

Studi Pengaruh Gerak *Semi-submersible Drilling Rig* dengan Variasi *Pre-tension Mooring Line* terhadap Keamanan *Drilling Riser*

Arda, Eko B. Djatmiko, dan Murdjito

Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)

Jl. Arief Rahman Hakim, Surabaya 60111

E-mail: ebdjtmiko@oe.its.ac.id

Abstrak—Analisis terhadap sistem tambat pada anjungan pengeboran *semi-submersible drilling rig* perlu dilakukan sebelum dilakukannya operasi di lapangan untuk mengetahui perencanaan sistem tambat yang tepat dan aman. Dalam penelitian ini dilakukan analisa perilaku gerak *semi-submersible* dengan variasi *pre-tension mooring line* untuk mengetahui berapa besar *pre-tension minimal* yang harus digunakan agar operasi pengeboran di lingkungan laut Natuna dapat berjalan dengan aman. Variasi *pre-tension* yang digunakan adalah sebesar 400kN-2000kN dengan penambahan sebesar 400kN. Karakteristik gerakan *semi-submersible* diprediksi dengan menghitung RAO *free floating* dengan pemodelan numerik dalam domain frekuensi. Kemudian dilakukan analisa simulasi sistem lengkap (platform, *mooring* dan *drilling riser*) dengan pemodelan numerik dalam domain waktu. Hasil yang didapat yakni nilai maksimum tegangan *mooring line* memenuhi batas kriteria API-RP2SK untuk semua variasi *pre-tension* dengan *safety factor* terkecil 2.44. Sudut *flex joint drilling riser* yang terjadi melewati batas kriteria API-RP16Q pada *pre-tension* 400kN-800kN yang mencapai 6.2° untuk sudut maksimum dan 4.8° untuk sudut rata-rata. Tegangan von Mises yang terjadi pada *drilling riser* melebihi kriteria API-RP16Q pada *pre-tension* 400kN-1200kN karena nilainya mencapai 369 MPa (0.82 *yield stress*).

Kata Kunci : *offset*, *pre-tension*, sudut *flex joint*, tegangan von-Mises.

I. PENDAHULUAN

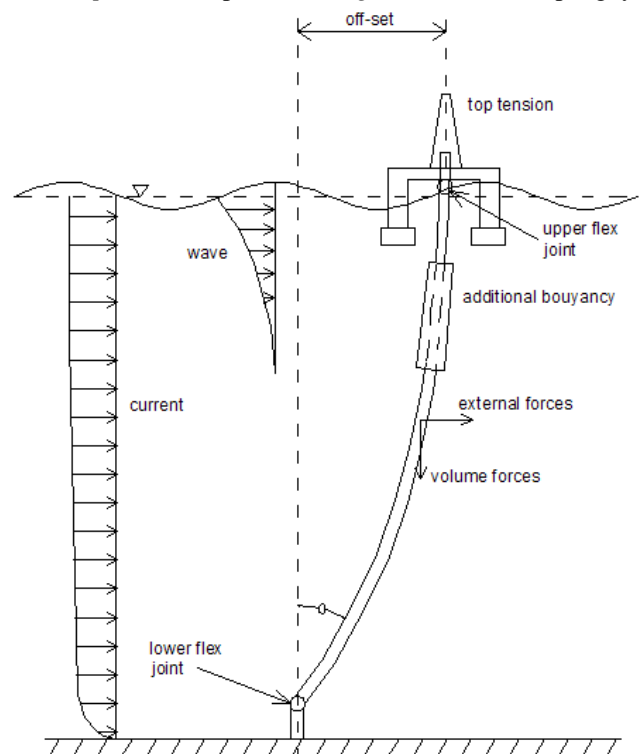
KANDUNGAN minyak dan gas bumi yang relatif terbatas di laut dalam, membuat operabilitas suatu struktur terancang menjadi tidak ekonomis apabila dibandingkan dengan struktur terapung yang dapat dengan mudah dipindahkan dari satu lokasi ke lokasi yang lain. Oleh sebab itu, struktur terapung mempunyai peranan penting dalam eksploitasi ladang minyak di perairan dalam. Struktur terapung juga menjadi suatu pilihan alternatif yang banyak dipakai daripada struktur terancang [1].

Pada awalnya struktur terapung yang digunakan untuk pengeboran lepas pantai adalah berbentuk kapal dengan satu lambung. Struktur terapung ini ternyata mempunyai respon gerakan *heave*, *pitch* dan *yaw* yang signifikan terhadap gelombang yang besar, sedangkan industri membutuhkan anjungan pengeboran yang lebih stabil [2]. Oleh karena itu para peneliti merancang suatu struktur terapung yang lebih stabil yang dinamakan *semi-submersible*.

