

JURNAL TEKNIK SIPIL

Jurnal Teoretis dan Terapan Bidang Rekayasa Sipil

Analisis Tekuk Lateral Pipa Gas Bawah Laut

Fitrotul Laeli Hidayaturrohmah

Program Studi Sarjana Teknik Kelautan, Fakultas Teknik Sipil dan Lingkungan, Institut Teknologi Bandung,
Jalan Ganesa 10 Bandung 40132, E-mail: fitrotullaelih@gmail.com

Ricky Lukman Tawekal

Kelompok Keahlian Teknik Lepas Pantai, Fakultas Teknik Sipil dan Lingkungan, Institut Teknologi Bandung,
Jalan Ganesa 10 Bandung 40132, E-mail: ricky@ocean.itb.ac.id

Abstrak

Untuk mencegah terjadinya penggumpalan, biasanya hydrocarbon ditransfer dalam keadaan bertekanan tinggi dan bertemperatur tinggi. Tekanan dan temperatur yang tinggi ini memicu timbulnya tegangan aksial di sepanjang pipa. Interaksi antara tanah dan permukaan pipa menimbulkan gaya tahanan yang menahan gaya aksial pada pipa dan dapat menyebabkan terjadinya tekuk global. Menurut DNV RP F110, tekuk global dapat terjadi pada beberapa arah, salah satunya yaitu pada arah lateral. Tekuk arah lateral biasanya hanya terjadi pada pipa yang tidak dipendam. Tekuk lateral terjadi saat gaya tekan pada pipa dibebaskan pada satu titik imperfection sehingga kelebihan gaya pada slip zone berubah menjadi tekuk. Menurut DNV RP F 110 (2007) terdapat 3 metode analisis yang dapat digunakan untuk melakukan analisis tekuk lateral pada pipa, yaitu metode Hobbs, Van gaf, dan Spinazle. Pada makalah ini, analisis tekuk lateral dilakukan pada pipa gas bawah laut sepanjang 7.67 km dengan menggunakan metode Hobbs dan didapatkan kesimpulan bahwa pipa berpotensi mengalami tekuk lateral. Pemodelan dengan menggunakan perangkat lunak ABAQUS dilakukan untuk mendapatkan lokasi terjadinya tekuk lateral, yaitu lokasi dimana terdapat tegangan yg lebih dari tegangan yg diijinkan.

Kata-kata Kunci: Tekuk lateral, Tekuk global, Gaya aksial efektif.

Abstract

To prevent solidification on the pipeline, hydrocarbon is transferred in high temperature and high pressure. High pressure and temperature lead to axial tension appearance along the pipeline. Interaction between soil and the surface of pipeline triggering frictional resistance which holding axial force on the pipeline and could cause the occurrence of global buckling. According to DNV RP F110, global buckling may occur in several directions which one of them is in the lateral direction. Lateral buckling usually occurs only in the exposed pipe which occurs when the compressive force on the pipe imperfection released at one point so that the excess force in the slip zone turn into buckling. According to DNV RP F 110, there are three methods of analysis that can be used to perform the analysis of lateral buckling the pipe. Those are methods of Hobbs, Van GAF, and Spinazle. In this paper, lateral buckling analysis performed on a 7.67 km subsea gas pipeline by using Hobbs method which concluded that the pipeline has the potential to lateral buckling. Analysis by using software ABAQUS was also carried out to determine the location of the lateral buckling which is the location where overstressed occur.

Keywords: Lateral buckling, Global buckling, Effective axial force.

1. Pendahuluan

Minyak bumi dan gas alam yg ditransfer dengan menggunakan pipa penyalur biasanya dalam kondisi bertekanan dan bertemperatur tinggi untuk mencegah terjadinya penggumpalan (*solidification*) konten pipa. Menurut DNV (Det Norske Veritas) RP F110 (2007), perbedaan tekanan dan temperatur yang tinggi yang dialami pipa pada saat instalasi dan operasi dapat memicu terjadinya tekuk global. Tekuk global mungkin terjadi dalam beberapa arah salah satunya ke arah horisontal dan biasanya disebut tekuk lateral.

Sebelumnya Tawekal (2004) melakukan studi mekanisme tekuk dalam arah vertikal yg biasa disebut *upheavel buckling* pada pipa yg dipendam sehingga tidak mungkin mengalami tekuk lateral. Menurut Firileif dan Collberg (2005) gaya aksial yang timbul saat pipa dikenai temperatur dan tekanan yang tinggi disebabkan akibat adanya pengaruh *thermal, poisson's effect*, dan *end cap* pipa. Berdasarkan hasil studinya, Hobbs, et.al, (1989) mengatakan bahwa terjadinya tekuk lateral dapat diprediksi dengan menghitung serta membandingkan gaya aksial efektif yang terjadi di sepanjang pipa dengan gaya tekuk kritikal pada pipa.

Tekuk lateral bukanlah suatu fenomena kegagalan, tetapi tekuk lateral yang tidak terkontrol dapat memicu timbulnya tekuk lokal yang dapat menyebabkan keretakan pada pipa. Oleh karena itu, analisis tekuk lateral menjadi salah satu pertimbangan penting dalam proses desain pipa.

2. Teori dan Metodologi

2.1 Pipe soil interaction

Pipa yang diletakkan di atas *seabed* (permukaan dasar laut) akan mengalami tahanan gesek antara tanah dan permukaan terluar pipa. Arah tahanan gesek ini berlawanan dengan arah ekspansi yang terjadi pada pipa. **Gambar 1** menunjukkan diagram gaya yang bekerja pada pipa.

Berikut adalah persamaan regangan gesek (1) dan gaya gesek (2) yang dialami pipa untuk kondisi pipa di dasar laut:

$$\epsilon_{friction} = \frac{\mu \cdot W_{submerged} \cdot L_{anchor}}{A_s \cdot E} \quad (1)$$

$$N_{friction} = \mu \cdot W_{submerged} \cdot L_{anchor} \quad (2)$$

- $\epsilon_{friction}$ = besarnya regangan gesek
- μ = factor gaya gesek (koefisien friksi)
- $W_{submerged}$ = berat terendam pipa
- L_{anchor} = panjang *anchor*
- A_s = luas penampang melintang baja
- E = modulus elastisitas
- $N_{friction}$ = gaya gesek

