

DESAIN DAN ANALISIS *FATIGUE* DENGAN METODE DETERMINISTIK PADA BENTANG BEBAS PIPA BAWAH LAUT DI SELAT MADURA

Taaba Gading Salsabiyla¹ dan Rildova²

Program Studi Teknik Kelautan

Fakultas Teknik Sipil dan Lingkungan

Institut Teknologi Bandung

Jl. Ganesha 10, Bandung 40132

¹taabagading.s@gmail.com, ²rildova@ocean.itb.ac.id

ABSTRAK: Indonesia merupakan salah satu negara yang memiliki aset minyak bumi dan gas yang melimpah ruah. Seiring dengan peningkatan kebutuhan akan gas dan minyak bumi, maka kegiatan eksplorasi dan eksploitasi sumber daya ini harus terus digemborkan. Diperlukan fasilitas – fasilitas pendukung untuk mengakomodasi sumber daya migas agar tepat guna, salah satu fasilitas yang umum adalah jaringan pipa bawah laut, karena dapat mendistribusikan fluida dari suatu tempat ke tempat lainnya secara masif dan berkelanjutan. Pipa bawah laut sebagai penyalur hasil pengeboran dasar laut perlu didesain secara tepat agar tidak terjadi kegagalan yang dapat menyebabkan tercemarnya ekosistem sekitar.

Proses desain dimulai dengan menentukan tebal dinding pipa yang mengacu pada standar DNVGL ST-F101. Dinding pipa didesain agar dapat menahan tekanan internal maupun eksternal yang dianalisis berdasarkan empat kriteria, yaitu *bursting* akibat tekanan internal konten, *local buckling* berbentuk *system collapse* akibat tekanan eksternal, *propagation buckling*, dan *local buckling* akibat kombinasi pembebanan. Proses desain selanjutnya adalah analisis kestabilan pipa di dasar laut (*on-bottom stability*). Analisis ini bertujuan untuk mendapatkan nilai tebal lapisan beton sebagai pemberat sehingga pipa dapat stabil secara vertikal dan lateral di dasar laut dan mengacu pada standar DNVGL RP-F109. Setelah itu, dilakukan analisis bentang bebas (*free span*) pipa bawah laut mengacu pada DNVGL RP-F105 dan DNVGL RP- C203. Bentang bebas merupakan bagian pipa yang tidak tertumpu di dasar laut akibat kondisi batimetri laut yang tidak rata. Beban gelombang yang dialami segmen pipa pada bentangan bebas akan mengakibatkan gerakan harmonik pada pipa. Bentang bebas diperiksa terhadap kriteria statik akibat beban sendiri. Bentang yang memenuhi kriteria statik kemudian diperiksa terhadap kriteria *screening fatigue*. Apabila bentang tidak memenuhi kriteria *screening fatigue*, maka perlu dilakukan analisis *fatigue*. Seluruh bentang bebas dicek terhadap kriteria *ultimate limit state* sehingga tidak melebihi batas kekuatan material.

Pada Tugas Akhir ini, dilakukan tahapan desain dan analisis untuk pipa bawah laut di Selat Madura dengan panjang 20 km. Didapatkan hasil tebal dinding sebesar 19,1 mm dan tebal lapisan beton sebesar 50 mm. Hasil analisis *free span* statik, didapatkan terdapat beberapa bentang yang tidak memenuhi kriteria sehingga memerlukan modifikasi panjang bentang, yaitu bentang bebas nomor 165, 167, 169, dan 172. Sedangkan, bentang yang lolos kriteria statik namun perlu dilakukan analisis *fatigue* adalah bentang nomor 171. Dari hasil perhitungan *fatigue* didapatkan hasil bahwa bentang bebas nomor 171 dapat bertahan dengan usia layan 45 tahun dan tidak mencukupi usia desain (50 tahun), namun jika dibandingkan dengan usia layan ekspektasi yaitu 20 tahun mencukupi, sehingga tidak perlu dilakukan modifikasi terhadap panjang bentang bebas.

Kata Kunci: pipa bawah laut, tebal dinding, analisis kestabilan, bentang bebas, *fatigue*.

DESIGN AND FATIGUE ANALYSIS USING DETERMINISTIC METHODS ON FREE SPANS OF SUBSEA PIPELINES IN THE MADURA STRAIT

ABSTRACT: Indonesia is abundant in oil and gas. Along with the increasing demand for gas and oil, exploration and exploitation of these resources must continue to be promoted. Supporting facilities are needed to accommodate oil and gas resources, one of the common facilities is a subsea pipeline system. It is one of the most effective transportation systems can distribute fluids from one place to another massively and sustainably. Subsea pipelines need to be designed properly so that failures do not occur which can cause contamination of the surrounding ecosystem.

The design process begins with determining the pipe wall thickness which refers to the DNVGL ST-F101 standard. The pipe walls are designed to withstand internal and external pressure which are analyzed based on four criteria, namely bursting due to internal pressure content, local buckling in the form of system collapse due to external pressure, propagation buckling, and local buckling due to a combination of loading. The next design process is the on-bottom stability analysis by the DNVGL RP-F109 standard. This analysis aims to obtain the value of the thickness of the concrete layer as ballast so that the pipe can be vertically and laterally stable on the seabed. Then is the free span analysis of the subsea pipeline refers to the DNVGL RP-F105 and DNVGL RP-C203. Free span is the part of the pipe that is not supported on the seabed due to uneven seabed bathymetry. The wave load experienced by the pipe segment in the free span will cause harmonic motion in the pipe. The free span is checked for static criteria due to self-load. The spans that meet the static criteria are then checked against the fatigue screening criteria. If the span does not meet the fatigue screening criteria, it is necessary to carry out a fatigue analysis. All free spans are checked against the ultimate limit state criteria so that they do not exceed the material strength limit.

