

Analisis Dinamis dan Kekuatan pada Fase Instalasi Struktur *Well Jumper*

Ihham Kurniawan, Rudi Walujo Prastianto, Murdjito, dan Fajar Rachmadiarto
Departemen Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)
e-mail: rudiwp@oe.its.ac.id

Abstrak—Untuk menyalurkan gas alam dari sumur bawah laut menuju *processing platform* diperlukan pipa penyalur antara *x-mas tree* dan PLEM, yaitu pipa *well jumper*. Proses instalasi *Well jumper* sangat berisiko, karena bentuknya yang panjang dan sangat langsing sehingga cukup lentur. Penanganan yang tidak tepat bahkan bisa menyebabkan kegagalan pada pipanya. Penelitian ini menganalisis secara dinamis kekuatan struktur saat fase penurunan *well jumper* dengan simulasi numerik menggunakan *software*. Selama proses instalasi analisis dilakukan pada tiga kondisi: saat di udara (*in air*), fase di *splash zone*, hingga tenggelam (*submerged*). Pada tiap fase diidentifikasi tension dan lokasi kritis tegangan pada struktur untuk beberapa arah (*heading*) pembebanan. Hasil analisis menunjukkan *tension* terbesar pada *sling* terjadi pada saat kondisi *in air* dan akan berkurang saat memasuki *splash zone*, dan semakin berkurang ketika sudah tenggelam 100%. Hal ini akibat efek gaya apung dari struktur tersebut. Meskipun *tension sling* terbesar terjadi pada kondisi *in air*, tegangan terbesar pada struktur justru terjadi pada saat di *splash zone*. UC (*unity check*) terbesar terjadi pada *lifting point* (LS 3) pada saat kondisi sebesar 0,25 dan meningkat menjadi 0,286 pada saat di *splash zone*. *Bearing stress* dan *shear stress* yang terjadi pada *padeye* (LS 3) masih dalam kondisi aman, dengan *stress ratio* sebesar 0,1 dan 0,15.

Kata Kunci—Instalasi, UC, *Bearing Stress*, *Shear Stress*.

I. PENDAHULUAN

SISTEM produksi di bawah laut memerlukan beberapa peralatan khusus untuk menyalurkan minyak dan gas. Untuk menyalurkan minyak mentah dan gas alam dari bawah laut ke darat dapat menggunakan fasilitas pipa bawah laut. Beberapa fasilitas pendukung pipa bawah laut yang digunakan antara lain manifold, *x-mas tree*, dan *export sled*. Untuk menghubungkan fasilitas bawah laut tersebut memerlukan pipa penghubung yang disebut *well jumper* [1]. *Well jumper* atau biasa dikenal dengan *production jumper* adalah struktur pipa ramping dan panjang yang dibentuk sedemikian rupa mengikuti konfigurasi *connector* pada masing-masing *subsea equipment*. Struktur *well jumper* terdiri dari dua jenis yaitu *flexible jumper* yang digunakan untuk mentransfer fluida dari *Pipe Line End Termination* (PLET) ke FPSO atau fasilitas lainnya, dan *rigid jumper* yang digunakan dari *x-mas tree* ke manifold.

Fase instalasi *well jumper* sangatlah penting, terutama pada saat memasuki daerah *splash zone*, karena terdapat beban gelombang dan arus. Operasi ini memerlukan keadaan laut yang sangat tenang dengan angin yang tenang. Kondisi perairan di saat keadaan laut terlalu ganas dapat menyebabkan operasi ditunda [2]. Instalasi pipa di perairan dalam bahkan dapat menyebabkan beban yang cukup besar pada struktur. Pipa harus dapat menahan beban kombinasi antara tekan, tarik, geser, dan lenturan (*bending*) [3]. Untuk operasi instalasi terdapat rekomendasi terkait kala ulang data lingkungan berdasarkan periode instalasi.

Tabel 1.
Data Kapal

Parameter	Value	Units
<i>Length Overall</i>	136,6	m
<i>Length Between Perpendicular Beam</i>	120,4	m
<i>High to Main Deck</i>	27	m
<i>Operating Draft</i>	9,7	m
<i>Displacement</i>	6,85	m
<i>Operation Radius</i>	14.738	ton
SWL Crane	20	m
	250	ton

Tabel 2.
Material Properties *Well Jumper* dan *Spreader Bar*

Item	Well Jumper	Spreader bar
Material	SDSS	API 5L X52
Yield Strength (kPa)	550.000	345.000
Tensile Strength (kPa)	800.000	450.000

Tabel 3.
Data Lingkungan

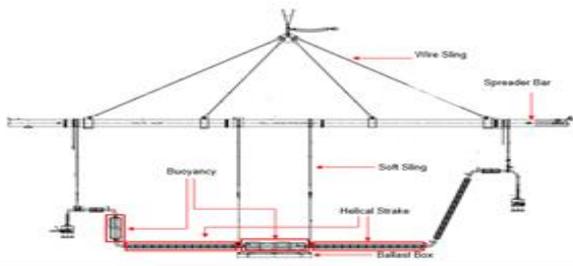
Data (kala ulang 10 tahun)	Nilai	Satuan
Hs	1,75	m
Tp	6	s
Kecepatan angin (25 tahun)	34	m/s
Kecepatan arus (permukaan)	1,14	m/s
Kecepatan arus (dasar)	0,8	m/s

