

DESAIN DAN ANALISIS CROSSING PIPA BAWAH LAUT DI LAUT JAWA

Design and Analyses of Crossing Subsea Pipeline in the Java Sea

Kautsar Muhammad Islam¹ dan Ricky Lukman Tawekal²

Program Studi Teknik Kelautan
Fakultas Teknik Sipil dan Lingkungan
Institut Teknologi Bandung
Jl. Ganesha 10 Bandung 40132

[1kautsarmi18@gmail.com](mailto:kautsarmi18@gmail.com) dan [2ricky@ocean.itb.ac.id](mailto:ricky@ocean.itb.ac.id)

Abstrak : Sistem pipa bawah laut yang didesain perlu kuat dan aman dari semua kemungkinan kegagalan yang terjadi pada saat kondisi instalasi, *hydrotest*, dan operasionalnya. Pada umumnya, kegagalan yang terjadi pada pipa karena desain dari tebal dinding pipa, desain kestabilan pipa, desain bentang bebas pipa, dan desain tegangan pipa saat diinstalasi menggunakan *pipelay vessels* yang tidak aman dan efisien. Desain tebal dinding pipa berdasarkan standar DNV-OS F101 menjelaskan bahwa tebal desain pipa harus cukup untuk menahan beban yang bekerja seperti beban lingkungan dan *system pressure*. Desain kestabilan pipa berdasarkan DNV-RP F109 dan DNV-RP E305 menjelaskan bahwa desain pipa harus berada pada kondisi diam akibat adanya beban vertikal dan lateral. Konfigurasi dari *pipelay vessels* perlu didesain, sehingga pada proses instalasi pipa tidak menghasilkan tegangan berlebih. Desain bentang bebas berdasarkan DNV-RP F105 menjelaskan bahwa pipa memiliki batas bentang bebas yang diizinkan. Kemudian, sistem pipa yang beroperasi di sepanjang dasar laut akan menghadapi *obstacle*. Sehingga, rute pipa tidak akan selamanya terbentang lurus. Salah satu cara untuk menghadapi *obstacle* tersebut adalah dengan membuat *crossing* pipa. Hal yang perlu diperhatikan dalam *crossing* pipa adalah ketinggian dari *crossing* pipa dan *natural bending* pipa yang terjadi.

Kata kunci : tebal dinding pipa, kestabilan pipa, konfigurasi *pipelay vessels*, bentang bebas, *crossing* pipa

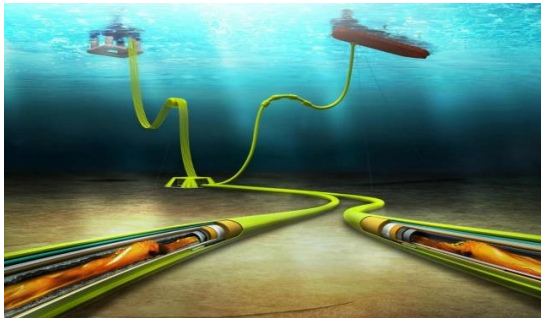
Abstract : The subsea pipeline system designed needs to be strong and safe from all possible failures that occur during installation, *hydrotest* and operational conditions. In general, failures that occur in the pipeline are due to the design of pipe wall thickness, pipe stability design, pipe free span design, and pipe tension design when installed using vessel *pipelays*. The design of pipe wall thickness based on DNV-OS F101 standard explains that the thickness of the pipe design must be sufficient to withstand working loads such as environmental loads and system pressure. Pipe stability design based on DNV-RP F109 and DNV-RP E305 explains that the pipe design must be in a stationary condition due to vertical and lateral loads. The configuration of the vessel pipelines needs to be designed, so that the pipe installation process does not produce excessive stress. A free span design based on DNV-RP F105 explains that the pipe has a free span that is permitted. Then, the pipeline system that operates along the seabed will face an *obstacle*. So that the pipeline route will not be stretched forever. One way to deal with the *obstacle* is by crossing the pipe. The thing that needs to be considered in pipe crossing is the height of the pipe crossing and natural pipe bending that occurs.

Keywords: pipe wall thickness, pipe stability, *pipelay vessels* configuration, free span, pipe crossing

PENDAHULUAN

Di zaman modern ini, walaupun teknologi semakin berkembang, tetapi kebutuhan akan gas alam masih sangat banyak, karena belum ada sampai saat ini alternatif lain yang efektif untuk menggantikan gas alam. Sehingga, produksi dari gas alam perlu ditingkatkan sesuai dengan kebutuhan per harinya.

Gas alam yang sudah diperoleh berasal dari ini laut lepas. Gas alam akan dibawa ke daratan langsung atau tempat lainnya sebagai tempat penampungan sementara. Salah satu caranya adalah dengan menggunakan sistem pipa bawah laut. Gambar 1 menunjukkan ilustrasi dari sistem pipa bawah laut.