In this final project, the design and analysis stages are carried out for a subsea pipeline in the Madura Strait with a length of 20 km. The result is a wall thickness of 19.1 mm and a concrete layer thickness of 50 mm. Then, the results of the static free span analysis showed that there were several spans that did not meet the criteria so that they required modification of the length of the span, there are free spans numbered 165, 167, 169, and 172. Meanwhile, spans that passed the static criteria but required fatigue analysis were span number 171. From the results of the fatigue calculation, it is found that the free span number 171 can withstand a service life of 45 years and is not sufficient for the design life (50 years), but when compared to the expected service life of 20 years, it is sufficient, so there is no need to modify the length of the free span.

Keywords: subsea pipeline, wall thickness, on-bottom stability analysis, free span, fatigue.

1. PENDAHULUAN

Indonesia merupakan salah satu negara yang memiliki sumber daya alam yang melimpah, khususnya sumber daya mineral dan gas. Sebagian besar wilayah kepulauan Indonesia memiliki banyak cadangan minyak bumi dan gas alam. Berdasarkan data Neraca Gas Bumi Indonesia 2018 - 2027 oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, diproyeksikan Indonesia dapat menghasilkan sekitar 7000 MMSCFD (*Million standard cubic feet per day*), sedangkan dengan sumber produksi eksisting hanya menghasilkan sekitar 3000 MMSCFD. Untuk itu, dilakukan peningkatan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi terhadap sumber cadangan potensial untuk memenuhi target proyeksi tersebut.

Keterbatasan sumber energi di darat menyebabkan pergeseran eksplorasi ke arah lepas pantai dengan didukung oleh fasilitas-fasilitas yang memadai (Sianturi, 2008). Diperlukan fasilitas – fasilitas pendukung untuk mengakomodasi sumber daya migas agar tepat guna, salah satu fasilitas yang umum adalah jaringan pipa bawah laut, sebab pipa bawah laut dapat mendistribusikan fluida dari suatu tempat ke tempat lainnya secara masif dan berkelanjutan.

Salah satu komponen penting dalam merancang pipa bawah laut adalah pemeriksaan terhadap bentang bebas yang terbentuk. Beban gelombang yang dialami segmen pipa pada bentangan bebas akan mengakibatkan gerakan harmonik pada pipa. Apabila gerakan harmonik terjadi secara terus menerus, maka dapat memungkinkan terjadi kegagalan *fatigue*. Kegagalan *fatigue* dapat

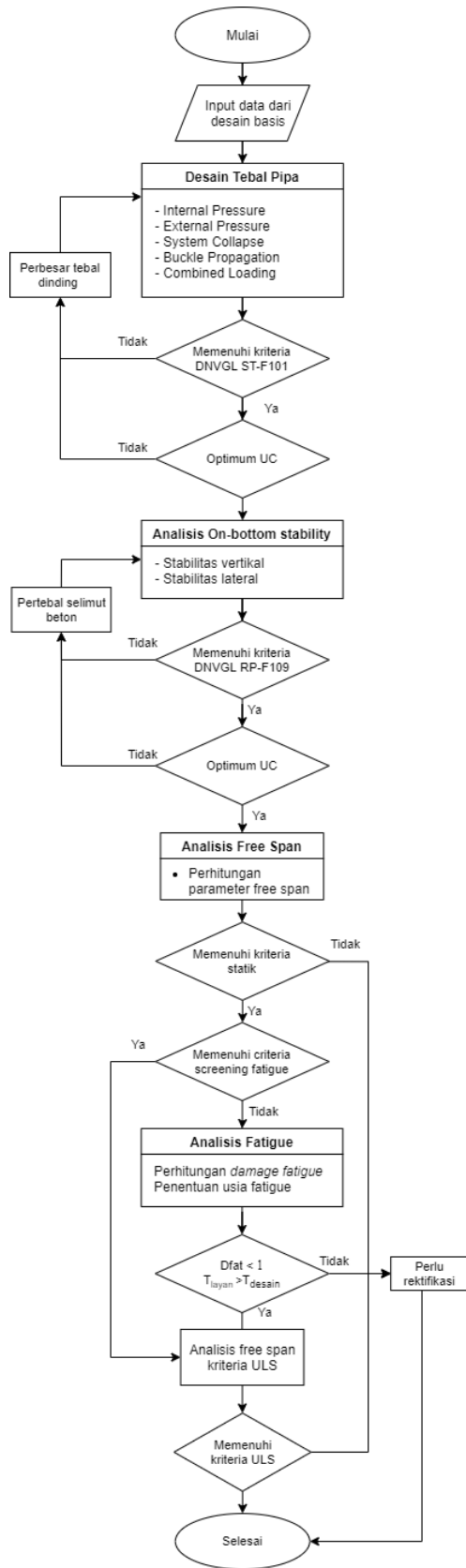
merusak integritas jaringan pipa bawah laut dan mengancam ekosistem sekitar.

Jaringan pipa bawah laut harus didesain secara kuat terhadap gaya – gaya yang bekerja pada pipa, baik saat kondisi instalasi, inspeksi maupun saat perawatan dikarenakan fungsi pipa bawah laut yang vital (Guo, Song, Chacko, & Ghalambor, 2014). Oleh karena itu, tujuan dari penulisan tugas akhir ini adalah

1. Menentukan tebal dinding pipa bawah laut.
2. Menentukan ketebalan lapisan beton (*concrete coating*) berdasarkan analisis kestabilan dasar laut / *on-bottom stability*.
3. Menentukan daftar panjang bentang bebas yang diizinkan berdasarkan analisis *free span*.
4. Menentukan usia *fatigue* dari sejumlah bentang bebas yang tidak memenuhi kriteria *screening fatigue*.

