



TUGAS AKHIR - MO 141326

ANALISIS TEGANGAN DAN *ALLOWABLE SPAN RIGID RISER* AKIBAT PENGARUH *VORTEX INDUCED VIBRATION* (STUDI KASUS *KLA PLATFORM PT. PERTAMINA HULU ENERGI OFFSHORE NORTH WEST JAVA*)

Afiif Prima Yunanto
NRP. 04311440000033

Dosen Pembimbing :
Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

Departemen Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
2018



FINAL PROJECT - MO 141326

**STRESS AND ALLOWABLE SPAN ANALYSIS OF RIGID
RISER DUE TO VORTEX INDUCED VIBRATION
(KLA PLATFORM PT. PERTAMINA HULU ENERGI
OFFSHORE NORTH WEST JAVA CASE STUDY)**

Afiif Prima Yunanto
NRP. 04311440000033

Supervisors :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

Department of Ocean Engineering
Faculty of Marine Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
2018

**ANALISIS TEGANGAN DAN *ALLOWABLE SPAN RIGID RISER*
AKIBAT PENGARUH *VORTEX INDUCED VIBRATION*
(STUDI KASUS KLA *PLATFORM PT. PERTAMINA HULU ENERGI*
OFFSHORE NORTH WEST JAVA)**

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
pada Program Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Oleh :

AFIIF PRIMA YUNANTO

NRP. 04311440000033

Disetujui oleh :

1. Ir. Imam Rochani, M.Sc.

(Pembimbing 1)

2. Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

(Pembimbing 2)

3. Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.

(Penguji 1)

4. Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D.

(Penguji 2)

5. Ir. Mas Murtedjo, M.Eng.

(Penguji 3)

SURABAYA, JULI 2018

ANALISIS TEGANGAN DAN *ALLOWABLE SPAN RIGID RISER*
AKIBAT PENGARUH *VORTEX INDUCED VIBRATION*
(STUDI KASUS *KLA PLATFORM PT. PERTAMINA HULU ENERGI*
***OFFSHORE NORTH WEST JAVA*)**

Nama : Afiif Prima Yunanto
NRP : 04311440000033
Departemen : Teknik Kelautan FTK-ITS
Dosen Pembimbing : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

ABSTRAK

Perancangan pipa bawah laut dan *riser* tentu memiliki beberapa kriteria desain, mulai dari perhitungan tebal pipa dan *riser*, perhitungan *freespan*, serta melakukan analisis terhadap tegangan. Untuk mendesain ketebalan pipa mengacu pada ASME B 31.8 dan API RP 1111. Ketebalan pipa nominal yang digunakan sebesar 8.56 mm telah memenuhi batas minimal kriteria ketebalan sebesar 5.12 mm. Terjadi perubahan panjang *span* pada struktur *riser* yang menggunakan 2 *support clamp* menjadi 4 *support clamp* sehingga perlu dilakukan analisis ulang *allowable span* dan *allowable stress*. Dari hasil analisis, struktur *riser* aman terhadap tegangan kombinasi (*von-mises*) pada kriteria *allowable stress* ASME B31.8. Pemodelan dilakukan menggunakan *software autopipec* berdasarkan ASME B31.8. Besar tegangan *von-mises* pada masing-masing span yaitu 48.15 MPa, 45.27 MPa, 48.35 MPa, dan 48.82 MPa, dengan eror maksimum 4,53 % sebagai validasi. Berdasarkan *in-line screening criteria* DNV RP F105, *span riser* sepanjang 5.5 meter pada kedalaman 0.623 meter di bawah msl melebihi *maximum allowable span* sepanjang 4.364 meter. Sehingga perlu dilakukan mitigasi agar struktur terhindar dari kegagalan akibat kelelahan. Rekomendasi yang dapat dilakukan sesuai pada DNV RP F105 appendix D, yaitu menambahkan *helical strake* sebagai *suppression device* pada *span riser* untuk mereduksi efek dari *vortex induced vibration*.

Kata Kunci : *allowable span*, *allowable stress*, analisis tegangan, *in-line*, *riser*, *screening criteria*, *von-mises*, *vortex induced vibration*.

**STRESS AND ALLOWABLE SPAN ANALYSIS OF RIGID RISER DUE TO
VORTEX INDUCED VIBRATION
(KLA PLATFORM PT. PERTAMINA HULU ENERGI OFFSHORE
NORTH WEST JAVA CASE STUDY)**

Name : Afif Prima Yunanto
NRP : 0431144000033
Department : Ocean Engineering FTK-ITS
Supervisors : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

ABSTRACT

The design of submarine *pipelines* and *risers* have several criterion, including the calculation of wall thickness, *freespan*, and *stress* analysis of the *pipes*. The *pipe* thickness is designed by referring to ASME B 31.8 dan API RP 1111. The selected nominal *pipe* thickness are 8.56 mm which has fulfilled the minimum thickness requirement of 5.12 mm. Due to the change from using 2 *support clamps* into 4 *support clamps*, the length of *freespan* at the *risers* require a re-analysis of *allowable span* and *allowable stress*. From the analysis, the *riser* structure is safe against combination stress (*von-mises*) based on *allowable stress* criterion ASME B31.8. *Von-mises stress* analysis is done using the *autopipe* software and referring to ASME B31.8. The *Von-mises stress* value obtained at each span is 48.15 MPa, 45.27 MPa, 48.35 MPa, and 48.82 MPa. Based on *in-line screening* criterion of DNV RP F105, the *actual span* span at a depth of 0.623 m below MSL has an actual span of 5.5 meter which exceeds the limit of 4.364 meters for *allowable spans* requirements. Based on DNV RP F105 Appendix D, an additional *helical strake* as *suppression device* is required at the *span* to reduce *vortex induced vibration*'s effect.

Key Words: *allowable span, allowable stress, in-line, riser, screening criteria, stress analysis, von-mises, vortex induced vibration.*

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr. Wb.

Puji syukur Alhamdulillah penulis panjatkan kehadiran Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian tugas akhir beserta laporannya dengan baik dan tepat waktu. Laporan ini berisi tentang proses dan hasil dari tugas akhir penulis. Tugas akhir penulis berjudul Analisis Tegangan Dan *Allowable Span Rigid Riser* akibat Pengaruh *Vortex Induced Vibration* (Studi Kasus *Kla Platform Pt. Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java*).

Tugas akhir merupakan salah satu syarat untuk mendapatkan gelar sarjana di Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Untuk itu setiap mahasiswa diwajibkan mengangkat suatu permasalahan di lingkungan sekitar sesuai dengan profesi dan perkuliahan yang diambil untuk dijadikan bahasan dalam tugas akhir. Untuk jurusan teknik kelautan khususnya, permasalahan yang diangkat adalah permasalahan yang ada di lingkungan laut dan fasilitas teknologi penunjangnya sesuai dengan materi yang diberikan selama perkuliahan. Penelitian ini diharapkan dapat berguna untuk beberapa pihak yang bersangkutan atau keperluan penelitian selanjutnya.

Penulis telah berusaha sebaik mungkin dalam pengerjaan tugas akhir ini, namun penulis menyadari masih terdapat banyak kekurangan. Oleh karena itu, penulis mengharapkan saran dan kritik yang membangun demi terciptanya kesempurnaan dalam penelitian tugas akhir yang akan datang. Semoga penelitian ini dapat memberikan manfaat untuk penulis pada khususnya dan pembaca pada umumnya.

Wassalamu'alaikum Wr. Wb.

Surabaya, Juli 2018

Penulis

UCAPAN TERIMA KASIH

Pada kesempatan ini, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada beberapa pihak yang turut membantu kelancaran selama pengerjaan tugas akhir ini :

1. Allah SWT, atas karunianya telah memberikan kesempatan penulis untuk menyelesaikan tugas akhir ini.
2. Kedua orang tua penulis yaitu Dr. M. Nur Islami, S.H., M.Hum, dan Sriwahyuni Istikayah, S.H yang selalu memberikan dukungan moril dan materil kepada penulis serta doa yang tiada henti.
3. Dosen pembimbing I Ir. Imam Rochani, M.Sc, dan pembimbing II Ir. Handayanu, M.Sc, Ph.D, atas bimbingan, pengetahuan, ilmu, nasehat, dan sarannya selama pengerjaan tugas akhir ini.
4. Kakak Imam Nur Prasetya yang selalu sabar memberikan saran, tutor dan pembelajaran kepada penulis selama pengerjaan tugas akhir ini.
5. Teman-teman satu bahasan tugas akhir tentang pipa, yang selalu memberikan masukan dan bahasan diskusi selama mengerjakan tugas akhir.
6. Ketua Departemen, Sekertaris Departemen, seluruh dosen dan staff pengajar Departemen Teknik Kelautan yang telah memberi bekal ilmu selama menjalani masa perkuliahan.
7. Teman-teman teknik kelautan angkatan 2014 (Maelstrom), rekan-rekan ITS TV dan rekan-rekan penulis di Yogyakarta yang selalu memberikan *support*, motivasi, dan candaan yang menjadikan semangat bagi penulis dalam menyelesaikan tugas akhir.
8. Natasya Fitria, partner sehari-hari, terimakasih atas dukungan moril dan motivasi yang selalu diberikan kepada penulis.
9. Pihak-pihak lainnya yang belum bisa disebutkan satu persatu oleh penulis.

Surabaya, Juli 2018

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	iii
ABSTRAK	iv
ABSTRACT	v
KATA PENGANTAR.....	vi
UCAPAN TERIMA KASIH	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	xii
DAFTAR TABEL	xiii
DAFTAR LAMPIRAN	xv
DAFTAR NOTASI.....	xvi
BAB I.....	1
PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Masalah.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	4
1.3 Tujuan.....	4
1.4 Manfaat.....	5
1.5 Batasan Masalah.....	5
1.6 Sistematika Penulisan.....	6
BAB II	7
TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....	7
2.1 Tinjauan Pustaka	7
2.2 Dasar Teori.....	8
2.2.1 Pipa Bawah Laut.....	8

2.2.2	<i>Riser</i>	9
2.2.3	Desain <i>Wall Thickness Riser</i>	11
2.2.3.1	Tekanan Internal dan Eksternal Pipa.....	11
2.2.3.2	Tebal Pipa Berdasarkan <i>Pressure Containment</i>	11
2.2.3.3	Tebal Pipa Berdasarkan Kegagalan Akibat Tekanan Eksternal	12
2.2.3.4	<i>Buckling</i> akibat Kombinasi <i>Bending</i> dan Tekanan Eksternal.....	13
2.2.3.5	Tebal Pipa Berdasarkan <i>Propagation Buckling</i>	13
2.2.4	Perhitungan Umum <i>Riser</i>	15
2.2.4.1	Massa Efektif <i>Riser</i>	16
2.2.5	Beban Lingkungan.....	18
2.2.5.1.	Arus	18
2.2.5.2.	Gelombang	18
2.2.6	Gaya Hidrodinamis.....	21
2.2.6.1	Gaya <i>Drag</i>	22
2.2.6.2	Gaya Inersia.....	24
2.2.6.3	Gaya <i>Lift</i>	25
2.2.7	Bentang Bebas pada <i>Riser (Free Span)</i>	25
2.2.8	<i>Vortex Induced Vibrations (VIV)</i>	26
2.2.8.1.	Parameter Hidrodinamika untuk VIV	28
2.2.9	<i>Fundamental Natural Frequency</i>	29
2.2.10	Parameter Stabilitas	31
2.2.11	<i>Screening Criteria</i>	32
2.2.12	<i>Allowable Riser Span</i>	34
2.2.13	Tegangan yang Terjadi pada <i>Riser</i>	35
2.2.13.1	Tegangan <i>Hoop</i>	35
2.2.13.2	Tegangan <i>Longitudinal</i>	36

2.2.13.3 Tegangan Ekuivalen (<i>Von-mises Equivalent Stress</i>).....	40
2.2.14 <i>Software Autopipe</i>	41
2.2.15 Mitigasi.....	41
BAB III.....	43
METODOLOGI PENELITIAN	43
3.1. Diagram Alir Penelitian (Umum).....	43
3.1.1. Diagram Alir Perhitungan <i>Wall Thickness</i>	45
3.1.2. Diagram Perhitungan <i>Allowable Span Riser</i>	48
BAB IV	51
ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....	51
4.1. Data Tugas Akhir	51
4.2. Pengumpulan Data	52
4.2.1. Lokasi <i>Platform</i>	52
4.2.2. Data <i>Riser</i>	52
4.2.3. Data Material <i>Riser</i>	52
4.2.4. Data <i>Riser External Coating</i>	53
4.2.5. Data Lingkungan	53
4.2.5.1. Seawater Data.....	53
4.2.5.2. Tidal, Surge and Splash Zone Elevation	54
4.2.5.3. Corrosion Allowance.....	54
4.2.5.4. Wave and Current Data	54
4.2.6. Data Fluida	55
4.2.7. <i>Riser Span</i> Data	55
4.3. Perhitungan <i>Wall Thickness</i>	55
4.4. Perhitungan Umum Pipa	58
4.5. Perhitungan Massa Efektif <i>Riser</i>	59

4.6.	Perhitungan Kecepatan Arus signifikan	60
4.7.	Perhitungan Kecepatan Arus <i>Steady</i>	62
4.8.	Parameter <i>Vortex Induced Vibration</i>	62
4.8.1.	Parameter Stabilitas	62
4.8.2.	<i>Current Flow Ratio</i>	63
4.8.3.	Bilangan <i>Keulegan carpenter</i>	63
4.9.	Gaya Hidrodinamis	65
4.10.	Frekuensi Natural <i>Riser</i>	67
4.11.	<i>Screening Fatigue</i>	69
4.11.1.	<i>In-line VIV</i>	69
4.11.2.	<i>Cross-Flow VIV</i>	69
4.12.	<i>Allowable Span Riser</i>	70
4.13.	Tegangan Ekuivalen (<i>Von-mises Stress</i>)	71
4.13.1.	Perhitungan Tegangan Ekuivalen Manual	71
4.13.2.	Tegangan Ekuivalen dengan <i>Software Autopipe</i>	76
4.13.3.	Validasi Tegangan <i>Von-mises</i>	80
BAB V	83
KESIMPULAN DAN SARAN	83
5.1.	Kesimpulan	83
5.2.	Saran	84
DAFTAR PUSTAKA	85
LAMPIRAN - LAMPIRAN		
BIODATA PENULIS		

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Layout skematis KLA-KLB field.....	2
Gambar 1. 2	Typical <i>riser</i> schematics.....	3
Gambar 2. 1	<i>Offshore pipeline schematics</i>	9
Gambar 2. 2	Jenis-jenis <i>rigid riser</i>	10
Gambar 2. 3	Proses ovalisasi akibat <i>local buckling</i>	14
Gambar 2. 4	<i>Propagation buckling</i>	14
Gambar 2. 5	Grafik <i>region of validity of wave theory</i>	19
Gambar 2. 6	Grafik <i>reduction factor</i>	21
Gambar 2. 7	Gaya hidrodinamis pada <i>riser</i> dan <i>pipeline system</i>	22
Gambar 2. 8	Grafik $\psi KC, \alpha CD$ untuk $KC < 5$	24
Gambar 2. 9	Fenomena terjadinya <i>vortex</i>	26
Gambar 2. 10	Visualisasi VIV.....	27
Gambar 2. 11	<i>Vortex shedding</i> pada <i>riser</i>	27
Gambar 2. 12	<i>Hoop stress</i> pada pipa.....	36
Gambar 2. 13	<i>Longitudinal stress</i> pada pipa.....	37
Gambar 2. 14	Penambahan <i>helical strakes</i> pada pipa.....	42
Gambar 4. 1	Layout skematis KLA-KLB field.....	51
Gambar 4. 2	Hasil <i>region of validity</i>	60
Gambar 4. 4	Input Pipe Properties.....	76
Gambar 4. 5	Input tekanan dan temperatur operasi pipa.....	77
Gambar 4. 6	Pemodelan <i>riser</i> pada software <i>autopipe</i>	78
Gambar 4. 7	Wave load pada software <i>autopipe</i>	78
Gambar 4. 8	Bouyancy pada kedalaman <i>riser</i>	79
Gambar 4. 9	Hasil analisis tegangan von-mises dengan <i>autopipe</i>	79

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Koefisien massa tambah pada <i>turbular pipe</i>	17
Tabel 2. 2 Kekasaran permukaan pipa	23
Tabel 2. 3 Koefisien kondisi batas	30
Tabel 2. 4 <i>Safety factor</i> untuk parameter VIV	32
Tabel 2. 5 <i>Safety factor</i> untuk <i>screening criteria</i>	32
Tabel 2. 6 Tegangan izin pada <i>riser</i> berdasarkan ASME B31.8.....	35
Tabel 2. 7 <i>Stress Intensification Factor</i>	39
Tabel 4. 1 <i>Platform locations</i>	52
Tabel 4. 2 <i>Riser data</i>	52
Tabel 4. 3 <i>Riser material data</i>	52
Tabel 4. 4 <i>Riser external anti-corrosion coating</i>	53
Tabel 4. 5 <i>Seawater data</i>	53
Tabel 4. 6 <i>Tidal, surge and splash zone elevation</i>	54
Tabel 4. 7 <i>Internal corrosion allowance</i>	54
Tabel 4. 8 <i>Wave and Current Data</i>	54
Tabel 4. 9 <i>Fluid or content data</i>	55
Tabel 4. 10 <i>Riser span data</i>	55
Tabel 4. 11 Hasil perhitungan <i>wall thickness</i> tanpa <i>corrosion allowance</i> dan <i>mill tolerance</i>	56
Tabel 4. 12 <i>Corrosion allowance</i> dan <i>mill tolerance</i>	56
Tabel 4. 13 Hasil perhitungan <i>wall thickness</i> dengan <i>corrosion allowance</i> dan <i>mill tolerance</i>	56
Tabel 4. 14 Hasil perhitungan <i>wall thickness</i>	57
Tabel 4. 15 Tebal pipa nominal.....	57
Tabel 4. 16 <i>API Spesification 5L</i>	58
Tabel 4. 17 Data properti pipa.....	58
Tabel 4. 18 Hasil perhitungan umum pipa	59
Tabel 4. 19 Massa efektif rata rata pada tiap <i>span</i>	59
Tabel 4. 20 Parameter <i>Region of validity</i>	60
Tabel 4. 21 Parameter perhitungan kecepatan arus signifikan.....	61
Tabel 4. 22 Kecepatan arus signifikan pada elevasi <i>span riser</i>	61
Tabel 4. 23 Kecepatan arus <i>steady</i> pada elevasi <i>span riser</i>	62
Tabel 4. 24 Parameter awal untuk perhitungan parameter VIV	62
Tabel 4. 25 Parameter stabilitas pada <i>span riser</i>	63

Tabel 4. 26 <i>Current flow ratio</i> pada elevasi <i>span riser</i>	63
Tabel 4. 27 Bilangan keulegan carpenter pada elevasi <i>span riser</i>	64
Tabel 4. 28 <i>Reduced velocity</i>	64
Tabel 4. 29 <i>Reynold number</i>	65
Tabel 4. 30 Parameter awal perhitungan koefisien <i>drag</i>	65
Tabel 4. 31 Hasil koefisien <i>drag</i>	66
Tabel 4. 32 Hasil gaya <i>drag</i>	66
Tabel 4. 33 Parameter awal perhitungan koefisien <i>lift</i>	67
Tabel 4. 34 Parameter untuk perhitungan frekuensi natural	68
Tabel 4. 35 Frekuensi natural pada <i>span riser</i>	68
Tabel 4. 36 Parameter untuk <i>screening in-line</i>	69
Tabel 4. 37 Frekuensi natural pada arah <i>in-line</i>	69
Tabel 4. 38 Parameter untuk <i>screening cross-flow</i>	70
Tabel 4. 39 Frekuensi natural pada arah <i>cross-flow</i>	70
Tabel 4. 40 <i>Allowable span riser</i>	71
Tabel 4. 41 Parameter perhitungan tegangan <i>hoop</i>	72
Tabel 4. 42 Hasil perhitungan tegangan <i>hoop</i>	72
Tabel 4. 43 Perhitungan tegangan <i>thermal</i>	72
Tabel 4. 44 Perhitungan tegangan <i>poisson</i>	73
Tabel 4. 45 Perhitungan tegangan aksial.....	73
Tabel 4. 46 Parameter perhitungan tegangan <i>bending</i>	73
Tabel 4. 47 Perhitungan momen maksimum.....	74
Tabel 4. 48 Perhitungan tegangan <i>bending</i>	74
Tabel 4. 49 Parameter perhitungan tegangan <i>longitudinal</i>	74
Tabel 4. 50 Hasil perhitungan tegangan <i>longitudinal</i>	75
Tabel 4. 51 Parameter perhitungan tegangan <i>von-mises</i>	75
Tabel 4. 52 Hasil perhitungan tegangan <i>von-mises</i>	75
Tabel 4. 53 Hasil tegangan <i>von-mises</i> dengan <i>autopipe</i>	80
Tabel 4. 54 Validasi tegangan <i>von-mises</i>	80

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	PERHITUNGAN <i>WALL THICKNESS RISER</i> BERDASARKAN ASME B31.8 DAN API RP 1111
LAMPIRAN II	PERHITUNGAN KECEPATAN ARUS DAN GELOMBANG STOKES ORDE 2
LAMPIRAN III	PERHITUNGAN GAYA HIDRODINAMIS
LAMPIRAN IV	PERHITUNGAN <i>ALLOWABLE SPAN RISER</i> BERDASARKAN DNV RP F105
LAMPIRAN V	PERHITUNGAN TEGANGAN <i>RISER</i>
LAMPIRAN VI	<i>AUTOPIPE RISER STRESS ANALYSIS RESULT</i>
LAMPIRAN VII	<i>DRAWING REFERENCE</i>

DAFTAR NOTASI

Latin

A_i	= luas penampang internal pipa baja (m^2)
A_{st}	= luas penampang pipa baja (m^2)
A_z	= <i>cross section of pipe</i> (m^2)
C_D	= koefisien <i>drag</i>
C_D^0	= koefisien <i>drag</i> dasar untuk aliran <i>steady</i>
C_L	= koefisien <i>dynamic soil stiffness</i> horizontal ($kN/m^{5/2}$)
C_L	= koefisien gaya angkat
C_M	= koefisien gaya inersia
C_a	= koefisien massa tambah
C_n	= <i>boundary condition coefficient</i> ($n = 1,2,3,4,5,6$)
D	= diameter luar pipa (m)
D_{cc}	= diameter luar dengan <i>corrosion coating</i> (m)
D_j	= kedalaman referensi (m)
D_{sz}	= diameter luar dengan <i>splashzone coating</i> (m)
D_{wc}	= diameter selimut beton (<i>concrete</i>) (m)
E	= <i>young's modulus</i> pipa baja (N/m^2)
F_1	= <i>basic design factor</i>
F_D	= gaya <i>drag</i> (N/m)
F_i	= <i>axial force term</i> (N)
F_I	= gaya inersia (N/m)
F_L	= gaya angkat (N/m)
H_{\max_1yr}	= <i>maximum wave height</i> periode 1 tahunan (m)
H_{\max_100yr}	= <i>maximum wave height</i> periode 100 tahunan (m)
H_s	= tinggi gelombang signifikan (m)
H_{s_1yr}	= tinggi gelombang signifikan periode ulang 1 tahun (m)
I_{conc}	= momen inersia selimut beton (m^4)
ID	= diameter dalam pipa (m)
I_{st}	= momen inersia pipa baja (m^4)

K	= relevant soil stiffness (vertikal atau horizontal, statis atau dinamis)
K_L	= dynamic soil stiffness horizontal (kN/m/m)
K_{sd}	= stability parameter / γ_k (safety factor)
L	= panjang span aktual (m)
L_{eff}	= panjang bentangan bebas efektif (m)
L_{in}	= lengan momen <i>in-plane</i> (m)
L_j	= kedalaman <i>midspan</i> (m)
L_{out}	= lengan momen <i>out-plane</i> (m)
M_i	= <i>in-plane</i> bending moment (N.m)
$M_{max,in}$	= maximum <i>in-plane</i> bending moment (N.m)
$M_{max,out}$	= maximum <i>out-plane</i> bending moment (N.m)
M_o	= <i>out-plane</i> bending moment (N.m)
M_{z1}	= total effective mass of elevation at top clamp span (kg)
M_{z2}	= total effective mass of elevation at bottom clamp span (kg)
P_{cr}	= critical buckling load (N)
P_e	= tekanan eksternal (Pa)
P_i	= perbedaan tekanan internal (Pa)
R_C	= faktor reduksi kecepatan arus
R_D	= reduction factor, akibat efek arah dan sebaran gelombang
S_{eff}	= effective axial force (N)
S_t	= strouhal number (0.2 untuk silinder bulat)
T_1	= temperatur pipa saat instalasi (°C)
T_2	= temperatur pipa saat operasi (°C)
T_p	= periode puncak gelombang (s)
$T_{p_{1yr}}$	= periode puncak gelombang 1 tahunan (s)
$U_{c_{100yr}}$	= periode ulang 100 tahun untuk arus laut (m/s)
U_c	= kecepatan arus pada elevasi pipa (m/s)
U_s	= kecepatan arus signifikan pada elevasi pipa akibat gelombang (m/s)
U_{tot}	= kecepatan partikel air (m/s)

U_{w_1yr}	= periode ulang signifikan 1 tahun untuk <i>wave induce velocity</i>
U_w	= kecepatan arus signifikan normal pada pipa, dipengaruhi arah dan sebaran gelombang (m/s)
$U(z_r)$	= kecepatan arus pada ketinggian referensi (m/s)
$V_{R,onset}^{CF}$	= <i>cross-flow onset value</i>
$V_{R,onset}^{IL}$	= <i>in-line onset value</i>
W_{s_1yr}	= significant <i>wave</i> period 1 tahunan (s)
W_{s_100yr}	= significant <i>wave</i> period 100 tahunan (s)
a_n	= percepatan partikel air (m/s ²)
e	= jarak antara <i>seabed</i> dan pipa (m)
e/D_t	= rasio <i>gap span</i>
f_1	= <i>bending safety factor for installation bending plus external pressure</i>
f_2	= <i>bending safety factor for in-place bending plus external pressure</i>
f_c	= <i>collapse factor combined bending strain and external pressure</i>
f_h	= <i>hydrotest hoop stress design factor</i>
f_n	= <i>fundamental natural frequency</i> (Hz)
$f_{n,CF}$	= frekuensi natural <i>cross flow</i>
$f_{n,IL}$	= frekuensi natural <i>in-line</i>
g	= percepatan gravitasi (m/s ²)
g_δ	= <i>collapse reduction factor</i>
h	= kedalaman laut (m)
i_i	= <i>in-plane stress intensification factor</i>
i_o	= <i>out-plane intensification factor</i>
k	= kekasaran permukaan pipa (m)
m_a	= massa Tambah (kg/m)
m_{cont}	= massa konten Pipa (kg/m)
m_{cc}	= massa <i>corrosion coating</i> (kg/m)
m_e	= massa efektif pipa (kg/m)
m_{riser}	= massa <i>riser</i> (kg/m)

m_{st}	= massa pipa baja (kg/m)
m_{str}	= massa struktur pipa (kg/m)
m_{sw}	= massa <i>displaced water</i> (kg/m)
m_{sws}	= massa <i>displaced water in splashzone</i> (kg/m)
m_{wc}	= massa selimut beton (kg/m)
p_c	= tekanan <i>collapse</i> (MPa)
p_e	= tekanan eksternal (MPa)
p_i	= tekanan desain internal pipa (MPa)
p_p	= <i>propagation buckle pressure</i> (MPa)
p_y	= tekanan <i>yield</i> (MPa)
q	= <i>deflection load per unit length</i> (N/m)
t_{cc}	= tebal lapisan anti korosi (m)
t_{cn}	= tebal <i>concrete coating</i> (mm)
t_{corr}	= tebal <i>corrosion allowance</i> (m)
t_{fab}	= tebal <i>mill tolerance</i> (m)
t_{int}	= tebal lapisan anti korosi internal (m)
t_{mg}	= tebal <i>marine growth</i> (m)
t_{nom}	= tebal nominal dinding pipa (mm)
t_{n_buck}	= <i>required wall thickness due to combined bending and external pressure</i> (mm)
$t_{n_collapse}$	= <i>required wall thickness for hydrostatic collapse</i> (mm)
t_{n_cont}	= <i>required wall thickness for pressure containment</i> (mm)
t_{n_prop}	= <i>required wall thickness for propagation pressure</i> (mm)
t_{nom}	= tebal nominal dinding pipa (m)
ν	= <i>poisson ratio</i>
ν_s	= viskositas kinematis air laut (m ² /s)
ν_{st}	= <i>poisson ratio</i> pipa baja
z_0	= parameter kekasaran dasar laut (m)
z_A	= modulus penampang pipa (cm ³)
z_1	= <i>location of upper clamp</i> (m)
z_2	= <i>location of bottom clamp</i> (m)

CA	= <i>corrosion allowance</i>
BTR	= <i>riser batter (m)</i>
CSF	= <i>concrete stiffness factor</i>
$G(\omega)$	= fungsi transformasi frekuensi dari permukaan laut menjadi <i>wave-induced flow velocities</i>
LAT	= <i>lowest astronomical tide (m)</i>
MSL	= <i>mean sea level (m)</i>
Mf	= <i>fabrication method</i>
$SMYS$	= <i>specified minimum yield strength (MPa)</i>

Greek

$\phi(s)$	= <i>mode shape</i>
ζ_h	= <i>hydrodynamic damping</i>
ζ_T	= <i>total modal damping ratio</i>
$\psi_{proxi,onset}$	= faktor koreksi untuk <i>cross flow</i> dekat <i>seabed</i>
ζ_{soil}	= <i>soil damping</i>
ζ_{str}	= <i>structural damping</i>
$\psi_{trench,onset}$	= <i>reduction factor</i> untuk <i>cross flow</i> karena pengaruh <i>trench</i>
$\frac{\rho_s}{\rho}$	= rasio massa spesifik antara massa pipa (tanpa massa tambah) dan massa
$\bar{\alpha}$	= <i>current flow ratio</i>
α_e	= koefisien ekspansi suhu ($^{\circ}C$)
α_t	= koefisien <i>thermal expansion</i>
γ_{CF}	= <i>safety factor (cross flow)</i>
γ_{IL}	= <i>safety factor (in-line)</i>
γ_k	= <i>safety factor</i>
$\gamma_{on,CF}$	= <i>safety factor</i> untuk <i>cross flow onset value</i>
$\gamma_{on,IL}$	= <i>safety factor</i> untuk <i>in-line onset value</i>
θ_{rel}	= sudut datang aliran arus terhadap pipa ($^{\circ}$)

ρ_{cont}	= massa jenis konten pipa (kg/m^3)
ρ_{cc}	= massa jenis <i>corrosion coating</i> (kg/m^3)
ρ_{mg}	= massa jenis <i>marine growth</i> (kg/m^3)
ρ_{st}	= massa jenis baja (kg/m^3)
ρ_w	= massa jenis air laut (kg/m^3)
σ_a	= tegangan aksial (MPa)
σ_b	= tegangan <i>bending</i> (MPa)
σ_e	= tegangan <i>von-mises</i> (MPa)
σ_h	= tegangan <i>hoop</i> (MPa)
σ_L	= tegangan <i>longitudinal</i> (MPa)
σ_p	= tegangan <i>poisson</i> (MPa)
$\psi_{KC,\alpha}^{CD}$	= faktor koreksi untuk aliran <i>unsteady</i>
ψ_{VIV}^{CD}	= faktor amplifikasi akibat getaran <i>cross-flow</i>
ψ_{proxi}^{CD}	= faktor koreksi perkiraan kondisi dasar laut
ψ_{trench}^{CD}	= faktor koreksi akibat pengaruh <i>trench</i>
ω_p	= frekuensi puncak gelombang (rad/s)
ΔT	= perbedaan temperatur ($^{\circ}\text{C}$)
ΔP	= perbedaan tekanan (Pa)
α	= <i>current flow ratio</i>
δ	= <i>static deflection</i> (m)
τ	= tegangan torsional (MPa)
ω	= frekuensi gelombang (rad/s)

BAB I

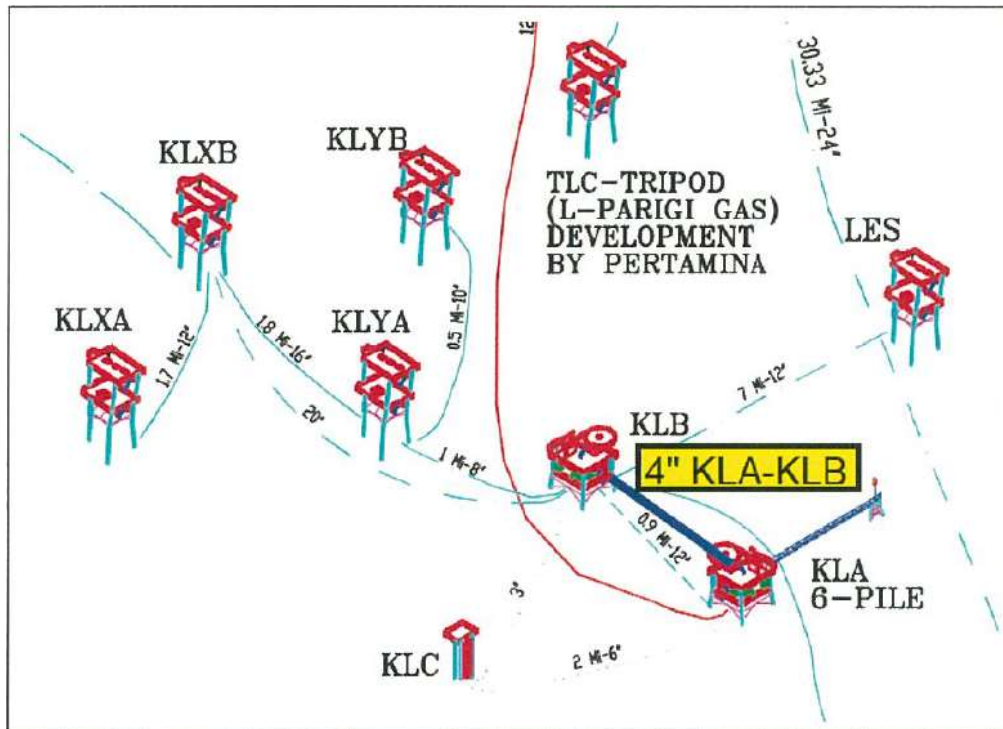
PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Sebagai sumber energi, minyak dan gas bumi banyak digunakan masyarakat dunia untuk keperluan pribadi, kelompok baik komersial maupun industri. Dari tahun ke tahun penggunaan minyak bumi terus meningkat sehingga dibutuhkan metode dan alat untuk mendistribusikan minyak bumi dan gas secara efektif. *Pipeline Engineering* atau Teknik Perpipaan merupakan suatu rekayasa teknik tentang sebuah konstruksi pipa yang sering digunakan sebagai sistem pendistribusian minyak dan gas bumi. *Pipelines* digunakan untuk berbagai maksud dalam pengembangan sumber daya *hidrokarbon* di lepas pantai, termasuk pipa transportasi untuk ekspor, pipa penyalur untuk mengangkut produksi dari suatu *platform* ke pipa ekspor (Soegiono, 2007).

Indonesia yang merupakan salah satu negara penghasil minyak dan gas bumi terbesar di dunia. Pertamina Hulu Energi (PHE) turut andil dalam proses eksplorasi dan eksploitasi minyak, gas, dan sumber energi lainnya. Pertamina Hulu Energi ONWJ (PHE ONWJ) saat ini sedang melakukan *Technical Framework Contract* (TFC) untuk program penggantian perbaikan pipa bawah laut jangka panjang STC - 0893 yang pertama kali dilaksanakan pada tahun 2013. Proyek ini berlokasi lepas pantai utara Jawa Barat sekitar 120 km timur laut Jakarta

Ada tiga jaringan pipa yang dilaksanakan pada program tahun 2013 sebagai ruang lingkup proyek utama, yaitu instalasi pipa 16" MMF-LPRO sepanjang 10 km, instalasi pipa 6" KLA-KLB sepanjang 0.7 km dan instalasi pipa 4" KLA-KLB sepanjang 1 km. KLA *flow station* adalah salah satu produsen gas utama di daerah ONWJ dengan produksi gas normal 40-60 MMSCFD. Saat ini, KLA memberikan kontribusi produksi minyak mentah yang signifikan kepada PHE ONWJ dengan produksi minyak mentah normal sampai 1000 bopd. Dari KLA, KLB dan KLC *platform* sekitar 2000 BOPD. Minyak mentah dari KLA dan KLB *platform* diproduksi dengan menggunakan *lift gas* non kompresor dari sumbu sumber gas. Gambar 1.1 di berikut akan menjelaskan layout pada KLA-KLB *field*.



Gambar 1.1 Layout skematis KLA-KLB field

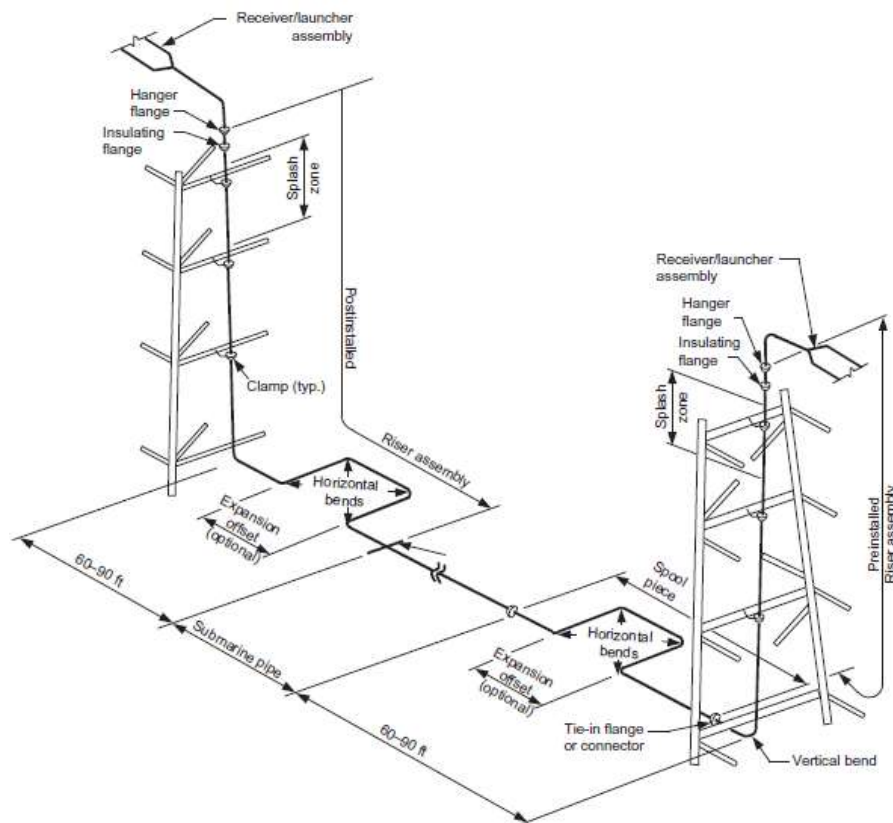
(Sumber : Pertamina, 2013)

Sebelumnya perancangan struktur riser pada platform KLA dilakukan dengan menggunakan 2 support clamp, yang membuat span riser terbagi menjadi 2 bagian, yaitu dengan masing-masing span sepanjang 9.144 m dan 8.534 m. Span tersebut tidak memenuhi kriteria allowable span berdasarkan screening fatigue dari arah in-line dan cross-flow serta kriteria allowable span maksimum berdasarkan pengaruh VIV pada kondisi operasi. Kemudian dilakukan redesign dengan menambahkan 2 additional clamp untuk mengurangi panjang span pada riser. Dari kasus tersebut perlu dilakukan analisis terhadap 4 riser span tersebut apakah sudah memenuhi batas allowable span yang ada sesuai dengan DNV RP F105.

Pendistribusian minyak dan gas yang berada di offshore dari satu fasilitas ke fasilitas lain, kita kenal saat ini dengan dua cara yaitu pendistribusian dengan pipa bawah laut (pipeline) atau secara curah (misal: kapal tanker). Pendistribusian dengan pipeline relatif aman dibandingkan dengan pendistribusian secara curah (Soegiono, 2004). Pipa bawah laut menjadi salah satu infrastruktur transportasi jarak jauh minyak dan gas yang paling efektif, dibandingkan menggunakan kapal atau alat transportasi lain. Hal ini dikarenakan sifat pipeline yang sustainable atau dalam artian mampu bekerja berkelanjutan pada daily system operation (Purwanti,

2009). Sifat ini sangat mendukung efisiensi pemindahan produksi minyak dan gas baik yang berasal dari eksplorasi bawah laut. Namun mahalny konstruksi pipa bawah laut menjadi hal yang diperhitungkan. Oleh karena itu, konstruksi pipa bawah laut harus didesain dan dianalisis dengan baik agar konstruksi tersebut dapat diinstal dan beroperasi dengan baik sesuai dengan tujuannya.

Sebagai sarana penyalur fluida, *riser* didesain untuk mampu menerima berbagai beban, seperti beban fungsional (berat, tekanan, operasional) dan beban lingkungan (angin, hidrodinamika). Beban siklis yang diakibatkan oleh osilasi *vortex induced vibration* (VIV) menjadi permasalahan hidrodinamika yang mengakibatkan adanya kelelahan struktur atau *fatigue*. VIV tersebut memberikan dampak yang cukup besar dan dapat menyebabkan kekuatan struktur menjadi lemah secara signifikan dalam waktu yang relatif singkat (mathelin dan de Langre, 2005). Selain itu adanya perubahan kondisi yang dialami oleh *riser*, baik itu diakibatkan oleh keadaan internal maupun eksternal, dapat berdampak pada struktur material *riser*.



Gambar 1. 2 Typical riser schematics

(Sumber : Guo dkk, 2014)

Pressure design merupakan salah satu variabel yang harus diperhatikan dalam perancangan *riser*. Peningkatan *pressure* atau tekanan secara statis dapat berdampak terhadap tegangan yang terjadi pada *riser*. Terdapat dua jenis tegangan yang perlu diperhatikan berdasarkan sumbernya : tegangan gelang di sekeliling pipa (*hoop stress*), yang berkaitan dengan perancangan diameter *riser* dan tegangan secara memanjang (*longitudinal stress*), yang berkaitan dengan tekanan, suhu, lengkungan. Secara umum, nilai tegangan dalam batas toleransi, mempunyai batasan terhadap SMYS (*specified minimum yield stress*) dengan faktor perancangan yang ditentukan (Soegiono 2006).

Secara umum aspek yang diperhatikan dalam perancangan sama dengan perancangan pipa bawah laut, karena secara bentuk geometri, dan material sama dengan pipa. Aspek-aspek tersebut antara lain perhitungan ketebalan *riser*, bentangan bebas *riser*, serta menganalisis tegangan yang terjadi. Tugas akhir ini akan mengevaluasi apakah desain *riser* sudah sesuai dengan panjang bentang bebas yang diizinkan dan dapat mengakomodasi kombinasi tegangan yang terjadi. Pemodelan pipa dilakukan pada perangkat lunak *autopipe* dengan meninjau tegangan maksimal yang terjadi untuk keamanan pipa. Sedangkan perhitungan properti tebal pipa dan bentangan bebas dilakukan secara perhitungan manual dengan bantuan *software microsoft excel* dan *mathcad*.

1.2 Perumusan Masalah

Perumusan masalah dalam Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Apakah *schedule* pipa yang digunakan pada *riser* memenuhi kriteria perhitungan *wall thickness* ?
2. Apakah *span* aktual pada *riser* memenuhi kriteria *allowable span* DNV RP F105 ?
3. Apakah bentang bebas *riser* memenuhi kriteria *allowable stress* berdasarkan teori kegagalan *von-mises* ASME B31.8 ?

1.3 Tujuan

Tujuan dari Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Menganalisis *schedule* pipa yang digunakan pada *riser* memenuhi kriteria perhitungan *wall thickness*

2. Menganalisis *span* aktual pada *riser* memenuhi kriteria *allowable span* DNV RP F105.
3. Menganalisis bentang bebas *riser* memenuhi kriteria *allowable stress* berdasarkan teori kegagalan *von-mises* ASME B31.8.

1.4 Manfaat

Dari penulisan Tugas Akhir ini, diharapkan dapat diketahui bagaimana pemodelan *riser* yang aman dengan mengetahui besar kombinasi tegangan dan regangan yang bekerja, serta mengetahui perhitungan properti tebal *riser* yang dibutuhkan untuk evaluasi desain berdasarkan hasil perhitungan dan *schedule*, dan mengetahui panjang bentang bebas yang diizinkan pada *riser*.

1.5 Batasan Masalah

Batasan Masalah dalam Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Analisis yang dilakukan hanya pada kondisi operasional.
2. Perhitungan yang dilakukan dalam perancangan adalah perhitungan tebal *riser*, panjang bentang bebas *riser* yang diizinkan, dan validasi tegangan ekuivalen pada pemodelan.
3. *Rules* yang digunakan untuk menghitung tebal *riser* adalah ASME B 31.8 (*contain internal pressure*) dan API RP 1111 (*collapse pressure*).
4. Aliran diasumsikan berupa aliran *steady* dan memiliki arah tegak lurus terhadap struktur *riser*.
5. *Rules* yang dipakai untuk perhitungan *allowable span* pada *riser* adalah DNV RP F105.
6. Pengaruh *concrete* dan kekasaran tanah diabaikan.
7. Tumpuan *riser* sebagai *boundary condition* yang digunakan yaitu *pinned-fixed* serta *pinned pinned*.
8. Perhitungan *cathodic protection*, *marine growth*, dan *platform displacement* diabaikan.
9. Perangkat lunak yang digunakan untuk pemodelan *riser* adalah *autopipe*.
10. Batas keamanan berdasarkan pengecekan *von-mises stress* ASME B31.8.
11. Pengaruh tegangan *torsional* diabaikan.
12. Analisis *allowable span* dan tegangan dilakukan dengan *single span*.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika Penulisan Tugas Akhir meliputi :

Bab I Pendahuluan

Bab 1 menjelaskan beberapa hal, antara lain :

1.1 Latar Belakang

1.2 Perumusan Masalah

1.3 Tujuan

1.4 Manfaat

1.5 Batasan Masalah

1.6 Sistematika Penulisan

Bab II Tinjauan Pustaka dan Dasar Teori

Bab 2 terdiri dari paparan penelitian-penelitian yang telah dilakukan sebelumnya dan penjelasan berupa teori-teori yang melandasi penelitian.

Bab III Metodologi Penelitian

Bab 3 berisi tentang alur pengerjaan tugas akhir ini dengan tujuan untuk memecahkan masalah yang diangkat dalam bentuk diagram alir atau *flow chart* yang disusun secara sistematis dan dilengkapi dengan penjelasan dari diagram alir tersebut.

Bab IV Analisis dan Pembahasan

Bab 4 berisi data-data yang diperlukan dalam penelitian serta pembahasan dari hasil analisis-analisis yang telah dilakukan pada penelitian, meliputi analisis hasil, dan pembahasan hasil analisis.

Bab V Kesimpulan dan Saran

Bab 5 berisi kesimpulan dari hasil perhitungan dan pemodelan serta saran yang diperlukan untuk penelitian lebih lanjut.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Riser merupakan sarana penting dalam proses pengeboran, produksi dan transportasi hidrokarbon dan fluida lainnya pada produksi minyak dan gas lepas pantai. Pada umumnya *riser* berfungsi menghubungkan fasilitas pada *topsides* (bangunan atas) dengan *pipeline expansion spool* (Soegiono, 2007). Sedangkan *expansion spool* digunakan untuk menunjang kinerja *riser* dengan mengakomodasi tegangan dan regangan akibat ekspansi pipa.

Langkah awal yang dilakukan dalam merancang *riser* adalah merancang *wall thickness* (tebal dinding) struktur *riser*. Tebal dinding yang dirancang harus cukup kuat untuk menahan gaya-gaya yang bekerja, baik dari dalam pipa (internal) maupun gaya luar yang bekerja pada pipa (eksternal). Kemudian perancangan dievaluasi berdasarkan panjang *freespan* (bentang bebas) untuk menghindari terjadinya *excessive yielding* dan kegagalan *fatigue* (Guo dkk, 2005).

