriteria	
<i>SFminimum/So</i>	3,149	
<i>Sflow</i>	71830	psi

4.5 Penilaian ASME B31.G Level 3

Pada penilaian level 3, dilakukan analisis dengan menggunakan simulasi numerik dengan menggunakan perangkat lunak AutoPipe untuk analisis tegangan pada instalasi pipa dan Ansys untuk analisis tegangan pada segmen pipa. Secara garis besar, analisis level 3 meliputi pemodelan geometri, uji konvergensi model, uji validasi model serta penilaian dari model pipa yang terokorosi. Prosedur penilaian level 3 dari ASME B31.G, menyarankan untuk melakukan

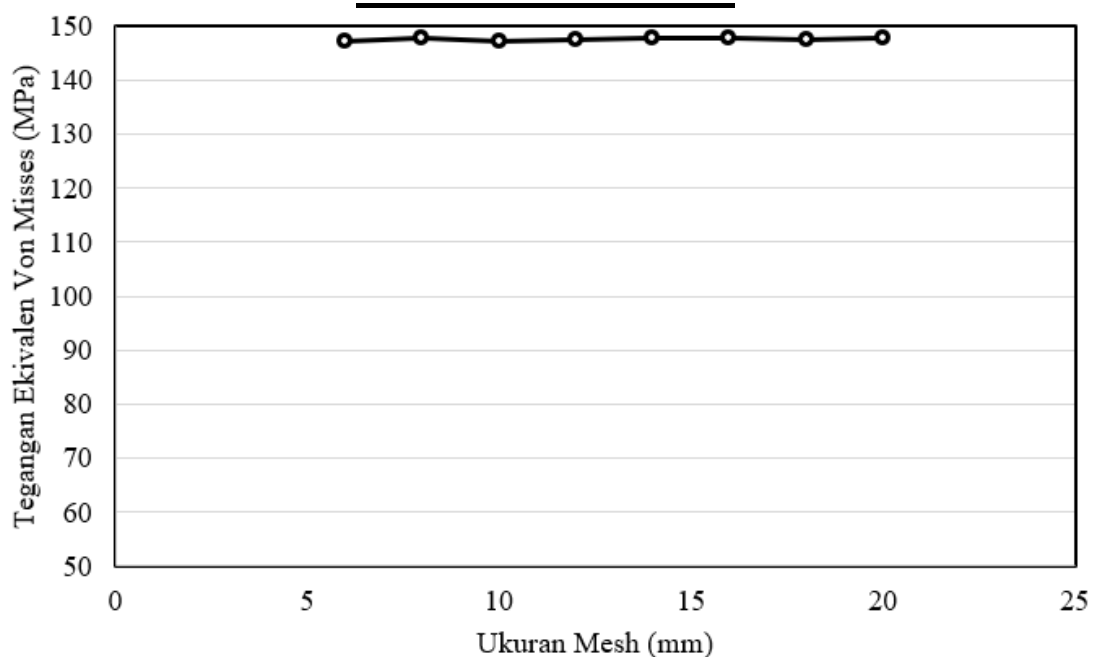
penilaian lebih lanjut dengan pemodelan korosi yang spesifik dengan metode penilaian mengacu pada API 579 FFS Part Annex 2C. Pada standar tersebut, terdapat tiga modus kegagalan yang dibahas berdasarkan beban yang diterima oleh pipa, diantaranya adalah *protection against plastic collapse*, *buckling collapse*, dan *fatigue damage*. Pada penelitian ini, kriteria tegangan yang digunakan hanya *protection against plastic collapse* karena beban yang disimulasikan tidak akan menyebabkan terjadinya buckling dan juga kegagalan *fatigue*. Pada *protection against plastic collapse* terdapat tiga analisis untuk penilaian pipa terkorosi yaitu analisis elastis, analisis *limit load*, dan analisis elastis-plastis. Pada analisis elastis dilakukan linierisasi tegangan sepanjang tebal dengan model material elastis lalu tegangan akan dibandingkan dengan kriteria yang terdapat pada Subbab 2.1.4.1 dengan diberikan pembebanan sesuai pada *load case* pada Tabel B.1 dan B.2 (relevan dengan kondisi yang sebenarnya), pada analisis *limit load* model akan disimulasikan dengan model material *perfect plastic* dan penilaian akan memenuhi kriteria ketika model konvergen pada suatu hasil sesuai dengan *load case* yang diberikan pada Tabel B.4 dan B.5 (relevan dengan kondisi yang sebenarnya), pada analisis elastis-plastis model disimulasikan dengan model material pada Lampiran A dan akan memenuhi kriteria jika model konvergen pada suatu hasil dengan *load case* yang diberikan pada Tabel 4.19 dan 4.20 dan (relevan dengan kondisi yang sebenarnya). Pada penelitian ini analisis akan dilakukan dengan analisis elastis plastis karena model material pada analisis elastis plastis adalah model material yang paling menggambarkan karakteristik material diantara tiga analisis yang disebutkan. Analisis elastis dan *limit load* akan dilakukan namun akan dijelaskan pada Lampiran B.

4.5.1 Uji Konvergensi

Seperti yang telah di bahas pada Subbab.3.4.1.2, bahwa tujuan konvergensi adalah memilih ukuran mesh yang tepat untuk memodelkan pipa yang terkorosi, konvergensi dilakukan dengan memvariasikan ukuran mesh dari 20 mm hingga 6 mm dengan penurunan 2 mm dan dibandingkan dengan nilai tegangan *hoop* pada pipa. Ukuran mesh akan dipilih ketika nilai tegangan *hoop* relatif tetap dan ukuran mesh setidaknya lebih kecil dari tebal pipa. Pada Tabel.4.15 dan Gambar 4.6, ditunjukkan hasil uji konvergensi yang telah dilakukan.

Tabel 4.15 Hasil uji konvergensi ukuran mesh

Ukuran Mesh (mm)	Tegangan Ekuivalen Von Mises (MPa)
20	147,7
18	147,57
16	147,89
14	147,91
12	147,46
10	147,24
8	147,69
6	147,33

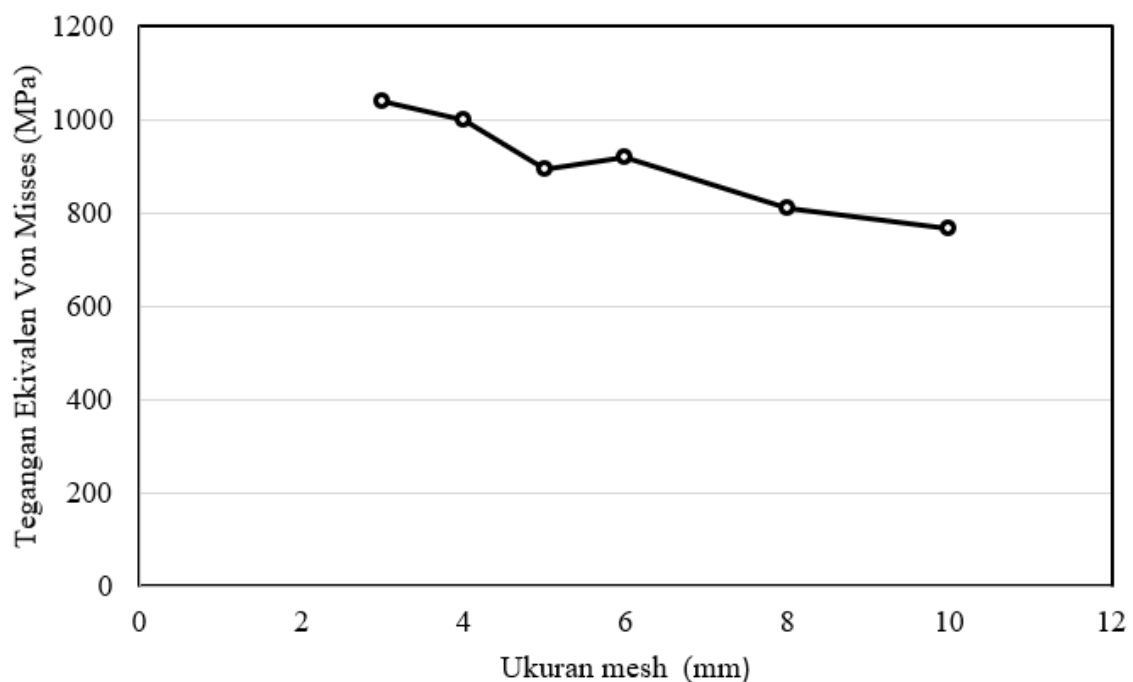


Gambar 4.6 Grafik konvergensi mesh daerah non korosi

Dari hasil variasi ukuran mesh di tunjukkan bahwa nilai tegangan ekuivalen Von Mises pada pipa relatif tetap, dan karena tebal pipa sebesar 0,625 in atau 15,875 mm, maka ukuran mesh yang cocok untuk meshing global adalah 14 mm. Untuk uji konvergensi mesh pada daerah korosi dilakukan dengan membandingkan ukuran mesh pada daerah korosi dengan tegangan ekuivalen Von Mises maksimum. Hasil Uji Konvergensi ditunjukkan pada Tabel 4.15 dan di tunjukkan pada Gambar 4.7.

Tabel 4.16 Hasil Uji Konvergensi mesh daerah korosi

Ukuran Elemen (mm)	Tegangan Ekivalen	
	Von Mises Maksimum (MPa)	Error Aproksimasi (%)
3	1038,4	3,669
4	1000,3	10,699
5	893,28	2,943
6	919,57	11,952
8	809,66	5,252
10	767,14	0



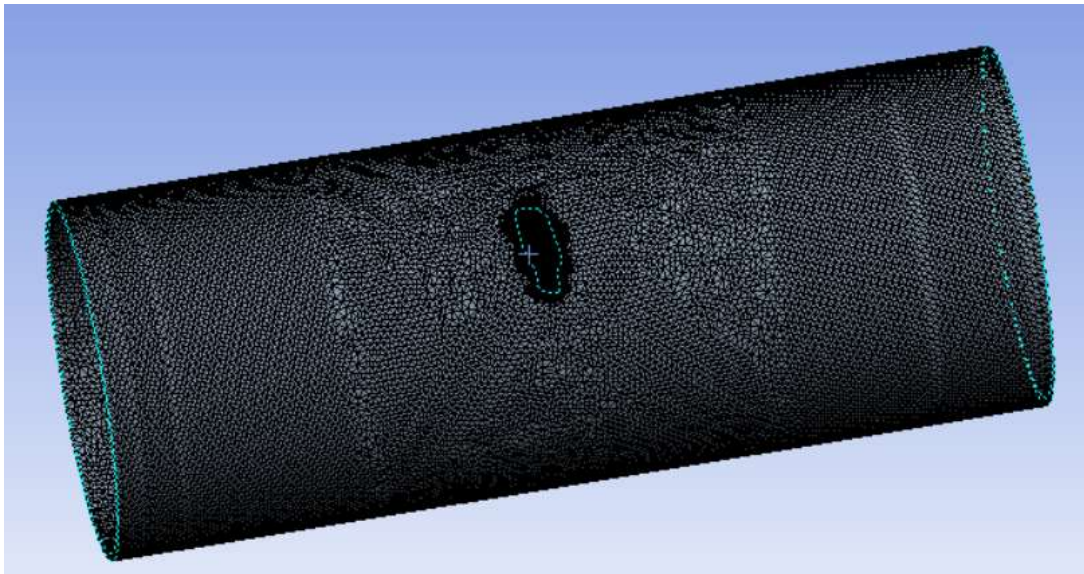
Gambar 4.7 Grafik Konvergensi mesh daerah korosi

Pemilihan ukuran mesh yang tepat ditentukan dengan meninjau nilai *error* aproksimasi minimum *Ea* dari tegangan ekivalen Von Mises, adapun nilai *error* aproksimasi dapat di hitung dengan Persamaan (4.3).

