



TUGAS AKHIR - MO 091336

ANALISA TEGANGAN PIPELINE TERHADAP FIX STINGER PADA SAAT INSTALASI DILAUT DANGKAL AREA TN- DX62r

RIZKY OLIVIAN RAMADHAN
NRP. 4310100099

Dosen Pembimbing
Yoyok S. Hadiwidodo, ST, MT., PhD
Ir. Hasan Ikhwani, M. Sc

JURUSAN TEKNIK KELAUTAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2014



FINAL PROJECT - MO 091336

**STRESS ANALYSIS OF PIPELINE AGAINST FIX
STINGER DURING INSTALLING IN SHALLOW SEAS
AREA TN-DX62r**

RIZKY OLIVIAN RAMADHAN
NRP. 4310100099

Supervisors

Yoyok S. Hadiwidodo, ST, MT., PhD

Ir. Hasan Ikhwani, M. Sc

**DEPARTEMENT OF OCEAN ENGINEERING
FACULTY OF MARINE ENGINEERING
INSTITUTE TECHNOLOGY OF SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2014**

**ANALISA TEGANGAN *PIPELINE* TERHADAP *FIX STINGER* PADA
SAAT INSTALASI DILAUT DANGKAL AREA TN-DX62r**

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat

Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Program Studi S1- Jurusan Teknik Kelautan

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

RIZKY OLIVIAN RAMADHAN

NRP. 4310 100 099

Disetujui Oleh Pembimbing Tugas Akhir

1. Yoyok S. Hadiwidodo, ST, MT, PhD.....(Pembimbing)
2. Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc.....(Pembimbing)

SURABAYA, AGUSTUS 2014



KATA PENGANTAR

Assalamualaikum Wr. Wb.

Segala puji syukur penulis haturkan kepada Allah SWT yang telah melimpahkan segala rahmat, hidayah dan karunia-Nya, serta berkah dan pertolongan yang telah diberikan. sehingga penulis dapat menyelesaikan laporan Tugas Akhir ini dengan segenap kemampuan yang dimiliki penulis.

Tugas akhir ini berjudul “Analisa Tegangan Pipeline Terhadap Fix Stinger Pada Saat Instalasi Dilaut Dangkal Area TN-DX62r” telah selesai disusun. Tugas akhir ini disusun untuk memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan jenjang studi Strata 1 (S-1) di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Penulis menyadari sepenuhnya bahwa Tugas Akhir ini masih jauh dari sempurna sehingga penulis sangat mengharapkan saran, masukan dan koreksi yang bersifat membangun kearah yang lebih baik. Besar harapan penulis semoga tugas akhir ini dapat memberikan manfaat bagi penulis sendiri maupun bagi pembaca sekalian.

Wassalamualaikum Wr. Wb.

Surabaya, Agustus 2014

Rizky Olivian Ramadhan



UCAPAN TERIMA KASIH

Penyelesaian Tugas Akhir ini tidak lepas dari bantuan serta dorongan baik moral maupun material dari banyak pihak yang diberikan baik secara langsung maupun tidak langsung. Untuk itu penulis ingin menyampaikan terima kasih dan penghargaan yang setinggi-tingginya kepada:

1. Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya serta Salawat dan Salam pada Rasulullah Muhammad SAW;
2. Ibu, Ayah, dan Kak Via yang selalu memberikan semangat dan dorongan kepada penulis untuk menyelesaikan Tugas Akhir ini;
3. Bapak Yoyok Setyo Hadiwidodo, ST, MT., PhD dan Bapak Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc. atas segala bimbingan ilmu yang telah diberikan, serta kesabaran dalam membantu penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini;
4. Ibu Silvianita, ST, M.Eng, Ph.d selaku koordinator tugas akhir;
5. Dosen wali yang senantiasa membantu dalam hal bimbingan akademik penulis di Teknik Kelautan ITS, Bapak Sujantoko, ST, MT;
6. Seluruh dosen, staf pengajar, dan karyawan Jurusan Teknik Kelautan atas segala ilmu yang telah diberikan;
7. Untuk teman teman megalodon yang selalu membantu penulis untuk menyelesaikan tugas akhir ini, Jendra.H.A dan Lukmanul.H (2010) yang memberikan banyak bantuannya;
8. Seluruh pihak-pihak yang terkait secara langsung maupun tidak langsung atas terwujudnya tugas akhir ini;

Surabaya, Agustus 2014

Rizky Olivian Ramadhan

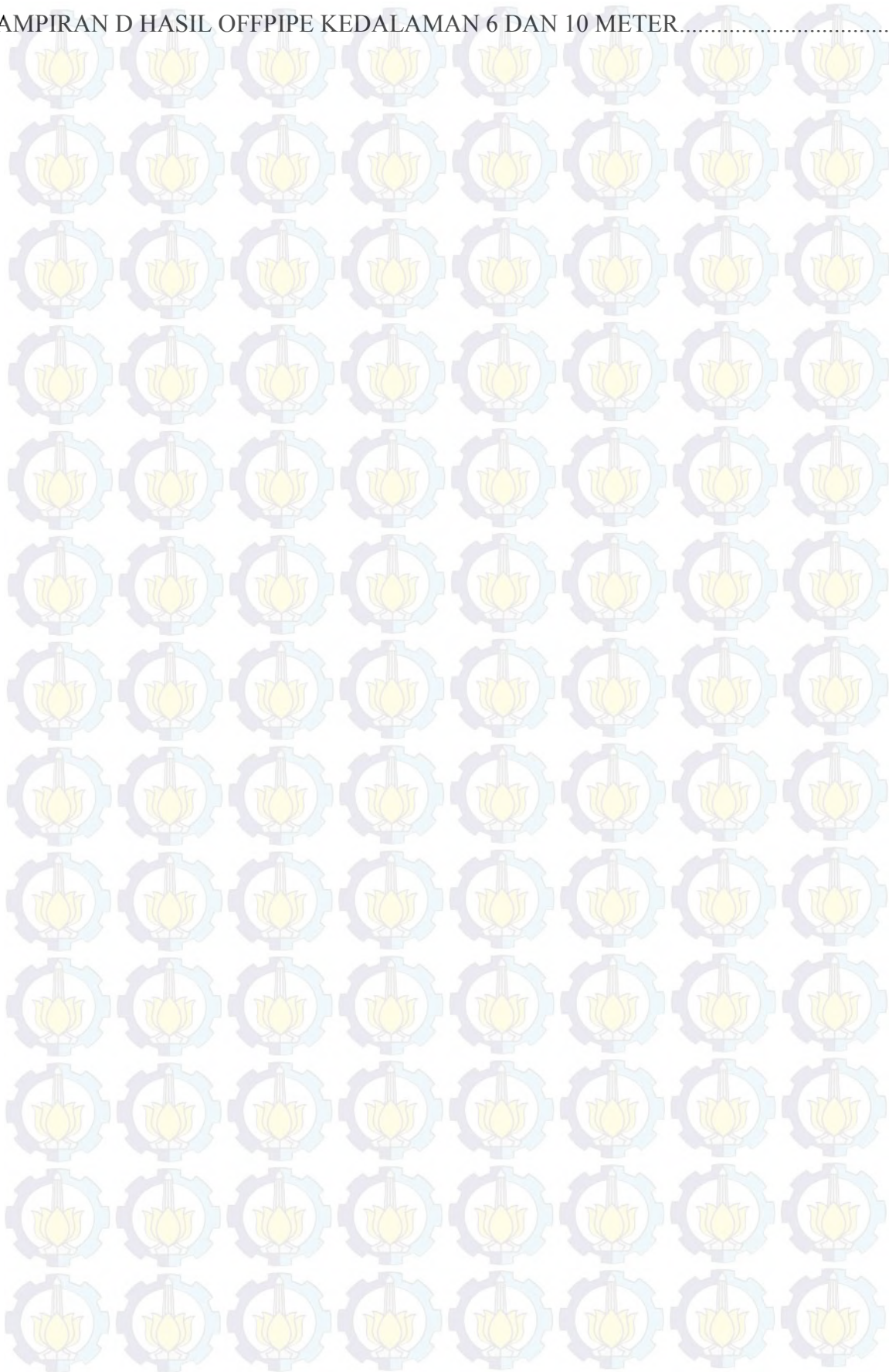
DAFTAR ISI

COVER	i
COVER	ii
LEMBAR PENGESAHAN.....	iii
ABSTRAK	iv
ABSTRACT	v
KATA PENGANTAR.....	vi
UCAPAN TERIMA KASIH.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	xi
DAFTAR TABEL.....	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Manfaat.....	3
1.5 Batasan Masalah.....	3
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	
2.1 Tinjauan pustaka	5
2.2 Dasar Teori	6
2.2.1 Pipeline system	6
2.2.2 Properti Pipeline.....	7
2.3 Beban Pada Sistem Perpipaan.....	8
2.3.1 Beban <i>sustain</i>	8
2.3.2 Beban <i>occasional</i>	9
2.3.3 Beban ekspansi Thermal.....	9
2.4 Beban Gelombang.....	10
2.5 Gaya Hidrodinamika.....	11
2.5.1 <i>Drag force</i>	12
2.5.2 <i>Inertia force</i>	12

2.5.3 <i>Lift force</i>	13
2.5.4 Koefisien Gaya Hidrodinamika.....	13
2.6 Respon Gerakan Gelombang <i>irreguler</i>	14
2.7 Respon Dinamis Struktur Apung.....	16
2.8 Permodelan Pipelaying.....	18
2.8.1 Model <i>Laybarge</i>	19
2.8.2 <i>Stinger</i>	20
2.8.3 <i>Overband</i>	23
2.8.4 <i>Sagbend</i>	23
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN	
3.1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir.....	25
3.2 Prosedur Analisis.....	26
3.3 Pengumpulan Data.....	26
3.3.1 Data Barge.....	26
3.3.2 Data Lingkungan.....	27
3.3.3 Data Pipa.....	27
3.4 Pemodelan Struktur.....	28
BAB 4 ANALISA DAN PEMBAHASAN	
4.1 Perhitungan Properti Pipa	29
4.2 Perhitungan Gelombang dan Arus	29
4.2.1 Menghitung Kecepatan Partikel Gelombang.....	30
4.2.2 Menghitung Kecepatan Arus.....	31
4.3 Pemodelan Barge.....	32
4.4 Analisa Pemodelan	34
4.5 Analisa Tegangan Pipa.....	37
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN	
5.1 Kesimpulan.....	57
5.2 Saran.....	57
DAFTAR PUSTAKA.....	59
LAMPIRAN A DATA PIPA DAN GELOMBANG PT.ONASIS INDONESIA.....	61
LAMPIRAN B PERHITUNGAN PROPERTI PIPA.....	62

LAMPIRAN C HASIL OUTPUT RAO.....63

LAMPIRAN D HASIL OFFPIPE KEDALAMAN 6 DAN 10 METER.....68



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Illustrasi Offshore Pipeline.....	7
Gambar 2.2	<i>Regions of Validity for Various Wave Theories</i>	10
Gambar 2.3	Plot spektrum gelombang $S(\omega)$ (Bhattacharya, 1978).....	15
Gambar 2.4	Respon pada gelombang <i>regular</i> (θ) (Bhattacharya, 1978)	15
Gambar 2.5	Spektrum kuadrat dari RAO (Bhattacharya, 1978).....	16
Gambar 2.6	Enam derajat kebebasan gerakan struktur terapung.....	17
Gambar 2.7	Arah derajat pembebanan.....	18
Gambar 2.8	Permodelan sistem pipelaying.....	19
Gambar 2.9	Permodelan Laybarge.....	20
Gambar 2.10	Model <i>stinger</i>	20
Gambar 2.11	Barge dengan stinger depan dan belakang	21
Gambar 2.12	Stinger rigid body.....	21
Gambar 2.13	Stinger jacking.....	22
Gambar 4.1	Penentuan Teori Gelombang melalui Diagram	30
Gambar 4.2	Model geometri <i>laybarge</i>	33
Gambar 4.3	Model geometri <i>laybarge</i> tampak atas	33
Gambar 4.4	Model geometri <i>laybarge</i> tampak samping.....	33
Gambar 4.5	Grafik RAO arah 0°	35
Gambar 4.6	Grafik RAO arah 45°	36
Gambar 4.7	Grafik RAO arah 90°	36
Gambar 4.8	Grafik RAO arah 135°	37
Gambar 4.9	Grafik RAO arah 180°	37
Gambar 4.10	Grafik tegangan pada laybarge kedalaman 6 meter arah 0°	40
Gambar 4.11	Grafik tegangan pada stinger kedalaman 6 meter arah 0°	40
Gambar 4.12	Grafik tegangan pada sagbend kedalaman 6 meter arah 0°	41
Gambar 4.13	Grafik tegangan pada laybarge kedalaman 6 meter arah 180°	41
Gambar 4.14	Grafik tegangan pada stinger kedalaman 6 meter arah 180°	42
Gambar 4.15	Grafik tegangan pada sagbend kedalaman 6 meter arah 180°	42
Gambar 4.16	Grafik tegangan pada laybarge kedalaman 6 meter arah 45°	43
Gambar 4.17	Grafik tegangan pada stinger kedalaman 6 meter arah 45°	43
Gambar 4.18	Grafik tegangan pada sagbend kedalaman 6 meter arah 45°	44

Gambar 4.19 Grafik tegangan pada laybarge kedalaman 6 meter arah 135°	44
Gambar 4.20 Grafik tegangan pada stinger kedalaman 6 meter arah 135°	45
Gambar 4.21 Grafik tegangan pada sagbend kedalaman 6 meter arah 135°	45
Gambar 4.22 Grafik tegangan pada laybarge kedalaman 6 meter arah 90°	46
Gambar 4.23 Grafik tegangan pada stinger kedalaman 6 meter arah 90°	46
Gambar 4.24 Grafik tegangan pada sagbend kedalaman 6 meter arah 90°	47
Gambar 4.25 Grafik tegangan pada laybarge kedalaman 10 meter arah 0°	47
Gambar 4.26 Grafik tegangan pada stinger kedalaman 10 meter arah 0°	48
Gambar 4.27 Grafik tegangan pada sagbend kedalaman 10 meter arah 0°	48
Gambar 4.28 Grafik tegangan pada laybarge kedalaman 10 meter arah 180°	49
Gambar 4.29 Grafik tegangan pada stinger kedalaman 10 meter arah 180°	49
Gambar 4.30 Grafik tegangan pada sagbend kedalaman 10 meter arah 180°	50
Gambar 4.31 Grafik tegangan pada laybarge kedalaman 10 meter arah 45°	50
Gambar 4.32 Grafik tegangan pada stinger kedalaman 10 meter arah 45°	51
Gambar 4.33 Grafik tegangan pada sagbend kedalaman 10 meter arah 45°	51
Gambar 4.34 Grafik tegangan pada laybarge kedalaman 10 meter arah 135°	52
Gambar 4.35 Grafik tegangan pada stinger kedalaman 10 meter arah 135°	52
Gambar 4.36 Grafik tegangan pada sagbend kedalaman 10 meter arah 135°	53
Gambar 4.37 Grafik tegangan pada laybarge kedalaman 10 meter arah 90°	53
Gambar 4.38 Grafik tegangan pada stinger kedalaman 10 meter arah 90°	54
Gambar 4.39 Grafik tegangan pada sagbend kedalaman 10 meter arah 90°	54



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Rekomendasi Koefisien Hidrodinamika	14
Tabel 3.1 Data <i>Laybarge</i>	26
Tabel 3.2 Data Gelombang	27
Tabel 3.3 Data Pipa	27
Tabel 4.1 Perhitungan Properti Pipa	29
Tabel 4.2 Tabel Hasil Validasi	34

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Pertama kali pipeline dibangun di Amerika tahun 1859 untuk mentransportasikan minyak mentah. Dalam satu setengah abad penggunaan pipeline, industry MIGAS telah membuktikan bahwa pipeline adalah modal transportasi yang paling ekonomis untuk transportasi MIGAS. Pipeline telah menunjukkan kemampuan untuk beradaptasi dengan berbagai lingkungan termasuk daerah terpencil dan lingkungan yang tidak bersahabat (Guo, 2005).

Dalam perancangan suatu struktur, baik itu struktur yang berada di darat maupun struktur yang berada dilepas pantai, salah satu hal yang perlu dianalisa adalah melakukan analisa kelelahan. Analisa tersebut tidak hanya digunakan pada struktur bangunan saja, namun juga meliputi kemampuan suatu pipe line / struktur untuk memenuhi tujuan desain yang telah ditetapkan sejak awal, termasuk disini adalah analisa kelelahan pada pipeline. Terdapat beberapa point yang harus dipertimbangkan dalam proses permodelan, termasuk salah satunya yaitu metode instalasi yang akan digunakan.

Pemilihan metode yang digunakan tergantung pada kondisi lingkungan dan perilaku sistem instalasi pipa yang mendapatkan berbagai beban selama instalasi dan dapat berakibat pada kegagalan. Beban tersebut dapat berasal dari gerakan *laybarge*, tekanan hidrostatis, *tension* serta *bending*. Analisa yang dilakukan pada saat proses instalasi ditujukan untuk mengestimasi minimum *bending stress* yang terjadi pada daerah kritis agar sesuai dengan kriteria desain.

Dalam proses instalasi pipa atau *pipelaying*, *pipeline* mendapat beban hidrodinamis secara langsung mengenai pipa, yaitu berupa gaya *drag* dan *internal force* ataupun secara tidak langsung, yaitu melalui gelombang atau arus yang menyebabkan gerakan pada *barge*. Beban tersebut dapat menyebabkan

peningkatan tegangan pada pipa yang menggantung antara *laybarge* dan *seabed*. Maksimum bending stress pada *pipeline* sangat sensitive terhadap tiga gerakan *laybarge*, yaitu antara lain gerakan *surge*, *heave* dan *pitch*. Untuk itu diperlukan analisa dinamis untuk memperhitungkan besar tegangan yang terjadi pada pipa tersebut selama instalasi.

Pada tugas akhir ini akan dilakukan analisa tegangan yang terjadi pada *pipeline* saat proses instalasi akibat dari perilaku *stinger*. Sedangkan metode instalasi yang diamati ialah metode S-Lay. Pada daerah *sagbend*, gerakan *surge* dan *heave* mempunyai pengaruh yang signifikan terhadap tegangan pada *pipeline* sedangkan gerakan *pitch* tidak signifikan pengaruhnya terhadap tegangan bending pada *pipeline*. Dalam melakukan analisa tegangan pipa tersebut dilakukan dengan bantuan *software* yaitu *software OFFPIPE*, dan hasil yang didapatkan adalah variasi tegangan pipa yang terjadi selama kurun waktu tertentu dan pada kedalaman tertentu.

1.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah yang akan dibahas pada Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Gerakan dominan pada barge dalam derajat kebebasan 0° , 45° , 90° , 135° , 180° ?
2. Berapa besar tegangan pada pipeline pada kedalaman 6 dan 10 meter terhadap tumpuan yang diberikan oleh stinger pada saat instalasi laut dangkal?

1.3 Tujuan

Tujuan dari Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui arah gerakan barge dominan pada 0° , 45° , 90° , 135° , dan 180° .
2. Mengetahui besar tegangan yang dialami oleh pipa terhadap tumpuan yang di berikan oleh *stinger* pada saat instalasi pada kedalaman 6 dan 10 meter.

1.4 Manfaat Penelitian

Dari hasil penelitian ini diharapkan dapat mengetahui informasi dari pengaruh beban yang diberikan stinger kepada pipa dan mengetahui besar tegangan yang dialami pipa saat instalasi menggunakan metode S-lay dengan variasi kedalaman 6 dan 10 meter.

1.5 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menggunakan metode S-lay pada saat instalasi
2. Menggunakan software OFFPIPE untuk menghitung tegangan pada pipa
3. Menggunakan software MOSES untuk permodelan barge
4. Panjang *stinger* 8 m
5. Menggunakan 0° , 45° , 90° , 135° , dan 180° derajat kebebasan
6. Menggunakan variasi kedalaman 6 dan 10 meter
7. Data pipa yang digunakan adalah pipa dan barge milik ONASIS di Tambora *field*.



(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Pada saat instalasi pipeline barge yang berhenti atau tertambat di lautan pada dasarnya akan berpindah dari posisi semula. Hal ini terjadi karena adanya pengaruh dari gaya yang mengenai barge tersebut. Terdapat beberapa gerakan yang memberikan dampak pada barge, antara lain *surge* dan *heave* dari *lay-barge* dapat memberikan pengaruh yang *significant* terhadap tegangan yang terjadi pada pipa bagian *sagbend* sedangkan pada bagian *overbend* sangat dipengaruhi oleh gerakan *pitch*.

Pipa bawah laut merupakan suatu infrastruktur transportasi minyak dan gas sebagai alternative pengganti kapal tanker LNG/CNG dan sebagainya. Pipa bawah laut memerlukan design awal yang sempurna dan proses instalasi yang teliti agar keseluruhan proses pembangunan pipa berhasil dan *cost effective*. Karena itu pada saat instalasi diperlukan analisa tegangan pada pipa yang diinstal. Semakin dalam perairan tempat penginstalan maka dapat terjadi peningkatan tegangan yang cukup signifikan pada saat proses instalasi, terutama untuk pipa yang berdiameter besar. Hal ini disebabkan karena massa tambah dan berat pipa yang ditimbulkan memiliki pengaruh besar pada perilaku pipa saat instalasi dan pada sistem *tensioner*. Karena itu diperlukan *stress analysis*. Dimana analisa tersebut memperhitungkan beban gelombang yang mengenai pipa dan gerakan dari *laybarge* yang dikarakteristikan oleh *Response Amplitude Operator* (RAO) (Syarifudin, 2007)

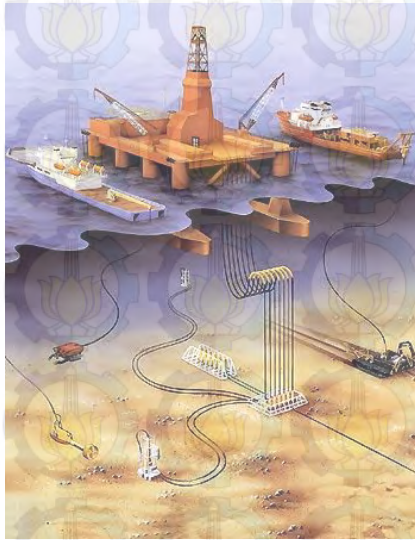
Pada instalasi *pipeline*, perlu diperhitungkan berapa panjang span maksimum yang diperlukan serta penambahan tiang pancang yang digunakan untuk menyangga *pipeline* setelah mencapai letak bentangan maksimumnya sehingga dapat meminimalisir tegangan yang terjadi serta mengurangi efek bending pada pipa. (Braskoro dkk, 2004).

Hal yang harus diperhatikan pada saat instalasi adalah besarnya tegangan (*stress*) yang terjadi pada pipa pada saat proses instalasi tersebut. Ketika saat pipa masih diatas *laybarge*, *stinger*, dan saat pipa menyentuh *seabed*. Terdapat 2 kategori yang harus dianalisa, yaitu *overbend* dan *sagbend*. Dimana *Overbend* area dimulai dari pipa masih di atas *laybarge* sampe *stinger*. Sedangkan *sagbend* mulai dari *roller* terakhir pada *stinger* sampai *seabed*. Menurut DnV OS F101 'Submarine Pipeline System' Section 13, part H300 'Simplified Laying Criteria', dikatakan bahwa untuk *overbend* area menggunakan strain based criteria, sedangkan *sagbend* menggunakan stress based criteria. Dimana untuk *calculated strain* maksimal yang diijinkan adalah 0,205% (Material X52, Static Condition) dan tegangan (*stress*) maksimal yang diijinkan adalah 87% dari SMYS (*Specified Minimum Yield Strength*).

2.2 Dasar Teori

2.2.1 Pipeline system

Pipeline adalah alat untuk mengalirkan fluida (zat cair dan gas) dari satu atau beberapa titik ke satu atau beberapa titik lainnya. Banyak aspek yang harus diperhatikan dalam perancangan pipeline khususnya offshore pipeline agar didapatkan suatu rancangan yang optimal baik dari segi teknik maupun ekonomis. Aspek-aspek yang harus diperhatikan antara lain tebal dinding (*wall thickness*) pipa, pemilihan material (*material selection*), peninjauan rute (*route survey*), dan pemilihan rute (*route selection*).



Gambar 2.1 Ilustrasi offshore pipeline (Arifin, 2008).

2.2.2 Properti Pipeline

Material utama pipeline adalah pipa yang terbuat dari carbon steel.. Dimana di area lingkungan laut memiliki keadaan ekstrim, yang terdapat arus, gelombang, dan sifat kimia air laut yang korosif, karena itu perlu diberikan perlindungan terhadap pipa tersebut.

Penamaan properti pipa sebagai berikut:

OD (D_s) : Diameter luar pipa baja

ID : Diameter dalam pipa baja

t_s : Thickness dinding pipa baja

t_{corr} : Thickness lapisan anti korosi (corrosion coating)

t_{cc} : Thickness lapisan beton

W_{st} : Berat pipa baja di udara

W_{cc} : Berat lapisan beton di udara

W_{corr} : Berat lapisan anti korosi di udara

W_{cont} : Berat content (isi pipa) di udara

W_{sub} : Berat pipa di dalam air

W_{buoy} : Berat/gaya apung

ρ_s : Massa jenis baja

ρ_{corr} : Massa jenis lapisan anti korosi

ρ_{cont} : Massa jenis content (isi pipa)

ρ_{sw} : Massa jenis air laut

Dimana untuk perhitungan beban yang akan diterima pipa, dari berat pipa itu sendiri juga diperhitungkan sebagai berat pipa terdistribusi.

2.3 Beban Pada Sistem Perpipaan

Sistem perpipaan saat operasi menerima berbagai beban. Beban-beban pada sistem perpipaan dapat dibagi sebagai berikut.

2.3.1 Beban *Sustain*

Beban *sustain* adalah pembebanan pada saat instalasi sistem pipa secara terus-menerus. Beban ini termasuk kombinasi beban yang diakibatkan oleh tekanan internal dan beban berat. Beban yang dialami oleh sistem perpipaan saat instalasi dapat digolongkan menjadi dua jenis:

- *Live load*: Beban fluida yang mengalir melalui sistem perpipaan atau fluida lain yang digunakan untuk pengujian system perpipaan tersebut.
- *Dead load*: Berat komponen pada sistem perpipaan, berat isolator, dan beban permanen yang bekerja pada system perpipaan tersebut.

2.3.2 *Beban Occasional*

Beban *occasional* merupakan beban dinamik pada sistem perpipaan yang dapat disebabkan oleh beberapa hal yaitu :

- Beban gempa :

Beban yang ditimbulkan oleh gempa yang terjadi ditempat sistem perpipaan.

- Beban gelombang :

Beban yang ditimbulkan oleh gelombang yang mengenai pipa.

2.3.3 *Beban Ekspansi Thermal*

Beban termal merupakan beban yang dapat timbul akibat ekspansi termal yang terjadi pada sistem perpipaan. Beban termal ini dapat dibagi menjadi:

- Beban termal akibat perbedaan temperatur yang besar dan sangat cepat dalam dinding pipa sehingga menimbulkan tegangan.
- Beban termal akibat pembatasan gerak oleh tumpuan saat pipa mengalami ekspansi.

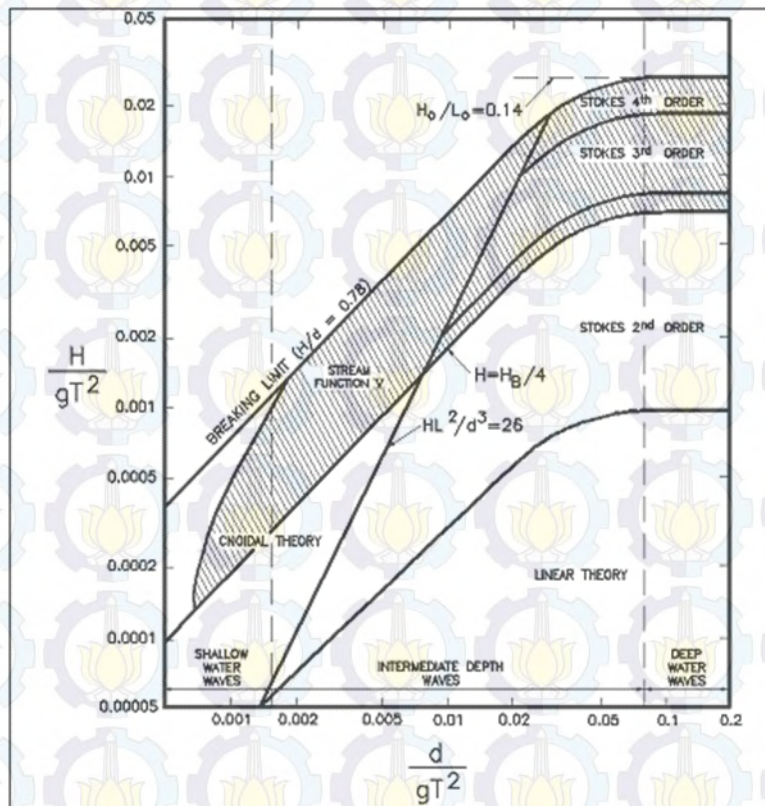
Sebagai pencegah terjadinya kegagalan pada saat pengoperasian , perlu dilakukan analisa terhadap pipa baik dari properti ketebalan yang dibutuhkan dan respon yang timbul akibat dari pergerakan barge misalnya untuk gerakan *heaving, surging, pitching, rolling, yawing*, yang akan dipergunakan sebagai acuan desain pipa serta efektifitasnya selama proses pengoperasian berlangsung.

2.4 Beban Gelombang

Untuk mendapatkan atau mengetahui beban gelombang yang terjadi pada pipa di bawah laut, awalnya perlu diketahui terlebih dahulu untuk teori gelombang mana yang akan digunakan. Data yang diperlukan dalam penentuan teori gelombang adalah tinggi gelombang (H), periode gelombang (T) serta kedalaman perairan (d), kemudian data tersebut diinputkan ke dalam persamaan:

$$\left[\frac{H}{gT^2} \right] \text{ dan } \left[\frac{d}{gT^2} \right] \quad (2.1)$$

Kemudian dari persamaan tersebut digunakan dalam grafik region of validity.



Gambar 2.2 *Regions of Validity for Various Wave Theories*
(Departement of the Army, 1984).

Pada umumnya teori gelombang yang digunakan untuk melakukan perhitungan adalah teori gelombang stoke. Teori gelombang stoke adalah teori yang menghasilkan solusi atau hasil yang lebih akurat. Teori gelombang stokes memasukkan deret kecepatan potensial dalam persamaan Laplace dan syarat batas dasar laut. Dalam analisis ini, teori gelombang yang digunakan adalah stokes orde 2. Persamaan untuk menghitung kecepatan horizontal partikel air adalah:

$$u = \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh ks}{\sinh kd} \cos\theta + \frac{3}{4} \left(\frac{\pi H}{L}\right) \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh 2ks}{\sinh^4 kd} \cos 2\theta \quad (2.2)$$

Dimana :

u = kecepatan horizontal partikel air (m/s)

H = tinggi gelombang (m)

g = percepatan gravitasi (m/s^2)

k = nomor gelombang ($2\pi/L$)

L = panjang gelombang (m)

d = still water level (m)

T = periode gelombang (s)

θ = sudut perambatan gelombang

S = Vertikal Axis

2.5 Gaya Hidrodinamika

Perhitungan gaya hidrodinamika digunakan untuk salah satu perhitungan beban pada struktur pipa. Gaya hidrodinamika yang bekerja pada suatu struktur pipa bawah laut belum dapat dihitung baik dengan penurunan secara percobaan maupun teoritis. Oleh sebab itu, digunakan metode penyederhanaan untuk mendekati perhitungan gaya hidrodinamik pada struktur laut tersebut (Adi, 2007). Salah satu metoda pendekatan gaya hidrodinamika adalah dengan metoda

Morrison. metoda ini menghitung gaya hidrodinamika yang terjadi pada suatu struktur akibat gelombang laut di permukaan.

Gaya Morrison ini merupakan gaya yang terjadi pada suatu struktur dengan menambahkan drag force dan inertia force. Dimana drag force dapat terjadi akibat gaya gesekan antara dinding pipa, fluida dan vortex yang terjadi dibelakang struktur. Sedangkan untuk gaya inersia terjadi pada struktur dikarenakan gaya oleh perubahan perpindahan massa air yang disebabkan oleh keberadaan pipa. Perubahan perpindahan massa diakibatkan oleh adanya fluktuasi percepatan arus.

2.5.1 Drag force

Drag force dapat terjadi karena adanya pengaruh gesekan antara dinding pipa dengan fluida atau yang dikenal sebagai skin friction dan adanya vortex yang terjadi di belakang pipa. Gaya seret (drag force) dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan yang ada sebagai berikut (Mouselli, 1981):

$$F_D = \frac{1}{2} \rho C_D D U_e^2 \quad (2.3)$$

Dimana :

ρ = masa jenis fluida (kg/m³)

C_D = koefisien drag

D = diameter luar pipa (m)

U_e = kecepatan efektif partikel (m/s).

2.5.2 Inertia force

Gaya inersia yang terjadi pada struktur diakibatkan adanya gaya perpindahan massa air yang disebabkan oleh letak pipa. Faktor yang dapat mempengaruhi gaya inersia adalah percepatan partikel air. perubahan perpindahan massa diakibatkan oleh adanya fluktuasi percepatan arus. nilai gaya inersia yang terjadi dapat dihitung melalui persamaan berikut (Mouselli, 1981):

$$F_I = \rho C_M \left[\frac{\pi D^2}{4} \right] a_n \quad (2.4)$$

Dimana:

ρ = masa jenis fluida (kg/m³)

C_M = koefisien inersia

D = diameter luar pipa (m)

a_n = percepatan horizontal partikel fluida (m/s²)

2.5.3 Lift force

Gaya ini bekerja dalam arah tegak lurus arah rambatan gelombang/ arus. gaya angkat ini dapat terjadi dikarenakan adanya konsentrasi streamline pada bagian atas pipa (Adi, 2007). Konsentrasi streamline membuat kecepatan arus pada atas pipa tersebut menjadi besar, yang mengakibatkan tekanan hidrodinamik mengecil dan pipa menjadi terangkat. Persamaan gaya angkat (lift force) adalah sebagai berikut (Mouselli, 1981):

$$F_L = \frac{1}{2} \rho C_l D U_e^2 \quad (2.5)$$

Dimana :

ρ = masa jenis fluida (kg/m³)

U_e = kecepatan efektif partikel (m/s)

C_l = koefisien lift

D = diameter luar pipa (m)

2.5.4 Koefisien Gaya Hidrodinamika

Koefisien gaya hidrodinamika mengacu pada kode DNV-1981-Submarine Pipeline Systems. Koefisien ini bergantung pada parameter karakteristik kondisi

aliran dan pipa. Berdasarkan bilangan Reynolds untuk pipa terekspos pada aliran steady, maka koefisien hidrodinamika dapat diambil dari tabel 2.1 berikut ini:

Tabel 2.1 Rekomendasi Koefisien Hidrodinamika untuk Aliran Steady

Re	C_D	C_L	C_M
$Re < 5.0 \times 10^4$	1.3	1.5	2.0
$5.0 \times 10^4 < Re < 1.0 \times 10^5$	1.2	1	2.0
$1.0 \times 10^5 < Re < 2.5 \times 10^5$	1.53– ($Re/3.0 \times 10^5$)	1.2– ($Re/5.0 \times 10^5$)	2
$2.5 \times 10^4 < Re < 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	2.5 – ($Re/5.0 \times 10^5$)
$Re > 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	1.5

Sumber: Mouselli, *Offshore Pipeline Design, Aanalysis, and Methods* hal 43

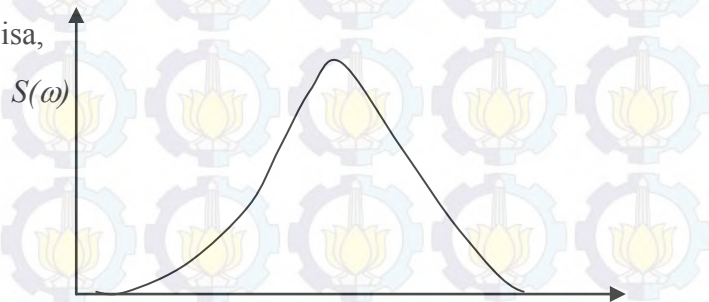
2.6 Respon Gerakan Gelombang Irreguler

Response Amplitude Operator (RAO) adalah fungsi respon struktur akibat beban gelombang yang mengenai struktur lepas pantai pada frekuensi tertentu.

RAO disebut sebagai *Transfer Function* karena RAO adalah alat untuk mentransfer beban luar (gelombang) dalam bentuk respon pada suatu struktur.