Bentang bebas pada *riser* atau yang biasa disebut dengan *span* merupakan sebuah fenomena yang menyebabkan *riser* mengalami vibrasi secara terus menerus yang pada umumnya diakibatkan oleh *vortex induced vibration* (VIV). VIV memberikan dampak yang cukup besar dan dapat menyebabkan kekuatan struktur menjadi lemah secara signifikan dalam waktu yang relatif singkat (Mathelin, 2005). Selain itu *riser* dapat mengalami berbagai macam pergerakan akibat beban lingkungan. Pergerakannya bisa bermacam-macam, dari bergetar ke arah *in-line* maupun *cross-flow* yang dapat menyebabkan *fatigue* atau bahkan *buckling* (J.K. Vandiver, 1983).

Perancangan *riser* dengan perangkat lunak *autopipe* sebelumnya pernah dilakukan oleh Hidayat (2014). Pada perancangan tersebut variabel yang dihitung adalah *wall thickness*, *expansion thermal*, serta *on bottom stability*. Selain itu, perancangan *pipeline expansion thermal* juga pernah dilakukan oleh Alkhaf (2014). Dalam penelitian tersebut analisis *stress analysis* pada *riser* diabaikan. Sedangkan pada penelitian ini penulis melakukan analisis *stress analysis* sebagai batas keamanan desain ketebalan pipa dengan menggunakan teori kegagalan yang ada.

Salah satu teori kegagalan yang paling sering digunakan dalam analisis kegagalan pipa adalah teori kegagalan *von-mises*. Tegangan yang dihitung pada teori ini adalah tegangan ekuivalen yang merupakan resultan dari *hoop stress* (tegangan *hoop*), *longitudinal stress* (tegangan *longitudinal*), dan *tangensial stress* (tegangan tangensial). Sedangkan tegangan batasnya adalah SMYS.

2.2 Dasar Teori

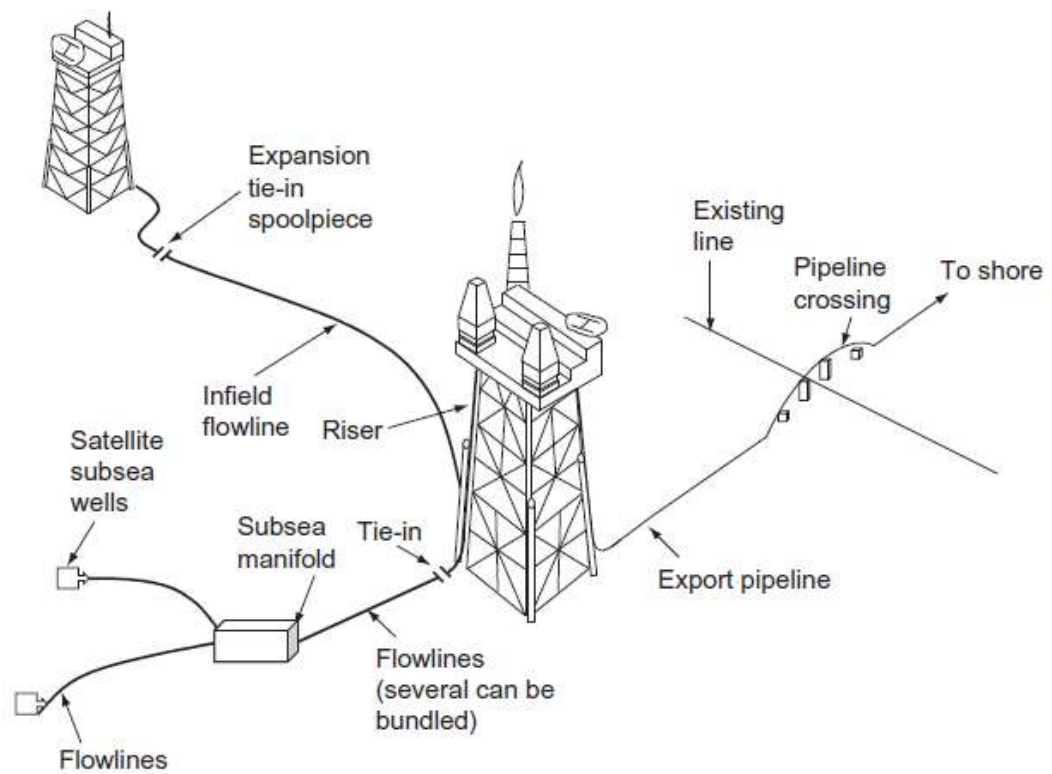
Berikut adalah dasar – dasar teori yang digunakan dalam pengerjaan tugas akhir ini :

2.2.1 Pipa Bawah Laut

Dalam bahasa Inggris pipa bawah laut disebut *Offshore Pipelines* atau *Subsea Pipelines* atau *Submarine Pipelines*. Pipa bawah laut digunakan untuk transportasi fluida seperti minyak atau gas dalam jumlah besar dengan jarak tertentu melalui bawah laut. Pada umumnya subsea *pipeline* digunakan untuk mengangkut produk hidrokarbon. *Pipeline* bekerja selama 24 jam dan hampir bekerja selama 365 hari dalam setahun.

Guo dkk (2014) mengatakan, menurut fungsinya *offshore pipelines* dapat diklasifikasikan menjadi sebagai berikut, yang kemudian dijelaskan pada gambar 2.1 :

1. *Flowlines* yang menyalurkan minyak dan/atau gas dari *satellite subsea wells* menuju *subsea manifolds*.
2. *Flowlines* yang menyalurkan minyak dan/atau gas dari *subsea manifolds* menuju *production facility platforms*.
3. *Infield Flowlines* yang menyalurkan minyak dan/atau gas antara *production facility platforms*.
4. *Export pipelines* yang menyalurkan minyak dan/atau gas dari *production facility platforms* menuju darat.
5. *Flowlines* yang menyalurkan air atau senyawa kimia dari *production facility platforms* melalui *subsea injection manifold* menuju *injection wellheads*.



Gambar 2. 1 *Offshore pipeline schematics*

(Sumber : Guo dkk, 2014)

2.2.2 Riser

Riser dapat didefinisikan sebuah segmen pipa vertikal yang menghubungkan antara fasilitas di atas permukaan air dan pipa bawah laut. Desain *riser* biasanya berdasarkan gabungan segmen-segmen pipa, pengapit (*clamp*), penyangga, dan perangkat lainnya (Guo dkk, 2014). Bagian-bagian *riser* dimulai dari katup pada fasilitas di atas air sampai dengan mengarah pada *elbow* di bawah laut yang menuju pada *subsea pipeline*. Menurut Soegiono (2007), pada umumnya jenis *riser* dapat dikelompokkan sebagai berikut :

1. *Conventional riser* untuk *steel jacket platform*.
2. *Riser* untuk *concrete gravity based structure*.
3. *J-tube riser*.
4. *Caisson riser*.
5. *Flexible riser* untuk fasilitas apung.

Jenis *Riser* berdasarkan fungsinya dapat dikategorikan sebagai berikut :

1. *Drilling riser*

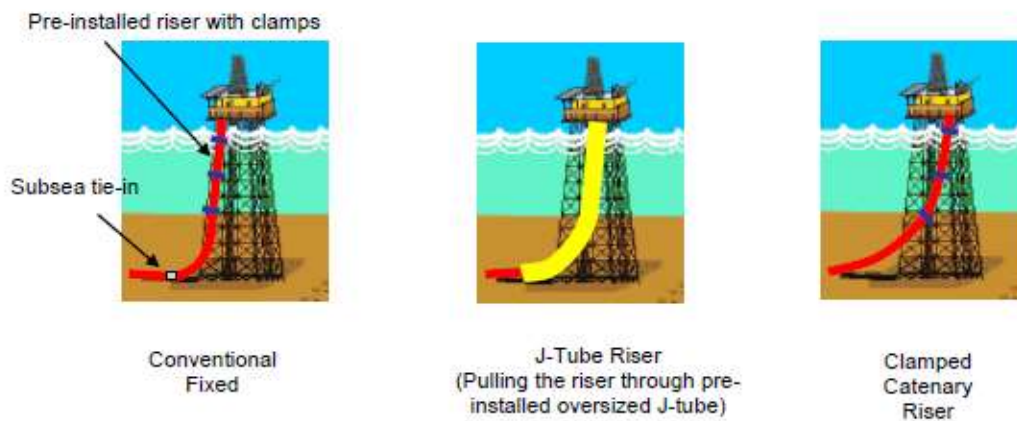
Drilling riser adalah pipa yang menghubungkan BOP (*Blow Out Preventer*) bawah laut ke *rig* yang berfungsi mengarahkan *drill pipe* masuk pada saat *drill pipe* akan di *run in hole* (RIH).

2. *Production riser*

Production riser adalah pipa yang berfungsi untuk menyalurkan fluida dari *subsea well* melalui *flowline* ke fasilitas di *topside* (*import*) atau dari fasilitas di *topside* melalui *pipeline* ke fasilitas lain atau fasilitas yang ada di darat (*export*) Sementara dari segi operasional, *riser* dibagi menjadi dua yaitu :

1. *Rigid riser*

Rigid riser atau yang biasa disebut sebagai *top tension* memiliki kekakuan yang lebih besar daripada jenis *flexible riser*. Dalam penggunaannya *rigid riser* biasanya digunakan untuk proses produksi laut dangkal, sedangkan untuk laut dalam lebih efisien jika menggunakan *flexible riser*.



Gambar 2. 2 Jenis-jenis *rigid riser*

(Sumber: Lee, 2008)

2. *Flexible riser*

Flexible riser biasanya terbuat dari bahan elastis (misalnya *wires* atau *polimers*) dan biasanya digunakan pada *offshore floating structure*. Tetapi *flexible riser* yang terbuat dari steel dan titanium lebih sesuai untuk perairan yang dalam. *Riser* ini terlihat sebagai pipa yang melayang di dalam air karena disupport oleh *bouyancy*-nya. *Flexible riser* akan menjadi menguntungkan dan jauh lebih aman jika digunakan pada perairan dengan beban yang cukup besar.

2.2.3 Desain *Wall Thickness Riser*

Acuan *code* yang umum digunakan dalam mendesain ketebalan pipa antara lain ASME B31.4 (1989) untuk pipa yang mengalirkan fluida berupa minyak, ASME B31.8 (1990) untuk pipa yang mengalirkan fluida berupa gas maupun bersifat dua fase, DNV 1981 (DNV, 1981) digunakan untuk pipa minyak dan gas, maupun bersifat dua fase, dan yang terbaru adalah API RP 1111 (API, 2009). Untuk perhitungan tebal *riser* pada tugas akhir ini menggunakan *code* API RP 1111 dan ASME B31.8.

2.2.3.1 Tekanan Internal dan Eksternal Pipa

a. Tekanan Internal (P_i)

Tekanan internal yang digunakan adalah tekanan desain internal. Menurut DNV-OS-F101 (2013), tekanan desain merupakan tekanan maksimal selama operasi normal pipa yang diizinkan sesuai *pipeline control system* (PCS). Tidak ada tekanan internal untuk kondisi instalasi.

b. Tekanan Eksternal (P_e)

Pipa akan terkena tekanan luar berupa tekanan hidrostatik selama terendam. Tekanan luar tersebut akan berpengaruh pada pipa, dan pipa akan merespons tekanan tersebut (Bai, 2014). Persamaannya sebagai berikut :

$$P_e = h_t \cdot g \cdot \rho_w \quad (2.1)$$

Dengan :

h_t = kedalaman perairan total (m), termasuk pengaruh karena pasang

ρ_w = densitas air (kg/m³)

$$h_t = d + T_{surge} \quad (2.2)$$

d = kedalaman perairan (m)

T_{surge} = ketinggian pasang air laut (m)

2.2.3.2 Tebal Pipa Berdasarkan *Pressure Containment*

Berdasarkan *pressure containment* tebal pipa yang diisyaratkan harus ditambahkan dengan *corrosion allowance*, *mill tolerance* dan *construction tolerance*. Kemudian dihitung tebal pipa untuk mengakomodasi *local buckling* maupun *propagation buckling* dan kemudian dipilih tebal nominal pipa yang telah memenuhi hasil perhitungan dan sesuai dengan *schedule*.

Nominal wall thickness pada pipa agar memenuhi *contain internal pressure* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan ASME B31.8 yaitu sebagai berikut:

$$\sigma_h \leq F_1 \cdot S \quad (2.3)$$

$$\sigma_h = \frac{(P_i - P_e) \cdot D_{st}}{2 \cdot t_m} \quad (2.4)$$

$$t_r \leq t_m + C_A \quad (2.5)$$

Dengan :

σ_h = tegangan *hoop* (MPa)

P_i = tekanan internal (MPa)

P_e = tekanan eksternal (MPa)

D_{st} = diameter luar pipa baja (mm)

S = *specified minimum yield strength*, SMYS (MPa)

F_1 = faktor desain

t_r = tebal pipa yang diizinkan (mm)

t_m = tebal pipa berdasarkan tekanan internal (mm)

CA = *corrosion allowance* (mm)

2.2.3.3 Tebal Pipa Berdasarkan Kegagalan Akibat Tekanan Eksternal

Disebutkan pada API RP 1111, kegagalan pada pipa dapat terjadi ketika tekanan eksternal akibat gaya lingkungan lebih besar daripada tekanan internal akibat fluida. Oleh karena itu, *collapse pressure* pada pipa harus dapat mengakomodasi atau lebih besar daripada tekanan eksternal yang terjadi sepanjang pipa dengan memenuhi persamaan 2.6 sebagai berikut :

$$(P_o - P_i) \leq f_o P_c \quad (2.6)$$

Untuk mendapatkan nilai *collapse pressure* dapat menggunakan persamaan di bawah ini :

$$P_c = \frac{P_y \cdot P_e}{(P_y^2 + P_e^2)^{0.5}} \quad (2.7)$$

$$P_y = 2 \cdot S \cdot \left(\frac{t_n}{D_{st}} \right) \quad (2.8)$$

$$P_e = 2 \cdot E \cdot \frac{\left(\frac{t_n}{D_{st}} \right)^3}{(1 - \nu^2)} \quad (2.9)$$

Dengan :

P_e = tekanan eksternal (psi)

P_i = tekanan internal (psi)

f_o = *collapse factor* (0.70 for ERW pipe and 0.60 for DSAW pipe)

P_c = tekanan kolaps pipa (psi)

P_y = *yield pressure at collapse* (psi)

P_e = *elastic collapse pressure* (psi)

t_n = tebal nominal pipa (inch)

E = *modulus elasticity* (psi)

ν = *poisson's ratio*

2.2.3.4 Buckling akibat Kombinasi Bending dan Tekanan Eksternal

Menurut API RP 1111, kombinasi regangan *bending* dan tekanan eksternal dapat dihitung dengan persamaan 2.10 berikut :

$$\frac{\varepsilon}{\varepsilon_b} + \frac{P_e}{f_c P_c} \leq g(\delta) \quad (2.10)$$

Dengan :

P_e = tekanan eksternal (MPa)

P_i = tekanan internal (MPa)

ε_e = estimasi *bending strain* maksimum pipa

ε_b = *buckling strain under pure bending*

P_c = tekanan kolaps (MPa)

$g(\delta)$ = *collapse reduction factor*

f_c = *collapse factor combined bending strain and external pressure*

2.2.3.5 Tebal Pipa Berdasarkan Propagation Buckling

Berdasarkan API RP 1111, agar tebal pipa mampu mengakomodasi *propagation buckling* (perambatan *buckling*) dapat dihitung dengan persamaan 2.11 dan 2.12 di bawah ini :

$$P_e - P_i \geq f_p P_p \quad (2.11)$$

$$P_p = 24 \cdot S \cdot f_t \cdot \left[\frac{t_n}{D_{st}} \right]^{2.4} \quad (2.12)$$

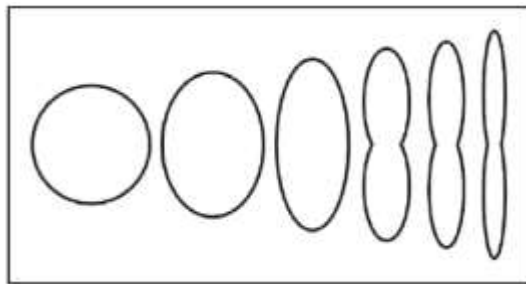
Dengan :

P_e = tekanan eksternal (MPa)

P_i = tekanan internal (MPa)

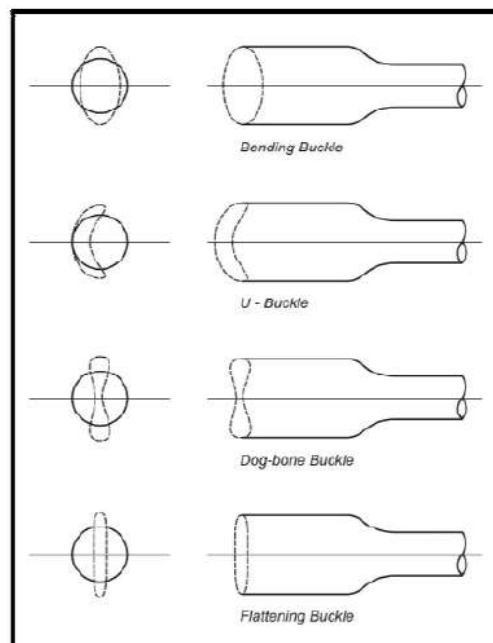
- f_p = propagation buckle design factor = 0.8
 P_p = buckle propagation pressure (MPa)
 S = specified minimum yield strength, SMYS (MPa)
 D_{st} = diameter luar pipa baja (mm)
 t_n = tebal pipa berdasarkan ketebalan internal (mm)
 f_t = temperature derating factor

Gambar 2.3 dan 2.4 akan mengilustrasikan contoh ovalisasi dan *local buckling* yang terjadi pada pipa beserta perambatan *buckling*nya (*propagation buckling*) :



Gambar 2. 3 Proses ovalisasi akibat *local buckling*

(Sumber: Bai, 2001)



Gambar 2. 4 Propagation buckling

(Sumber: Bai, 2001)

2.2.4 Perhitungan Umum *Riser*

Sebelum melakukan suatu analisis pada pipa bawah laut atau *riser*, perlu dilakukan beberapa perhitungan umum yang menjadi dasar perhitungan untuk melakukan analisis pipa. Beberapa perhitungan yang dilakukan yaitu dengan menggunakan beberapa persamaan sebagai berikut:

- Diameter dalam *riser* :

$$ID = D_{st} - 2 \cdot (t_{st} - CA) \quad (2.13)$$

- Momen Inersia :

$$I = \frac{\pi}{64} (D_{st}^4 - ID^4) \quad (2.14)$$

- Diameter luar dengan *corrosion coating* :

$$D_{cc} = D_{st} + 2 \cdot t_{cc} \quad (2.15)$$

- Diameter luar dengan *splash zone coating* :

$$D_{sz} = D_{st} + 2t_{sz} \quad (2.16)$$

- Massa pipa baja :

$$m_{st} = \frac{\pi}{4} (D_{st}^2 - ID^2) \rho_{st} \quad (2.17)$$

- Massa *corrosion coating* :

$$m_{cc} = \frac{\pi}{4} (D_{cc}^2 - D_{st}^2) \rho_{cc} \quad (2.18)$$

- Massa *splashzone coating* :

$$m_{sz} = \frac{\pi}{4} (D_{sz}^2 - D_{st}^2) \rho_{sz} \quad (2.19)$$

- Massa *contents* :

$$m_{cont} = \frac{\pi}{4} (ID)^2 \rho_{cont} \quad (2.20)$$

- Massa *displaced water* :

$$m_{sw} = \frac{\pi}{4} (D_{cc})^2 \rho_{sw} \quad (2.21)$$

- Massa *displaced water in splashzone* :

$$m_{sws} = \frac{\pi}{4} (D_{sz})^2 \rho_{sw} \quad (2.22)$$

- Elevasi *midspan* pada *riser* :

$$L_j = \left| WD_{j+1} - \frac{2}{3} (WD_{j+1} - WD_j) \right| \quad (2.23)$$

Dengan :

D_{cc} = tebal *riser* dengan *corrosion coating* (mm)

t_{cc} = tebal *corrosion coating* (mm)

- t_{sz} = tebal *splas zone coating* / neoprene (mm)
 CA = *corrosion allowance* (mm)
 ρ_{cont} = massa jenis *content* (kg/m³)
 ρ_{cc} = massa jenis *corrosion coating* (kg/m³)
 ρ_{sz} = massa jenis *splashzone coating* (kg/m³)
 ρ_{sw} = massa jenis air laut (kg/m³)
 m_{riser} = massa *riser* (kg/m)
 m_{cc} = massa *corrosion coating* (kg/m)
 m_{sz} = massa *splashzone coating* (kg/m)
 m_{cont} = massa *content* (kg/m)
 m_{sw} = massa *displaced water* (kg/m)
 m_{sws} = massa *displaced water in splashzone* (kg/m)
 WD_j = kedalaman referensi (m)

Perhitungan di atas dilakukan tanpa memperhitungkan pengaruh berat dan ketebalan dari *marine growth* serta *concrete coating* karena *riser* didesain tanpa menggunakan *concrete coating*.

2.2.4.1 Massa Efektif *Riser*

Persamaan untuk menghitung masaa efektif *riser* untuk kondisi sudah berada di dalam air adalah sebagai berikut sesuai dengan DNV RP F105 :

$$m_e = \left(\frac{\int m(s)\phi^2(s)ds}{\int \phi^2(s)ds} \right) \quad (2.24)$$

Dengan :

$\phi(s)$ = *mode shape*

$m(s)$ = massa per panjang (massa struktur, massa tambah, massa isi)

Sedangkan massa efektif menurut Bai (2014) adalah sebagai berikut :

$$m_e = m_{str} + m_{cont} + m_{add} \quad (2.25)$$

Dengan :

m_{str} = massa struktur *riser* termasuk *coating* (kg)

m_{cont} = massa dari isi fluida dalam pipa (kg)

$$m_{add} = \text{massa tambah} = \frac{\pi}{4} D_{st}^2 \cdot \rho_w \cdot C_a \text{ (kg)} \quad (2.26)$$

Menurut DNV RP F105, koefisien massa tambah dapat ditentukan dengan persamaan 2.27 sebagai berikut :

$$C_a = \begin{cases} 0.68 + \frac{1.6}{(1+5.(e/D_t))} & \text{untuk } (e/D_t) < 0.8 \\ 1 & \text{untuk } (e/D_t) > 0.8 \end{cases} \quad (2.27)$$

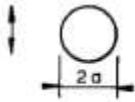
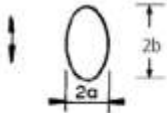
Dengan :

e/D_t = rasio gap span

e = jarak antara seabed dan pipa (m)

Sementara berdasarkan DNV RP C 205, harga koefisien massa tambah (C_a) pada *turbular* dapat ditentukan pada tabel 2.1 berikut :

Tabel 2. 1 Koefisien massa tambah pada *turbular pipe*

Table D-1 Analytical added mass coefficient for two-dimensional bodies, i.e. long cylinders in infinite fluid (far from boundaries). Added mass (per unit length) is $m_A = \rho C_A A_R$ [kg/m] where A_R [m ²] is the reference area.				
Section through body	Direction of motion	C_A	A_R	Added mass moment of inertia [(kg/m) × m ²]
		1.0	πa^2	0
	Vertical	1.0	πa^2	$\rho \frac{\pi}{8} (b^3 - a^3)^2$
	Horizontal	1.0	πb^2	

(Sumber : DNV RP C205, 2010)

Khusus *riser* yang berada di antara dua area yaitu pada area *splashzone* dan bawah air, maka dari itu perlu memperhitungkan massa efektif di masing-masing area tersebut dengan menggunakan persamaan di bawah ini :

a. Massa efektif di area *splashzone* :

$$m_{z1} = (z_1 - MSL). (m_{st} + m_{sz} + m_{cont}) \quad (2.28)$$

b. Massa efektif di bawah air :

$$m_{z2} = (MSL - z_2). (m_{st} + m_{sz} + m_{cont} + m_{sws}) \quad (2.29)$$

Sehingga didapat massa efektif total dari *riser* yang berada di kedua area tersebut adalah sebagai berikut :

$$m_{et} = m_{z1} + m_{z2} \quad (2.30)$$

Dengan :

m_{et} = massa efektif *riser span* di area *splashzone* (kg/m)

m_{z1} = massa efektif *riser* di *splashzone* (kg/m)

m_{z2} = massa efektif *riser* di bawah air (kg/m)

2.2.5 Beban Lingkungan

2.2.5.1. Arus

Arus dapat berpengaruh terhadap perancangan pipa bawah laut dari segi konstruksi dan operasi. Menurut DNV RP C205, arus dapat menyebabkan beberapa pengaruh terhadap struktur lepas pantai diantaranya :

- Arus dapat memberikan tambahan gaya *drag* dan *lift* pada struktur terendam
- Arus dapat menimbulkan *Vortex Induced Vibration* (VIV) untuk struktur silinder
- Interaksi arus dan gelombang akan menjadikan perubahan tinggi dan periode gelombang tersebut
- Arus dapat menyebabkan *scouring* pada dasar laut

Sementara perhitungan kecepatan arus pada tiap – tiap kedalaman dapat dihitung dengan menggunakan persamaan umum *one seventh power law* dengan mereferensikan pada kecepatan arus pada kedalaman yang terdapat pada data pengukuran. Berikut persamaannya :

$$\frac{u}{u_r} = \left(\frac{z}{z_r}\right)^{\frac{1}{7}} \quad (2.31)$$

Dengan :

u = kecepatan arus pada kedalaman tertentu (m/s)

u_r = kecepatan arus referensi pada kedalaman referensi z_r dari *seabed* (m/s)

Arus tersebut dianalisis karena dapat mengakibatkan getaran siklis pada pipa maupun *riser* yang terbentuk berupa *vortex* pada tiap-tiap kedalaman yang berbeda.

2.2.5.2. Gelombang

Gelombang laut merupakan suatu fenomena alam yang sangat menarik dan dinamis, dapat memiliki pola indah jika dilihat, namun menakutkan saat kondisi laut mengganas. Referensi numerik yang umum digunakan dan menjelaskan tingkat keganasan laut pada suatu kurun waktu tertentu adalah *sea state* (Djarmiko, 2012).

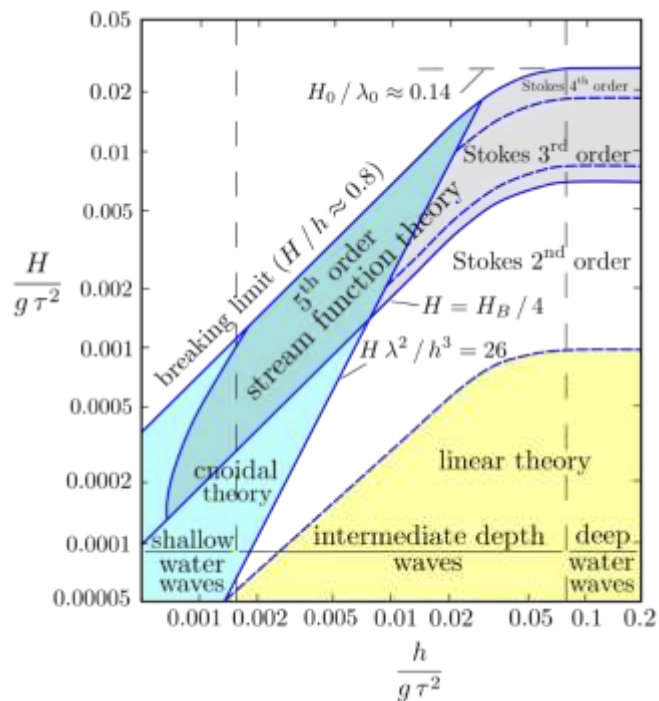
Menurut Djarmiko (2012), gelombang laut memiliki pola acak dalam elevasi dan propagasinya, yang tidak akan berulang urutan kejadiannya terutama pada lokasi yang sama. Dengan demikian, teori gelombang reguler tidak dapat diterapkan secara langsung dalam menjelaskan gelombang acak.

a. Kecepatan Partikel Gelombang

Gelombang pada permukaan air laut memiliki kecepatan partikel gelombang, dimana perhitungan tersebut didasarkan pada penentuan teori gelombang yang ada. Penentuan teori gelombang yang berlaku didasarkan pada parameter-parameter berupa tinggi gelombang, periodenya serta kedalaman laut yang diamati. Teori gelombang yang digunakan dapat ditentukan dengan pendekatan teori gelombang linier dan menggunakan formulasi matematika sebagai berikut (Mouselli, 1981) :

$$\left[\frac{H}{gT^2} \right] \text{ dan } \left[\frac{d}{dT^2} \right] \quad (2.32)$$

Semua parameter pada persamaan tersebut menjadi acuan untuk penentuan teori gelombang yang dapat dilihat pada grafik *Region of validity of Wave Theory*. Seperti terlihat pada gambar 2.5 sehingga dapat diketahui teori gelombang yang akan digunakan.



Gambar 2. 5 Grafik *region of validity of wave theory*

(Sumber : Mouselli, 1981)

Stokes (1847, 1880) mengembangkan formulasi dari teori gelombang *airy* yang mengasumsikan tinggi gelombang adalah sangat kecil jika dibandingkan dengan panjang atau kedalamannya. Apabila tinggi gelombang relatif besar, maka digunakan teori gelombang yang memiliki orde lebih tinggi, yaitu orde 2, orde 3,

dan seterusnya. *Stokes* memasukkan ekspresi deret kecepatan potensial dalam persamaan Laplace dan syarat batas air laut. Koefisien dari deret tersebut merupakan pertambahan parameter yang dikaitkan dengan panjang gelombang dan amplitudo.

Persamaan kecepatan partikel gelombang pada arah horisontal untuk teori gelombang stokes orde 2 dapat dicari menggunakan persamaan 2.33 sebagai berikut sesuai pada DNV RP C205 :

- Kecepatan horisontal :

$$u = \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh kd}{\sinh kd} \cos \theta + \frac{3}{4} \left(\frac{\pi H}{\lambda} \right) \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh 2kd}{\sinh^4 kd} \cos 2\theta \quad (2.33)$$

Sementara parameter-parameter yang digunakan pada perhitungan kecepatan partikel gelombang adalah sebagai berikut :

- Panjang gelombang

$$\lambda = \frac{g T^2}{2\pi} \quad (2.34)$$

- Angka gelombang

$$k = \frac{2\pi}{\lambda} \quad (2.35)$$

Dengan :

H = tinggi gelombang pada kedalaman yang ditinjau (m)

T = periode gelombang (s)

k = angka gelombang

Arah dan sebaran gelombang yang berbeda-beda akan mengakibatkan penurunan kecepatan arus signifikan pada elevasi pipa atau *riser*. Persamaan kecepatan aliran gelombang normal pada pipa dan pengaruh sebaran gelombang adalah sebagai berikut sesuai pada DNV RP F105 :

$$U_w = U_s \cdot R_D \quad (2.36)$$

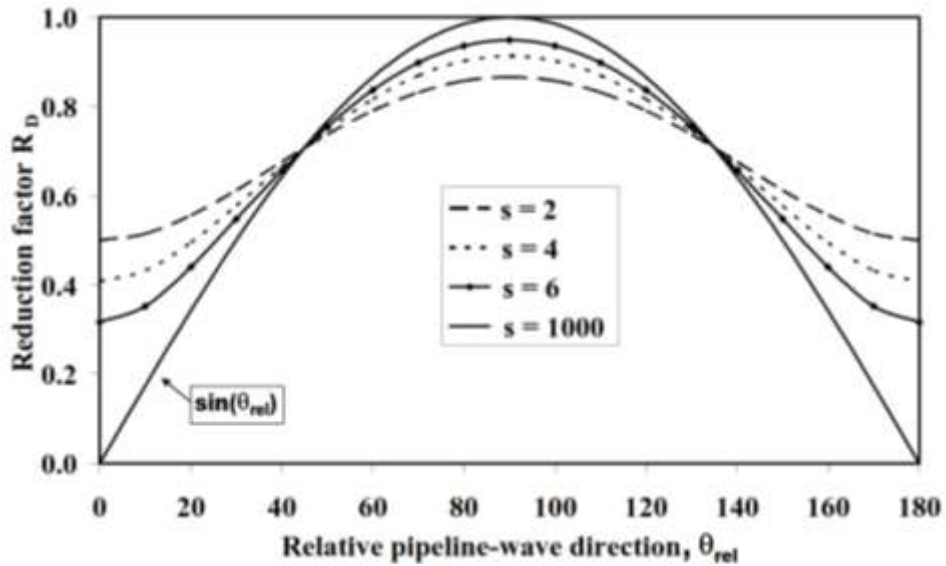
Dengan :

U_w = kecepatan arus signifikan normal / kecepatan partikel gelombang (m/s)

U_s = kecepatan arus signifikan pada elevasi pipa akibat gelombang (m/s)

R_D = *reduction factor*, akibat efek arah dan sebaran gelombang

Untuk nilai R_D dapat ditentukan dengan menggunakan grafik pada gambar 2.5 di bawah ini.



Gambar 2. 6 Grafik *reduction factor*

(Sumber : DNV RP F105, 2006)

b. Boundary Conditions

Jenis perairan indonesia merupakan *short term wave conditions* dimana analisis tersebut dapat dianalisis menggunakan spektra atau *wave spectrum*. Namun terdapat beberapa *boundary conditions* yang tertera pada DNV RP F105 :

1. *Section 3.3.5 guidance notes*

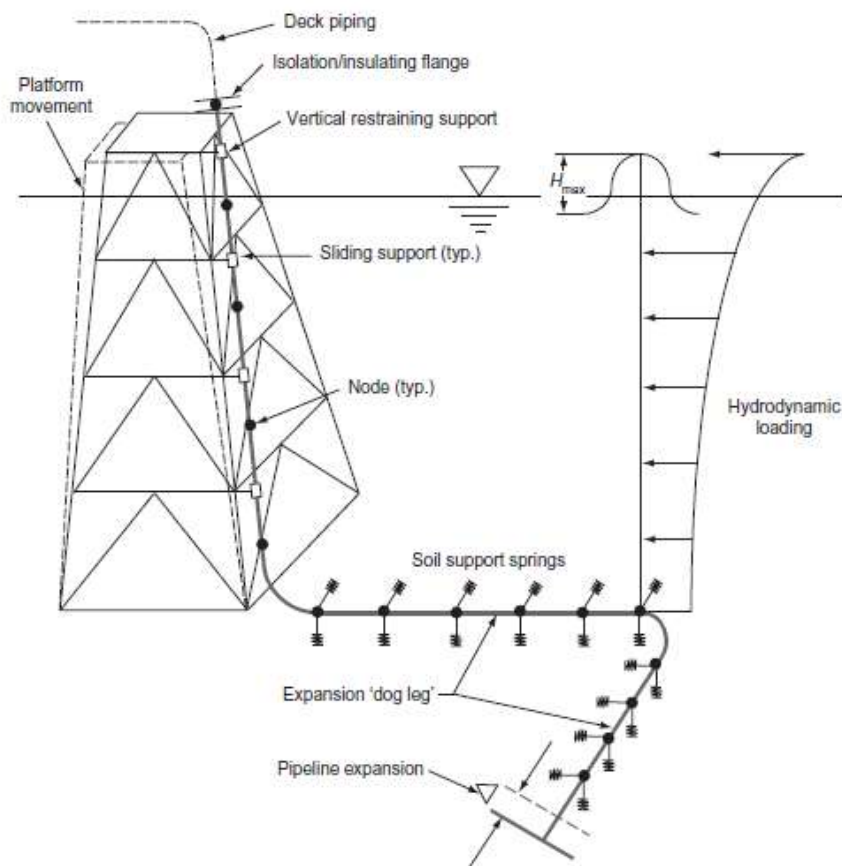
Pada bagian ini dijelaskan bahwa fungsi transformasi gelombang $G^2(\omega)$ valid untuk analisis teori gelombang *airy* saja, tetapi tidak valid untuk kondisi perairan dangkal.

2. *Section 3.3.1*

Dijelaskan bahwa teori gelombang bisa digunakan untuk mendeskripsikan kondisi perairan di sekitar pipa, termasuk pada perairan dangkal. Maka dari itu dengan memperhatikan parameter tersebut, teori gelombang dapat digunakan.

2.2.6 Gaya Hidrodinamis

Riser yang berada di bawah permukaan laut akan menerima gaya hidrodinamis yang muncul akibat adanya gelombang dan arus (Bai, 2001). Gaya tersebut bervariasi, dan acak, sehingga persamaan analitis sederhana hanya dapat menjelaskan persamaan gaya yang terjadi pada pipa atau *riser* (Braestrup dkk, 2005). Gambar di bawah ini menunjukkan beban hidrodinamis yang diterima pada *riser*.



Gambar 2. 7 Gaya hidrodinamis pada *riser* dan *pipeline system*

(Sumber : Guo dkk, 2014)

Gaya hidrodinamis yang bekerja pada pipa atau *riser* di dalam laut terdiri dari gaya *drag*, gaya inersia dan gaya *lift* (angkat).

2.2.6.1 Gaya *Drag*

Gaya *drag* adalah gaya yang berkaitan dengan kecepatan akibat arus *steady* yang dibangkitkan oleh gelombang (Bai, 2001). Gaya *drag* menghasilkan tekanan yang tinggi di depan pipa dan tekanan yang rendah di belakang pipa. Namun, gelombang juga dapat menimbulkan pusaran air di belakang (turbulensi) yang mempengaruhi besarnya gaya *drag*. Besar gaya *drag* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 2.37 berikut ini :

$$F_D = \frac{1}{2} \rho_w \cdot D_t \cdot C_D \cdot (U_w + U_c)^2 \quad (2.37)$$

Dengan :

F_D = gaya *drag* (N/m)

C_D = koefisien *drag* (Persamaan 2.38)

Koefisien *drag* (C_D) di dalam DNV RP F105 (2006) ditentukan dengan persamaan sebagai berikut :

$$C_D = C_D^0 \left(\frac{k}{D_t} \right) \cdot \psi_{KC,\alpha}^{CD} \cdot \psi_{proxi}^{CD} \cdot \psi_{trench}^{CD} \cdot \psi_{VIV}^{CD} \quad (2.38)$$

Setiap parameter koefisien *drag* diatas dijelaskan sebagai berikut :

a. Koefisien *drag* dasar untuk aliran *steady* ($C_D^0 \left(\frac{k}{D_t} \right)$)

Koefisien *drag* dasar merupakan fungsi kekasaran permukaan pipa $\left(\frac{k}{D_t} \right)$.

Ketentuan koefisien *drag* dasar dijelaskan pada Persamaan 2.39 :

$$C_D^0 \left(\frac{k}{D_t} \right) \begin{cases} 0.65 & ; \left(\frac{k}{D_t} \right) < 10^{-4} \text{ (smooth)} \\ 0.65 \left(\frac{29}{13} + \frac{4}{13} \log_{10} \left(\frac{k}{D_t} \right) \right) & ; 10^{-4} < \left(\frac{k}{D_t} \right) < 10^{-2} \\ 1.05 & ; \left(\frac{k}{D_t} \right) < 10^{-2} \text{ (rough)} \end{cases} \quad (2.39)$$

Dengan :

k = kekasaran permukaan pipa (m), pada tabel 2.2

Tabel 2. 2 Kekasaran permukaan pipa

<i>Pipe Surface</i>	<i>k (metres)</i>
<i>Steel, surface</i>	10^{-6}
<i>Steel, un-coated</i>	10^{-5}
<i>Concrete</i>	1/300
<i>Marine Growth</i>	1/200 → 1/20

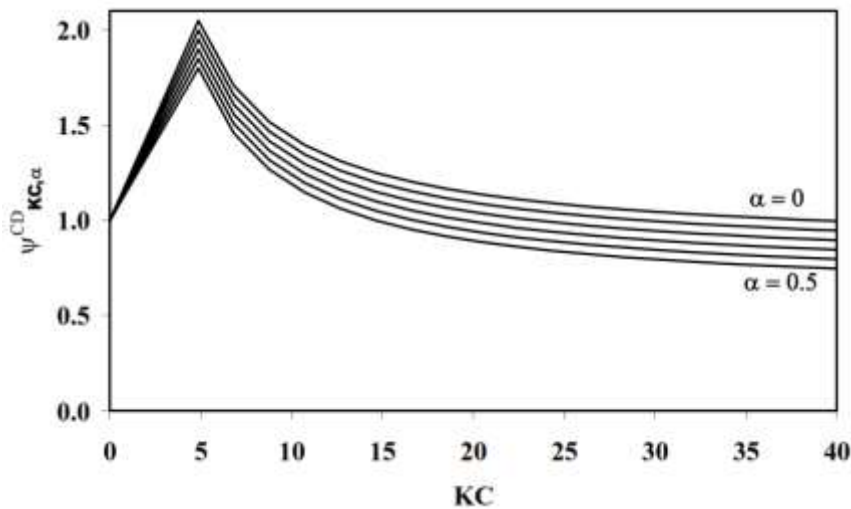
(Sumber : DNV RP F105, 2006)

b. Faktor koreksi untuk aliran *unsteady* ($\psi_{KC,\alpha}^{CD}$)

Faktor koreksi ini digunakan untuk mempertimbangkan efek *unsteadyness* dari aliran fluida, termasuk efek bilangan *Keulegan-Carpenter* dan rasio aliran arus (α). Ketentuan $\psi_{KC,\alpha}^{CD}$ dijelaskan pada Persamaan 2.40 :

$$\psi_{KC,\alpha}^{CD} = \begin{cases} 0.85 + \frac{6}{KC} - \frac{\alpha}{2} & \alpha \leq 0.5 \\ 0.6 + \frac{6}{KC} & \alpha > 0.5 \end{cases} \quad 5 < KC < 40 \quad (2.40)$$

Untuk $KC > 40$, nilai $6/KC$ adalah 0.15. Sedangkan $KC < 5$ nilai $\psi_{KC,\alpha}^{CD}$ diperoleh dari grafik pada Gambar 2.8 :



Gambar 2. 8 Grafik $\psi_{KC,\alpha}^{CD}$ untuk $KC < 5$

(Sumber : DNV RP F105, 2006)

- c. Faktor koreksi perkiraan kondisi dasar laut (ψ_{proxi}^{CD})

Ketentuan ψ_{proxi}^{CD} dijelaskan pada Persamaan 2.41 :

$$\psi_{proxi}^{CD} = \begin{cases} 0.9 + \frac{0.5}{\left(1+5\frac{e}{D_t}\right)} - \frac{\alpha}{2} & \text{untuk } \frac{e}{D_t} < 0.8 \\ 1 & \text{lainnya} \end{cases} \quad (2.41)$$

- d. Faktor koreksi akibat pengaruh *trench* (ψ_{trench}^{CD})

Ketentuan ψ_{trench}^{CD} dijelaskan pada Persamaan 2.42 :

$$\psi_{trench}^{CD} = 1 - \frac{2}{3} \left(\frac{\Delta}{D_t}\right) \quad (2.42)$$

- e. Faktor amplifikasi akibat getaran *cross-flow* (ψ_{VIV}^{CD})

Ketentuan ψ_{VIV}^{CD} dijelaskan pada Persamaan 2.43 :

$$\psi_{VIV}^{CD} = 1 + 1.043 \left(\sqrt{2} \frac{A_z}{D_t}\right)^{0.65} \quad (2.43)$$

2.2.6.2 Gaya Inersia

Gelombang dapat menghasilkan beban siklis melalui partikel air. Beban siklis tersebut akan mengurangi atau menambah kecepatan air baik secara vertikal maupun horizontal. Pipa akan merespon dengan memberikan gaya penolakan perubahan kecepatan partikel air yang bekerja pada pipa yang dinamakan gaya inersia. Besar gaya inersia dapat diperoleh dengan menggunakan persamaan 2.44:

$$F_I = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_w \cdot D_t \cdot C_M \cdot a_n \quad (2.44)$$

Dengan :

F_I = gaya inersia (N/m)

C_M = koefisien gaya inersia
= $C_a + 1$

a_n = percepatan partikel air (m/s^2)

2.2.6.3 Gaya Lift

Perbedaan kecepatan aliran air di atas dan di bawah pipa akan menyebabkan adanya gaya angkat pada pipa. Ketika kecepatan aliran air di atas pipa lebih cepat dibandingkan kecepatan aliran air di bawah pipa, tekanan aliran yang muncul di atas pipa akan lebih kecil di bandingkan tekanan aliran di bawah pipa. Perbedaan tekanan ini akan mengakibatkan pipa terangkat. Namun karena *riser* membentang secara vertikal, maka hanya terpengaruh oleh sedikit gaya angkat, dan lebih dominan pada gaya *drag* yang dialami secara *horizontal*. Untuk *detail* lebih lanjut dapat ditemui pada *section appendix a* DNV RP F203. Sementara besar gaya angkat secara umum dapat diperoleh dengan menggunakan Persamaan 2.45 :

$$F_L = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D_t \cdot C_L \cdot (U_w + U_c)^2 \quad (2.45)$$

Dengan :

F_L = gaya angkat (N/m)

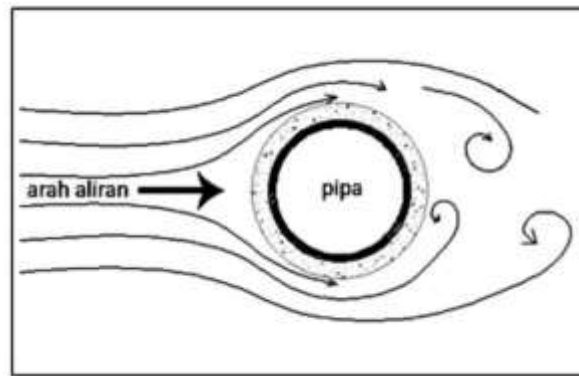
C_L = koefisien gaya angkat

2.2.7 Bentang Bebas pada *Riser* (*Free Span*)

Fredsoe dan Sumer (1997) menilai peran bentang bebas di jaringan pipa lepas pantai yang tidak disupport. Mereka mengatakan pada penelitian sebelumnya dan menunjukkan bahwa resonansi adalah masalah utama untuk jaringan pipa lepas pantai yang terbentang bebas. *Pipelines resonance* terjadi bila frekuensi beban eksternal sebagai akibat dari vortex shedding menjadi sama dengan frekuensi natural pipa.

Guo dkk (2014) mengatakan bentang bebas (*free span*) bisa mengakibatkan kegagalan pada jaringan pipa karena pada *yield* dan kelelahan yang berlebihan. Bentang bebas dapat terjadi karena berat bagian pipa yang tidak didukung dan beban dinamis dari gelombang dan arus. Ketika cairan mengalir melintasi pipa, aliran akan terpisah, vortisitas berubah, dan terbentuk periodik tertentu. Setiap kali

terjadi pusaran, dia akan mengubah distribusi tekanan lokal, dan pipa tersebut mengalami tekanan yang bervariasi pada frekuensi akibat *vortex*. Di bawah kondisi resonansi, osilasi yang berkelanjutan dapat menjadi berbahaya dan pipa akan beresonansi pada frekuensi yang sama dengan frekuensi aliran. Osilasi ini akan menyebabkan kegagalan pada pipa akibat kelelahan. Osilasi ini biasanya sejajar dengan arah aliran tapi bisa melintang (*cross-flow*), tergantung pada kecepatan arus dan panjang bentang. Berikut pada gambar 2.9 menunjukkan mekanisme terjadinya *vortex* pada pipa bawah laut :



Gambar 2. 9 Fenomena terjadinya *vortex*

(Sumber: Bai, 2001)

Menurut Chakrabarti (2005), penentuan panjang bentangan pipa yang diizinkan harus mempertimbangkan lima kriteria berikut:

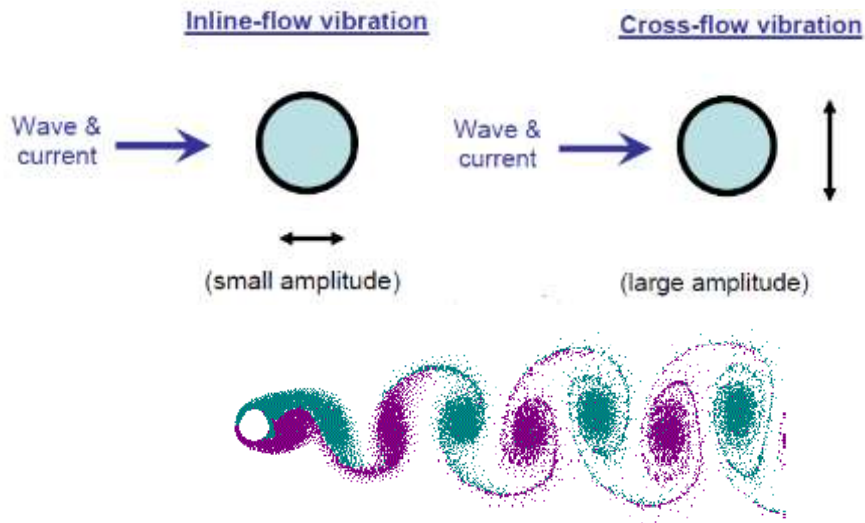
- a. Pengaruh *in-line* VIV
- b. Pengaruh *cross-flow* VIV
- c. *Maximum allowable equivalent stress*
- d. *Maximum allowable longitudinal stress*
- e. Umur kelelahan karena *in-line* VIV (*optional criteria*)

Bentang dari empat kriteria pertama dipertimbangkan untuk menghitung rentang maksimal bentangan yang diizinkan, mengevaluasi analisis *bottom roughness*, atau mengevaluasi analisis pipa *crossing*. Kriteria terakhir dilibatkan untuk analisis kelelahan untuk meningkatkan panjang *span* karena *in-line* VIV.