Respon pada sistem tambat sangat bergantung dari perilaku dinamis struktur terapung akibat beban lingkungan [3]. Gerakan yang terjadi pada struktur terapung saat melakukan operasinya diakibatkan oleh beban lingkungan (angin, gelombang dan arus) dimana anjungan tersebut beroperasi [15].

Analisis terhadap sistem tambat pada anjungan pengeboran dalam hal ini *semi-submersible drilling rig* perlu dilakukan sebelum dilakukannya operasi di lapangan untuk mengetahui perencanaan sistem tambat yang tepat dan aman. Dalam analisis sistem tambat tersebut, perlu dilakukan manipulasi sistem tambat (*line adjustment / manipulation*) untuk menentukan besarnya tegangan awal sistem tambat yang tepat agar operasi pengeboran dapat dilakukan dengan aman. Dalam operasi pengeboran dengan anjungan terapung, satu objektifnya adalah meminimalkan sudut riser pada *wellhead* dan pada *top joint* [15]. Hal ini disebabkan karena terdapat batasan-batasan pengoperasian *drilling riser* yang harus dipenuhi pada operasi pengeboran, seperti besar sudut *flex/ball joint*, perpindahan (*offset*) anjungan dan tegangan yang terjadi pada riser seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1.

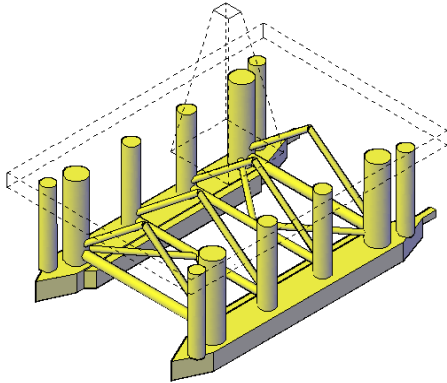
Telah banyak penelitian mengenai perancangan *drilling riser*. VIV pada riser untuk memprediksi umur kelelahan [6]. Rujukan [7] memperkenalkan aktuator torsi untuk mengontrol sudut riser dan mereduksi getaran. Rujukan [8] meneliti tentang pengontrolan *riser end angle* akibat beban es. Sedangkan dalam penelitian ini dilakukan dengan mencari batasan *pre-tension* pada *mooring line* struktur terapungnya.



Gambar. 1. Beban pada riser pada sistem *semi-submersible* [9].

II. METODE PENELITIAN

Penelitian dilakukan dengan studi literatur dan mengumpulkan data-data terlebih dahulu. Data *semi-submersible* yang dirancang mengacu pada Essar Wildcat *Semi-submersible Drilling Rig* yang bertipe Aker H3 yang dioperasikan oleh Conoco Philips Indonesia. Berikut adalah data-data yang digunakan dalam penelitian ini.



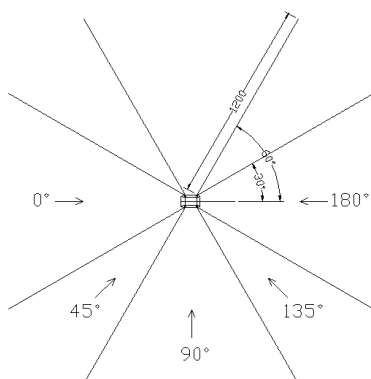
Gambar. 2. Model *semi-submersible*.

Tabel 1.
Principal dimension dari *semi-submersible*

Description	Unit	Quantity
Length Overall	m	108.0
Breadth (moulded)	m	72.0
Large Colum Diameter	m	8.0
Small Colum Diameter	m	5.8
Corner Colum Diameter	m	5.2
Height of Pontoons	m	6.7
Operating Draught	m	21.3
Transit Draught	m	6.4
Operating Displacement	ton	24170
Transit Displacement	ton	16070
VCG (Operating)	m	17.8
VCG (Transit)	m	24.0
GM (Operating)	m	2.7
GM (Transit)	m	75.6

Tabel 2.
Mooring properties dari *semi-submersible*

Description	Quantity
Chain Type	Studlink chain R4
Chain size	76 mm diameter
Length of chain	1200 m (approximate)
Chain break load	611.693 tonnes
Chain weight in air	0.126 tonnes/m
Chain weight in water	0.011 tonnes/m
Anchor type	8x15000kg HY-17 anchor.
Number of line	8



Gambar. 3. Konfigurasi *mooring line* dan konvensi arah.

Tabel 3.