2.2 Efek thermal strain

Pada kondisi pipa *unrestrained*, yaitu kondisi pipa yang ujung-ujungnya bebas, perbedaan temperatur menyebabkan pipa mengalami deformasi ke arah panjangnya. Sedangkan pada pipa dengan kondisi *totally constrained*, yaitu kondisi pipa dengan kedua ujungnya tertahan/terkekang, pipa tidak dapat berekspansi ke arah panjangnya sehingga ekspansi yang terjadi pada pipa dapat diimplikasikan sebagai suatu tekanan (*compressive stress*) pada pipa. Secara matematis, Palmer dan Ling (1981) menyebutkan bahwa besarnya *thermal strain* dan *thermal stress* dapat dituliskan dalam **Persamaan (3)** dan **(4)** berikut ini:

$$\epsilon_{thermal} = \alpha \cdot \Delta T \quad (3)$$

$$\sigma_{thermal} = -\alpha \cdot E_{steel} \cdot \Delta T \quad (4)$$

- $\epsilon_{thermal}$ = *thermal strain*
- α = koefisien thermal
- ΔT = perbedaan temperatur yang dialami pipa pada saat instalasi dan setelah beroperasi
- $\sigma_{thermal}$ = *thermal stress*
- E_{steel} = modulus elastisitas baja

2.3 Efek tekanan dalam pipa

Efek tekanan dalam pipa (*internal pressure*) yang terjadi pada pipa berupa *end cap effect* dan *poisson's effect* yang menyebabkan adanya beban aksial pada pipa. Menurut Issac (2013) secara matematis, regangan yang ditimbulkan oleh *end cap effect* dan *poisson's effect* dapat ditulis sebagai berikut :

$$\epsilon_{L(P_i)} = \epsilon_{end\ cap} + \epsilon_{poisson's\ effect} \quad (5)$$

$$\epsilon_{L(P_i)} = \frac{(P_i - P_o) \cdot D_o}{4 \cdot t \cdot E} - \frac{\nu \cdot \sigma_h}{E} \quad (6)$$

dimana

$$\sigma_h = \frac{(P_i - P_o) \cdot D_o}{2t} \quad (7)$$

sehingga:

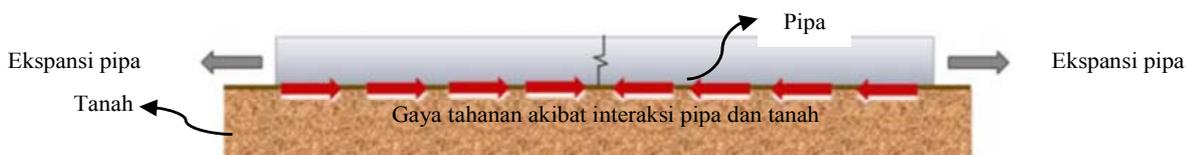
$$\epsilon_{L(P_i)} = \frac{\sigma_{hoop}}{2} \cdot \left(\frac{1 - 2\nu}{E_{steel}} \right) \quad (8)$$

- $\epsilon_{L(pi)}$ = regangan akibat *internal pressure*
- P_i = *internal pressure*
- P_o = *external pressure*
- $\epsilon_{end\ cap}$ = regangan pada kurvatur (lekukan) pipa
- $\epsilon_{poisson's\ effect}$ = regangan akibat efek Poisson
- t = tebal pipa
- D_o = *outer diameter of pipeline*
- σ_{hoop} = *Hoop stress*
- ν = *Poisson's ratio*
- E_{steel} = modulus elastisitas baja

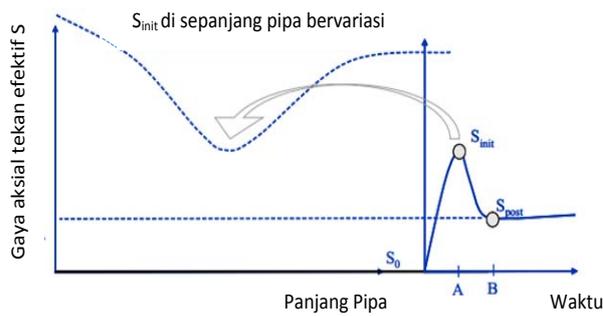
2.4 Analisis ragam

Menurut DNV RP F101, proses terjadinya tekuk global dapat diurutkan ke dalam tahapan berikut ini:

Pada tahap awal, pipa mengalami ketidaksempurnaan (*imperfection*). Pada tahap ini gaya aksial efektif yang menginisiasi tekuk global berada pada titik terendahnya. **Gambar 2** adalah ilustrasi tahap 1, dimana S_0 adalah gaya aksial efektif yang tertahan, S_{init} adalah gaya aksial efektif pemicu tekuk global, dan S_{post} adalah gaya aksial efektif mendekati puncak tekuk setelah tekuk pertama.

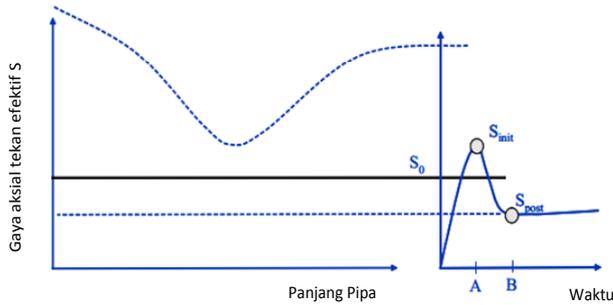


Gambar 1. Diagram gaya



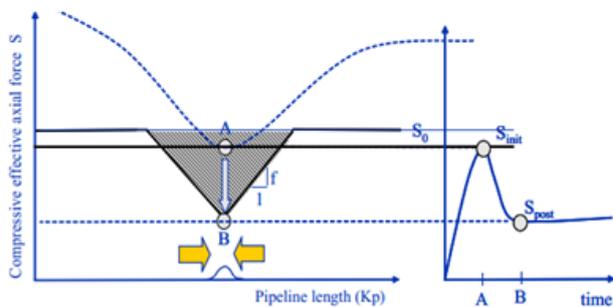
Gambar 2. Kapasitas tekuk di sepanjang pipa
 Sumber : DNV RP F101, (2007)

Gambar 3 menunjukkan tahapan berikutnya, yaitu ketika gaya tekan efektif meningkat hingga mencapai S_0 dimana S_0 adalah gaya aksial efektif yang tertahan.



