

ABOVE WATER TIE IN DAN ANALISIS GLOBAL BUCKLING PADA PIPA BAWAH LAUT

Diyan Gitawanti Pratiwi¹

Dosen Pembimbing : Rildova, Ph.D

Program Studi Teknik Kelautan

Fakultas Teknik Sipil dan Lingkungan, Institut Teknologi Bandung

Jl. Ganesha 10 Bandung 40132

¹diyangitawantipratiwi@live.com

ABSTRAK

Pada saat penggelaran pipa dari 2 (dua) arah, diperlukan penyambungan pipa di atas permukaan laut untuk menekan biaya penyambungan karena jika dilakukan penyambungan di bawah laut maka akan dibutuhkan biaya yang beberapa kali lipat karena menggunakan pengelasan bawah laut. Untuk menyambungkan pipa di atas laut tersebut kedua ujung pipa yang akan disambung harus diangkat ke atas permukaan laut, kemudian dilakukan pengelasan dan diturunkan kembali. Serangkaian proses ini disebut dengan *tie in*.

Pada proses tersebut ada beberapa parameter yang harus diperhatikan agar pipa tidak mengalami kegagalan akibat tegangan yang terjadi pada saat pengangkatan dan penurunan. Parameter-parameter yang harus diperhatikan seperti momen lentur yang akan menghasilkan tegangan lentur ini nantinya yang akan dikombinasikan sehingga mendapatkan gaya tali yang aman untuk dilakukan pengangkatan pipa dan juga mengakibatkan tegangan yang besarnya masih berada di bawah tegangan ijin pipa. Proses analisis tegangan pipa yang terjadi pada pipa pada proses *tie in* ini menggunakan program analisis struktur untuk instalasi pipa yang dipakai pada umumnya.

Setelah proses *tie in* selesai dilakukan, perlu dilakukan pengecekan *global buckling* untuk memastikan apakah pipa yang telah digelar mengalami *buckling* atau tidak. Pengecekan *global buckling* ini dikhususkan pada pengecekan *lateral buckling*, dimana akan dibandingkan gaya aksial yang terjadi pada pipa dengan kapasitas aksial pipa.

Kata Kunci : *above water tie in*, instalasi pipa, , *lateral buckling*, *tie-in*

PENDAHULUAN

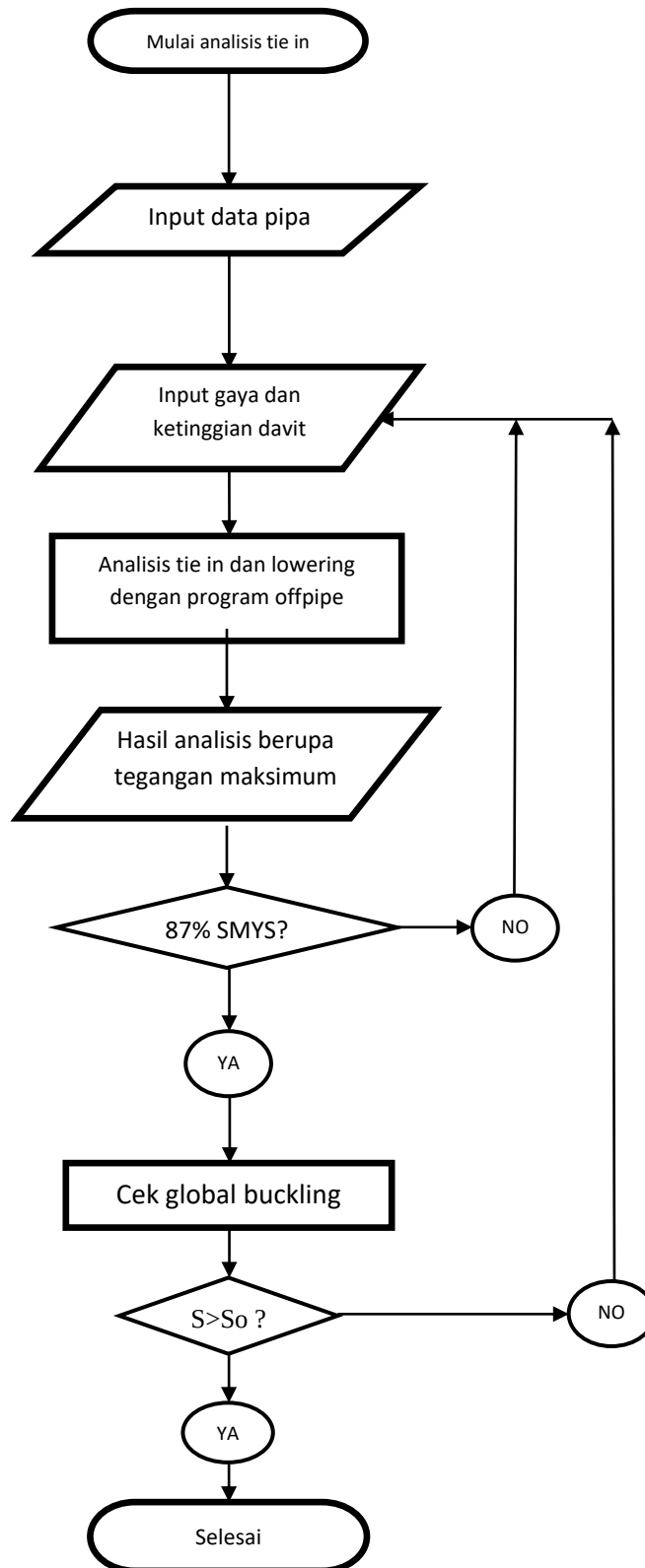
Dalam proses instalasi jaringan pipa bawah laut, tidak selamanya pipa disambungkan satu per satu secara berurutan. Ada beberapa situasi yang mengharuskan pipa yang telah digelar dihubungkan di bagian tertentu. Salah satu metode untuk menghubungkan pipa ini adalah *tie in* atau pengangkatan pipa. Ketika proses *tie in* berlangsung, pada pipa terjadi momen lentur yang mungkin saja membuat pipa menjadi leleh (*yield*). Momen di sini akan mengakibatkan tegangan lentur yang harus diperhatikan juga terhadap tegangan leleh ijinnya. Untuk panjang tali, defleksi yang terjadi akibat gaya tarik tersebut juga harus diperhatikan. Oleh karena itu perlu diperhatikan momen dan panjang tali pada saat pengangkatan pipa. Maka diperlukan proses penganalisaan yang tepat dengan memperhatikan standar aturan yang berlaku. Setelah dilakukan penyambungan pipa di atas *barge*, maka dilakukan penurunan pipa kembali ke *seabed*. Proses ini dinamakan dengan *lowering*. Pada saat *lowering*, pipa mungkin akan mengalami deformasi karena tekanan yang terjadi pada pipa yang disebut *global buckling*. Nantinya setelah dilakukan analisis penurunan pipa, maka akan dilakukan pengecekan *global buckling*.