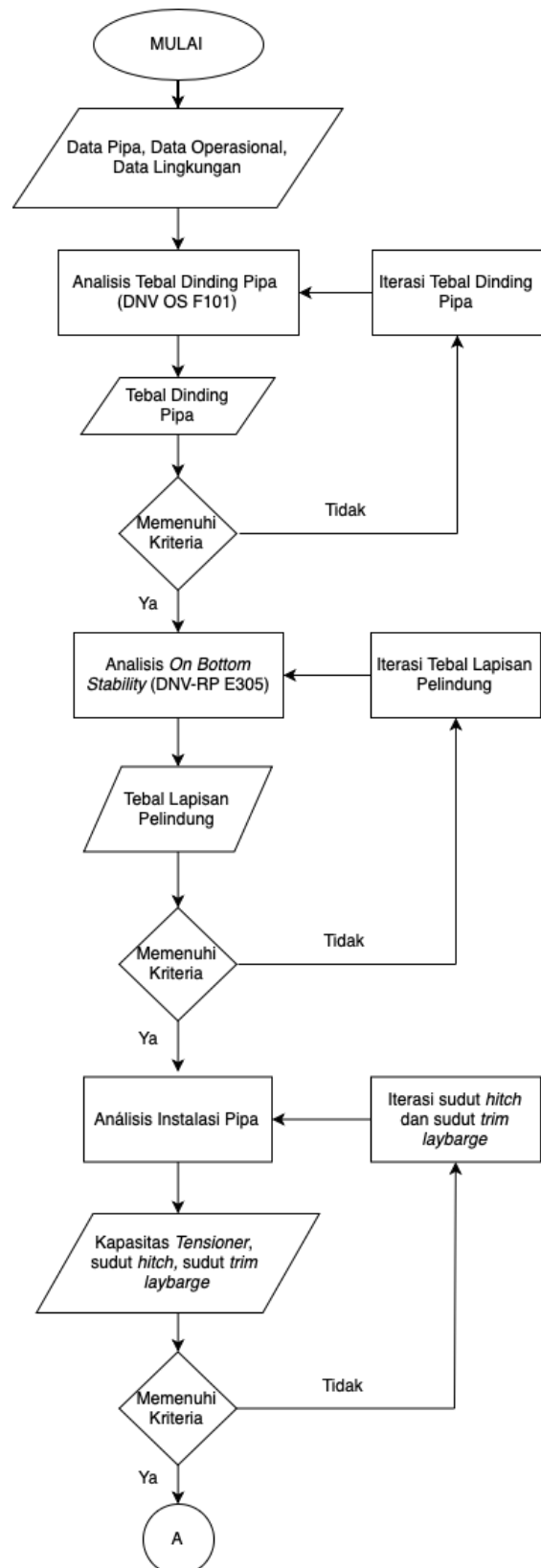


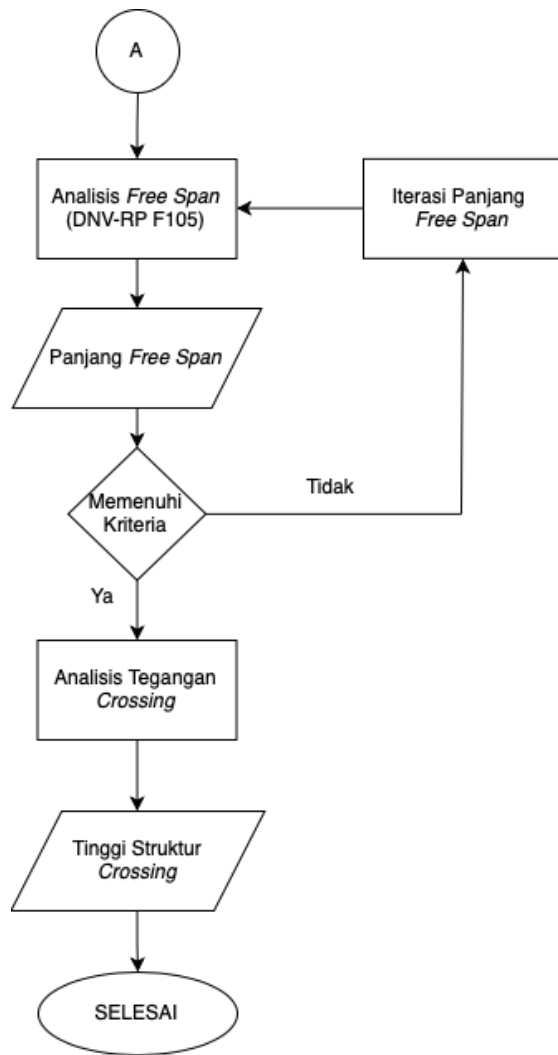
Gambar 1 Sistem Pipa Bawah Laut

Hal yang paling penting dari sistem pipa bawah laut ini adalah rute pipa itu sendiri. Pemilihan rute pipa sebisa mungkin terbentang lurus, mudah diinstalasi, aman, resiko kecil, dan ekonomis. Namun, hal itu sangat sulit terjadi karena banyak faktor-faktor yang akan mempengaruhi rute pipa ini. Salah satu yang dapat mempengaruhi rute pipa adalah adanya *existing pipeline*. Maka akan dilakukan proses *crossing*, yaitu pipa yang didesain akan dilakukan penyilangan di atas *existing pipeline* yang akan dibantu dengan struktur pendukung.

