

DESAIN DAN ANALISIS ABOVE WATER TIE-IN PADA PIPA BAWAH LAUT DI LAUT JAWA

Design and Above Water Tie-In Analysis for Subsea Pipeline in Java Sea

Alya Anindita Rizaldi Putri¹ dan Ricky Lukman Tawekal²

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

1alyarizaldi@gmail.com dan 2ricky@ocean.itb.ac.id

Abstrak: Prinsip utama dalam proses desain pipa bawah laut adalah agar sistem pipa yang akan dibuat dapat kuat dan aman pada saat proses instalasi, *hydrotest*, dan selama operasional atau masa layan yang direncanakan. Dalam proses desain pipa bawah laut, pengecekan saat instalasi sangat penting karena jika tidak tepat, pipa yang telah didesain tidak dapat digelar. Ketika dilakukan instalasi jaringan pipa bawah laut, dapat terjadi situasi khusus di mana pipa yang diinstalasi harus dihubungkan pada bagian tertentu. Metode yang dapat digunakan adalah *above water tie in*, yaitu penyambungan pipa dengan melakukan pengelasan di atas permukaan air setelah kedua pipa sudah tergelar di dasar laut. Mengingat biaya perbaikan atau penggantian pipa yang tidak sedikit, seluruh proses desain pipa harus melalui perhitungan yang aman, efisien, dan mengacu pada standar kode internasional yang sesuai. Dalam tahap desain tebal dinding (*wall thickness*) pipa berdasarkan kode DNV OS-F101, struktur pipa yang didesain cukup kuat menahan berbagai beban yang bekerja baik pada masa konstruksi, *system pressure test*, hingga operasi. Dalam tahap desain tebal selimut beton berdasarkan kode DNV-RP-E305, kriteria analisis stabilitas (*on-bottom stability analysis*) secara vertikal maupun lateral telah terpenuhi. Setelah menentukan tebal dinding pipa dan selimut beton yang melindunginya, dilakukan analisis kelayakan instalasi pipa (*preliminary installation design*) dengan perangkat lunak berbasis metode *finite element* untuk memastikan pipa yang didesain memenuhi kriteria industrial dan ketentuan DNV OS F101 menggunakan *pipelay vessels* dengan konfigurasi tertentu. Tahap analisis bentang bebas berdasarkan kode DNV RP- F105 menghasilkan nilai panjang bentang bebas maksimum yang diizinkan, sehingga dapat diperkirakan kapasitas umur desain *fatigue* pipa menggunakan perangkat lunak berbasis kode DNV RP-F105 dan DNV 1981. Analisis *above water tie-in* dengan melakukan pemodelan pada perangkat lunak *Orcaflex* saat kondisi statik mendapatkan konfigurasi *davit* sehingga tegangan pada pipa memenuhi tegangan yang diizinkan.

Kata kunci: *above water tie in*, instalasi, desain pipa bawah laut, tebal dinding pipa, *on-bottom stability*, *free span*

Abstract: The main principle in the process of subsea pipeline design is to ensure the pipeline system that is going to be constructed is as safe and robust as possible during the installation process, *hydrotest* and operation. One of the most important part during the process of subsea pipeline design is to check the installation process since failure on the installation means that the pipe cannot be laid. During the installation process of a subsea pipeline there are different cases in which the pipeline that is being installed needed to be connected with certain parts. Above water tie in, is one of the method that can be used to connect pipeline in which the pipe is welded above the sea surface after the pipeline has been laid. Due to the expensive cost of pipeline repairment or replacement, every process in designing a subsea pipeline has to be carried out through safe and efficient procedure which refers to international design standards. Required wall thickness is designed based on DNV OS-F101 to withstand all kinds of loads during construction, system pressure test and operation. Calculation of the concrete weight coating thickness is based on DNV-RP-E305 which must fulfill the vertical and lateral on-bottom stability analysis criteria. A preliminary installation design is then conducted using a finite element-based software to ensure the pipeline fulfill industrial installation criteria and DNV OS F101 using pipelay vessels with certain specification. The free span analysis is used to obtain the maximum allowable free span length that is later used to predict the pipeline fatigue life. The maximum allowable free span length obtained by using DNV RP-F105 while the pipeline fatigue life can be predicted using software based on DNV RP-F105 and DNV 1981. The above water tie-in analysis uses OrcaFlex software to analyze the pipeline static condition to obtain the davit configuration so that the stress of the pipeline does not exceed the maximum allowable stress.