2.2.8 Vortex Induced Vibrations (VIV)

Menurut Bai (2001), *Vortex Induced Vibration* (VIV) mungkin merupakan salah satu permasalahan yang paling diperhitungkan pada perencanaan desain *riser* secara umum, terutama untuk daerah berarus tinggi. Frekuensi tinggi yang dialami

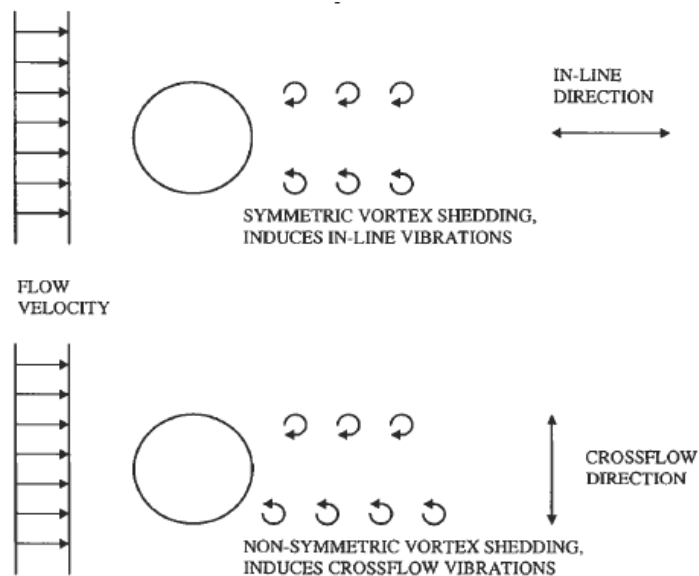
pada *riser* diakibatkan oleh *vortex shedding* yang menyebabkan tegangan siklik berfrekuensi tinggi, sehingga pada akhirnya dapat berdampak terhadap kerusakan akibat kelelahan struktur atau *fatigue damage*.



Gambar 2. 10 Visualisasi VIV

(Sumber : Lee, 2008)

VIV dapat didapatkan dari gelombang atau arus yang mungkin terjadi baik dari arah *in-line* atau *cross-flow* terhadap arah datangnya arus. VIV dapat menjadi sangat berbahaya dari segi *fatigue damage* yaitu pada saat terjadi *vibration* yang dihasilkan oleh aliran *steady* dari arah *cross-flow* (Bai, 2001).



Gambar 2. 11 *Vortex shedding* pada riser

(Sumber : Bai, 2001)

Menurut DNV RP F204 pengaruh utama VIV terhadap *riser system design* adalah sebagai berikut :

- Sistem *riser* mungkin mengalami kelelahan yang signifikan akibat VIV.
- *Cross-flow* VIV dapat meningkatkan koefisien hambatan rata-rata untuk diterapkan dalam analisis pengaruh beban global dan analisis gangguan *riser*
- VIV dapat mempengaruhi Wake Induced Oscillations (WIO) dari susunan *riser* (onset dan amplitudo)
- VIV dapat memberikan kontribusi yang signifikan terhadap kecepatan tumbukan relatif dari dua *riser* yang berdekatan (hanya relevan jika interferensi *riser* struktural adalah masalah disain).

2.2.8.1. Parameter Hidrodinamika untuk VIV

Vortex merupakan suatu aliran dimana partikel fluidanya berotasi pada aliran rotasinya terhadap titik pusatnya. Beberapa parameter VIV yang mempengaruhi osilasi *vortex* adalah sebagai berikut sesuai dengan DNV RP F105:

- *Reduced Velocity* (V_R)

$$V_r = \frac{U_{cj} + U_{wj}}{f_{n_j} \cdot D} \quad (2.46)$$

- Keulegan-Carpenter *number* (KC)

$$KC = \frac{U_w}{W_S D_t} \quad (2.47)$$

- *Current flow velocity ratio* (α)

$$\alpha = \frac{U_{c,100\text{tahun}}}{U_{c,100\text{tahun}} + U_{w,1\text{tahun}}} \quad (2.48)$$

- *Reynold number* (Re)

$$Re = \frac{U_{tot} D_t}{\nu_u} \quad (2.49)$$

- *Vortex shedding frequency* (f_s)

$$f_s = S_t \frac{U_{tot}}{D_t} \quad (2.50)$$

Dengan :

U_{cj} = *steady currents* (m/s)

U_{wj} = kecepatan partikel gelombang / kecepatan arus signifikan (m/s)

f_n = frekuensi natural *riser* (Hz)

D = diameter total *riser* (mm)

- W_s = frekuensi gelombang signifikan (Hz)
 U_{tot} = kecepatan total aliran (m/s)
 ν_u = viskositas kinematis air (m²/s) [1.5 x 10⁻⁶ (m²/s)]

2.2.9 Fundamental Natural Frequency

Frekuensi alami rentang pipa bergantung pada kekakuan pipa, kondisi akhir rentang pipa, panjang rentang, dan massa pipa yang efektif. Menurut DNV RP F105, *fundamental natural frequency* untuk pipa *free span* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan di bawah ini :

$$f_n \approx C_1 \sqrt{1 + CSF} \sqrt{\frac{EI}{m_e L_{eff}^4} \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right)} \quad (2.51)$$

Dengan :

C_1, C_3 = koefisien kondisi batas

E = modulus young baja (MPa)

I = momen inersia baja (m⁴)

CSF = concentrate stiffness enhancement factor

m_e = massa efektif (kg/m)

D = diameter total pipa (m)

$$P_{cr} = \text{critical buckling load (N)} = (1 + CSF) C_2 \pi^2 EI / (L_{eff})^2 \quad (2.52)$$

$$\delta = \text{static deflection (m)} = C_6 \frac{q L_{eff}^4}{EI (1 + CSF)} \frac{1}{\left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} \right)} \quad (2.53)$$

$$S_{eff} = \text{gaya aksial efektif (N)} = N_{tr} - p_i A_i + p_e A_e \quad (2.54)$$

q = beban defleksi per satuan panjang (N/m)

N_{tr} = "true" steel wall axial force (N)

p_i = tekanan internal (Pa)

p_e = tekanan eksternal (Pa)

A_i = luas penampang internal pipa (mm²)

A_e = luas penampang eksternal pipa (mm²)

Nilai koefisien C_1 sampai C_6 dijabarkan pada tabel 2.3 di bawah ini sesuai dengan DNV RP F105 untuk kondisi batas yang berbeda :

Tabel 2. 3 Koefisien kondisi batas

	<i>Pinned-Pinned</i>	<i>Fixed-Fixed</i>	<i>Single Span on Seabed</i>	
C ₁	1.57	3.56	3.56	
C ₂	1.0	4.0	4.0	
C ₃	0.8	0.2	0.4	
C ₄	4.93	14.1	<i>Shoulder</i>	$14.1(L/L_{eff})^2$
			<i>Mid-span</i>	8.6
C ₅	1/8	1/12	<i>Shoulder</i>	$\frac{1}{18(L_{eff}/L)^2 - 6}$
			<i>Mid-span</i>	1/24
C ₆	5/384	1/384	1/384	

(Sumber : DNV RP F105, 2006)

Sementara *Riser span natural frequency* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut yang merupakan penyederhanaan dari persamaan *fundamental natural frequency* DNV RP F105 dengan menghilangkan faktor pengaruh interaksi dengan tanah dan pada kondisi tanpa menggunakan *concrete coating* menurut Guo dkk (2014) :

$$f_n \approx \frac{C_e}{2\pi} \sqrt{\frac{EI}{m_e L_s^4}} \quad (2.55)$$

Dengan :

C_n = koefisien kondisi batas

E = modulus young baja

I = momen inersia baja

m_e = massa efektif

L_s = panjang *span*

Menurut Guo dkk (2014) koefisien kondisi batas adalah fungsi dari jenis model yang dipilih akan menentukan kondisi support dari rentang *pipeline* atau *riser*. Jika *pipeline* yang membentang di atas seabed memiliki *support* berjenis *pinned-pinned*, berbeda dengan *riser* yang disupport oleh tumpuan *clamp* yang berjenis *pinned-fixed* atau *fixed-fixed*. Hal tersebut seperti yang diutarakan oleh

Chau (2010), bahwa *vertical riser* pada kondisi *fixed* dapat menerima beban *in-line* yang signifikan.

Untuk kondisi batas pada *rigid riser* dapat diasumsikan dengan menggunakan batasan *pinned-pinned* atau *pinned-fixed* sesuai dengan jenis *clamp* yang digunakan.

2.2.10 Parameter Stabilitas

Analisis vortex shedding dilakukan untuk menentukan panjang *allowable span* antara *riser supports* apakah sudah memenuhi parameter stabilitas berdasarkan DNV RP F105 dan DNV RP C205. Dua macam tipe osilasi yang akan dicek yaitu *in-line oscillation* dan *cross-flow oscillation*. Sementara itu parameter stabilitas untuk arah *i-line* dan *cross-flow* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 2.56 di bawah ini :

$$K_S = \frac{4\pi \cdot m_e \cdot \zeta}{\rho_w \cdot D^2 \cdot \gamma_k} \quad (2.56)$$

Dengan :

K_S = parameter stabilitas

m_e = massa efektif *riser* (kg)

ζ = *total modal damping ratio* = 0.005 (Bai, 2001)

D = Diameter total pipa (mm)

γ_k = *stability safety factor* (Tabel 2.2)

Structural damping terjadi karena gesekan internal dari material pipa. Jika tidak ada informasi mengenai *detail structural modal damping* dapat diasumsikan dengan nilai 0.005 sesuai DNV RP F105. Jika terdapat *concrete*, maka geser pada permukaan *concrete* dan *corrossion coating* dapat meningkatkan damping menjadi 0.01-0.02.

2.2.10.1 Safety Factor

Untuk meningkatkan keamanan, maka perlu diperhitungkan *safety factor* sesuai DNV RP F105 dengan persamaan 2.57 di bawah ini :

$$K_{sd} = \frac{K_S}{\gamma_k} \quad (2.57)$$

Dengan :

K_{sd} = parameter stabilitas dengan mempertimbangkan *safety factor*

γ_k = *safety factor* untuk parameter stabilitas

Tabel 2. 4 *Safety factor* untuk parameter VIV

<i>Safety factor</i>	<i>Safety Class</i>		
	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
η	1.0	0.5	0.25
γ_k	1.0	1.15	1.30
γ_s	1.3		
$\gamma_{on, IL}$	1.1		
$\gamma_{on, CF}$	1.2		

(Sumber : DNV RP F105, 2006)

Tabel 2. 5 *Safety factor* untuk *screening criteria*

γ_{IL}	1.4
γ_{CF}	1.4

(Sumber : DNV RP F105, 2006)

2.2.11 *Screening Criteria*

Yield dan *fatigue* merupakan penyebab utama dalam kegagalan pipa akibat *free span*. Pada kondisi resonansi, osilasi akan menyebabkan kelelahan pada pipa dan akhirnya pipa mengalami kegagalan. Osilasi ini biasanya *in-line* dengan arah aliran, tetapi juga dapat melintang (*cross-flow*), tergantung pada kecepatan arus dan panjang bentang (Guo dkk, 2014).

Adanya arus pada sekeliling pipa dapat menyebabkan tegangan dinamis yang signifikan, jika fluida struktur berinteraksi (*vortex shedding*) dalam area *free span* tersebut akan terjadi osilasi. Osilasi inilah yang nantinya dapat mengakibatkan kelelahan pada sambungan pipa maupun *riser*, yang mana mengurangi umur struktur tersebut. Frekuensi *vortex shedding* merupakan fungsi dari diameter pipa, kecepatan arus dan *strouhal number*. Jika *vortex shedding* sinkron dengan salah satu frekuensi natural dari *riser span*, maka dapat terjadi resonansi. Maka dari itu kegagalan pipa karena *vortex motion* dapat dicegah jika frekuensi *vortex shedding* cukup jauh dari frekuensi natural *span riser* sehingga osilasi dinamis dapat diminimalkan (Guo dkk, 2014).

Aliran arus dan arus yang terbentuk dari gelombang di sekitar *free span* menghasilkan pusaran yang disebut *vortex shedding*. Pusaran tersebut dapat menyebabkan gaya osilasi pada *freespan*. Evaluasi dari potensi *span* yang mengalami resonansi didasarkan pada perbandingan frekuensi *vortex shedding*

dengan frekuensi natural dari *free span* pada pipa atau *riser* (Bai, 2014). Sebelum itu perlu mengetahui besaran *reduced velocity* pada arah *in-line* dan *cross-flow* yang dipengaruhi oleh faktor-faktor koreksinya. Berikut persamaan *reduced velocity* sesuai pada DNV RP F105 :

- *Reduced velocity* untuk arah *in-line*

$$V_{R,onset}^{IL} = \left(\frac{1.0}{\gamma_{on,IL}} \right) \quad \text{untuk } K_{sd} < 0.4 \quad (2.58)$$

$$V_{R,onset}^{IL} = \left(\frac{0.6 + K_{sd}}{\gamma_{on,IL}} \right) \quad \text{untuk } 0.4 < K_{sd} < 1.6 \quad (2.59)$$

$$V_{R,onset}^{IL} = \left(\frac{2.2}{\gamma_{on,IL}} \right) \quad \text{untuk } K_{sd} > 1.6 \quad (2.60)$$

$\gamma_{on,IL}$ = safety factor untuk *in-line*

- *Reduced velocity* untuk arah *cross-flow*

$$V_{R,onset}^{CF} = \left(\frac{3 \cdot \psi_{proxi,onset} \cdot \psi_{trench,onset}}{\gamma_{on,CF}} \right) \quad (2.61)$$

$\gamma_{on,CF}$ = safety factor untuk *cross-flow*

Pada struktur *riser* yang berada di atas permukaan *seabed* dapat diasumsikan faktor koreksi ($\psi_{proxi,onset}$) = 1 dan *reduction factor* karena pengaruh *trench* ($\psi_{trench,onset}$) = 1.

Selanjutnya evaluasi tersebut dapat dilanjutkan pada tahap *screening fatigue* berdasarkan pada DNV RP F105 pada arah *in-line* dan *cross-flow*.

- *Screening fatigue* pada arah *in-line*

$$\frac{f_{n,IL}}{\gamma_{IL}} > \frac{U_{c,100 \text{ tahun}}}{V_{R,onset}^{IL} \cdot Dt} \cdot \left(1 - \frac{L/Dt}{250} \right) \cdot \frac{1}{\alpha} \quad (2.62)$$

- *Screening fatigue* pada arah *cross-flow*

$$\frac{f_{n,CF}}{\gamma_{CF}} > \frac{U_{c,100 \text{ tahun}} + U_{w,1 \text{ tahun}}}{V_{R,onset}^{CF} \cdot Dt} \quad (2.63)$$

Dengan :

$f_{n,IL}$ = frekuensi natural *in-line* (Hz)

γ_{IL} = safety factor (*in-line*)

$U_{c,100 \text{ tahun}}$ = periode ulang 100 tahun untuk arus laut (m/s)

$V_{R,onset}^{IL}$ = *in-line onset value*

L = panjang *span* aktual

α = current flow ratio

$f_{n,CF}$	= frekuensi natural <i>cross-flow</i> (Hz)
γ_{CF}	= <i>safety factor (cross-flow)</i>
$U_{w,1 \text{ tahun}}$	= periode ulang signifikan 1 tahun <i>wave induced velocity</i> (m/s)
$V_{R,onset}^{CF}$	= <i>cross-flow onset value</i>

2.2.12 Allowable Riser Span

Panjang *span* yang diperbolehkan berdasarkan DNV RP F105 *appendix C* (C 2.2) yaitu bisa didapat dengan mensubstitusi nilai frekuensi natural pada arah *in-line* dan *cross-flow* dengan *fundamental natural frequency*. Dari besar frekuensi natural tersebut akan mempengaruhi panjang bentang bebas *riser* yang diizinkan atau *allowable riser span* pada masing-masing *span* aktual yang ada. Berikut persamaan untuk mendapatkan frekuensi natural pada arah *in-line* dan *cross-flow* :

- *In-line natural frequency* :

$$f_{n \text{ il}} = \frac{U_c + U_w}{V_{r \text{ il}} \cdot D} \quad (2.64)$$

- *Cross-flow natural frequency* :

$$f_{n \text{ CF}} = \frac{U_c + U_w}{V_{r \text{ cr}} \cdot D} \quad (2.65)$$

Dengan :

U_c = VIV *steady currents* (m/s)

U_w = Kecepatan partikel gelombang / kecepatan arus signifikan (m/s)

$V_{r \text{ il}}$ = *reduced velocity* pada arah *in-line*

$V_{r \text{ cr}}$ = *reduced velocity* pada arah *cross-flow*

Maka panjang *allowable riser span* (L) dapat dihitung dengan substitusi persamaan 2.51 dengan kriteria *in-line* dan *cross-flow* persamaan 2.62 dan 2.63 :

- Allowable *Riser Span* untuk Arah *In-line*

$$\frac{U_{c,100 \text{ tahun}}}{V_{R,onset}^{IL} \cdot Dt} \cdot \left(1 - \frac{L/Dt}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha} \cdot \gamma_{IL} = C_1 \sqrt{\frac{EI}{m_e L^4} \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \left(\frac{\delta}{D}\right)^2\right)} \quad (2.66)$$

- Allowable *Riser Span* untuk Arah *Cross-Flow*

$$\frac{U_{c,100 \text{ tahun}} + U_{w,1 \text{ tahun}}}{V_{R,onset}^{CF} \cdot Dt} \cdot \gamma_{CF} = C_1 \sqrt{\frac{EI}{m_e L^4} \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \left(\frac{\delta}{D}\right)^2\right)} \quad (2.67)$$

Dengan :

C = koefisien kondisi batas

E = modulus young baja

I = momen inersia baja

2.2.13 Tegangan yang Terjadi pada Riser

Kegagalan pada pipa terjadi apabila tegangan melebihi tegangan batas material yang diizinkan. Tegangan dalam yang terjadi pada pipa disebabkan oleh beban luar seperti berat statis, tekanan, dan muai *thermal*. Sedangkan tegangan batas dipengaruhi oleh jenis material pipa dan metode produksinya. Kemudian kedua besaran ini dibandingkan dengan menerapkan teori kegagalan (*failure theory*) yang ada.

Teori kegagalan yang paling sering digunakan dalam analisis kegagalan pipa adalah teori kegagalan *von-mises*. Pada teori ini tegangan dalam yang dihitung adalah tegangan ekuivalen yang merupakan resultan tegangan *hoop*, tegangan *longitudinal*, dan tegangan geser tangensial. Sedangkan yang menjadi batas adalah SMYS yang dijelaskan pada tabel 2.6 di bawah ini :

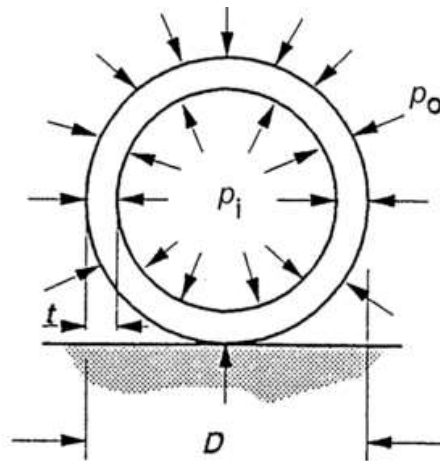
Tabel 2. 6 Tegangan izin pada *riser* berdasarkan ASME B31.8

<i>Design Calculation</i>	<i>Allowable Stress</i>		
	<i>Hoop Stress</i>	<i>Longitudinal Stress</i>	<i>Combined Stress</i>
<i>Operation</i>	50% SMYS	80% SMYS	90% SMYS
<i>Hydrotest</i>	50% SMYS	-	96% SMYS
<i>Installation</i>	50% SMYS	80% SMYS	90% SMYS

(Sumber : ASME B31.8, 2012)

2.2.13.1 Tegangan *Hoop*

Perhitungan tegangan *hoop* menjadi salah satu pertimbangan penting dalam menentukan ketebalan pipa, karena ketebalan pipa harus mampu menahan tegangan dari dalam dan luar agar tidak terjadi kegagalan. Tegangan ini bekerja dalam arah tangensial dan besarnya bervariasi dalam terhadap tebalnya dinding pipa. Tegangan ini disebabkan oleh tekanan fluida dari dalam pipa. Pada gambar 2.12 akan dijelaskan ilustrasi *hoop stress* yang terjadi pada pipa :



Gambar 2. 12 *Hoop stress* pada pipa

(Sumber : Bai, 2001)

Sementara besar tegangan *hoop* yang terjadi pada pipa dapat dihitung dengan persamaan 2.68 sesuai pada ASME B31.8:

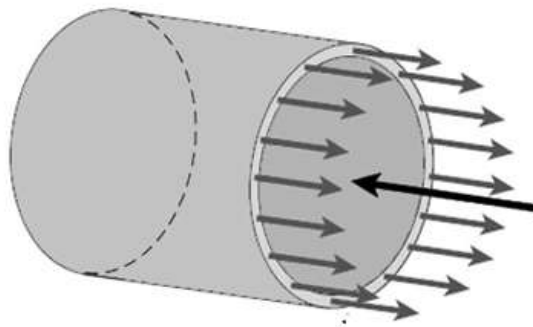
$$\sigma_h = (P_i - P_e) \frac{D_{st}}{2t} \quad (2.68)$$

Dengan :

- P_i = Tekanan internal (N/m²)
- P_e = Tekanan eksternal (N/m²)
- D_{st} = Diameter luar pipa baja (mm)
- t = Tebal dinding pipa (mm)

2.2.13.2 Tegangan *Longitudinal*

Tegangan *longitudinal* bekerja secara memanjang dalam arah aksial sejajar dengan sumbu pipa, dan bergantung kepada tekanan, suhu, lengkungan, serta tegangan sisa yang sukar sehingga sering diabaikan. Tegangan *longitudinal* merupakan kombinasi dari tegangan aksial dan tegangan *bending*. Berikut ilustrasi tegangan *longitudinal* yang terjadi pada dinding pipa yang dijelaskan pada gambar 2.13 berikut :



Longitudinal Stress

Gambar 2. 13 Longitudinal stress pada pipa

(Sumber : Bai, 2001)

Komponen utama tegangan *longitudinal* adalah tegangan aksial dan tegangan *bending*, apabila dijabarkan dalam persamaan 2.69 adalah sebagai berikut sesuai pada ASME B31.8 :

$$\sigma_L = \sigma_a + \sigma_b \text{ atau } \sigma_a - \sigma_b \quad (2.69)$$

σ_L = tegangan *longitudinal* (MPa)

σ_a = tegangan aksial (MPa)

σ_b = tegangan *bending* (MPa)

Tegangan *longitudinal* maksimum didapatkan dari penjumlahan maupun pengurangan tegangan aksial dengan tegangan *bending*, dengan hasil akhir berupa tegangan *longitudinal* absolut.

- Tegangan Aksial

Tegangan aksial yang terjadi pada *span riser* dipengaruhi faktor-faktor seperti gaya yang diakibatkan oleh adanya perbedaan suhu, gaya akibat perbedaan tekanan, gaya tegangan sisa setelah instalasi, dan *poisson effect* dari material pipa. Persamaan tegangan aksial dijelaskan pada persamaan 2.70 berikut sesuai pada ASME B31.8 :

$$\sigma_a = \sigma_T - \sigma_P \quad (2.70)$$

Dengan :

σ_T = tegangan *thermal* (MPa)

σ_P = tegangan *poisson / poisson's effect* (MPa)

- Tegangan *Thermal*

Tegangan *thermal* adalah tegangan yang diakibatkan oleh adanya pemuaian atau ekspansi yang terjadi pada pipa. Ekspansi pada arah *longitudinal* dapat menyebabkan terjadinya *lateral* dan *upheavel buckling*. Oleh karena itu perlu dipertimbangkan besarnya tegangan *thermal* akibat ekspansi. Persamaan untuk menghitung tegangan *thermal* sesuai pada ASME B31.8 adalah :

$$\sigma_T = E \cdot \alpha_T \cdot (T_2 - T_1) \quad (2.71)$$

Dengan :

E = modulus elastisitas baja (Mpa)

α_T = koefisien ekspansi *thermal* (1/°C)

ΔT = perbedaan temperatur pada kondisi instalasi dan operasional (°C)

- *Poisson's Effect*

Poisson's effect adalah tegangan yang terjadi akibat adanya residual pada saat proses fabrikasi. Persamaan yang digunakan untuk menghitung *poisson's effect* adalah sebagai berikut sesuai pada ASME B31.8 :

$$\sigma_P = v(\sigma_h) \quad (2.72)$$

Dengan :

v = *poisson's ratio* (0.3 untuk *carbon steel*)

σ_h = tegangan *hoop*

- Tegangan *Bending*

Tegangan *bending* diakibatkan oleh momen yang terjadi pada bentangan bebas karena beban struktur *riser* dan beban hidrodinamis yang mengenai *riser*. Persamaan tegangan *bending* dijelaskan pada persamaan 2.73 berikut :

$$\sigma_b = \frac{\sqrt{(i_i M_i)^2 + (i_o M_o)^2}}{Z_A} \quad (2.73)$$

Dengan :

M_i = *in-plane bending moment* (N.m)

M_o = *out-plane bending moment* (N.m)

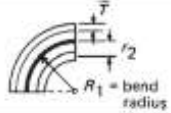
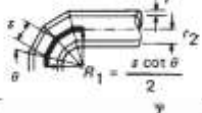
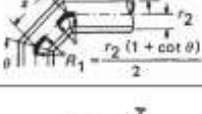
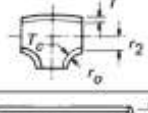
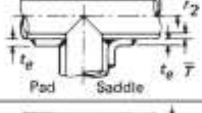
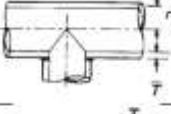

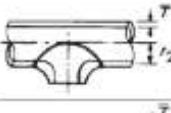
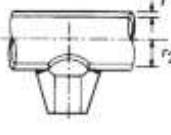
i_i = *in-plane stress intensification factor*

i_o = *out-plane stress intensification factor*

Z_A = modulus penampang pipa (cm³)

Harga *stress intensification factor* didapat dari tabel ASME B31.8 yang dijelaskan pada tabel 2.7 berikut :

Tabel 2. 7 Stress Intensification Factor

Description	Flexibility Factor, k	Stress Intensification Factor, i [Notes (1) and (2)]		Flexibility Characteristic, h	Sketch
		Out-plane, i_o	In-plane, i_i		
Welding elbow or pipe bend [Notes (1)–(5)]	$\frac{1.65}{h}$	$\frac{0.75}{h^{2/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{\bar{T} R_1}{r_2^2}$	
Closely spaced miter bend [Notes (1), (2), (3), and (5)] $s < r_2 (1 + \tan \theta)$	$\frac{1.52}{h^{1/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{\cot \theta \bar{T} s}{2 r_2^2}$	
Single miter bend or widely spaced miter bend $s \geq r_2 (1 + \tan \theta)$ [Notes (1), (2), and (5)]	$\frac{1.52}{h^{1/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{1 + \cot \theta \bar{T}}{2 r_2}$	
Welding tee per ASME B16.9 with $r_s \geq \frac{3}{8} \bar{T}$ $r_c \geq 1.5 \bar{T}$ [Notes (1), (2), and (6)]	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{1}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$4.4 \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Reinforced fabricated tee with pad or saddle [Notes (1), (2), (7)–(9)]	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{1}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$\frac{(\bar{T} + \frac{1}{2} i_o)^{3/2}}{\bar{T}^{1/2} r_2}$	
Unreinforced fabricated tee [Notes (1), (2), and (9)]	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{1}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$\frac{\bar{T}}{r_2}$	
Extruded outlet $r_b \geq 0.05d$ $r_c < 1.5 \bar{T}$ [Notes (1), (2), and (6)]	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{1}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$\left(1 + \frac{r_b}{r_2}\right) \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Welded-in contour insert $r_s \geq \frac{3}{8} \bar{T}$ $r_c \geq 1.5 \bar{T}$ [Notes (1), (2), and (10)]	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{1}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$4.4 \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Branch welded-on fitting (integrally reinforced) [Notes (1), (2), (9), and (11)]	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$3.3 \frac{\bar{T}}{r_2}$	

Description	Flexibility Factor, k	Stress Intensification Factor, i	Sketch
Buttweld [Notes (1) and (12)] $\bar{r} \geq 0.257$ in. (6.02 mm), $\delta_{\max} \leq \frac{1}{32}$ in. (1.59 mm), and $\delta_{\text{avg}}/\bar{r} \leq 0.13$	1	1.0	
Buttweld [Notes (1) and (12)] $\bar{r} \geq 0.257$ in. (6.02 mm), $\delta_{\max} \leq \frac{1}{8}$ in. (3.18 mm), and $\delta_{\text{avg}}/\bar{r} = \text{any value}$	1	1.9 max. or $[0.9 + 2.7(\delta_{\text{avg}}/\bar{r})]$, but not less than 1.0	
Buttweld [Notes (1) and (12)] $\bar{r} \leq 0.257$ in. (6.02 mm), $\delta_{\max} \leq \frac{1}{16}$ in. (1.59 mm), and $\delta_{\text{avg}}/\bar{r} \leq 0.33$	1	1.9 max. or $1.5 + 0.0036 \frac{D_o}{\bar{r}} + 3.6 \frac{\delta}{\bar{r}}$	
Tapered transition per ASME B16.25 [Note (1)]	1	2.0 max. or $0.5 + 0.01 \alpha \left(\frac{D_{o1}}{T_1} \right)^{1/2}$	
Concentric reducer per ASME B16.9 [Notes (1) and (13)]	1	2.0 max. or $0.5 + 0.01 \alpha \left(\frac{D_{o1}}{T_1} \right)^{1/2}$	
Double-welded slip-on flange [Note (14)]	1	1.2	
Socket welding flange or fit- ting [Notes (14) and (15)]	1	2.1 max or 2.1 \bar{r}/C_s , but not less than 1.3	
Lap joint flange (with ASME B16.9 lap joint stub) [Note (14)]	1	1.6	
Threaded pipe joint or threaded flange [Note (14)]	1	2.3	
Corrugated straight pipe, or corrugated or creased bend [Note (16)]	5	2.5	

(Sumber : ASME B31.8, 2012)

2.2.13.3 Tegangan Ekuivalen (*Von-mises Equivalent Stress*)

Tegangan ekuivalen merupakan kombinasi tegangan *hoop*, *longitudinal*, dan *shear*. Dalam Bai (2014) disebutkan bahwa untuk tegangan *shear* (τ) pada kondisi *pipeline span* nilainya adalah 0 (nol) atau diabaikan. Tegangan ekuivalen dihitung untuk analisis kegagalan dengan menggunakan teori kegagalan *von-mises*. Apabila tegangan ekuivalen pada *pipeline* atau *riser* yang terjadi lebih dari tegangan izin yaitu 0.9 SMYS, maka struktur-struktur tersebut dianggap gagal. Persamaan dari tegangan ekuivalen adalah sebagai berikut :

$$\sigma_e = \sqrt{\sigma_h^2 + \sigma_l^2 + \sigma_h \cdot \sigma_l + 3\tau_{lh}^2} \quad (2.74)$$

Dengan :

- σ_e = tegangan ekuivalen (MPa)
- σ_l = tegangan *longitudinal* (MPa)
- σ_h = tegangan *hoop* (MPa)
- τ_{lh} = tegangan geser tangensial (MPa)

2.2.14 Software Autopipe

Bentley *autopipe* adalah program *Computer Aided Engineering* (CAE) berbasis *finite element program* milik perusahaan BENTLEY yang berfungsi untuk menghitung tegangan perpipaan, analisis flange, desain *support* pipa, dan analisis pembebanan *nozzle* peralatan baik dalam kondisi pembebanan statis atau dinamis. *autopipe* merupakan *software* yang telah memiliki kapabilitas dan diakui untuk menganalisis pada berbagai macam sistem aplikasi perpipaan seperti pada industri tenaga nuklir, pabrik proses dan kimia, *offshore FPSO platform* dan desain *riser*, sistem perlindungan kebakaran, kilang minyak, pipa minyak dan gas lintas negara, FRP perpipaan dan pembangunan sistem perpipaan lainnya. *autopipe* dilengkapi oleh beberapa *design limit* dan *guidelines* untuk melakukan analisis sistem perpipaan yang komprehensif.

Beberapa *design limit* dan *guidelines* yang tersedia pada *software autopipe* antara lain ASME, *British Standard*, API, NEMA, ANSI, ASCE, AISC, UBC, dan WRC. *Software autopipe* dapat melakukan analisis pada pipa yang berada di *onshore* maupun *offshore*. *autopipe* dilengkapi dengan *material libraries* beserta komponen yang terdiri dari pipa, *reducers*, *tees*, *valves*, *flanges*, *beams*, *flexible connectors*, dan berbagai macam *typical support* seperti *anchors*, *spring and constant force hangers*, *one-way restraints*, *limit stops*, *guides*, *snubbers and tie-rods*.

2.2.15 Mitigasi

Pada setiap perancangan suatu struktur, pasti akan mengalami kendala ataupun permasalahan pada struktur tersebut termasuk struktur *riser*. Seperti dijelaskan pada sub bab sebelumnya, VIV menjadi salah satu permasalahan utama pada struktur pipa dan *riser* yang dapat berakibat pada kelelahan struktur atau *fatigue*. Salah satu dari beberapa upaya teknis yang dewasa ini banyak diteliti dan dikembangkan adalah dengan menambahkan sebuah alat (*passive control devices*) yang mampu meredam *vortex* (*vortex suppression devices*). Cara tersebut merupakan cara yang paling efektif dalam meredam terjadinya *vortex induced vibration*. *Suppression devices* yang paling sering digunakan untuk meredam terjadinya *vortex induced vibrations* adalah *helical strakes*. Berdasarkan DNV RP

F105 Appendix D, *Helical strakes* berfungsi memicu pemisahan aliran secara bersamaan dan memperkecil *vortex shedding* sepanjang *riser*. Koefisien drag *in-line* meningkat dengan adanya penambahan *helical strakes*. Tetapi hal tersebut akan meningkatkan biaya fabrikasi pipa, dan akan mempersulit proses instalasi.

Hasil penelitian mengenai *vortex suppression devices* pada sebuah benda silinder dengan menambahkan *helical trakes* pada sisi luar silinder didapatkan kesimpulan bahwa *helical strakes* dapat meredam terjadinya *vortex induced vibration* hingga 30%. Hal tersebut dikarenakan gaya angkat dan drag yang dialami akan berkurang secara acak. (Yufian R, 2009).

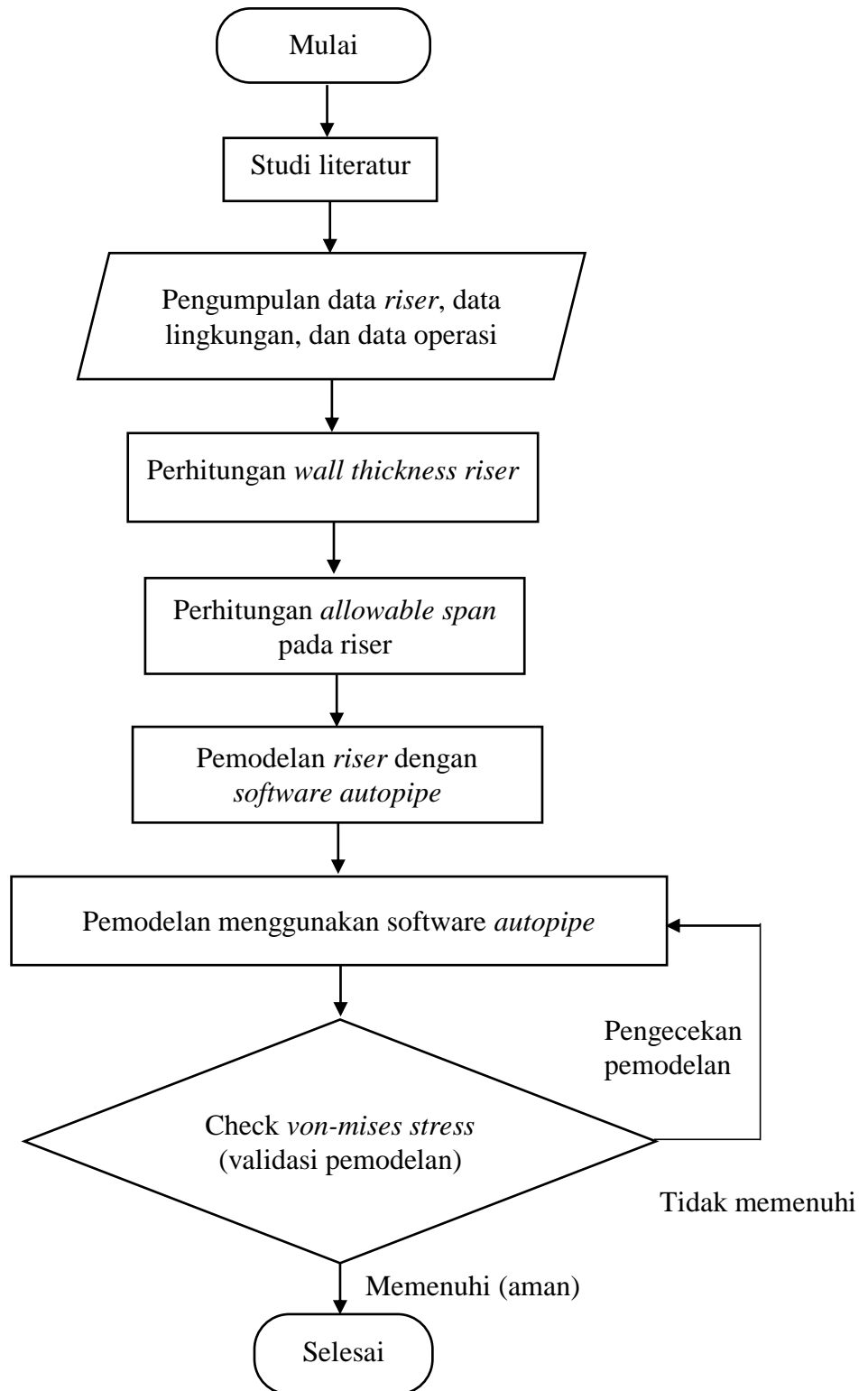


Gambar 2. 14 Penambahan *helical strakes* pada pipa

(Sumber : <http://www.vivsolutions.com/products/helical-strakes>)

BAB III
METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Diagram Alir Penelitian (Umum)



1. Studi Literatur

Tahap awal dalam pengerjaan tugas akhir ini yaitu melakukan pengumpulan bahan dan materi sebagai bahan studi. Materi berasal dari buku, *code*, kumpulan tugas akhir, dan jurnal yang berhubungan dengan topik tugas akhir ini,

2. Pengumpulan Data

Data yang dikumpulkan untuk pengerjaan tugas akhir ini antara lain data *riser* seperti jenis material *riser* dan diameter luar *riser*, data lingkungan berupa kedalaman laut, data arus, data gelombang, serta terakhir berupa data operasi. Data-data tersebut didapat dari pengumpulan bahan rekan penulis pada saat kerja praktek yang merupakan data kepemilikan dari PT. Pertamina PHE ONWJ.

3. Perhitungan *Wall Thickness Riser*

Setelah data umum *riser* dan data operasi, maka dapat dilakukan perhitungan tebal dinding *riser*. Tebal *riser* yang dihitung harus mampu mengakomodasi tekanan internal akibat fluida yang mengalir, dan tekanan eksternal. Perhitungan *wall thickness* yang dilakukan mengacu pada API RP 1111 dan ASME B 31.8

4. Perhitungan *Allowable Span* pada *Riser*

Perhitungan *allowable span* bertujuan untuk mengetahui apakah *free span* yang terjadi pada *pipeline* dan *riser* sudah memenuhi kriteria *screening fatigue*, serta untuk mengetahui apakah *span actual* sudah memenuhi batas *allowable span* sesuai dengan DNV RP F105

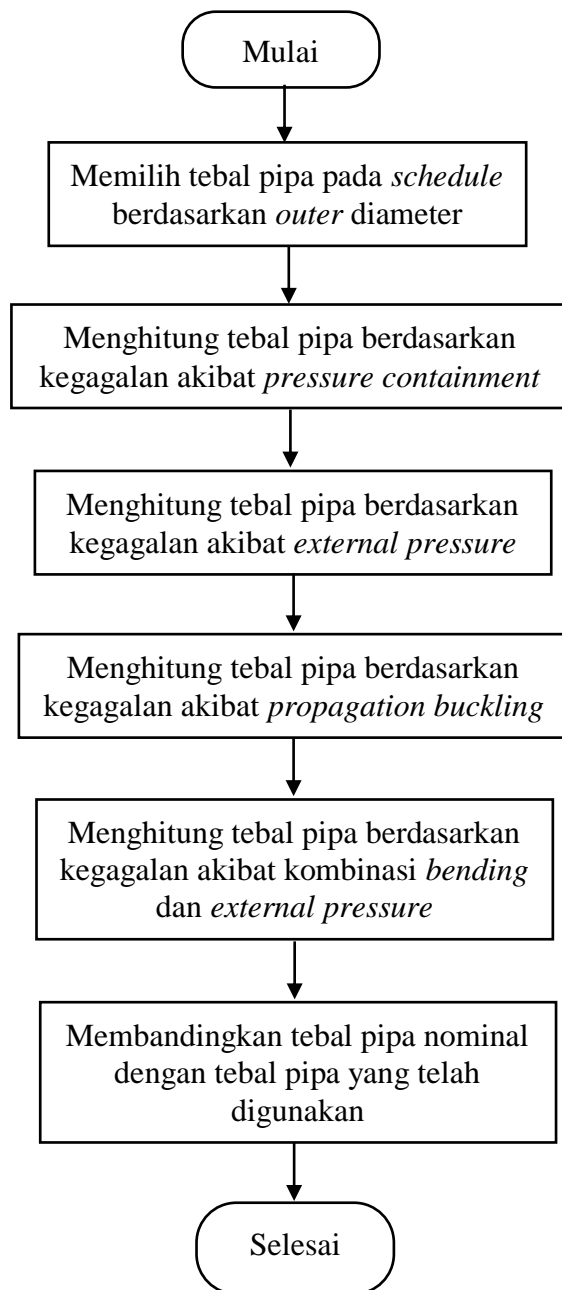
5. Pemodelan Menggunakan *Software Autopipe*

Pemodelan dilakukan sesuai dengan *drawing design* dari data yang ada. Properti *riser* seperti tebal *riser*, panjang *span*, serta data operasional dan lingkungan dimasukkan sebagai input pada pemodelan *autopipe*.

6. Check *Von-mises Stress*

Validasi tegangan *von-mises* dilakukan dengan menghitung manual tegangan *von-mises* yang terdiri dari tegangan *hoop* dan tegangan *longitudinal*. Apabila output tegangan *von-mises autopipe* masih jauh dari perhitungan manual, maka perlu dilakukan pengecekan ulang pemodelan.

3.1.1. Diagram Alir Perhitungan *Wall Thickness*



1. Memilih tebal *riser* pada *schedule* berdasarkan *outer diameter*.

Tahap pertama dalam penentuan *wall thickness riser* adalah memilih tebal yang ada pada *schedule* sesuai dengan diameter luar yang sudah ditentukan pada desain basis. Tebal *riser* yang dipilih ini digunakan untuk memeriksa apakah tebal tersebut mampu mengakomodasi gaya-gaya yang bekerja yang dapat mengakibatkan kegagalan seperti *buckling* maupun perambatannya. Apabila tebal yang dipilih ternyata jauh lebih besar dari hasil perhitungan, maka tebal yang dipilih harus diperkecil sesuai pada *schedule*.

2. Desain tebal *riser* berdasarkan kegagalan *pressure containment*.

Tebal pipa berdasarkan *pressure containment* harus ditambahkan dengan *corrosion allowance*, *mill tolerance* dan *construction tolerance*. Setelah itu dihitung tebal pipa berdasarkan ASME B 31.8 untuk mengakomodasi *local buckling* maupun *propagation buckling* dan dipilih tebal nominal *riser* yang sesuai *schedule* yang memenuhi hasil perhitungan.

3. Tebal *riser* berdasarkan kegagalan akibat tekanan eksternal.

Berdasarkan API RP 1111, kegagalan pada pipa dapat terjadi ketika tekanan eksternal akibat gaya lingkungan lebih besar daripada tekanan internal akibat fluida. Oleh karena itu, *collapse pressure* pada *riser* harus lebih besar daripada tekanan eksternal yang terjadi sepanjang *riser*.

4. Tebal *riser* berdasarkan kegagalan akibat *propagation buckling*.

Pada perhitungan ini, tebal dinding *riser* dianggap memenuhi kriteria apabila tekanan perambatan *buckle* lebih besar dari perbedaan tekanan internal dan eksternal yang terjadi pada *riser*. *Code* yang digunakan yaitu API RP 1111.

5. Tebal *riser* berdasarkan kegagalan akibat kombinasi *bending* dan tekanan eksternal.

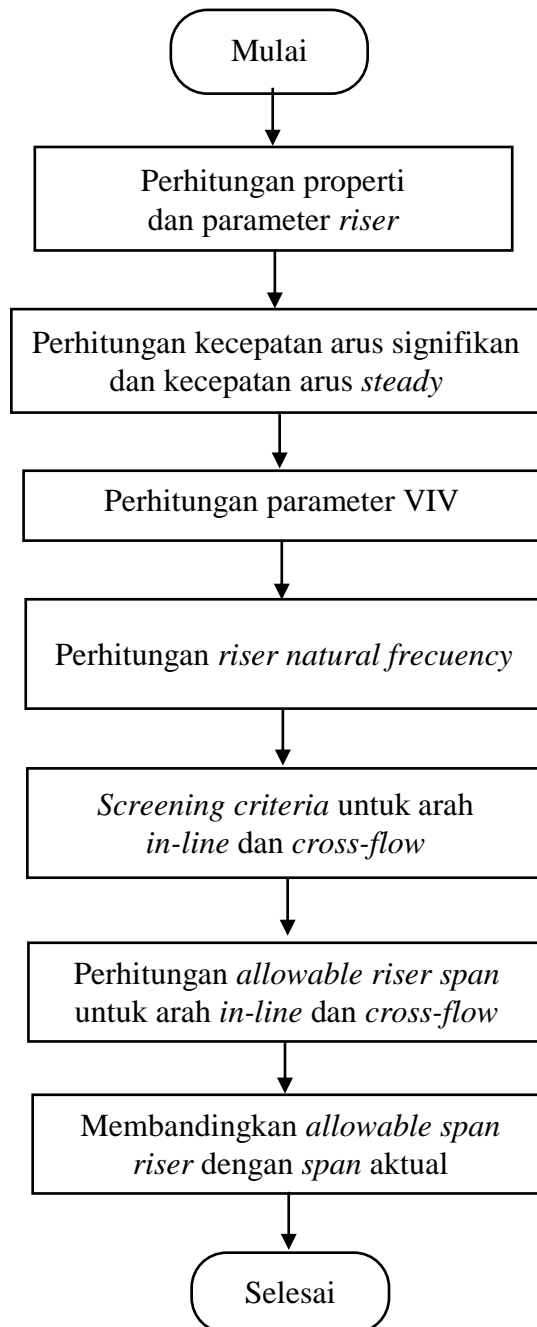
Berdasarkan API RP 1111, tebal *riser* dianggap memenuhi kriteria apabila *collapse reduction factor* lebih besar daripada perbedaan tekanan internal dan eksternal dibandingkan dengan tekanan kolaps.

