

DESAIN DAN ANALISIS UPHEAVAL BUCKLING PADA PIPA BAWAH LAUT DI SELAT MAKASSAR

Design and Upheaval Buckling Analysis of Subsea Pipeline in Makassar Strait

M. Naufal Andika Setiawan¹, Ricky Lukman Tawekal², dan Jessica Rikanti Tawekal³

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

¹andikanaufal99@gmail.com, ²ricky.tawekal@gmail.com, dan ³jessica.rikanti@gmail.com

Abstrak: Metode yang paling umum digunakan dalam pengangkutan minyak bumi dan gas menuju ke darat adalah dengan pipa bawah laut. Pipa yang akan digunakan perlu didesain agar dapat berfungsi dengan semestinya. Secara umum, proses desain dan analisis tersebut terdiri dari desain tebal dinding sesuai standar DNVGL-ST-F101, analisis *on-bottom stability* untuk menentukan tebal lapisan beton sesuai standar DNV-RP-F109, analisis instalasi pipa dengan kriteria praktis atau standar DNVGL-ST-F101, dan analisis panjang bentang bebas sesuai standar DNV-RP-F105. Selain itu, pipa yang dikubur juga perlu dilakukan analisis tambahan untuk menentukan panjang bentang kritis akibat ketidaksempurnaan tinggi agar terhindar dari *upheaval buckling* sesuai standar DNVGL-RP-F110 dan DNVGL-RP-F114. Proses desain dan analisis dilakukan untuk pipa bawah laut yang terletak di Selat Makassar. Diperoleh tebal dinding pipa sebesar 12,7 mm dan tebal lapisan beton adalah 40 mm. Kemudian, instalasi pipa dilakukan dengan *barge* Timas DL-01 dengan sudut *trim* 1,5° dan *hitch* 0°. Panjang bentang bebas yang diizinkan adalah 10,762 m. Selanjutnya, hasil analisis *on-bottom stability* juga menyatakan bahwa pipa pada stasiun 1, 2, 3, 4, dan 8 perlu diletakkan dalam parit dan dikubur. Kemudian, diperoleh besarnya panjang bentang kritis akibat ketidaksempurnaan tinggi, di mana pipa mulai berpotensi mengalami *upheaval buckling* berturut-turut pada kelima stasiun tersebut adalah 51,832 m, 53,467 m, 118,279 m, 127,07 m, dan 44,13 m.

Kata Kunci: *pipa bawah laut, tebal dinding pipa, on-bottom stability, instalasi pipa, bentang bebas, ketidaksempurnaan tinggi, upheaval buckling.*

Abstract: The most common method of transporting oil and gas to land is by subsea pipeline. The pipe that will be used needs to be designed to function properly. In general, the design and analysis process consist of wall thickness design according to DNVGL-ST-F101 standard, on-bottom stability analysis to determine the thickness of concrete coating according to DNV-RP-F109 standard, analysis of pipe installations with practical criteria or DNVGL-ST-F101 standard, and free span length according to DNV-RP-F105 standard. In addition, the buried pipe also needs additional analysis to determine the critical span length due to imperfection height to prevent upheaval buckling according to DNVGL-RP-F110 and DNVGL-RP-F114 standards. The design and analysis process were carried out for the subsea pipeline in Makassar Strait. The pipe wall thickness is 12.7 mm, and the concrete thickness is 40 mm. Then, the pipe installation was carried out with a Timas DL-01 barge with a trim angle of 1.5° and hitch of 0°. The allowed free span length is 10.762 m. Furthermore, the result of the on-bottom stability analysis also stated that the pipes at stations 1, 2, 3, 4, and 8 needed to be placed in a trench and buried. Then, the critical span length due to imperfection height is obtained, where the pipe has the potential to experience upheaval buckling, respectively at the five stations are 51,832 m, 53,467 m, 118,279 m, 127,07 m, and 44,13 m.

Keywords: *subsea pipeline, pipe wall thickness, on-bottom stability, pipe installation, free span, imperfection height, upheaval buckling.*

I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Sebagai negara maritim tentunya potensi kekayaan laut di Indonesia sangatlah berlimpah. Salah satu potensi tersebut adalah sumber daya minyak dan gas bumi (migas) yang tersebar di wilayah lepas pantai Indonesia. Metode yang umum digunakan untuk mengangkut migas dari lepas pantai adalah dengan kapal *tanker* dan jaringan pipa bawah laut (*subsea pipeline*). Namun, pipa bawah laut sendiri dinilai lebih efisien karena penggunaannya lebih praktis dibandingkan kapal dan kapasitas pengangkutannya lebih besar.

Jaringan pipa bawah laut yang akan digunakan perlu didesain sedemikian rupa agar dapat berfungsi dengan semestinya tanpa adanya kendala. Apabila terdapat kesalahan saat proses desain, maka kemungkinan besar akan terjadi kegagalan ketika operasi yang akan menimbulkan kerugian. Secara umum proses desain pipa bawah laut sendiri terdiri dari perencanaan tebal dinding pipa, perhitungan tebal lapisan beton, analisis kelayakan saat instalasi, dan penentuan panjang bentang bebas yang diizinkan pada pipa.

Pipa bawah laut terkadang perlu dikubur di dasar laut untuk menghindari gaya hidrodinamika yang cukup besar atau aktivitas laut lain yang membahayakan. Namun, pipa yang dikubur tidak memiliki kebebasan untuk bergerak, sehingga dapat berpotensi terkena gaya tekan akibat perubahan suhu dan tekanan internal ketika masuk kondisi operasi. Apabila terdapat ketidaksempurnaan tinggi pada pipa karena permukaan tanah yang tidak rata, maka gaya tekan tersebut dapat mengarah vertikal ke atas. Jika gaya ini melebihi daya tahan tanah dan berat pipa itu sendiri, maka pipa dapat melengkung keluar dari dalam tanah yang disebut juga sebagai *upheaval buckling*.

B. Metodologi

Data-data yang digunakan pada studi ini berasal dari pekerjaan proyek pipa bawah laut yang sudah ada. Data tersebut dijadikan sebagai

acuan dasar dalam proses desain dan analisis. Kemudian, dilakukan juga studi literatur untuk mendapatkan referensi berupa standar desain, buku-buku, dan jurnal ilmiah.

Selanjutnya metode pengerjaan studi ini dilakukan berdasarkan tahapan desain sebagai berikut:

1. Desain tebal dinding pipa berdasarkan standar desain DNVGL-ST-F101.
2. Analisis *on-bottom stability* berdasarkan standar desain DNV-RP-F109.
3. Analisis instalasi statik dan dinamik pipa bawah laut menggunakan program *OFFPIPE* dan *MOSES*.
4. Analisis bentang bebas pipa bawah laut berdasarkan standar desain DNV-RP-F105.
5. Analisis *upheaval buckling* berdasarkan standar desain DNVGL-RP-F110 dan DNVGL-RP-F114.

II. DASAR TEORI

A. Desain Tebal Dinding Pipa

Proses desain tebal dinding pipa bawah laut akan dilakukan berdasarkan standar desain DNVGL-ST-F101 “*Submarine Pipeline Systems*” tahun 2017. Menurut standar tersebut, pipa akan ditinjau dari empat kriteria kegagalan yang mungkin terjadi, yaitu *pressure containment (bursting)*, *external over pressure*, *propagation buckling*, dan *combined loading*. Tebal dinding pipa akan ditentukan menggunakan metode iterasi nilai tebal pipa hingga memenuhi persamaan pengatur dari keempat kriteria kegagalan yang terdapat di dalam standar desain.

