

DESAIN DAN ANALISIS TEGANGAN PIPELINE CROSSING

Jessica Rikanti Tawekal¹ dan Krisnaldi Idris²

Program Studi Teknik Kelautan

Fakultas Teknik Sipil dan Lingkungan, Institut Teknologi Bandung,

Jl. Ganesha 10 Bandung 40132

jechiika.rikanti@gmail.com dan krisnaldi@ocean.itb.ac.id

Abstrak

Pada saat penentuan rute pipa, tidak jarang ditemukan kasus dimana rute pipa yang akan ditentukan bertemu dengan sebuah objek *existing* seperti pipa bawah laut dan kabel bawah laut. Maka, *pipeline crossing* harus dibuat agar pipa tetap dapat mengikuti rute yang telah ditentukan tetapi tidak mengganggu objek *existing* tersebut. Selain itu, medan yang dilalui oleh saluran pipa sangat beragam, yaitu mulai dari dalam laut, dataran rendah, lembah, dan di dalam tanah. Dalam pengoperasiannya akan banyak ditemukan berbagai macam persoalan, baik persoalan kelelahan (*fatigue*), korosi (*corrosion*), maupun retak (*crack*). Keretakan pada pipa menjadi persoalan yang sangat diperhatikan karena efek lanjutannya bisa mengakibatkan kebocoran dan ledakan. Banyak pipa bawah laut dari industri minyak di Indonesia mengalami masalah retak pada sebagian besar pipa yang telah terpasang, dan biaya untuk memperbaikinya sangat mahal. Mengingat begitu besarnya biaya dalam perbaikan pipa, maka dalam tahap perancangan perlu dilakukan analisis *wall thickness*, analisis stabilitas pipa bawah laut (*on-bottom stability analysis*), analisis panjang bentang bebas pipa (*free span analysis*), dan analisis tegangan (*stress analysis*). Kode yang digunakan sebagai acuan untuk tiap analisis pun berbeda-beda. Untuk perhitungan ketebalan dinding, digunakan kode DNV RP OS F101 sebagai acuan. Sedangkan untuk analisis *on-bottom stability*, ada 2 kode yang digunakan sebagai perbandingan yaitu DNV RP E305 dan DNV RP F109. Untuk analisis *free span*, digunakan kode DNV RP F105 sebagai acuan.

Kata kunci: *pipeline crossing, free span, stress analysis, wall thickness, on-bottom stability*

PENDAHULUAN

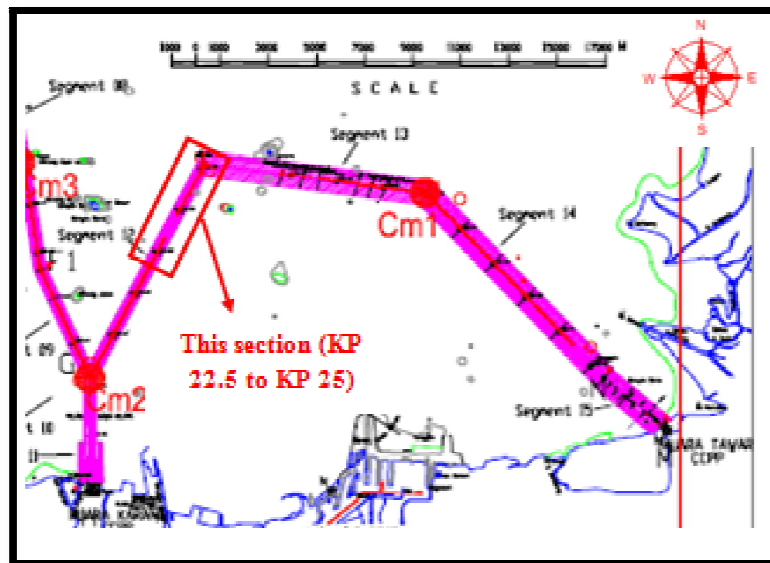
Pipa merupakan suatu teknologi dalam mengalirkan fluida seperti minyak, gas, atau air dalam jumlah besar dan jarak yang jauh melalui laut atau daerah di lepas pantai. Karena medan yang dilalui oleh saluran pipa sangat beragam, yaitu mulai dari dalam laut, dataran rendah, lembah, dan di dalam tanah, maka dalam pengoperasiannya akan banyak ditemukan berbagai macam persoalan, baik persoalan kelelahan (*fatigue*), korosi (*corrosion*), maupun retak (*crack*). Dari ketiga jenis permasalahan yang biasa dialami pipa, maka keretakan menjadi persoalan yang sangat diperhatikan karena efek lanjutannya bisa mengakibatkan kebocoran dan ledakan. Bila *pipeline* mengalami masalah retak, maka biaya untuk memperbaikinya akan menjadi sangat mahal. Mengingat begitu besarnya biaya dalam perbaikan *pipeline* tersebut, maka dalam tahap perancangan perlu dilakukan analisis tegangan (*stress analysis*), analisis panjang bentang pipa (*free span analysis*), analisis stabilitas pipa bawah laut (*on-bottom stability analysis*).

Seiring dengan berkembangnya sektor industri minyak dan gas bumi Indonesia, telah banyak proyek eksploitasi yang telah dilakukan di Indonesia. Sebagian besar dari proyek-proyek tersebut menggunakan pipa bawah laut sebagai media penyaluran hasil eksploitasi. Pada proses perencanaan pipa bawah laut, sering ditemukan masalah dimana suatu rute pipa bawah laut yang

akan dikonstruksi bertemu dengan rute pipa bawah laut yang telah dikonstruksi dari proyek berbeda sebelumnya (*pipeline existing*).

Masalah serupa ditemukan juga pada proyek pembangunan pipa gas bawah laut dari Muara Karang menuju Muara Tawar. Pada lokasi ini, terdapat banyak kabel bawah laut dan pipa bawah laut *existing* di sekitar pipa gas yang akan dipasang. Sedangkan rute pipa gas bawah laut telah ditetapkan dan bila diubah akan memakan biaya dan waktu yang lebih banyak. Oleh karena itu, dipilihlah alternatif konstruksi *crossing pipeline* agar pipa bawah laut yang akan dikonstruksi tetap mengikuti rute yang telah ditetapkan tetapi tidak mengganggu kabel dan pipa bawah laut *existing* tersebut.

Rute jalur transmisi gas direncanakan dibangun dari Muara Karang menuju Muara Tawar sepanjang 36.96 km dengan menggunakan sistem *reversible flow*. Jalur transmisi gas tersebut merupakan bagian dari proyek PT. PLN (PERSERO) yang bernama *Subsea Gas Pipeline Transmission Project* Bojonegara LNLG RTRF – Muara Karang PS – Muara Tawar PS. Pada laporan tugas akhir, area jalur transmisi gas yang akan ditinjau adalah area dimana terdapat *Kilo Point 22.5* sampai *Kilo Point 25*. Pemetaan jalur transmisi gas dan area yang ditinjau pada peta dapat dilihat pada **Gambar 1**

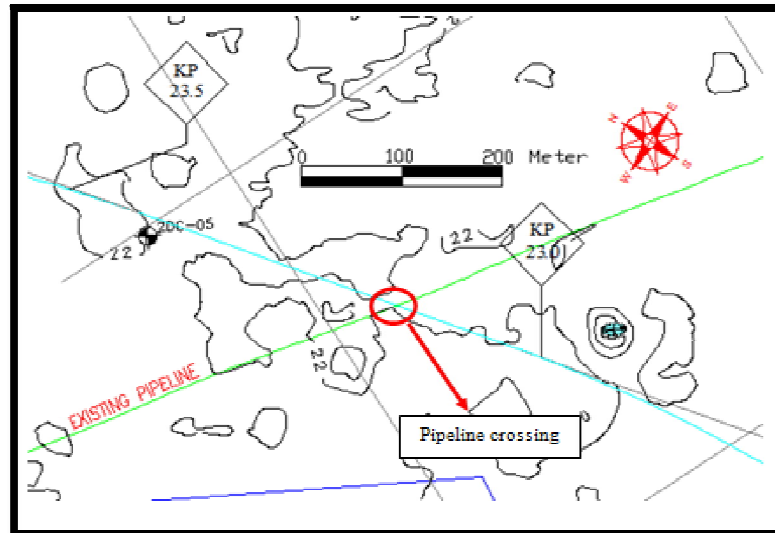


Gambar 1 Transmisi Gas Dari Muara Karang Menuju Muara Tawar

Tujuan utama dari penulisan Tugas Akhir ini adalah:

1. Menentukan tebal dinding pipa bawah laut berdasarkan analisis wall thickness
2. Menentukan tebal selimut beton pipa bawah laut berdasarkan analisis kestabilan pipa bawah laut
3. Menentukan tebal selimut beton pipa bawah laut berdasarkan analisis kestabilan pipa bawah laut
4. Membandingkan hasil analisis kestabilan pipa bawah laut yang menggunakan kode DNV RP F109 dengan DNV RP E305
5. Menentukan allowable free span pipa bawah laut berdasarkan analisis free span
6. Menganalisis tegangan yang terjadi pada crossing pipeline