Kata kunci: *above water tie in*, installation, subsea pipeline desain, wall thickness, *on-bottom stability*, *free span*

PENDAHULUAN

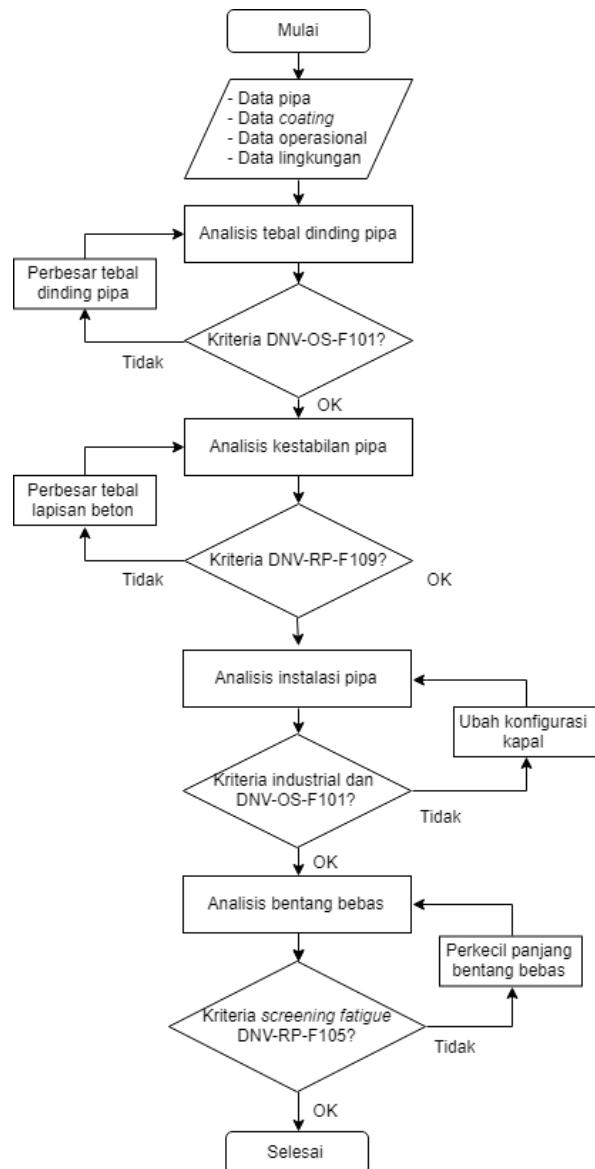
Konsumsi minyak di Indonesia setiap tahunnya mengalami peningkatan yang stabil. Demi mengakomodasi permintaan domestik, eksplorasi lepas pantai terus dilakukan. Selain itu, diperlukan metode yang efektif dan efisien distribusi sumber daya migas ini. Metode yang umum digunakan dalam menyalurkan migas yang khususnya berasal dari lepas pantai adalah dengan menggunakan kapal tanker dan jaringan pipa (pipeline). Metode jaringan pipa sendiri dinilai lebih praktis dan efisien apabila dibandingkan dengan menggunakan kapal tanker karena pengoperasiannya jauh lebih mudah.

Untuk memastikan pipa dapat digunakan untuk menyalurkan migas dengan efektif dan efisien, proses desain yang dilakukan harus tepat. Apabila terdapat kesalahan ketika proses desain, besar kemungkinan terjadi kegagalan saat operasi yang akan menyebabkan kerugian yang besar. Proses desain yang dilakukan meliputi perencanaan tebal dinding pipa, tebal lapisan beton, kelayakan saat instalasi dan panjang bentang maksimum yang dapat dipikul oleh pipa.

