

Desain On Shore Flowline dan Analisis River-Crossing dengan Metode Horizontal Directional Drilling di Kalimantan Utara

On-Shore Flowline Design and River-Crossing Analysis with Horizontal Directional Drilling Method in North Kalimantan

Alexander B. Pradanto¹ dan Rildova²

^{1, 2} Program Studi Teknik Kelautan
Fakultas Teknik Sipil dan Lingkungan
Institut Teknologi Bandung
Jl Ganesha 10 Bandung 40132, Indonesia
(E-mail: ¹apradanto@gmail.com, ²rildova@ocean.itb.ac.id)

Abstract: Flowline adalah sistem pipeline yang mentransmisikan fluida dari well menuju ke production facility. Pipeline harus dilakukan pendesainan berdasarkan kode dan standar yang berlaku. Sistem pipeline yang dirancang adalah gas flowline dari sumur SSB-9 menuju ke gas processing facility di Sembakung Selatan, Kalimantan Utara, daerah perhutanan yang melewati sungai Tanjung Keramat. Pada tugas akhir ini, perancangan tebal dinding pipa menggunakan kode ASME B31.8 dengan kondisi desain yang menjadi pertimbangan adalah kondisi instalasi, kondisi hidrotetes, dan kondisi operasi. Pengecekan buckling dan ovalitas juga termasuk dalam koridor desain dengan penggunaan standar ASCE: Design for Buried Steel Pipes (ALA). Dengan bantuan perangkat lunak CAESAR II 2014, analisis tegangan akan dilakukan pada setiap segmen sepanjang pipa transmisi gas tersebut. Hasil desain dari analisis yang dilakukan memiliki kesimpulan bahwa pipa 6 inci yang didesain menggunakan material API 5L X52 – PSL 2 dengan ketebalan 5.56 mm, dengan cladding SS 304 dengan tebal 2 mm dan lapisan luar berupa 3 LPE dengan tebal 2.7 mm. Pipa tersebut telah memenuhi standar ASME B3.18 dan ASCE. Dengan ekspansi secara konservatif terdesain senilai 31.011 mm pada bagian underground. Dengan alat berupa mesin rig JT24 dan reamer 10 inci, sudah terhitung cukup untuk melakukan instalasi Horizontal Directional Drilling (HDD) dan memenuhi syarat tenagannya.

Abstract: Flowline is a pipeline system which transmit fluids from wellhead to production facility. Pipeline is designed with the proper standards and codes. The designed pipeline is a gas flowline from the SSB-9 well head to the gas processing facility in South Sembakung, North Kalimantan, a forest-area route, that need to cross the Tanjung Keramat river.

In this thesis, the wall thickness is designed by the ASME B31.8 code with 3 design condition: installation, hydrotest, and operating condition. Buckling and ovality are also checked in this paper with ASCE: Design for Buried Steel Pipes (ALA). With the help of CAESAR II 2014 software, stress analysis will be checked every segment along the flowlines.

The result for the 6-inch flowlines, that used API 5L X52 – PSL 2 Grade, needs 5.56 mm of wall thickness. The designed cladding is SS304 with 2 mm of thickness and the designed external corrosion coating is 3LPE with 2.7 mm of thickness. The flowlines are calculated fulfil the stress analysis for ASME B31.8 and ASCE. The calculated expansion is around 31.011 mm for conservative analysis. With Rig JT24 and 10-inch Reamer, the HDD installation can be done and already qualify for stress checking.

Keywords: Flowline, Pipeline, River Crossing, ASME B31.8, ASCE 108, Buried Steel Pipes, Horizontal Directional Drilling.

PENDAHULUAN

Latar Belakang

Energi pada masa ini sudah menjadi kebutuhan dasar manusia untuk berkegiatan dan beraktivitas. Tiga sumber energi dasar yang dipakai hingga saat ini adalah minyak, gas, dan batu bara. Kalimantan Utara,

sebagai suatu provinsi yang paling muda di Indonesia, memiliki rasio elektrifikasi yang tergolong rendah. per tahun 2020, tercatat rasio elektrifikasi di Kalimantan Utara hanya mencapai 77.74%. Di Kalimantan Utara, PLN telah menandatangani perjanjian beli gas dari blok Simenggaris, yang menjadi syarat suatu blok dan sumur gas dapat diproduksi

dan dioperasikan. Dengan adanya keberadaan sumur ini, untuk dilakukan suatu produksi juga dibutuhkan *gas plant* serta dibutuhkan pipa penyalur dan transportasi

Tujuan

Tujuan penulisan tugas akhir ini adalah:

1. Menentukan *Wall Thickness* dari *onshore flowline* di Sembakung Selatan, Kalimantan Utara.
2. Menentukan panjang *end expansion* *onshore flowline* di Sembakung Selatan, Kalimantan Utara.
3. Menentukan *pipeline stress analysis* pada *onshore flowline* di Sembakung Selatan, Kalimantan Utara.
4. Melakukan analisis instalasi *Horizontal Directional Drilling* (HDD) yang akan dilakukan pada *river-crossing* di Sembakung Selatan, Kalimantan Utara.