Tabel 4.
Validasi Pemodelan Kapal

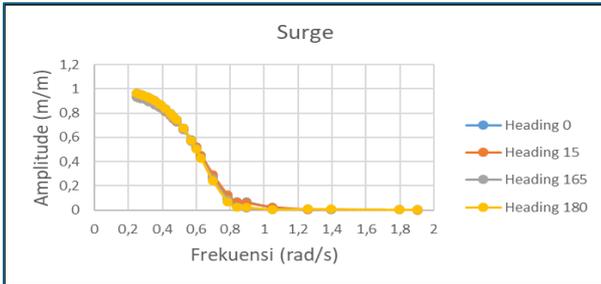
Parameter	Satuan	Data	Model	Perbedaan	Koreksi
LOA	m	132,44	132,44	2%	0%
Beam	m	27	27	2%	0%
Height	m	9,7	9,7	2%	0%
Draft	m	6,85	6,85	2%	0%
VCG	m	10	10	2%	0%
Disp.	ton	14.738	14.578	2%	1%

Pada penelitian ini struktur *well jumper* berbentuk huruf "M" asimetris. Untuk mengurangi berat struktur saat berada didalam air dapat digunakan *buoyancy*. Penggunaan *buoyancy* bertujuan untuk mengurangi berat struktur saat kondisi *submerged*, sehingga dapat mengurangi beban struktur ketika operasi penurunan (*lowering*). Proses penurunan menggunakan *Construction Support Vessel* (CSV) yang biasa digunakan untuk instalasi *subsea structure* dengan berat kurang dari 250 ton.

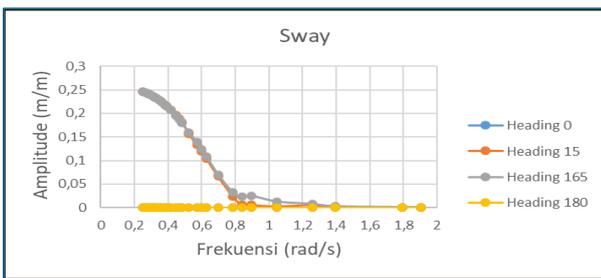
Kegagalan proses instalasi struktur *well jumper* akan berakibat sangat fatal. Pergerakan kapal akan mempengaruhi *tension* yang terjadi pada kapal. Untuk itu perlu dilakukan analisis kekuatan struktur akibat beban dinamis, sehingga struktur tidak mengalami kegagalan selama proses instalasinya [4]. Penelitian ini berfokus pada analisis dinamis untuk melihat kekuatan sling dan analisis tegangan pipa *well jumper* pada tiga kondisi/fase selama proses operasi penurunan (dalam kondisi *in air*, *splash zone*, dan



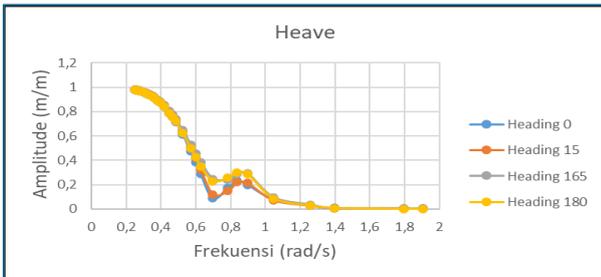
Gambar 1. Konfigurasi rigging untuk instalasi well jumper.



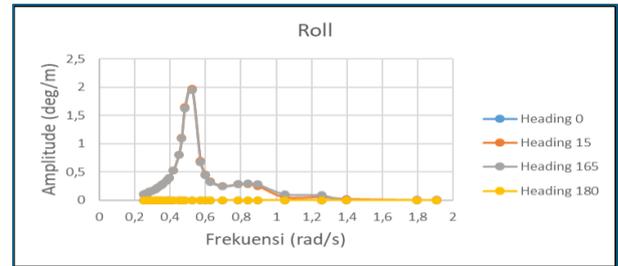
Gambar 2. RAO surge.



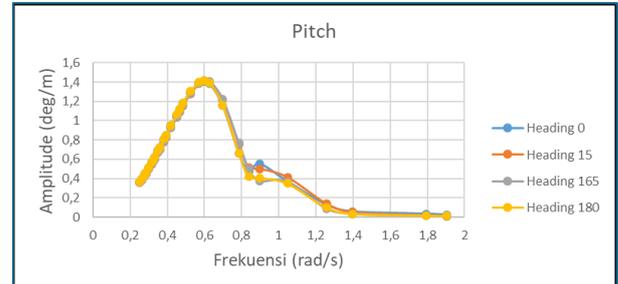
Gambar 3. RAO sway.



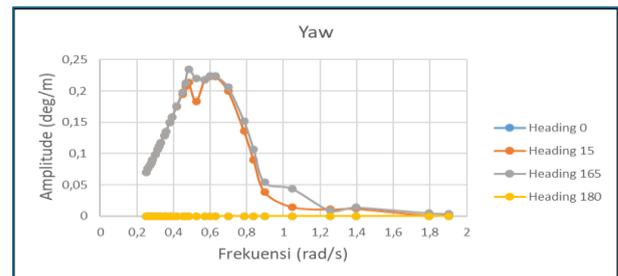
Gambar 4. RAO heave.



