

DESAIN DAN ANALISIS *FATIGUE* PADA BENTANG BEBAS PIPA BAWAH LAUT

Radityo Wahyu Utomo

Program Studi Teknik Kelautan, Fakultas Teknik Sipil dan Lingkungan ITB

email : radityowu@gmail.com

Eksplorasi dan eksploitasi ladang hidrokarbon lepas pantai tidak terlepas dari teknologi *subsea*. *Subsea pipeline* (pipa bawah laut) berfungsi menyalurkan hidrokarbon lepas pantai dari sumur ke fasilitas pengolahannya yang ada di laut maupun di darat.

Perancangan *subsea pipeline* sebagai sarana transportasi hidrokarbon merupakan hal yang harus dilakukan secara cermat dengan mengacu pada standar internasional yang berlaku, seperti DNV, API, ASME, dan sebagainya. Pada umumnya, perancangan *subsea pipeline* yang dilakukan meliputi perancangan tebal dinding pipa, analisis kestabilan pipa untuk memperoleh tebal *concrete coating* yang dibutuhkan, analisis *free span* pipa untuk memperoleh nilai panjang *free span* kritis, serta analisis *fatigue* yang terjadi berupa kegagalan struktur ketika material mengalami beban siklik atau berulang.

Pada kasus pipa bawah laut, salah satu penyebab kegagalan *fatigue* adalah adanya bentang bebas (*free span*) yaitu suatu luasan dimana pipa tidak memiliki kontak dengan dasar laut. Analisis *fatigue* diperlukan karena pipa yang mengalami *free span* dapat bergetar akibat adanya beban siklik seperti gelombang, arus, pergerakan *platform*, dan lain-lain. Oleh karena itu, dalam kasus terjadinya *free span* dalam suatu sistem *subsea pipeline* perlu diadakan analisis terhadap kelayakan operasi yang dapat diperoleh melalui analisis *fatigue* pipa tersebut.

Kata kunci: *subsea pipeline, wall thickness, on bottom stability, free span, fatigue.*

PENDAHULUAN

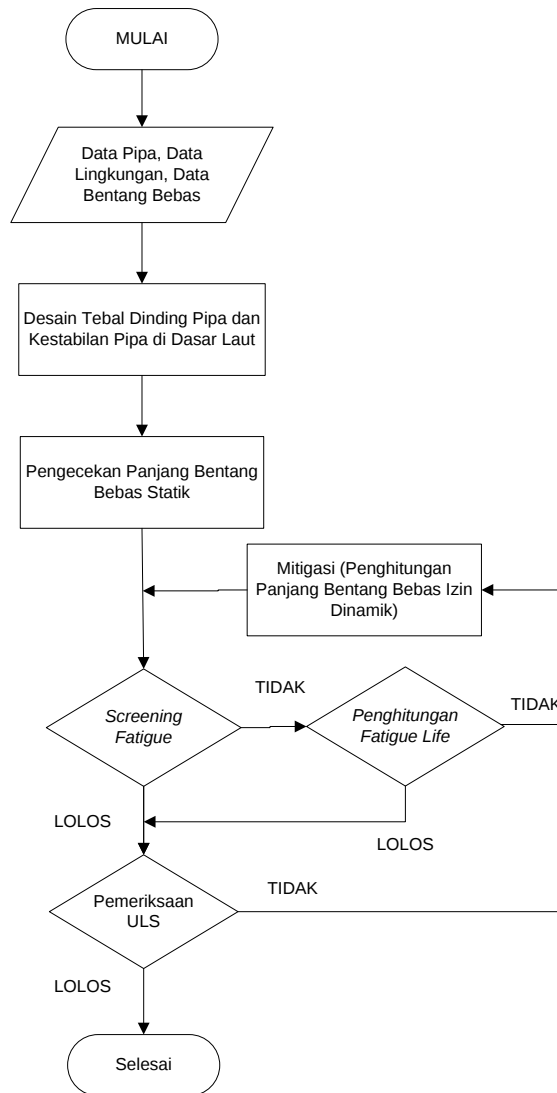
Pipa bawah laut adalah salah satu fasilitas transportasi minyak dan gas. Jaringan pipa bawah laut didesain agar dapat menjaga kekuatannya selama proses konstruksi dan operasi. Proses desain dan analisis pipa bawah laut antara lain meliputi ketebalan dinding pipa (*wall thickness*), kestabilan pipa (*on bottom stability*), bentang bebas (*free span*) izin statik dan dinamik, serta kegagalan kelelahan (*fatigue*).