Pressure Containment (Bursting)

Pressure containment merupakan kriteria yang berdasarkan kekuatan pipa dalam menahan tekanan internal. Apabila pipa mengalami kegagalan, maka akan terjadi kebocoran dan retak (*bursting*). Persamaan (1) merupakan syarat pengatur untuk kondisi operasi dan persamaan (2) merupakan kondisi hidrotas.

$$p_{li} - p_e \leq \min \left(\frac{p_b(t_1)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC,PC}}; \frac{p_{lt}}{\alpha_{spt}} - p_e; \frac{p_{mpt} \cdot \alpha_U}{\alpha_{mpt}} \right) \quad (1)$$

$$p_{li} - p_e \leq \min \left(\frac{p_b(t_1)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC,PC}}; p_{mpt} \right) \quad (2)$$

Di mana p_{li} adalah tekanan insiden lokal, p_{lt} tekanan tes lokal, p_b adalah kapasitas *pressure containment*, p_{mpt} adalah tekanan *mill test*, α_{spt} dan α_{mpt} adalah faktor *pressure test*, sementara γ_m dan γ_{sc} adalah faktor resistensi material dan keamanan.

System Collapse (External Over Pressure Only)

System collapse (external over pressure) merupakan kriteria penentuan tebal dinding pipa berdasarkan kekuatan pipa dalam menahan tekanan eksternal. Persamaan (3) merupakan syarat pengatur *system collapse*.

$$p_e - p_{min} \leq \frac{p_c(t_1)}{\gamma_m \gamma_{SC,LB}} \quad (3)$$

Di mana p_c merupakan tekanan *collapse* yang diperoleh dengan persamaan polinomial pada persamaan (4).

$$\begin{aligned} [p_c(t) - p_{el}(t)] \cdot [p_c(t)^2 - p_{el}(t)^2] \\ = p_c(t) p_{el}(t) p_p(t) O_0 \frac{D}{t} \end{aligned} \quad (4)$$

Propagation Buckling

Propagation buckling merupakan kriteria penentuan tebal dinding pipa berdasarkan kekuatan pipa dalam menahan perambatan *buckling* akibat dari tekanan eksternal (hidrostatik). Persamaan (5) merupakan syarat pengatur *propagation buckling*.

$$p_e - p_{min} \leq \frac{p_{pr}(t_2)}{\gamma_m \gamma_{SC,LB}} \quad (5)$$

Di mana p_{pr} merupakan tekanan *propagating* yang didapatkan dengan persamaan (6).

$$p_{pr}(t_2) = 35 f_y \alpha_{fab} \left(\frac{t_2}{D} \right)^{2.5} \quad (6)$$

Combined Loading

Combined loading merupakan kriteria penentuan tebal dinding pipa berdasarkan kekuatan pipa terhadap semua gaya, momen, dan tekanan yang terjadi pada pipa. Kriteria desain yang digunakan ditunjukkan pada

persamaan (7) untuk *internal over pressure* dan persamaan (8) untuk *external over pressure*.

$$\left[\frac{\gamma_m \gamma_{SC,LB} |M_{sd}|}{\alpha_c M_p(t_2)} + \left(\frac{\gamma_m \gamma_{SC,LB} S_{sd}(p_i)}{\alpha_c S_p(t_2)} \right)^2 \right]^2 + \left[\frac{\gamma_p(p_i - p_e)}{\alpha_c p_b(t_2)} \right]^2 \leq 1 \quad (7)$$

$$\left[\frac{\gamma_m \gamma_{SC,LB} |M_{sd}|}{\alpha_c M_p(t_2)} + \left(\frac{\gamma_m \gamma_{SC,LB} S_{sd}(p_i)}{\alpha_c S_p(t_2)} \right)^2 \right]^2 + \left[\frac{\gamma_m \gamma_{SC,LB} (p_e - p_{min})}{p(t_2)} \right]^2 \leq 1 \quad (8)$$

B. Analisis On-Bottom Stability

Analisis *on-bottom stability* dilakukan untuk memeriksa stabilitas pipa di dasar laut. Analisis ini menggunakan standar desain DNV-RP-F109 “*On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*” tahun 2010. Pipa didesain untuk dapat menahan gaya-gaya hidrodinamika baik dalam arah lateral, maupun arah vertikal. Kestabilan pipa diperoleh dengan menambahkan lapisan beton pemberat (*concrete weight coating*), sehingga berat pipa dapat bertambah.

Analisis stabilitas vertikal meninjau berat pipa dalam air dan gaya apungnya. Syarat stabilitas vertikal pipa ditunjukkan oleh persamaan (9).

$$\gamma_w \cdot \frac{b}{w_s + b} = \frac{\gamma_w}{s_g} \leq 1.00 \quad (9)$$

Di mana γ_w merupakan faktor keamanan, b merupakan gaya apung per satuan panjang, dan w_s adalah berat pipa terendam per satuan panjang. Kemudian, untuk syarat stabilitas lateral ditunjukkan pada persamaan (10) dan (11).

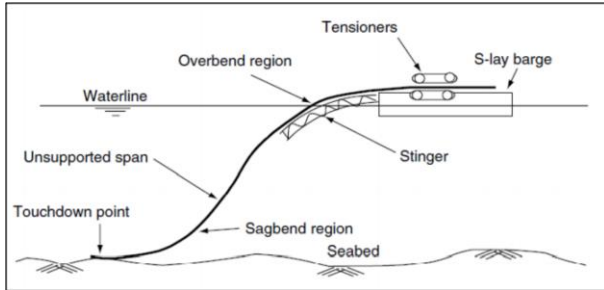
$$\gamma_{sc} \cdot \frac{F_Y^* + \mu \cdot F_Z^*}{\mu \cdot w_s + F_R} \leq 1.0 \quad (10)$$

$$\gamma_{sc} \cdot \frac{F_Z^*}{w_s} \leq 1.0 \quad (11)$$

Di mana γ_{sc} merupakan faktor keamanan, F_Y^* dan F_Z^* merupakan gaya hidrodinamika lateral dan vertikal, μ adalah koefisien gesek tanah, dan F_R adalah gaya tahanan tanah.

C. Analisis Instalasi

Pada studi ini metode instalasi yang digunakan adalah metode S-Lay karena merupakan metode yang paling umum digunakan pada wilayah Indonesia yang memiliki perairan dangkal. Ilustrasi dari metode ini ditunjukkan pada **Gambar 1**.



Gambar 1 Ilustrasi Metode Instalasi S-Lay (Guo, 2005)

Dalam analisis ini, digunakan perangkat lunak OFFPIPE dan MOSES untuk mendapatkan besar tegangan pipa ketika instalasi berlangsung. Analisis instalasi dibagi menjadi dua jenis, yaitu statik dan dinamik. Analisis statik hanya mempertimbangkan faktor fisik dari pipa, sedangkan analisis dinamik akan mempertimbangkan faktor lain, seperti gelombang dan arah gerak kapal. Kriteria tegangan yang digunakan merupakan kriteria praktis dari dunia industri, yaitu pada daerah *overbend* < 85% SMYS, sedangkan pada *sagbend* < 72% SMYS.