6. Membandingkan tebal *riser* nominal dengan tebal pipa yang telah digunakan.

Tebal *riser* nominal didapatkan setelah ditambahkan dengan tebal berdasarkan *pressure containment* dan *allowance*. Setelah itu, tebal nominal dibandingkan dengan tebal *riser* yang dipilih sebelumnya pada *schedule*. Apabila tebal *riser*

nominal jauh lebih besar, maka dilakukan pemilihan ulang tebal *riser* yang lebih tebal dari *schedule* sebelumnya. Apabila tebal nominal jauh lebih kecil, maka dapat diperkirakan *riser* dapat dikatakan aman untuk jangka waktu yang lebih panjang.

3.1.2. Diagram Perhitungan *Allowable Span Riser*



1. Perhitungan properti dan parameter *riser*.

Properti *riser* yang dihitung adalah tebal *riser*, diameter dalam *riser*, dan panjang *riser span* untuk dijadikan parameter perhitungan pada tahap selanjutnya, sesuai dengan DNV RP F105.

2. Perhitungan kecepatan arus signifikan & kecepatan arus *steady*

Kegagalan akibat fatigue pada umumnya disebabkan oleh *vortex induced vibration* (VIV) yang terjadi secara berulang-ulang. Maka dari itu perlu mencari kecepatan arus signifikan dan kecepatan arus pada tiap kedalaman yang relatif membahayakan terhadap *riser span*. Kecepatan arus didapat dengan menghitung VIV *steady currents* (U_c) yang merupakan *current velocity* pada *return period* 100 tahun menggunakan *one seventh power law* berdasarkan kedalaman referensi serta menghitung kecepatan arus signifikan dengan teori gelombang stokes orde 2 sesuai dengan DNV RP C205.

3. Perhitungan parameter VIV

Vortex merupakan suatu aliran dimana partikel fluidanya berotasi pada aliran rotasinya terhadap titik pusatnya. Beberapa parameter VIV yang mempengaruhi osilasi vortex adalah *reduced velocity*, *keulegan carpenter number*, *current flow ratio*, *reynolds number*, dan *vortex shedding frequency*. Perhitungan parameter-parameter dilakukan berdasarkan DNV RP F105, yang dipengaruhi oleh kecepatan arus dan kecepatan arus signifikan yang ada.

4. Perhitungan *Riser Natural Frequency*

Untuk menghindari resonansi pada *riser*, maka perlu dihitung *natural frequency* pada masing-masing *span* dengan mengetahui panjang *span* aktual serta koefisien kondisi batasnya. Setelah diketahui *natural frequency* pada masing-masing *span*, maka dapat dilakukan *screening fatigue in-line* dan *cross-flow* pada masing-masing *span* apakah sudah memenuhi kriteria berdasarkan DNV RP F105.

5. *Screening Criteria* untuk arah *in-line* dan *cross-flow*

Yield dan fatigue merupakan penyebab utama dalam kegagalan pipa akibat *free span*. Pada kondisi resonansi, osilasi akan menyebabkan kelelahan pada pipa dan akhirnya pipa mengalami kegagalan. Maka dari itu perlu dilakukan evaluasi atau *screening fatigue* yaitu dengan melakukan pengecekan parameter *screening*

criteria frekuensi natural pada arah *in-line* dan *cross-flow* terhadap frekuensi natural struktur berdasarkan pada DNV RP F105.

6. Perhitungan *allowable span riser* untuk arah *in-line* dan *cross-flow*.

Panjang *span* yang diperbolehkan berdasarkan DNV RP F105 yaitu bisa didapat dengan mendapatkan nilai frekuensi natural pada arah *in-line* dan *cross-flow* yang dibandingkan dengan nilai frekuensi *vortex shedding*. Besar gaya *drag* yang dapat terakumulasi oleh beban arus yang ada sehingga mempengaruhi besar frekuensi natural terhadap arus dari arah *in-line* dan *cross-flow*. Dari besar frekuensi natural tersebut akan mempengaruhi panjang bentang bebas *riser* yang diizinkan atau *allowable span riser* pada masing-masing *span* aktual yang ada.

7. Membandingkan *allowable span riser* dengan *span* aktual

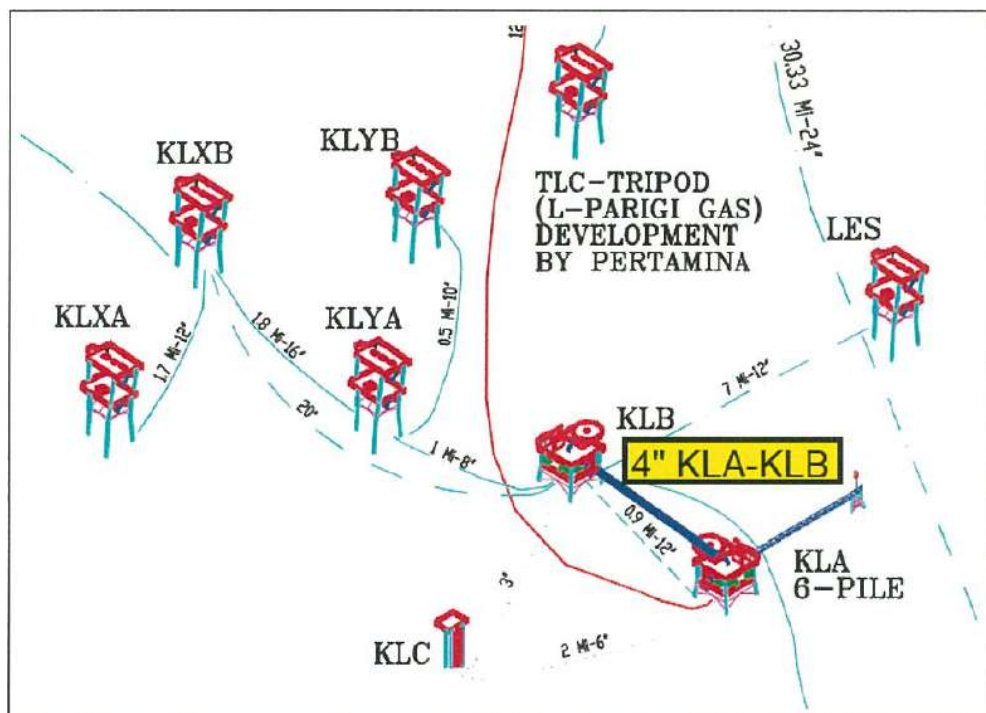
Setelah diketahui batas panjang *span* yang diperbolehkan, maka dapat diketahui apakah *span* aktual yang ada sudah melebihi batas minimum *allowable span riser*. Jika *span* aktual lebih dari batas maksimum yang diizinkan, maka perlu dilakukan mitigasi.

BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1. Data Tugas Akhir

Studi kasus yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah *rigid riser* pada KLA Platform milik Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java* yang yang didapatkan dari dokumen inspeksi PT. Biro Klasifikasi Indonesia (Persero) – SBU Industri. KLA Platform berlokasi di 120 km timur laut Jakarta. Ada tiga jaringan pipa yang dilaksanakan pada program tahun 2013 sebagai ruang lingkup proyek utama, yaitu instalasi pipa 16" MMF-LPRO sepanjang 10 km, instalasi pipa 6" KLA-KLB sepanjang 0.7 km dan instalasi pipa 4" KLA-KLB sepanjang 1 km.

KLA *flow station* adalah salah satu produsen gas utama di daerah ONWJ dengan produksi gas normal 40-60 MMSCFD yang digunakan sebagai *gas lift* sebagai penunjang produksi minyak mentah PHE ONWJ dengan produksi hingga 1000 bopd. Dari KLA, KLB dan KLC platform sekitar 2000 BOPD. Minyak mentah dari KLA dan KLB platform diproduksi dengan menggunakan *lift gas* non kompresor dari sumur sumber gas. Gambar 4.1 di bawah ini akan menjelaskan layout pada KLA-KLB field.



Gambar 4. 1 Layout skematis KLA-KLB field

Sumber : Pertamina (2013)

4.2. Pengumpulan Data

Berikut ini adalah data-data yang terdapat di dalam desain basis :

4.2.1. Lokasi Platform

Tabel 4. 1 Platform locations

<i>Platform</i>	<i>Coordinates</i>		<i>Water Depth</i>
KLA	Lat. 9331381.5 mN	Long. 336540.4 mE	16.032 m
KLB	Lat. 9332016.9 mN	Long. 335849.4 mE	16.337 m

Sumber : Pertamina (2013)

4.2.2. Data Riser

Tabel 4. 2 Riser data

Parameter	Nilai	Satuan	Nilai	Satuan
<i>Length</i>	62.71	m	-	-
<i>Outside Diameter (OD)</i>	4.5	inch	114.3	mm
<i>Wall Thickness</i>	0.337	inch	8.56	mm
<i>Design Temperature</i>	200	°F	93.33	°C
<i>Design Pressure</i>	6.3	MPa	910	psig
<i>Operating Temperature</i>	80-123.2	°F	26.7-50.7	°C
<i>Operating Pressure</i>	4.1	MPa	40-42.5	psig
<i>Hydrotest Pressure</i>	8.82	MPa	1274	psig
<i>Hydrotest Temperature</i>	59-77	°F	15-25	°C

Sumber : Pertamina (2013)

4.2.3. Data Material Riser

Tabel 4. 3 Riser material data

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Material Type</i>	-	<i>Carbon Steel</i>
<i>Steel Grade</i>	-	<i>API 5L X52 PSL-2 Offshore</i>
<i>Process Manufacture</i>	-	SMLS
<i>Longitudinal Weld Joint Factor</i>	1	-
SMYS @50 °C	359	MPa
SMTS @50 °C	455	MPa

<i>Steel Density</i>	7850	kg/m ³
<i>Poisson Ratio</i>	0.3	-
<i>Thermal Expansion</i>	/°C	11.7 x 10 ⁻⁶
<i>Young's Modulus</i>	207000	MPa
<i>Corrosion Allowance</i>	2.54	mm
<i>Pipe Anti Corrosing Coating</i>	-	-
<i>Pipe Weight Coating</i>	-	concrete
<i>Pipe Thickness Coating</i>	40	mm
<i>Pipe Density Coating</i>	3040	kg/m ³

Sumber : Pertamina (2013)

4.2.4. Data Riser External Coating

Tabel 4. 4 *Riser external anti-corrosion coating*

<i>Zone</i>	<i>Coating</i>	<i>Coating System</i>	<i>Minimum Thickness (mm)</i>	<i>Density (kg/m³)</i>
<i>Atmospheric</i>	<i>Corrosion Coating</i>	<i>Paint</i>	<i>Vary</i>	<i>Vary</i>
<i>Splash Zone</i>	<i>Corrosion Coating</i>	FBE	0.5	1630
	<i>Splash Zone Coating</i>	HBE-HT & Neoprene	12.7	1340
<i>Below Splash Zone (Underwater)</i>	<i>Splash Zone Coating</i>	FBE	0.5	1630

Sumber : Pertamina (2013)

4.2.5. Data Lingkungan

4.2.5.1. Seawater Data

Tabel 4. 5 *Seawater data*

Parameter	Nilai	Satuan	Nilai	Satuan
<i>Seawater Density</i>	1025	kg/m ³	-	-
<i>Minimum Seabed Temperature</i>	59	°F	15	°C
<i>Maximum Seabed Temperature</i>	77	°F	25	°C

Sumber : Pertamina (2013)

4.2.5.2. Tidal, Surge and Splash Zone Elevation

Tabel 4. 6 Tidal, surge and splash zone elevation

Parameter	1 yr RP	100 yr RP	Satuan
<i>Highest Astronomical Tide (HAT)</i>	+ 0.53	+ 0.53	m
<i>Mean Sea Level (MSL)</i>	± 0	± 0	m
<i>Lowest Astronomical Tide (LAT)</i>	- 0.61	- 0.61	m
<i>Positive Storm Surge</i>	+ 0.1	+ 0.44	m
<i>Splash Zone Area</i>	± 3		m

Sumber : Pertamina (2013)

4.2.5.3. Corrosion Allowance

Tabel 4. 7 Internal corrosion allowance

Lokasi	Internal Corrosion Allowance
<i>All section pipeline / riser</i>	2.54

Sumber : Pertamina (2013)

4.2.5.4. Wave and Current Data

Tabel 4. 8 Wave and current data

Parameter	Return Period		Satuan
	1 yr RP	100 yr RP	
<i>Average Water Depth (WD)</i>	14.63		m
<i>Significant Wave Height (H_s)</i>	± 1.6	± 3.3	m
<i>Significant Wave Period (T_s)</i>	6.0	8.1	s
<i>Maximum Wave Height (H_{max})</i>	2.9	5.9	m
<i>Maximum Individual Wave Period (T_p)</i>	6.3	9.0	s
<i>Current Velocity at 0% of WD</i>	0.95	1.37	m/s
<i>Current Velocity at 10% of WD</i>	0.84	1.15	m/s
<i>Current Velocity at 20% of WD</i>	0.76	0.99	m/s
<i>Current Velocity at 30% of WD</i>	0.71	0.87	m/s
<i>Current Velocity at 40% of WD</i>	0.66	0.79	m/s
<i>Current Velocity at 50% of WD</i>	0.63	0.72	m/s
<i>Current Velocity at 60% of WD</i>	0.61	0.68	m/s

<i>Current Velocity at 70% of WD</i>	0.6	0.64	m/s
<i>Current Velocity at 80% of WD</i>	0.58	0.62	m/s
<i>Current Velocity at 90% of WD</i>	0.57	0.60	m/s
<i>Current Velocity at 100% of WD</i>	0.57	0.59	m/s

Sumber : Pertamina (2013)

4.2.6. Data Fluida

Tabel 4. 9 *Fluid or content data*

Parameter	Nilai
<i>Content Density</i>	53.823 kg/m ³

Sumber : Pertamina (2013)

4.2.7. Riser Span Data

Pada tabel 4.10 berikut ini merupakan data panjang *span* aktual yang berada pada KLA *platform* diurutkan berdasarkan elevasi tertinggi hingga paling rendah.

Tabel 4. 10 *Riser span data*

<i>Span</i>	<i>Elevasi midspan (m)</i>	<i>Panjang span (m)</i>
<i>Span 1</i>	-0.623	6.292
<i>Span 2</i>	-4.689	3.451
<i>Span 3</i>	-8.519	4.622
<i>Span 4</i>	-12.594	3.078

Sumber : Pertamina (2013)

4.3. Perhitungan *Wall Thickness*

Perhitungan tebal pipa dimulai dengan memilih tebal pipa yang ada pada *schedule* API 5L sesuai dengan diameter pipa. Kemudian perhitungan ketebalan pipa dihitung terhadap *pressure containment* berdasarkan ASME B 31.8, kemudian dilakukan pengecekan terhadap tekanan eksternal, kombinasi *bending* dan tekanan eksternal, serta terhadap *propagation buckling* berdasarkan API RP 1111.

Ketebalan hasil pengecekan berdasarkan *rules* dipilih pada hasil yang paling besar yang kemudian ditambahkan dengan *corrosion allowance* dan *mill tolerance*. Apabila tebal hasil perhitungan lebih besar dari ketebalan nominal pipa, maka harus mengganti dengan tebal yang lebih besar pada *schedule*. Berikut hasil perhitungan

wall thickness sebelum dan sesudah ditambahkan *corrosion allowance* & *mill tolerance* yang dijelaskan pada tabel 4.11 dan 4.12.

Tabel 4. 11 Hasil perhitungan *wall thickness* tanpa *corrosion allowance* dan *mill tolerance*

Parameter		Ketebalan (mm)
<i>Pressure Containment</i>	Operating	2.01
	Hydrotest	2.45
<i>Collapse due to External Pressure</i>		0.96
<i>Propagation Buckling</i>		1.44
<i>Buckling due to Combined Bending & External Pressure</i>		1.45

Tabel 4. 12 *Corrosion allowance* dan *mill tolerance*

Parameter	Ketebalan (mm)
<i>Corrosion Allowance</i>	2.54
<i>Mill Tolerance</i>	0.5685

Kemudian hasil perhitungan *wall thickness* ditambahkan dengan *corrosion allowance* dan *mill tolerance* yang disajikan pada tabel 4.13 berikut :

Tabel 4. 13 Hasil perhitungan *wall thickness* dengan *corrosion allowance* dan *mill tolerance*

Parameter		Ketebalan (mm)
<i>Pressure Containment</i>	Operating	5.12
	Hydrotest	3.01
<i>Collapse due to External Pressure</i>		4.07
<i>Propagation Buckling</i>		4.55
<i>Buckling due to Combined Bending & External Pressure</i>		4.56

Untuk parameter *pressure containment* pada kondisi *hydrotest*, tanpa ditambahkan *corrosion allowance*, karena kondisi *hydrotest* dilakukan sebelum instalasi, sehingga belum ada penambahan perlindungan korosi.

Berikut ini adalah keseluruhan hasil perhitungan *wall thickness* pada riser yang disajikan pada tabel 4.14 :

Tabel 4. 14 Hasil Perhitungan *wall thickness*

<i>Wall Thickness</i>	Ketebalan (mm)	
	Operasi	Hydrotest
<i>Required Thickness</i>		
<i>Internal Pressure Containment</i>	2.01	2.45
<i>Hydrostatic Collapse</i>	-	0.96
<i>Buckling Propagation</i>	1.44	-
<i>Buckling Akibat Kombinasi Bending dan Tekanan Eksternal</i>	1.45	-
<i>Allowance</i>		
<i>Corrosion Allowance</i>	2.54	
<i>Mill Tolerance</i>	0.5685	
<i>Minimum Required Wall Thickness</i>	5.12	

Tabel 4. 15 Tebal pipa nominal

<i>Required Wall Thickness (mm) (in.)</i>	<i>Selected API 5L Standard Thickness (mm) (in.)</i>
5.12 (0.201")	8.56 (0.337")

Dari hasil perhitungan dapat diperoleh tebal minimal yang dibutuhkan saat kondisi operasi adalah 5.12 mm. Pipa yang digunakan pada struktur *riser* memiliki spesifikasi: NPS 4^{1/2}, OD 4,5 inch, dan WT 8,56 mm dengan grade X52 sesuai dengan data pada desain basis. Sehingga pipa tersebut dinyatakan cukup aman terhadap batas keamanan yang ada sesuai pada ASME B31.8 dan API RP 1111. Berikut ini adalah contoh *schedule pipe* yang dipilih pada API 5L:

Tabel 4. 16 API Spesification 5L

Table 6B (Continued)—Plain-end Line Pipe Dimensions, Weights per Unit Length, and Test Pressures for Sizes 2³/₈ through 5⁹/₁₆ (U.S. Customary Units)

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)														
																Specified Outside Diameter <i>D</i> (in.)	Specified Wall Thickness <i>t</i> (in.)	Plain-end Weight per Unit Length <i>w_{pe}</i> (lb/ft)	Calculated Inside Diameter ^a <i>d</i> (in.)	Minimum Test Pressure (psi) ^b									
																				Grade A25	Grade A	Grade B	Grade X42	Grade X46	Grade X52	Grade X56	Grade X60	Grade X65	Grade X70
4 ¹ / ₂	4.500	0.172	7.96	4.156	Std. —	1380	1610	1930	2110	2390	2570	2750	2980	3000	3000														
					Alt. —	1720	2010	2410	2640	2980	3210	3440	3730	4010	4590														
4 ¹ / ₂	4.500	0.188	8.67	4.124	Std. 1200	1500	1750	2110	2310	2610	2810	3000	3000	3000	3000														
					Alt. —	1880	2190	2630	2880	3260	3510	3760	4070	4390	5010														
4 ¹ / ₂	4.500	0.203	9.32	4.094	Std. —	1620	1890	2270	2490	2810	3000	3000	3000	3000	3000														
					Alt. —	2030	2370	2840	3110	3520	3790	4060	4400	4740	5410														
4 ¹ / ₂	4.500	0.219	10.02	4.062	Std. 1200	1750	2040	2450	2690	3000	3000	3000	3000	3000	3000														
					Alt. —	2190	2560	3070	3360	3800	4090	4380	4750	5110	5840														
4 ¹ / ₂	4.500	0.237	10.80	4.026	Std. 1200	1900	2210	2650	2910	3000	3000	3000	3000	3000	3000														
					Alt. —	2370	2770	3320	3630	4110	4420	4740	5140	5530	6320														
4 ¹ / ₂	4.500	0.250	11.36	4.000	Std. —	2000	2330	2800	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000														
					Alt. —	2500	2800	3500	3830	4330	4670	5000	5420	5830	6670														
4 ¹ / ₂	4.500	0.281	12.67	3.938	Std. —	2250	2620	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000														
					Alt. —	2800	2800	3930	4310	4870	5250	5620	6090	6560	7260														
4 ¹ / ₂	4.500	0.312	13.97	3.876	Std. —	2500	2800	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000														
					Alt. —	2800	2800	4370	4780	5410	5820	6240	6760	7260	7260														
4 ¹ / ₂	4.500	0.337	15.00	3.826	Std. 1700	2700	2800	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000														
					Alt. —	2800	2800	4720	5170	5840	6290	6740	7260	7260	7260														
4 ¹ / ₂	4.500	0.438	19.02	3.624	Std. —	2800	2800	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000														
					Alt. —	2800	2800	6130	6720	7260	7260	7260	7260	7260	7260														
4 ¹ / ₂	4.500	0.531	22.53	3.438	Std. —	2800	2800	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000														
					Alt. —	2800	2800	7260	7260	7260	7260	7260	7260	7260	7260														
4 ¹ / ₂	4.500	0.674	27.57	3.152	Std. —	2800	2800	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000														
					Alt. —	2800	2800	7260	7260	7260	7260	7260	7260	7260	7260														

(Sumber : API 5L Spesification for Line Pipe, 2004)

4.4. Perhitungan Umum Pipa

Seperti dijelaskan pada Bab 2, sebelum melakukan suatu analisis pada pipa, perlu dilakukan terlebih dahulu perhitungan umum pipa. Perhitungan tersebut memerlukan data properti pipa yang dijelaskan pada tabel 4.17.

Tabel 4. 17 Data properti pipa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan	Nilai	Satuan
Diameter luar pipa baja	D _{st}	4.5	in	0.1143	m
Tebal nominal dinding pipa	t _{nom}	8.56	mm	0.00856	m
Tebal <i>corrosion coating</i>	t _{cc}	0.5	mm	0.0005	m
Densitas <i>corrosion coating</i>	ρ _{cc}	1340	kg/m ³	-	-
Tebal <i>splashzone coating</i>	t _{sz}	12.7	mm	0.0127	m
Densitas <i>splashzone coating</i>	ρ _{sz}	1340	kg/m ³	-	-
Densitas baja	ρ _{st}	7850	kg/m ³	-	-
Densitas konten pipa	ρ _{con}	53.8	kg/m ³	-	-
Young modulus	E	207	GPa	207000	MPa

Properti pipa dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 2.13 sampai dengan persamaan 2.23 yang ada pada sub bab 2.2.4, sehingga didapatkan hasil perhitungan pada tabel 4.18 berikut :

Tabel 4. 18 Hasil perhitungan umum pipa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Diameter dalam pipa	ID	0.97	m
Diameter pipa dengan <i>corrosion coating</i>	D_{cc}	115.3	mm
Diameter pipa dengan <i>splashzone coating</i>	D_{sz}	139.7	mm
Momen inersia pipa baja	I_{st}	2.815E-06	m ⁴
Massa pipa baja	m_{st}	14.91	Kg/m
Massa <i>corrosion coating</i>	m_{cc}	0.294	Kg/m
Massa <i>splashzone coating</i>	m_{sz}	6.79	Kg/m
Massa <i>contents</i>	m_{cont}	0.45	Kg/m
Massa <i>displaced water</i>	m_{sw}	10.702	Kg/m
Massa <i>displaced water in splashzone</i>	m_{sws}	15.711	Kg/m

4.5. Perhitungan Massa Efektif Riser

Seperti dijelaskan pada sub-bab 2.2.4.1 massa efektif pipa pada umumnya merupakan penjumlahan dari massa struktur pipa (termasuk *coating*), massa konten atau fluida dan massa tambah pipa tersebut (Bai, 2014). Massa efektif pipa dihitung pada kondisi di udara dan kondisi terendam air, karena memiliki perbedaan pelapis *coating* pada area *splashzone* dan pengaruh massa tambah pada pipa yang berada di bawah permukaan air. Untuk menghitung massa efektif pipa berdasarkan pembagian area dapat menggunakan persamaan 2.28 dan 2.29. Tabel 4.19 di bawah merupakan massa efektif rata-rata pada tiap *span*.

Tabel 4. 19 Massa efektif rata rata pada tiap *span*

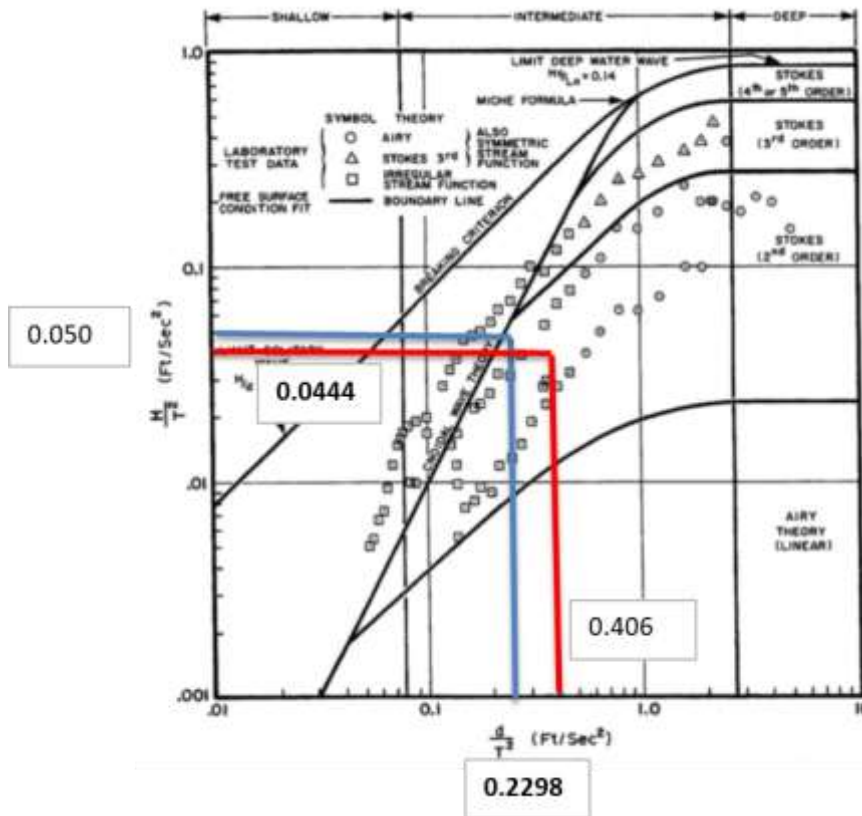
Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Massa efektif pipa pada <i>span 1 (splashzone)</i>	M_{e1}	32.380	kg/m
Massa efektif pipa pada <i>span 2 (underwater)</i>	M_{e2}	39.312	kg/m
Massa efektif pipa pada <i>span 3 (underwater)</i>	M_{e3}	39.312	kg/m
Massa efektif pipa pada <i>span 3 (underwater)</i>	M_{e4}	32.523	kg/m

4.6. Perhitungan Kecepatan Arus signifikan

Kecepatan arus signifikan pada elevasi pipa atau *riser* dapat berupa arus *steady* dan arus akibat efek gelombang. Perhitungan kecepatan arus signifikan pada elevasi *riser* menggunakan teori gelombang Stokes Orde 2 sesuai *Region of validity* dengan menghitung terlebih dahulu parameter sesuai dengan persamaan 2.32. Berikut dijelaskan pada tabel 4.20 dan pada gambar 4.2 :

Tabel 4. 20 Parameter *Region of validity*

Parameter	Nilai	Satuan
H/gT^2	0.00513	-
d/gT^2	0.02273	-



Gambar 4. 2 Hasil *region of validity*

Perhitungan kecepatan arus akibat efek gelombang atau kecepatan arus signifikan dapat dihitung dengan beberapa tahapan. Langkah pertama adalah menghitung parameter awal gelombang di permukaan sesuai dengan beberapa parameter yang diperlukan. Berikut parameter awal perhitungan kecepatan arus signifikan yang disajikan pada tabel 4.21 :

Tabel 4. 21 Parameter perhitungan kecepatan arus signifikan

Parameter	Nilai	Satuan
Hs	3.3	m
d	14.63	m
Ts	8.1	s
g	9.81	m/s ²
p	3.14	-
λ_0	102.49	m
d/ λ_0	0.14	-
koef a	0.83	-
koef m	0.808	-
d/ λ	0.17	-
λ	84.97	m
k	0.074	-
kd	1.08	-

Dari parameter di atas, maka dapat dihitung harga kecepatan arus signifikan pada arah horizontal dengan menggunakan persamaan 2.33. Kecepatan arus signifikan tersebut akan tereduksi akibat dari persebaran arah datangnya gelombang dengan mengalikannya terhadap faktor reduksi (RD) sesuai pada persamaan 2.36. Berikut hasil perhitungan kecepatan arus signifikan pada tiap – tiap elevasi *span riser* disajikan pada tabel 4.22.

Tabel 4. 22 Kecepatan arus signifikan pada elevasi *span riser*

Lokasi	Elevasi (m)	Us (m/s)	RD	U _{W_1yr} (m/s)
<i>Span 1</i>	0.623	1.718	0.85	1.461
<i>Span 2</i>	4.689	1.350		1.148
<i>Span 3</i>	8.519	1.141		0.970
<i>Span 4</i>	12.594	1.034		0.879

Dengan menggunakan grafik pada Gambar 2.5, didapatkan *reduction factor* sebesar 0.85 dengan asumsi *spectral spreading exponent* (s) = 2.

4.7. Perhitungan Kecepatan Arus *Steady*

Perhitungan kecepatan arus *steady* pada elevasi *span* pipa dapat dilakukan dengan menggunakan *one seventh power law* berdasarkan kedalaman referensi yang ada pada data di *design basis*. Persamaan yang digunakan untuk menghitung kecepatan arus yaitu persamaan 2.31. Berikut hasil perhitungan kecepatan arus yang disajikan pada tabel 4.23.

Tabel 4. 23 Kecepatan arus *steady* pada elevasi *span riser*

Lokasi	Elevasi (m)	U_{c_100yr} (m/s)
<i>Span 1</i>	0.623	1.160
<i>Span 2</i>	4.689	0.866
<i>Span 3</i>	8.519	0.671
<i>Span 4</i>	12.594	0.629

4.8. Parameter *Vortex Induced Vibration*

Parameter VIV yang digunakan dalam analisis terdiri dari parameter stabilitas, *current flow ratio*, bilangan *keulegan carpenter* dan *reduced velocity*. Sebelum menghitung beberapa parameter di atas, perlu diketahui parameter-parameter awal yang digunakan dalam perhitungan. Berikut penjelasan parameter awal yang digunakan dalam perhitungan parameter VIV pada tabel 4.24. Sementara perhitungan *reduced velocity* dilakukan pada tahapan *screening fatigue*.

Tabel 4. 24 Parameter awal untuk perhitungan parameter VIV

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Densitas air laut	ρ_w	1025	kg/m ³
<i>Stability parameter safety factor</i>	γ_k	1.3	-
Diameter total pipa	D	139.7	mm
Frekuensi gelombang signifikan	ω_s	0.78	rad/s

4.8.1. Parameter Stabilitas

Beberapa nilai yang dibutuhkan untuk menghitung parameter stabilitas diantaranya massa efektif pipa dan *modal damping ratio* dari struktur *riser* tersebut. Massa efektif pipa telah disajikan pada tabel 4.19. *Structural damping* terjadi karena gesekan internal dari material pipa. Jika tidak ada informasi mengenai *detail*

structural modal damping dapat diasumsikan dengan nilai 0.005 yang merupakan *structural modal damping ratio* dari baja sesuai pada DNV RP F105. Berikut hasil perhitungan parameter stabilitas (K_s) dan parameter stabilitas dengan *safety factor* (K_{sd}) dari masing-masing *span* dengan menggunakan persamaan 2.56 dan 2.57 yang disajikan pada tabel 4.25.

Tabel 4. 25 Parameter stabilitas pada *span riser*

Lokasi	Elevasi (m)	K_s	K_{sd}
<i>Span 1</i>	0.623	0.102	0.078
<i>Span 2</i>	4.689	0.123	0.095
<i>Span 3</i>	8.519	0.123	0.095
<i>Span 4</i>	12.594	0.102	0.079

4.8.2. *Current Flow Ratio*

Current flow ratio (α) adalah perbandingan antara arus laut *steady* dan kecepatan arus signifikan. Parameter ini dapat mempengaruhi bentuk aliran fluida (*flow regime*) pada elevasi yang berbeda. Untuk menghitung *current flow ratio* dapat menggunakan persamaan 2.48. Hasil *current flow ratio* disajikan pada tabel 4.26 berdasarkan lokasi elevasinya.

Tabel 4. 26 *Current flow ratio* pada elevasi *span riser*

Lokasi	Elevasi (m)	α
<i>Span 1</i>	0.623	0.443
<i>Span 2</i>	4.689	0.430
<i>Span 3</i>	8.519	0.409
<i>Span 4</i>	12.594	0.417

4.8.3. *Bilangan Keulegan carpenter*

Bilangan *keulegan carpenter* merupakan parameter yang dapat menentukan perubahan jenis aliran partikel air (laminar / turbulen) pada silinder di bawah air, bersamaan dengan bilangan *reynold* (Re). Parameter ini dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 2.47. Berikut harga bilangan *keulegan carpenter* pada aliran yang mengenai daerah elevasi *span* pada tabel 4.27.

Tabel 4. 27 Bilangan *Keulegan Carpenter* pada elevasi *span riser*

Lokasi	Elevasi (m)	KC	Satuan
<i>Span 1</i>	0.623	13.477	-
<i>Span 2</i>	4.689	10.590	-
<i>Span 3</i>	8.519	8.948	-
<i>Span 4</i>	12.594	8.108	-

4.8.4. *Reduced Velocity*

a. *In-line*

Seperti yang telah dijelaskan di persamaan 2.58 sampai 2.60, untuk menghitung *reduced velocity* dipengaruhi oleh *stability parameter* (K_{sd}). *Stability parameter* pada setiap *span* yang dihasilkan dibawah kurang dari 0.4, sehingga dapat menggunakan persamaan 2.58 dengan hasil yang akan dijelaskan pada tabel 4.28.

b. *Cross-flow*

Cross-flow reduced velocity dipengaruhi oleh faktor koreksi dan faktor *screening* karena letak pipa. *Cross-flow reduced velocity* dapat diperoleh dengan menggunakan persamaan 2.61. Hasil *cross-flow reduced velocity* dijelaskan pada tabel 4.28 berikut :

Tabel 4. 28 *Reduced velocity*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<i>Reduced velocity, in-line onset value</i>	$V_{R^{IL}}^{\text{onset}}$	0.909	-
<i>Reduced velocity, cross-flow onset value</i>	$V_{R^{CF}}^{\text{onset}}$	2.5	-

4.8.5. *Reynold number*

Reynold number (Re) mempengaruhi nilai koefisien-koefisien gaya hidrodinamis. Re dihitung menggunakan Persamaan 2.49. Hasil *reynold number* disajikan dalam tabel 4.29 berikut :

Tabel 4. 29 Hasil *Reynold number*

Lokasi	Elevasi (m)	Re	Satuan
<i>Span 1</i>	0.623	397949	-
<i>Span 2</i>	4.689	305856	-
<i>Span 3</i>	8.519	249154	-
<i>Span 4</i>	12.594	229035	-

4.9. Gaya Hidrodinamis

4.9.1. Gaya Drag

Gaya *drag* pada analisis *allowable span riser* mempengaruhi besar defleksi yang terjadi pada *riser* dan tegangan *bending riser*. Sebelum gaya *drag* dihitung, koefisien *drag* harus ditentukan terlebih dahulu menggunakan persamaan 2.38. Dalam persamaan 2.38 terdapat beberapa parameter yang mempengaruhi gaya *drag* yang dijelaskan pada persamaan 2.39 – 2.43. Beberapa parameter awal yang digunakan dalam perhitungan koefisien *drag* disajikan pada tabel 4.30 berikut :

Tabel 4. 30 Parameter awal perhitungan koefisien *drag*

PARAMETER KOEFISIEN DRAG						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Kekasaran permukaan pipa	k	0.000001	0.000001	0.000001	0.000001	m
Diameter Total Pipa	D	0.1397	0.1397	0.1397	0.1397	m
Rasio k / D	k/D	0.000007	0.000007	0.000007	0.000007	-
Periode gelombang signifikan	w_s	0.78	0.78	0.78	0.78	rad/s
Bilangan Keulegan carpenter	KC	13.477	10.59	8.948	8.108	-
<i>Current flow ratio</i>	a	0.548	0.43	0.409	0.417	-
Rasio gap dengan seabed	e/D	0.000	0.000	0.000	0.000	-
<i>Reduced velocity, in-line onset value</i>	VR_{onset}^{IL}	0.909	0.909	0.909	0.909	-
<i>Cross-flow VIV amplitude</i>	Az/D	0.100	0.100	0.100	0.100	-

Hasil parameter-parameter yang mempengaruhi koefisien *drag* dan besar koefisien *drag* disajikan pada Tabel 4.31 berikut :

Tabel 4. 31 Hasil koefisien *drag*

KOEFISIEN DRAG						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Koefisien <i>drag</i> dasar untuk aliran <i>steady</i>	C_D^0	0.65	0.65	0.65	0.65	-
Faktor koreksi untuk aliran <i>unsteady</i>	$Y_{KC,a}^{CD}$	1.05	1.20	1.32	1.38	-
Faktor koreksi perkiraan kondisi dasar laut	Y_{proxi}^{CD}	1.40	1.40	1.40	1.40	-
Faktor koreksi akibat pengaruh <i>trench</i>	Y_{trench}^{CD}	1.00	1.00	1.00	1.00	-
Faktor amplifikasi akibat getaran <i>cross-flow</i>	Y_{VIV}^{CD}	1.29	1.29	1.29	1.29	-
Koefisien <i>drag</i>	C_D	1.23	1.41	1.55	1.62	-

Setelah koefisien *drag* ditentukan, gaya *drag* dapat dihitung menggunakan persamaan 2.38. Beberapa parameter yang digunakan dalam perhitungan gaya *drag* dan hasil gaya *drag* disajikan pada tabel 4.32 berikut :

Tabel 4. 32 Hasil gaya *drag*

GAYA DRAG						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Densitas air laut	ρ_w	1025	1025	1025	1025	kg/m ³
Diameter total pipa	D	0.1397	0.1397	0.1397	0.1397	m
Koefisien <i>drag</i>	C_D	1.23	1.41	1.55	1.62	-
Kecepatan arus signifikan	U_{w_1yr}	1.46	1.15	0.97	0.88	m/s
Gaya <i>drag</i>	F_D	187.74	133.33	104.24	89.95	N/m

4.9.2. Gaya Lift

Besar gaya *lift* yang dihitung nantinya akan mempengaruhi tegangan *bending* pada *riser*. Sebelum gaya *lift* dihitung, perlu ditentukan dahulu parameter yang mempengaruhi gaya *lift* yang dijelaskan pada tabel 4.33 berikut :

Tabel 4. 33 Parameter awal perhitungan koefisien *lift*

PARAMETER KOEFISIEN <i>LIFT</i>						
Parameter	Notasi	Elevasi				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Kecepatan arus <i>steady</i>	U_{c_100yr}	1.1602	0.8663	0.6710	0.6290	m/s
Kecepatan arus signifikan	U_{w_1yr}	1.460505	1.14792	0.96982	0.87931	m/s
Viskositas kinematis air laut	ν_k	9.2E-07	9.2E-07	9.2E-07	9.2E-07	m ² /s
Diameter total pipa	D	0.1397	0.1397	0.1397	0.1397	m
<i>Reynold number</i>	Re	397949.1	305856	249154	229035	-

Setelah koefisien *lift* ditentukan, gaya *lift* dapat dihitung menggunakan persamaan 2.45. Beberapa parameter yang digunakan dalam perhitungan gaya *lift* dan hasil gaya *lift* disajikan pada tabel 4.34 berikut :

GAYA <i>LIFT</i>						
Parameter	Notasi	Elevasi <i>Riser</i>				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Densitas air laut	ρ_w	1025	1025	1025	1025	kg/m ³
Diameter total pipa	D	0.1397	0.1397	0.1397	0.1397	m
Koefisien <i>lift</i>	C_L	0.70000	0.70000	0.70169	0.74193	-
Kecepatan arus signifikan	U_{w_1yr}	1.460505	1.14792	0.96982	0.87931	0.00
Gaya <i>lift</i>	F_L	106.9041	66.0402	47.2521	41.0711	N/m

4.10. Frekuensi Natural *Riser*

Untuk mendapatkan nilai dari frekuensi natural pipa dapat menggunakan persamaan 2.51. Nilai L_{eff} yang dimasukkan adalah nilai L atau *span* aktual *riser*. Sementara itu kondisi batas atau *boundary condition* yang digunakan untuk kasus *screening fatigue riser* ini yaitu menggunakan *pinned-fixed* pada *hinger clamp* dan *pinned-pinned* pada *guide clamp* sesuai pada DNV RP F105. Sebagai parameter awal yang digunakan dalam persamaan 2.51 disajikan pada tabel 4.34 berikut :

Tabel 4. 34 Parameter untuk perhitungan frekuensi natural

Parameter	Nilai				Satuan
	Span 1	Span 2	Span 3	Span 4	
C ₁	3.56				-
C ₂	4.0				-
C ₃	0.4				-
C ₆	1/384				-
CSF	0				-
E	2.07 x 10 ⁵				MPa
I _{steel}	3.011 x 10 ⁻⁶				M ⁴
M _e	32.380	39.312	39.312	32.523	kg/m
D	0.139	0.139	0.139	0.139	m
S _{eff}	-6.44 x 10 ⁴	-6.39 x 10 ⁴	-6.35 x 10 ⁴	-6.30 x 10 ⁴	N
P _{cr}	621.515	2033.987	1151.781	2597.168	N
δ	1.371 x 10 ⁻³	8.416 x 10 ⁻⁵	3.457 x 10 ⁻⁵	2.103 x 10 ⁻⁴	m

Pada perhitungan frekuensi natural, *static deflection* hanya berpengaruh kecil, sehingga bisa diasumsikan sama dengan nol sesuai dengan DNV RP F105 sec 6.4.3 dan sec 6.7.2. Hal tersebut dikarenakan defleksi statis atau deformasi statis yang diakibatkan oleh berat *riser* secara aksial hanya memberikan dampak yang cukup kecil, karena pipa *riser* memanjang secara vertikal. Sementara harga CSF sama dengan nol karena *riser* tidak memiliki *concrete coating*. Berikut hasil perhitungan frekuensi natural disajikan pada tabel 4.35.

Tabel 4. 35 Frekuensi natural pada *span riser*

Lokasi	Elevasi (m)	Nilai	Satuan
Span 1	-0.623	11.812	Hz
Span 2	-4.689	36.470	Hz
Span 3	-8.519	20.397	Hz
Span 4	-12.594	51.387	Hz

4.11. Screening Fatigue

Setelah mendapatkan beberapa nilai yang dibutuhkan untuk melakukan *screening* frekuensi natural, kemudian melakukan *screening* tersebut sesuai dengan DNV RP F105 (2006) untuk arah *in-line* dan *cross-flow*.

4.11.1. In-line VIV

Beberapa parameter yang dibutuhkan untuk melakukan *screening* frekuensi natural untuk arah *in-line* sesuai dengan persamaan 2.62 adalah pada tabel 4.36 berikut :

Tabel 4. 36 Parameter untuk *screening in-line*

Lokasi	Parameter				
	γ_{IL}	U_{c_100yr} (m/s)	K_{sd}	$V_{R,ILonset}$	α
<i>Span 1</i>	1.4	1.160	0.078	0.909	0.443
<i>Span 2</i>	1.4	0.866	0.095	0.909	0.430
<i>Span 3</i>	1.4	0.671	0.095	0.909	0.409
<i>Span 4</i>	1.4	0.629	0.079	0.909	0.417

Dari parameter di atas, maka dapat dicari frekuensi natural pada arah *in-line* dengan menggunakan persamaan 2.64 dengan hasil pada tabel 4.37 berikut :

Tabel 4. 37 Frekuensi natural pada arah *in-line*

Lokasi	Elevasi (m)	Nilai	Satuan
<i>Span 1</i>	-0.623	23.668	Hz
<i>Span 2</i>	-4.689	19.991	Hz
<i>Span 3</i>	-8.519	15.696	Hz
<i>Span 4</i>	-12.594	15.159	Hz

4.11.2. Cross-Flow VIV

Seperti untuk arah *in-line*, untuk *screening* frekuensi natural pada arah *cross-flow* juga diperlukan beberapa parameter sesuai yang dibutuhkan dalam persamaan 2.63. Beberapa parameter tersebut disajikan pada tabel 4.38 berikut :

Tabel 4. 38 Parameter untuk *screening cross-flow*

Lokasi	Parameter			
	γ_{CF}	U_{c_100yr} (m/s)	U_{W_1yr} (m/s)	$V_{R,CFonset}$
<i>Span 1</i>	1.4	1.160	1.461	2.5
<i>Span 2</i>	1.4	0.866	1.148	2.5
<i>Span 3</i>	1.4	0.671	0.970	2.5
<i>Span 4</i>	1.4	0.629	0.879	2.5

Dari parameter di atas, maka dapat dicari frekuensi natural pada arah *cross-flow* dengan menggunakan persamaan 2.65 dengan hasil pada tabel 4.39 berikut :

Tabel 4. 39 Frekuensi natural pada arah *cross-flow*

Lokasi	Elevasi (m)	Nilai	Satuan
<i>Span 1</i>	-0.623	10.507	Hz
<i>Span 2</i>	-4.689	8.073	Hz
<i>Span 3</i>	-8.519	6.578	Hz
<i>Span 4</i>	-12.594	6.045	Hz

4.12. Allowable Span Riser

Setelah diketahui harga frekuensi natural dari arah *in-line* dan *cross-flow*, langkah selanjutnya yaitu menentukan panjang maksimum *span* yang diizinkan atau *allowable span* pada *riser*. Hal tersebut dapat dilakukan dengan menjadikan parameter *screening criteria* baik pada arah *in-line* dan *cross-flow* sebagai substitusi persamaan dengan nilai *fundamental natural frequency* seperti dijelaskan pada persamaan 2.66 dan 2.67. *Riser* dikatakan lolos terhadap *screening criteria* apabila bentang *span* aktual tidak melebihi bentang maksimum yang diizinkan (*allowable span*). Berikut harga *allowable span riser* pada masing-masing elevasi *span* baik terhadap respon aliran *in-line* maupun *cross-flow* beserta aktual *span* yang ada pada *riser*.

Tabel 4. 40 Allowable span riser

Lokasi	Elevasi (m)	Allowable Span (m)		Span Aktual (m)	Keterangan
		In-line	Cross-flow		
Span 1	-0.623	4.364	6.671	5.500	TIDAK LOLOS
Span 2	-4.689	4.762	7.392	3.478	LOLOS
Span 3	-8.518	5.304	8.138	4.622	LOLOS
Span 4	-12.594	5.831	8.974	3.078	LOLOS

Dari hasil tabel 4.40 di atas dapat diketahui bahwa pada *span 1* tidak lolos atau tidak memenuhi terhadap kriteria *screening fatigue* sesuai DNV RP F105. Dengan demikian, perlu diberikan tindak lanjut sebagai bentuk mitigasi untuk mengakomodasi kekuatan pipa terhadap *fatigue* yang ditimbulkan oleh *vortex induced vibration*. Tindak lanjut yang dapat diberikan adalah dengan menambahkan sebuah alat (*passive control devices*) yang mampu meredam *vortex* (*vortex suppression devices*). *Suppression devices* yang paling sering digunakan untuk meredam terjadinya *vortex induced vibrations* adalah *helical strakes*. Berdasarkan DNV RP F105 Appendix D, *Helical strakes* berfungsi memicu pemisahan aliran secara bersamaan dan memperkecil *vortex shedding* sepanjang *riser*.

