

Analisa Tegangan Pada Desain Instalasi *Pipeline* Bawah Laut Terhadap Potensi Terjadinya *Buckling* Pada Metode S-Lay

Muhammad Khoirul Khabibi^{1*}, M. Choirul Rizal², Ekky Nur Budiyanto³

¹Program Studi Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Surabaya 60111

²Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Surabaya 60111

³Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Surabaya 60111

*E-mail: mk.khabibi@gmail.com

Abstrak

Dalam proses instalasi pipa bawah laut, banyak sekali resiko yang dapat mengakibatkan struktur pipa gagal, yang dapat mengakibatkan kerugian waktu, material dan lain-lain yang berujung pada kerugian berbentuk materi. Instalasi pipa bawah laut mendapatkan banyak pengaruh dalam proses instalasinya, mulai dari tekanan dalam laut yang harus di perhitungkan besarnya, kecepatan arus, besarnya gelombang, dan tentunya faktor kedalaman laut yang berbeda-beda. Analisa ini dibantu dengan software pemodelan instalasi yaitu OFFPIPE V3.02 yang merupakan software khusus untuk instalasi pipeline bawah laut. Software tersebut mampu mengakomodir analisa statis serta dinamis. Keluaran dari software tersebut berupa stress, strain, maksimal bending, axial tension yang akan digunakan untuk menghitung combined load yang sesuai standard DNV. Tegangan yang terjadi pada pipeline terhadap variasi kedalaman laut 10 m dan 20 m pada daerah overbend dan sagbend masih memenuhi kriteria sederhana DNV OS F101 yaitu $<0.250\%$ untuk statis dan $<0.305\%$ untuk dinamis. Namun pada desain 30 m regangan yang terjadi lebih dari kriteria sederhana. Dalam perhitungan local buckling pada main pipeline, kasus desain 1 dan 2 tidak berpotensi terjadi buckling karena nilai local controlled condition dan displacement controlled condition <1 . Namun pada kasus desain 3 nilai dari perhitungan LCC >1 , maka pada desain tersebut perlu didesain ulang lagi.

Keywords: Analisa Tegangan, buckling, submarine pipeline, S-Lay, OFFPIPE

1. PENDAHULUAN

Pipeline digunakan untuk berbagai maksud dalam pengembangan sumber daya alam di lepas pantai, termasuk pipa transportasi untuk ekspor, pipa penyalur untuk mengangkut produksi dari suatu platform ke pipa ekspor. Terdapat banyak konfigurasi *pipeline*, salah satunya adalah *single pipeline* dan *piggyback pipeline*. Konfigurasi *piggyback pipeline* dengandua atau lebih dalam satu operasi telah menjadi hal yang biasa dilakukan pada proyek *offshore oil and gas*. Konfigurasi *piggyback pipeline* merupakan konfigurasi yang dimana ada dua diameter pipa yang berbeda di sepanjang pipa dengan diameter pipa yang besar sebagai penopang diameter pipa yang kecil. Konfigurasi tersebut mengurangi biaya instalasi, meningkatkan reliabiliti operasi dan mengurangi waktu perbaikan.

Metode instalasi pipa bawah laut bermacam-macam, salah satunya yaitu metode *S-Lay*. Instalasi yang menggunakan metode *S-Lay* memiliki tegangan yang besar dari pada metode lainnya dengan kondisi *axial tension* agar pipa yang akan disambung tidak lepas dan jatuh ke dasar laut. Pada proses ini, pipa bawah laut banyak sekali resiko yang dapat mengakibatkan struktur pipa gagal, yang dapat mengakibatkan kerugian waktu, material dan lain sebagainya yang berujung pada kerugian berbentuk materi, sedangkan pipa laut kebanyakan dipasang dalam kondisi kosong, sehingga pipa tersebut dibebani tekanan hidrostatis yang tinggi. Oleh karena itu kemungkinan *buckling* (tekuk) di bawah *combined loading* menjadi pertimbangan saat instalasi. Selain itu kondisi lingkungan juga akan memberikan beban hidrodinamis berupa gerakan pada *laybarge* dan kestabilan *pipeline*. Akibatnya beban dinamis ini akan mengakibatkan tegangan

(*tension* dan *bending*) pada daerah tertentu sepanjang *pipeline* saat instalasi.