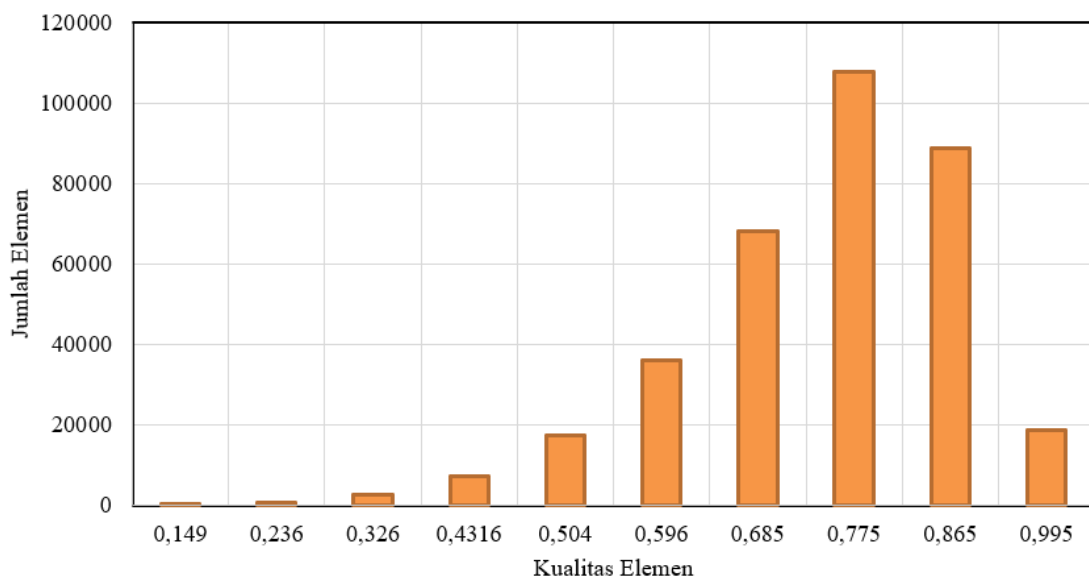
$$Ea (\%) = \frac{\sigma_{v(i+1)} - \sigma_{v(i)}}{\sigma_{v(i+1)}} \times 100\% \quad (4.3)$$

Dimana tegangan Von Mises baru $\sigma_{v(i+1)}$ adalah tegangan pada baris elemen setelahnya. Pada Tabel.4.16 di tunjukkan nilai *error* aproksimasi terkecil sebesar 2,943% sehingga dipilih ukuran

elemen 5 mm. Dari hasil uji konvergensi maka model yang digunakan untuk simulasi akan menggunakan mesh seperti yang di tunjukkan pada Gambar 4.8 dan Gamba 4.9 merupakan kualitas dari mesh yang digunakan dalam pemodelan.



Gambar 4.8 Mesh model simulasi numerik



Gambar 4.9 Grafik kualitas mesh model simulasi numerik

4.5.2 Validasi Model

Validasi ditujukan untuk mengetahui seberapa representatif kah model yang disimulasikan dengan keadaan sebenarnya. Validasi yang dilakukan adalah validasi nilai tegangan *hoop* dan tegangan longitudinal. Pada validasi ini, pipa non korosi diberikan beban dan kondisi batas berupa tekanan internal sebesar 1000 psig dengan salah satu sisi tumpuan

fiks, lalu nilai tegangan yang ditinjau adalah nilai tegangan *hoop* dan longitudinal rata-rata pada bagian yang di ilustrasikan pada Gambar 3.4. Nilai tersebut kemudian akan dibandingkan dengan nilai tegangan *hoop* dan tegangan longitudinal secara teoritik dengan menggunakan Persamaan (2.13) dan (2.14). Berikut merupakan hasil dari uji validasi yang telah dilakukan.

Tabel 4.17 Tegangan *hoop* dan longitudinal teoritik

Teoritik	
Tegangan <i>Hoop</i> (MPa)	Tegangan Longitudinal (MPa)
156,463	78,231

Tabel 4.18 Hasil Uji Validasi Model

Simulasi Numerik		Error Terhadap Nilai Teoritik (%)	
Tegangan <i>Hoop</i> (MPa)	Tegangan Longitudinal (MPa)	Tegangan <i>Hoop</i>	Tegangan Longitudinal
158,55	77,606	1,334	0,799

Dari hasil validasi pada Tabel.4.18 dapat disimpulkan bahwa model pipa telah cukup representatif dengan kondisi pipa sebenarnya, hal ini ditunjukkan dengan nilai *error* tegangan *hoop* dan longitudinal yang cukup kecil yaitu kurang dari 2%.

4.5.3 Prosedur dan Hasil Penilaian

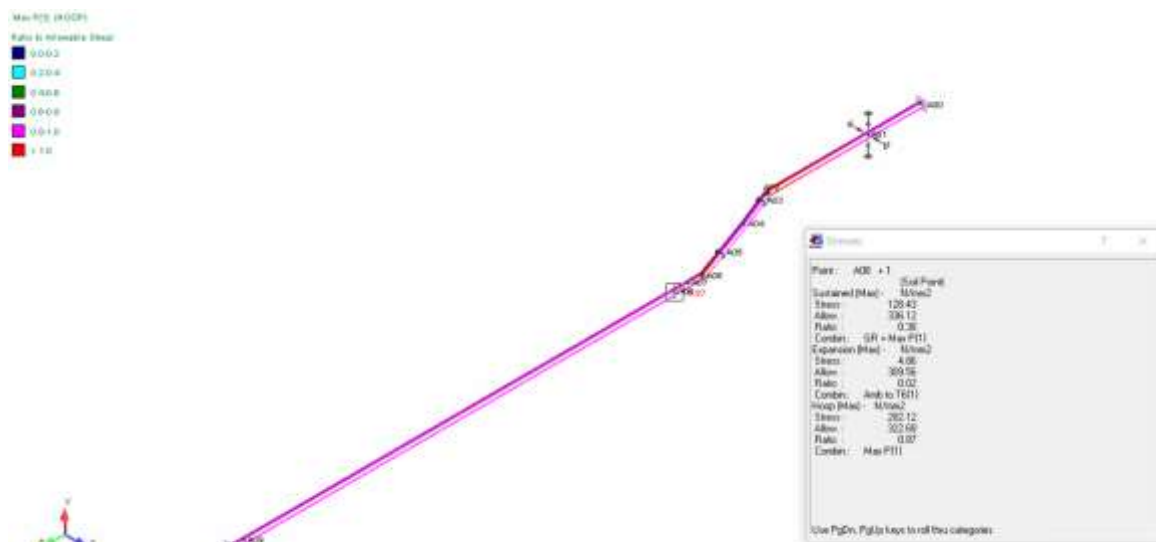
Pada penilaian level 3, akan dilakukan dengan menganalisis tegangan instalasi pipa dari *onshore facility* menuju daerah lepas pantai. Tujuan dari analisis tegangan ini adalah mencari reaksi gaya dan momen pada segmen pipa. Model instalasi adalah seperti pada Gambar 3.3. Beban yang disimulasikan adalah beban yang mengacu pada *load case* yang tertera pada Tabel 2.4, namun dikarenakan beban dibatasi untuk *sustained* dan beban ekspansi maka *load case* di reduksi sesuai pada Tabel 4.19. Pada Gambar 4.10 diperlihatkan distribusi tegangan pada instalasi pipa. Karena posisi pipa terkubur tidak diketahui secara pasti maka penulis mengasumsikan pipa terkubur yang mengalami korosi adalah pipa di dekat *bend* pada nodal A06 sehingga diambil reaksi segmen pipa pada *nodal* A07 yang berjarak dua meter dari *bend* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.11, karena *nodal* A07 memiliki reaksi gaya dan momen yang terkritis pada pipa lurus yang terkubur. Adapun nilai gaya dan momen pada nodal A07 di tunjukkan pada Tabel 4.20.

Tabel 4.19 Load case pada segmen pipa

Load Case	P (MPa)	T ($^{\circ}\text{C}$)	$F_{\text{longitudinal}}$ (N)
1	11,755	25,000	5249076
2	10,344	61,328	4619187

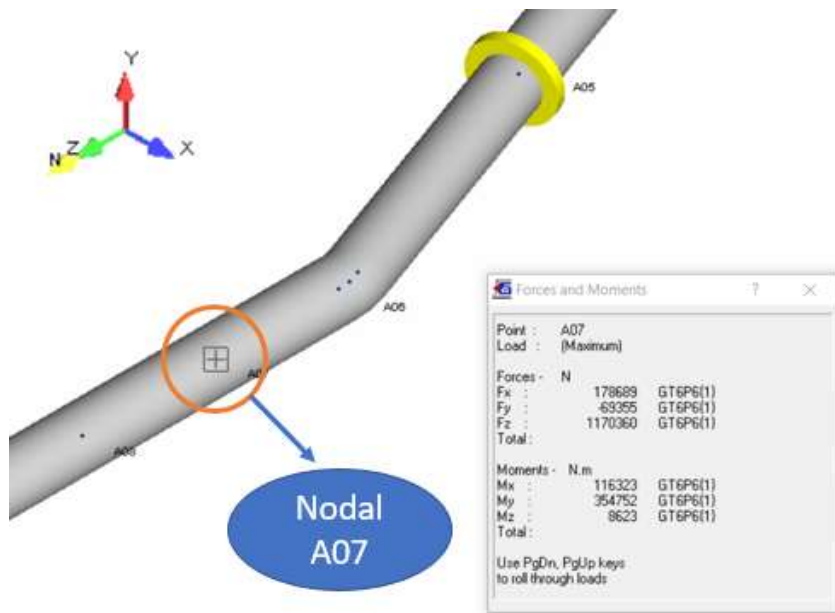
Tabel 4.20 Gaya dan momen reaksi dari instalasi pipa (Nodal A07)

Load Case	F_x (N)	F_y (N)	F_z (N)	M_x (N.m)	M_y (N.m)	M_z (N.m)
1	69472	-26286	495048	38039	139287	7536
2	164725	-63376	1170360	116323	354752	8623

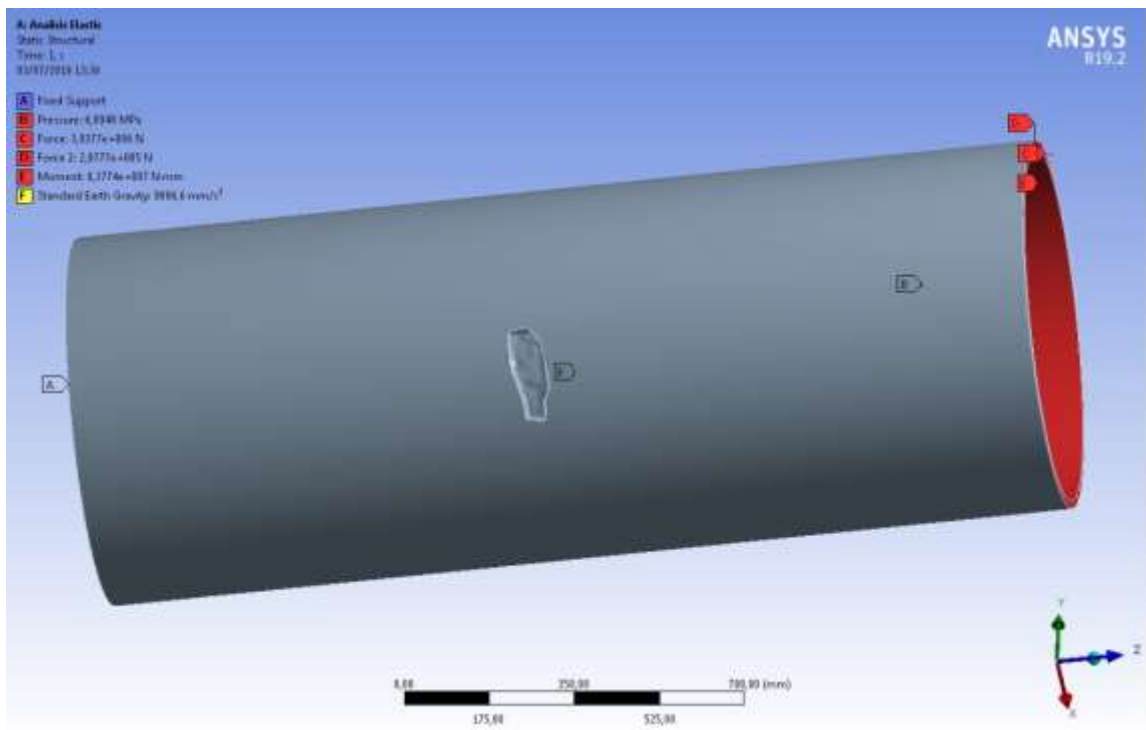


Gambar 4.10 Distribusi tegangan instalasi pipa.

Setelah itu, penulis menganalisis tegangan pada segmen pipa terkubur dengan model segmen pipa sepanjang dua meter dengan profil korosi pada Gambar 3.6. Beban yang di jadikan input pada simulasi adalah beban tekanan internal, berat pipa serta, reaksi gaya dan momen pada instalasi pipa seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.12. Segmen pipa akan di analisis dengan menggunakan metode analisis elastis-plastis.