Ketika dilakukan instalasi jaringan pipa bawah laut, dapat terjadi situasi khusus di mana pipa yang diinstalasi harus dihubungkan pada bagian tertentu. Metode yang dapat digunakan adalah metode tie-in, khususnya above water tie in. Pengecekan saat instalasi ini sangat penting karena jika tidak tepat pipa yang telah didesain tidak dapat digelar.

TEORI DAN METODOLOGI

Secara umum, metodologi desain pipa bawah laut dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1 Diagram alir metodologi desain pipa bawah laut

Perhitungan kebutuhan tebal dinding pipa didasarkan pada DNV-OS-F101 *Submarine Pipeline Systems*. Tebal pipa yang dipilih harus memenuhi kriteria *pressure containment*, *local buckling due to external over pressure*, *propagation buckling*, dan *local buckling due to combined loading* untuk kondisi instalasi, *system pressure test (hydrotest)*, dan operasi.

Perhitungan kebutuhan tebal dinding pipa berdasarkan kriteria *pressure containment* dilakukan untuk memastikan kekuatan pipa dalam menahan tekanan internal akibat tekanan desain dan fluida yang mengalir dalam pipa agar mencegah terjadinya ledakan (*burst*) pada pipa.

Adapun kriteria *pressure containment* yang harus dipenuhi adalah persamaan 1.

$$P_{lx} - P_e \leq \frac{P_b(t_1)}{\gamma_{sc} \cdot \gamma_m}$$

(1)

P_{lx} : tekanan internal pada kondisi hidrotas (P_{li}) atau pada kondisi operasi (P_{li})

P_e : tekanan eksternal atau tekanan hidrostatik

$P_b(t)$: burst pressure,

t_1 : tebal dinding pipa

Kriteria *local buckling due to external over pressure (system collapse)* harus dipenuhi untuk mencegah deformasi bentuk (*buckling*) pipa yang terjadi karena pipa tidak mampu menahan tekanan eksternal hidrostatik yang dialaminya. Adapun kriteria *system collapse* yang harus dipenuhi agar tekanan *collapse* dapat menahan tekanan eksternal dinyatakan pada persamaan 2.

$$P_e - P_{min} \leq \frac{P_c}{\gamma_{sc} \cdot \gamma_m}$$

(2)

p_c : tekanan *collapse*

p_c : tekanan minimum

γ_{sc} : faktor keamanan

γ_m : faktor material

Kriteria *propagation buckling* harus dipenuhi untuk mencegah terjadinya kegagalan *buckle* yang merambat sepanjang pipa. Pada prinsipnya tidak akan terjadi *propagation buckling* apabila tidak ada *local buckling* yang terjadi. Perambatan yang terjadi baru akan berhenti ketika tekanan pada pipa lebih kecil dari tekanan propagasinya. Kriteria terjadinya *propagation buckling* terdapat pada persamaan 3.

$$p_e < \frac{p_{pr}}{\gamma_m \cdot \gamma_{sc}}$$

(3)

p_{pr} : tekanan propagasi

Kriteria *combined loading* membandingkan kekuatan material pipa baja yang akan diletakkan di dasar laut terhadap semua gaya dan tekanan yang bekerja pada pipa. Pada kriteria ini pipa mengalami kombinasi pembebanan secara langsung terhadap momen tekuk, gaya aksial efektif, dan tekanan internal berlebih atau tekanan eksternal berlebih.

- Kondisi tekanan internal berlebih ($P_i > P_e$)

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

(4)

- Kondisi tekanan eksternal berlebih ($P_i < P_e$)

$$\left[\left[\gamma_m \gamma_{sc} I \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c M_p} + \left(\frac{\gamma_m \gamma_{sc} S_{sd}}{\alpha_c S_p} \right)^2 \right]^2 + \left(\frac{\alpha_p (P_i - P_e)}{\alpha_c P_b(t_2) \sqrt{3}} \right)^2 \right] \leq 1$$

(5)

M_{sd} : momen *bending* desain

α_c : *flow stress parameter*

M : momen tekuk

M_p : kapasitas plastis pipa terkait momen

S_{sd} : gaya aksial efektif desain

S_p : kapasitas plastis pipa terkait gaya aksial

α_p : faktor tekanan

Analisis stabilitas (*on-bottom stability analysis*) yang dilakukan mengacu pada standar DNV-RP-F109 *On-Bottom Stability Design of Submarine Pipeline* dan DNV-RP-E305 *On-Bottom Stability Design of Submarine Pipeline*. Pipa didesain untuk menjaga kestabilan dalam menahan beban vertikal (pengaruh gaya apung pipa dalam air) dan beban lateral (pengaruh gaya hidrodinamika yang disebabkan arus dan gelombang) dengan memberikan ketebalan selimut beton sebagai pemberat.

