

ANALISIS PENGARUH KONFIGURASI *CATENARY SPREAD MOORING* PADA OPERABILITAS INSTALASI PIPA BAWAH LAUT

Analysis on the Effect of Catenary Spread Mooring Configuration on the Operability of Subsea Pipeline Installation

Helmi Arif Asmajuna¹, Murdjito¹, Eko Budi Djatmiko¹

¹Departemen Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya

Email: ebdjtmiko@oe.its.ac.id

Diterima: 12 Oktober 2019; Direvisi: 21 Oktober 2019; Disetujui: 18 Desember 2019

Abstrak

Aktivitas instalasi pipa bawah laut memerlukan tingkat keandalan yang tinggi agar tidak mengalami kegagalan. Maka dari itu, banyak faktor harus dipertimbangkan saat proses desain sebelum kegiatan instalasi. Metode instalasi adalah salah satu faktor utama yang harus dipertimbangkan. Terkait dengan itu kajian tentang pengaruh konfigurasi penambatan terhadap tegangan pipa dan operabilitas pada saat instalasi pipa bawah laut menggunakan *pipelay barge* dengan *fixed stinger* telah dilakukan. Kajian meninjau empat konfigurasi *catenary spread mooring* yang berbeda, yakni empat tali, delapan tali, enam tali (empat depan dan dua belakang), dan enam tali (dua depan dan empat belakang) dengan dan tanpa pengaturan *pretension*. Dengan mempertimbangkan tegangan yang terjadi, konfigurasi yang menggunakan pengaturan *pretension* akan lebih aman digunakan dan memenuhi kriteria DNV OSF-101 dan API RP2SK, di mana tegangan pipa maksimal yang terjadi < 391.5 MPa dan *mooring tension* < 730 kN. Selanjutnya, semua konfigurasi yang menggunakan pengaturan *pretension* memiliki nilai operabilitas mencapai 100%. Dari seluruh konfigurasi yang dievaluasi, konfigurasi empat tali direkomendasikan untuk digunakan, dengan mempertimbangkan aspek tegangan yang terjadi, operabilitas, jumlah tali, waktu operasi dan biaya.

Kata kunci: instalasi, pipa bawah laut, *pipelay*, penambatan, operabilitas

Abstract

Subsea pipeline installation activity requires a high level of reliability so as not to fail. Therefore a number of factors should be considered during the design process before the installation activities are carried out. The installation method is one of the main factors that should be primarily considered. In this respect, a study on the effect of mooring configuration on pipeline stress and operability during a subsea pipeline installation using pipelay barge with fixed stinger has been carried out. The study evaluated 4 different catenary spread mooring configurations, namely 4 mooring lines, 8 mooring lines, 6 mooring lines (4 front and 2 rear), and 6 mooring lines (2 front and 4 rear), with and without pretension arrangements. By considering the stresses that occur, configurations with pretension arrangements will be safer to be utilized and comply with the criteria of DNV OSF-101 and API RP2SK, where the maximum pipeline stress that occurs is < 391.5 MPa and mooring tension is < 730 kN.

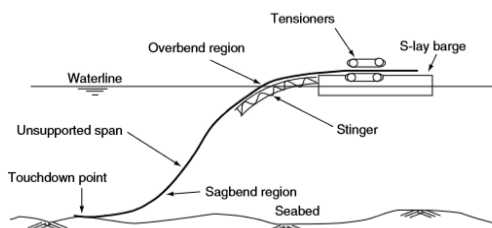
Furthermore, all configurations that are imposed with pretension have an operability level of 100%. Of all configurations so evaluated, the 4-mooring line configuration is recommended for use, taking into account aspects of the stresses occurring, operability, number of lines, operating time and costs.

Keywords: installation, subsea pipeline, pipelay, mooring, operability

PENDAHULUAN

Minyak dan gas yang diproduksi pada suatu lokasi, khususnya di laut lepas, memerlukan transportasi untuk pendistribusian ke lokasi pengguna produk. Transportasi untuk distribusi minyak dan gas di laut yang dikenal saat ini ada dua cara, yaitu diangkut dengan kapal atau pipa bawah laut (*subsea pipeline*). Pendistribusian dengan *pipeline* relatif lebih aman dibandingkan dengan pendistribusian secara curah menggunakan kapal (Soegiono, 2004). Pemasangan pipa bawah laut membutuhkan metode yang tepat. Pada perairan dangkal umumnya menggunakan metode instalasi *S-Lay*. Instalasi pipa dengan metode ini dibantu oleh kapal atau *barge* yang dilengkapi *stinger* sebagai penyangga peluncuran pipa. Di bagian ini pipa akan mengalami beban tekuk atau *overbend*. Pipa yang masuk ke dalam air dan kemudian menyentuh dasar laut akan mengalami beban tekuk lagi, yang disebut *sagbend*. Adanya *overbend* dan *sagbend*, seperti ditunjukkan dalam Gambar 1, akan membentuk pipa saat instalasi seperti huruf “S”, oleh karena itu proses instalasi atau peletakan pipa dikenal sebagai *S-Lay*.

Keuntungan dari metode ini salah satunya adalah *fairing line* yang terbentang dari haluan hingga buritan *barge* akan membentuk sebuah bidang kerja untuk menyambung pipa-pipa individual menjadi rangkaian yang disebut *pipeline string*. Dalam satu proses biasanya dilakukan penyambungan empat pipa tunggal sekaligus (Jensen, 2010).



Gambar 1. Konfigurasi S-Lay (Guo dkk., 2005)

Tegangan pipa akibat beban tekuk yang terjadi saat instalasi dengan metode *S-Lay* pada umumnya diakibatkan oleh gerakan *heave*, *surge* dan *pitch* saat *pipelay barge* berada di atas gelombang (Brewer dan

Dixon, 1969). Di antara ketiga mode gerakan tersebut, gerakan *pitch* biasanya berkontribusi paling besar dalam menjadikan kegagalan instalasi pipa (Purnama, 2007).

Di samping beban gelombang, beban arus juga mempengaruhi tegangan yang terjadi pada bagian *sagbend* (Zhang dkk., 2015). Beban arus juga mempengaruhi peningkatan *overbend*, namun adanya *stinger* dapat membantu mereduksi tegangan pipa. Umumnya gaya yang mengenai pipa terbesar terjadi pada ujung *stinger* (Liang dkk., 2017). Hal ini juga dibuktikan oleh Yuan, dkk. (2012), yang telah melakukan penelitian mengenai analisis numeris pemodelan *pipeline* saat *S-lay*. Dalam hal ini tegangan terbesar terjadi pada daerah LOP (*lift off point*), yakni titik di mana *pipeline* akan meninggalkan *stinger*.

Mengkaji dari hal yang telah disampaikan di atas, pada saat instalasi pipa dan *pipelay barge* berada pada medan eksitasi gelombang dan arus, *pipelay barge* harus diupayakan untuk memperkecil gerakannya. Hal ini dilakukan dengan memanfaatkan sistem penambatan, yang salah satu konfigurasinya adalah penambatan lentur menyebar atau *catenary spread mooring* (CSM). Menurut Chandrasekaran dan Khader (2016) CSM akan secara signifikan mengurangi mode gerakan horizontal, yakni *surge*, *yaw* dan *sway*. Namun efeknya terhadap mode gerakan vertikal, yakni *heave*, *pitch* dan *roll*, memang tidak cukup besar. Yadav, dkk. (2016) telah melakukan analisis sistem tambat pada *pipelay barge* dengan meninjau variasi posisi dan diameter tali. Penelitiannya menunjukkan perbedaan gerakan *barge* cukup banyak dipengaruhi oleh properti tali tambat.