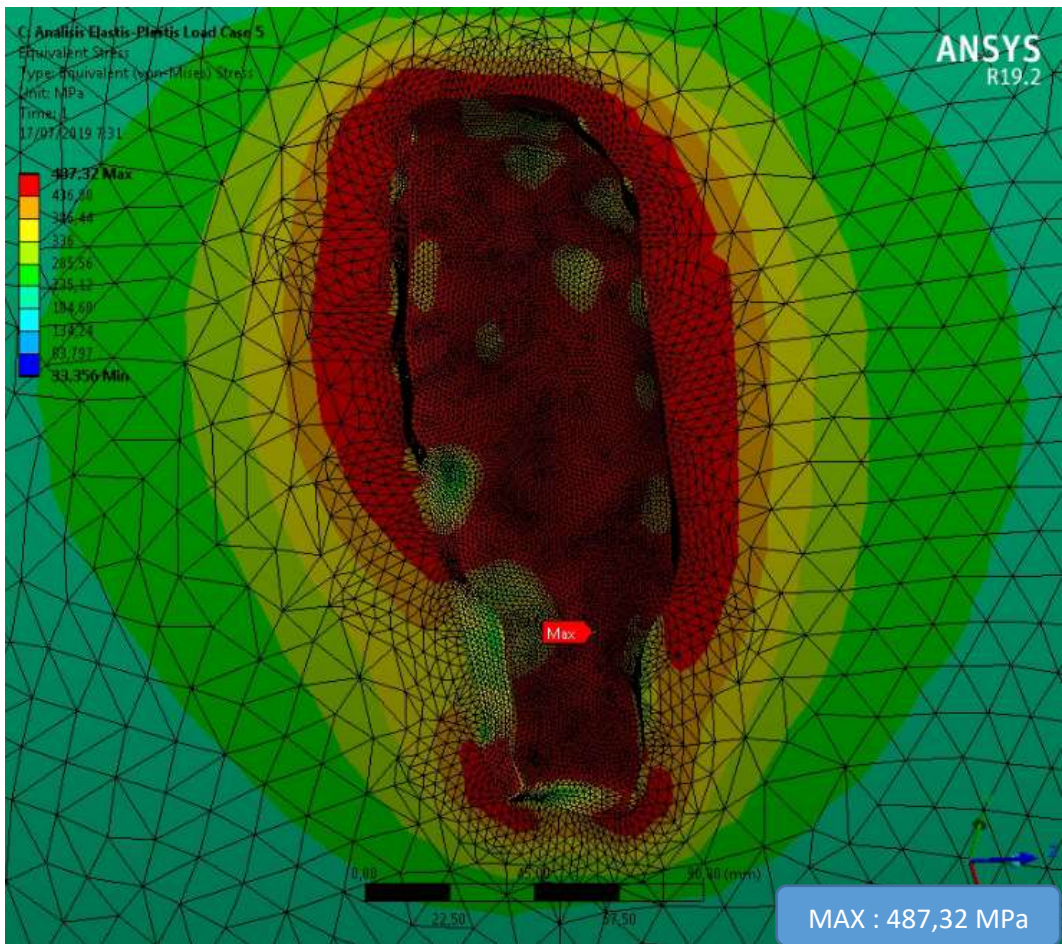


Gambar 4.11 Posisi nodal A07

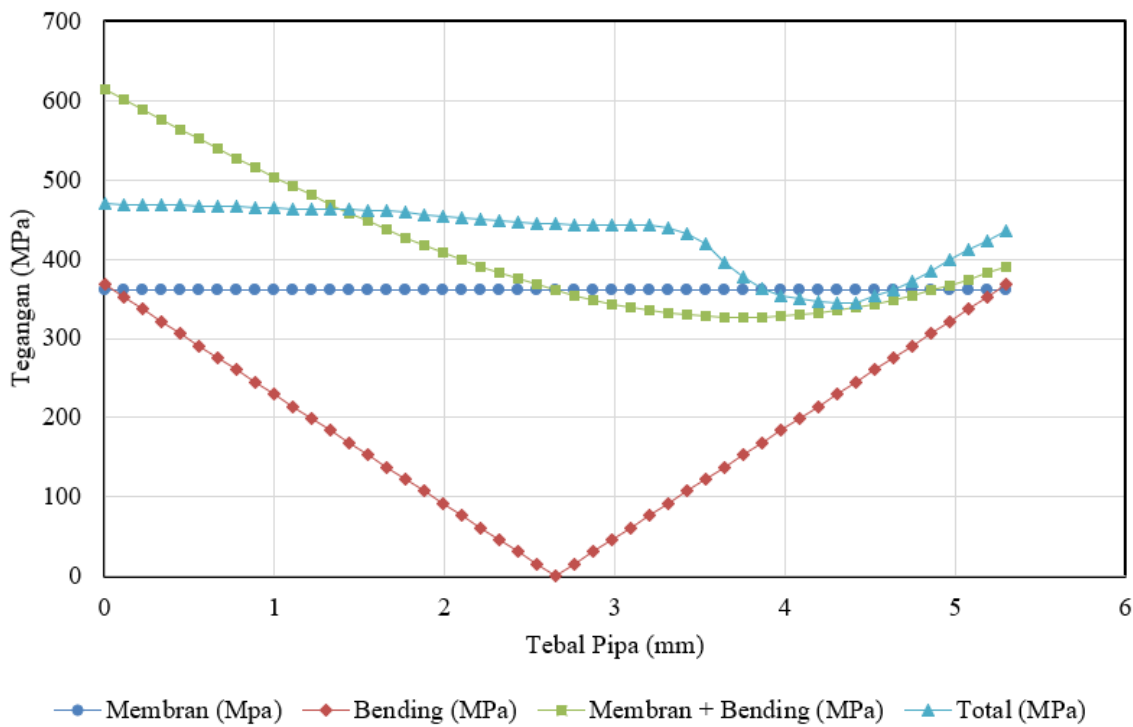


Gambar 4.12 Beban dan kondisi batas pada simulasi numerik

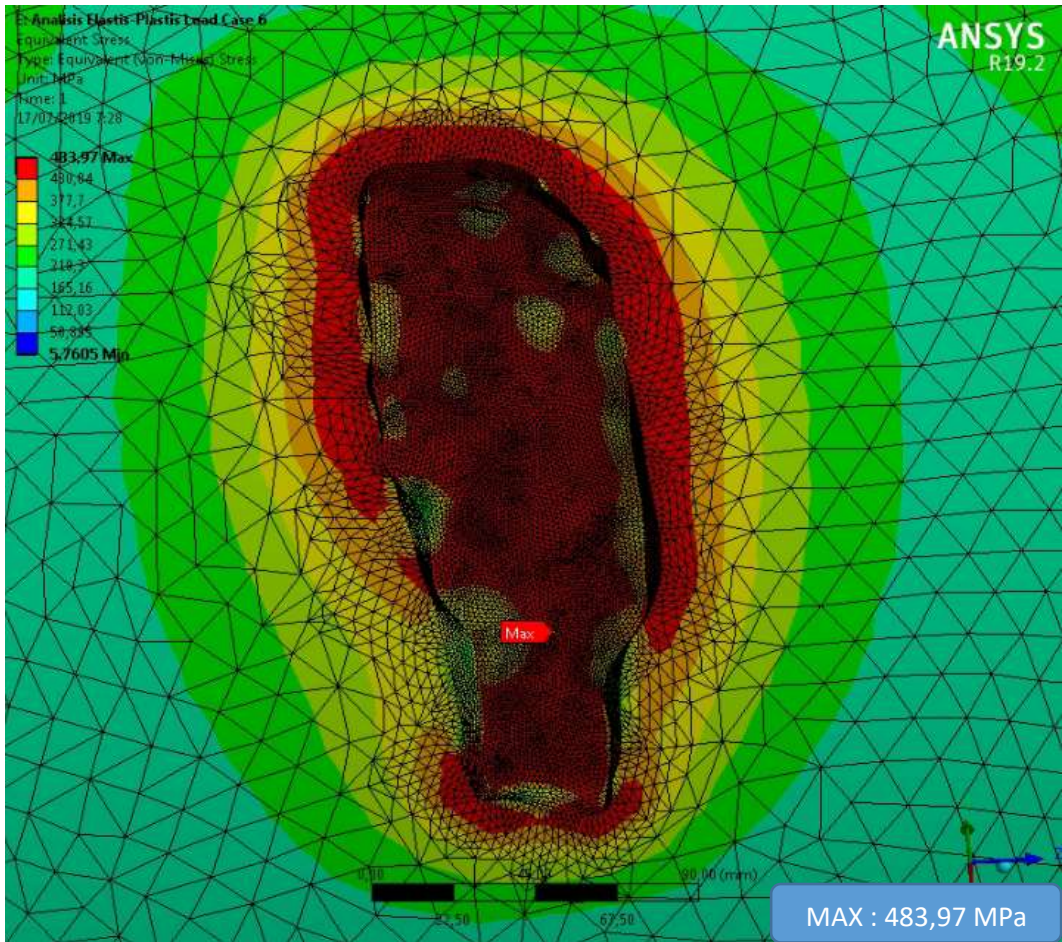
Untuk masing-masing *load case* yang diberikan, akan ditunjukkan pada Gambar 4.13 dan Gambar 4.15 distribusi tegangan ekuivalen Von Mises, serta distribusi tegangan sepanjang tebal pipa di tunjukkan pada Gambar 4.14 dan Gambar 4.16.



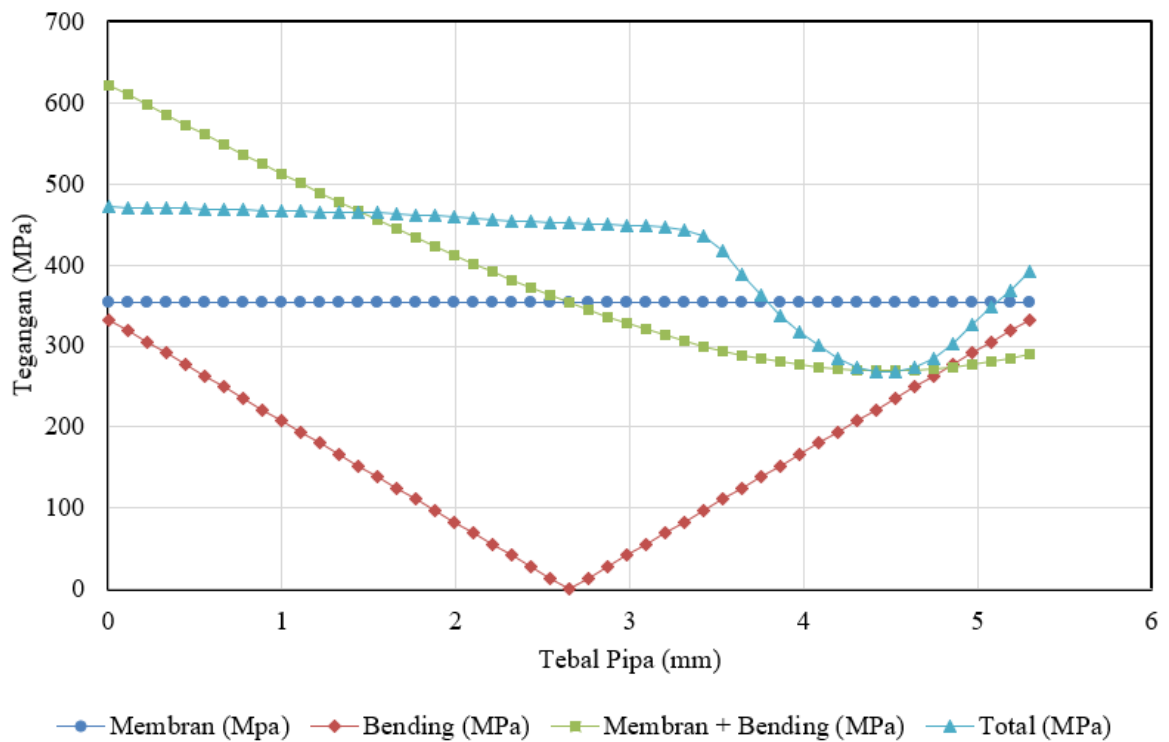
Gambar 4.13 Distribusi tegangan ekivalen Von Mises *load case 1*



Gambar 4.14 Grafik distribusi tegangan sepanjang tebal pipa *load case 1*



Gambar 4.15 Distribusi tegangan ekivalen Von Mises *load case 2*



Gambar 4.16 Grafik distribusi tegangan sepanjang tebal pipa *load case 2*

Dari hasil simulasi dengan beban yang ditentukan, telah dihasilkan distribusi tegangan yang konvergen. Konvergen dalam hal ini diartikan bahwa gaya aktuasi dari luar elemen dan gaya reaksi pada elemen memiliki *error* yang diizinkan. Jika terjadi ketidak konvergenan pada analisis, maka terdapat nilai tegangan ekuivalen Von Mises sepanjang tebal pipa yang melebihi nilai *Ultimate Tensile Strength* nya, sehingga perangkat lunak Ansys tidak meneukan suatu hasil yang konvergen. Oleh karena itu, penulis memeriksa distrbusi tegangan ekuivalen sepanjang tebal pada daerah yang memiliki kemungkinan paling besar, yaitu pada daerah penipisan logam yang terdalam (kedalaman korosi maksimum).

Hasil tegangan menunjukan untuk kedua *load case* yang diberikan, nilai tegangan sepanjang ketebalan belum mencapai nilai *Ultimate*nya, sehingga dapat dikatakan bahwa penilaian level 3 dengan analisis elastis-plastis memenuhi kriteria.