Gambar 3. Meningkatnya gaya aksial efektif yang tertahan sebelum terjadinya tekuk global
 Sumber : DNV RP F101, (2007)

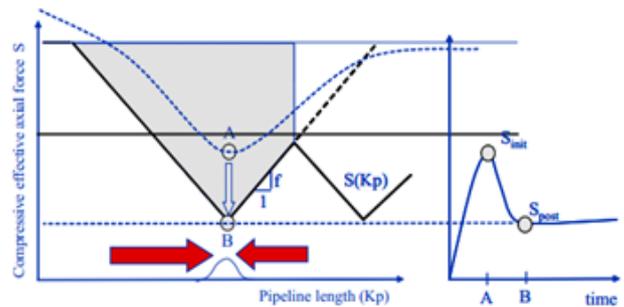
Kemudian ditunjukkan dalam **Gambar 4** tahapan dimana ketika gaya aksial efektif tertahan (S_0) mencapai S_{init} di titik A, pipa akan mengalami tekuk dan gaya aksial efektif di puncak akan mengalami penurunan hingga mencapai S_{post} di titik B. Perubahan maksimum gaya efektif sama dengan gaya tahanan aksial akibat interaksi pipa dan tanah.



Gambar 4. Gaya aksial efektif pipa yang tertahan mencapai S_{init} sehingga terjadi tekuk pertama
 Sumber : DNV RP F101, (2007)

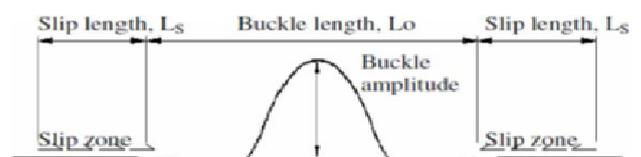
Apabila tekanan atau temperatur terus meningkat, *imperfection* yang berdekatan berpotensi mengalami tekuk dan diagram gayanya akan berubah seperti pada **Gambar 5**.

Pada tahap ini gaya konstan akan tetapi kelebihan gaya pada *slip zone* (daerah dimana pipa mengalami pergerakan akibat ekspansi), setara dengan daerah bayangan, sedangkan kapasitas *buckling* pada pipa turun hingga $S_{post} - S(Kp)$ adalah gaya aksial efektif di sepanjang *kilo post* atau di sepanjang pipa.



Gambar 5. Gaya aksial efektif yang tertahan di sepanjang pipa terus meningkat sehingga memicu timbulnya tekuk ke dua
 Sumber : DNV RP F101, (2007)

Secara sederhana tekuk lateral terjadi ketika pipa mendapatkan temperatur/tekanan tinggi sehingga berekspansi sedangkan pipa tertahan di kedua ujungnya dan mendapat gaya tahanan akibat interaksi antara pipa dan tanah, maka pipa akan berusaha melepaskan kelebihan energi. Pipa yg berada pada permukaan *seabed* cenderung akan melepas kelebihan energi yang didaparkannya ke arah lateral dan terjadilah tekuk lateral pertama (*lateral buckling mode 1*). Ketika tekuk lateral mode 1 sudah terjadi dan tekanan/temperatur yang dialami pipa semakin meningkat maka kelebihan gaya pada area *slip zone* akan membentuk area tekuk baru (*lateral buckling mode 2*). **Gambar 6** menunjukkan pembagian zona tekuk lateral pada pipa di permukaan dasar perairan.



Gambar 6. Zona tekuk lateral
 Sumber : Isac (2013)

Lokasi potensial yang terkait dengan ketidakhomogeanan pipa akibat konfigurasi instalasi pipa, interaksi/gesekan antara pipa dengan tanah (*pipe-soil interaction*) dan temperatur menyebabkan area dimana terdapat kelebihan gaya pada *slip zone* semakin panjang kemudian menjadi tekuk yang besar dan menambah kemungkinan terjadinya tekuk dan retak (*fracture*).

2.5 lokasi gaya aksial efektif

Besar regangan arah longitudinal akibat kombinasi efek *thermal strain* dan *internal pressure* pada pipa dapat dihitung dengan persamaan berikut ini:

$$\varepsilon_L = \alpha \cdot \Delta T + \frac{\sigma_{hoop}}{2} \cdot \left(\frac{1 - 2\nu}{E_{steel}} \right) \quad (9)$$

- ε_L = besarnya *longitudinal strain*
- α = koefisien ekspansi termal
- ΔT = perbedaan temperatur yang dialami pipa pada saat instalasi dan setelah beroperasi
- σ_{hoop} = *Hoop stress*
- ν = *Poisson's ratio*
- E_{steel} = modulus elastisitas baja

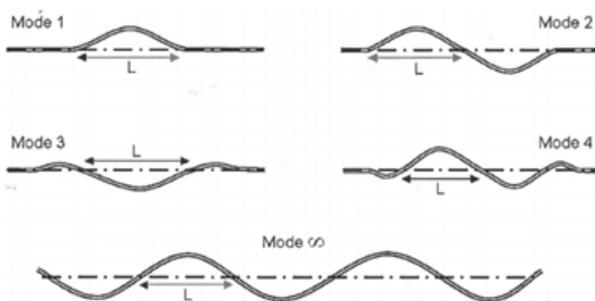
Untuk tujuan desain, pengaruh *residual lay tension* dapat diabaikan. Menurut DNV RP F 110 (2007), *restraining force* adalah tegangan tekan yang dihasilkan dari penjumlahan gaya akibat temperature (*thermal force*), *end cap force*, dan gaya dari efek Poisson (*Poisson's effect*). Oleh karena itu kombinasi gaya penyebab gaya aksial (*Effective Axial Force*) yang menyebabkan pipa berekspansi dapat ditulis menjadi :

$$F_{compressive} = \pi \cdot D \cdot t \cdot E_{steel} \cdot \alpha \cdot \Delta T + \frac{P \cdot \pi \cdot D^2}{4} \cdot (1 - 2\nu) \quad (10)$$

- $F_{compressive}$ = *effective axial force*
- D = diameter pipa
- E_{steel} = modulus elastisitas baja
- ν = *poisson's ratio*

Pipa di dasar laut dan beroperasi pada tekanan dan temperature di atas kondisi lingkungan akan cenderung untuk mengalami ekspansi. Apabila ekspansi tersebut ditahan, misalnya oleh gaya gesek tanah dengan pipa, maka akan terbentuk gaya tekan aksial pada dinding pipa yang akan menyebabkan tahanan pada struktur pipa tersebut sehingga akan terbentuk gaya aksial efektif.

Metode analitis yang diterapkan pada metode Hobbs untuk melakukan analisis tekuk lateral mengacu pada kesetimbangan gaya dan kesesuaian perpindahan (deformasi) setelah tekuk lateral terjadi pada sebuah pipa lurus. Hobbs, et.al, (1989) menyatakan bahwa pipa dapat mengalami tekuk dalam beberapa bentuk yang dikelompokkan dalam beberapa mode yaitu mode 1, mode 2, mode 3, mode 4, dan tak terhingga (*infinity*) seperti pada **Gambar 7**.