Desain ketebalan dinding pipa meliputi kriteria *pressure containment*, *system collapse*, *propagation buckling*, dan *combined loading* yang terjadi pada kondisi instalasi, *hydrotest*, dan operasional. Hasil dari desain ketebalan dinding pipa berupa besarnya diameter pipa yang akan digunakan saat operasi.

Analisis kestabilan menguji apakah pipa stabil secara vertikal dan lateral ketika berada di dasar laut. Salah satu fenomena yang dapat terjadi pada pipa bawah laut adalah *fatigue*. *Fatigue* adalah suatu kegagalan yang terjadi ketika material mengalami beban siklik atau berulang. Pada kasus pipa bawah laut, salah satu penyebab kegagalan *fatigue* adalah adanya bentang bebas (*free span*) yaitu suatu luasan dimana pipa tidak memiliki kontak dengan dasar laut. Analisis *fatigue* diperlukan karena pipa yang mengalami *free span* dapat bergetar akibat adanya beban siklik seperti gelombang dan arus.

TEORI DAN METODOLOGI

Secara umum, metodologi desain *subsea pipeline* dan analisis *fatigue* bentang bebas yang dilakukan pada tugas akhir ini dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1 Diagram alir desain *subsea pipeline* dan analisis *fatigue* bentang bebas.

Ketebalan pipa dihitung agar pipa yang dibangun kuat terhadap berbagai kondisi yang diakibatkan tekanan internal maupun eksternal.

Pada kriteria *pressure containment*, ketebalan pipa didesain untuk mencegah terjadinya ledakan (*burst*) pada pipa (Gambar 2) akibat tekanan di dalam pipa yang dirumuskan

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



Gambar 2 Pipa yang mengalami *burst*.

Nilai dari *pressure containment* ditentukan berdasarkan persamaan :

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

dimana :

$$f_{cb} = \text{Min} \cdot \left[f_y; \frac{f_u}{1.15} \right] \quad (3)$$

Tekanan lokal insidental

$$P_{li} = P_d \cdot \gamma_{inc} \quad (4)$$

Tekanan eksternal

$$P_e = \rho_{sw} \cdot g \cdot h \quad (5)$$

Pada kriteria *system collapse*, ketebalan pipa didesain untuk mencegah terjadinya deformasi memipih akibat hilangnya kekuatan penampang melintang pipa yang disebabkan oleh tekanan eksternal yang mengenai pipa (Gambar 3).



Gambar 3 Pipa yang mengalami *collapse*.

DNV OS F101 menyatakan tekanan *collapse* pipa harus lebih besar dari tekanan eksternal pada pipa. Kriteria *system collapse* dirumuskan sebagai berikut :

$$P_e - P_{min} \leq \frac{P_c}{\gamma_{sc} \cdot \gamma_m} \quad (6)$$

dimana :

Tekanan elastik (P_{el})

$$P_{el} = \frac{\left(2 \cdot E \cdot \left(\frac{t}{OD} \right)^3 \right)}{(1 - \nu^2)} \quad (7)$$

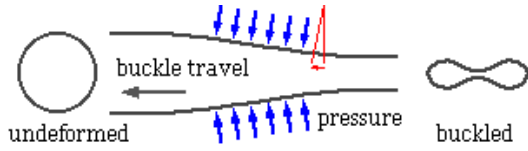
Tekanan plastis (P_p)

$$P_p = 2 \cdot f_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \frac{t}{OD} \quad (8)$$

Ovalitas baja (f_o)

$$f_o = \frac{(D_{max} - D_{min})}{OD} \quad (9)$$

Pada kriteria *propagation buckling*, tebal dinding pipa didesain untuk mencegah terjadinya perambatan deformasi bentuk pada penampang melintang pipa akibat tekanan hidrostatik yang mengenai pipa (Gambar 4).



Gambar 4 Skema terjadinya *buckle propagation*.