TEORI DAN METODOLOGI

Dalam analisis *tie in* ini, akan digunakan program analisis struktur pada pipa bawah laut sebagai program bantu. Analisis ini dilakukan dengan memasukkan data pipa beserta input gaya dan panjang tali pengangkat pipa (davit) dan akan dilakukan 2 analisis, yaitu analisis pengangkatan (*lifting*) dan penurunan (*lowering*) pipa.

Untuk analisis pengangkatan pipa, dilakukan dengan mengurangi panjang tali sehingga nantinya setelah beberapa kali langkah pipa akan terangkat hingga ke atas permukaan laut. Sedangkan untuk penurunan pipa, prosesnya hampir sama dengan proses pengangkatan pipa, hanya saja dibalik cara pengerjaannya, yaitu dengan memperpanjang tali pengangkat dan menggeser *barge* ke samping agar pipa dapat ditarik dan turun hingga ke dasar laut. Setelah selesai dilakukan penurunan pipa, maka akan dilakukan pengecekan *global buckling* untuk menentukan apakah terjadi *buckling* atau tidak pada pipa. Jika terjadi *buckling* pada pipa, maka proses *tie in* harus dianalisis ulang hingga tidak terjadi

buckling. Untuk lebih jelasnya tentang metodologi yang diaplikasikan pada tugas akhir ini, dapat dilihat pada **Gambar 1**.



Gambar 1 Flowchart proses tie in dan analisis global buckling.