4.6 Prediksi Umur Operasi

Karena hasil penilaian berdasarkan ASME B31.G (2012) memenuhi kriteria, maka penulis akan melakukan estimasi terhadap umur operasi pipa. Estimasi umur ditujukan agar diketahui berapa lama lagi pipa aman dioperasikan dengan kondisi operasi dan cacat pada saat terakhir inspeksi. Data umur pun dapat dijadikan sebagai acuan untuk melakukan perawatan *preventif* ataupun penentuan jadwal inspeksi yang tepat. Prediksi umur dapat di estimasi dengan Persamaan (4.3). Pada penelitian ini dikarenakan hanya diketahui data inspeksi pada tahun 2014, maka diasumsikan dari instalasi tahun 1998 hanya terjadi satu kali inspeksi, sehingga laju korosi dapat di tentukan dengan Persamaan (4.4).

$$R_{life} = \frac{t_{am} - t_{min}}{C_{rate}} \quad (4.3)$$

$$C_{rate} = \frac{t_{nom} - t_{am}}{T_i - T_o} \quad (4.4)$$

Dimana T_i merupakan tahun inspeksi pipa (2014) dan T_o merupakan tahun instalasi pipa (1998). Tebal rata-rata pengukuran diperoleh dari rata-rata pengukuran tebal sisa pipa, sedangkan untuk tebal minimum pipa yang diperbolehkan pipa terkorosi, dihitung pada arah *circumferential* dan longitudinal dengan Persamaan (4.5) dan Persamaan (4.6) tebal minimum pipa ditentukan dari nilai maksimum antara perhitungan tebal minimum arah *circumferensial* dan longitudinal.

$$t_{min}^C = \frac{PD_o}{2(SE + PY_{B31})} + MA \quad (4.5)$$

Tabel 4.21 Hasil perhitungan tebal *circumferencial*

Perhitungan t_{min}^C		
P	1000	psi
Do	30	in
S	58770	psi
E	1	
Y_{B31}	0,4	
MA	0	in
t_{min}^C	0,254	in

Untuk perhitungan tebal minimum *circumferencial* dan longitudinal, nilai *Mechanical Allowance* (MA) diasumsikan 0, sedangkan nilai E_w (*weld joint efficiency*) untuk pipa SAW, adalah 1, dan parameter Y_{B31} pada Tabel 4.22 untuk material ulet lainnya (material API X65 bukan termasuk dalam *ferritic steel* ataupun *austenitic steel*). Untuk perhitungan tebal minimum longitudinal, diasumsikan juga nilai $tsl = 0$.

$$t_{min}^L = \frac{PD_o}{4(SE + PY_{B31})} + t_{sl} + MA \quad (4.6)$$

Tabel 4.22 Nilai Parameter Y_{B31}

Nilai Y_{B31} (Interpolasi untuk nilai temperatur yang tidak ada pada tabel)						
Material	Temperatur °C (°F)					
	≤ 482 (≤ 900)	510 (950)	538 (1000)	566 (1050)	593 (1100)	≥ 621 (≥ 1150)
<i>Ferritic Steels</i>	0,4	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7
<i>Austenitic Steels</i>	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,7
Material Ulet Lainnya	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Besi Cor	0	-	-	-	-	-

Tabel 4.23 Hasil perhitungan tebal minimum longitudinal

Perhitungan t_{min}^L		
P	1000	psi
Do	30	in
S	58770	psi
E	1	
Y_{B31}	0,4	
MA	0	in
tsl	0	in
t_{min}^L	0,126753	in

$$t_{min} = \max(t_{min}^C, t_{min}^L) = 0,254 \text{ in}$$

Untuk perhitungan laju korosi, diasumsikan bahwa data inspeksi yang diperoleh adalah data inspeksi pertama, sehingga laju korosi dapat dihitung sebagai berikut:

$$C_{rate} = \frac{t_{nom} - t_{am}}{T_i - T_o} = 0,02 \text{ in/tahun} = 0,505 \text{ mm/tahun}$$

$$R_{life} = \frac{t_{am} - t_{min}}{C_{rate}}$$

Tabel 4.24 Hasil perhitungan prediksi umur pipa terkorosi

Prediksi Umur		
t_{am}	0,307	In
t_{min}	0,254	In
C_{rate}	0,020	in/tahun
R_{life}	2,668	Tahun

Dari hasil perhitungan, didapatkan bahwa pipa masih diizinkan untuk beroperasi kondisi operasi dan cacat saat inspeksi terakhir selama 2,7 tahun.

4.7 Analisis Tekanan Maksimum pada Pipa Korosi

Data inspeksi korosi memiliki data korosi paling kritis dengan kedalaman maksimum dan panjang longitudinal seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.7, akan digunakan untuk menghitung tekanan maksimum yang masih dapat ditahan oleh pipa korosi. Prinsip dari perhitungan adalah menentukan tekanan yang aman untuk pipa dengan kondisi terkorosi, tekanan ini dapat dihitung dengan menggunakan Persamaan (4.10) dan (4.11).

Menurut API 579 FFS Part 2, nilai MAOP dapat dihitung dengan Persamaan (4.10) untuk arah circumferensial dan Persamaan (4.11). untuk arah longitudinal. Nilai MAOP merupakan nilai minimum dari hasil perhitungan keduanya.

$$MAOP^c = \frac{2SE(tac - MA)}{D_o - 2Y_{B31}(tac - MA)} \quad (4.10)$$

Tabel 4.25 Hasil perhitungan MAOP^c

Hasil Perhitungan $MAOP^c$		
S	58770	psi
E	1	
tac	0,209	In
MA	0	In
Do	30	In
Y_{B31}	0,4	
$MAOP^c$	822,109	psig

$$MAOP^L = \frac{4SE(tac - t_{sl} - MA)}{D_o - 4Y_{B31}(tac - t_{sl} - MA)} \quad (4.11)$$

Tabel 4.26 Hasil perhitungan MAOPL

Hasil Perhitungan $MAOP^L$		
S	58770	psi
E	1	
tac	0,209	in
MA	0	in
Do	30	in
Y_{B31}	0,4	
t_{sl}	0	in
$MAOP^L$	1653,472	psi

$$MAOP = \min(MAOP^c, MAOP^L) = 822,109 \text{ psig}$$

Dari hasil perhitungan didapatkan bahwa $MAOP > MOP$ (822,1 psig > 710 psig). maka dapat disimpulkan bahwa pipa yang terkorosi masih dapat beroperasi normal dengan tekanan operasi seperti pada kondisi inspeksi 2014.

4.8 Analisis Perbaikan pada Pipa Korosi

Dari hasil penilaian dengan kriteria level 0 sampai level 3 dapat disimpulkan bahwa pipa masih dapat dioperasikan, begitu juga dalam analisis tekanan yang dapat ditahan oleh pipa terkorosi. Tetapi untuk memastikan degradasi yang dialami pipa terkorosi tidak menimbulkan kerusakan dan mengingat laju korosi pada pipa yang cukup tinggi serta sisa umur operasi yang diizinkan terbatas, maka diperlukan perbaikan terhadap pipa yang terkorosi. Pada Subbab 2.5 telah dijelaskan berbagai macam korosi, terdapat beberapa pilihan metode perbaikan yang digunakan untuk cacat korosi. Untuk memperbaiki cacat korosi dapat diperbaiki dengan *clamp* atau *weld deposition* bila tegangan yang terjadi pada daerah korosi pipa sudah dekat dengan tegangan *failure*, namun ketika laju korosi cukup tinggi pada lingkungan pipa, maka diperlukan banyak bagian pipa yang diperbaiki dengan *clamp* atau *weld deposition*. Untuk mengatasi laju korosi yang cukup tinggi maka diperlukan pelapisan ulang pada pipa (*recoating*) agar permukaan pipa terlindungi dari lingkungan yang korosif dan tidak diperlukan penguatan tambahan untuk pipa yang terkorosi.

Recoating merupakan suatu proses pelapisan ulang pada material untuk melindungi material pipa tersebut dari cacat korosi. Adapun prosedur yang dilakukan recoating adalah sebagai berikut:

1. *Surface Preparation*

Dalam proses *surface preparation* secara garis besar terbagi menjadi 2 yaitu *removal grease and soil* dan *rust removal*. Karena pipa pada kondisi terkubur maka diperlukan *removal soil / solid contaminant* yang menempel pada pipa dengan *hammering*, *scrapping* ataupun *scrubing*, Gambar 4.17, 4.18, dan 4.19 mengilustrasikan 3 cara *removal soil* dari pipa. Selanjutnya adalah *rust removal*, *rust removal* digunakan untuk menghilangkan *rust* (sisa korosi) ataupun membuat kekasaran permukaan menjadi siap untuk dilapisi yaitu membentuk profil kekasaran permukaan 40 – 110 mikron, cara melakukan *rust removal* adalah dengan *blasting*. *Blasting* merupakan proses pembersihan permukaan material dengan menggunakan grit baja adapun rentang tekanan yang digunakan biasanya pada 34 – 70 MPa. Gambar 4.20 mengilustrasikan proses *blasting*.



Gambar 4.17 Ilustrasi *hammering*[27]



Gambar 4.18 Ilustrasi *scraping*[27]



Gambar 4.19 Ilustrasi *scrubing* [27]



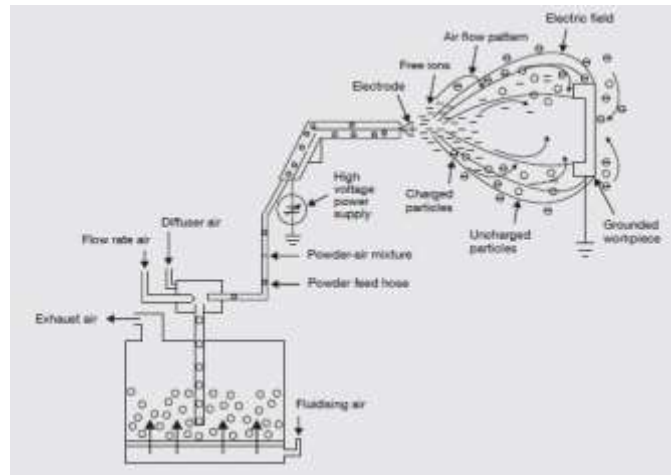
Gambar 4.20 Ilustrasi *blasting*[27]

2. *Proses Recoating*

Sebelum dilakukan proses recoating, daerah terkorosi akan diisi dengan *filler* hingga korosi tertutupi. Proses *recoating* dilakukan dengan menggunakan eletrospraying yang berisi bubuk epoxy yang diberi muatan. Elektro *spraying* di charge pada voltase 60 – 100 kV. Pipa yang hendak dilapisi akan di *grounded* sehingga partikel yang bermuatan akan menempel di permukaan pipa. Pada Gambar 4.21, 4.22 dan 4.23 diIlustrasikan proses *recoating* dan *electrospray* yang digunakan.



Gambar 4.21 Ilustrasi *elektrospraying*[27]



Gambar 4.22 Prinsip *elektrospraying* [27]



Gambar 4.23 Ilustrasi *recoating* [27]

3 Proses Curing

Setelah pipa dilapisi dengan epoxy, permukaan pipa dipanaskan hingga mencapai temperatur 140 – 200 °C dengan menggunakan *blow torch*. Pemanasan dilakukan dengan tujuan agar bubuk epoxy menempel pada permukaan sehingga epoxy merekat pada permukaan. Gambar 4.24 mengilustrasikan proses *curing*.



Gambar 4.24 Ilustrasi proses *curing* [27]

Bab 5

Kesimpulan dan Saran

5.1 Kesimpulan

Dari hasil penilaian pipa berdasarkan ASME B31.G penulis dapat menyimpulkan beberapa hal, diantaranya adalah:

1. Penilaian pada pipa korosi dengan menggunakan metode pada ASME B31.G memberikan hasil pada level 1, level 2, dan level 3 yang memenuhi kriteria (lolos penilaian), Sedangkan pada level 0 tidak memenuhi kriteria, sehingga dapat disimpulkan bahwa pipa terkorosi masih layak untuk dioperasikan.
2. Dengan kondisi cacat dan operasi pada saat terakhir inspeksi dan dengan laju korosi sebesar 0,05 mm/tahun, pipa masih boleh dioperasikan hingga 2,7 tahun.
3. Dengan kondisi cacat korosi pada terakhir inspeksi tahun 2014, pipa memiliki tekanan maksimum yang dapat ditahan sebesar 822,1 psig.
4. Metode perbaikan yang direkomendasikan pada tugas sarjana ini untuk cacat korosi pipa adalah *recoating* FBE (*fussion bonded epoxy*) agar permukaan pipa terlindungi dari lingkungan yang korosif dan tidak diperlukan penguatan tambahan untuk pipa yang terkorosi

5.2 Saran

1. Perbaikan dengan *recoating* hanya dilakukan untuk mengatasi kerusakan secara sementara. Untuk perbaikan secara permanen perlu dilakukan *section replacement* pada bagian pipa yang terkorosi.

