

DESAIN DAN ANALISIS TEGANGAN PADA PERSILANGAN PIPA BAWAH LAUT DENGAN STRUKTUR PENYANGGA GROUT BAG DI LAUT JAWA

DESIGN AND CROSSING SUBSEA PIPELINES ANALYSIS USING GROUT BAG AS SUPPORT IN JAVA SEA

Vivi Ashwin Fatmawati¹⁾ dan Rildova²⁾

Program Studi Sarjana Teknik Kelautan

Fakultas Teknik Sipil dan Lingkungan, Institut Teknologi Bandung

Jalan Ganesha 10 Bandung 40132

viviashwinfatmawati@gmail.com¹⁾ dan rildova@ocean.itb.ac.id²⁾

Abstrak: Pemilihan rute pipa bawah laut, terkadang tidak dapat menghindari persilangan dengan pipa *existing* untuk mendapatkan pemilihan rute yang efektif dan efisien. Agar pipa *existing* dan pipa yang baru tidak bersentuhan secara langsung, maka perlu diberi struktur penyangga. Proses desain pipa bawah laut mengikuti beberapa standar desain dan dilakukan pada berbagai variasi kombinasi pembebanan. Analisis pada tugas akhir ini diawali dengan penentuan tebal dinding pipa dengan menggunakan standar DNVGL – ST – F101 dengan pemenuhan empat kriteria desain antara lain *internal pressure containment*, *local buckling* akibat *external over pressure*, *local buckling* akibat *combined loading*, dan *propagation buckling*. Nilai tebal pipa yang didapatkan setelah disesuaikan dengan API 5L adalah sebesar 14.3 mm. Analisis selanjutnya adalah analisis *on bottom stability* untuk menentukan tebal lapisan beton pada pipa agar pipa terjadi kestabilan secara vertikal dan lateral berdasarkan standar DNVGL – RP – F109. Tebal lapisan beton yang dibutuhkan adalah sebesar 40 mm. Analisis dilanjutkan dengan analisis panjang bentang bebas untuk mengetahui panjang bentang bebas yang diizinkan berdasarkan DNVGL – RP – F105. Dalam tugas akhir ini, panjang bentang bebas yang diizinkan adalah sebesar 25.9 m. Selanjutnya, untuk analisis tegangan pada persilangan pipa, dimulai dengan menentukan tinggi minimal dari struktur penyangga dengan *clearance* vertikal antara pipa *existing* dan pipa yang baru sebesar 0.3 m berdasarkan DNV – ST – F101. Kemudian, dilakukan iterasi dimensi struktur penyangga agar memenuhi syarat kestabilan struktur berupa, kestabilan *overturning*, kestabilan *sliding*, dan analisis *bearing capacity*. Selain itu juga dilakukan analisis *settlement* akibat adanya struktur penyangga. Tinggi struktur penyangga pada kondisi operasi merupakan tinggi struktur setelah mengalami *settlement*. Pemodelan pipa dilakukan menggunakan CAESAR II untuk mendapatkan nilai tegangan diizinkan berdasarkan ASME B31.4 *Chapter IX*. Pemodelan dilakukan pada kondisi hidrotas dan operasi. Iterasi dilakukan dengan menambah jumlah struktur penyangga dan mengatur jarak antar struktur agar kurvatur profil pipa yang dihasilkan dapat memenuhi tegangan yang diizinkan berdasarkan standar tersebut. Struktur penyangga yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah *grout bag* dengan jumlah empat buah yang menghasilkan nilai rasio kombinasi tegangan yang terjadi dengan yang diizinkan paling besar adalah 0.991.

Kata Kunci: bentang bebas, kestabilan, tebal dinding pipa, tegangan persilangan pipa.

Abstract: Selection of subsea pipeline routes, sometimes cannot avoid crossing with existing pipelines to get effective and efficient route selection. So that the existing pipe and the new pipe do not come into direct contact, it is necessary to provide a support structure. The subsea pipeline design process follows several design standards and is carried out at various load combinations.

The analysis begins with determining the pipe wall thickness using the DNVGL – ST – F101 standards with the fulfillment of four design criteria including internal pressure containment, local buckling due to external over pressure, local buckling due to combined loading, and propagation buckling. The pipe thickness value obtained after adjusting to API 5L is 14.3 mm. The next analysis is on bottom stability to determine the thickness of the concrete layer on the pipe so that the pipe has vertical and lateral stability based on the DNVGL – RP – F109 standard. The thickness of the concrete layer required is 40 mm. The analysis is continued with the analysis of the length of the free span to determine the length of the allowed free span based on DNVGL – RP – F105. In this final project, the allowed free span is 25.9 m. Next, for the stress analysis at the pipe crossing, it begins with determining the minimum height of the support structure with vertical clearance between the existing pipe and the new pipe is 0.3 m based on DNV – ST – F101. Then, the iteration of the dimensions of the support structure is carried out to meet the structural stability requirement, such as overturning stability, sliding stability, and bearing capacity analysis. In addition, settlement analysis was also carried out due to the existence of a support structure. The height of the support structure under operating conditions is the height of the structure after experiencing settlement. The pipe modelling was carried out using CAESAR II to obtain the allowable stress values based on ASME B31.4 Chapter IX. The modelling was carried out under hydrotest and operating conditions. Iterations are done by increasing the number of support structures and adjusting the distance between structures so that the resulting pipe profile curvature can meet the allowable stresses based on these standards. The support structure used in this final project is a grout bag with total four pieces which results in the ratio of the maximum stress combination that occurs and is allowed to be 0.991.

Keyword: free span, on bottom stability analysis, pipe cross stresses, wall thickness.

1. PENDAHULUAN

Berdasarkan Outlook Energi Indonesia 2019, penggunaan bahan bakar minyak di Indonesia mencapai 465.7 juta barel/tahun pada 2018 yang dipenuhi dari produksi minyak dalam negeri dan import. Sementara itu, berdasarkan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Indonesia memiliki strategi target produksi migas Indonesia ditahun 2030 untuk mencapai 1 Juta barel minyak bumi per/hari. Sehingga, kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak di Indonesia sebagai salah satu sumber energi tersebut terus dilakukan.