Tahap analisa (Bhattacharya, 1978) yang perlu dilakukan adalah :

1. Membuat plot spektrum gelombang $S(\omega)$ yang sesuai dengan obyek analisa,



Gambar 2.3. Plot spektrum gelombang $S(\omega)$ (Bhattacharya, 1978)

2. Membuat plot spektrum respon pada gelombang *reguler* (θ).

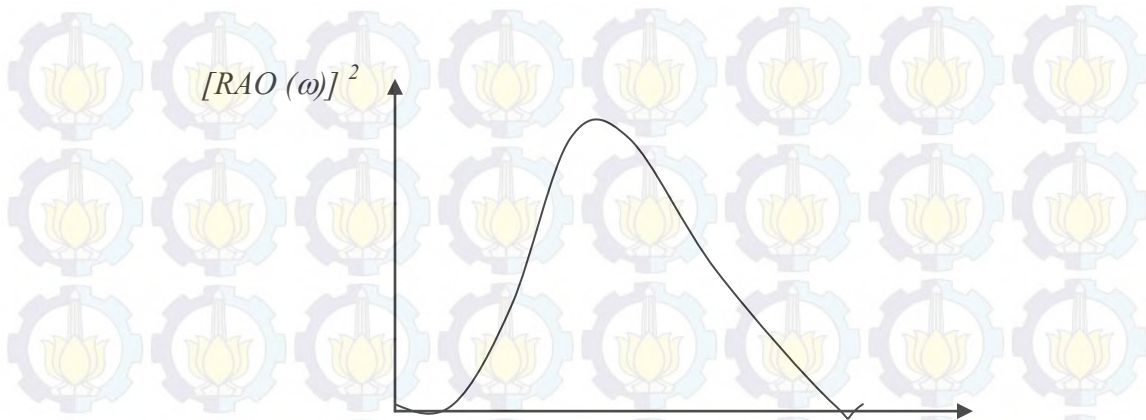


Gambar 2.4. Respon pada gelombang *reguler* (θ) (Bhattacharya, 1978)

3. Membuat plot spektrum kuadrat dari RAO untuk mentransfer spektrum pada langkah ke-2 menjadi spektrum respon gelombang *irreguler*.

$$RAO(\omega) = \theta / \eta_a \quad (2.6)$$

dimana, η_a = Amplitudo gelombang, m

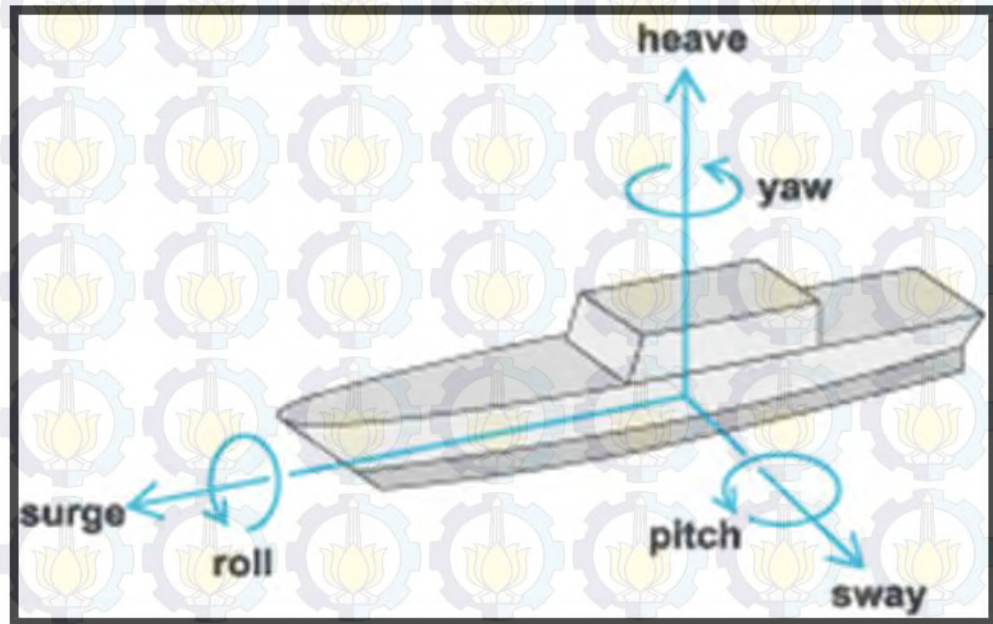


Gambar 2.5. Spektrum kuadrat dari RAO (Bhattacharya, 1978)

2.7 Respon Dinamis Struktur Apung.

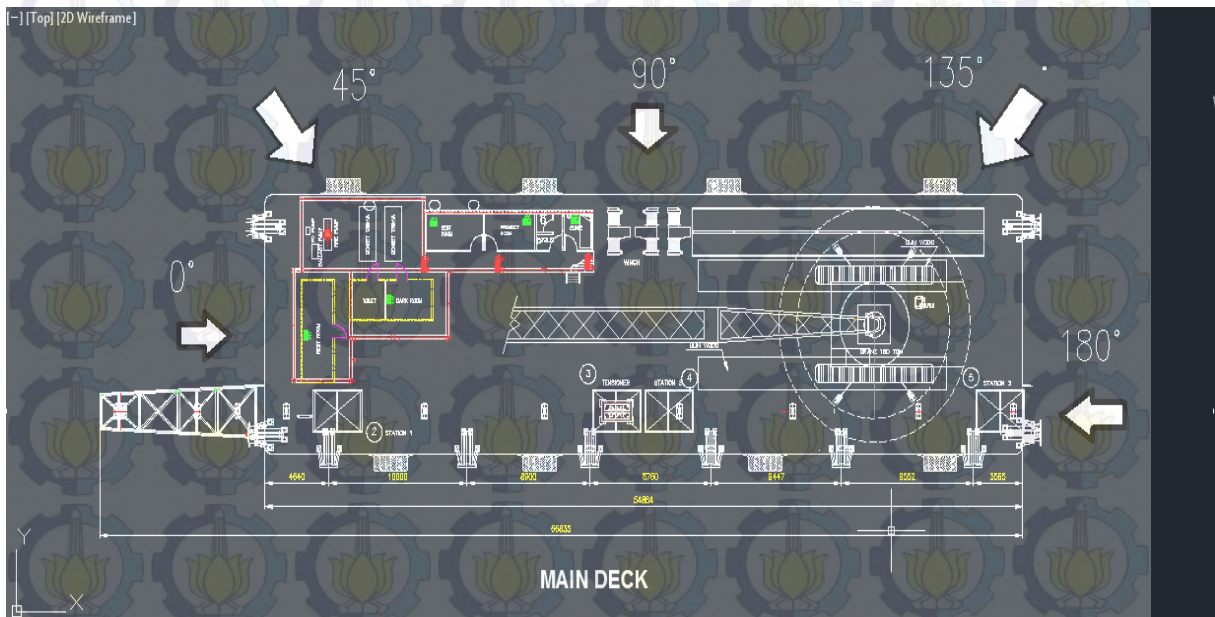
Setiap struktur terapung yang bergerak di atas permukaan laut selalu mengalami gerakan osilasi. Gerakan osilasi ini terdiri dari 6 macam gerakan, yaitu 3 macam gerakan lateral dan 3 macam gerakan rotasional dalam 3 arah sumbu gerakan. Macam gerakan itu meliputi :

- a. *Surging* : Gerakan osilasi lateral pada sumbu -x.
- b. *Swaying* : Gerakan osilasi lateral pada sumbu -y.
- c. *Heaving* : Gerakan osilasi lateral pada sumbu -z.
- d. *Rolling* : Gerakan osilasi rotasional terhadap sumbu -x.
- e. *Pitching* : Gerakan osilasi rotasional terhadap sumbu -y.
- f. *Yawing* : Gerakan osilasi rotasional terhadap sumbu -z.



Gambar 2.6. Enam derajat kebebasan gerakan struktur terapung (www.google.com)

Jika dilihat pada gambar dapat diketahui bahwa hanya 3 macam gerakan yang merupakan gerakan osilasi murni yaitu *heaving*, *rolling* dan *pitching*, karena gerakan tersebut bekerja dibawah gaya atau momen pengembali ketika struktur itu terganggu dari posisi kesetimbangannya. Sedangkan gerakan *surging*, *swaying* dan *yawing* struktur tidak kembali menuju posisi kesetimbangannya semula kalau diganggu, terkecuali jika ada gaya atau momen pengembali yang menyebabkannya bekerja dalam arah sebaliknya.

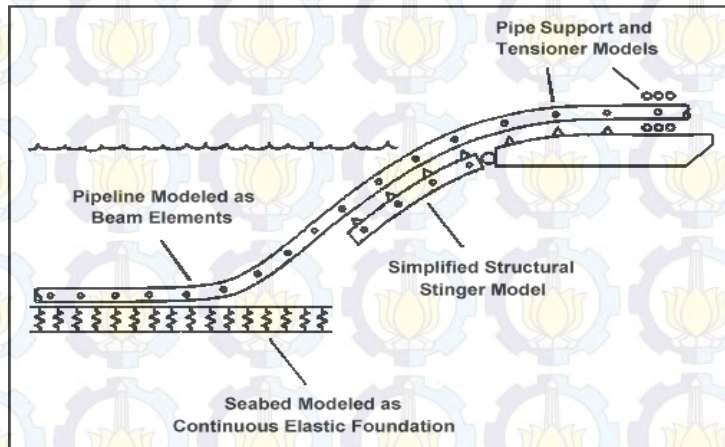


Gambar 2.7. Gambar arah pembebanan

2.8 Permodelan *Pipelaying*

Dalam *software OFFPIPE* permodelan untuk suatu sistem selama instalasi menggunakan suatu model elemen hingga, beberapa contoh kasus yang biasa dimodelkan dalam *software OFFPIPE*, antara lain:

- a. permodelan instalasi pipa dengan menggunakan *laybarge*, *layships*, dan *semi-submersible*.
- b. permodelan instalasi pipa dengan menggunakan metode S-Lay.
- c. permodelan stinger yang digunakan selama instalasi. Ada tiga jenis stinger yang digunakan yaitu: *articulated*, *flexible* dan *fix*
- d. permodelan instalasi pipa tanpa menggunakan stinger.

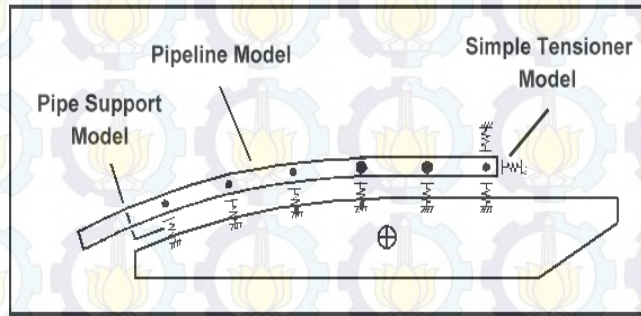


Gambar 2.8. Permodelan sistem pipelaying (www.google.com)

Seperti terlihat gambar di atas, permodelan sistem *pipelaying* yang terdiri dari permodelan *laybarge*, *stinger*, dan tentunya pipa yang akan diinstalasi.

2.8.1 Model *Laybarge*

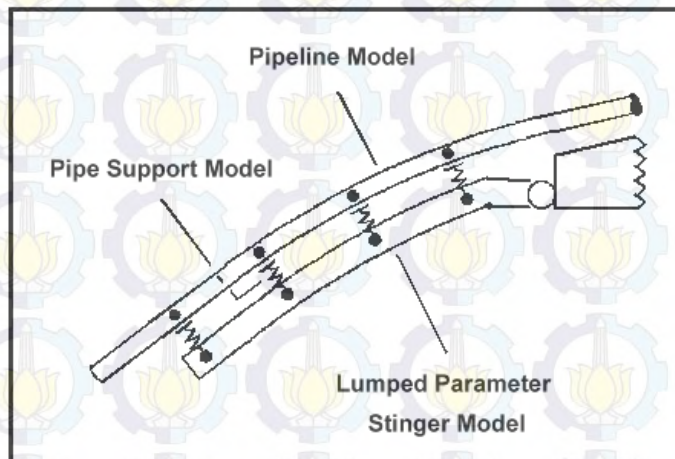
Permodelan *laybarge* di *OFFPIPE* dimodelkan sebagai *rigid body*, dalam *software OFFPIPE* terdapat dua macam analisa, yaitu analisa statis dan dinamis. Begitu juga dengan analisa untuk permodelan *laybarge*. Pada analisa statis, posisi dari *laybarge* ditetapkan dari hasil input data *barge offsets*, *trim angle*, *heading*. Sedangkan untuk analisa dinamis, model *laybarge* mempunyai 6 macam gerakan, gerakan-gerakan tersebut diterjemahkan pada *Response Amplitude Operator* (RAO). RAO yang didapatkan dari *laybarge* dapat diketahui nilai amplitudo dan *phase angle* dari gerakan *laybarge*, di mana nilai tersebut merupakan suatu fungsi dari *frequency*, *amplitudo* dan *phase angle* dari gelombang. Contoh permodelan *laybarge* pada *OFFPIPE* dapat dilihat pada gambar di bawah ini.



Gambar 2.9. Permodelan Laybarge (www.google.com)

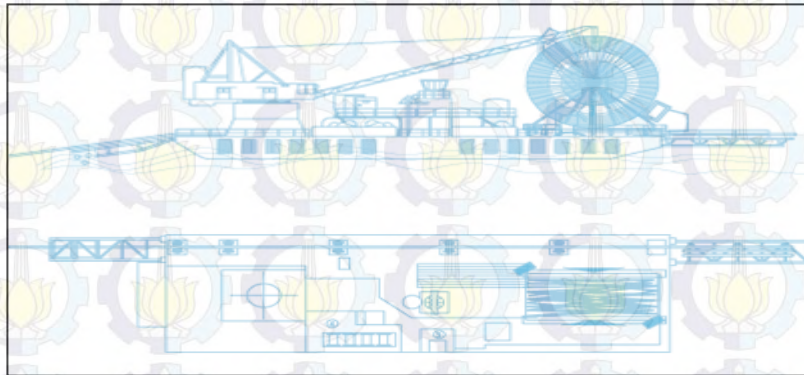
2.8.2 Stinger

Stinger merupakan *framework* yang terbuat dari bagian-bagian tubular, yang berfungsi sebagai pengarah pipa pada roller yang terletak antara tubular sehingga pipa dapat meluncur kebawah dari *barge stern* sampai seabed. *Stinger* terdiri dari beberapa model. Dalam *software OFFPIPE*, permodelan *stinger* terdapat 3 macam model, seperti *rigid body*, *fix stinger* (berada satu sistem dengan *laybarge*), atau hanya sebatas model *stinger* pada umumnya.



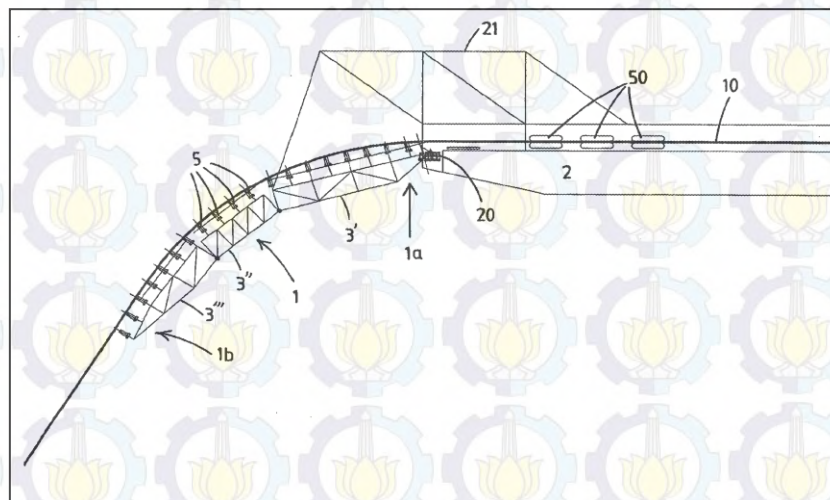
Gambar 2.10. Model *stinger* (www.google.com)

Ada pun beberapa contoh lain dalam permodelan stinger, tergantung kondisi laut dan pipa yang diinstal, jika dikondisikan untuk dapat menginstal pipa yang panjang dan waktu yang cepat maka menggunakan stinger yang berada di belakang dan depan barge.



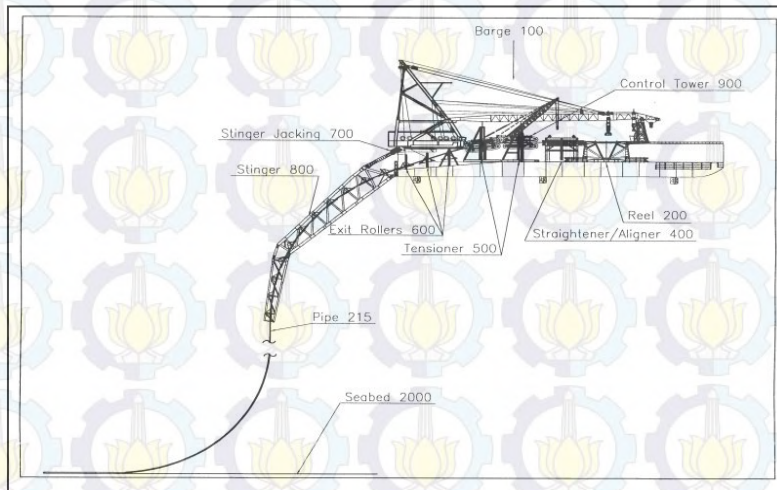
Gambar 2.11. Barge dengan stinger depan dan belakang (www.google.com)

Jika kondisi laut dalam maka membutuhkan stinger yang lebih panjang atau menggunakan stinger rigid body sehingga memiliki banyak roler di setiap bagian stinger.



Gambar 2.12. Stinger articulated (www.google.com)

Dan jika instalasi untuk laut yang memiliki kondisi ekstrim dan pipa yang diinstal berukuran besar maka menggunakan stinger jacking.



Gambar 2.13. Stinger jacking (www.google.com)

Stinger mempunyai beberapa model yang sudut kemiringannya dapat diubah-ubah, yaitu:

1. *Hidraulic*
2. *Cable*
3. *Bouyancy*

Stinger yang terapung mempunyai *bouyancy* yang mengangkat pipa keatas untuk menyeimbangkan beban pipa. Pada posisi *stinger* dengan sudut tertentu, terdapat persamaan gaya dan momen yaitu(DNV):

1. Gaya pipa kebawah sama dengan *bouyancy stinger* keatas yang diimbangi oleh gaya pada ujung *stinger*.
2. Momen beban sekitar ujung *stinger* sama dengan momen *bouyancy* sekitar ujung *stinger*.

2.8.3 Overband

Pada metode instalasi S-lay, terdapat 2 daerah yang muncul pada saat pipa tersebut diturunkan dari laybarge yaitu daerah *overband* dan daerah *segbend*. *Overband* adalah daerah pipa yang berada pada *tensioner* hingga bagian ujung dari *stinger*.

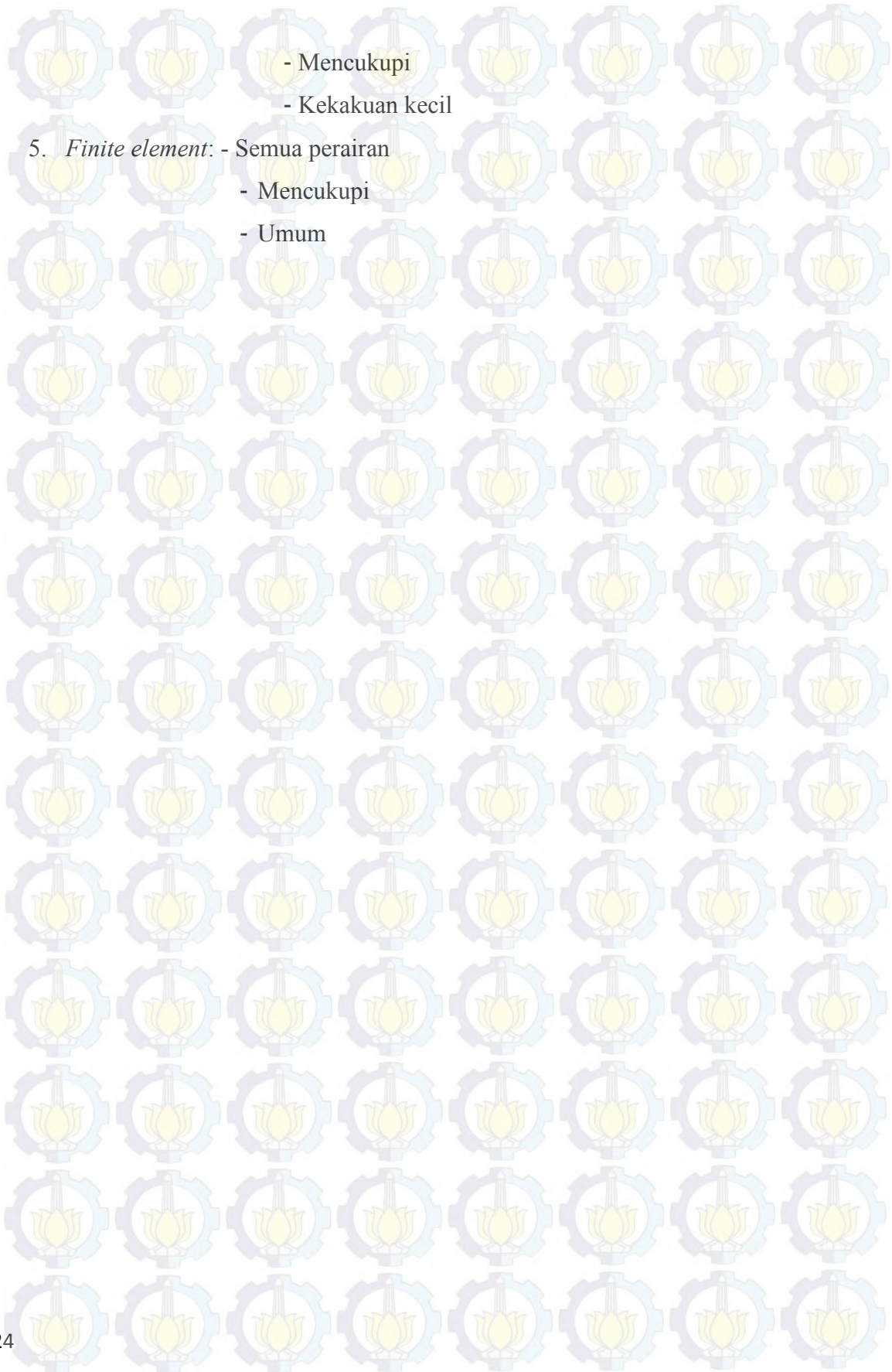
Kurvatur pipa pada daerah *overband* dikontrol dengan pengaturan posisi ramp peyangga dan pengontrolan kurvatur *stinger*. Secara umum radius kurvatur *overband* harus didesain agar kombinasi tegangan maksimum yang terjadi pada pipa tidak melebihi 85% dari SMYS.

2.8.4 Sagband

Pada daerah *sagband*, analisis tegangan dilakukan dengan menentukan tegangan (*tension*) dan panjang *stinger* yang dibutuhkan untuk mengerjakan instalasi pipeline dengan aman. Pada umumnya semakin besar tegangan yang dibutuhkan maka semakin pendek *stinger* yang digunakan. Pada daerah *sagband*, tegangan maksimum yang diijinkan adalah lebih kecil dari 72%SMYS.

Terdapat beberapa metode yang dapat digunakan dalam melakukan analisis tegangan pada daerah *sagband*, yaitu:

1. *Linier-beam*: - Perairan dangkal
 - Syarat batas mencukupi
 - Validitas defleksi kecil
2. *Non linier-beam*: - Semua perairan
 - Mencukupi
 - Validitas umum
3. *Catenary* : - Perairan dalam
 - Tidak mencukupi
 - Jauh dari ujung kekakuan kecil
4. *Stiffened catenary*: - Perairan dalam



- Mencukupi
- Kekakuan kecil

5. *Finite element*: - Semua perairan

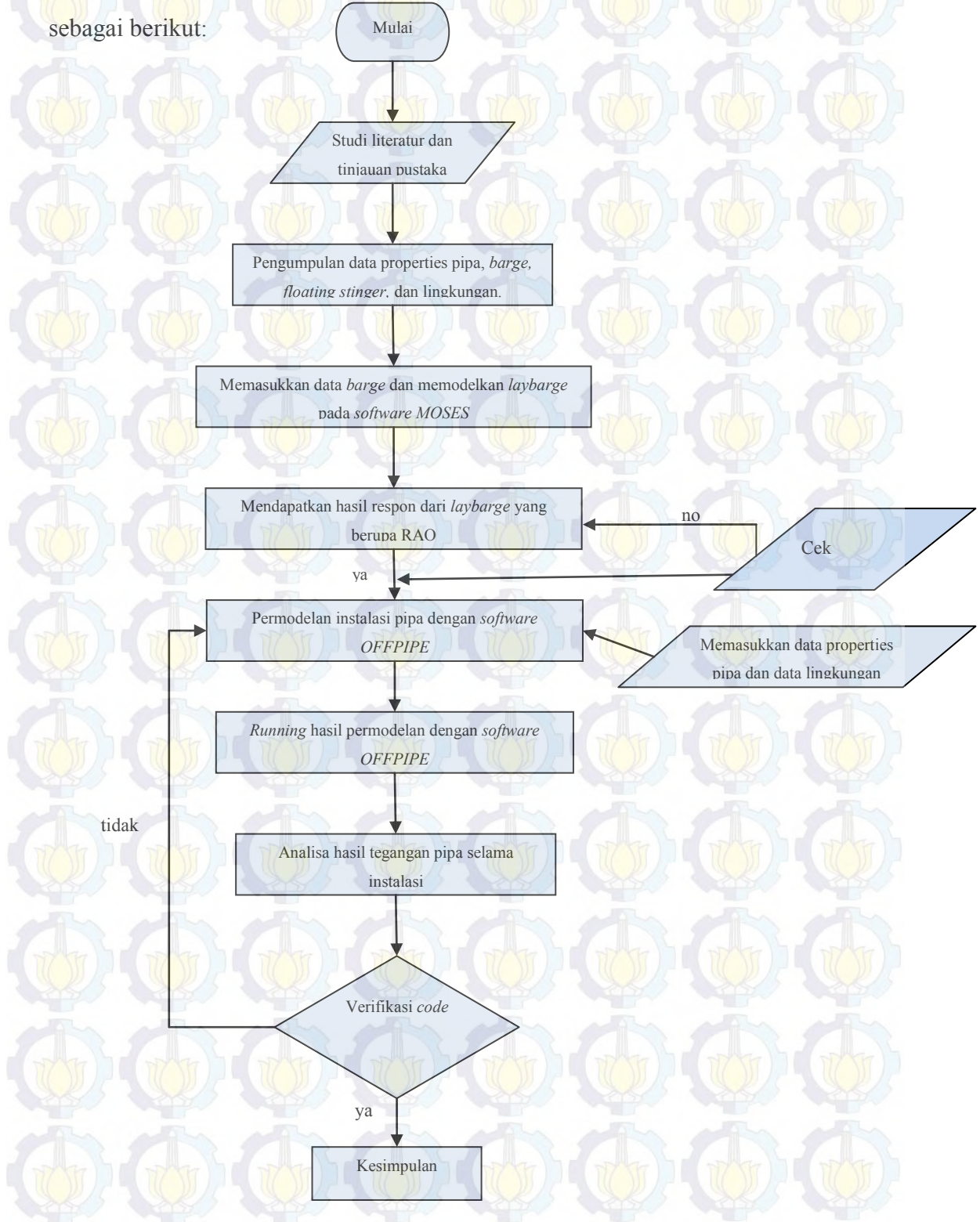
- Mencukupi
- Umum

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir

Metodologi penelitian yang digunakan digambarkan dalam diagram alir pengerjaan sebagai berikut:



3.2 Prosedur Analisis

Untuk menyelesaikan permasalahan dalam penelitian ini diperlukan tahap-tahap yang berurutan berdasarkan urutan kerja sehingga tujuan yang diharapkan dapat tercapai dengan baik. Tahapan-tahapan tersebut yaitu :

1. Melakukan studi literatur buku-buku, jurnal atau referensi-referensi yang berkaitan sebagai bahan penunjang penelitian ini.
2. Pengumpulan data pipa, data *stinger*, *barge* serta data lingkungan dimana struktur tersebut beroperasi.
3. Pemodelan *laybarge* dengan menggunakan *software MOSES* dengan *running* yang menghasilkan respon dinamis berupa RAO.
4. Permodelan *stinger* dengan menggunakan *software OFFPIPE* sebagai acuan untuk permodelan instalasi pipa.
5. Pemodelan instalasi menggunakan *software OFFPIPE* dengan memasukkan data properti pipa, dan data lingkungan.
6. Pemodelan instalasi juga dengan memasukkan data permodelan *laybarge* dan *fix stinger*.
7. *Running software OFFPIPE* untuk menghasilkan tegangan bending yang terjadi pada saat instalasi.
8. Analisa hasil dan pembahasan penelitian, serta *check code* terhadap tegangan *bending* maksimum yang terjadi.
9. Kesimpulan hasil analisa. Dari analisa yang dilakukan dapat diperoleh yaitu variasi tegangan pada *pipeline* berdasarkan *time domain*, yang paling berpengaruh terhadap tegangan bending yang terjadi serta distribusi yang sesuai.

3.3 Pengumpulan data

3.3.1 Data Barge

Data yang digunakan untuk memodelkan *laybarge* sebagai berikut:

Tabel 3.1. Data *laybarge*

Deskripsi	Unit
Panjang (LOA)	54,684m
Lebar	18,349m

Tinggi	11,394m
syarat air	2m
Displacement	
Lightship	603,9 ton
Full load	1162 ton
COG	
LCG	26,168
VCG	2,830
TCG	-0,162

3.3.2 Data Lingkungan

Data lingkungan yang digunakan ialah pada kedalaman laut 2, 4, 6, 8 meter, dengan data gelombang 100 tahunan dengan tinggi gelombang (H) 1.6 meter, serta periode gelombang (T) sebesar 6 detik. Kecepatan arus pasang surut pada permukaan air 0,5 m/dt.

Tabel.3.2. Data gelombang 1-100 tahunan

R (years)	Hs (m)	Ts (second)	Hmax (m)
1	2.2	6.531	3.7
5	2.3	7.326	3.8
10	2.7	7.974	4
100	3.2	9.873	4.8

3.3.3 Data Pipa

Data pipa yang digunakan sebagai berikut:

Tabel 3.3. Data Pipa 8 inch

Outside Diameter	: 219.08 mm
Wall Thickness	: 8.18 mm
Steel Grade	: X-65C
Steel Density	: 7850 kg/m ³
Specified Minimum Yield Strength (SMYS)	: 360 N/mm ² (Mpa)
Modulus of Elasticity	: 207,000 N/mm ² (Mpa)
External Corrosion Coating	: 3LPP
External Corrosion Coating Thickness	: 2.5 mm

External Corrosion Coating Density	: 1300 kg/m ³
External Corrosion Coating Cut Back	: 250 mm
Concrete Coating Thickness	: 50 mm
Concrete Density	: 2400 kg/m ³
Concrete Coating Cut Back	: 370 mm
Concrete Coat Water Absorption	: 4 % (by weight)
Field joint coating length	: 700 mm
Field joint coating density (PU)	: 730 kg/m ³
Dry weight (empty)	: 3588.88 N/m
Submerged weight (empty)	: 679 N/m

3.4 Permodelan Struktur

Dalam pengerjaan skripsi ini permodelan dilakukan dengan *software* MOSES dan OFFPIPE untuk mendapatkan tegangan dan model selama instalasi. Untuk permodelan *laybarge* menggunakan *software* MOSES, namun untuk permodelan barge hanya berupa *crane barge* saja. Sedangkan untuk Permodelan sistem instalasi pipa di dalam *software* OFFPIPE diawali dengan memasukkan data *properties* pipa yang telah diperoleh sebelumnya seperti *outside diameter* (OD), *wall tickness*, berat pipa, dll. Pada pemodelan *properties* pipa di dalam OFFPIPE.

Setelah memodelkan *properties* pipa kemudian dimodelkan *laybarge* yang diawali dengan memasukkan data panjang, lebar, tinggi dan sarat *laybarge*. Permodelan *laybarge* di dalam *software* OFFPIPE juga memasukkan jenis *support* yang akan digunakan selama proses instalasi seperti *tensioner* dan *simple pipe support*. Di dalam permodelan kali ini juga harus didapatkan *centre of gravity* (COG) dan batas trim untuk mengetahui stabilitas dari *laybarge*.

BAB IV

ANALISIS HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Perhitungan Properti Pipa

Perhitungan properti pipa digunakan sebagai dasar untuk melakukan perhitungan analisis pada input OFFPIPE. Perhitungan berat pipa yang dimaksud adalah perhitungan diameter serta massa total dari pipa dan berat pipa per satuan panjang.

Tabel 4.1 Perhitungan Properti Pipa

Parameter	Simbol	=	Persamaan		=	Nilai	Satuan
Diameter Internal	D_i	=	$D - 2t$	D_i	=	202.71	mm
Diameter Corrosion Coating	D_{corr}	=	$D + 2t_{corr}$	D_{corr}	=	224.07	mm
Diameter Concrete Coating	D_{conc}	=	$D + 2t_{conc}$	D_{conc}	=	295.07	mm
Berat pipa (tanpa coating)	W_1	=	$\pi (D^2 - D_i^2) \rho_{st}/4$	W_1	=	42.332537	kg/m
Berat Corrosion Coating	W_2	=	$\pi (D_{corr}^2 - D^2) \rho_{corr}/4$	W_2	=	2.2924154	kg/m
Berat Concrete Coating	W_3	=	$\pi (D_{conc}^2 - D_{corr}^2) \rho_{conc} /4$	W_3	=	88.075911	kg/m
Berat Total	W_t	=	$(W_1 + W_2 + W_3) g$	W_t	=	1300.4685	N/m
Bouyancy	F_{buoy}	=	$\pi D_{conc}^2 \rho_{sw} g/4$	F_{buoy}	=	686.54611	N/m
Berat pipa tercelup	W_{sub}	=	$W_t - F_{buoy}$	W_{sub}	=	613.92236	N/m
Momen Inersia Pipa	I_{st}	=	$\pi (D^4 - D_i^4)/64$	I_{st}	=	3.001E-05	m^4

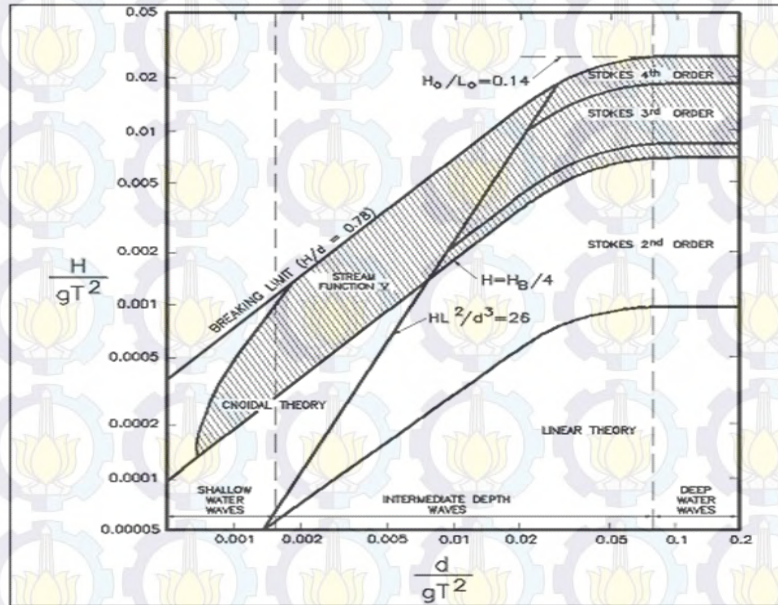
4.2 Perhitungan Gelombang dan Arus

Data arus dan gelombang didapat dari PT. Onasis Indonesia. Dari data yang didapat perhitungan arus dan gelombang. Teori gelombang yang digunakan pada analisa ini yaitu teori gelombang Stokes orde 2. Penentuan teori gelombang ini didapatkan dari hasil penarikan grafik *region of validity*. Penentuan teori gelombang tersebut adalah sebagai berikut:

Menghitung parameter penentuan teori gelombang, yaitu:

$$\frac{H}{g.T^2} = \frac{2.4}{9.81 \times 9.8^2} = 0.002547 \quad (4.1)$$

$$\frac{d}{g.T^2} = \frac{10.24}{9.81 \times 9.8^2} = 0.01075 \quad (4.2)$$



Gambar 4.1 Penentuan Teori Gelombang melalui Diagram *Regions of Validity for Various Wave Theories*

Dari perhitungan serta interpretasi dari grafik tersebut maka teori gelombang yang digunakan adalah teori Stokes orde 2. Setelah penentuan teori gelombang yang digunakan, maka dapat diketahui kecepatan partikel dan kecepatan partikel efektif.

• **4.2.1 Menghitung Kecepatan Partikel Gelombang**

➤ Kecepatan Horizontal

$$u = \frac{\pi H \cosh ks}{T \sinh kd} \cos\theta + \frac{3}{4} \left(\frac{\pi H}{L}\right) \frac{\pi H \cosh 2ks}{T \sinh^4 kd} \cos 2\theta \quad (4.3)$$

Dimana:

H = tinggi gelombang (m)

T = periode gelombang (s)

k = angka gelombang

h = kedalaman air laut (m)

L = panjang gelombang (m)

s = vertikal axis

- Jadi $s = d + y$, dimana $y = -(d - D_{tot})$

$$= -(d - 0.219)$$

$$= (-d + 0.219)$$

$$d + y = 0.219$$

- angkagelombang : $k = \frac{2\pi}{L}$

$$k = \frac{2 \times 3.14}{91.2773}$$

- $k = 0.068834$

Sehingga didapatkan nilai kecepatan dan partikel gelombang adalah:

- Kecepatan Horizontal

$$u = \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh ks}{\sinh kd} \cos \theta + \frac{3}{4} \left(\frac{\pi H}{L} \right) \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh 2ks}{\sinh^4 kd} \cos 2\theta \quad (4.4)$$

$$u = 0.634 \text{ m/s}$$

Sedangkan dalam bukunya, Mouselli (1981) merumuskan untuk nilai kecepatan partikel air efektif akibat gelombang adalah:

$$U_w^2 = 0.778 U^2 \left(\frac{D}{y_0} \right)^{0.286} \quad (4.5)$$

$$U_w = 0.627 \text{ m/s}$$

4.2.2 Menghitung Kecepatan Arus

$$U_d = U_r \left[\frac{\left(1 + \frac{Z_0}{D} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{D}{Z_0} + 1 \right) - 1 \right)}{\ln \left(\frac{Z_r}{Z_0} + 1 \right)} \cdot \sin(\theta_{curr}) \right] \quad (4.6)$$

Dimana:

Z_0 = kekasaran (m)

D = diameter pipa (m)

Z_r = kedalaman arus dari atas seabed (m)

θ_{curr} = sudut antara arus dengan pipa.

jadi :

$$U_d = U_r \left[\frac{(1 + \frac{z_0}{D}) \cdot (\ln(\frac{D}{z_0} + 1) - 1)}{\ln(\frac{z_r}{z_0} + 1)} \cdot \sin(\theta_{curr}) \right] \quad (4.7)$$

- $U_d = 0.13271 \text{ m/s}$

Dalam bukunya, Mouselli (1981) juga menyatakan untuk kecepatan arus efektif didapatkan sebesar:

- $U_c^2 = 0.778 U_d^2 (D/y_0)^{0.286} \quad (4.8)$

- $U_c = 0.129 \text{ m/s}$

Jadi kecepatan partikel air efektif dan kecepatan arus efektif yang terjadi pada pipa adalah sebagai berikut:

- $U_c = 0.129 \text{ m/s}$

- $U_w = 0.627 \text{ m/s}$

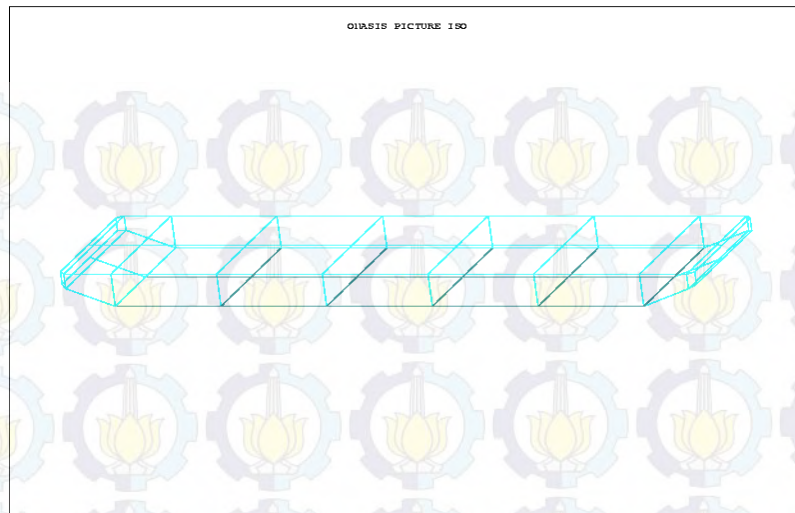
- $U_e = \sqrt{U_c^2 + U_w^2 + 2 \cdot U_c \cdot U_w \cdot \cos 0} \quad (4.9)$

- $U_e = 0.811 \text{ m/s}$

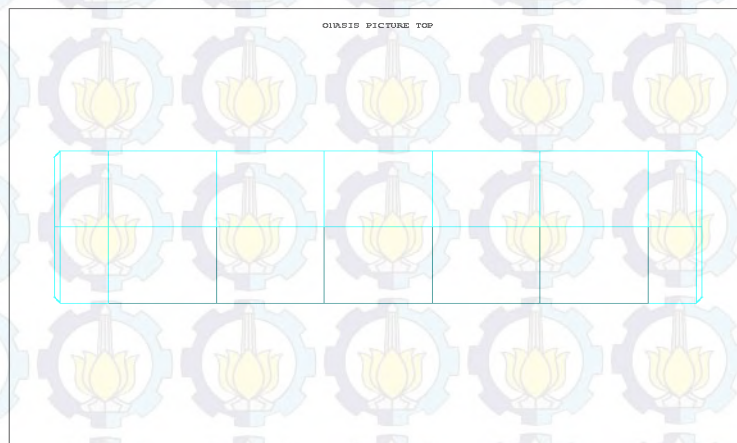
Jadi didapatkan kecepatan efektif akibat arus dan gelombang pada pipa adalah sebesar 0.811 m/s.