D. Analisis Bentang Bebas

Analisis bentang bebas merupakan analisis ketika pipa tidak memiliki penopang di dasar laut akibat kontur yang tidak merata. Bentang bebas merupakan bagian dari pipa yang tidak ditopang di dasar laut. Analisis ini menggunakan standar desain DNV-RP-F105 “Free Spanning Pipelines” tahun 2006. Berdasarkan standar tersebut, terdapat dua kriteria yang harus dipenuhi oleh pipa, yaitu *screening fatigue* dan *Ultimate Limit State* (ULS).

Screening fatigue merupakan tahapan peninjauan apakah terjadi *fatigue* pada pipa dalam suatu periode waktu tertentu. Pipa dinyatakan tidak lolos kriteria *screening fatigue*

apabila frekuensi natural pipa lebih kecil dibandingkan frekuensi *vortex shedding*. Syarat kriteria *screening fatigue* terdapat pada persamaan (12) dan (13).

$$\frac{f_{n,IL}}{\gamma_{IL}} \geq \frac{U_{C,100year}}{V_{R,onset}^{IL} D} \left(1 - \frac{L}{250} \right) \frac{1}{\bar{\alpha}} \quad (12)$$

$$\frac{f_{n,CF}}{\gamma_{CF}} > \frac{U_{C,100year} + U_{W,1year}}{V_{R,onset}^{CF} D} \quad (13)$$

Di mana f_n merupakan frekuensi natural pada pipa, V_R adalah kecepatan tereduksi, L merupakan panjang bentang bebas yang terjadi, U_C dan U_W adalah kecepatan arus dan gelombang, D merupakan diameter pipa bawah laut, $\bar{\alpha}$ adalah *current flow ratio*, dan γ adalah faktor keamanan. Tanda *IL* menyatakan arah *inline*, sedangkan *CF* menunjukkan arah *crossflow*.

Kemudian, pengecekan kriteria ULS dilakukan berdasarkan standar DNVGL-ST-F101 pada syarat kriteria kegagalan *combined loading* (persamaan (7) dan (8)). Nilai momen desain (M_{sd}) ditentukan berdasarkan nilai momen statik pada persamaan (14) dan *environment* pada persamaan (15).

$$M_{static} = C_5 \frac{q L_{eff}^2}{\left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} \right)} \quad (14)$$

$$M_E = \sigma_E \frac{2 I_s}{D_s - t} \quad (15)$$

Di mana q merupakan beban merata pada pipa, P_{cr} adalah beban tekuk kritis, C_5 adalah koefisien *boundary condition*, L_{eff} merupakan panjang bentang bebas efektif, S_{eff} adalah gaya aksial efektif, dan σ_E adalah *environmental stress*.

E. Analisis Upheaval Buckling

Tekuk global (*global buckling*) merupakan tekuk yang terjadi pada pipa sebagai sebuah kolom yang tertekan akibat gaya aksial efektif. Berdasarkan DNVGL-RP-F110 tahun 2018, tekuk global pada pipa dapat dibagi menjadi tiga jenis, yaitu bentang bebas (*free span*), tekuk lateral (*lateral buckling*), dan *upheaval buckling*. Tekuk lateral merupakan tekuk yang terjadi dalam arah menyamping atau horizontal

pada pipa yang terletak di dasar laut, seperti pada **Gambar 2**. Kemudian, *upheaval buckling* merupakan tekuk yang terjadi ke arah atas atau vertikal pada pipa yang dikubur, seperti yang ditunjukkan **Gambar 3**. Pipa yang dikubur tidak dapat mengalami tekuk lateral karena tanah di sekitar pipa membuat pipa tersebut tidak dapat bergerak dalam arah horizontal.



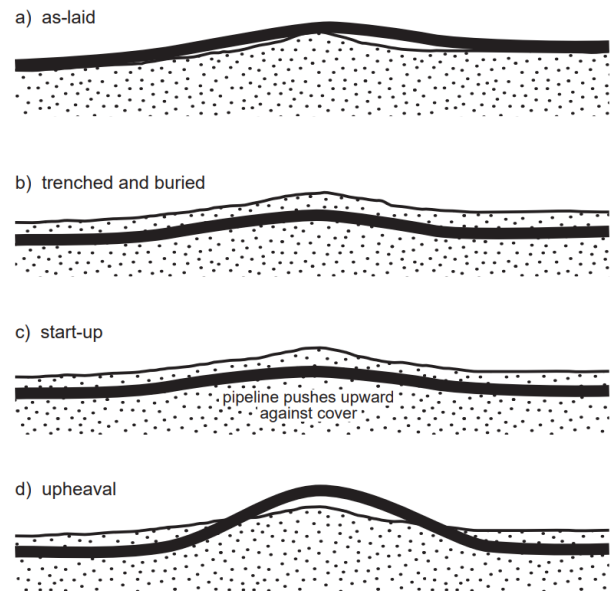
Gambar 2 *Lateral Buckling* pada Pipa Bawah Laut
(Craveiro, 2017)



Gambar 3 *Upheaval Buckling* pada Pipa Bawah Laut
(Craveiro, 2017)

Proses terjadinya *upheaval buckling* diilustrasikan seperti pada **Gambar 4**. Gambar 4a menunjukkan pipa yang terletak di dasar laut. Kemudian, pipa akan dikubur, seperti pada Gambar 4b. Pada gambar tersebut juga dapat dilihat bahwa pipa memiliki lekukan awal akibat ketidaksempurnaan tinggi pada pipa. Kondisi operasi akan memicu peningkatan

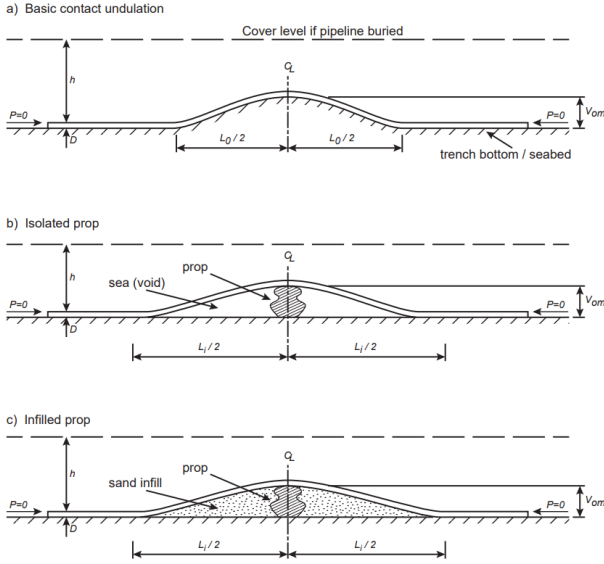
suhu dan tekanan pada pipa, sehingga terjadi gaya tekan aksial yang menyebabkan pipa mulai bergerak sedikit demi sedikit ke atas, seperti pada Gambar 4c. Apabila tanah dan berat pipa tidak dapat menahan perpindahan tersebut, maka pipa akan keluar dari dalam tanah dan terjadilah *upheaval buckling*, seperti pada Gambar 4d.