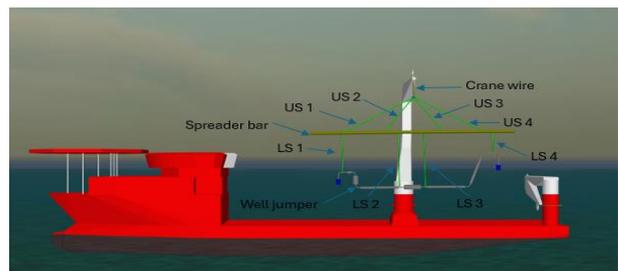
Gambar 5. RAO roll.



Gambar 6. RAO pitch.



Gambar 7. RAO yaw.



Gambar 8. Penamaan pada sling.

submerged). Setelah didapatkan *tension* terbesar pada masing-masing *sling* akan dilakukan perhitungan *safety factor*. *Tension* terbesar akan dijadikan gaya tarik dalam melakukan cek *bearing stress* dan *shear stress* pada bagian *padeye*.

II. URAIAN PENELITIAN

A. Data Penelitian

Data yang diperlukan untuk penelitian ini adalah data kapal (tertera pada Tabel 1) untuk proses instalasi, data *well jumper* dan *rigging*. Kapal yang digunakan adalah *Construction Support Vessel (CSV)* yang memiliki *knuckle boom crane* yang terletak di bagian *starboard* dan mampu beroperasi pada *deepwater area*. *Crane* dapat beroperasi pada radius 8 m hingga 36 m. Pada penelitian ini radius yang digunakan adalah 20 m dengan SWL crane pada radius tersebut sebesar 250 ton.

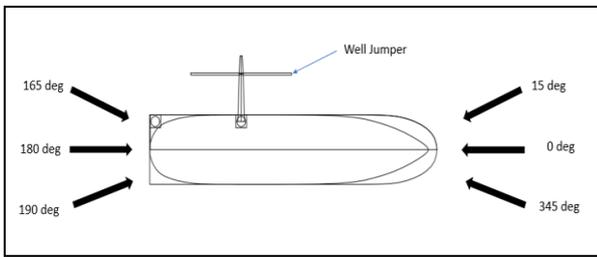
Struktur *well jumper* yang dianalisis berbentuk “M” dengan panjang total 52 m. Peralatan *rigging* yang digunakan

terdiri dari 1 *spreader bar*, 4 *wire rope sling*, dan 4 *soft sling*. Bentuk pipa *well jumper* dapat dilihat pada Gambar 1. Data material yang digunakan untuk *well jumper* dan *spreader bar* di Tabel 2.

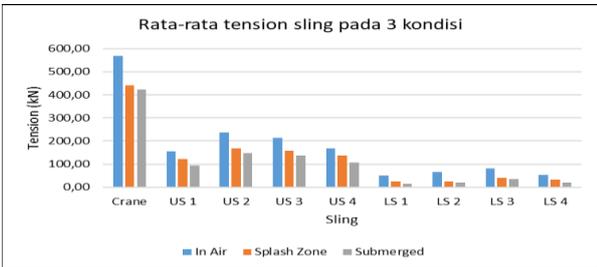
Rekomendasi untuk operasi instalasi adalah terkait kala ulang data lingkungan berdasarkan waktu dan durasi instalasinya. Instalasi berlangsung selama 1 bulan, sehingga data kala ulang yang digunakan adalah 10 tahun untuk gelombang dan arus, serta data angin yang digunakan adalah 25 tahunan (Tabel 3).

B. Pemodelan Kapal Kondisi Free Floating

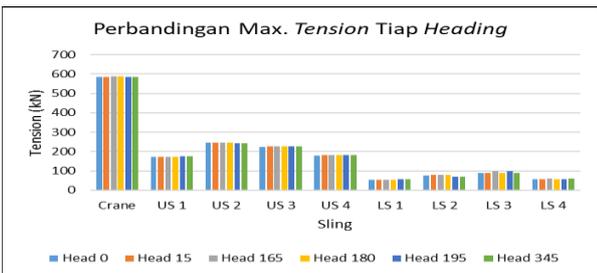
Data kapal digunakan dalam pemodelan kapal dalam kondisi *free floating* dengan menggunakan software MOSES. Data outputnya akan digunakan untuk proses analisis selanjutnya. Validasi model kapal dilakukan untuk parameter hidrodinamis dan *displacement* kapal terhadap data dan didapatkan perbedaan sebesar 2% [5]. Hasil validasi disajikan pada Tabel 4 yang mana terlihat bahwa semua parameter memiliki *error* di bawah 2%. Selanjutnya model ini



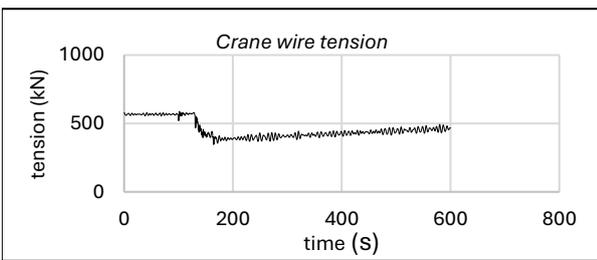
Gambar 9. Arah pembebanan.