Propagation buckling terjadi jika $P_e > P_{pr}$. Untuk melakukan pengecekan terjadinya *propagation buckling* digunakan persamaan :

$$P_e < \frac{P_{pr}}{\gamma_{sc} \cdot \gamma_m} \quad (10)$$

dimana :

$$P_{pr} = 35 \cdot f_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \left(\frac{t}{OD} \right)^{2.5} \quad (11)$$

Pada kriteria *Combined Loading* menunjukkan kekuatan dari pipa baja yang akan diletakkan di dasar laut terhadap semua gaya dan tekanan yang akan terjadi pada pipa. Kondisi ini dibedakan menjadi kriteria untuk tekanan internal dan eksternal berlebih dimana persamaan untuk kedua kriteria tersebut hanya berlaku untuk rasio $\frac{OD}{t} \leq 45$.

Kondisi tekanan internal berlebih ($P_i > P_e$)

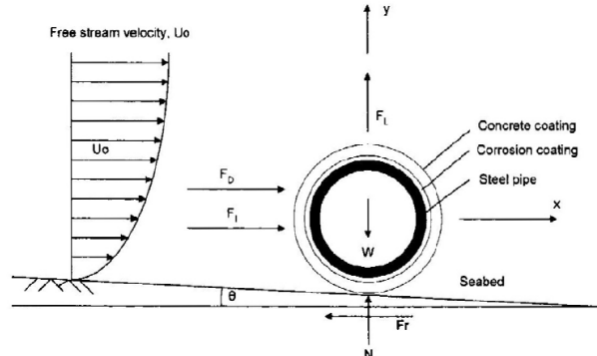
$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p} \right\}^2 \right\} + \left(\alpha_p \cdot \frac{P_i - P_e}{\alpha_c \cdot P_b} \right)^2 \leq 1 \quad (12)$$

Kondisi tekanan eksternal berlebih ($P_e > P_i$)

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p} \right\}^2 \right\} + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c} \right)^2 \leq 1 \quad (13)$$

Setelah diperoleh nilai tebal dinding pipa, selanjutnya akan dilakukan analisis *on bottom stability*, dengan mengacu pada standar DNV RP E305. Hasil akhir dari analisis *on bottom stability* adalah diperolehnya nilai tebal

concrete coating yang dibutuhkan untuk menjamin kestabilan pipa baik dalam arah vertikal maupun lateral akibat gaya-gaya lingkungan yang bekerja pada pipa.



Gambar 5 Gaya-gaya lingkungan pada pipa bawah laut.

Kestabilan vertikal pipa akan tercapai jika berat pipa terendam (*pipe submerged weight*) lebih besar dari gaya apung pipa, syarat tersebut dituliskan pada persamaan berikut :

$$\frac{[W_{sub} + B]}{B} \geq 1.1 \quad (14)$$

Pemeriksaan stabilitas lateral dilakukan dengan memenuhi persyaratan berikut

$$\frac{W_{sub}}{W_{req}} \geq 1 \quad (15)$$

$$W_{req} = \frac{F_D + F_L + \mu \cdot F_L}{\mu} \cdot F_W \quad (16)$$

Dengan diperolehnya seluruh dimensi pipa yang dibutuhkan, tahap desain selanjutnya adalah melakukan analisis *free span* pipa. Pipa yang mengalami *free span* akan mengalami pembebanan statis dan dinamis. Akibat pembebanan statis pipa akan mengalami defleksi yang dapat menyebabkan keruntuhan leleh, sedangkan secara dinamis pipa akan mengalami osilasi yang dapat menyebabkan keruntuhan *fatigue* (lelah). Analisis *free span*

dibutuhkan untuk menganalisis batas *free span* yang diizinkan untuk mencegah terjadinya kedua kegagalan diatas.