TEORI DAN METODOLOGI

Secara umum, metodologi desain pipa bawah laut yang dilakukan pada tugas akhir dapat dilihat pada Gambar 2.





Gambar 2 Flowchart Desain Pipa Bawah Laut

Desain tebal dinding pipa menggunakan perhitungan dari standar DNV-OS F101. Desain tebal dinding pipa harus memenuhi empat kriteria desain kegagalan, yaitu *pressure containment*, *local buckling due to external over pressure*, *local buckling due to combined loading*, dan *propagation buckling* untuk kondisi instalasi, *hydrotest*, dan operasi.

Kriteria desain *pressure containment* dilakukan untuk memastikan kekuatan pipa dalam menahan tekanan fluida yang mengalir di dalam pipa agar tidak mengalami ledakan pada pipa. Syarat untuk kriteria desain *pressure containment* yang harus dipenuhi dapat dilihat pada persamaan 1.

$$P_{lx} - P_e \leq \frac{P_b(t)}{\gamma_m \gamma_{sc}} \quad (1)$$

P_{lx} : Tekanan internal pada kondisi *hydrotest* (P_{lt}) pada kondisi operasi (P_{li})

P_e : Tekanan eksternal

$P_b(t_1)$: *Burst Pressure*

γ_m : *Material resistance factor*

γ_{sc} : *Safety class resistance factor*

Kriteria *local buckling due to external over pressure* dilakukan untuk memastikan kekuatan pipa dalam menahan deformasi akibat beban eksternal berupa gaya hidrodinamika yang terjadi. Syarat untuk kriteria desain *local buckling due to external over pressure* yang harus dipenuhi dapat dilihat pada persamaan 2.

$$P_e - P_{min} \leq \frac{P_c(t)}{\gamma_m \gamma_{sc}} \quad (2)$$

P_e : Tekanan eksternal

P_{min} : Tekanan internal minimum yang dapat dipertahankan

$P_c(t)$: *Characteristic resistance for external pressure*

Kriteria *propagation buckling* dilakukan untuk mencegah terjadinya *buckle* yang merambat pada pipa. *Propagation buckling* tidak akan terjadi apabila tidak ada *local buckling* yang terjadi. Syarat untuk kriteria desain *propagation buckling* yang harus dipenuhi dapat dilihat pada persamaan 3.

$$P_e \leq \frac{P_{pr}}{\gamma_m \gamma_{sc}} \quad (3)$$

P_e : Tekanan eksternal

P_{min} : Tekanan internal minimum

γ_m : *Material resistance factor*

γ_{sc} : *Safety class resistance factor*

P_{pr} : *Propagation pressure*

Kriteria *local buckling due to combined loading* dilakukan untuk memastikan kekuatan pipa apabila

mengalami kombinasi pembebanan secara langsung terhadap momen tekuk, gaya aksial, tekanan internal berlebih, dan/atau tekanan eksternal berlebih. Kondisi tekanan internal berlebih dan eksternal berlebih dapat dilihat pada persamaan 4 dan persamaan 5.

Kondisi tekanan internal berlebih ($P_i > P_e$)

$$\left\{ \left[\gamma_m \gamma_{sc} \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c M_p} + \left(\frac{\gamma_m \gamma_{sc} S_{sd}}{\alpha_c S_p} \right)^2 \right]^2 + \left(\alpha_p \frac{P_i - P_e}{\alpha_c P_b \frac{2}{\sqrt{3}}} \right)^2 \right\} \leq 1 \quad (4)$$

Kondisi tekanan eksternal berlebih ($P_e > P_i$)

$$\left\{ \left[\gamma_m \gamma_{sc} \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c M_p} + \left(\frac{\gamma_m \gamma_{sc} S_{sd}}{\alpha_c S_p} \right)^2 \right]^2 + \left(\gamma_m \gamma_{sc} \frac{P_e - P_{min}}{P_c} \right)^2 \right\} \leq 1 \quad (5)$$

γ_m : Material resistance factor
 γ_{sc} : Safety class resistance factor
 M_{ad} : Design bending moment
 M_p : Plastic capacities of bending moment
 S_{sd} : Design axial force
 M_p : Plastic capacities of axial force
 α_c : Flow stress parameter
 P_e : Tekanan eksternal
 P_{min} : Tekanan internal minimum
 P_c : Tekanan collapse

Desain kestabilan pipa menggunakan perhitungan dari standar DNV-RP F109 dan DNV-RP E305. Kedua standar tersebut menyatakan bahwa pipa harus berada pada kondisi diam ketika mengalami beban vertikal dan beban lateral dengan cara memberikan pemberat pada pipa.