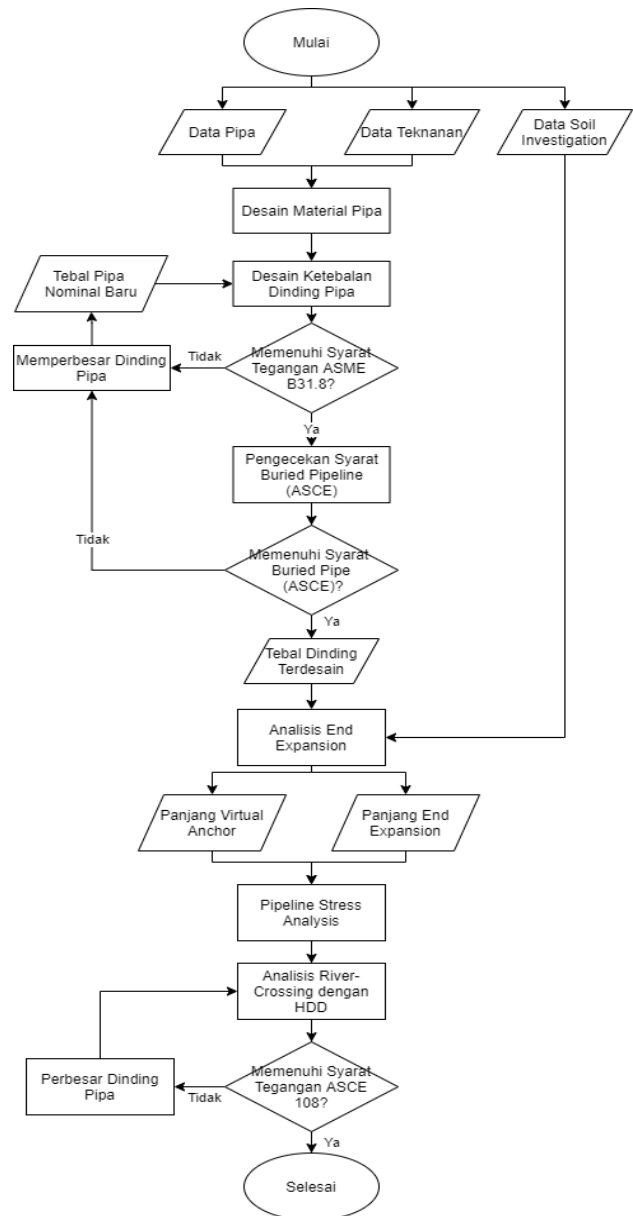
Lingkup Bahasan

Batasan masalah dalam pengerjaan tugas akhir ini adalah:

1. Material Mutu Pipa telah ditentukan dengan material baja berdasarkan API 5L Grade X52.
2. Desain ketebalan dinding pipa untuk *onshore flowline* didasarkan standar desain ASME B31.8 dan ASCE: *Guidelines for the Design of Buried Steel Pipe*.
3. Analisis *end expansion* dihitung pada data tanah konservatif.
4. *Pipeline stress analysis* dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak CAESAR II 2014.
5. Analisis *river-crossing* dengan metode instalasi *Horizontal Directional Drilling* (HDD) didasarkan pada standar desain ASCE MOP 108.

TEORI DAN METODOLOGI

Metodologi tugas akhir ini dapat dilihat dilakukan pendesainan sesuai **Gambar 1**.



Gambar 1 Flowchart Metodologi

Pengerjaan tugas akhir ini dimulai dari pendesainan material induk, cladding, dan lapisan korosi eksternal pipa. Dari data tersebut dilanjutkan untuk ke pendesainan tebal dinding pipa berdasarkan ASME B31.8 dan ASCE. Dari nilai tebal dinding tersebut dilanjutkan untuk perhitungan end expansion dan analisis tegangan dengan perangkat lunak CAESAR II. Setelah itu dilakukan analisis khusus untuk kasus perlintasan sungai dengan metode instalasi *horizontal directional drilling* (HDD).

Desain Material Pipa

Perhitungan tugas akhir ini dimulai melalui

desain kebutuhan cladding yang diketahui melalui nilai laju korosi

$$\log r = 7.96 - \frac{2320}{T + 273.15} + 0.0055T + 0.67 \log(pCO_2) \quad (1)$$

$$CA = r \cdot ServiceLife \quad (2)$$

Dengan nilai r adalah laju korosi CO_2 (mpy), nilai T adalah temperatur dalam Celcius, pCO_2 adalah tekanan parsial dari CO_2 , dan P_d adalah tekanan desain pada pipa. Apabila nilainya lebih dari 6 mm per tahun untuk masa layan 20 tahun maka akan menggunakan *Corrosion Resistant Alloy* (CRA) (Shigley, 1986). Untuk nilai external corrosion coating akan diperhitungkan berdasarkan temperatur.

Tabel 1 Desain Lapisan Luar Pipa

Coating Type	Maximum Operating Temperature
Fusion Bonded Epoxy (FBE)	85 – 90 °C
2-Layer Polyethylene (2LPE)	60 °C
3-Layer Polyethylene (3LPE)	85 – 90 °C
3-Layer Polypropylene (3LPP)	110 – 140 °C
Composite Coating (CC)	85 °C

Desain Tebal Dinding Pipa

Berdasarkan SNI 13-3474:2009 yang merujuk pada ASME B3.18, diketahui untuk dinding pipa transmisi gas terdapat beberapa tegangan yang diperhitungkan: tegangan *hoop*, tegangan *longitudinal*, dan tegangan kombinasi. Syarat tegangan hoop adalah:

$$S_H = \frac{PD}{2t} \quad (3)$$

$$S_H \leq F \cdot E \cdot T \cdot S_y \quad (4)$$

Dengan nilai S_H adalah Tegangan *Hoop*, P adalah Tekanan pada Pipa, t adalah Tebal dinding pipa, F adalah Faktor Desain Tegangan *Hoop*, E adalah *Longitudinal Joint Factor*, T adalah *Temperature Derating Factor*, dan S_y adalah *Specified*

Minimum Yield Strength/SMYS.

Untuk syarat tegangan longitudinal adalah sebagai berikut.

$$S_L = S_X + S_T + S_P + S_B \quad (5)$$

$$S_L \leq 0.9 \cdot S_y \cdot T \quad (6)$$

Dengan nilai S_L adalah Tegangan Longitudinal, S_X adalah Tegangan akibat beban aksial, S_T adalah Tegangan akibat beban termal, S_P adalah Tegangan akibat beban internal, S_B adalah Tegangan akibat pembengkokan (*bending*).