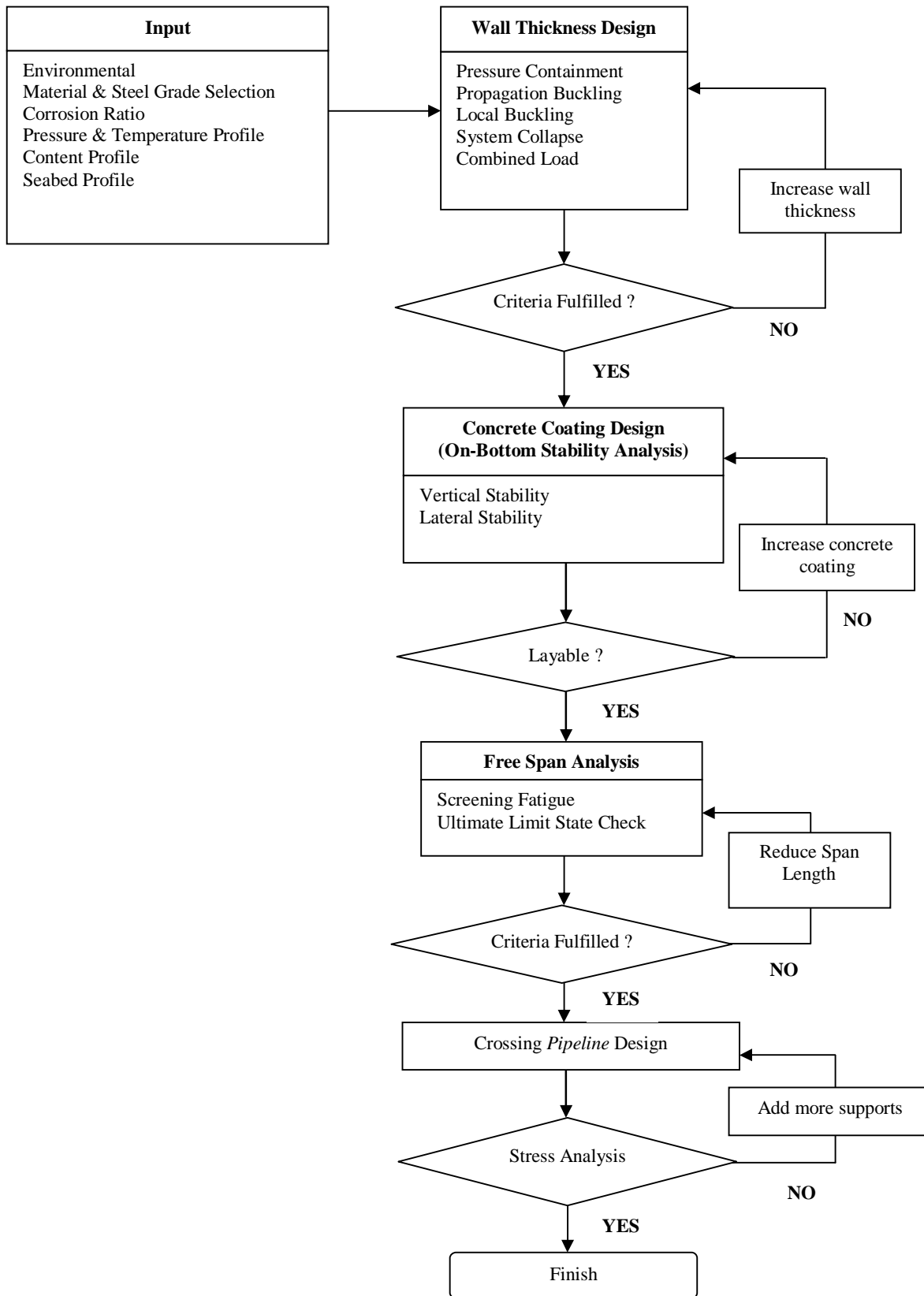
Pada rentang tersebut terdapat sebuah pipa bawah laut *existing* (digambarkan dengan garis berwarna hijau yang akan dilalui pipa gas bawah laut Muara Karang PS – Muara Tawar PS (digambarkan dengan garis berwarna biru muda). Pemetaan rentang pada KP 23 menuju KP 23.5 dapat dilihat pada **Gambar 2**



Gambar 2 Lokasi *Crossing Pipeline*

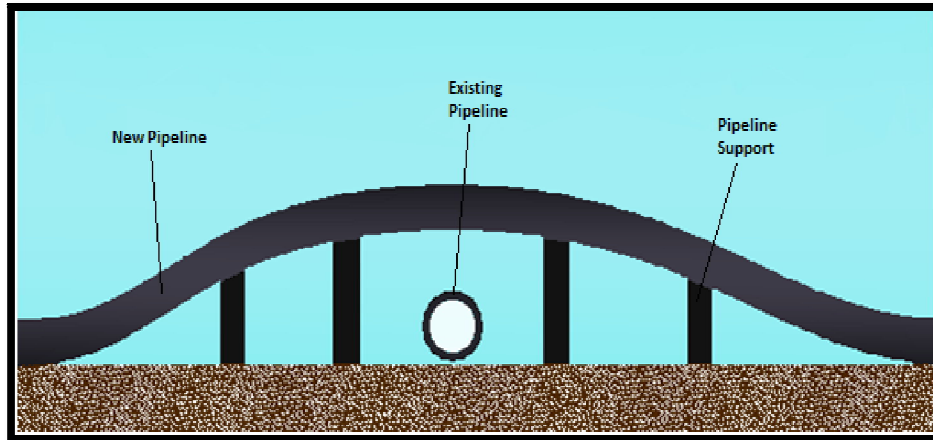
TEORI DAN METODOLOGI

Secara umum, metodologi desain parameter pipa dan analisa tegangan *crossing pipeline* ini dapat dilihat pada **Gambar 3**



Gambar 3 Flowchart pengerjaan tugas akhir

Crossing pipa bawah laut adalah kondisi dimana terdapat lebih dari satu jalur kabel atau pipa bawah laut yang saling bertemu. Sehingga agar pipa bawah laut yang akan dikonstruksi tetap dapat dibangun sesuai dengan rute yang telah ditetapkan tetapi juga tidak mengganggu kabel atau pipa bawah laut yang sudah ada tersebut, maka dilakukanlah *crossing* pipa bawah laut. Ilustrasi *crossing* pipa bawah laut secara umum dapat dilihat pada **Gambar 4**



Gambar 4 Sketsa *crossing pipeline*

Analisis ketebalan dinding pipa adalah salah satu pekerjaan yang penting dan mendasar dalam desain pipa bawah laut. Penentuan tebal dinding pipa didasarkan pada kriteria desain yang disebabkan adanya tekanan internal dan tekanan eksternal hidrostatik yang bekerja pada pipa. Dalam DNV OS F101 *Submarine Pipeline Systems*, Oktober 2010, diterangkan bahwa tebal pipa harus memenuhi kriteria *pressure containment*, *buckling*, *system collapse*, dan *combined loading*.

Ketentuan pertama dari perhitungan tebal dinding pipa adalah menentukan kriteria *pressure containment*. Penentuan ketebalan pipa didasarkan pada kekuatan pipa tersebut dalam menahan tekanan internal akibat tekanan desain serta tekanan dari fluida yang mengalir dalam pipa. Dalam konsep *load and resistance factor design* (LRFD) pada DNV OS F101, kriteria *pressure containment* dituliskan dalam persamaan berikut:

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

t = tebal dinding pipa

γ_m = faktor daya tahan material

γ_{sc} = *safety class factor*

P_d = *pressure design*

P_{li} = tekanan lokal insidental, yang berarti tekanan maksimum yang bekerja dari dalam pipa pada sembarang titik pada pipa. Tekanan local incidental ditentukan dengan rumus

$$P_{li} = P_d \cdot \gamma_{inc} + \rho_{cont} \cdot g \cdot h \quad (2)$$

ρ_{cont} = densitas isi pipa

P_d = tekanan desain

γ_{inc} = rasio antara insidental dengan tekanan desain

g = percepatan gravitasi

h = jarak antara titik referensi dengan permukaan air laut

P_e = tekanan eksternal yang nilainya sama dengan tekanan hidrostatik yang bekerja pada pipa. Tekanan eksternal ditentukan dengan rumus

$$P_e = \rho_{sw} \cdot g \cdot h \quad (3)$$

ρ_{sw} = densitas air laut

$P_b(t)$ = *pressure containment* yang tergantung pada nilai tebal dinding pipa. Nilai dari *pressure containment* ditentukan berdasarkan rumus

$$P_b(t) = \frac{2 \cdot t}{D - t} \cdot f_{cb} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \quad (4)$$