Daftar Pustaka

- [1] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, *Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2018*, Kementerian ESDM, Jakarta, 2018.
- [2] Pemerintah Indonesia. 2017. *Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 22 Tahun 2017 Tentang Rencana Umum Energi Nasional*. Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2017 Nomor 43. Sekretariat Kabinet RI. Jakarta.
- [3] Shih-Kuang Yang, Ping-Hung Lee, dan Jyin-Wen Cheng, *Evaluation of general corrosion on pipes using the guided wave technique*, Journal of the Chinese Institute of Engineers, **39**:(4), 418-428, 2016.
- [4] N.A. Alang, N.A Razak, K.A Shafie dan A.Sulaiman, Finite Element Analysis on Burst Pressure of Steel Pipes with Corrosion Defects, dipresentasikan pada 13th International Conference on Fracture, Beijing, 16 Juni 2013.
- [5] ASME B31.G, 2012, *Manual Determining Strength of Corroded Pipelines*, American Society of Mechanical Engineering,
- [6] ScienceDirect, *Folias Factor (pipeline maintenance)*, (Online), Juni 2019, (<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/folias-factor.pdf>, diakses 27 Juni 2019)
- [7] Hibbeler R.C, *Mechanics of Materials*, Edisi 8, Pearson, New Jersey, 2011.
- [8] ASME BPVC Section VIII Division 2, 2010, *Rules for Construction of Pressure Vessels*, American Society of Mechanical Engineers.
- [9] Wiratmaja Puja, *Bahan Kuliah MS5017 Perancang dan Konstruksi Sistem Perpipaan*, Penerbit ITB, Bandung
- [10] Spiroflex, *Restrained expansion joints Application Lateral, Hinged and Gimbal Expansion joint*, (Online), Juni 2019, (<http://www.spiroflex.hr/restrained-expansion-joints>, diakses 14 Juni 2019).
- [11] Julie Dermansky, *TransCanada Keystone XL Hits New Turbulence As South Dakota Permit Hearing Implodes Over Pipeline Corrosion, Market Demand*, (Online), Juni 2019, (<https://www.desmogblog.com/2015/07/30/keystone-xl-hits-new-turbulence-south-dakota-permit-hearing-implodes-over-pipeline-corrosion-market>, diakses 13 Juni 2019).
- [12] Ricky Ferdian Chrisanto, *Analisis Kekuatan dan Umur Sisa Sistem Perpipaan yang mengalami cacat korosi tunggal, Interaksi, dan Kompleks*, Tugas Sarjana, Teknik Mesin FTMD ITB, Bandung, 2011.

- [13] Steel Fabrication Services, *Pitting Corrosion and How To Treat It*, (Online), Juni 2019, (<https://steelfabservices.com.au/pitting-corrosion-how-to-treat-it/>, diakses 13 Juni 2019).
- [14] G2MT Laboratories, Stress Corrosion Cracking Testing, Analysis, and Consulting, (Online), Juni 2019, (<https://www.g2mtlabs.com/corrosion/stress-corrosion-cracking-testing-analysis-consulting/>, diakses 15 Juni 2019).
- [15] Vaporkote, Erosion Corrosion – What You Need to Know About It, (Online), Juni 2019, (<http://www.vaporkote.com/2017/erosion-corrosion-need-know/>, diakses 14 Juni 2019).
- [16] Simscale, What is Convergence in Finite Element Analysis, (Online), Juni 2019, (<https://www.simscale.com/blog/2017/01/convergence-finite-element-analysis/>, diakses 11 Juni 2019)
- [17] Peter R. Barrett, *ANSYS Nonlinear Convergence Best Practices*, dipresentasikan pada user group meeting, Middlebury, 3 Februari 2016.
- [18] Enterfea.com, 4 main nonlinear material models – general version, (Online), Juni 2019, (<https://enterfea.com/4-main-nonlinear-material-models-general/>, diakses 12 Juni 2019)
- [19] API 5L , “*Specification for Line Pipe – Specification 5L*” , American Petroleum Institut ,46 Edition, 2018
- [20] API 579-1,2016 , *Fitness For Service* , American Petroleum Institute.
- [21] ASME B31.4 ,2016, *Pipeline Transportation System for Liquids and Slurries*, American Society of Mechanical Engineers
- [22] ASME B31.8 ,2010, *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*, American Society of Mechanical Engineers
- [23] J.L.,C.Diniz, R. D. Vieira dan J.L. F. Freire , *Stress Analysis of Pipelines with Localized Metal Loss* , Catholic University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006
- [24] W. D. Callister, *Material Science and Engineering: An Introduction*, Edisi 6, John Willey & Son, 2007
- [25] Berlianto Yasuma, *Fitness For Service Pada Train Flare Piping yang Mengalami Dent Studi Kasus : Handil Field – CPA*, Tugas Sarjana, Teknik Mesin FTMD ITB, Bandung, 2011.
- [26] N&Z Instrumentation & Control, *Corrosion Control – Supervisory Management general corrosion*, (Online), Juni 2019, (<http://www.nz-online.co.za/water-metering-mangement/corrosion-control-%E2%80%93-supervisory-management.htm>, diakses 13 Juni 2019).

- [27] Pinteco, *Handbook for Corrosion Protection of Steel Surfaces by Painting*, Edisi 2, Teknos Oy, Helsinki, 2013.

Lampiran A Model Material Elastis-Plastis

Model material pada elastic-plastic sangat mempertimbangkan karakteristik *strain hardening* yang terjadi, oleh karena itu ASME BPVC Section VIII Divisi 2 merekomendasikan untuk menggunakan model material yang ada pada bagian Annex 3D tentang *stress-strain curve* untuk karakteristik material yang dipertimbangkan adalah *strain hardening*. Model material akan menampilkan nilai stress terhadap strain hingga mencapai *Ultimate Tensile Strength* saja, berikut merupakan persamaan Konstitutif materianya:

$$\varepsilon_t = \frac{\sigma_t}{E} + \gamma_1 + \gamma_2 \quad (A.1)$$

$$\gamma_1 = \frac{\varepsilon_1}{2} (1 - \tanh[B]) \quad (A.2)$$

$$\gamma_2 = \frac{\varepsilon_2}{2} (1 + \tanh[B]) \quad (A.3)$$

$$\varepsilon_1 = \left(\frac{\sigma_t}{A_1} \right)^{\frac{1}{m_1}} \quad (A.4)$$

$$m_1 = \frac{\ln[R] + (\varepsilon_p - \varepsilon_{ys})}{\ln \left[\frac{\ln[1 + \varepsilon_p]}{\ln[1 + \varepsilon_{ys}]} \right]} \quad (A.5)$$

$$\varepsilon_2 = \left(\frac{\sigma_t}{A_2} \right)^{\frac{1}{m_2}} \quad (A.6)$$

$$A_2 = \frac{\sigma_{uts} \exp[m_2]}{m_2^{m_1}} \quad (A.7)$$

$$B = \frac{2 [\sigma_t - (\sigma_{ys} + K\{\sigma_{uts} - \sigma_{ys}\})]}{K\{\sigma_{uts} - \sigma_{ys}\}} \quad (A.8)$$

$$R = \frac{\sigma_{ys}}{\sigma_{uts}} \quad (A.9)$$

$$\varepsilon_{ys} = 0.002$$

$$K = 1.5 R^{1.5} - 0.5 R^{2.5} - R^{3.5} \quad (A.10)$$

Nilai dari m_2 dan ε_p dapat diketahui melalui Tabel A.1. Pada Tabel A.3 disajikan hasil perhitungan pemodelan untuk material API 5L X65.

Tabel A.1 Nilai m_2 dan ε_p

Material	Batas Temperatur (°C)	m_2	ε_p
<i>Ferritic Steel</i>	480	0,6 (1-R)	2,00E-05
Stainless Steel dan Campuran Nikel	480	0,75 (1-R)	2,00E-05
<i>Duplex Stainless Steel</i>	480	0,7(0,95-R)	2,00E-05
<i>Precipitation Hardenable Nickel Base</i>	540	1,9(0,93-R)	2,00E-05
Alumunium	120	0,52(0,98-R)	5,00E-06
Tembaga	65	0,5(1-R)	5,00E-06
<i>Titanium dan Zirconium</i>	260	0,5(0,98-R)	2,00E-05

Tabel A.2 Parameter input model material

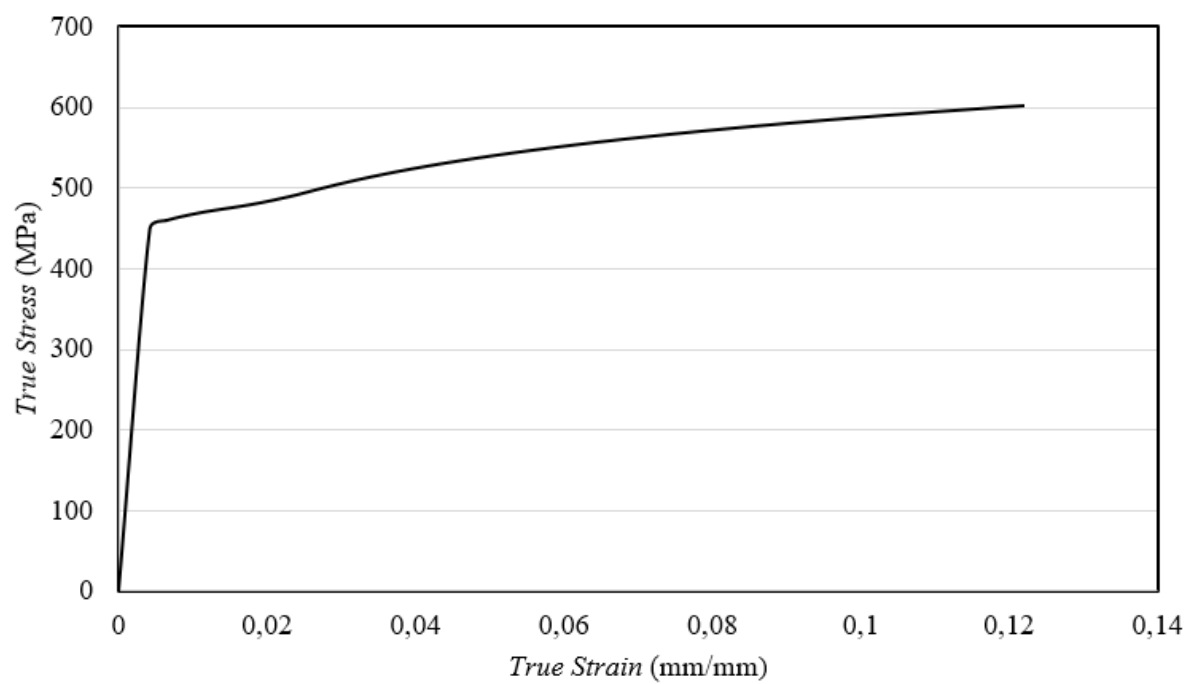
Parameter	Nilai	Satuan
E	207000	MPa
σ_{Limit}	602,704	MPa
σ_{UTS}	535	MPa
σ_{Yield}	450	MPa
ε_{YS}	0,002	
$\varepsilon(elongation)$	0,18	
ε_p	2,00E-05	
R	0,841	
K	0,287	
m_1	0,038	
m_2	0,119	
A_1	571,059	
A_2	776,590	

Tabel A.3 Hasil perhitungan model material

σt (MPa)	εt	γ_1	γ_2	ε_1	ε_2	B
0	0	0	0	0	0	0
450	0,004	0,002	0,000	0,002	0,010	-2,000
460	0,006	0,003	0,001	0,003	0,012	-1,180
470	0,011	0,004	0,005	0,006	0,015	-0,360
480	0,018	0,003	0,013	0,010	0,018	0,460
490	0,023	0,001	0,019	0,018	0,021	1,280
500	0,027	0,000	0,024	0,030	0,025	2,100
510	0,032	0,000	0,029	0,051	0,029	2,920
520	0,037	0,000	0,035	0,085	0,035	3,740
530	0,043	0,000	0,041	0,140	0,041	4,560

Tabel A.3 Hasil perhitungan model material (lanjutan)

σt (MPa)	ϵt	$\gamma 1$	$\gamma 2$	$\epsilon 1$	$\epsilon 2$	B
540	0,050	0,000	0,047	0,230	0,047	5,380
550	0,058	0,000	0,055	0,372	0,055	6,200
560	0,067	0,000	0,064	0,598	0,064	7,020
570	0,077	0,000	0,075	0,952	0,075	7,840
580	0,089	0,000	0,086	1,505	0,086	8,660
590	0,103	0,000	0,100	2,360	0,100	9,481
600	0,118	0,000	0,115	3,672	0,115	10,301
602,704	0,122	0,000	0,119	4,133	0,119	10,522



Gambar A.1 Gambar model material elastis pastis

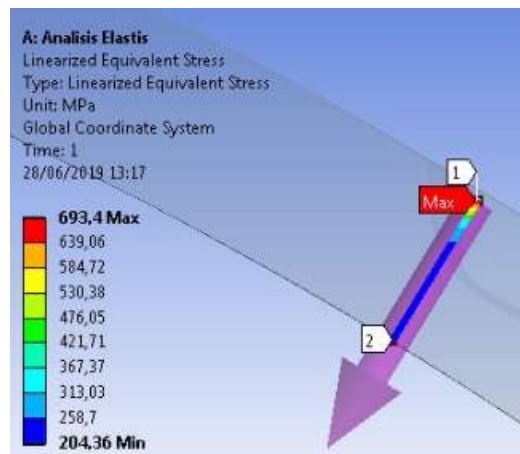
Lampiran B Analisis Elastis dan *Limit Load*

Pada penelitian ini penulis mencoba untuk melakukan penilaian level 3 dengan analisis elastis dan *limit load*.

A. Analisis Elastis

Pada elastis analisis, pipa dibebani dengan tekanan dalam sebesar tekanan desainnya yaitu 1000 psig dan beban instalasi. Berikut merupakan prosedur analisis untuk analisis analisis:

1. Tentukan distribusi tegangan *equivalent Von-Mises* dari pipa.
2. Tentukan daerah untuk maksimum lokal dan *general primary membrane Stress* (P_m dan P_L) lalu tinjau distribusi tegangan sepanjang tebal pipa pada lokasi tersebut. (buat *path* pada arah tebal pipa untuk mengetahui distribusi tegangan).