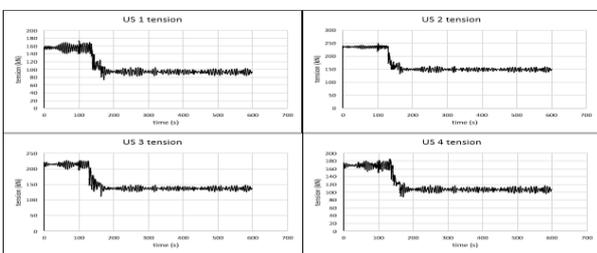
Gambar 10. Rata-rata *tension sling* pada 3 kondisi.



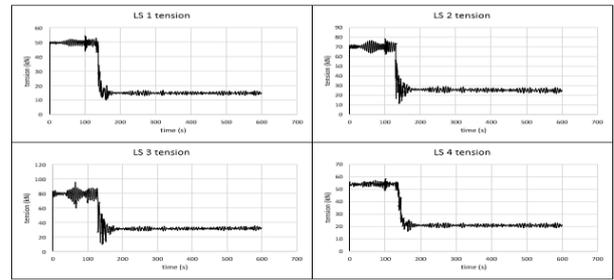
Gambar 11. Perbandingan *tension* maksimum pada semua arah.



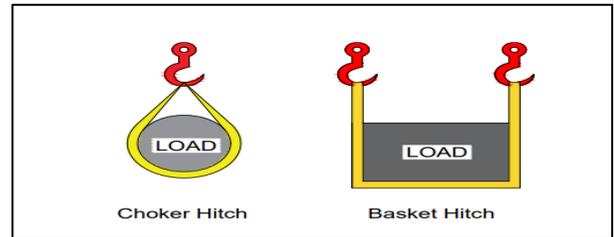
Gambar 12. *Crane wire tension* selama instalasi berlangsung.



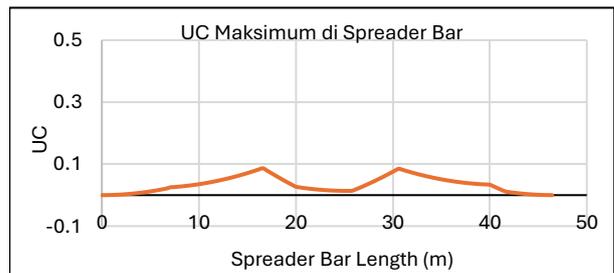
Gambar 13. *Wire sling tension* selama instalasi berlangsung.



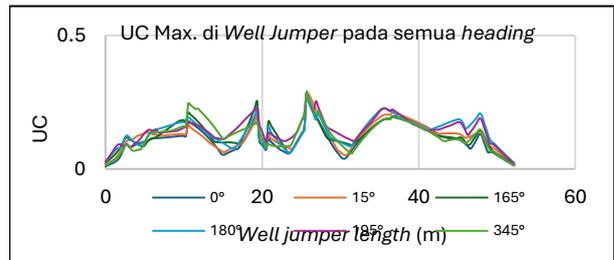
Gambar 14. *Soft sling tension* selama instalasi berlangsung.



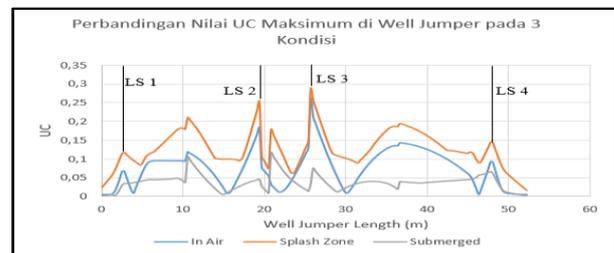
Gambar 15. Pengikatan *sling* metode *choker* dan *basket*.



Gambar 16. UC maksimum di spreader bar.



Gambar 17. Perbandingan UC maksimum pada semua *heading*.



Gambar 18. Perbandingan UC di well jumper pada 3 kondisi.

digunakan untuk analisis respon gerakanya yang berupa *Response Amplitude Operator* (RAO) pada kondisi *free floating*. RAO gerakan kapal dinyatakan dalam 6 derajat kebebasan gerakanya yaitu arah *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch*, dan *yaw* (Gambar 2, Gambar 3, Gambar 4, Gambar 5, Gambar 6, dan Gambar 7).

C. Penentuan Kapasitas Sling dan Shackle

Operasi *lifting* struktur lepas pantai memiliki standar penggunaan sling yaitu sebanyak 4 buah dengan sudut sling tidak boleh kurang dari 55°. *Sling Design Load* (SDL) didesain berdasarkan pemfaktoran beban yang diangkat. Berdasarkan DNV Marine Operation Part 2 RP 5 Lifting,

pemfaktoran tersebut mempertimbangkan beberapa aspek antara lain: *CoG inaccuracy*, *DAF*, dan *skew load distribution factor* seperti pada Persamaan 1 [6].

$$SDL = \frac{W_{lift} \times DAF \times COG_{fac} \times SLD_{fac}}{N_{sling} \times \sin(SD)} \tag{1}$$

Dimana

- W_{lift} = Berat beban yang diangkat
- DAF = *Dynamic Amplification Factor*
- COG_{fac} = *COG factor*
- SLD_{fac} = *Skew load distribution factor*
- N_{sling} = Jumlah *sling*
- SD = Sudut *sling*.