Analisis statik dilakukan untuk memeriksa tegangan pipa yang terjadi akibat beban statik, atau beban yang dianggap statik (*quasi-static*). Panjang *free span* statik yang diizinkan didapat dengan persamaan berikut :

$$L_{static} = \sqrt{\frac{16 \cdot I \cdot \sigma_{max}}{W \cdot OD}} \quad (17)$$

dimana :

$$w = \sqrt{W_{sub}^2 + (F_D + F_I)^2} \quad (18)$$

$$\sigma_{max} = \frac{W \cdot L^2 \cdot OD}{16 \cdot I} \quad (19)$$

Tabel 1 Allowable Equivalent Stress untuk Kondisi Instalasi, Hydrottest, dan Operasi

Kondisi	Allowable Equivalent Stress (%SMYS)
Instalasi	72
Hydrottest	90
Operasi	90

Analisis dinamik *free span* pada dasarnya adalah pemeriksan respon pipa terhadap osilasi yang disebabkan oleh *vortex*. Panjang *free span* kritis dalam kasus terjadinya osilasi pada pipa akibat spesifikasi arus tertentu didasarkan pada hubungan antara frekuensi natural *free span* pipa tersebut dengan kecepatan tereduksi.

Panjang *free span* efektif merupakan kondisi *free span* ideal *fixed-fixed* yang dianggap mempunyai frekuensi natural yang sama dengan bentang bebas sebenarnya yang ditopang oleh *seabed*.

Panjang bentang efektif dapat dicari dari perbandingan panjang bentang sebenarnya dengan persamaan berikut :

$$\frac{L_{eff}}{L} = \begin{cases} \frac{4.37}{-0.066 \cdot \beta^2 + 1.02 \cdot \beta + 0.63} & \text{jika } \beta \geq 2.7 \\ \frac{4.37}{-0.036 \cdot \beta^2 + 0.61 \cdot \beta + 1.00} & \text{jika } \beta < 2.7 \end{cases} \quad (20)$$

Dimana nilai β adalah

$$\beta = \log \cdot \left(\frac{K \cdot L^4}{(1 + CSF) \cdot E \cdot I} \right) \quad (21)$$

Pengaruh beban statik dari pipa dapat mengakibatkan defleksi statik pada bentang bebas. Defleksi statik merupakan besar defleksi yang terjadi pada pipa akibat pengaruh beban statik dari pipa itu sendiri dan tanpa pengaruh gaya-gaya lingkungan lain yang bekerja pada pipa. Defleksi statik dapat dicari dengan persamaan berikut :

$$\delta = C_6 \cdot \frac{W_{sub} \cdot L_{eff}^4}{E \cdot I \cdot (1 + CSF)} \cdot \frac{1}{\left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}}\right)} \quad (22)$$

Defleksi statik pada persamaan di atas adalah defleksi statik untuk arah *cross-flow*. Defleksi statik untuk arah *in-line* biasanya diabaikan (nilainya adalah nol).

Bergetarnya pipa akibat arus yang terjadi pada dua arah yaitu arah *in-line* dan *cross-flow*. Untuk mencari frekuensi natural pipa dapat digunakan persamaan berikut :

Frekuensi natural arah *in-line*

$$f_{n,IL} = C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m_e \cdot L_{eff,IL}^4} \cdot \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr,IL}} + C_3 \cdot \left(\frac{\delta_{IL}}{D_{tot}}\right)^2\right)} \quad (23)$$

Frekuensi natural arah *cross-flow*

$$f_{n,CF} = C_1 \cdot \sqrt{1 + CSF} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m_e \cdot L_{eff,CF}^4} \cdot \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr,CF}} + C_3 \cdot \left(\frac{\delta_{CF}}{D_{tot}}\right)^2\right)} \quad (24)$$

Pemodelan respon amplitudo adalah model empirik yang berguna untuk mencari besar amplitudo respon VIV *steady state* maksimum sebagai fungsi dasar hidrodinamika dan parameter struktur. Pemodelan dilakukan untuk kondisi *in-line* dan *cross-flow*.

Reduced velocity adalah kecepatan dimana osilasi yang diakibatkan *vortex shedding* dapat terjadi. Persamaan untuk mendapatkan *reduced velocity* ditunjukkan oleh persamaan berikut :

$$V_R = \frac{U_C + U_W}{f_n \cdot D_{tot}} \quad (25)$$

Respon arah *in line* dari suatu *free span* pipa pada kondisi arus dominan berkaitan dengan kondisi *vortex shedding* simetris. Besar *range* tegangan dari *in-line* VIV dihitung menggunakan persamaan berikut :