4.13. Tegangan Ekuivalen (*Von-mises Stress*)

4.13.1. Perhitungan Tegangan Ekuivalen Manual

Tegangan ekuivalen atau *von-mises stress* pada *riser pan* merupakan kombinasi dari beberapa tegangan, yaitu tegangan *hoop*, tegangan *longitudinal* dan tegangan *shear*. Dalam Bai (2014) disebutkan bahwa untuk tegangan *shear* (τ) pada kondisi pipa *free span* nilainya adalah nol atau diabaikan. Tegangan *hoop* dapat dihitung menggunakan persamaan 2.68. Sedangkan tegangan *longitudinal* dapat dihitung menggunakan persamaan 2.69. Penjelasan perhitungan tegangan *hoop* disajikan pada tabel 4.41 dan 4.42 berikut :

Tabel 4. 41 Parameter perhitungan tegangan *hoop*

PARAMETER TEGANGAN <i>HOOP</i>						
Parameter	Notasi	Elevasi <i>Riser</i>				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Diameter luar pipa baja	D _{st}	0.1143	0.1143	0.1143	0.1143	m
Tebal nominal dinding pipa	t _{nom}	0.00856	0.00856	0.00856	0.00856	m
Tekanan eksternal	P _e	6262.28	47132.97	85628.08	126592.57	Pa
Tekanan internal	P _i	6300000	6300000	6300000	6300000	Pa

Tabel 4. 42 Hasil perhitungan tegangan *hoop*

TEGANGAN <i>HOOP</i>						
Parameter	Notasi	Elevasi <i>Riser</i>				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Tegangan <i>hoop</i>	σ_h	42.02	41.75	41.49	41.22	MPa
SMYS	SMYS	358.53	358.53	358.53	358.53	MPa
<i>Design Factor</i> * SMYS	0.5* SMYS	179.27	179.27	179.27	179.27	MPa
		AMAN	AMAN	AMAN	AMAN	

Tegangan aksial sesuai pada persamaan 2.70 terdiri dari tegangan *thermal* dan tegangan *poisson*. Tegangan *thermal* merupakan salah satu tegangan yang berpengaruh terhadap tegangan aksial yang dapat dihitung dengan persamaan 2.71. Berikut penjelasan perhitungan tegangan *thermal* disajikan pada tabel 4.43 :

Tabel 4. 43 Perhitungan tegangan *thermal*

TEGANGAN <i>THERMAL</i>						
Parameter	Notasi	Elevasi <i>Riser</i>				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Tegangan <i>thermal</i>	σ_t	-62.24	-62.24	-62.24	-62.24	MPa

Sedangkan untuk menghitung tegangan *poisson* atau *poisson's effect* dapat menggunakan persamaan 2.72. Berikut penjelasan perhitungan tegangan *poisson* disajikan pada tabel 4.44 :

Tabel 4. 44 Perhitungan tegangan *poisson*

TEGANGAN <i>POISSON</i>						
Parameter	Notasi	Elevasi <i>Riser</i>				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Tegangan <i>poisson</i>	σ_t	12.61	12.52	12.45	12.36	MPa

Maka didapat hasil dari perhitungan tegangan aksial disajikan pada tabel 4.45 berikut :

Tabel 4. 45 Perhitungan tegangan aksial

PERHITUNGAN TEGANGAN AKSIAL						
Parameter	Notasi	Elevasi <i>Riser</i>				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Tegangan aksial	σ_a	-49.64	-49.72	-49.80	-49.88	MPa

Tegangan *bending* yang merupakan bagian dari tegangan *longitudinal* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 2.73. Berikut penjelasan tegangan *bending* disajikan pada tabel 4.46.

Tabel 4. 46 Parameter perhitungan tegangan *bending*

PARAMETER TEGANGAN <i>BENDING</i>						
Parameter	Notasi	Elevasi <i>Riser</i>				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Diameter dalam pipa	ID	0.097	0.097	0.097	0.097	m
Diameter total pipa baja	Dst	0.1143	0.1143	0.1143	0.1143	m
Berat struktur pipa	Me	317.54	385.52	385.52	318.94	N/m
Gaya <i>drag</i>	F _D	228.80	133.33	104.24	89.95	N/m
Lengan momen <i>out-plane</i>	L _{in}	2.796	3.478	4.622	3.078	m
Lengan momen <i>in-plane</i>	L _{out}	2.796	3.478	4.622	3.078	m
Modulus penampang pipa	z _A	0.00007	0.00007	0.00007	0.00007	m ³
<i>In-plane & out-plane stress intensification factor</i>	-	1	1	1	1	-

Stress intensification factor bisa didapatkan dari tabel 2.7. Kemudian didapatkan hasil perhitungan momen maksimum yang disajikan pada tabel 4.47 berikut :

Tabel 4. 47 Perhitungan Momen Maksimum

PERHITUNGAN MOMEN MAKSIMUM						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
<i>Out plane bending moment</i>	$M_{max,in}$	83.57	57.06	126.18	48.64	N.m
<i>In plane bending moment</i>	$M_{max,out}$	146.77	115.20	278.35	106.52	N.m
<i>Stress intensification factor inplane</i>	<i>ii</i>	1.00	1.00	1.00	1.00	-
<i>Stress intensification factor outplane</i>	<i>io</i>	1.00	1.00	1.00	1.00	-
Momen maksimum (resultan)	M_{max}	168.90	128.56	305.61	117.10	N.m

Momen *in-plane* dan *out-plane* dihitung secara resultan untuk didapatkan harga momen maksimum. Setelah didapatkan hasil momen maksimum, maka didapatkan hasil perhitungan tegangan *bending* pada tabel 4.48 berikut :

Tabel 4. 48 Perhitungan tegangan *bending*

PERHITUNGAN TEGANGAN <i>BENDING</i>						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Tegangan <i>bending</i>	σ_b	2.41	1.84	4.37	1.67	MPa

Setelah mendapatkan beberapa tegangan yang diperlukan, selanjutnya adalah menghitung tegangan *longitudinal* sesuai dengan persamaan 2.69. Penjelasan perhitungan tegangan *longitudinal* disajikan pada tabel 4.49 dan 4.50 di berikut :

Tabel 4. 49 Parameter perhitungan tegangan *longitudinal*

HASIL TEGANGAN <i>LONGITUDINAL</i>						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
$\sigma_a + \sigma_b$	σ_L	-47.22	-47.88	-45.43	-48.20	MPa
$\sigma_a - \sigma_b$	σ_L	-52.05	-51.56	-54.16	-51.55	MPa

Setelah didapatkan tegangan *aksial* dan *bending*, maka dapat dihitung nilai tegangan *longitudinal* yang ada :

Tabel 4. 50 Hasil perhitungan tegangan *longitudinal*

CEK ASME B31.8						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Tegangan <i>Longitudinal</i>	σ_L	52.05	51.56	54.16	51.55	MPa
SMYS	SMYS	358.53	358.53	358.53	358.53	MPa
<i>Design Factor</i> * SMYS	0.5* SMYS	179.27	179.27	179.27	179.27	MPa
		AMAN	AMAN	AMAN	AMAN	

Setelah mendapatkan hasil tegangan *hoop* dan tegangan *longitudinal*, langkah selanjutnya adalah menghitung tegangan ekuivalen atau tegangan *von-mises* dengan menggunakan persamaan 2.74. Berikut penjelasan perhitungan tegangan ekuivalen disajikan pada tabel 4.51 berikut :

Tabel 4. 51 Parameter perhitungan tegangan *von-mises*

PARAMETER TEGANGAN <i>VON-MISES</i>						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Tegangan <i>hoop</i>	σ_h	42.02	41.75	41.49	41.22	MPa
Tegangan <i>Longitudinal</i>	σ_L	52.05	51.56	54.16	51.55	MPa

Kemudian didapat hasil dari tegangan *von-mises* berdasarkan persamaan 2.74 yang disajikan pada tabel 4.52 berikut :

Tabel 4. 52 Hasil perhitungan tegangan *von-mises*

HASIL PERHITUNGAN TEGANGAN						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Tegangan <i>Von-mises</i>	σ_e	47.83	47.42	49.07	47.24	MPa
SMYS	SMYS	358.53	358.53	358.53	358.53	MPa
<i>Design Factor</i> * SMYS	0.9* SMYS	322.68	322.68	322.68	322.68	MPa
		AMAN	AMAN	AMAN	AMAN	

Berdasarkan hasil tegangan *von-mises*, struktur *riser* dinyatakan aman karena tidak melebihi batas maksimum tegangan yang diizinkan sesuai pada ASME B31.8. Setelah mendapatkan hasil tegangan *von-mises* dengan perhitungan manual sesuai dengan ASME B31.8, dalam tugas akhir ini juga menganalisis tegangan ekuivalen dengan *software autopipe*. Penjelasan pemodelan dengan *software autopipe* dijelaskan pada sub bab berikutnya.

4.13.2. Tegangan Ekuivalen dengan *Software Autopipe*

Perhitungan tegangan ekuivalen atau tegangan *von-mises* telah dilakukan dengan perhitungan manual, selanjutnya dilakukan pemodelan menggunakan *software autopipe*. Hasil yang didapatkan nantinya akan dibandingkan dengan tegangan *von-mises* perhitungan sebagai validasi pemodelan. Harapannya, hasil dari kedua cara perhitungan tersebut didapat hasil tegangan *von-mises* yang sama atau mendekati. Jika masih berbeda jauh, maka akan dilakukan pengecekan ulang pada pemodelan dan input beban yang diberikan. Pada subbab ini akan dijelaskan tahapan untuk mendapatkan tegangan *von-mises* dengan *software autopipe*.

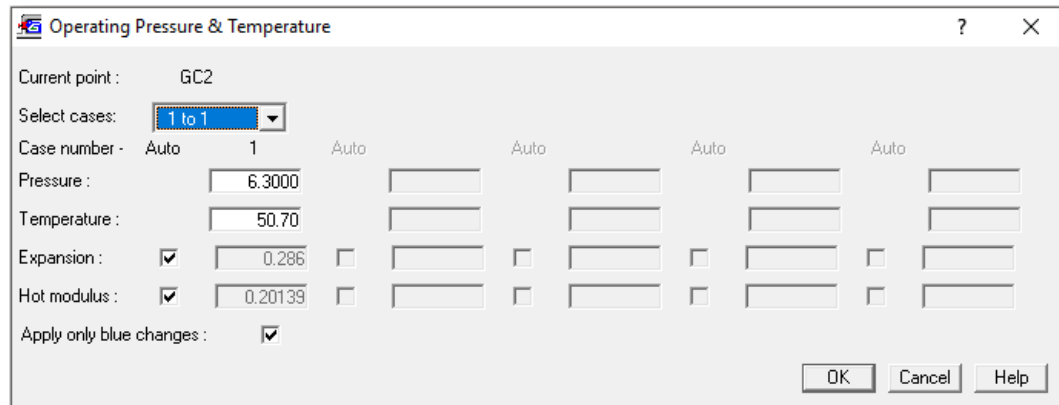
1. Memasukkan *pipe properties*

Data pertama yang harus dimasukkan ke dalam input model adalah *pipe properties*. Input *pipe properties* model disajikan pada gambar 4.4 berikut.

Gambar 4. 3 Input *Pipe Properties*

2. Memasukkan tekanan dan temperatur pipa

Kemudian input tekanan dan temperatur pipa pada kondisi operasi ke dalam pemodelan. Input tekanan dan temperatur pipa disajikan pada gambar 4.5 berikut.

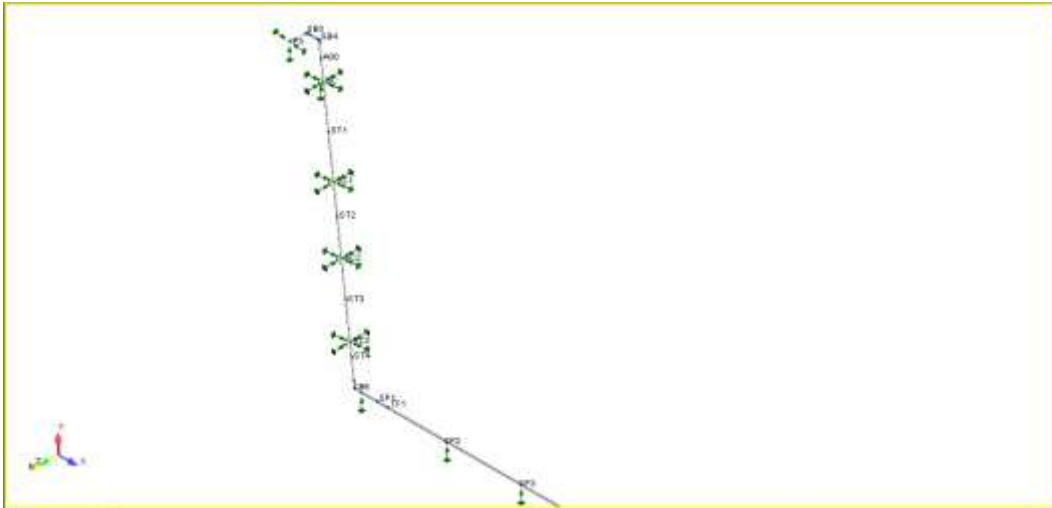


Gambar 4. 4 Input tekanan dan temperatur operasi pipa

3. Membuat pemodelan riser

Pada dasarnya, pemodelan di *software autopipe* dilakukan dengan menentukan titik point koordinat (x,y,z) dari setiap segmen pipa yang disesuaikan dengan *actual drawing* secara 3 dimensi. Sementara itu, terdapat komponen pipa yang terdiri dari *run, bend, tee, flange, valve, flexible joint, reducer* dan *nozzle*. Selain *point* dan *component*, terdapat *anchor* dan *support* yang memiliki fungsi sebagai tumpuan dari pipa atau *riser*. Pemodelan *autopipe* harus dilengkapi dengan *anchor* agar model pipa dapat dianalisis.

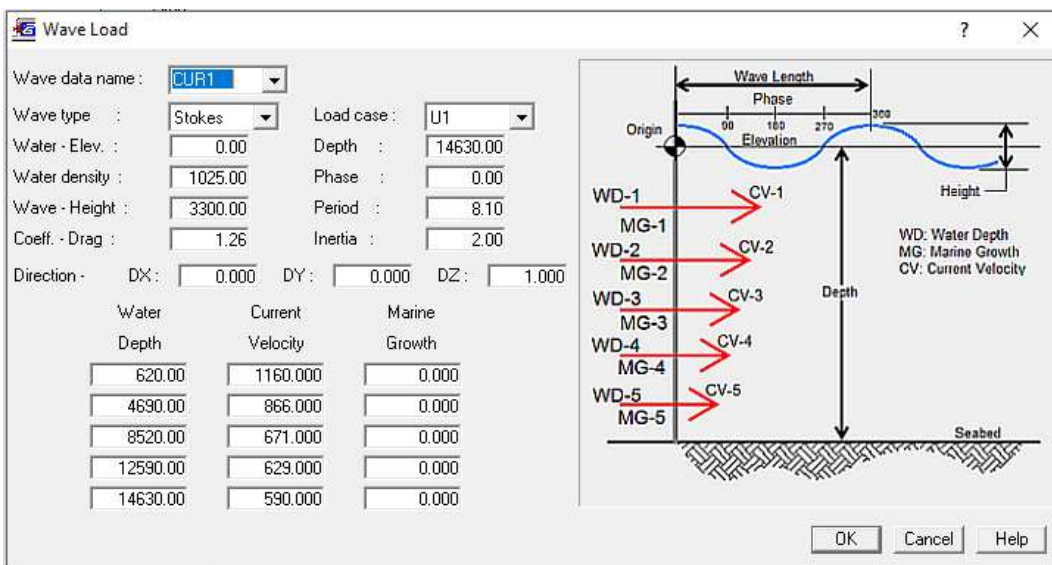
Pipa yang dimodelkan pada tugas akhir ini berupa *rigid riser* yang ditumpu oleh *hinger clamp* dan *guide clamp* dan tersambung dengan *expansion spool* serta *pipeline*. Untuk kondisi tumpuan pada *support riser* terdapat dua macam, yaitu *pinned fixed* pada *hinger clamp* sebagai *lateral restraint*, serta *pinned pinned* pada *guide clamp* sebagai *axial restraint*. *Riser* dimodelkan sesuai dengan *actual drawing* pada data dengan penambahan komponen model *expansion spool* dan *pipeline* sepanjang 100 meter. Penambahan dua komponen tersebut akan mempengaruhi pembebanan serta tegangan yang terjadi pada *riser*. Berikut pemodelan *riser* pada *software autopipe* yang dijelaskan pada gambar 4.6.



Gambar 4. 5 Pemodelan *riser* pada *software autopipe*

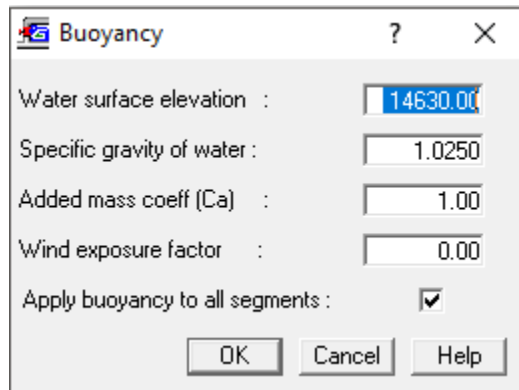
4. Input pembebanan arus

Setelah *riser model* dibuat, langkah selanjutnya adalah memasukkan pembebanan lingkungan berupa arus ke dalam model. Beban arus diinput pada setiap kedalaman dengan melakukan kombinasi pembebanan 4 arah dengan. Berikut salah satu input beban arus yang disajikan pada gambar 4.7.



Gambar 4. 6 *Wave load* pada *software autopipe*

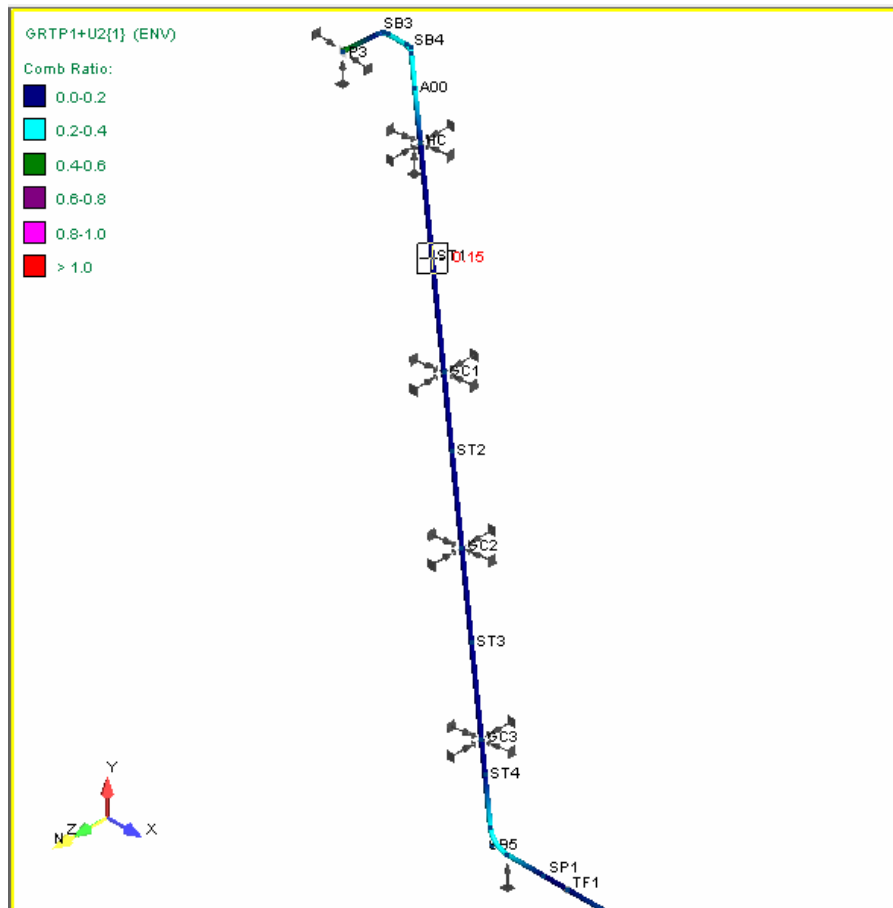
Selain pembebanan arus, perlu diperhatikan juga pembebanan akibat *bouyancy*. Berikut penjelasan pembebanan akibat *bouyancy* pada gambar 4.8.



Gambar 4. 7 *Bouyancy* pada kedalaman *riser*

5. *Running* model dan hasil tegangan *von-mises*

Langkah terakhir pada pemodelan adalah dengan melakukan analisis dengan cara *running* model. Analisis yang dilakukan berupa analisis statis yang bertujuan untuk menganalisis besar tegangan yang terjadi pada *riser* sesuai *code* ASME B31.8 Div VIII (*Offshore*). Gambar 4.9 menunjukkan hasil analisis tegangan *von-mises* dengan menggunakan *autopipe* pada *riser*.



Gambar 4. 8 Hasil analisis tegangan *von-mises* dengan *autopipe*

Hasil analisis tegangan *von-mises* yang didapat pada *mid span* di setiap *riser* akan dibandingkan dengan hasil perhitungan tegangan *von-mises* secara manual. Berikut hasil *tegangan von-mises* pada *mid span riser* dijelaskan pada tabel 4.53.

Tabel 4. 53 Hasil tegangan *von-mises* dengan *autopipe*

Lokasi	Elevasi <i>Riser</i>	Tegangan <i>Von-mises</i> (MPa)
ST 1	0.623 m	48.15
ST 2	4.689 m	45.27
ST 3	8.518 m	48.35
ST 4	12.594 m	48.82

4.13.3. Validasi Tegangan *Von-mises*

Setelah mengetahui hasil *tegangan von-mises* dengan perhitungan manual serta *pemodelan* dengan *software autopipe*, hal yang selanjutnya dilakukan adalah melakukan validasi tegangan *von-mises*. Batas eror yang digunakan adalah 5%, sebagai validasi bahwa hasil pemodelan mendekati dengan hasil perhitungan manual berdasarkan ASME B31.8. Berikut validasi tegangan *von-mises* dijelaskan pada tabel 4.54.

Tabel 4. 54 Validasi tegangan *von-mises*

VALIDASI TEGANGAN <i>VON-MISES</i>			
Elevasi <i>Riser</i>	Tegangan <i>Von-mises</i> (MPa)		EROR
	Perhitungan	Pemodelan	
0.623 m	47.83	48.15	0.67%
4.689 m	47.42	45.27	4.53%
8.518 m	49.07	48.35	1.47%
12.594 m	47.24	48.82	3.35%

Dari hasil validasi tegangan *von-mises* di atas, dapat diketahui besar eror paling besar terdapat pada *span* yang berada pada kedalaman 4.689 m di bawah permukaan laut. Eror tersebut masih berada di bawah batas maksimum eror sebagai validasi pemodelan. Perlu diketahui bahwa hasil perhitungan dan pemodelan sebagai bahan validasi memiliki banyak faktor yang menyebabkan terjadinya perbedaan hasil. Pada pemodelan, pada setiap *span riser* dapat dipengaruhi oleh bentuk geometri struktur di sekitarnya, pengaruh dari beban struktur secara global,

ekspansi dari *spool* dan *pipeline*, dan pengaruh efek global lainnya karena analisis pada *software autopipe* yang bersifat analisis global. Sementara pada perhitungan manual, dilakukan hanya analisis beban lokal pada setiap *span*, sehingga mendapati hasil tegangan yang berbeda dengan hasil tegangan dari pemodelan *autopipe*.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diperoleh dalam pengerjaan tugas akhir ini antara lain :

1. Tebal minimal (*minimum wall thickness*) riser yang dibutuhkan saat kondisi operasi adalah 5.12 mm. Sementara pipa yang digunakan pada struktur riser Platform KLA memiliki spesifikasi : NPS 41/2 , OD 4,5 inch, dan *wall thickness* 8,56 mm. Dengan demikian tebal pipa tersebut dinyatakan aman berdasarkan kriteria ASME B31.8 dan API RP 1111.
2. Dari hasil analisis berdasarkan kriteria *screening fatigue* DNV RP F105, didapatkan salah satu *span* pada kedalaman 0.623 m di bawah msl dengan *span* aktual sepanjang 5.5 meter melebihi batas *allowable span* sepanjang 4.364 meter yang diperoleh dari *in-line screening criteria*. Kegagalan tersebut disebabkan oleh besarnya kecepatan arus pada elevasi tersebut.
3. Setelah dilakukan analisis panjang bentang maksimum pada *span riser*, dilanjutkan analisis tegangan pada *software autopi* berdasarkan teori kegagalan *von-mises* ASME B31.8. Tegangan *von-mises* pada masing-masing *span* tidak melebihi batas *allowable stress* (322.68 MPa) yaitu sebesar 48.15 MPa, 45.27 MPa, 48.35 MPa, dan 48.82 MPa. Pemodelan tersebut telah memenuhi validasi pemodelan dengan eror maksimum 4.53%.

Struktur riser aman terhadap *excessive yielding* berdasarkan kriteria *allowable stress* ASME B31.8. Tetapi dari *in-line screening criteria* DNV RP F105, *span riser* melebihi batas *allowable span*. Sehingga perlu dilakukan mitigasi agar struktur terhindar dari kegagalan akibat kelelahan. Rekomendasi yang dapat dilakukan sesuai pada DNV RP F105 appendix D, yaitu menambahkan *helical strake* pada *span riser* untuk mereduksi efek dari *vortex induced vibration*.

5.2. Saran

Beberapa saran yang dapat diberikan penulis untuk kegunaan penelitian selanjutnya, diantaranya :

1. Dilakukan analisis struktur pada *span riser* dengan menambahkan efek *helical strake*.
2. Setelah melakukan *screening* frekuensi natural (DNV-RP-F105), analisis dapat dilanjutkan dengan melakukan perhitungan *fatigue* pada *riser*.
3. Analisis bentang bebas dapat menggunakan metode *multispan*.

DAFTAR PUSTAKA

- American Petroleum Institut 2000. *API Specification 5 L: Specification for Line Pipe*. America
- American Petroleum Institut. 2009. *API RP 1111: Design Construction Maintanance of Offshore Hydrocarbon Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design)*. America
- ASME B31.8: *Gas Transmission and Distribution Piping System*. American Steel Mechanical Engineering, America.
- Bai, Y. 2001. *Pipeline and Risers*. Elsevier. USA.
- Bai, Yong dan Bai, Qiang. 2014. *Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation*. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing Elsevier.
- Braestrup, M. W. 2005. *Design and Installation of Marine Pipelines*. UK : Blackwell Science Ltd.
- Chakrabarti, Subrata K. 2005. *Handbook of Offshore Engineering*. Vol 2. Oxford, UK : Elsevier.
- Chau, Ong Yean. 2010. *Offshore Platform Rigid Riser Span Analysis and Experimental Studies*. Singapore : Nanyang Technological University.
- Choi, H. S. 2000. "Free spanning analysis of Offshore Pipelines". *Pergamon Journal of Ocean Engineering* 28 : 1325-1338.
- Djarmiko, Eko B. 2012. **Perilaku dan Operabilitas Bangunan Laut di Atas Gelombang Acak**. Surabaya : itspress.
- DNV. 1981. *Rules for Submarine Pipeline System*. Offshore Standard. Det Norske Veritas.
- DNV OS F101. 2013. *Submarine Pipeline System*. Offshore Standard. Det Norske Veritas.
- DNV RP C205. 2010. *Environmental Conditions and Environmental Loads. Recommended Practice*. Det Norske Veritas.
- DNV RP F204. 2010. *Riser Fatigue. Recomendated Practice*. Det Norske Veritas.
- DNV RP F105. 2006. *Free Spanning Pipeline. Recommended Practice*. Det Norske Veritas.

- Fredsoe, J. and Sumer M.B. 1997. *Hydrodynamics around Cylindrical Structures*. World scientific publishing Co, pp.520.
- Guo, Boyun dkk. 2014. *Offshore Pipelines*. Edisi ke-2. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing Elsevier.
- Lee, Jaeyoung. 2008. *Introduction to Offshore Pipelines and Risers*. Houston, Texas.
- Lesmana, Hidayat W. 2014. **Perancangan Riser dan Expansion Spool Pipa Bawah Laut : Studi Kasus Kilo Field PT. Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java**. Tugas Akhir. Departemen Teknik Kelautan-FTK, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Mathelin, L dan de Langre, E. 2005. “*Vortex-induced vibrations and waves under shear flow with a wake oscillator model*”. *European Journal of Mechanics B/Fluids* **24** (4) : 478–490.
- Mouselli, A. H. 1981. *Offshore Pipeline Design, Analysis and Methods*. PenWell Books : Oklahoma
- Purwanti, Ilah. 2009. **Analisis Pengaruh VIV Pada Freespan Pipa Bawah Laut Berbasis Keandalan**. Tugas Akhir. Departemen Teknik Kelautan-FTK, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Soegiono. 2007. **Pipa Laut**. Surabaya : Airlangga University Press.
- Susetyo, Hikmah. 2016. **Analisis Local Buckling Pada Free Span Pipa Bawah Laut 20” Di Sangatta, Kalimantan Timur**. Tugas Akhir. Departemen Teknik Kelautan-FTK, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Vandiver, J.K. *The Relationship Between In-line And Cross-Flow Vortex-Induced Vibration of Cylinders*. U.S.A : Massachusetts Institute of Technology.
- VIV Solutions. 2018. *Helical Strakes - VIV Solutions - "The VIV Suppression Expert"*. www.vivsolutions.com/products/helical-strakes. (Diakses 12 Juli 2018).
- Yufian, R. 2009. **Analisis Pengaruh Helical Strakes Untuk Peredaman Vortex Induced Vibration (VIV) Terhadap Respons Dinamis Deep-Water Riser**. Tugas Akhir. Departemen Teknik Kelautan-FTK, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.

LAMPIRAN I
PERHITUNGAN *WALL THICKNESS RISER*
BERDASARKAN ASME B 31.8 DAN API RP 1111

RISER WALL THICKNESS ANALYSIS

CODE & STANDARD : API RP 1111 & ASME B31.8

PIPE DATA

System	system := "RISER"
Pipe Grade	API5L X52 PSL-2
Outside Diameter	$D_{st} := 4.5\text{in}$
Corrosion Allowance	$t_{corr} := 2.54\text{mm}$
Young's Modulus	$E := 207\text{GPa}$
Poisson's Ratio	$\nu := 0.3$
Pipe Ovality (API 5L, Table J3)	$\delta_{\Delta} := 1.5\%$
Specified Minimum Yield Strength	$S_{\Delta} := 358\text{MPa}$
Fabrication Method (type "SMLS", "HFW", or "SAW")	$M_f := \text{"SMLS"}$

OPERATIONAL DATA

Temperature	$T_d := 93.33\text{C}$
Pressure	$P := 910\text{psi}$
Hydrotest Pressure (437.4.1)	$P_{hydro} := 2.151 \cdot P$ $P_{hydro} = 1957.41 \cdot \text{psi}$
Reference Elevation for Design Pressure (assumed, above MSL)	$EL_{DP} := 14.63\text{m}$
Max. Content Density	$\rho_{content} := 3.36 \frac{\text{pcf}}{\text{g}} = 53.8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

ENVIRONMENTAL DATA

Seawater Density	$\rho_{sw} := 1025\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Min. Water Depth (refer to MSL)	$Wd_{min} := 14.36\text{m}$
Max. Water Depth (refer to MSL)	$Wd_{max} := 14.94\text{m}$
Storm Surge (1 year RP)	$surge_{1yr} := 0.1\text{m}$
Storm Surge (100 years RP)	$surge_{100yr} := 0.44\text{m}$
HAT (above MSL)	$HAT := 0.53\text{m}$
LAT (below MSL)	$LAT := 0.61\text{m}$
Maximum Wave Height (1 year RP)	$H_{max_{1yr}} := 2.9\text{m}$
Maximum Wave Height (100 years RP)	$H_{max_{100yr}} := 5.9\text{m}$

DESIGN FACTOR DATA

Basic Design Factor	$F_1 := 0.5$
Hydrotest Hoop Stress Design Factor	$f_h := 0.9$
Collapse Factor- External Collapse (API RP 1111 Section 4.3.2.1)	$f_o := 0.7$
Maximum Installation Bending Strain (API RP 1111 Appendix D, Sect D.4)	$\epsilon_1 := 0.15\%$
Maximum In-Place Bending Strain	$\epsilon_2 := 0.15\%$
Bending Safety Factor for Installation Bending plus External Pressure (API RP 1111 Sect 4.3.2.2)	$f_1 := 2$
Bending Safety Factor for In-Place Bending plus External Pressure (API RP 1111 Sect 4.3.2.2)	$f_2 := 2$
Collapse Factor Combined Bending Strain and External Pressure (API RP 1111 Sect 4.3.2.2)	$f_c := 0.7$
Propagating Buckle Design Factor (API RP 1111 Sect 4.3.2.3.2)	$f_p := 0.8$
Temperature Derating Factor	$f_t := 1$

Hoop Stress and Collapse Due to External Pressure

Minimum Water Depth	$d_{min} := \begin{cases} (Wd_{min} - LAT - 0.5H_{max_100yr}) & \text{if system = "PIPELINE"} \\ (0m) & \text{if system = "RISER"} \end{cases}$	$d_{min} = 0 \text{ m}$
Maximum Water Depth for 1 year RP	$d_{max_1yr} := Wd_{max} + HAT + surge_1yr + \frac{1}{2} \cdot H_{max_1yr}$	$d_{max_1yr} = 17.02 \text{ m}$
Maximum Water Depth for 100 year RP	$d_{max_100yr} := Wd_{max} + HAT + surge_100yr + \frac{1}{2} \cdot H_{max_100yr}$	$d_{max_100yr} = 18.86 \text{ m}$
Maximum External Pressure	$P_{e_100} := d_{max_100yr} \cdot \rho_{sw} \cdot g$	$P_{e_100} = 27.5 \cdot \text{psi}$
	$P_{e_1} := d_{max_1yr} \cdot \rho_{sw} \cdot g$	$P_{e_1} = 24.8133 \cdot \text{psi}$
Minimum External Pressure	$P_{e_min} := \rho_{sw} \cdot g \cdot d_{min}$	$P_{e_min} = 0 \cdot \text{psi}$
Internal Pressure During Operation	$P_i := P + \rho_{content} \cdot g \cdot (EL_{DP} + Wd_{max})$	$P_i = 912.26 \cdot \text{psi}$
Hydrotest Pressure at Wd_{max}	$P_{dh_wdmax} := P_{hydro} + \rho_{sw} \cdot g \cdot (EL_{DP} + Wd_{max})$	$P_{dh_wdmax} = 2000.52 \cdot \text{psi}$
Hydrotest Pressure at Wd_{min}	$P_{dh_wdmin} := P_{hydro} + \rho_{sw} \cdot g \cdot (EL_{DP} + Wd_{min})$	$P_{dh_wdmin} = 1999.67 \cdot \text{psi}$
Hydrotest Pressure Differential at Wd_{max}	$PD_{dh_wdmax} := P_{dh_wdmax} - P_{e_1}$	$PD_{dh_wdmax} = 1975.71 \cdot \text{psi}$
Hydrotest Pressure Differential at Wd_{min}	$PD_{dh_wdmin} := P_{dh_wdmin} - P_{e_min}$	$PD_{dh_wdmin} = 1999.67 \cdot \text{psi}$
Max Hydrotest Pressure Differential	$PD_{dh} := \max(PD_{dh_wdmax}, PD_{dh_wdmin})$	$PD_{dh} = 1999.67 \cdot \text{psi}$

PRESSURE CONTAINMENT (ASME B 31.8)

Required Wall Thickness for Pressure Containment

$$t_{cont} := \frac{|P_i - P_{e_min}| \cdot D_{st}}{2 \cdot S \cdot F_1} \quad t_{cont} = 2.01 \cdot \text{mm}$$

Required Wall Thickness for Hydrotest

$$t_{Hydr} := \frac{|PD_{dh}| \cdot D_{st}}{2 \cdot S \cdot f_h} \quad t_{Hydr} = 2.45 \cdot \text{mm}$$

COLLAPSE DUE TO EXTERNAL PRESSURE - (API RP 1111, Section 4.3.2.1)

Guess Value

$$t_{co} := 5 \text{ mm}$$

Yield Pressure (Eqn.11)

$$P_y(t_{co}) := 2 \cdot S \cdot \frac{t_{co}}{D_{st}}$$

Elastic Collapse Pressure (Eqn.12)

$$P_e(t_{co}) := 2 \cdot E \cdot \frac{\left(\frac{t_{co}}{D_{st}}\right)^3}{(1 - \nu^2)}$$

Collapse Pressure (Eqn.10)

$$P_c(t_{co}) := \frac{P_y(t_{co}) \cdot P_e(t_{co})}{\sqrt{P_y(t_{co})^2 + P_e(t_{co})^2}}$$

Required Wall Thickness for Hydrostatic Collapse

$$t_{collapse} := \text{root}(P_c(t_{co}) \cdot f_o - P_{e_100}, t_{co}) \quad t_{collapse} = 0.96 \cdot \text{mm}$$

PROPAGATION BUCKLING (API RP 1111, Sect 4.3.2.3.2)

Propagation Buckle Pressure	$P_p(t_{prop}) = 24 \cdot S \cdot f_t \cdot \left(\frac{t_{buckle_op}}{D_{st}} \right)^{2.4}$	
Required Wall Thickness	$t_{prop} := \begin{cases} P_{bp} \leftarrow P_{e_100} \\ \left(\frac{P_{bp}}{24 \cdot S \cdot f_t \cdot f_p} \right)^{\frac{1}{2.4}} \cdot (D_{st}) \end{cases}$	$t_{prop} = 1.44 \cdot \text{mm}$

BUCKLING DUE TO COMBINED BENDING AND EXTERNAL PRESSURE - (API RP 1111, Section 4.3.2.2)

Guess Value	$t_{buck} := 1 \text{ mm}$	$t_{buck} = 1 \cdot \text{mm}$
Buckling Strain Under Pure Bending	$\epsilon_b(t) := \frac{t}{2 \cdot D_{st}}$	$\epsilon_b(t_{buck}) = 0.44 \cdot \%$
Collapse Reduction Factor	$g_\delta := (1 + 20 \cdot \delta)^{-1}$	$g_\delta = 0.7692$
Max Estimated Installation Bending Strain	$\epsilon_{inst} := \epsilon_1 \cdot f_1$	$\epsilon_{inst} = 0.3 \cdot \%$
Max Estimated In-Place Bending Strain	$\epsilon_{inp} := \epsilon_2 \cdot f_2$	$\epsilon_{inp} = 0.3 \cdot \%$
Max Estimated Bending Strain	$\epsilon_e := \max(\epsilon_{inst}, \epsilon_{inp})$	$\epsilon_e = 0.3 \cdot \%$
Required Wall Thickness	Given $\frac{\epsilon_e}{\epsilon_b(t_{buck})} + \frac{P_{e_100}}{f_c \cdot P_c(t_{buck})} = g_\delta$	
	$t_{buck} := \text{Find}(t_{buck})$	$t_{buck} = 1.45 \cdot \text{mm}$

▲ Hoop Stress and Collapse Due to External Pressure

Required Wall Thickness for Pressure Containment

Operating

$$t_{\text{cont}} = 2.01 \cdot \text{mm}$$

Hydrotest

$$t_{\text{Hydr}} = 2.45 \cdot \text{mm}$$

Required Wall Thickness for Hydrostatic Collapse

$$t_{\text{collapse}} = 0.96 \cdot \text{mm}$$

Required Wall Thickness

$$t_{\text{req}} := \max\left[(t_{\text{cont}} + t_{\text{corr}}), t_{\text{Hydr}}, (t_{\text{collapse}} + t_{\text{corr}}) \right]$$

$$t_{\text{req}} = 4.55 \cdot \text{mm}$$

Mill Tolerance (API 5L Table J.4)

$$M_f = \text{"SMLS"}$$

$$t_{\text{fab}} = 0.5685 \cdot \text{mm}$$

SUMMARY RESULT (Including Corrosion Allowance and Mill Tolerance)

For Pressure Containment:

Operating

$$t_{n_cont} := t_{\text{cont}} + t_{\text{corr}} + t_{\text{fab}}$$

$$t_{n_cont} = 5.12 \cdot \text{mm}$$

Hydrotest

$$t_{n_Hydr} := t_{\text{Hydr}} + t_{\text{fab}}$$

$$t_{n_Hydr} = 3.01 \cdot \text{mm}$$

For Collapse due to External Pressure

$$t_{n_coll} := t_{\text{collapse}} + t_{\text{corr}} + t_{\text{fab}}$$

$$t_{n_coll} = 4.07 \cdot \text{mm}$$

For Propagation Buckling

$$t_{n_prop} := t_{\text{prop}} + t_{\text{corr}} + t_{\text{fab}}$$

$$t_{n_prop} = 4.55 \cdot \text{mm}$$

For Buckling Due to Combined Bending & External Pressure

$$t_{n_buck} := t_{\text{buck}} + t_{\text{corr}} + t_{\text{fab}}$$

$$t_{n_buck} = 4.56 \cdot \text{mm}$$

Required Nominal Wall Thickness

$$t_{\text{nom}} := \max(t_{n_cont}, t_{n_Hydr}, t_{n_coll}, t_{n_buck})$$

$$t_{\text{nom}} = 5.12 \cdot \text{mm}$$

LAMPIRAN II
PERHITUNGAN KECEPATAN ARUS DAN GELOMBANG
STOKES ORDE 2

PERHITUNGAN KECEPATAN ARUS STEADY

1. Data Kecepatan Arus

Kedalaman rata-rata 14.63 m

no	WD	D (m)	ur (m/s)	Elevation From Seabed (m)
1	0%	0.000	1.37	14.630
2	10%	1.463	1.15	13.167
3	20%	2.926	0.99	11.704
4	30%	4.389	0.87	10.241
5	40%	5.852	0.79	8.778
6	50%	7.315	0.72	7.315
7	60%	8.778	0.68	5.852
8	70%	10.241	0.64	4.389
9	80%	11.704	0.62	2.926
10	90%	13.167	0.6	1.463
11	100%	14.630	0.59	0.000

2. Menghitung Lokasi Kedalaman Span Kritis

$$WD_j := \left| WD_{jak,j+1} - \frac{2}{3} \cdot (WD_{jak,j+1} - WD_{jak,j}) \right|$$

no	Platform Jacket Bracing	Depth Location (m)
1	Clamp Depth 1	2.704
2	Clamp Depth 2	-3.539
3	Clamp Depth 3	-6.990
4	Clamp Depth 4	-11.576
5	Clamp Depth 5	-14.630

no	Span	WD (m)	Elevation From Seabed (m)
1	Span 1	-0.623	14.007
2	Span 2	-4.689	9.941
3	Span 3	-8.519	6.111
4	Span 4	-12.594	2.036

3. Menghitung Kecepatan Arus Pada Elevasi Span Kritis

Seventh Power Law :

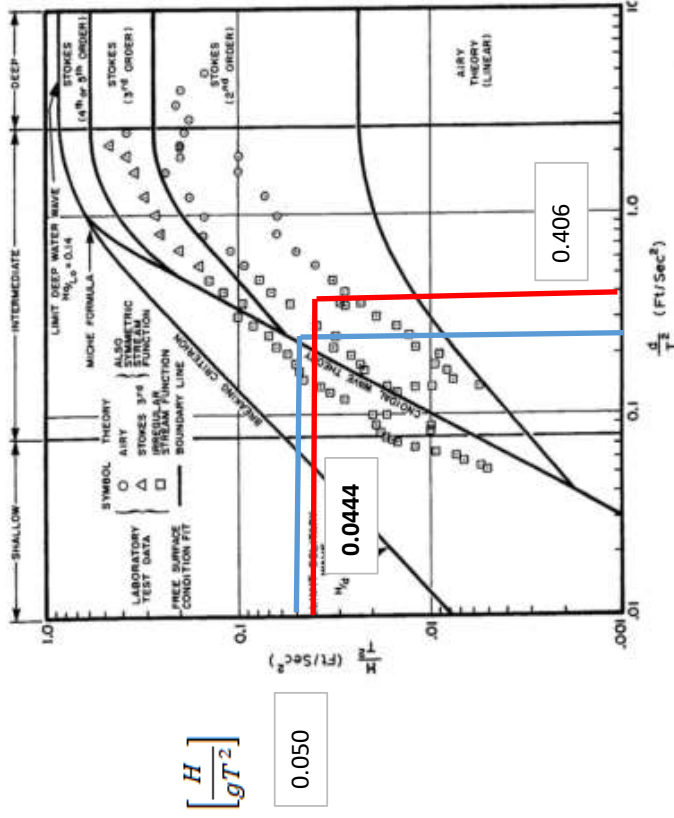
$$\frac{u}{u_r} = \left(\frac{z}{z_r} \right)^{\frac{1}{7}}$$

no	Span	WD (m)	Uc (m/s)
1	Span 1	-0.623	1.160
2	Span 2	-4.689	0.866
3	Span 3	-8.519	0.671
4	Span 4	-12.594	0.629

PERHITUNGAN GELOMBANG STOKES ORDE-2

Perhitungan Kecepatan Partikel Gelombang

1. Region of Validity



$$\left[\frac{H}{gT^2} \right] = 0.050$$

$$\left[\frac{d}{dT^2} \right] = 0.2298$$

2. Parameter Kecepatan Partikel Gelombang

Parameter	Nilai	Satuan	Nilai	Satuan
Hs	3.3	m	10.83	ft
d	14.63	m	-	-
Ts	8.1	s	-	-
g	9.81	m/s ²	=	32.2
H/gT ²	0.00513	-		
d/gT ²	0.02273	-		
p	3.14	-		
λ _o	102.49	m		
d/λ _o	0.14	-		
koef a	0.83	-		
koef m	0.808	-		
d/λ	0.17	-		
λ	84.97	m		
k	0.074	-		
kd	1.08	-		
A	1.65	m		
B	0.050	-		
C	1.64	-		
sinh kd	1.30	-		
D	2.22	-		
cosh 2kd	4.40	-		
E	6.40	-		
F	0.44	-		

3. Menghitung Kecepatan Partikel Gelombang Arah Horizontal :

$$u = \frac{\pi H \cosh kd}{T \sinh kd} \cos \theta + \frac{3}{4} \left(\frac{\pi H}{\lambda} \right) \frac{\pi H \cosh 2kd}{T \sinh^4 kd} \cos 2\theta$$

SPAN 1Kedalaman = **-0.623** m $z/d = -0.043$ $z_0 = -0.623$

H	T	$\pi H/T$	$\pi H/\lambda_w$	θ	$\sin \theta$	$\cos \theta$	$\sin 2\theta$	$\cos 2\theta$	$\sinh [k(z+d)]$	$\cosh [k(z+d)]$	$\sinh [2k(z+d)]$	$\cosh [2k(z+d)]$	$\sinh (kd)$	$\sinh^4 (kd)$	U_s (m/s)
3.3	8.1	1.280	0.122	0.000	0.000	1.000	0.000	1.000	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	1.7182
3.3	8.1	1.280	0.122	0.314	0.309	0.951	0.588	0.809	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	1.6110
3.3	8.1	1.280	0.122	0.628	0.588	0.809	0.951	0.309	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	1.3087
3.3	8.1	1.280	0.122	0.942	0.809	0.588	0.951	-0.309	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	0.8639
3.3	8.1	1.280	0.122	1.257	0.951	0.309	0.588	-0.809	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	0.3489
3.3	8.1	1.280	0.122	1.571	1.000	0.000	0.000	-1.000	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	-0.1628
3.3	8.1	1.280	0.122	1.885	0.951	-0.309	-0.588	-0.809	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	-0.6124
3.3	8.1	1.280	0.122	2.199	0.809	-0.588	-0.951	-0.309	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	-0.9646
3.3	8.1	1.280	0.122	2.513	0.588	-0.809	-0.951	0.309	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	-1.2080
3.3	8.1	1.280	0.122	2.827	0.309	-0.951	-0.588	0.809	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	-1.3476
3.3	8.1	1.280	0.122	3.142	0.000	-1.000	0.000	1.000	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	-1.3926
3.3	8.1	1.280	0.122	3.456	-0.309	-0.951	0.588	0.809	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	-1.3476
3.3	8.1	1.280	0.122	3.770	-0.588	-0.809	0.951	0.309	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	-1.2080
3.3	8.1	1.280	0.122	4.084	-0.809	-0.588	0.951	-0.309	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	-0.9646
3.3	8.1	1.280	0.122	4.398	-0.951	-0.309	0.588	-0.809	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	-0.6124
3.3	8.1	1.280	0.122	4.712	-1.000	0.000	0.000	-1.000	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	-0.1628
3.3	8.1	1.280	0.122	5.027	-0.951	0.309	-0.588	-0.809	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	0.3489
3.3	8.1	1.280	0.122	5.341	-0.809	0.588	-0.951	-0.309	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	0.8639
3.3	8.1	1.280	0.122	5.655	-0.588	0.809	-0.951	0.309	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	1.3087
3.3	8.1	1.280	0.122	5.969	-0.309	0.951	-0.588	0.809	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	1.6110
3.3	8.1	1.280	0.122	6.283	0.000	1.000	0.000	1.000	1.230	1.585	3.901	4.027	1.30	2.897	1.7182
														Max	1.7182