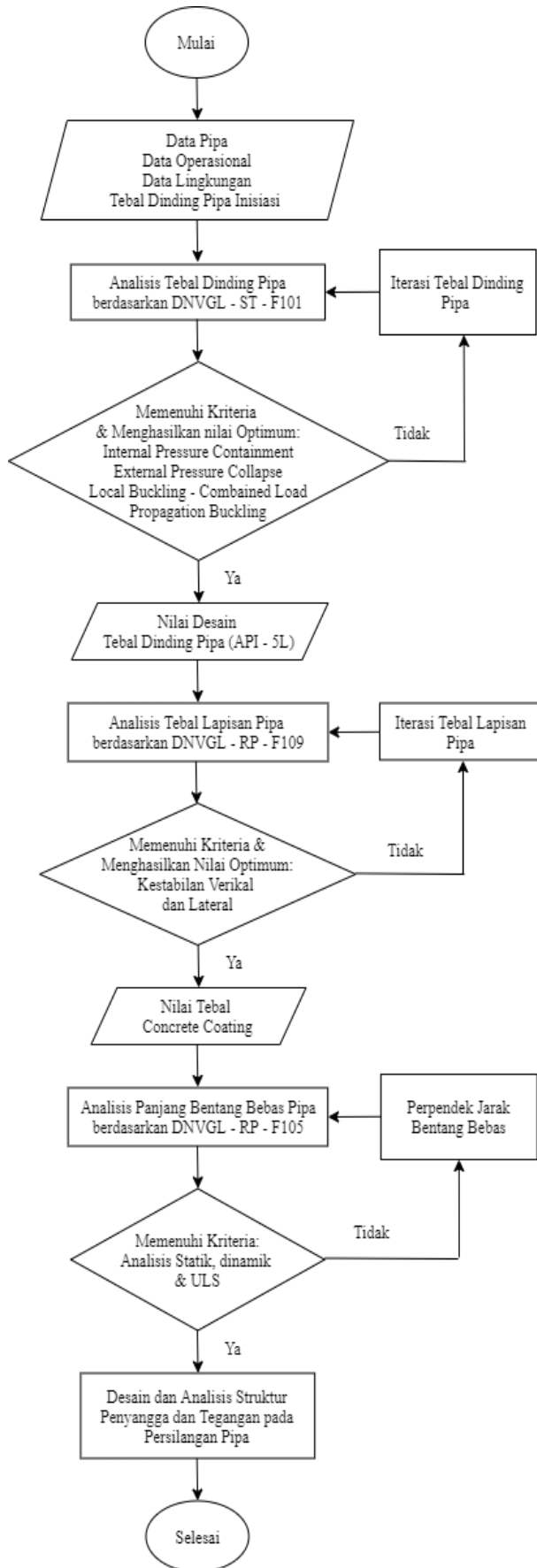
Terdapat berbagai macam metode yang digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas dari satu tempat ke tempat lainnya. Jika dibandingkan dengan penyalurkan minyak dan gas menggunakan kapal tanker, penggunaan pipa laut dianggap lebih efektif dan efisien karena pipa bawah laut tetap berada di bawah laut dengan jalur tertentu, sehingga pendistribusian dapat dilakukan terus menerus dan waktu pendistribusian menjadi lebih cepat (Sadira et al., 2016).

Jaringan pipa bawah laut harus didesain secara kuat dan stabil terhadap gaya – gaya yang bekerja pada

pipa, baik saat kondisi instalasi, inspeksi maupun saat perawatan dikarenakan fungsi pipa bawah laut yang vital (Guo, Song, Chacko, & Ghalambor, 2005). Maka dari itu, untuk menjamin hal tersebut dapat terwujud perlu dilakukan analisis pipa bawah laut yang sesuai dengan standar atau code yang berlaku untuk menjamin kualitas pipa. Tujuan dari pembuatan tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan tebal dinding pipa bawah laut.
2. Menentukan tebal lapisan beton berdasarkan analisis on-bottom stability.
3. Menentukan panjang bentang bebas yang diizinkan berdasarkan analisis free span.
4. Menentukan desain dan analisis kestabilan serta settlement struktur penyangga.
5. Menentukan tegangan yang terjadi pada persilangan pipa bawah laut.

Metodologi pengerjaan tugas akhir adalah ditunjukkan pada Gambar 1.1:



Gambar 1.1 Diagram alir tugas akhir.

2. DASAR TEORI

2.1 Tebal Dinding Pipa

Tebal dinding pipa dihitung berdasarkan standar DNVGL – ST – F101. Kriteria pertama pada Pers. 1 dan Pers. 2 adalah *Internal Pressure Containment*. Kegagalan kriteria ini berupa *bursting* atau retak hingga kebocoran. Tekanan ini disebut juga dengan *hoop stress*, yang merupakan perbedaan antara tekanan internal dan eksternal dimana nilai tersebut tidak boleh melebihi nilai yang diizinkan.

$$P_{li} - P_e \leq \min \left[\frac{P_b(t_1)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}}; \frac{P_{lt}}{\alpha_{spt}}; \frac{P_{mpt} \cdot \alpha_u}{\alpha_{mpt}} \right] \quad \text{Pers. 1}$$

$$P_{lx} - P_e \leq \frac{p_b(t)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}} \quad \text{Pers. 2}$$

Kriteria kedua adalah *local buckling* akibat *external over pressure (system collapse)*. Nilai tekanan eksternal yang terjadi pada pipa, tidak boleh melebihi kapasitas material pipa yang dipengaruhi oleh kapasitas plastis, kapasitas elastis, dan ovalitas dari pipa seperti yang ditunjukkan pada Pers. 3.

$$P_e - P_{min} \leq \frac{P_c(t_1)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}} \quad \text{Pers. 3}$$

Kriteria ketiga adalah *local buckling* akibat *combined loading*. Dibagi menjadi dua yaitu akibat tekanan internal berlebih ($P_i > P_e$) yang terjadi pada saat fase hidrotess dan operasi dengan Pers. 4, serta akibat tekanan eksternal berlebih ($P_i < P_e$) yang terjadi pada fase atau tahap instalasi, akibat belum terdapat fluida dalam pipa yang menimbulkan tekanan internal, dengan syarat yang terdapat pada Pers. 5.