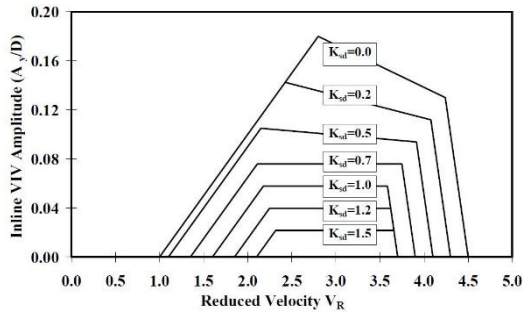
$$S_{IL} = 2 \cdot A_{IL} \cdot \left(\frac{A_y}{D}\right) \cdot \Psi_{\alpha,IL} \cdot \gamma_s \quad (26)$$

dimana :

$$A_{IL} = C_4 \cdot (1 + CSF) \cdot \frac{D_{tot} \cdot (OD - t_s) \cdot E}{L_{eff}^2} \quad (27)$$

$$\Psi_{\alpha,IL} = \begin{cases} 0 & \text{untuk } \alpha < 0.5 \\ \frac{(\alpha - 0.5)}{0.3} & \text{untuk } 0.5 < \alpha < 0.8 \\ 1 & \text{untuk } \alpha > 0.8 \end{cases} \quad (28)$$

Besaran $\frac{A_y}{D}$ merupakan fungsi dari V_R dan K_{sd} , ditunjukkan **Gambar 6**.



Gambar 6 Reduced Velocity vs Inline VIV Amplitude

Besar *range* tegangan yang diakibatkan *cross-flow* VIV akibat kombinasi arus dan gelombang dituliskan oleh persamaan berikut :

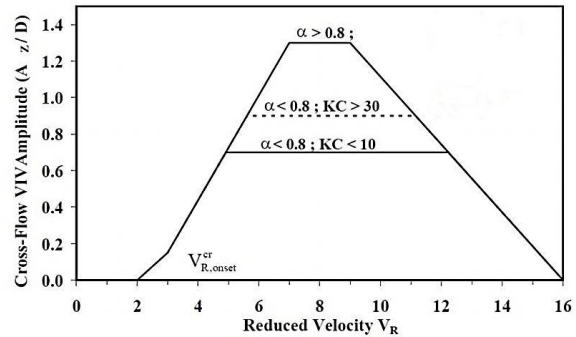
$$S_{CF} = 2 \cdot A_{CF} \cdot \left(\frac{A_z}{D}\right) \cdot R_k \cdot \gamma_s \quad (29)$$

dimana :

$$A_{CF} = C_4 \cdot (1 + CSF) \cdot \frac{D_{tot} \cdot (OD - t_s) \cdot E}{L_{eff}^2} \quad (30)$$

$$R_k = \begin{cases} 1 - 0.15 \cdot K_{sd} & \text{untuk } K_{sd} \leq 4 \\ 3.2 \cdot K_{sd} & \text{untuk } K_{sd} > 4 \end{cases} \quad (31)$$

Besaran $\frac{A_z}{D}$ merupakan fungsi dari V_R , α , dan KC , ditunjukkan **Gambar 7**



Gambar 7 Reduced Velocity vs Cross Flow VIV Amplitude

Berdasarkan DNV 1981, besarnya bentang bebas akibat VIV (*in line* dan *cross flow*) yang diizinkan dapat dihitung dengan persamaan berikut ini :

$$L_{dinamik} = \left(C_1 \cdot \left(\frac{E \cdot I}{m_e} \right)^{\frac{1}{2}} \cdot \frac{D_{tot} \cdot V_{R,onset}}{U_C} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (32)$$

Kriteria *screening fatigue* pada DNV RP-F105 dispesifikasikan untuk *fatigue* akibat VIV (*Vortex Induced Vibration*) dan pembebanan langsung gelombang yang berkombinasi dengan arus.

Pada *screening fatigue* dilakukan pengecekan frekuensi natural pipa dengan frekuensi getaran pipa.