Gambar B.1 Ilustrasi *path*

3. Setelah ditentukan distribusi tegangan pada *path* tersebut, maka linierisasikan tegangan tersebut untuk dapat memisahkan antara komponen membran dan bending.
4. Lalu cari rata-rata untuk komponen membran dan bending pada daerah *general* dan *local membrane* dan bandingkan dengan kriteria pada Subabb 2.1.4.1.

Pada analisis elastis, *load case* yang digunakan hanya memperhitungkan beban tekanan internal, beban instalasi akibat beban termal dan kondisi pipa yang terkubur. Variasi *load case* yang digunakan di tunjukkan pada Tabel B.1 dan B.2. Untuk membedakan antara P_m dan P_L , maka tinjau daerah tegangan ekuivalen yang melebihi $1,1 S$ dan periksa apakah daerah tersebut memiliki panjang longitudinal $< \sqrt{Rt}$ dimana R adalah jari-jari rata-rata dan t adalah tebal pipa. Jika kurang maka pada daerah tersebut akan di periksa untuk nilai P_L . Untuk nilai P_m akan di

periksa pada daerah yang cukup jauh dari diskontinuitas, artinya distribusi tegangan ekuivalen cukup merata (tidak dipengaruhi oleh cacat). Pada Gambar B.2 dan Gambar B.3 diperlihatkan ilustrasi peninjauan PL dan Pm . Pada Gambar B.3 dan B.7 serta Gambar B.4, B.5, B.6, B.8, B.9 dan B.10 diperlihatkan distribusi tegangan ekuivalen untuk analisis elastis beserta distribusi tegangan sepanjang ketebalan. Untuk meninjau profil tegangan sepanjang tebal, dilakukan pada daerah konsentrasi tegangan dan pada daerah korosi.

$$\sqrt{Rt} = \sqrt{\left(\frac{D_o + D_i}{4}\right) \times t} = 3,029 \text{ in}$$

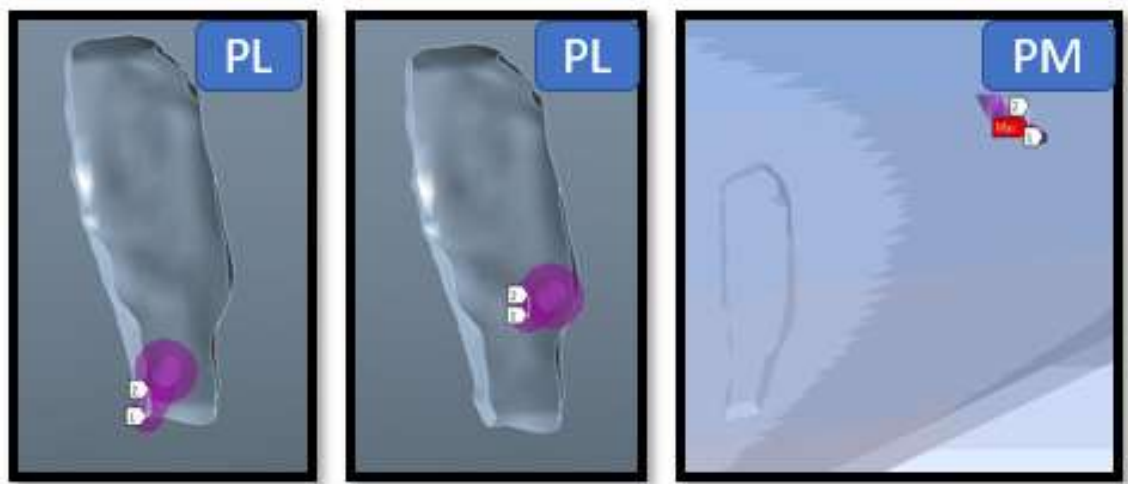
Distribusi tegangan ekuivalen pada Gambar B.2 dan B.5 yang memiliki nilai lebih besar 1,1 S ditandai dengan warna merah, dan dapat dipastikan, daerah merah tersebut, memiliki panjang longitudinal kurang dari $\sqrt{Rt}$

Tabel B.1 Variasi *load case* segmen pipa analisis elastis

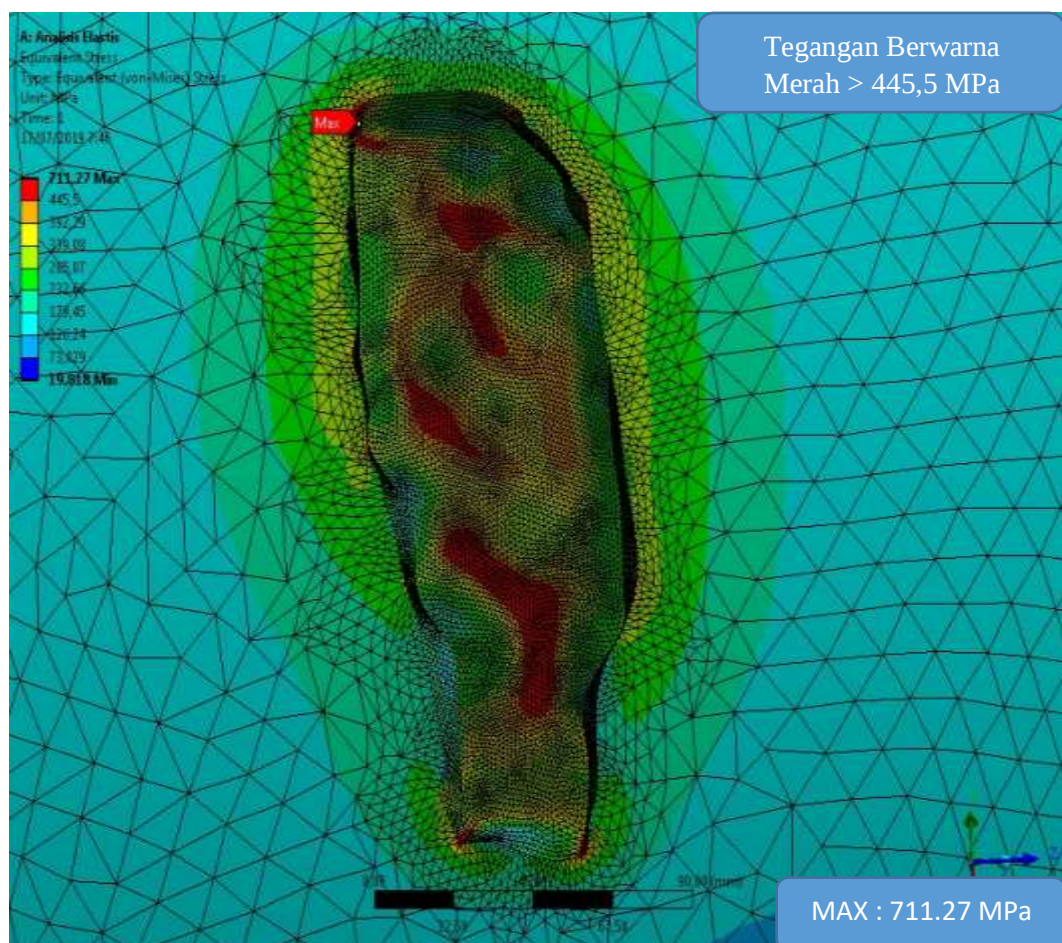
<i>Load Case</i>	<i>P (MPa)</i>	<i>T (°C)</i>	<i>F_{longitudinal} (N)</i>
1	6,803	25,000	3037660
2	6,803	48,890	3037660

Tabel B.2 Variasi *load case* reaksi gaya dan momen instalasi analisis elastis

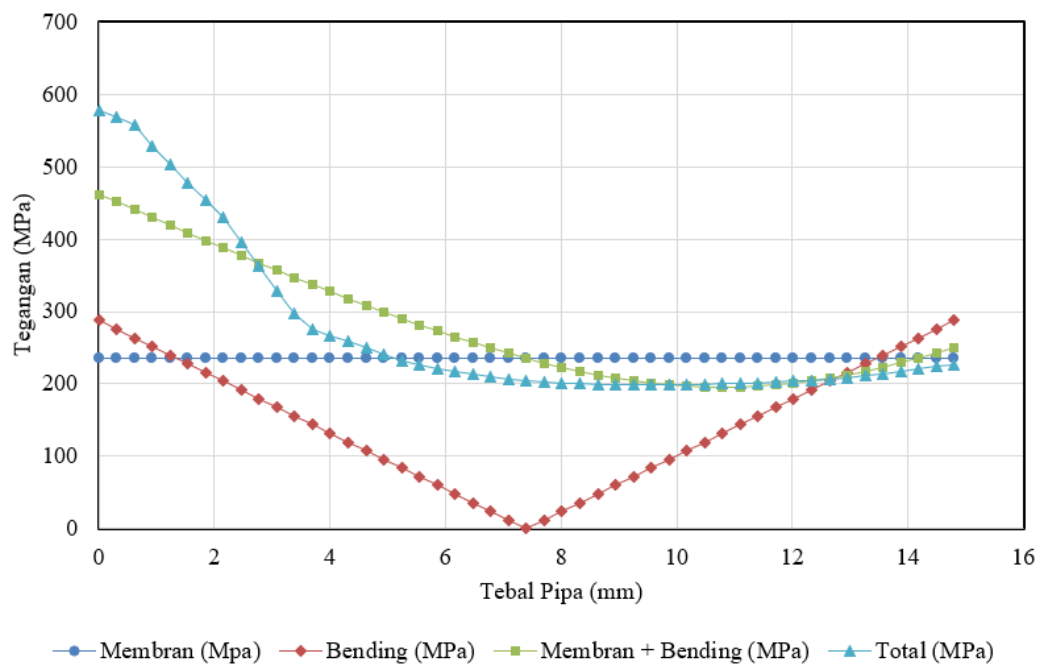
<i>Load Case</i>	<i>F_x (N)</i>	<i>F_y (N)</i>	<i>F_z (N)</i>	<i>M_x (N.m)</i>	<i>M_y (N.m)</i>	<i>M_z (N.m)</i>
1	41455	-15283	294478	15258	82011	7704
2	110631	-42450	790394	71761	226544	7575