Gambar 4 Ilustrasi Proses Terjadinya *Upheaval Buckling*
(Adebanjo & Simms, 2016)

Ketidaksempurnaan pada Pipa

Konfigurasi dari ketidaksempurnaan pada pipa dapat dibagi menjadi tiga jenis, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 5**. Dalam Gambar 5a diilustrasikan pipa yang dikubur mengalami lengkungan awal akibat dari permukaan dasar laut yang tidak rata. Kemudian, Gambar 5b menunjukkan ketidaksempurnaan akibat sebuah objek, seperti batu di dasar laut yang mampu menahan pipa, sehingga terjadi lengkungan pada pipa. Selanjutnya, Gambar 5c memiliki penyebab yang sama seperti gambar sebelumnya, akan tetapi daerah di sekitar batu tersebut terisi dengan tanah.



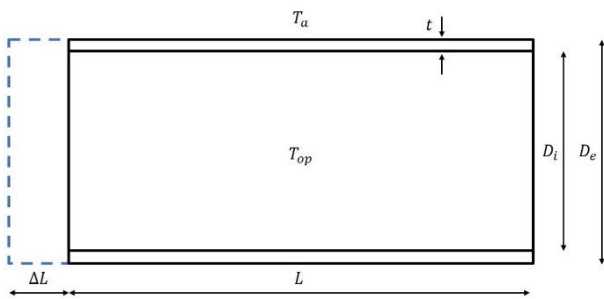
Gambar 5 Tipe Konfigurasi Ketidaktepatan pada Pipa (Adebanjo & Simms, 2016)

Gaya Aksial Efektif

Ketika pipa masuk dalam kondisi operasi, maka suhu internal pipa akan lebih besar dibandingkan suhu lingkungannya. Perbedaan suhu tersebut memicu terjadinya pemuaian yang disebut *thermal expansion*, seperti pada **Gambar 6**. Besarnya regangan pada pipa akibat *thermal expansion* dapat ditentukan dengan persamaan (16).

$$\varepsilon_{TE} = \alpha(T_{op} - T_a) \quad (16)$$

Di mana α merupakan koefisien *thermal expansion*, T_{op} adalah temperatur saat operasi, dan T_a merupakan temperatur lingkungan.



Gambar 6 Ilustrasi Regangan Akibat *Thermal Expansion*

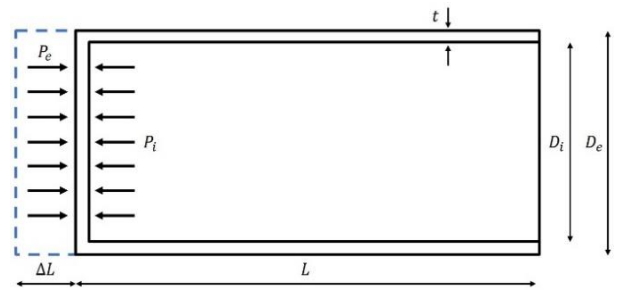
Selain peningkatan suhu, tekanan di dalam pipa juga akan bertambah. Tekanan internal tersebut

menyebabkan terjadinya tiga jenis tegangan, yaitu tegangan tangensial, radial, dan longitudinal. Apabila tegangan longitudinal pada *end cap* lebih besar dibandingkan dengan tegangan di luar, maka pipa juga dapat mengalami pertambahan panjang, seperti pada **Gambar 7**. Kemudian, tegangan tangensial dan radial pada pipa dapat menyebabkan regangan akibat *poisson's ratio*, seperti pada **Gambar 8**. Besarnya regangan akibat tekanan pada *end cap* didapat dengan persamaan (17), sedangkan regangan akibat *poisson's ratio* terdapat pada persamaan (18).

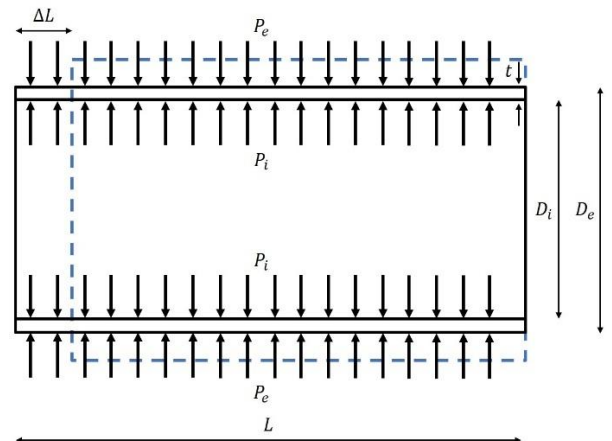
$$\varepsilon_{EC} = \frac{P_i A_i - P_e A_e}{E A_s} \quad (17)$$

$$\varepsilon_{PE} = -\frac{2\nu}{E} \left(\frac{P_i A_i - P_e A_e}{A_s} \right) \quad (18)$$

Di mana P_i merupakan tekanan internal, A_i adalah luas penampang internal, P_e merupakan tekanan eksternal, A_e adalah luas penampang eksternal, E merupakan modulus young, A_s adalah luas penampang pipa, dan ν merupakan *poisson's ratio*.



Gambar 7 Ilustrasi Regangan Akibat Tekanan pada *End Cap*



Gambar 8 Ilustrasi Regangan Akibat Tekanan dari *Poisson's Ratio*

Pipa yang dikubur akan tertahan pergerakannya dalam arah aksial, sehingga gaya tarik arah aksial dari kombinasi ketiga regangan tersebut berubah menjadi gaya tekan pada pipa. Berdasarkan standar desain DNVGL-RP-F110, gaya aksial dapat ditentukan dengan persamaan (20).

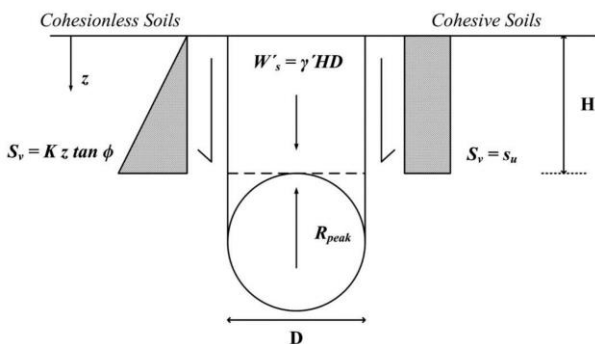
$$S_0 = H_{lay} - A_s E (\varepsilon_{EC} + \varepsilon_{PE} + \varepsilon_{TE}) \quad (19)$$

$$S_0 = H_{lay} - (P_i A_i - P_e A_e)(1 - 2\nu) - A_s E \alpha (T_{op} - T_a) \quad (20)$$

Di mana H_{lay} merupakan *residual lay tension* dan S_0 adalah gaya aksial efektif.

Gaya Tahanan Tanah (Uplift Resistance)

Gaya tahanan tanah terhadap gaya vertikal ke atas (*uplift resistance*) dapat menjadi salah satu faktor untuk menahan gaya aksial efektif. Jenis tanah di dasar laut sendiri dapat dibedakan menjadi dua jenis berdasarkan sifat lekatan antar butirnya, yaitu tanah non-koheksi (pasir) dan tanah berkoheksi (lempung). Gaya tahanan tanah dapat ditentukan dengan model tanah vertikal slip seperti pada **Gambar 9**.