Studi kasus yang dibahas pada Tugas Akhir ini diambil dari proyek jaringan pipa 28” *East Java Gas Pipeline offshore* (EJGP *offshore*). Jalur pipa ini mentransmisikan gas *Central Processing Plant* (CPP) yang berada di Pagerungan, Pulau Kangean, menuju *Onshore Receiving Facility* (ORF) di Porong, Sidoarjo melalui Selat Madura. Total panjang pipa EJGP *offshore* adalah 370 km. Dalam pengerjaan Tugas Akhir ini desain dan analisis dilakukan pada pipa No 152 – 172 (KP179 hingga KP198).

Metodologi pengerjaan tugas akhir ditunjukkan pada **Gambar 1.1**.



Gambar 1.1 Diagram alir tugas akhir

2. DASAR TEORI

2.1 Desain Tebal Dinding Pipa Bawah Laut

Ketebalan dinding pipa bawah laut ditentukan berdasarkan empat kriteria pada standar DNVGL ST-F101. Kriteria pertama adalah *internal pressure containment*, merupakan kriteria penentuan tebal pipa yang didasarkan pada kekuatan pipa untuk menahan tekanan internal yang disebabkan oleh tekanan desain pipa. Tebal dinding pipa yang dinyatakan mampu menahan tegangan tersebut harus memenuhi **Persamaan** Error! Reference source not found.) dan **Persamaan (2)**. Apabila pipa tidak memenuhi persamaan tersebut, maka pipa dianggap gagal.

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

$$P_{lt} - P_e \leq \min \left(\frac{P_b(t_1)}{\gamma_m \gamma_{SC}} ; P_h \right) \quad (2)$$

Kriteria kedua adalah *local buckling* akibat tekanan eksternal berlebih. Tebal dinding pipa bawah laut perlu didesain untuk dapat menahan terjadinya keruntuhan akibat tekanan eksternal. Pada kriteria ini, pipa bawah laut harus memenuhi **Persamaan (3)**.

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

Kriteria ketiga adalah *propagation buckling*, merupakan kriteria penentuan tebal pipa berdasarkan kekuatan untuk menahan adanya perambatan dari *buckling* yang disebabkan oleh tekanan eksternal pada kedalaman elevasi pipa bawah laut. Pada kriteria ini, pipa bawah laut harus memenuhi **Persamaan (4)**.

$$P_e - P_{min} < \frac{P_{pr}}{\gamma_m \gamma_{SC}} \quad (4)$$

Kriteria keempat adalah *local buckling* akibat beban kombinasi. Kriteria ini menunjukkan kekuatan pipa baja di dasar laut terhadap kombinasi gaya, momen, dan tekanan yang terjadi pada pipa. Persamaan yang digunakan untuk menentukan tebal pipa dengan kriteria *local buckling* akibat beban kombinasi ditinjau pada salah satu kondisi, seperti tekanan internal berlebih atau tekanan eksternal berlebih. **Persamaan (5)** menampilkan kriteria *external overpressure* dan **Persamaan (6)** menampilkan kriteria *internal overpressure*.

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

$$\left\{ \left[\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p} + \left(\frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p} \right)^2 \right]^2 + \left[\alpha_p \cdot \frac{P_i - P_e}{\alpha_c \cdot P_b \cdot \sqrt{3}} \right]^2 \right\} \leq 1 \quad (6)$$

2.2 Analisis On-Bottom Stability

Analisis kestabilan pipa dilakukan berdasarkan DNVGL RP-F109. Terdapat dua jenis pemeriksaan stabilitas pipa, yaitu pemeriksaan stabilitas vertikal dan stabilitas lateral. Analisis kestabilan vertikal dipengaruhi oleh berat tenggelam pipa bawah laut dan gaya angkat (*buoyancy*) yang bekerja pada pipa. Untuk mencegah pipa terangkat, maka kriteria kestabilan pipa dalam arah vertikal harus memenuhi **Persamaan (7)**.

$$\gamma_w \cdot \frac{b}{w_s + b} = \frac{\gamma_w}{s_g} \leq 1 \quad (7)$$

Sedangkan untuk arah lateral dipengaruhi oleh gaya hidrodinamik akibat gelombang dan arus yang terjadi di sekitar pipa bawah laut, maka pemeriksaan stabilitas arah lateral diberikan pada **Persamaan (8)** dan **Persamaan (9)**.

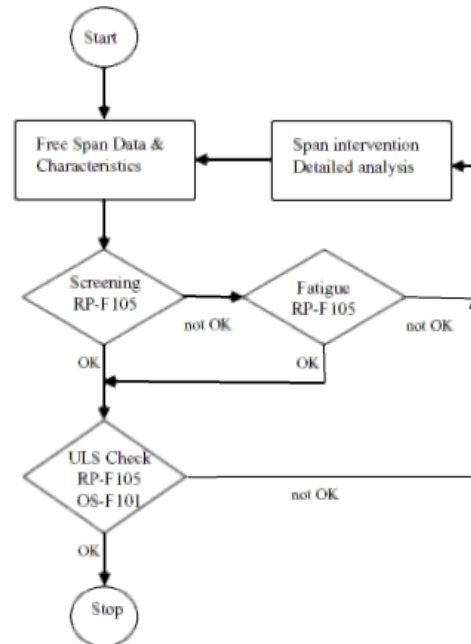
$$\gamma_{sc} \frac{F_Y^* + \mu \cdot F_Z^*}{\mu \cdot w_s + F_R} \leq 1,00 \quad (8)$$

$$\gamma_{sc} \cdot \frac{F_Z^*}{w_s} \leq 1,00 \quad (9)$$

2.3 Analisis Bentang Bebas

Bentang bebas atau *free span* adalah suatu keadaan dimana pipa tidak tertopang oleh dasar laut (Bai dan Bai, 2014). Pipa yang memiliki bentang bebas tertentu dapat mengalami osilasi akibat VIV (Vortex Induced Vibrations). Osilasi terjadi dalam dua arah yaitu *in-line* (sejajar aliran fluida) dan *cross-flow* (tegak lurus arah aliran fluida).