Tabel 5.
Kapasitas Sling dan Shackle

No	Item	OD (mm)	WLL (ton)	MBL (ton)	Berat (kg)
1	Wire sling	50,8	40	200	228
2	Soft sling	22,2	14,5	72,5	50
3	Shackle	38	17	85	8,39

Tabel 6.
Pembagian Waktu Berdasarkan Loadcase

Waktu (s)	Load case
0-130	In Air
130,1-165	Splash Zone
165,1-600	Submerged

Tabel 7.
Rata-Rata Tension Sling pada 3 Kondisi

Kondisi	Crane	Rata-rata tension (kN)							
		US 1	US 2	US 3	US 4	LS 1	LS 2	LS 3	LS 4
In Air	568	156	236	214	168	51	67	82	54
Splash Zone	442	121	167	157	138	24	24	40	32
Submerged	424	94	149	137	107	16	21	36	21

Tabel 8.
Tension Maksimum yang Terjadi pada Heading 165°

Sling	Heading 165°		
	Max. Tension (kN)		
	In Air	Splash Zone	Submerged
Crane	588	576	492
US 1	172	170	108
US 2	246	237	163
US 3	226	201	147
US 4	181	184	124
LS 1	54	53	17
LS 2	78	73	29
LS 3	99	89	36
LS 4	60	56	25

Dalam analisis ini beban yang ditahan *sling wire* adalah 58 ton, terdiri dari beban *spreader bar*, dan *well*. Sedangkan *soft sling* menahan beban sebesar 29,3 ton, terdiri dari *well jumper*. *Sling wire* memiliki SDL 39,2 ton, sedangkan *soft sling* memiliki SDL 14,5 ton. Pada operasi instalasi ini *shackle* digunakan untuk menghubungkan *padeye* pada *well jumper* dengan *soft sling* yang terhubung ke *spreader bar*. Pemilihan *shackle* dilakukan sesuai kriteria dan berdasarkan *Working Load Limit* (WLL). Nilai WLL tidak boleh melebihi beban dinamis maksimumnya. Pemilihan kapasitas *sling* dan *shackle* juga harus berdasarkan persediaan yang ada di pasaran, dengan kriteria kapasitasnya lebih dari SDL, sehingga dalam analisis ini menggunakan data seperti dalam Tabel 5.

D. Pemodelan Kapal, Well Jumper, dan Rigging

Pada analisis ini kapal diasumsikan *free floating* sesuai RAO. Kecepatan penurunan struktur *well jumper* adalah 0,5 m/s, kecepatan ini adalah yang umum digunakan saat operasi penurunan *subsea structure* [7]. *Well jumper* dan *spreader bar* dimodelkan sebagai pipa dengan ukuran dan sifat material sesuai dengan data yang ada. Untuk *sling* yang berada diatas diberi nama US dan untuk *sling* yang berada dibawah diberi nama LS seperti pada Gambar 8. Untuk operasi *lifting* bawah laut yang dapat dilakukan secara independen dari arah kapal, respons kapal harus dianalisis untuk arah gelombang setidaknya ±15° dari arah kapal yang

Tabel 9.
Penentuan Safety Factor pada Sling

Koef.	Deskripsi	Wire Sling	Soft Sling
γ_h	Lift factor	1,30	1,30
γ_c	Consequence factor	1,30	1,30
γ_r	Reduction factor	1,00	1,00
γ_w	Wear factor	1,10	1,10
γ_m	Material factor	1,50	2,00
γ_{sf1}	$\gamma_h \cdot \gamma_c \cdot \gamma_r \cdot \gamma_w \cdot \gamma_m$	2,79	3,72
γ_{sf2}	$2,3 \cdot (\gamma_r \cdot \gamma_w)$	2,53	2,53
γ_{sf}	Max. value	2,79	3,72

Tabel 10.
Cek Safety Factor pada Sling dan Shackle

No	Item	MBL (kN)	Max. Load (kN)	SF	Status
1	Crane Wire	6370	598	11	SAFE
2	US 1	1961	176	11	SAFE
3	US 2	1961	251	8	SAFE
4	US 3	1961	229	9	SAFE
5	US 4	1961	182	11	SAFE
6	LS 1	710	55	13	SAFE
7	LS 2	710	79	9	SAFE
8	LS 3	710	97	7	SAFE
9	LS 4	710	59	12	SAFE
9	Shackle	834	97	9	SAFE

Tabel 11.
Perbandingan Nilai UC Maksimum pada Semua Heading

Heading	0°	15°	165°	180°	195°	345°
UC Max	0,280	0,280	0,286	0,281	0,281	0,285

Tabel 12.
Dimensi dan Material Properties

Symbol	Keterangan	Nilai	Keterangan
b	Diameter pin	57	mm
d	Diameter pin hole	61	mm
tm	Tebal main plate	30	mm
tc	Tebal cheek plate	20	mm
rm	Radius main plate	85	mm
rc	Radius cheek plate	65	mm
Fy	Kekuatan luluh	250	MPa

dinyatakan dalam prosedur. *Heading* yang digunakan pada operasi ini adalah 0° dan 180°, sehingga pada penelitian ini digunakan arah *heading* beban lingkungan 0°, 15°, 165°, 180°, 195°, dan 345° (Gambar 9).