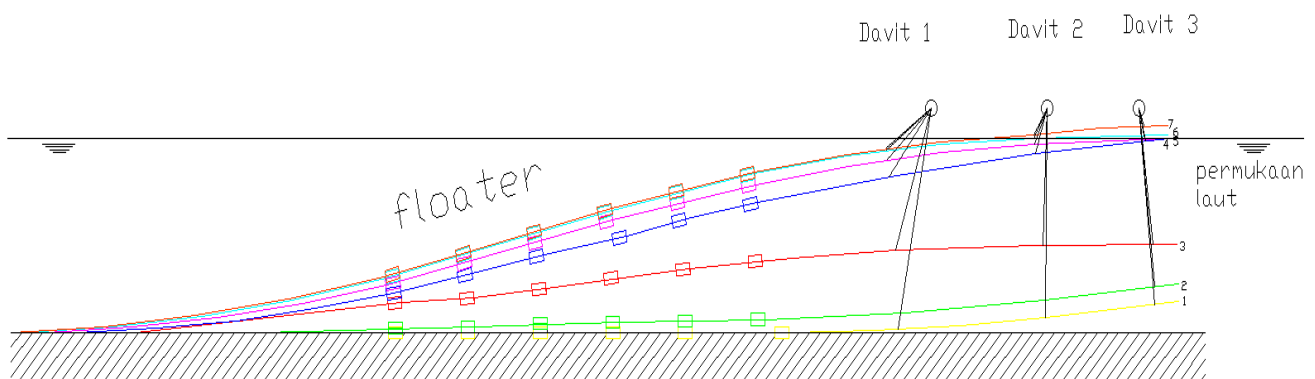
HASIL DAN ANALISA

Data yang digunakan dalam analisis *tie in* adalah seperti yang ditunjukkan pada **Tabel 1**. Data tersebut didapat dari PT Geoccean dimana Geoccean berperan sebagai subkontraktor yang melaksanakan *tie in*.

Tabel 1 Data Pipa Baja

Data	Simbol	Nilai
Diameter Luar	D_s	24 in (610 mm)
Ketebalan	t_s	14,3 mm
Diameter Dalam	ID	581,4 mm
Spesifikasi Baja		API 5L
Kelas Baja		X65 (448 Mpa)
Tegangan Leleh Minimum Baja	SMYS	448 Mpa
Tegangan Tarik Minimum Baja	SMTS	530 Mpa
Modulus Young	E_{steel}	200.000 Mpa
Poisson Ratio	ν_{steel}	0,3
Densitas Baja	ρ_{steel}	$7,85 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$
Korosi yang Diperbolehkan	CA	3 mm
Densitas Air Laut	ρ_{sw}	1026 kg/m^3
Thermal Expansion Coeff.		$11,7 \times 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$

Untuk proses pengangkatan pipa, berikut adalah hasil analisis berupa tabel dan gambar yang ditunjukkan pada **Tabel 2** dan **Gambar 1**.



Gambar 1 Posisi pipa tiap langkah.

Tabel 2 Rangkuman Hasil Pemodelan *Lifting*

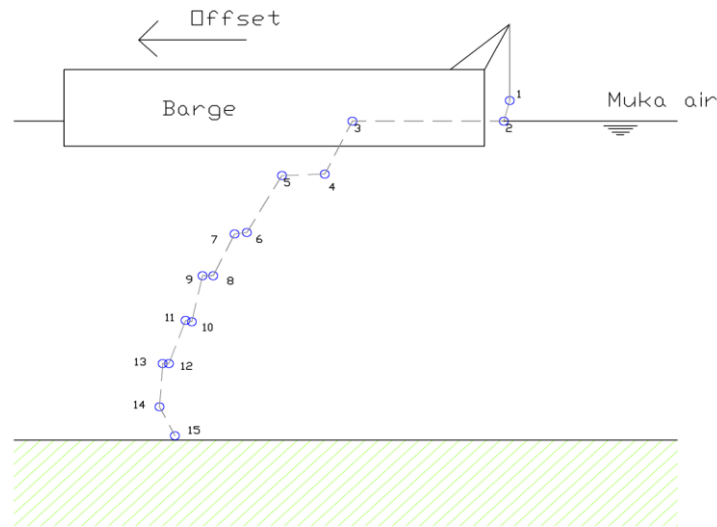
Langkah	Davit No 1		Davit No 2		Davit No 3		Tegangan Maksimum (% SMYS)
	Gaya Tali (kN)	Ketinggian pipa dari permukaan laut	Gaya Tali (kN)	Ketinggian pipa dari permukaan laut	Gaya Tali (kN)	Ketinggian pipa dari permukaan laut	
0	0	0	0	0	0	0	0
1	15	-22,6	20	-21,2	37,1	19,6	25,21
2	20	-20,7	25	-19,1	31,1	-17,5	19,16
3	45	-13,2	40	-12,6	5,1	-12,5	32,23
4	55	-4,5	50	-1,8	7,7	-0,3	43,71
5	70	-2,5	60	-0,6	7,4	0	46,53
6	95	-1,4	90	0	47,8	0,3	47,34
7	120	-1,1	110	0,5	56,6	1,5	46,28

Dapat dilihat pada tabel di atas bawah pada keseluruhan proses pengangkatan pipa, tegangan yang terjadi tidak melebihi tegangan yang diijikan (87% SMYS), maka analisis di atas dapat digunakan.

Sedangkan untuk proses penurunan pipa, hasil analisisnya ditunjukkan pada **Tabel 3** dan **Gambar 2** berikut.