Significant Wave Horizontal Velocity = **1.7182**

SPAN 2Kedalaman = **-4.689** m $z/d = -0.3205$ $z_1 = -4.68933$

H	T	$\pi H/T$	$\pi H/\lambda w$	θ	$\sin \theta$	$\cos \theta$	$\sin 2\theta$	$\cos 2\theta$	$\sinh [k(z+d)]$	$\cosh [k(z+d)]$	$\sinh [2k(z+d)]$	$\cosh [2k(z+d)]$	$\sinh (kd)$	$\sinh^4 (kd)$	U_s (m/s)
3.3	8.1	1.280	0.122	0.000	0.000	1.000	0.000	1.000	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	1.3505
3.3	8.1	1.280	0.122	0.314	0.309	0.951	0.588	0.809	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	1.2713
3.3	8.1	1.280	0.122	0.628	0.588	0.809	0.951	0.309	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	1.0463
3.3	8.1	1.280	0.122	0.942	0.809	0.588	0.951	-0.309	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	0.7108
3.3	8.1	1.280	0.122	1.257	0.951	0.309	0.588	-0.809	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	0.3139
3.3	8.1	1.280	0.122	1.571	1.000	0.000	0.000	-1.000	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	-0.0925
3.3	8.1	1.280	0.122	1.885	0.951	-0.309	-0.588	-0.809	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	-0.4636
3.3	8.1	1.280	0.122	2.199	0.809	-0.588	-0.951	-0.309	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	-0.7680
3.3	8.1	1.280	0.122	2.513	0.588	-0.809	-0.951	0.309	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	-0.9891
3.3	8.1	1.280	0.122	2.827	0.309	-0.951	-0.588	0.809	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	-1.1216
3.3	8.1	1.280	0.122	3.142	0.000	-1.000	0.000	1.000	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	-1.1655
3.3	8.1	1.280	0.122	3.456	-0.309	-0.951	0.588	0.809	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	-1.1216
3.3	8.1	1.280	0.122	3.770	-0.588	-0.809	0.951	0.309	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	-0.9891
3.3	8.1	1.280	0.122	4.084	-0.809	-0.588	0.951	-0.309	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	-0.7680
3.3	8.1	1.280	0.122	4.398	-0.951	-0.309	0.588	-0.809	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	-0.4636
3.3	8.1	1.280	0.122	4.712	-1.000	0.000	0.000	-1.000	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	-0.0925
3.3	8.1	1.280	0.122	5.027	-0.951	0.309	-0.588	-0.809	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	0.3139
3.3	8.1	1.280	0.122	5.341	-0.809	0.588	-0.951	-0.309	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	0.7108
3.3	8.1	1.280	0.122	5.655	-0.588	0.809	-0.951	0.309	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	1.0463
3.3	8.1	1.280	0.122	5.969	-0.309	0.951	-0.588	0.809	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	1.2713
3.3	8.1	1.280	0.122	6.283	0.000	1.000	0.000	1.000	0.803	1.282	2.058	2.288	1.30	2.897	1.3505
														Max	1.3505

Significant Wave Horizontal Velocity = **1.3505**

SPAN 3Kedalaman = **-8.518** m $z/d = -0.5822$ $z_1 = -8.518$

H	T	$\pi H/T$	$\pi H/\lambda_w$	θ	$\sin \theta$	$\cos \theta$	$\sin 2\theta$	$\cos 2\theta$	$\sinh [k(z+d)]$	$\cosh [k(z+d)]$	$\sinh [2k(z+d)]$	$\cosh [2k(z+d)]$	$\sinh (kd)$	$\sinh^4 (kd)$	U_s (m/s)
3.3	8.1	1.280	0.122	0.000	0.000	1.000	0.000	1.000	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	1.1410
3.3	8.1	1.280	0.122	0.314	0.309	0.951	0.588	0.809	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	1.0769
3.3	8.1	1.280	0.122	0.628	0.588	0.809	0.951	0.309	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	0.8940
3.3	8.1	1.280	0.122	0.942	0.809	0.588	0.951	-0.309	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	0.6186
3.3	8.1	1.280	0.122	1.257	0.951	0.309	0.588	-0.809	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	0.2876
3.3	8.1	1.280	0.122	1.571	1.000	0.000	0.000	-1.000	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	-0.0581
3.3	8.1	1.280	0.122	1.885	0.951	-0.309	-0.588	-0.809	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	-0.3816
3.3	8.1	1.280	0.122	2.199	0.809	-0.588	-0.951	-0.309	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	-0.6545
3.3	8.1	1.280	0.122	2.513	0.588	-0.809	-0.951	0.309	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	-0.8581
3.3	8.1	1.280	0.122	2.827	0.309	-0.951	-0.588	0.809	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	-0.9829
3.3	8.1	1.280	0.122	3.142	0.000	-1.000	0.000	1.000	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	-1.0248
3.3	8.1	1.280	0.122	3.456	-0.309	-0.951	0.588	0.809	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	-0.9829
3.3	8.1	1.280	0.122	3.770	-0.588	-0.809	0.951	0.309	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	-0.8581
3.3	8.1	1.280	0.122	4.084	-0.809	-0.588	0.951	-0.309	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	-0.6545
3.3	8.1	1.280	0.122	4.398	-0.951	-0.309	0.588	-0.809	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	-0.3816
3.3	8.1	1.280	0.122	4.712	-1.000	0.000	0.000	-1.000	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	-0.0581
3.3	8.1	1.280	0.122	5.027	-0.951	0.309	-0.588	-0.809	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	0.2876
3.3	8.1	1.280	0.122	5.341	-0.809	0.588	-0.951	-0.309	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	0.6186
3.3	8.1	1.280	0.122	5.655	-0.588	0.809	-0.951	0.309	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	0.8940
3.3	8.1	1.280	0.122	5.969	-0.309	0.951	-0.588	0.809	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	1.0769
3.3	8.1	1.280	0.122	6.283	0.000	1.000	0.000	1.000	0.467	1.104	1.031	1.437	1.30	2.897	1.1410
														Max	1.1410

Significant Wave Horizontal Velocity = **1.1410**

SPAN 4

Kedalaman = -12.594 m

z/d = -0.8608

z₁ = -12.594

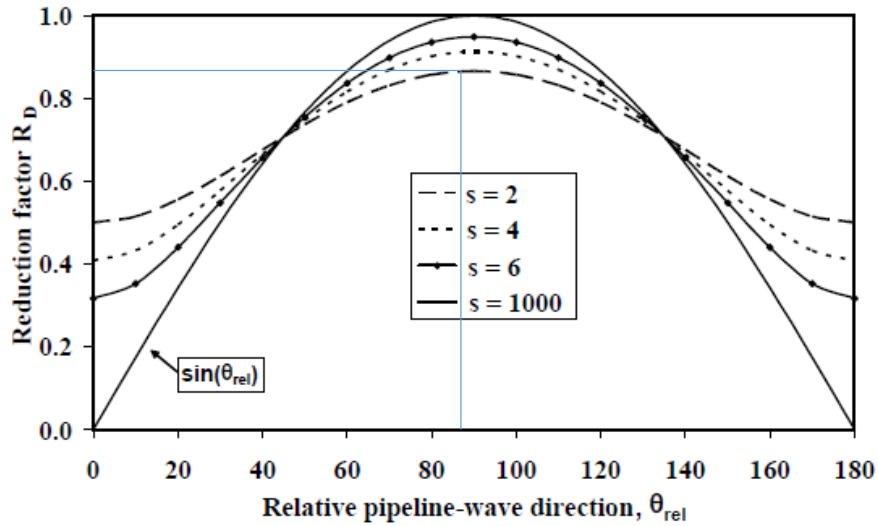
H	T	$\pi H/T$	$\pi H/\lambda w$	θ	$\sin \theta$	$\cos \theta$	$\sin 2\theta$	$\cos 2\theta$	$\sinh [k(z+d)]$	$\cosh [k(z+d)]$	$\sinh [2k(z+d)]$	$\cosh [2k(z+d)]$	$\sinh (kd)$	$\sinh^4 (kd)$	U _s (m/s)
3.3	8.1	1.280	0.122	0.000	0.000	1.000	0.000	1.000	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	1.0345
3.3	8.1	1.280	0.122	0.314	0.309	0.951	0.588	0.809	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	0.9778
3.3	8.1	1.280	0.122	0.628	0.588	0.809	0.951	0.309	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	0.8158
3.3	8.1	1.280	0.122	0.942	0.809	0.588	0.951	-0.309	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	0.5701
3.3	8.1	1.280	0.122	1.257	0.951	0.309	0.588	-0.809	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	0.2724
3.3	8.1	1.280	0.122	1.571	1.000	0.000	0.000	-1.000	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	-0.0423
3.3	8.1	1.280	0.122	1.885	0.951	-0.309	-0.588	-0.809	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	-0.3408
3.3	8.1	1.280	0.122	2.199	0.809	-0.588	-0.951	-0.309	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	-0.5963
3.3	8.1	1.280	0.122	2.513	0.588	-0.809	-0.951	0.309	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	-0.7896
3.3	8.1	1.280	0.122	2.827	0.309	-0.951	-0.588	0.809	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	-0.9094
3.3	8.1	1.280	0.122	3.142	0.000	-1.000	0.000	1.000	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	-0.9499
3.3	8.1	1.280	0.122	3.456	-0.309	-0.951	0.588	0.809	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	-0.9094
3.3	8.1	1.280	0.122	3.770	-0.588	-0.809	0.951	0.309	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	-0.7896
3.3	8.1	1.280	0.122	4.084	-0.809	-0.588	0.951	-0.309	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	-0.5963
3.3	8.1	1.280	0.122	4.398	-0.951	-0.309	0.588	-0.809	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	-0.3408
3.3	8.1	1.280	0.122	4.712	-1.000	0.000	0.000	-1.000	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	-0.0423
3.3	8.1	1.280	0.122	5.027	-0.951	0.309	-0.588	-0.809	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	0.2724
3.3	8.1	1.280	0.122	5.341	-0.809	0.588	-0.951	-0.309	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	0.5701
3.3	8.1	1.280	0.122	5.655	-0.588	0.809	-0.951	0.309	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	0.8158
3.3	8.1	1.280	0.122	5.969	-0.309	0.951	-0.588	0.809	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	0.9778
3.3	8.1	1.280	0.122	6.283	0.000	1.000	0.000	1.000	0.151	1.011	0.306	1.046	1.30	2.897	1.0345
														Max	1.0345

Significant Wave Horizontal Velocity = 1.0345

5. Reduction Factor

Asumsi

Specific spreading parameter (s) = 2

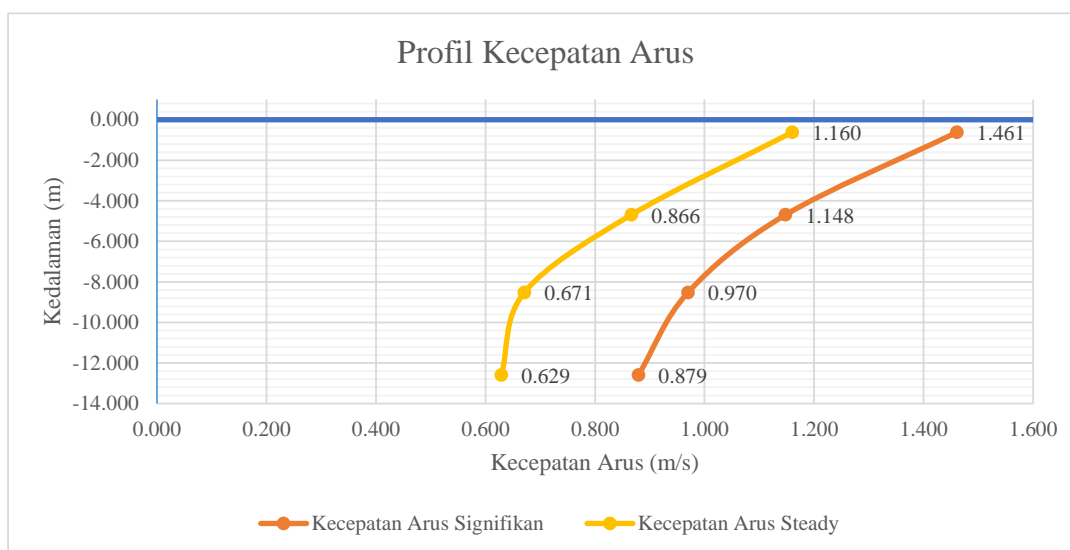


Harga $R_D = 0.85$

6. Hasil Akhir Kecepatan Arus

$$U_w = U_s \cdot R_D$$

z (m)	U_s (m/s)	RD	U_{w_1yr} (m/s)	U_{c_100yr} (m/s)
-0.623	1.718	0.850	1.461	1.160
-4.689	1.350	0.850	1.148	0.866
-8.518	1.141	0.850	0.970	0.671
-12.594	1.034	0.850	0.879	0.629



LAMPIRAN III
PERHITUNGAN GAYA HIDRODINAMIS

PERHITUNGAN GAYA HIDRODINAMIS

PARAMETER KOEFISIEN DRAG						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Kekasaran Permukaan Pipa	k	0.000001	0.000001	0.000001	0.000001	m
Diameter Total Pipa	D	0.1397	0.1397	0.1397	0.1397	m
Rasio k / D	k/D	0.000007	0.000007	0.000007	0.000007	-
Periode Gelombang Signifikan	w_s	0.78	0.78	0.78	0.78	rad/s
Bilangan Keulegan Carpenter	KC	13.477	10.59	8.948	8.108	-
Current Flow Ratio	a	0.548	0.43	0.409	0.417	-
Rasio Gap Dengan Seabed	e/D	0.000	0.000	0.000	0.000	-
<i>Reduced velocity, in-line onset value</i>	VR_{onset}^{IL}	0.909	0.909	0.909	0.909	-
<i>Cross Flow VIV Amplitude</i>	Az/D	0.100	0.100	0.100	0.100	-

KOEFISIEN DRAG						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Koefisien Drag Dasar untuk Aliran Steady	C_D^0	0.65	0.65	0.65	0.65	-
Faktor Koreksi untuk Aliran unsteady	$\Psi_{KC,\alpha}^{CD}$	1.05	1.20	1.32	1.38	-
Faktor Koreksi Perkiraan Kondisi Dasar Laut	Ψ_{proxi}^{CD}	1.40	1.40	1.40	1.40	-
Faktor Koreksi Akibat Pengaruh Trench	Ψ_{trench}^{CD}	1.00	1.00	1.00	1.00	-
Faktor Amplifikasi Akibat Getaran Cross-Flow	Ψ_{VIV}^{CD}	1.29	1.29	1.29	1.29	-
Koefisien Drag	C_D	1.23	1.41	1.55	1.62	-

GAYA DRAG						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Densitas Air Laut	ρ_w	1025	1025	1025	1025	kg/m ³
Diameter Total Pipa	D	0.1397	0.1397	0.1397	0.1397	m
Koefisien Drag	C_D	1.23	1.41	1.55	1.62	-
Kecepatan Arus Signifikan	U_{w_1yr}	1.46	1.15	0.97	0.88	m/s
Gaya Drag	F_D	187.74	133.33	104.24	89.95	N/m

PARAMETER KOEFISIEN LIFT						
Parameter	Notasi	Elevasi				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Kecepatan Arus Steady	U_{c_100yr}	1.1602	0.8663	0.6710	0.6290	m/s
Kecepatan Arus Signifikan	U_{w_1yr}	1.4605051	1.147916	0.969822	0.879308	m/s
Viskositas Kinematis Air Laut	ν_k	9.2E-07	9.2E-07	9.2E-07	9.2E-07	m ² /s
Diameter Total Pipa	D	0.1397	0.1397	0.1397	0.1397	m
Reynold Number	Re	397949.13	305855.6	249154.4	229034.5	-

KOEFISIEN LIFT						
Koefisien Lift	C_L	0.70000	0.70000	0.70169	0.74193	-

GAYA LIFT						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser				Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	12.594 m	
Densitas Air Laut	ρ_w	1025	1025	1025	1025	kg/m ³
Diameter Total Pipa	D	0.1397	0.1397	0.1397	0.1397	m
Koefisien Lift	C_L	0.70000	0.70000	0.70169	0.74193	-
Kecepatan Arus Signifikan	U_{w_1yr}	1.4605051	1.147916	0.969822	0.879308	0.00
Gaya Lift	F_L	106.90413	66.04019	47.25206	41.07109	N/m

LAMPIRAN IV
PERHITUNGAN *ALLOWABLE SPAN RISER*
BERDASARKAN DNV RP F105

RISER ALLOWABLE SPAN ANALYSIS

CODE & STANDARD : DNV RP F 105

SPAN 1 (0.623 m below MSL)

RISER SPAN DATA

Mean Sea Level	MSL := 0m	
Lowest Astronomical Tide	LAT := -0.61m	
Location of upper clamp	$z_1 := 2.704\text{m}$	(distance from MSL, negative downward)
Location of bottom clamp	$z_2 := -3.539\text{m}$	
Riser batter (1:BTR)	BTR := 8	
Outside diameter of riser	$D_{st} := 4.5\text{in} = 114.3\cdot\text{mm}$	
Wall thickness of riser	$t_{st} := 8.56\text{mm}$	
Density of riser	$\rho_{st} := 7850\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Internal corrosion allowance	CA := 2.54mm	
External corrosion coating	$t_{cc} := 0.5\text{mm}$	(FBE)
Density of corrosion coating	$\rho_{cc} := 1630\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
External coating at splash zone	$t_{sz} := 12.7\text{mm}$	(neoprene)
Density of splashzone coating	$\rho_{sz} := 1340\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Concrete coating thickness	$t_{cn} := 0\text{mm}$	(Concrete N/A)
Concrete coating density	$\rho_{cn} := 3044\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Marine growth thickness	$t_{mg} := 0\text{mm}$	
Marine growth density	$\rho_{mg} := 1400\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Product density	$\rho_{cont} := 53.823\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Seawater density	$\rho_{sw} := 1025\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Youngs modulus of riser	E := 207GPa	
Added Mass Coefficient	$C_a := 1$	

METOCEAN DATA

Significant Wave Height 1 Year RP

$$H_{s_1yr} := 1.6\text{m}$$

Peak period 1 Year RP

$$T_{p_1yr} := 6\text{sec}$$

Current 100 Year RP

$$U_{c_100yr} := 1.160 \frac{\text{m}}{\text{sec}} \quad (@\text{surface})$$

Elevation of wave attack
based on span elevation

$$z_w := -0.623\text{m}$$

SAFETY FACTOR and BOUNDARY CONDITION

Boundary condition (pinned -fixed)

$$C_1 := 3.56 \quad C_2 := 4 \quad C_3 := 0.4$$

Safety factor for screening criteria (inline)

$$\gamma_{IL} := 1.4$$

Safety factor for screening criteria (crossflow)

$$\gamma_{CF} := 1.4$$

Safety factor on onset value for in-line VR

$$\gamma_{on_IL} := 1.1$$

Safety factor on onset value for cross-flow VR

$$\gamma_{on_CF} := 1.2$$

Safety factor for natural frequency

$$\gamma_f := 1 \quad (\text{very well defined})$$

Safety factor on stability parameter

$$\gamma_k := 1.3$$

Modal damping ratio

$$\zeta_T := 0.005$$

Correction factor for onset cross-flow
due to seabed proximity

$$\psi_{trenchonset} := 1$$

Correction factor for onset cross-flow
due to the effect of a trench

$$\psi_{proxyonset} := 1$$

Riser deflection

$$\delta_{\text{max}} := 0\text{mm}$$

Concrete stiffness factor

$$\text{CSF} := 0$$

True steel wall axial force

$$N_{tr} := 0$$

Maximum internal pressure

$$P_i := 910\text{psi}$$

Maximum external pressure

$$P_e := \rho_{sw} \cdot g \cdot z_w = -6262.28 \text{ Pa}$$

Internal riser cross section area

$$A_i := \pi \cdot \frac{(114.3\text{mm})^2}{4} = 1.026 \times 10^4 \cdot \text{mm}^2$$

External riser cross section area

$$A_e := A_i - \left[\pi \cdot \frac{(9.57\text{mm})^2}{4} \right] = 1.019 \times 10^4 \cdot \text{mm}^2$$

Effective axial force

$$S_{\text{eff}} := N_{tr} - P_i \cdot A_i + P_e \cdot A_e = -6.444 \times 10^4 \text{ N}$$

CALCULATION

Inside Diameter

$$ID := D_{st} - 2(t_{st} - CA) = 102.26 \cdot \text{mm}$$

Moment of Inertia

$$I := \frac{\pi}{64} \cdot (D_{st}^4 - ID^4) = 3.011 \times 10^{-6} \text{ m}^4$$

Outside diameter with corrosion coating

$$D_{cc} := D_{st} + 2t_{cc} = 115.3 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter with splash zone coating

$$D_{sz} := D_{st} + 2t_{sz} = 139.7 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter with concrete coating

$$D_{cn} := D_{cc} + 2t_{cn} = 115.3 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter with marine growth

$$D_{mg} := D_{cn} + 2t_{mg} = 115.3 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter in splashzone with marine growth

$$D_{mgs} := D_{sz} + 2t_{mg} = 139.7 \cdot \text{mm}$$

Mass of steel

$$M_{st} := 0.25\pi \cdot (D_{st}^2 - ID^2) \cdot \rho_{st} = 16.075 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of corrosion coating

$$M_{cc} := 0.25\pi \cdot (D_{cc}^2 - D_{st}^2) \cdot \rho_{cc} = 0.294 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of splashzone coating

$$M_{sz} := 0.25\pi \cdot (D_{sz}^2 - D_{st}^2) \cdot \rho_{sz} = 6.79 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of contents

$$M_{cont} := 0.25\pi \cdot ID^2 \cdot \rho_{cont} = 0.442 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of concrete coating

$$M_{cn} := 0.25 \cdot \pi \cdot (D_{cn}^2 - D_{cc}^2) \cdot \rho_{cn} = 0 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of marine growth

$$M_{mg} := 0.25 \cdot \pi \cdot (D_{mg}^2 - D_{cn}^2) \cdot \rho_{mg} = 0 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of marine growth in splash zone

$$M_{mgs} := 0.25 \cdot \pi \cdot (D_{mgs}^2 - D_{sz}^2) \cdot \rho_{mg} = 0 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of displaced water

$$M_{sw} := 0.25 \cdot \pi \cdot D_{mg}^2 \cdot \rho_{sw} \cdot C_a = 10.702 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of displaced water in splashzone

$$M_{sws} := 0.25\pi \cdot D_{mgs}^2 \cdot \rho_{sw} \cdot C_a = 15.711 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Total effective mass
of elevation at top clamp span
(splashzone)

$$M_{z1} := (z_1 - \text{MSL}) \cdot (M_{st} + M_{sz} + M_{cont} + M_{cn} + M_{mgs}) = 63.023 \text{ kg}$$

Total effective mass
of elevation at bottom clamp of span
(underwater)

$$M_{z2} := (\text{MSL} - z_2) \cdot (M_{st} + M_{sz} + M_{cc} + M_{cont} + M_{cn} + M_{mgs} + M_{sws}) = 139.127 \text{ kg}$$

Total effective mass of span

$$M_{et} := M_{z1} + M_{z2} = 202.15 \text{ kg}$$

Vertical span length

$$\text{Span} := z_1 - z_2 = 6.243 \text{ m}$$

Average diameter of Span

$$D := \frac{[D_{mgs} \cdot (z_1 - \text{MSL}) + D_{mgs} \cdot (\text{MSL} - z_2)]}{\text{Span}} = 139.7 \cdot \text{mm}$$

Average effective mass of span

$$M_e := \frac{M_{et}}{\text{Span}} = 32.38 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$$

Stability parameter

$$K_s := \frac{4 \cdot \pi \cdot M_e \cdot \zeta_T}{\rho_{sw} \cdot D^2} = 0.102$$

Actual span length

$$L_{\overline{w}} := \frac{\text{Span}}{\cos\left(\text{atan}\left(\frac{1}{\text{BTR}}\right)\right)} = 6.292 \text{ m}$$

Horizontal particle wave velocity
(2nd Stokes Orde)

$$U_{w_1yr} := 1.461 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Current flow ratio

$$\alpha := \frac{U_{c_100yr}}{U_{w_1yr} + U_{c_100yr}} = 0.443$$

Significant Wave Period

$$W_{s_100yr} := 0.776014$$

$$W_{s_1yr} := 1.047619$$

Keulegan Carpenter Number

$$KC_{_1yr} := \frac{U_{w_1yr}}{D_{sz} \cdot W_{s_1yr}} = 9.983 \text{ s}^{-1}$$

$$KC_{_100yr} := \frac{U_{w_1yr}}{D_{sz} \cdot W_{s_100yr}} = 13.477 \text{ s}^{-1}$$

Screening Criteria to DNV RP F105

Refer to section 6.7.2 of DNF RP F105, the fundamental natural frequency (first eigen frequency) may be approximated by:

$$f_1 \approx C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{EI}{m_e L_{eff}^4} \cdot \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right)}$$

where

Boundary condition coefficients	$C_1 = 3.56$	$C_3 = 0.4$	$C_6 := \frac{1}{384}$
Youngs modulus for duplex riser	$E = 2.07 \times 10^5 \cdot \text{MPa}$		
Moment Inertia for duplex riser	$I = 3.011 \times 10^{-6} \text{ m}^4$		
Concrete stiffness enhancement factor	$CSF = 0$		
Span length	$L = 6.292 \text{ m}$		
Effective mass	$M_e = 32.38 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$		
Outer diameter of riser	$D = 0.14 \text{ m}$		
Deflection load per length (Drag Force)	$q := 187.74 \frac{\text{N}}{\text{m}}$		
Critical buckling load	$P_{cr} := \frac{(1 + CSF) \cdot C_2 \cdot \pi^2 \cdot E \cdot I}{L^2} = 621514.799 \cdot \text{N}$		
Effective axial force	$S_{eff} = -6.444 \times 10^4 \text{ N}$		
Static deflection	$\delta_{\text{st}} := C_6 \cdot \left[\frac{q \cdot L^4}{E \cdot I \cdot (1 + CSF) \cdot \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} \right)} \right]$		
	$\delta = 1.371 \times 10^{-3} \text{ m}$		

thus, the **fundamental natural frequency** is

$$f_1 := C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{M_e \cdot L^4} \cdot \left[1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \cdot \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right]} = 11.812 \cdot \text{Hz}$$

INLINE VIV

Refer to section 2.3.3 DNV RP F105, the inline natural frequencies must fulfil:

$$\frac{f_{n,IL}}{\gamma_{IL}} > \frac{U_{c,100year}}{V_{R,onset}^{IL} \cdot D} \cdot \left(1 - \frac{L/D}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha}$$

with

Screening factor for in-line, sec. 2.6	$\gamma_{IL} = 1.4$	
Safety factor on onset value for inline VR	$\gamma_{on_IL} = 1.1$	
Current flow ratio, minimum value of 0.6	$\alpha = 0.443$	
Outer pipe diameter including coating	$D = 0.14 \text{ m}$	
Freespan length	$L = 6.292 \text{ m}$	
100yr RP value for the current velocity at the riser level	$U_{c_100yr} = 1.16 \frac{\text{m}}{\text{s}}$	
Significant 1yr RP value for the wave induced flow velocity at the riser level corresponding to the annual significant wave height Hs-1yr	$U_{w_1yr} = 1.461 \frac{\text{m}}{\text{s}}$	
Stability parameter	$K_s = 0.102$	$K_{sd} := \frac{K_s}{\gamma_k} = 0.078$

In-line onset value for the reduced velocity	$V_{R_ILonset} := \begin{cases} \frac{1}{\gamma_{on_IL}} & \text{if } K_{sd} < 0.4 \\ \frac{0.6 + K_{sd}}{\gamma_{on_IL}} & \text{if } 0.4 < K_{sd} < 1.6 \\ \frac{2.2}{\gamma_{on_IL}} & \text{if } K_{sd} > 1.6 \end{cases}$	$V_{R_ILonset} = 0.909$
--	--	--------------------------

In-line natural frequency

$$f_{n_IL} := \gamma_f \cdot \gamma_{IL} \cdot \frac{U_{c_100yr}}{V_{R_ILonset} \cdot D} \cdot \left(1 - \frac{L/D}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha} = 23.688 \cdot \text{Hz}$$

Given

$$\gamma_f \cdot \gamma_{IL} \cdot \frac{U_{c_100yr}}{V_{R_ILonset} \cdot D} \cdot \left(1 - \frac{L/D}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha} = C_1 \cdot \sqrt{1 + \text{CSF}} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{M_e \cdot L^4} \cdot \left[1 + \frac{S_{\text{eff}}}{\frac{(1 + \text{CSF}) \cdot C_2 \cdot \pi^2 \cdot E \cdot I}{L^2}}\right] + C_3 \cdot \left(\frac{\delta}{D}\right)^2}$$

$$L_{IL} := \text{Find}(|L|)$$

Thus the **maximum allowable freespan** of riser (In-line VIV) is

$$L_{IL} = 4.364 \text{ m}$$

CROSSFLOW VIV

Refer to section 2.3.4 of DNV RP F105, the cross-flow natural frequencies must fulfil:

$$\frac{f_{n,CF}}{\gamma_{CF}} > \frac{U_{c,100year} + U_{w,1year}}{V_{R,onset}^{CF} \cdot D}$$

where

Screening factor for cross-flow

$$\gamma_{CF} = 1.4$$

Correction factor for onset cross-flow due to seabed proximity

$$\psi_{proxyonset} = 1$$

Correction factor for onset cross-flow due to the effect of a trench

$$\psi_{trenchonset} = 1$$

Cross-flow onset value for the reduces velocity

$$V_{R_CFonset} := \frac{3 \cdot \psi_{proxyonset} \cdot \psi_{trenchonset}}{\gamma_{on_CF}} = 2.5$$

Cross-flow natural frequency

$$f_{n_CF} := \gamma_f \cdot \gamma_{CF} \cdot \frac{U_{c_100yr} + U_{w_1yr}}{V_{R_CFonset} \cdot D} = 10.507 \cdot \text{Hz}$$

Given

$$\gamma_f \cdot \gamma_{CF} \cdot \frac{U_{c_100yr} + U_{w_1yr}}{V_{R_CFonset} \cdot D} = C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{M_e \cdot L^4} \left[1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \cdot \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right]}$$

$$L_{CF} := \text{Find}(L)$$

Thus the **maximum allowable freespan** of riser (cross-flow VIV) is

$$L_{CF} = 6.671 \text{ m}$$

RISER ALLOWABLE SPAN ANALYSIS

CODE & STANDARD : DNV RP F 105

SPAN 2 (4.689 m below MSL)

RISER SPAN DATA

Mean Sea Level	MSL := 0m	
Lowest Astronomical Tide	LAT := -0.61m	
Location of upper clamp	$z_1 := -3.539\text{m}$	(distance from MSL, negative downward)
Location of bottom clamp	$z_2 := -6.99\text{m}$	
Riser batter (1:BTR)	BTR := 8	
Outside diameter of riser	$D_{st} := 4.5\text{in} = 114.3\cdot\text{mm}$	
Wall thickness of riser	$t_{st} := 8.56\text{mm}$	
Density of riser	$\rho_{st} := 7850\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Internal corrosion allowance	CA := 2.54mm	
External corrosion coating	$t_{cc} := 0.5\text{mm}$	(FBE)
Density of corrosion coating	$\rho_{cc} := 1630\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
External coating at splash zone	$t_{sz} := 12.7\text{mm}$	(neoprene)
Density of splashzone coating	$\rho_{sz} := 1340\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Concrete coating thickness	$t_{cn} := 0\text{mm}$	(Concrete N/A)
Concrete coating density	$\rho_{cn} := 3044\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Marine growth thickness	$t_{mg} := 0\text{mm}$	
Marine growth density	$\rho_{mg} := 1400\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Product density	$\rho_{cont} := 53.823\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Seawater density	$\rho_{sw} := 1025\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Youngs modulus of riser	E := 207GPa	
Added Mass Coefficient	$C_a := 1$	

METOCEAN DATA

Significant Wave Height 1Year RP

$$H_{s_1yr} := 1.6m$$

Peak period 1 Year RP

$$T_{p_1yr} := 6sec$$

Current 100 Year RP

$$U_{c_100yr} := 0.866 \frac{m}{sec} \quad (@span \text{ level})$$

Elevation of wave attack
based on span elevation

$$z_w := 4.689m$$

SAFETY FACTOR and BOUNDARY CONDITION

Boundary condition (pinned -fixed)

$$C_1 := 3.56 \quad C_2 := 4 \quad C_3 := 0.4$$

Safety factor for screening criteria (inline)

$$\gamma_{IL} := 1.4$$

Safety factor for screening criteria (crossflow)

$$\gamma_{CF} := 1.4$$

Safety factor on onset value for in-line VR

$$\gamma_{on_IL} := 1.1$$

Safety factor on onset value for cross-flow VR

$$\gamma_{on_CF} := 1.2$$

Safety factor for natural frequency

$$\gamma_f := 1 \quad (\text{very well defined})$$

Safety factor on stability parameter

$$\gamma_k := 1.3$$

Modal damping ratio

$$\zeta_T := 0.005$$

Correction factor for onset cross-flow
due to seabedproximity

$$\psi_{trenchonset} := 1$$

Correction factor for onset cross-flow
due to the effect of a trench

$$\psi_{proxyonset} := 1$$

Riser deflection

$$\delta_{\text{max}} := 0mm$$

Concrete stiffness factor

$$CSF := 0$$

True steel wall axial force

$$N_{tr} := 0$$

Maximum internal pressure

$$P_i := 910psi$$

Maximum external pressure

$$P_e := \rho_{sw} \cdot g \cdot z_w = 47132.97 Pa$$

Internal riser cross section area

$$A_i := \pi \cdot \frac{(114.3mm)^2}{4} = 1.026 \times 10^4 \cdot mm^2$$

External riser cross section area

$$A_e := A_i - \left[\pi \cdot \frac{(9.57mm)^2}{4} \right] = 1.019 \times 10^4 \cdot mm^2$$

Effective axial force

$$S_{eff} := N_{tr} - P_i \cdot A_i + P_e \cdot A_e = -6.39 \times 10^4 N$$

CALCULATION

Inside Diameter

$$ID := D_{st} - 2(t_{st} - CA) = 102.26 \cdot \text{mm}$$

Moment of Inertia

$$I := \frac{\pi}{64} \cdot (D_{st}^4 - ID^4) = 3.011 \times 10^{-6} \text{ m}^4$$

Outside diameter with corrosion coating

$$D_{cc} := D_{st} + 2t_{cc} = 115.3 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter with splash zone coating

$$D_{sz} := D_{st} + 2t_{sz} = 139.7 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter with concrete coating

$$D_{cn} := D_{cc} + 2t_{cn} = 115.3 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter with marine growth

$$D_{mg} := D_{cn} + 2t_{mg} = 115.3 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter in splashzone with marine growth

$$D_{mgs} := D_{sz} + 2t_{mg} = 139.7 \cdot \text{mm}$$

Mass of steel

$$M_{st} := 0.25\pi \cdot (D_{st}^2 - ID^2) \cdot \rho_{st} = 16.075 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of corrosion coating

$$M_{cc} := 0.25\pi \cdot (D_{cc}^2 - D_{st}^2) \cdot \rho_{cc} = 0.294 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of splashzone coating

$$M_{sz} := 0.25\pi \cdot (D_{sz}^2 - D_{st}^2) \cdot \rho_{sz} = 6.79 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of product

$$M_{cont} := 0.25\pi \cdot ID^2 \cdot \rho_{cont} = 0.442 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of concrete coating

$$M_{cn} := 0.25 \cdot \pi \cdot (D_{cn}^2 - D_{cc}^2) \cdot \rho_{cn} = 0 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of marine growth

$$M_{mg} := 0.25 \cdot \pi \cdot (D_{mg}^2 - D_{cn}^2) \cdot \rho_{mg} = 0 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of marine growth in splash zone

$$M_{mgs} := 0.25 \cdot \pi \cdot (D_{mgs}^2 - D_{sz}^2) \cdot \rho_{mg} = 0 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of displaced water (Added Mass)

$$M_{sw} := 0.25 \cdot \pi \cdot D_{mg}^2 \cdot \rho_{sw} \cdot C_a = 10.702 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of displaced water in splashzone (Added Mass)

$$M_{sws} := 0.25\pi \cdot D_{mgs}^2 \cdot \rho_{sw} \cdot C_a = 15.711 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Total effective mass (underwater)

$$M_{z3} := (z_1 - z_2) \cdot (M_{st} + M_{sz} + M_{cc} + M_{cont} + M_{cn} + M_{mgs} + M_{sws}) = 135.667 \cdot \text{kg}$$

Total effective mass of span $M_{et} := M_{z3} = 135.667 \text{ kg}$

Vertical span length $\text{Span} := z_1 - z_2 = 3.451 \text{ m}$

Average diameter of Span $D := \frac{[D_{mgs} \cdot (z_1 - \text{MSL}) + D_{mgs} \cdot (\text{MSL} - z_2)]}{\text{Span}} = 139.7 \cdot \text{mm}$

Average effective mass of span $M_e := \frac{M_{et}}{\text{Span}} = 39.312 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$

Stability parameter $K_s := \frac{4 \cdot \pi \cdot M_e \cdot \zeta_T}{\rho_{sw} \cdot D^2} = 0.123$

Actual span length $L_{\text{ww}} := \frac{\text{Span}}{\cos\left(\text{atan}\left(\frac{1}{\text{BTR}}\right)\right)} = 3.478 \text{ m}$

Horizontal particle wave velocity (Spectra Jonswap Function) $U_{w_1\text{yr}} := 1.148 \frac{\text{m}}{\text{s}}$

Current flow ratio $\alpha := \frac{U_{c_100\text{yr}}}{U_{w_1\text{yr}} + U_{c_100\text{yr}}} = 0.43$

Significant Wave Period $W_{s_100\text{yr}} := 0.776014$

$$W_{s_1\text{yr}} := 1.047619$$

Keulegan Carpenter Number $KC_{_1\text{yr}} := \frac{U_{w_1\text{yr}}}{D_{sz} \cdot W_{s_1\text{yr}}} = 7.844 \text{ s}^{-1}$

$$KC_{_100\text{yr}} := \frac{U_{w_1\text{yr}}}{D_{sz} \cdot W_{s_100\text{yr}}} = 10.59 \text{ s}^{-1}$$

Screening Criteria to DNV RP F105

Refer to section 6.7.2 of DNF RP F105, the fundamental natural frequency (first eigen frequency) may be approximated by:

$$f_1 \approx C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{EI}{m_e L_{eff}^4} \cdot \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right)}$$

where

Boundary condition coefficients	$C_1 = 3.56$	$C_3 = 0.4$	$C_6 := \frac{1}{384}$
Youngs modulus riser	$E = 2.07 \times 10^5 \cdot \text{MPa}$		
Momment Inertia riser	$I = 3.011 \times 10^{-6} \text{ m}^4$		
Concrete stiffness enhancement factor	$CSF = 0$		
Span length	$L = 3.478 \text{ m}$		
Effective mass	$M_e = 39.312 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$		
Outer diameter of riser	$D = 0.14 \text{ m}$		
Deflection load per length (Drag Force)	$q := 133.33 \frac{\text{N}}{\text{m}}$		
Critical buckling load	$P_{cr} := \frac{(1 + CSF) \cdot C_2 \cdot \pi^2 \cdot E \cdot I}{L^2} = 2033987.245 \cdot \text{N}$		
Effective axial force	$S_{eff} = -6.39 \times 10^4 \text{ N}$		
Static deflection	$\delta_{st} := C_6 \cdot \left[\frac{q \cdot L^4}{E \cdot I \cdot (1 + CSF) \cdot \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} \right)} \right]$		
	$\delta = 8.416 \times 10^{-5} \text{ m}$		

thus, the **fundamental natural frequency** is

$$f_1 := C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{M_e \cdot L^4} \cdot \left[1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \cdot \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right]} = 36.47 \cdot \text{Hz}$$

INLINE VIV

Refer to section 2.3.3 DNV RP F105, the inline natural frequencies must fulfil:

$$\frac{f_{n,IL}}{\gamma_{IL}} > \frac{U_{c,100year}}{V_{R,onset}^{IL} \cdot D} \cdot \left(1 - \frac{L/D}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha}$$

with

Screening factor for in-line, sec. 2.6

$$\gamma_{IL} = 1.4$$

Safety factor on onset value for inline VR

$$\gamma_{on_IL} = 1.1$$

Current flow ratio, minimum value of 0.6

$$\alpha = 0.43$$

Outer pipe diameter including coating

$$D = 0.14 \text{ m}$$

Freespan length

$$L = 3.478 \text{ m}$$

100yr RP value for the current velocity at the riser level

$$U_{c_100yr} = 0.866 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Significant 1yr RP value for the wave induced flow velocity at the riser level corresponding to the annual significant wave height Hs-1yr

$$U_{w_1yr} = 1.148 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Stability parameter

$$K_s = 0.123$$

$$K_{sd} := \frac{K_s}{\gamma_k} = 0.095$$

In-line onset value for the reduced velocity

$$V_{R_ILonset} := \begin{cases} \frac{1}{\gamma_{on_IL}} & \text{if } K_{sd} < 0.4 \\ \frac{0.6 + K_{sd}}{\gamma_{on_IL}} & \text{if } 0.4 < K_{sd} < 1.6 \\ \frac{2.2}{\gamma_{on_IL}} & \text{if } K_{sd} > 1.6 \end{cases}$$

$$V_{R_ILonset} = 0.909$$

In-line natural frequency

$$f_{n_IL} := \gamma_f \cdot \gamma_{IL} \cdot \frac{U_{c_100yr}}{V_{R_ILonset} \cdot D} \cdot \left(1 - \frac{L/D}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha} = 19.991 \cdot \text{Hz}$$

Given

$$\gamma_f \cdot \gamma_{IL} \cdot \frac{U_{c_100yr}}{V_{R_ILonset} \cdot D} \cdot \left(1 - \frac{L/D}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha} = C_1 \cdot \sqrt{1 + \text{CSF}} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{M_e \cdot L^4} \cdot \left[1 + \frac{S_{eff}}{\frac{(1 + \text{CSF}) \cdot C_2 \cdot \pi^2 \cdot E \cdot I}{L^2}}\right] + C_3 \cdot \left(\frac{\delta}{D}\right)^2}$$

$$L_{IL} := \text{Find}(L)$$

Thus the **maximum allowable freespan** of riser (In-line VIV) is

$$L_{IL} = 4.762 \text{ m}$$

CROSSFLOW VIV

Refer to section 2.3.4 of DNV RP F105, the cross-flow natural frequencies must fulfil:

$$\frac{f_{n,CF}}{\gamma_{CF}} > \frac{U_{c,100year} + U_{w,1year}}{V_{R,onset}^{CF} \cdot D}$$

where

Screening factor for cross-flow

$$\gamma_{CF} = 1.4$$

Correction factor for onset cross-flow due to seabed proximity

$$\psi_{proxyonset} = 1$$

Correction factor for onset cross-flow due to the effect of a trench

$$\psi_{trenchonset} = 1$$

Cross-flow onset value for the reduces velocity

$$V_{R_CFonset} := \frac{3 \cdot \psi_{proxyonset} \cdot \psi_{trenchonset}}{\gamma_{on_CF}} = 2.5$$

Cross-flow natural frequency

$$f_{n_CF} := \gamma_f \cdot \gamma_{CF} \cdot \frac{U_{c_100yr} + U_{w_1yr}}{V_{R_CFonset} \cdot D} = 8.073 \cdot \text{Hz}$$

Given

$$\gamma_f \cdot \gamma_{CF} \cdot \frac{U_{c_100yr} + U_{w_1yr}}{V_{R_CFonset} \cdot D} = C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{M_e \cdot L^4} \left[1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \cdot \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right]}$$

$$L_{CF} := \text{Find}(L)$$

Thus the **maximum allowable freespan** of riser (cross-flow VIV) is

$$L_{CF} = 7.392 \text{ m}$$

RISER ALLOWABLE SPAN ANALYSIS

CODE & STANDARD : DNV RP F 105

SPAN 3 (8.518 m below MSL)

RISER SPAN DATA

Mean Sea Level	MSL := 0m	
Lowest Astronomical Tide	LAT := -0.61m	
Location of upper clamp	$z_1 := -6.99\text{m}$	(distance from MSL, negative downward)
Location of bottom clamp	$z_2 := -11.576\text{m}$	
Riser batter (1:BTR)	BTR := 8	
Outside diameter of riser	$D_{st} := 4.5\text{in} = 114.3\cdot\text{mm}$	
Wall thickness of riser	$t_{st} := 8.56\text{mm}$	
Density of riser	$\rho_{st} := 7850\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Internal corrosion allowance	CA := 2.54mm	
External corrosion coating	$t_{cc} := 0.5\text{mm}$	(FBE)
Density of corrosion coating	$\rho_{cc} := 1630\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
External coating at splash zone	$t_{sz} := 12.7\text{mm}$	(neoprene)
Density of splashzone coating	$\rho_{sz} := 1340\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Concrete coating thickness	$t_{cn} := 0\text{mm}$	(Concrete N/A)
Concrete coating density	$\rho_{cn} := 3044\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Marine growth thickness	$t_{mg} := 0\text{mm}$	
Marine growth density	$\rho_{mg} := 1400\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Product density	$\rho_{cont} := 53.823\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Seawater density	$\rho_{sw} := 1025\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Youngs modulus of riser	E := 207GPa	
Added Mass Coefficient	$C_a := 1$	

METOCEAN DATA

Significant Wave Height 1Year RP	$H_{s_1yr} := 1.6\text{m}$
Peak period 1 Year RP	$T_{p_1yr} := 6\text{sec}$
Current 100 Year RP	$U_{c_100yr} := 0.671 \frac{\text{m}}{\text{sec}} \quad (@\text{span level})$
Elevation of wave attack based on span elevation	$z_w := 8.518667\text{m}$

SAFETY FACTOR and BOUNDARY CONDITION

Boundary condition (pinned -fixed)	$C_1 := 3.56 \quad C_2 := 4 \quad C_3 := 0.4$
Safety factor for screening criteria (inline)	$\gamma_{IL} := 1.4$
Safety factor for screening criteria (crossflow)	$\gamma_{CF} := 1.4$
Safety factor on onset value for in-line VR	$\gamma_{on_IL} := 1.1$
Safety factor on onset value for cross-flow VR	$\gamma_{on_CF} := 1.2$
Safety factor for natural frequency	$\gamma_f := 1 \quad (\text{very well defined})$
Safety factor on stability parameter	$\gamma_k := 1.3$
Modal damping ratio	$\zeta_T := 0.005$
Correction factor for onset cross-flow due to seabedproximity	$\psi_{trenchonset} := 1$
Correction factor for onset cross-flow due to the effect of a trench	$\psi_{proxyonset} := 1$
Riser deflection	$\delta_{\text{max}} := 0\text{mm}$
Concrete stiffness factor	$CSF := 0$
True steel wall axial force	$N_{tr} := 0$
Maximum internal pressure	$P_i := 910\text{psi}$
Maximum external pressure	$P_e := \rho_{sw} \cdot g \cdot z_w = 85628.08 \text{ Pa}$
Internal riser cross section area	$A_i := \pi \cdot \frac{(114.3\text{mm})^2}{4} = 1.026 \times 10^4 \cdot \text{mm}^2$
External riser cross section area	$A_e := A_i - \left[\pi \cdot \frac{(9.57\text{mm})^2}{4} \right] = 1.019 \times 10^4 \cdot \text{mm}^2$
Effective axial force	$S_{\text{eff}} := N_{tr} - P_i \cdot A_i + P_e \cdot A_e = -6.351 \times 10^4 \text{ N}$