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_p \cdot \frac{P_i - P_e}{\alpha_c \cdot P_b} \right)^2 \leq 1 \quad \text{Pers. 4}$$

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c} \right)^2 \leq 1 \quad \text{Pers. 5}$$

Kriteria *propagation buckling* untuk mencegah terjadinya perambatan *buckling* pada Pers. 6.

$$P_e < \frac{P_{pr}}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}} \quad \text{Pers. 6}$$

2.2 Analisis Kestabilan Pipa

Analisis kestabilan pipa dilakukan berdasarkan DNVGL – RP – F109. Kriteria kestabilan arah vertikal dipenuhi berdasarkan Pers. 7 dengan variabel yang paling berpengaruh adalah berat terendam pipa.

$$\gamma_w \cdot \frac{B}{W_{sub} + B} \leq 1. \quad \text{Pers. 7}$$

Kriteria kestabilan arah lateral dipenuhi berdasarkan Pers. 8 dan Pers. 9.

$$\gamma_{SC} \cdot \frac{F_Y^* + \mu \cdot F_Z^*}{\mu \cdot w_s + F_R} \leq 1.0 \quad \text{Pers. 8}$$

$$\gamma_{SC} \cdot \frac{F_Z^*}{w_s} \leq 1.0 \quad \text{Pers. 9}$$

2.3 Analisis Bentang Bebas

Analisis panjang bentang bebas dilakukan berdasarkan standar DNVGL – RP – F105. Kriteria analisis statik dapat dihitung berdasarkan Pers. 10.

$$\sigma_{static} = \frac{M_{static} \cdot y}{I} \leq 96\% \cdot SMYS \quad \text{Pers. 10}$$

Pipa yang memiliki bentang bebas tertentu dapat mengalami osilasi akibat terjadinya *Vortex Induced Vibration* (VIV), yang timbul akibat adanya turbulensi serta ketidakstabilan aliran di belakang pipa, yang kemudian menyebabkan timbulnya perubahan tekanan di belakang pipa sehingga pipa tersebut beresonansi. Osilasi yang terjadi pada arah yang sejajar dengan arah fluida merupakan osilasi arah *in – line*, sedangkan yang terjadi pada arah tegak lurus dengan arah fluida merupakan osilasi arah *cross flow*. Kriteria dinamik untuk *screening fatigue* dihitung berdasarkan Pers. 11 dan Pers. 12.

$$\frac{f_{n,IL}}{\gamma_{IL}} > \frac{U_c}{V_{R,onset}^{IL} \cdot D} \cdot \left(1 - \frac{L}{250}\right) \cdot \frac{1}{\bar{\alpha}} \quad \text{Pers. 11}$$

$$\frac{f_{n,CF}}{\gamma_{CF}} > \frac{U_c + U_w}{V_{R,onset}^{CF} \cdot D} \quad \text{Pers. 12}$$

Panjang bentang bebas yang diizinkan didapatkan dari panjang terpendek dari kriteria statik dan dinamik. Panjang tersebut kemudian diuji apakah memenuhi kriteria *Ultimate Limited State* (ULS) yang sama dengan kriteria *local buckling* akibat *combined loading*.

2.4 Analisis Persilangan Pipa

Analisis persilangan pipa diawali dengan penentuan tinggi minimal struktur penyangga yaitu sebesar 0.3 m dari pipa *existing*. Struktur harus memenuhi kriteria kestabilan *overturning* yang ditunjukkan pada Pers. 13, *sliding* Pers. 14, dan kriteria *bearing capacity* Pers. 15.

$$SF_{overturning} = \frac{M_{resisting}}{M_{overturning}} \geq 3 \quad \text{Pers. 13}$$

$$SF_{sliding} = \frac{\sum F_{Resisting}}{\sum F_{Horizontal}} \geq 1.5 \quad \text{Pers. 14}$$

$$SF_{bearing} = \frac{Q_{ult}}{Q_{all}} \geq 3 \quad \text{Pers. 15}$$

Adanya struktur penyangga dapat menyebabkan penurunan tanah seketika dan konsolidasi yang ditunjukkan pada Pers. 16 dan Pers. 17.

$$S_i = q \cdot B \cdot \frac{1 + \mu^2}{E_s} \cdot I_w \quad \text{Pers. 16}$$

$$S_c = \frac{C_c \cdot H_c}{1 + e_0} \cdot \log\left(\frac{\sigma'_o + \Delta\sigma'_{AV}}{\sigma'_o}\right) \quad \text{Pers. 17}$$

Tinggi struktur penyangga akibat konsolidasi *settlement* akan dimodelkan pada kondisi operasi, karena saat kondisi tersebut, konsolidasi telah terjadi.

Tegangan pipa didapatkan dari pemodelan pipa menggunakan CAESAR II. *Output* perangkat lunak ini adalah sebagai berikut:

1. *Bending stress*, merupakan tegangan yang dapat mengakibatkan defleksi pada pipa
2. *Torsion stress*, merupakan tegangan yang disebabkan oleh adanya momen punter yang bekerja pada pipa
3. *Hoop stress*, merupakan tegangan yang bekerja terhadap dinding pipa pada arah transversal
4. *Axial stress/Longitudinal stress*, merupakan tegangan yang bekerja sejajar atau sepanjang pipa
5. *Code stress*, merupakan resultan tegangan tiapelemen pipa yang dihitung berdasarkan kode yang digunakan dalam analisis. Pada tugas akhir ini, standar yang digunakan adalah ASME B31.4 Chapter IX “Pipeline Transportation System for Hydrocarbon and Other Liquids”
6. *Allowable stress*, merupakan bayas tegangan maksimal yang diizinkan untuk terjadi pada pipa agar tidak terjadi kegagalan

Dalam proses pemodelan dan analisis pipa, nilai *code stress* yang dihasilkan harus kurang dari *allowable stress* agar pipa tidak mengalami kegagalan tekuk maupun leleh.

Sementara itu, berdasarkan standar ASME B31.4 Chapter IX tegangan pada pipa dibagi menjadi tiga yang ditunjukkan pada Pers. 18 sampai Pers. 23.

1. Hoop Stress

$$S_h \leq F_1 \cdot S_y \quad \text{Pers. 18}$$

$$S_h = \begin{cases} (P_i - P_e) \cdot \frac{D}{20 \cdot t} & \text{if } \frac{D}{t} \geq 20 \\ (P_i - P_e) \cdot \frac{D - t}{20 \cdot t} & \text{if } \frac{D}{t} < 30 \end{cases} \quad \text{Pers. 19}$$

2. Longitudinal Stress

$$|S_L| \leq F_2 \cdot S_y \quad \text{Pers. 20}$$

$$S_{Lmax} = S_a + S_b \text{ atau } S_a - S_b \quad \text{Pers. 21}$$

3. Combined Stress

$$2 \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{S_L - S_h}{2} \right)^2 + S_t^2} \right] \leq F_3 \cdot S_y \quad \text{Pers. 22}$$

$$\sqrt{S_h^2 - S_L \cdot S_h + S_L^2 + 3 \cdot S_t^2} \leq F_3 \cdot S_y \quad \text{Pers. 23}$$

3. DESAIN & ANALISIS PIPA BAWAH LAUT

Pada bagian ini, akan ditunjukkan data - data yang digunakan dalam analisis. Data spesifikasi pipa tersebut ditunjukkan pada Tabel 3.1 hingga Tabel 3.3.