Untuk mencegah pipa mengapung dalam air, berat tercelup pipa harus memenuhi persamaan 6.

$$\gamma_w \cdot \frac{b}{w_s + b} = \frac{\gamma_w}{s_g} \leq 1.00$$

(6)

γ_w : faktor keamanan, dapat menggunakan nilai 1.1

b : gaya apung

w_s : berat tercelup pipa

s_g : *specific* densitas pipa

Kriteria stabilitas lateral pada DNV-RP-E305 yang harus terpenuhi dinyatakan pada persamaan 7, sedangkan pada DNV-RP-F109 terdapat pada persamaan 8 dan 9.

$$W_s = \left[\frac{F_D + F_I + \mu \cdot F_L}{\mu} \right]_{max} \cdot F_w$$

(7)

$$\gamma_{sc} \cdot \frac{F_Y^* + \mu \cdot F_Z^*}{\mu \cdot W_s + F_R} \leq 1.0$$

(8)

$$\gamma_{sc} \cdot \frac{F_Z^*}{W_s} \leq 1.0$$

(9)

W_s : syarat minimum berat pipa tenggelam

F_w : faktor kalibrasi

μ : faktor friksi tanah

F_L : gaya angkat

F_D : gaya *drag*

F_I : gaya inersia

F_Y^* : gaya hidrodinamika arah horizontal (*drag* dan inersia)

F_Z^* : gaya hidrodinamika arah vertikal (*lift*)

F_R : tahanan pasif tanah

Analisis kelayakan instalasi metode S-Lay secara statik dilakukan untuk menentukan konfigurasi tiga *pipelay vessels* yang memenuhi kriteria batas tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi berlangsung. Digunakan kriteria industrial (aturan praktis industri) menyatakan tegangan maksimum yang harus dipenuhi yakni 85% SMYS pada *overbend* dan 72% SMYS pada daerah *sagbend*.

Analisis bentang bebas pipa bawah laut dilakukan berdasarkan standar kode DNV-RP-F105 *Free Spanning Pipeline*. Tahap pertama analisis bentang bebas adalah analisis *screening fatigue* yang bertujuan untuk membandingkan frekuensi natural pipa dengan frekuensi beban akibat *vortex induced vibration* (VIV) arah *in-line* dan *cross-flow*. Kriteria tersebut dinyatakan dengan persamaan 10 dan 11.

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

(10)

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

(11)

$U_{c,100year}$: kecepatan arus perioda ulang 100 tahun

$U_{w,1year}$: kecepatan aliran gelombang perioda ulang 1 tahun

$\bar{a}$: rasio aliran

$\gamma_{on,IL}$: faktor keamanan untuk *onset value* pada *in-line*

$\gamma_{on,CF}$: faktor keamanan untuk *onset value* pada *cross-flow*

$V_{R,onset}^{IL}$: kecepatan arah *in-line* tereduksi

$V_{R,onset}^{CF}$: kecepatan arah *cross-flow* tereduksi

Untuk standar DNV 1981 perhitungan panjang maksimum bentang bebas dapat dilihat pada persamaan 12 dan 13

$$\sigma_x(L) = \left[\left(\frac{W_{st} \cdot L^2 \cdot 0.5 \cdot D_{total} \cdot g}{2 \cdot C_e \cdot I} \right) + \left(\frac{P_o - P_e}{4 \cdot t_s} \right) \right] \quad (12)$$

$$L = \sqrt{\frac{C_1 V_r D}{2\pi V}} \sqrt{\frac{EI}{M_e}}$$

(13)