Syarat agar pipa stabil akibat beban vertikal dapat dilihat pada persamaan 6.

$$\gamma_w \frac{B}{W_s + B} \leq 1.00 \quad (6)$$

γ_w : Safety factor, diambil nilai 1.1
 B : Gaya apung pipa
 W_s : Pipe submerged weight

Syarat agar pipa stabil akibat beban lateral berdasarkan DNV-RP F109 dapat dilihat pada persamaan 7 dan persamaan 8 dan syarat kestabilan lateral berdasarkan DNV-RP E305 dapat dilihat pada persamaan 9.

$$\gamma_{sc} \cdot \frac{F_Y + \mu F_Z}{\mu W_s + F_R} \leq 1.0 \quad (7)$$

$$\gamma_{sc} \cdot \frac{F_Z}{W_s} \leq 1.0 \quad (8)$$

γ_{sc} : Safety class resistance factor
 W_s : Pipe submerged weight
 F_Y : Gaya hidrodinamik pada pipa arah horizontal
 F_Z : Gaya hidrodinamik pada pipa arah vertikal

$$W_s(t_{cc}) \leq W_{req} \quad (9)$$

W_s : Pipe submerged weight
 W_{req} : Required pipe submerged weight

Analisis instalasi dengan menggunakan metode S-Lay secara static dilakukan untuk menentukan konfigurasi *pipelay vessels* agar tegangan pipa yang terjadi memenuhi tegangan izin yang diatur pada standar DNV-OS F101. Tegangan izin tersebut dibagi menjadi tiga segmen pipa, yaitu *laybarge*, *overbend*, dan *sagbend*. Tegangan izin pada *laybarge* tidak boleh melebihi 96% SMYS, *overbend* tidak boleh melebihi 85% SMYS, dan *sagbend* tidak boleh melebihi 72% SMYS.

Analisis bentang bebas pipa dilakukan berdasarkan standar DNV-RP F105. Analisis yang dilakukan merupakan *screening fatigue* di mana frekuensi natural pipa akan dibandingkan dengan frekuensi beban akibat *vortex induced vibration* (VIV) arah *in-line* dan *cross flow*. Syarat

untuk kriteria tersebut dapat dilihat pada persamaan 10, 11, dan 12.

$$\frac{f_{nIL}}{\gamma_{IL}} > \frac{U_C}{V_{Ronset}^{IL} D_{total}} \left(1 - \frac{L}{250} \right) \frac{1}{\bar{a}} \quad (10)$$

$$\frac{f_{nCF}}{\gamma_{CF}} > \frac{U_C + U_W}{V_{Ronset}^{CF} D_{total}} \quad (11)$$

$$\frac{U_C}{U_C + U_W} > \frac{2}{3} \quad (12)$$

γ_{IL} : In-line screening factor

γ_{CF} : Cross flow screening factor

U_C : Kecepatan arus pada kedalaman pipa

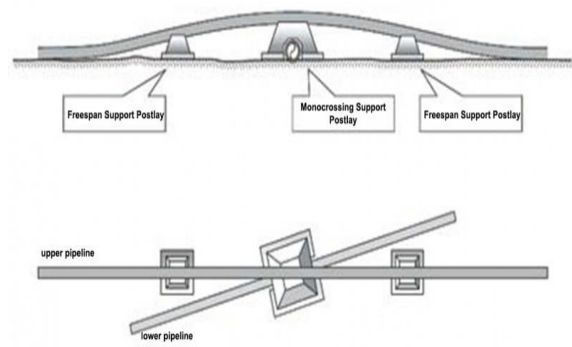
U_W : Kecepatan partikel air akibat gelombang pada kedalaman pipa

V_{Ronset}^{IL} : In-line onset value untuk kecepatan tereduksi

V_{Ronset}^{CF} : Cross flow onset value untuk kecepatan tereduksi

Kemudian, pada tugas akhir ini pipa akan mengalami *crossing*. *Crossing* adalah pemasangan pipa secara menyilang dengan *existing pipeline*. Kedua pipa yang saling bersilangan akan ditumpu oleh struktur pendukung agar kedua pipa tidak bersinggungan

Untuk melakukan analisis *crossing*, tinggi tumpuan harus ditentukan agar memperoleh tegangan dan *natural bending* sesuai dengan yang diizinkan. Apabila tinggi tumpuan terlalu tinggi, maka tegangan yang dialami pipa tidak akan memenuhi tegangan yang diizinkan. Sedangkan, apabila tinggi tumpuan terlalu rendah, maka *natural bending* pada pipa tidak akan terbentuk. Ketentuan tinggi tumpuan *crossing* ini ditentukan dari standar desain DNV-OS F101 “Submarine Pipeline System” Section 5B di mana pipa *crossing* harus memiliki jarak minimum 0.3 meter dengan pipa eksisting. Ilustrasi dari *crossing pipeline* dengan *existing pipeline* ditunjukkan pada Gambar 3.



Gambar 3 Crossing Pipeline dengan Existing Pipeline

Analisis *crossing pipeline* menggunakan standar ASME B31.8 Chapter VIII di mana ada tiga tegangan yang akan diperhitungkan, yaitu *hoop stress*, *longitudinal stress*, dan *combined stress*.