Mengacu pada penelitian-penelitian terdahulu, studi tentang instalasi pipa di laut telah dilakukan, sebagaimana disampaikan dalam makalah ini. Aspek utama yang dikaji adalah mengenai operabilitas instalasi pipa dengan meninjau konfigurasi dan tegangan tali tambat pada CSM.

METODE DAN DASAR TEORI

Studi yang disampaikan dalam makalah ini dilaksanakan dengan menerapkan pemodelan numerik

untuk menganalisis kinerja *pipelaying barge* dengan CSM yang dirancang memakai empat (4) macam konfigurasi, yakni empat tali, delapan tali, enam tali (empat depan dan dua belakang), serta enam tali (dua depan dan empat belakang). Dalam rancangan, tali tambat akan ditinjau bila diberikan pengaturan dan tanpa pengaturan *pretension* atau tarikan awal. Beberapa langkah pemodelan dan analisis yang dilakukan adalah meliputi: i) penentuan properti tali tambat, ii) gerakan *pipelay barge* saat mengalami eksitasi gelombang reguler dan acak orde satu, iii) perilaku dinamis dalam domain waktu akibat beban gelombang orde satu, orde dua, dan arus, iv) pengecekan kurvatur radius pipa, v) pengecekan tegangan *von Mises* pada pipa, dan vi) evaluasi operabilitas.

Properti Tali Tambat

Untuk setiap konfigurasi CSM yang telah disampaikan di atas akan ditentukan properti utamanya, yakni panjang tali tambat atau *mooring line*. Penentuan panjang tali tambat bertujuan agar *barge* pada penambatannya memiliki rancangan yang tepat, sesuai dengan kedalaman laut dan bentangan yang dibutuhkan. Selain itu, panjang tali tambat akan menjadi faktor penentu dalam memberikan intensitas *pretension*.

Mengacu pada suatu tali tambat tunggal dengan konfigurasi *catenary*, seperti ditunjukkan dalam Gambar 2, panjang minimum dari tali tambat dapat ditentukan dengan menggunakan formula sebagai berikut:

$$\frac{l}{h} = \sqrt{\frac{2F_h}{w \cdot h} + 1} \tag{1}$$

atau

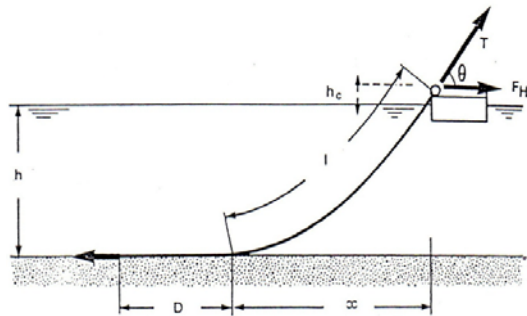
$$\frac{l}{h} = \sqrt{\frac{2F_h}{w \cdot h} - 1} \tag{2}$$

dengan:

- l = panjang minimum tali tambat;
- h = jarak vertikal dari *fairlead* ke *seabed* = $hm + hc$;
- hm = kedalaman air;
- hc = tinggi *fairlead* di atas permukaan air;
- w = berat tali tambat di dalam air per satuan panjang;
- F_H = *pre-tension* horizontal;
- T = tegangan maksimum dari tali tambat (*pretension*);
- D = panjang tali tambat yang meletak pada dasar laut.

Harga variabel D dapat diasumsikan berdasarkan tipe dari tali tambat, yaitu:

- a. 200 s/d 300 m untuk tali tambat yang termasuk dalam kategori *wire rope anchor lines*, dan
- b. 50 s/d 100 m untuk tali tambat yang termasuk dalam kategori *chain anchor lines*.



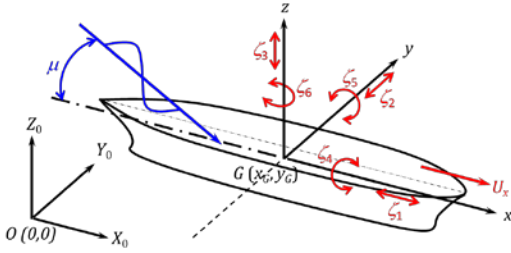
Gambar 2. Konfigurasi *catenary mooring* (Argema, 1990)

Gerakan Bangunan Apung di Gelombang Reguler

Sebagaimana telah dijelaskan dalam banyak referensi, antara lain oleh Bhattacharyya (1978) dan Djatmiko (2012), bangunan apung yang berada dalam medan propagasi gelombang akan mengalami gerakan osilasi. Gerakan osilasi tersebut terdiri dari enam mode atau enam derajat kebebasan (6-DOF), yakni tiga di antaranya gerakan translasi dan tiga lainnya gerakan rotasi, dengan referensi tiga arah sumbu gerakan.

Sebagaimana ditunjukkan dalam Gambar 3, gerakan translasi adalah terdiri dari: 1) *surge*, berupa gerakan maju-mundur atau gerakan longitudinal arah sumbu x, 2) *sway*, berupa gerakan ke arah kiri-kanan atau gerakan transversal arah sumbu y, dan 3) *heave*, berupa gerakan naik-turun atau gerakan vertikal arah sumbu z. Sedangkan gerakan rotasi adalah meliputi: 4) *roll*, gerakan rotasi terhadap sumbu x, 5) *pitch*, gerakan rotasi terhadap sumbu y, dan 6) *yaw*, gerakan rotasi terhadap sumbu z.

Gambar 3 menunjukkan bahwa formulasi gerakan bangunan apung dapat diselesaikan dengan mengacu pada sumbu global (bumi) berpusat pada O (0,0) dan sumbu lokal berpusat pada titik berat G (x_G, y_G). Persamaan umum gerakan bangunan apung yang melaju dengan kecepatan U_x , diselesaikan dengan memperhitungkan arah propagasi gelombang reguler, $\mu = 0^\circ$ menunjukkan arah gelombang dari buritan atau *following seas*, dan $\mu = 180^\circ$ adalah gelombang arah dari haluan atau *head seas*. Di antara kedua arah tersebut disebut sebagai gelombang melintang atau *oblique seas*.



Gambar 3. Konvensi gerakan bangunan apung

Penyelesaian persamaan gerakan akan menghasilkan nilai-nilai amplitudo gerakan dalam 6-derajat kebebasan. Intensitas gerakan umumnya kemudian akan diberikan dalam bentuk besaran *response amplitude operator* (RAO), yakni perbandingan antara amplitudo gerakan terhadap amplitudo gelombang insiden reguler pada rentang frekuensi tertentu (Djatkiko, 2012), sebagai berikut:

$$RAO = \frac{\zeta_{k0}}{\zeta_0} \quad (3)$$

dengan:

- $k = 1, 2, 3, 4, 5, 6$ untuk *surge, sway, heave, roll, pitch* dan *yaw*;
- ζ_{k0} = amplitudo gerakan mode ke- k , untuk translasi dalam satuan (m) dan untuk rotasi dalam (deg);
- ζ_0 = amplitudo gelombang (m).

