

DESAIN DAN ANALISIS PROTEKSI KATODIK PIPA BAWAH LAUT DI SELAT MAKASSAR

Design and Cathodic Protection Analysis of Subsea Pipeline in Makassar Strait

Muhammad Arief Faishal¹, Ricky Lukman Tawekal², dan Jessica Rikanti Tawekal³

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

¹arieffaishal249@gmail.com, ²ricky.tawekal@gmail.com, dan ³jessica.rikanti@gmail.com

Abstrak: Pipa bawah laut adalah salah satu sistem pada kegiatan industri migas sebagai alat transportasi untuk mendistribusikan fluida dari suatu tempat ke tempat lainnya. Namun, fluida yang dialirkan (contohnya minyak bumi dan gas) dapat mencemari lingkungan dan berpotensi membahayakan manusia. Perlu dilakukan tahapan desain dan analisis agar pipa bawah laut dapat menahan beban serta layak untuk beroperasi. Proses desain dan analisis yang dilakukan adalah penentuan tebal dinding pipa yang mengacu pada standar DNVGL-ST-F101, penentuan tebal lapisan beton yang mengacu ke standar DNV-RP-F109, analisis instalasi sesuai dengan kriteria desain praktis industri atau kriteria standar DNVGL-ST-F101, dan analisis pajang bentang bebas yang diizinkan yang mengacu pada standar DNV-RP-F105. Sebagai analisis tambahan, dilakukan pula analisis proteksi katodik dengan mengacu pada standar DNVGL-RP-F103. Pada Studi ini, dilakukan desain dan analisis untuk pipa bawah laut di Selat Makassar. Didapatkan hasil tebal dinding sebesar 12.7 mm dan tebal lapisan beton sebesar 40 mm. Instalasi dilakukan dengan *laybarge* Timas DL-01 dengan konfigurasi optimum pada sudut *trim barge* 1.5° dan *hitch* 0°. Selanjutnya, panjang bentang bebas yang diizinkan adalah sebesar 10.762 m. Terakhir, berdasarkan analisis proteksi katodik didapatkan jumlah anoda yang dibutuhkan sebanyak 1038 buah, dengan berat total anoda 32.6 ton dan jarak antar anoda rata-rata setiap 24 *pipe joint length* atau 292.8 m.

Kata Kunci: *pipa bawah laut, wall thickness, on-bottom stability, installation, free span, proteksi katodik, anoda korban.*

Abstract: A subsea pipeline is one of the systems utilised by the oil and gas industry to transport and distribute fluids. However, these flowing fluids (such as oil and gas) can pollute the environment and potentially endanger human health. It is crucial to carry out various design and analysis steps so that the subsea pipeline can withstand loads and is feasible to operate. The design and analysis process includes selection of pipe wall thickness by the DNVGL-ST-F101 standard, selection of the concrete thickness by the DNV-RP-F109 standard, installation analysis by the industrial practical design criteria or the DNVGL-ST-F101 standard, and allowable free span analysis refers to the DNV-RP-F105 standard. In addition is cathodic protection analysis by the DNVGL-RP-F103 standard. In this study, the design and analysis of the subsea pipeline in the Makassar Strait were performed. The result is a wall thickness of 12.7 mm and a concrete layer thickness of 40 mm. Installation is carried out with the Timas DL-01 lay barge with the optimum configuration at a trim barge angle of 1.5° and a hitch of 0°. Furthermore, the allowed free span length is 10.762 m. Finally, based on the cathodic protection analysis, the required number of anodes is 1038 units, with a total anode weight of 32.6 tons and an average anode distance of every 24 pipe joint lengths or 292.8 m.

Keywords: *subsea pipeline, wall thickness, on-bottom stability, installation, free span, cathodic protection, sacrificial anodes.*

I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Indonesia memiliki kandungan minyak bumi dan gas yang melimpah ruah. Produk hasil dari minyak bumi dan gas ini digunakan hampir di semua sektor kehidupan. Maka eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas ini terus digemborkan. Kegiatan eksplorasi dan eksploitasi ini telah berubah tren dari lapangan *onshore* (darat/dekat pantai) ke lapangan *offshore* (lepas pantai) hingga ke laut dalam. Untuk menunjang kegiatan eksplorasi dan eksploitasi tersebut, dibutuhkan sarana dan prasarana yang dapat memfasilitasi kegiatan tersebut.

Salah satu fasilitas yang sangat penting dalam kegiatan eksplorasi minyak dan gas adalah sistem pipa bawah laut. Pipa bawah laut adalah salah satu sistem transportasi yang efektif untuk mendistribusikan fluida dari suatu tempat ke tempat lainnya secara masif dan berkelanjutan. Namun, fluida seperti minyak bumi dan gas atau fluida lain yang dialirkan dalam pipa bawah laut ini bersifat pencemar lingkungan dan berpotensi membahayakan manusia.

Maka dari itu, perlu dilakukan berbagai tahapan desain dan analisis pada pipa bawah laut agar dapat menahan berbagai beban serta memenuhi kelayakan selama pipa beroperasi. Selain itu, selain itu, pipa bawah laut sangat rentan terhadap korosi karena lingkungan operasi berupa air laut yang merupakan elektrolit. Sehingga perlu dilakukan perlindungan korosi tambahan pada pipa berupa sistem proteksi katodik dengan metode anoda korban

B. Metodologi

Pada studi ini, pengumpulan data untuk desain dan analisis pipa bawah laut diperoleh dengan metode studi literatur. Data-data diperoleh dari hasil pekerjaan proyek pipa bawah laut yang sudah ada. Kemudian data tersebut dijadikan acuan dasar desain dan analisis pada Tugas Akhir ini. Untuk data yang tidak diketahui, diambil dari sumber referensi lainnya atau mengikuti rekomendasi pada standar yang berlaku.

Adapun untuk metode pengerjaan studi ini, mengikuti tahapan desain sebagai berikut, dan untuk selengkapnya dilihat pada **Gambar 6**.

1. Perhitungan tebal dinding pipa bawah laut dengan standar desain DNVGL-ST-F101.
2. Analisis *on-bottom stability* menggunakan standar desain DNV-OS F109.
3. Analisis instalasi statik dan dinamik pipa bawah laut dengan program *OFFPIPE* dan *MOSES*.
4. Analisis bentang bebas pipa bawah laut berdasarkan standar DNV-RP-F105
5. Analisis proteksi katodik berdasarkan DNVGL-RP-F103

II. DASAR TEORI

A. Desain Tebal Dinding Pipa

Pemilihan ketebalan dinding pipa merupakan salah satu proses desain yang terpenting dan mendasar dalam desain pipa bawah laut. Pipa didesain agar memiliki tebal dinding yang dapat menahan tekanan yang terjadi, baik dalam kondisi instalasi, *hydrotest*, dan operasi. Penentuan tebal dinding pipa menentukan kekuatan struktur pipa dalam menahan berbagai beban yang bekerja.

Desain tebal dinding pipa bawah laut mengacu pada standar DNVGL-ST-F101 “*Submarine Pipeline Systems*”. Standar tersebut mengatur perhitungan tebal dinding pipa bawah laut dilakukan dengan proses iterasi sesuai dengan kondisi analisis dan kriteria kegagalan yang ditinjau. Terdapat empat kriteria kegagalan yang ditinjau, yaitu: *Internal Pressure Containment*, *Local Buckling – System Collapse (External Over Pressure only)*, *Propagation Buckling*, dan *Local Buckling - Combined Loading*.

Internal Pressure Containment

Kriteria *Internal Pressure Containment* merupakan kriteria penentuan tebal pipa yang didasarkan pada kekuatan pipa untuk menahan tekanan internal yang disebabkan oleh tekanan desain pipa dan tekanan dari fluida yang mengalir di dalam pipa. Pada kriteria ini, pipa

didesain agar dapat menghindari kegagalan *bursting*. Kriteria desain ditunjukkan pada Persamaan (1) untuk kondisi operasi dan Persamaan (2) untuk kondisi *hydrotest*.

$$P_{lt} - P_e \leq \text{Min} \left(\frac{P_b(t_1)}{\gamma_m \cdot \gamma_{sc}}; P_{mpt} \right) \quad (1)$$

$$P_{li} - P_e \leq \text{Min} \left(\frac{P_b(t_1)}{\gamma_m \cdot \gamma_{sc}}; \frac{P_{lt}}{\alpha_{spt}} - P_e; \frac{P_{mpt} \cdot \alpha_U}{\alpha_{mpt}} \right) \quad (2)$$

Di mana P_{li} adalah tekanan lokal insidental, P_{lt} tekanan uji sistem, P_b adalah tekanan *bursting*, p_h adalah tekanan pengujian *mill*. α_{spt} dan α_{mpt} adalah faktor pengujian sistem sementara γ_m dan γ_{sc} adalah faktor resistensi material dan faktor keamanan untuk *bursting*.

Local Buckling – System Collapse (External Over Pressure only)

Kriteria *local buckling* akibat *external pressure* merupakan kriteria penentuan tebal pipa yang didasarkan pada kekuatan pipa untuk menahan tekanan eksternal yang disebabkan oleh tekanan hidrostatis air laut pada kedalaman struktur pipa bawah laut. Kriteria desain ditunjukkan pada Persamaan

$$P_e - p_{min} \leq \frac{P_c(t_1)}{\gamma_m \gamma_{sc}} \quad (3)$$

Dengan P_c adalah tekanan *collapse* yang didapatkan menggunakan persamaan implisit pada persamaan (4)

$$\begin{aligned} (P_c(t) - P_{el}(t)) \cdot (P_c(t)^2 - P_p(t)^2) \\ = P_c(t) P_{el}(t) P_p(t) f_0 \frac{D}{t} \end{aligned} \quad (4)$$

Propagation Buckling

Propagation buckling adalah kriteria saat terjadi kegagalan propagasi tekuk. Kriteria desain ditunjukkan pada persamaan (5)

$$P_e - p_{min} \leq \frac{P_{pr}}{\gamma_m \gamma_{sc}} \quad (5)$$

Di mana P_{pr} adalah tekanan minimal yang dibutuhkan untuk terjadi propagasi tekuk yang didapatkan menggunakan persamaan (6)

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

Local Buckling - Combined Loading

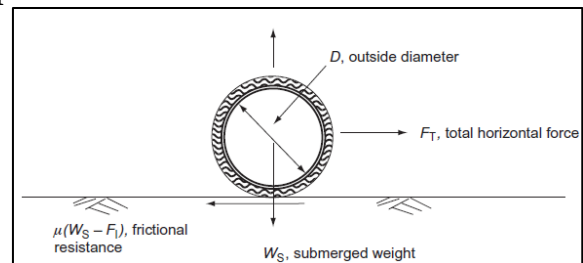
Pada kriteria *local buckling - combined loading*, kegagalan terjadi akibat kombinasi pembebanan yang bekerja pada pipa. Kriteria desain yang digunakan ditunjukkan pada persamaan (7) untuk *internal over pressure* dan persamaan (8) untuk *external over Pressure*

$$\left\{ \gamma_m \gamma_{sc} \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \gamma_{sc} S_{sd}(P_i)}{\alpha_c S_p(t_2)} \right\}^2 \right\} + \left(\alpha_p \frac{P_i - P_e}{\alpha_c P_b(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (7)$$

$$\left\{ \gamma_m \gamma_{sc} \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \gamma_{sc} S_{sd}(P_i)}{\alpha_c S_p(t_2)} \right\}^2 \right\} + \left(\gamma_m \gamma_{sc} \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (8)$$

B. Analisis On-Bottom Stability

Pipa bawah laut yang terletak di dasar laut menerima bermacam gaya, baik dalam arah horizontal maupun vertikal, akibat beban gelombang dan arus (gaya hidrodinamika). Dari arah yang berlawanan dari gaya hidrodinamika, kestabilan pipa juga dipengaruhi oleh gaya gesek tanah terhadap pipa. Ketika beban gaya cukup besar, gaya-gaya ini dapat membuat pipa tidak stabil, yang menyebabkan pipa terangkat (terapung) atau bergeser ke arah lateral. Ilustrasi beban yang mempengaruhi pipa di dasar laut dapat dilihat pada **Gambar 1**.



Gambar 1 Gaya yang bekerja pada pipa di dasar laut (Sumber: Guo, Boyun, et.al. 2014)

Perhitungan analisis *on-bottom stability* mengacu pada standar DNV RP-F109. Terdapat dua kriteria yang perlu dipenuhi yaitu stabilitas vertikal dan lateral. Untuk stabilitas vertikal, kriteria desainnya diatur 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 adalah *safety factor* dengan nilai 1.1, B adalah gaya apung per satuan panjang dan w_s adalah berat terendam pipa per satuan panjang. Sedangkan untuk stabilitas lateral, kriteria desainnya diatur oleh Persamaan (10) dan (11) untuk arah sumbu-Y dan Z.

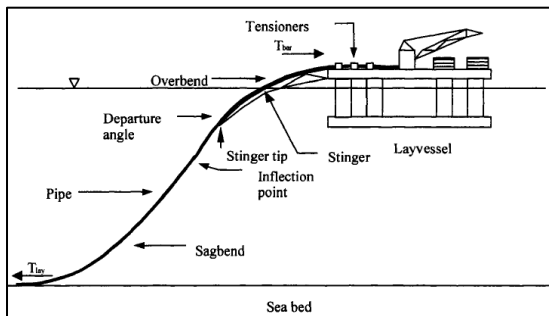
$$\gamma_{sc} \cdot \frac{F_Y^* + \mu \cdot F_Z^*}{\mu \cdot W_s + F_R} \leq 1.0 \quad (10)$$

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

Di mana γ_{sc} adalah faktor keamanan yang dipengaruhi oleh jenis tanah dan lokasi. F_Y^* dan F_Z^* adalah gaya horizontal dan gaya angkat pada pipa, μ adalah koefisien gesek tanah, dan F_R adalah tahanan pasif tanah.

C. Analisis Instalasi

Analisis instalasi pipa bawah laut merupakan simulasi peletakan pipa bawah laut pada lokasi rute pipa yang telah didesain sesuai dengan kontur batimetri dasar laut. Metode instalasi yang paling banyak digunakan dan digunakan juga pada studi ini adalah metode *S-Lay* seperti pada ilustrasi dalam **Gambar 2**.



Gambar 2 Ilustrasi instalasi pipa dengan metode S-Lay (Sumber: Bai, Yong dan Bai, Qiang. 2005)

Analisis instalasi dilakukan dengan bantuan perangkat lunak OFFPIPE dan MOSES untuk menghasilkan besar tegangan pipa saat sedang proses instalasi pada kondisi statik dan dinamik. Analisis statik hanya dipengaruhi oleh posisi pipa saja, sedangkan saat dinamik terdapat pengaruh gerak kapal dalam RAO akibat beban gelombang yang datang dengan berbagai sudut arah datang. Kriteria desain

praktis industri untuk tegangan pipa di daerah *overbend* (dari *laybarge* sampai *inflection point*) adalah maksimal 85% SMYS, sedangkan tegangan pipa maksimum di daerah *sagbend* (*inflection point* sampai pipa menyentuh dasar laut) adalah sebesar 72%SMYS.

D. Analisis Free span

Bentang pipa/*free span* adalah bagian pipa yang tidak ditopang di atas dasar laut (**Gambar 3**). Bagian pipa yang mengalami bentangan bebas akan menimbulkan tegangan pada tengah dan ujung bentangan karena pipa dalam keadaan tertekuk. Bentang bebas yang berlebih mengakibatkan kegagalan pada pipa. Maka analisis *free span* dilakukan untuk menghitung panjang maksimum yang diizinkan pada pipa agar tidak terjadi kegagalan.



Gambar 3 Ilustrasi bentang bebas (free span) pipa bawah laut

(Sumber: <https://www.dnv.com/>)

Analisis *free span* dilakukan mengacu pada standar DNV RP-F105 dengan dua kriteria, yaitu *screening fatigue* dan ULS. Untuk kriteria *screening fatigue* dilakukan pada arah yang sejajar dengan beban lingkungan (*in-line*) dan tegak lurus (cross flow). Secara berturut-turut, Persamaan (12) dan (13) menunjukkan kriteria desain untuk arah *in-line* dan *cross-flow*.

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

$$\frac{f_{n,CF}}{\gamma_{CF}} > \frac{U_c + U_w}{V_{R,onset}^{CF} D} \quad (13)$$

Di mana f_n adalah frekuensi natural pada pipa, V_R adalah kecepatan tereduksi, L adalah bentang bebas yang terjadi, U_c dan U_w adalah kecepatan arus dan gelombang, D adalah diameter pipa bawah laut, $\bar{\alpha}$ adalah rasio aliran arus, dan γ adalah faktor keamanan, dengan subskrip *IL* dan *CF* masing-masing menyatakan arah *inline* dan *crossflow*

Sedangkan kriteria ULS dilakukan mengacu pada standar DNVGL-ST-F101 pada kriteria *combined loading* [Persamaan(7)]. Nilai momen desain (M_{sd}) dihitung dengan memasukkan nilai momen statik dan *environment* dari Persamaan (14) dan (15).

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

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

Di mana q adalah beban merata yang bekerja pada pipa, P_{cr} adalah tekanan kritis, C_5 adalah koefisien batas pada kondisi bentang bebas yang terjadi, L_{eff} adalah panjang efektif bentang bebas, S_{eff} adalah gaya aksial efektif pada pipa, dan σ_E adalah tegangan yang terjadi akibat beban lingkungan.

E. Analisis Proteksi Katodik

Sistem proteksi katodik yang paling cocok untuk pipa bawah laut adalah dengan metode SACP atau metode anoda korban/*galvanic anodes*. Pada Tugas Akhir ini, desain dan analisis proteksi katodik mengacu pada kriteria standar DNVGL-RP-F103 dan DNV-RP-B401. Perhitungan dilakukan untuk menemukan jumlah anoda, jarak antar anoda (*spacing*) atau jangkauan yang dapat dilindungi oleh satu buah anoda, serta berat total anoda sepanjang rute pipa. Ketiga nilai ini haruslah memenuhi kriteria yang tertera pada standar.

Untuk menghitung jumlah anoda, jarak antar anoda, serta berat total anoda sepanjang rute pipa, dicari dengan pengaruh dari kebutuhan arus listrik proteksi rerata dan final (*mean current demand* dan *final current demand*), total massa anoda net (bersih) untuk memenuhi kebutuhan arus rerata (*total net anode mass to meet mean current demand*), output arus anoda total untuk memenuhi kebutuhan arus final (*total anode current output to meet final current demand*), dan juga dari distribusi anoda (*distribution of anode*). Langkah perhitungan desain dan analisis hingga pengecekan kriteria desain mengikuti langkah-langkah berikut.

Kebutuhan Arus Listrik Proteksi

Kebutuhan arus listrik berguna untuk memberikan kapasitas polaritas yang cukup untuk menjaga proteksi katodik selama umur layannya. Terdapat dua besaran untuk variabel ini, yaitu rerata dan final (*mean current demand* dan *final current demand*) yang dihitung dengan persamaan (16) dan (17).

$$I_{cm} = A_c \cdot f_{cm} \cdot i_{cm} \quad (16)$$

$$I_{cf} = A_c \cdot f_{cf} \cdot i_{cm} \quad (17)$$

Di mana A_c adalah luas permukaan pipa (dan *field joint coating/FJC*), i_{cm} adalah kerapatan arus katodik yang dipengaruhi oleh suhu internal dan keadaan pipa di dasar laut. Nilai i_{cm} diperoleh dari **Tabel 1**.

Tabel 1 Nilai rapat arus ((Det Norske Veritas, 2016))

Kondisi Pipa	Kerapatan arus, i_{cm} (A/m ²)				
	Temperatur internal (°C)				
	≤ 25	>25-50	>50-80	>80-120	> 120
Tidak dikubur	0.050	0.060	0.075	0.100	0.130
Dikubur	0.020	0.030	0.040	0.060	0.080

Nilai f_{cm} dan f_{cf} adalah *coating breakdown factor* yang dihitung dengan persamaan (18) dan (19).

$$f_{cm} = a + 0.5 \cdot b \cdot t_f \quad (18)$$

$$f_{cf} = a + b \cdot t_f \quad (19)$$

Dengan t_f adalah umur layan desain dari struktur pipa bawah laut. Sedangkan a dan b adalah konstanta yang tergantung pada jenis lapisan anti korosi (untuk perhitungan pada pipa) dan material pengisi FJC (untuk perhitungan pada FJC).

Total Massa Anoda Net (Bersih)

Total massa anoda net adalah massa total anoda yang diperlukan untuk menjaga proteksi katodik sepanjang umur layannya. Perhitungan massa total anoda untuk sistem proteksi katodik menggunakan persamaan (20)

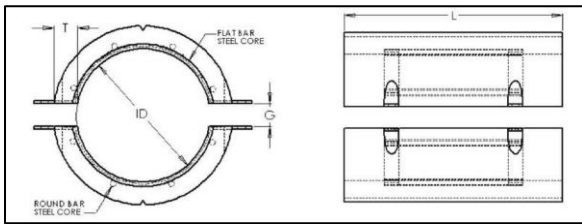
$$M = \frac{I_{cm} \cdot t_f \cdot 8760 \frac{hr}{yr}}{u \cdot \varepsilon} \quad (20)$$

Dengan u adalah *anode utilization factor*, dan ε adalah *electrochemical capacity*.

Setelah itu, dapat ditentukan jumlah anoda yang dibutuhkan untuk memenuhi kebutuhan massa total net tersebut. Perhitungannya dipengaruhi dari massa anoda individualnya dan dapat dilihat pada persamaan (21).

$$N_m = \frac{M}{m_a} \quad (21)$$

Dengan m_a adalah massa individual anoda yang dapat dihitung dengan perkalian antara massa jenis dan volumenya. Adapun untuk menghitung volume anoda dapat diperkirakan yang sketsa dimensinya dapat dilihat pada **Gambar 4**.



Gambar 4 Sketsa dimensi anoda tipe *bracelet* (Katalog Anodico. 2015)

Total Arus Output Final Per Satu Anoda

Selanjutnya adalah perhitungan nilai total arus output final untuk satu buah anoda di akhir umur layannya agar dapat mencapai kebutuhan arus final (*final current demand*). Perhitungan ini mengikuti Hukum Ohm yang mana dipengaruhi oleh resistivitas anoda dan beda potensial antara logam pipa baja dan logam anoda. Rumus perhitungannya dapat dilihat pada Persamaan (22).

$$I_{af} = \frac{\Delta E_A}{R_{af}} = \frac{(E_c^o - E_a^o)}{R_{af}} \quad (22)$$

Dengan ΔE_A adalah beda potensial antara anoda dan pipa baja, E_c^o adalah Potensial dari pipa baja, E_a^o adalah potensial dari anoda, dan R_{af} adalah resistansi anoda (Ω) yang dihitung dengan persamaan (23).

$$R_{af} = \frac{0.315 \times \rho}{\sqrt{SA_{af}}} \quad (23)$$

Di mana ρ adalah resistivitas lingkungan ($\Omega.m$) dan SA_{af} adalah luas permukaan anoda di akhir umur layan.

Dari nilai arus output final, dapat dihitung jumlah anoda untuk memenuhi kebutuhan arus final dengan persamaan (24).

$$N_{af} = \frac{I_{cf}}{I_{af}} \quad (24)$$

Distribusi Anoda

Perhitungan jarak antar anoda menunjukkan jarak/radius yang dapat diproteksi oleh satu buah anoda. Berdasarkan standar, jarak antar anoda dihitung menurut jumlah satu *line pipe/pipe joint length* (12.2 m). Jarak antar anoda dapat ditentukan berdasarkan jumlah anoda yang dibutuhkan dari perhitungan-perhitungan sebelumnya dan jarak antar anoda yang diambil (L_s) adalah yang paling minimum yang rumuskan pada persamaan (25) hingga (27)

$$L_m = \frac{L}{N_m \cdot L_{pj}} \quad (25)$$

$$L_{af} = \frac{L}{N_{af} \cdot L_{pj}} \quad (26)$$

$$L_s = \min(L_m, L_{af}) \quad (27)$$

Setelah itu, perlu dicek apakah jarak antar anoda yang terpilih ini sudah memenuhi persyaratan pada standar. Dalam DNVGL-RP-F103, jarak maksimum antar anoda adalah 300 m ($L < 300$ m). Apabila jarak yang terpilih lebih kecil dari 300 m, itulah hasil jarak antar anoda serta jumlah anoda yang dibutuhkan disesuaikan dengan jarak antar anoda yang paling minimum tersebut. Apabila jarak melebihi 300 m, maka perlu diperhitungkan efek *attenuation* (redaman) mengacu pada standar DNVGL-RP-F103. Jarak antar anoda yang diakibatkan oleh efek *attenuation* dapat dihitung menggunakan rumus berikut.