Gambar 9 Ilustrasi Model Tanah Vertikal Slip (Wang dkk, 2012)

DNVGL-RP-F114 memberikan rekomendasi perhitungan gaya tahanan tanah berdasarkan pemodelan yang telah dibuat dengan persamaan (21) untuk tanah non-koheksi dan (22) untuk tanah berkoheksi.

$$F_{uplift} = \gamma' \cdot H \cdot D_{tot} + \gamma' \cdot D_{tot}^2 \cdot \left(\frac{1}{2} - \frac{\pi}{8} \right) + f \cdot \gamma' \cdot \left(H + \frac{D_{tot}}{2} \right)^2 \quad (21)$$

$$F_{uplift} = \gamma' \cdot H \cdot D_{tot} + \gamma' \cdot D_{tot}^2 \cdot \left(\frac{1}{2} - \frac{\pi}{8} \right) + 2 \cdot s_u \cdot \left(H + \frac{D_{tot}}{2} \right) \quad (22)$$

Di mana γ' merupakan *submerged unit soil weight*, H adalah kedalaman *cover* parit, f merupakan faktor *uplift resistance*, dan s_u adalah *undrained shear strength*.

Gaya Vertikal Agar Pipa Stabil

Berdasarkan standar desain DNVGL-RP-F110 tahun 2018, gaya vertikal yang dibutuhkan pada pipa agar tidak terjadi *upheaval buckling* dapat ditentukan berdasarkan rumus perhitungan dari *paper* OTC-6335 tahun 1990 yang ditulis oleh Palmer dkk. Pada *paper* tersebut dinyatakan bahwa teori balok-kolom digunakan untuk menentukan besarnya gaya vertikal ini. Teori tersebut ditunjukkan pada persamaan (23). Palmer mengambil asumsi bentuk profil sinusoidal sederhana berdasarkan ketidaksempurnaan tinggi dan panjang pada pipa yang dinyatakan pada persamaan (24). Dengan mensubstitusikan persamaan tersebut ke persamaan teori balok-kolom, maka akan diperoleh besarnya gaya vertikal maksimum pada titik puncak profil pipa dengan persamaan (25).

$$w(x) = -EI \frac{d^4 y}{dx^4} - S_0 \frac{d^2 y}{dx^2} \quad (23)$$

$$y = \delta \cos^2 \left(\frac{\pi x}{L_0} \right) \quad (24)$$

$$w = 2\delta S_0 \left(\frac{\pi}{L_0} \right)^2 - 8\delta EI \left(\frac{\pi}{L_0} \right)^4 \quad (25)$$

Seperti yang sudah disebutkan sebelumnya, persamaan (25) hanya berlaku untuk profil sinusoidal. Namun, bentuk profil lain hanya akan mempengaruhi koefisien dari persamaan itu, sehingga persamaan tersebut dapat ditulis kembali dalam bentuk parameter tak berdimensi menjadi persamaan (26).

$$\Phi_w = \frac{A}{\Phi_L^2} - \frac{B}{\Phi_L^4} \quad (26)$$

$$\Phi_w = \frac{wEI}{\delta S_0^2} \quad (27)$$

$$\Phi_L = L_0 \sqrt{\frac{S_0}{EI}} \quad (28)$$

Di mana Φ_w merupakan parameter tak berdimensi dari gaya vertikal, sedangkan Φ_L merupakan parameter tak berdimensi dari ketidaksempurnaan panjang pipa. A dan B

sendiri merupakan konstanta yang diperoleh dengan melakukan *plotting* kedua parameter tak berdimensi tersebut pada program UPBUCK. Hasil *plotting* parameter tersebut menghasilkan tiga persamaan untuk tiga kondisi yang berbeda yang ditunjukkan pada persamaan (29).

$$\left\{ \begin{array}{ll} \Phi_w = 0,0646 & ; \text{jika } \Phi_L < 4,49 \\ \Phi_w = \frac{5,68}{\Phi_L^2} - \frac{88,35}{\Phi_L^4} & ; \text{jika } 4,49 < \Phi_L < 8,06 \\ \Phi_w = \frac{9,6}{\Phi_L^2} - \frac{343}{\Phi_L^4} & ; \text{jika } \Phi_L > 8,06 \end{array} \right. \quad (29)$$

Pada perhitungan selanjutnya hanya akan digunakan kondisi ketiga dari persamaan (29) karena kondisi tersebut yang paling umum digunakan (Adebanjo & Simms, 2016). Persamaan tersebut dapat diuraikan lalu ditulis kembali, seperti pada persamaan (30). Gaya vertikal yang diperoleh dari persamaan tersebut merupakan besarnya gaya yang dibutuhkan agar pipa terhindar dari *upheaval buckling*.

$$w_{req} = 9,6 \frac{\delta S_0}{L_0^2} - 343 \frac{\delta EI}{L_0^4} \quad (30)$$

Dimana w_{req} adalah gaya vertikal agar pipa stabil, δ merupakan ketidaksempurnaan tinggi, dan L_0 adalah ketidaksempurnaan panjang.

Dengan demikian, syarat agar tidak terjadi *upheaval buckling* pada pipa bawah laut dapat dituliskan pada persamaan (31).

$$w_s + F_{uplift} > w_{req} \quad (31)$$

Di mana w_s adalah berat pipa terendam saat operasi dan F_{uplift} merupakan gaya tahanan tanah.

F. Pembagian Segmen Rute Pipa Bawah Laut

Lokasi pipa bawah laut yang ditinjau terletak di perairan Selat Makassar. Pipa ini akan menghubungkan Platform Ruby pada koordinat 3°34'14.13"S dan 117°42'0.74"E dengan Platform Senipah yang terletak di koordinat 1°7'20.79"S dan 117°9'35.11"E. Sepanjang rute pipa bawah laut tersebut terdapat delapan stasiun pengamatan. Pada tiap stasiun ini akan diambil data-data yang digunakan dalam proses desain dan analisis pipa, seperti data kecepatan

arus. Lokasi tiap stasiun tersebut ditunjukkan dalam peta pada **Gambar 10**.



Gambar 10 Peta Lokasi Stasiun Pengamatan pada Rute Pipa Bawah Laut (Google Earth Pro)

Dari delapan stasiun pengamatan ini, rute pipa bawah laut kembali dibagi menjadi delapan segmen yang dicakup oleh masing-masing stasiun pengamatan. Hasil pembagian segmen tersebut ditunjukkan dengan warna yang berbeda pada **Gambar 10**. Kemudian, data panjang dari tiap segmen stasiun ditunjukkan dalam **Tabel 1**. Selain itu, pada setiap segmen juga akan diperiksa besarnya kedalaman perairan maksimum dan minimum. Data kedalaman perairan maksimum dan minimum tersebut terdapat pada **Tabel 1**.

Tabel 1 Data Panjang dan Kedalaman Perairan Setiap Stasiun

Stasiun	Panjang Segmen (km)	Kedalaman Perairan (m)	
		Maksimum	Minimum
1	32	70,5	52
2	63	52	33
3	40	64	31
4	30	70	30
5	37,5	73,5	46
6	37,5	73,5	49
7	45	72	47
8	16	47	22

III. DESAIN TEBAL DINDING PIPA

Perhitungan tebal dinding pipa dilakukan pada tiga kondisi, yaitu instalasi, hidrotis, dan operasi dengan empat macam kriteria kegagalan pada kedalaman perairan maksimum dan minimum. **Tabel 2** menunjukkan contoh hasil perhitungan tebal dinding pipa terbesar

yang diperoleh untuk tiap kriteria kegagalan pada stasiun 4 dengan kedalaman perairan minimum. Seluruh tebal dinding tersebut diperoleh dari kondisi operasi, kecuali kriteria *local buckling – system collapse* yang hanya dihitung pada kondisi instalasi. Dari tabel tersebut, tebal nominal merupakan nilai tebal yang digunakan dalam perhitungan analisis kriteria kegagalan. Kemudian, tebal toleransi merupakan besarnya penambahan tebal pipa yang berasal dari proses fabrikasi dan korosi yang diperbolehkan untuk terjadi. Hasil penambahan dari toleransi tersebut dengan tebal nominal adalah tebal desain yang merupakan hasil akhir dari perhitungan.

Tabel 2 Contoh Hasil Desain Tebal Dinding Pipa pada Stasiun 4 untuk Kedalaman Perairan Minimum

Kriteria	Tebal Dinding Pipa (mm)		
	Nominal	Toleransi	Desain
<i>Pressure Containment (Bursting)</i>	8,15	4	12,150
<i>Local Buckling – System Collapse</i>	6,401	0,7	7,101
<i>Propagation Buckling</i>	7,903	3	10,903
<i>Local Buckling – Combined Loading</i>	7,903	3	10,903

Dengan langkah perhitungan dan analisis yang sama, maka hasil desain tebal dinding pipa bawah laut untuk semua stasiun menunjukkan tebal dinding yang paling besar adalah akibat dari kriteria kegagalan *internal pressure containment (bursting)* pada kondisi operasi dan kedalaman minimum. Kemudian, untuk ringkasan hasil desain tebal dinding pipa pada semua stasiun ditunjukkan pada **Tabel 3**. Dari tabel tersebut, kebutuhan tebal dinding pipa yang paling besar adalah 12,156 mm. Berdasarkan spesifikasi material dan produk yang terdapat pada API 5L, maka dipilih tebal dinding pipa yang akan digunakan sebesar 12,7 mm.

Tabel 3 Hasil Desain Tebal Dinding Pipa pada Seluruh Stasiun

Stasiun	Kriteria Kegagalan	Tebal Dinding Pipa (mm)	Unity Check
1	<i>Internal Pressure Containment (Bursting)</i> pada Kondisi Operasi Kedalaman Minimum	12,140	0,971
2		12,150	0,983
3		12,152	0,984
4		12,150	0,984
5		12,153	0,974
6		12,155	0,972
7		12,148	0,974
8		12,156	0,988

IV. ANALISIS ON-BOTTOM STABILITY

Hasil perhitungan awal dari analisis *on-bottom stability* ditunjukkan pada **Tabel 4**. Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa pada stasiun 1, 2, 3, 4, dan 8 tebal lapisan beton yang dibutuhkan cukup besar. Oleh karena itu, pada stasiun tersebut akan diberikan parit (*trenching*) untuk mengurangi tebal lapisan beton.

Tabel 4 Hasil Perhitungan Awal Tebal Lapisan Beton pada Seluruh Stasiun

Stasiun	Tebal Lapisan Beton Tanpa <i>Trenching</i> (mm)	
	Analisis Stabilitas Vertikal	Analisis Stabilitas Lateral
1	28,364	47,471
2		85,341
3		89,797
4		96,624
5		33,471
6		29,92
7		32,857
8		129,382

Hasil akhir dari analisis *on-bottom stability* ditunjukkan pada **Tabel 5**. Dari tabel tersebut dipilih besarnya tebal lapisan beton pada semua stasiun adalah sama, yaitu sebesar 40 mm. Kemudian, kedalaman parit (*trenching*) yang dibutuhkan pada stasiun 1, 2, 3, 4, dan 8 juga ditunjukkan dalam tabel tersebut.

Tabel 5 Hasil Perhitungan Akhir Tebal Lapisan Beton pada Seluruh Stasiun

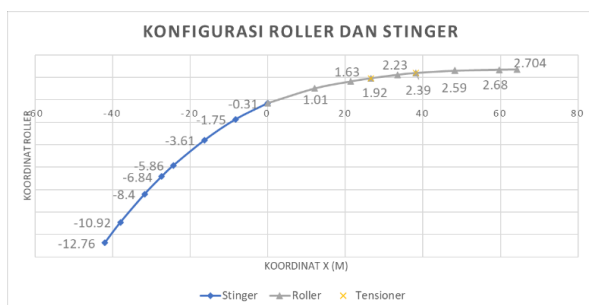
Stasiun	Tebal Lapisan Beton dengan Trenching (mm)		Kedalaman Trenching (m)
	Analisis Stabilitas Vertikal	Analisis Stabilitas Lateral	
1	28,364	19,23	0,8
2		40	1,05
3		40	0,907
4		40	1,043
5		33,471	-
6		29,92	
7		32,857	
8		28,743	0,8

V. ANALISIS INSTALASI

Proses instalasi pipa akan dilakukan dengan kapal TIMAS DLB-01. Untuk instalasi statik, setelah melakukan iterasi melalui program OFFPIPE, didapatkan konfigurasi *roller*, *tensioner*, dan *stinger* yang menghasilkan tegangan paling optimum dengan konfigurasi pada **Gambar 11** serta besarnya sudut *trim* adalah $1,5^\circ$ dan *hitch* 0° . Kemudian, untuk besarnya tegangan yang terjadi saat analisis kondisi statik ini ditunjukkan pada **Tabel 6**.

Tabel 6 Tegangan Maksimum Berdasarkan Analisis Instalasi Statik

Kedalaman	Tegangan (% SMYS)	
	Overbend	Sagbend
Maksimum	73.76	23.25
Minimum	66.69	22.59



Gambar 11 Konfigurasi Roller dan Stinger

Kemudian, dari analisis instalasi dinamik, diperoleh tegangan maksimum yang ditunjukkan pada **Tabel 7** dan **Tabel 8**. Gelombang dengan sudut pada kuadran 3 dan 4

menghasilkan tegangan yang sama dengan sudut simetrisnya di kuadran 1 dan 2. Dari kedua tabel tersebut, nilai tegangan maksimum terjadi pada sudut 180° di kedalaman maksimum, yaitu sebesar 84,32%. Tegangan tersebut masih memenuhi kriteria tegangan yang diharuskan.

Tabel 7 Tegangan Maksimum Berdasarkan Analisis Instalasi Dinamik pada Kedalaman Maksimum

Arah Gelombang ($^\circ$)	Tegangan (% SMYS)		Residual Lay Tension (kN)
	Overbend	Sagbend	
0°	82.03	27.23	468.3
14.84°	81.77	27.23	468.17
30°	81.01	27.19	467.34
45°	79.78	27.13	465.7
60°	78.72	27.04	465.37
75°	78.22	26.94	460.83
90°	79.79	26.82	465.14
105°	81.91	26.75	468.6
120°	82.14	26.71	471.91
135°	82.93	26.66	474.41
150°	83.26	26.59	476.11
165.16°	83.56	26.54	477.08
180°	84.32	26.58	477

Tabel 8 Tegangan Minimum Berdasarkan Analisis Instalasi Dinamik pada Kedalaman Maksimum.

Arah Gelombang ($^\circ$)	Tegangan (% SMYS)		Residual Lay Tension (kN)
	Overbend	Sagbend	
0°	78.71	28.75	566.81
14.84°	77.64	28.62	561.77
30°	77.64	28.2	548.76
45°	77.32	27.59	528.41
60°	76.48	26.9	509.98
75°	76.23	26.24	499.92
90°	77.83	25.78	529.58
105°	78.01	25.45	564.14
120°	78.35	25.21	599.63
135°	78.93	25.11	635.14
150°	79.06	24.97	663.86
165.16°	79.12	25.11	684.02

Arah Gelombang (°)	Tegangan (%SMYS)		Residual Lay Tension (kN)
	Overbend	Sagbend	
180	80.17	24.83	688.95

VI. ANALISIS BENTANG BEBAS

Hasil analisis bentang bebas untuk kriteria *screening fatigue* ditunjukkan pada **Tabel 9**. Tabel tersebut menunjukkan besarnya bentang bebas maksimum yang diizinkan pada setiap stasiun pengamatan. Dari tabel, diperoleh bahwa panjang bentang bebas maksimum yang diizinkan adalah sebesar 10,762 m.

Tabel 9 Hasil Analisis Bentang Bebas Berdasarkan Kriteria *Screening Fatigue*

Stasiun	Kombinasi Pembebanan	Panjang Bentang Bebas (m)
1	Gelombang 10 Tahun Arus 100 Tahun Kedalaman Minimum	11,591
2	Gelombang 100 Tahun Arus 10 Tahun Kedalaman Minimum	10,762
3		11,319
4		11,251
5		13,291
6	Gelombang 10 Tahun Arus 100 Tahun	14,281
7	Kedalaman Minimum	14,533
8		15,116

Kemudian, dilakukan juga pengecekan terhadap kriteria ULS berdasarkan syarat kriteria kegagalan *combined loading* pada DNVGL-ST-F101. Hasil pengecekan tersebut ditunjukkan pada **Tabel 10** dan dapat dilihat pada seluruh stasiun sudah memenuhi kriteria ULS.

Tabel 10 Hasil Pengecekan Kriteria ULS

Stasiun	Kombinasi Pembebanan	ULS Check	Unity Check
1	Gelombang 100 Tahun Arus 10 Tahun Kedalaman Minimum	“OK”	0,173
2		“OK”	0,168
3		“OK”	0,168
4		“OK”	0,168
5		“OK”	0,165
6		“OK”	0,165
7		“OK”	0,165
8		“OK”	0,170

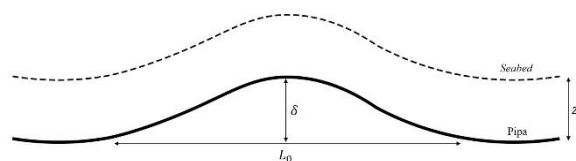
VII. ANALISIS UPHEAVAL BUCKLING

Analisis *upheaval buckling* ini dilakukan pada lima stasiun yang membutuhkan parit berdasarkan analisis *on-bottom stability*. Diasumsikan bahwa parit tersebut diisi dengan tanah disekitar dasar laut yang berasal dari penggalian parit dan kedalaman penguburan pipa sesuai dengan konfigurasi parit pada **Tabel 5**. Kemudian, proses penguburan pipa juga diasumsikan akan mengikuti naik turunnya profil dasar laut sebelum pipa dikubur. Asumsi terakhir adalah tanah timbunan di atas pipa telah memiliki kekuatan dan kepadatan yang sama dengan tanah di sekitarnya di mana berdasarkan percobaan oleh Ghahremani dan Brennan (2009), proses tersebut membutuhkan waktu selama 1 bulan.

Pada analisis *upheaval buckling* ini, besar ketidaksempurnaan tinggi maksimum pada setiap stasiunnya telah diketahui pada **Tabel 11**, sehingga selanjutnya akan dihitung panjang bentang kritis (ketidaksempurnaan tinggi) yang terjadi di mana pipa akan mulai mengalami *upheaval buckling*. Kemudian, **Gambar 12** menunjukkan ilustrasi pipa yang telah dikubur sedalam z_t dengan ketidaksempurnaan tinggi (δ) dan panjang (L_0) akibat ketidakrataan permukaan laut.

Tabel 11 Nilai Ketidaksempurnaan Tinggi Maksimum pada Setiap Stasiun

Stasiun	Kedalaman Perairan (m)	Ketidaksempurnaan Tinggi Maksimum (m)
1	55	1,6
2	37,5	2,4
3	36	4,1
4	30	6
8	37	1,2



Gambar 12 Ilustrasi Ketidaksempurnaan Tinggi pada Pipa yang Dikubur

Agar pipa tidak mengalami *upheaval buckling*, maka besarnya total gaya tahanan vertikal pada pipa, yang terdiri dari berat pipa terendam dan berat tahanan tanah, harus lebih besar dari gaya vertikal per satuan panjang yang diperoleh dari persamaan (30). Nilai panjang bentang kritis akan diperoleh dari proses iterasi yang dilakukan hingga kriteria *upheaval buckling* tersebut telah terpenuhi. Berikut ditunjukkan contoh hasil pengecekan potensi *upheaval buckling* pada stasiun 3 yang terdapat pada **Tabel 12**.

Tabel 12 Contoh Pengecekan Potensi *Upheaval Buckling* pada Stasiun 3

No.	Parameter	Nilai	Satuan
1	Berat Terendam	0,589	kN/m
2	Gaya Tahanan Tanah	2,493	kN/m
3	Total Gaya Tahanan Vertikal	3,082	kN/m
4	Ketidaksempurnaan Tinggi pada Pipa	4,1	m
5	Panjang Bentang Kritis	118,279	m
6	Gaya Aksial Efektif	-1178,820	kN
7	Gaya Vertikal Agar Pipa Stabil	3,082	kN/m
8	Pengecekan Kriteria <i>Upheaval Buckling</i>	OK	-

Kemudian, hasil akhir dari analisis *upheaval buckling* terdapat pada **Tabel 13**. Dalam tabel tersebut ditunjukkan nilai ketidaksempurnaan maksimum pada seluruh stasiun beserta panjang bentang yang diizinkan terjadi sepanjang stasiun tersebut.

Tabel 13 Hasil Akhir Analisis *Upheaval Buckling*

Stasiun	Ketidaksempurnaan Tinggi Maksimum pada Pipa (m)	Panjang Bentang Kritis (m)
1	1,6	51,832
2	2,4	53,467
3	4,1	118,279
4	6	127,07
8	1,2	44,13

VIII.PENUTUP

Kesimpulan

Kesimpulan dari studi ini adalah

1. Tebal dinding pipa bawah laut yang akan digunakan pada semua stasiun adalah 12,7 mm.
2. Tebal lapisan beton yang dibutuhkan berdasarkan analisis *on-bottom stability* untuk semua stasiun adalah 40 mm dengan penambahan parit (*trenching*) pada stasiun 1 dan 8 sebesar 0,8 m, stasiun 2 sebesar 1,05 m, stasiun 3 sebesar 0,907 m, dan stasiun 4 sebesar 1,043 m.
3. Konfigurasi *roller*, *tensioner*, dan *stinger* yang terdapat pada **Gambar 11** sudah mencapai tegangan optimum ketika dilakukan instalasi pipa bawah laut dengan besarnya sudut *trim* adalah 1.5° dan hitch adalah 0°.
4. Panjang bentang bebas yang diizinkan untuk memenuhi kriteria *screening fatigue* dan *Ultimate Limit State (ULS)* adalah 10,76 m.
5. Panjang bentang kritis akibat ketidaksempurnaan tinggi pada **Tabel 11**, di mana pipa mulai berpotensi terkena *upheaval buckling*, adalah pada stasiun 1 sebesar 51,832 m, stasiun 2 sebesar 53,467 m, stasiun 3 sebesar 118,279 m, stasiun 4 sebesar 127,07 m, dan stasiun 8 sebesar 44,13 m.