III. HASIL DAN DISKUSI

A. Analisis Tension Sling

Simulasi yang digunakan dalam penelitian ini adalah berbasis waktu (*time domain*), sesuai dengan lama operasi berlangsung. Penelitian ini meninjau 3 *load case*, yaitu untuk kondisi: *in air*, *splash zone*, dan *submerged*. Pembagian tiap *loadcase* tersebut berdasar durasi waktunya dapat dilihat pada Tabel 6.

Hasil analisis menunjukkan ketika *sling* masih berada pada kondisi *in air* akan memiliki rata-rata *tension* terbesar pada semua arah *heading* beban. Ketika memasuki *splash zone* *tension sling* mengalami penurunan dan akan semakin menurun ketika kondisi 100% *submerged*. Hal ini karena ketika struktur mulai masuk *spl ash zone* ada gaya apung yang diakibatkan oleh struktur itu sendiri, dan ketika sudah 100% *submerged* maka gaya apung dalam keadaan maksimum, sehingga *tension* menjadi paling kecil dari 2 *load*

Tabel 13.
Bearing Stress

Keterangan	Nilai	Satuan
Bearing force	97	kN
Bearing area	3990	mm ²
Bearing stress	22	MPa
Allowable bearing stress (0,9 * Fy)	225	MPa
Stress Ratio	0,1	-
Stress Ratio OK jika <1		OK

Tabel 14.
Shear Stress

Keterangan	Nilai	Satuan
Shear force	97	kN
Shear area	6030	mm ²
Shear stress	15	MPa
Allowable Shear stress (0,45 * Fy)	100	MPa
Stress Ratio	0,15	-
Stress Ratio OK jika <1		OK

case lainnya. Perbedaan rata-rata *tension sling* pada 3 kondisi tersebut dapat dilihat pada Tabel 7 dan Gambar 10.

Hasil analisis juga menunjukkan bahwa arah pembebanan tidak mempengaruhi perbedaan *tension* pada *sling*, yang dapat dilihat pada Gambar 11. Pada Gambar 11 terlihat bahwa perbedaan *tension* yang terjadi pada *sling* tidak terlalu besar. *Wire sling* US 2 adalah *sling* yang menerima beban paling besar dibandingkan *wire sling* lainnya. Sementara itu *soft sling* LS 3 adalah yang menerima beban paling besar dibandingkan *soft sling* lainnya. Dari semua arah pembebanan, arah 165° menunjukkan *tension sling* yang terbesar jika dibandingkan arah pembebanan lainnya. Pada Tabel 8 menunjukkan nilai *tension* maksimum (pada heading 165°) pada saat kondisi *in air*, *splash zone*, dan *submerged*. *Tension sling* akan maksimum pada saat *in air* akan berkurang saat kondisi *splash zone* dan akan semakin berkurang pada saat *submerged* (Tabel 9).

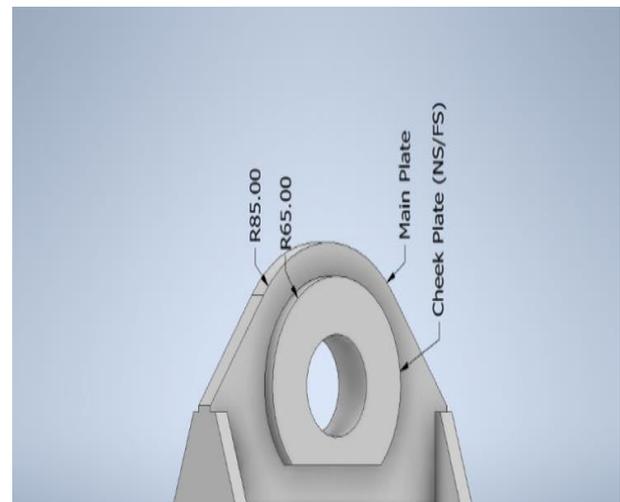
Gerakan translasi dan rotasi kapal akan menyebabkan pergerakan pada *crane*. Pergerakan pada kapal menyebabkan *tension* yang terjadi pada *crane wire* beramplifikasi dengan gerakan kapal. Pergerakan kapal juga mempengaruhi *tension* yang terjadi pada *wire sling* dan *soft sling* berubah-ubah sesuai gerakan kapal. Simulasi berbasis waktu (*time domain*) memungkinkan untuk melihat *tension* yang terjadi pada waktu tertentu. Pada proses instalasi perlu diamati *tension* minimum yang terjadi, terutama pada saat sudah memasuki air. Karena gaya apung struktur dapat menyebabkan *slack sling*, maka perlu diamati juga *tension* pada semua waktu. *Slack sling* dapat menyebabkan *tension* berlebih pada *sling* yang lain. Perilaku *crane wire* dan *sling* selama instalasi dapat dilihat pada Gambar 12, Gambar 13, dan Gambar 14.