Sistem *drilling riser*

Description	Quantity
Jumlah <i>Tensioner</i>	12
Panjang antar <i>riser joint</i>	9.144 m (30')
Panjang antar <i>pup joint</i>	3.048 m (10')
Diameter Luar	0.5334 m (21")
Ketebalan Pipa	0.0127 m (0.5")
Yield Strength	448.16 MPa (65 ksi)
Berat udara <i>riser joint</i>	2.95 ton
Berat tenggelam <i>riser joint</i>	2.57 ton
Berat udara <i>pup joint</i>	1.52 ton
Berat tenggelam <i>pup joint</i>	1.32 ton
Berat <i>slip joint</i>	5.32 ton

Tabel 4.

Data lingkungan laut Natuna

Parameter	10-yrs Return Period
Kedalaman	90 m
Gelombang:	
Tinggi gelombang signifikan, (Hs)	4.6 m
Periode puncak, (Tp)	10.1 s
Tinggi gelombang maksimum, (Hm)	8.4 m
Periode rata-rata, (Tm)	9.3 s
Spektrum	JONSWAP
Arus:	
Permukaan	0.85 m/s
Kedalaman tengah	0.66 m/s
Dasar	0.48 m/s
Angin:	
Kecepatan angin 1 menit	21.36 m/s

Setelah data-data diperoleh kemudian dilakukan pemodelan numerik. Pemodelan pertama dilakukan dengan memodelkan *hull semi-submersible*. Kemudian dilakukan validasi model berdasarkan data hidrostatis yang diperoleh. Hasil perbandingan tersaji dalam tabel berikut :

Tabel 5.
Validasi Model

Parameter	Unit	Operating Draft		Selisih (%)
		21.335 m	Data	
Displacement	ton	24170	24172.8	0.001
KM	m	20.5	20.57	0.341
GM	m	2.72	2.74	0.735
LCB	m	51.5	51.61	0.058
VCG	m	17.8	17.83	0.168

Hasil validasi menunjukkan bahwa model layak untuk dianalisa. Kemudian analisa dilakukan dengan analisa dinamis dalam *frequency domain* dan *time domain*. Analisis *frequency domain* digunakan untuk mencari RAO dari *semi-submersible* pada kondisi *free floating* dengan menggunakan persamaan gerak dasar sebagai berikut [10] :

$$M(\omega)\ddot{r} + C(\omega)\dot{r} + K(\omega)r = X_e^{i\omega t} \dots\dots\dots (1)$$

dengan:

- $M(\omega)$ = matrik massa
- $C(\omega)$ = matrik redaman
- $K(\omega)$ = matrik kekakuan
- X = vektor beban kompleks memberikan informasi pada amplitudo beban dan fase pada semua derajat kebebasan. Pola *eiot* menetapkan variasi harmonik dari contoh beban dengan frekuensi ω .
- r = vektor displasemen

Nilai RAO kemudian dihitung dengan persamaan sebagai berikut [11]:

$$RAO(\omega) = \frac{X_p(\omega)}{\eta(\omega)} \dots\dots\dots (2)$$

dimana :

$X_p(\omega)$ = amplitudo struktur

$\eta(\omega)$ = amplitudo gelombang

Sedangkan amplitudo struktur (respon struktur) dihitung dengan persamaan berikut [11] :

$$X_p = \left(\frac{x_o}{\sqrt{(1-r^2)^2 + (2\zeta_c r)^2}} \right) \cos(\omega t - \alpha) \dots\dots\dots (3)$$

Dimana :

$$x_o = \frac{F_o}{k}, \quad r = \frac{\omega}{\omega_n}, \quad \tan \alpha = \frac{2\zeta_c r}{1-r^2}$$

Analisis *time domain* digunakan untuk mencari *tension* pada *mooring line* dan *stress* pada riser dengan persamaan dasar sebagai berikut [11] :

$$F_I(t) + F_D(t) + F_S(t) = Q(t, r, i) \dots\dots\dots (4)$$

dimana:

F_I = vektor gaya inersia

F_D = vektor gaya redaman

F_S = vektor gaya kekakuan

Q = vektor beban luar, harmonik atau fungsi stokastik dari waktu.

Pemodelan perilaku riser akibat pengaruh gerakan *semi-submersible* dilakukan pada kondisi gelombang acak. Dalam hal ini gelombang acak direpresentasikan oleh spektra gelombang JONSWAP yang persamaannya adalah sebagai berikut [11]:

$$S(\omega) = \alpha g^2 \omega^{-5} EXP \left[-1,25 \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^{-4} \right] \gamma^{EXP \left[\frac{-(\omega-\omega_0)^2}{2r^2 \omega_0^2} \right]} \dots\dots\dots (5)$$

dimana :

γ = parameter puncak (*peakedness parameter*)

τ = parameter bentuk (*shape parameter*)

untuk $\omega \leq \omega_0 = 0,07$ dan $\omega \geq \omega_0 = 0,09$

$\alpha = 0,0076 (X_0)^{-0,22}$, untuk X_0 tidak diketahui $\alpha = 0,0081$

$$\omega_0 = 2\pi \left(\frac{g}{U_\omega} \right) (X_0)^{-0,33} \quad X_0 = \frac{g X}{U_\omega} \dots\dots\dots (6)$$