Frekuensi natural arah *in-line* harus memenuhi persamaan berikut :

$$\frac{f_{n,IL}}{\gamma_{IL}} > \frac{U_{c,100year}}{V_{R,onset}^{IL} \cdot D_{tot}} \cdot \left(1 - \frac{L}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha} \quad (33)$$

dimana :

$$\alpha = \frac{U_{c,100year}}{U_{w,1year} + U_{c,100year}} \quad (34)$$

Frekuensi natural arah *cross-flow* harus memenuhi persamaan berikut :

$$\frac{f_{n,CF}}{\gamma_{CF}} > \frac{U_{c,100year} + U_{w,1year}}{V_{R,onset}^{CF} \cdot D_{tot}} \quad (35)$$

Analisis *fatigue* akibat gaya gelombang langsung tidak perlu dilakukan apabila persamaan berikut dipenuhi:

$$\frac{U_{c,100year}}{U_{w,1year} + U_{c,100year}} > \frac{2}{3} \quad (36)$$

Faktor keamanan pada kriteria *screening fatigue* dapat dilihat pada **Tabel 2**.

Tabel 2 Faktor Keamanan untuk Kriteria *Screening Fatigue*

Faktor Keamanan	Nilai
γ_{IL}	1.4
γ_{CF}	1.4

Perhitungan kerusakan *fatigue* dilakukan dengan menggunakan standar DNV RP-F105. *Fatigue* yang terjadi disebabkan oleh pengaruh VIV (*Vortex Induced Vibration*) sehingga struktur pipa mengalami vibrasi. Formulasi kriteria *fatigue* dapat diformulasikan sebagai berikut :

$$\eta \cdot T_{life} \geq T_{exposure} \quad (37)$$

Besarnya kapasitas desain umur *fatigue* dapat dihitung menggunakan persamaan berikut :

$$T_{life} = \frac{1}{\sum \left(\frac{f_v \cdot S_i^m \cdot P_i}{a} \right)} \quad (38)$$

Besarnya nilai η (faktor keamanan) dapat dilihat pada **Tabel 3**

Tabel 3 Faktor Keamanan untuk Kriteria *Fatigue*

S.F	Kelas Keamanan		
	Low	Med	Hi
η	1.0	0.5	0.25
γ_k	1.0	1.15	1.3
γ_s	1.3		
$\gamma_{on,IL}$	1.1		
$\gamma_{on,CF}$	1.2		

Besarnya kerusakan akibat *fatigue* (*fatigue damage*) ditentukan menggunakan persamaan berikut :

$$D_{fat} = \sum \frac{n_i}{N_i} \leq \alpha_{fat} \quad (39)$$

Besarnya nilai α_{fat} (rasio *fatigue damage*) dapat dilihat pada **Tabel 4**

Tabel 4 Faktor Keamanan untuk Kriteria *Fatigue*

Safety	Low	Med	Hi
α_{fat}	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{5}$	$\frac{1}{10}$

Jumlah siklus yang terjadi pada tiap blok tegangan ditentukan dari persamaan berikut :

$$n_i = P_i \cdot f_v \cdot T_{exposure} \quad (40)$$

Jumlah siklus yang terjadi pada tiap blok tegangan pada rentang S sampai mengalami kegagalan ditentukan dari persamaan berikut :

$$N_i = \bar{a} \cdot S_i^{-m} \quad (41)$$

Analisis untuk kriteria ULS (*Ultimate Limit State*) merupakan pengecekan kondisi batas (*limit*) kekuatan pipa terhadap gaya internal maupun gaya eksternal yang bekerja pada pipa. Berdasarkan DNV OS F101 *Submarine Pipeline Systems*, Pengecekan ULS dilakukan terhadap kriteria berikut :

Pipe members subjected to bending moment, effective axial force and internal overpressure

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_d|}{\alpha_c \cdot M_p} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{eff}}{\alpha_c \cdot S_p} \right\}^2 \right\} + \left(\alpha_p \cdot \frac{P_i - P_e}{\alpha_c \cdot P_b} \right)^2 \leq 1 \quad (42)$$

Pipe members subjected to bending moment, effective axial force and external overpressure

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_d|}{\alpha_c \cdot M_p} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{eff}}{\alpha_c \cdot S_p} \right\}^2 \right\} + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c} \right)^2 \leq 1 \quad (43)$$

Besarnya *bending moment* terdiri dari dua yaitu pada kondisi statik dan dinamik. Berikut ini adalah besarnya *bending moment* pada kondisi statik dan dinamik :