$$L_{att} = A \cdot (B + C) \quad (28)$$

Dengan variabel:

$$A = \frac{d \cdot (D - d)}{\rho_{Me} \cdot D \cdot f'_{cf} \cdot i_{cm}}$$

$$B = \frac{-R_{af} \cdot I_{cf.tot}}{L_{tot}}$$

$$C = \sqrt{\left(\frac{R_{af} \cdot I_{cf.tot}}{L_{tot}}\right)^2 + \frac{\rho_{Me} \cdot D \cdot f'_{cf} \cdot i_{cm} \cdot (E_c^o - E_a^o)}{d \cdot (D - d)}}$$

Di mana L_{att} adalah hasil jarak antar anoda akibat perhitungan *attenuation*, ρ_{Me} adalah resistivitas elektrik spesifik untuk material pipa, L_{tot} adalah jarak yang perlu diproteksi oleh satu anoda akibat *attenuation*, f'_{cf} adalah *final coating breakdown factor* untuk perhitungan *attenuation* dan $I_{cf.tot}$ adalah total kebutuhan arus final untuk satu anoda untuk perhitungan *attenuation*

Setelah didapatkan hasil jarak antar anoda dari perhitungan *attenuation*, maka dicek kembali apakah hasilnya itu melebihi batas maksimum yang diizinkan (300 m). Jika melebihi, maka diambil jarak anoda sebesar 300 m. Sehingga, hasil desain jarak antar anoda dalam *pipe joint length* (L_{an}) dapat dihitung dengan Pers. (29).

$$L_{an} = \frac{L_{att}}{L_{pj}} \quad (29)$$

Sehingga, jumlah anoda yang dibutuhkan akan mengikuti *spacing* yang terbaru ini. Maka, perhitungan hasil desain jumlah anoda yang dibutuhkan (N_{an}) dan massa anoda yang dibutuhkan (M_{rec}) dapat dihitung dengan Persamaan(30) dan (31).

$$N_{an} = \frac{L}{L_{an} \cdot L_{pj}} \quad (30)$$

$$M_{rec} = N_{an} \cdot m_a \quad (31)$$

III. DESAIN TEBAL DINDING PIPA

Pipa yang akan didesain memiliki diameter sebesar 14 in (355.6 mm). Perhitungan desain tebal dinding pipa dilakukan untuk tiga kondisi analisis (instalasi, hidrotes, dan operasi) pada 4 kriteria kegagalan di kedalaman maksimum dan minimum. Contoh hasil desain tebal dinding pipa untuk Stasiun 4 dapat dilihat pada **Tabel 2**

Tabel 2 Hasil desain tebal dinding pipa Stasiun 4

Kriteria	Kondisi					
	Hydrotest		Instalasi		Operasi	
Kedalaman Perairan	Max	Min	Max	Min	Max	Min
Desain Tebal Dinding Pipa (mm)						
Pressure Containment (Bursting)	7.35	7.35	-	-	11.96	12.15
Local Buckling - System Collapse	-	-	7.101	7.101	-	-
Propagation Buckling	7.903	7.903	7.903	7.903	11.08	10.903
Local Buckling - Combined Loading	7.903	7.903	7.903	7.903	10.903	10.903

Didapatkan hasil tebal paling besar adalah 12.15 mm pada kondisi operasi dan kriteria kegagalan *bursting* di kedalaman minimum. Adapun ringkasan hasil tebal dinding pipa untuk keseluruhan stasiun dapat dilihat pada **Tabel 3**. Tebal dinding yang dipilih setelah dicocokkan dengan standar API 5L adalah 12.7 mm.

Tabel 3 Hasil desain tebal dinding pipa seluruh stasiun

Stasiun Pengamatan	Panjang Stasiun (km)	Kedalaman perairan (m)		Kriteria Kegagalan	Tebal dinding pipa minimum (mm)	UC
		Maks.	Min.			
Stasiun 1	32	70.5	52	Internal pressure containment (bursting) pada kedalaman perairan minimum	12.140	0.971
Stasiun 2	63	52	33		12.150	0.983
Stasiun 3	40	64	31		12.152	0.984
Stasiun 4	30	70	30		12.150	0.984
Stasiun 5	37,5	73.5	46		12.153	0.974
Stasiun 6	37,5	73.5	49		12.155	0.972
Stasiun 7	45	72	47		12.148	0.974
Stasiun 8	16	47	22		12.156	0.988
Selected Wall Thickness (API 5L 2000, Table E-6C Page 99)					12.7	

IV. ANALISIS ON-BOTTOM STABILITY

Analisis on-bottom stability dilakukan untuk mengecek apakah pipa memerlukan lapisan beton dan *trenching* (atau mitigasi lainnya) agar dapat stabil di dasar laut.

Setelah dilakukan perhitungan, tebal lapisan beton yang diperlukan serta kebutuhan *trenching* agar pipa tetap stabil di dasar laut dapat dilihat pada **Tabel 4**

Tabel 4 Hasil analisis *on-bottom stability*

Stasiun	Tebal Concrete Coating (mm)		Tebal Lapisan Beton yang Dipilih (mm)	Kedalaman Trenching (m)
	Analisis Stabilitas Vertikal	Analisis Stabilitas Lateral		
1	28,364	19,23	40	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

Perhitungan ini didapatkan dari kondisi operasi di kedalaman minimum dengan kombinasi pembebanan gelombang 100 Tahunan dan Arus 10 Tahunan. Hasil yang didapatkan adalah tebal lapisan beton sebesar 40 mm dengan kedalaman trenching yang berbeda-beda pada Stasiun 1, 2, 3, 4, dan 8.