Gerakan Bangunan Apung di Gelombang Acak

Gerakan bangunan apung di gelombang acak dapat dilakukan dengan mentransformasikan gerakan di gelombang reguler melalui analisis spektrum. Hal ini dapat dilakukan dengan mengkorelasikan intensitas gerakan di gelombang reguler yang diwakili oleh RAO dengan spektrum gelombang pada daerah struktur bangunan apung tersebut beroperasi. Korelasi tersebut akan menghasilkan spektrum respons gerakan bangunan apung, yang dapat dituliskan dalam suatu persamaan (Djatkiko, 2012):

$$S_{\zeta_k}(\omega_e) = RAO^2 \times S_{\zeta}(\omega_e) \quad (4)$$

dengan:

- $S_{\zeta_k}(\omega_e)$ = spektrum respons gerakan mode ke- k , untuk translasi dengan satuan (m^2 -sec) dan untuk rotasi dalam (deg^2 -sec);
- $S_{\zeta}(\omega_e)$ = spektrum gelombang dalam satuan (m^2 -sec);

ω_e = frekuensi gelombang papasan (rad/sec).

Formula spektrum gelombang yang digunakan pada studi ini adalah spektrum JONSWAP. Meskipun aslinya spektrum ini dikembangkan untuk gelombang di *North Sea*, namun banyak kajian yang kemudian menyatakan kecocokannya untuk diterapkan di berbagai perairan kepulauan, seperti di Indonesia (Djatkiko, 2012); dengan menyesuaikan nilai parameter ketinggiannya. Menurut Hasselman, dkk. (1973, 1976) persamaan spektrum JONSWAP dapat dituliskan dalam bentuk:

$$S_{\zeta}(\omega) = \frac{\alpha g^2}{\omega^5} \exp \left[1.25 \left(\frac{\omega^p}{\omega} \right)^4 \right] \gamma^r \quad (5)$$

dengan:

$$\alpha = 0.076 \left(\frac{U_{10}^2}{Fg} \right)^{0.22};$$

$$\omega_p = 22 \left(\frac{g^2}{U_{10} F} \right)^{1/3};$$

g = percepatan gravitasi ($=9.81 \text{ m/sec}^2$);

ω = frekuensi gelombang (rad/sec);

γ = parameter ketinggian (*peakedness parameter*), dengan nilai berkisar 2.0 ~ 7.0, untuk perairan Indonesia 2.0 ~ 2.5;

σ = parameter bentuk (*shape parameter*) bernilai 0.07 untuk $\omega \leq \omega_p$ dan bernilai 0.09 untuk $\omega \geq \omega_p$;

U_{10} = kecepatan angin pada ketinggian 10.0 m di atas permukaan laut (m/s);

F = panjang bentangan angin berhembus dengan kecepatan konstan di atas laut (*fetch length*) dalam (m);

$$r = \exp \left[- \frac{(\omega - \omega_p)^2}{2\sigma^2 \omega_p^2} \right]$$

Analisis Dinamis dalam Domain Waktu

Analisis ini diawali dengan pemodelan dan simulasi *pipelay barge* dalam posisi terikat oleh CSM dalam medan eksitasi gelombang dan arus. Data masukan terdiri dari RAO, spektrum gelombang, parameter gelombang, parameter arus, serta parameter sistem tambat termasuk besarnya *pretension* yang diberikan. Pemodelan diselesaikan memakai metode difraksi tiga dimensi, dengan memperhitungkan efek hidrodinamika *nonlinier* gelombang acak orde satu dan

orde dua, serta aliran arus tak-tunak (Murdjito dkk., 2018).

Simulasi dilakukan dalam analisis domain waktu, untuk meninjau perilaku dinamis saat operasi peletakan pipa ke dasar laut. Mengacu pada aturan DNV (2004), simulasi harus dilakukan selama rentang waktu tiga jam. Luaran yang dihasilkan dari simulasi adalah berupa sejarah waktu atau *time history* sejumlah aspek dinamis, yakni gerakan *barge*, tegangan pipa yang timbul, serta beban tarik atau *tension* yang terjadi pada setiap tali tambat (Faltinsen, 1990).

Radius Kurvatur Pipa

Pengecekan awal keamanan pipa yang diinstalasi salah satunya adalah dengan meninjau perubahan radius kelengkungan atau kurvturnya. Menurut Guo, dkk. (2005), untuk mengontrol tegangan pipa agar berada di bawah tegangan tarik yang diizinkan, terkait dengan suatu nilai faktor keamanan tertentu, maka dibutuhkan ukuran minimal radius kurvatur yang dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$R_{ev} \geq \frac{E D}{2 \sigma_y f_D} \tag{6}$$

dengan:

R_{ev} = radius kurvatur minimum;

E = modulus Young;

D = diameter pipa;

σ_y = tegangan tarik minimum;

f_D = faktor desain atau faktor keamanan, umumnya bernilai 0.85.

Tegangan Ekuivalen

Tegangan ekuivalen adalah tegangan *uniaxial* (*uniaxial stress*) yang diperoleh dengan mengombinasikan tegangan-tegangan utama, yakni tegangan normal dan geser, yang terjadi pada suatu elemen struktur akibat beban yang kompleks, khususnya dengan vektor kerja yang tidak menentu (Mufti dkk., 2014). Konsep tegangan ekuivalen dikembangkan dari teori energi distorsi, di mana energi distorsi merupakan energi yang dibutuhkan oleh suatu material untuk mengalami deformasi bentuk. Tegangan ekuivalen, dikenal juga sebagai tegangan von Mises, akan dipakai dalam melakukan cek keamanan struktur pipa, yang dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$\sigma_{eq} = \frac{1}{2} \sqrt{(\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_x)^2 + 6(\tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{zx}^2)} \tag{7}$$

dengan:

σ_{eq} = tegangan ekuivalen atau von Mises (MPa)

σ_x = tegangan normal sumbu x (MPa)

σ_y = tegangan normal sumbu y (MPa)

σ_z = tegangan normal sumbu z (MPa)

τ_{xy} = tegangan geser pada bidang xy (MPa)

τ_{yz} = tegangan geser pada bidang yz (MPa)

τ_{yz} = tegangan geser pada bidang zx (MPa)

Operabilitas

Operabilitas merupakan ukuran kemampuan bangunan atau struktur laut untuk dapat beroperasi di suatu kondisi lingkungan tertentu. Hal ini diperoleh dengan membandingkan waktu mampu beroperasi dengan total waktu berada di lokasi tersebut. Prosedur umum yang diterapkan untuk melakukan evaluasi operabilitas adalah dengan mengintegrasikan hasil prediksi respons dinamis di laut riil dengan sistem *constraint* operasional, yang secara umum disebut dengan kriteria operasi (Djatmiko, 2012).

DATA PEMODELAN

Data Pipelay Barge

Tabel 1 berikut memuat data *pipelay barge* KP1 yang akan digunakan dalam pemodelan dan analisis instalasi pipa di laut.

Tabel 1. Data *pipelay barge* KP1 (PT. ZEE Indonesia)

Description	Data	Units
Length Overall (LOA)	139	m
Beam (B)	30.20	m
Depth Moulded (H)	9.10	m
Operating Draft (T)	4.10	m
Keel to Gravity (KG)	8.82	m
Displacement (Δ)	15886	ton

Data Tali Tambat

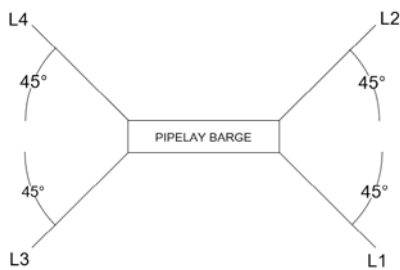
Data tali tambat dengan jenis *wire rope* yang digunakan dalam sistem penambatan *pipelay barge* untuk instalasi pipa bawah laut adalah seperti diberikan dalam Tabel 2.