Bending moment statik

$$M_{static} = C_5 \cdot \frac{W_{sub} \cdot L_{eff}^2}{\left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}}\right)} \quad (44)$$

Bending moment dinamik

$$M_{dynamic} = \sigma_E \cdot \frac{2 \cdot I}{OD - t_s} \quad (45)$$

dimana :

$$\sigma_E = \begin{cases} \frac{1}{2} \cdot \max \left\{ S_{IL}; 0.4 \cdot S_{CF} \cdot \frac{A_{IL}}{A_{CF}} \right\} & \text{untuk in-line} \\ \frac{1}{2} \cdot S_{CF} & \text{untuk cross-flow} \end{cases} \quad (46)$$

HASIL DAN ANALISIS

Desain ketebalan pipa dilakukan pada kondisi instalasi, kondisi *hydrotest*, serta kondisi operasi. Dapat dilihat pada

Tabel 5 diperoleh nilai tebal dinding terpilih sebesar 14.2mm .

Tabel 5 Nilai Tebal Dinding Pipa Terpilih

Kriteria	Kondisi	Nilai Ketebalan Pipa (mm)
		DNV OS F101
Pressure Containment	Hydrotest	10.95
	Operasi	8.68
System Collapse	Instalasi	8.57
	Hydrotest	11.38
	Operasi	9.13
Buckling Propagation	Instalasi	14.2
Combine Loading	Instalasi	13.98
Ketebalan Pipa Desain	14.2 mm	

On bottom stability analysis hanya dilakukan pada kondisi instalasi dan kondisi operasi karena pipa pada kondisi *hydrotest* dipastikan memiliki berat yang lebih besar dari pipa pada kondisi lainnya. Nilai tebal *concrete coating* yang dipilih adalah nilai tebal *concrete coating* yang paling besar dari uraian perhitungan pada analisis stabilitas vertikal dan lateral pada setiap kondisi. Dapat dilihat pada **Tabel 6** diperoleh nilai tebal *concrete coating* terpilih sebesar 9.5 cm.

Tabel 6 Nilai Tebal Concrete Coating Terpilih

Kondisi	Concrete Coating (cm)	Safety Factor	
		Stabilitas Vertikal	Stabilitas Lateral
Instalasi	6.4	1.109	1.344
Operasi	9.5	1.36	1.101
Tebal Concrete Coating Desain	9.5 cm		

Nilai *free span* yang didapat dari analisis statik dan dinamik pada setiap kondisi instalasi, *hydrotest*, dan operasi. Dapat dilihat pada **Tabel 7** nilai *free span* yang diijinkan

Tabel 7 Nilai Free Span Diijinkan

Kondisi	Panjang Free Span (m)	
	Analisis Statik	Analisis Dinamik
Instalasi	241.57	127.613
Hydrotest	160.494	126.907
Operasi	251.011	116.256
Panjang Free Span	116.256	

Hasil *screening fatigue* menunjukkan bahwa dari ketiga bentang, yaitu 21.8m, 50m, dan 80m pada kondisi instalasi, *hydrotest*, dan operasional didapatkan bentang 80m tidak lolos *screening fatigue* pada kondisi operasional. Sehingga harus dilakukan analisis *fatigue* untuk perhitungan umur layan pipa pada arah *in line*. Dapat dilihat pada **Tabel 8** perhitungan *screening fatigue* pada bentang bebas 80m kondisi operasional.

Tabel 8 Hasil screening fatigue bentang 80 meter kondisi operasional

Perhitungan	Nilai
Frekuensi Natural In Line	0.496 Hz
Frekuensi In Line	0.354 Hz
Frekuensi In Line VIV	0.433 Hz
Cek Screening Fatigue In Line	NOT OK
Frekuensi Natural Cross Flow	0.507 Hz
Frekuensi Cross Flow	0.362 Hz
Frekuensi Cross Flow VIV	0.232 Hz
Cek Screening Fatigue Cross Flow	OK

Perhitungan *fatigue* bertujuan untuk mengetahui umur layan pipa (*fatigue life*), kemudian dibandingkan dengan umur desain pipa yang akan direncanakan yaitu 20 tahun. Perhitungan *fatigue* dilakukan pada bentang 80 meter.