Analisis bentang bebas diawali dengan analisis statik, kemudian analisis dinamik (kriteria *screening fatigue*), analisis *fatigue*, dan analisis *local buckling* pada bentang bebas (kriteria ULS). Tahap analisis bentang bebas disajikan pada **Gambar 2.1**.



Gambar 2.1 Diagram alir analisis bentang bebas

(Sumber: DNVGL RP-F105)

1. Analisis Statik

Panjang bentang bebas yang diizinkan menurut analisis statik ialah panjang yang memenuhi syarat tegangan pipa yang dihasilkan akibat beban statik kurang dari 96% SMYS. Kriteria dihitung berdasarkan **Persamaan (10)**.

$$\sigma_{static} < 96\% SMYS \quad (10)$$

2. Analisis Dinamik

Kriteria *screening fatigue* dilakukan untuk menganalisis *fatigue* yang disebabkan oleh *Vortex Induced Vibrations* (VIV) dan beban langsung dari kombinasi gelombang dan arus pada bentang bebas pipa. *Vortex* timbul akibat adanya turbulensi serta ketidakstabilan aliran di bagian belakang pipa.

Berdasarkan Det Norske Veritas (2017), pipa yang mengalami bentang bebas dapat dikatakan memenuhi *screening fatigue* arah *in-line* jika:

$$\frac{f_{n,IL}}{\gamma_{IL}} > \frac{U_{C,100year}}{V_{R,onset}^{IL} D} \left(1 - \frac{L}{250D} \right) \frac{1}{\alpha} \quad (11)$$

Kemudian, pipa yang mengalami bentang bebas dapat dikatakan memenuhi *screening fatigue* arah *cross-flow* jika:

$$\frac{f_{n,CF}}{\gamma_{CF}} > \frac{U_{C,100year} + U_{w,1year}}{V_{R,onset}^{CF} D} \quad (12)$$

Frekuensi natural pipa dapat ditentukan dengan **Persamaan (13)**.

$$f_n = C_1 \times (\sqrt{1 + CSF}) \times \left(\sqrt{\frac{E_{steel} \times I_{steel}}{m_e \times L_{eff}^4}} \times \left(1 + \frac{S_{eff}}{F_{cr}} + C_3 \times \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right) \right) \quad (13)$$

Apabila bentang bebas tidak memenuhi kriteria, maka analisis *fatigue* perlu dilakukan.

3. Analisis Fatigue

Analisis *fatigue* dilakukan berdasarkan perhitungan nilai akumulasi *fatigue damage* yang

terjadi pada pipa (*Palgren – Miner's rule*). Perhitungan *fatigue damage* dapat diperoleh berdasarkan pendekatan kurva S-N. Palmgren – Miner's rule menyatakan kegagalan *fatigue* terjadi apabila total *fatigue damage* yang terjadi pada sebuah struktur sama dengan satu, atau dapat dituliskan sebagai berikut

$$D_{fat} = \sum_{i=1}^k \frac{n_i}{N_i} \cdot DFF \leq 1 \quad (14)$$

Dalam penentuan *fatigue damage*, diperlukan nilai banyak siklus yang terjadi di *stress* rangeternentu dan banyak siklus hingga terjadi kegagalan *fatigue*. Untuk mendapatkan banyak siklus yang terjadi di *stress range* tertentu (n), diperlukan data tinggi gelombang dan periode gelombang dalam seri waktu, naming pada Tugas Akhir ini data yang dimiliki adalah hanya data tinggi dan periode gelombang signifikan. Oleh sebab itu, untuk memperoleh data gelombang seri waktu, dilakukan *inverse Fourier transform* untuk mengubah data spektrum dari domain frekuensi ke domain waktu. Spektrum yang digunakan JONSWAP karena dianggap merepresentasikan keadaan laut yang relatif dalam dan tertutup (*fetch limited*).

Setelah didapatkan seri waktu muka gelombang selama durasi tertentu, kemudian dilakukan *zero up-crossing* pada seri waktu tersebut untuk mendapatkan jumlah kejadian gelombang dalam rentang waktu yang ada.

Untuk mendapatkan banyak siklus yang terjadi agar terjadi *fatigue* (N), dapat dilakukan dengan melakukan interpolasi nilai *stress range* pada kurva S-N yang tersedia pada DNVGL RP-C203, atau dengan menggunakan **Persamaan (15)**, dengan m dan a merupakan parameter kurva, yang

bergantung pada material dan detail struktur, (didapatkan dari DNVGL RP-C203). Pada Tugas Akhir ini digunakan pipa dengan tipe sambungan C.

$$\log N = \log a - m \log \Delta \sigma \quad (15)$$

Nilai *fatigue damage* yang ditentukan, dapat digunakan dalam pemeriksaan kriteria *fatigue* dan penentuan usia layan bentang bebas pipa. Perhitungan usia layan pipa disajikan pada **Persamaan (16)**.

$$T_{life} \geq \frac{T_{exposure}}{D_{fat}} \quad (16)$$

Apabila bentang bebas tidak memenuhi kriteria *fatigue* atau usia layan pipa bawah laut lebih pendek dari usia desainnya, maka perlu dilakukan modifikasi terhadap panjang pipa atau dilakukan analisis *fatigue* yang lebih detail.