CALCULATION

Inside Diameter

$$ID := D_{st} - 2(t_{st} - CA) = 102.26 \cdot \text{mm}$$

Moment of Inertia

$$I := \frac{\pi}{64} \cdot (D_{st}^4 - ID^4) = 3.011 \times 10^{-6} \text{ m}^4$$

Outside diameter with corrosion coating

$$D_{cc} := D_{st} + 2t_{cc} = 115.3 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter with splash zone coating

$$D_{sz} := D_{st} + 2t_{sz} = 139.7 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter with concrete coating

$$D_{cn} := D_{cc} + 2t_{cn} = 115.3 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter with marine growth

$$D_{mg} := D_{cn} + 2t_{mg} = 115.3 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter in splashzone with marine growth

$$D_{mgs} := D_{sz} + 2t_{mg} = 139.7 \cdot \text{mm}$$

Mass of steel

$$M_{st} := 0.25\pi \cdot (D_{st}^2 - ID^2) \cdot \rho_{st} = 16.075 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of corrosion coating

$$M_{cc} := 0.25\pi \cdot (D_{cc}^2 - D_{st}^2) \cdot \rho_{cc} = 0.294 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of splashzone coating

$$M_{sz} := 0.25\pi \cdot (D_{sz}^2 - D_{st}^2) \cdot \rho_{sz} = 6.79 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of product

$$M_{cont} := 0.25\pi \cdot ID^2 \cdot \rho_{cont} = 0.442 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of concrete coating

$$M_{cn} := 0.25 \cdot \pi \cdot (D_{cn}^2 - D_{cc}^2) \cdot \rho_{cn} = 0 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of marine growth

$$M_{mg} := 0.25 \cdot \pi \cdot (D_{mg}^2 - D_{cn}^2) \cdot \rho_{mg} = 0 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of marine growth in splash zone

$$M_{mgs} := 0.25 \cdot \pi \cdot (D_{mgs}^2 - D_{sz}^2) \cdot \rho_{mg} = 0 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of displaced water (Added Mass)

$$M_{sw} := 0.25 \cdot \pi \cdot D_{mg}^2 \cdot \rho_{sw} \cdot C_a = 10.702 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of displaced water in splashzone (Added Mass)

$$M_{sws} := 0.25\pi \cdot D_{mgs}^2 \cdot \rho_{sw} \cdot C_a = 15.711 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Total effective mass (underwater)

$$M_{z3} := (z_1 - z_2) \cdot (M_{st} + M_{sz} + M_{cc} + M_{cont} + M_{cn} + M_{mgs} + M_{sws}) = 180.287 \cdot \text{kg}$$

Total effective mass of span $M_{et} := M_{z3} = 180.287 \text{ kg}$

Vertical span length $\text{Span} := z_1 - z_2 = 4.586 \text{ m}$

Average diameter of Span $D := \frac{[D_{mgs} \cdot (z_1 - \text{MSL}) + D_{mgs} \cdot (\text{MSL} - z_2)]}{\text{Span}} = 139.7 \cdot \text{mm}$

Average effective mass of span $M_e := \frac{M_{et}}{\text{Span}} = 39.312 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$

Stability parameter $K_s := \frac{4 \cdot \pi \cdot M_e \cdot \zeta_T}{\rho_{sw} \cdot D^2} = 0.123$

Actual span length $L_{\overline{w}} := \frac{\text{Span}}{\cos\left(\text{atan}\left(\frac{1}{\text{BTR}}\right)\right)} = 4.622 \text{ m}$

Horizontal particle wave velocity (Spectra Jonswap Function) $U_{w_1yr} := 0.97 \frac{\text{m}}{\text{s}}$

Current flow ratio $\alpha := \frac{U_{c_100yr}}{U_{w_1yr} + U_{c_100yr}} = 0.409$

Significant Wave Period $W_{s_100yr} := 0.776014$

$$W_{s_1yr} := 1.047619$$

Keulegan Carpenter Number $KC_{_1yr} := \frac{U_{w_1yr}}{D_{sz} \cdot W_{s_1yr}} = 6.628 \text{ s}^{-1}$

$$KC_{_100yr} := \frac{U_{w_1yr}}{D_{sz} \cdot W_{s_100yr}} = 8.948 \text{ s}^{-1}$$

Screening Criteria to DNV RP F105

Refer to section 6.7.2 of DNF RP F105, the fundamental natural frequency (first eigen frequency) may be approximated by:

$$f_1 \approx C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{EI}{m_e L_{eff}^4} \cdot \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right)}$$

where

Boundary condition coefficients	$C_1 = 3.56$	$C_3 = 0.4$	$C_6 := \frac{1}{384}$
Youngs modulus riser	$E = 2.07 \times 10^5 \cdot \text{MPa}$		
Momment Inertia riser	$I = 3.011 \times 10^{-6} \text{ m}^4$		
Concrete stiffness enhancement factor	$CSF = 0$		
Span length	$L = 4.622 \text{ m}$		
Effective mass	$M_e = 39.312 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$		
Outer diameter of riser	$D = 0.14 \text{ m}$		
Deflection load per length (Drag Force)	$q := 104.24 \frac{\text{N}}{\text{m}}$		
	$P_{cr} := \frac{(1 + CSF) \cdot C_2 \cdot \pi^2 \cdot E \cdot I}{L^2} = 1151781.353 \cdot \text{N}$		
Effective axial force	$S_{eff} = -6.351 \times 10^4 \text{ N}$		
Static deflection	$\delta_{st} := C_6 \cdot \left[\frac{q \cdot L^4}{E \cdot I \cdot (1 + CSF) \cdot \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} \right)} \right]$		
	$\delta = 2.103 \times 10^{-4} \text{ m}$		

thus, the fundamental natural frequency is

$$f_1 := C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{M_e \cdot L^4} \cdot \left[1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \cdot \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right]} = 20.397 \cdot \text{Hz}$$

INLINE VIV

Refer to section 2.3.3 DNV RP F105, the inline natural frequencies must fulfil:

$$\frac{f_{n,IL}}{\gamma_{IL}} > \frac{U_{c,100year}}{V_{R,onset}^{IL} \cdot D} \cdot \left(1 - \frac{L/D}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha}$$

with

Screening factor for in-line, sec. 2.6

$$\gamma_{IL} = 1.4$$

Safety factor on onset value for inline VR

$$\gamma_{on_IL} = 1.1$$

Current flow ratio, minimum value of 0.6

$$\alpha = 0.409$$

Outer pipe diameter including coating

$$D = 0.14 \text{ m}$$

Freespan length

$$L = 4.622 \text{ m}$$

100yr RP value for the current velocity at the riser level

$$U_{c_100yr} = 0.671 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Significant 1yr RP value for the wave induced flow velocity at the riser level corresponding to the annual significant wave height Hs-1yr

$$U_{w_1yr} = 0.97 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Stability parameter

$$K_{sd} = 0.123$$

$$K_{sd} := \frac{K_s}{\gamma_k} = 0.095$$

In-line onset value for the reduced velocity

$$V_{R_ILonset} := \begin{cases} \frac{1}{\gamma_{on_IL}} & \text{if } K_{sd} < 0.4 \\ \frac{0.6 + K_{sd}}{\gamma_{on_IL}} & \text{if } 0.4 < K_{sd} < 1.6 \\ \frac{2.2}{\gamma_{on_IL}} & \text{if } K_{sd} > 1.6 \end{cases}$$

$$V_{R_ILonset} = 0.909$$

In-line natural frequency

$$f_{n_IL} := \gamma_f \cdot \gamma_{IL} \cdot \frac{U_{c_100yr}}{V_{R_ILonset} \cdot D} \cdot \left(1 - \frac{L/D}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha} = 15.696 \cdot \text{Hz}$$

Given

$$\gamma_f \cdot \gamma_{IL} \cdot \frac{U_{c_100yr}}{V_{R_ILonset} \cdot D} \cdot \left(1 - \frac{L/D}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha} = C_1 \cdot \sqrt{1 + \text{CSF}} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{M_e \cdot L^4} \cdot \left[1 + \frac{S_{eff}}{\frac{(1 + \text{CSF}) \cdot C_2 \cdot \pi^2 \cdot E \cdot I}{L^2}}\right] + C_3 \cdot \left(\frac{\delta}{D}\right)^2}$$

$$L_{IL} := \text{Find}(L)$$

Thus the **maximum allowable freespan** of riser (In-line VIV) is

$$L_{IL} = 5.304 \text{ m}$$

CROSSFLOW VIV

Refer to section 2.3.4 of DNV RP F105, the cross-flow natural frequencies must fulfil:

$$\frac{f_{n,CF}}{\gamma_{CF}} > \frac{U_{c,100year} + U_{w,1year}}{V_{R,onset}^{CF} \cdot D}$$

where

Screening factor for cross-flow

$$\gamma_{CF} = 1.4$$

Correction factor for onset cross-flow due to seabed proximity

$$\psi_{\text{proxyonset}} = 1$$

Correction factor for onset cross-flow due to the effect of a trench

$$\psi_{\text{trenchonset}} = 1$$

Cross-flow onset value for the reduces velocity

$$V_{R_CFonset} := \frac{3 \cdot \psi_{\text{proxyonset}} \cdot \psi_{\text{trenchonset}}}{\gamma_{\text{on_CF}}} = 2.5$$

Cross-flow natural frequency

$$f_{n_CF} := \gamma_f \cdot \gamma_{CF} \cdot \frac{U_{c_100yr} + U_{w_1yr}}{V_{R_CFonset} \cdot D} = 6.578 \cdot \text{Hz}$$

Given

$$\gamma_f \cdot \gamma_{CF} \cdot \frac{U_{c_100yr} + U_{w_1yr}}{V_{R_CFonset} \cdot D} = C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{M_e \cdot L^4} \left[1 + \frac{S_{\text{eff}}}{P_{\text{cr}}} + C_3 \cdot \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right]}$$

$$L_{CF} := \text{Find}(L)$$

Thus the **maximum allowable freespan** of riser (cross-flow VIV) is

$$L_{CF} = 8.138 \text{ m}$$

RISER ALLOWABLE SPAN ANALYSIS

CODE & STANDARD : DNV RP F 105

SPAN 4 (12.594 m below MSL)

RISER SPAN DATA

Mean Sea Level	MSL := 0m	
Lowest Astronomical Tide	LAT := -0.61m	
Location of upper clamp	$z_1 := -11.576\text{m}$	(distance from MSL, negative downward)
Location of bottom clamp	$z_2 := -14.63\text{m}$	
Riser batter (1:BTR)	BTR := 8	
Outside diameter of riser	$D_{st} := 4.5\text{in} = 114.3\cdot\text{mm}$	
Wall thickness of riser	$t_{st} := 8.56\text{mm}$	
Density of riser	$\rho_{st} := 7850\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Internal corrosion allowance	CA := 2.54mm	
External corrosion coating	$t_{cc} := 0.5\text{mm}$	(FBE)
Density of corrosion coating	$\rho_{cc} := 1630\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
External coating at splash zone	$t_{sz} := 12.7\text{mm}$	(neoprene)
Density of splashzone coating	$\rho_{sz} := 1340\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Concrete coating thickness	$t_{cn} := 0\text{mm}$	(Concrete N/A)
Concrete coating density	$\rho_{cn} := 3044\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Marine growth thickness	$t_{mg} := 0\text{mm}$	
Marine growth density	$\rho_{mg} := 1400\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Product density	$\rho_{cont} := 53.823\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Seawater density	$\rho_{sw} := 1025\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	
Youngs modulus of riser	E := 207GPa	
Added Mass Coefficient	$C_a := 1$	

METOCEAN DATA

Significant Wave Height 1Year RP

$$H_{s_1yr} := 1.6m$$

Peak period 1 Year RP

$$T_{p_1yr} := 6sec$$

Current 100 Year RP

$$U_{c_100yr} := 0.629 \frac{m}{sec} \quad (@span \text{ level})$$

Elevation of wave attack
based on span elevation

$$z_w := 12.594m$$

SAFETY FACTOR and BOUNDARY CONDITION

Boundary condition (pinned -fixed)

$$C_1 := 3.56 \quad C_2 := 4 \quad C_3 := 0.4$$

Safety factor for screening criteria (inline)

$$\gamma_{IL} := 1.4$$

Safety factor for screening criteria (crossflow)

$$\gamma_{CF} := 1.4$$

Safety factor on onset value for in-line VR

$$\gamma_{on_IL} := 1.1$$

Safety factor on onset value for cross-flow VR

$$\gamma_{on_CF} := 1.2$$

Safety factor for natural frequency

$$\gamma_f := 1 \quad (\text{very well defined})$$

Safety factor on stability parameter

$$\gamma_k := 1.3$$

Modal damping ratio

$$\zeta_T := 0.005$$

Correction factor for onset cross-flow
due to seabedproximity

$$\psi_{trenchonset} := 1$$

Correction factor for onset cross-flow
due to the effect of a trench

$$\psi_{proxyonset} := 1$$

Riser deflection

$$\delta_{\text{max}} := 0mm$$

Concrete stiffness factor

$$CSF := 0$$

True steel wall axial force

$$N_{tr} := 0$$

Maximum internal pressure

$$P_i := 910psi$$

Maximum external pressure

$$P_e := \rho_{sw} \cdot g \cdot z_w = 126592.57 Pa$$

Internal riser cross section area

$$A_i := \pi \cdot \frac{(114.3mm)^2}{4} = 1.026 \times 10^4 \cdot mm^2$$

External riser cross section area

$$A_e := A_i - \left[\pi \cdot \frac{(9.57mm)^2}{4} \right] = 1.019 \times 10^4 \cdot mm^2$$

Effective axial force

$$S_{eff} := N_{tr} - P_i \cdot A_i + P_e \cdot A_e = -6.309 \times 10^4 N$$

CALCULATION

Inside Diameter

$$ID := D_{st} - 2(t_{st} - CA) = 102.26 \cdot \text{mm}$$

Moment of Inertia

$$I := \frac{\pi}{64} \cdot (D_{st}^4 - ID^4) = 3.011 \times 10^{-6} \text{ m}^4$$

Outside diameter with corrosion coating

$$D_{cc} := D_{st} + 2t_{cc} = 115.3 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter with splash zone coating

$$D_{sz} := D_{st} + 2t_{sz} = 139.7 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter with concrete coating

$$D_{cn} := D_{cc} + 2t_{cn} = 115.3 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter with marine growth

$$D_{mg} := D_{cn} + 2t_{mg} = 115.3 \cdot \text{mm}$$

Outside diameter in splashzone with marine growth

$$D_{mgs} := D_{sz} + 2t_{mg} = 139.7 \cdot \text{mm}$$

Mass of steel

$$M_{st} := 0.25\pi \cdot (D_{st}^2 - ID^2) \cdot \rho_{st} = 16.075 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of corrosion coating

$$M_{cc} := 0.25\pi \cdot (D_{cc}^2 - D_{st}^2) \cdot \rho_{cc} = 0.294 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of splashzone coating

$$M_{sz} := 0.25\pi \cdot (D_{sz}^2 - D_{st}^2) \cdot \rho_{sz} = 6.79 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of product

$$M_{cont} := 0.25\pi \cdot ID^2 \cdot \rho_{cont} = 0.442 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of concrete coating

$$M_{cn} := 0.25 \cdot \pi \cdot (D_{cn}^2 - D_{cc}^2) \cdot \rho_{cn} = 0 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of marine growth

$$M_{mg} := 0.25 \cdot \pi \cdot (D_{mg}^2 - D_{cn}^2) \cdot \rho_{mg} = 0 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of marine growth in splash zone

$$M_{mgs} := 0.25 \cdot \pi \cdot (D_{mgs}^2 - D_{sz}^2) \cdot \rho_{mg} = 0 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of displaced water (Added Mass)

$$M_{sw} := 0.25 \cdot \pi \cdot D_{mg}^2 \cdot \rho_{sw} \cdot C_a = 10.702 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Mass of displaced water in splashzone (Added Mass)

$$M_{sws} := 0.25\pi \cdot D_{mgs}^2 \cdot \rho_{sw} \cdot C_a = 15.711 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$$

Total effective mass (underwater)

$$M_{z3} := (z_1 - z_2) \cdot (M_{st} + M_{cc} + M_{cont} + M_{cn} + M_{mgs} + M_{sws}) = 99.324 \cdot \text{kg}$$

Total effective mass of span

$$M_{et} := M_{z3} = 99.324 \text{ kg}$$

Vertical span length

$$\text{Span} := z_1 - z_2 = 3.054 \text{ m}$$

Average diameter of Span

$$D := \frac{[D_{mgs} \cdot (z_1 - \text{MSL}) + D_{mgs} \cdot (\text{MSL} - z_2)]}{\text{Span}} = 139.7 \cdot \text{mm}$$

Average effective mass of span

$$M_e := \frac{M_{et}}{\text{Span}} = 32.523 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$$

Stability parameter

$$K_s := \frac{4 \cdot \pi \cdot M_e \cdot \zeta_T}{\rho_{sw} \cdot D^2} = 0.102$$

Actual span length

$$L_{\text{ww}} := \frac{\text{Span}}{\cos\left(\text{atan}\left(\frac{1}{\text{BTR}}\right)\right)} = 3.078 \text{ m}$$

Horizontal particle wave velocity
(Spectra Jonswap Function)

$$U_{w_1\text{yr}} := 0.879 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Current flow ratio

$$\alpha := \frac{U_{c_100\text{yr}}}{U_{w_1\text{yr}} + U_{c_100\text{yr}}} = 0.417$$

Significant Wave Period

$$W_{s_100\text{yr}} := 0.776014$$

$$W_{s_1\text{yr}} := 1.047619$$

Keulegan Carpenter Number

$$KC_{_1\text{yr}} := \frac{U_{w_1\text{yr}}}{D_{sz} \cdot W_{s_1\text{yr}}} = 6.006 \text{ s}^{-1}$$

$$KC_{_100\text{yr}} := \frac{U_{w_1\text{yr}}}{D_{sz} \cdot W_{s_100\text{yr}}} = 8.108 \text{ s}^{-1}$$

Screening Criteria to DNV RP F105

Refer to section 6.7.2 of DNF RP F105, the fundamental natural frequency (first eigen frequency) may be approximated by:

$$f_1 \approx C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{EI}{m_e L_{eff}^4} \cdot \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right)}$$

where

Boundary condition coefficients	$C_1 = 3.56$	$C_3 = 0.4$	$C_6 := \frac{1}{384}$
Youngs modulus riser	$E = 2.07 \times 10^5 \cdot \text{MPa}$		
Momment Inertia riser	$I = 3.011 \times 10^{-6} \text{ m}^4$		
Concrete stiffness enhancement factor	$CSF = 0$		
Span length	$L = 3.078 \text{ m}$		
Effective mass	$M_e = 32.523 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$		
Outer diameter of riser	$D = 0.14 \text{ m}$		
Deflection load per length (Drag Force)	$q := 89.95 \frac{\text{N}}{\text{m}}$		
	$P_{cr} := \frac{(1 + CSF) \cdot C_2 \cdot \pi^2 \cdot E \cdot I}{L^2} = 2597168.21 \cdot \text{N}$		
Effective axial force	$S_{eff} = -6.309 \times 10^4 \text{ N}$		
Static deflection	$\delta_{st} := C_6 \cdot \left[\frac{q \cdot L^4}{E \cdot I \cdot (1 + CSF) \cdot \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} \right)} \right]$		
	$\delta = 3.457 \times 10^{-5} \text{ m}$		

thus, the fundamental natural frequency is

$$f_1 := C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{M_e \cdot L^4} \cdot \left[1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \cdot \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right]} = 51.387 \cdot \text{Hz}$$

INLINE VIV

Refer to section 2.3.3 DNV RP F105, the inline natural frequencies must fulfil:

$$\frac{f_{n,IL}}{\gamma_{IL}} > \frac{U_{c,100year}}{V_{R,onset}^{IL} \cdot D} \cdot \left(1 - \frac{L/D}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha}$$

with

Screening factor for in-line, sec. 2.6

$$\gamma_{IL} = 1.4$$

Safety factor on onset value for inline VR

$$\gamma_{on_IL} = 1.1$$

Current flow ratio, minimum value of 0.6

$$\alpha = 0.417$$

Outer pipe diameter including coating

$$D = 0.14 \text{ m}$$

Freespan length

$$L = 3.078 \text{ m}$$

100yr RP value for the current velocity at the riser level

$$U_{c_100yr} = 0.629 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Significant 1yr RP value for the wave induced flow velocity at the riser level corresponding to the annual significant wave height Hs-1yr

$$U_{w_1yr} = 0.879 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Stability parameter

$$K_s = 0.102$$

$$K_{sd} := \frac{K_s}{\gamma_k} = 0.079$$

In-line onset value for the reduced velocity

$$V_{R_ILonset} := \begin{cases} \frac{1}{\gamma_{on_IL}} & \text{if } K_{sd} < 0.4 \\ \frac{0.6 + K_{sd}}{\gamma_{on_IL}} & \text{if } 0.4 < K_{sd} < 1.6 \\ \frac{2.2}{\gamma_{on_IL}} & \text{if } K_{sd} > 1.6 \end{cases}$$

$$V_{R_ILonset} = 0.909$$

In-line natural frequency

$$f_{n_IL} := \gamma_f \cdot \gamma_{IL} \cdot \frac{U_{c_100yr}}{V_{R_ILonset} \cdot D} \cdot \left(1 - \frac{L/D}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha} = 15.159 \cdot \text{Hz}$$

Given

$$\gamma_f \cdot \gamma_{IL} \cdot \frac{U_{c_100yr}}{V_{R_ILonset} \cdot D} \cdot \left(1 - \frac{L/D}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha} = C_1 \cdot \sqrt{1 + \text{CSF}} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{M_e \cdot L^4} \cdot \left[1 + \frac{S_{\text{eff}}}{\frac{(1 + \text{CSF}) \cdot C_2 \cdot \pi^2 \cdot E \cdot I}{L^2}}\right] + C_3 \cdot \left(\frac{\delta}{D}\right)^2}$$

$$L_{IL} := \text{Find}(L)$$

Thus the **maximum allowable freespan** of riser (In-line VIV) is

$$L_{IL} = 5.831 \text{ m}$$

CROSSFLOW VIV

Refer to section 2.3.4 of DNV RP F105, the cross-flow natural frequencies must fulfil:

$$\frac{f_{n,CF}}{\gamma_{CF}} > \frac{U_{c,100year} + U_{w,1year}}{V_{R,onset}^{CF} \cdot D}$$

where

Screening factor for cross-flow

$$\gamma_{CF} = 1.4$$

Correction factor for onset cross-flow due to seabed proximity

$$\psi_{proxyonset} = 1$$

Correction factor for onset cross-flow due to the effect of a trench

$$\psi_{trenchonset} = 1$$

Cross-flow onset value for the reduces velocity

$$V_{R_CFonset} := \frac{3 \cdot \psi_{proxyonset} \cdot \psi_{trenchonset}}{\gamma_{on_CF}} = 2.5$$

Cross-flow natural frequency

$$f_{n_CF} := \gamma_f \cdot \gamma_{CF} \cdot \frac{U_{c_100yr} + U_{w_1yr}}{V_{R_CFonset} \cdot D} = 6.045 \cdot \text{Hz}$$

Given

$$\gamma_f \cdot \gamma_{CF} \cdot \frac{U_{c_100yr} + U_{w_1yr}}{V_{R_CFonset} \cdot D} = C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{M_e \cdot L^4} \left[1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \cdot \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right]}$$

$$L_{CF} := \text{Find}(L)$$

Thus the **maximum allowable freespan** of riser (cross-flow VIV) is

$$L_{CF} = 8.974 \text{ m}$$

LAMPIRAN V
PERHITUNGAN TEGANGAN *RISER*
BERDASARKAN ASME B 31.8

PERHITUNGAN TEGANGAN

1. Perhitungan Tegangan Hoop

PARAMETER TEGANGAN HOOP					
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	
Diameter luar pipa baja	D _{st}	0.1143	0.1143	0.1143	m
Tebal nominal dinding pipa	t _{nom}	0.00856	0.00856	0.00856	m
Tekanan eksternal	P _e	6262.28	47132.97	85628.08	Pa
Tekanan internal	P _i	6300000	6300000	6300000	Pa

Persamaan Tegangan Hoop :

$$\sigma_h = (P_i - P_e) \frac{D_{st}}{2t}$$

HASIL TEGANGAN HOOP					
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	
Tegangan hoop	σ _h	42019522.28	41746653.13	41489644.30	Pa
Tegangan hoop	σ _h	42.02	41.75	41.49	MPa

CEK ASME B31.8					
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	
Tegangan hoop	σ _h	42.02	41.75	41.49	MPa
Specified minimum yield strength	SMYS	358.53	358.53	358.53	MPa
Design Factor * SMYS	0.5*SMYS	179.27	179.27	179.27	MPa
		MEMENUHI	MEMENUHI	MEMENUHI	MEMENUHI

2. Perhitungan Tegangan Longitudinal

PARAMETER TEGANGAN LONGITUDINAL						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan	
		0.623 m	4.689 m	8.518 m		12.594 m
Diameter luar pipa baja	Dst	0.1143	0.1143	0.1143	m	
Koefisien <i>thermal expansion</i>	α_c	0.0000117	0.0000117	0.0000117	/°C	
<i>Poisson ratio</i> pipa baja	ν_{st}	0.3	0.3	0.3	-	
Tebal nominal dinding pipa	t_{nom}	0.00856	0.00856	0.00856	m	
Temperatur Instalasi	T_1	25	25	25	°C	
Temperatur Operasi	T_2	50.7	50.7	50.7	°C	
Tegangan hoop	σ_h	42019522.28	41746653.13	41489644.30	Pa	
<i>Young's modulus</i> pipa baja	E_{st}	2.07E+11	2.07E+11	2.07E+11	Pa	

a. Menghitung Tegangan Aksial (*Thermal & Poisson*)

Persamaan Tegangan *Thermal* :

$$\sigma_T = E \cdot \alpha_T \cdot (T_2 - T_1)$$

Persamaan Tegangan Poisson :

$$\sigma_P = \nu (\sigma_h)$$

TEGANGAN THERMAL						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan	
		0.623 m	4.689 m	8.518 m		12.594 m
Tegangan <i>thermal</i>	σ_t	-62242830	-62242830	-62242830	Pa	
Tegangan <i>thermal</i>	σ_t	-62.24	-62.24	-62.24	MPa	

TEGANGAN POISSON						
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan	
		0.623 m	4.689 m	8.518 m		12.594 m
Tegangan <i>poisson</i>	σ_t	12605856.68	12523995.94	12446893.29	Pa	
Tegangan <i>poisson</i>	σ_t	12.61	12.52	12.45	MPa	

Persamaan Tegangan Aksial : $\sigma_a = \sigma_T - \sigma_P$

PERHITUNGAN TEGANGAN AKSIAL					
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	
Tegangan aksial	σ_a	-49636973.32	-49718834.06	-49795936.71	Pa
Tegangan aksial	σ_a	-49.64	-49.72	-49.80	MPa

b. Menghitung Tegangan Bending

PARAMETER TEGANGAN BENDING					
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	
Diameter dalam pipa	ID	0.097	0.097	0.097	m
Diameter total pipa baja	Dst	0.1143	0.1143	0.1143	m
Berat struktur pipa	Me	317.54	385.52	385.52	N/m
Gaya drag	F _D	187.74	133.33	104.24	N/m
Lengan momen out plane	L _{in}	2.796	3.478	4.622	m
Lengan momen in plane	L _{out}	2.796	3.478	4.622	m
Modulus penampang pipa	Z _A	0.00007	0.00007	0.00007	m ³

PERHITUNGAN MOMEN MAKSIMUM					
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	
Out plane bending moment	M _{max,in}	83.57	57.06	126.18	N.m
In plane bending moment	M _{max,out}	146.77	115.20	278.35	N.m
Stress intensification factor inplane	i _i	1.00	1.00	1.00	-
Stress intensification factor outplane	i _o	1.00	1.00	1.00	-
Momen maksimum (resultan)	M _{max}	168.90	128.56	305.61	N.m

Persamaan Tegangan Bending :

$$\sigma_b = \frac{\sqrt{(i_t M_i)^2 + (i_o M_o)^2}}{Z_A}$$

PERHITUNGAN TEGANGAN BENDING					
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	
Tegangan bending	σ_b	2412967.26	1836674.57	4366122.29	Pa
Tegangan bending	σ_b	2.41	1.84	4.37	MPa

c. Hasil Tegangan Longitudinal

Persamaan Tegangan Longitudinal : $\sigma_L = \sigma_a + \sigma_b$ atau $\sigma_a - \sigma_b$ (Gunakan Hasil Maksimum)

PERHITUNGAN TEGANGAN LONGITUDINAL					
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	
$\sigma_a + \sigma_b$	σ_L	-47.22	-47.88	-45.43	MPa
$\sigma_a - \sigma_b$	σ_L	-52.05	-51.56	-54.16	MPa

HASIL TEGANGAN LONGITUDINAL					
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	
Tegangan Longitudinal	σ_L	52.05	51.56	54.16	MPa

CEK ASME B31.8					
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	
Tegangan Longitudinal	σ_L	52.05	51.56	54.16	MPa
Specified minimum yield strength	SMYS	358.53	358.53	358.53	MPa
Design Factor * SMYS	0.5*SMYS	179.27	179.27	179.27	MPa
		MEMENUHI	MEMENUHI	MEMENUHI	MEMENUHI

3. Perhitungan Tegangan Von-Mises

PARAMETER TEGANGAN VON-MISES					
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	
Tegangan hoop	σ_h	42.02	41.75	41.49	MPa
Tegangan Longitudinal	σ_L	52.05	51.56	54.16	MPa

Persamaan Tegangan Von-Mises :

$$\sigma_s = \sqrt{\sigma_h^2 + \sigma_l^2 + \sigma_h \cdot \sigma_l + 3\tau_{th}^2}$$

HASIL TEGANGAN VON-MISES					
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	
Tegangan Von-Mises	σ_e	47830146.65	47418177.76	49068876.66	Pa
Tegangan Von-Mises	σ_e	47.83	47.42	49.07	MPa

HASIL PERHITUNGAN TEGANGAN					
Parameter	Notasi	Elevasi Riser			Satuan
		0.623 m	4.689 m	8.518 m	
Tegangan Von-Mises	σ_e	47.83	47.42	49.07	MPa
Specified minimum yield strength	SMYS	358.53	358.53	358.53	MPa
Design Factor * SMYS	0.9*SMYS	322.68	322.68	322.68	MPa
		MEMENUHI	MEMENUHI	MEMENUHI	MEMENUHI

4. Validasi Tegangan Von-Mises

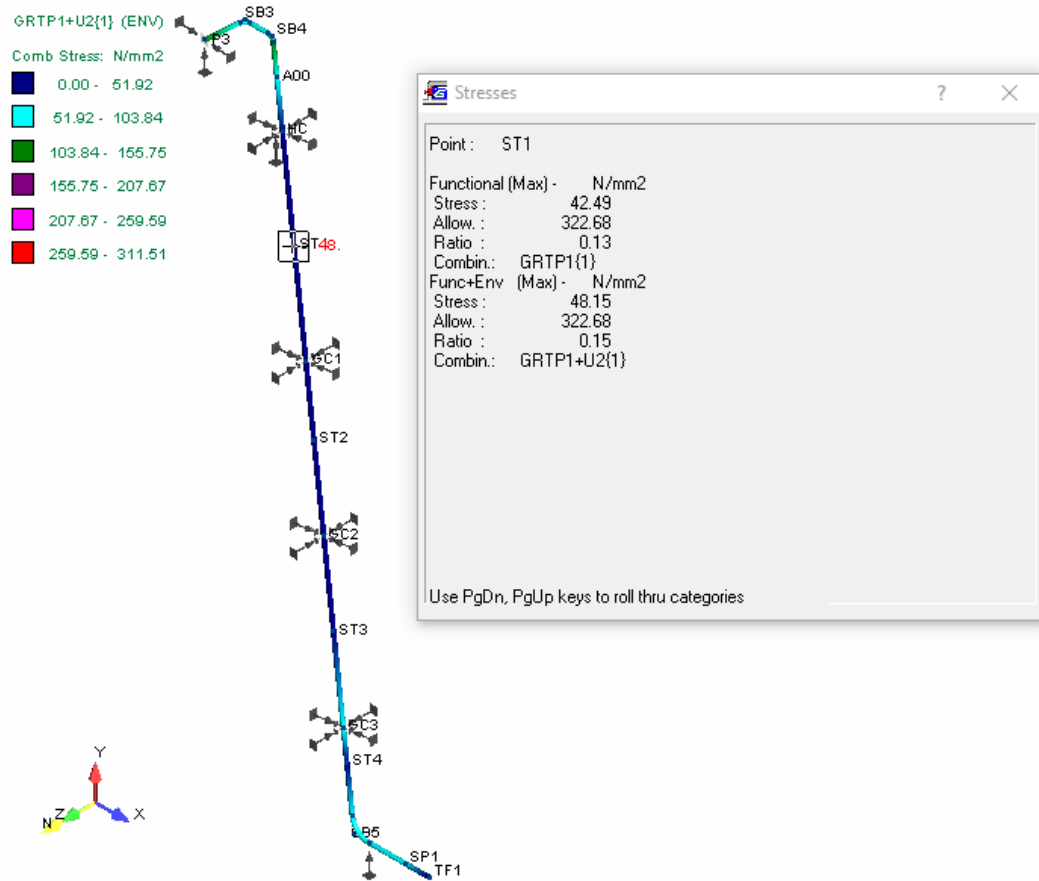
VALIDASI TEGANGAN VON-MISES				
Elevasi Riser	Tegangan Von-Mises (MPa)		ERROR	Keterangan
	Perhitungan	Pemodelan		
0.623 m	47.83	48.15	0.67%	VALID
4.689 m	47.42	45.27	4.53%	VALID
8.518 m	49.07	48.35	1.47%	VALID
12.594 m	47.24	48.82	3.35%	VALID

LAMPIRAN VI

AUTOPIPE RISER STRESS ANALYSIS RESULT

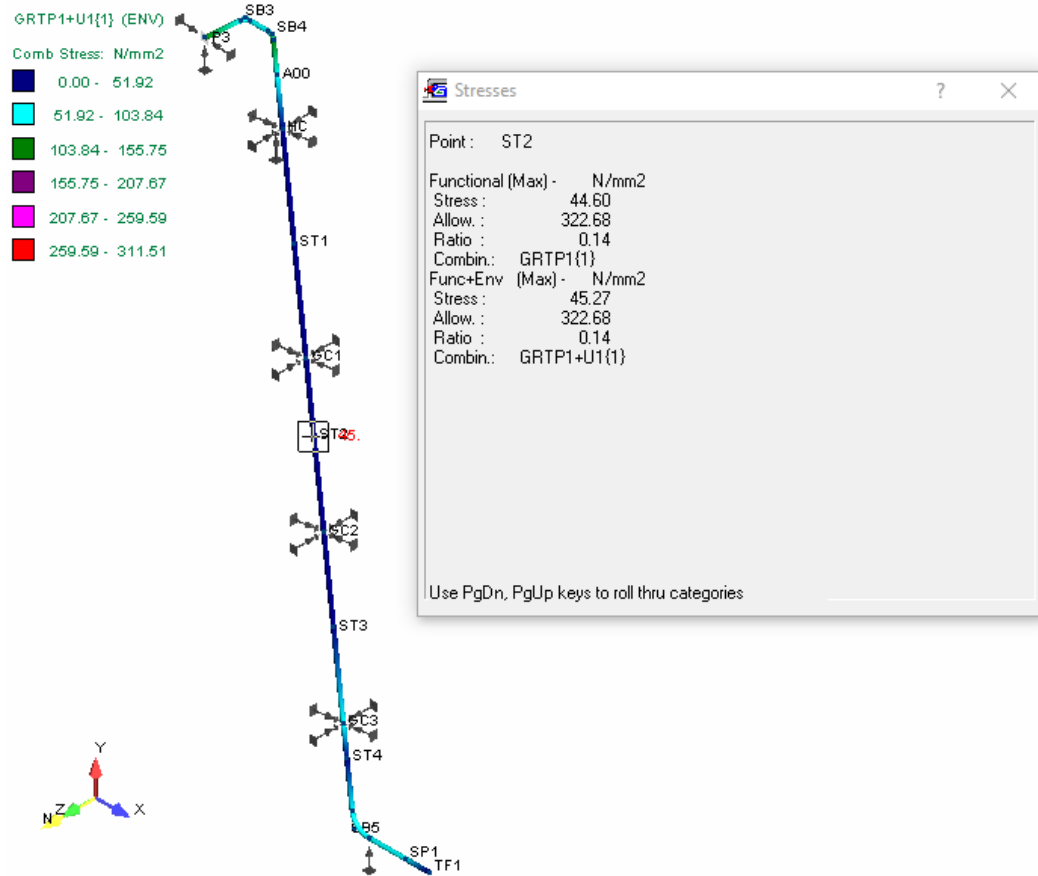
HASIL STRESS ANALYSIS PADA MIDSPAN

1. ST 1 (Elevasi 0.623 m di bawah MSL)



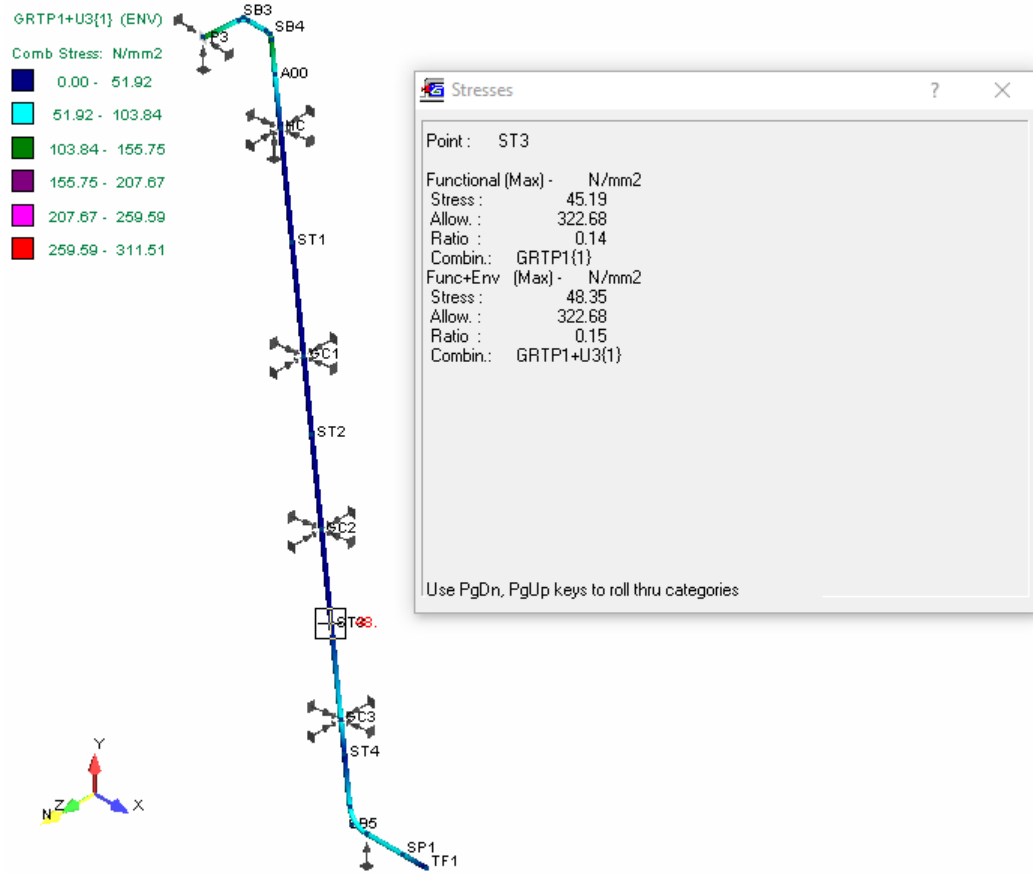
HASIL STRESS ANALYSIS PADA MIDSPAN

2. ST 2 (Elevasi 4.689 m di bawah MSL)



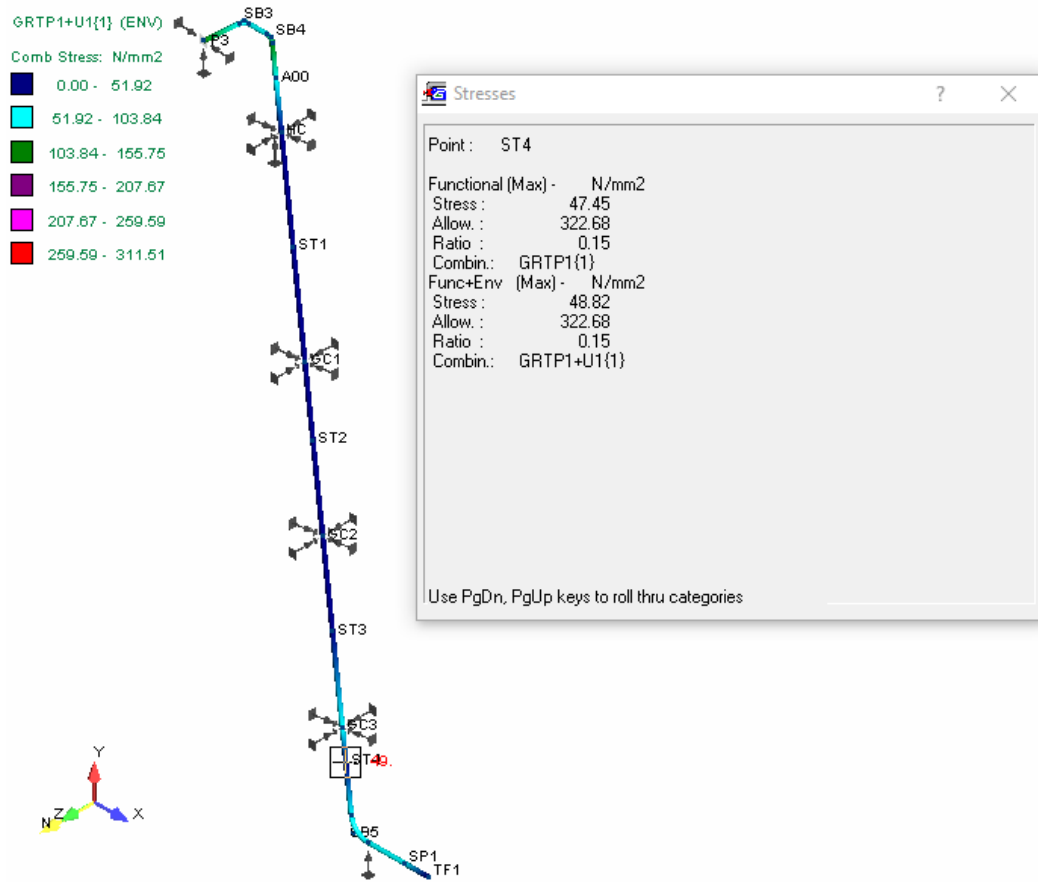
HASIL STRESS ANALYSIS PADA MIDSPAN

3. ST 3 (Elevasi 8.518 m di bawah MSL)



HASIL STRESS ANALYSIS PADA MIDSPAN

4. ST 4 (Elevasi 12.594 m di bawah MSL)



RISER STRESS ANALYSIS
07/19/2018 SPAN RISER
12:29 AM AFIIF PRIMA YUNANTO
Advanced 9.6.0.15

BENTLEY
AutoPIPE

```

          *
        ***
       ** **
      ** **   ****
     *** **   ****
    ***** ** ** ** ****
   ***** ** ** ** **
  ***** ** ** ** **
 ***** ** ** **
**

```

Pipe Stress Analysis and Design Program

Version: 09.06.00.15

Edition: Advanced

Developed and Maintained by

BENTLEY SYSTEMS, INCORPORATED
1600 Riviera Ave., Suite 300
Walnut Creek, CA 94596

RISER STRESS ANALYSIS
07/19/2018 SPAN RISER
12:29 AM AFIIF PRIMA YUNANTO
Advanced 9.6.0.15

BENTLEY
AutoPIPE

**
** AUTOPIPE SYSTEM INFORMATION **
**

SYSTEM NAME : RISER STRESS ANALYSIS

PROJECT ID : SPAN RISER
AFIIF PRIMA YUNANTO

PREPARED BY : _____
AFIIF PRIMAYUNANTO

CHECKED BY : _____
IR. IMAM ROCHANI, M.SC

1ST APPROVER : _____
IR. IMAM ROCHANI, M.SC

2ND APPROVER : _____
IR. HANDAYANU, M.SC,P.HD

PIPING CODE : B31.8 Offshore

YEAR : 2012

VERTICAL AXIS : Y

AMBIENT TEMPERATURE : 25.7 deg C

COMPONENT LIBRARY : AUTOPIPE

MATERIAL LIBRARY : B318-12

MODEL REVISION NUMBER : 279

A N A L Y S I S S U M M A R Y

Current model revision number : 279

Static - Analysis set number 1
Date and Time of analysis Jul 19, 2018 12:29 AM
Model Revision Number 279
Number of load cases 7
Load cases analyzed GR T1 P1 U1 U2 U3 U4
Description Analysis Set No.1
Gaps/Friction/Soil considered Yes
Tolerance - Force, Displacement 44.48 N 0.0254 mm
Friction - Scale Factor, Tolerance 1.00 0.10
Ignore friction for cases E1,E2,E3 Yes
Ignore friction for gravity case Yes
Hanger design run No
Cut short included No
Thermal bowing included No
Include Bourdon rotational effect No
Pipe radius for Bourdon calculation ... Mean
Occasional load analysis type Nonlinear
Non-linear analysis summary file RISER STRESS ANALYSIS.LOG
Use default load sequence Yes
Base load cases for nonlinear analysis
GR = None
T1 = P1
P1 = GR
U1 = GR
U2 = GR
U3 = GR
U4 = GR
Weight of contents included Yes
Fluid density factor for contents 1.00
Pressure stiffening case P1
Hot modulus case T1
Pressure Extension..... Yes
Soil Stiffness Low
Water elevation for buoyancy loads 14630.00 mm
Specific gravity of water 1.025
Apply buoyancy to all segments Yes
Use corroded thickness in analysis No
Rigid stiffness factor 1000.0
Support rigid stiffness (translation) . 0.175100E+10 N/mm
Support rigid stiffness (rotation) 0.135580E+11 N.m/deg
Anchor rigid stiffness (translation) .. 0.175100E+10 N/mm
Anchor rigid stiffness (rotation) 0.135580E+11 N.m/deg

CODE COMPLIANCE COMBINATIONS

<Description> Allowable Combination (N/mm2) D/A/P	Category	Method	Case/Combination	Factor	M/S	K-Factor
Max P{1} Automatic Y Y Y	Hoop	Sum	Max Hoop	1.00		
G RTP1{1} Automatic Y Y Y	Functional	Sum	Max Long	1.00		
			Max Hoop	1.00		
			GR[1]	1.00		
			T1[1]	1.00		
			P1[1]	1.00		
G RTP1+U1{1} Automatic Y Y Y	Func+Env	Sum	Max Long	1.00		1.000
			Max Hoop	1.00		
			GR[1]	1.00		
			T1[1]	1.00		
			P1[1]	1.00		
			U1[1]	1.00		
G RTP1+U2{1} Automatic Y Y Y	Func+Env	Sum	Max Long	1.00		1.000
			Max Hoop	1.00		
			GR[1]	1.00		
			T1[1]	1.00		
			P1[1]	1.00		
			U2[1]	1.00		
G RTP1+U3{1} Automatic Y Y Y	Func+Env	Sum	Max Long	1.00		1.000
			Max Hoop	1.00		
			GR[1]	1.00		
			T1[1]	1.00		
			P1[1]	1.00		
			U3[1]	1.00		
G RTP1+U4{1} Automatic Y Y Y	Func+Env	Sum	Max Long	1.00		1.000
			Max Hoop	1.00		
			GR[1]	1.00		
			T1[1]	1.00		
			P1[1]	1.00		
			U4[1]	1.00		

Notes:

D/A/P: [D]efault/[A]uto-Update/[P]rint options (Y=Yes, N=No)