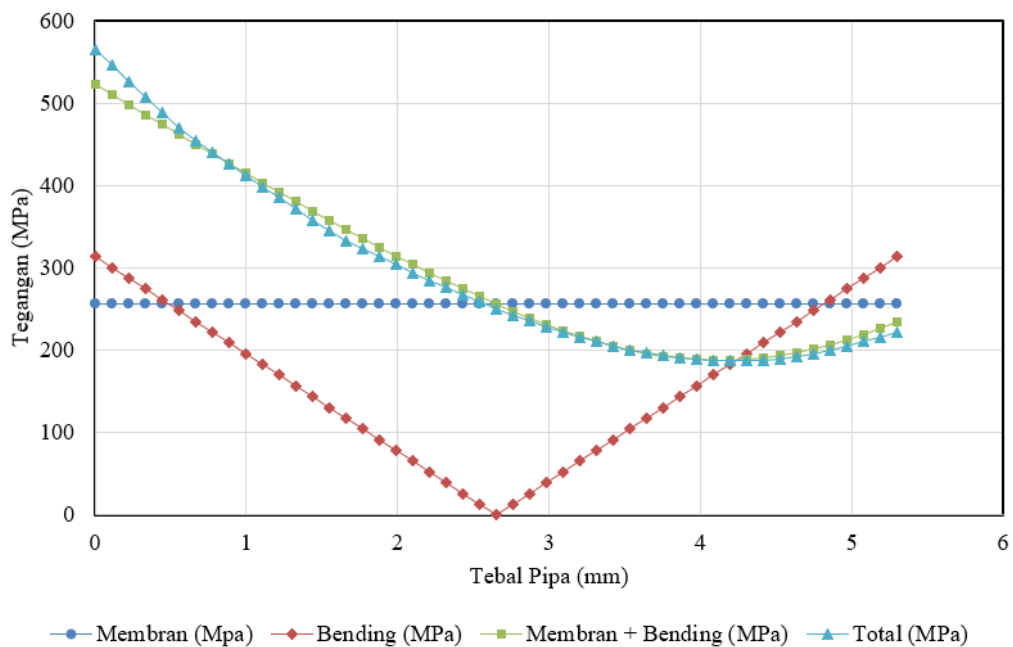
Gambar B.2 Peninjauan *PL* dan *Pm*



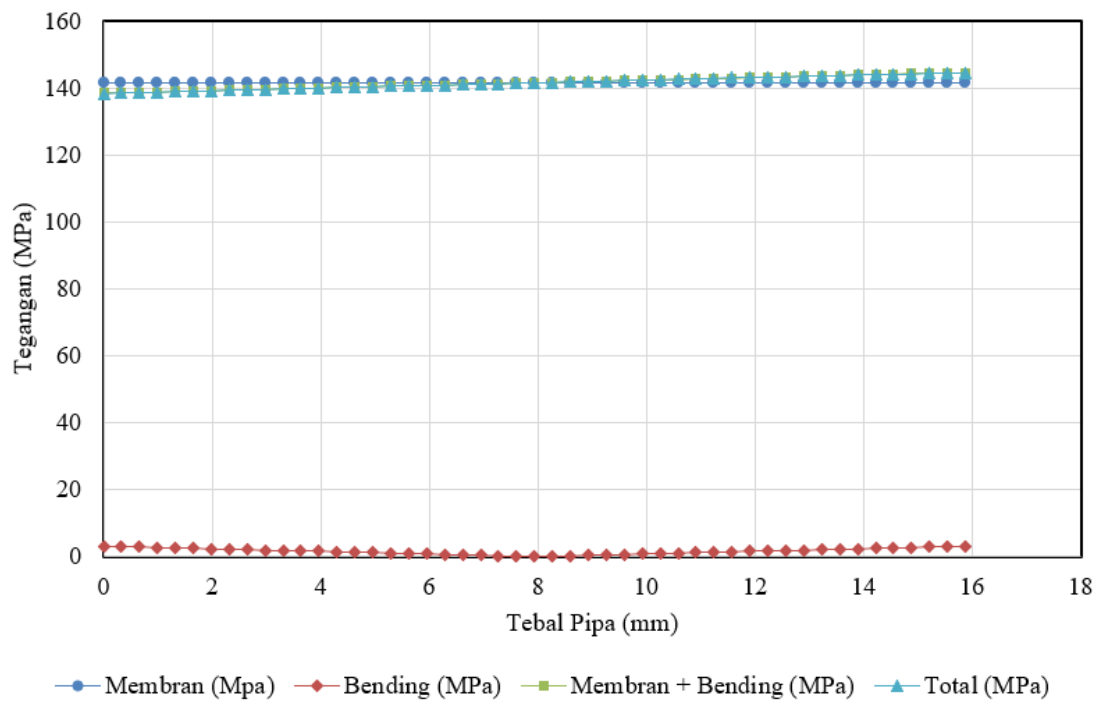
Gambar B.3 Distribusi tegangan ekivalen Von Mises analisis elastis *load case 1*



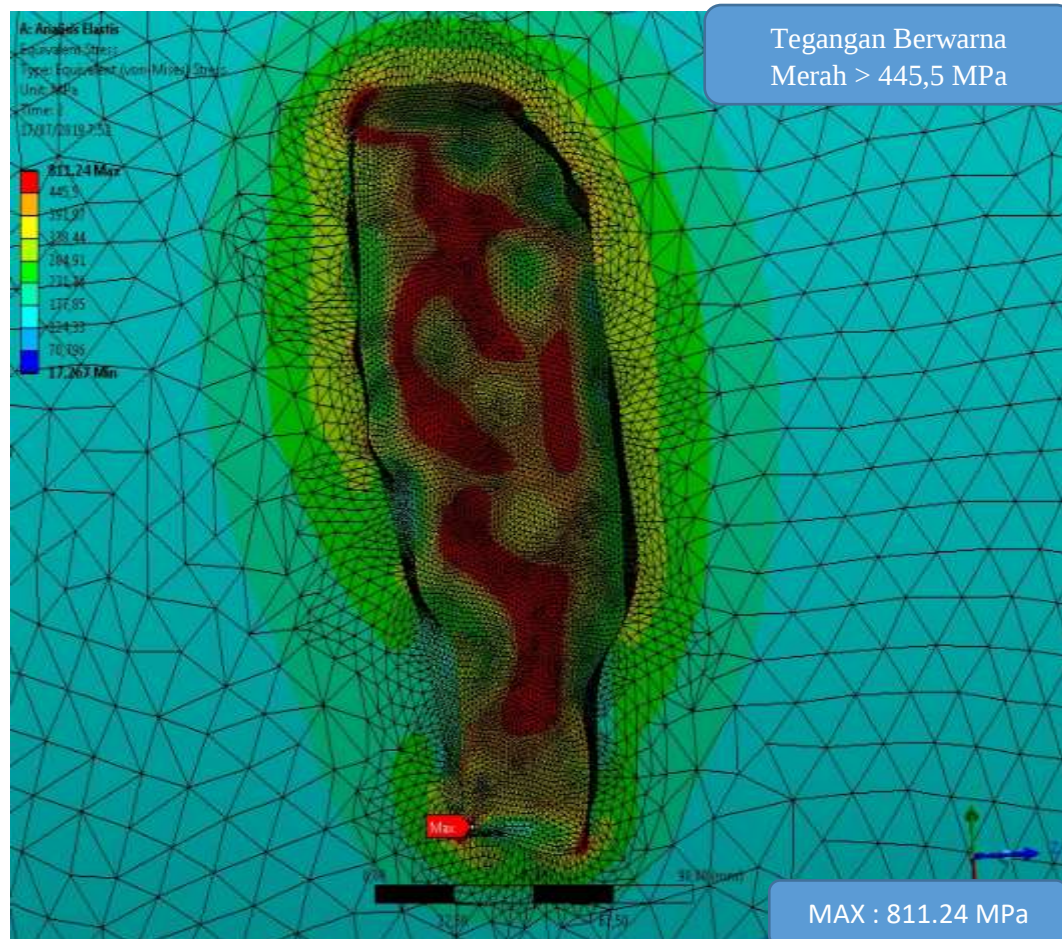
Gambar B.4 Grafik profil tegangan *load case 1* daerah konsentrasi tegangan



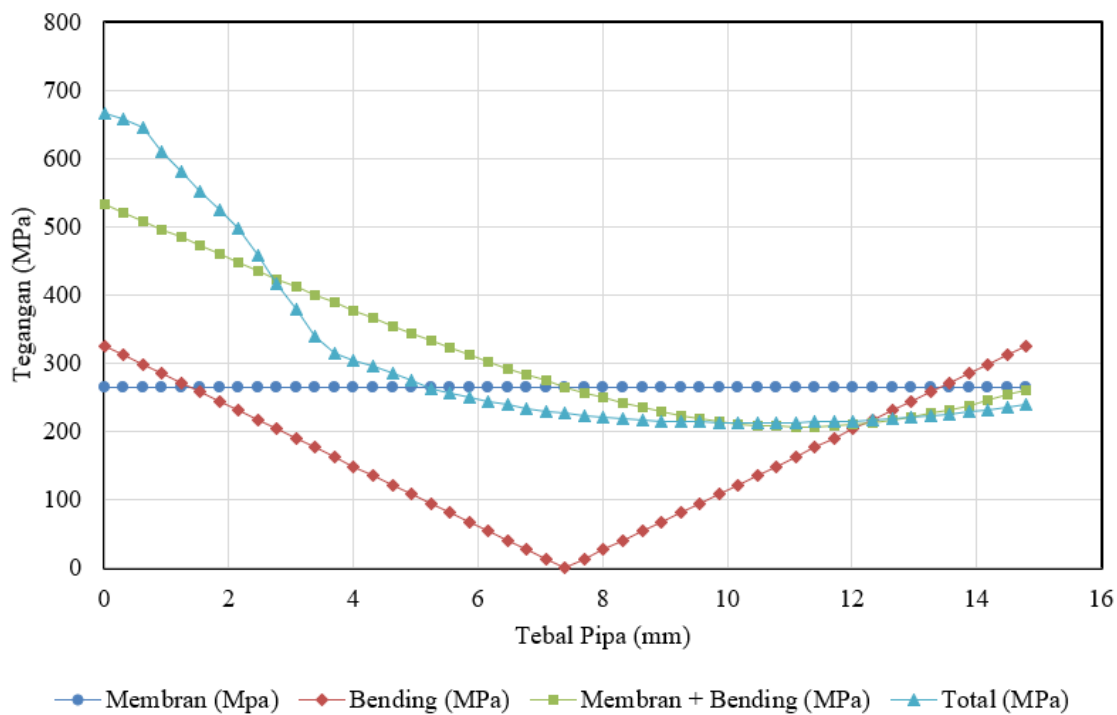
Gambar B.5 Grafik profil tegangan *load case 1* daerah korosi



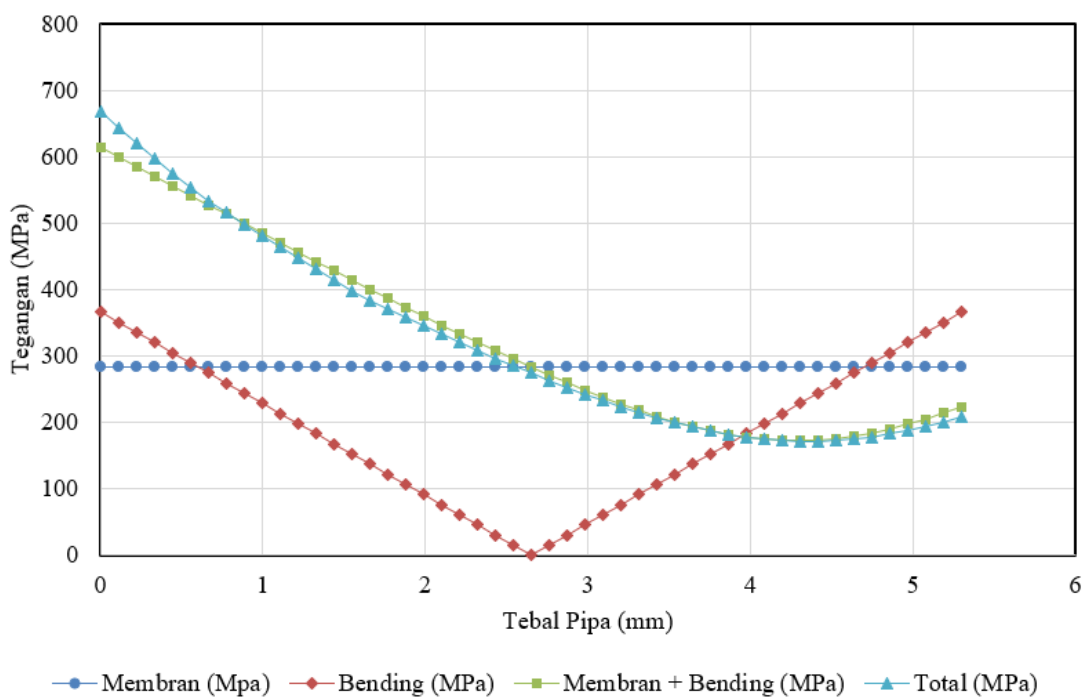
Gambar B.6 Grafik profil tegangan *load case 1 general membrane stress*



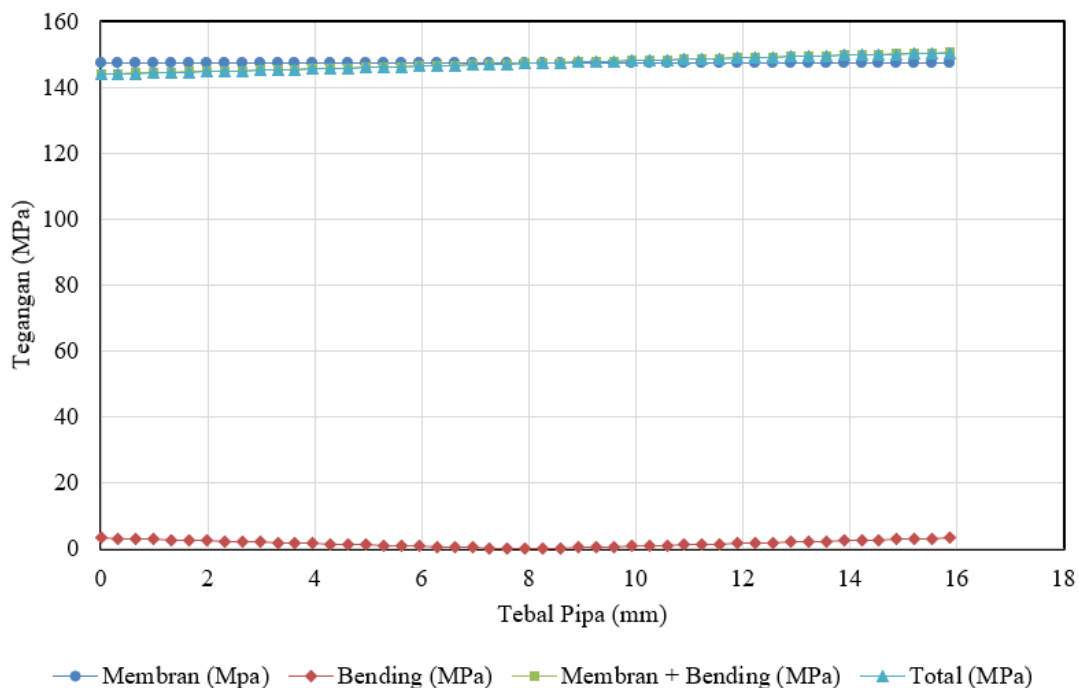
Gambar B.7 Distribusi tegangan ekivalen von mises *load case 2*



Gambar B.8 Grafik profil tegangan *load case 2* daerah konsentrasi tegangan



Gambar B.9 Grafik profil tegangan *load case 2* daerah korosi



Gambar B.10 Grafik profil tegangan *load case 2 general membrane stress*

Tabel B.3 Tegangan membran dan bending analisis elastis

Tegangan Membran dan Bending (MPa)							
<i>Load Case</i>	<i>PL</i>	<i>PL (k)</i>	<i>PM</i>	<i>Pb</i>	<i>Pb (k)</i>	<i>PL + Pb</i>	<i>PL + Pb(k)</i>
1	256,28	235,35	141,67	313,82	287,57	523,07	462,24
2	283,45	265,77	147,39	366,16	326,03	615,54	534,24

Simbol (k) berarti tegangan membran atau bending pada daerah konsentrasi tegangan. Nilai tegangan bending dan membran yang didapat akan di nilai menurut kriteria yang tertera pada Subbab 2.1.4.1, Menurut ASME B31.8, nilai *Allowable Stress* untuk pipa gas *restrained* adalah $S = 0,9 \times S_y \times T$. Untuk temperatur operasi 120 °F maka $T = 1$ sehingga $S = 0,9 \times S_y$, sehingga nilai $S = 405 \text{ MPa}$ dan $1,5 S = 607,5 \text{ MPa}$. Pada Tabel B.3 terdapat 1 nilai yang tidak memenuhi kriteria, sehingga dari penilaian dengan menggunakan analisis elastis dapat disimpulkan tidak memenuhi kriteria.