$\sigma_x(L)$: batas izin, 0.72 SMYS untuk kondisi instalasi dan 0.9 SMYS untuk kondisi *hydrotest* dan operasi

W_{st} : *submerged weight*

L : panjang maksimum *free span*

I : momen inersia

C_e : koefisien peletakan, digunakan nilai 10 untuk ujung "*fixed-pinned*"

C_1 : koefisien perletakan ujung pipa untuk analisis dinamik

: 9,87 untuk sendi-sendi $\neg$ (pinned-pinned)

: 15,5 untuk jepit-sendi (fixed-pinned)

: 22,2 untuk jepit-jepit (fixed-fixed)

V_r : parameter kecepatan tereduksi

V : kecepatan total dari kecepatan arus dan kecepatan gelombang

M_e : massa efektif pipa

Pada analisis *above water tie-in* ditentukan konfigurasi *davit* dan *air lift bag* sehingga tegangan yang bekerja pada pipa tidak melebihi kriteria tegangan desain pada kode DNV-OS-F101. Konfigurasi *davit* dan *air lift bag* didapat dengan melakukan pemodelan pada perangkat lunak *Orcaflex* dan melakukan *trial and error*. Kriteria tegangan desain adalah 85% SMYS pada *overbend* dan 72% SMYS pada daerah *sagbend*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Perhitungan yang dilakukan adalah perhitungan yang didasarkan dari studi kasus pekerjaan konstruksi pipa dengan konten minyak bumi 18" di perairan Laut Jawa.

A. Desain Tebal Dinding Pipa

Perhitungan ketebalan minimum dinding pipa yang memenuhi empat kriteria standar kode DNV-OS-F101 untuk kondisi instalasi, *hydrotest*, dan operasi ditunjukkan pada Tabel 1 dan Tabel 2.

Tabel 1 Rangkuman tebal nominal dinding pipa

Kriteria	Kondisi					
	Instalasi		Hydrotest		Operasi	
	mm	inci	mm	inci	mm	inci
<i>Bursting</i>	-	-	0.84	0.033	0.76	0.03
<i>System Collapse</i>	4.73	0.186	-	-	-	-
<i>Propagation Buckling</i>	7.82	0.308	8.09	0.319	8.55	0.337
<i>Combined Loading</i>	5.9	0.232	3.9	0.154	4.9	0.194

Tabel 2 Rangkuman tebal desain dinding pipa

Kriteria	Kondisi					
	Instalasi		Hydrotest		Operasi	
	mm	inci	mm	inci	mm	inci
<i>Bursting</i>	-	-	1.29	0.051	4.2	0.165
<i>System Collapse</i>	5.13	0.202	-	-	-	-
<i>Propagation Buckling</i>	7.82	0.308	8.09	0.319	11.55	0.455
<i>Combined Loading</i>	5.9	0.232	3.9	0.154	7.9	0.311
<i>Selected Wall Thickness</i>	11.55 mm (0.455 in)					
<i>Selected Wall Thickness (API 5L)</i>	API 5L OD 18" WT 0.469" (11.913 mm)					

Dipilih tebal dinding pipa yang memiliki nilai konservatif (paling besar) yang didapat dari kriteria *propagation buckling* pada kondisi operasi. Nilai tebal dinding pipa yang dipilih masih belum sesuai dengan nilai yang ada di pasaran, sehingga disesuaikan dengan Tabel 6C pada API 5L

B. Desain Tebal Dinding Pipa

Hasil analisis stabilitas berdasarkan DNV RP-E305 menyatakan bahwa kebutuhan tebal selimut beton dan berat pipa tercelup yang dibutuhkan untuk kondisi instalasi, *hydrotest* dan operasi ditunjukkan pada Tabel 3.