NON-CODE COMBINATIONS

<Description> Combination	Method	Case/Combination	Factor	D/A/P
Gravity{1}	Sum	GR[1]	1.00	Y Y Y
<50.70 deg C> Thermal 1{1}	Sum	T1[1]	1.00	Y Y Y
Pressure 1{1}	Sum	P1[1]	1.00	Y Y Y
User 1{1}	Sum	U1[1]	1.00	Y Y Y
User 2{1}	Sum	U2[1]	1.00	Y Y Y
User 3{1}	Sum	U3[1]	1.00	Y Y Y
User 4{1}	Sum	U4[1]	1.00	Y Y Y
GP1{1}	Sum	GR[1] P1[1]	1.00 1.00	Y Y Y
GU1{1}	Sum	GR[1] U1[1]	1.00 1.00	Y Y Y
GU2{1}	Sum	GR[1] U2[1]	1.00 1.00	Y Y Y
GU3{1}	Sum	GR[1] U3[1]	1.00 1.00	Y Y Y
GU4{1}	Sum	GR[1] U4[1]	1.00 1.00	Y Y Y
GP1T1{1}	Sum	GR[1] P1[1] T1[1]	1.00 1.00 1.00	Y Y Y

Notes:

D/A/P: [D]efault/[A]uto-Update/[P]rint options (Y=Yes, N=No)

CODE COMPLIANCE

Y - Factor 0.00
Weld efficiency factor Ej..... 1.00
Range reduction factor 1.00
Design Pressure Factor 1.00
Hoop stress design factor - F1..... 0.50
Longitudinal design factor - F2..... 0.80
Combined stress design factor - F3..... 0.90
Minimum stress ratio used in reports... 0.00
Number of stress points per span 0
Include corrosion in stress calcs. N
Include axial force in code stress Y
Set sustained SIF=1 no bends N
Set sustained/occasional SIF = 1 N
Set sustained/occasional SIF = 0.75i .. N
Apply cold/hot modulus ratio N
Disable auto code combinations N
Disable auto non-code combinations N
No. of thermal ranges to report 0
Include Max Range combination N
Total stress Maximum shear
Direct shear None
Longitudinal pressure calculation AxF/area

Point name	Load combination	B31.8 Offshore (2012)		CODE COMPLIANCE			Code Type	Code Stress	Code Allow.	
		(Moments in N.m)		Shear Stress	(Stress in N/mm2)					
		In-Pl. Moment	Out-Pl. Moment			Axial Stress	Bending Stress			
*** Segment A begin ***										
P3	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	G RTP1{1}		4849.54	1272.34	20.68	28.11 16.26	103.52 71.63	COMB LONG	147.37 87.89	322.68 286.82
	G RTP1+U1{1}		4790.27	1166.18	21.32	28.04 16.22	101.79 70.44	COMB LONG	146.14 86.65	322.68 286.82
	G RTP1+U2{1}		4935.10	1397.70	19.79	28.19 16.31	105.90 73.28	COMB LONG	149.11 89.59	322.68 286.82
	G RTP1+U3{1}		4697.77	1089.78	22.31	28.12 16.27	99.57 68.90	COMB LONG	144.55 85.16	322.68 286.82
	G RTP1+U4{1}		4895.72	1333.72	20.07	28.11 16.26	104.76 72.49	COMB LONG	148.23 88.75	322.68 286.82
SB3 N-	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	G RTP1{1}		14.74	178.37	20.68	28.11 16.26	3.70 2.56	COMB LONG	58.68 18.82	322.68 286.82
	G RTP1+U1{1}		136.70	290.79	21.32	28.04 16.22	6.63 4.59	COMB LONG	61.72 20.81	322.68 286.82
	G RTP1+U2{1}		227.95	42.09	19.79	28.19 16.31	4.79 3.31	COMB LONG	58.18 19.62	322.68 286.82
	G RTP1+U3{1}		11.70	198.80	22.31	28.12 16.27	4.11 2.85	COMB LONG	61.29 19.11	322.68 286.82
	G RTP1+U4{1}		13.13	172.03	20.07	28.11 16.26	3.56 2.46	COMB LONG	57.73 18.72	322.68 286.82
SB3 N+	SIFI= 1.47 Max P{1}	SIFO= 1.22					HOOP	42.06	179.26	
	G RTP1{1}		178.37	14.74	20.68	28.11 16.26	5.42 3.75	COMB LONG	59.92 20.01	322.68 286.82
	G RTP1+U1{1}		290.79	136.70	21.32	28.04 16.22	9.46 6.55	COMB LONG	63.80 22.76	322.68 286.82
	G RTP1+U2{1}		42.09	227.95	19.79	28.19 16.31	5.89 4.08	COMB LONG	59.00 20.39	322.68 286.82
	G RTP1+U3{1}		198.80	11.70	22.31	28.12	6.03	COMB	62.62	322.68

Point name	Load combination	B31.8 Offshore (2012) (Moments in N.m)			CODE COMPLIANCE (Stress in N/mm2)				Code Stress	Code Allow.
		In-Pl. Moment	Out-Pl. Moment	Shear Stress	Axial Stress	Bending Stress	Type			
					16.27	4.17	LONG	20.44	286.82	
	GRTP1+U4{1}	172.03	13.12	20.07	28.11 16.26	5.22 3.61	COMB LONG	58.93 19.87	322.68 286.82	
SB3 F-	SIFI= 1.47 Max P{1}	SIFO= 1.22					HOOP	42.06	179.26	
	GRTP1{1}	338.32	1221.86	9.01	27.55 15.89	32.50 22.49	COMB LONG	73.25 38.38	322.68 286.82	
	GRTP1+U1{1}	434.81	1254.99	10.76	27.54 15.89	34.31 23.74	COMB LONG	75.93 39.63	322.68 286.82	
	GRTP1+U2{1}	219.98	1175.44	6.55	27.56 15.90	30.41 21.04	COMB LONG	70.13 36.94	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	335.28	1401.48	8.97	27.64 15.95	36.81 25.47	COMB LONG	77.32 41.42	322.68 286.82	
	GRTP1+U4{1}	339.90	1154.67	9.04	27.52 15.87	30.91 21.39	COMB LONG	71.75 37.26	322.68 286.82	
SB3 F+	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	GRTP1{1}	1221.86	338.32	9.01	27.55 15.89	26.18 18.11	COMB LONG	67.13 34.00	322.68 286.82	
	GRTP1+U1{1}	1254.99	434.81	10.76	27.54 15.89	27.42 18.98	COMB LONG	69.35 34.86	322.68 286.82	
	GRTP1+U2{1}	1175.44	219.98	6.55	27.56 15.90	24.69 17.08	COMB LONG	64.51 32.98	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	1401.48	335.28	8.97	27.64 15.95	29.75 20.59	COMB LONG	70.48 36.54	322.68 286.82	
	GRTP1+U4{1}	1154.67	339.90	9.04	27.52 15.87	24.85 17.20	COMB LONG	65.91 33.07	322.68 286.82	
SB4 N-	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	GRTP1{1}	1493.66	152.29	9.01	27.55 15.89	31.00 21.45	COMB LONG	71.79 37.34	322.68 286.82	
	GRTP1+U1{1}	1510.79	185.09	10.76	27.54 15.89	31.43 21.75	COMB LONG	73.17 37.63	322.68 286.82	
	GRTP1+U2{1}	1470.48	107.72	6.55	27.56 15.90	30.44 21.06	COMB LONG	70.16 36.96	322.68 286.82	

Point name	Load combination	B31.8 Offshore (2012) (Moments in N.m)			CODE COMPLIANCE (Stress in N/mm2)				Code Stress	Code Allow.
		In-Pl. Moment	Out-Pl. Moment	Shear Stress	Axial Stress	Bending Stress	Type			
	GRTP1+U3{1}	1232.94	148.85	8.97	27.64 15.95	25.64 17.74	COMB LONG	66.51 33.69	322.68 286.82	
	GRTP1+U4{1}	1586.91	153.77	9.04	27.52 15.87	32.92 22.78	COMB LONG	73.70 38.65	322.68 286.82	
SB4 N+	SIFI= 1.47 Max P{1}	SIFO= 1.22					HOOP	42.06	179.26	
	GRTP1{1}	1493.66	152.29	9.01	27.55 15.89	45.41 31.42	COMB LONG	85.82 47.31	322.68 286.82	
	GRTP1+U1{1}	1510.79	185.09	10.76	27.54 15.89	46.00 31.83	COMB LONG	87.20 47.72	322.68 286.82	
	GRTP1+U2{1}	1470.48	107.72	6.55	27.56 15.90	44.63 30.88	COMB LONG	84.13 46.78	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	1232.94	148.85	8.97	27.64 15.95	37.54 25.97	COMB LONG	78.03 41.92	322.68 286.82	
	GRTP1+U4{1}	1586.91	153.77	9.04	27.52 15.87	48.23 33.37	COMB LONG	88.62 49.24	322.68 286.82	
SB4 F-	SIFI= 1.47 Max P{1}	SIFO= 1.22					HOOP	42.06	179.26	
	GRTP1{1}	2076.38	831.73	0.05	25.48 14.54	66.31 45.88	COMB LONG	106.86 60.42	322.68 286.82	
	GRTP1+U1{1}	2105.60	985.83	0.10	25.43 14.51	68.47 47.38	COMB LONG	109.07 61.88	322.68 286.82	
	GRTP1+U2{1}	2036.42	610.77	0.01	25.56 14.59	63.59 44.00	COMB LONG	104.07 58.58	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	1814.85	827.12	0.08	25.58 14.60	58.81 40.69	COMB LONG	99.27 55.29	322.68 286.82	
	GRTP1+U4{1}	2169.47	834.92	0.04	25.45 14.52	69.02 47.76	COMB LONG	109.60 62.28	322.68 286.82	
SB4 F+	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	GRTP1{1}	2076.38	831.73	0.05	25.48 14.54	46.18 31.96	COMB LONG	86.74 46.49	322.68 286.82	
	GRTP1+U1{1}	2105.60	985.83	0.10	25.43 14.51	48.00 33.22	COMB LONG	88.61 47.72	322.68 286.82	
	GRTP1+U2{1}	2036.42	610.77	0.01	25.56	43.90	COMB	84.38	322.68	

Point name	Load combination	B31.8 Offshore (2012)		CODE COMPLIANCE				Code Stress	Code Allow.
		(Moments in N.m)		Shear Stress	(Stress in N/mm2)				
		In-Pl. Moment	Out-Pl. Moment			Axial Stress	Bending Stress	Type	
					14.59	30.37	LONG	44.96	286.82
	GRTP1+U3{1}	1814.85	827.12	0.08	25.58 14.60	41.18 28.49	COMB LONG	81.64 43.09	322.68 286.82
	GRTP1+U4{1}	2169.47	834.92	0.04	25.45 14.52	47.99 33.21	COMB LONG	88.58 47.73	322.68 286.82
A00	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26
	GRTP1{1}	1324.00	525.81	0.05	25.41 14.49	29.41 20.35	COMB LONG	70.04 34.84	322.68 286.82
	GRTP1+U1{1}	1348.47	575.20	0.10	25.36 14.46	30.27 20.94	COMB LONG	70.95 35.40	322.68 286.82
	GRTP1+U2{1}	1290.50	426.19	0.01	25.49 14.54	28.06 19.42	COMB LONG	68.61 33.96	322.68 286.82
	GRTP1+U3{1}	1190.64	520.56	0.08	25.51 14.55	26.83 18.56	COMB LONG	67.36 33.12	322.68 286.82
	GRTP1+U4{1}	1373.24	528.85	0.04	25.38 14.47	30.38 21.02	COMB LONG	71.04 35.50	322.68 286.82
HC	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26
	GRTP1{1}	216.16	64.21	0.05	25.31 14.42	4.66 3.22	COMB LONG	45.39 17.64	322.68 286.82
	GRTP1+U1{1}	233.46	44.42	0.10	25.25 14.39	4.91 3.40	COMB LONG	45.69 17.78	322.68 286.82
	GRTP1+U2{1}	192.40	147.66	0.01	25.38 14.47	5.01 3.46	COMB LONG	45.67 17.93	322.68 286.82
	GRTP1+U3{1}	276.19	57.99	0.08	25.40 14.48	5.83 4.03	COMB LONG	46.47 18.51	322.68 286.82
	GRTP1+U4{1}	199.24	67.01	0.04	25.28 14.40	4.34 3.00	COMB LONG	45.10 17.40	322.68 286.82
ST1	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26
	GRTP1{1}	59.90	43.02	0.05	25.08 14.27	1.52 1.05	COMB LONG	42.49 15.33	322.68 286.82
	GRTP1+U1{1}	58.08	248.80	0.09	25.02 14.24	5.28 3.65	COMB LONG	46.29 17.89	322.68 286.82

Point name	Load combination	B31.8 Offshore (2012)			CODE COMPLIANCE				Code Stress	Code Allow.
		(Moments in N.m)		Shear Stress	(Stress in N/mm2)					
		In-Pl. Moment	Out-Pl. Moment			Axial Stress	Bending Stress	Type		
	GRTP1+U2{1}	62.63	346.03	0.01	25.15 14.32	7.26 5.02	COMB LONG	48.15 19.34	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	244.60	34.75	0.08	25.17 14.33	5.10 3.53	COMB LONG	45.97 17.86	322.68 286.82	
	GRTP1+U4{1}	308.08	45.34	0.04	25.05 14.25	6.43 4.45	COMB LONG	47.42 18.70	322.68 286.82	
GC1	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	GRTP1{1}	154.53	21.84	0.05	24.85 14.12	3.22 2.23	COMB LONG	44.41 16.35	322.68 286.82	
	GRTP1+U1{1}	167.67	340.54	0.09	24.80 14.09	7.84 5.42	COMB LONG	49.08 19.51	322.68 286.82	
	GRTP1+U2{1}	136.95	249.33	0.01	24.92 14.17	5.87 4.06	COMB LONG	46.99 18.23	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	387.88	11.51	0.08	24.94 14.18	8.01 5.54	COMB LONG	49.11 19.73	322.68 286.82	
	GRTP1+U4{1}	147.72	23.66	0.04	24.82 14.10	3.09 2.14	COMB LONG	44.31 16.24	322.68 286.82	
ST2	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	GRTP1{1}	157.53	7.32	0.05	24.69 14.02	3.26 2.25	COMB LONG	44.60 16.27	322.68 286.82	
	GRTP1+U1{1}	161.29	95.68	0.09	24.64 13.98	3.87 2.68	COMB LONG	45.27 16.66	322.68 286.82	
	GRTP1+U2{1}	152.59	10.31	0.02	24.76 14.07	3.16 2.19	COMB LONG	44.43 16.25	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	123.86	4.42	0.08	24.78 14.08	2.56 1.77	COMB LONG	43.81 15.85	322.68 286.82	
	GRTP1+U4{1}	85.16	8.80	0.04	24.66 14.00	1.77 1.22	COMB LONG	43.15 15.22	322.68 286.82	
GC2	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	GRTP1{1}	38.30	10.46	0.05	24.50 13.89	0.82 0.57	COMB LONG	42.36 14.46	322.68 286.82	
	GRTP1+U1{1}	30.19	134.95	0.09	24.45	2.86	COMB	44.45	322.68	

Point name	Load combination	B31.8 Offshore (2012) (Moments in N.m)			CODE COMPLIANCE (Stress in N/mm2)				Code Stress	Code Allow.
		In-Pl. Moment	Out-Pl. Moment	Shear Stress	Axial Stress	Bending Stress	Type			
					13.86	1.98	LONG	15.83	286.82	
	GRTP1+U2{1}	49.41	56.74	0.02	24.57 13.94	1.55 1.07	COMB LONG	43.02 15.01	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	12.23	23.93	0.08	24.59 13.95	0.55 0.38	COMB LONG	42.00 14.34	322.68 286.82	
	GRTP1+U4{1}	86.68	9.40	0.04	24.47 13.87	1.80 1.25	COMB LONG	43.37 15.12	322.68 286.82	
ST3	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	GRTP1{1}	165.23	27.99	0.05	24.31 13.77	3.46 2.39	COMB LONG	45.19 16.16	322.68 286.82	
	GRTP1+U1{1}	165.09	148.87	0.09	24.26 13.73	4.59 3.18	COMB LONG	46.37 16.91	322.68 286.82	
	GRTP1+U2{1}	165.49	155.14	0.02	24.38 13.82	4.68 3.24	COMB LONG	46.34 17.06	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	322.92	36.38	0.08	24.40 13.83	6.71 4.64	COMB LONG	48.35 18.47	322.68 286.82	
	GRTP1+U4{1}	63.07	27.33	0.04	24.28 13.75	1.42 0.98	COMB LONG	43.18 14.73	322.68 286.82	
GC3	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	GRTP1{1}	475.79	45.78	0.05	24.12 13.64	9.87 6.83	COMB LONG	51.79 20.47	322.68 286.82	
	GRTP1+U1{1}	467.28	213.22	0.09	24.06 13.61	10.60 7.34	COMB LONG	52.58 20.95	322.68 286.82	
	GRTP1+U2{1}	487.58	146.47	0.02	24.19 13.69	10.51 7.27	COMB LONG	52.36 20.96	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	546.82	49.02	0.08	24.21 13.70	11.34 7.84	COMB LONG	53.17 21.55	322.68 286.82	
	GRTP1+U4{1}	363.35	45.54	0.04	24.09 13.62	7.56 5.23	COMB LONG	49.51 18.85	322.68 286.82	
ST4	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	GRTP1{1}	258.85	52.27	0.05	24.05 13.60	5.45 3.77	COMB LONG	47.45 17.37	322.68 286.82	

Point name	Load combination	B31.8 Offshore (2012) (Moments in N.m)			CODE COMPLIANCE (Stress in N/mm2)				Code Stress	Code Allow.
		In-Pl. Moment	Out-Pl. Moment	Shear Stress	Axial Stress	Bending Stress	Type			
	GRTPl+U1{1}	270.40	185.44	0.09	23.99 13.56	6.77 4.68	COMB LONG	48.82 18.25	322.68 286.82	
	GRTPl+U2{1}	242.85	92.06	0.02	24.12 13.64	5.36 3.71	COMB LONG	47.28 17.35	322.68 286.82	
	GRTPl+U3{1}	269.89	53.63	0.08	24.14 13.66	5.68 3.93	COMB LONG	47.58 17.59	322.68 286.82	
	GRTPl+U4{1}	324.59	52.18	0.04	24.02 13.58	6.79 4.70	COMB LONG	48.81 18.27	322.68 286.82	
SB5 N-	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	GRTPl{1}	1338.58	62.04	0.05	23.94 13.53	27.67 19.14	COMB LONG	69.77 32.67	322.68 286.82	
	GRTPl+U1{1}	1354.73	94.69	0.09	23.89 13.49	28.04 19.40	COMB LONG	70.19 32.89	322.68 286.82	
	GRTPl+U2{1}	1316.24	38.79	0.02	24.01 13.57	27.19 18.81	COMB LONG	69.21 32.39	322.68 286.82	
	GRTPl+U3{1}	1521.33	60.57	0.08	24.03 13.59	31.44 21.75	COMB LONG	73.44 35.34	322.68 286.82	
	GRTPl+U4{1}	1285.83	62.18	0.04	23.91 13.51	26.58 18.39	COMB LONG	68.71 31.90	322.68 286.82	
SB5 N+	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	GRTPl{1}	1338.58	62.04	0.05	23.92 13.51	27.67 19.14	COMB LONG	69.79 32.66	322.68 286.82	
	GRTPl+U1{1}	1354.73	94.69	0.09	23.87 13.48	28.04 19.40	COMB LONG	70.21 32.88	322.68 286.82	
	GRTPl+U2{1}	1316.24	38.79	0.02	23.99 13.56	27.19 18.81	COMB LONG	69.24 32.37	322.68 286.82	
	GRTPl+U3{1}	1521.33	60.57	0.08	24.00 13.57	31.44 21.75	COMB LONG	73.47 35.32	322.68 286.82	
	GRTPl+U4{1}	1285.83	62.18	0.04	23.89 13.49	26.58 18.39	COMB LONG	68.73 31.88	322.68 286.82	
+1	- SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	GRTPl{1}	643.26	50.74	0.39	24.65	13.32	COMB	54.72	322.68	

Point name	Load combination	B31.8 Offshore (2012)			CODE COMPLIANCE				Code Stress	Code Allow.
		(Moments in N.m)		Shear Stress	(Stress in N/mm2)					
		In-Pl. Moment	Out-Pl. Moment			Axial Stress	Bending Stress	Type		
					13.99	9.22	LONG	23.21	286.82	
	GRTP1+U1{1}	649.01	47.81	0.47	24.61 13.97	13.44 9.30	COMB LONG	54.87 23.26	322.68 286.82	
	GRTP1+U2{1}	635.34	60.35	0.37	24.71 14.03	13.18 9.12	COMB LONG	54.51 23.15	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	890.90	51.91	0.36	24.67 14.00	18.43 12.75	COMB LONG	59.80 26.75	322.68 286.82	
	GRTP1+U4{1}	547.76	50.08	0.40	24.67 14.00	11.36 7.86	COMB LONG	52.73 21.86	322.68 286.82	
+1	+ SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	GRTP1{1}	643.26	50.74	0.39	24.46 13.86	13.32 9.22	COMB LONG	54.91 23.08	322.68 286.82	
	GRTP1+U1{1}	649.01	47.81	0.47	24.42 13.84	13.44 9.30	COMB LONG	55.07 23.14	322.68 286.82	
	GRTP1+U2{1}	635.34	60.35	0.37	24.51 13.90	13.18 9.12	COMB LONG	54.71 23.02	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	890.90	51.91	0.36	24.47 13.87	18.43 12.75	COMB LONG	60.00 26.62	322.68 286.82	
	GRTP1+U4{1}	547.76	50.08	0.40	24.48 13.88	11.36 7.86	COMB LONG	52.93 21.74	322.68 286.82	
SB5 F-	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26	
	GRTP1{1}	1762.25	10.26	0.63	27.00 15.53	36.39 25.18	COMB LONG	75.44 40.71	322.68 286.82	
	GRTP1+U1{1}	1785.07	25.59	0.56	26.99 15.52	36.86 25.51	COMB LONG	75.92 41.03	322.68 286.82	
	GRTP1+U2{1}	1730.61	41.04	0.77	27.01 15.54	35.74 24.73	COMB LONG	74.79 40.27	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	1454.39	14.39	0.62	26.94 15.50	30.03 20.78	COMB LONG	69.14 36.28	322.68 286.82	
	GRTP1+U4{1}	1888.01	9.01	0.63	27.05 15.56	38.98 26.97	COMB LONG	77.98 42.54	322.68 286.82	

Point name	Load combination	B31.8 Offshore (2012)		CODE COMPLIANCE			Code Type	Code Stress	Code Allow.
		(Moments in N.m) In-Pl. Moment	Out-Pl. Moment	Shear Stress	Axial Stress	Bending Stress			
SB5 F+	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26
	GRTP1{1}		1762.25	10.26	0.63	25.19 14.35	COMB LONG	77.24 39.53	322.68 286.82
	GRTP1+U1{1}		1785.07	25.59	0.56	25.19 14.35	COMB LONG	77.72 39.85	322.68 286.82
	GRTP1+U2{1}		1730.61	41.04	0.77	25.20 14.35	COMB LONG	76.60 39.08	322.68 286.82
	GRTP1+U3{1}		1454.39	14.39	0.62	25.17 14.33	COMB LONG	70.91 35.11	322.68 286.82
	GRTP1+U4{1}		1888.01	9.01	0.63	25.22 14.36	COMB LONG	79.81 41.34	322.68 286.82
SPI	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26
	GRTP1{1}		548.70	6.55	0.63	25.19 14.35	COMB LONG	52.19 22.19	322.68 286.82
	GRTP1+U1{1}		560.83	13.99	0.56	25.19 14.35	COMB LONG	52.44 22.36	322.68 286.82
	GRTP1+U2{1}		531.88	3.34	0.77	25.20 14.35	COMB LONG	51.84 21.95	322.68 286.82
	GRTP1+U3{1}		385.09	8.54	0.62	25.17 14.33	COMB LONG	48.84 19.84	322.68 286.82
	GRTP1+U4{1}		615.54	5.95	0.63	25.22 14.36	COMB LONG	53.55 23.16	322.68 286.82
+1	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26
	GRTP1{1}		175.85	5.27	0.63	25.10 14.29	COMB LONG	44.59 16.80	322.68 286.82
	GRTP1+U1{1}		185.03	23.15	0.56	25.09 14.28	COMB LONG	44.81 16.95	322.68 286.82
	GRTP1+U2{1}		163.14	14.37	0.77	25.10 14.29	COMB LONG	44.34 16.63	322.68 286.82
	GRTP1+U3{1}		52.13	6.68	0.62	25.07 14.27	COMB LONG	42.07 15.02	322.68 286.82

Point name	Load combination	B31.8 Offshore (2012)			CODE COMPLIANCE			Code Stress	Code Allow.
		(Moments in N.m)		(Stress in N/mm2)	Axial Stress	Bending Stress	Type		
		In-Pl. Moment	Out-Pl. Moment	Shear Stress					
	GRTPl+U4{1}	226.40	4.84	0.63	25.12 14.30	4.68 3.24	COMB LONG	45.61 17.54	322.68 286.82
TF1	SIFI= 1.00 Max P{1}	SIFO= 1.00					HOOP	42.06	179.26
	GRTPl{1}	202.91	4.55	0.63	24.91 14.16	4.19 2.90	COMB LONG	45.34 17.06	322.68 286.82
	GRTPl+U1{1}	195.40	38.60	0.56	24.91 14.16	4.11 2.85	COMB LONG	45.26 17.01	322.68 286.82
	GRTPl+U2{1}	213.32	30.89	0.77	24.92 14.17	4.45 3.08	COMB LONG	45.60 17.25	322.68 286.82
	GRTPl+U3{1}	304.20	5.67	0.62	24.89 14.15	6.28 4.35	COMB LONG	47.45 18.49	322.68 286.82
	GRTPl+U4{1}	161.53	4.22	0.63	24.93 14.18	3.34 2.31	COMB LONG	44.46 16.49	322.68 286.82

*** Segment A end ***

*** NOTE: Combined stress is based on reduced thickness as per ***
 *** Table A842.22 of ASME B31.8 piping code. ***

RISER STRESS ANALYSIS
07/19/2018 SPAN RISER
12:29 AM AFIIF PRIMA YUNANTO
RESULT PAGE 19

BENTLEY
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

R E S U L T S U M M A R Y

Maximum Hoop stress

Point : P3
Stress N/mm2 : 42.06
Allowable N/mm2 : 179.26
Ratio : 0.23
Load combination : Max P{1}

Maximum Longitudinal stress

Point : P3
Stress N/mm2 : 89.59
Allowable N/mm2 : 286.82
Ratio : 0.31
Load combination : G RTP1+U2{1}

Maximum Combined stress

Point : P3
Stress N/mm2 : 149.11
Allowable N/mm2 : 322.68
Ratio : 0.46
Load combination : G RTP1+U2{1}

R E S U L T S U M M A R Y

Maximum Hoop stress ratio

Point : P3
Stress N/mm2 : 42.06
Allowable N/mm2 : 179.26
Ratio : 0.23
Load combination : Max P{1}

Maximum Longitudinal stress ratio

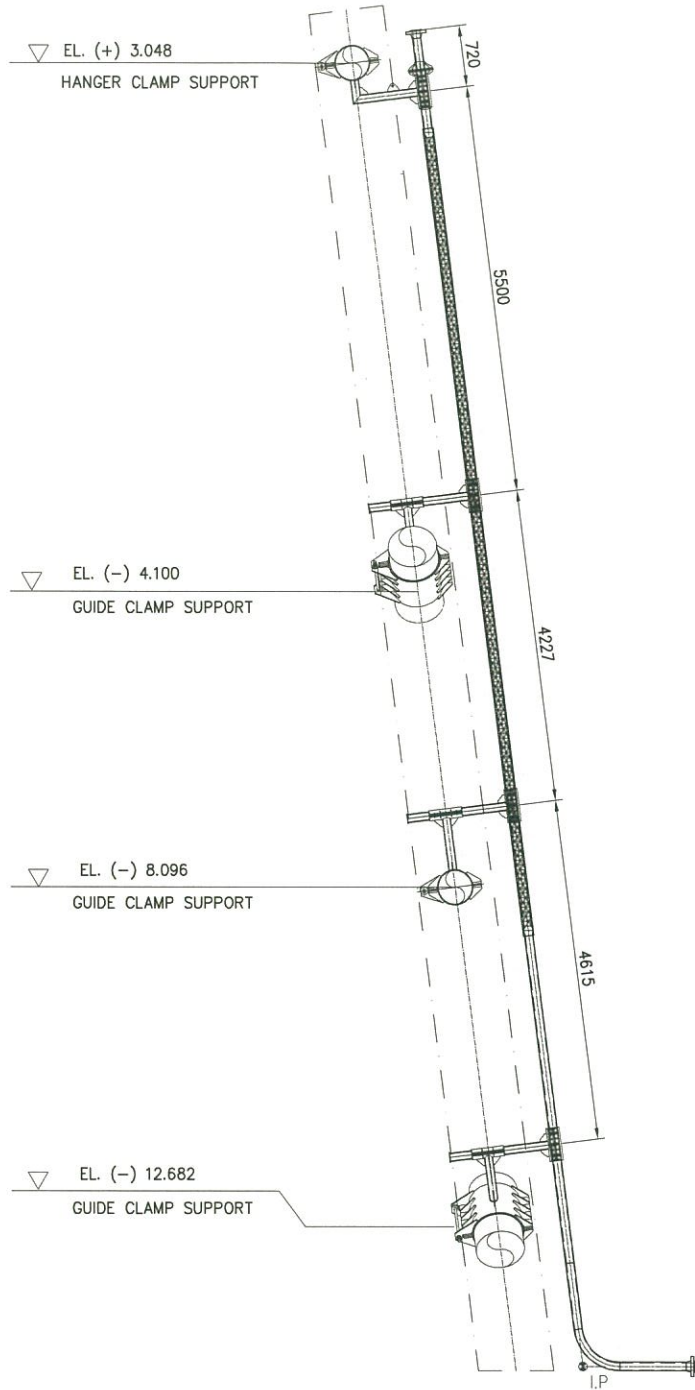
Point : P3
Stress N/mm2 : 89.59
Allowable N/mm2 : 286.82
Ratio : 0.31
Load combination : GRTP1+U2{1}

Maximum Combined stress ratio

Point : P3
Stress N/mm2 : 149.11
Allowable N/mm2 : 322.68
Ratio : 0.46
Load combination : GRTP1+U2{1}

* * * The system satisfies B31.8 Offshore (2012) code requirements * * *
* * * for the selected options * * *

LAMPIRAN VII
DRAWING REFERENCE



NOTED

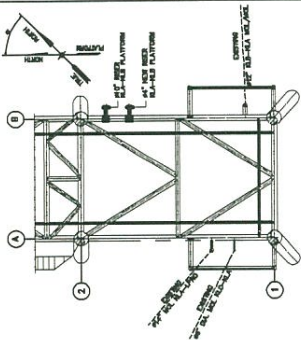
1. ALL MEASUREMENT AND DIMENSION ARE IN MILLIMETER (mm), UNLESS NOTED OTHERWISE.

FIGURE 5.4-2

 PT Sigur Ros INDONESIA	DWN :	CHECK :	TITLE :	4 INCH KLA-KLB
	ENG :	APPD :	4inØ GENERAL ARRANGEMENT FOR RISER CLAMP AT KLA PLATFORM	
			SCALE :	DWN NO. : STC0893-DW-076-014-01 REV. : A
			N.T.S.	

D:\Users\KAMRIL\Documents\KASUS\STC0893-DW-076-014-01\KLA-KLB - FIG.01 - 13/07/2014 15:14:18 PM BY : KAMRIL-UF

KEY PLAN



NOTES

1. ALL DIMENSIONS IN MILLIMETERS AND ELEVATION ARE IN METERS UNLESS NOTED OTHERWISE.
2. ALL SHARP CORNERS AND EDGES TO BE ROUNDED.
3. ALL WELDING SHALL BE IN ACCORDANCE WITH AWS D11.1.
4. ALL PLATES SHALL BE ASTM A588 OR AS NOTES.
5. ALL RIBLET WELDS TO BE 100% MPI
6. RUBBER LINER TO BE POLYCHLOROPRENE (NEOPRENE) AND SHALL BE "TIGHT" BONDED (GLUED) TO THE STEEL SLEEVE.
7. RISER HINGE-OFF CLAMP TO BE PRINTED IN ACCORDANCE WITH PRE-SPECIFICATION PRINTING ON METAL SURFACES.
8. STUBBOUT 430 SHALL BE FULL THREADED C/M HEAVY HEX MAT. LOCKMATS AND WESHER, STUBBOUT AND NUT SHALL BE ASTM A194 B7 AND ASTM A194 ZH RESPECTIVELY.
9. ALL STUBBOUT AND NUTS SHALL BE FITTE CANTED.
10. THE CLAMPS SHALL BE TIGHT FITTED IN THE FABRICATION WELD TO CONFORM THE REQUIREMENT USING THE RIGHT OUTSIDE DIAMETER TUBULAR.
11. FOR PIPE SLEEVE MATERIAL USE THE SAME GRADE WITH INTERNAL RISER (AP-3-S-352)

CONTRACT WORK ON THE DRAINAGE AND WASTE SYSTEMS OF THE SUBSTATION OF THE
 THE CORRECT DRAWING SHOULD BE USED AND CONSULT THE CONTRACTOR TO VERIFY THAT THE
 DRAWING IS FOR THE CORRECT, REGULATION AND INSTALLATION.

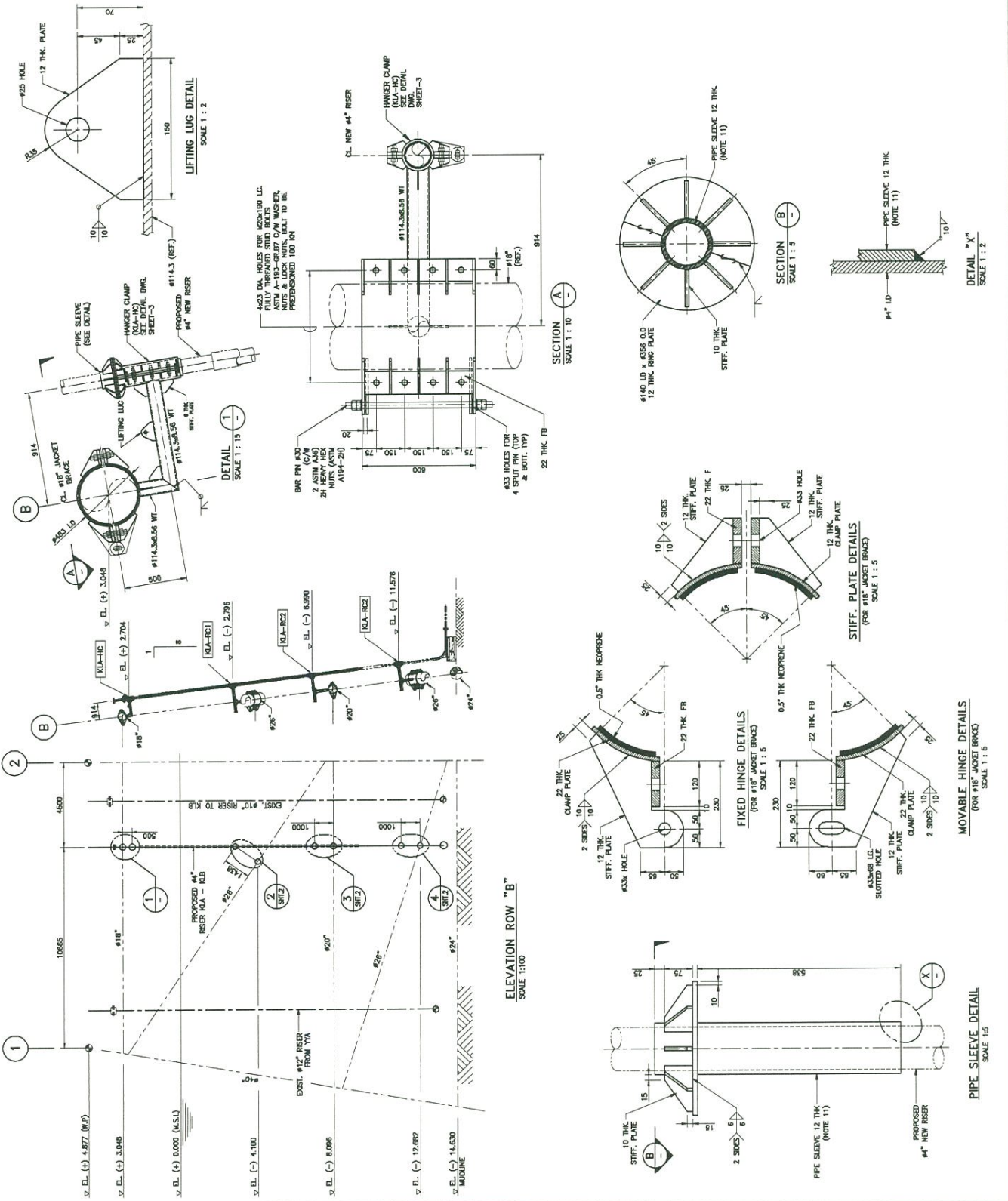
REFERENCE DRAWINGS/DOCUMENT		
DWG/DOC. NO.	REV	TITLE
KLA-KA-M-ES-001	A	4" KLA-KLB RISER AND SPOOL PLAIN EXOMETRIC AND SPOOL DETAIL AT RL4 PLATFORM

PERTAMINA
 PHE ONWJ

PT. SIGUR ROS INDONESIA

PROJECT TITLE:
 TECHNICAL FRAMEWORK CONTRACT FOR LONG TERM PIPELINE REPAIR-REPLACEMENT PROGRAM 2013-2015

DRAWING TITLE: **4" KLA - KLB OPTION RISER CLAMP SECTION AND DETAILS AT KLA**
 SHEET 1 OF 3
 JOB NUMBER: 411358.6-A-CFD-DRIVING AND MUST NOT BE ALTERED UNWITTEMLY
 DRAWING NO. AS SHOWN KLA-KLA-M-RIS-5001 REV. A

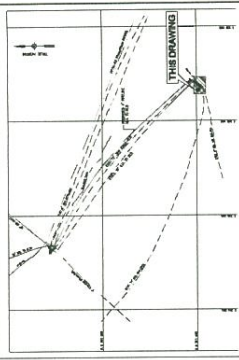


ELEVATION ROW "B"
SCALE 1:100

MOVABLE HINGE DETAILS
(FOR #18" JACKET BRACE)
SCALE 1:5

PIPE SLEEVE DETAIL
SCALE 1:5

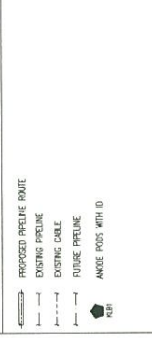
KEY PLAN



NOTES

1. ALL COORDINATES ARE IN METERS, UNLESS OTHERWISE NOTED.
2. ALL WATER DEPTH/SEALED ELEVATIONS ARE IN METERS.
3. RISER TO BE FABRICATED IN ACCORDANCE WITH PHE SPECIFICATIONS.
4. FOR RISER, PIPE SPOOL, COATING AND FIELD JOINT COATING DETAILS REFER TO DWG NO. KLA-KLB-M-RIS-5001.
5. PIPING SHALL TO BE INSTALLED AFTER PIPELINE TESTING IS COMPLETED.
6. CONTRACTOR TO VERIFY MEASURE ELEVATION AND DIMENSION PRIOR TO FABRICATION.

LEGEND



GEOMETRIC PARAMETERS:

PIPELINE NUMBER	1
PIPELINE TYPE	STEEL PIPE
PIPELINE SIZE	4" NPS
PIPELINE WALL THICKNESS	0.509 mm
PIPELINE WEIGHT	1.66 kg/m
PIPELINE SCHEDULE	40
PIPELINE CLASSIFICATION	CLASS 1
PIPELINE MATERIAL	A36
PIPELINE COATING	0.5mm FBE
PIPELINE JOINT COATING	0.5mm FBE
PIPELINE JOINT TYPE	WELDED
PIPELINE JOINT WELD TYPE	GTAW
PIPELINE JOINT WELD SIZE	6.35 mm
PIPELINE JOINT WELD POSITION	1G
PIPELINE JOINT WELD QUALITY	100%
PIPELINE JOINT WELD INSPECTION	100%
PIPELINE JOINT WELD RECORD	100%
PIPELINE JOINT WELD APPROVAL	100%
PIPELINE JOINT WELD DEFECTS	0
PIPELINE JOINT WELD REPAIRS	0
PIPELINE JOINT WELD REWORK	0
PIPELINE JOINT WELD REWORK APPROVAL	0
PIPELINE JOINT WELD REWORK RECORD	0
PIPELINE JOINT WELD REWORK APPROVAL	0

CONTRACTOR SHALL BE RESPONSIBLE FOR THE CORRECT ENGINEERING DESIGN AND FABRICATION. THIS EQUIPMENT OR PRODUCT SHALL BE MADE AS PER THE CODE, REGULATION AND SPECIFICATION.

REFERENCE DRAWINGS/DOCUMENT

DRG/DOC NO	REV	TITLE
KLA-KLB-M-RIS-5001	A	4" KLA-KLB OVERALL PIPELINE LAYOUT
KLA-KLB-M-RIS-5001	A	4" PIPELINE APPROACH AT KLA PLATFORM
KLA-KLB-M-RIS-5001	A	4" P-LA-KLB PIPE BEND DETAIL

REV	DESCRIPTION	DATE	BY	CHK	APP
1	ISSUED FOR REVIEW	2013.03.13	MAA	MAA	SS



PROJECT TITLE
TECHNICAL FRAMEWORK CONTRACT FOR LONGTERM PIPELINE REPAIR-REPLACEMENT PROGRAM 2013-2015

DRAWING TITLE
4" KLA-KLB RISER AND SPOOL PLAN, ISOMETRIC AND DETAIL AT KLA PLATFORM

DRAWING NO.
KLA-KLA-M-ISO-5001

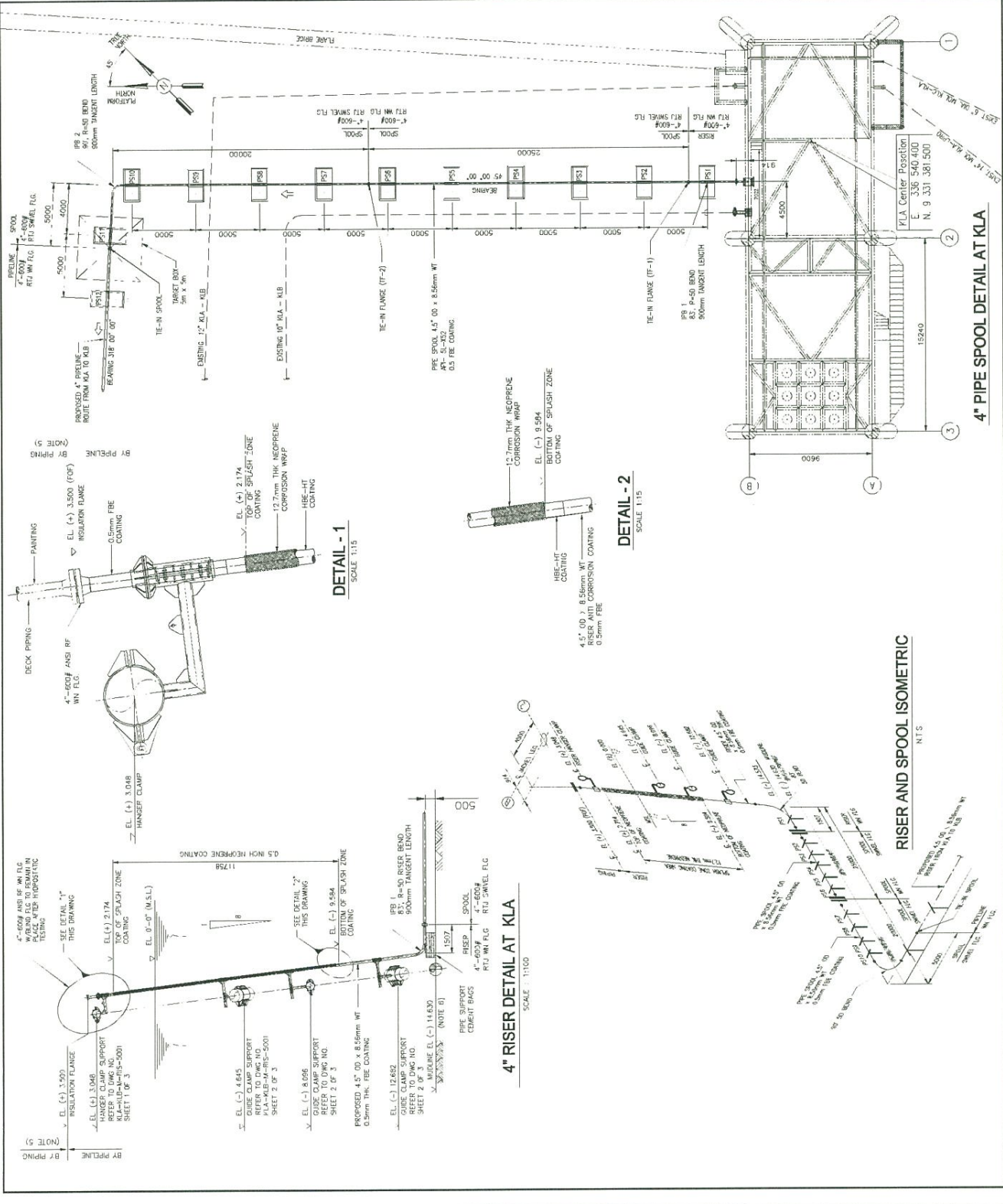
SCALE
AS SHOWN

DATE
2013.03.13

BY
MAA

CHK
MAA

APP
SS



DETAIL-1
SCALE: 1:15

DETAIL-2
SCALE: 1:15

4" RISER DETAIL AT KLA
SCALE: 1:100

RISER AND SPOOL ISOMETRIC
N.T.S.

4" PIPE SPOOL DETAIL AT KLA

BIODATA PENULIS



Afiif Prima Yunanto adalah nama lengkap dari penulis laporan tugas akhir ini. Penulis lahir pada tanggal 27 Juli 1996 dan berasal dari kota Yogyakarta. Penulis beralamatkan di Jaranan RT 10 RW 41 no 377 Banguntapan, Bantul, Yogyakarta. Penulis merupakan anak pertama dari 2 bersaudara, dari pasangan Bapak Dr. Nur Islami, S.H, M.Hum, dan Ibu Sriwahyuni Istikayah, S.H.

Penulis mengawali pendidikan formal di TK Aba Aisiyah Kotagede, Yogyakarta, kemudian dilanjutkan di SD Muhammadiyah Sapan Yogyakarta, kemudian melanjutkan pendidikan di SMP Negeri 2 Yogyakarta, dan SMA Negeri 8 Yogyakarta. Setelah lulus dari bangku SMA, penulis melanjutkan jenjang pendidikan sarjana di Departemen Teknik Kelautan Fakultas Teknologi Kelautan Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Di dalam dunia kampus, penulis juga aktif dalam berbagai kegiatan pelatihan, kepanitiaan dan organisasi. Beberapa pelatihan manajerial dan ilmu perkuliahan telah diikuti oleh penulis diantaranya LKMM Pra-TD FTK ITS, LKMM TD Teknik Kelautan FTK ITS, LKMM TM FTK ITS, dan beberapa pelatihan *software* yang digunakan pada perkuliahan di Departemen Teknik Kelautan ITS. Untuk kepanitiaan, pada tahun 2015 penulis menjadi *committee* di divisi media dan teknologi pada acara ASEAN *Young Engineer and Scientist Summit* 2015 yang di selenggarakan di Surabaya. Selain itu pada tahun 2017 penulis diberi amanah sebagai Ketua Divisi Teknologi dan Dokumentasi pada acara tahunan OCEANO 2017. Dalam hal organisasi, penulis juga diamanahi sebagai Kepala Departemen Media Informasi di Himpunan Mahasiswa Teknik Kelautan (HIMATEKLA) FTK ITS untuk tahun kepengurusan 2016/2017.

Penulis berkesempatan melakukan *internship program* di PT. RINA Indonesia Jakarta *Office* selama 2 bulan pada tahun 2017. Dari kerja praktek tersebut, penulis mendapatkan pengalaman tentang *class approval* khususnya pada divisi *plan approval* yang mempelajari *steel structural analysis* dan *hull outfitting* pada *vessel* yang disesuaikan pada *classification society standard* (RINA), dan *statutory standard rules* (Load Line Convention, MARPOL, SOLAS etc.)

Email : afiif.yunanto@gmail.com