Tabel 2. Data tali tambat

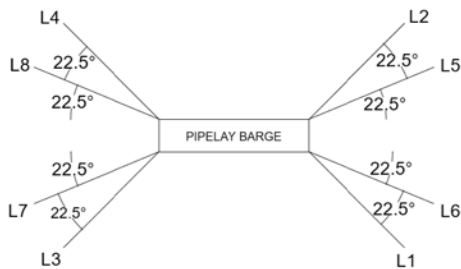
Parameter	Units	Value
Nominal Diameter	mm	44
Weight	kg/m	7.74
Minimum Breaking Load	kN	1219
Length	m	550

Konfigurasi Penambatan

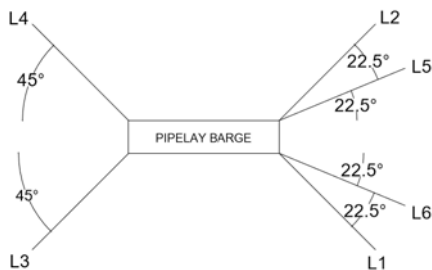
Dalam studi yang dilakukan ini telah dikaji empat variasi konfigurasi penambatan dengan sistem tambat lentur menyebar atau *catenary spread mooring* (CSM), seperti ditunjukkan dalam Gambar 4 s/d 7. Konfigurasi pertama, yang ditunjukkan oleh Gambar 4, adalah empat tali tambat yang dipasangkan pada sudut-sudut haluan dan buritan *barge* dan bentangkan mengarah sudut 45° ke luar sisi kapal. Konfigurasi kedua seperti diperlihatkan pada Gambar 5 adalah delapan tali tambat, masing-masing sudut haluan dan buritan diikat dengan dua tali yang diposisikan membenteng dengan sudut 22.5° dan 45° .



Gambar 4. Konfigurasi empat tali tambat



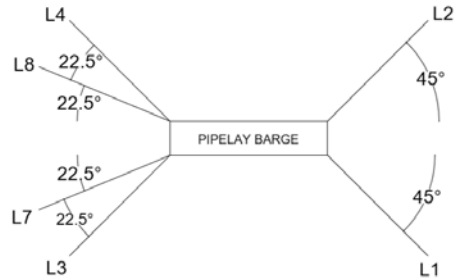
Gambar 5. Konfigurasi delapan tali tambat



Gambar 6. Konfigurasi enam tali tambat (empat depan dan dua belakang)

Konfigurasi ketiga, ditunjukkan dalam Gambar 6 adalah memakai enam tali tambat, di mana masing-masing sudut haluan diikat dengan dua tali tambat, sedangkan masing-masing sudut buritan diikat dengan satu tali tambat. Kedua tali tambat pada

masing-masing sudut di haluan dipasang membenteng dengan sudut 22.5° dan 45° . Sedangkan untuk tali tambat sudut buritan, dipasang membenteng 45° . Konfigurasi keempat adalah kebalikan dari konfigurasi ketiga, yang pengaturannya dapat dilihat dalam Gambar 7.



Gambar 7. Konfigurasi enam tali tambat (dua depan dan empat belakang)

Data Pipa

Tabel 3. Data dan properti pipa (PT. ZEE Indonesia)

Parameter	Units	Value
Outside Diameter (D)	inchi	12.75
Pipe Wall Thickness	inchi	0.5
Material	-	API 5L Grade X65
SMYS (σ_v)	MPa	450.0 (65.30 ksi)
SMTS (σ_u)	MPa	535.0 (77.60 ksi)
Young Modulus (E)	GPa	200 (30,022.9 ksi)
Poisson Ratio	-	0.3
Density	kg/m ³	7850

Tabel 4. Data *coating* pipa (PT. ZEE Indonesia)

Parameter	Units	Value
Corrosion Coating	Coating Material	- Asphalt Enamel (AE)
	Minimum Thickness	mm 4
	Density	kg/m ³ 1281.5
	Cut Back Length	mm 150
Concrete Weight Coating	Density	kg/m ³ 3044
	Cut Back Length	mm 300

Data dan properti pipa yang disambung menjadi rangkaian pipa atau *pipeline* untuk selanjutnya dipasang di laut adalah sebagaimana disajikan dalam Tabel 3. Pipa tersebut dilengkapi dengan *coating*, yang ditunjukkan dalam Tabel 4.

Data Stinger

Pada instalasi pipa bawah laut dengan metode *S-Lay* dibutuhkan *stinger* sebagai penyangga pipa saat diturunkan dari *barge*. Data *stinger* yang digunakan adalah seperti ditunjukkan dalam Tabel 5.

Tabel 5. Data *stinger* (PT. ZEE Indonesia)

Description	Stinger Parameters
Stinger Type	Fixed Stinger
No. of Rollers on Stinger	5 units
Total Stinger Length	41 m

Data Lingkungan

Studi ini dilakukan untuk instalasi pipa bawah laut yang berlokasi Laut Jawa (6° 14' 0" S | 108° 37' 0" E). Data lingkungan untuk lokasi tersebut adalah sebagaimana dimuat dalam Tabel 6.

Tabel 6. Data lingkungan (PT. ZEE Indonesia)

Description	Unit	Return Period
		1-year
Water Depth	m	33
60-Minute Mean (U_{60})	m/s	12.86
Significant Wave Height (H_s)	m	1.22
Peak period (T_p)	sec	6
Current Speed (U_c)	m/s	0.63

Kriteria Operasi

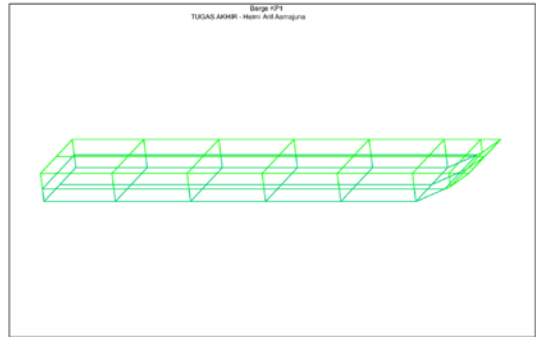
Kriteria operasi adalah batasan atau persyaratan dari *codes* dan *standards* yang harus dipenuhi untuk menjamin agar suatu operasi berjalan aman. Terkait dengan operasi instalasi *pipeline* ada dua faktor yang dijadikan tolok ukur utama keberhasilan, yakni tegangan pada pipa dan beban tarik pada tali tambat. Sehubungan itu, maka kriteria operasi yang harus dipenuhi adalah:

1. Tegangan ekuivalen pipa, σ_{eq} , tidak boleh melebihi $0.87 \times \sigma_y$ atau $\sigma_{eq} \leq 391.5$ MPa (DNV, 2008); dan
2. Beban tarik tali tambat T tidak boleh melebihi $MBL/1.67$ atau $T \leq 730$ kN (API, 2005).