Tabel 3.1 Data Spesifikasi dan Karakteristik Pipa

Parameter	Nilai	Satuan
Grade	API 5L X - 60	
Pipe Manufacture	ERW (Electric Resistance Welded)	
Outside Diameter	20	inch
SMYS	414	Mpa
SMTS	520	Mpa
Modulus Young (E)	207 × 10 ³	Mpa
Massa Jenis Baja	7850	kg/m ³
Corrosion Allowance	3	mm
Koefisien Ekspansi Thermal	11.7 × 10 ⁻⁶	°C ⁻¹
Ratio Poisson (ν)	0.3	
Jenis konten	Crude Oil	
Massa Jenis konten (operasi)	900.2	kg/m ³
Masa jenis konten (hidrotes)	1025	kg/m ³

Tabel 3.2 Data Temperatur dan Tekanan Pipa

Parameter	Nilai	Satuan
Pipe Design Pressure	9.310	Mpa
Hydrotest Pressure	11.638	Mpa
Maximum Design Temperature	95	°C
Minimum Sea Temperature	25	°C
Maximum Sea Temperature	30	°C

Tabel 3.3 Data Lapisan Pelindung Pipa

Parameter	Nilai	Satuan
Jenis lapisan Korosi	FBE (Fusion Bonded Epoxy)	
Tebal Lapisan	0.61	mm
Massa jenis lapisan	1000	kg/m ³
Jenis lapisan Infill	PUF (Polyurethane Foam)	
Tebal Lapisan	44	mm
Massa jenis lapisan	80	kg/m ³
Jenis lapisan beton	Concrete	
Massa jenis lapisan	3040	kg/m ³

Data lingkungan yang digunakan ditunjukkan pada Tabel 3.4 sampai Tabel 3.6.

Tabel 3.4 Data Metocean

Parameter dan Satuan	Nilai		
Water Depth (m)	33		
Highest Astronomical Tide (m)	0.85		
Mean Sea Level (m)	0.00		
Lowest Astronomical Tide (m)	0.95		
Periode Ulang Tahunan			
Parameter dan Satuan	1	10	100
Significant Wave Height (H _s) (m)	3.2	4.3	5.4
Spectral Peak Wave Period (T _p) (s)	8.3	10.6	10.6
Storm Elevation (SS) (m)	0.9	0.9	0.9
Parameter dan Satuan	1	10	100
Sea Surface Current Velocity (m/s)	1.24	1.34	1.44
Seabed Current Velocity (m/s)	0.79	0.85	0.92

Tabel 3.5 Data Marine Growth

Parameter	Nilai	Satuan
Density	1300	kg/m ³
Thickness at 0 m	50	mm
Thickness at 3 m	155	mm
Thickness at 35 m	100	mm

Tabel 3.6 Data Geoteknik

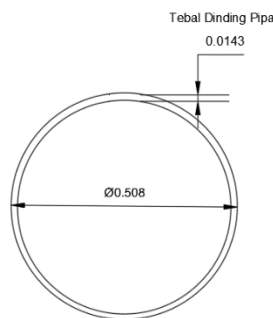
Parameter	Nilai	Satuan
Soil Type	Stiff Clay	
Dry Unit Weight	16	kN/m ³
Undrained Shear Strength	19.09	kPa

3.1 Tebal Dinding Pipa

Tabel 3.7 menunjukkan hasil perhitungan penentuan tebal dinding pipa untuk semua kriteria dan semua kondisi. Nilai tebal dinding pipa terbesar didapatkan dari kriteria *local buckling* akibat *combined loading* pada kondisi operasi sebesar 12.9 mm. Namun berdasarkan ketersediaan pipa, tebal yang dipilih menurut API 5L adalah sebesar 14.3 mm. Gambar 3.1 menunjukkan ilustrasi tebal dinding pipa yang digunakan.

Tabel 3.7 Hasil Perhitungan Tebal Dinding Pipa

Kriteria	Ins	Hid	Op
Internal Press Containment	–	9.3	12.8
Local Ex Over Press	5.5	5.65	7.62
Local Combined Load	11.29	11.29	12.9
Propagation Buckling	11.29	11.29	11.9
Tebal Terpilih	$t_s = 12.9$		
Desain Tebal Dinding Pipa berdasarkan API 5L dengan Diameter 20 inch			
0.562 in	14.3 mm		



Gambar 3.1 Ilustrasi tebal dinding pipa.

3.2 Analisis Kestabilan Pipa

Kondisi hidrotas tidak dilakukan perhitungan, karena dengan kombinasi beban lingkungan yang sama dengan kondisi instalasi, hasil hidrotas akan jauh lebih konservatif dengan berat fluida air yang ada didalamnya. Kombinasi pembebanan untuk analisis lateral ditunjukkan pada Tabel 3.8.

Tabel 3.8 Kombinasi Pembebanan Lateral

Kedalaman	Kondisi	Periode Ulang (Tahunan)	
		Gelombang	Arus
Maximum Water Depth	Instalasi	1	10
		10	1
	Operasi	10	100
		100	10
Minimum Water Depth	Instalasi	1	10
		10	1
	Operasi	10	100
		100	10

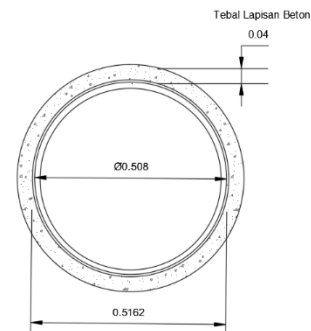
Hasil analisis kestabilan arah vertikal ditunjukkan pada Tabel 3.9 dan arah lateral pada Tabel 3.10, dengan ilustrasi ditunjukkan pada Gambar 3.2. Tebal lapisan beton terbesar berasal dari kestabilan lateral pada kondisi instalasi dominansi beban arus di kedalaman maksimum sebesar 29.5 m. Namun, pada DNV ST – F101 disebutkan bahwa, tebal beton tidak kurang dari 40 mm untuk memudahkan proses fabrikasi, maka tebal tersebut yang dipilih.