Didapatkan hasil perhitungan *fatigue damage* arah *in-line* sebesar

$$\Sigma D_{fat} = 0.046296$$

Kemudian didapatkan besarnya umur *fatigue* arah *n-line* sebesar

$$447.8 \text{ tahun}$$

Berdasarkan hasil perhitungan *fatigue* arah *in line*, dapat disimpulkan bahwa pipa memenuhi kriteria karena umur *fatigue* pipa memenuhi umur desain pipa yaitu 20 tahun.

Pengecekan ULS (*Ultimate Limit State*) merupakan pengecekan kondisi batas kekuatan pipa terhadap gaya internal maupun gaya eksternal yang bekerja pada pipa. Berdasarkan DNV OS F101, hasil pengecekan ULS dapat dilihat pada **Tabel 9**.

Tabel 9 Hasil Pemeriksaan *Ultimate Limit State* Kondisi Instalasi dan Operasional

Perhitungan	Instalasi	Operasional
Static Bending Moment	2.641 MNm	3.058 MNm
Dynamic Bending Moment	0.708 MNm	1.211 MNm
Moment Design	2.641 MNm	3.058 MNm
Effective Axial Force and External Overpressure	0.462	0.591
Check	OK	OK
Effective Axial Force and Internal Overpressure	0.016	0.016
Check	OK	OK

KESIMPULAN

a. Pada desain tebal dinding pipa, ketebalan dinding pipa yang dibutuhkan agar memenuhi kriteria *pressure containment*, *system collapse*, *combined loading* dan *propagation buckling* adalah sebesar 14.2 mm.

b. Pada perhitungan kestabilan bawah laut, ketebalan beton sebesar 95 mm sebagai pemberat untuk melapisi pipa baja sudah memenuhi kriteria kestabilan arah vertikal dan kestabilan arah horizontal.

c. Pada perhitungan panjang bentang bebas izin statik, panjang bentang pada studi kasus sebesar 21.8, 50, dan 80 meter mampu menahan massa pipa beserta konten yang dialirkan yaitu gas dan mampu menahan massa pipa apabila konten yang dialirkan air saat kondisi kondisi *hydrotest*.

d. Pada pemeriksaan *screening fatigue*, panjang bentang bebas sebesar 21,8 dan 50 meter memenuhi kriteria *screening fatigue*. Sedangkan panjang bentang bebas 80 meter tidak memenuhi kriteria *screening fatigue* pada arah in line.

e. Pada perhitungan *fatigue damage* akibat arus selama masa operasional, besarnya nilai akumulasi *fatigue damage* kurang dari 1, yaitu sebesar 0.04.

f. Pada pemeriksaan ULS (*ultimate limit state*) dengan panjang bentang bebas 80 meter sudah memenuhi kriteria, pipa dapat menahan seluruh gaya internal dan eksternal yang bekerja.

SARAN

Perhitungan umur fatigue sebaiknya juga dilakukan menggunakan perangkat lunak agar hasilnya dapat dibandingkan dengan perhitungan manual yang sudah dilakukan pada tugas akhir ini.

DAFTAR PUSTAKA

Lee, Jaeyoung, P.E, “Introduction to Offshore Pipelines and Risers”, 2007

Guo, Boyun, “Offshore Pipelines”, Gulf Professional Publishing, Burlington, U.S.A., 2005

Det Norsk Veritas (DNV), “Rules for Submarine Pipeline Systems”, Oslo, 1981

Det Norsk Veritas (DNV) Offshore Standard (OS) F101, “Submarine Pipeline Systems”, Oslo, October 2010

Det Norsk Veritas (DNV) Recommended Practice (RP) E305, “On Bottom Stability”, Oslo, October 1988

Det Norsk Veritas (DNV) Recommended Practice (RP) F105, “Free Spanning Pipelines”, Oslo, February 2006

Det Norsk Veritas (DNV) Recommended Practice (RP) C203, “Fatigue Design of Offshore Steel Structure”, Oslo, April 2010

American Petroleum Institute (API) 5L, “Specification for Line Pipe”, 42nd Edition, January 2000

American Society of Mechanical Engineers (ASME) B31.8, “Gas Transmission and Distribution Piping System”, 2010