B. Cek Safety Factor Rigging

Dari analisis yang telah dilakukan, arah pembebanan 165° merupakan arah dengan *tension sling* terbesar dibandingkan arah yang lainnya. *Tension* maksimum dari analisis dinamis digunakan untuk pengecekan *safety factor* (SF) *sling* dan *shackle*. Parameter SF pada *sling* harus diambil dari nilai terbesar dari 2, yaitu Persamaan 2 dan Persamaan 3.

$$\gamma_{sf} = \gamma_h \cdot \gamma_c \cdot \gamma_r \cdot \gamma_w \cdot \gamma_m \tag{2}$$

$$\gamma_{sf} = 2,3 \cdot \gamma_r \cdot \gamma_w \tag{3}$$



Gambar 19. Model padeye.

Lifting factor (γ_h) dan *consequence factor* (γ_c) biasanya bernilai 1,3. *Reduction factor* (γ_r) diambil dari nilai terbesar antara *termination factor* dan *bending factor*, faktor ini digunakan pada *sling* yang tergabung langsung dengan *trunnion*, *spreader bar*, atau objek langsung. Hubungan *sling* dengan benda langsung menyebabkan pengikatan *sling* dengan metode seperti *choker* dan *basket* (Gambar 15) dapat menyebabkan kekuatan *sling* berkurang. Namun karena pada penelitian ini *sling* yang dipilih sudah diuji kekuatan pada kondisi *choker*, maka *reduction factor* (γ_r) bernilai 1. Jika *sling* belum diuji pada kondisi *choker* atau *basket* maka perlu dilakukan perhitungan *bending factor*. Untuk *sling* yang sering digunakan tanpa pemeriksaan menyeluruh sebelum setiap pengangkatan, diperlukan *wear factor* (γ_w) sebesar 1,1. *Material factor* (γ_m) untuk *steel wire rope* bernilai 1,5, sedangkan untuk *soft sling* bernilai 2. Dari perhitungan yang telah dilakukan didapatkan minimum *safety factor* untuk *wire sling* sebesar 2,79 dan *soft sling* sebesar 3,72.

Hasil pengecekan *safety factor* dapat dilihat pada Tabel 10. Semua *sling* dan *shackle* masih memiliki SF melebihi kriteria yang telah ditentukan. Pada *wire sling* memiliki SF terkecil 8, dan *soft sling* memiliki SF terkecil 7.

C. Unity Check Struktur Well Jumper

Stress yang terjadi pada saat instalasi dipengaruhi *tension sling* dan beban hidrodinamis. Pengecekan nilai *stress* yang terjadi menggunakan rasio antara *stress* yang terjadi dengan *allowable stress* atau biasa disebut dengan *unity check* (UC). Nilai *Maximum Combined UC* tidak boleh melebihi dari 1 saat instalasi berlangsung. Ketika nilai *Maximum Combined UC* dibawah 1 maka pipa tersebut dinyatakan aman selama proses instalasi berlangsung [8]. Apabila UC berada diatas 1 maka tidak direkomendasikan untuk dilakukan instalasi.

Gambar 16 menunjukkan UC yang terjadi di *spreader bar*. Nilai UC masih memenuhi kriteria karena masih dibawah 1, dengan nilai maksimum sebesar 0,086 yang terjadi di *lifting point* US 2.

Pada Gambar 17 dan Tabel 11 menunjukkan bahwa arah *heading* tidak mempengaruhi perubahan nilai UC maksimum yang terjadi pada *well jumper*. Hal ini linear dengan *tension* yang terjadi pada *sling* yang tidak terpengaruh akibat adanya *heading*. Gaya tarik yang disebabkan *sling* menjadi salah satu faktor yang mempengaruhi mempengaruhi *stress* pada struktur. Meskipun *tension sling* terbesar terjadi

pada saat diudara, namun UC terbesar pada *well jumper* terjadi pada saat *splash zone* di *soft sling* (LS 3) yang merupakan *lifting point*. Pada saat *splash zone* terdapat beban-beban yang lain yang berasal dari arus dan gelombang. Beban tersebut berperan terhadap peningkatan *stress* yang terjadi pada saat instalasi sehingga *stress* yang terjadi pada saat kondisi *splash zone* menjadi lebih tinggi dibandingkan pada saat kondisi *in air*. Ketika struktur sudah berada dalam kondisi 100% submerged beban akan berkurang karena terdapat gaya apung yang ditimbulkan struktur itu sendiri, sehingga *tension sling* akan mengecil dan menyebabkan *stress* yang terjadi menjadi kecil.

Pada Gambar 18 menunjukkan UC yang terjadi pada 3 kondisi, warna biru menunjukkan UC yang terjadi pada saat *in air*, jingga pada saat *splash zone*, dan hijau pada saat *submerged*. Nilai UC maksimum pada kondisi *in air* sebesar 0,25 dan meningkat menjadi 0,286 pada saat kondisi *splash zone*. Ketika kondisi *submerged* nilai *stress* yang terjadi di *well jumper* akan semakin berkurang, sehingga nilai UC akan berkurang pada nilai 0,12. Dengan nilai UC yang masih dibawah 1, maka proses instalasi ini akan berjalan dengan aman dengan konfigurasi *rigging* dan kondisi lingkungan yang telah ditetapkan.