Sedang nilai dari parameter puncak (γ) dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$\gamma = EXP \left[3,4843 \left(1 - 0,1975 \left(0,036 - 0,0056 \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \right) \frac{T_p^4}{H_s^2} \right) \right] \dots\dots\dots (7)$$

dimana :

T_p = periode puncak spektra

H_s = tinggi gelombang signifikan

Spektrum respon yang terjadi merupakan perkalian antara spektrum gelombang dengan RAO kuadrat, atau dengan menggunakan persamaan sebagai berikut [11] :

$$S_R = [RAO(\omega)]^2 S(\omega) \dots\dots\dots (8)$$

Dimana :

S_R = spektrum respons (m^2 -sec)

$S(\omega)$ = spektrum gelombang (m^2 -sec)

$RAO(\omega)$ = transfer function

ω = ferkuensi gelombang (rad/sec)

Tegangan yang terjadi pada riser dihitung dengan menggunakan persamaan pembangun sebagai berikut [12]:

$$\frac{d^2}{dx^2} \left[EI \frac{d^2 y}{dx^2} \right] - [T(x) - A_0 p_0 - A_i p_i] \frac{d^2 y}{dx^2} - (\gamma_s A_s - \gamma_0 A_0 - \gamma_i A_i) \frac{dy}{dx} = f \dots\dots (9)$$

dimana :

p_0 adalah tekanan hidrostatik eksternal

p_i adalah tekanan hidrostatik internal

A_0 adalah luas penampang riser hingga tepi luar

A_i adalah luas lubang dalam riser

A_s adalah luas penampang dinding riser

γ_i adalah berat spesifik fluida dalam saluran riser

γ_0 adalah berat spesifik fluida sekitar riser (air laut)

γ_s adalah berat spesifik material pipa riser.

Adapun langkah-langkah pemodelan numerik yang dilakukan adalah sebagai berikut :

- Memodelkan *hull semi-submersible*, *mooring* dan *riser* beserta *properties*-nya.
- Memodelkan kondisi batas (RAO).
- Memodelkan beban (lingkungan, *pre-tension*).

Setelah analisis dilakukan dan hasil didapatkan, maka kemudian dilakukan pengecekan hasil apakah memenuhi kriteria *code* atau *standard* yang diacu. Adapun *code* yang diacu adalah API-RP2SK untuk *mooring line* dan API-RP16Q untuk *drilling riser* yang kriterianya terdapat dalam Tabel 6 dan 7.

Tabel 6.
Kriteria dan Faktor Keamanan *Mooring* [13]

Case	Analysis Method	Tension Limit (% of MBS)	Equivalent SF
Intact (ULS)	Dynamic	60	1.67
Damaged (ALS)	Dynamic	80	1.25

Tabel 7.
Kriteria untuk *Drilling Riser* [14]