dimana

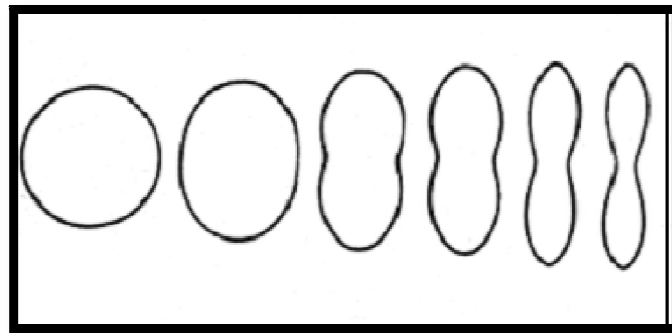
$$f_{cb} = \text{Min}[f_y; \frac{f_u}{1,15}] \quad (5)$$

f_y = *tensile strength* yang digunakan untuk desain

f_u = *yield stress* yang digunakan untuk desain

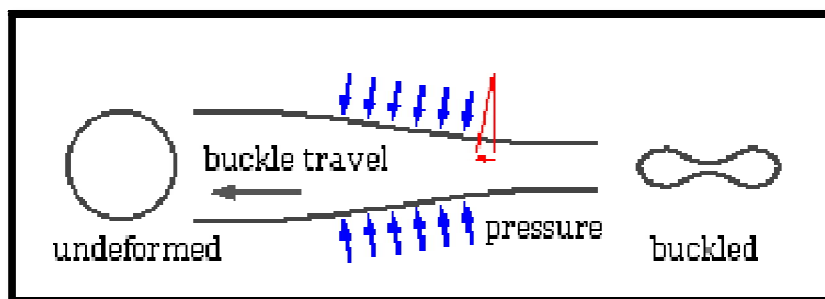
D = diameter luar pipa

Pipa juga harus didesain agar kuat menahan *buckling* yang dapat terjadi pada pipa. *Buckling* dapat dibagi menjadi 2, yaitu *local buckling* dan *global buckling*. *Local buckling* pada pipa dapat didefinisikan sebagai perubahan bentuk pipa menjadi oval akibat gaya-gaya yang dialami pipa. Deskripsi tentang *local buckling* dapat dilihat pada **Gambar 5**



Gambar 5 *Local buckling* pada penampang pipa

Propagation buckling adalah situasi ketika pada potongan melintang pipa berubah konfigurasi menjadi *buckle* yang memanjang dan berpropagasi sepanjang pipa dan menjadikan pipa gagal sepanjang lintasannya. Prinsip *propagation buckling* adalah tekanan yang lebih besar dibutuhkan untuk memulai terjadinya propagasi *buckling* (disebut tekanan inisiasi P_{init}) daripada tekanan yang dibutuhkan untuk mempertahankan propagasi *buckling* (disebut tekanan propagasi *buckle*, P_{pr}). Fenomena *propagation buckling* dapat dilihat pada **Gambar 6**



Gambar 6 Fenomena *propagation Buckling* pada pipa

Untuk pemeriksaan ketahanan pipa terhadap terjadinya *propagation buckling* digunakan persamaan:

$$P_e < \frac{P_{pr}}{(\gamma_m \cdot \gamma_{sc})} \quad (6)$$

dimana

$$P_{pr} = 35 \cdot f_y \cdot \alpha_{fab} \left(\frac{t}{D} \right)^{2.5} \quad (7)$$

P_e = tekanan eksternal
 P_{init} = tekanan inisiasi
 P_{pr} = tekanan propagasi
 α_{fab} = faktor fabrikasi

Kriteria *system collapse* menunjukkan bahwa pipa akan mampu bertahan dari deformasi bentuk pipa selama masa layannya. Dalam perhitungan ketebalan minimum dinding pipa akibat *system collapse*, penentuan ketebalan pipa didasarkan pada kekuatan pipa dalam menahan tekanan eksternal akibat tekanan hidrostatik. Karena itu, kriteria ini sangat dipengaruhi oleh kapasitas plastis, kapasitas elastis, dan ovalitas dari baja.

Dalam DNV OS F101 2010 kriteria collapse mensyaratkan agar tekanan collapse dapat menahan tekanan eksternal yang bekerja pada pipa, atau dengan kata lain nilai tekanan eksternal tidak boleh melebihi nilai tahanan collapse (P_c), kriteria collapse dapat dirumuskan sebagai berikut

$$P_e - P_{min} \leq \frac{P_c(t)}{\gamma_{sc} \cdot \gamma_m} \quad (8)$$

P_{min} = tekanan internal minimum. Biasanya bernilai 0 untuk pipa bawah laut yang diletakkan di dasar laut

P_c = tekanan *collapse*
 P_{el} = tekanan elastik
 P_p = tekanan plastis
 f_o = ovalitas baja

Untuk kriteria *combined loading*, pipa dikenai beberapa pembebanan secara langsung, dalam hal ini pipa dikenai kombinasi pembebanan terhadap momen tekuk (*bending moment*), gaya aksial efektif, tekanan internal berlebih (*internal over pressure*) dan tekanan eksternal berlebih (*external over pressure*).

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

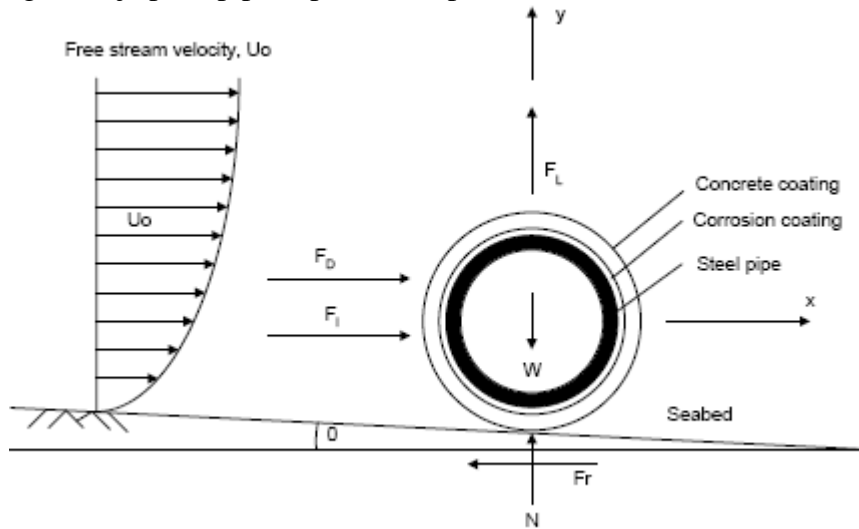
$$\left\{ \left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{Sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{Sd} \cdot (P_i)^2}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\} \right\}^2 + \left(\alpha_p \cdot \frac{(P_i - P_e)}{(\alpha_c \cdot P_b(t_2))} \right)^2 \right\} \leq 1 \quad (9)$$

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

$$\left\{ \left\{ \gamma_{sc} \cdot \gamma_m \cdot \frac{|M_{Sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t)} + \left\{ \frac{\gamma_{sc} \cdot \gamma_m \cdot S_{Sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t)} \right\} \right\}^2 + \left(\gamma_{sc} \cdot \gamma_m \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_b} \right)^2 \right\} \leq 1 \quad (10)$$

- M_{Sd} = momen tekuk desain (diperoleh dari hasil analisis instalasi)
- S_{Sd} = gaya aksial efektif desain (diperoleh dari hasil analisis instalasi)
- $M_p(t)$ = statis momen
- S_p = gaya aksial statis
- P_e = tekanan eksternal
- P_{min} = tekanan internal minimum
- P_i = tekanan internal
- $P_b(t_2)$ = *burst pressure*
- α_c = parameter *flow stress*
- f_y = *yield stress*
- f_u = *tensile stress*
- α_{fab} = faktor fabrikasi
- α_c = faktor untuk memperhitungkan efek dari rasio diameter terhadap ketebalan dinding pipa

Setelah memperoleh ketebalan minimum dinding pipa, maka selanjutnya tebal selimut beton dapat dihitung dengan melalui analisis *on-bottom stability*. Pada analisis *on-bottom stability*, stabilitas pipa ditinjau pada arah vertikal dan lateral. Secara konsepnya, gaya berat pipa yang tenggelam harus lebih besar daripada gaya-gaya yang bekerja pada pipa. Ilustrasi gaya-gaya yang bekerja pada pipa dapat dilihat pada **Gambar 7**



Gambar 7 Gaya-gaya yang bekerja pada pipa bawah laut

Berdasarkan DNV RP E305, agar pipa stabil secara vertikal maka kriteria yang dipenuhi adalah sebagai berikut

$$\frac{[W_s + B]}{B} \geq 1.1 \tag{11}$$

W_s = berat pipa tenggelam. Berat pipa tenggelam ditentukan dengan menggunakan rumus

$$W_{sub} = W_{st} + W_{coat} + W_{therm} + W_{con} + W_{cont} - B \tag{12}$$

W_{st} = bera pipa baja

W_{coat} = berat lapisan anti korosi

W_{therm} = berat lapisan *thermal insulation*

W_{con} = berat lapisan beton
 W_{cont} = berat konten dalam pipa
 B = buoyancy

Sedangkan untuk stabilitas lateral, syarat yang harus dipenuhi berdasarkan DNV RP E305 adalah

$$W_s = \left[\frac{F_D + F_I + \mu \cdot F_L}{\mu} \right]_{\max} \cdot F_w \quad (13)$$