4. Kriteria ULS

Bentang pipa yang telah lolos kriteria *screening fatigue* akan diuji kembali dengan pemeriksaan kriteria ULS. Pada pemeriksaan kriteria ULS, perlu ditentukan nilai *stress range* yang terjadi pada bentang pipa. *Stress range* merupakan selisih dari tegangan maksimum dan tegangan minimum yang terjadi pada siklus tegangan yang terjadi pada bentang bebas pipa. Dari *stress range* kemudian dihitung *bending moment*. Perhitungan *bending moment* akibat bentang bebas dilakukan berdasarkan DNV-RP-F105.

$$M_{sd} = M_H \cdot \gamma_F \gamma_C + M_E \gamma_E \quad (17)$$

Nilai *bending moment* desain tersebut menjadi *input* pada pemeriksaan *local buckling combined loading* pada **Persamaan (5)** dan **Persamaan (6)**.

3. DESAIN & ANALISIS PIPA BAWAH LAUT

Data yang digunakan dalam analisis dan perhitungan ditunjukkan pada tabel

Tabel 3.1 Data pipa bawah laut

Parameter	Nilai	Satuan
Diameter pipa	711,2	mm
Massa jenis baja	7850	mm
Modulus elastisitas baja	207000	Mpa
Poisson ratio	0,3	-
Grade pipa	Carbon steel API 5L - X65	
Manufaktur	UOE	
Specified Minimum Yield Strength (SMYS)	450	Mpa
Specified Minimum Tensile Strength (SMTS)	535	MPa
Koefisien ekspansi termal	$1,17 \times 10^{-5}$	1/°C
Corrosion allowance	0	mm

Tabel 3.2 Data coating

Parameter	Nilai	Satuan
Massa jenis concrete	3040	kg/m ³
Cutback	305	mm
Modulus elastisitas beton	45600	Mpa
Tebal corrosion coating	5	mm
Massa jenis corrosion coating	940	kg/m ³
Panjang <i>field joint cutback</i>	305	mm
Massa jenis <i>cutback</i>	1900	kg/m ³

Tabel 3.3 Data pipa bawah laut

Parameter	Nilai	Satuan
Jenis konten	Gas	-
Massa jenis konten	121	kg/m ³
Maks. tekanan operasi	12,41	Mpa
Tekanan desain	13,79	MPa
Tekanan <i>hydrotest</i>	17,24	Mpa
Maks. temperatur operasi	33,28	°C
Kategori fluida konten	B	-
Zona lokasi	1	-

Tabel 3.4 Data temperatur dan tekanan operasional

Parameter	Nilai			Satuan
Periode Ulang	1 Tahun	10 tahun	100 tahun	
Elevasi penting perairan				
Highest Astronomical Tide (HAT)	0,98	0,98	0,98	m

Parameter	Nilai			Satuan
Periode Ulang	1 Tahun	10 tahun	100 tahun	
Lowest Astronomical Tide (HAT)	-0,98	-0,98	-0,98	m
Surge level	0	0	0	m
Kedalaman perairan desain	93,91	93,91	93,91	m
Gelombang				
Tinggi gelombang signifikan (H_s)	1,55	2,3	3,04	m
Periode gelombang signifikan (T_s)	6,50	7,64	8,09	s
Periode gelombang puncak (T_p)	7,48	8,79	9,31	s
Tinggi gelombang maksimum (H_{max})	3,47	3,47	3,47	m
Arus				
Kecepatan rata-rata kedalaman	0,14	0,14	0,15	m/s
Kecepatan arus permukaan	0,09	0,09	0,23	m/s
Kecepatan arus 1 m di atas seabed	0,15	0,16	0,16	m/s
Karakteristik air laut				
Massa jenis air laut	1025			kg/m ³
Temperatur seabed/ambient	23,9			°C
Tanah				
Jenis tanah	Soft clay			-
Berat jenis tanah	1746			kg/m ³
Undrained shear strength (S_u)	4			kPa
Seabed roughness (Z_0)	5×10^6			m
Coefficient of soil friction	0,66			-
Internal soil friction angle	41			°

Tabel 3.4 Data bentang bebas pipa bawah laut

Free span No.	KP		Panjang Aktual (m)	Max Span Height (m)
	Start	End		
152	179,26	179,28	21	0,26
153	179,89	179,93	35	0,72
154	180,07	180,10	32	0,44
155	180,23	180,26	24	0,74
156	180,32	180,36	36,99	0,71
157	180,39	180,41	24	0,58
158	180,51	180,55	35	0,84
159	180,60	180,63	22,99	0,11
160	180,9	180,92	19	0,39
161	186,00	186,03	34	0,81
162	186,45	186,48	37	0,67
163	188,78	188,81	36	0,66
164	189,07	189,10	28,99	0,49
165	190,30	190,35	45	0,46
166	190,84	190,87	27	0,3
167	193,26	193,31	48,99	0,21
168	193,32	193,35	34,99	0,89
169	193,60	193,66	57,99	0,38
170	195,58	195,62	36	0,49
171	195,75	195,79	42	0,33
172	198,33	198,38	54	0,54

3.1 Tebal Dinding Pipa

Hasil perhitungan tebal dinding pipa untuk semua kriteria dan semua kondisi ditunjukkan pada **Tabel 3.5** Nilai tebal dinding pipa minimum yang memenuhi seluruh kriteria kegagalan yang telah diperhitungkan menurut standar DNVGL ST -F101 adalah **18,25 mm**. Data ketebalan pipa kemudian diambil berdasarkan spesifikasi manufaktur standar API-5L sehingga nilai desain tebal pipa adalah **19,1 mm**.