Tabel 3.9 Hasil Analisis Kestabilan Vertikal

Kondisi	Tebal Beton	Unity Check
Instalasi	19	0.998
Operasi	4	0.874

Tabel 3.10 Hasil Analisis Kestabilan Lateral

Kondisi	Dominasi	Tebal Beton (mm)	Unity Check	
			Kriteria 1	Kriteria 2
<i>Minimum Water Depth</i>				
Instalasi	Arus	24.6	0.522	0.995
	Gel	27	0.518	0.992
Operasi	Arus	15.8	0.577	0.995
	Gel	19.5	0.651	0.998
<i>Maximum Water Depth</i>				
Instalasi	Arus	29	0.61	0.992
	Gel	26.4	0.536	0.994
Operasi	Arus	16	0.597	0.994
	Gel	20.6	0.674	0.999



Gambar 3.2 Ilustrasi tebal lapisan beton.

3.3 Analisis Panjang Bentang Bebas

hasil analisis panjang bentang bebas statik akibat berat pipa ditunjukkan pada Tabel 3.11.

Tabel 3.11 Hasil Analisis Statik Panjang Bentang Bebas

Kondisi	Panjang Bentang (m)	Unity Check
Instalasi	121	0.997
Hidrotas	36.5	0.63
Operasi	39	0.46

Kombinasi pembebanan yang dilakukan untuk analisis *screening fatigue* dan kriteria ULS ditunjukkan pada Tabel 3.12.

Tabel 3.12 Kombinasi Pembebanan Analisis Dinamik

Kedalaman	Kondisi	Periode Ulang (Tahunan)	
		Gelombang	Arus
Minimum Water Depth	Instalasi	1	10
	Hidrotes	1	10
	Operasi	1	100
	Instalasi	10	1
	Hidrotes	10	1
	Operasi	100	1
Maximum Water Depth	Instalasi	1	10
	Hidrotes	1	10
	Operasi	1	100
	Instalasi	10	1
	Hidrotes	10	1
	Operasi	100	1

Hasil *Unity Check* untuk masing – masing arah pada analisis *screening fatigue* ditunjukkan pada Tabel 3.13 dan Tabel 3.14.

Tabel 3.13 Hasil Analisis *Screening Fatigue*

Kondisi	Dominan	Panjang Bentang			
		IL	UC	CF	UC
<i>Minimum Water Depth</i>					
Instalasi	Arus	32.2	0.996	53.4	0.999
Hidrotes	Arus	27.4	0.994	42.8	0.997
Operasi	Arus	25.9	0.998	44.3	0.996
Instalasi	Gel	33.7	0.991	51.8	0.996
Hidrotes	Gel	28.7	0.999	41.8	0.996
Operasi	Gel	27.9	0.994	41.9	0.999
<i>Maximum Water Depth</i>					
Instalasi	Arus	32.8	0.997	54	0.997
Hidrotes	Arus	27.8	0.994	43.3	0.99
Operasi	Arus	26.3	0.999	44.6	0.99
Instalasi	Gel	34.1	0.998	52.4	0.992
Hidrotes	Gel	28.8	0.999	42.3	0.996
Operasi	Gel	28	0.993	42.4	0.997

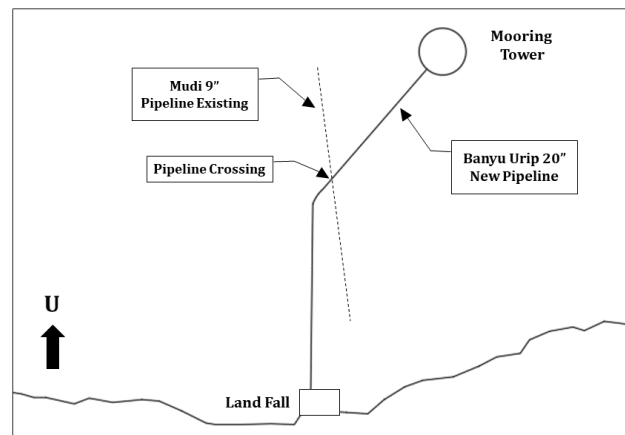
Tabel 3.14 hasil Analisis ULS

Kondisi	In-line		Cross Flow	
	UC	Status	UC	Status
<i>Minimum Water Depth</i>				
Instalasi Arus	0.075	OK	0.011	OK
Hidrotes Arus	0.074	OK	0.04	OK
Operasi Arus	0.045	OK	0.04	OK
Instalasi Gel	0.011	OK	0.011	OK
Hidrotes Gel	0.074	OK	0.04	OK
Operasi Gel	0.045	OK	0.04	OK
<i>Maximum Water Depth</i>				
Instalasi Arus	0.012	OK	0.013	OK
Hidrotes Arus	0.04	OK	0.07	OK
Operasi Arus	0.045	OK	0.04	OK
Instalasi Gel	0.012	OK	0.012	OK
Hidrotes Gel	0.074	OK	0.04	OK
Operasi Gel	0.045	OK	0.04	OK

Dari hasil analisis statik dan dinamik didapatkan nilai panjang bentang bebas terkecil adalah sebesar 25.9 m yang didapatkan dari analisis *screening fatigue* kondisi operasi dengan dominan beban arus pada kedalaman perairan minimal. Saat nilai tersebut dicek menggunakan kriteria ULS, telah memenuhi pada seluruh arah dan kondisi dengan nilai *Unity Check* yang relatif kecil.

4. DESAIN & ANALISIS PERSILANGAN PIPA BAWAH LAUT

Persilangan pipa yang dianalisis pada tugas akhir ini merupakan proyek pembangunan pipa bawah laut yang menghubungkan antara fasilitas pengolahan minyak di daerah *onshore* yang ditandai dengan adanya *landfall* dengan *Mooring Tower* yang terdapat di *offshore*. Pipa baru sepanjang 23 km yang dibangun akan mengalami persilangan dengan pipa *existing* dengan diameter 10 in, pada lokasi seperti yang dapat dilihat pada Gambar 4.1.



Gambar 4.1 Ilustrasi kasus persilangan pipa.

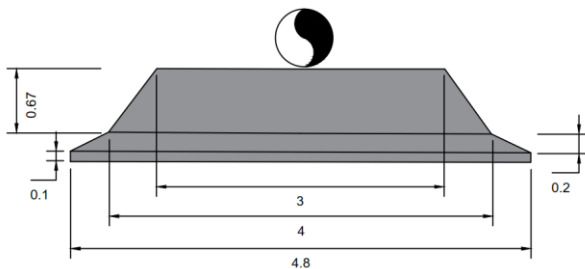
4.1 Desain Struktur Penyangga

Tinggi struktur penyangga minimal berdasarkan DNVGL – ST – F101 adalah terdapat *clearance* minimal antara pipa *existing* dengan yang baru sebesar 0.3 m. Maka, jarak minimal vertikal struktur penyangga adalah hasil penjumlahan antara diameter pipa *existing* sebesar 10 in atau 0.254 m dengan jarak vertikal *clearance* sebesar 0.3 m, yaitu 0.554 m.