W_s = berat pipa tenggelam
 F_w = faktor kalibrasi
 μ = faktor friksi tanah
 F_L = gaya angkat, gaya hidrodinamik dalam arah vertikal, gaya ini terjadi apabila terdapat konsentrasi *streamline* pada pipa. Gaya angkat ditentukan dengan rumus

$$F_L = \frac{1}{2} \cdot \rho_{sw} \cdot C_L \cdot D \cdot U^2 \quad (14)$$

C_L = koefisien lift
 U = kecepatan arus total

F_D = gaya drag, gaya yang terjadi karena adanya gesekan antara fluida dengan dinding pipa atau yang dikenal sebagai *skin friction* dan adanya *vortex* yang terjadi di belakang pipa. Gaya drag ditentukan dengan rumus

$$F_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_D \cdot D \cdot U \cdot |U| \quad (15)$$

C_D = koefisien drag

F_I = gaya inersia, gaya dari massa fluida yang dipindahkan oleh pipa, nilainya dipengaruhi oleh percepatan partikel air. Gaya inersia ditentukan dengan rumus

$$F_I = \rho \cdot (C_M + 1) \cdot A \cdot \dot{u} \quad (16)$$

A = luas penampang pipa
 \dot{u} = percepatan arus total
 C_M = koefisien *added mass*

Berdasarkan DNV RP F109 2010 *On-bottom Stability Design of Submarine Pipelines*, terdapat tiga jenis analisis yang digunakan dalam menganalisis kestabilan lateral pipa bawah laut, yaitu analisis kestabilan lateral dinamik, analisis kestabilan lateral umum dan analisis kestabilan statik lateral mutlak. Pada Tugas Akhir, metode analisis yang digunakan adalah analisis kestabilan statik mutlak.

Analisis kestabilan static mutlak didasarkan pada keseimbangan statik dari gaya-gaya yang bekerja pada pipa dan telah dikalibrasikan dengan analisis kestabilan sederhana. Analisis kestabilan statik sederhana dapat digunakan pada hampir semua perhitungan kestabilan, yang berat pipa dalam air menjadi perhatian utamanya. Analisis ini menggunakan model yang disederhanakan, sehingga sebagai konsekuensinya, pada saat melakukan perhitungan, dianjurkan untuk tidak melakukan modifikasi apapun, tanpa pertimbangan terhadap semua faktor secara menyeluruh seperti melakukan pengecekan kembali hasil perhitungan dengan menggunakan analisis kestabilan yang lain.

Berdasarkan metode kestabilan mutlak DNV RP F109, pipa dinyatakan stabil bila memenuhi syarat berikut

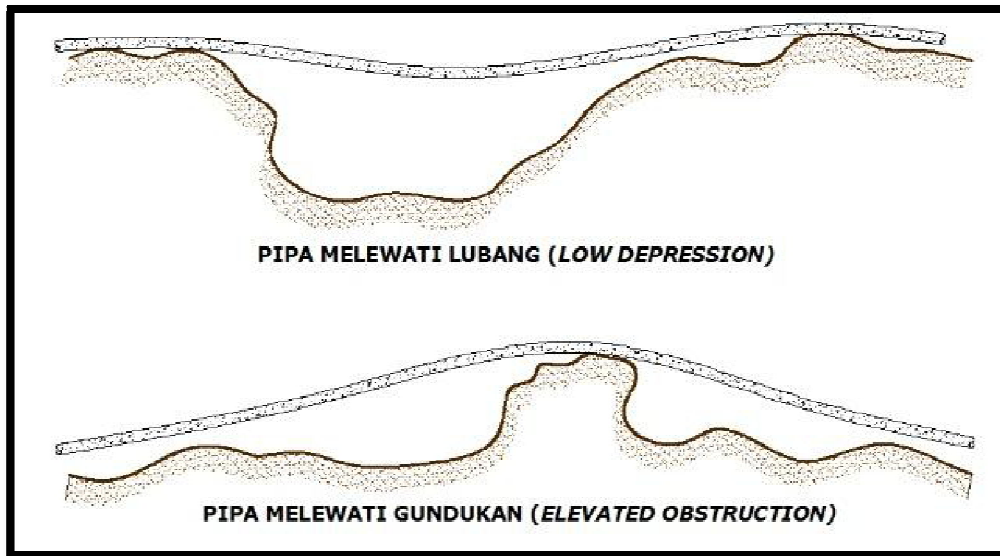
$$\gamma_{SC} \cdot \frac{F_Y^* + \mu \cdot F_Z^*}{\mu \cdot w_s + F_R} \leq 1 \quad (17)$$

Dan

$$\gamma_{SC} \cdot \frac{F_Z^*}{w_s} \leq 1 \quad (18)$$

- μ = koefisien gesek tanah
- F_R = gaya gesek pipa-tanah
- F_Z^* = beban vertikal puncak
- F_Y^* = beban horizontal puncak

Setelah mendapatkan nilai minimum selimut beton yang diperlukan, selanjutnya dilakukan analisis *free span* pada pipa. Analisis ini dilakukan untuk mendapatkan bentang bebas maksimum dari pipa agar pipa tidak runtuh. Gambaran umum dari *free span* pada pipa bawah laut dapat dilihat pada **Gambar 8**



Gambar 8 *Free span* yang umum terjadi pada pipa

Untuk analisis *free span* static, kriteria yang harus dipenuhi adalah sebagai berikut

$$L_{static} = \sqrt{\frac{2 \cdot C \cdot I \cdot \sigma_e}{q \cdot D_{tot}}} \quad (19)$$

- L_{static} = panjang *free span* static
- C = konstanta kondisi perletakan
- I = inersia penampang pipa
- q = beban yang bekerja pada pipa bawah laut

D_{tot} = diameter total pipa
 σ_e = tegangan ekuivalen. Nilai tegangan ekuivalen dapat ditentukan berdasarkan **Tabel 1**

Tabel 1 Nilai tegangan ekuivalen

Kondisi	Tegangan Ekuivalen
Instalasi	72% SMYS
Hydrotest	90% SMYS
Operasi	90% SMYS

DNV RP F105 menyatakan bahwa *free span* pada pipa harus memenuhi syarat kriteria *screening fatigue*. Bila *free span* pipa memenuhi kriteria tersebut, berarti pipa telah memenuhi kriteria *fatigue* dengan *life span* 50 tahun. Kriteria *screening fatigue* bahwa frekuensi natural pipa harus lebih besar dari frekuensi respon pipa akibat beban lingkungan. Jika nilai frekuensi respon pipa sama dengan frekuensi natural pipa maka akan mengakibatkan amplitudo yang maksimum sehingga dapat membuat pipa gagal. Jika frekuensi respon pipa nilainya lebih besar dari frekuensi natural pipa akan mengakibatkan amplitudo yang kecil namun dengan getaran yang lebih cepat sehingga perlu dilakukan analisis kriteria *fatigue* dari pipa. Oleh karena itu jika *screening fatigue* tidak terpenuhi maka perlu dilakukan kriteria *fatigue* dan jika *screening fatigue* terpenuhi maka dapat diteruskan pada *ULS (Ultimate Limit State) check*.

Bergetarnya pipa akibat arus yang terjadi dilaut terjadi pada dua arah yaitu arah *in-line* dan *cross-flow*. Kriteria *screening fatigue* untuk masing-masing arah dinyatakan dengan rumus

- Arah *in-line*

$$f_{n,IL} \approx C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{E_{steel} \cdot I_{steel}}{m_e \cdot L_{eff}^4} \cdot \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \cdot \left(\frac{\delta_{IL}}{D}\right)\right)} \quad (20)$$

- Arah *cross flow*

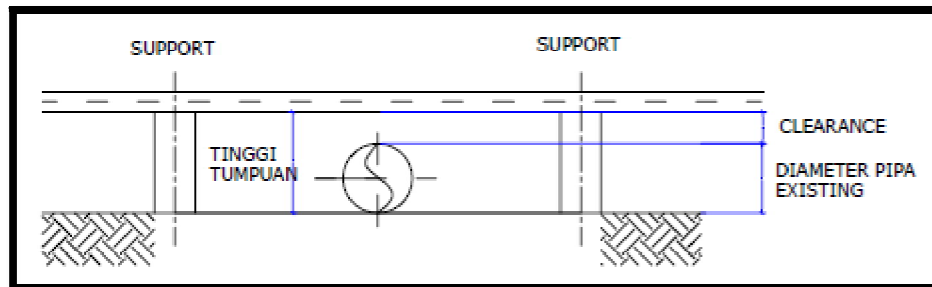
$$f_{n,CF} \approx C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{E_{steel} \cdot I_{steel}}{m_e \cdot L_{eff}^4} \cdot \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \cdot \left(\frac{\delta_{CF}}{D}\right)^2\right)} \quad (21)$$