Untuk syarat tegangan kombinasi adalah:

$$S_{eq1} = \max \{|S_H - S_L|, |S_H|, |S_L|\} \quad (7)$$

$$S_{eq2} = \sqrt{S_H^2 - S_H S_L + S_L^2} \quad (8)$$

$$S_{eq} = \max\{S_{eq1}, S_{eq2}\} \quad (9)$$

$$S_{eq} \leq k \cdot S_y \cdot T \quad (10)$$

Dengan nilai S_{eq1} adalah tegangan kombinasi definisi 1, S_{eq2} adalah tegangan kombinasi definisi 2, S_{eq} adalah Tegangan kombinasi terpakai, dan k adalah konstanta sebagai syarat batas tegangan kombinasi. Apabila sudah memenuhi syarat, pengecekan terhadap ovalitas dan buckling dapat dilakukan berdasarkan standar ASCE: *Guidelines for the Design of Buried Steel Pipe*. Nilai ovalitas harus berada dibawah 3% dengan perhitungan ovalitas dan tegangan bengkok akibat ovalitas sebagai berikut.

$$\frac{\Delta y}{D} = \frac{D_1 KP}{\left(\frac{EI}{R^3} + 0.061E'\right)} \quad (11)$$

$$\sigma_{bw} = 4E \left(\frac{\Delta y}{D}\right) \left(\frac{t}{D}\right) \quad (12)$$

Dengan nilai Δy yaitu defleksi vertikal pipa akibat ovalitas(in), D adalah Diameter luar pipa(in), D_1 adalah *Deflection Lag Factor* (~1.0 - 1.5), K adalah *Bedding Constant* (~0.1), P adalah Tekanan eksternal pada pipa (psi), R adalah Jari-jari pipa(in), EI adalah Kekakuan Dinding Pipa(in./lb.), E' adalah *Modulus of Soil Reaction*, dan t adalah tebal dinding pipa. Untuk *buckling crushing of wall sides* memiliki syarat batas D/t harus kurang dari 100 dan SMYS pipa harus lebih

dari 30000 psi. Sedangkan untuk *ring buckling checking* berdasarkan persamaan berikut.

$$P_{crb} = \frac{1}{FS} \sqrt{32R_w B' E' \frac{EI}{D^3}} \quad (13)$$

Dengan P_{crb} adalah Tegangan Kritis *Ring Buckling*, R_w adalah *Water Bouyancy Factor*, dan B' adalah *Empirical Coefficient of Elastic Support*.

End Expansion Analysis

Perhitungan dilakukan berdasarkan nilai regangan dan gaya yang bekerja pada pipa. Untuk mendapatkan virtual anchor point (VAP), berikut syarat yang harus dipenuhi.

$$F_{ax} VAP - F_r VAP = 0 \quad (14)$$

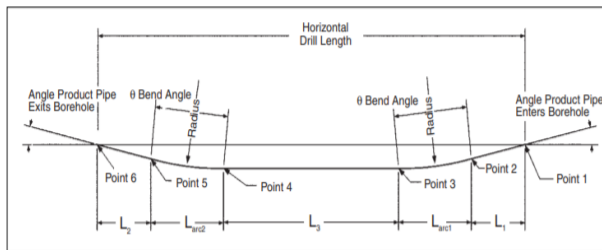
Dengan nilai $F_{ax}(VAP)$ adalah gaya aksial total pada titik VAP, dan $F_r(VAP)$ adalah gaya friksi pada titik VAP. Lokasi VAP tersebut diperhitungkan dalam panjang ujung ekspansi pipa dengan persamaan berikut.

$$\Delta_{END} = \int_0^{VAP} \varepsilon_{TOT} dx \quad (15)$$

Dengan nilai Δ_{END} adalah Panjang *end expansion* dari pipa dan ε_{TOT} adalah Regangan total pada pipa

River-Crossing HDD Analysis

Gambaran river-crossing analysis dapat dilihat berikut ini.



Gambar 2 Ilustrasi HDD River-Crossing

Terdapat 3 kondisi yang diperhitungkan dalam analisis ini: kondisi saat proses *pullback*, kondisi tidak ada fluida (sesaat setelah instalasi), dan kondisi ada fluida (hidrotes dan operasi). Untuk kondisi saat

proses *pullback* harus memenuhi syarat batas berikut.

$$T_{tot} = T_1 + \Delta T_2 + \Delta T_3 \dots + \Delta T_n \quad (16)$$

$$F = \left[\left(\frac{SMYS \cdot fl}{f_s} \right) - \left(\frac{E \cdot D_o}{24 \cdot R} \right) \right] A_s \quad (17)$$

Dengan F adalah *Maximum Allowable Pull Force* (pounds), R adalah Radius desain dari lengkungan (ft), E adalah Modulus Elastisitas (psi), A_s adalah Luas *cross-sectional* dari pipa (in²), D_o adalah Diameter Luar dari Pipa (in), $SMYS$ adalah *Specified Minimum Yield Stress* (psi), fl adalah *maximum load factor*, f_s adalah *Safety factor* dan T_{tot} adalah tegangan tarik pada sisi *rig* ketika HDD.

Untuk kondisi tidak terisi fluida (instalasi), beberapa yang harus dipenuhi adalah: Tegangan tarik, tegangan *bending*, tegangan *hoop* eksternal, *external hoop buckling stress*, dan tegangan kombinasi yang terdiri dari:

$$\frac{f_t}{0.9F_y} + \frac{f_b}{F_b} \leq 1 \quad (18)$$

$$A^2 + B^2 2v|A|B \leq 1 \quad (19)$$

Dengan f_t yaitu Tegangan tarik, f_b adalah Tegangan *bending*, f_h yaitu Tegangan *Hoop* Luar, v adalah *Poisson's Ratio*, nilai A adalah $\left[\frac{(f_t + f_b - 0.5f_h)1.25}{F_y} \right]$, nilai B adalah $1.5 \left(\frac{f_h}{F_{hc}} \right)$, dan F_{hc} adalah *Critical Hoop Buckling Stress*.