V. ANALISIS INSTALASI

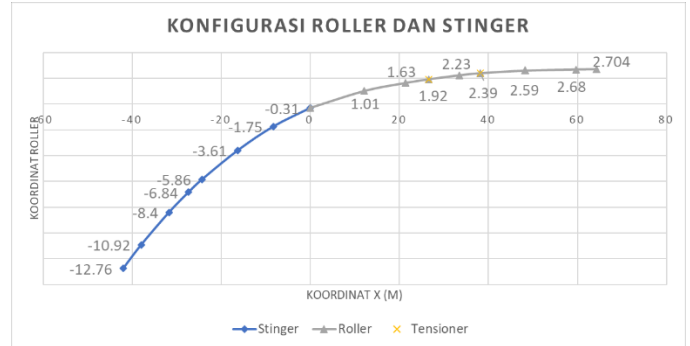
Analisis instalasi dilakukan dengan perangkat lunak OFFPIPE dan MOSES untuk menemukan konfigurasi pada laybarge agar tegangan pada pipa yang terjadi saat proses instalasi tidak melebihi batas kriteria desain praktis industri (85%SMYS dan 72% SMYS pada daerah *overbend* dan *sagbend*)

Proses instalasi pada studi ini menggunakan kapal TIMAS DLB-01. Setelah dilakukan iterasi, didapatkan konfigurasi *roller*, *tensioner*, dan *stinger* yang menghasilkan tegangan paling optimum seperti pada **Gambar 5** dengan sudut *trim barge* sebesar 1.5⁰.

Nilai tegangan yang terjadi pada analisis kondisi statik dapat dilihat pada **Tabel 5**.

Tabel 5 Hasil analisis instalasi statik

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

**Gambar 5** Konfigurasi *roller* dan *stinger*

Selanjutnya pada instalasi dinamik, didapatkan hasil tegangan maksimum seperti pada **Tabel 6** dan **Tabel 7**. Untuk sudut arah gelombang di kuadran 3 dan 4, hasilnya tegangannya sama dengan hasil pada sudut yang simetris di kuadran 1 dan 2.

Tabel 6 Hasil analisis instalasi dinamik kedalaman maksimum

Arah Gelombang (°)	Tegangan (% SMYS)		Residual Lay Tension (kN)
	Overbend	Sagbend	
0 ⁰	82.03	27.23	468.3
14.84 ⁰	81.77	27.23	468.17
30 ⁰	81.01	27.19	467.34
45 ⁰	79.78	27.13	465.7
60 ⁰	78.72	27.04	465.37
75 ⁰	78.22	26.94	460.83
90 ⁰	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 7 Hasil analisis instalasi dinamik kedalaman min.

Arah Gelombang (°)	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
180	80.17	24.83	688.95

Maka, didapatkanlah nilai tegangan terbesar yang terjadi yaitu pada instalasi dinamik untuk arah gelombang 180° di kedalaman maksimum sebesar 84.32%. Nilai ini masih memenuhi kriteria tegangan.

VI. ANALISIS *FREE SPAN*

Analisis *free span* dilakukan untuk mencari nilai bentang bebas maksimum yang diizinkan akibat dari dua kriteria (*inline* dan *cross-flow*). **Tabel 8** adalah hasil bentang bebas maksimum yang diizinkan untuk setiap stasiun pengamatan. Hasil yang ditampilkan adalah nilai yang paling konservatif dari hasil dua kriteria yang dilakukan.

Tabel 8 Hasil analisis *freespan*

Stasiun	Kombinasi Pembebanan	Panjang Bentang Bebas (m)	Nilai Unity Check	Panjang Bentang Bebas yang Dipilih (m)
1	Gelombang 10	11,591	0,95	10,762
	Tahunan Arus 100			
	Tahunan Kedalaman			
	Minimum			
2	Gelombang 100	10,762	0,95	
3	Tahunan Arus 10	11,319	0,95	
4	Tahunan Kedalaman	11,251	0,95	
5	Minimum	13,291	0,95	
6	Gelombang 10	14,184	0,95	
7	Tahunan Arus 100	14,533	0,95	
8	Tahunan Kedalaman	15,116	0,95	
	Minimum			

Pada **Tabel 8**, nilai bentang bebas maksimum yang diizinkan adalah sebesar 10.762 m yang dihasilkan dari Stasiun 2 dengan nilai UC rasio sebesar 0.95. Kombinasi pembebanan yang menyebabkan bentang bebas paling konservatif adalah di kedalaman minimum, dengan perioda ulang gelombang 10 tahun dan arus 100 tahun pada stasiun 1, 6, 7, dan 8, dan dengan perioda ulang gelombang 100 tahun dan 10 tahun pada stasiun 2, 3, 4, dan 5.

Selain itu, dilakukan pengecekan kriteria ULS yang mengacu pada kriteria *combined loading* di DNVGL-ST-F101. Hasil perhitungannya dapat dilihat di **Tabel 9**. Nilai UC rasio paling besar adalah 0.173 di Stasiun 1.

Tabel 9 Hasil kriteria ULS pada analisis *freespan*

Stasiun	Kombinasi Pembebanan	ULS Check	Nilai Unity Check
1	Gelombang 100 Tahunan Arus 10 Tahunan 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 PROTEKSI KATODIK

Analisis proteksi katodik dilakukan dengan metode anoda korban. Anoda korban yang digunakan memiliki dimensi sebagai berikut.

Tabel 10 Dimensi Anoda

Parameter	Simbol	Nilai	Satuan
Panjang anoda	L_a	255	mm
Ketebalan anoda	t_a	40	mm
Gap antar anoda (half shell gap)	g_a	75	mm
Massa jenis anoda	ρ_a	2730	kg/m ³
Tipe Anoda		Bracelet Anode	

Berikut ini ditampilkan contoh hasil perhitungan pada Segmen 3. Diperoleh nilai yang kebutuhan arus, massa total anoda net, dan arus output final per anoda pada **Tabel 11**.

Tabel 11 Cuplikan perhitungan proteksi katodik

Parameter	Simbol	Nilai	Satuan
Kebutuhan arus rerata (<i>mean current demand</i>)	I_{cm}	288.938	A
Kebutuhan arus final (<i>final current demand</i>)	I_{cf}	393.536	A
Total massa anoda net	m_a	23729.04	kg
Anode Resistance	R_{af}	0.182	Ω
Total Arus Output untuk Satu Anoda	I_{af}	1.373	A

Berdasarkan nilai tersebut, dapat dihitung jumlah anoda yang dibutuhkan serta jarak antar anodanya untuk memenuhi kebutuhan massa total anoda net dan kebutuhan arus final. Perhitungannya pada **Tabel 12**.

Tabel 12 Perhitungan jumlah dan jarak antar anoda

Parameter	Simbol	Nilai	Satuan
Jumlah anoda untuk memenuhi kebutuhan total massa anoda net (<i>rounded-up</i>)	N_m	756	unit
Jumlah anoda yang dibutuhkan untuk memenuhi kebutuhan arus final (<i>rounded-up</i>)	N_{af}	287	unit
Jarak antar anoda untuk mencapai kebutuhan total massa anoda net (<i>rounded-down</i>)	L_m	30	<i>pipe joint length</i>
Jarak antar anoda untuk memenuhi kebutuhan arus final (<i>rounded-down</i>)	L_{af}	81	<i>pipe joint length</i>
Jarak antar anoda yang dipilih	L_s	30	<i>pipe joint length</i>
Cek: ($L_s < 300\text{ m}$)?	$L_s = 366\text{ m} > 300\text{ m}$		
Hasil jarak antar anoda akibat perhitungan <i>attenuation</i>	L_{att}	490.879	m
Cek: ($L_{att} < 300\text{ m}$)?	$L_{att} = 490.82\text{ m} > 300\text{ m}$		

Pada perhitungan, jarak yang dihitung melebihi batas maksimum yang diizinkan, yaitu 300 m, sehingga jarak yang diambil adalah 300 m. Maka, **Tabel 13** menunjukkan hasil akhir dari jarak antar anoda dalam *pipe joint length*,

jumlah anoda yang dibutuhkan, serta massa total yang dibutuhkan.

Tabel 13 Hasil akhir analisis proteksi katodik Segmen 3

Parameter	Simbol	Nilai	Satuan
Hasil desain jarak antar anoda dalam <i>pipe joint length</i>	L_{an}	24	<i>Pipe joint length</i>
		292.8	m
Hasil desain jumlah anoda yang dibutuhkan	N_{an}	970	unit
Total massa anoda yang dibutuhkan	M_{rec}	30475.201	kg

Dengan dilakukan perhitungan yang sama, hasil akhir analisis proteksi katodik untuk semua stasiun dapat dilihat pada **Tabel 14**. Diperoleh jumlah anoda yang dibutuhkan untuk sistem proteksi katodik di sepanjang rute pipa bawah laut adalah sebanyak 1038 buah anoda dengan berat total anoda sebesar 32.6 ton.

Adapun distribusi anoda di sepanjang pipa rute pipa bawah laut, pada KP 0-1 anoda dipasang setiap 20 *pipe joint length* atau 244 m, Pada KP 1-17 anoda dipasang setiap 21 *pipe joint length* atau 256.2 m, dan pada KP 17 – 301 anoda dipasang dengan jarak setiap 24 *pipe joint length* atau 292.8 m.

VIII.PENUTUP

Kesimpulan

Kesimpulan yang didapat pada studi ini adalah:

1. Tebal dinding pipa bawah laut yang 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 *trenching* pada Stasiun 2 sebesar 1.05 m, Stasiun 3 sebesar 0.907 m, Stasiun 4 sebesar 1.043 m, dan Stasiun 1 dan 8 sebesar 0.8 m.
3. Konfigurasi *roller*, *tensioner*, dan *stinger* yang terdapat pada sudah mencapai

tegangan optimum ketika dilakukan instalasi pipa bawah laut dengan sudut *trim* sebesar 1.5°.

4. Panjang bentang bebas yang diizinkan untuk memenuhi kriteria screening fatigue dan Ultimate Limit State (ULS) adalah 10.76 m.
5. Jumlah anoda yang dibutuhkan dalam sistem proteksi katodik di sepanjang rute pipa bawah laut adalah sebanyak 1038 buah anoda dengan berat total anoda sebesar 32.6 ton.
6. Distribusi anoda atau arak antar anoda untuk KP 0-1 dipasang setiap 20 *pipe joint length* atau 244 m, untuk KP 1-17 dipasang setiap 21 *pipe joint length* atau 256.2 m, dan untuk KP 17-301 dipasang setiap 24 *pipe joint length* atau 292.8 m

Saran

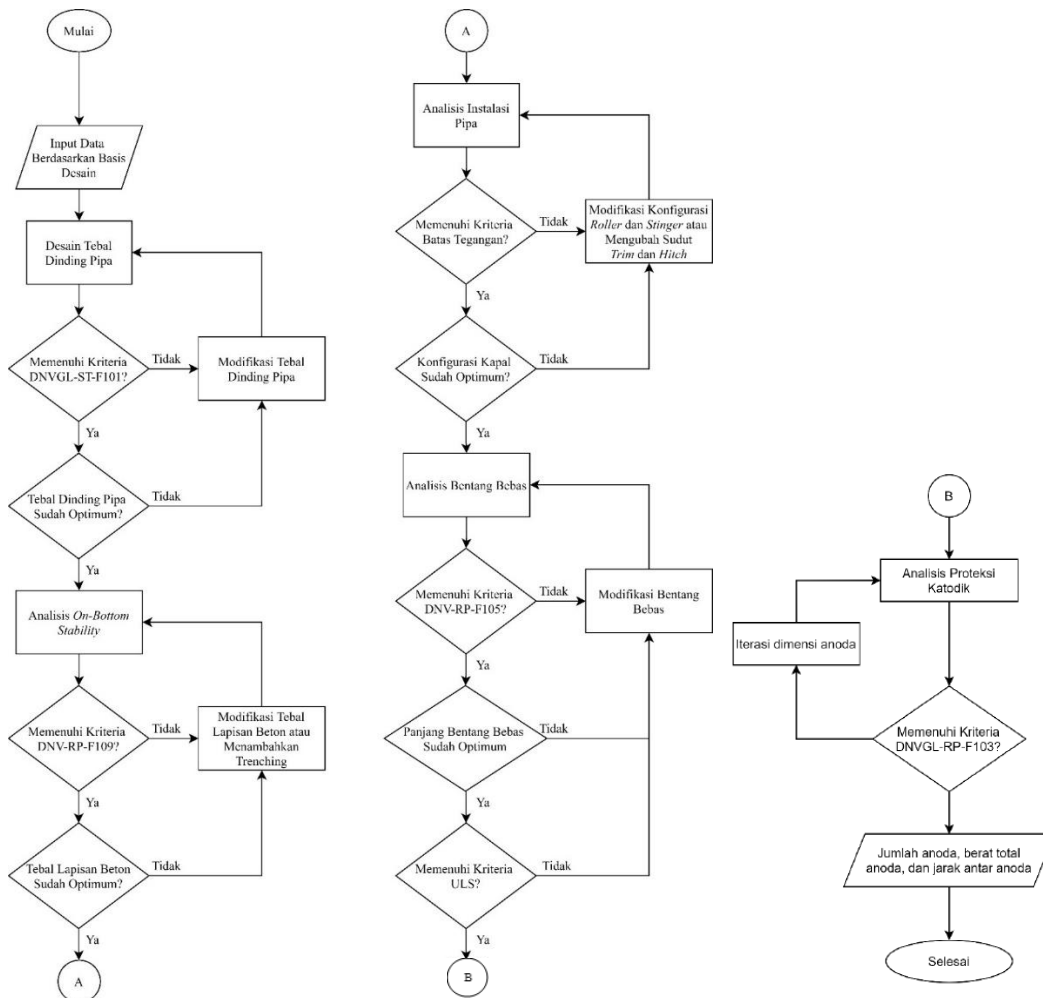
Adapun saran yang dapat diberikan untuk pengerjaan penelitian ataupun tugas akhir yang serupa adalah

1. Perlu dilakukan analisis pada interaksi antara pipa bawah laut dengan tanah untuk mendapatkan nilai penetrasi pipa ke dalam tanah akibat pergerakan lateral yang agar lebih akurat. Namun jika tidak terdapat data yang dapat digunakan, sebaiknya menggunakan referensi berupa jurnal ilmiah ataupun laporan penelitian yang spesifik untuk wilayah pipa beroperasi.
2. Pemodelan *laybarge* dengan MOSES dalam analisis tegangan instalasi perlu dimodelkan lebih detail agar mendapatkan hasil yang lebih akurat.
3. Pada analisis proteksi katodik dapat divariasikan dengan dimensi anoda yang berbeda-beda untuk menemukan hasil yang lebih efektif dan efisien.

DAFTAR PUSTAKA

- Bai, Q., & Bai, Y. (2014). *Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation*. Oxford: Gulf Professional Publishing (Elsevier Inc.).
- Bai, Y., & Bai, Q. (2010). *Subsea Structural Engineering Handbook*. Oxford: Gulf Professional Publishing (Elsevier Inc.).
- Darain, K. M., Jumaat, M. Z., Nazimuddin, S. M., Ahsan, A., Rashid, R., Aziz, M. M., . . . Islam, A. B. (2015). A review of the corrosion behavior of metallic heritage structures and artifacts. *Jurnal Teknologi*, 205-2018.
- Dong, H., Zhao, J., Weiqiang, Z., Si, M., & Liu, J. (2019). Study on the thermal characteristics of crude oil pipeline during its consecutive process from shutdown to restart. *Case Studies in Thermal Engineering* 14, 1-25.
- Guo, B., Song, S., Ghalambor, A., & Lin, T. R. (2014). *Offshore Pipelines: Design, Installation, and Maintenance Second Edition*. Oxford: Gulf Professional Publishing (Elsevier).
- Institute, 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.
- Jaeyoung Lee, P. (2007). *Introduction to Offshore Pipelines and Risers*.
- Karampour, H., & Alrsai, M. (2019). *Propagation Buckling of Subsea Pipelines and Pipe-in-Pipe Systems*. IntechOpen.
- Khanna, A. S. (2013). Selection of Materials for Oil and Gas Applications. Dalam R. Javaherdashti, C. Nwaoha, & H. Tan, *Corrosion and Materials in the Oil and Gas Industries* (hal. 197-211). New York: CRC Press (Taylor & Francis Group).
- Kurnia, D., & Prabowo, B. (2016). Perancangan Sistem Proteksi Katodik (CP) Anoda Korban pada Pipa baja.

- Prosiding Ilmiah Seminar Nasional* (hal. 403-418). Universitas Pamulang.
- Liu, R., & Wang, X.-y. (2018). Lateral global buckling of submarine pipelines based on the model of nonlinear pipe–soil interaction. *China Ocean Engineering* Vol.32, No.3, 312-322.
- Marchionni, L., Alessandro, L., & Vitali, L. (2011). Offshore Pipeline Installation: 3-Dimensional Finite Element Modelling. *International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering* (hal. 1-10). Rotterdam: ASME.
- Mousselli, A. (1981). *Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods*. Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- Palmer, A. C., & King, R. A. (2008). *Subsea Pipeline Engineering: Second Edition*. Oklahoma: PennWell Corporation.
- Robert C. Mahlay, J. (1996). *OFFPIPE User's Guide Version 2.05*.
- Veritas, D. N. (2006). *Recommended Practice DNV RP-F105 Free Spanning Pipeline Design*. Oslo: Veritas Offshore Technology and Service A/S.
- 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-ST-F101 Submarine Pipeline Systems*. Oslo: Veritas Offshore Technology and Service A/S.
- Yan, S., Song, G.-L., Li, Z., Wang, H., Zheng, D., Cao, F., . . . Zhou, L. (2018). A state-of-the-art review on passivation and biofouling of Ti and its alloys in marine environments. *Journal of Materials Science & Technology* 34, 421-435.



Gambar 6 Diagram alir pengerjaan tugas akhir

Tabel 14 Hasil analisis proteksi katodik untuk semua segmen perhitungan

Stasiun Pengamatan	Range Segmen (Titik KP)	Panjang Segmen (km)	Suhu (°C)	Hasil Analisis Proteksi Katodik			
				Jumlah Anoda	Berat Total Anoda (kg)	Jarak Antar Anoda	
						Berdasarkan Pipe Joint Length	dalam meter
Segmen 1	0-1	1	≥60	5	154.905	20	244
Segmen 2	1-17	16	60	63	1979.317	21	256.2
Segmen 3	17-301	284	50	970	30475.201	24	292.8
TOTAL		301	-	1038	32609.4	-	