Syarat untuk memenuhi kriteria *hoop stress* dapat dilihat pada persamaan 13 dan persamaan 14.

$$S_h \leq F_1 S T \quad (13)$$

$$S_h = (P_i - P_e) \frac{D}{2t} \quad (14)$$

S_h : Hoop stress

F_1 : Faktor desain hoop stress

S : Tegangan leleh material

T : Faktor temperatur

D : Diameter luar pipa

P_i : Tekanan internal

P_e : Tekanan eksternal

t : Tebal dinding pipa

Syarat untuk memenuhi kriteria *longitudinal stress* dapat dilihat pada persamaan 15 dan persamaan 16.

$$|S_L| \leq F_2 S \quad (15)$$

$$S_L = S_a + S_b \quad (16)$$

S_L : Maksimum longitudinal stress

F_2 : Faktor desain longitudinal stress

S_b : Resultan tegangan lentur

Syarat untuk memenuhi kriteria *combined stress* dapat dilihat pada persamaan 17.

$$2 \left[\left(\frac{S_L - S_h}{2} \right)^2 + S_T^2 \right] \leq F_3 S \quad (17)$$

S_h : Hoop stress
 S_L : Longitudinal stress
 S_T : Torsion stress

HASIL DAN ANALISIS

A. Desain Tebal Dinding Pipa

Perhitungan tebal minimum dinding pipa yang memenuhi keempat kriteria desain sesuai standar DNV-OS F101 ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1 Hasil Perhitungan Tebal Dinding Pipa

Kriteria	Kondisi		
	Instalasi (mm)	Hydrotest (mm)	Operasi (mm)
Pressure Containment	-	6.35	9.71
Local Buckling due to External Pressure	3.96	-	-
Propagation Buckling	6.35	6.35	7.79
Local Buckling due to Combined Loading	6.35	6.35	7.08
Wall Thickness yang dipilih sesuai desain	9.271 mm (0.365 inch) dari kriteria desain Pressure Containment (Bursting) kondisi operasi		

Berdasarkan hasil perhitungan tabel di atas, tebal dinding pipa terbesar ketika kriteria desain *pressure containment* saat kondisi operasi. Tebal dinding pipa sudah diberikan *corrosion allowance* untuk mencegah korosi akibat fluida yang mengalir pada pipa selama masa operasinya.

B. Desain Tebal Pelindung Pipa

Desain tebal pelindung pipa dihasilkan dari analisis kestabilan pipa. Desain ini akan membandingkan hasil analisis dengan menggunakan standar DNV-RP F109 dan DNV-RP E305.

Hasil dari analisis DNV-RP F109 dapat dilihat pada Tabel 2.

Tabel 2 Hasil Perhitungan Tebal Pelindung Pipa berdasarkan DNV-RP F109

Kondisi	Tebal Concrete Coating (mm)	
	Kedalaman Maksimum	Kedalaman Minimum
Instalasi	7.7	Instalasi
Operasi	18.5	Operasi
Tebal Desain yang Digunakan	33.5 mm dari kondisi instalasi pada kedalaman minimum	

Berdasarkan hasil perhitungan di atas, ketebalan pelindung pipa paling besar adalah 33.5 mm saat kondisi instalasi. Hal ini disebabkan karena adanya tambahan *trenching* (parit) pada analisis kondisi operasi. Sehingga, kebutuhan tebal pelindung akan berkurang.

Sedangkan, hasil dari analisis DNV-RP E305 dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 3 Hasil Perhitungan Tebal Pelindung Pipa berdasarkan DNV-RP E305

Kondisi	Concrete Coating Thickness (mm)	
	Kedalaman Maximum	Kedalaman Minimum
Instalasi	15	19
Operasi	24	40

Berdasarkan dari hasil perhitungan kedua tabel di atas, kebutuhan ketebalan lapisan pelindung pipa untuk kondisi instalasi lebih kecil di bandingkan kondisi operasi. Hal ini disebabkan karena pengaruh dari gaya hidrodinamika yang terjadi, terutama pada gaya lateral pipa.

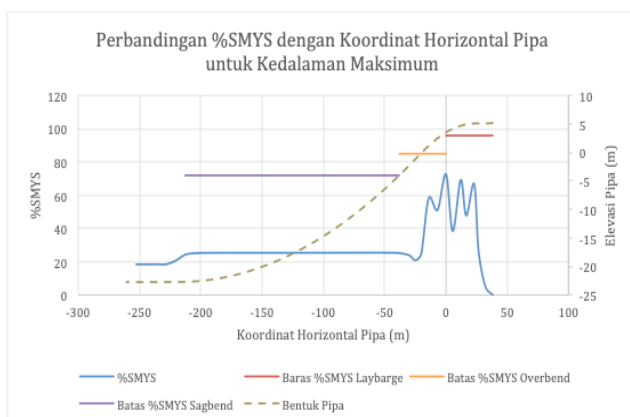
Pipa pertama kali dianalisis untuk kestabilan vertikal. Kestabilan vertikal berguna untuk menunjukkan bahwa pipa tidak terapung setelah diinstalasi. Kemudian, setelah pipa tidak akan mengapung, pipa dianalisis untuk kestabilan lateral. Kestabilan lateral berguna untuk menunjukkan bahwa setelah pipa diam di atas dasar laut, pipa tidak bergeser ke aral lateral akibat adanya gaya hidrodinamika yang terjadi.