Metode instalasi yang digunakan dalam Tugas Akhir ini berdasarkan projek ialah metode S-Lay. Tugas akhir ini dilakukan untuk menganalisa tegangan *pipeline* untuk menggelar pipa hingga kedalaman laut 30 m. Studi kasus yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah proyek *Pipeline Installation* yang dilakukan oleh PT. ZEE INDONESIA terhadap *pipeline* milik PT. XXX, dimana *pipeline* tersebut dalam konfigurasi *Piggyback*. *Software* yang digunakan pada studi ini adalah OFFPIPE Versi 3.02 dengan menggunakan metode *Finite Element Model*. Untuk mengetahui tegangan pipa dari *barge* hingga ke *seabed* dan *limit state* mengacu pada standar DNV OS F101.

2. METODOLOGI

2.1 Kriteria Penerimaan

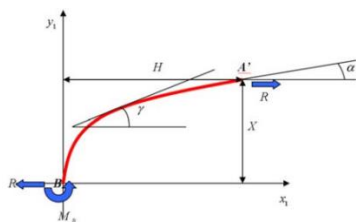
Kriteria sederhana penggelaran pipa (*laying*) digunakan sebagai pendahuluan kriteria sederhana untuk mengecek *local buckling* selama awal tahap desain. Untuk beban statis dihitung regangannya harus memenuhi kriteria (pada daerah *overbend*, *sagbend* dan ujung *stinger*). Untuk beban perhitungan regangan statis harus memenuhi kriteria I dan untuk perhitungan regangan dinamis harus memenuhi kriteria II yang ditunjukkan dalam tabel 1 berikut ini [2].

Tabel 1. Kriteria Regangan Pada DNV OS F101

Kriteri	X70	X65	X60	X52
a				
I	0.270 %	0.250 %	0.230 %	0.205 %
II	0.325 %	0.305 %	0.290 %	0.260 %

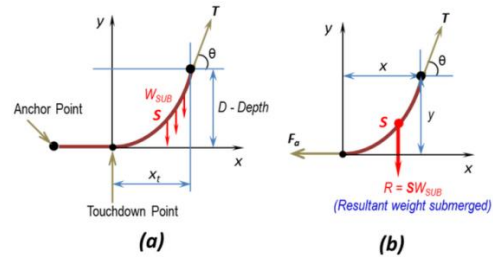
2.2 Analisa Model

Dalam model ini, titik seperti itu bertepatan dengan jalan di kapal, titik A pada Gambar. 1, jadi adalah mungkin untuk mengasumsikan bahwa pada titik ini momen tekuk adalah nol [1].



Gambar 1. Free-body diagram for the suspended span

Rentang pipa yang diletakkan di dasar laut dimodelkan sebagai balok pada pondasi elastis, mengadopsi model Winkler: karena panjangnya lebih panjang dari rentang pipa yang ditanggungkan, ia dapat diperlakukan seperti balok panjang yang tak terbatas [1].



Gambar 2. Free Body Diagram on The Touch Down Point

2.3 Analisa Buckling DNV OS-F101

2.2.1 Load Controlled Condition

Bagian pipa yang dikenai momen *bending*, gaya aksial yang efektif dan tekanan internal yang berlebih harus di desain memenuhi persamaan serta digunakan untuk daerah *sagbend* [2] berikut :

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{Sd}|}{a_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{sd}(p_i)}{a_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(a_p \cdot \frac{p_i - p_e}{a_c \cdot p_b(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (1)$$

Bagian pipa yang terkena momen *bending*, gaya aksial yang efektif dan tekanan eksternal yang berlebih harus di desain [2] memenuhi persamaan berikut:

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{Sd}|}{a_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{sd}}{a_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{p_e - p_{min}}{p_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (2)$$