Tabel 3.5 Hasil perhitungan tebal dinding pipa

Kriteria	Instalasi	Hydrotest	Operasi
	Nilai Tebal Dinding Pipa (mm)		
	Nominal	Nominal	Nominal
Internal press. Contain.	-	16	15
System collapse	11,5	-	-
Propagation buckling	17,5	17,5	18,25
Combined loading	16	16	17,5

3.2 Analisis On-Bottom Stability

Analisis kestabilan vertikal dihitung dalam kondisi instalasi, *hydrotest*, dan operasi. Dari tiga kondisi, nilai desain tebal *concrete* beton paling besar diperoleh dari kondisi operasi yaitu sebesar **50 mm**. Jika dibandingkan dari kondisi lainnya, dibutuhkan tebal *concrete coating* lebih pada kondisi operasi (meskipun pada saat operasi telah terdapat fluida konten pada pipa). Hal ini disebabkan karena dalam perhitungan kestabilan vertikal kondisi operasi, memperhitungkan tumbuhnya *marine growth* di sekitar pipa dengan tebal 50 mm. Sehingga, meskipun berat *marine growth* bernilai nol (berdasarkan DNVGL OS-E301, akibat rasio antar massa jenis *marine growth* dan air laut bernilai 1), gaya angkat per satuan panjang yang dialami pipa juga ikut bertambah (karena bertambahnya diameter total pipa). Hasil perhitungan analisis kestabilan arah vertikal disajikan pada **Tabel 3.6**.

Tabel 3.6 Hasil perhitungan analisis kestabilan vertikal

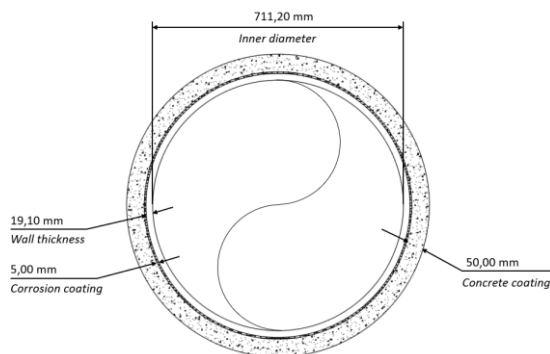
Analisis Stabilitas Vertikal		
Kondisi	Tebal (mm)	Unity check
Instalasi	28	0,99
Hydrotest	0	0,65
Operasi	50	0,99

Analisis kestabilan lateral dihitung dalam kondisi instalasi, *hydrotest*, dan operasi. Perhitungan stabilitas lateral juga dilakukan untuk kondisi dominan gelombang dan dominan arus, sebab kestabilan lateral dipengaruhi oleh kondisi gelombang dan arus, sehingga hasil yang didapatkan berbeda untuk tiap kondisi. Hasil perhitungan disajikan dalam **Tabel 3.7**.

Tabel 3.7 Hasil perhitungan analisis kestabilan lateral

Analisis Stabilitas Lateral				
Kondisi	Dominansi	Tebal (mm)	Unity check	
			Kriteria 1	Kriteria 2
Instalasi	Gelombang	17,5	0,14	0,913
	Arus	17,5	0,19	0,712
Hydrotest	Gelombang	0	0,027	0,004
	Arus	0	0,04	0,004
Operasi	Gelombang	50	0,035	0,006
	Arus	50	0,03	0,005

Dari analisis kestabilan vertikal dan lateral, nilai desain tebal *concrete* beton yang memenuhi sebesar **50 mm**. Ilustrasi penampang pipa hasil desain disajikan pada gambar



Gambar 3.1 Ilustrasi penampang pipa

4. DESAIN DAN ANALISIS *FATIGUE* PIPA BAWAH LAUT

4.1 Analisis Statik

Perhitungan analisis statik pada bentang bebas dilakukan untuk menentukan panjang bentang yang diizinkan dengan memperhitungkan beban statik akibat berat pipa itu sendiri. Perhitungan dilakukan pada tiga kondisi: instalasi, *hydrotest*, dan operasi. Didapatkan bentang bebas yang tidak memenuhi kriteria *bar buckling* adalah bentang bebas nomor 165, 167, 169, dan 172. Sedangkan bentang bebas yang tidak memenuhi kriteria statik adalah bentang bebas nomor 167, 169, dan 172.

Hasil perhitungan disajikan pada **Tabel 4.1** dan **Tabel 4.2**. Untuk bentang bebas yang tidak lolos kriteria *bar buckling* dan statik diperlukan modifikasi/rektifikasi terhadap bentang bebas sehingga panjang bentang bebas dapat lebih pendek. Untuk bentang bebas yang memenuhi kriteria akan dilakukan *screening fatigue*.