Untuk kondisi terisi fluida yang harus dilakukan pengecekan adalah nilai *hoop stress*, serta *combined stress* berupa tegangan geser pada persamaan (20) yang nilainya harus kurang dari 45% $SMYS$.

$$f_v = \frac{f_c - f_t}{2} \quad (20)$$

HASIL DAN ANALISIS

Desain Material Pipa

Material induk pipa, material lapisan luar, dan material *cladding* terdesain adalah sesuai pada **Tabel 2**.

Tabel 2 Material Pipa Terpilih

Parameter	Nilai
<i>Grade Material Pipa</i>	API 5L X52 – PSL2
<i>Cladding</i>	<i>Austenitic Stainless-Steel Type 304: 2 mm</i>
<i>External Corrosion Coating</i>	3LPE: 2.7 mm

Tebal Dinding Pipa

Tebal dinding pipa yang terpilih dapat dilihat melalui **Tabel 3**.

Tabel 3 Tebal Dinding Terpilih

Tebal Dinding Required	Kondisi (mm)		
	Instalasi	Hidrotes	Operasi
Syarat Tegangan Hoop	0.08	4.76	3.45
Syarat Tegangan Longitudinal	0.03	1.45	0.81
Syarat Tegangan Kombinasi	0.07	4.48	3.2
Syarat Tegangan Longitudinal Dengan <i>Bending Stress</i>	0.03	1.46	0.81
Syarat Tegangan Kombinasi Dengan <i>Bending Stress</i>	0.07	4.48	3.2
Nilai Keperluan Maksimum	4.76 mm		
Tebal Dinding Minimum	5.355 mm	0.211 in	
Tebal Dinding Berdasarkan ASME B36.10M	5.56 mm	0.219 in	

Sehingga berdasarkan perhitungan, nilai tebal dinding yang diambil adalah 5.56 mm, dan nilai tersebut sudah terhitung memenuhi syarat pipa terkubur dari ASCE berdasarkan perhitungan pada **Tabel 4**.

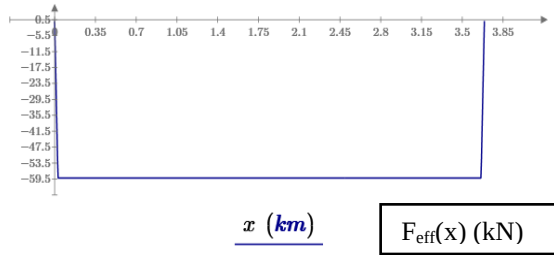
Tabel 4 Pengecekan Buckling dan Ovalitas

<i>Buried Pipelines ASCE Criteria</i>		
Parameter Ovalitas		
Parameter	Nilai	Satuan
<i>Moment of Inertia</i>	0.000874061	in ⁴ /in

Deflection Lag Factor	1.5	
Bedding Constant	0.1	
Ovalitas	6.29758E-05	
	0.006297577	%
Syarat Batas Ovalitas	3%	
Remarks	OK	
Bending Stress	251.3223257	psi
	1.732806889	MPa
Crushing of Wall Sides Checking		
Rasio Diameter/Tebal	30.26978417	
Specified Minimum Yield Strength	52068.5343	psi
Syarat Batas Maksimum D/t	100	
Syarat Batas Minimum Yield Stress	30000	psi
Remarks	OK	
Ring Buckling Checking		
Depth / Diameter	27.09447415	
Empirical Coefficient of Elastic Support	0.592629533	
Safety Factor	2.5	
Critical Ring Buckling	271.6394762	psi
	1.872888747	MPa
Unity Check	0.252294037	
Remarks	OK	

End Expansion Analysis

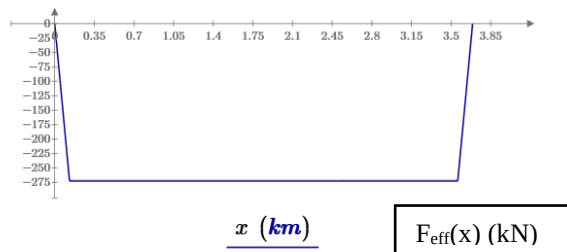
Analisis ini dilakukan pada kondisi yang terjadi perubahan temperatur dengan temperatur awal, yaitu kondisi hidrotes dan kondisi operasi. Untuk kondisi hidrotes, dapat diketahui gaya efektif yang berlaku adalah sesuai **Gambar 3**.



Gambar 3 Gaya Efektif Pipa Kondisi Hidrotes

Pada nilai tersebut diketahui bahwa VAP terjadi ketika gaya longitudinal yang bekerja pada pipa sama dengan gaya friksinya, dan terjadi pada 28.45 m.

Untuk kondisi operasi, gaya efektif yang terjadi pada pipa sesuai **Gambar 4**.



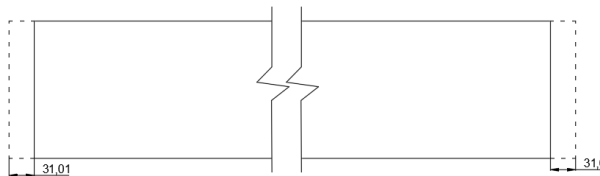
Gambar 4 Gaya Efektif Pipa Kondisi Operasi

Pada kondisi ini VAP terjadi pada 131.213 m. Sehingga ekspansi pada ujung pipa memiliki nilai sesuai **Tabel 5**.

Tabel 5 Hasil Ekspansi Ujung Pipa

Parameter	Nilai		Satuan
	Hydrotest	Operating	
VAP	28.45	131.213	m
Δ_{END}	1.458	31.011	mm

Berikut ilustrasi ekspansi yang terjadi pada ujung pipa pada **Gambar 5**.