$C_1 - C_3$ = koefisien kondisi perletakan
 E_{steel} = modulus Young material
 I_{steel} = momen inersia material
 CSF = faktor kekakuan dari beton
 m_e = massa efektif pipa
 D = diameter terluar pipa
 P_{cr} = beban *critical bucklin*, dihitung berdasarkan rumus

$$P_{cr} = (1 + CSF).C_2.\pi^2.\left(\frac{EI}{L_{eff}^2}\right) \quad (22)$$

- L_{eff} = panjang *span* efektif
 δ_{IL} = defleksi statik arah *in-line*
 δ_{CF} = defleksi statik arah *cross flow*
 S_{eff} = gaya aksial efektif

Menurut DNV 1981, jarak minimum antara *pipeline existing* dengan *pipeline crossing* adalah 0.3 meter. Penggambaran tentang jarak antar pipa tersebut dapat dilihat di **Gambar 9**



Gambar 9 Jarak antara *pipeline existing* dengan *pipeline crossing*

Sehingga, tinggi support utama ditentukan berdasarkan rumus berikut

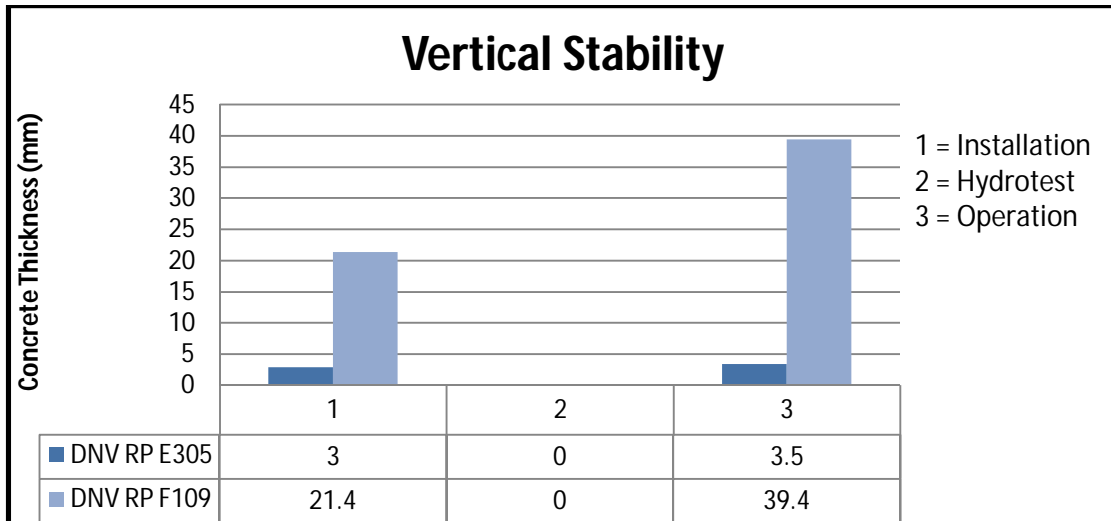
$$H_s = D_{existing\ pipe} + \Delta_{clearance} \quad (23)$$

- H_s = tinggi minimum tumpuan utama
 $D_{existing\ pipe}$ = diameter pipa *existing*
 $\Delta_{clearance}$ = jarak minimum clearance

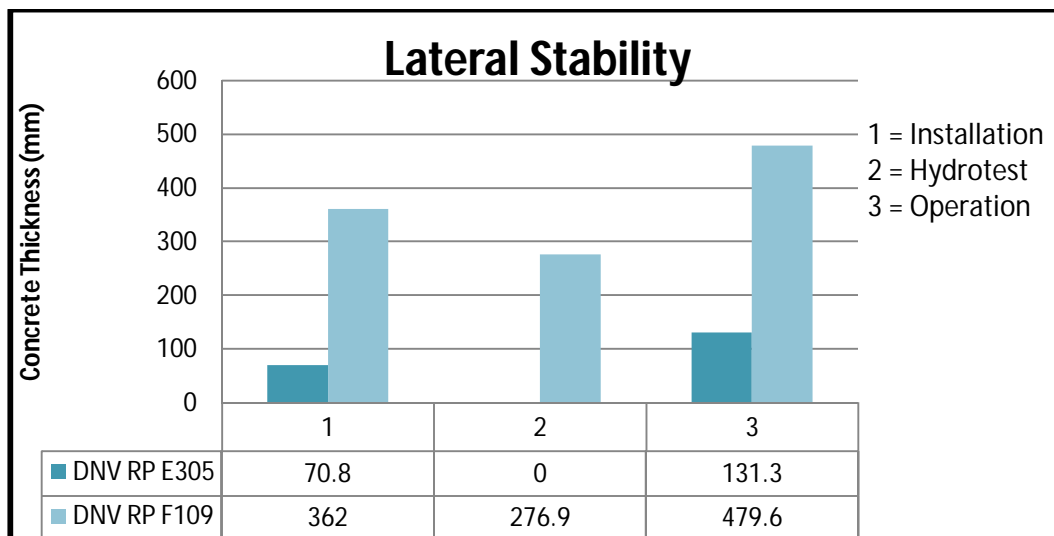
HASIL DAN PEMBAHASAN

Setelah melakukan perhitungan ketebalan minimum dinding pipa yang memenuhi kriteria yang telah disebutkan di DNV OS F101, yaitu kriteria *pressure containment*, *buckling*, *system collapse*, dan *combined loading*, didapatkan nilai minimum ketebalan dinding pipa yaitu setebal 18.3 mm.

Untuk perhitungan ketebalan selimut beton, hasil analisis berdasarkan DNV RP E305 dan DNV RP F109 dapat dilihat pada **Gambar 10** dan **Gambar 11**



Gambar 10 Perbandingan analisis kestabilan vertikal



Gambar 11 Perbandingan analisis kestabilan lateral

Tebal selimut beton minimum yang didapatkan dari analisis kestabilan mutlak berdasarkan DNV RP F109 jauh lebih besar bila dibandingkan dengan tebal selimut beton yang didapatkan berdasarkan DNV RP E305. Hal ini disebabkan karena metode analisis kestabilan mutlak pada DNV RP F109 dilakukan dengan asumsi pipa bawah laut berada di kondisi yang sangat ekstrim. Bila tebal minimum selimut beton yang diperoleh dari kriteria DNV RP E305 dianalisis dengan metode kestabilan mutlak, maka pipa harus dikubur sedalam 0.525 m agar kriteria stabilitas mutlak terpenuhi.

Untuk desain *crossing pipeline*, tebal selimut beton yang digunakan adalah tebal yang didapatkan berdasarkan kriteria DNV RP E305 karena kode ini dianggap lebih konservatif. Maka tebal selimut beton yang digunakan adalah 131.3 mm.

Panjang *free span* maksimum yang diperoleh berdasarkan analisis *free span* static dapat dilihat pada **Tabel 2**.

Tabel 2 *Static allowable free span*

Kondisi	<i>Free Span Maksimum</i>
Instalasi	129.169 meter
<i>Hydrotest</i>	128.198 meter
Operasional	138.9 meter

Panjang *free span* maksimum yang memenuhi kriteria DNV RP F105 dapat dilihat pada **Tabel 3** (arah *in-line*) dan **Tabel 4** (arah *cross flow*)

Tabel 3 *Free span yang memenuhi kriteria screening fatigue (in-line)*

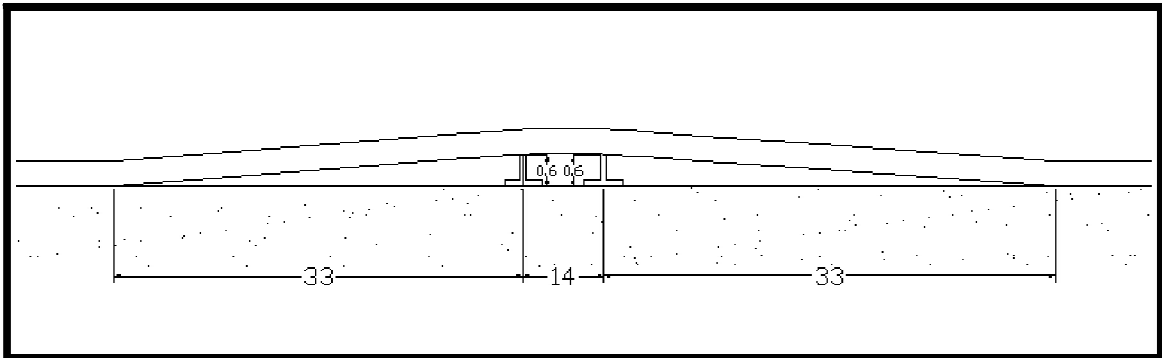
	Parameter	Nilai	Satuan
<i>Installation</i>	<i>Maximum Span</i>	18	m
	<i>Natural Frequency</i>	1.067	Hz
	<i>VIV Frequency</i>	1.03	Hz
	<i>Screening Criteria</i>	OK	
<i>Hydrotest</i>	<i>Maximum Span</i>	14	m
	<i>Natural Frequency</i>	1.077	Hz
	<i>VIV Frequency</i>	1.055	Hz
	<i>Screening Criteria</i>	OK	
<i>Operation</i>	<i>Maximum Span</i>	14	m
	<i>Natural Frequency</i>	1.084	Hz
	<i>VIV Frequency</i>	1.055	Hz
	<i>Screening Criteria</i>	OK	