4.3 Pemodelan barge

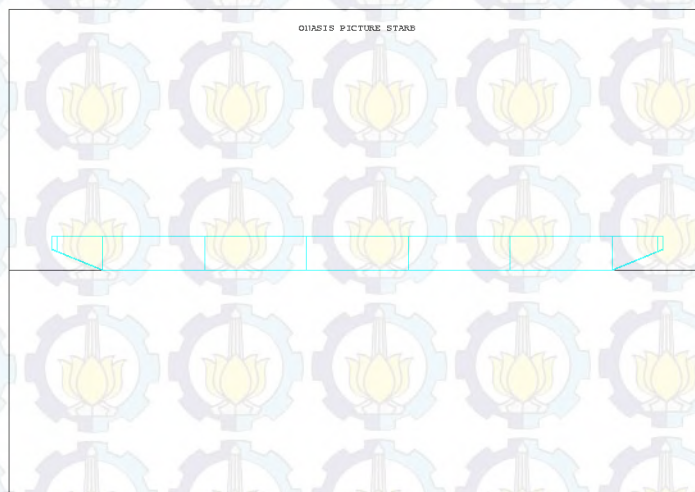
Dengan menggunakan *software* MOSES, struktur *laybarge* dimodelkan tanpa mooring. Pemodelan hanya berupa *Crane Barge* saja. Pemodelan ini diawali dengan membuat *surface* sesuai geometri *Crane Barge* pada gambar 4.1. Hasil dari pemodelan ini dapat dilihat seperti dalam gambar di bawah ini :



Gambar 4.2. Model geometri *laybarge*



Gambar 4.3. Model geometri *laybarge* tampak atas



Gambar 4.4. Model geometri *laybarge* tampak samping

Setelah selesai dilanjutkan dengan analisa dinamis *laybarge* dengan menggunakan MOSES. Kemudian diberi sarat air, serta *input heading pressure*, periode, jari-jari girasi, dan *center of gravity* serta titik acuan RAO motion. Pemodelan ini dilakukan untuk mendapatkan RAO motion gerak *surge, heave, sway, roll, pitch*, dan *yaw* dalam arah 0° , 45° , 90° , 135° dan 180° . Setelah mendapatkan model, dilakukan validasi dari data dan hasil yang dikeluarkan oleh MOSES.

Tabel 4.2 Tabel hasil validasi

	VALIDASI		
	Data	Moses	Errors >5%
Displacement	1162 ton	1207 ton	< 5%
COG			
X	26.168	27,43	
Y	0.162	0,00	
Z	2.830	2.830	

4.4 Analisa Permodelan

Software *MOSES* akan menghasilkan RAO *motion* dari *laybarge* tanpa moring untuk arah 0° , 45° , 90° , 135° dan 180° dalam gerak *surge, heave, sway, roll, pitch*, dan *yaw*. Hasil ini akan digunakan untuk mendapatkan respon dari *laybarge*. Untuk karakteristik gerakan masing-masing arah pembebanan akan dijelaskan sebagai berikut :

1. *Head seas* ($\mu = 0^{\circ}$ dan 180°)

Untuk 0° dan 180° memiliki karakteristik gerakan yang hampir sama. Gerakan translasi yang signifikan adalah *surge* dan *heave*. Pada periode besar ($T= 25$ s) menunjukkan respon yang besar. Respon terus menurun seiring dengan berkurangnya nilai periode dan untuk gerak rotasi yang signifikan adalah gerak *pitch*.

2. *Beam seas* ($\mu = 90^{\circ}$)

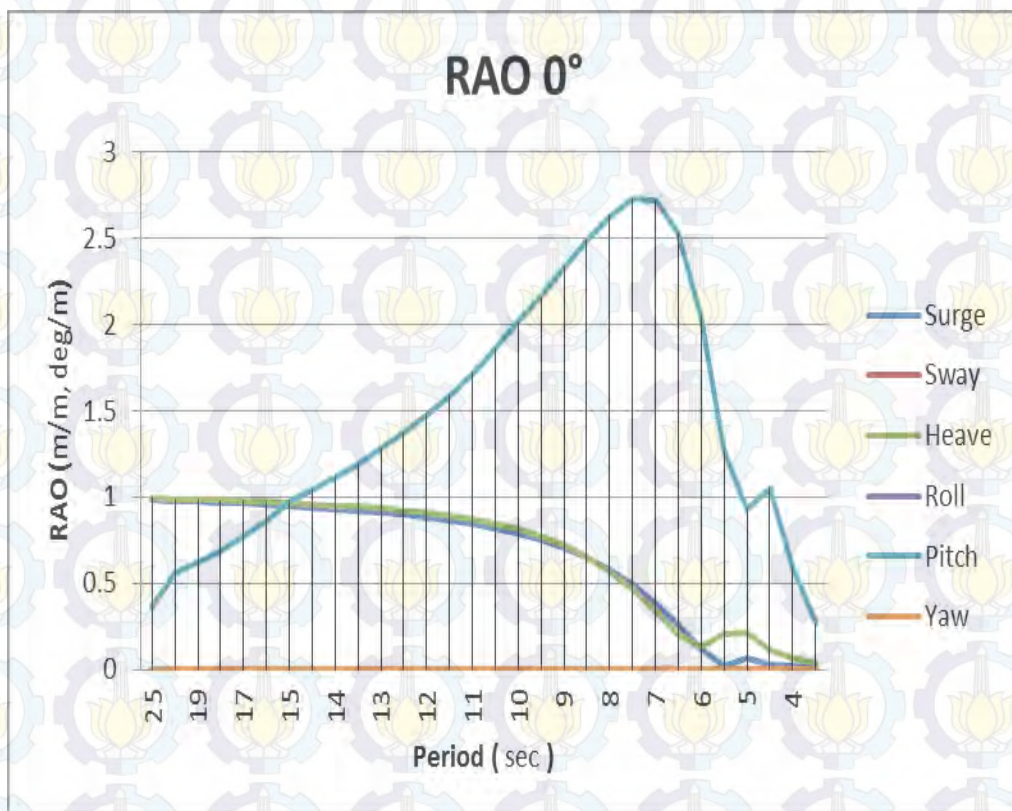
Pada 90° gerakan translasi signifikan adalah *sway* dimana untuk periode ($T= 25$ s) menunjukkan respon yang besar pada struktur, sedangkan *heave* respon terbesar yang terjadi pada periode ($T = 5.5$ s). Untuk kondisi *beam seas*. Sedangkan gerak *surge* sangat kecil sekali. Untuk rotasi yang dominan adalah gerak *roll*.

3. *Quartering seas* ($\mu = 45^{\circ}$ dan 135°)

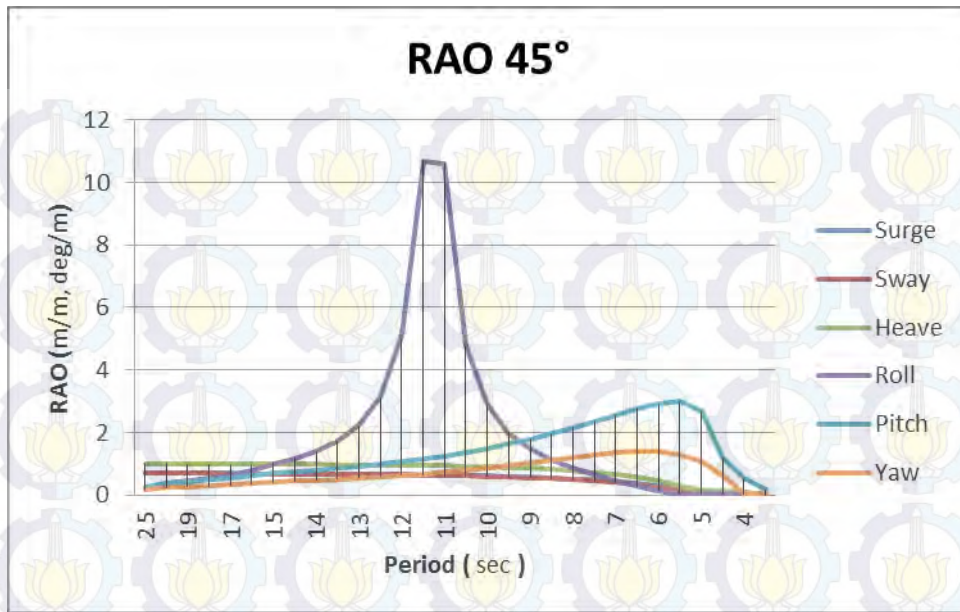
Pada arah pembebanan 45° dan 135° semua gerakan terjadi baik pada gerak translasi maupun rotasi. Dimana gerak *translasi* memperlihatkan tren yang sama. Dimana

respon terbesar diakibatkan oleh gerakan *heave*. Struktur mengalami respon yang signifikan pada saat periode ($T= 25 \text{ s}$). Sedangkan untuk gerak rotasi terjadi perbedaan yang signifikan pada gerak *roll* untuk arah 45^0 dan 135^0 .

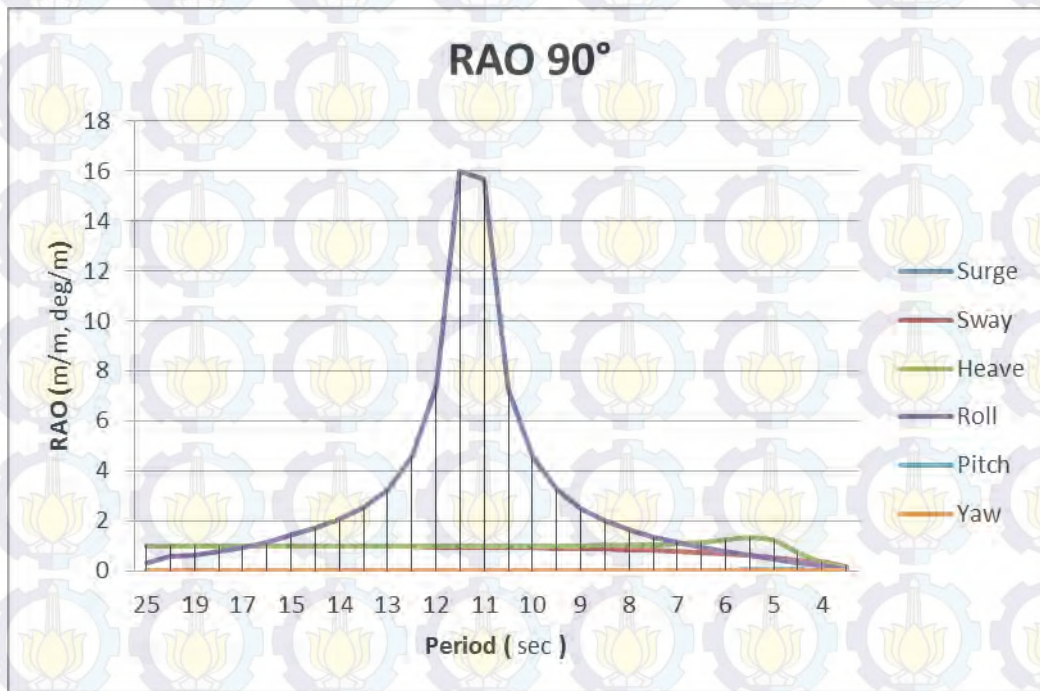
Dari permodelan *laybarge* melalui *software MOSES* didapatkan RAO *motion* dari *laybarge* yang terdiri dari 6 derajat kebebasan, yaitu: *surge*, *heave*, *sway*, *roll*, *pitch*, dan *yaw* untuk tiap-tiap *heading* dari arah 0^0 , 45^0 , 90^0 , 135^0 dan 180^0 . Hal ini seperti terlihat dalam grafik-grafik di bawah ini.



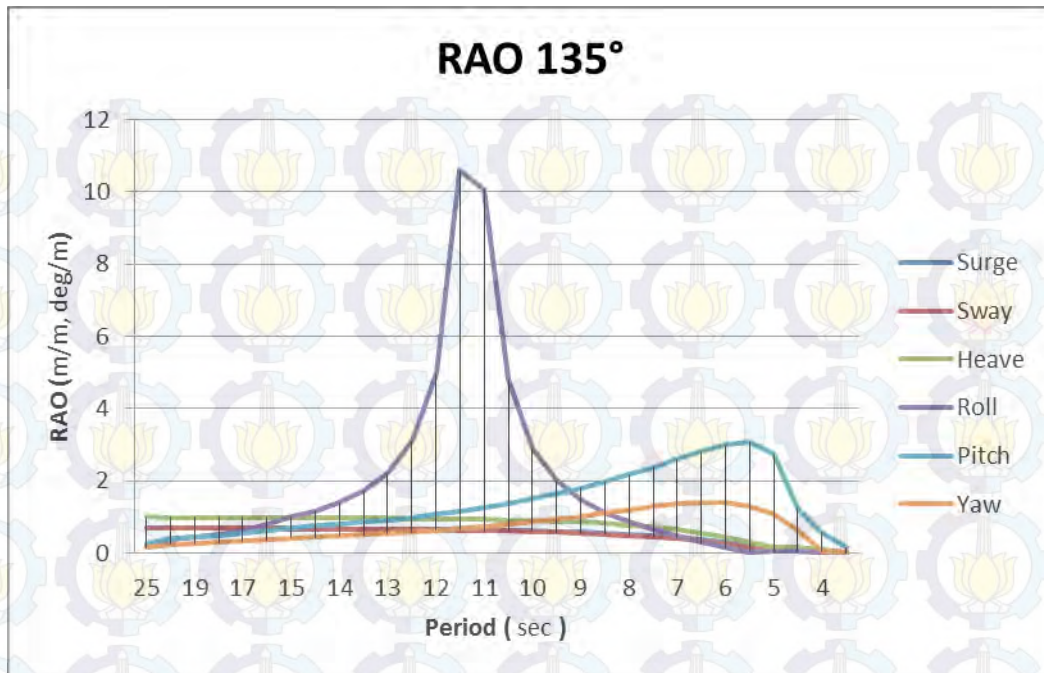
Gambar 4.5 Grafik RAO arah 0^0



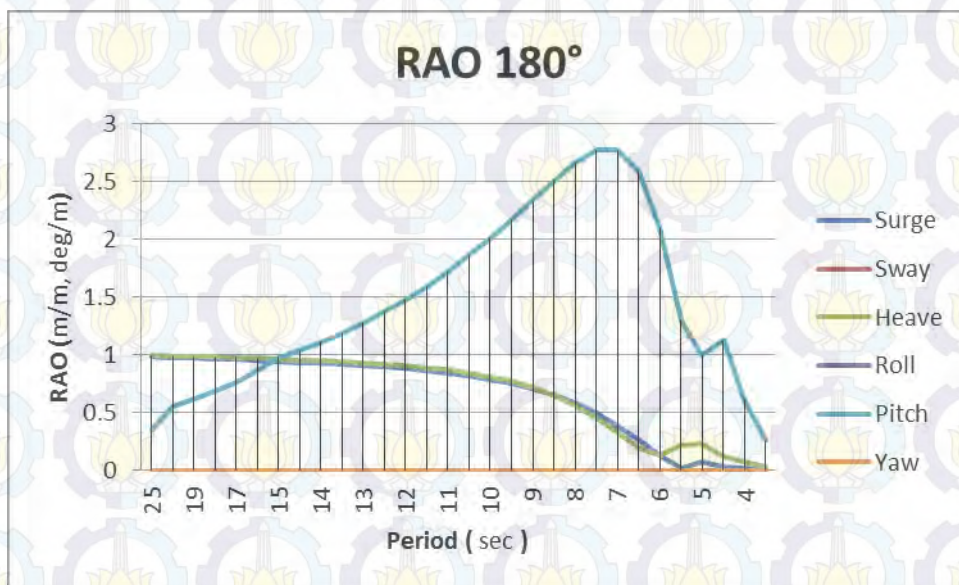
Gambar 4.6 Grafik RAO arah 45°



Gambar 4.7 Grafik RAO arah 90°



Gambar 4.8 Grafik RAO arah 135°



Gambar 4.9 Grafik RAO arah 180°

4.5 Analisa Tegangan Pipa

Setelah mendapatkan hasil dari RAO dilakukan analisa tegangan pada pipa dengan menggunakan software OFFPIPE. Tegangan pipa yang terjadi di mulai pada daerah *overbend* dan *sagbend*. Daerah *overbend* saat pipa masih berada di atas *laybarge* sampai *stinger* (kecuali titik *roller* terakhir pada *stinger*), sedangkan daerah *overbend* mulai titik *roller*

terakhir pada *stinger* hingga pipa menyentuh titik *touchdown* pada *seabed*. Berdasarkan permodelan sistem instalasi yang telah dilakukan seperti memodelkan *laybarge*, *stinger*, dan *properties* pipa serta memasukkan data lingkungan seperti kedalaman laut. Variasi kedalaman laut dibagi menjadi 2 *case* yaitu 6 dan 10 meter.

Dari hasil pada *software OFFPIPE* didapatkan hasil *percentage yield* pada pipa selama proses instalasi. Tiap-tiap *case* mempunyai hasil karakteristik tegangan pipa yang terjadi pada masing-masing *laybarge*, *stinger*, dan daerah *sagbend*

- Kasus 1 – Pada permodelan sistem instalasi pada kedalaman laut 6 meter didapatkan hasil distribusi tegangan pada *laybarge*, *stinger*, dan *sagbend*. Tegangan paling besar terjadi pada *laybarge section 7* sebesar 73,89% SMYS atau 263.45 mpa.
- Kasus 2 – Pada permodelan sistem instalasi pada kedalaman laut 10 meter didapatkan hasil distribusi tegangan pada *laybarge*, *stinger*, dan *sagbend*. Tegangan paling besar terjadi pada *laybarge section 7* sebesar 75,02% SMYS atau 271.37 mpa.

Dari hasil analisa 2 *case* di atas dapat diketahui bahwa distribusi tegangan yang terjadi selama proses instalasi pada kondisi statis secara keseluruhan masih di bawah besar tegangan yang diijinkan menurut DnV OS F101 ‘Submarine Pipeline System’ sebesar 87% SMYS.

Respon dari *laybarge* yang berupa 6 derajat kebebasan, yaitu: *surge*, *heave*, *sway*, *roll*, *pitch*, dan *yaw* yang didapatkan dari *running* permodelan *laybarge* pada *MOSES*. Hasil respon inilah yang diinputkan dalam permodelan pada *OFFPIPE* untuk mendapatkan hasil analisa tegangan pipa selama proses instalasi. Hasil analisa inilah yang nantinya dibuat sebagai patokan selama proses instalasi. Secara garis besar pengaruh respon dari *laybarge* terhadap sistem dapat dijelaskan sebagai berikut:

1. Gerakan *heave*. Merupakan gerak osilasi lateral *laybarge* terhadap sumbu z yang signifikan, gerakan ini akan menimbulkan gaya angkat pada pipa terutama untuk segmen yang berada di dekat pipa. Gerakan *heave* ini terjadi disetiap arah gelombang datang yang mengenai *laybarge*.
2. Gerakan *surge* yaitu gerakan osilasi lateral terhadap sumbu x, dimana respon dominan gerakan *surge* terjadi untuk arah gelombang 0^0 dan 180^0 . Gerakan *surge* terutama akan

- menambah *tension* pada pipa yang menimbulkan pertambahan besar tegangan. Terjadi saat *laybarge* terkena gelombang pada bagian *bow dan stern* atau dari depan dan belakang.
3. Gerakan *sway* yaitu gerakan osilasi lateral pada sumbu y, dengan respon dominan yang terjadi pada umumnya untuk arah pembebanan 45^0 , 90^0 , dan 135^0 . Terjadi saat gelombang mengenai area *port side* dan *star side laybarge*.
 4. Gerakan *roll* yaitu gerakan osilasi rotasional terhadap sumbu x. Respon dominan terjadi untuk arah gelombang 45^0 , 90^0 , dan 135^0 . Gerakan ini mengakibatkan pertambahan momen puntir pada pipa.
 5. Gerakan *pitch* yaitu gerakan osilasi rotasional terhadap sumbu y. Dimana Respon dominan terjadi untuk arah pembebanan 0^0 , 45^0 , 135^0 , dan 180^0 . Seperti halnya *heave*, gerakan ini juga mengakibatkan timbulnya gaya angkat pada pipa. Akibatnya besar tegangan yang terjadi pada pipa akan meningkat terutama untuk segmen pipa yang berada disekitar *laybarge*.
 6. Gerakan *yaw* yaitu gerakan osilasi rotasional terhadap sumbu z, dengan respon dominan terjadi untuk arah pembebanan *quartering seas*. Pada dasarnya efek yang ditimbulkan pada pipa hampir sama dengan gerakan *swaying*.

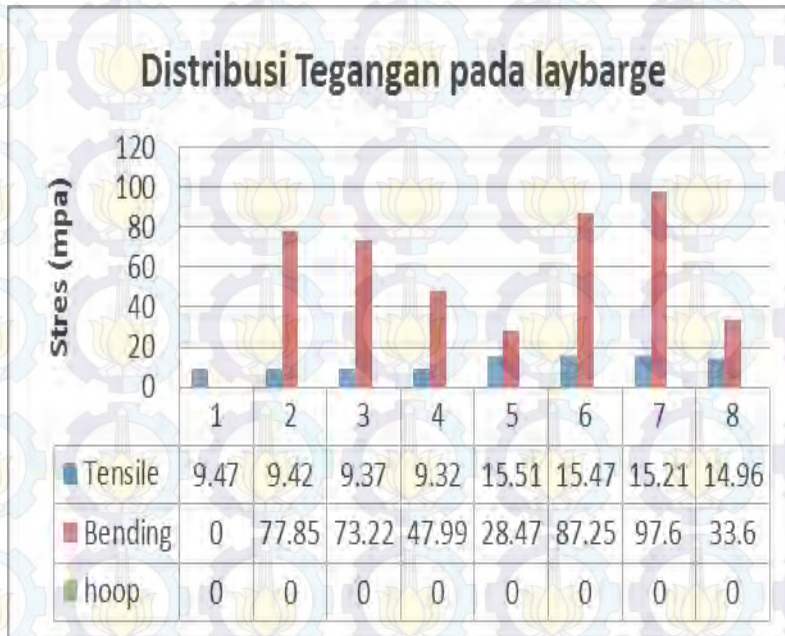
Untuk mengetahui pengaruh lain yang menyebabkan perubahan respon tegangan yang terjadi pada pipa selama instalasi, maka dilakukan analisa untuk beberapa kondisi kedalaman instalasi berbeda. Perbedaan kondisi instalasi terhadap respon tegangan yang terjadi dijelaskan sebagai berikut :

1. Kasus I. Respon dari pipa pada *case I* yaitu pada kedalaman 6 meter menunjukkan tren perbedaan tegangan yang terjadi pada saat pipa berada pada *laybarge*, *stinger*, dan daerah *sagbend*. Tren perbedaan besar tegangan yang terjadi juga terlihat pada masing-masing arah pembebanan. Dari kelima arah pembebanan, yaitu 0^0 , 45^0 , 90^0 , 135^0 dan 180^0 . Besar tegangan dominan yang terjadi pada pipa terjadi untuk arah pembebanan 0^0 . Adanya gerakan osilasi *heave*, *surge*, dan *pitch* pada *laybarge* memberikan respon yang cukup besar terhadap pipa.
2. Kasus II. Respon dari pipa pada *case II* yaitu pada kedalaman 10 meter menunjukkan tren perbedaan tegangan yang terjadi pada saat pipa berada pada *laybarge*, *stinger*, dan daerah *sagbend*. Tren perbedaan besar tegangan yang terjadi juga terlihat pada masing-masing arah pembebanan. Dari kelima arah pembebanan, yaitu 0^0 , 45^0 , 90^0 , 135^0 dan 180^0 . Besar tegangan dominan yang terjadi pada pipa terjadi untuk arah

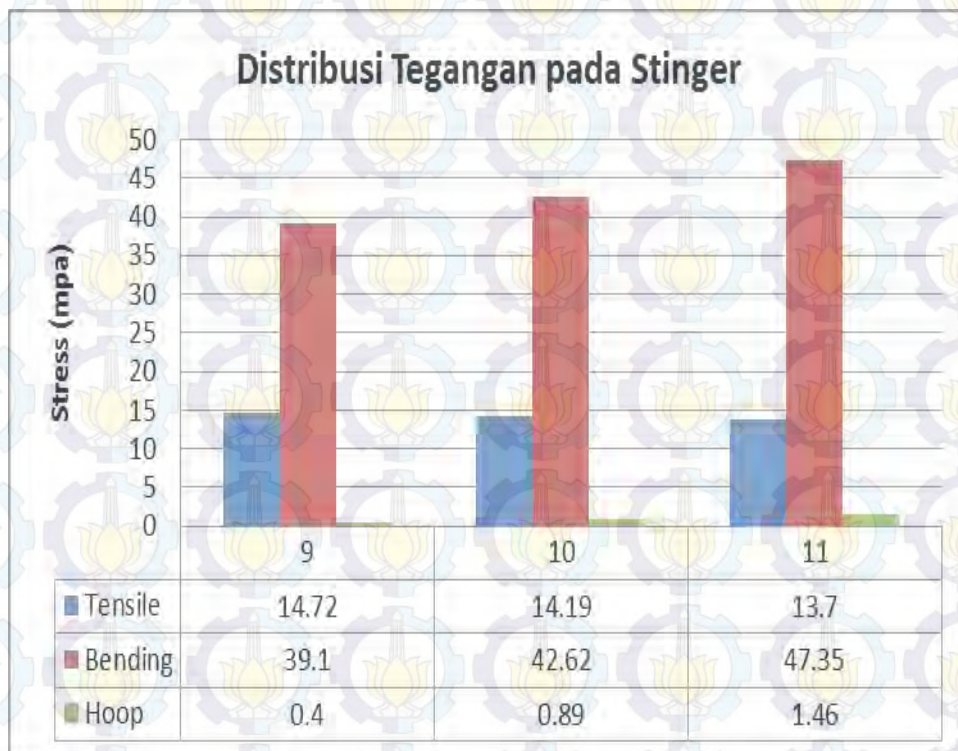
pembebanan 0° . Adanya gerakan osilasi *heave*, *surge*, dan *pitch* pada *laybarge* memberikan respon yang cukup besar terhadap pipa.

Berikut ini adalah hasil analisa dari *software OFFPIPE*:

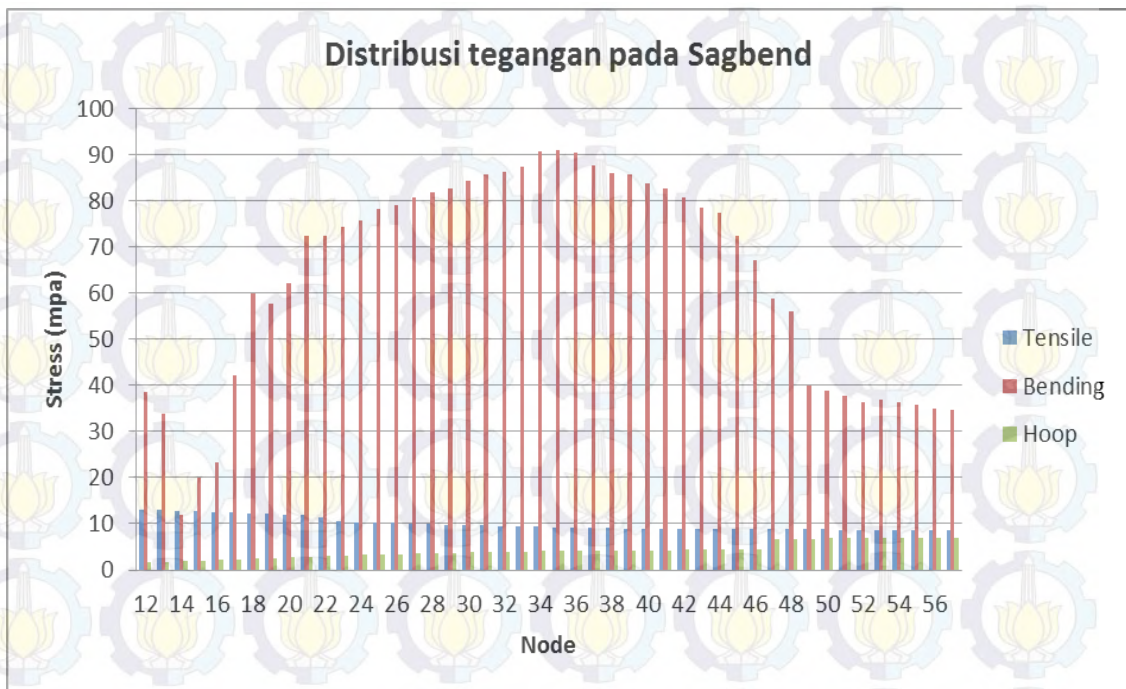
I. Hasil analisa tegangan pipa untuk kedalaman 6 meter arah 0° .



Gambar 4.10 Grafik distribusi tegangan pada laybarge

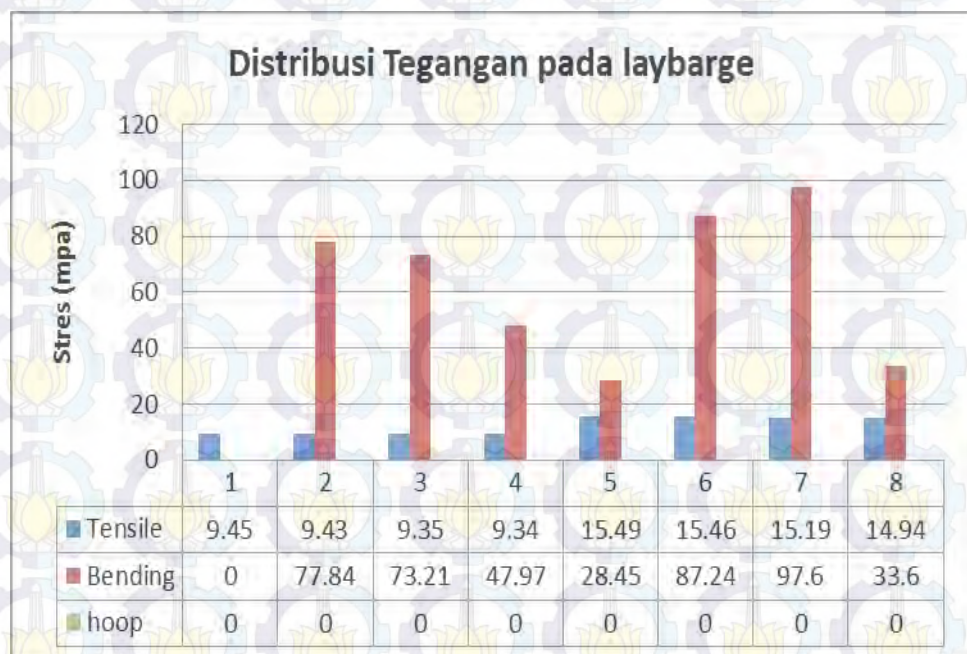


Gambar 4.11 Grafik distribusi tegangan pada stinger

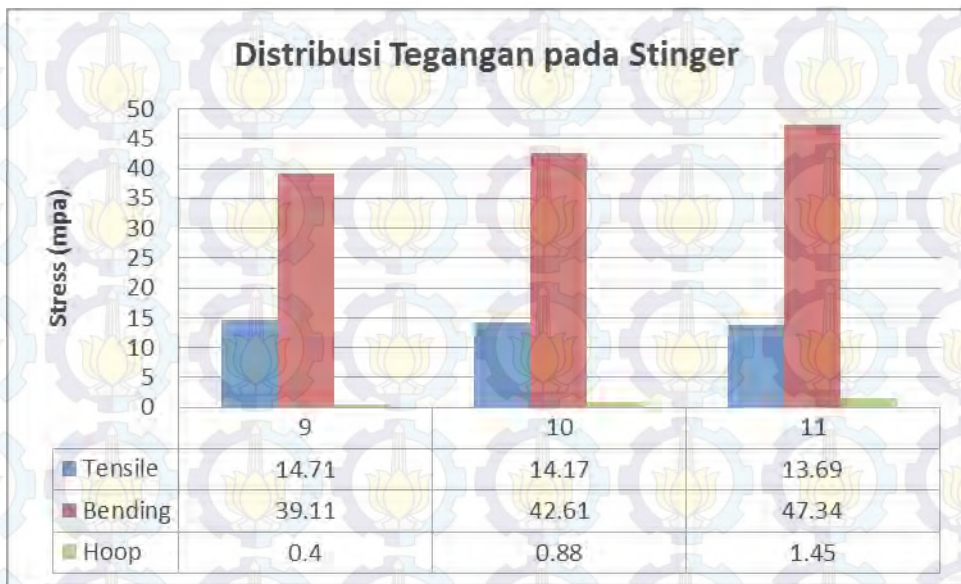


Gambar 4.12 Grafik distribusi tegangan pada sagbend

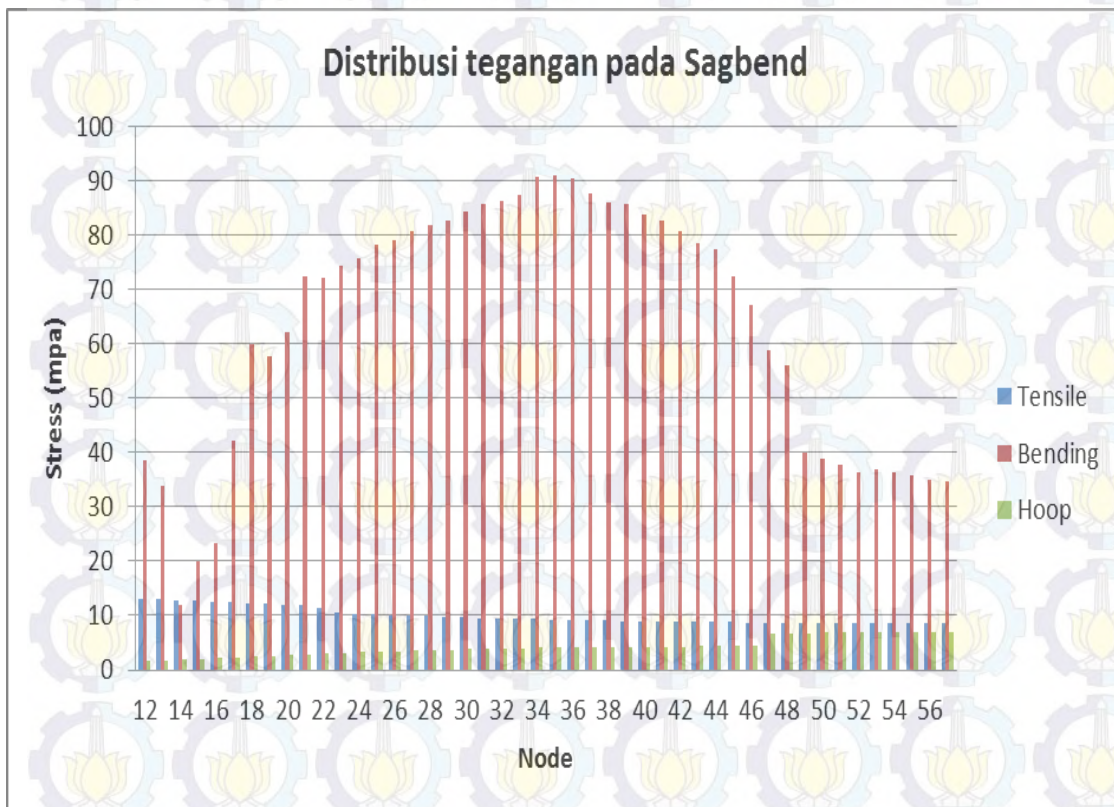
2. Hasil analisa tegangan pipa untuk kedalaman 6 meter untuk arah 180°.