Gambar 7. Lateral buckling mode (tampak atas pipa)
Sumber : Isac (2013)

- ΔT = perbedaan temperatur yang dialami pipa pada saat instalasi dan setelah beroperasi
- P = perbedaan tekanan yang dialami pipa
- t = tebal pipa
- α = koefisien ekspansi termal

Dalam metode Hobbs diasumsikan pipa penyalur sebagai balok kolom yang dikenai gaya aksial dengan tumpuan lateral seragam dengan pipa tetap elastis dan *initial imperfection* tidak diperhitungkan / diabaikan. Dalam metode Hobbs, hubungan antara gaya aksial efektif pada kondisi *totally constraint* dan panjang tekuk dapat dinyatakan dengan persamaan berikut ini :

$$P_0 = P_{eff} + k_3 \cdot \mu_a \cdot W \cdot L \cdot \left[\sqrt{\left(1 + K_2 \cdot \frac{E \cdot A \cdot \mu_L^2 \cdot W \cdot L^5}{\mu_a \cdot (E \cdot I)^2} \right)} - 1 \right] \quad (11)$$

untuk mode 1,2,3 dan 4

$$P_0 = P_{eff} + 4.7050 \cdot 10^{-5} \cdot A \cdot E \cdot \left(\frac{\mu_L \cdot W}{E \cdot I} \right)^2 \cdot L^6 \quad (12)$$

untuk mode tak hingga

- P_0 = gaya aksial sebelum *buckle*.
- P_{eff} = gaya aksial efektif
- K = konstanta Hobbs
- μ_a = koefisien gaya gesek aksial
- W = berat terendam pipa
- L = panjang *buckle* (tekuk) akibat P_0
- μ_L = koefisien gaya gesek lateral
- E = modulus elastisitas
- I = momen ke dua luas
- A = luas potongan melintang pipa

Gaya aksial efektif (P_0) berlaku untuk semua mode dan diplot terhadap panjang gelombang *buckle* (*buckle wavelength*). Dari grafik tersebut besar gaya tekuk kritisal Hobbs dapat ditentukan dengan mengambil nilai paling minimum gaya aksial pada setiap mode.

$$N_{HOBES} = \min(P_0 \text{ mode1, } P_0 \text{ mode2, } P_0 \text{ mode3, } P_0 \text{ mode4, } P_0 \text{ mode infinity}) \quad (13)$$

Dimana N_{HOBES} adalah gaya aksial yang memicu terjadinya tekuk mode 1 hingga mode tak hingga, dihitung dengan menggunakan persamaan pada metode Hobbs.

Penentuan besar gaya tekuk kritisal di sepanjang pipa ditentukan dengan membandingkan besarnya gaya tekuk Hobbs dengan gaya tekuk yang terjadi akibat ketidaklurusan (*out of strighthness*) seperti pada persamaan berikut :

$$N_{kritisal} = \min(N_{OOS}, N_{HOBS}) \quad (14)$$

dengan

$$N_{OOS} = \mu_{minmallateral} \times W_{submerged} \times R \quad (15)$$

dan

$$R = \frac{E \cdot D}{2 \cdot \sigma_y \cdot D \cdot F} \quad (16)$$

- $N_{kritisal}$ = gaya kritisal terjadinya *buckling*
- N_{OOS} = gaya yang menyebabkan pipa mengalami *out of strighnes*
- N_{HOBS} = gaya aksial yang memicu terjadinya *buckling mode 1* hingga mode tak hingga
- $\mu_{minmallateral}$ = koefisien gaya gesek lateral minimum
- $W_{submerged}$ = berat terendam pipa
- R = radius kurfatur
- E = modulus elastisitas
- D = diameter pipa
- σ_y = SMYS pipa
- F = faktor desain

Kriteria tekuk pada pipa terpenuhi jika memenuhi kriteria berikut

$$N_{max} \geq N_{kritisal} \quad (17)$$

dimana

$$N_{max} = \min(N_{FULL}, N_{fmax}) \quad (18)$$

$$N_{fmax} = \mu_{max.axial} \cdot W_{submerged} \cdot \frac{L}{2} \quad (19)$$

- L = panjang buckle (tekuk) akibat P_0
- $W_{submerged}$ = berat terendam pipa
- $\mu_{max.axial}$ = koefisien gaya gesek aksial
- N_{fmax} = gaya gesek maksimum
- N_{FULL} = gaya aksial maksimum pada pipa

Besarnya gaya tekan aksial efektif pada pipa yg mengalami tekuk dapat dituliskan dengan persamaan berikut:

$$P_{eff} = k_1 \cdot \frac{E \cdot I}{L^2} \quad (20)$$

Dimana k_1 adalah koefisien Hobbs (mengacu pada **Tabel 1**), dan L adalah panjang tekuk pipa. Besar gaya tekuk kritis (buckling critical) untuk setiap mode dapat ditentukan menggunakan persamaan berikut ini:

$$P = \frac{n^2 \cdot \pi^2 \cdot E \cdot I}{L^2} \quad (21)$$

dengan n adalah mode number.

Pada perhitungan tekuk lateral dengan menggunakan metode Hobbs, komponen konstanta k_1, k_2, k_3, k_4, k_5 dapat dinyatakan dengan matrix seperti pada **Tabel 1**.

Tabel 1. Konstanta Hobbs

| Modes | k1 | k2 | k3 | k4 | k5 |
|----------|----------|----------|----------|----------|---------|
| 1 | 80.76 | 6.39E-05 | 0.5 | 2.41E-03 | 0.06938 |
| 2 | $4\pi^2$ | 1.74E-04 | 1 | 5.53E-03 | 0.1088 |
| 3 | 34.06 | 1.67E-04 | 1.294 | 1.03E-02 | 0.1434 |
| 4 | 28.1 | 2.41E-04 | 1.608 | 1.05E-02 | 0.1438 |
| ∞ | $4\pi^2$ | 4.71E-05 | 4.71E-05 | 4.45E-03 | 0.05066 |

Sumber : Hobbs, et.al (1989)

3. Data dan Pengolahan

3.1 spesifikasi pipa

Material pipa yang digunakan pada studi kasus *tekuk lateral* ini adalah baja 16” dengan massa jenis 7850 kg/m³ sesuai standar API 5L Grade X60 MO PSL2 CS. Pipa memiliki tebal 0.5” yang diaplikasikan selimut beton dengan massa jenis 3040 kg/m³. Tebal selimut beton pada pipa adalah 55 mm. Pipa dilindungi lapisan anti korosi (*anti-corrosion coating*) jenis asphalt enamel dengan tebal 6 mm yang memiliki massa jenis 1281.5 kg/m³. Pipa memiliki koefisien ekspansi termal sebesar 11.7×10^{-6} dengan *specified minimum yield strength* (SMYS) 415 MPa, *specified minimum tensile strength* (SMTS) 520 MPa dan besar Modulus Young sebesar 2.00462×10^5 MPa.