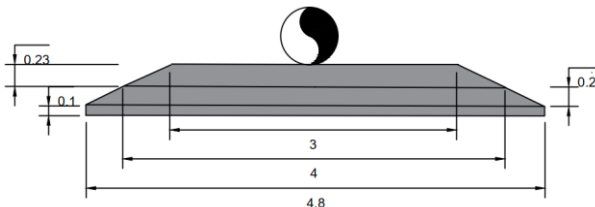
Struktur penyangga yang digunakan dalam tugas akhir ini berupa grout bag dengan isi berupa *Cement Grout* dengan massa jenis sebesar 2750 kg/m³. Penggunaan referensi struktur penyangga ini berasal dari perusahaan Force Offshore Kish yang mengupakan perusahaan penyedia *pipeline support* terkemuka. Tabel 4.1 menunjukkan detail dimensi yang digunakan, serta Gambar 4.2 menunjukkan ilustrasi struktur *grout bag* pertama dan Gambar 4.3 struktur *grout bag* kedua.

Tabel 4.1 Dimensi Struktur Penyangga 1 & 2

Bagian	Jenis Dimensi	Nilai		Satuan
		S1	S2	
Base	Lebar (L_{base})	4.8	4.8	m
	Tinggi (H_{base})	0.1	0.1	m
Middle	Lebar (L_{mid})	4	4	m
	Tinggi (H_{mid})	0.2	0.1	m
Top	Lebar (L_{top})	3	3	m
	Tinggi (H_{top})	0.67	0.33	m



Gambar 4.2 Ilustrasi struktur penyangga 1.



Gambar 4.3 Ilustrasi struktur penyangga 2.

4.2 Analisis Kestabilan Struktur Penyangga

Analisis kestabilan *overturning* dan *sliding* dilakukan berdasarkan kombinasi pembebanan yang ditunjukkan pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Kombinasi Pembebanan Analisis *Overturning* & *sliding*

Kondisi	Periode Ulang (Tahunan)	
	Gelombang	Arus
Instalasi	1	10
Hidrotas	1	10
Operasi	1	100
Instalasi	10	1
Hidrotas	10	1
Operasi	100	1

Hasil perhitungan analisis kestabilan struktur penyangga satu dan dua ditunjukkan pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Hasil Analisis Kestabilan Struktur Penyangga

Parameter	Faktor Keamanan		
	Inst	Hid	Ope
Analisis <i>Overturning</i> ($SF \geq 3$)			
Struktur 1 Arus	47.43	51.27	37.83
Struktur 1 Gelombang	44.98	48.62	30.32
Struktur 2 Arus	55.78	61.98	42.96
Struktur 2 Gelombang	51.97	57.75	34.05
Analisis <i>Sliding</i> ($SF \geq 1.5$)			
Struktur 1 Arus	2.25	2.43	1.98
Struktur 1 Gelombang	2.26	2.45	1.70
Struktur 2 Arus	2.05	2.28	1.83
Struktur 2 Gelombang	2.04	2.27	1.52
Analisis <i>Bearing Capacity</i> ($SF \geq 3$)			
Struktur 1	11.63	10.84	12.21
Struktur 2	15.62	14.16	15.06

Dari Tabel 4.3 dapat disimpulkan bahwa, struktur penyangga satu dan dua telah memenuhi kriteria analisis kestabilan pada semua kondisi.

4.3 Analisis Penurunan Tanah

Analisis penurunan tanah seketika terjadi saat kondisi hidrotas. Untuk penurunan tanah konsolidasi terjadi saat kondisi operasi. Sehingga, tinggi struktur penyangga yang dimodelkan sudah dikurangi dengan hasil perhitungan penurunan tanah konsolidasi. Berikut adalah Tabel 4.4 yang menunjukkan hasil perhitungan penurunan tanah.

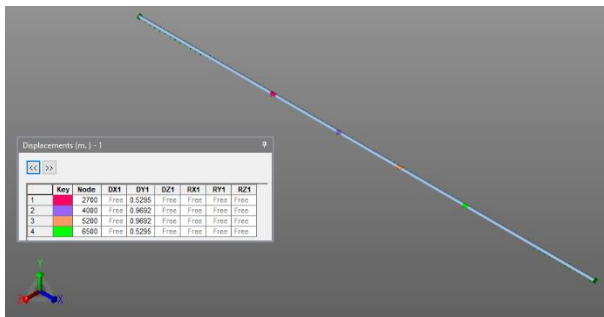
Tabel 4.4 Hasil Analisis Penurunan Tanah

Parameter	Nilai (m)	
	Struktur 1	Struktur 2
Penurunan Seketika	0.0008	0.4278
Penurunan Konsolidasi	0.0005	0.3104

Penurunan tanah saat hidrotres kurang dari 1 mm, dianggap kecil sehingga tinggi struktur yang dimodelkan sama dengan tinggi struktur awal yang direncanakan. Saat operasi, tinggi struktur awal pertama dikurangi nilai penurunan konsolidasi tetap memenuhi tinggi struktur minimal sebesar 0.55 m.

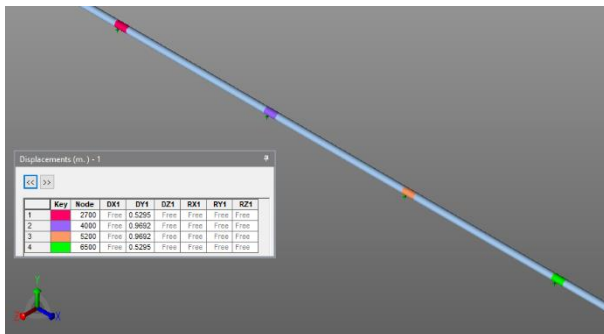
4.4 Analisa Tegangan pada Persilangan Pipa

Pemodelan persilangan pipa dilakukan menggunakan CAESAR II untuk mengetahui tegangan serta kurvatur pipa yang dihasilkan akibat adanya struktur penyangga. Pemodelan dilakukan sepanjang 90 m dengan membagi pipa menjadi 90 segmen yang masing – masing memiliki panjang 1 meter. Gambar 4.4 menunjukkan pemodelan pipa yang dilakukan.