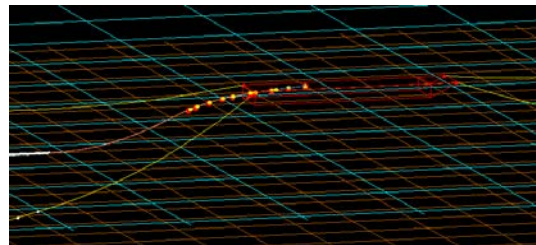
Pemodelan

Pada studi ini pemodelan dilakukan dalam dua tahap. Tahap pertama adalah pemodelan untuk komputasi gerakan *pipelay barge* pada kondisi terapung bebas, tanpa pengikatan, menggunakan *software* MOSES. Pemodelan lambung *barge* di sini adalah seperti diperlihatkan dalam Gambar 8. Untuk

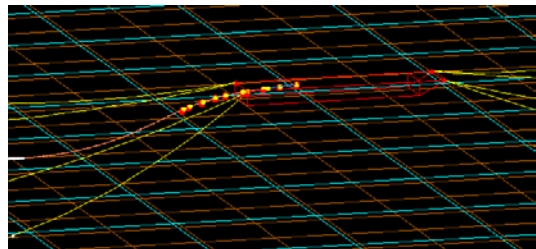
mendapatkan hasil yang akurat, dalam pemodelan ini telah dilakukan validasi data *barge* dan properti hidrostatiknya, mengikuti persyaratan sebagaimana dijelaskan oleh ABS (2019). Luaran pemodelan dengan MOSES adalah RAO gerakan *barge* dalam domain frekuensi.



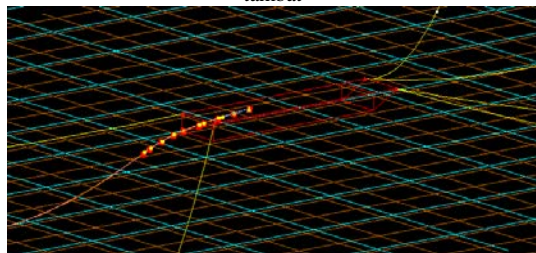
Gambar 8. Model *pipelay barge* tampak isometris



Gambar 9. Pemodelan dinamis konfigurasi empat tali tambat



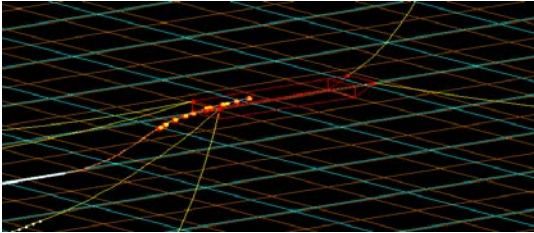
Gambar 10. Pemodelan dinamis konfigurasi delapan tali tambat



Gambar 11. Pemodelan dinamis konfigurasi enam tali tambat (empat depan dan dua belakang)

Tahap kedua adalah pemodelan perilaku dinamis *pipelay barge* saat operasi instalasi menggunakan

software OrcaFlex. Dalam hal ini sistem dimodelkan secara lengkap, mencakup lambung *barge*, konfigurasi beserta properti tali tambat dan properti serta proses peletakan pipa ke laut, seperti diilustrasikan dalam Gambar 9 s/d 12. Luaran pemodelan dengan OrcaFlex adalah fluktuasi gerakan *barge*, tegangan pipa, serta beban tarik tali tambat dalam domain waktu.

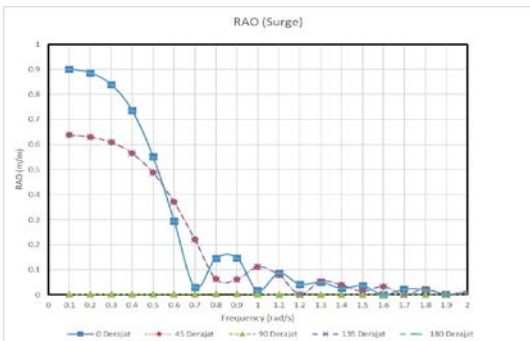


Gambar 12. Pemodelan dinamis konfigurasi enam tali tambat (dua depan dan empat belakang)

HASIL ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Analisis RAO *Pipeline Barge Terapung Bebas*

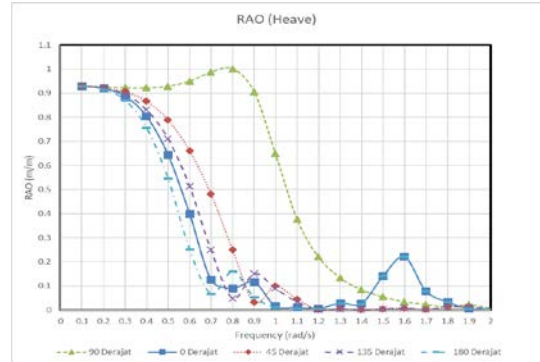
Gerakan *pipeline barge* yang dipandang sangat berpengaruh pada tegangan *mooring* dan pipa yang terjadi adalah *heave*, *surge* dan *pitch* (Xu dkk., 2018) dengan RAO sebagai berikut. Hasil pemodelan untuk ketiga mode gerakan tersebut, pada saat *pipeline barge* berada dalam kondisi terapung bebas dan mengalami eksitasi gelombang reguler, adalah sebagaimana ditunjukkan dalam grafik *response amplitude operator* (RAO) pada Gambar 13 s/d 15.



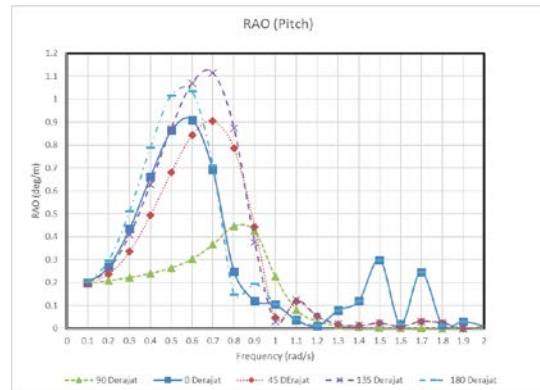
Gambar 13. Grafik RAO gerakan *surge pipeline barge*

Melihat pada Gambar 13, gerakan *surge* terbesar terjadi saat gelombang berpropagasi dari arah 0° dan 180° , menuju ke nilai *unity* (≈ 1.0 m/m) pada frekuensi gelombang sangat rendah. Gerakan *surge* mengecil pada gelombang melintang (45° dan 135°), yakni sekitar 0.63 m/m, dan mendekati nol di gelombang sisi (90°). Puncak gerakan *heave* disebabkan oleh gelombang dengan arah 90° , mencapai sedikit di atas 1.0 m/m pada frekuensi sekitar 0.8 rad/sec Pada sudut

gelombang lain, *heave* mempunyai pola yang kurang lebih sama pada rentang frekuensi gelombang lebih kecil dari 0.7 rad/sec. Di atas frekuensi tersebut, terjadi sedikit fluktuasi namun dengan nilai rendah, di bawah 0.2 m/m.