A. Limit Load

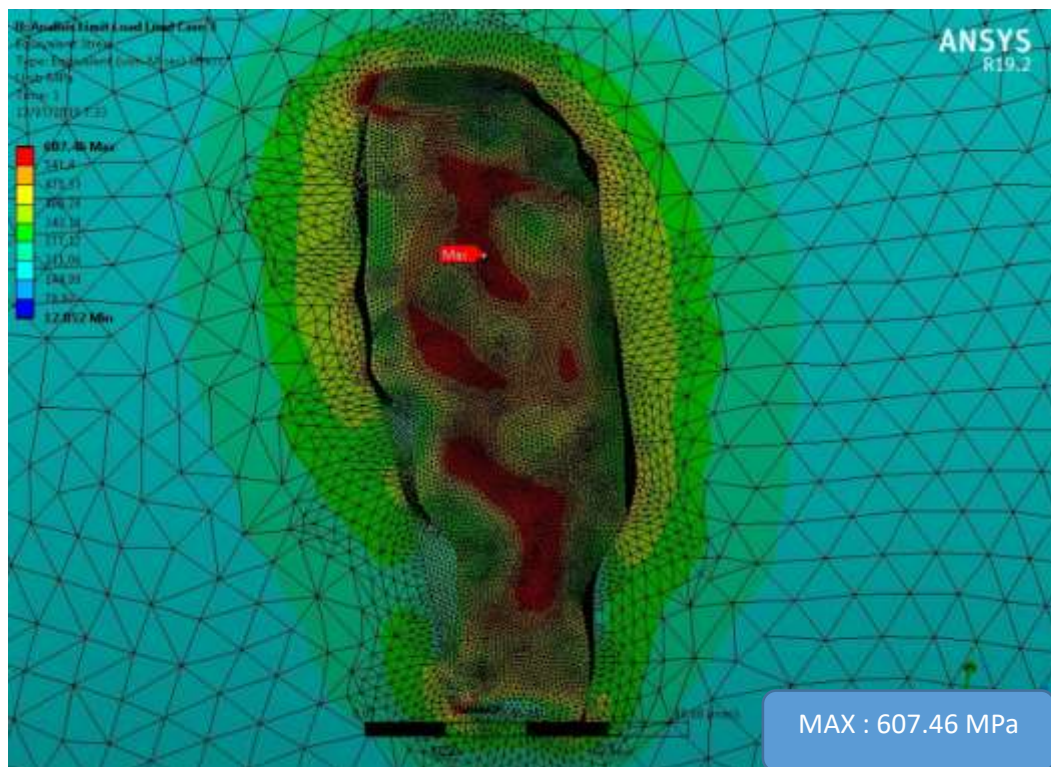
Pada analisis limit load, pipa di analisis dengan model material *perfect plastic* dengan batas hingga 1,5 *Allowable stressnya*, dengan kombinasi *load case* pada Tabel B.4 dan B.5. sama halnya dengan analisis elastis-plastis, penilaian akan memenuhi kriteria ketika memiliki hasil yang konvergen. Distribusi tegangan ekivalen dan tegangan sepanjang tebal diperlihatkan pada Gambar B.13 dan B.14 dan pada Gambar B.11 dan Gambar B.12 diperlihatkan distribusi tegangan ekivalen untuk analisis elastis.

Tabel B.4 Variasi *load case* segmen pipa analisis limit load

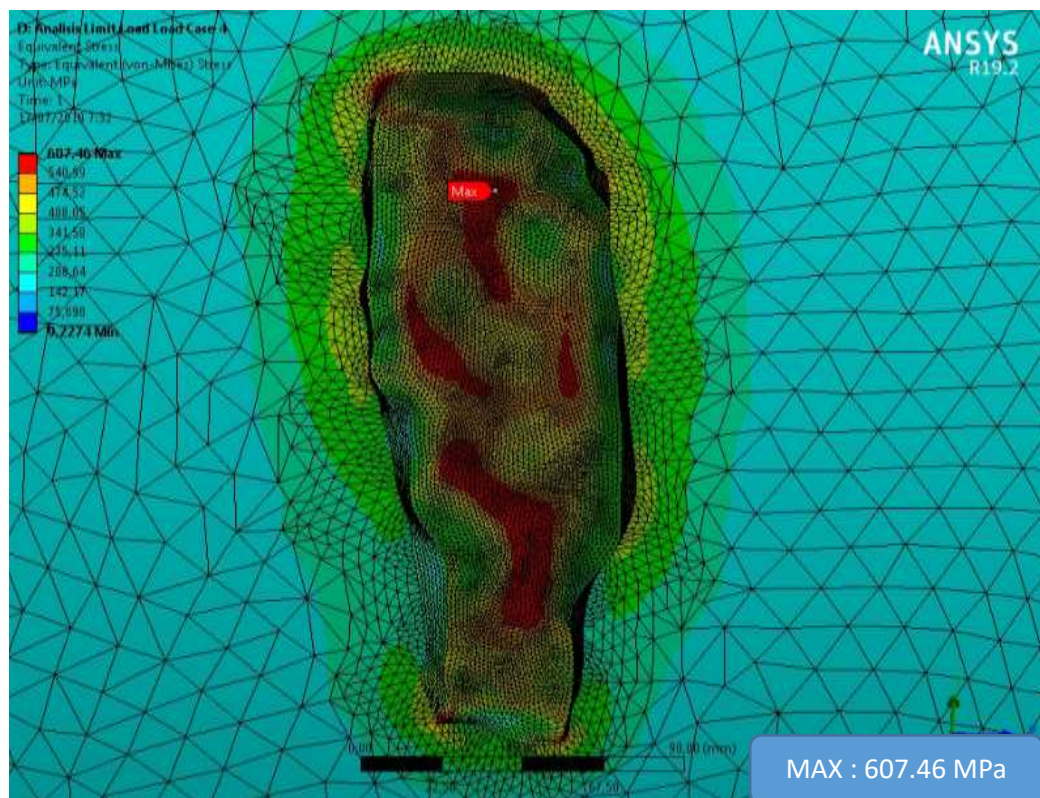
<i>Load Case</i>	<i>P (MPa)</i>	<i>T (°C)</i>	<i>F_{longitudinal} (N)</i>
1	9,184	25,000	4100841
2	7,959	52,951	3554062

Tabel B.5 Variasi *load case* reaksi gaya dan momen instalasi analisis limit load

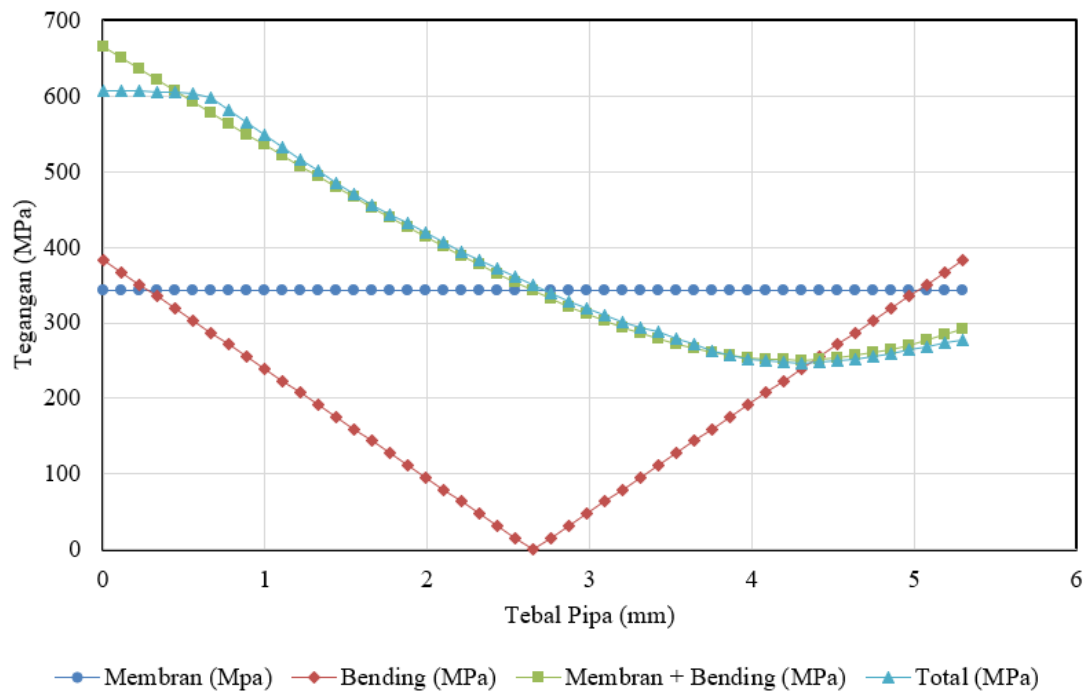
<i>Load Case</i>	<i>F_x (N)</i>	<i>F_y (N)</i>	<i>F_z (N)</i>	<i>M_x (N.m)</i>	<i>M_y (N.m)</i>	<i>M_z (N.m)</i>
1	54924	-20573	390906	26210	109548	7623
2	127820	-49314	916674	86332	267078	7863



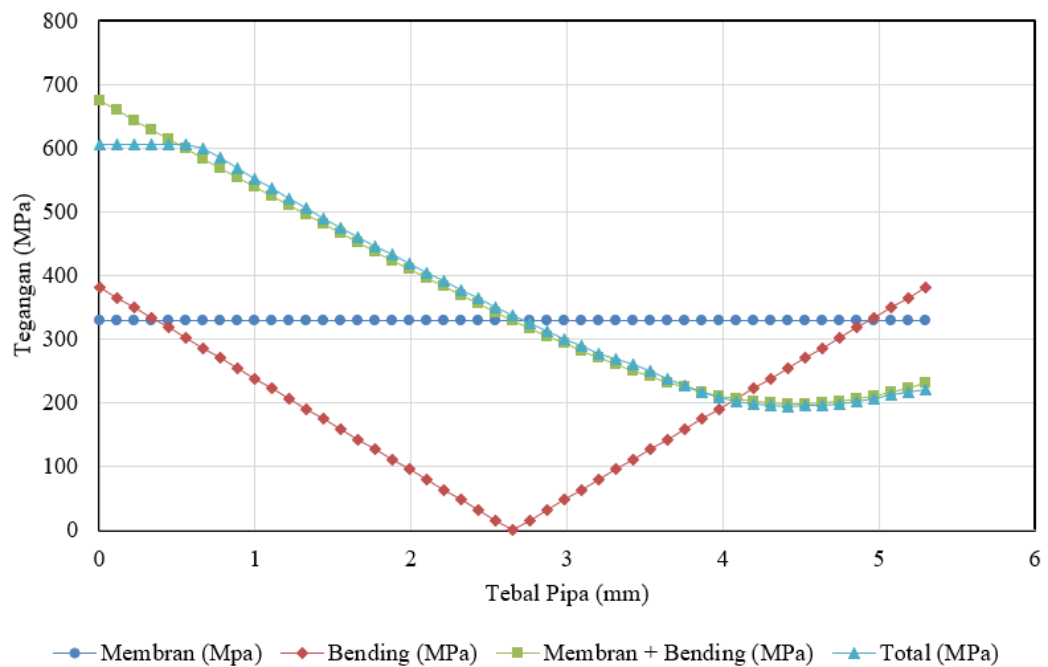
Gambar B.11 Distribusi tegangan ekivalen Von Mises *load case 1 (limit load)*



Gambar B.12 Distribusi tegangan ekivalen Von Mises *load case 2 (limit load)*



Gambar B.13 Grafik profil tegangan *load case 1 (limit load)*



Gambar B.14 Grafik profil tegangan *load case 2 (limit load)*

Karena simulasi memberikan hasil yang konvergen sehingga dapat disimpulkan, penilaian dengan kriteria analisis *limit load* memenuhi kriteria.