Gambar 5 Ilustrasi Ekspansi Pipa

Dengan adanya ekspansi tersebut harus dilakukan analisis lebih lanjut mengenai solusi untuk ekspansi tersebut, dapat berupa *spool* atau lainnya.

Pipeline Stress Analysis

Hasil analisis tegangan sepanjang pipa yang dimodelkan melalui CAESAR II dilakukan dalam 3 kondisi hidrotes, operasi, dan *sustain*. Untuk kondisi hidrotes tegangan sepanjang pipa dapat dilihat melalui **Gambar 6**. Diketahui berdasarkan nilai tersebut bahwa nilai ratio maksimum senilai 93.3%, nilai tersebut dianggap memenuhi syarat.

Untuk kondisi operasi, ratio maksimum setelah pengecekan tegangan diketahui senilai 94.9%, dengan tegangan sepanjang pipa dapat dilihat berdasarkan **Gambar 7**.

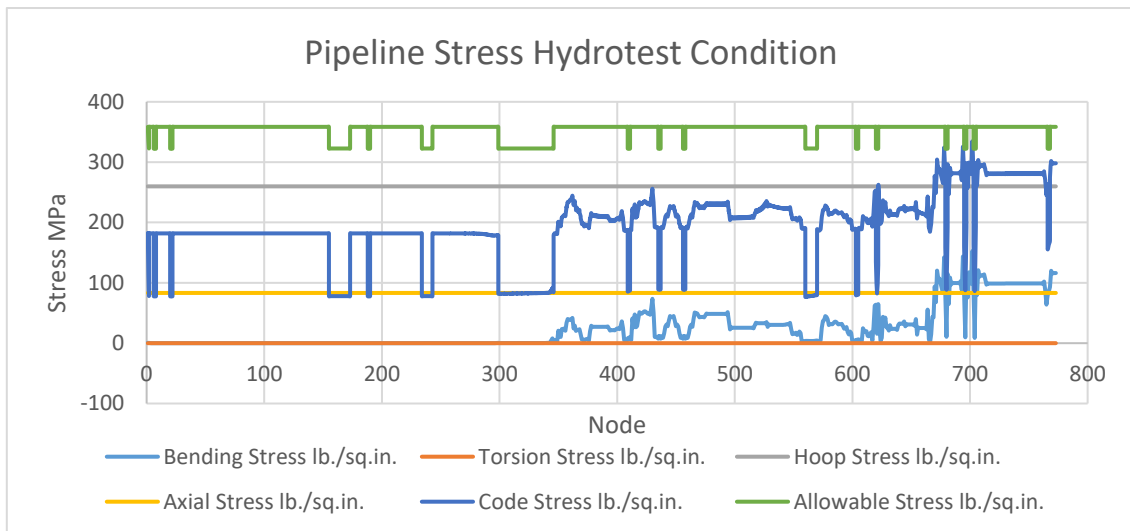
Untuk kondisi *sustain*, teranalisis bahwa memiliki nilai rasio tegangan maksimum sebesar 87%, dengan nilai tegangan sepanjang pipa sesuai **Gambar 8**.

Maka nilai maksimum untuk setiap tegangan dan setiap kondisi memiliki nilai kurang dari 100% dengan nilai rangkuman sesuai **Tabel 6**.

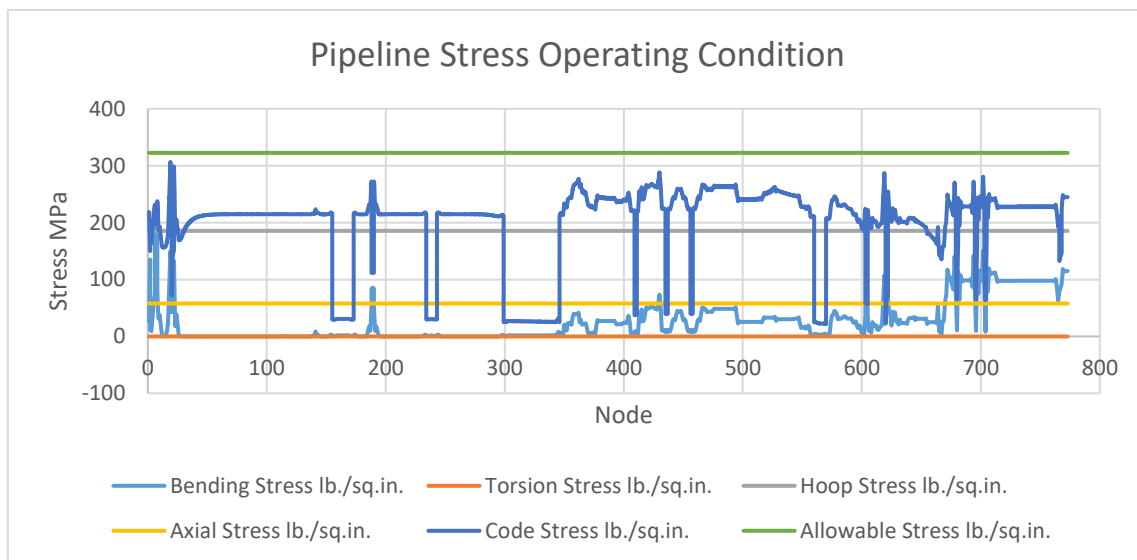
Tabel 6 Hasil Rekap Tegangan Maksimum

Code Stress Maksimum Pada Setiap Load Comb				
Kondisi	Load Comb.	Nilai	Satuan	% Rasio
Hidrotes	HYD	48526.2	psi	93.3
Operasi	OPE	44391.2	psi	94.9
<i>Sustain</i>	SUS	40737.5	psi	87.0
Stress	Load Comb.	Nilai	Satuan	% Rasio
Axial	HYD	12078.5	psi	23.3
Bending	OPE	27681.9	psi	59.2
Torsion	HYD, OPE, SUS	0	psi	0
Hoop	HYD	37693.8	psi	72.5
Code	OPE	44391.2	psi	94.9