Jika *pipeline* ditambahkan beban aksial, tekanan dan momen juga mempunyai beban titik lateral, ini harus termasuk dalam pembaruan dari kapasitas momen plastis [2] sebagai berikut :

$$M_{p,pointload} = M_p \cdot a_{pm} \quad (3)$$

2.2.2 Displacement Controlled Condition

Kriteria ini dipilih untuk pertimbangan terjadinya *buckling* dan menjelaskan kondisi pembebanan *pipeline* akibat *longitudinal compressive strain* (*bending moment* dan gaya tarik aksial efektif) dan *eksternal overpressure*.

Pipa dikenai *longitudinal compressive strain* (momen *bending* dan gaya aksial) dan *internal overpressure* harus didesain memenuhi kriteria berikut ini pada semua *cross section*. Perhitungan ini digunakan untuk mengecek daerah overbend [2].

$$\varepsilon_{sd} \leq \varepsilon_{Rd} = \frac{\varepsilon_c(t_2, p_{min} - p_e)}{\gamma_e} \quad (4)$$

$$D/t_2 \leq 45, p_i \geq p_e \quad (5)$$

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Dalam pembahasan ini, diperoleh nilai *Load Controlled Condition* sebagai berikut :

Tabel 2. Hasil Perhitungan *Local Controlled Condition* (LCC)

Design Case	Pipeline Section	Water Depth (m)	Heading Env.	Node	Lc
1	KP 71.00 to KP 65.00	10	0	17	0.205
			45	17	0.212
			90	17	0.214
			135	17	0.177
			180	17	0.189
			225	17	0.203
			270	17	0.183
			315	17	0.212
2	KP 65.00 to KP 62.00	20	0	30	0.453
			45	30	0.442
			90	30	0.442
			135	30	0.427
			180	30	0.433
			225	30	0.449
			270	30	0.415
			315	30	0.471
3	KP 62.00 to KP 54.50	30	0	30	2.596
			45	30	2.637
			90	30	2.745
			135	30	2.547

Design Case	Pipeline Section	Water Depth (m)	Heading Env.	Node	Lc
			180	30	2.544
			225	30	2.584
			270	30	2.541
			315	30	2.627

Pada table 2, menunjukkan *loadcombination* pada daerah *sagbend*. Diperoleh hasil perhitungan *Local Controlled Condition* dalam kondisi dinamis dengan kedalaman 10 m, 20 m, 30 m. pada kedalaman 30 m nilai LCC >1, maka pada kedalaman 30 m perlu adanya desain ulang.

Dan diperoleh nilai *Displacement Controlled Condition* sebagai berikut :

Tabel 3. Hasil Perhitungan *Displacement Controlled Condition* (DCC)

Design Case	Pipeline Section	Water Depth (m)	Heading Env.	Node	εsd
1	KP 71.00 to KP 65.00	10	0	17	0.00036
			45	17	0.00036
			90	17	0.00036
			135	17	0.00036
			180	17	0.00036
			225	17	0.00036
			270	17	0.00036
2	KP 65.00 to KP 62.00	20	0	30	0.00302
			45	30	0.00307
			90	30	0.00307
			135	30	0.00302
			180	30	0.00298
			225	30	0.00309
			270	30	0.00300
3	KP 62.00 to KP 54.50	30	0	30	0.00537
			45	30	0.00539
			90	30	0.00543
			135	30	0.00534
			180	30	0.00532
			225	30	0.00540
			270	30	0.00533

Tabel 3. (Lanjutan)

Design Case	Pipeline Section	Water Depth (m)	Heading Env.	Node	esd
			315	30	0.00538

Pada table 3, menunjukkan perhitungan *load combination* pada daerah *overbend*. Diperoleh hasil perhitungan DCC pada setiap kedalaman <1, maka semua desain pada daerah *overbend* aman untuk dilakukan instalasi.