Kemudian, kebutuhan lapisan pelindung untuk kedalaman minimum dibutuhkan tebal yang lebih besar karena semakin dangkal perairan nilai kecepatan arus dan gelombang akan meningkat. Sehingga, akan menghasilkan gaya hidrodinamika yang lebih besar juga.

C. Analisis Instalasi Pipa

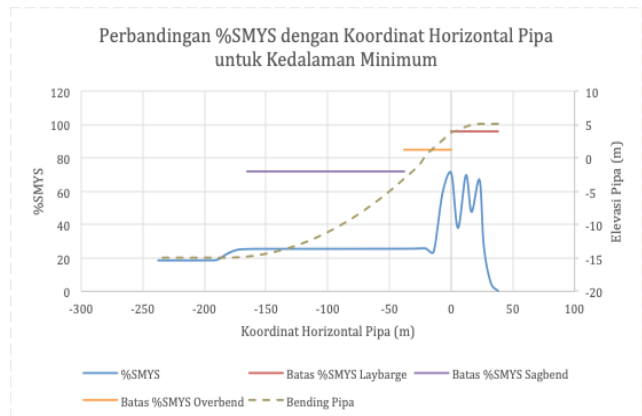
Analisis instalasi pipa dilakukan dengan menggunakan *software* berbasis metode *nonlinear finite element* dengan memasukkan data property pipa, spesifikasi *pipelay vessels* untuk di kedalaman maksimum dan minimum.

Pada analisis tersebut,, besar kapasitas tensioner sebesar 588.4 kN dengan sudut *hitch* 0° dan sudut trim 0°. Hasil dari analisis instalasi untuk kedalaman maksimum dan minimum dengan menggunakan *software* tersebut dapat dilihat pada Gambar 4 dan Gambar 5.



Gambar 4 Grafik Perbandingan Koordinat Horizontal Pipa dengan %SMYS di kedalaman maksimum

Berdasarkan grafik tersebut, nilai tegangan yang terjadi untuk ketiga segmen pipa masih di bawah tegangan izinnnya masing-masing di mana tegangan untuk segmen *laybarge* sebesar 72.68% SMYS, segmen *overbend* sebesar 58.13% SMYS, dan segmen *sagbend* sebesar 25.48% SMYS.



Gambar 5 Grafik Perbandingan Koordinat Horizontal Pipa dengan %SMYS di kedalaman minimum

Berdasarkan grafik tersebut, nilai tegangan yang terjadi untuk ketiga segmen pipa masih di bawah tegangan izinnnya masing-masing di mana tegangan untuk segmen *laybarge* sebesar 71.09% SMYS, segmen *overbend* sebesar 56.16% SMYS, dan segmen *sagbend* sebesar 25.59% SMYS.

D. Desain Bentang Bebas

Desain bentang bebas menggunakan standar DNV-RP F105 di mana analisis dilakukan pada kondisi statik dan dinamik. Hasil dari perhitungan bentang bebas kondisi statik dan dinamik berdasarkan DNV-RP F105 ditunjukkan pada Tabel 4 dan Tabel 5.

Tabel 4 Hasil Perhitungan Panjang Bentang Bebas Statik

Kondisi	Panjang Bentang Bebas (m)	
	Kedalaman Maksimum	Kedalaman Minimum

Kondisi	Panjang Bentang Bebas (m)	
	Kedalaman Maksimum	Kedalaman Minimum
Instalasi	29	29
<i>Hydrotest</i>	20	20
Operasi	28	28

Pada kondisi statik, bentang bebas terpendek adalah saat kondisi *hydrotest*. Hal ini disebabkan pipa mendapatkan beban merata akibat gaya hidrodinamika, berat pipa, dan fluida yang lebih berat dibandingkan dengan dua kondisi lainnya di dalam pipa. Sehingga, pipa memiliki berat statik yang lebih besar.

Tabel 5 Hasil Perhitungan Bentang Bebas Kondisi Dinamik

Kondisi	Panjang Bentang Bebas (m)	
	Kedalaman Maksimum	Kedalaman Minimum
Instalasi	27	20
<i>Hydrotest</i>	15	12
Operasi	13	9

Berdasarkan perhitungan dari table di atas, bentang bebas untuk kondisi instalasi memiliki bentang bebas terpanjang. Hal ini disebabkan karena beban dinamik yang diterima pipa paling kecil. Beban tersebut berasal dari gelombang dan arus laut. Kondisi instalasi dan *hydrotest* akan memperhitungkan gelombang dengan periode ulang 1 tahun, sedangkan untuk kondisi operasi memperhitungkan gelombang dengan periode ulang 100 tahun. Maka, beban dinamik kondisi operasi akan lebih besar dan menghasilkan bentang bebas paling pendek atau kritis.