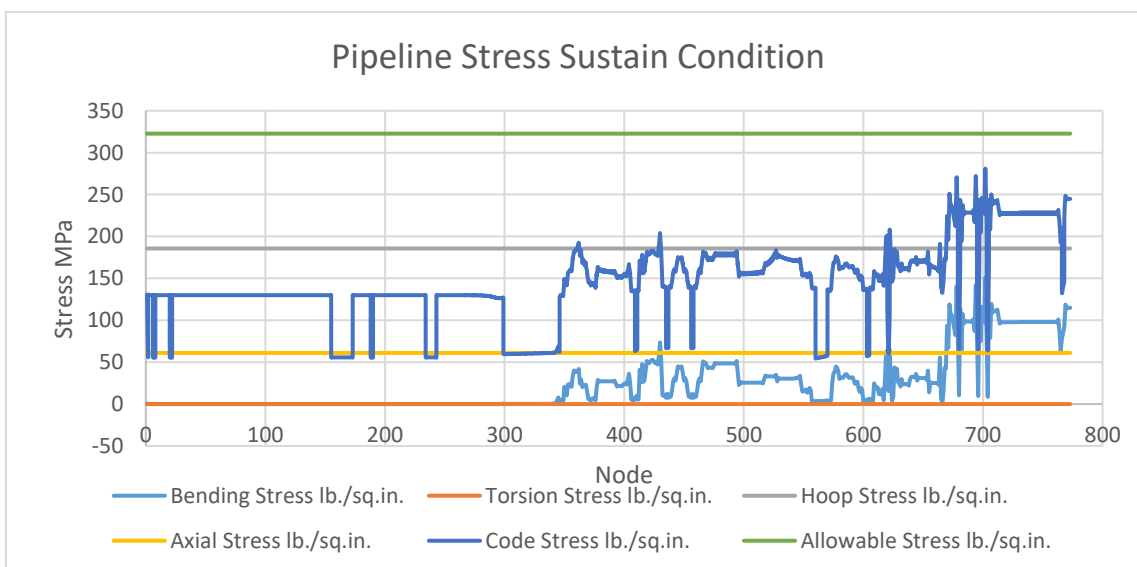
Untuk output dari CAESAR II juga meliputi displacement yang terjadi sepanjang pipa. Dengan kondisi hidrotes nilai perpindahan aksialnya adalah sesuai **Gambar 9** dan **Gambar 10**.



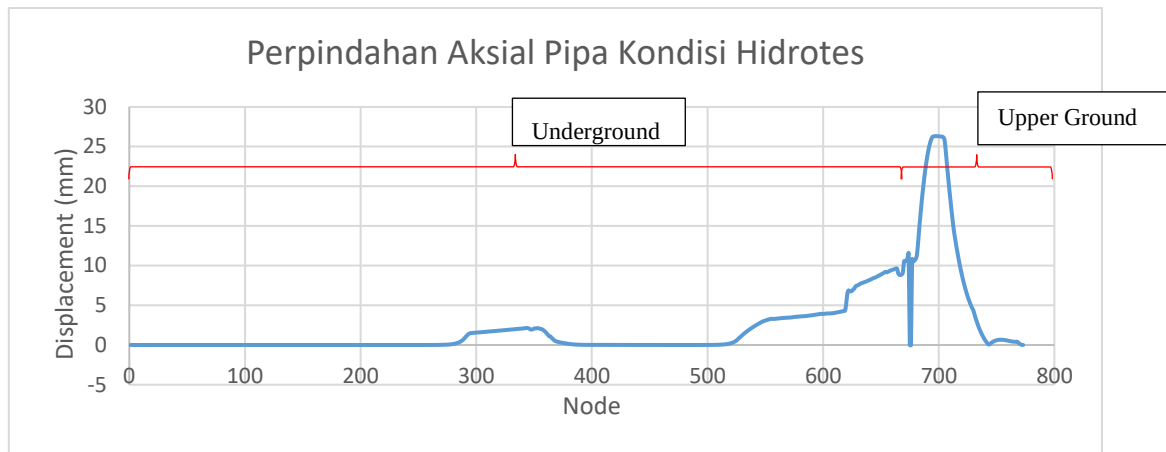
Gambar 6 Tegangan Sepanjang Pipa Kondisi Hidrotes



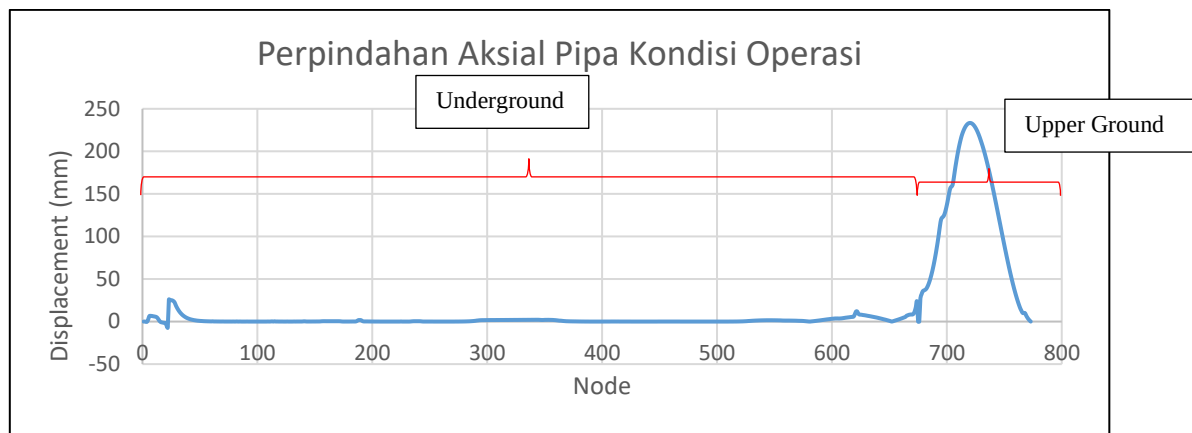
Gambar 7 Tegangan Sepanjang Pipa Kondisi Operasi