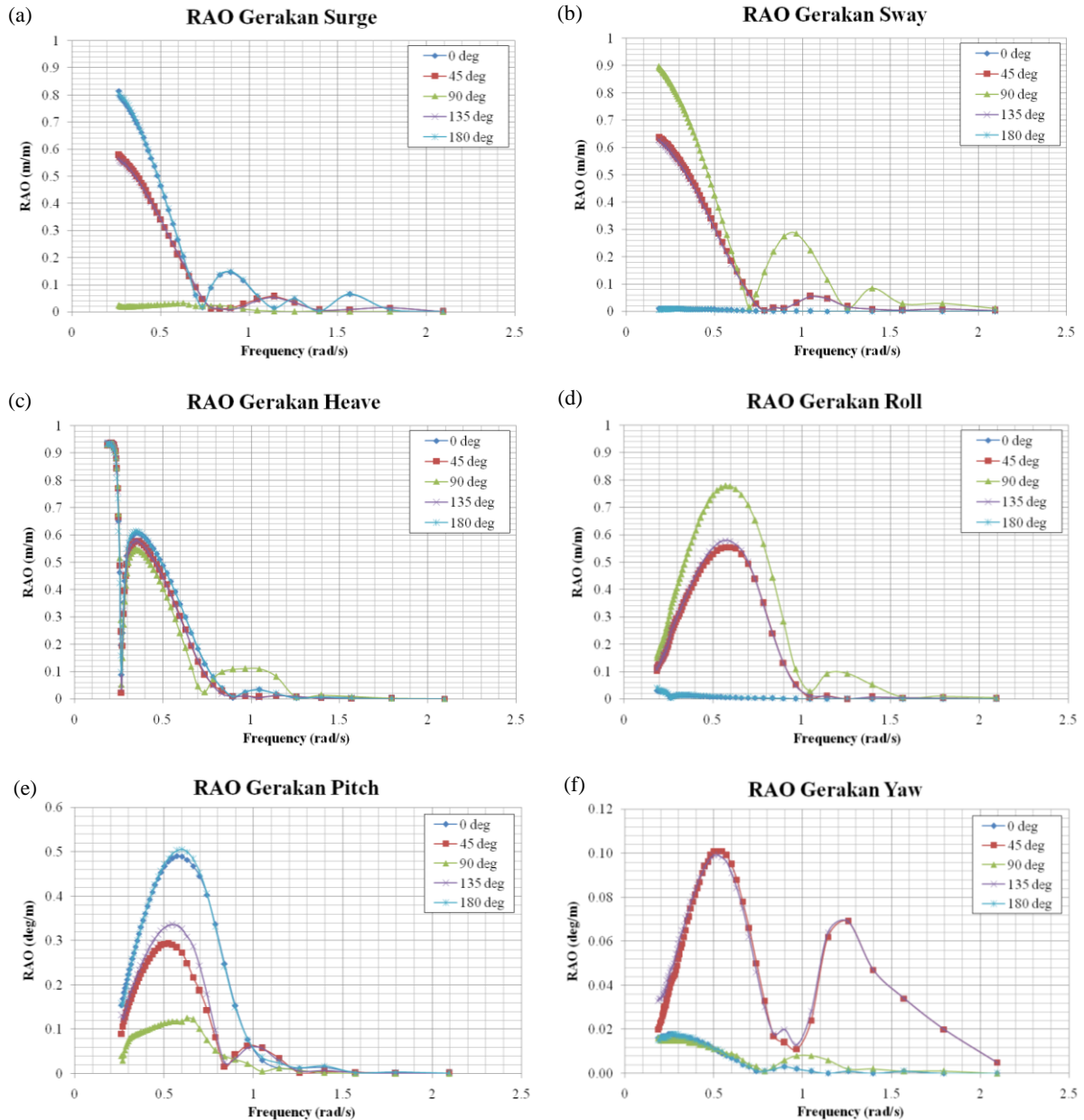
Design Parameter	Riser Connected		Riser Disconnected
	Drilling	Non-Drilling	
Mean Flex/Ball Joint Angle (Upper & Lower)	2.0 deg	N/A	N/A
Maximum Flex/Ball Joint Angle (Upper & Lower)	4.0 deg	9.0 deg	N/A
Allowable Stress	0.67 σ_y	0.67 σ_y	0.67 σ_y

III. HASIL DAN DISKUSI

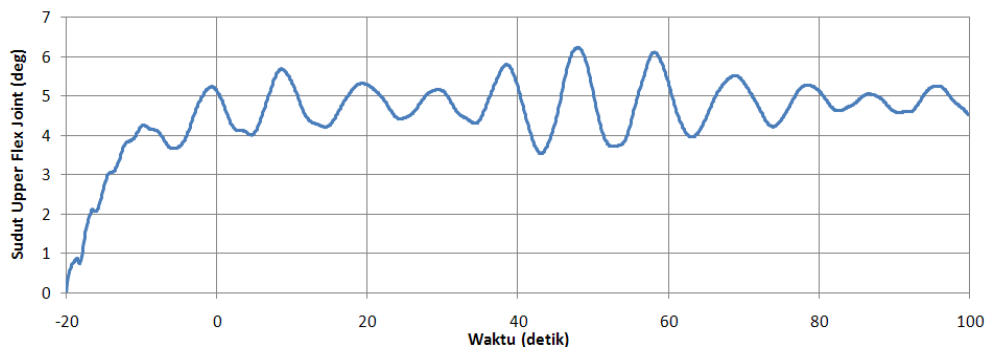
Berikut adalah hasil yang didapat dari analisa yang telah dilakukan. Hasil-hasil berupa RAO *semi-submersible* saat *free floating*, tension pada *mooring line* dan sudut *flex joint* serta *stress* yang terjadi pada *drilling riser*. RAO *semi-submersible* hasil pemodelan pada tiap arah pembebanan ditunjukkan pada Gambar 4. Tension yang terjadi pada *mooring line* dan sudut *flex joint* serta *stress* yang terjadi pada *drilling riser* ditunjukkan pada Gambar 6. Gambar 5 merupakan contoh hasil *time history* respon sudut *upper flex joint*. Nilai RAO maksimal dan frekuensi natural ditabulasikan ke dalam Tabel 8.