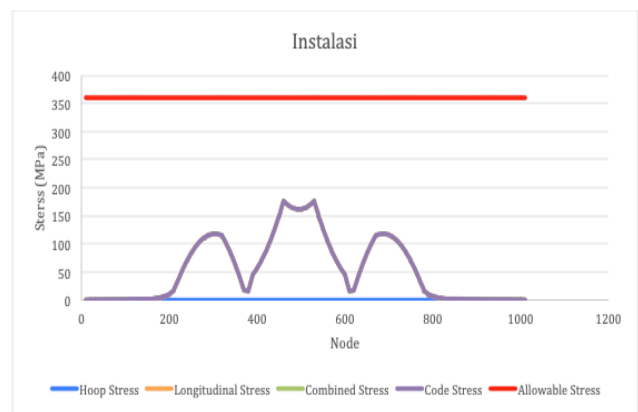
E. Analisis Crossing Pipeline

Analisis *crossing* pipa ini akan dimodelkan dengan menggunakan *software* yang menggunakan metode elemen hingga. Sehingga, dalam pemodelannya, pipa akan

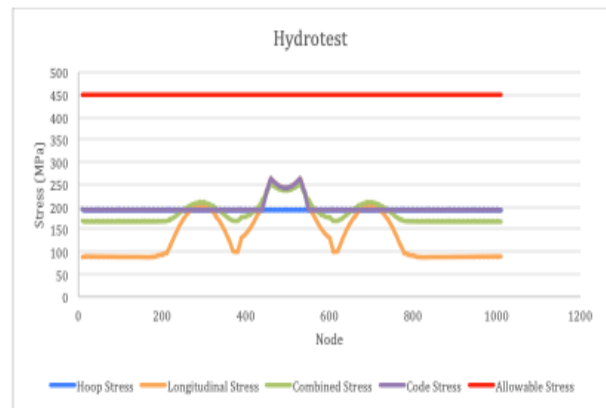
dibuat menjadi beberapa elemen. Semakin banyak elemen pipa maka ketelitian untuk menganalisis tegangan yang terjadi akan lebih baik.

Dalam proses analisisnya ada tiga faktor yang perlu diperhatikan, yaitu ketinggian struktur *support*, jarak antara struktur *support*, dan *settlement* yang terjadi.

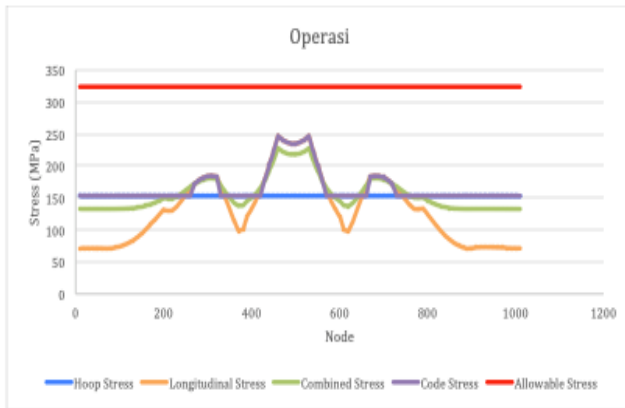
Hasil dari analisis *crossing pipeline* pada kondisi instalasi, *hydrotest*, dan operasi dapat dilihat pada Gambar 6, Gambar 7, dan Gambar 8.



Gambar 6 Grafik Tegangan Kondisi Instalasi



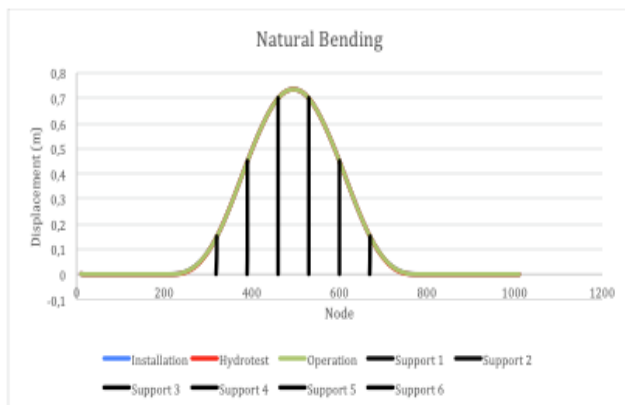
Gambar 7 Grafik Tegangan Kondisi Instalasi



Gambar 8 Grafik Tegangan Kondisi Instalasi

Kondisi instalasi tidak memiliki *hoop stress* karena tidak ada tekanan internal yang terjadi. Besar tegangan maksimum yang terjadi pada kondisi instalasi sebesar 176.3 MPa. Besar tegangan maksimum yang terjadi pada kondisi *hydrotest* sebesar 263.6 MPa. Besar tegangan maksimum yang terjadi pada kondisi operasi sebesar 247.4 MPa. Tegangan maksimum tersebut terjadi pada *crossing support* tertinggi, karena menghasilkan tekuk yang besar.

Dari *crossing support* tersebut, maka akan menghasilkan *natural bending* pipa. *Natural bending* yang terjadi dapat dilihat pada Gambar 9.