Tabel 4 *Free span yang memenuhi kriteria screening fatigue (cross flow)*

	Parameter	Nilai	Satuan
<i>Installation</i>	<i>Span</i>	18	m
	<i>Natural Frequency</i>	1.056	Hz
	<i>VIV Frequency</i>	0.56	Hz
	<i>Screening Criteria</i>	OK	
<i>Hydrotest</i>	<i>Span</i>	14	m
	<i>Natural Frequency</i>	1.065	Hz
	<i>VIV Frequency</i>	1.055	Hz
	<i>Screening Criteria</i>	OK	
<i>Operation</i>	<i>Span</i>	14	m
	<i>Natural Frequency</i>	1.068	Hz
	<i>VIV Frequency</i>	0.56	Hz
	<i>Screening Criteria</i>	OK	

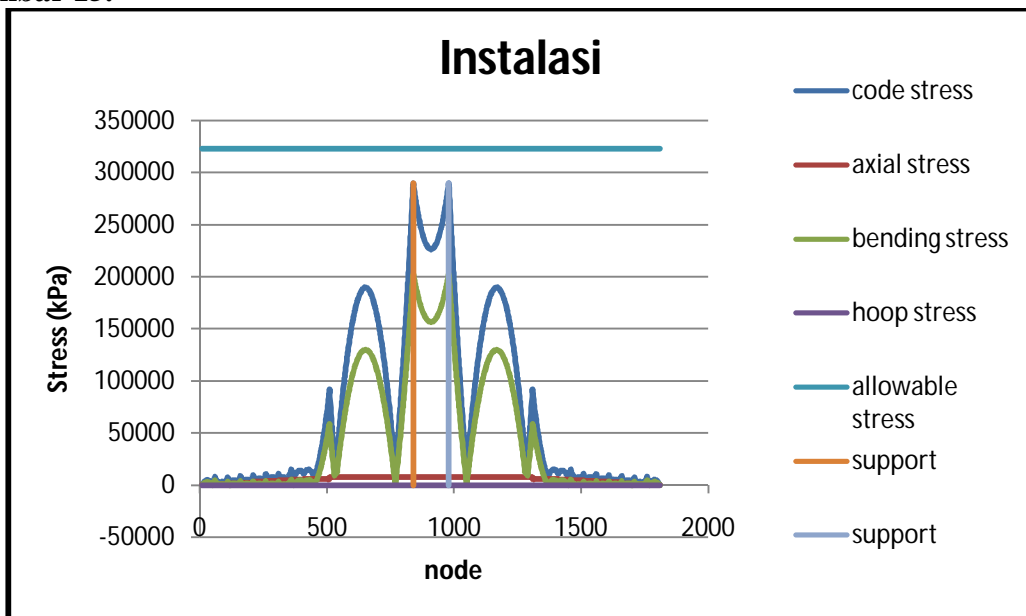
Untuk desain *crossing pipeline*, *free span* maksimum pada pipa adalah 14 meter. Panjang *span* ini memenuhi kriteria *screening fatigue* dan static karena lebih pendek dari semua *span* maksimum.

Pada desain yang dibuat di Tugas Akhir, support utama didesain setinggi 0.6 meter. Desain awal *crossing pipeline* yang dipakai untuk Tugas Akhir ini dapat dilihat pada **Gambar 12**

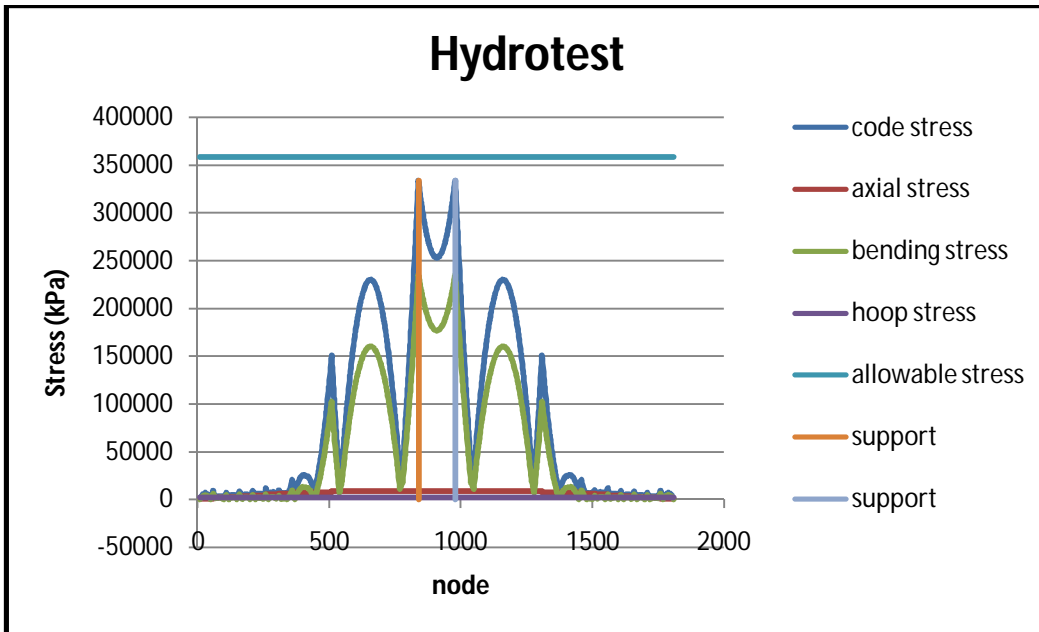


Gambar 12 Desain awal *crossing pipeline*

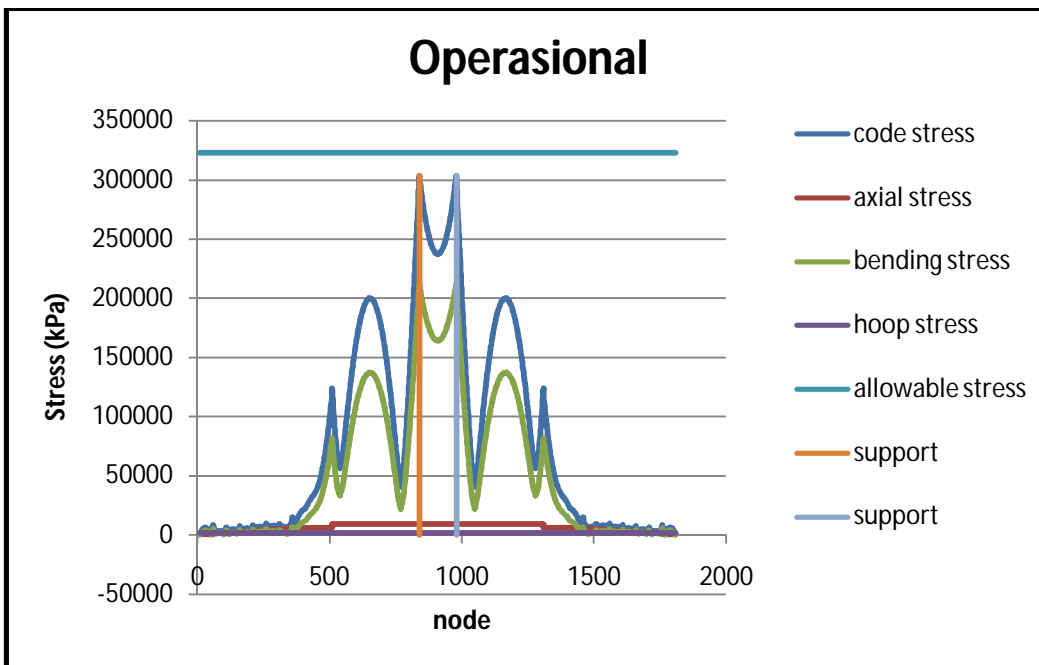
Setelah desain awal dimodelkan di CAESAR, didapatkan hasil analisis tegangan untuk kondisi instalasi, *hydrotest*, dan operasional yang dapat dilihat pada **Gambar 13**, **Gambar 14**, dan **Gambar 15**.