Gambar 4.13 Grafik distribusi tegangan pada laybarge

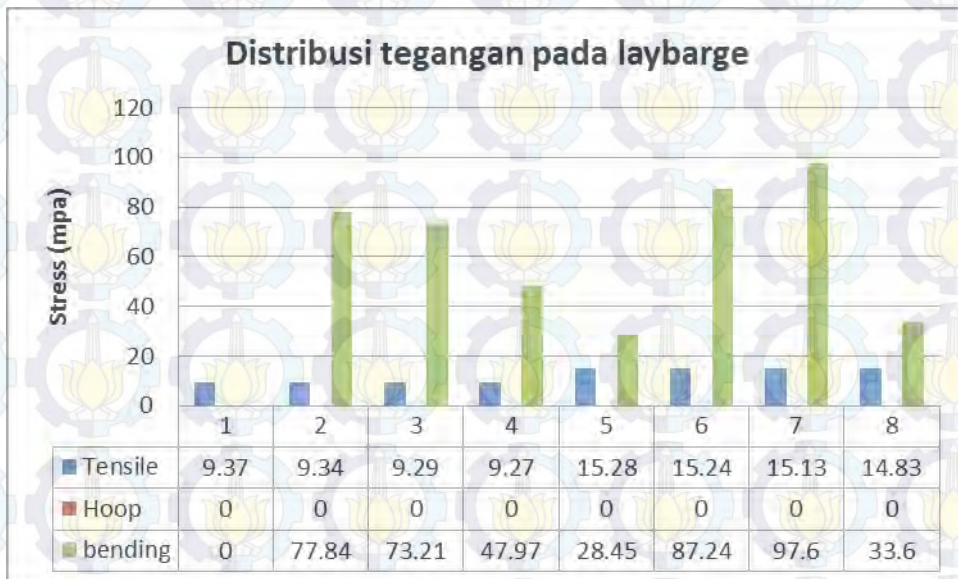


Gambar 4.14 Grafik distribusi tegangan pada stinger

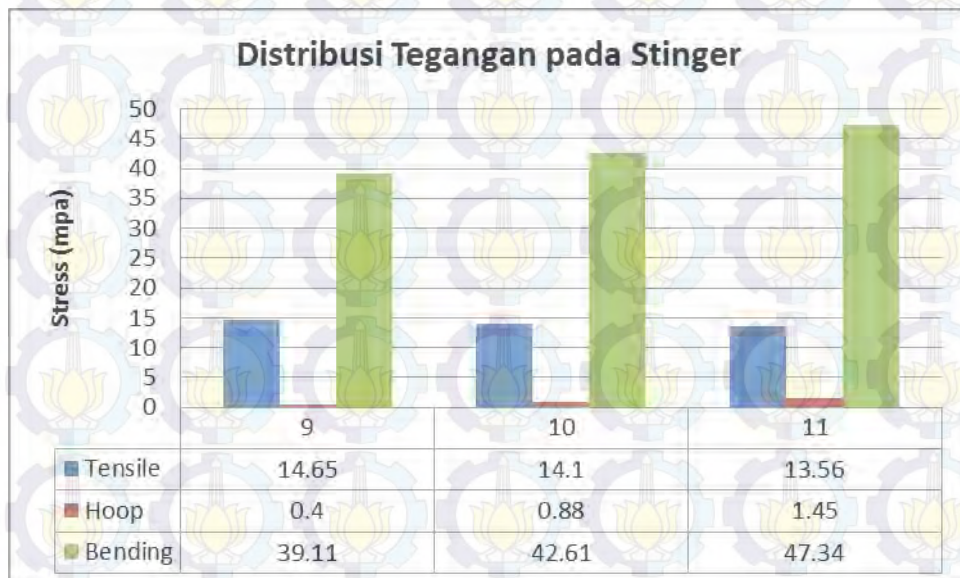


Gambar 4.15 Grafik distribusi tegangan pada sagbend

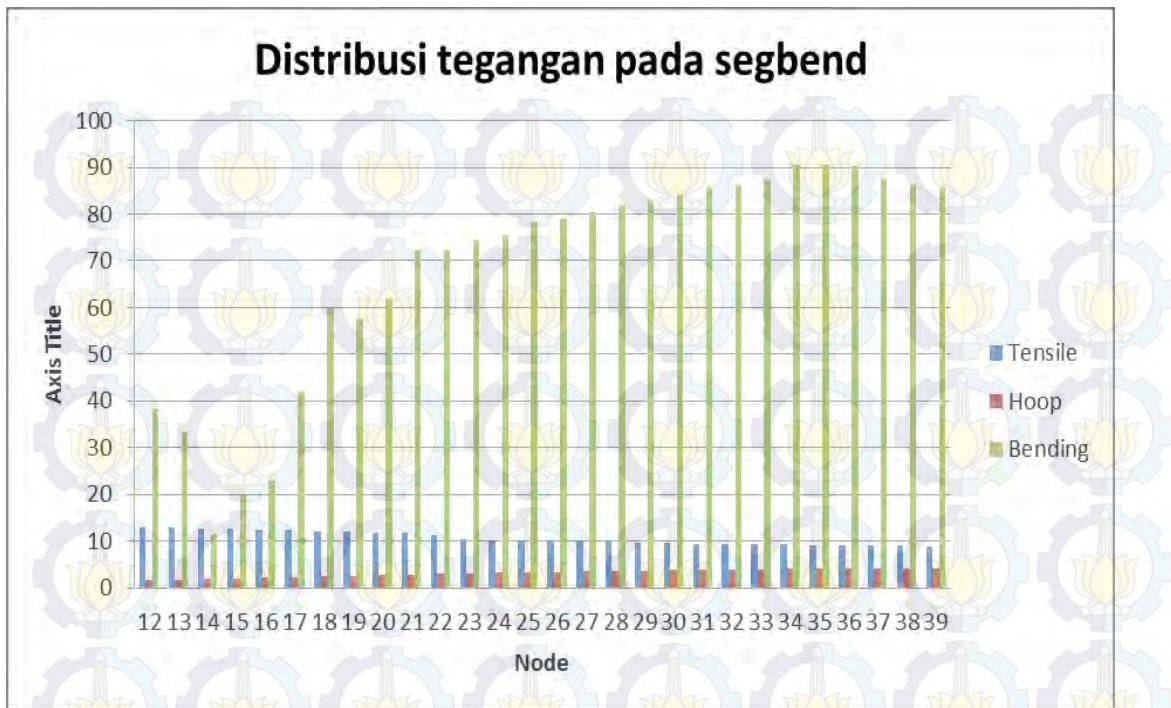
3. Hasil analisa tegangan pipa untuk kedalaman 6 meter untuk arah 45°.



Gambar 4.16 Grafik distribusi tegangan pada laybarge

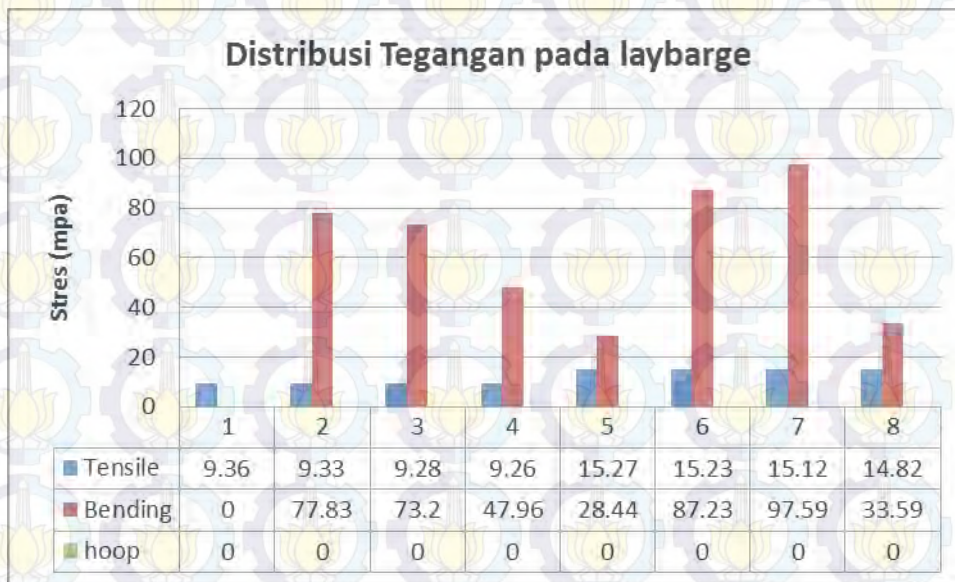


Gambar 4.17 Grafik distribusi tegangan pada stinger

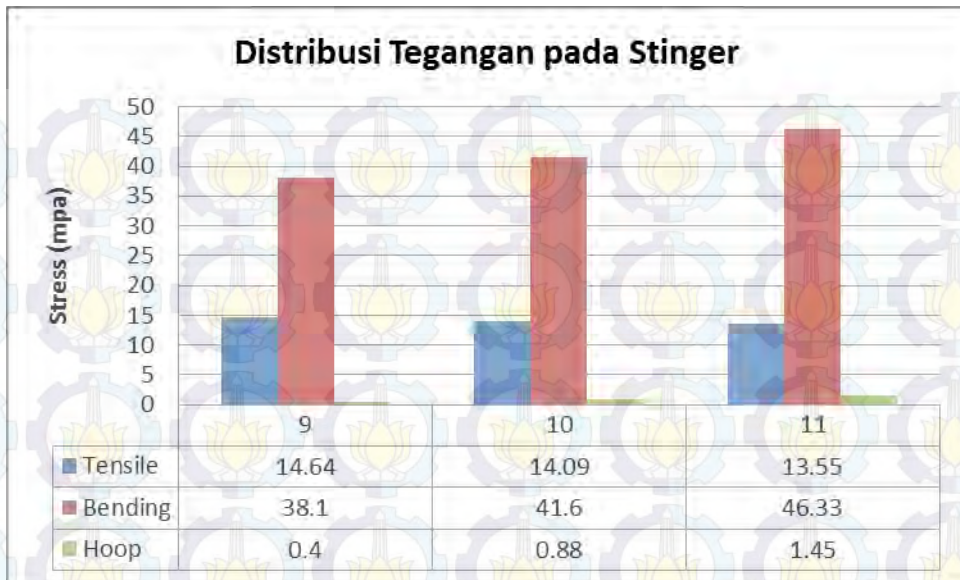


Gambar 4.18 Grafik distribusi tegangan pada sagbend

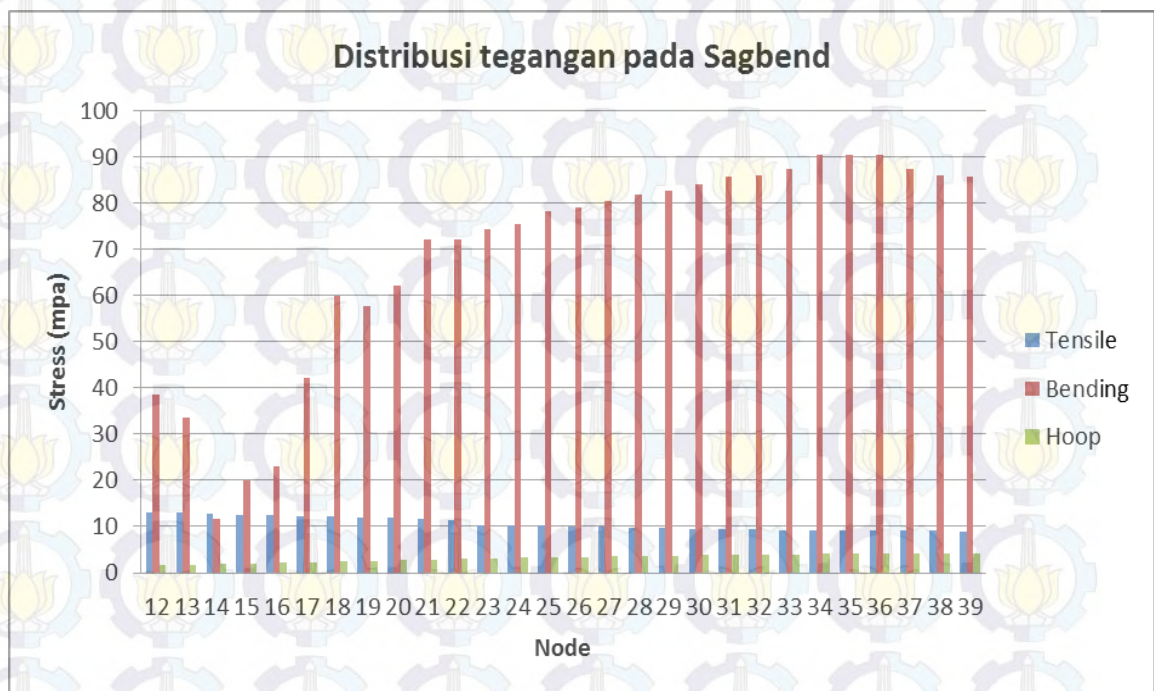
4. Hasil analisa tegangan pipa untuk kedalaman 6 meter untuk arah 135°.



Gambar 4.19 Grafik distribusi tegangan pada laybarge

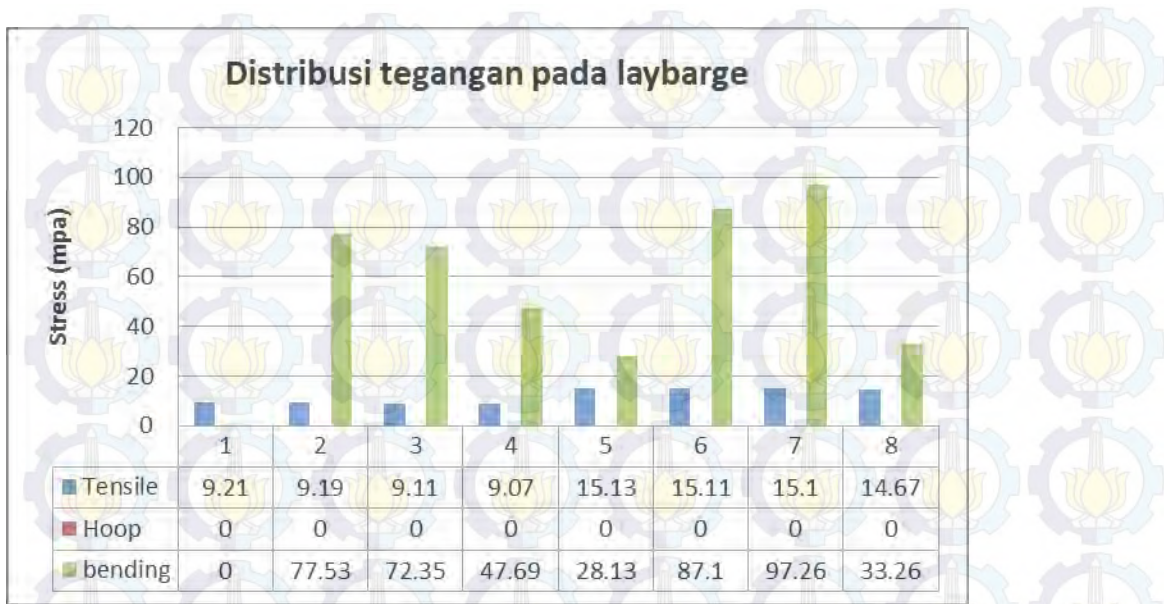


Gambar 4.20 Grafik distribusi tegangan pada stinger

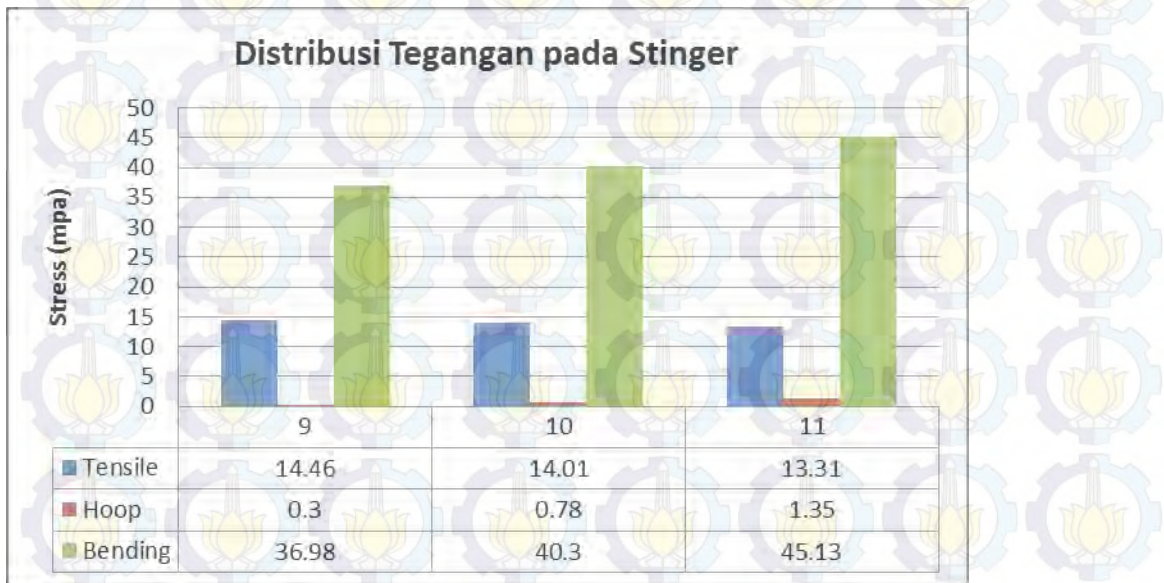


Gambar 4.21 Grafik distribusi tegangan pada sagbend

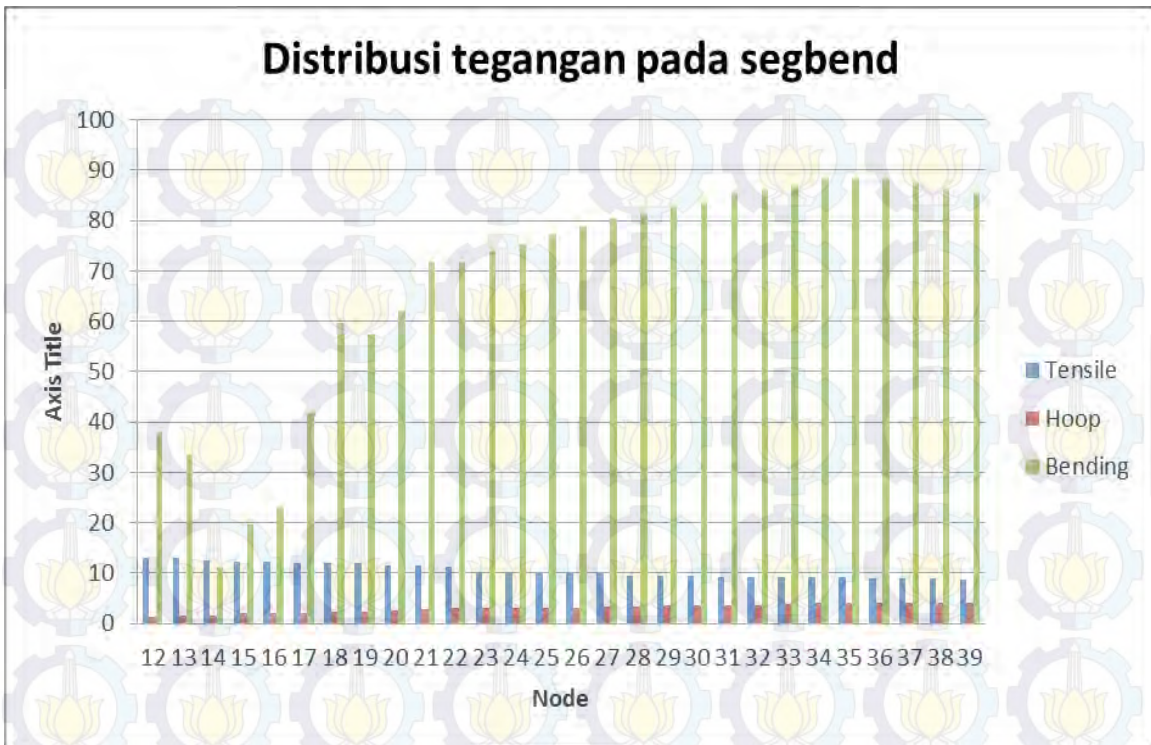
5. Hasil analisa tegangan pipa untuk kedalaman 6 meter untuk arah 90°.



Gambar 4.22 Grafik distribusi tegangan pada laybarge

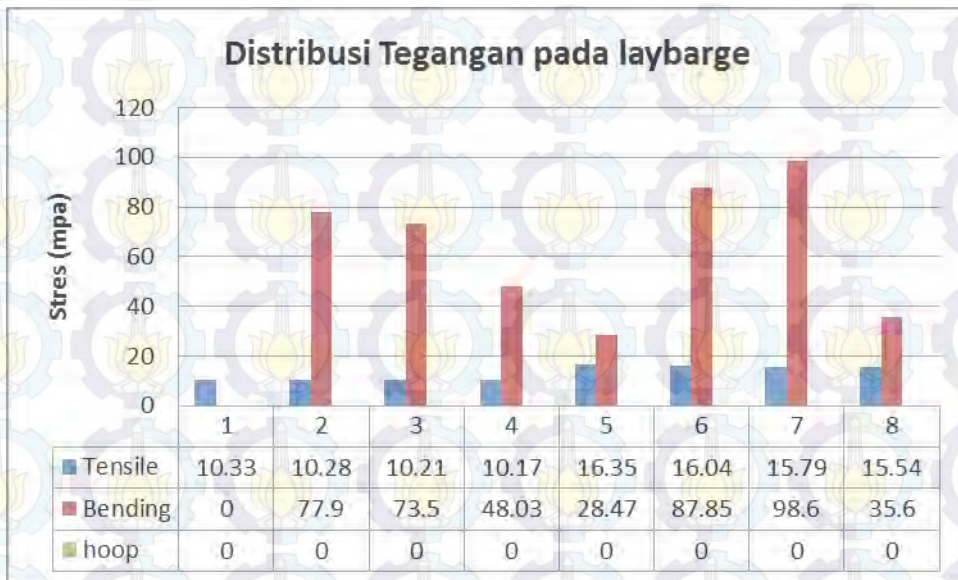


Gambar 4.23 Grafik distribusi tegangan pada stinger

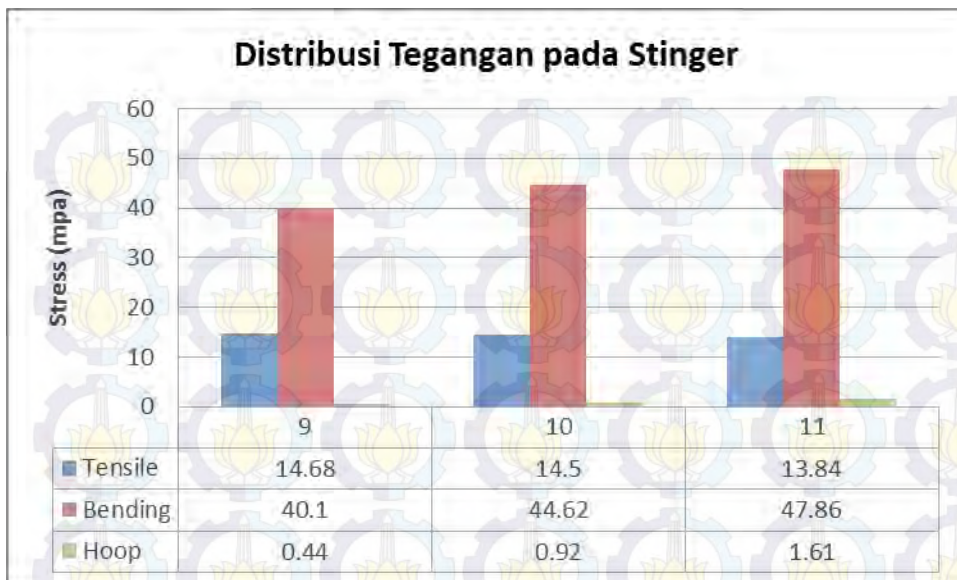


Gambar 4.24 Grafik distibusi tegangan pada sagbend

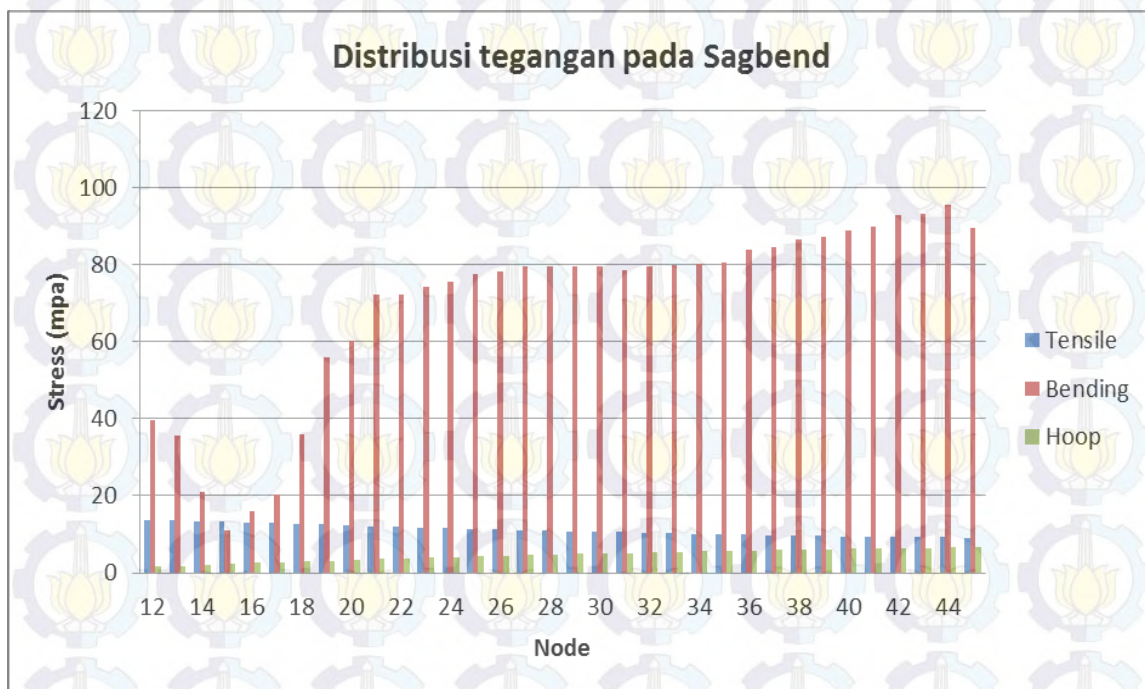
6. Hasil analisa tegangan pipa untuk kedalaman 10 meter untuk arah 0°.



Gambar 4.25 Grafik distibusi tegangan pada laybarge

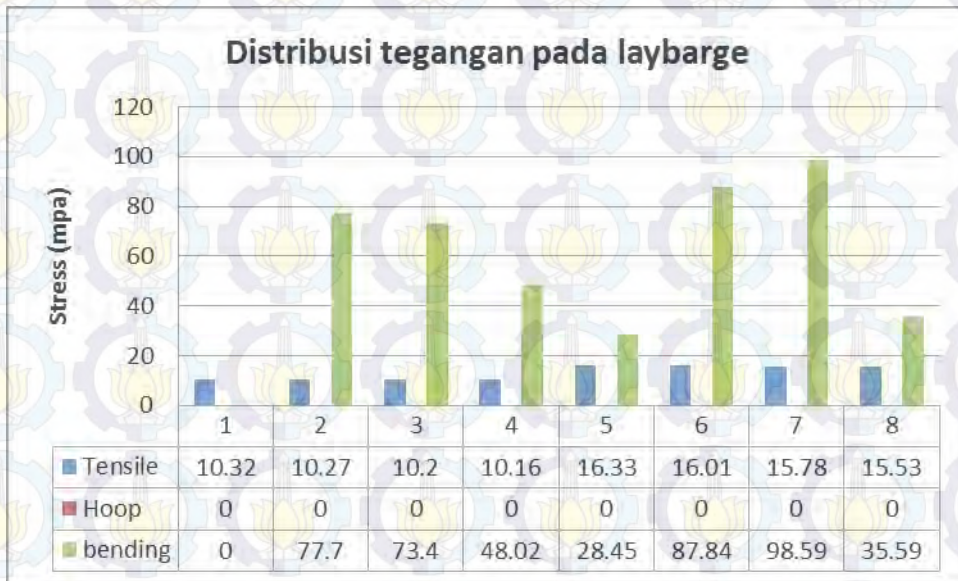


Gambar 4.26 Grafik distribusi tegangan pada stinger

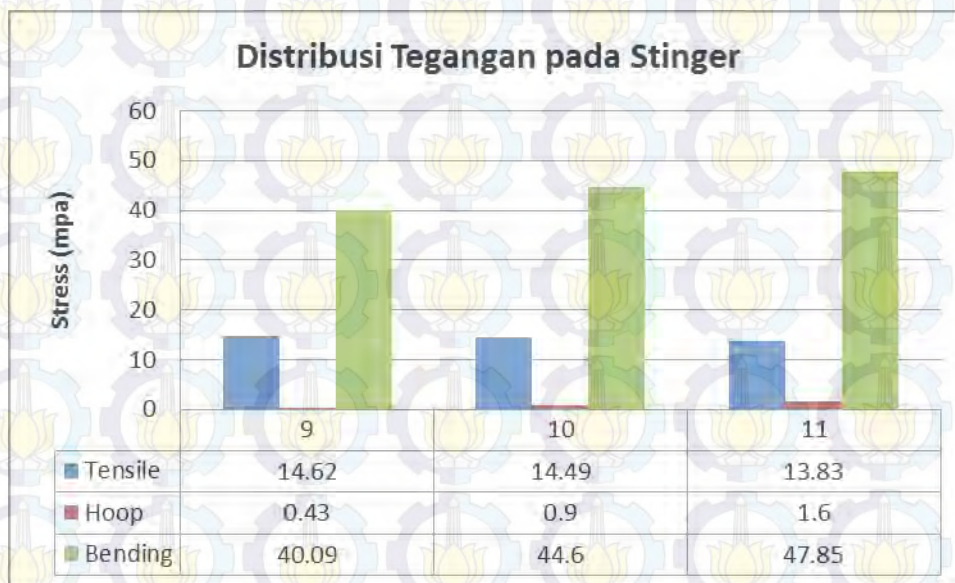


Gambar 4.27 Grafik distribusi tegangan pada sagbend

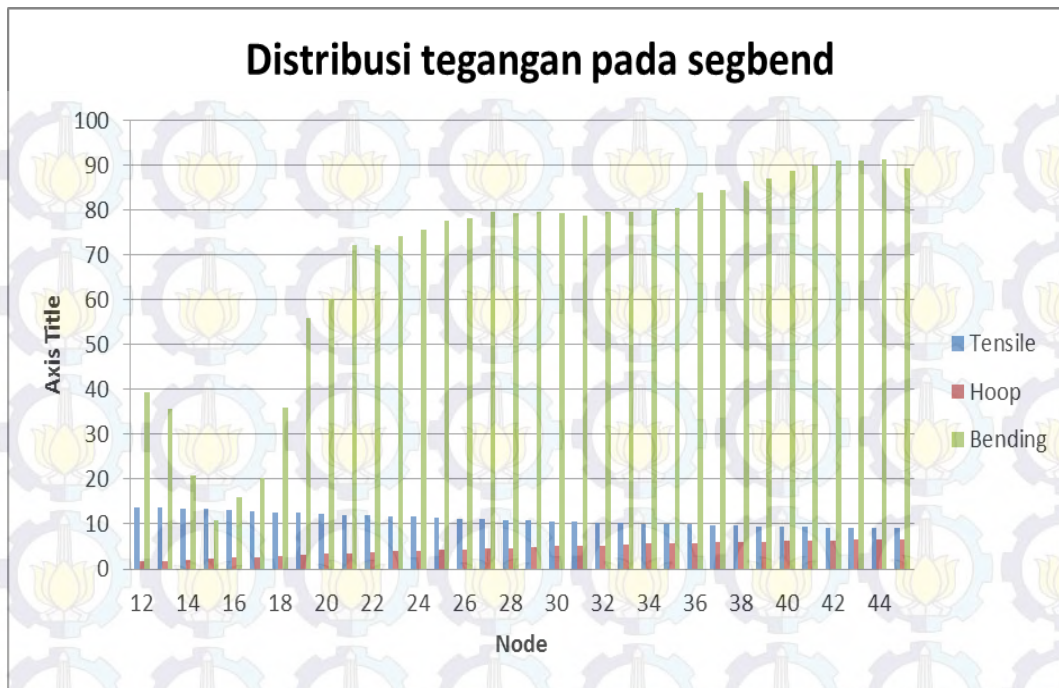
7. Hasil analisa tegangan pipa untuk kedalaman 10 meter untuk arah 180°.



Gambar 4.28 Grafik distribusi tegangan pada laybarge

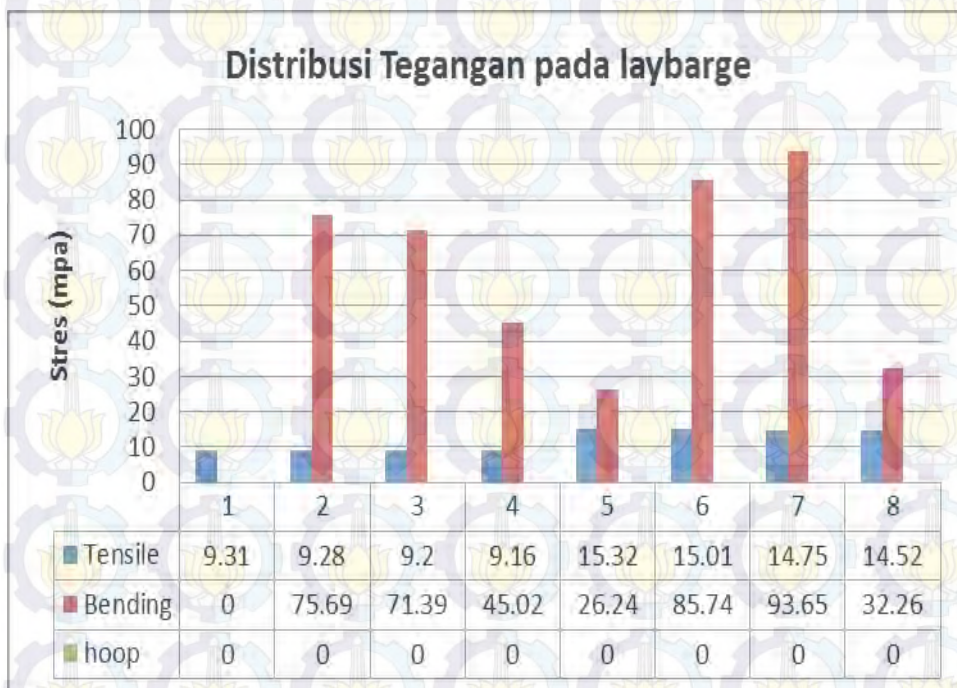


Gambar 4.29 Grafik distribusi tegangan pada stinger

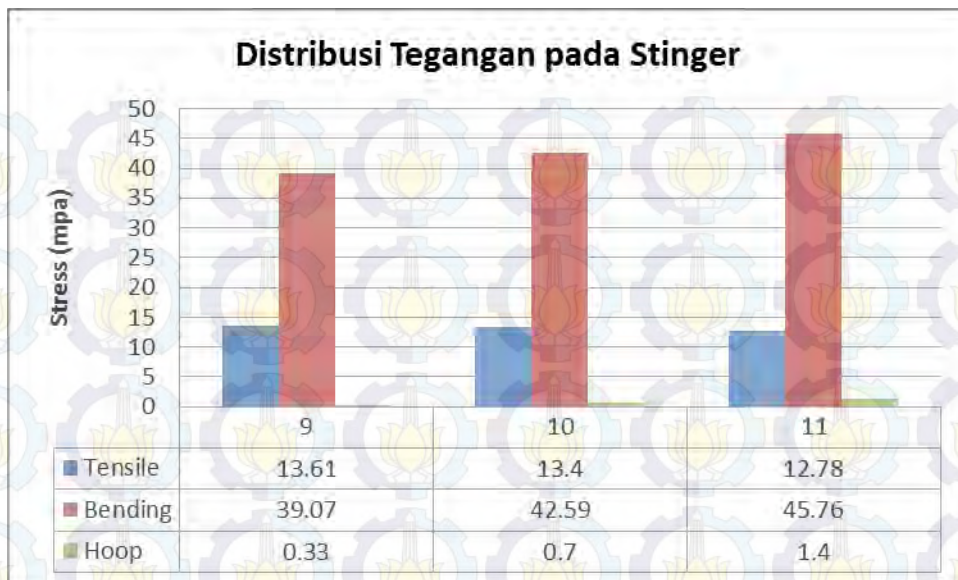


Gambar 4.30 Grafik distribusi tegangan pada segbend

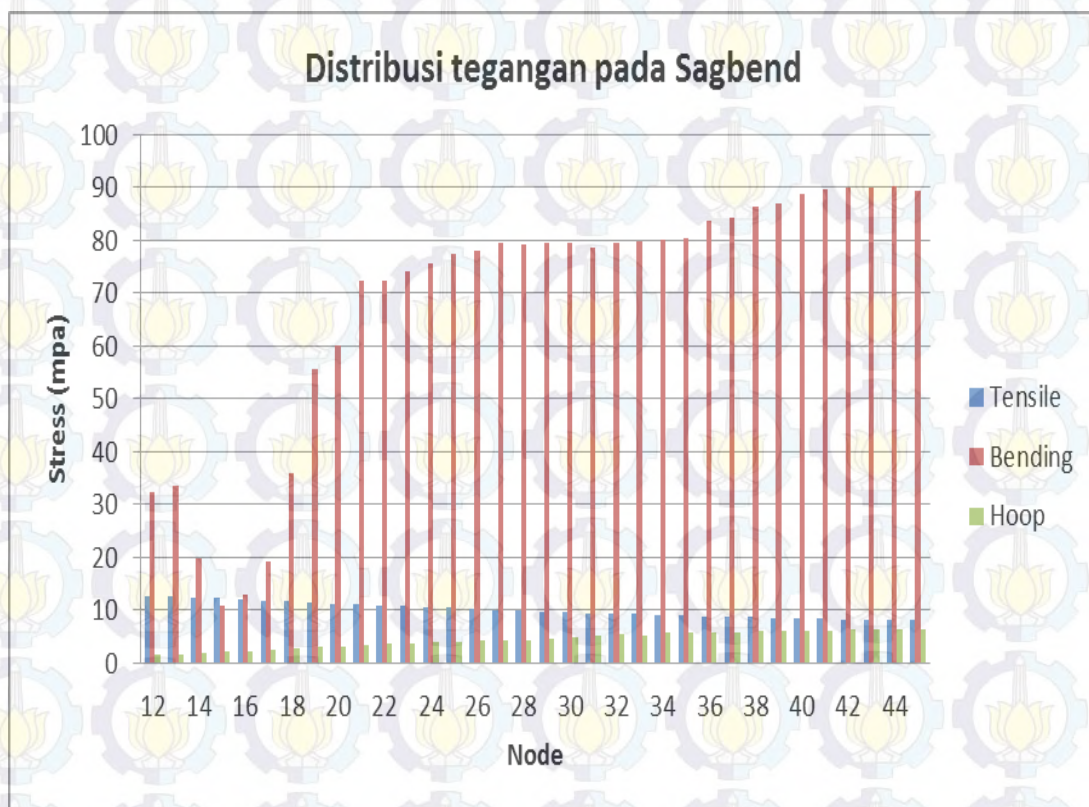
8. Hasil analisa tegangan pipa untuk kedalaman 10 meter untuk arah 45°.