D. Analisis Kekuatan Padeye

Struktur *well jumper*, dan *sling* pada proses instalasi yang telah dilakukan masih dalam keadaan aman. Berdasarkan analisis sebelumnya, nilai UC terbesar terjadi pada bagian *lifting point* (LS 3). Pada bagian tersebut terdapat peralatan lain yang mendukung proses instalasi, yaitu *padeye* (Gambar 19). Peralatan ini merupakan pelat yang dilubangi sehingga membentuk (*eye*) untuk penghubung antara *well jumper* dengan *sling* atau *shackle*. *Padeye* yang digunakan pada penelitian ini memiliki kekuatan luluh yang lebih rendah dibandingkan dengan *well jumper*, sehingga perlu mempertimbangkan kekuatannya.

Pengecekan kekuatan dilakukan dengan menghitung *bearing strength*, *shear strength*, dan *tension capacity* dari *padeye*. Dari 3 perhitungan tersebut memiliki kriteria yang berbeda-beda. *Bearing strength* memiliki batas maksimum *stress* yang terjadi sebesar 90% dari kekuatan luluh material, sedangkan untuk *shear strength* sebesar 40%.

Bearing strength adalah kemampuan suatu material atau komponen untuk menahan beban yang diterapkan melalui kontak dengan permukaan lain tanpa mengalami deformasi atau kerusakan signifikan. *Bearing strength* dilakukan dengan menghitung *bearing stress* (S_b), yaitu pembagian antara *bearing force* (F_b) yang terjadi pada LS 3 dan *bearing area* (A_b).

$$S_b = \frac{F_b}{A_b} \quad (4)$$

$$A_b = b \times (t_m + 2t_c) \quad (5)$$

Shear stress atau tegangan geser adalah tegangan yang bekerja paralel terhadap permukaan suatu material. Tegangan ini terjadi ketika dua gaya yang berlawanan bekerja sejajar dengan permukaan material. *Shear stress* (S_s) dapat dihitung dengan membagi *shear force* (F_s) dengan *shear area* (A_s).

$$S_s = \frac{F_s}{A_s} \quad (6)$$

$$A_s = ((r_m - 0,5d)t_m + (r_c - 0,5d)2t_c) \times 2 \quad (7)$$

IV. KESIMPULAN/RINGKASAN

Berdasarkan analisis yang telah dilakukan, selama proses instalasi tidak terjadi kegagalan pada *well jumper*, *spreader bar*, dan *sling*. Semua masih dalam kriteria yang aman sesuai rekomendasi dari standar yang ada. Pada saat instalasi berlangsung *tension sling* terbesar terjadi pada saat fase di udara (*in air*). *Wire sling* menerima beban maksimum sebesar 251 kN, sedangkan *soft sling* sebesar 97 kN. Meskipun *tension sling* terbesar terjadi pada saat *in air*, *stress* yang terjadi pada *well jumper* menunjukkan hasil maksimum pada saat di fase *splash zone*. UC maksimum yang terjadi pada *well jumper* sebesar 0,286. Sementara itu *bearing stress* dan *shear stress* yang terjadi di *padeye* masih di bawah kriteria yang diizinkan, sehingga dalam kategori aman. Berdasarkan perhitungan pada Tabel 12, Tabel 13, dan Tabel 14 *stress ratio* untuk *bearing stress* sebesar 0,1 dan *shear stress* sebesar 0,15.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] L. Sun and Y. Kang, "Installation strength analysis of subsea flowline jumpers," *J. Mar. Sci. Appl.*, vol. 14, pp. 316–326, 2015, doi: 10.1007/s11804-015-1311-0.
- [2] E. Slettebø, "Tie-in Spools-A Verification Study," Department of Offshore Technology, Stavanger: University of Stavanger, 2012.
- [3] W. Wang, Y. Y. Chen, and B. D. Zhao, *Tubular Structures XIII*, 1st ed. Hongkong: CRC Press, 2010. ISSN: 978-0-415-58473-9.
- [4] R. Mahardi, "Analisa Struktur Trunnion dengan Variasi Konfigurasi Rigging pada Proses Lifting Riser Support Jacket Tahap Instalasi," Departemen Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, 2021.
- [5] C. Liu, L. Huang, X. Sun, and Y. Yin, "A direct damage stability calculation method for an onboard loading computer," *J. Mar. Sci. Eng.*, vol. 10, no. 8, p. 1030, 2022, doi: 10.3390/jmse10081030.
- [6] L. Liang, "Heavy Lift Installation Study of Offshore Structures," Department of Civil Engineering, Singapore: National University of Singapore, 2005.
- [7] D. O. Sunggu, "Analisis Dinamis Operasi Penurunan Subsea Manifold," Departemen Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, 2016.
- [8] Y. H. S. Nahar, "Analisis Kekuatan Padeye-Brace Clamp Saat Proses Instalasi Riser-Spool 16"-6" di Perairan Pangkah Barat," Departemen Teknik Kelautan, Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember, 2023.