Tabel 8.
Nilai maksimal RAO dan frekuensi natural

Moda Gerakan	RAO Maksimum					Frekuensi Natural (rad/s)
	0deg	45deg	90deg	135deg	180deg	
Surge	0.815	0.578	0.033	0.566	0.807	-
Sway	0.011	0.639	0.897	0.629	0.010	-
Heave	0.936	0.936	0.937	0.939	0.935	0.21
Roll	0.031	0.554	0.779	0.579	0.041	0.57
Pitch	0.490	0.293	0.182	0.359	0.506	0.57
Yaw	0.018	0.101	0.016	0.099	0.018	-



Gambar. 4. Grafik RAO *free floating*; (a) surge; (b) sway; (c) heave; (d) roll; (e) pitch; (f) yaw.



Gambar. 5. Grafik *time history* dari sudut *upper flex joint* pada *pre-tension* 400kN dan arah gelombang 90° , $H_s=4.6m$, $T_p=10.1s$.

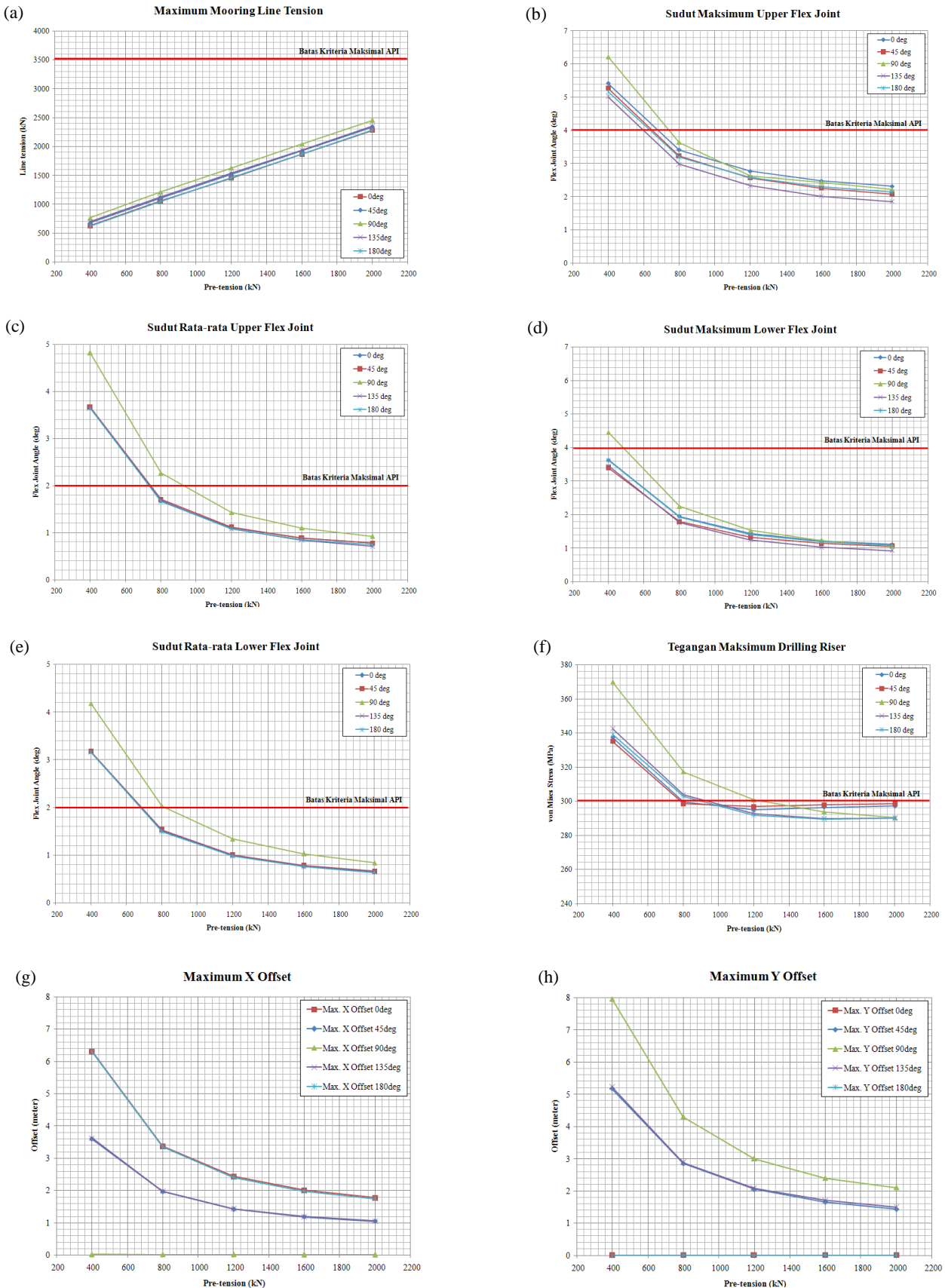
Terlihat bahwa karakteristik gerakan *semi-submersible* yang dirancang cukup bagus karena nilai maksimal RAO-nya tidak ada yang melebihi 1.0. Hal ini berarti amplitudo respon gerakan yang terjadi akan selalu lebih kecil dari amplitudo gelombang yang datang. Tetapi pernyataan ini hanya berlaku pada kondisi ideal karena nilai RAO didapatkan dengan perhitungan respon pada gelombang reguler atau linear (kondisi ideal). Sedangkan jika diaplikasikan pada gelombang acak nilai RAO belum sepenuhnya menunjukkan karakteristik gerakan dari struktur terapung. Nilai frekuensi natural