Gambar 4.4 Pemodelan pipa.

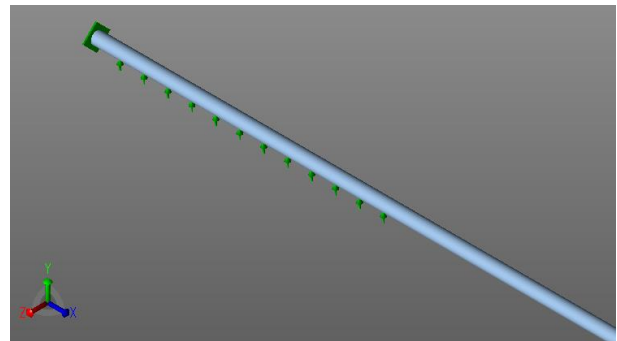
Pada Gambar 4.5 terlihat bahwa pemodelan struktur penyangga pertama berupa *displacement* yang diletakkan pada node 400 dan 520 dengan besar *displacement* sebesar 0.9692 m, serta struktur penyangga kedua dimodelkan pada node 170 dan 650 dengan besar *displacement* sebesar 0.5295 m. *Displacement* diberikan pada arah Y+ sesuai dengan tinggi struktur penyangga yang akan digunakan.



Gambar 4.5 Pemodelan *displacement* pipa.

Pemodelan *boundary condition* berupa *restrain* pada pipa ditunjukkan pada Gambar 4.6. Terdapat dua macam *restrains* yang digunakan, yaitu berupa anchor yang berfungsi untuk mengunci pergerakan

lateral pipa dan diletakkan pada masing – masing ujung pipa. Kemudian, untuk *restrains* Y+ yang ditunjukkan dengan gambar anak panah keatas. *Resrains* ini digunakan untuk menunjukkan bahwa pipa terletak di *seabed* namun tidak dikunci pergerakan lateralnya. Hal tersebut menunjukkan bahwa pipa yang diberi *restrains* tersebut berada diatas tanah dan tidak mengambang.



Gambar 4.6 Pemodelan *restrains* pipa.

Kombinasi pembebanan berdasarkan ASME B31.4 Chapter IX untuk masing – masing kondisi ditunjukkan pada Tabel 4.5.

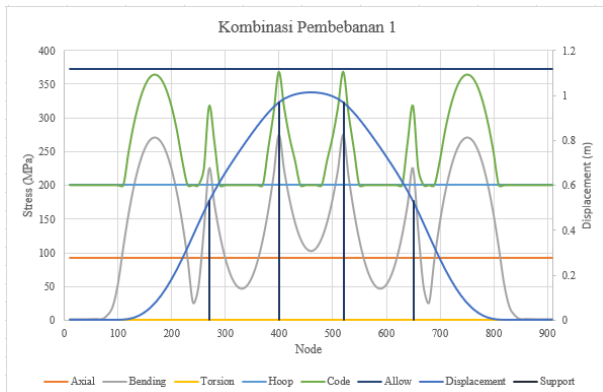
Tabel 4.5 Kombinasi Pembebanan Pemodelan

Kondisi	Kombinasi Pembebanan
Hidrotres 1	WW+D1+HP+U1+WAV1
Hidrotres 2	WW+D1+HP+U1+WAV2
Operasi 1	W+D2+P1+U2+WAV3
Operasi 2	W+D2+P1+U2+WAV4

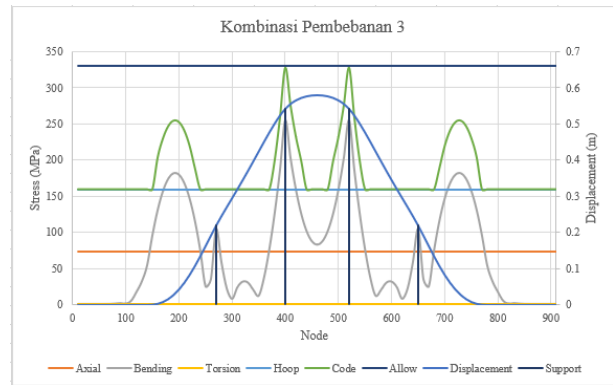
Hasil tegangan pada kondisi hidrotres ditunjukkan pada Tabel 4.6 dan grafik ditunjukkan pada Gambar 4.7 dan Gambar 4.8.

Tabel 4.6 Hasil Tegangan pada Kondisi Hidrotres

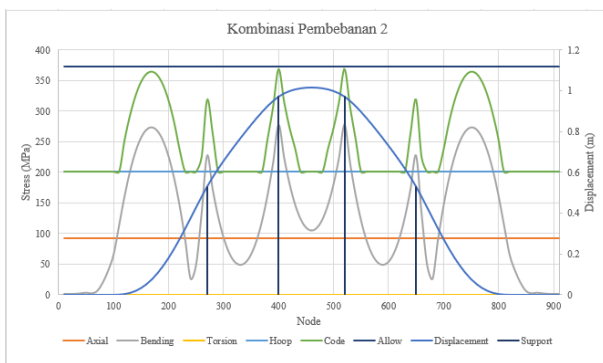
Stress Type	Nilai (MPa)		Node
	LC 1	LC 2	
<i>Axial Stress</i>	92.017	92.017	Along the Pipe
<i>Bending Stress</i>	275.386	277.021	400
<i>Torsion Stress</i>	0	0	Along the Pipe
<i>Hoop Stress</i>	200.83	200.83	Pipe
<i>Code Stress</i>	367.4	369.038	400
<i>Allowable Stress</i>	372.308	372.308	Along the Pipe
<i>Ratio</i>	0.987	0.991	



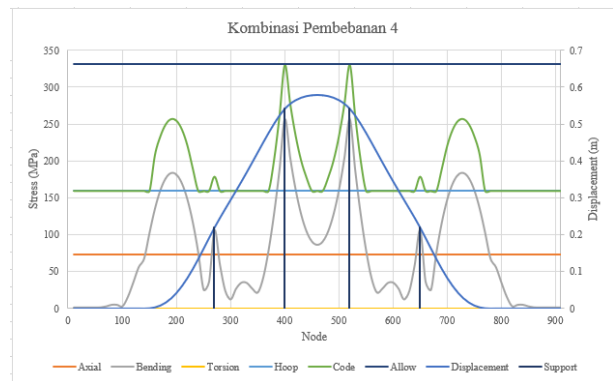
Gambar 4.7 Grafik tegangan load case 1.