Gambar 4.31 Grafik distribusi tegangan pada laybarge

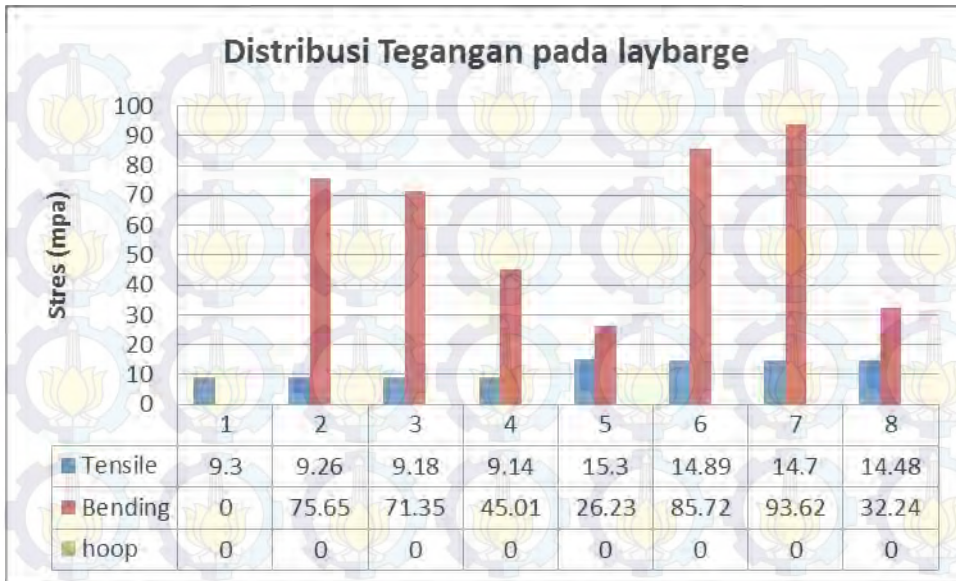


Gambar 4.32 Grafik distribusi tegangan pada stinger

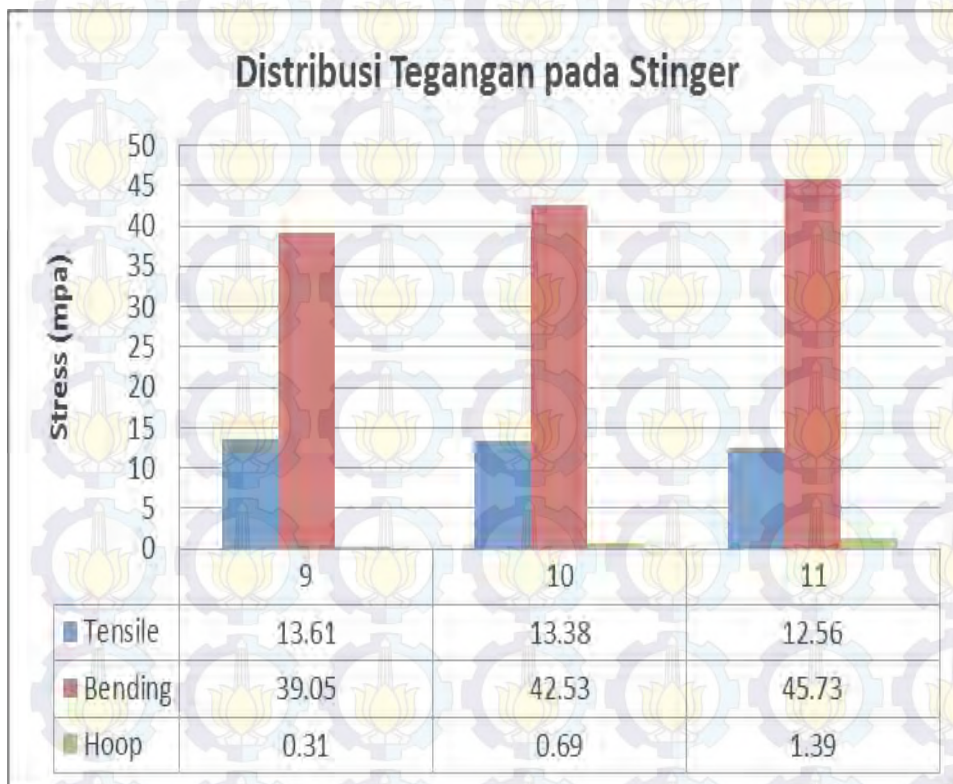


Gambar 4.33 Grafik distribusi tegangan pada segbend

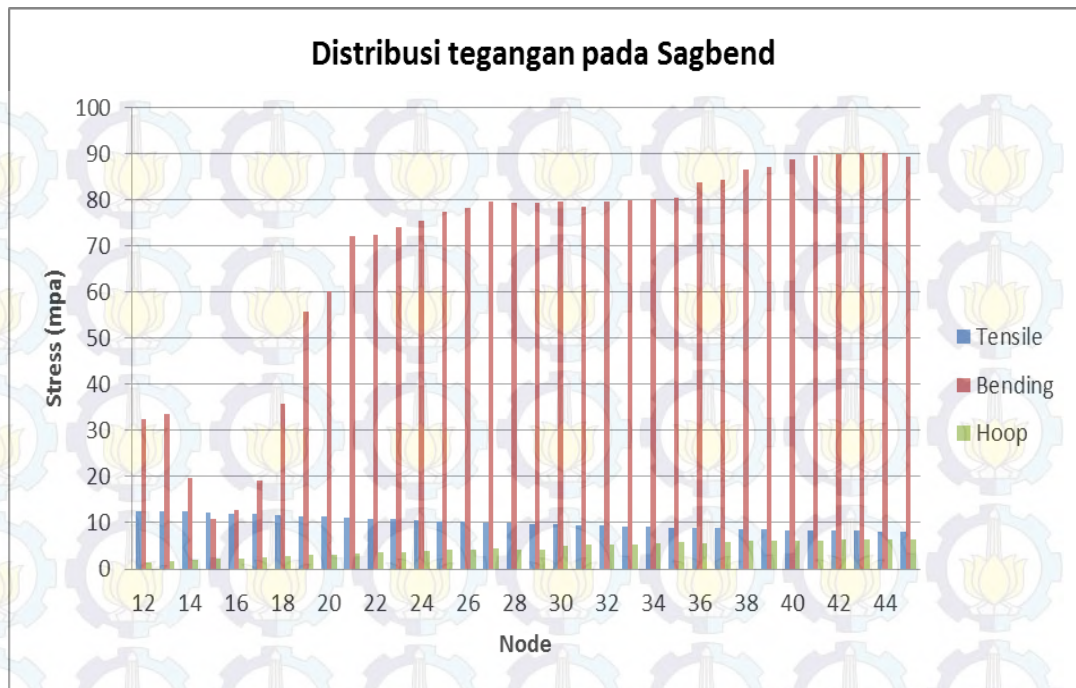
9. Hasil analisa tegangan pipa untuk kedalaman 10 meter untuk arah 135°.



Gambar 4.34 Grafik distribusi tegangan pada laybarge

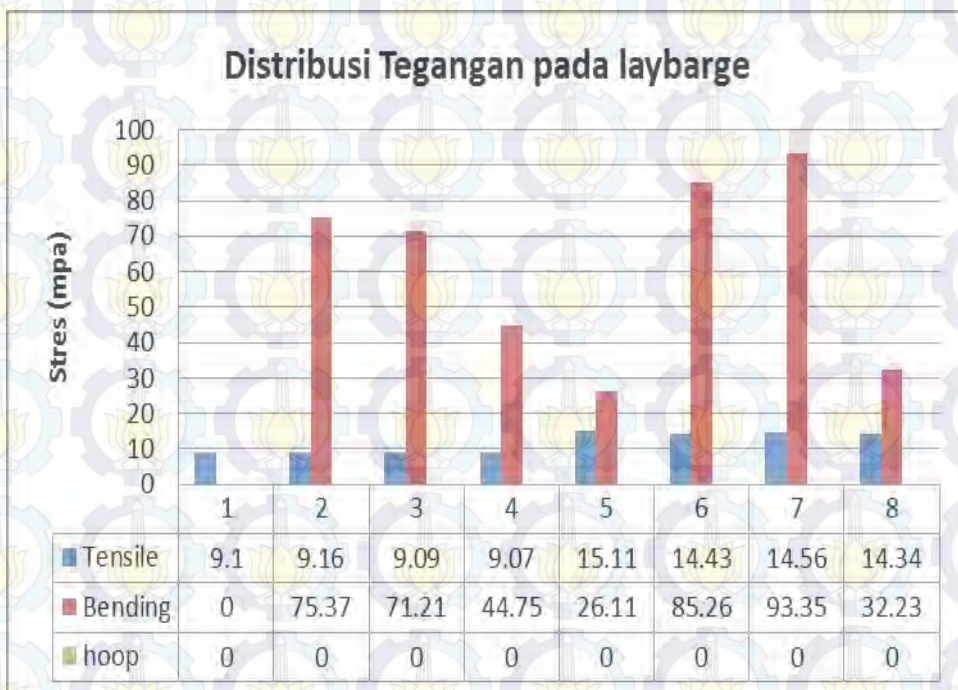


Gambar 4.35 Grafik distribusi tegangan pada stinger

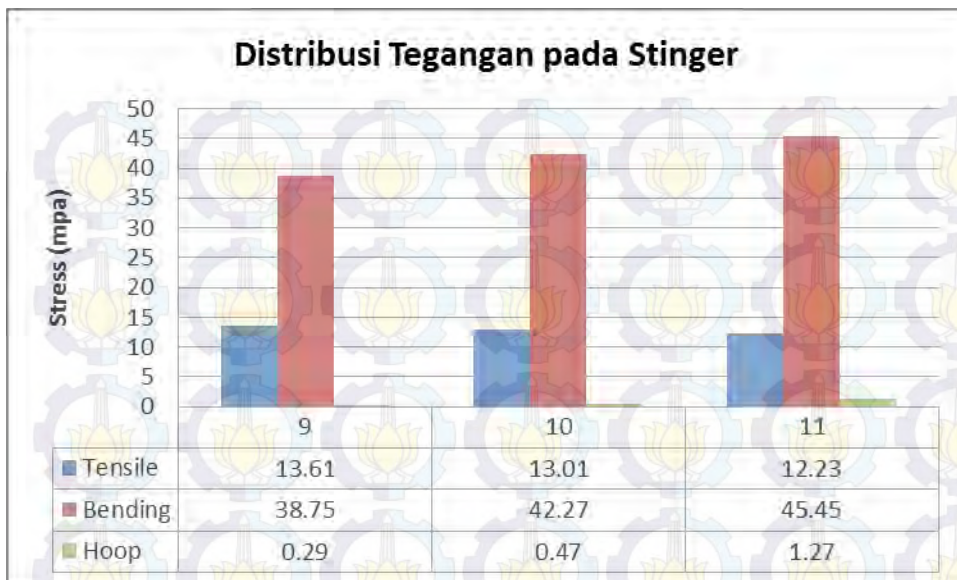


Gambar 4.36 Grafik distribusi tegangan pada segbend

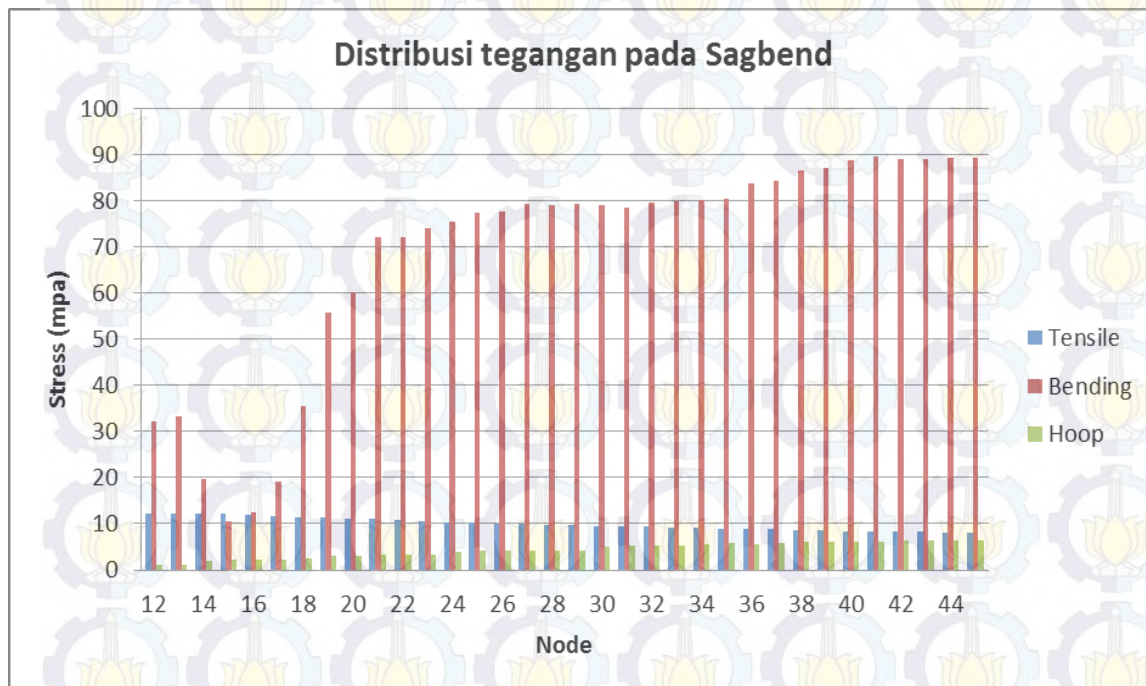
10. Hasil analisa tegangan pipa untuk kedalaman 10 meter untuk arah 90°.



Gambar 4.37 Grafik distribusi tegangan pada laybarge



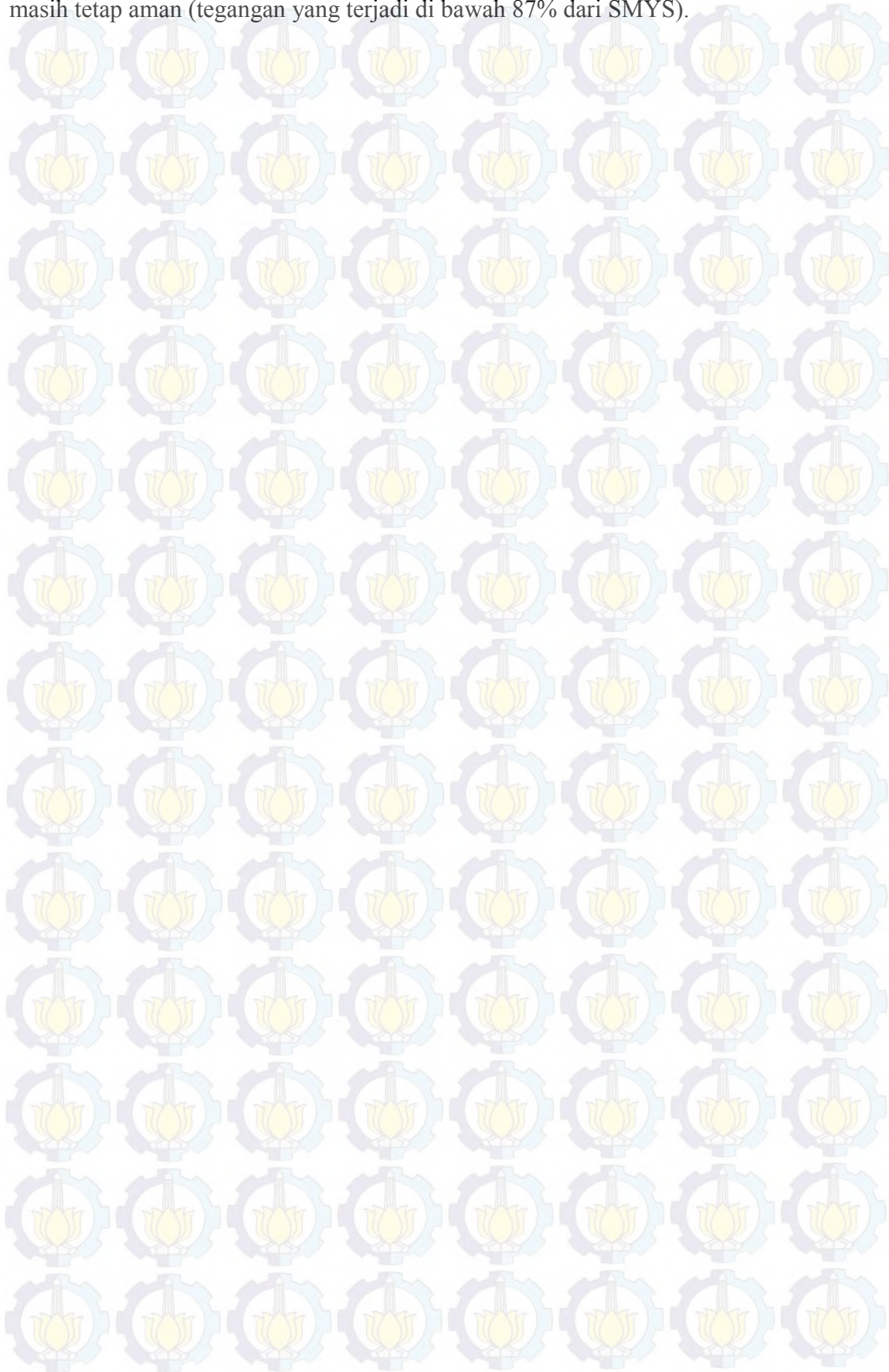
Gambar 4.38 Grafik distribusi tegangan pada stinger



Gambar 4.39 Grafik distribusi tegangan pada segbend

Dari hasil analisa yang telah dilakukan untuk mendapatkan distribusi tegangan pada system didapatkan bahwa pada *case I* dan *case II* yaitu pada kedalaman 6 meter, pipa mendapatkan tegangan sebesar 73.89% SMYS pada laybarge dan 48.80% SMYS pada stinger. Pada kedalaman 10 meter, pipa mendapatkan tegangan sebesar 75.02% SMYS pada laybarge dan

50.53% SMYS pada stinger. Pada saat kondisi dinamis untuk kelima arah pembebanan pipa masih tetap aman (tegangan yang terjadi di bawah 87% dari SMYS).





BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil pembahasan diatas tentang analisa tegangan pada pipa selama instalasi akibat dari gerakan *laybarge* dan *fix stinger* pada variasi kedalaman perairan 6 dan 10 m dengan diameter pipa 8 inchi dengan metode S-Lay, dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

1. Gerakan osilasi dari *laybarge* yang paling berpengaruh terhadap terjadinya tegangan (*stress*) pada pipa yaitu gerakan *heave*, *surge* dan *Pitch*. Gerakan osilasi ini mempunyai nilai dominan amplitude sebesar untuk *heave* 0,997m/m dan untuk *surge* 0,987m/m, dan untuk *pitch* 0,359 deg/m pada arah pembebanan gelombang 0^0 dan 180^0 .
2. Tegangan pipa yang terjadi untuk tiap-tiap variasi kedalaman mempunyai tren tegangan yang hampir sama. Tegangan terbesar terjadi di titik ke-2 pada *stinger*
3. Dari hasil analisa yang telah dilakukan untuk mendapatkan distribusi tegangan pada system didapatkan bahwa pada *case I* dan *case II* yaitu pada kedalaman 6 meter, pipa mendapatkan tegangan sebesar 73.89% pada *laybarge* dan 48.80% pada *stinger*. Pada kedalaman 10 meter, pipa mendapatkan tegangan sebesar 75.02% pada *laybarge* dan 50.53% pada *stinger*. Pada saat kondisi dinamis untuk kelima arah pembebanan pipa masih tetap aman (tegangan yang terjadi di bawah 87% dari SMYS).

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan untuk penelitian lebih lanjut adalah sebagai berikut :

1. Pengaruh beban arus dan kondisi *seabed* perlu dilakukan analisa lebih lanjut.
2. Perlunya dilakukan analisa *fatigue* sebagai pertimbangan beban gelombang yang mengenai pipa..

LAMPIRAN A

Data pipa PT. Onasis Indonesia

Outside Diameter	: 219.08 mm
Wall Thickness	: 8.18 mm
Steel Grade	: X-65C
Steel Density	: 7850 kg/m ³
Specified Minimum Yield Strength (SMYS)	: 360 N/mm ² (Mpa)
Modulus of Elasticity	: 207,000 N/mm ² (Mpa)
External Corrosion Coating	: 3LPP
External Corrosion Coating Thickness	: 2.5 mm
External Corrosion Coating Density	: 1300 kg/m ³
External Corrosion Coating Cut Back	: 250 mm
Concrete Coating Thickness	: 50 mm
Concrete Density	: 2400 kg/m ³
Concrete Coating Cut Back	: 370 mm
Concrete Coat Water Absorption	: 4 % (by weight)
Field joint coating length	: 700 mm
Field joint coating density (PU)	: 730 kg/m ³
Dry weight (empty)	: 3588.88 N/m
Submerged weight (empty)	: 679 N/m

Data gelombang dan arus

<i>R</i> (years)	<i>Hs</i> (m)	<i>Ts</i> (second)	<i>Hmax</i> (m)
1	1.2	6.531	3.7
5	1.3	7.326	3.8
10	1.7	7.974	4
100	2.4	9.873	4.8

CURRENT SPEED*	1 years	5 years	10 years	100 years
At 0% of depth (m/s)	0.71	0.72	0.79	1.24
At 20% of depth (m/s)	0.67	0.67	0.68	0.69
At 50% of depth (m/s)	0.64	0.64	0.65	0.65
At 70% of depth (m/s)	0.59	0.59	0.59	0.59
At 90% of depth (m/s)	0.42	0.42	0.42	0.42
At 100% of dept (m/s)	0.24	0.24	0.24	0.24

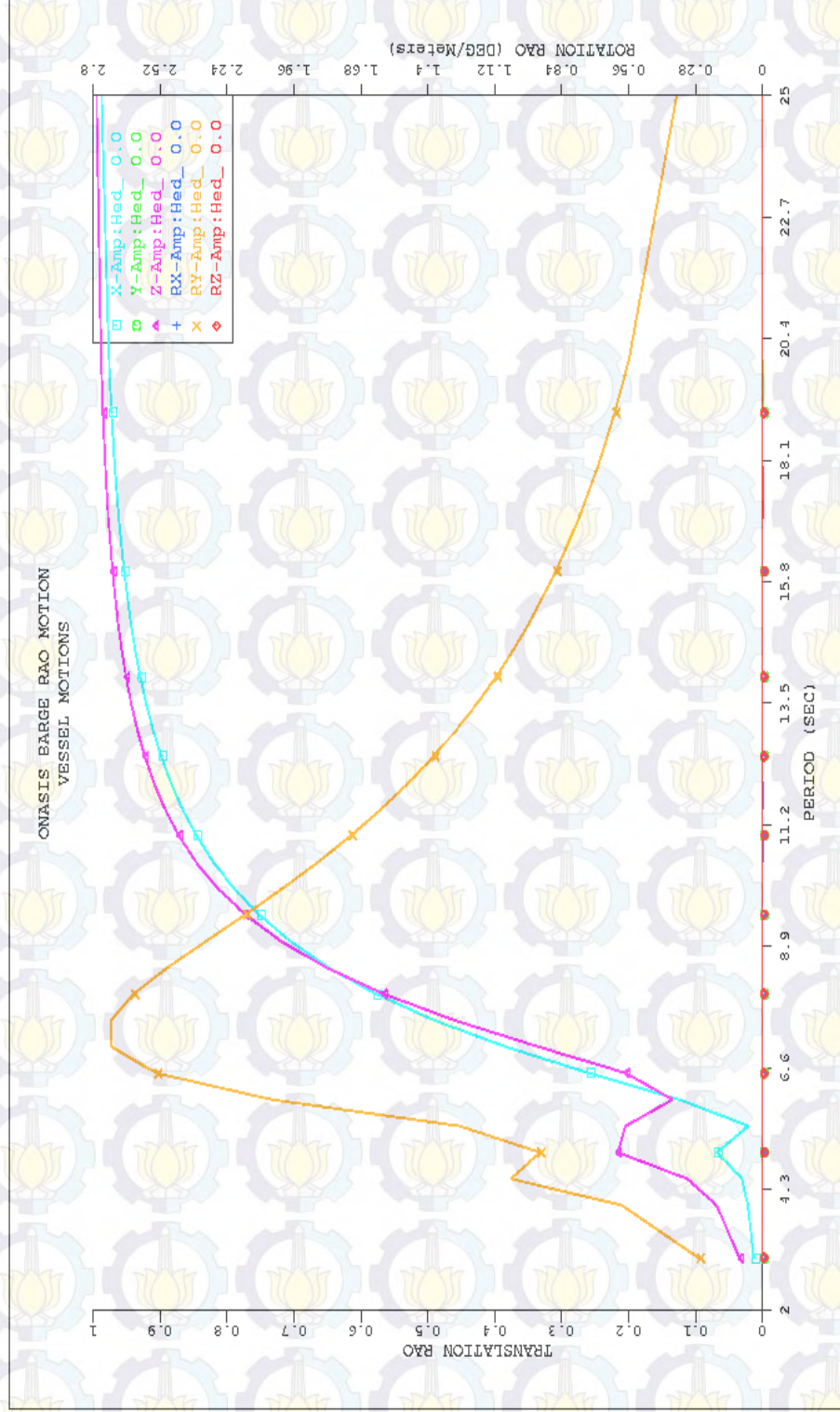
LAMPIRAN B

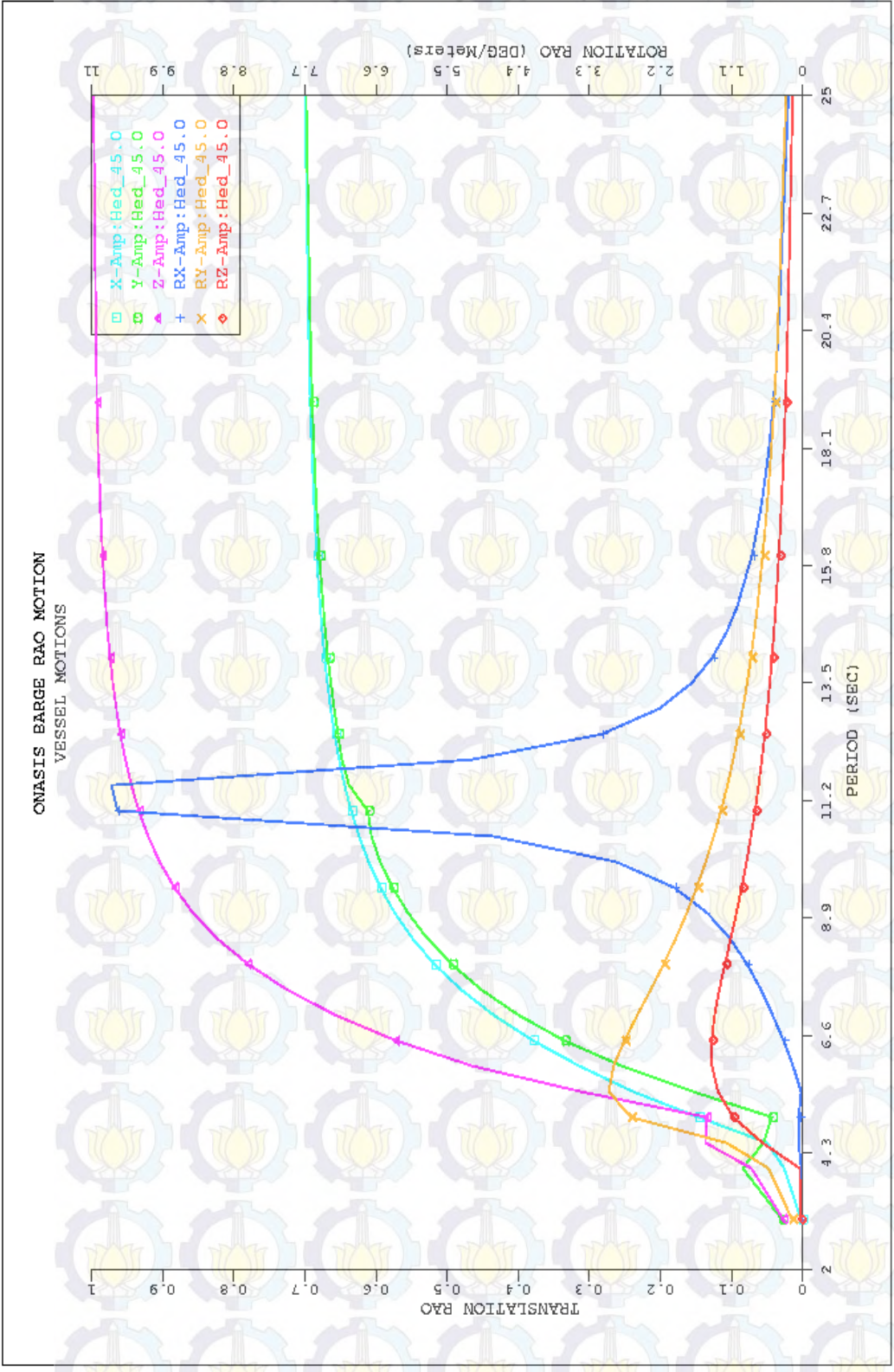
Perhitungan properti pipa

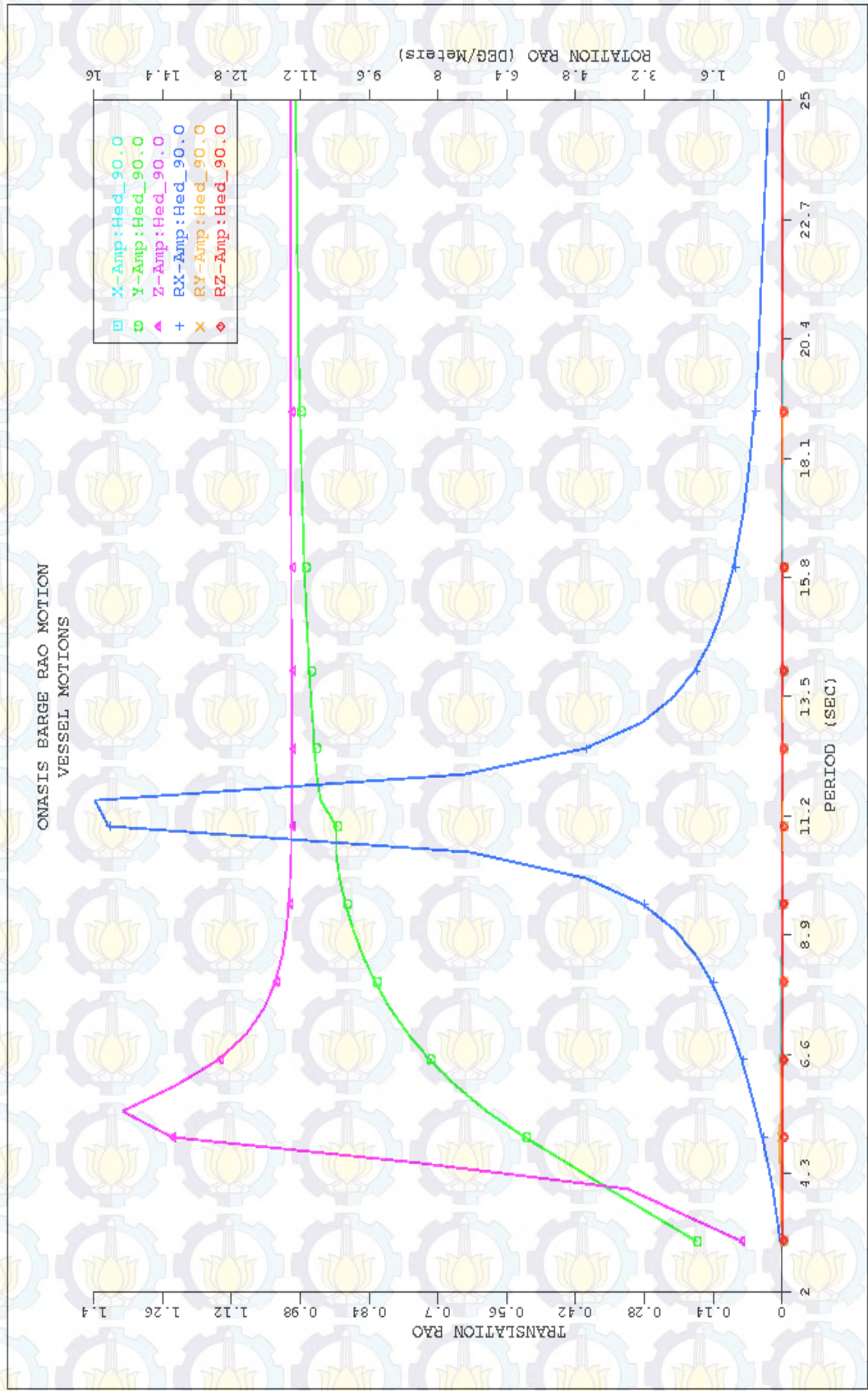
Parameter	Simbol	=	Persamaan		=	Nilai	Satuan
Diameter Internal	D_i	=	$D - 2t$	D_i	=	202.71	mm
Diameter Corrosion Coating	D_{corr}	=	$D + 2t_{corr}$	D_{corr}	=	224.07	mm
Diameter Concrete Coating	D_{conc}	=	$D + 2t_{conc}$	D_{conc}	=	295.07	mm
Berat pipa (tanpa coating)	W_1	=	$\pi (D^2 - D_i^2) \rho_{st}/4$	W_1	=	42.332537	kg/m
Berat Corrosion Coating	W_2	=	$\pi (D_{corr}^2 - D^2) \rho_{corr}/4$	W_2	=	2.2924154	kg/m
Berat Concrete Coating	W_3	=	$\pi (D_{conc}^2 - D_{corr}^2) \rho_{conc}/4$	W_3	=	88.075911	kg/m
Berat Total	w_t	=	$(w_1 + w_2 + w_3) g$	w_t	=	1300.4685	N/m
Bouyancy	F_{buoy}	=	$\pi D_{conc}^2 \rho_{sw} g/4$	F_{buoy}	=	686.54611	N/m
Berat pipa tercelup	w_{sub}	=	$w_t - F_{buoy}$	w_{sub}	=	613.92236	N/m
Momen Inersia Pipa	I_{st}	=	$\pi (D^4 - D_i^4)/64$	I_{st}	=	3.001E-05	m ⁴

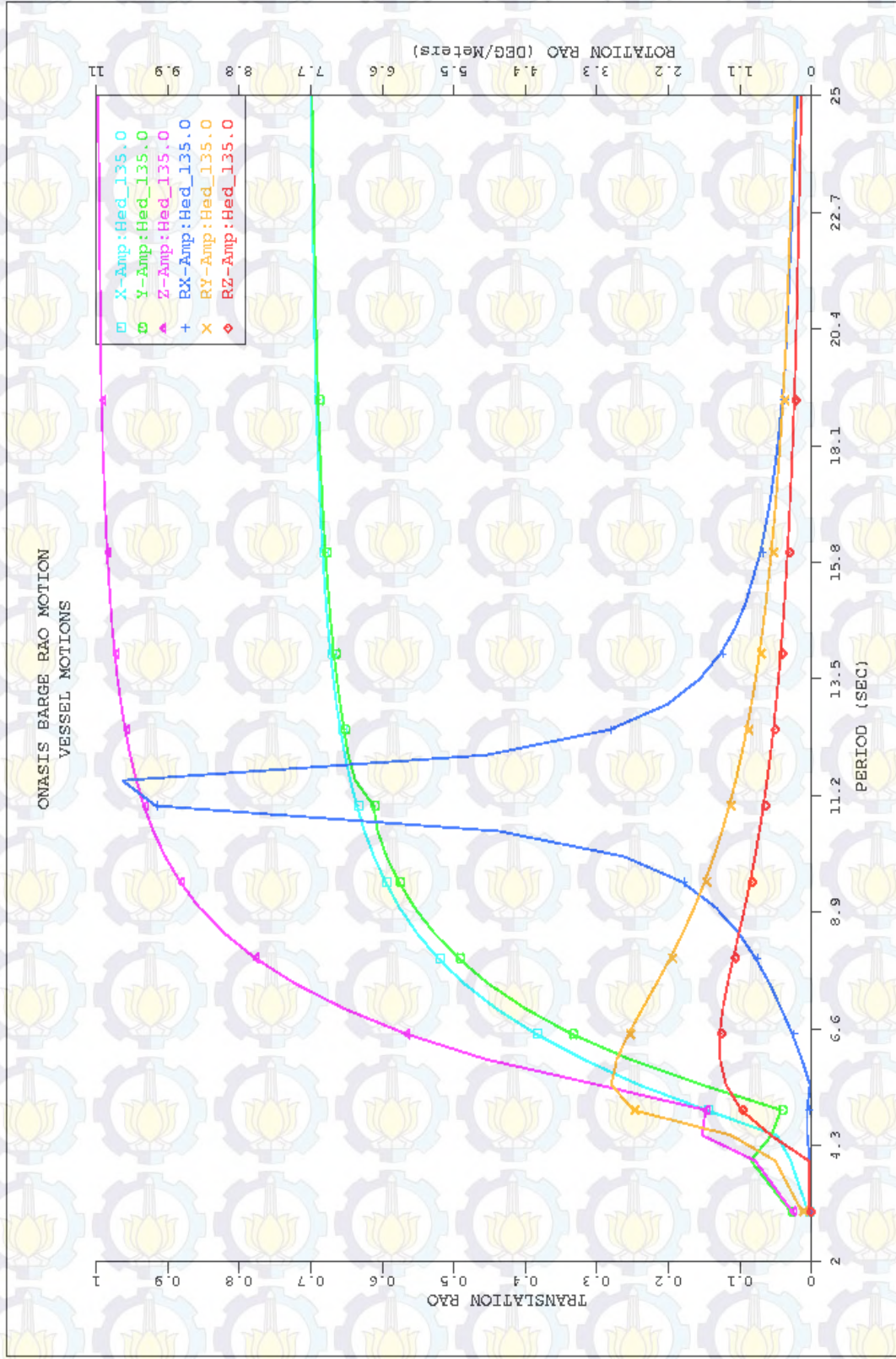
LAMPIRAN C

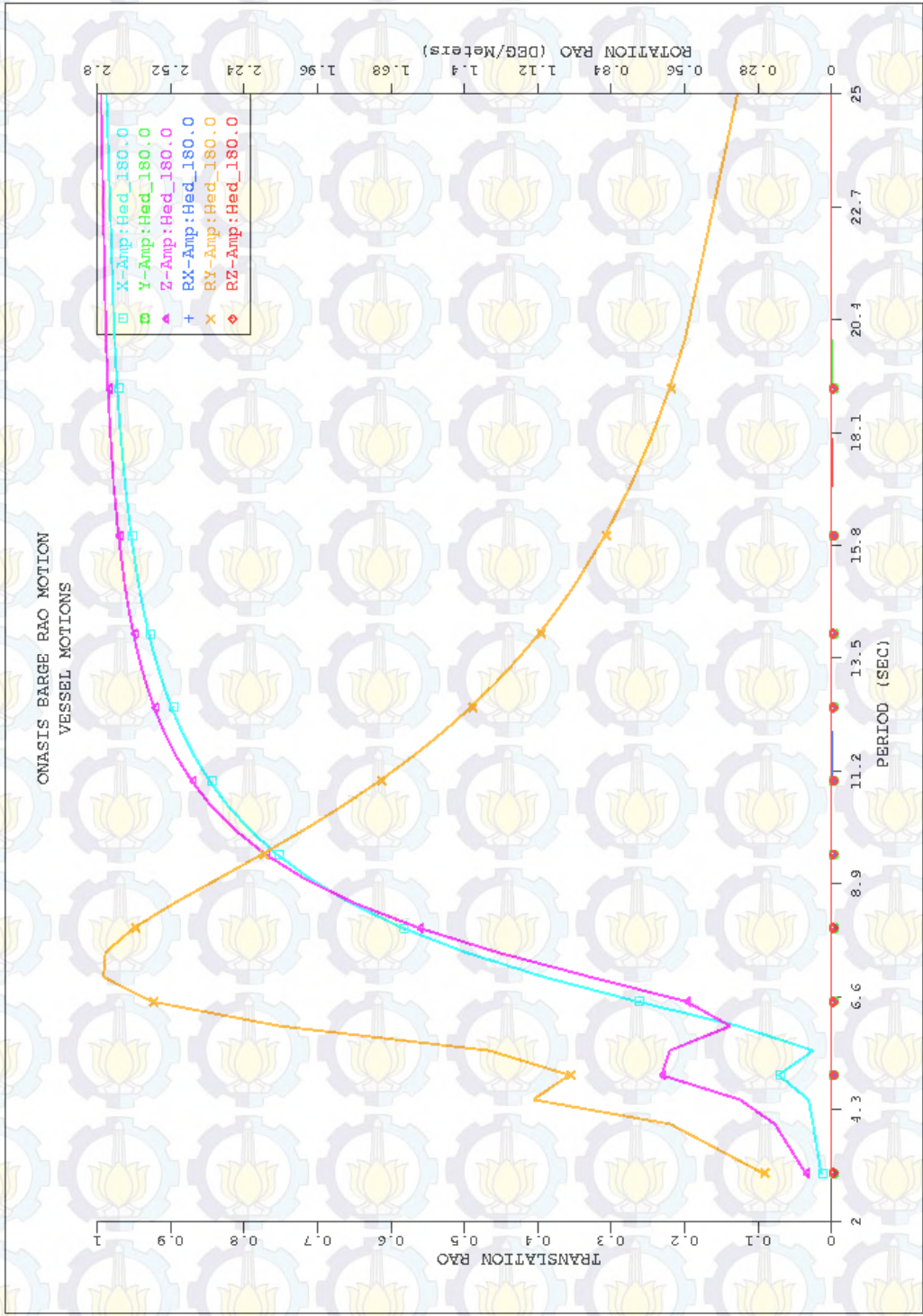
Hasil output RAO 0°, 45°, 90°, 135°, dan 180°











LAMPIRAN D

Hasil output OFFPIPE untuk kedalaman 6 meter arah 0°

Kedalaman 6 meter

0°

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM - VERS. NUMB. - 2.07 DS DATE - 8/08/2014 TIME - 10:25:36 PAGE 20

PROJECT - PIPELAY RX JOB NO. - TA 10

USER ID - RIZKY LICENSEE -. CASE 1

=====

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NO. (M)	PIPE SECTION (M)	X COORD (M)	Y COORD (DEG)	Z COORD (DEG)	HORIZ ANGLE (M)	VERT ANGLE (MPA)	PIPE LENGTH (MPA)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING VERT (MPA)	HORIZ STRESS (FCT)	TOTAL STRESS	PERCENT YIELD
1	LAYBARGE	52.02	6.92	0.00	0.000	0.369	0.000	9.47	0.00	0.00	0.00	14.45	2.98
2	LAYBARGE	50.39	6.80	0.00	0.000	1.020	8.631	9.42	0.00	-77.85	0.00	143.48	31.58
3	LAYBARGE	48.94	6.46	0.00	0.000	2.429	16.084	9.37	0.00	-73.22	0.00	129.67	28.36
4	LAYBARGE	43.82	6.16	0.00	0.000	3.088	23.217	9.32	0.00	-47.99	0.00	89.81	19.60
5	TENSIONR	35.05	5.69	0.00	0.000	4.558	40.024	15.51	0.00	-28.47	0.00	85.79	18.48
6	LAYBARGE	23.14	4.63	0.00	0.000	6.461	44.002	15.47	0.00	-87.25	0.00	253.87	56.01
7	LAYBARGE	13.67	3.34	0.00	0.000	9.254	48.560	15.21	0.00	-97.60	0.00	263.45	73.89
8	LAYBARGE	2.76	1.30	0.00	0.000	11.343	50.653	14.96	0.00	-33.60	0.00	86.12	18.76
9	STINGER	-1.17	0.16	0.00	0.000	11.834	80.008	14.72	-0.40	-39.10	0.00	73.67	15.93
10	STINGER	-3.31	0.80	0.00	0.000	13.695	98.512	14.19	-0.89	-42.62	0.00	181.94	48.80
11	STINGER	-4.30	-1.12	0.00	0.000	15.384	104.019	13.70	-1.46	-47.35	0.00	53.76	11.25
12	SAGBEND	-5.93	-1.12	0.00	0.000	15.427	107.782	13.17	-1.61	38.50	0.00	33.24	26.75
13	SAGBEND	-5.78	-1.18	0.00	0.000	15.337	121.782	13.04	-1.76	33.84	0.00	57.38	12.35

14	SAGBEND	-5.64	-1.24	0.00	0.000	15.140	125.782	12.89	-1.91	11.86	0.00	74.35	16.60
15	SAGBEND	-6.51	-1.27	0.00	0.000	14.863	129.782	12.73	-2.06	19.98	0.00	88.81	19.82
16	SAGBEND	-6.38	-1.29	0.00	0.000	14.524	133.782	12.57	-2.21	23.34	0.00	99.83	22.28
17	SAGBEND	-7.25	-1.38	0.00	0.000	14.137	137.782	12.41	-2.35	42.22	0.00	108.24	24.16
18	SAGBEND	-7.13	-1.44	0.00	0.000	13.715	141.782	12.26	-2.49	59.91	0.00	114.69	25.60
19	SAGBEND	-7.02	-1.57	0.00	0.000	13.265	145.781	12.10	-2.62	57.83	0.00	119.65	26.71
20	SAGBEND	-8.92	-1.77	0.00	0.000	12.794	149.781	11.93	-2.75	62.20	0.00	123.48	27.56
21	SAGBEND	-8.82	-1.94	0.00	0.000	12.306	153.781	11.80	-2.88	72.35	0.00	126.46	28.23
22	SAGBEND	-8.74	-2.38	0.00	0.000	11.804	157.781	11.36	-3.00	72.26	0.00	128.78	28.75
23	SAGBEND	-9.66	-2.58	0.00	0.000	11.293	161.781	10.52	-3.12	74.38	0.00	130.61	29.15
24	SAGBEND	-9.58	-2.65	0.00	0.000	10.774	165.781	10.38	-3.23	75.69	0.00	132.04	29.47
25	SAGBEND	-10.51	-2.68	0.00	0.000	10.248	169.781	10.25	-3.33	78.23	0.00	133.17	29.73
26	SAGBEND	-10.45	-2.77	0.00	0.000	9.717	173.781	10.13	-3.43	79.16	0.00	134.06	29.92
27	SAGBEND	-19.40	-2.83	0.00	0.000	9.182	197.781	10.01	-3.53	80.63	0.00	134.75	30.08
28	SAGBEND	-13.35	-2.85	0.00	0.000	8.644	201.781	9.89	-3.62	81.84	0.00	135.27	30.19
29	SAGBEND	-17.31	-2.93	0.00	0.000	8.104	205.781	9.78	-3.70	82.70	0.00	135.64	30.28
30	SAGBEND	-12.27	-2.94	0.00	0.000	7.562	209.781	9.68	-3.78	84.28	0.00	135.86	30.33
31	SAGBEND	-12.24	-2.94	0.00	0.000	7.019	213.781	9.58	-3.85	85.70	0.00	135.93	30.34
32	SAGBEND	-12.21	-2.94	0.00	0.000	6.476	217.781	9.49	-3.92	86.17	0.00	135.85	30.32
33	SAGBEND	-13.19	-2.94	0.00	0.000	5.934	221.781	9.40	-3.98	87.30	0.00	135.57	30.26
34	SAGBEND	-13.17	-2.95	0.00	0.000	5.394	225.781	9.32	-4.04	90.75	0.00	135.07	30.15
35	SAGBEND	-14.15	-2.95	0.00	0.000	4.856	229.781	9.24	-4.09	90.88	0.00	134.30	29.98
36	SAGBEND	-14.14	-2.96	0.00	0.000	4.323	233.781	9.17	-4.14	90.53	0.00	133.17	29.73
37	SAGBEND	-14.13	-2.96	0.00	0.000	3.797	237.781	9.10	-4.18	87.62	0.00	131.61	29.38
38	SAGBEND	-15.12	-2.97	0.00	0.000	3.279	241.781	9.04	-4.22	86.09	0.00	129.46	28.90
39	SAGBEND	-15.12	-2.97	0.00	0.000	2.773	245.781	8.99	-4.25	85.84	0.00	126.58	28.25

PROJECT - PIPELAY RX JOB NO. - TA 10
 USER ID - RIZKY LICENSEE - CASE 1

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	HORIZ ANGLE	VERT ANGLE	PIPE LENGTH	TENSILE STRESS	HOOP STRESS	BENDING STRESSES	HORIZ STRESS	TOTAL STRESS	YIELD PERCENT
(M)	(M)	(M)	(DEG)	(DEG)	(M)	(M)	(M)	(MPA)	(MPA)	VERT (MPA)	(PCT)	(MPA)	
40	SAGBEND	-16.11	-2.97	0.00	0.000	2.284	249.781	8.94	-4.27	83.67	0.00	122.72	27.39
41	SAGBEND	-16.11	-2.98	0.00	0.000	1.816	253.781	8.89	-4.29	82.56	0.00	117.60	26.25
42	SAGBEND	-16.11	-2.98	0.00	0.000	1.377	257.781	8.86	-4.31	80.77	0.00	110.81	24.73
43	SAGBEND	-17.11	-2.99	0.00	0.000	0.976	261.781	8.82	-4.32	78.44	0.00	101.84	22.73
44	SAGBEND	-17.11	-2.99	0.00	0.000	0.624	265.781	8.79	-4.33	77.42	0.00	90.02	20.09
45	SAGBEND	-18.11	-3.00	0.00	0.000	0.339	269.781	8.77	-4.33	72.53	0.00	74.45	16.62
46	SAGBEND	-18.11	-3.01	0.00	0.000	0.139	273.781	8.77	-4.33	67.08	0.00	55.50	12.39
47	SAGBEND	-18.86	-3.10	0.00	0.000	5.231	277.781	8.75	-6.67	58.77	0.00	138.45	30.90
48	SAGBEND	-18.94	-3.17	0.00	0.000	4.673	281.781	8.75	-6.72	55.94	0.00	137.32	30.65
49	SAGBEND	-19.83	-3.23	0.00	0.000	4.121	285.781	8.75	-6.76	39.83	0.00	135.77	30.31
50	SAGBEND	-19.92	-3.55	0.00	0.000	3.579	289.781	8.74	-6.80	38.78	0.00	133.66	29.83
51	SAGBEND	-20.82	-3.78	0.00	0.000	3.047	293.781	8.73	-6.83	37.67	0.00	130.83	29.20
52	SAGBEND	-20.91	-3.86	0.00	0.000	2.532	297.781	8.73	-6.86	36.33	0.00	127.08	28.37
53	SAGBEND	-20.91	-3.97	0.00	0.000	2.038	301.781	8.72	-6.88	36.87	0.00	122.12	27.26
54	SAGBEND	-21.81	-4.17	0.00	0.000	1.571	305.781	8.72	-6.90	36.45	0.00	115.59	25.80
55	SAGBEND	-21.90	-4.28	0.00	0.000	1.141	309.781	8.71	-6.92	35.76	0.00	107.01	23.89
56	SAGBEND	-22.80	-4.33	0.00	0.000	0.759	313.781	8.71	-6.92	34.89	0.00	95.76	21.38
57	SAGBEND	-22.90	-4.48	0.00	0.000	0.439	317.781	8.71	-6.93	34.67	0.00	81.04	18.09

58	SEABED	-23.80	-4.57	0.00	0.000	0.201	321.781	9.07	-6.93	41.33	0.00	62.17	13.88
59	SEABED	-23.90	-4.71	0.00	0.000	0.057	325.781	9.08	-6.94	23.11	0.00	43.99	9.82
60	SEABED	-23.90	-4.86	0.00	0.000	-0.012	329.782	9.08	-6.94	10.27	0.00	31.39	7.01
61	SEABED	-24.90	-4.95	0.00	0.000	-0.033	333.782	9.08	-6.94	1.26	0.00	24.55	5.48
62	SEABED	-24.90	-5.15	0.00	0.000	-0.031	337.782	9.08	-6.93	-1.62	0.00	24.90	5.56
63	SEABED	-24.90	-5.27	0.00	0.000	-0.021	341.782	9.08	-6.93	-2.17	0.00	25.43	5.68
64	SEABED	-25.90	-5.35	0.00	0.000	-0.011	345.782	9.08	-6.93	-1.72	0.00	25.00	5.58
65	SEABED	-25.90	-5.58	0.00	0.000	-0.004	349.782	9.08	-6.93	-1.05	0.00	24.35	5.44
66	SEABED	-26.60	-5.73	0.00	0.000	-0.001	353.782	9.08	-6.93	-0.50	0.00	23.82	5.32
67	SEABED	-26.70	-5.89	0.00	0.000	-0.001	357.782	9.08	-6.93	-0.16	0.00	23.48	5.24
68	SEABED	-26.90	-6.00	0.00	0.000	-0.001	361.782	9.08	-6.93	0.01	0.00	23.34	5.21

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM - VERS. NUMB. - 2.07 DS DATE - 8/08/2014 TIME - 10:25:36 PAGE 20

PROJECT - PIPELAY RX JOB NO. - TA 10

USER ID - RIZKY LICENSEE - CASE 1

=====

M A X I M U M D Y N A M I C P I P E F O R C E S A N D S T R E S S E S

NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	HORIZ	VERT	PIPE LENGTH	TENSILE STRESS	HOOP STRESS	BENDING VERT	HORIZ STRESS	TOTAL STRESS	PERCENT YIELD
(M)	(M)	(M)	(DEG)	(DEG)	(M)	(M)	(M)	(MPA)	(MPA)	(MPA)	(PCT)	(MPA)	(PCT)
1	LAYBARGE	52.02	6.92	0.00	0.000	0.369	0.000	9.45	0.00	0.00	0.00	14.44	2.97
2	LAYBARGE	50.39	6.80	0.00	0.000	1.019	8.631	9.43	0.00	-77.84	0.00	143.47	31.57
3	LAYBARGE	48.94	6.46	0.00	0.000	2.428	16.084	9.35	0.00	-73.21	0.00	129.66	28.35
4	LAYBARGE	43.82	6.16	0.00	0.000	3.086	23.217	9.34	0.00	-47.97	0.00	89.80	19.58
5	TENSIONR	35.05	5.69	0.00	0.000	4.556	40.024	15.49	0.00	-28.45	0.00	85.78	18.47
6	LAYBARGE	23.14	4.63	0.00	0.000	6.459	44.002	15.46	0.00	-87.24	0.00	253.88	56.00
7	LAYBARGE	13.67	3.34	0.00	0.000	9.253	48.560	15.19	0.00	-97.60	0.00	263.44	72.58
8	LAYBARGE	2.76	1.30	0.00	0.000	11.341	50.653	14.94	0.00	-33.60	0.00	86.11	18.74
9	STINGER	-1.17	0.16	0.00	0.000	11.831	80.008	14.71	-0.40	-39.11	0.00	73.66	15.92
10	STINGER	-3.31	0.80	0.00	0.000	13.694	98.512	14.17	-0.88	-42.61	0.00	181.92	48.72
11	STINGER	-4.30	-1.12	0.00	0.000	15.384	104.019	13.69	-1.45	-47.34	0.00	53.75	11.22
12	SAGBEND	-5.93	-1.12	0.00	0.000	15.426	107.782	13.14	-1.60	38.50	0.00	33.23	26.74
13	SAGBEND	-5.78	-1.18	0.00	0.000	15.337	121.782	13.02	-1.74	33.83	0.00	57.35	12.34
14	SAGBEND	-5.64	-1.24	0.00	0.000	15.140	125.782	12.86	-1.90	11.85	0.00	74.34	16.60
15	SAGBEND	-6.51	-1.27	0.00	0.000	14.862	129.782	12.72	-2.04	19.97	0.00	88.80	19.81

16	SAGBEND	-6.38	-1.29	0.00	0.000	14.523	133.782	12.55	-2.20	23.32	0.00	99.82	22.27
17	SAGBEND	-7.25	-1.38	0.00	0.000	14.134	137.782	12.39	-2.33	42.22	0.00	108.21	24.15
18	SAGBEND	-7.13	-1.44	0.00	0.000	13.713	141.782	12.24	-2.47	59.90	0.00	114.68	25.60
19	SAGBEND	-7.02	-1.57	0.00	0.000	13.264	145.781	12.09	-2.60	57.82	0.00	119.64	26.70
20	SAGBEND	-8.92	-1.77	0.00	0.000	12.792	149.781	11.91	-2.74	62.20	0.00	123.47	27.54
21	SAGBEND	-8.82	-1.94	0.00	0.000	12.304	153.781	11.80	-2.87	72.33	0.00	126.45	28.22
22	SAGBEND	-8.74	-2.38	0.00	0.000	11.802	157.781	11.35	-3.00	72.25	0.00	128.77	28.74
23	SAGBEND	-9.66	-2.58	0.00	0.000	11.291	161.781	10.51	-3.10	74.37	0.00	130.60	29.14
24	SAGBEND	-9.58	-2.65	0.00	0.000	10.772	165.781	10.36	-3.22	75.68	0.00	132.03	29.46
25	SAGBEND	-10.51	-2.68	0.00	0.000	10.242	169.781	10.24	-3.32	78.22	0.00	133.16	29.72
26	SAGBEND	-10.45	-2.77	0.00	0.000	9.713	173.781	10.12	-3.41	79.15	0.00	134.05	29.91
27	SAGBEND	-19.40	-2.83	0.00	0.000	9.180	197.781	10.01	-3.51	80.62	0.00	134.74	30.07
28	SAGBEND	-13.35	-2.85	0.00	0.000	8.642	201.781	9.87	-3.62	81.82	0.00	135.26	30.18
29	SAGBEND	-17.31	-2.93	0.00	0.000	8.102	205.781	9.77	-3.70	82.70	0.00	135.63	30.27
30	SAGBEND	-12.27	-2.94	0.00	0.000	7.560	209.781	9.67	-3.77	84.27	0.00	135.85	30.32
31	SAGBEND	-12.24	-2.94	0.00	0.000	7.017	213.781	9.57	-3.84	85.70	0.00	135.92	30.32
32	SAGBEND	-12.21	-2.94	0.00	0.000	6.475	217.781	9.48	-3.91	86.15	0.00	135.84	30.31
33	SAGBEND	-13.19	-2.94	0.00	0.000	5.933	221.781	9.39	-3.98	87.30	0.00	135.56	30.25
34	SAGBEND	-13.17	-2.95	0.00	0.000	5.392	225.781	9.32	-4.04	90.74	0.00	135.06	30.14
35	SAGBEND	-14.15	-2.95	0.00	0.000	4.854	229.781	9.23	-4.07	90.85	0.00	134.30	29.97
36	SAGBEND	-14.14	-2.96	0.00	0.000	4.321	233.781	9.16	-4.13	90.52	0.00	133.16	29.72
37	SAGBEND	-14.13	-2.96	0.00	0.000	3.796	237.781	9.10	-4.15	87.62	0.00	131.60	29.37
38	SAGBEND	-15.12	-2.97	0.00	0.000	3.278	241.781	9.03	-4.20	86.09	0.00	129.45	28.90
39	SAGBEND	-15.12	-2.97	0.00	0.000	2.772	245.781	8.97	-4.25	85.84	0.00	126.53	28.23

M A X I M U M D Y N A M I C P I P E F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (DEG)	Z COORD (DEG)	HORIZ ANGLE (M)	VERT ANGLE (MPA)	PIPE LENGTH (MPA)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING VERT (MPA)	HORIZ STRESS (PCT)	TOTAL STRESS	PERCENT YIELD
40	SAGBEND	-16.11	-2.97	0.00	0.000	2.282	249.781	8.93	-4.25	83.66	0.00	122.71	27.37
41	SAGBEND	-16.11	-2.98	0.00	0.000	1.811	253.781	8.88	-4.26	82.55	0.00	117.60	26.24
42	SAGBEND	-16.11	-2.98	0.00	0.000	1.375	257.781	8.84	-4.30	80.76	0.00	110.80	24.73
43	SAGBEND	-17.11	-2.99	0.00	0.000	0.975	261.781	8.81	-4.31	78.43	0.00	101.83	22.72
44	SAGBEND	-17.11	-2.99	0.00	0.000	0.623	265.781	8.77	-4.32	77.41	0.00	90.01	20.08
45	SAGBEND	-18.11	-3.00	0.00	0.000	0.337	269.781	8.74	-4.32	72.52	0.00	74.44	16.61
46	SAGBEND	-18.11	-3.01	0.00	0.000	0.138	273.781	8.73	-4.32	67.07	0.00	55.50	12.38
47	SAGBEND	-18.86	-3.10	0.00	0.000	5.229	277.781	8.72	-6.66	58.76	0.00	138.44	30.90
48	SAGBEND	-18.94	-3.17	0.00	0.000	4.672	281.781	8.72	-6.71	55.92	0.00	137.31	30.64
49	SAGBEND	-19.83	-3.23	0.00	0.000	4.120	285.781	8.72	-6.75	39.82	0.00	135.76	30.30
50	SAGBEND	-19.92	-3.55	0.00	0.000	3.577	289.781	8.71	-6.80	38.77	0.00	133.64	29.82
51	SAGBEND	-20.82	-3.78	0.00	0.000	3.046	293.781	8.70	-6.82	37.66	0.00	130.82	29.20
52	SAGBEND	-20.91	-3.86	0.00	0.000	2.530	297.781	8.70	-6.84	36.32	0.00	127.07	28.36
53	SAGBEND	-20.91	-3.97	0.00	0.000	2.033	301.781	8.70	-6.87	36.86	0.00	122.10	27.25
54	SAGBEND	-21.81	-4.17	0.00	0.000	1.570	305.781	8.70	-6.90	36.44	0.00	115.57	25.80
55	SAGBEND	-21.90	-4.28	0.00	0.000	1.140	309.781	8.70	-6.91	35.75	0.00	107.00	23.84
56	SAGBEND	-22.80	-4.33	0.00	0.000	0.757	313.781	8.70	-6.91	34.87	0.00	95.74	21.37

57	SAGBEND	-22.90	-4.48	0.00	0.000	0.437	317.781	8.70	-6.92	34.68	0.00	81.03	18.08
58	SEABED	-23.80	-4.57	0.00	0.000	0.200	321.781	9.06	-6.92	41.32	0.00	62.12	13.87
59	SEABED	-23.90	-4.71	0.00	0.000	0.055	325.781	9.07	-6.92	23.10	0.00	43.95	9.81
60	SEABED	-23.90	-4.86	0.00	0.000	-0.010	329.782	9.07	-6.92	10.25	0.00	31.37	7.00
61	SEABED	-24.90	-4.95	0.00	0.000	-0.030	333.782	9.07	-6.92	1.24	0.00	24.54	5.47
62	SEABED	-24.90	-5.15	0.00	0.000	-0.030	337.782	9.07	-6.91	-1.60	0.00	24.90	5.56
63	SEABED	-24.90	-5.27	0.00	0.000	-0.020	341.782	9.07	-6.91	-2.15	0.00	25.42	5.67
64	SEABED	-25.90	-5.35	0.00	0.000	-0.010	345.782	9.07	-6.91	-1.71	0.00	25.00	5.57
65	SEABED	-25.90	-5.58	0.00	0.000	-0.003	349.782	9.07	-6.91	-1.04	0.00	24.34	5.43
66	SEABED	-26.60	-5.73	0.00	0.000	-0.001	353.782	9.07	-6.91	-0.50	0.00	23.82	5.32
67	SEABED	-26.70	-5.89	0.00	0.000	-0.001	357.782	9.07	-6.91	-0.15	0.00	23.47	5.22
68	SEABED	-26.90	-6.00	0.00	0.000	-0.001	361.782	9.07	-6.91	0.01	0.00	23.32	5.21

Untuk 45°

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELAYS ANALYSIS SYSTEM - VERS. NUMB. - 2.07 DS DATE - 8/08/2014 TIME - 10:25:36 PAGE 20

PROJECT - PIPELAY RX JOB NO. - TA 10

USER ID - RIZKY LICENSEE - CASE 1

=====

M A X I M U M D Y N A M I C P I P E F O R C E S A N D S T R E S S E S

NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (DEG)	Z COORD (DEG)	HORIZ ANGLE (M)	VERT ANGLE (MPA)	PIPE LENGTH (MPA)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES VERT (MPA)	HORIZ STRESS (FCT)	TOTAL STRESS	PERCENT YIELD
1	LAYBARGE	52.02	6.92	0.00	0.000	0.357	0.000	9.37	0.00	0.00	0.00	14.33	2.83
2	LAYBARGE	50.39	6.80	0.00	0.000	1.009	8.631	9.34	0.00	-77.84	0.00	143.35	31.37
3	LAYBARGE	48.94	6.46	0.00	0.000	2.411	16.084	9.29	0.00	-73.21	0.00	129.58	27.29
4	LAYBARGE	43.82	6.16	0.00	0.000	3.076	23.217	9.27	0.00	-47.97	0.00	89.69	18.34
5	TENSIONR	35.05	5.69	0.00	0.000	4.546	40.024	15.28	0.00	-28.45	0.00	85.68	17.56
6	LAYBARGE	23.14	4.63	0.00	0.000	6.449	44.002	15.24	0.00	-87.24	0.00	249.78	53.02
7	LAYBARGE	13.67	3.34	0.00	0.000	9.250	48.560	15.13	0.00	-97.60	0.00	250.56	71.87
8	LAYBARGE	2.76	1.30	0.00	0.000	11.347	50.653	14.83	0.00	-33.60	0.00	86.11	17.91
9	STINGER	-1.17	0.16	0.00	0.000	11.829	80.008	14.65	-0.40	-39.11	0.00	73.76	15.77
10	STINGER	-3.31	0.80	0.00	0.000	13.687	98.512	14.10	-0.88	-42.61	0.00	181.72	47.85
11	STINGER	-4.30	-1.12	0.00	0.000	15.379	104.019	13.56	-1.45	-47.34	0.00	53.65	11.03
12	SAGBEND	-5.93	-1.12	0.00	0.000	15.424	107.782	13.04	-1.60	38.43	0.00	33.24	26.54

13	SAGBEND	-5.78	-1.18	0.00	0.000	15.329	121.782	13.01	-1.74	33.63	0.00	57.22	12.11
14	SAGBEND	-5.64	-1.24	0.00	0.000	15.135	125.782	12.76	-1.90	11.65	0.00	74.14	16.53
15	SAGBEND	-6.51	-1.27	0.00	0.000	14.857	129.782	12.62	-2.04	19.87	0.00	88.70	18.72
16	SAGBEND	-6.38	-1.29	0.00	0.000	14.519	133.782	12.45	-2.20	23.12	0.00	99.72	20.09
17	SAGBEND	-7.25	-1.38	0.00	0.000	14.129	137.782	12.29	-2.33	42.12	0.00	108.11	22.07
18	SAGBEND	-7.13	-1.44	0.00	0.000	13.709	141.782	12.14	-2.47	59.80	0.00	114.58	22.51
19	SAGBEND	-7.02	-1.57	0.00	0.000	13.254	145.781	12.03	-2.60	57.72	0.00	119.54	25.62
20	SAGBEND	-8.92	-1.77	0.00	0.000	12.787	149.781	11.81	-2.74	62.15	0.00	123.37	26.45
21	SAGBEND	-8.82	-1.94	0.00	0.000	12.298	153.781	11.70	-2.87	72.23	0.00	126.35	27.11
22	SAGBEND	-8.74	-2.38	0.00	0.000	11.800	157.781	11.25	-3.00	72.15	0.00	128.67	27.65
23	SAGBEND	-9.66	-2.58	0.00	0.000	11.279	161.781	10.41	-3.10	74.27	0.00	130.53	28.05
24	SAGBEND	-9.58	-2.65	0.00	0.000	10.768	165.781	10.26	-3.22	75.58	0.00	132.03	28.37
25	SAGBEND	-10.51	-2.68	0.00	0.000	10.239	169.781	10.14	-3.32	78.12	0.00	133.09	28.65
26	SAGBEND	-10.45	-2.77	0.00	0.000	9.709	173.781	10.05	-3.41	79.15	0.00	134.06	28.70
27	SAGBEND	-19.40	-2.83	0.00	0.000	9.175	197.781	10.01	-3.51	80.52	0.00	134.64	29.01
28	SAGBEND	-13.35	-2.85	0.00	0.000	8.637	201.781	9.77	-3.62	81.72	0.00	135.16	29.09
29	SAGBEND	-17.31	-2.93	0.00	0.000	8.102	205.781	9.67	-3.70	82.60	0.00	135.53	29.13
30	SAGBEND	-12.27	-2.94	0.00	0.000	7.555	209.781	9.57	-3.77	84.17	0.00	135.75	29.27
31	SAGBEND	-12.24	-2.94	0.00	0.000	7.009	213.781	9.47	-3.84	85.60	0.00	135.82	29.28
32	SAGBEND	-12.21	-2.94	0.00	0.000	6.468	217.781	9.38	-3.91	86.05	0.00	135.74	29.27
33	SAGBEND	-13.19	-2.94	0.00	0.000	5.927	221.781	9.28	-3.98	87.26	0.00	135.46	29.16
34	SAGBEND	-13.17	-2.95	0.00	0.000	5.378	225.781	9.22	-4.04	90.65	0.00	135.03	29.09
35	SAGBEND	-14.15	-2.95	0.00	0.000	4.848	229.781	9.17	-4.07	90.67	0.00	134.20	28.85
36	SAGBEND	-14.14	-2.96	0.00	0.000	4.319	233.781	9.09	-4.13	90.42	0.00	133.09	28.62
37	SAGBEND	-14.13	-2.96	0.00	0.000	3.778	237.781	9.06	-4.15	87.52	0.00	131.51	28.24
38	SAGBEND	-15.12	-2.97	0.00	0.000	3.265	241.781	9.03	-4.20	86.09	0.00	129.42	27.81
39	SAGBEND	-15.12	-2.97	0.00	0.000	2.763	245.781	8.87	-4.25	85.74	0.00	126.43	27.24

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM - VERS. NUMB. - 2.07 DS DATE - 8/08/2014 TIME - 10:25:36 PAGE 21

PROJECT - PIPELAY RX JOB NO. - TA 10
 USER ID - RIZKY LICENSEE - . CASE 1

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO. (M)	PIPE SECTION (M)	X COORD (M)	Y COORD (DEG)	Z COORD (DEG)	HORIZ ANGLE (M)	VERT ANGLE (MPA)	PIPE LENGTH (MPA)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESS (MPA)	HORIZ STRESS (PCT)	TOTAL STRESS	PERCENT YIELD
40	SAGBEND	-16.11	-2.97	0.00	0.000	2.258	249.781	8.83	-4.25	83.56	0.00	122.61	26.02
41	SAGBEND	-16.11	-2.98	0.00	0.000	1.807	253.781	8.78	-4.26	82.45	0.00	117.50	24.01
42	SAGBEND	-16.11	-2.98	0.00	0.000	1.362	257.781	8.74	-4.30	80.66	0.00	110.70	23.62
43	SAGBEND	-17.11	-2.99	0.00	0.000	0.969	261.781	8.71	-4.31	78.33	0.00	101.73	21.61
44	SAGBEND	-17.11	-2.99	0.00	0.000	0.621	265.781	8.67	-4.32	77.31	0.00	90.01	18.08
45	SAGBEND	-18.11	-3.00	0.00	0.000	0.327	269.781	8.64	-4.32	72.42	0.00	74.34	15.57
46	SAGBEND	-18.11	-3.01	0.00	0.000	0.127	273.781	8.64	-4.32	67.07	0.00	55.40	10.98
47	SAGBEND	-18.86	-3.10	0.00	0.000	5.217	277.781	8.62	-6.66	58.66	0.00	138.34	29.79
48	SAGBEND	-18.94	-3.17	0.00	0.000	4.665	281.781	8.62	-6.71	55.82	0.00	137.21	29.59
49	SAGBEND	-19.83	-3.23	0.00	0.000	4.113	285.781	8.62	-6.75	39.72	0.00	135.66	29.20
50	SAGBEND	-19.92	-3.55	0.00	0.000	3.552	289.781	8.61	-6.80	38.67	0.00	133.54	28.72
51	SAGBEND	-20.82	-3.78	0.00	0.000	3.021	293.781	8.60	-6.82	37.56	0.00	130.72	28.10
52	SAGBEND	-20.91	-3.86	0.00	0.000	2.523	297.781	8.60	-6.84	36.22	0.00	127.07	27.26
53	SAGBEND	-20.91	-3.97	0.00	0.000	2.021	301.781	8.60	-6.87	36.76	0.00	122.03	26.17

=====
 OFFPIPE - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM - VERS. NUMB. - 2.07 DS DATE - 8/08/2014 TIME - 10:25:36 PAGE 20
 PROJECT - PIPELAY RX

=====
 USER ID - RIZKY JOB NO. - TA 10 CASE 1

=====
 LICENSEE - .