Saran

Saran dari pengerjaan studi ini adalah

1. Pada analisis instalasi, pemodelan *barge* dalam MOSES perlu dibuat dalam bentuk yang lebih detail lagi agar hasilnya lebih akurat.
2. Analisis *upheaval buckling* dapat dilakukan dengan menggunakan *software*, seperti ABAQUS agar hasil analisis dapat lebih akurat serta sebagai pembanding dengan metode perhitungan analitik.
3. Ketidaksempurnaan tinggi yang terjadi pada pipa dapat ditentukan lebih akurat lagi berdasarkan kondisi sebenarnya di lokasi pipa tersebut.

4. Hasil pengecekan lokasi potensi terjadinya *upheaval buckling* perlu ditinjau lebih lanjut dan lebih mendetail lagi untuk selanjutnya direncanakan proses pelaksanaan remediasi atas kemungkinan tekuk tersebut.

DAFTAR PUSTAKA

- Adebanjo, O., & Simms, N. (2016). Upheaval buckling of pipelines. *J. Pipeline Eng.*, 15(3), 157-168.
- Aulia, N. P. (2014). *Analisa Mekanisme Upheaval Buckling Pada Pipa Offshore Pipeline Studi Kasus: PT. Universal Batam Energy (PT. UBE) Dengan Variabel Tanah, Temperatur, Dan Tekanan* (Doctoral dissertation, INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER SURABAYA).
- Bai, Q., & Bai, Y. (2014). *Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation*. Oxford: Gulf Professional Publishing (Elsevier Inc.).
- Bai, Y., & Bai, Q. (Eds.). (2005). *Subsea pipelines and risers*. Elsevier.
- Brennan, A. J., Ghahremani, M., & Brown, M. J. (2017). Strength reduction for upheaval buckling of buried pipes in blocky clay backfill. *Ocean Engineering*, 130, 210-217.
- Carlino, A. (2020). *Detection of pipeline upheaval buckling by means of fibre-optic sensors* (Doctoral dissertation, Politecnico di Torino).
- Comfort, G., Dinovitzer, A. S., & Lazor, R. (2000). *Independent Risk Evaluation for the Liberty Pipeline*. Fleet Technology Limited.
- Craveiro, M. V. *Upheaval buckling of pipelines triggered by the internal pressure resulting from the transportation of oil and gas: theoretical discussions and geometrically nonlinear analysis using Finite Element Method* (Doctoral dissertation, Universidade de São Paulo)
- Elliotis, M. C. (2013). A Finite Element Approach for the Elastic-Plastic Behavior of a Steel Pipe Used to Transport Natural Gas. In *Conference Papers in Science* (Vol. 2013). Hindawi.
- Fan, S. (2013). *Upheaval buckling of offshore pipelines* (Master's thesis, Institutt for marin teknikk).
- Ghahremani, M., & Brennan, A. J. (2009, January). Consolidation of lumpy clay backfill over buried pipelines. In *International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering* (Vol. 43475, pp. 313-320).
- Guo, B., Song, S., Ghalambor, A., & Lin, T. R. (2014). *Offshore Pipelines: Design, Installation, and Maintenance* Second Edition. Oxford: Gulf Professional Publishing (Elsevier).
- Hariono, H., Handayanu, H., & Hadiwidodo, Y. S. (2014). Analisa Pemasangan Loop Ekspansi Akibat Terjadinya Upheaval Buckling pada Onshore Pipeline. *Jurnal Teknik ITS*, 3(2), G154-G159.
- Institutue, A. P. (2000). *Standard API 5L Specification for Line Pipe* 40th Edition. Washington D.C.: API Publishing Servicers.
- Institute, A. P. (2018). *Standard API 5L Specification for Line Pipe* 46th Edition. Washington D.C.: API Publishing Servicers.
- Liu, R., & Wang, X. Y. (2018). Lateral global buckling of submarine pipelines based on the model of nonlinear pipe-soil interaction. *China Ocean Engineering*, 32(3), 312-322.
- Mawat, M. J., Khudier, A. S., & Hashim, S. J. (2018). Evaluation Study of Free Spanning Subjected to Hydrodynamic Loads. *Journal of University of Babylon for Engineering Sciences*, 26(5), 227-237.

- Palmer, A. C., Ellinas, C. P., Richards, D. M., & Guijt, J. (1990, May). Design of submarine pipelines against upheaval buckling. In *Offshore Technology Conference*. OnePetro.
- Pedersen, P. T., & Jensen, J. J. (1988). Upheaval creep of buried heated pipelines with initial imperfections. *Marine Structures*, 1(1), 11-22.
- Ridlwan, A., Rochani, I., & Ikhwan, H. (2017). Analisis On-Bottom Stability Offshore Pipeline Pada Kondisi Operasi: Studi Kasus Platform SP Menuju Platform B1C/B2c PT. Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java. *Jurnal Teknik ITS*, 6(2), G189-G193.
- Robert C. Mahlay, J. (1996). OFFPIPE User's Guide Version 2.05.
- Tawekal, R. L. Studi Mekanisme Upheaval Buckling pada Pipa Penyalur Bawah Laut. *Jurnal Teknik Sipil ITB*, 11(3), 117-122.
- Thusyanthan, N. I., Mesmar, S., Wang, J., & Haigh, S. K. (2010). Uplift resistance of buried pipelines and DNV-RP-F110 guideline. In *Proc. Offshore Pipeline and Technology Conference* (pp. 24-25).
- Thusyanthan, I., Mesmar, S., Robert, D., Wang, J., & Haigh, S. K. (2011, May). Upheaval buckling assessment based on pipeline features. In *Offshore Technology Conference*. OnePetro.
- Veritas, D. N. (2006). Recommended Practice DNV RP-F105 Free Spanning Pipeline Design. Oslo: Veritas Offshore Technology and Service A/S.
- Veritas, D. N. (2007). Global Buckling of Submarine Pipelines, Structural Design due to High Temperature/High Pressure. *RP-F110*, Oslo, Norway.
- Veritas, D. N. (2010). Recommended Practice DNV-RP-F109 On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines. Oslo: Veritas Offshore Technology and Service A/S.
- Veritas, D. N. (2017). Standard DNVGL-RP-F114 Pipe-Soil Interaction for Submarine Pipelines. Oslo: Veritas Offshore Technology and Service A/S
- Veritas, D. N. (2017). Standard DNVGL-ST-F101 Submarine Pipeline Systems. Oslo: Veritas Offshore Technology and Service A/S
- Veritas, D. N. (2018). Standard DNVGL-RP-F110 Global Buckling of Submarine Pipelines. Oslo: Veritas Offshore Technology and Service A/S
- Wang, J., Haigh, S. K., Forrest, G., & Thusyanthan, N. I. (2012). Mobilization distance for upheaval buckling of shallowly buried pipelines. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, 3(4), 106-114.