Gambar 8 Tegangan Sepanjang Pipa Kondisi Sustain



Gambar 9 Perpindahan Aksial Pipa Kondisi *Hydrotest*



Gambar 10 Perpindahan Aksial Pipa Kondisi Operasi

Pada grafik perpindahan **Gambar 9** diketahui nilai maksimum untuk kondisi hidrotes adalah 1.03 inci atau 33.02 mm dan pada kondisi operasi, pada **Gambar 10**, senilai 9.19 inci atau 233.43 mm. Nilai tersebut tergolong besar dikarenakan terjadi pada bagian *upper ground* yang mana hanya terdapat *support* untuk Y+. Sedangkan untuk perhitungan ujung ekspansi sebelumnya hanya terhitung untuk bagian *underground*. Maka dari itu, perbandingan displacement yang dibandingkan untuk bagian underground adalah sebagai berikut ini.

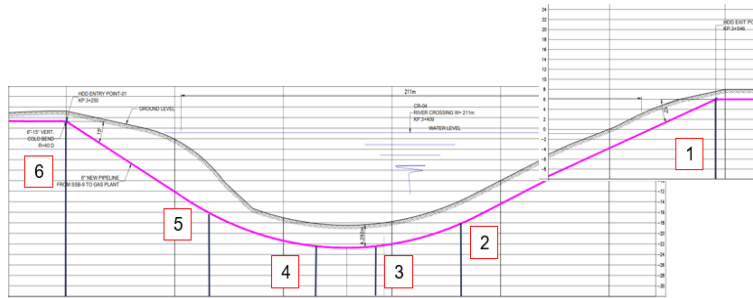
Tabel 7 Hasil Rekap *Displacement* Pipa

Metoda	Kondisi	
	Hidrotes (mm)	Operasi (mm)
Perhitungan	1.458	31.011
Pemodelan	9.65	25.908

Terjadi sedikit perbedaan yang disebabkan oleh asumsi yang berbeda, pada metode perhitungan asumsi adalah pipa tersebut hanya bersifat lurus, serta menggunakan data tanah yang paling lemah sehingga nilainya lebih besar atau lebih konservatif.

River-Crossing HDD Analysis

Dengan *bore profile* untuk HDD pada lintas sungai adalah sesuai **Gambar 11**. Gaya tarik terhitung dengan cara menghitung perubahan gaya tarik yang terjadi pada setiap segmen dengan memperhitungan gaya gesek antara pipa dengan *drilling fluid*, gesek pipa dengan tanah, serta beban berat pipa itu sendiri. Hasil perhitungan gaya tersebut adalah sesuai **Tabel 8**, dan diketahui bahwa nilai tersebut memenuhi syarat *pullback*.



Gambar 11 Bore Profile River-Crossing

Tabel 8 Hasil Rekap Gaya Tarik Pipa Pipa

Parameter	Nilai	Satuan
Gaya Tarik Point 1	0	kN
Gaya Tarik Point 2	20.18	kN
Gaya Tarik Point 3	26.452	kN
Gaya Tarik Point 4	33.723	kN
Gaya Tarik Point 5	44.578	kN
Total Pull Back Load	65.575	kN
Maximum Load Factor	0.9	
Safety Factor	1.2	
Radius Pipa Minimum	182.88	m
Maximum Allowable Pull Back Force	498.845	kN
Remarks	PASS	

Dengan nilai *pull back load* sebesar 44.578 kN, maka mesin rig yang terpilih untuk melakukan instalasi tersebut adalah *Ditch Witch JT24* dengan *maximum pullback force* sebesar 107 kN. Selain itu, mesin ini juga memenuhi kebutuhan pengeboran yang mana *entry angle*-nya adalah sebesar 15°.



Gambar 12 Ditch Witch JT24

Untuk perhitungan tegangan pada kondisi tidak terisi fluida (instalasi), dilakukan perhitungan pada segmen yang memiliki

tegangan terbesar, yaitu segmen lengkung. Tegangan pada segmen 2-3 telah memenuhi syarat, sesuai yang tertulis pada **Tabel 9**.

Tabel 9 Hasil Analisis Tegangan Segmen 2-3 Kondisi Instalasi

Parameter	Nilai	Satuan
Tensile Stress		
Tegangan Tarik Akibat Instalasi	9.305	MPa
Allowable Tensile Stress	322.675	MPa
Checking	PASS	
Bending Stress		
Tegangan Bending	93.408	MPa
Allowable Bending Stress	267.812	MPa
Checking	PASS	
Hoop Stress		
External Hoop Stress	4.767	MPa
Allowable Hoop Stress	258.14	MPa
Checking	PASS	
Critical Elastic Hoop Buckling Stress	194.967	MPa
Allowable Elastic Hoop Buckling Stress	129.978	MPa
Checking	PASS	
Combined Stresses		
Unity Check Load Combination 1	0.378	
Checking	PASS	
Unity Check Load Combination 2	0.131	
Checking	PASS	

Untuk perhitungan pada segmen 4-5 diketahui juga memenuhi syarat dengan perhitungan pada **Tabel 10**.

Tabel 10 Hasil Analisis Tegangan Segmen 2-3 Kondisi Instalasi

Parameter	Nilai	Satuan
Tensile Stress		
Tegangan Tarik Akibat Instalasi	15.862	MPa
Allowable Tensile Stress	322.675	MPa
Checking	PASS	
Bending Stress		
Tegangan Bending	93.408	MPa
Allowable Bending Stress	267.812	MPa
Checking	PASS	
Hoop Stress		
External Hoop Stress	4.767	MPa
Allowable Hoop Stress	258.14	MPa
Checking	PASS	
Critical Elastic Hoop Buckling Stress	194.967	MPa
Allowable Elastic Hoop Buckling Stress	129.978	MPa
Checking	PASS	
Combined Stresses		
Unity Check Load Combination 1	0.397	
Checking	PASS	
Unity Check Load Combination 2	0.148	
Checking	PASS	

Untuk perhitungan kondisi hidrotas, syarat tegangan yang harus dipenuhi adalah sesuai pada **Tabel 11**.