Gambar 13 Grafik tegangan yang terjadi pada pipa saat instalasi



Gambar 14 Grafik nilai tegangan yang terjadi pada pipa saat *hydrotest*



Gambar 15 Grafik nilai tegangan yang terjadi pada pipa saat beroperasi

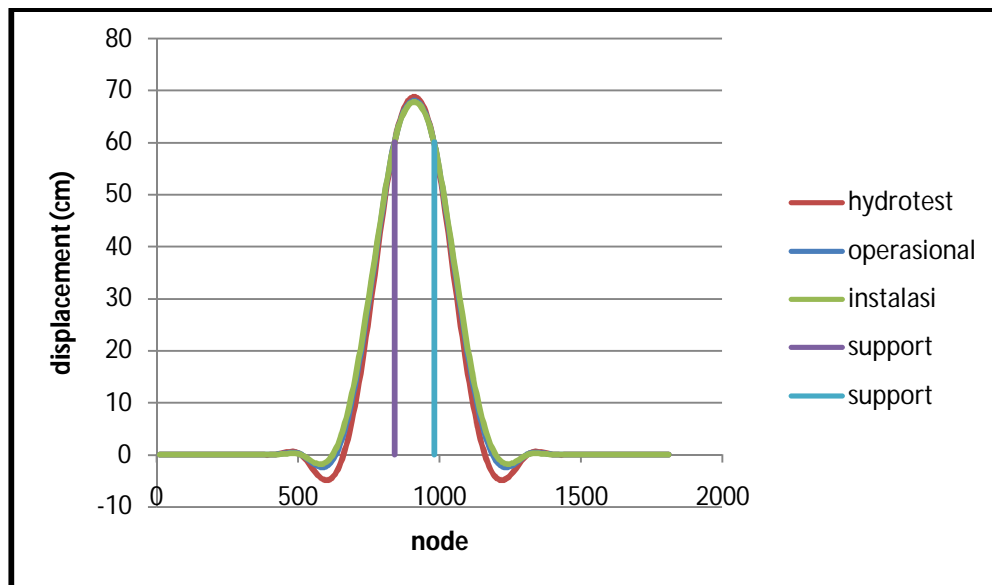
Pada **Tabel 5** dapat dilihat tegangan maksimum yang terjadi pada tiap kondisi

Tabel 5 Summary tegangan maksimum

Parameter	Satuan	Kondisi Pembebanan		
		Instalasi	Hydrotest	Operasional
Posisi Node Tegangan Code Maksimum		840	840	840
Tegangan Bending	kPa	202507	234963.3	212335.7
Tegangan Torsional	kPa	0	0	0
Tegangan Aksial	kPa	7386.3	8863.2	9667.2
Hoop Stress	kPa	0	2039.4	2063.6
Tegangan Kode		289738	333742.1	303629.8
Tegangan Izin	kPa	322674.6	358527.3	322674.6
Rasio Tegangan	%	89.8	93.1	94.1

Dari tabel di atas, tegangan maksimum pada pipa selalu terjadi pada node 840, yaitu titik dimana pipa ditumpu oleh *support* yang paling tinggi. Desain *crossing pipeline* memenuhi kriteria desain karena rasio tegangan dari kondisi instalasi, hydrotest, dan operasional tidak ada yang melebihi 100%.

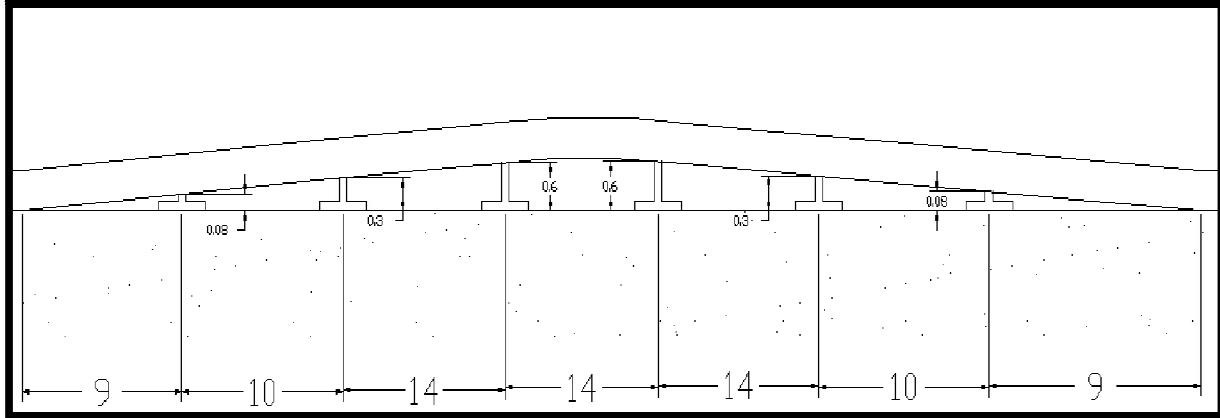
Selain ditinjau dari segi tegangan yang terjadi pada pipa, displacement yang terjadi pada pipa juga harus diperhatikan. *Displacement* yang terjadi pada pipa dapat dilihat pada **Gambar 16**



Gambar 16 Grafik displacement pada pipa

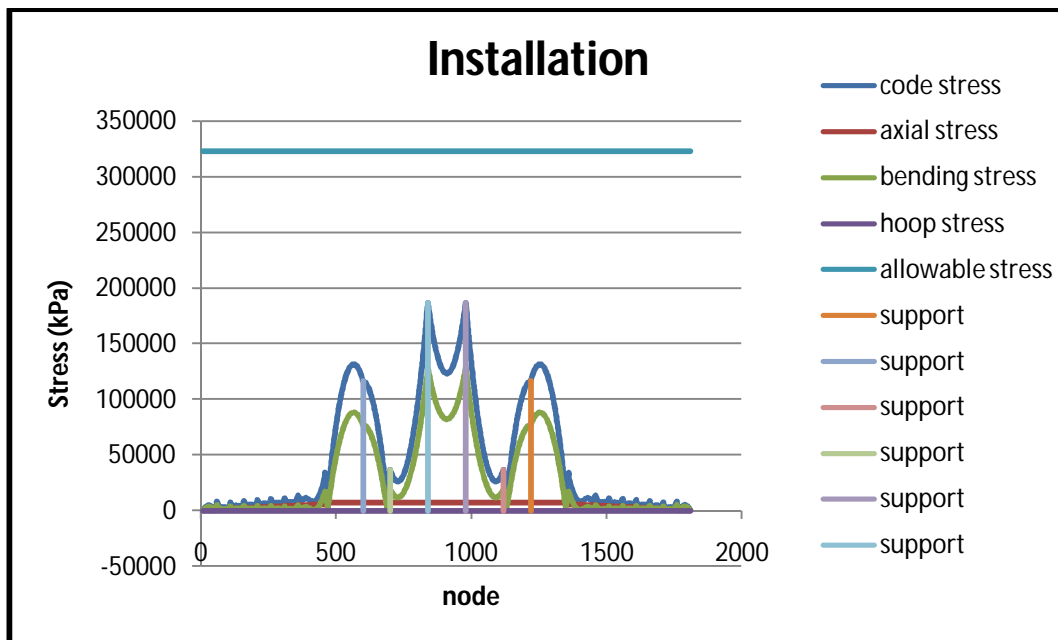
Desain awal *pipeline crossing* memenuhi criteria tegangan, tetapi free span pada crossing telah melebihi batas maksimum. Oleh karena itu, jumlah support pada crossing perlu ditambah untuk mengurangi panjang free *span* pada crossing. Tinggi support yang akan ditambah harus lebih tinggi dari displacement yang terjadi akibat 2 support awal yang diberikan agar pipa tidak menggantung.

Maka untuk desain *crossing pipeline* yang baru, panjang free span pada pipa diperpanjang menjadi 100 meter. Panjang tanah yang dimodelkan juga diperpanjang masing-masing menjadi 50 meter. Desain *crossing pipeline* yang baru pada dapat dilihat pada **Gambar 17**