Gambar 14. Grafik RAO gerakan *heave pipeline barge*



Gambar 15. Grafik RAO gerakan *pitch pipeline barge*

Gerakan *pitch* mempunyai pola RAO naik secara gradual dari frekuensi rendah menuju maksimum pada frekuensi antara 0.5 rad/sec s/d 0.8 rad/sec. Puncak *pitch* RAO tertinggi akibat gelombang 135° , mencapai 1.13 deg/m, pada frekuensi 0.67 rad/sec. RAO gerakan *surge*, *heave* dan *pitch* yang diperoleh kemudian digunakan sebagai input pemodelan karakteristik perilaku *pipeline barge* pada kondisi tertambat saat beroperasi meletakkan pipa, dengan menggunakan software OrcaFlex.

Analisis Tegangan Pipa dan *Mooring*

Pada studi ini simulasi perilaku dinamis *pipeline barge* pada kondisi tertambat dan saat operasi peletakan pipa dilakukan dengan menggunakan software OrcaFlex. Simulasi dilakukan selama rentang waktu 500 detik (DNV, 2008) pada kondisi lingkungan terganas saat operasi, sebagaimana ditunjukkan dalam

Tabel 6. Luaran utama simulasi berupa sejarah waktu fluktuasi tegangan pipa dan beban tarik tali tambat. Hasil yang didapat kemudian disarikan dalam tabulasi nilai-nilai maksimum untuk keempat konfigurasi yang ditinjau.

a. Empat *Catenary Spread Mooring*

Simulasi dilakukan dengan memberikan dua jenis kondisi awal, yakni tanpa pengaturan *pretension* dan dengan pengaturan *pretension*. Untuk kondisi awal tanpa pengaturan *pretension*, seperti disajikan dalam Tabel 7, tegangan ekuivalen terbesar mencapai 362 MPa terjadi pada bagian *stinger tip*, ujung paling belakang, berjarak sekitar 41 meter dari ujung buritan *barge*, saat terkena beban lingkungan dengan arah 90°.

Tabel 7. Tegangan pipa dan beban tarik *mooring* pada konfigurasi empat tali tanpa *pretension*

Direction →	0°	45°	90°	135°	180°
Max Pipe Stress (MPa)	331	329	362	328	342
Line Tension 1 (kN)	154	190	232	201	161
Line Tension 2 (kN)	154	169	187	160	161
Line Tension 3 (kN)	84	147	192	127	60
Line Tension 4 (kN)	84	61	58	60	79

Dalam hal pengaturan *pretension*, diberikan tegangan tali sebesar 150 kN pada tiap *mooring line*, tegangan ekivalen pipa terbesar mengecil menjadi 339 MPa, seperti ditunjukkan dalam Tabel 8. Tegangan terbesar tersebut terjadi pada posisi berjarak 100 meter di belakang *barge*, pada daerah *sagbend*. Nilai tegangan pipa maksimum untuk kondisi awal tanpa atau dengan *pretension* masih berada di bawah tegangan ijin material, yakni 391.5 MPa.

Tabel 8. Tegangan pipa dan beban tarik *mooring* pada konfigurasi empat tali dengan *pretension*

Direction →	0°	45°	90°	135°	180°
Max Pipe Stress (MPa)	278	282	339	319	284
Line Tension 1 (kN)	114	269	280	228	117
Line Tension 2 (kN)	114	318	298	217	117
Line Tension 3 (kN)	117	312	358	225	113
Line Tension 4 (kN)	117	173	151	130	113

Dalam hal beban tarik maksimum bila *pretension* tidak diatur, pada Tabel 7 ditunjukkan akan terjadi pada tali ke-1, mencapai 232 kN. Bila *pretension* sebesar 150 kN diberikan, maka beban tarik maksimum, yang ditunjukkan dalam Tabel 8, akan terjadi pada tali ke-3 dengan intensitas sebesar 358 kN. Kedua nilai

maksimum yang didapat akibat arah gelombang 90°, masih berada di bawah beban tarik ijin 730 kN.

b. Delapan *Catenary Spread Mooring*

Dalam hal konfigurasi delapan *catenary spread mooring*, tegangan pipa maksimum, baik untuk kondisi awal tanpa ataupun dengan *pretension* seperti dimuat dalam Tabel 9 dan 10, terjadi akibat beban gelombang arah 0°, masing-masing mencapai 295 MPa dan 281 MPa. Keduanya masih di bawah tegangan ijin sebesar 391.5 MPa. Posisi tegangan maksimum untuk operasi tanpa *pretension* terjadi di dekat ujung *stinger* pada jarak 36 meter dari buritan *barge*. Sedangkan jika *pretension* diberikan dengan nilai 75 kN pada masing-masing tali, tegangan maksimum berada pada ujung *stinger* dan 41 meter dari buritan *barge*, atau daerah *overbend*. Tegangan pipa secara umum lebih rendah pada konfigurasi delapan tali dibanding dengan konfigurasi empat tali.

Tabel 9. Tegangan pipa dan beban tarik *mooring* pada konfigurasi delapan tali tanpa *pretension*

Direction →	0°	45°	90°	135°	180°
Max Pipe Stress (MPa)	295	282	285	269	293
Line Tension 1 (kN)	133	161	190	170	136
Line Tension 2 (kN)	133	148	165	141	136
Line Tension 3 (kN)	96	146	181	131	93
Line Tension 4 (kN)	96	79	83	78	93
Line Tension 5 (kN)	153	156	170	152	158
Line Tension 6 (kN)	153	173	189	176	158
Line Tension 7 (kN)	99	116	126	113	96
Line Tension 8 (kN)	99	89	97	86	96

Tabel 10. Tegangan pipa dan beban tarik *mooring* pada konfigurasi delapan tali dengan *pretension*

Direction →	0°	45°	90°	135°	180°
Max Pipe Stress (MPa)	281	280	280	280	278
Line Tension 1 (kN)	114	215	224	205	115
Line Tension 2 (kN)	114	253	234	193	115
Line Tension 3 (kN)	115	238	249	198	112
Line Tension 4 (kN)	115	126	108	127	112
Line Tension 5 (kN)	128	164	172	154	123
Line Tension 6 (kN)	128	132	118	123	123
Line Tension 7 (kN)	125	176	174	151	126
Line Tension 8 (kN)	125	163	170	157	126

Tabel 9 menunjukkan beban tarik maksimum sebesar 190 kN akan terjadi pada tali ke-1 akibat arah eksitasi lingkungan arah 90°, jika *pretension* tidak

dikenakan. Namun jika *pretension* sebesar 150 kN diberikan, maka beban tarik maksimum akan mengenai tali ke-2 akibat eksitasi lingkungan arah 45°, sebesar 253 kN. Seperti halnya dengan tegangan pipa, nilai maksimum beban tarik adalah lebih rendah terjadi pada konfigurasi delapan tali dibandingkan dengan konfigurasi empat tali.

c. Enam *Catenary Spread Mooring* (Empat Depan dan Dua Belakang)

Pada konfigurasi enam tali (empat depan dan dua belakang) tanpa pengaturan *pretension* didapati tegangan ekuivalen pipa terbesar, yang ditunjukkan dalam Tabel 11, senilai 303 MPa akibat beban lingkungan 0°. Posisi tegangan maksimum berada pada *stinger* dengan jarak 10 m dari buritan *pipelay barge*. Bila *pretension* diberikan, yakni 75 kN pada keempat tali depan dan 150 kN pada masing-masing tali belakang, tegangan maksimum menurun menjadi 281 MPa, juga akibat beban lingkungan 0°, seperti disajikan dalam Tabel 12.