Gambar 9 Natural Bending Crossing Pipeline

Kemudian *settlement* akan memperhitungkan *immediate settlement* dan konsolidasi yang terjadi. Namun, tanah juga harus dapat menahan beban dari pondasi agar tidak runtuh, yaitu dengan

menggunakan perhitungan *allowable bearing capacity*.

Dimensi dari *crossing support* dapat dilihat pada Tabel 6.

Tabel 6 Dimensi Crossing Support

Crossing Support	Dimensi Permukaan Pondasi	
	Panjang (m)	Lebar (m)
1 dan 6	2	3
2 dan 5	1.5	2.5
3 dan 4	1.5	1.5

Besarnya *settlement* yang terjadi untuk masing-masing *crossing support* dapat dilihat pada Tabel 7.

Nomor Crossing Support	Settlement (m)
1 dan 6	0.15
2 dan 5	0.097
3 dan 4	0.075

KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil perhitungan dan analisis yang ditinjau, maka didapatkan kesimpulan seperti berikut :

- Desain tebal dinding pipa yang memenuhi kriteria desain berdasarkan DNV-RP F101 sebesar 9,271 mm (0,365 inch) pada kriteria *pressure containment (bursting)* saat kondisi operasi. Desain tebal dinding pipa ini disesuaikan berdasarkan API 5L “*Specification for Line Pipe*”.
- Desain lapisan pelindung (*concrete coating*) dari analisis kestabilan pipa yang memenuhi berdasarkan DNV-RP F105 sebesar 33,5 mm pada saat kondisi instalasi di kedalaman 14,935 m. Analisis kestabilan pipa juga akan menggunakan metode *trenching* dengan kedalaman *trenching* sebesar 34,2 cm atau setara dengan diameter total pipa untuk menjaga kestabilan pipa saat dalam kondisi operasi.

3. Desain lapisan pelindung (*concrete coating*) yang memenuhi berdasarkan DNV-RP E305 sebesar 40 mm pada saat kondisi operasi di kedalaman 14,935 m.
4. Analisis kestabilan pipa berdasarkan DNV-RP F109 mengasumsikan bahwa pipa berada pada kondisi lingkungan yang sangat ekstrim, sehingga menghasilkan tebal lapisan pelindung yang sangat besar. Tebal lapisan pelindung yang besar akan sulit untuk diinstalasi dengan menggunakan *pipelay vessels*. Maka, tebal lapisan pelindung yang digunakan sebagai desain adalah hasil analisis berdasarkan DNV-RP E305, yaitu sebesar 40 mm.
5. Instalasi pipa bawah laut dapat dilakukan dengan menggunakan *laybarge* dengan kapasitas tensioner sebesar 588,4 kN, sudut *trim barge* 0°, dan sudut *hitch* 0° untuk kedalaman 22,705 m dan 14,935 m.
6. Panjang bentang bebas pipa yang diizinkan berdasarkan DNV-RP F105 sebesar 9 m dari kondisi operasi di kedalaman 14,935 m.
7. Desain *crossing pipeline* akan menggunakan enam *crossing support foundation* dengan jarak antara *crossing support* adalah 7 m. *Crossing support* nomor 1 dan 6 memiliki ketinggian 0.7 m, *crossing support* nomor 2 dan 5 meakan menggunakan *concrete mattress*, sedangkan *crossing support* nomor 2, 3, 4, dan 5 akan menggunakan *concrete sleeper*.
8. Pencegahan *settlement* agar ketinggian *crossing support* tidak berkurang dapat dilakukan dengan cara penimbunan tanas di atas *seabed* atau dilakukan *Prefabricated Vertical Drains* (PVD).
9. Peraturan Menteri Perhubungan Republik Indonesia nomor PM 129 tahun 2016 pada Pasal 64 ayat 2 poin (a) menjelaskan bahwa untuk kedalaman perairan di bawah 20 meter, instalasi pipa harus dipendam dua meter di bawah permukaan dasar perairan. Sehingga, untuk kondisi aktualnya pipa tersebut perlu dipendam.

Saran untuk Tugas Akhir ini agar mencapai hasil yang lebih komprehensif adalah sebagai berikut :

1. Analisis instalasi perlu menggunakan *software* yang lebih memadai.
2. Analisis instalasi membutuhkan data *laybarge* yang lengkap.

DAFTAR PUSTAKA

1. Guo, Buyon, dkk. 2005. *Offshore Pipelines*. Oxford: Elsevier.
2. Lee, Jaeyong. 2007. *Introduction to Offshore Pipelines and Risers*.
3. Tawekal, Ricky Lukman. 2012. *Diktat Kuliah KL – 4221 – Anjungan Lepas Pantai II*. Bandung: Penerbit ITB.
4. Veritas, Det Norske. 2006. *Recommended Practice DNV-RP-F105 Free Spanning Pipeline*.
5. Veritas, Det Norske. 2007. *Offshore Standard DNV-OS-F101 Submarine Pipeline Systems*.
6. Veritas, Det Norske. 2010. *Reecommended Practice DNV-RP-F109 On-Bottom Stabillity Design of Submarine Pipelines*.