diambil dari grafik RAO dengan melihat frekuensi dimana nilai maksimal RAO berada atau terjadinya resonansi utama. Untuk gerakan *surge*, *sway* dan *yaw* tidak terdapat frekuensi natural karena bukan merupakan gerakan osilasi. Hal ini dikarenakan untuk gerakan tersebut tidak terdapat gaya pengembali (*restoring force*) yang menyebabkan kembalinya *semi-submersible* ke posisi semula (kondisi setimbang/*equilibrium*).

Output awal dari pemodelan numerik dalam *time domain* adalah grafik *time history* dari sejumlah besaran respon

sebagaimana dicontohkan dalam Gambar 5. Kondisi observasi dilakukan pada tinggi dan periode gelombang tetap, yakni $H_s=4.6\text{m}$ dan $T_p=10.1\text{s}$ untuk 5 (lima) arah gelombang. Besaran respon yang ditinjau meliputi *mooring line tension*, sudut *flex joint*, tegangan pada riser dan *offset*.

Dari Gambar 5 terlihat bahwa respon sudut *upper flex joint* berpola acak sesuai dengan kondisi gelombang yang juga acak. Data *time history* seperti pada Gambar 5 kemudian dianalisis untuk memperoleh harga maksimal serta harga rata-rata yang dirangkum dalam Gambar 6a-6h.



Gambar 6 Grafik hasil analisis; (a) max. mooring line tension; (b) sudut max. UFJ; (c) sudut rata-rata UFJ; (d) sudut max. LFJ; (e) sudut rata-rata LFJ; (f) max. stress; (g) max. x offset; (h) max. y offset.

Dari hasil-hasil yang didapat seperti yang ditunjukkan pada Gambar 6 diketahui bahwa besarnya tegangan maksimum *mooring line* yang terjadi bertambah secara linier dengan penambahan *pre-tension mooring line*. Dari semua variasi *pre-tension* yang digunakan yakni sebesar 400kN-2000kN dengan penambahan sebesar 400kN, ternyata nilai maksimum tegangan *mooring line* masih dalam batas kriteria API-RP2SK dengan *safety factor* terkecil 2.44 (MBL = 6000kN). Dimana SF minimal harus lebih besar dari 1.67.

Pada *pre-tension* 400kN-800kN dan pada arah pembebanan *beamseas*, sudut *flex joint drilling riser* yang terjadi masih melewati batas kriteria API-RP16Q yang mencapai 6.2° untuk sudut maksimum dan 4.8° untuk sudut rata-rata. Dimana batas maksimal besar sudut maksimum *flex joint* adalah sebesar 4° dan sudut rata-rata sebesar 2° .

Tegangan von Mises yang terjadi pada *drilling riser* melebihi kriteria API-RP16Q pada *pre-tension mooring* 400kN-1200kN. Tegangan von Mises terbesar terjadi pada arah pembebanan 90° dan pada *pre-tension mooring* 400kN yang nilainya mencapai 369 MPa atau 0.82 dari *yield stress* nya (448 MPa). Dimana besarnya tegangan yang terjadi harus di bawah 0.67 kali tegangan *yield*-nya.

Offset X maksimal terjadi pada *pre-tension* 400kN dan pada arah pembebanan 0° dan 180° yang mencapai 6.3 meter (7% dari kedalaman). Sedangkan offset Y maksimal terjadi pada *pre-tension* 400kN dan arah pembebanan 90° yang mencapai 7.9 meter (8.8% dari kedalaman). Pada umumnya maksimum offset yang diijinkan adalah pada *range* 8% sampai 12% dari kedalaman perairan [15]. Terdapat perbedaan nilai maksimum offset X dan offset Y dimana maksimum offset Y bernilai lebih besar dari offset X. Gaya luar akibat beban lingkungan yang diterima oleh *semi-submersible* lebih besar untuk arah *beamseas* karena penampang memanjang pontoon lebih luas dari penampang melintangnya sehingga gaya drag yang diterima untuk arah *beamseas* menjadi lebih besar. Hal inilah yang menyebabkan jarak offset Y nilainya lebih besar dari jarak offset X.