Tabel 3 Tebal Lapisan Beton dan Berat Pipa Tercelup yang Dibutuhkan dengan Standar DNV-RP-E305

Kondisi	Tebal lapisan beton (mm)	W_{sub}	W_{req}	W_{sub}	W_{req}
		(kg/m)	(kg/m)	(N/m)	(N/m)
Instalasi	32	22.8	17.4	225.7	225.7
Hydrotest	0	113.5	14.2	1,123	1,123
Operasi	25	133.4	133	1,320	1,320

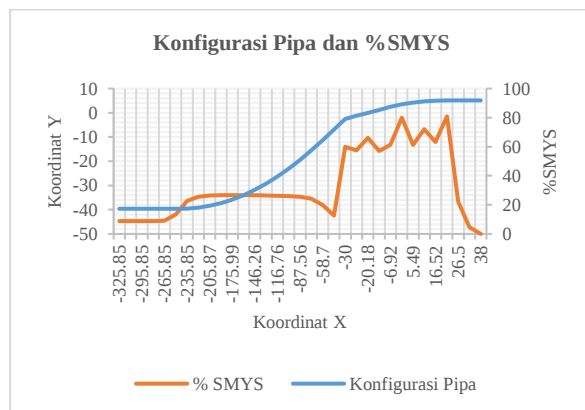
Didapat tebal lapisan beton yang dibutuhkan bernilai 32 mm dari analisis kestabilan secara vertikal.

C. Analisis Instalasi Pipa

Analisis kelayakan instalasi pipa dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak berbasis metode *nonlinear finite element* dengan memasukkan data properti pipa, spesifikasi *pipelay vessels*, dan kedalaman perairan. Proses optimalisasi besar tegangan yang terjadi pada pipa dilakukan dengan mengubah konfigurasi pada *pipelay vessels*, yakni besar *tension* yang diberikan *tensioner*, sudut rotasi *stinger hitch*, dan sudut *trim* dari *pipelay vessels*.

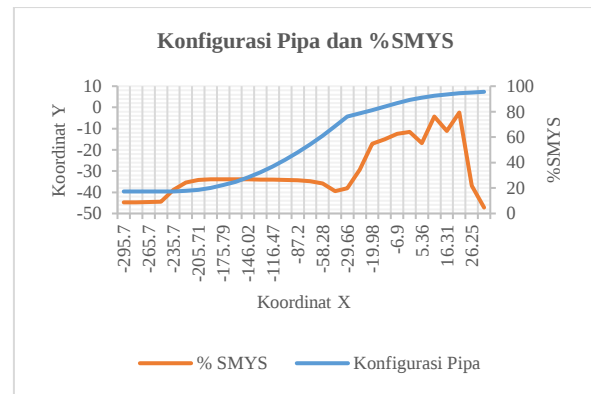
Berdasarkan analisis kelayakan instalasi (*preliminary installation design*) secara statik, ditentukan konfigurasi *pipelay vessels* yang memenuhi batas tegangan yang terjadi pada pipa menurut kriteria industrial dan DNV-OS-F101.

Konfigurasi pertama adalah pemberian *tension* pada 2 buah *tensioner* sebesar 300 kN, sudut *hitch* 0° , dan sudut *trim* 0° . Didapat tegangan maksimum yang terjadi sebesar 66.08% SMYS di *overbend* dan 26.74% SMYS di *sagbend*. Grafik untuk konfigurasi pertama dapat dilihat pada Gambar 2.



Gambar 2 Grafik konfigurasi pipa dan &SMYS dari konfigurasi pertama

Dilakukan optimasi dengan mengubah sudut *hitch* menjadi -4° dan sudut *trim* menjadi 0.5° . Didapat tegangan maksimum yang terjadi sebesar 62.62% SMYS di *overbend* dan 26.91% SMYS di *sagbend*. Grafik untuk konfigurasi setelah optimasi dapat dilihat pada Gambar 3



Gambar 3 Grafik konfigurasi pipa dan &SMYS dari konfigurasi pertama

Hasil keluaran OFFPIPE setelah optimasi memenuhi syarat batas dari kriteria DNV 1981 dan memiliki nilai *percent yield* maksimum pada daerah *laybarge* dan *overbend* yang lebih rendah dari konfigurasi awal. Terjadi kenaikan pada daerah *sagbend* namun dibandingkan dengan penurunan yang terjadi pada daerah *laybarge* dan *overbend* tidak signifikan. Dapat disimpulkan konfigurasi dengan sudut *trim* 4° dan *hitch* -0.5° lebih optimum.