Gambar 4.9 Grafik tegangan load case 3.



Gambar 4.8 Grafik tegangan load case 2.



Gambar 4.10 Grafik tegangan load case 4.

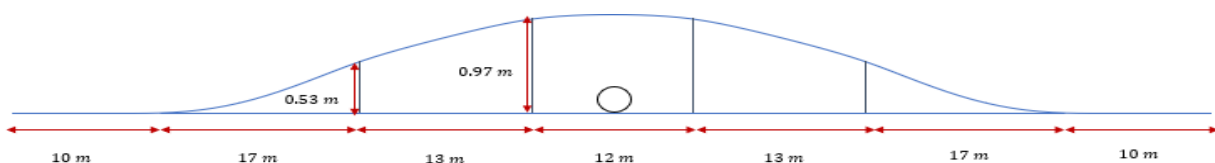
Hasil tegangan pada kondisi operasi ditunjukkan pada Tabel 4.7, dan grafik ditunjukkan pada Gambar 4.9 dan Gambar 4.10.

Tabel 4.7 Hasil Tegangan pada Kondisi Operasi

Stress Type	Value (MPa)		Node
	LC 3	LC 4	
Axial Stress	73.071	73.071	Along the Pipe
Bending Stress	254.753	249.89	400
Torsion Stress	0	0	Along the Pipe
Hoop Stress	159.48	159.48	Pipe
Code Stress	327.824	322.96	400
Allowable Stress	330.94	330.94	Along the Pipe
Ratio	0.991	0.976	

Hasil tegangan akibat adanya kurvatur pada profil pipa yang disebabkan oleh adanya struktur penyangga. Pada kondisi hidrotess dan operasi memiliki kecenderungan bentuk yang sama. Terdapat perbedaan berupa nilai tegangan pada kondisi operasi cenderung lebih kecil. Hal tersebut dikarenakan tinggi struktur penyangga pada kondisi operasi juga lebih kecil akibat adanya penurunan tanah konsolidasi.

Terlihat bahwa, nilai *bending stress* akan naik saat terdapat struktur penyangga pada *node* tersebut. Untuk *node 20* terdapat kenaikan nilai *bending stress* akibat adanya kurvatur profil pipa yang berubah drastis akibat adanya *restrain Y+* yang menandakan pipa pada *node* tersebut berada diatas tanah. Nilai *stress* masih berada dibawah nilai *allowable* yang ada, sehingga pipa masih aman dengan kondisi tersebut. Gambar 4.11 menunjukkan desain struktur penyangga akhir yang digunakan.



Gambar 4.11 Desain struktur penyangga akhir.

5. PENUTUP

Kesimpulan dari pengerjaan tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Tebal dinding pipa bawah laut berdasarkan DNVGL – ST – F101 adalah sebesar 12.9 mm yang didapatkan dari kondisi operasi pada kriteria *local buckling* akibat *combined loading*. Namun, berdasarkan API 5L tebal yang terpilih adalah sebesar 14.3 mm.
2. Tebal lapisan beton yang dibutuhkan berdasarkan DNVGL – RP – F109 adalah sebesar 29.5 mm. Nilai tersebut didapatkan dari kondisi perairan minimum, pada kondisi instalasi dengan dominansi beban gelombang. Namun, berdasarkan DNVGL – ST – F101 tebal minimal lapisan beton adalah 40 mm. Sehingga, lapisan beton yang dipilih adalah sebesar 40 mm.
3. Panjang bentang bebas yang diizinkan berdasarkan DNVGL – RP- F105 adalah sebesar 25.9 m yang didapatkan dari kondisi operasi dengan dominansi beban arus pada kedalaman perairan minimum
4. Dimensi struktur penyangga dapat dilihat pada Tabel 4.1. Struktur penyangga pertama dan kedua telah memenuhi syarat kestabilan *overturning*, *sliding*, dan *bearing capacity*. Nilai penurunan tanah seketika sebesar 0.0008 m untuk struktur pertama dan 0.0005 m untuk struktur kedua. Untuk penurunan tanah konsolidasi, terjadi sebesar 0.4278 m dan tinggi struktur tersebut setelah mengalami konsolidasi masih memenuhi tinggi struktur minimal. Untuk struktur penyangga kedua, nilai penurunan tanah konsolidasi sebesar 0.3104 m.
5. Desain tegangan pada persilangan pipa telah memenuhi kriteria berdasarkan ASME B31.4 Chapter IX dengan nilai *ratio* terbesar adalah 0.991.

Saran yang dapat diberikan adalah sebagai berikut:

1. Perlu dilakukan analisis statik dan dinamik pada saat instalasi pipa bawah laut, agar variabel *residual lay tension* tidak berdasarkan asumsi
2. Kondisi struktur penyangga saat operasi ketika telah terjadi penurunan tanah, dapat dianalisis lebih lanjut mengenai kestabilannya.
3. Pemodelan tegangan pada persilangan pipa lebih memperhatikan pemilihan *boundary conditions* yang digunakan agar lebih sesuai dengan kondisi yang sebenarnya.

DAFTAR PUSTAKA

- American Petroleum Institute. (2000). *Specification for Line Pipe*.
- Bai, Y., & Bai, Q. (2005). *Subsea Pipelines and Risers*. Oxford: Elsevier.
- Det Norske Veritas GL Recommended Practice. (2017). *Free Spanning Pipelines*.
- Det Norske Veritas GL Recommended Practice. (2017). *On - Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*.
- Det Norske Veritas GL Standard. (2017). *Submarine Pipeline Systems*.
- Det Norske Veritas Recommended Practice. (2011). *Modelling and Analysis of Marine Operations*.
- Gunadharma, U. (1997). *Rekayasa Fundasi II: Fundasi Dangkal dan Fundasi Dalam*. Jakarta: Penerbit Gunadharma.
- Guo, B., Song, S., Chacko, J., & Ghalambor, A. (2005). *Offshore Pipelines*. Oxford: Elsevier.
- Lee, J. (2007). *Introduction to Offshore Pipelines and Risers*.
- M. Das, B. (2014). *Principles of Foundation Engineering* (Ke8 ed.). Boston: Cengage Learning.
- Mousselli, A. (1981). *Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods*. Oklahoma: PeenWell.
- Run, L., & Xiu-yan, W. (2018). Lateral Global Buckling of Submarine Pipelines Based on the Model of Nonlinier Pipe-Soil Interaction. *China Ocean Engineering*, 312-322.
- The American Society of Mechanical Engineers. (2016). *ASME B31.4 Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries*.