Tabel 11. Tegangan pipa dan beban tarik *mooring* pada konfigurasi enam tali (empat depan dan dua belakang) tanpa *pretension*

Direction →	0°	45°	90°	135°	180°
Max Pipe Stress (MPa)	303	297	287	291	296
Line Tension 1 (kN)	115	144	173	153	118
Line Tension 2 (kN)	115	130	143	123	118
Line Tension 3 (kN)	110	169	210	152	108
Line Tension 4 (kN)	110	87	93	87	108
Line Tension 5 (kN)	126	130	143	126	131
Line Tension 6 (kN)	126	146	161	149	131

Tabel 12. Tegangan pipa dan beban tarik *mooring* pada konfigurasi enam tali (empat depan dan dua belakang) dengan *pretension*

Direction →	0°	45°	90°	135°	180°
Max Pipe Stress (MPa)	281	279	280	280	278
Line Tension 1 (kN)	79	143	172	152	81
Line Tension 2 (kN)	79	205	184	157	81
Line Tension 3 (kN)	164	333	330	309	159
Line Tension 4 (kN)	164	196	180	197	159
Line Tension 5 (kN)	78	121	116	106	81
Line Tension 6 (kN)	78	102	116	109	81

Dalam hal beban tarik, Tabel 11 memperlihatkan nilai terbesar pada tali ke-3 akibat eksitasi 90°, jika *pretension* tidak dikenakan, senilai 210 kN. Jika *pretension* diberikan, Tabel 12 menunjukkan beban

tarik maksimum terjadi pada tali ke-3 juga sebesar 333 kN, namun akibat pengaruh lingkungan 45°.

d. Enam *Catenary Spread Mooring* (Dua Depan dan Empat Belakang)

Tanpa pengaturan *pretension*, untuk konfigurasi enam tali (dua depan dan empat belakang), seperti disampaikan dalam Tabel 13, tegangan pipa maksimum terjadi saat terkena beban lingkungan dengan propagasi 90°, mencapai 459 MPa. Nilai ini melampaui kriteria tegangan ijin 391.5 MPa. Namun jika *pretension* diberikan, sebesar 150 kN pada masing-masing tali depan, dan 75 kN pada masing-masing tali belakang, yang ditunjukkan dalam Tabel 14, maka tegangan dapat turun menjadi 324 MPa. Tegangan maksimum terjadi pada posisi 100 meter di belakang buritan *pipelay barge*, yakni pada daerah *sagbend*.

Tabel 13. Tegangan pipa dan beban tarik *mooring* pada konfigurasi enam tali (dua depan dan empat belakang) tanpa *pretension*

Direction →	0°	45°	90°	135°	180°
Max Pipe Stress (MPa)	428	426	459	422	447
Line Tension 1 (kN)	181	218	261	229	190
Line Tension 2 (kN)	181	199	219	188	190
Line Tension 3 (kN)	72	128	164	109	68
Line Tension 4 (kN)	72	54	50	53	68
Line Tension 7 (kN)	69	82	87	81	64
Line Tension 8 (kN)	69	59	58	54	64

Tabel 14. Tegangan pipa dan beban tarik *mooring* pada konfigurasi enam tali (dua depan dan empat belakang) dengan *pretension*

Direction →	0°	45°	90°	135°	180°
Max Pipe Stress (MPa)	280	294	324	311	294
Line Tension 1 (kN)	161	296	305	267	165
Line Tension 2 (kN)	161	332	306	245	165
Line Tension 3 (kN)	81	177	227	151	79
Line Tension 4 (kN)	81	72	75	71	79
Line Tension 7 (kN)	82	103	120	104	80
Line Tension 8 (kN)	82	77	75	73	80

Tabel 13 menunjukkan beban tarik maksimum untuk konfigurasi enam tali (dua depan dan empat belakang), terjadi pada tali ke-1 sebesar 261 kN akibat lingkungan dengan arah 90°, bila tidak dikenai *pretension*. Namun bila *pretension* dilakukan, maka beban tarik maksimum bergeser ke tali ke-2 sebesar 332 kN, akibat arah propagasi beban lingkungan 45°.

Nilai kedua beban tarik maksimum tersebut masih di bawah harga ijin 730 kN.

e. Perbandingan Semua Konfigurasi

Secara umum hasil analisis keempat konfigurasi mengindikasikan tegangan pipa maksimum akan lebih besar jika operasi dilakukan tanpa *pretension*. Sebaliknya, dalam hal beban tarik tali, nilai maksimum lebih besar bila operasi dilakukan dengan *pretension*. Namun nilai-nilai beban tarik terbesar itu masih jauh di bawah beban tarik tali yang diijinkan. Oleh karena itu disarankan operasi dilakukan dengan memberikan *pretension*, agar tegangan pada pipa bisa lebih rendah. Perbandingan keempat konfigurasi kemudian dilakukan untuk kondisi dengan *pretension*, seperti dimuat dalam Tabel 15.

Tabel 15. Perbandingan tegangan dan beban tarik tali maksimum pada empat konfigurasi *mooring*

Configuration	Max Pipe Stress (MPa)	Max Line Tension (kN)	Compliance to Operating Criteria
4 CSM	339	358	Yes
8 CSM	281	253	Yes
6 CSM (empat depan dan dua belakang)	281	333	Yes
6 CSM (dua depan dan empat belakang)	324	332	Yes

Mengacu pada Tabel 15, tegangan pipa maksimum pada konfigurasi delapan tali dan enam tali (empat depan dan dua belakang) mempunyai nilai yang sama, yakni 281 MPa. Konfigurasi empat tali memiliki tegangan pipa yang terbesar dibandingkan dengan ketiga konfigurasi yang lain, dengan nilai 339 MPa atau sekitar 20% di atas kedua konfigurasi sebelumnya. Pada konfigurasi enam tali (dua depan dan empat belakang) tegangan pipa maksimum mencapai 324 MPa, atau sekitar 15% di atas dua konfigurasi pertama.

Dalam hal beban tarik tali, harga terendah dijumpai pada konfigurasi delapan tali, dengan nilai 253 kN. Sedangkan nilai beban tarik tali, seperti halnya dalam hal tegangan pipa, nilai tertinggi didapati pada konfigurasi empat tali, mencapai 358 kN atau mencapai 41.5% di atas konfigurasi 8 tali. Untuk kedua konfigurasi enam tali mempunyai nilai yang kurang lebih sama, 333 kN dan 332 kN, atau kurang

lebih 31.65 di atas konfigurasi delapan tali.

4.2 Operabilitas

Tingkat operabilitas instalasi pipa bawah laut dihitung dengan mempertimbangkan hasil simulasi besarnya tegangan pipa dan beban tarik tali tambat yang terjadi pada kondisi lingkungan operasi, sebagaimana direpresentasikan oleh tinggi & periode gelombang, kecepatan angin, dan kecepatan arus dalam Tabel 6. Tegangan maksimum pipa dan beban tarik tali tambat, yang termuat pada Tabel 15, ditera terhadap kriteria nilai ijin masing-masing, yakni 391.5 MPa dan 730 kN. Mengingat semua nilai maksimum dalam Tabel 15 berada di bawah nilai-nilai ijin, maka dapatlah dinyatakan instalasi pipa akan dapat dilaksanakan tanpa kendala selama kurun waktu operasi. Dengan kata lain nilai operabilitas keempat konfigurasi dapat mencapai 100%, seperti termuat dalam Tabel 16.