Tabel 4.1 Hasil pemeriksaan kriteria *bar buckling*

Freespan no	Panjang aktual	Pemeriksaan Bar Buckling					
		Instalasi		Hydrotest		Operasi	
		Seff/Pcr	Cek	Seff/Pcr	Cek	Seff/Pcr	Cek
152	21	0,06	OKE	-0,12	OKE	-0,09	OKE
153	35	0,16	OKE	-0,32	OKE	-0,25	OKE
154	32	0,14	OKE	-0,27	OKE	-0,21	OKE
155	24	0,08	OKE	-0,15	OKE	-0,12	OKE
156	36,99	0,18	OKE	-0,36	OKE	-0,27	OKE
157	24	0,08	OKE	-0,15	OKE	-0,12	OKE
158	35	0,16	OKE	-0,32	OKE	-0,25	OKE
159	22,99	0,07	OKE	-0,14	OKE	-0,11	OKE
160	19	0,05	OKE	-0,10	OKE	-0,07	OKE
161	34	0,16	OKE	-0,31	OKE	-0,23	OKE
162	37	0,18	OKE	-0,36	OKE	-0,27	OKE
163	36	0,17	OKE	-0,34	OKE	-0,26	OKE
164	28,99	0,11	OKE	-0,22	OKE	-0,17	OKE
165	45	0,27	OKE	-0,54	BUCKLING	-0,41	OKE
166	27	0,10	OKE	-0,19	OKE	-0,15	OKE
167	48,99	0,32	OKE	-0,64	BUCKLING	-0,48	OKE
168	34,99	0,16	OKE	-0,32	OKE	-0,25	OKE
169	57,99	0,45	OKE	-0,89	BUCKLING	-0,67	BUCKLING
170	36	0,17	OKE	-0,34	OKE	-0,26	OKE
171	42	0,24	OKE	-0,47	OKE	-0,35	OKE
172	54	0,39	OKE	-0,77	BUCKLING	-0,58	BUCKLING

Tabel 4.2 Hasil pemeriksaan kriteria statik

Freestran no	Panjang aktual	Bending stress					
		Instalasi		Hydrotest		Operasi	
		MPa	Cek	MPa	Cek	MPa	Cek
152	21	11,63	OKE	45,85	OKE	6,38	OKE
153	35	29,39	OKE	166,49	OKE	21,39	OKE
154	32	25,15	OKE	129,01	OKE	16,98	OKE
155	24	14,94	OKE	62,41	OKE	8,58	OKE
156	36,99	32,30	OKE	197,03	OKE	24,84	OKE
157	24	14,94	OKE	62,41	OKE	8,58	OKE
158	35	29,39	OKE	166,49	OKE	21,39	OKE
159	22,99	13,79	OKE	56,43	OKE	7,79	OKE
160	19	9,62	OKE	36,65	OKE	5,13	OKE
161	34	27,96	OKE	152,98	OKE	19,83	OKE
162	37	32,31	OKE	197,19	OKE	24,86	OKE
163	36	30,85	OKE	181,18	OKE	23,07	OKE
164	28,99	21,10	OKE	99,26	OKE	13,32	OKE
165	45	44,49	OKE	400,90	OKE	44,90	OKE
166	27	18,55	OKE	82,96	OKE	11,25	OKE
167	48,99	50,72	OKE	604,56	NOT OKE	60,91	OKE
168	34,99	29,38	OKE	166,35	OKE	21,38	OKE
169	57,99	64,74	OKE	2816,78	NOT OKE	135,76	OKE
170	36	30,85	OKE	181,18	OKE	23,07	OKE
171	42	39,85	OKE	303,95	OKE	35,95	OKE
172	54	58,56	OKE	1174,77	NOT OKE	92,39	OKE

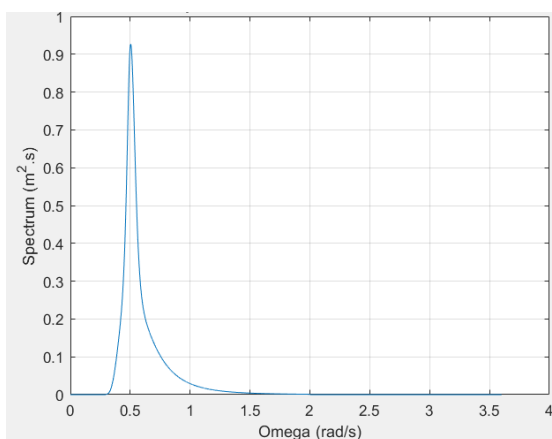
4.2 Screening Fatigue

Berdasarkan hasil perhitungan, terdapat bentang bebas yang tidak memenuhi kriteria *screening fatigue*, sehingga diperlukan pemeriksaan lanjutan terhadap *fatigue*. Bentang tersebut adalah bentang nomor 171 pada arah *in-line* kondisi hydrotest serta operasi dominansi gelombang dan arus.

4.3 Analisis Fatigue

Dari data signifikan, didapatkan spektrum sesuai

Gambar 4.1.



Gambar 4.1 Spektrum JONSWAP

Dari spektrum yang didapatkan kemudian dilakukan *inverse Fourier transform* dan *zero up-crossing* dengan bantuan perangkat lunak MATLAB untuk mendapatkan jumlah kejadian gelombang dalam satu tahun. Untuk jumlah siklus yang terjadi hingga terjadi *fatigue*, dapat ditentukan dengan kurva S-N.

Didapatkan *fatigue damage* untuk bentang No .171 dalam setahun adalah 0,003. Nilai *damage* terbesar bukan diakibatkan oleh gelombang dengan tinggi dan periode yang besar, melainkan akibat gelombang dengan tinggi rata – rata 1,25 meter dan periode 12,5 sekon yang terjadi dengan siklus paling banyak dalam yaitu 368.172 kali dalam setahun.

Dengan *fatigue damage* tersebut, dapat ditentukan usia layan dari bentang pipa bawah laut No.171 dengan menggunakan **Pers. 6.16** Digunakan nilai DFF 6 (berdasarkan DNVGL ST – F101 dengan *safety class* ”sedang”). Penentuan nilai DFF dilakukan mengacu pada kategori tingkat keamanan yang tersedia pada DNVGL ST-F101 berdasarkan jenis konten pipa dan lokasi tinjauan pipa.