IV. KESIMPULAN/RINGKASAN

Dari analisa yang telah dilakukan dapat diambil kesimpulan bahwa karakteristik gerak *semi-submersible* yang dirancang dengan mengacu pada *Essar Wildcat* cukup bagus karena mempunyai nilai RAO maksimum kurang dari 1.0. Hal ini berarti amplitudo respon yang terjadi akan selalu lebih kecil dari amplitudo gelombang yang datang jika gelombangnya linear. Nilai RAO maksimum gerakan *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* dan *yaw* berturut-turut adalah sebesar 0.815 m/m, 0.897 m/m, 0.937 m/m, 0.779 deg/m, 0.506 deg/m dan 0.101 deg/m. Periode natural struktur berada pada frekuensi 0.2 rad/s untuk gerakan *heave* dan 0.57 rad/s untuk gerakan *roll* dan *pitch*. Offset X maksimal terjadi pada *pre-tension* 400kN dan arah pembebanan 0° dan 180° yang mencapai 6.3 meter (7% dari kedalaman). Sedangkan offset Y maksimal terjadi pada *pre-tension* 400kN dan arah pembebanan 90° yang mencapai 7.9 meter (8.8% dari kedalaman).

Dengan melihat semua parameter, dimana tegangan yang terjadi pada *drilling riser* masih melebihi kriteria pada *pre-tension* 400kN – 1200kN, maka besar batasan *pre-tension mooring line* yang direkomendasikan agar operasi pengeboran dapat berjalan dengan aman di lingkungan laut Natuna adalah minimal sebesar 1600 kN.

Untuk penelitian selanjutnya disarankan melakukan analisa

VIV (*Vortex Induced Vibration*) pada *drilling riser* karena rentan terhadap getaran akibat beban arus yang besar dan juga disarankan untuk melakukan analisa ALS (*Accidental Limit State*) pada *mooring line* (tali tambat dalam keadaan putus).

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada PT.Global Maritime yang telah mendukung dalam hal data teknis dan juga semua pihak yang telah membantu penulis dalam melakukan penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Mahdarezza, A., (2010). *Analisis Perilaku Floating LNG Pada Variasi Metocean Terhadap External Turret Mooring System Berbasis Simulasi Time Domain*, Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan, ITS Surabaya, Indonesia.
- [2] Wikipedia.org, (2012). *Semi-submersible Article*, Available at : <http://en.wikipedia.org/wiki/Semi-submersible>
- [3] Vazquez, A.O., Ellwanger, G.B. and Sagrilo, (2007). "Reliability-based comparative study for mooring lines design criteria", *Applied Ocean Research* 28 (2006) 398-406, Elsevier.
- [4] Djatmiko, E.B. and Murdijanto, (2003). *Seakeeping: Perilaku Bangunan Apung di atas Gelombang*, Jurusan Teknik Kelautan, ITS Surabaya, Indonesia.
- [5] Nguyen, D.H., Nguyen, D.T., Quek, S.T., and Sørensen, A.J., (2010). "Control of marine riser end angles by position mooring", *Control Engineering Practice* Volume 18, Issues 9, 2010, 1013-1021
- [6] Jeans G., (2003). "West of Shetland Drilling Operations - Validating Riser VIV Fatigue Life Predictions. Meeting Report", *Journal of the Society for Underwater Technology*, 25(4), 215-218.
- [7] How, B.V.E., Gea, S.S., and Chooa, Y.S., (2009). "Active control of flexible marine risers", *Journal of Sound and Vibration* Volume 320, Issues 4-5, 2009, 758-776.
- [8] Nguyen, D.H., Nguyen, D.T., Quek, S.T., and Sørensen, A.J., (2011). "Position-moored drilling vessel in level ice by control of riser end angles", *Cold Regions Science and Technology* Volume 66, Issues 2-3, 2011, 65-74
- [9] Stokvik, C., (2010). *An Investigation of Forces and Moments From Drilling Risers on Wellheads*, M.Sc Tesis, NTNU
- [10] Bhattacharyya, R., (1978). *Dynamics of Marine Vehicles*, John Wiley & Sons.
- [11] Chakrabarti, S.K., (1987). *Hydrodynamics of Offshore Structures*, Computational Mechanics Publication, Southampton Boston.
- [12] Orcaflex Manual. (2010). Orcina Software.
- [13] API. (2005). *Design and Analysis of Station Keeping Systems for Floating Structures*. API Recommended Practice 2 SK, 3rded.
- [14] API. (1993). *Design, Selection, Operation And Maintenance Of Marine Drilling Risers Systems*, API Recommended Practice 16 Q.
- [15] API. (2001). *Recommended Practice for the Analysis of Spread Mooring Systems for Floating Drilling Units*. API Recommended Practice 2 P.