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	HORIZ	VERT	PIPE	TENSILE	HOOP	BENDING	HORIZ	TOTAL	PERCENT
(M)	(M)	COORD	COORD	COORD	ANGLE	ANGLE	LENGTH	STRESS	STRESS	VERT	STRESSES	STRESS	YIELD
		(DEG)	(DEG)	(DEG)	(M)	(M)	(M)	(MPA)	(MPA)	(MPA)	(PCT)		
1	LAYBARGE	52.02	6.92	0.00	0.000	0.356	0.000	9.36	0.00	0.00	0.00	14.31	2.80
2	LAYBARGE	50.39	6.80	0.00	0.000	1.008	8.631	9.33	0.00	-77.83	0.00	143.33	31.34
3	LAYBARGE	48.94	6.46	0.00	0.000	2.410	16.084	9.28	0.00	-73.20	0.00	129.56	27.27
4	LAYBARGE	43.82	6.16	0.00	0.000	3.075	23.217	9.26	0.00	-47.96	0.00	89.67	18.33
5	TENSIONR	35.05	5.69	0.00	0.000	4.545	40.024	15.27	0.00	-28.44	0.00	85.66	17.54
6	LAYBARGE	23.14	4.63	0.00	0.000	6.448	44.002	15.23	0.00	-87.23	0.00	249.76	53.01
7	LAYBARGE	13.67	3.34	0.00	0.000	9.250	48.560	15.12	0.00	-97.59	0.00	250.54	71.86
8	LAYBARGE	2.76	1.30	0.00	0.000	11.348	50.653	14.82	0.00	-33.59	0.00	86.10	17.90
9	STINGER	-1.17	0.16	0.00	0.000	11.828	80.008	14.64	-0.40	-38.10	0.00	73.74	15.76
10	STINGER	-3.31	0.80	0.00	0.000	13.686	98.512	14.09	-0.88	-41.60	0.00	181.70	47.84
11	STINGER	-4.30	-1.12	0.00	0.000	15.378	104.019	13.55	-1.45	-46.33	0.00	53.64	11.01
12	SAGBEND	-5.93	-1.12	0.00	0.000	15.423	107.782	13.03	-1.59	38.42	0.00	33.21	26.53
13	SAGBEND	-5.78	-1.18	0.00	0.000	15.329	121.782	13.00	-1.73	33.62	0.00	57.20	12.10
14	SAGBEND	-5.64	-1.24	0.00	0.000	15.134	125.782	12.75	-1.89	11.64	0.00	74.13	16.52
15	SAGBEND	-6.51	-1.27	0.00	0.000	14.857	129.782	12.61	-2.03	19.86	0.00	88.70	18.71

16	SAGBEND	-6.38	-1.29	0.00	0.000	14.518	133.782	12.44	-2.19	23.11	0.00	99.71	20.07
17	SAGBEND	-7.25	-1.38	0.00	0.000	14.128	137.782	12.28	-2.32	42.11	0.00	108.10	22.06
18	SAGBEND	-7.13	-1.44	0.00	0.000	13.708	141.782	12.13	-2.46	59.79	0.00	114.56	22.50
19	SAGBEND	-7.02	-1.57	0.00	0.000	13.253	145.781	12.02	-2.59	57.71	0.00	119.52	25.61
20	SAGBEND	-8.92	-1.77	0.00	0.000	12.787	149.781	11.80	-2.73	62.14	0.00	123.36	26.44
21	SAGBEND	-8.82	-1.94	0.00	0.000	12.297	153.781	11.70	-2.86	72.22	0.00	126.34	27.12
22	SAGBEND	-8.74	-2.38	0.00	0.000	11.800	157.781	11.24	-3.00	72.14	0.00	128.66	27.67
23	SAGBEND	-9.66	-2.58	0.00	0.000	11.278	161.781	10.40	-3.09	74.26	0.00	130.52	28.04
24	SAGBEND	-9.58	-2.65	0.00	0.000	10.767	165.781	10.25	-3.21	75.57	0.00	132.02	28.32
25	SAGBEND	-10.51	-2.68	0.00	0.000	10.238	169.781	10.13	-3.31	78.11	0.00	133.07	28.65
26	SAGBEND	-10.45	-2.77	0.00	0.000	9.708	173.781	10.04	-3.40	79.14	0.00	134.04	28.70
27	SAGBEND	-19.40	-2.83	0.00	0.000	9.174	197.781	10.00	-3.50	80.51	0.00	134.62	29.00
28	SAGBEND	-13.35	-2.85	0.00	0.000	8.636	201.781	9.76	-3.61	81.71	0.00	135.14	29.07
29	SAGBEND	-17.31	-2.93	0.00	0.000	8.101	205.781	9.66	-3.69	82.59	0.00	135.52	29.09
30	SAGBEND	-12.27	-2.94	0.00	0.000	7.554	209.781	9.56	-3.76	84.16	0.00	135.73	29.25
31	SAGBEND	-12.24	-2.94	0.00	0.000	7.008	213.781	9.45	-3.83	85.59	0.00	135.80	29.26
32	SAGBEND	-12.21	-2.94	0.00	0.000	6.468	217.781	9.37	-3.90	86.04	0.00	135.72	29.24
33	SAGBEND	-13.19	-2.94	0.00	0.000	5.926	221.781	9.27	-3.97	87.25	0.00	135.44	29.14
34	SAGBEND	-13.17	-2.95	0.00	0.000	5.377	225.781	9.21	-4.03	90.54	0.00	135.02	29.07
35	SAGBEND	-14.15	-2.95	0.00	0.000	4.848	229.781	9.16	-4.06	90.56	0.00	134.19	28.82
36	SAGBEND	-14.14	-2.96	0.00	0.000	4.318	233.781	9.08	-4.12	90.41	0.00	133.07	28.61
37	SAGBEND	-14.13	-2.96	0.00	0.000	3.777	237.781	9.07	-4.14	87.51	0.00	131.50	28.22
38	SAGBEND	-15.12	-2.97	0.00	0.000	3.264	241.781	9.02	-4.19	86.07	0.00	129.41	27.80
39	SAGBEND	-15.12	-2.97	0.00	0.000	2.762	245.781	8.86	-4.23	85.72	0.00	126.42	27.23

M A X I M U M D Y N A M I C P I P E F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (DEG)	Z COORD (DEG)	HORIZ ANGLE (M)	VERT ANGLE (MPA)	PIPE LENGTH (MPA)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING VERT (MPA)	HORIZ STRESS (PCT)	TOTAL STRESS	PERCENT YIELD
40	SAGBEND	-16.11	-2.97	0.00	0.000	2.257	249.781	8.82	-4.24	83.54	0.00	122.60	26.01
41	SAGBEND	-16.11	-2.98	0.00	0.000	1.806	253.781	8.77	-4.25	82.44	0.00	117.50	24.00
42	SAGBEND	-16.11	-2.98	0.00	0.000	1.361	257.781	8.72	-4.29	80.65	0.00	110.68	23.61
43	SAGBEND	-17.11	-2.99	0.00	0.000	0.968	261.781	8.70	-4.30	78.32	0.00	101.72	21.60
44	SAGBEND	-17.11	-2.99	0.00	0.000	0.621	265.781	8.66	-4.31	77.30	0.00	90.00	18.07
45	SAGBEND	-18.11	-3.00	0.00	0.000	0.326	269.781	8.63	-4.31	72.41	0.00	74.33	15.56
46	SAGBEND	-18.11	-3.01	0.00	0.000	0.127	273.780	8.63	-4.31	67.05	0.00	55.39	10.97
47	SAGBEND	-18.86	-3.10	0.00	0.000	5.217	277.780	8.61	-6.65	58.64	0.00	138.33	29.78
48	SAGBEND	-18.94	-3.17	0.00	0.000	4.665	281.779	8.61	-6.70	55.80	0.00	137.20	29.57
49	SAGBEND	-19.83	-3.23	0.00	0.000	4.113	285.779	8.61	-6.74	39.71	0.00	135.64	29.19
50	SAGBEND	-19.92	-3.55	0.00	0.000	3.552	289.778	8.61	-6.79	38.66	0.00	133.53	28.71
51	SAGBEND	-20.82	-3.78	0.00	0.000	3.021	293.776	8.59	-6.81	37.55	0.00	130.71	28.09
52	SAGBEND	-20.91	-3.86	0.00	0.000	2.523	297.776	8.59	-6.83	36.21	0.00	127.05	27.24
53	SAGBEND	-20.91	-3.97	0.00	0.000	2.021	301.776	8.59	-6.86	36.75	0.00	122.02	26.15
54	SAGBEND	-21.81	-4.17	0.00	0.000	1.564	305.776	8.59	-6.89	36.23	0.00	115.48	24.71
55	SAGBEND	-21.90	-4.28	0.00	0.000	1.125	309.776	8.59	-6.90	35.64	0.00	107.00	22.73
56	SAGBEND	-22.80	-4.33	0.00	0.000	0.747	313.776	8.59	-6.90	34.76	0.00	95.63	20.26

57	SAGBEND	-22.90	-4.48	0.00	0.000	0.418	317.776	8.59	-6.91	34.57	0.00	81.02	17.01
58	SEABED	-23.80	-4.57	0.00	0.000	0.198	321.780	9.02	-6.91	41.21	0.00	62.01	12.65
59	SEABED	-23.90	-4.71	0.00	0.000	0.024	325.780	9.01	-6.91	23.09	0.00	43.83	8.70
60	SEABED	-23.90	-4.86	0.00	0.000	-0.010	329.781	9.01	-6.91	10.24	0.00	31.26	6.00
61	SEABED	-24.90	-4.95	0.00	0.000	-0.025	333.781	9.01	-6.91	1.23	0.00	24.42	4.35
62	SEABED	-24.90	-5.15	0.00	0.000	-0.025	337.781	9.01	-6.90	-1.59	0.00	24.82	4.44
63	SEABED	-24.90	-5.27	0.00	0.000	-0.025	341.781	9.01	-6.90	-2.14	0.00	25.20	4.25
64	SEABED	-25.90	-5.35	0.00	0.000	-0.007	345.781	9.01	-6.90	-1.70	0.00	25.00	4.35
65	SEABED	-25.90	-5.58	0.00	0.000	-0.002	349.781	9.01	-6.90	-1.03	0.00	24.24	4.22
66	SEABED	-26.60	-5.73	0.00	0.000	-0.001	353.781	9.01	-6.90	-0.49	0.00	23.70	4.11
67	SEABED	-26.70	-5.89	0.00	0.000	-0.001	357.781	9.01	-6.90	-0.14	0.00	23.33	4.11
68	SEABED	-26.90	-6.00	0.00	0.000	-0.001	361.781	9.01	-6.90	0.01	0.00	23.10	4.10

=====														
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM - VERS. NUMB. - 2.07 DS DATE - 8/08/2014 TIME - 10:25:36 PAGE 20														
PROJECT - PIPELAY RX JOB NO. - TA 10														
USER ID - RIZKY LICENSEE - . CASE 1														
=====														
M A X I M U M D Y N A M I C P I P E F O R C E S A N D S T R E S S E S														
=====														
NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	HORIZ	VERT	PIPE LENGTH	TENSILE STRESS	HOOP STRESS	BENDING STRESS	HORIZ	TOTAL	PERCENT	YIELD
(M)	(M)	COORD (M)	COORD (M)	COORD (M)	ANGLE (DEG)	ANGLE (DEG)	(M)	(MPA)	(MPA)	(MPA)	(MPA)	(MPA)	(PCT)	(MPA)
=====														
1	LAYBARGE	52.02	6.92	0.00	0.000	0.345	0.000	9.21	0.00	0.00	0.00	13.32	2.75	
2	LAYBARGE	50.39	6.80	0.00	0.000	1.005	8.631	9.19	0.00	-77.53	0.00	141.27	30.34	
3	LAYBARGE	48.94	6.46	0.00	0.000	2.405	16.084	9.11	0.00	-72.35	0.00	128.36	25.27	
4	LAYBARGE	43.82	6.16	0.00	0.000	3.075	23.217	9.07	0.00	-47.69	0.00	88.37	17.33	
5	TENSIONR	35.05	5.69	0.00	0.000	4.537	40.024	15.13	0.00	-28.13	0.00	85.66	14.54	
6	LAYBARGE	23.14	4.63	0.00	0.000	6.436	44.002	15.11	0.00	-87.10	0.00	247.56	50.01	
7	LAYBARGE	13.67	3.34	0.00	0.000	9.243	48.560	15.10	0.00	-97.26	0.00	230.324	70.86	
8	LAYBARGE	2.76	1.30	0.00	0.000	11.331	50.653	14.67	0.00	-33.26	0.00	85.10	16.90	
9	STINGER	-1.17	0.16	0.00	0.000	11.810	80.008	14.46	-0.30	-36.98	0.00	72.56	14.72	
10	STINGER	-3.31	0.80	0.00	0.000	13.663	98.512	14.01	-0.78	-40.30	0.00	180.35	43.81	
11	STINGER	-4.30	-1.12	0.00	0.000	15.356	104.019	13.31	-1.35	-45.13	0.00	52.13	11.07	
12	SAGBEND	-5.93	-1.12	0.00	0.000	15.411	107.782	13.03	-1.32	38.12	0.00	32.18	25.56	
13	SAGBEND	-5.78	-1.18	0.00	0.000	15.315	121.782	13.00	-1.53	33.32	0.00	56.20	11.15	
14	SAGBEND	-5.64	-1.24	0.00	0.000	15.113	125.782	12.43	-1.69	11.34	0.00	73.15	14.55	
15	SAGBEND	-6.51	-1.27	0.00	0.000	14.839	129.782	12.25	-2.01	19.62	0.00	85.67	16.77	

16	SAGBEND	-6.38	-1.29	0.00	0.000	14.501	133.782	12.23	-2.05	22.87	0.00	98.67	20.09
17	SAGBEND	-7.25	-1.38	0.00	0.000	14.113	137.782	12.13	-2.13	41.87	0.00	106.54	20.07
18	SAGBEND	-7.13	-1.44	0.00	0.000	13.701	141.782	12.09	-2.26	59.69	0.00	112.56	20.58
19	SAGBEND	-7.02	-1.57	0.00	0.000	13.232	145.781	12.02	-2.29	57.41	0.00	117.52	23.67
20	SAGBEND	-8.92	-1.77	0.00	0.000	12.735	149.781	11.60	-2.52	61.94	0.00	121.36	23.46
21	SAGBEND	-8.82	-1.94	0.00	0.000	12.217	153.781	11.50	-2.86	71.82	0.00	123.34	24.18
22	SAGBEND	-8.74	-2.38	0.00	0.000	11.800	157.781	11.14	-3.00	71.74	0.00	126.74	24.69
23	SAGBEND	-9.66	-2.58	0.00	0.000	11.257	161.781	10.20	-3.01	74.01	0.00	128.13	25.07
24	SAGBEND	-9.58	-2.65	0.00	0.000	10.737	165.781	10.15	-3.09	75.32	0.00	130.01	25.36
25	SAGBEND	-10.51	-2.68	0.00	0.000	10.226	169.781	10.08	-3.11	77.35	0.00	132.03	25.63
26	SAGBEND	-10.45	-2.77	0.00	0.000	9.701	173.781	10.01	-3.20	78.65	0.00	132.04	27.72
27	SAGBEND	-19.40	-2.83	0.00	0.000	9.152	197.781	10.00	-3.31	80.34	0.00	132.64	28.03
28	SAGBEND	-13.35	-2.85	0.00	0.000	8.618	201.781	9.53	-3.41	81.35	0.00	132.12	28.05
29	SAGBEND	-17.31	-2.93	0.00	0.000	8.097	205.781	9.41	-3.49	82.56	0.00	133.51	28.06
30	SAGBEND	-12.27	-2.94	0.00	0.000	7.532	209.781	9.36	-3.56	83.67	0.00	133.77	28.28
31	SAGBEND	-12.24	-2.94	0.00	0.000	7.091	213.781	9.25	-3.63	85.29	0.00	133.82	28.29
32	SAGBEND	-12.21	-2.94	0.00	0.000	6.442	217.781	9.12	-3.72	85.87	0.00	134.71	28.29
33	SAGBEND	-13.19	-2.94	0.00	0.000	5.931	221.781	9.11	-3.87	87.01	0.00	133.44	28.16
34	SAGBEND	-13.17	-2.95	0.00	0.000	5.345	225.781	9.17	-4.01	88.35	0.00	133.06	28.05
35	SAGBEND	-14.15	-2.95	0.00	0.000	4.829	229.781	9.18	-4.02	88.36	0.00	132.16	27.84
36	SAGBEND	-14.14	-2.96	0.00	0.000	4.301	233.781	9.03	-4.11	88.31	0.00	131.07	27.63
37	SAGBEND	-14.13	-2.96	0.00	0.000	3.756	237.781	9.01	-4.12	87.31	0.00	130.54	27.26
38	SAGBEND	-15.12	-2.97	0.00	0.000	3.243	241.781	9.01	-4.11	86.01	0.00	127.43	26.88
39	SAGBEND	-15.12	-2.97	0.00	0.000	2.747	245.781	8.62	-4.09	85.42	0.00	123.42	26.27

M A X I M U M D Y N A M I C P I P E F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (DEG)	Z COORD (DEG)	HORIZ ANGLE (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (MPA)	PIPE LENGTH (MPA)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING VERT (MPA)	HORIZ STRESS (PCT)	TOTAL STRESS	PERCENT YIELD
40	SAGBEND	-16.11	-2.97	0.00	0.000	2.232	249.781	8.61	-4.11	83.34	0.00	120.63	25.05	
41	SAGBEND	-16.11	-2.98	0.00	0.000	1.801	253.781	8.57	-4.13	82.24	0.00	115.52	23.04	
42	SAGBEND	-16.11	-2.98	0.00	0.000	1.332	257.781	8.52	-4.17	80.35	0.00	109.61	22.63	
43	SAGBEND	-17.11	-2.99	0.00	0.000	0.936	261.781	8.50	-4.20	78.12	0.00	100.78	20.66	
44	SAGBEND	-17.11	-2.99	0.00	0.000	0.610	265.781	8.46	-4.21	77.10	0.00	90.05	16.06	
45	SAGBEND	-18.11	-3.00	0.00	0.000	0.311	269.781	8.43	-4.21	72.11	0.00	72.36	13.57	
46	SAGBEND	-18.11	-3.01	0.00	0.000	0.113	273.780	8.43	-4.21	66.75	0.00	53.37	10.93	
47	SAGBEND	-18.86	-3.10	0.00	0.000	5.212	277.780	8.41	-6.45	58.34	0.00	135.34	23.72	
48	SAGBEND	-18.94	-3.17	0.00	0.000	4.632	281.779	8.41	-6.50	55.30	0.00	132.24	28.52	
49	SAGBEND	-19.83	-3.23	0.00	0.000	4.110	285.779	8.41	-6.54	39.31	0.00	134.63	28.14	
50	SAGBEND	-19.92	-3.55	0.00	0.000	3.532	289.778	8.41	-6.59	38.26	0.00	131.52	27.76	
51	SAGBEND	-20.82	-3.78	0.00	0.000	3.017	293.776	8.49	-6.61	37.25	0.00	128.75	27.07	
52	SAGBEND	-20.91	-3.86	0.00	0.000	2.516	297.776	8.49	-6.63	36.11	0.00	126.08	26.25	
53	SAGBEND	-20.91	-3.97	0.00	0.000	2.021	301.776	8.39	-6.64	36.45	0.00	120.09	25.13	
54	SAGBEND	-21.81	-4.17	0.00	0.000	1.543	305.776	8.39	-6.64	36.03	0.00	113.46	23.76	
55	SAGBEND	-21.90	-4.28	0.00	0.000	1.121	309.776	8.39	-6.64	35.34	0.00	106.05	21.73	
56	SAGBEND	-22.80	-4.33	0.00	0.000	0.726	313.776	8.39	-6.64	34.36	0.00	94.66	19.27	

57	SAGBEND	-22.90	-4.48	0.00	0.000	0.410	317.776	8.39	-6.64	34.37	0.00	80.01	16.05
58	SEABED	-23.80	-4.57	0.00	0.000	0.176	321.780	9.02	-6.67	41.01	0.00	60.03	11.66
59	SEABED	-23.90	-4.71	0.00	0.000	0.019	325.780	9.01	-6.67	22.79	0.00	41.82	7.74
60	SEABED	-23.90	-4.86	0.00	0.000	-0.007	329.781	9.01	-6.67	10.04	0.00	30.22	5.03
61	SEABED	-24.90	-4.95	0.00	0.000	-0.016	333.781	9.01	-6.67	1.03	0.00	22.41	3.32
62	SEABED	-24.90	-5.15	0.00	0.000	-0.016	337.781	9.01	-6.67	-1.39	0.00	22.84	3.44
63	SEABED	-24.90	-5.27	0.00	0.000	-0.016	341.781	9.01	-6.68	-2.04	0.00	23.26	3.25
64	SEABED	-25.90	-5.35	0.00	0.000	-0.007	345.781	9.01	-6.68	-1.40	0.00	23.08	3.35
65	SEABED	-25.90	-5.58	0.00	0.000	-0.002	349.781	9.01	-6.68	-1.03	0.00	22.25	3.26
66	SEABED	-26.60	-5.73	0.00	0.000	-0.001	353.781	9.01	-6.68	-0.29	0.00	24.74	3.16
67	SEABED	-26.70	-5.89	0.00	0.000	-0.001	357.781	9.01	-6.68	-0.04	0.00	23.35	3.11
68	SEABED	-26.90	-6.00	0.00	0.000	-0.001	361.781	9.01	-6.68	0.01	0.00	23.17	3.10

KEDALAMAN 10 METER

Untuk 0°

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM - VERS. NUMB. - 2.07 DS DATE - 8/08/2014 TIME - 10:25:36 PAGE 20
 PROJECT - PIPELAY RX JOB NO. - TA 10
 USER ID - RIZKY LICENSEE - CASE 2

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES VERT (MPA)	HORIZ STRESS (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCENT YIELD (PCT)
1	LAYBARGE	52.02	6.92	0.00	0.000	0.369	0.000	10.33	0.00	0.00	0.00	16.13	3.98
2	LAYBARGE	50.39	6.80	0.00	0.000	1.020	8.631	10.28	0.00	-77.90	0.00	147.45	33.58
3	LAYBARGE	48.94	6.46	0.00	0.000	2.429	16.084	10.21	0.00	-73.50	0.00	135.07	30.36
4	LAYBARGE	43.82	6.16	0.00	0.000	3.088	23.217	10.17	0.00	-48.03	0.00	93.81	20.60
5	TENSIONR	35.05	5.69	0.00	0.000	4.558	40.024	16.35	0.00	-28.47	0.00	88.79	21.48
6	LAYBARGE	23.14	4.63	0.00	0.000	6.461	44.002	16.04	0.00	-87.85	0.00	256.91	58.01
7	LAYBARGE	13.67	3.34	0.00	0.000	9.254	48.560	15.79	0.00	-98.60	0.00	271.37	75.02
8	LAYBARGE	2.76	1.30	0.00	0.000	11.343	50.653	15.54	0.00	-35.60	0.00	90.04	20.76
9	STINGER	-1.17	0.16	0.00	0.000	11.834	80.008	14.68	-0.44	-40.10	0.00	77.78	17.93
10	STINGER	-3.31	0.80	0.00	0.000	13.695	98.512	14.50	-0.92	-44.62	0.00	186.56	50.53
11	STINGER	-4.30	-1.12	0.00	0.000	15.384	104.019	13.84	-1.61	-47.86	0.00	56.23	14.25
12	SAGBEND	-5.93	-1.12	0.00	0.000	15.427	107.782	13.75	-1.70	39.54	0.00	36.23	29.75
13	SAGBEND	-5.78	-1.18	0.00	0.000	15.337	121.782	13.61	-1.80	35.60	0.00	61.32	14.35
14	SAGBEND	-5.64	-1.24	0.00	0.000	15.140	125.782	13.45	-2.00	20.85	0.00	80.35	18.60
15	SAGBEND	-6.51	-1.27	0.00	0.000	14.863	129.782	13.27	-2.37	10.85	0.00	94.81	21.82

16	SAGBEND	-6.38	-1.29	0.00	0.000	14.524	133.782	13.08	-2.50	15.88	0.00	105.83	24.28
17	SAGBEND	-7.25	-1.38	0.00	0.000	14.137	137.782	12.89	-2.71	20.21	0.00	114.24	26.16
18	SAGBEND	-7.13	-1.44	0.00	0.000	13.715	141.782	12.70	-2.91	35.91	0.00	120.69	27.60
19	SAGBEND	-7.02	-1.57	0.00	0.000	13.265	145.781	12.51	-3.11	55.85	0.00	125.35	28.71
20	SAGBEND	-8.92	-1.77	0.00	0.000	12.794	149.781	12.32	-3.31	60.27	0.00	129.48	29.56
21	SAGBEND	-8.82	-1.94	0.00	0.000	12.306	153.781	12.13	-3.50	72.17	0.00	132.34	30.23
22	SAGBEND	-8.74	-2.38	0.00	0.000	11.804	157.781	11.95	-3.69	72.26	0.00	134.87	30.75
23	SAGBEND	-9.66	-2.58	0.00	0.000	11.293	161.781	11.77	-3.87	74.18	0.00	136.78	31.15
24	SAGBEND	-9.58	-2.65	0.00	0.000	10.774	165.781	11.60	-4.05	75.65	0.00	138.56	31.47
25	SAGBEND	-10.51	-2.68	0.00	0.000	10.248	169.781	11.43	-4.22	77.65	0.00	139.46	31.73
26	SAGBEND	-10.45	-2.77	0.00	0.000	9.717	173.781	11.26	-4.39	78.17	0.00	140.34	31.92
27	SAGBEND	-19.40	-2.83	0.00	0.000	9.182	197.781	11.10	-4.55	79.65	0.00	141.75	33.08
28	SAGBEND	-13.35	-2.85	0.00	0.000	8.644	201.781	10.95	-4.71	79.45	0.00	142.27	33.19
29	SAGBEND	-17.31	-2.93	0.00	0.000	8.104	205.781	10.80	-4.86	79.60	0.00	142.64	33.28
30	SAGBEND	-12.27	-2.94	0.00	0.000	7.562	209.781	10.65	-5.00	79.50	0.00	142.76	33.33
31	SAGBEND	-12.24	-2.94	0.00	0.000	7.019	213.781	10.51	-5.15	78.70	0.00	142.93	33.34
32	SAGBEND	-12.21	-2.94	0.00	0.000	6.476	217.781	10.38	-5.29	79.63	0.00	142.77	33.32
33	SAGBEND	-13.19	-2.94	0.00	0.000	5.934	221.781	10.25	-5.42	79.74	0.00	142.57	33.26
34	SAGBEND	-13.17	-2.95	0.00	0.000	5.394	225.781	10.13	-5.55	80.23	0.00	142.07	33.15
35	SAGBEND	-14.15	-2.95	0.00	0.000	4.856	229.781	10.01	-5.67	80.56	0.00	140.30	31.98
36	SAGBEND	-14.14	-2.96	0.00	0.000	4.323	233.781	9.90	-5.79	83.88	0.00	139.17	31.73
37	SAGBEND	-14.13	-2.96	0.00	0.000	3.797	237.781	9.79	-5.90	84.53	0.00	137.61	31.38
38	SAGBEND	-15.12	-2.97	0.00	0.000	3.279	241.781	9.69	-6.01	86.62	0.00	135.32	30.90
39	SAGBEND	-15.12	-2.97	0.00	0.000	2.773	245.781	9.51	-6.11	87.09	0.00	132.58	30.25

PROJECT - PIPELAY RX
 USER ID - RIZKY
 JOB NO. - TA 10
 LICENSEE -
 CASE 2

M A X I M U M D Y N A M I C P I P E F O R C E S A N D S T R E S S E S

NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	VERT BENDING STRESS (MPA)	HORIZ BENDING STRESS (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCENT YIELD (PCT)
40	SAGBEND	-16.11	-2.97	0.00	0.000	2.284	249.781	9.43	-6.21	88.84	0.00	128.72	29.39
41	SAGBEND	-16.11	-2.98	0.00	0.000	1.816	253.781	9.35	-6.30	89.79	0.00	123.60	28.25
42	SAGBEND	-16.11	-2.98	0.00	0.000	1.377	257.781	9.28	-6.39	93.01	0.00	117.78	26.73
43	SAGBEND	-17.11	-2.99	0.00	0.000	0.976	261.781	9.22	-6.47	93.15	0.00	107.84	24.73
44	SAGBEND	-17.11	-2.99	0.00	0.000	0.624	265.781	9.16	-6.54	95.38	0.00	96.02	23.09
45	SAGBEND	-18.11	-3.00	0.00	0.000	0.339	269.781	9.10	-6.61	89.42	0.00	80.67	18.62
46	SAGBEND	-18.11	-3.01	0.00	0.000	0.139	273.781	9.06	-6.67	87.41	0.00	61.50	14.39
47	SAGBEND	-18.86	-3.10	0.00	0.000	5.231	277.781	9.01	-6.72	82.13	0.00	144.45	33.90
48	SAGBEND	-18.94	-3.17	0.00	0.000	4.673	281.781	8.97	-6.77	80.67	0.00	143.32	33.65
49	SAGBEND	-19.83	-3.23	0.00	0.000	4.121	285.781	8.94	-6.81	78.94	0.00	141.77	33.31
50	SAGBEND	-19.92	-3.55	0.00	0.000	3.579	289.781	8.91	-6.84	75.83	0.00	139.66	31.83
51	SAGBEND	-20.82	-3.78	0.00	0.000	3.047	293.781	8.89	-6.87	70.56	0.00	136.83	31.20
52	SAGBEND	-20.91	-3.86	0.00	0.000	2.532	297.781	8.87	-6.89	68.43	0.00	133.08	30.37
53	SAGBEND	-20.91	-3.97	0.00	0.000	2.038	301.781	8.86	-6.91	65.13	0.00	128.12	29.26
54	SAGBEND	-21.81	-4.17	0.00	0.000	1.571	305.781	8.85	-6.92	60.67	0.00	121.59	27.80
55	SAGBEND	-21.90	-4.28	0.00	0.000	1.141	309.781	8.85	-6.93	56.09	0.00	113.01	26.89
56	SAGBEND	-22.80	-4.33	0.00	0.000	0.759	313.781	8.84	-6.93	53.74	0.00	101.76	24.38
57	SAGBEND	-22.90	-4.48	0.00	0.000	0.439	317.781	8.84	-6.94	50.13	0.00	87.04	20.09

58	SEABED	-23.80	-4.57	0.00	0.000	0.201	321.781	9.07	-6.93	39.34	0.00	68.17	15.88
59	SEABED	-23.90	-4.71	0.00	0.000	0.057	325.781	9.08	-6.94	21.04	0.00	49.99	10.82
60	SEABED	-23.90	-4.86	0.00	0.000	-0.012	329.782	9.08	-6.94	8.27	0.00	37.39	9.01
61	SEABED	-24.90	-4.95	0.00	0.000	-0.033	333.782	9.08	-6.94	1.26	0.00	31.55	6.48
62	SEABED	-24.90	-5.15	0.00	0.000	-0.031	337.782	9.08	-6.93	-1.62	0.00	31.90	7.56
63	SEABED	-24.90	-5.27	0.00	0.000	-0.021	341.782	9.08	-6.93	-2.17	0.00	32.43	7.68
64	SEABED	-25.90	-5.35	0.00	0.000	-0.011	345.782	9.08	-6.93	-1.72	0.00	32.21	7.58
65	SEABED	-25.90	-5.58	0.00	0.000	-0.004	349.782	9.08	-6.93	-1.05	0.00	30.35	7.44
66	SEABED	-26.60	-5.73	0.00	0.000	-0.001	353.782	9.08	-6.93	-0.50	0.00	29.82	7.32
67	SEABED	-26.70	-5.89	0.00	0.000	0.001	357.782	9.08	-6.93	-0.16	0.00	29.48	7.24
68	SEABED	-26.90	-6.00	0.00	0.000	0.001	361.782	9.08	-6.93	0.01	0.00	29.34	7.24
69	SEABED	-27.80	-6.30	0.00	0.000	0.201	321.781	9.06	-6.93	39.34	0.00	29.17	7.21
70	SEABED	-27.90	-6.55	0.00	0.000	0.057	325.781	9.06	-6.94	21.04	0.00	29.15	7.11
71	SEABED	-28.90	-6.87	0.00	0.000	-0.012	329.782	9.06	-6.94	8.27	0.00	29.16	7.11
72	SEABED	-28.90	-7.15	0.00	0.000	-0.033	333.782	9.06	-6.94	1.26	0.00	30.55	7.21
73	SEABED	-29.90	-7.55	0.00	0.000	-0.031	337.782	9.06	-6.93	-1.62	0.00	30.90	7.32
74	SEABED	-29.90	-7.78	0.00	0.000	-0.021	341.782	9.06	-6.92	-2.17	0.00	30.43	7.44
75	SEABED	-29.90	-8.35	0.00	0.000	-0.011	345.782	9.06	-6.92	-1.72	0.00	30.00	7.21
76	SEABED	-29.90	-8.68	0.00	0.000	-0.004	349.782	9.06	-6.92	-1.05	0.00	30.35	7.17
77	SEABED	-30.60	-9.15	0.00	0.000	-0.001	353.782	9.06	-6.92	-0.50	0.00	28.82	7.32
78	SEABED	-30.70	-9.45	0.00	0.000	0.001	357.782	9.05	-6.92	-0.16	0.00	28.48	7.24
79	SEABED	-30.90	-9.86	0.00	0.000	0.001	361.782	9.05	-6.92	0.01	0.00	28.34	7.21
80	SEABED	-32.11	-10.00	0.00	0.000	0.000	405.782	9.04	-6.91	0.00	0.00	27.33	7.13

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM - VERS. NUMB. - 2.07 DS DATE - 8/08/2014 TIME - 10:25:36 PAGE 20
 PROJECT - PIPELAY RX JOB NO. - TA 10
 USER ID - RIZKY LICENSEE - CASE 2

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES VERT (MPA)	HORIZ STRESS (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCENT YIELD (PCT)
1	LAYBARGE	52.02	6.92	0	0	0.369	0	10.32	0	0	0	16.11	3.95
2	LAYBARGE	50.39	6.8	0	0	1.019	8.631	10.27	0	-77.7	0	147.43	33.52
3	LAYBARGE	48.94	6.46	0	0	2.428	16.084	10.20	0	-73.4	0	135.05	30.34
4	LAYBARGE	43.82	6.16	0	0	3.086	23.217	10.16	0	-48.02	0	93.79	20.59
5	TENSIONR	35.05	5.69	0	0	4.556	40.024	16.33	0	-28.45	0	88.75	21.46
6	LAYBARGE	23.14	4.63	0	0	6.459	44.002	16.01	0	-87.84	0	256.90	58.01
7	LAYBARGE	13.67	3.34	0	0	9.253	48.560	15.78	0	-98.59	0	271.35	75.01
8	LAYBARGE	2.76	1.3	0	0	11.341	50.653	15.53	0	-35.59	0	90.03	20.74
9	STINGER	-1.17	0.16	0	0	11.831	80.008	14.62	-0.43	-40.09	0	77.75	17.91
10	STINGER	-3.31	0.8	0	0	13.694	98.512	14.49	-0.90	-44.60	0	186.52	50.51
11	STINGER	-4.3	-1.12	0	0	15.384	104.019	13.83	-1.60	-47.85	0	56.24	14.24
12	SAGBEND	-5.93	-1.12	0	0	15.426	107.782	13.74	-1.69	39.52	0	36.25	29.73
13	SAGBEND	-5.78	-1.18	0	0	15.337	121.782	13.60	-1.79	35.59	0	61.31	14.36
14	SAGBEND	-5.64	-1.24	0	0	15.140	125.782	13.44	-2.01	20.84	0	80.34	18.59

15	SAGBEND	-6.51	-1.27	0	14.862	129.782	13.28	-2.35	10.84	0	94.80	21.81
16	SAGBEND	-6.38	-1.29	0	14.523	133.782	13.07	-2.49	15.85	0	105.82	24.27
17	SAGBEND	-7.25	-1.38	0	14.134	137.782	12.88	-2.70	20.20	0	114.21	26.15
18	SAGBEND	-7.13	-1.44	0	13.713	141.782	12.69	-2.90	35.90	0	120.67	27.57
19	SAGBEND	-7.02	-1.57	0	13.264	145.781	12.50	-3.10	55.84	0	125.30	28.70
20	SAGBEND	-8.92	-1.77	0	12.792	149.781	12.30	-3.30	60.26	0	129.47	29.55
21	SAGBEND	-8.82	-1.94	0	12.304	153.781	12.12	-3.49	72.15	0	132.33	30.22
22	SAGBEND	-8.74	-2.38	0	11.802	157.781	11.94	-3.67	72.24	0	134.85	30.74
23	SAGBEND	-9.66	-2.58	0	11.291	161.781	11.76	-3.86	74.13	0	136.77	31.12
24	SAGBEND	-9.58	-2.65	0	10.772	165.781	11.59	-4.04	75.64	0	138.55	31.44
25	SAGBEND	-10.51	-2.68	0	10.242	169.781	11.42	-4.23	77.63	0	139.45	31.71
26	SAGBEND	-10.45	-2.77	0	9.713	173.781	11.25	-4.33	78.16	0	140.33	31.91
27	SAGBEND	-19.4	-2.83	0	9.180	197.781	11.09	-4.54	79.64	0	141.74	33.07
28	SAGBEND	-13.35	-2.85	0	8.642	201.781	10.94	-4.70	79.44	0	142.22	33.14
29	SAGBEND	-17.31	-2.93	0	8.102	205.781	10.79	-4.85	79.59	0	142.64	33.25
30	SAGBEND	-12.27	-2.94	0	7.560	209.781	10.64	-5.01	79.49	0	142.73	33.33
31	SAGBEND	-12.24	-2.94	0	7.017	213.781	10.50	-5.13	78.69	0	142.94	33.35
32	SAGBEND	-12.21	-2.94	0	6.475	217.781	10.37	-5.27	79.62	0	142.75	33.31
33	SAGBEND	-13.19	-2.94	0	5.933	221.781	10.24	-5.41	79.73	0	142.55	33.24
34	SAGBEND	-13.17	-2.95	0	5.392	225.781	10.12	-5.58	80.22	0	142.05	33.12
35	SAGBEND	-14.15	-2.95	0	4.854	229.781	10.01	-5.64	80.55	0	140.05	31.97
36	SAGBEND	-14.14	-2.96	0	4.321	233.781	9.89	-5.76	83.86	0	139.15	31.72
37	SAGBEND	-14.13	-2.96	0	3.796	237.781	9.77	-5.89	84.51	0	137.60	31.36
38	SAGBEND	-15.12	-2.97	0	3.278	241.781	9.63	-6.01	86.61	0	135.31	30.89
39	SAGBEND	-15.12	-2.97	0	2.772	245.781	9.50	-6.10	87.07	0	132.55	30.24

M A X I M U M D Y N A M I C P I P E F O R C E S A N D S T R E S S E S

NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES VERT (MPA)	HORIZ (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCENT YIELD (PCT)
40	SAGBEND	-16.11	-2.97	0	0	2.282	249.781	9.42	-6.20	88.82	0	128.70	29.35
41	SAGBEND	-16.11	-2.98	0	0	1.811	253.781	9.34	-6.29	89.78	0	123.59	28.24
42	SAGBEND	-16.11	-2.98	0	0	1.375	257.781	9.27	-6.36	91.01	0	117.75	26.72
43	SAGBEND	-17.11	-2.99	0	0	0.975	261.781	9.21	-6.44	91.13	0	107.82	24.74
44	SAGBEND	-17.11	-2.99	0	0	0.623	265.781	9.15	-6.52	91.33	0	96.01	23.07
45	SAGBEND	-18.11	-3	0	0	0.337	269.781	9.09	-6.60	89.41	0	80.64	18.61
46	SAGBEND	-18.11	-3.01	0	0	0.138	273.781	9.05	-6.65	87.40	0	61.49	14.38
47	SAGBEND	-18.86	-3.1	0	0	5.229	277.781	9.01	-6.70	82.12	0	144.43	33.89
48	SAGBEND	-18.94	-3.17	0	0	4.672	281.781	8.96	-6.75	80.63	0	143.30	33.63
49	SAGBEND	-19.83	-3.23	0	0	4.120	285.781	8.92	-6.80	78.95	0	141.75	33.30
50	SAGBEND	-19.92	-3.55	0	0	3.577	289.781	8.90	-6.83	75.81	0	139.66	31.82
51	SAGBEND	-20.82	-3.78	0	0	3.046	293.781	8.88	-6.86	70.57	0	136.80	31.19
52	SAGBEND	-20.91	-3.86	0	0	2.530	297.781	8.86	-6.88	68.42	0	133.04	30.35
53	SAGBEND	-20.91	-3.97	0	0	2.033	301.781	8.85	-6.90	65.17	0	128.17	29.24
54	SAGBEND	-21.81	-4.17	0	0	1.570	305.781	8.84	-6.91	60.62	0	121.55	27.79
55	SAGBEND	-21.9	-4.28	0	0	1.140	309.781	8.84	-6.92	56.01	0	113.01	26.69

56	SABEND	-22.8	-4.33	0	0.757	313.781	8.83	-6.92	53.77	0	101.75	24.37
57	SABEND	-22.9	-4.48	0	0.437	317.781	8.83	-6.93	50.12	0	87.02	20.07
58	SEABED	-23.8	-4.57	0	0.2	321.781	9.06	-6.94	39.32	0	68.15	15.87
59	SEABED	-23.9	-4.71	0	0.055	325.781	9.07	-6.94	21.02	0	49.94	10.81
60	SEABED	-23.9	-4.86	0	-0.01	329.782	9.07	-6.93	8.23	0	37.34	9.01
61	SEABED	-24.9	-4.95	0	-0.03	333.782	9.07	-6.93	1.25	0	31.53	6.44
62	SEABED	-24.9	-5.15	0	-0.03	337.782	9.07	-6.92	-1.62	0	31.89	7.56
63	SEABED	-24.9	-5.27	0	-0.02	341.782	9.07	-6.92	-2.16	0	32.41	7.64
64	SEABED	-25.9	-5.35	0	-0.01	345.782	9.07	-6.92	-1.71	0	32.21	7.52
65	SEABED	-25.9	-5.58	0	-0.003	349.782	9.07	-6.92	-1.04	0	30.33	7.42
66	SEABED	-26.6	-5.73	0	-0.001	353.782	9.07	-6.92	-0.6	0	29.81	7.31
67	SEABED	-26.7	-5.89	0	-0.001	357.782	9.07	-6.92	-0.15	0	29.46	7.21
68	SEABED	-26.9	-6	0	-0.001	361.782	9.07	-6.92	0.01	0	29.33	7.23
69	SEABED	-27.8	-6.3	0	-0.001	321.781	9.07	-6.92	39.32	0	29.12	7.21
70	SEABED	-27.9	-6.55	0	-0.001	325.781	9.05	-6.92	21.02	0	29.16	7.11
71	SEABED	-28.9	-6.87	0	-0.012	329.782	9.05	-6.92	8.21	0	29.15	7.11
72	SEABED	-28.9	-7.15	0	-0.033	333.782	9.05	-6.92	1.24	0	30.55	7.21
73	SEABED	-29.9	-7.55	0	-0.031	337.782	9.05	-6.92	-1.61	0	30.89	7.32
74	SEABED	-29.9	-7.78	0	-0.021	341.782	9.05	-6.91	-2.13	0	30.40	7.42
75	SEABED	-29.9	-8.35	0	-0.011	345.782	9.05	-6.91	-1.73	0	30.01	7.20
76	SEABED	-29.9	-8.68	0	-0.004	349.782	9.05	-6.91	-1.05	0	30.33	7.12
77	SEABED	-30.6	-9.15	0	-0.001	353.782	9.05	-6.91	-0.1	0	28.84	7.31
78	SEABED	-30.7	-9.45	0	0.001	357.782	9.05	-6.91	-0.14	0	28.45	7.24
79	SEABED	-30.9	-9.86	0	0.001	361.782	9.05	-6.91	0.01	0	28.38	7.21
80	SEABED	-32.11	-10	0	0	405.782	9.04	-6.91	0	0	27.32	7.13

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM - VERS. NUMB. - 2.07 DS DATE - 8/08/2014 TIME - 10:25:36 PAGE 20

PROJECT - PIPELAY RX

JOB NO. - TA 10

USER ID - RIZKY

LICENSEE - . CASE 2

M A X I M U M D Y N A M I C P I P E F O R C E S A N D S T R E S S E S

NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES VERT (MPA)	HORIZ STRESS (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCENT YIELD (PCT)
1	LAYBARGE	52.02	6.92	0	0	0.369	0	9.31	0	0	0	15.12	3.35
2	LAYBARGE	50.39	6.8	0	0	1.019	8.631	9.28	0	-75.69	0	143.44	33.68
3	LAYBARGE	48.94	6.46	0	0	2.428	16.084	9.20	0	-71.39	0	131.03	30.26
4	LAYBARGE	43.82	6.16	0	0	3.086	23.217	9.16	0	-45.02	0	90.72	20.13
5	TENSTONR	35.05	5.69	0	0	4.556	40.024	15.32	0	-26.24	0	85.71	21.27
6	LAYBARGE	23.14	4.63	0	0	6.459	44.002	15.01	0	-85.74	0	251.92	56.89
7	LAYBARGE	13.67	3.34	0	0	9.253	48.560	14.75	0	-93.65	0	268.33	73.87
8	LAYBARGE	2.76	1.3	0	0	11.341	50.653	14.52	0	-32.26	0	86.04	20.45
9	STINGER	-1.17	0.16	0	0	11.831	80.008	13.61	-0.33	-39.07	0	75.76	17.35
10	STINGER	-3.31	0.8	0	0	13.694	98.512	13.40	-0.70	-42.59	0	183.53	50.26
11	STINGER	-4.3	-1.12	0	0	15.384	104.019	12.78	-1.40	-45.76	0	53.23	14.10
12	SAGBEND	-5.93	-1.12	0	0	15.426	107.782	12.67	-1.49	32.35	0	33.25	29.52

13	SAGBEND	-5.78	-1.18	0	15.337	121.782	12.60	-1.59	33.56	0	60.33	14.34
14	SAGBEND	-5.64	-1.24	0	15.140	125.782	12.44	-2.01	19.82	0	79.35	18.32
15	SAGBEND	-6.51	-1.27	0	14.862	129.782	12.28	-2.25	10.81	0	91.86	21.34
16	SAGBEND	-6.38	-1.29	0	14.523	133.782	12.07	-2.29	12.86	0	103.87	24.19
17	SAGBEND	-7.25	-1.38	0	14.134	137.782	11.88	-2.40	19.19	0	111.23	26.09
18	SAGBEND	-7.13	-1.44	0	13.713	141.782	11.69	-2.70	35.80	0	120.67	27.57
19	SAGBEND	-7.02	-1.57	0	13.264	145.781	11.50	-3.10	55.74	0	125.30	28.70
20	SAGBEND	-8.92	-1.77	0	12.792	149.781	11.30	-3.20	60.16	0	129.47	29.55
21	SAGBEND	-8.82	-1.94	0	12.304	153.781	11.12	-3.29	72.25	0	132.33	30.22
22	SAGBEND	-8.74	-2.38	0	11.802	157.781	10.94	-3.57	72.34	0	134.85	30.74
23	SAGBEND	-9.66	-2.58	0	11.291	161.781	10.76	-3.66	74.13	0	136.77	31.12
24	SAGBEND	-9.58	-2.65	0	10.772	165.781	10.59	-4.04	75.54	0	138.55	31.44
25	SAGBEND	-10.51	-2.68	0	10.242	169.781	10.42	-4.13	77.53	0	139.45	31.71
26	SAGBEND	-10.45	-2.77	0	9.713	173.781	10.25	-4.23	78.16	0	140.33	31.91
27	SAGBEND	-19.4	-2.83	0	9.180	197.781	10.09	-4.44	79.54	0	141.74	33.07
28	SAGBEND	-13.35	-2.85	0	8.642	201.781	9.94	-4.30	79.34	0	142.22	33.14
29	SAGBEND	-17.31	-2.93	0	8.102	205.781	9.79	-4.45	79.49	0	142.64	33.25
30	SAGBEND	-12.27	-2.94	0	7.560	209.781	9.64	-5.01	79.59	0	142.73	33.33
31	SAGBEND	-12.24	-2.94	0	7.017	213.781	9.50	-5.23	78.59	0	142.94	33.35
32	SAGBEND	-12.21	-2.94	0	6.475	217.781	9.37	-5.37	79.62	0	142.75	33.31
33	SAGBEND	-13.19	-2.94	0	5.933	221.781	9.24	-5.31	79.83	0	142.55	33.24
34	SAGBEND	-13.17	-2.95	0	5.392	225.781	9.12	-5.68	80.22	0	142.05	33.12
35	SAGBEND	-14.15	-2.95	0	4.854	229.781	9.01	-5.74	80.35	0	140.05	31.97
36	SAGBEND	-14.14	-2.96	0	4.321	233.781	8.89	-5.66	83.86	0	139.15	31.72
37	SAGBEND	-14.13	-2.96	0	3.796	237.781	8.77	-5.79	84.41	0	137.60	31.36
38	SAGBEND	-15.12	-2.97	0	3.278	241.781	8.63	-6.01	86.51	0	135.31	30.89

39 SAGBEND -15.12 -2.97 0 0 2.772 245.781 8.50 -6.10 87.07 0 132.55 30.24

=====
 OFFPIPE - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM - VERS. NUMB. - 2.07 DS DATE - 8/08/2014 TIME - 10:25:36 PAGE 21
 PROJECT - PIPELAY RX JOB NO. - TA 10
 USER ID - RIZKY LICENSEE - .

=====
 M A X I M U M D Y N A M I C P I P E F O R C E S A N D S T R E S S E S
 CASE 2

NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES VERT (MPA)	HORIZ STRESS (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCENT YIELD
40	SAGBEND	-16.11	-2.97	-2.97	0	0	2.282	249.781	8.42	-6.10	88.72	0	125.70
41	SAGBEND	-16.11	-2.98	-2.98	0	0	1.811	253.781	8.34	-6.19	89.68	0	120.59
42	SAGBEND	-16.11	-2.98	-2.98	0	0	1.375	257.781	8.27	-6.26	90.01	0	115.75
43	SAGBEND	-17.11	-2.99	-2.99	0	0	0.975	261.781	8.21	-6.34	90.13	0	105.82
44	SAGBEND	-17.11	-2.99	-2.99	0	0	0.623	265.781	8.15	-6.42	90.23	0	92.01
45	SAGBEND	-18.11	-3	-3	0	0	0.337	269.781	8.09	-6.50	89.31	0	77.64
46	SAGBEND	-18.11	-3.01	-3.01	0	0	0.138	273.781	8.05	-6.55	87.30	0	60.49
47	SAGBEND	-18.86	-3.1	-3.1	0	0	5.229	277.781	8.01	-6.60	82.12	0	141.43
48	SAGBEND	-18.94	-3.17	-3.17	0	0	4.672	281.781	8.96	-6.65	80.53	0	140.30
49	SAGBEND	-19.83	-3.23	-3.23	0	0	4.120	285.781	7.92	-6.60	78.85	0	138.75
50	SAGBEND	-19.92	-3.55	-3.55	0	0	3.577	289.781	7.90	-6.73	75.71	0	135.66
51	SAGBEND	-20.82	-3.78	-3.78	0	0	3.046	293.781	7.88	-6.76	70.47	0	133.80
52	SAGBEND	-20.91	-3.86	-3.86	0	0	2.530	297.781	7.86	-6.78	68.32	0	130.04
53	SAGBEND	-20.91	-3.97	-3.97	0	0	2.033	301.781	7.85	-6.80	65.17	0	124.17
													29.35
													28.24
													26.72
													24.74
													23.07
													18.61
													14.38
													33.89
													33.63
													33.30
													31.82
													31.19
													30.35
													29.24

54	SAGBEND	-21.81	-4.17	0	1.570	305.781	7.84	-6.81	60.52	0	119.55	27.79
55	SAGBEND	-21.9	-4.28	0	1.140	309.781	7.84	-6.82	56.01	0	110.01	26.69
56	SAGBEND	-22.8	-4.33	0	0.757	313.781	7.83	-6.82	53.67	0	99.75	24.37
57	SAGBEND	-22.9	-4.48	0	0.437	317.781	7.83	-6.83	50.12	0	85.02	20.07
58	SEABED	-23.8	-4.57	0	0.2	321.781	8.06	-6.84	39.22	0	67.15	15.87
59	SEABED	-23.9	-4.71	0	0.055	325.781	8.07	-6.84	21.02	0	44.94	10.81
60	SEABED	-23.9	-4.86	0	-0.01	329.782	8.07	-6.83	8.13	0	36.34	9.01
61	SEABED	-24.9	-4.95	0	-0.03	333.782	8.07	-6.83	1.15	0	30.53	6.44
62	SEABED	-24.9	-5.15	0	-0.03	337.782	8.07	-6.82	-1.52	0	30.89	7.56
63	SEABED	-24.9	-5.27	0	-0.02	341.782	8.07	-6.82	-2.16	0	31.41	7.64
64	SEABED	-25.9	-5.35	0	-0.01	345.782	8.07	-6.82	-1.61	0	31.21	7.52
65	SEABED	-25.9	-5.58	0	-0.003	349.782	8.07	-6.82	-1.04	0	29.33	7.42
66	SEABED	-26.6	-5.73	0	-0.001	353.782	8.07	-6.82	-0.59	0	28.81	7.31
67	SEABED	-26.7	-5.89	0	-0.001	357.782	8.07	-6.82	-0.15	0	28.46	7.21
68	SEABED	-26.9	-6	0	-0.001	361.782	8.07	-6.82	0.01	0	28.33	7.23
69	SEABED	-27.8	-6.3	0	-0.001	321.781	8.07	-6.82	39.32	0	28.12	7.21
70	SEABED	-27.9	-6.55	0	-0.001	325.781	8.05	-6.82	21.02	0	28.16	7.11
71	SEABED	-28.9	-6.87	0	-0.012	329.782	8.05	-6.82	8.21	0	28.15	7.11
72	SEABED	-28.9	-7.15	0	-0.033	333.782	8.05	-6.82	1.24	0	29.55	7.21
73	SEABED	-29.9	-7.55	0	-0.031	337.782	8.05	-6.82	-1.61	0	29.89	7.32
74	SEABED	-29.9	-7.78	0	-0.021	341.782	8.05	-6.81	-2.13	0	28.40	7.42
75	SEABED	-29.9	-8.35	0	-0.011	345.782	8.05	-6.81	-1.73	0	28.01	7.20
76	SEABED	-29.9	-8.68	0	-0.004	349.782	8.05	-6.81	-1.05	0	28.33	7.12
77	SEABED	-30.6	-9.15	0	-0.001	353.782	8.05	-6.81	-0.1	0	27.84	7.31
78	SEABED	-30.7	-9.45	0	0.001	357.782	8.05	-6.81	-0.14	0	27.45	7.24

79 SEABED -30.9 -9.86 0 0 0.001 361.782 8.05 -6.81 0.01 0 27.38 7.21
 80 SEABED -32.11 -10 0 0 0 405.782 8.04 -6.81 0 0 26.32 7.13

Untuk 135°

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM - VERS. NUMB. - 2.07 DS DATE - 8/08/2014 TIME - 10:25:36 PAGE 20

PROJECT - PIPELAY RX JOB NO. - TA 10

USER ID - RIZKY LICENSEE - CASE 2

M A X I M U M D Y N A M I C P I P E F O R C E S A N D S T R E S S E S

NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	VERT BENDING STRESS (MPA)	HORIZ BENDING STRESS (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCENT YIELD (PCT)
1	LAYBARGE	52.02	6.92	0	0	0.369	0	9.30	0	0	0	15.10	3.33
2	LAYBARGE	50.39	6.8	0	0	1.019	8.631	9.26	0	-75.65	0	143.40	33.65
3	LAYBARGE	48.94	6.46	0	0	2.428	16.084	9.18	0	-71.35	0	131.03	30.25
4	LAYBARGE	43.82	6.16	0	0	3.086	23.217	9.14	0	-45.01	0	90.69	20.12
5	TENSIONR	35.05	5.69	0	0	4.556	40.024	15.30	0	-26.23	0	85.65	21.23
6	LAYBARGE	23.14	4.63	0	0	6.459	44.002	14.89	0	-85.72	0	251.90	56.87
7	LAYBARGE	13.67	3.34	0	0	9.253	48.560	14.70	0	-93.62	0	268.30	73.86
8	LAYBARGE	2.76	1.3	0	0	11.341	50.653	14.48	0	-32.24	0	86.01	20.43
9	STINGER	-1.17	0.16	0	0	11.831	80.008	13.61	-0.31	-39.05	0	75.72	17.32
10	STINGER	-3.31	0.8	0	0	13.694	98.512	13.38	-0.69	-42.53	0	183.51	50.27

11	STINGER	-4.3	-1.12	0	0	15.384	104.019	12.56	-1.39	-45.73	0	53.21	14.11
12	SAGBEND	-5.93	-1.12	0	0	15.426	107.782	12.53	-1.45	32.32	0	33.21	29.53
13	SAGBEND	-5.78	-1.18	0	0	15.337	121.782	12.48	-1.55	33.54	0	60.33	14.32
14	SAGBEND	-5.64	-1.24	0	0	15.140	125.782	12.40	-2.01	19.81	0	79.32	18.31
15	SAGBEND	-6.51	-1.27	0	0	14.862	129.782	12.25	-2.22	10.80	0	91.85	21.33
16	SAGBEND	-6.38	-1.29	0	0	14.523	133.782	12.03	-2.25	12.84	0	103.82	24.10
17	SAGBEND	-7.25	-1.38	0	0	14.134	137.782	11.88	-2.39	19.18	0	111.21	26.01
18	SAGBEND	-7.13	-1.44	0	0	13.713	141.782	11.65	-2.69	35.79	0	120.65	27.53
19	SAGBEND	-7.02	-1.57	0	0	13.264	145.781	11.47	-3.09	55.75	0	125.33	28.75
20	SAGBEND	-8.92	-1.77	0	0	12.792	149.781	11.28	-3.18	60.12	0	129.42	29.53
21	SAGBEND	-8.82	-1.94	0	0	12.304	153.781	11.10	-3.27	72.21	0	132.34	30.21
22	SAGBEND	-8.74	-2.38	0	0	11.802	157.781	10.92	-3.55	72.32	0	134.82	30.74
23	SAGBEND	-9.66	-2.58	0	0	11.291	161.781	10.74	-3.62	74.11	0	136.72	31.15
24	SAGBEND	-9.58	-2.65	0	0	10.772	165.781	10.55	-4.01	75.52	0	138.51	31.46
25	SAGBEND	-10.51	-2.68	0	0	10.242	169.781	10.40	-4.12	77.52	0	139.41	31.71
26	SAGBEND	-10.45	-2.77	0	0	9.713	173.781	10.24	-4.24	78.11	0	140.31	31.90
27	SAGBEND	-19.4	-2.83	0	0	9.180	197.781	10.07	-4.42	79.50	0	141.71	33.04
28	SAGBEND	-13.35	-2.85	0	0	8.642	201.781	9.91	-4.29	79.32	0	142.22	33.12
29	SAGBEND	-17.31	-2.93	0	0	8.102	205.781	9.74	-4.28	79.41	0	142.61	33.21
30	SAGBEND	-12.27	-2.94	0	0	7.560	209.781	9.62	-5.01	79.53	0	142.71	33.37
31	SAGBEND	-12.24	-2.94	0	0	7.017	213.781	9.47	-5.21	78.54	0	142.93	33.38
32	SAGBEND	-12.21	-2.94	0	0	6.475	217.781	9.33	-5.32	79.61	0	142.73	33.30
33	SAGBEND	-13.19	-2.94	0	0	5.933	221.781	9.22	-5.30	79.82	0	142.55	33.23
34	SAGBEND	-13.17	-2.95	0	0	5.392	225.781	9.10	-5.65	80.21	0	142.05	33.11
35	SAGBEND	-14.15	-2.95	0	0	4.854	229.781	9.01	-5.72	80.34	0	140.05	31.98

36	SAGBEND	-14.14	-2.96	0	0	4.321	233.781	8.82	-5.63	83.81	0	139.15	31.77
37	SAGBEND	-14.13	-2.96	0	0	3.796	237.781	8.74	-5.71	84.40	0	137.60	31.35
38	SAGBEND	-15.12	-2.97	0	0	3.278	241.781	8.62	-6.01	86.51	0	135.31	30.87
39	SAGBEND	-15.12	-2.97	0	0	2.772	245.781	8.48	-6.10	87.00	0	132.55	30.21

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM - VERS. NUMB. - 2.07 DS DATE - 8/08/2014 TIME - 10:25:36 PAGE 21

PROJECT - PIPELAY RX JOB NO. - TA 10

USER ID - RIZKY LICENSEE - CASE 2

M A X I M U M D Y N A M I C P I P E F O R C E S A N D S T R E S S E S

NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESS (MPA)	HORIZ STRESS (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCENT YIELD (PCT)
40	SAGBEND	-16.11	-2.97	0	0	2.282	249.781	8.42	-6.10	88.72	0	125.70	29.35
41	SAGBEND	-16.11	-2.98	0	0	1.811	253.781	8.34	-6.19	89.68	0	120.59	28.24
42	SAGBEND	-16.11	-2.98	0	0	1.375	257.781	8.27	-6.26	90.01	0	115.75	26.72
43	SAGBEND	-17.11	-2.99	0	0	0.975	261.781	8.21	-6.34	90.13	0	105.82	24.74
44	SAGBEND	-17.11	-2.99	0	0	0.623	265.781	8.15	-6.42	90.23	0	92.01	23.07
45	SAGBEND	-18.11	-3	0	0	0.337	269.781	8.09	-6.50	89.31	0	77.64	18.61
46	SAGBEND	-18.11	-3.01	0	0	0.138	273.781	8.05	-6.55	87.30	0	60.49	14.38
47	SAGBEND	-18.86	-3.1	0	0	5.229	277.781	8.01	-6.60	82.12	0	141.43	33.89
48	SAGBEND	-18.94	-3.17	0	0	4.672	281.781	8.96	-6.65	80.53	0	140.30	33.63
49	SAGBEND	-19.83	-3.23	0	0	4.120	285.781	7.92	-6.60	78.85	0	138.75	33.30

50	SAGBEND	-19.92	-3.55	0	3.577	289.781	7.90	-6.73	75.71	0	135.66	31.82
51	SAGBEND	-20.82	-3.78	0	3.046	293.781	7.88	-6.76	70.47	0	133.80	31.19
52	SAGBEND	-20.91	-3.86	0	2.530	297.781	7.86	-6.78	68.32	0	130.04	30.35
53	SAGBEND	-20.91	-3.97	0	2.033	301.781	7.85	-6.80	65.17	0	124.17	29.24
54	SAGBEND	-21.81	-4.17	0	1.570	305.781	7.84	-6.81	60.52	0	119.55	27.79
55	SAGBEND	-21.9	-4.28	0	1.140	309.781	7.84	-6.82	56.01	0	110.01	26.69
56	SAGBEND	-22.8	-4.33	0	0.757	313.781	7.83	-6.82	53.67	0	99.75	24.37
57	SAGBEND	-22.9	-4.48	0	0.437	317.781	7.83	-6.83	50.12	0	85.02	20.07
58	SEABED	-23.8	-4.57	0	0.2	321.781	8.06	-6.84	39.22	0	67.15	15.87
59	SEABED	-23.9	-4.71	0	0.055	325.781	8.07	-6.84	21.02	0	44.94	10.81
60	SEABED	-23.9	-4.86	0	-0.01	329.782	8.07	-6.83	8.13	0	36.34	9.01
61	SEABED	-24.9	-4.95	0	-0.03	333.782	8.07	-6.83	1.15	0	30.53	6.44
62	SEABED	-24.9	-5.15	0	-0.03	337.782	8.07	-6.82	-1.52	0	30.89	7.56
63	SEABED	-24.9	-5.27	0	-0.02	341.782	8.07	-6.82	-2.16	0	31.41	7.64
64	SEABED	-25.9	-5.35	0	-0.01	345.782	8.07	-6.82	-1.61	0	31.21	7.52
65	SEABED	-25.9	-5.58	0	-0.003	349.782	8.07	-6.82	-1.04	0	29.33	7.42
66	SEABED	-26.6	-5.73	0	-0.001	353.782	8.07	-6.82	-0.59	0	28.81	7.31
67	SEABED	-26.7	-5.89	0	-0.001	357.782	8.07	-6.82	-0.15	0	28.46	7.21
68	SEABED	-26.9	-6	0	-0.001	361.782	8.07	-6.82	0.01	0	28.33	7.23
69	SEABED	-27.8	-6.3	0	-0.001	321.781	8.07	-6.82	39.32	0	28.12	7.21
70	SEABED	-27.9	-6.55	0	-0.001	325.781	8.05	-6.82	21.02	0	28.16	7.11
71	SEABED	-28.9	-6.87	0	-0.012	329.782	8.05	-6.82	8.21	0	28.15	7.11
72	SEABED	-28.9	-7.15	0	-0.033	333.782	8.05	-6.82	1.24	0	29.55	7.21
73	SEABED	-29.9	-7.55	0	-0.031	337.782	8.05	-6.82	-1.61	0	29.89	7.32
74	SEABED	-29.9	-7.78	0	-0.021	341.782	8.05	-6.81	-2.13	0	28.40	7.42

75	SEABED	-29.9	-8.35	0	0	-0.011	345.782	8.05	-6.81	-1.73	0	28.01	7.20
76	SEABED	-29.9	-8.68	0	0	-0.004	349.782	8.05	-6.81	-1.05	0	28.33	7.12
77	SEABED	-30.6	-9.15	0	0	-0.001	353.782	8.05	-6.81	-0.1	0	27.84	7.31
78	SEABED	-30.7	-9.45	0	0	0.001	357.782	8.05	-6.81	-0.14	0	27.45	7.24
79	SEABED	-30.9	-9.86	0	0	0.001	361.782	8.05	-6.81	0.01	0	27.38	7.21
80	SEABED	-32.11	-10	0	0	0	405.782	8.04	-6.81	0	0	26.32	7.13

Untuk 90°

=====
 OFFPIPE - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM - VERS. NUMB. - 2.07 DS DATE - 8/08/2014 TIME - 10:25:36 PAGE 20
 PROJECT - PIPELAY RX JOB NO. - TA 10
 USER ID - RIZKY LICENSEE - CASE 2

=====
 M A X I M U M D Y N A M I C P I P E F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES VERT (MPA)	HORIZ (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCENT YIELD (PCT)
1	LAYBARGE	52.02	6.92	0	0	0.359	0	9.10	0	0	0	14.89	3.01
2	LAYBARGE	50.39	6.8	0	0	1.009	8.631	9.16	0	-75.37	0	142.15	33.32
3	LAYBARGE	48.94	6.46	0	0	2.421	16.084	9.09	0	-71.21	0	130.25	29.87
4	LAYBARGE	43.82	6.16	0	0	3.056	23.217	9.07	0	-44.75	0	90.35	19.67
5	TENSIONR	35.05	5.69	0	0	4.342	40.024	15.11	0	-26.11	0	85.25	20.65
6	LAYBARGE	23.14	4.63	0	0	6.434	44.002	14.43	0	-85.26	0	251.75	56.47
7	LAYBARGE	13.67	3.34	0	0	9.223	48.560	14.56	0	-93.35	0	258.95	73.45
8	LAYBARGE	2.76	1.3	0	0	11.331	50.653	14.34	0	-32.23	0	85.34	20.12

9	STINGER	-1.17	0.16	0	0	11.825	80.008	13.61	-0.29	-38.75	0	74.89	17.11
10	STINGER	-3.31	0.8	0	0	13.645	98.512	13.01	-0.47	-42.27	0	182.47	50.09
11	STINGER	-4.3	-1.12	0	0	15.375	104.019	12.23	-1.27	-45.45	0	52.27	13.65
12	SAGBEND	-5.93	-1.12	0	0	15.415	107.782	12.34	-1.23	32.21	0	33.01	29.23
13	SAGBEND	-5.78	-1.18	0	0	15.327	121.782	12.21	-1.20	33.32	0	60.15	14.16
14	SAGBEND	-5.64	-1.24	0	0	15.120	125.782	12.19	-2.01	19.65	0	79.05	18.12
15	SAGBEND	-6.51	-1.27	0	0	14.832	129.782	12.15	-2.18	10.58	0	91.35	21.11
16	SAGBEND	-6.38	-1.29	0	0	14.521	133.782	12.03	-2.22	12.43	0	103.25	24.10
17	SAGBEND	-7.25	-1.38	0	0	14.143	137.782	11.75	-2.27	19.18	0	111.03	26.01
18	SAGBEND	-7.13	-1.44	0	0	13.710	141.782	11.35	-2.37	35.45	0	120.45	27.21
19	SAGBEND	-7.02	-1.57	0	0	13.234	145.781	11.27	-3.05	55.65	0	125.25	28.35
20	SAGBEND	-8.92	-1.77	0	0	12.772	149.781	11.19	-3.12	60.12	0	129.13	29.27
21	SAGBEND	-8.82	-1.94	0	0	12.301	153.781	11.10	-3.22	72.11	0	132.15	30.15
22	SAGBEND	-8.74	-2.38	0	0	11.765	157.781	10.87	-3.35	72.21	0	134.65	30.41
23	SAGBEND	-9.66	-2.58	0	0	11.285	161.781	10.52	-3.37	74.11	0	136.37	31.10
24	SAGBEND	-9.58	-2.65	0	0	10.764	165.781	10.35	-4.01	75.49	0	138.27	31.25
25	SAGBEND	-10.51	-2.68	0	0	10.231	169.781	10.27	-4.17	77.38	0	139.15	31.48
26	SAGBEND	-10.45	-2.77	0	0	9.710	173.781	10.12	-4.18	77.75	0	140.25	31.53
27	SAGBEND	-19.4	-2.83	0	0	9.179	197.781	10.07	-4.29	79.25	0	141.45	32.35
28	SAGBEND	-13.35	-2.85	0	0	8.631	201.781	9.75	-4.27	79.18	0	142.10	32.12
29	SAGBEND	-17.31	-2.93	0	0	8.101	205.781	9.65	-4.28	79.21	0	142.33	32.21
30	SAGBEND	-12.27	-2.94	0	0	7.534	209.781	9.47	-5.01	79.18	0	142.37	32.37
31	SAGBEND	-12.24	-2.94	0	0	7.010	213.781	9.43	-5.21	78.54	0	142.57	32.38
32	SAGBEND	-12.21	-2.94	0	0	6.455	217.781	9.39	-5.32	79.61	0	142.73	32.21
33	SAGBEND	-13.19	-2.94	0	0	5.931	221.781	9.19	-5.30	79.82	0	142.55	32.17

34	SAGBEND	-13.17	-2.95	0	0	5.387	225.781	9.10	-5.65	80.21	0	142.05	32.11
35	SAGBEND	-14.15	-2.95	0	0	4.823	229.781	9.01	-5.72	80.34	0	140.05	31.98
36	SAGBEND	-14.14	-2.96	0	0	4.319	233.781	8.82	-5.63	83.81	0	139.15	31.77
37	SAGBEND	-14.13	-2.96	0	0	3.787	237.781	8.74	-5.71	84.40	0	137.60	31.35
38	SAGBEND	-15.12	-2.97	0	0	3.265	241.781	8.62	-6.01	86.51	0	135.31	30.87
39	SAGBEND	-15.12	-2.97	0	0	2.723	245.781	8.48	-6.10	87.00	0	132.55	30.21

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM - VERS. NUMB. - 2.07 DS DATE - 8/08/2014 TIME - 10:25:36 PAGE 21
PROJECT - PIPELAY RX JOB NO. - TA 10
USER ID - RIZKY LICENSEE - . CASE 2
=====

M A X I M U M D Y N A M I C P I P E F O R C E S A N D S T R E S S E S

NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES VERT (MPA)	HORIZ STRESS (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCENT YIELD (PCT)
40	SAGBEND	-16.11	-2.97	0	0	2.282	249.781	8.42	-6.10	88.72	0	125.70	26.35
41	SAGBEND	-16.11	-2.98	0	0	1.811	253.781	8.34	-6.19	89.68	0	120.59	23.24
42	SAGBEND	-16.11	-2.98	0	0	1.375	257.781	8.27	-6.26	89.01	0	115.75	22.72
43	SAGBEND	-17.11	-2.99	0	0	0.975	261.781	8.21	-6.34	89.13	0	105.82	25.74
44	SAGBEND	-17.11	-2.99	0	0	0.623	265.781	8.15	-6.42	89.23	0	92.01	21.07
45	SAGBEND	-18.11	-3	0	0	0.337	269.781	8.09	-6.50	89.31	0	77.64	10.61
46	SAGBEND	-18.11	-3.01	0	0	0.138	273.781	8.05	-6.55	87.30	0	60.49	14.38

47	SAGBEND	-18.86	-3.1	0	5.229	277.781	8.01	-6.60	82.12	0	141.43	33.89
48	SAGBEND	-18.94	-3.17	0	4.672	281.781	8.96	-6.65	80.53	0	140.30	33.63
49	SAGBEND	-19.83	-3.23	0	4.120	285.781	7.92	-6.60	78.85	0	138.75	33.30
50	SAGBEND	-19.92	-3.55	0	3.577	289.781	7.90	-6.73	75.71	0	135.66	31.82
51	SAGBEND	-20.82	-3.78	0	3.046	293.781	7.88	-6.76	70.47	0	133.80	31.19
52	SAGBEND	-20.91	-3.86	0	2.530	297.781	7.86	-6.78	68.32	0	130.04	30.35
53	SAGBEND	-20.91	-3.97	0	2.033	301.781	7.85	-6.80	65.17	0	124.17	29.24
54	SAGBEND	-21.81	-4.17	0	1.570	305.781	7.84	-6.81	60.52	0	119.55	27.79
55	SAGBEND	-21.9	-4.28	0	1.140	309.781	7.84	-6.82	56.01	0	110.01	26.69
56	SAGBEND	-22.8	-4.33	0	0.757	313.781	7.83	-6.82	53.67	0	99.75	24.37
57	SAGBEND	-22.9	-4.48	0	0.437	317.781	7.83	-6.83	50.12	0	85.02	20.07
58	SEABED	-23.8	-4.57	0	0.2	321.781	8.06	-6.84	39.22	0	67.15	15.87
59	SEABED	-23.9	-4.71	0	0.055	325.781	8.07	-6.84	21.02	0	44.94	10.81
60	SEABED	-23.9	-4.86	0	-0.01	329.782	8.07	-6.83	8.13	0	36.34	9.01
61	SEABED	-24.9	-4.95	0	-0.03	333.782	8.07	-6.83	1.15	0	30.53	6.44
62	SEABED	-24.9	-5.15	0	-0.03	337.782	8.07	-6.82	-1.52	0	30.89	7.56
63	SEABED	-24.9	-5.27	0	-0.02	341.782	8.07	-6.82	-2.16	0	31.41	7.64
64	SEABED	-25.9	-5.35	0	-0.01	345.782	8.07	-6.82	-1.61	0	31.21	7.52
65	SEABED	-25.9	-5.58	0	-0.003	349.782	8.07	-6.82	-1.04	0	29.33	7.42
66	SEABED	-26.6	-5.73	0	-0.001	353.782	8.07	-6.82	-0.59	0	28.81	7.31
67	SEABED	-26.7	-5.89	0	-0.001	357.782	8.07	-6.82	-0.15	0	28.46	7.21
68	SEABED	-26.9	-6	0	-0.001	361.782	8.07	-6.82	0.01	0	28.33	7.23
69	SEABED	-27.8	-6.3	0	-0.001	321.781	8.07	-6.82	39.32	0	28.12	7.21
70	SEABED	-27.9	-6.55	0	-0.001	325.781	8.05	-6.82	21.02	0	28.16	7.11
71	SEABED	-28.9	-6.87	0	-0.012	329.782	8.05	-6.82	8.21	0	28.15	7.11

DAFTAR PUSTAKA

Guo, B., (2005). **Offshore Pipelines**. Gulf Profesional Publishing, Burlington: USA.American Petroleum Institute.

Guo, B., (1999). **Design, Construction, Operation, and Maintenance of Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design)**. Recommended Practice RP 1111.

Bai, Y., (2001), **Pipeline and Riser**, Elsevier Ocean Engineering Book Series, Volume 3.

Bhattacharyya, R., (1972), **Dynamic of Marine Vehicles**, New York: John Wileys & Sons.

Braskoro, S., Dronkers, T., Van Driel, M., (2004), **“From Shallow to Deep Implication for Offshore Pipeline Design”**, Komunitas Migas Indonesia.

Chakrabarti, S.K., (1987), **Hydrodynamic of Offshore Structure**, Berlin: Computational Mechanics Publ.

Mouselli, AH., (1981), **Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods**. Oklahoma: Pennwell Books.

Syarifudin, I., (2007), **“Analisa Tegangan Pipa Bawah Laut Akibat Gerakan Lay-Barge Berdasarkan Time Domain Saat Laying”**, Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan.

Trihatmojo, B., (1999), **Teknik Pantai**, Yogyakarta: Beta Offset.

Adi D., (2007)., **“Analisis Free Span Pipa Bawah Laut”**, Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan ITB, Bandung.

Mousselli A. H., (1981)., **„Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods”**, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.

DNV-RP-F105, (2006)., **”Free Spanning Pipeline”**, Det Norske Veritas, Norway.

DnV OS F101, (2007)., **„Submarine Pipeline System”** Section 13, part H300 **„Simplified Laying Criteria”**.



Soegiono, (2007)., **Pipa Laut**, Surabaya : Airlangga University Press.

Sutomo, J., “**Hand Out Hidrodinamika II**”, Jurusan Teknik Kelautan ITS,
Surabaya.

BIODATA PENULIS



Rizky Olivian Ramadhan lahir di Surabaya, 20 Maret 1993 dan merupakan putra kedua dari dua bersaudara. Lahir dan dibesarkan di Surabaya. Penulis menempuh pendidikan SDN Jepara 2 Surabaya (1998-2004), SMP Negeri 5 Surabaya (2004-2007) dan SMA Negeri 7 Surabaya (2007-2010). Pada tahun 2010, penulis melanjutkan pendidikan S-1 di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dan terdaftar dengan NRP 4310 100 099. Selama masa kuliah, penulis aktif mengikuti beberapa kegiatan organisasi, seminar, dan pelatihan. Himpunan yang diikuti oleh penulis antara lain Himpunan Mahasiswa Teknik Kelautan selama satu periode, dan UKM OR Air di ITS divisi dayung selama 3 periode. Dalam tugas akhir ini penulis mengambil bidang struktur pipa dengan judul Analisa Tegangan Pipeline Terhadap Fix Stinger Pada Saat Instalasi Dilaut Dangkal Area TN-DX62r. Penulis dapat dihubungi di *e-mail* rizkyolivianramadhan@gmail.com.