D. Analisis Bentang Bebas

Berdasarkan perhitungan panjang bentang bebas maksimum yang diizinkan (*allowable free span length*) yang mengacu pada standar kode DNV RP-F105 untuk setiap kondisi ditunjukkan pada Tabel 4 dan untuk standar DNV 1981 pada Tabel 5

Tabel 4 Nilai Panjang Bentang Bebas yang Diizinkan (DNV-RP-F105)

Kondisi		Panjang Free Span (m)
Statik	Instalasi	77
	Hydrotest	43
	Operasi	46
Dinamik	Instalasi	49
	Hydrotest	44
	Operasi	38

Tabel 5 Nilai Panjang Bentang Bebas yang Diizinkan (DNV 1981)

Kondisi		Panjang Free Span (m)
Statik	Instalasi	242.8
	Hydrotest	97
	Operasi	104.6
Dinamik	Instalasi	80.254
	Hydrotest	82.83
	Operasi	48.74

Dipilih panjang bentang bebas maksimal yang diizinkan dari kondisi operasi dengan menggunakan standar DNV-RP-F105 karena memiliki nilai paling konvensional, yaitu 38 m.

E. Analisis Above Water Tie-In

Dengan menggunakan perangkat lunak *Orcaflex* didapat konfigurasi davit saat *lifting* pada Tabel 6 dan Tabel 7 saat *lowering*. Untuk konfigurasi *air lift bag* dapat dilihat pada Tabel 8. Konfigurasi ini didapat dari proses *trial* dan *error* sampai didapat tegangan pada pipa memenuhi tegangan izin.

Tabel 6 Konfigurasi Choke Point dan Panjang Davit Wire saat Lifting

No Davit	Lokasi Choke Point (m)	Tension (kN)	Panjang Akhir Davit Wire (m)	Panjang Awal Davit Wire (m)
1	223 (a)	67.49	15	46.33
2	252 (a)	62.27	6.7	48.25
4	251 (b)	62.16	7.05	50.54
5	222 (b)	91.22	20	46.72

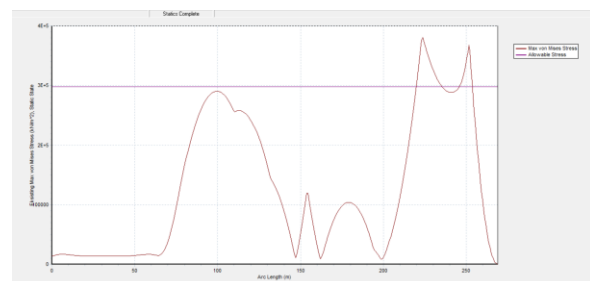
Tabel 7 Konfigurasi Choke Point dan Panjang Davit Wire saat Lowering

No Davit	Lokasi Choke Point (m)	Tension (kN)	Panjang Davit Wire (m)
1	354	0	48.3
2	383	0	46.65
3	402	0	46.64
4	418	0	46.65
5	447	0	48.9

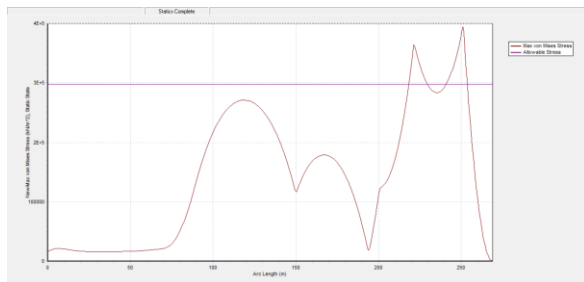
Tabel 8 Konfigurasi Air Lift Bag

Deskripsi	Kapasitas Air Lift Bag	Lokasi Air Lift Bag (m)
Pipa Eksisting	0.25T	110 (a)
	0.25T	132 (a)
	1T	154 (a)
	0.25T	194 (a)
Pipa New	0.5T	115 (b)
	1T	145 (b)

Tegangan yang didapat pada pipa *eksisting* dapat dilihat pada Gambar 4 dan Gambar 5 untuk pipa *new*. Nilai tegangan maksimum pada daerah *sagbend* dan *overbend* dapat dilihat pada Tabel 9.



Gambar 4 Kurva Tegangan Lifting dan Shifting Pipa Eksisting Setelah Dipasang Air Lift Bag



Gambar 5 Kurva Tegangan Lifting dan Shifting Pipa New Setelah Dipasang Air Lift Bag

Tabel 9 Nilai Tegangan pada Pipa Eksisting dan New Setelah Dipasang Air Lift Bag

Keterangan	Daerah	Tegangan
Pipa Eksisting	Sagbend	290 MPa
	Overbend	381 MPa
Pipa New	Sagbend	271 MPa
	Overbend	395 MPa

Tegangan yang terjadi memenuhi tegangan izin yaitu 298.09 MPa (72% SMYS) pada daerah *sagbend* dan 397.44 (96% SMYS).

SIMPULAN DAN SARAN

Dari hasil perhitungan desain pipa dan analisis *above water tie in* untuk pekerjaan pipa minyak bumi 18" di perairan Laut Jawa yang dilakukan pada tugas akhir ini dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

- Hasil analisis tebal dinding pipa dengan menggunakan standar DNV-OS-F101 memperoleh nilai tebal dinding pipa untuk pipa dengan diameter 18 in sebesar 0.45 in (11.55 mm) dari kriteria *propagation buckling* pada kondisi operasi. Setelah disesuaikan dengan API 5L "Specification for Line Pipe" didapat tebal dinding pipa yang dipilih 0.469 in (11.913 mm).
- Hasil analisis kestabilan pipa dengan menggunakan standar DNV-RP-E305 memperoleh tebal lapisan beton yang dibutuhkan sebesar 32 mm. Nilai tersebut didapat dari kondisi instalasi saat analisis kestabilan vertikal.
- Hasil analisis instalasi dengan perangkat lunak OFFPIPE memperoleh konfigurasi

kapal Havar Neptune memenuhi kriteria dengan 2 buah *tensioner* berkapasitas 30 kN, sudut *trim* 4° dan sudut *hitch* -0.5°.

- Hasil analisis bentang bebas menggunakan standar DNV-RP-F105 memperoleh nilai panjang bentang bebas maksimum yang diizinkan yang paling konvensional, yaitu 38 m. Nilai tersebut didapat dari kondisi operasi saat analisis bentang bebas dinamik.
- Hasil analisis *above water tie-in* saat proses *lifting* memperoleh konfigurasi *davit wire* dan *air lift bag* yang dapat dilihat pada Tabel 6 dan Tabel 8. Tegangan maksimum yang terjadi dapat dilihat pada Gambar 4 dan Gambar 5. Saat *lowering*, tegangan maksimum yang terjadi adalah 111 MPa dengan konfigurasi *davit wire* terdapat pada Tabel 7. Tegangan yang terjadi saat *lifting* dan *lowering* memenuhi nilai tegangan yang diizinkan.

Untuk penelitian yang lebih lanjut, penulis memberikan saran berikut:

- Dilakukan klarifikasi kecocokan spektrum gelombang yang digunakan dalam menghitung parameter gelombang
- Dapat dilakukan optimasi penggunaan *air lift bag* saat proses *lifting* dalam analisis *above water tie in*.

DAFTAR PUSTAKA

- Bai, Y. dan Bai, Q. 2005 : *Subsea Pipelines and Risers*. Oxford: Elsevier.
- Det Norsk Veritas. 2007. DNV OS F101 *Submarine Pipeline Systems*. Oslo: Veritas Offshore Technology and Services A/S.
- Det Norsk Veritas. 2010. DNV RP F109 *On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*. Oslo: Veritas Offshore Technology and Services A/S.
- Det Norsk Veritas. 2006. DNV RP F105 *Free Spanning Pipelines*. Oslo: Veritas Offshore Technology and Services A/S.
- Det Norsk Veritas. 1981. DNV 1981 *Rules for Submarine Pipeline Systems*. Oslo: Veritas Offshore Technology and Services A/