Tabel 11 Analisis Tegangan Kondisi Hidrotas

Parameter	Nilai	Satuan
Tegangan <i>Bending</i> Maksimum	93.408	MPa
<i>Internal Hoop Stress</i>	242.862	MPa

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Allowable Internal Hoop Stress</i>	258.14	MPa
<i>Checking</i>	PASS	
<i>Thermal Stress</i>	23.751	MPa
<i>Total Longitudinal Stress</i>	190.018	MPa
<i>Shear Stress</i>	26.422	MPa
<i>Allowable Shear Stress</i>	161.337	MPa
<i>Checking</i>	PASS	

Untuk kondisi operasi, syarat tegangan terhitung sudah memenuhi syarat sesuai pada **Tabel 12**.

Tabel 12 Analisis Tegangan Kondisi Operasi

Parameter	Nilai	Satuan
Tegangan <i>Bending</i> Maksimum	93.408	MPa
<i>Internal Hoop Stress</i>	173.473	MPa
<i>Allowable Internal Hoop Stress</i>	258.14	MPa
<i>Checking</i>	PASS	
<i>Thermal Stress</i>	-64.128	MPa
<i>Total Longitudinal Stress</i>	81.322	MPa
<i>Shear Stress</i>	46.075	MPa
<i>Allowable Shear Stress</i>	161.337	MPa
<i>Checking</i>	PASS	

KESIMPULAN

Kesimpulan dari pengerjaan tugas akhir ini adalah sebagai berikut.

Berdasarkan pembahasan pada laporan tugas akhir ini, maka dapat disimpulkan pipa untuk *flowline* dari sumur SSB-9 menuju *gas processing facility*:

1. *Pipeline* dengan profil:
 - a. Diameter: 6 inci
 - b. Material: API 5L X52 – PSL 2
Tebal Pipa: 5.56 mm.
 - c. Material *Cladding*: *Austenitic Stainless Steel 304*

- Tebal *Cladding*: 2 mm.
- d. Material Lapisan Luar: 3LPE
Tebal Lapisan Luar: 2 mm.
2. Memiliki ekspansi pada ujung pipa sebesar:
- Perhitungan Manual secara konservatif:
 - Kondisi : Operasi
Ekspansi : 31.011 mm
 - Kondisi : Hidrotes
Kontraksi: 1.458 mm
 - Perhitungan berdasarkan pemodelan CAESAR II:
 - Kondisi : Operasi
Ekspansi : 25.908 mm
 - Kondisi : Hidrotes
Ekspansi : 9.65 mm
 - Ekspansi Pipa Upperground dari pemodelan:
 - Kondisi : Operasi
Ekspansi : 233.43 mm
 - Kondisi : Hidrotes
Ekspansi : 33.03 mm
3. Telah memenuhi syarat ASME B31.8 sepanjang pemodelan *flowline* dengan menggunakan perangkat lunak CAESAR II 2014.
4. Instalasi *river-crossing* dengan metode instalasi HDD dengan *equipment reamer* 10 inci dan mesin *rig Ditch Witch JT24* telah memenuhi syarat gaya *pull back* dan syarat tegangan dalam kondisi instalasi, hidrotes, dan operasi.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Anonim. 2018. Gas Tomori dan Simenggaris Pasok Kebutuhan Pembangkit PLN. Diakses pada tanggal 2 Maret 2021 pk 16.00 melalui <https://www.dunia-energi.com/gas-tomori-dan-simenggaris-pasok-kebutuhan-pembangkit-pln/>
- [2] ASCE. 2001. Guidelines for the Design of Buried Steel Pipe. US: American Lifelines Alliance.
- [3] AWWA M11. 2004. Steel Water Pipe: A Guide for Design and Installation, 4th Ed.
- [4] Bai, Qiang & Yong Bai. 2014. Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation. Inggris: Gulf Professional Publishing, Elsevier, Oxford, **III**.
- [5] Buchanan, R & W. Hodgins. 2005) High Temperature Pipeline Coatings - Field Joint Challenges in Remote Construction. Cyprus: BHR 16th International Conference on Pipeline Protection.
- [6] D'Eletto, D. 2015. Installation of Pipelines by Horizontal Directional Drilling (HDD). Inggris: National grid.
- [7] Ditch Witch. 2021. JT24 Horizontal Directional Drill Literature. USA: Oklahoma. Diakses pada tanggal 25 Juli 2021 pk 16.00 melalui <https://www.ditchwitch.com/directional-drills/directional-drills/jt24>
- [8] McCabe, Martin W. ASCE Task Committee on Thrust Restraint Design of Buried Pipelines, "Soil Parameters for Assessing Axial and Transverse Behavior of Restrained Pipelines Part 1: Axial Behavior", proceedings of Pipelines 2014: From Underground to the Forefront of Innovation and Sustainability, ASCE 2014, p 1844.
- [9] Smith, Liane. 2012. Engineering with Clad Steel. USA: Nickel Institute Technical Series No 10 064.
- [10] Stewart, M. 2016. *Surface Production Operations: Facility Piping and Pipeline Systems*. Inggris: Gulf Professional Publishing, Elsevier, Oxford, **III**.
- [11] Switzner, N.T. & Yu, Z. 2019. Austenitic Stainless Steel Cladding Interface Microstructures Evaluated for Petrochemical Applications. *Welding Journal*. 98. 50s. 10.29391/2019.98.004.
- [12] Willoughby, David. 2005. Horizontal Directional Drilling Utility and Pipeline Application. USA: McGraw Hill Company.