Mempertimbangkan hal di atas, secara prinsip, keempat konfigurasi dapat dipilih untuk operasi dalam studi ini. Namun bila diharapkan untuk memilih salah satu konfigurasi, maka konfigurasi 4 *catenary spread mooring* dapat menjadi pilihan utama. Hal ini didasarkan pada pertimbangan bahwa dengan jumlah tali yang paling sedikit maka persiapan pemasangan *mooring* akan memerlukan waktu yang lebih singkat. Sehingga instalasi dapat dijadwalkan untuk dimulai lebih cepat. Selanjutnya memungkinkan biaya operasi akan dapat lebih ditekan.

Tabel 16. Nilai operabilitas empat konfigurasi *mooring*

Configuration	Operability (%)
4 CSM	100
8 CSM	100
6 CSM (empat depan dan dua belakang)	100
6 CSM (dua depan, empat Belakang)	100

KESIMPULAN

Kajian telah dilakukan untuk melihat pengaruh empat konfigurasi sistem tambat dalam operasi instalasi pipa menggunakan *pipelay barge*. Mengacu pada hasil-hasil perhitungan, simulasi dan analisis yang diperoleh, dapatlah ditarik kesimpulan sebagai berikut:

- Pemakaian konfigurasi delapan tali tambat akan menghasilkan nilai-nilai tegangan pipa dan beban

tarik tali yang lebih rendah dibandingkan dengan konfigurasi enam atau empat tali tambat;

- *Pretension* yang diberikan pada tali tambat secara umum akan menurunkan nilai tegangan pipa, namun menaikkan intensitas beban tarik tali tambat;
- Perbedaan konfigurasi sistem tambat mempengaruhi pergeseran posisi tegangan pipa, mulai dari daerah *overbend* sampai dengan *sagbend*;
- Mengacu pada kriteria tegangan ijin pipa dan beban tarik ijin tali tambat, didapatkan semua konfigurasi mempunyai nilai operabilitas 100% dalam kondisi lingkungan operasi;
- Konfigurasi empat tali dapat menjadi pilihan utama karena proses persiapan operasi akan lebih cepat, sehingga dapat diharapkan untuk mengurangi biaya operasi;
- Pada konfigurasi empat tali harus mengantisipasi terjadinya tegangan pipa dan beban tarik tali tambat maksimum yang akan timbul akibat eksitasi beban lingkungan dengan arah 90° .

UCAPAN TERIMA KASIH

Para penulis menyampaikan terima kasih kepada pimpinan PT. ZEE Indonesia, Serpong, Tangerang Selatan, yang telah memberikan bantuan berupa data-data dan ijin untuk menggunakan perangkat lunak MOSES dan OrcaFlex, sehingga studi ini dapat diselesaikan.

DAFTAR PUSTAKA

- ABS. (2019). *Rules for Building and Classing Mobile Offshore Drilling Units: Part 3 Hull Construction and Equipment*. Houston: American Bureau of Shipping.
- API. (2005). *API RP 2SK: Design and Analysis of Stationkeeping System for Floating Structures*. 3rd Edition. American Petroleum Institute. Washington D.C.: API Publishing Services.
- Argema. (1990). *Design Guide for Offshore Structures: Anchoring of Floating Structures*. Paris: Technip.
- Bhattacharyya, R. (1978). *Dynamic of Marine Vehicles*. New York: John Wiley and Sons.
- Brewer, W. V. dan Dixon, D. A. (1969). Influence of Lay Barge Motion on a Deep Water Pipeline Laid and Tension. *Proc. Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA.
- Chandrasekaran, S. dan Khader, S. A. (2016). Hydrodynamic Performance of a Moored Barge in Irregular Wave. *International Journal of Physical and Mathematical Sciences*, Vol. 10 (1): 47-54.
- Djarmiko, E. B. (2012). *Perilaku dan Operabilitas Bangunan Laut di Atas Gelombang Acak*. Surabaya: ITS Press.
- DNV. (2004). *DNV-OS-E301: Position Mooring – Rules and Standards*. Norway: Det Norske Veritas.
- DNV. (2008). *DNV-OS-F101: Submarine Pipeline System – Rules and Standards*. Norway: Det Norske Veritas.
- Faltinsen, O. M. (1990). *Sea Loads on Ships and Offshore Structures*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Guo, B., Song, S., Chacko, J. dan Ghalambor, A. (2005). *Offshore Pipelines*: 1st Edition. Oxford: Elsevier.
- Hasselmann, K., Barnett, P., Bouws, E., Carlson, H., Cartwright, D. E., Enke, K., Ewing, J. A., Gienapp, H., Hasselmann, D. E., Kruseman, P., Meerburg, A., Muller, P., Olber, D. J., Richter, K., Sell, W. dan Walden, H. (1973). Measurement of Wind- Wave Growth and Swell Decay during the Joint North Sea Wave Project (JONSWAP). *Deutschen Hydrographischen Zeitschrift, Ergänzungsheft*, Vol. 13, No. A.
- Hasselmann, K., Sell, W., Muller, P. dan Ross, D. B. (1976). A Parametric Wave Prediction Model. *Journal of Physical Oceanography*, Vol. 6: 200-228.
- Jensen, G. A. (2010). *Offshore Pipelaying Dynamics*. Doctoral Thesis, Dept. of Engineering Cybernetics, Faculty of Information Technology, Mathematics and Electrical Engineering, Institute of Science and Technology, Norway.
- Liang, H., Yue, Q., Lim, G. dan Palmer, A. C. (2017). Study on the Contact Behavior of Pipe and Rollers in Deep S-Lay. *Applied Ocean Research*, Vol. 72: 1-11, Mar.
- Mufti, F. M., Afrizal, E., Djarmiko, E. B. dan Murdjito. (2014). Fracture of Scantling Support Structure of Gas Processing Module on FPSO. *Jurnal Teknologi*, Vol. 66 (2): 53-59, Jan.
- Murdjito, Rosari, M. P. dan Djarmiko, E. B. (2018). Analysis on the Critical Conditions of Side-by-Side Offloading Operation between SSP

- Type-FPSO and Shuttle Tanker. *Applied Mechanics and Materials*, Vol. 874: 53-63.
- Purnama, A. (2007). *Analisa Tegangan Pipa Bawah Laut pada Proses Instalasi Akibat Gerakan Lay Barge dengan Metode S-Lay*. Tugas Akhir, Dep. Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Soegiono (2004). *Teknologi Produksi dan Perawatan Bangunan Laut*. Surabaya: University Press.
- Xu, X., Wang, L., Li, Z. dan Yao, S. (2018). Modeling of Submarine Initialpipe-Laying Process and Its Real- Timesemi-Physical Virtual Reality System. *Advanced in Mechanical*, Vol. 10 (1): 1-17, Jan.
- Yadav, K. S., Viswanathan, S. dan P. Arunprasath. (2016). Mooring Analysis of a Subsea Pipelay Barge. *IOSR Journal of Mechanical and Civil Engineering*, Vol. 1 (5): 75-86.
- Yuan, F., Guo, Z., Li, L. dan Wang, L. (2012). Numerical Model for Pipeline Laying During S-lay. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, Vol. 134 (2): 1-9, Jan.
- Zhang, X., Yue, Q. dan Zhang, W. (2015). The Model Test of Deep Water S-Lay Stinger Using Dynamical Substructure Method. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, Vol. 137 (1): 011701, Feb.

Halaman kosong