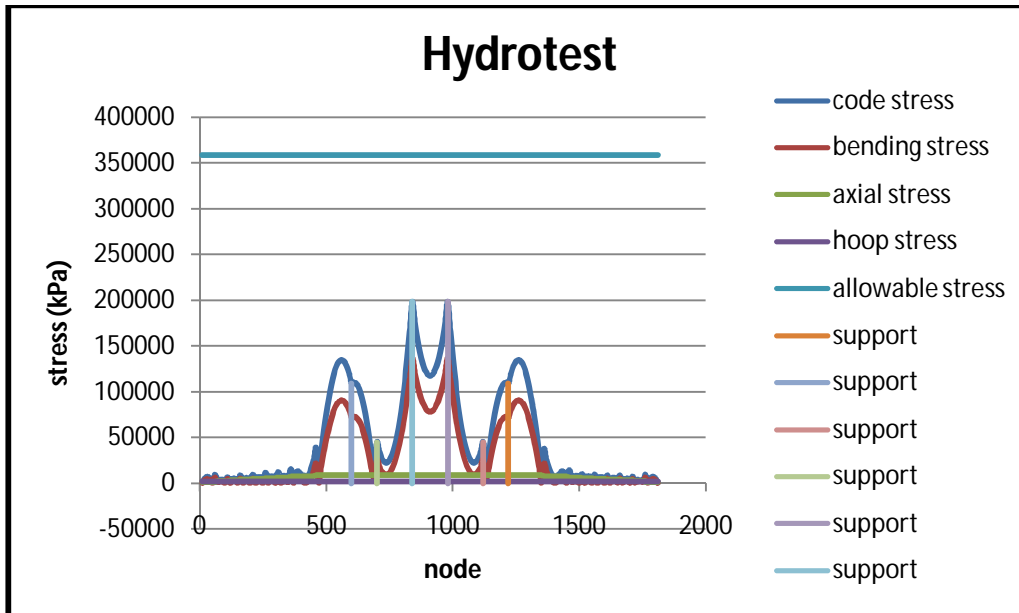


Gambar 17 Desain baru *crossing pipeline*

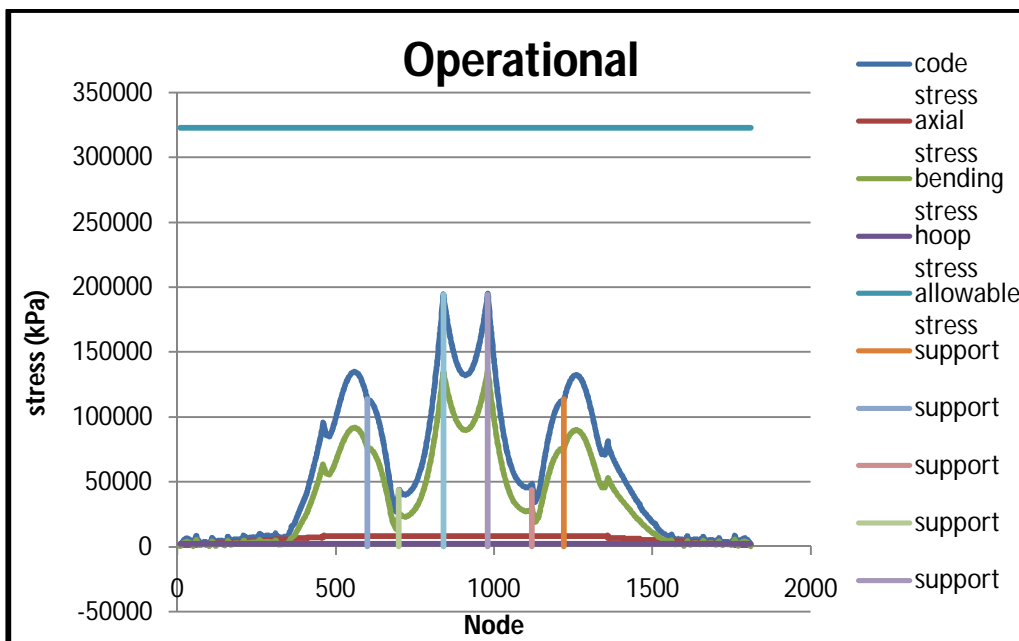
Hasil analisis tegangan untuk desain *crossing pipeline* yang baru dapat dilihat pada **Gambar 18**, **Gambar 19**, dan **Gambar 20**



Gambar 18 Grafik tegangan yang terjadi pada pipa saat instalasi



Gambar 19 Grafik tegangan yang terjadi pada pipa saat *hydrotest*



Gambar 20 Grafik tegangan yang terjadi pada pipa saat operasional

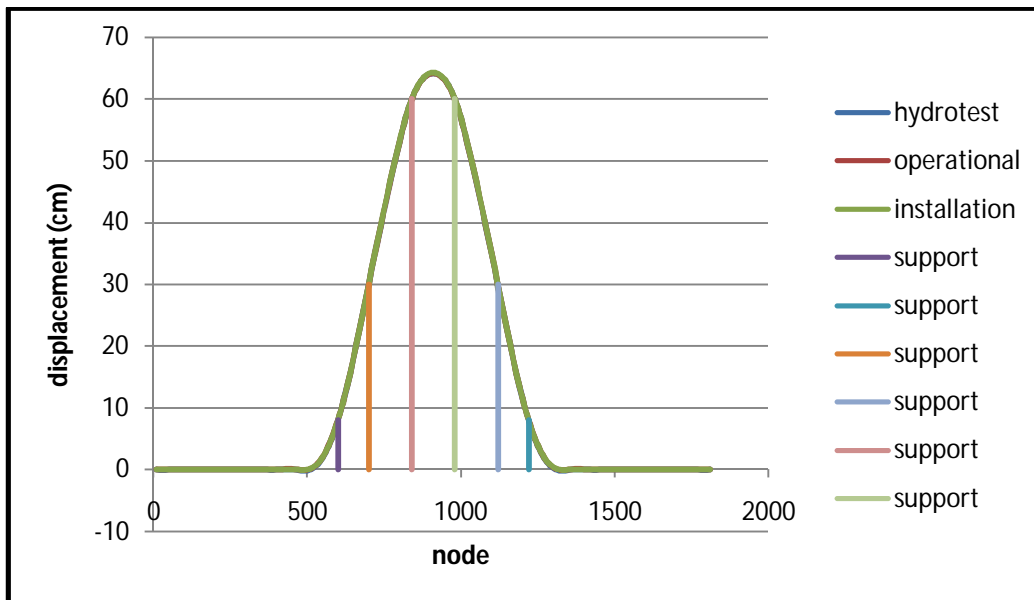
Pada **Tabel 6** dapat dilihat tegangan maksimum yang terjadi pada tiap kondisi

Tabel 6 Summary tegangan maksimum

Parameter	Satuan	Kondisi Pembebanan		
		Instalasi	Hydrotest	Operasional
Posisi Node Tegangan Code Maksimum		840	840	840
Tegangan Bending	kPa	127861.9	136572	134599.2
Tegangan Torsional	kPa	0	0	0
Tegangan Aksial	kPa	7375.2	9025	8026.6
Hoop Stress	kPa	0	2039.4	2063.6
Tegangan Kode		186760.3	198253.9	194091.7
Tegangan Izin	kPa	358527.3	358527.3	322675
Rasio Tegangan	%	57.9	55.3	60.3

Dari tabel di atas, dapat disimpulkan bahwa desain *crossing pipeline* yang baru memenuhi criteria desain karena rasio tegangan dari kondisi instalasi, hydrotest, dan operasional tidak ada yang melebihi 100%.

Displacement pada pipa saat kondisi instalasi, hydrotest, dan operasional dapat dilihat pada **Gambar 21**



Gambar 21 Grafik displacement pada pipa

Dari grafik *displacement*, dapat disimpulkan bahwa desain *pipeline crossing* yang baru realistis untuk dilakukan karena masih ada bagian dari pipa yang menyentuh tanah.

SIMPULAN DAN SARAN

Dari hasil perhitungan dan analisis proses desain yang telah dilakukan dapat ditarik beberapa kesimpulan dari tujuan Tugas Akhir ini, yaitu

1. Tebal dinding pipa yang didapatkan adalah 18.3 mm. Tebal ini memenuhi semua criteria yang diberikan oleh DNV os f101.
2. Tebal lapisan beton yang didapatkan pada analisis berdasarkan DNV RP E305 adalah 131 mm, sedangkan dari analisis berdasarkan DNV RP F109 didapat tebal lapisan beton sebesar 479.6 mm.
3. Tebal lapisan beton berdasarkan analisis DNV RP F109 jauh lebih besar karena kode tersebut mengasumsikan pipa berada pada kondisi yang sangat ekstrim. Tebal lapisan beton yang diambil sebagai desain adalah 131 mm, karena DNV RP E305 dianggap sudah cukup konservatif
4. Bila nilai tebal lapisan beton yang didapatkan berdasarkan kode DNV RP FE305 dianalisis dengan metode yang sama seperti DNV RP F109, maka harus dilakukan trench sedalam 0.525 m agar pipa stabil
5. Bentang bebas yang diizinkan berdasarkan analisis dengan criteria yang diberikan DNV RP F105 adalah sebesar 14 meter.
6. Dengan menganalisis tegangan yang terjadi pada desain awal *pipeline crossing*, didapatkan nilai tegangan maksimum sebesar 60.3% dari tegangan izin yang terjadi di titik support. Karena itu, desain *crossing pipeline* memenuhi syarat karena tegangan yang terjadi tidak melebihi *allowable stress*.
7. Berdasarkan analisis tegangan yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa tegangan maksimum selalu terjadi di support *pipeline crossing*

Untuk selanjutnya, faktor seperti *settlement* pada support pipa sebaiknya dipertimbangkan juga pada pemodelan.

DAFTAR PUSTAKA

1. Det Norske Veritas, OS F101: *Submarine Pipeline Systems*, Veritas, Oslo 2010
2. Det Norske Veritas, RP F105: *Free Spanning Pipelines*, Veritas, Oslo 2006
3. Det Norske Veritas, RP F109: *On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*, Veritas, Oslo 2010
4. Det Norske Veritas, RP E305: *On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*, Veritas, Oslo 1988
5. Boyun Guo at. al., *Offshore Pipelines*, Gulf Professional Publishing, Burlington, U.S.A., 2005.
6. Yong, Bai, *Pipelines and Risers*, Elsevier Ocean Engineering Book Series, Netherlands, 2001
7. Mousselli, A.H., *Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods*, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 1981.