Tabel 3 Hasil Analisis Lowering

No	Langkah	Barge Offset (m)	Elevasi dari permukaan laut (m)						Tegangan Maks. (%SMYS)
			Davit 1	Davit 2	Davit 3	Davit 4	Davit 5	Davit 6	
1	Initiation	0	-0,4	1,1	1,5	1,5	1,3	-0,5	68,53
2	Lowering	0	-2,8	-0,5	0	0	-0,5	-2	72,42
3	Offset	12	-2,7	-0,5	0	0	-0,5	-2	79,27
4	Lowering	12	-8,4	-5,4	-3,8	-3,8	-5,1	-8,2	66,41
5	Offset	17	-8,2	-5,3	-3,9	-3,9	-5,1	-8,3	64,62
6	Lowering	17	-11,5	-9,1	-8,1	-8,0	-9,0	-11,1	57,83
7	Offset	19	-11,5	-9,1	-8,1	-8,0	-9,0	-11,1	59,62
8	Lowering	19	-14,1	-12,1	-11,1	-11,1	-11,9	-14,0	60,23
9	Offset	21	-11,4	-11,3	-11,3	-11,2	-11,2	-11,3	52,15
10	Lowering	21	-14,4	-14,4	-14,3	-14,3	-14,3	-14,3	62,84
11	Offset	23	-14,5	-14,4	-14,4	-14,4	-14,5	-14,5	52,31
12	Lowering	23	-17,5	-17,5	-17,4	-17,4	-17,5	-17,6	64,33
13	Offset	25	-17,5	-17,5	-17,4	-17,4	-17,5	-17,6	57,57



Gambar 2 Posisi pipa pada saat proses lowering tampak depan.

Pada tabel di atas, tegangan yang terjadi juga tidak melebihi tegangan yang diijinkan. Maka hasil analisis di atas dapat digunakan untuk analisis lebih lanjut. Untuk analisis selanjutnya, yaitu analisis *lateral buckling*, digunakan tegangan terbesar yang terjadi pada penurunan pipa tahap terakhir sebagai *residual force* (H).

Pada analisis lateral buckling, yang akan dibandingkan adalah kapasitas aksial pipa (S_{∞}) dengan gaya aksial efektif pada pipa (S_o) dimana syarat agar tidak terjadi buckling adalah $S_o < S_{\infty}$ dengan hasil sebagai berikut (DNV-RP-F110).

$$S_{\infty} = 2,29 \frac{207000 \cdot 1,188 \times 10^{-3}}{\left(\frac{(207000 \cdot 1,188 \times 10^{-3})^3}{693.371^2 \times 207000 \times 0.027} \right)^{0,125}} \cdot 12,2 \quad (1)$$

$$= 24,705 \times 10^6 N$$

$$S_o = H - p_i \cdot A_i (1 - 2 \cdot \nu) - A_s \cdot E \cdot \alpha \cdot \Delta T \quad (2)$$

$$= 0,027(319,1 - 15,1233 \cdot 0,00016(1 - 2 \cdot 0,3) - 0,027 \cdot 200000 \cdot 1,17 \cdot 10^{-5} \cdot 17)$$

$$= 8,5866 \times 10^6 N$$

Sesuai dengan hasil yang ditunjukkan, maka pada kasus ini pipa tidak mengalami *buckling*.

KESIMPULAN DAN SARAN

Dapat dilihat pada hasil analisis di atas bawah keseluruhan proses *tie in* yang telah dilakukan menghasilkan tegangan yang tidak melebihi tegangan ijin (87% SMYS). Pada proses pengangkatan pipa, tegangan terbesar terjadi pada 47,34 % SMYS, sedangkan pada proses penurunan pipa, tegangan terbesar terjadi pada 79,27% SMYS. Dan pada pengecekan *global buckling* menunjukkan bahwa gaya aksial pipa nilainya $8,5866 \times 10^6 \text{ N}$, dimana nilainya lebih kecil dibandingkan dengan kapasitas aksial pipa sebesar $24,705 \times 10^6 \text{ N}$, sehingga dapat disimpulkan bahwa tidak terjadi buckling pada pipa yang telah dianalisis.

Dalam menganalisis proses *tie in*, dilakukan proses *trial and error* dalam menentukan gaya dan panjang tali yang sesuai sehingga diperlukan analisis berulang-ulang sehingga menghasilkan gaya dan panjang tali yang tepat.

DAFTAR PUSTAKA

- Geocean Project Document. 2012. **“Near Shore Pipeline Tie-In Procedure”**. South Mahakam Field Development Project Phase 1&2 SMK 1&2/EPSCI.
- Geocean Project Document. 2012. **“Near Shore Pipeline Tie-In Report”**. South Mahakam Field Development Project Phase 1&2 SMK 1&2/EPSCI.
- Veritas Offshore Technology and Services A/S. October 2007. **“DNV-RP-F110 Global Buckling of Submarine Pipeline”**. Norway: DNV Publisher.