4. KESIMPULAN

Setelah dilakukan perhitungan dan analisa, maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Tegangan yang terjadi pada *pipeline* saat instalasi terhadap variasi kedalaman laut 10 m dan 20 m pada daerah *overbend* dan *sagbend* masih memenuhi kriteria sederhana DNV OS F101 yaitu <0.250% untuk statis dan <0.305% untuk dinamis. Namun pada desain 3 regangan yang terjadi lebih dari kriteria sederhana.
2. Pada desain 1 dan 2 tegangan yang diterima oleh pipa telah memenuhi standard DNV OS F101. Sehingga sesuai analisa yang dilakukan, *pipeline* aman untuk diinstal. Namun pada desain 3, tidak memenuhi kriteria, sehingga perlu adanya penggantian *barge* yang mampu untuk menginstal pipa pada kedalaman 30 m.
3. Dalam perhitungan *local buckling* pada *main pipeline*, kasus desain 1 dan 2 tidak berpotensi terjadi *buckling* karena nilai *local controlled condition* dan *displacement controlled condition* <1. Maka pada desain tersebut sudah layak untuk dilakukannya instalasi pipa di bawah laut. Namun pada kasus desain 3 nilai dari perhitungan LCC >1, maka pada desain tersebut perlu didesain ulang lagi.
4. Pada kedalaman 30 m berpotensi terjadinya *buckling*. Dikarenakan dalam analisa didapatkan nilai >1.

5. DAFTAR NOTASI

- γ_m = faktor ketahanan material
 γ_{SC} = faktor ketahanan keamanan
 a_c = parameter tegangan aliran (maks. 1.2)
 a_p = faktor tegangan dalam kriteria beban kombinasi
 a_{pm} = faktor pengurangan momen plastis untuk beban poin
 M_{Sd} = momen bending desain
 M_p = kapasitas plastis momen
 p_e = tekanan eksternal
 p_{min} = tekanan internal minimal
 p_c = tekanan *collapse* karakteristik
 S_{sd} = gaya aksial efektif desain
 S_p = kapasitas plastis gaya aksial
 ϵ_{sd} = design compressive strain
 γ_ϵ = faktor ketahanan regangan
 ϵ_c = karakteristik ketahanan *bending strain*
 t_2 = ketebalan dinding pipa

6. PUSTAKA

- [1] CALLEGARI M. [et al.] DYNAMIC MODELS OF MARINE PIPELINES FOR INSTALLATION IN DEEP AND ULTRA-DEEP WATERS: ANALYTICAL AND NUMERICAL APPROACHES [Journal]. - Ancona : AIMETA '03, 2003.
[2] DNV. (2013). DNV OS F101 *Submarine Pipeline Systems*. Norwegia: DNV.
[3] Gullik Anthon Jensen. (2010). *Offshore Pipelaying Dynamics*. Norwegian University of Science and Technology. Master's Thesis, 13-61.
[4] Guo, B., Song, S., Chacko, J., & Ghalambor, A. (2005). *Offshore Pipelines*. USA: Elsevier.

- [5] Jihan Herdiyanti. (2013). Comparisons Study of S-Lay and J-Lay Methods for Pipeline Installation in Ultra Deep Water. Master's Thesis, 1-104.
- [6] Nugroho, A. H., Priyanta, D., & Arif, I. S. (2008). Analisis Tegangan Terhadap Risiko Terjadinya Buckling Pada Proses Penggelaran Pipa Bawah Laut. *ITS Paper*, 1-6.
- [7] Qiang Bai, Yong Bai. (2014). Subsea Pipeline Design, Analysis and Installation.
- [8] Rizaldy, A., Ikhwan, H., & Sujantoko. (2009). Analisa Buckling Pada Saat Instalasi Pipa Bawah Laut: Studi Kasus Saluran Pipa Baru "Karmila-Titi" Milik CNOOC di Offshore South East Sumatera. *ITS Paper*, 1-8.
- [9] Robert and Malahy Robert C OFFPIPE USER'S GUIDE [Book]. - [s.l.] : OFFPIPE, Nvember 1, 1996. - Vol. 2.05.

Halaman Ini Sengaja Dikosongkan