3.2 data tekanan dan temperatur

Tabel 2 adalah data kondisi tekanan dan temperatur yang dikenai pada pipa

Tabel 2. Tekanan dan temperatur pipa

| Data | Unit | Value |
|--------------------------------------|------------|-----------------------|
| <i>Design Pressure</i> | (psig) MPa | (800) 5.52 |
| <i>Operating Pressure</i> | (psig) MPa | (550) 3.8 - (710) 4.9 |
| <i>Design Temperature</i> | °C | 65 |
| <i>Maximum Operating Temperature</i> | °C | 45 |

3.3 Data lingkungan

Pipa diletakkan pada dasar perairan yang memiliki kedalaman berbeda beda. **Tabel 3** menunjukkan kedalaman lokasi jalur pipa:

Tabel 3. Data kedalaman lokasi instalasi pipa

| KP | Kedalaman (m) |
|------|---------------|
| 0 | 13 |
| 1.07 | 20 |
| 2.07 | 21 |
| 3.07 | 16 |
| 4.07 | 20 |
| 5.07 | 21 |
| 6.07 | 23 |
| 7.07 | 19 |
| 7.37 | 13 |

Salah satu faktor yang mempengaruhi tekuk lateral pada pipa adalah koefisien friksi tanah dasar perairan. **Tabel 4** adalah tabel koefisien friksi pada dasar perairan.

Tabel 4. Koefisien friksi di lokasi pipa

| Arah | Lempung | Pasir |
|---------|---------|-------|
| Axial | 0.5 | 0.6 |
| Lateral | 0.22 | 0.6 |

3.4 Asumsi perhitungan dan pemodelan

Asumsi yang digunakan dalam proses perhitungan analisis tekuk lateral pipa gas bawah laut ini adalah pipa lurus dengan seluruh permukaan pipa terletak di atas dasar perairan dan tidak terjadi bentang bebas (*free spans*) pada pipa. Gaya tarik residu (*residual tension*) diasumsikan sama dengan nol, efek gaya hidrodinamik tidak diperhitungkan, distribusi temperatur di sepanjang pipa konstan, dan tidak terjadi *embedment* pada dasar perairan.

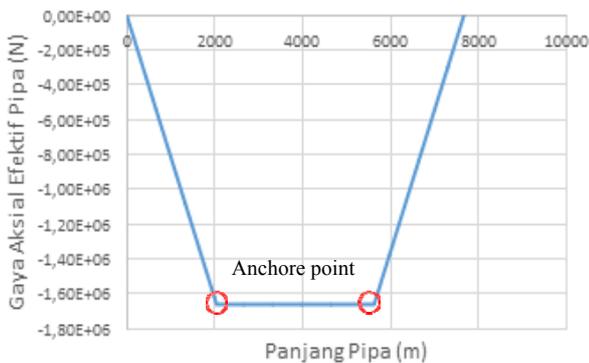
4. Hasil dan Pembahasan

Dari hasil perhitungan, didapatkan besar ekspansi pipa (*end expansion*) seperti pada Tabel 5.

Dari Tabel 5 di bawah dapat dilihat panjang total *rest friction length* untuk sisi *cold end* dan *hot end* kurang dari panjang total pipa yang ditinjau. Hal ini mengindikasikan bahwa pipa menghasilkan dua titik tumpu (*anchor point*) sehingga pipa dapat mencapai kondisi *fully restrained*.

4.1 Gaya aksial efektif

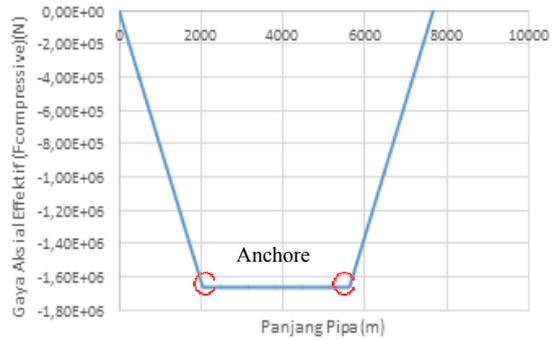
Dari hasil perhitungan gaya aksial efektif di sepanjang pipa didapatkan hasil seperti pada Gambar 8 dan Gambar 9.



Gambar 8. Gaya aksial efektif pipa pada tanah lempung dengan koefisien gesek lateral 0.22

Tabel 5. Besar end expansion

| Lateral Friction | End Expansion (m) | | Rest Friction Length (m) | | Gaya Aksial Efektif (N) | |
|------------------|-------------------|----------|--------------------------|----------|-------------------------|--------------|
| | Hot end | Cold end | Hot end | Cold end | Hot end | Cold end |
| 0.6 | 1.599 | 1.599 | 2.04 | 2.04 | 1,661,680.00 | 1,661,680.00 |
| 0.22 | 1.599 | 1.599 | 1.703 | 1.703 | 1,661,680.00 | 1,661,680.00 |



Gambar 9. Gaya aksial efektif pipa pada tanah jenis pasir dengan koefisien gesek lateral 0.6

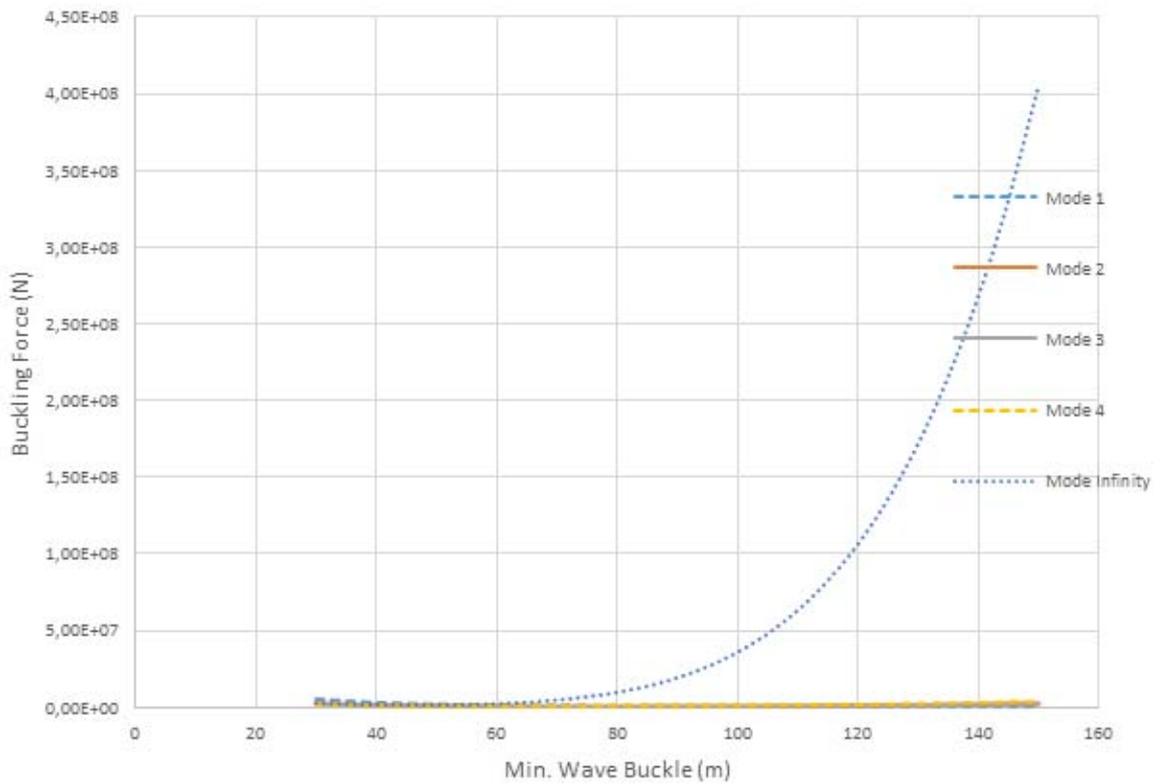
Pada grafik dapat dilihat besar gaya aksial yang terjadi pada sumbu gaya aksial efektif pada ujung pipa sama dengan nol, hal itu menunjukkan bahwa pada titik tersebut tidak ada tahanan. Kemudian grafik meningkat secara bertahap hingga pada titik tertentu besar gaya aksial efektif bernilai konstan. Pada kasus ini bagian yang konstan menunjukkan bahwa pipa tidak lagi mengalami ekspansi sehingga besar regangan aksial pipa di bagian tersebut sama dengan nol. Ekspansi hanya terjadi pada bentang pipa yang dibatasi oleh titik tumpu hingga ujung pipa. Titik tumpu adalah titik dimana pipa paling minim mengalami pergerakan. Terbentuknya dua titik tumpu menandakan bahwa pipa memiliki panjang yang cukup untuk mencapai kondisi *fully constrained*, oleh karena itu pipa sepanjang 7.67 km tersebut termasuk pipa panjang.

4.2 Potensi terjadinya tekuk lateral

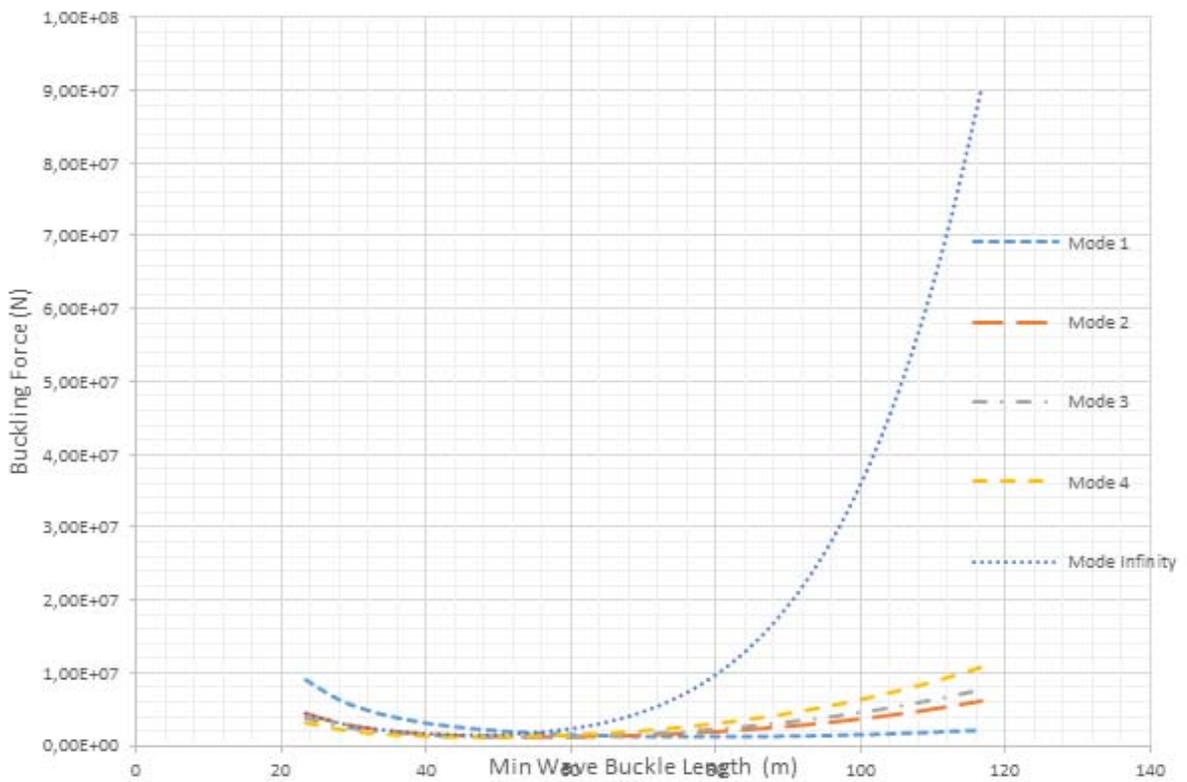
Tekuk lateral terjadi apabila Persamaan 18 terpenuhi. Dari hasil perhitungan didapatkan hasil seperti pada Gambar 10 dan Gambar 11.

Tabel 6. Hasil perhitungan gaya buckling kritis untuk setiap mode

| Buckling Mode | Units | Analytical Result | |
|--------------------|-------|-------------------------|------------------------|
| | | Lateral friction = 0.22 | Lateral friction = 0.6 |
| 1 | N | 610,152.7 | 1,224,206.34 |
| 2 | N | 589,380.8 | 1,183,981.62 |
| 3 | N | 580,425 | 1,165,239.49 |
| 4 | N | 578,786.1 | 1,163,714.70 |
| Infinity | N | 1,482,748 | 1,475,699.61 |
| Minimum values (N) | | 578,786.1 | 1,163,714.70 |



Gambar 10. Grafik Hobbs *lateral buckling* untuk koefisien gesek 0.22



Gambar 11. Grafik Hobbs *lateral buckling* untuk koefisien gesek 0.6

Dari **Gambar 10** dan **Gambar 11** didapatkan hasil gaya tekuk minimum yang terjadi seperti pada **Tabel 8**.

Dari **Tabel 6** dapat disimpulkan tekuk kritikal Hobbs sebesar 578,786.1 N untuk dasar perairan dengan koefisien gesek lateral 0.22 dan 1,163,714.7 N untuk dasar perairan dengan koefisien gesek lateral 0.6. Kemudian gaya tekuk kritikal tersebut dibandingkan dengan gaya yang diperhitungkan dengan mempertimbangkan *out of straightness* (**Tabel 9**) pada pipa di bawah ini:

Tabel 7. Hasil perhitngan Noos

| Noos | W | | Analytical Result | |
|------|------------------|------------|----------------------------|-----------------------------|
| | Sub-merged (N/m) | Radius (m) | Lateral friction = 0.6 (N) | Lateral friction = 0.22 (N) |
| Noos | 1,580 | 2944.5 | 2,791,386 (N) | 2,791,386 (N) |
| Noos | 1,580 | 3926 | 3,721,848 (N) | 3,721,848 (N) |

$$N_{critical} = \min(N_{00S}; N_{Hobbs})$$

$$N_{critical} (lateral\ friction = 0.22) = \min(2,791,386; 578,786.1)$$

$$N_{critical} (lateral\ friction = 0.22) = 578,786.1\ N$$

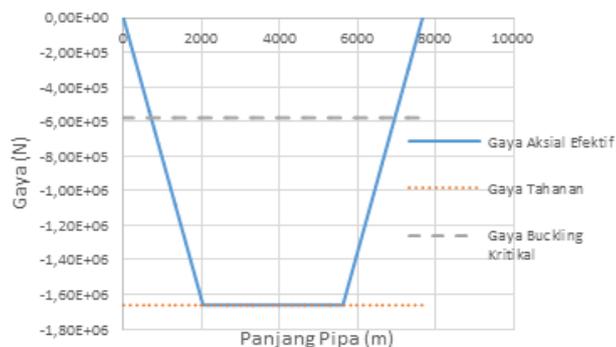
$$N_{critical} (lateral\ friction = 0.6) = \min(2,791,386, 1,163,714.7)$$

$$N_{critical} (lateral\ friction = 0.6) = 1,163,714.7\ N$$

Berdasarkan hasil perhitungan, besar gaya aksial tekan maksimum (N_{max}) yang terjadi di sepanjang pipa untuk koefisien gesek lateral 0.22 sebesar 1.65×10^6 N dan untuk koefisien gesek lateral 0.6 sebesar 1.65×10^6 N. Karena pipa pada kondisi dasar perairan dengan koefisien gesek lateral 0.22 dan 0.6 memenuhi kriteria $N_{max} \leq N_{critical}$ maka dapat diprediksikan pipa akan mengalami tekuk lateral.

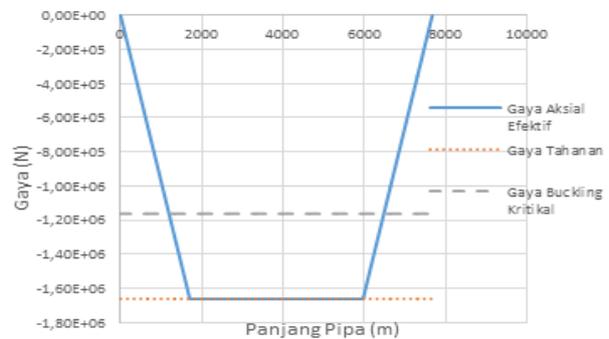
4.5 Penentuan lokasi yang berpotensi mengalami tekuk lateral

Lokasi yang berpotensi terjadinya tekuk dicari dengan membandingkan gaya tekuk kritikal dengan gaya aksial efektif. **Gambar 12** adalah grafik hasil plot dari gaya aksial efektif, gaya tekuk kritikal, serta gaya aksial pada kondisi *fully constrained* terhadap panjang pipa.



Gambar 12. Lokasi terjadinya tekuk lateral pada koefisien gesek lateral 0.22

Lokasi kemungkinan terjadinya tekuk lateral untuk pipa yang diletakkan pada tanah dengan koefisien gesek lateral 0.22 ditunjukkan pada **Gambar 13** yang terletak pada kilometer point 0.712 dan kilometer post 6.958.



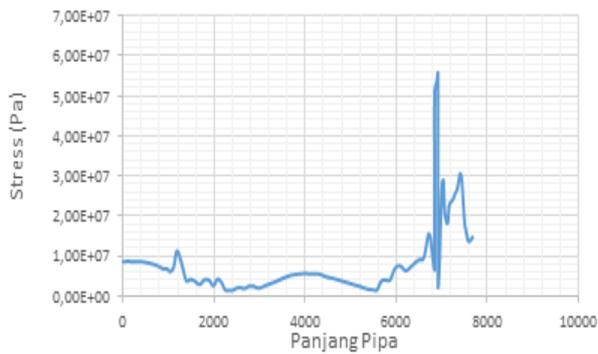
Gambar 13. Lokasi terjadinya tekuk lateral pada koefisien gesek lateral 0.6

Dari grafik di atas, dapat dilihat lokasi kemungkinan terjadinya tekuk lateral terletak pada kilometer point 1.193 hingga kilometer post 6.477.

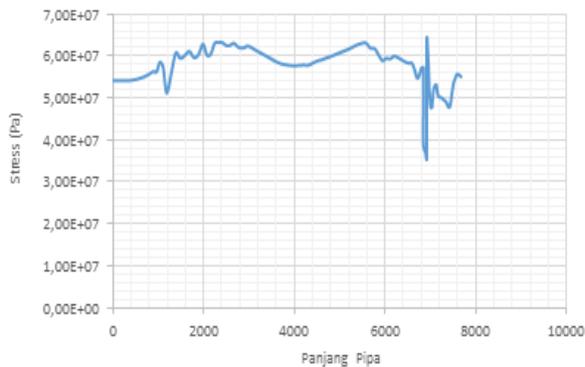
Dari hasil plot grafik di atas didapatkan bentang lokasi kemungkinan terjadinya tekuk lateral pada dasar perairan dengan koefisien gesek lateral 0.22 lebih besar dibandingkan dengan pada dasar perairan dengan koefisien gesek lateral 0.6 yaitu sepanjang 6.244 km. Oleh karena itu, dapat disimpulkan bahwa pipa yang digelar pada rute dengan koefisien gesek lateral yang lebih kecil, lebih rentan mengalami tekuk lateral karena pada dasar perairan dengan koefisien gesek kecil, memungkinkan pipa lebih mudah mengalami slip.

Karena dari hasil analisis dengan perhitungan metode Hobbs pipa dimungkinkan mengalami tekuk lateral maka perlu dilakukan pemodelan untuk mencari posisi yang lebih akurat dengan memodelkan kasus yang ada dengan menggunakan perangkat lunak ABAQUS. Pemodelan dengan menggunakan ABAQUS dilakukan untuk kondisi dasar perairan dengan koefisien friksi lateral 0.22 karena dengan koefisien friksi lateral yang semakin kecil, hasil pemodelan yang dihasilkan semakin konservatif. Dalam pemodelan, awalnya pipa dikenai efek gravitasi. Efek gravitasi ini sebagai penggambaran efek proses penggelaran pipa. Tegangan di sepanjang pipa didapatkan dari hasil penjumlahan antara tahanan akibat interaksi tanah dan pipa dengan gaya aksial akibat tekanan dan temperatur tinggi.

Gambar 14 adalah kondisi tegangan di sepanjang pipa hasil pemodelan. Dari **Gambar 14** dapat disimpulkan bahwa pipa mengalami tegangan maksimum akibat proses layang pipa pada titik 6,918.83 m dengan besar 5.57×10^7 Pa. Kemudian setelah pipa digelar, pipa diberi beban akibat tekanan dan temperatur. **Gambar 15** berikut ini adalah kondisi tegangan yang dialami pipa akibat ekspansi yang terjadi pada pipa setelah diberi beban akibat tekanan dan temperatur.



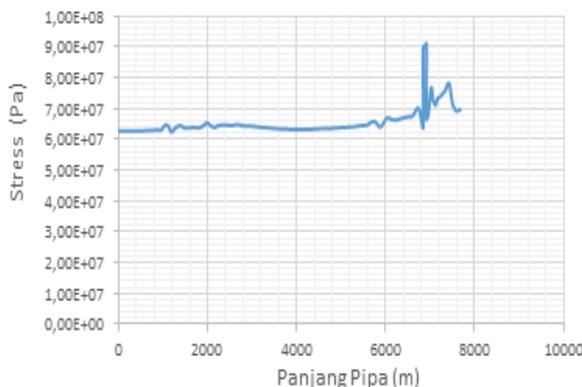
Gambar 14. Kondisi tegangan di sepanjang pipa setelah pipa digelar



Gambar 15. Kondisi tegangan di sepanjang pipa akibat Tekanan dan Temperatur

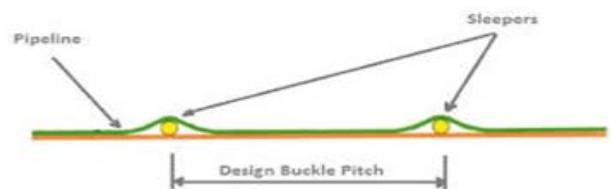
Dari Gambar 15 di atas didapatkan besar tegangan maksimum akibat ekspansi pipa terletak pada titik 6,918.83 m sebesar 6.39×10^7 Pa.

Dari Gambar 14 dan Gambar 15 di atas didapat besar tegangan total yang dialami pipa sejak pipa digelar hingga kondisi terakhir yaitu setelah pipa dikenai beban akibat tekanan dan temperature dapat digambarkan seperti pada Gambar 16 berikut ini:

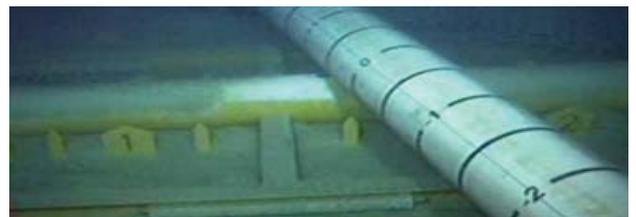


Gambar 16. Kondisi total tegangan di sepanjang pipa

Selain dari hasil perhitungan tekuk lateral dengan menggunakan metode Hobbs, berdasarkan hasil pemodelan dengan menggunakan perangkat lunak ABAQUS juga dapat dilihat bahwa pipa mengalami pergerakan pada arah lateral, sehingga dapat disimpulkan pipa berpotensi mengalami tekuk lateral. Oleh karena itu untuk mengurangi resiko terjadinya kegagalan pada pipa akibat tekuk lateral, dibutuhkan struktur penyokong (*support structure*) yang dapat mengurangi besarnya gaya aksial efektif yang terjadi di sepanjang pipa. Salah satu sarana yang dinilai cukup ekonomis dan dapat digunakan untuk mengatasi terjadinya tekuk lateral adalah *pipe sleeper*. Gambar 17 menunjukkan desain *pipe sleeper*.



Gambar 17. Contoh desain *pipe sleeper*
Sumber : Berhe, (2014)



Gambar 18. Contoh penggunaan *pipe sleeper* di lapangan

Sumber : http://www.cofs.uwa.edu.au/__data/assets/pdf_file/0018/2343510/FINAL-Subsea-Pipeline-Cluster-Report-56pp.pdf

5. Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis sesuai dengan asumsi desain yang digunakan pada lokasi studi kasus yang ditinjau, didapat kesimpulan sebagai berikut:

- 1) Pipa potensial mengalami tekuk lateral pada KP (*kilo post*) 6.957.
- 2) Semakin kecil koefisien friksi lokasi instalasi pipa, semakin besar kemungkinan pipa mengalami tekuk lateral.

Daftar Pustaka

- Berhe, D., 2004, *Controlled Lateral Buckling Design of Pipelines*, Stavanger
- Collberg, L., Fyrileiv, O., 2005, *Influence of Pressure in Pipeline Design – Effective Axial Force*. Greece: OMAE2005.

Det Norske Veritas, 2007, *DNV-RP-F110 Global Buckling of Submarine Pipelines*.

Hobbs, R.E., Liang, R.F., 1989, *Thermal Buckling of Pipelines Close on Restraints*. 8th International Conference of Offshore Mechanics and Arctic Engineering

Isaac, O.I., 2013, *Lateral Buckling and Axial walking of Surface Laid Subsea Pipeline*, Stavanger.

Palmer, A.C. and Ling, M.T.S., 1981, *Movements of Submarine Pipelines Close to Platform (OTC4067)*. Houston, Texas: Offshore Technology Conference.

Tawekal, R.L., 2004. *Studi Mekanisme Upheaval Buckling Pada Pipa Penyalur Bawah Laut*.