Sehingga, didapatkan usia layan bentang pipa adalah **45 tahun**. Jika dibandingkan dengan usia desain yaitu 50 tahun, maka pipa tidak memenuhi kriteria, namun jika dibandingkan dengan ekspektasi usia layan yaitu 20 tahun, maka pipa memenuhi dan tidak perlu dilakukan rektifikasi/modifikasi panjang pipa. Dengan iterasi, didapatkan panjang bentang minimum yang diperlukan agar usia layan pipa dapat memenuhi 50 tahun adalah 37 m.

4.4 Pemeriksaan ULS

Berdasarkan hasil perhitungan, didapatkan seluruh bentang yang memenuhi kriteria statik, juga memenuhi kriteria ULS. Sehingga tidak diperlukan modifikasi panjang bentang bebas.

5. PENUTUP

Berdasarkan hasil perhitungan dan analisis yang dilakukan, didapat kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil analisis tebal dinding pipa dengan menggunakan standar DNVGL -ST-F101 dan spesifikasi API 5L, diperoleh tebal dinding pipa dengan diameter 711,2 mm (28 inch) adalah **19,1 mm**
2. Hasil analisis kestabilan pipa diperoleh tebal lapisan beton pemberat adalah **50 mm**
3. Bentang bebas yang tidak lolos kriteria statik dan kriteria *bar buckling* adalah bentang bebas yang memiliki panjang melebihi 43,4 m. Daftar bentang bebas yang tidak memenuhi adalah
 - Bentang nomor **165** dengan panjang bentang 45 m,
 - Bentang nomor **167** dengan panjang bentang 48,99 m,
 - Bentang nomor **169** dengan panjang bentang 57,99 m, dan
 - Bentang nomor **172** dengan panjang bentang 54 m

Maka, diperlukann modifikasi bentang bebas, dapat berupa penambahan *support* di tengah bentang pipa agar didapatkan bentang yang lebih pendek.

4. Hasil analisis *fatigue* menurut DNVGL RP – C203 adalah akumulasi *fatigue damage*

untuk bentang bebas nomor 171 dalam setahun sebesar 0,003. Sehingga usia layan bentang bebas berkisar **45 tahun**. Jika dibandingkan dengan usia desain yaitu 50 tahun, maka pipa tidak memenuhi krtieria, namun jika dibandingkan dengan ekspektasi usia layan yaitu 20 tahun, maka pipa memenuhi dan tidak perlu dilakukan rektifikasi/modifikasi panjang pipa. Dengan iterasi, didapatkan panjang bentang minimum yang diperlukan agar usia layan pipa dapat memenuhi 50 tahun adalah **37 m**.

Saran yang dapat diberikan yaitu :

1. Dapat dilakukan analisis instalasi pipa bawah laut untuk mendapatkan nilai tegangan residual pada pipa, sehingga dapat dilakukan perhitungan gaya aksial efektif yang lebih akurat.
2. Perlu dilakukan analisis pada interaksi antara pipa bawah laut dengan tanah untuk mendapatkan nilai penetrasi pipa ke dalam tanah akibat pergerakan lateral, sehingga perhitungan dapat lebih akurat. Namun, jika tidak terdapat data yang dapat digunakan, sebaiknya menggunakan referensi berupa jurnal ilmiah ataupun laporan penelitian yang spesifik untuk wilayah operasi pipa.
3. Pada metode pembangkitan gelombang, sebaiknya dilakukan pembangkitan gelombang dengan durasi yang sesuai dengan data yang tersedia, sehingga tidak diperlukan ekstrapolasi dan meminimalisir kesalahan perhitungan.
4. Untuk modifikasi panjang bentang dapat dilakukan dengan memberikan struktur *support* di tengah bentang pipa agar

panjang bentang bebas tidak melebihi *allowable span*.

DAFTAR PUSTAKA

- Bai, Y. dan Bai, Q. 2005: *Subsea Pipelines and Risers*. Oxford: Elsevier
- Bai, Y. dan Bai, Q. 2014: *Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation*. Oxford: Elsevier.
- Guo, B., Song, S., Ghalambor, A., & Lin, T. R. (2014). *Offshore Pipelines: Design, Installation, and Maintenance* Second Edition. Oxford: Gulf Professional Publishing (Elsevier).
- Chakrabarti, Subrata K. 1987. *Hydrodynamics of Offshore Structures*. Berlin: Springer-Verlag
- Veritas, D. N. dan Lloyd, Germanischer. (2017). DNVGL ST-F101 *Submarine Pipeline Systems*. Oslo: Veritas Offshore Technology and Services A/S.
- Veritas, D. N. dan Lloyd, Germanischer. (2017). DNVGL RP-F109 *On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*. Oslo: Veritas Offshore Technology and Services A/S.
- Veritas, D. N. dan Lloyd, Germanischer. (2017): DNVGL RP-F105 *Free Spanning Pipelines*. Oslo: Veritas Offshore Technology and Services A/S.
- Veritas, D. N. dan Lloyd, Germanischer. (2017): DNVGL RP-F114 *Pipe Soil Interaction for Submarine Pipelines*. Oslo: Veritas Offshore Technology and Services A/S.
- Institute, A. P. (2000). *Standard API 5L Specification for Line Pipe* 40th Edition. Washington D.C.: API Publishing Services.

Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral, (2018). *Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027*. Jakarta: Diten Migas.

Sumer, B. Mutlu. dan Fredsøe, Jørgen. (2006). *Hydrodynamics Around Cylindrical Structures: Revised Edition*. World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd.