



TUGAS AKHIR - MO184804

**ANALISA TEGANGAN PADA PROSES *ABANDONMENT AND RECOVERY* PIPA BAWAH LAUT 12” DI SUBANG, JAWA BARAT SAAT INSTALASI DENGAN METODE *S-LAY***

Bana Fitro Ghifari  
NRP. 04311540000129

**Dosen Pembimbing :**  
Ir. Imam Rochani, M.Sc.  
Ir. Handyanu, M.Sc., Ph.D.

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya  
2019



FINAL PROJECT - MO184804

**STRESS ANALYSIS ON ABANDONMENT AND RECOVERY  
PROCESS OF 12" PIPELINE IN SUBANG, WEST JAVA DURING  
INSTALLATION WITH S-LAY METHOD**

Bana Fitro Ghifari

NRP. 04311540000129

**Supervisors :**

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Ir. Handyanu, M.Sc., Ph.D.

DEPARTMENT OF OCEAN ENGINEERING  
Faculty of Marine Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya  
2019

**ANALISA TEGANGAN PADA PROSES *ABANDONMENT AND RECOVERY* PIPA BAWAH LAUT 12" DI SUBANG, JAWA BARAT SAAT INSTALASI DENGAN METODE *S-LAY***

**LEMBAR PENGESAHAN  
TUGAS AKHIR**

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada Progran Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

**BANA FITRO GHIFARI**

**NRP. 04311540000129**

Disetujui oleh:

1. Ir. Imam Rochani, M.Sc. ....(Pembimbing 1)

2. Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D. ....(Pembimbing 2)

3. Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc. ....(Penguji 1)

4. Sholihin, S.T., M.T. ....(Penguji 2)

5. Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D. ....(Penguji 3)



**SURABAYA, JULI 2019**

**ANALISA TEGANGAN PADA PROSES *ABANDONMENT AND RECOVERY* PIPA BAWAH LAUT 12” DI SUBANG, JAWA BARAT SAAT INSTALASI DENGAN METODE *S-LAY***

Nama : Bana Fitro Ghifari  
NRP : 0431154000129  
Jurusan : Departemen Teknik Kelautan  
Dosen Pembimbing : Ir. Imam Rochani M.Sc  
Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

**ABSTRAK**

Dalam proses instalasi pipa bawah laut tidak selamanya akan berjalan sesuai dengan yang direncanakan. Adakalanya beberapa permasalahan muncul yang mengakibatkan proses instalasi harus dihentikan sementara dengan alasan keselamatan. Beberapa hal yang dapat mengganggu jalannya proses instalasi antara lain kondisi cuaca buruk, kegagalan fungsi dari alat pendukung atau terjadinya kerusakan pada pipa yang akan diinstalasi. Oleh karena itu perlu dilakukan prosedur tertentu untuk penghentian sementara proses instalasi. *abandonment and recovery* merupakan prosedur yang dilakukan dimana proses instalasi dapat dihentikan sementara dengan menurunkan pipa bawah laut secara keseluruhan untuk sementara kemudian dinaikkan kembali ke atas *barge* dengan bantuan *winch* ketika kondisi sudah aman untuk melanjutkan proses instalasi. Pada penelitian ini proses *abandonment and recovery* akan dilakukan pada 3 kedalaman laut yakni 32 m, 37 m dan 42 m. Untuk memodelkan proses *abandonment and recovery* digunakan *software* OFFPIPE 3. Proses pemodelan dilakukan dengan mengubah panjang kabel selama proses *abandonment and recovery* berlangsung. Panjang kabel yang akan digunakan adalah 76 m, 180 m, 230 m dan 280 m yang telah mewakili kondisi pipa mulai diatas *barge* hingga sebelum pipa menyentuh dasar laut. Dari hasil analisa yang dilakukan selama proses *abandonment and recovery* tegangan ekuivalen maksimum yang terjadi pada pipa dihasilkan pada kedalaman 42 m dengan arah pembebanan 180° dengan nilai 390.69 MPa setara dengan 86.62% SMYS yang terjadi di roller ke 1 stinger. Tegangan tersebut memiliki nilai dibawah dari nilai yang disyaratkan oleh DNV OS F101 (87% SMYS) sehingga dapat disimpulkan pipa tidak mengalami tegangan yang berlebih selama proses *abandonment and recovery* berlangsung. Selain itu pengecekan *local buckling* pada pipa di masing-masing kedalaman yang mengalami *bending moment* dan *axial force* maksimum juga memiliki nilai  $UC \leq 1$  yang berarti pipa tidak mengalami *local buckling*. Nilai UC dari pengecekan *local buckling* pada pipa dengan kedalaman 32 m, 37 m, dan 42 m masing-masing adalah 0.53, 0.65, dan 0.72.

**Kata Kunci**— *abandonment and recovery*, instalasi, *local buckling*, OFFPIPE, tegangan ekuivalen

**STRESS ANALYSIS ON ABANDONMENT AND RECOVERY OF 12”  
PIPELINE IN SUBANG, WEST JAVA DURING INSTALLATION WITH  
S-LAY METHOD**

Nama : Bana Fitro Ghifari  
NRP : 0431154000129  
Department : Ocean Engineering  
Supervisor : Ir. Imam Rochani M.Sc  
Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

**ABSTRACT**

During submarine *pipeline* installation process it will not always run as planned. Sometimes few problems arise which cause the installation process to be stopped temporarily for safety reasons. Something that can interfere with the installation process includes bad weather conditions, malfunction of supporting devices or damage to the pipes to be installed. Therefore it is necessary to do certain procedures for the temporary termination of the installation process. Abandonment and recovery is a procedure that is carried out where the installation process can be temporarily stopped by temporarily lowering the subsea pipeline and then raising it back to the *barge* with the help of a winch when the conditions are safe to continue the installation process. In this study the procedure will be done in three different water depth which is 32 m, 37 m and 42 m. OFFPIPE 3 is used to modeling the abandonment and recovery process. The modeling process is done by changing cables length during the abandonment and recovery process. The length of cable to be used is 76 m, 180 m, 230 m and 280 m which represents the condition of the pipe starting above the *barge* until it almost touches the seabed. From the results of the analysis carried out during the process of abandonment and recovery, the maximum equivalent stress that occurs in the pipeline is produced at a depth of 42 m with a loading direction of 180° with a value of 390.69 MPa or 86.62% SMYS occurring on the 1<sup>st</sup> roller of stinger. The equivalent stress has a value less than the allowable value by DNV OS F101 (87% SMYS) so it can be concluded that the pipeline does not experience overstress during the process. In addition, the local buckling check of the pipeline at each depth which has the maximum value of bending moment and axial force also has a UC value  $\leq 1$ , which means local buckling does not occurred to the pipeline. The UC values from local buckling checks on pipeline with depths of 32 m, 37 m, and 42 m were 0.53, 0.65 and 0.72 respectively.

**Keyword**— abandonment and recovery, installation, local buckling, OFFPIPE, equivalent stress

## KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr. Wb.

*Alhamdulillah hirobbilalamin*, puji syukur penulis panjatkan kehadiran Allah SWT karena dengan berkat dan rahmat-Nya yang telah diberikan kepada penulis sehingga dapat menyelesaikan Tugas Akhir (TA) ini dengan baik. Penulisan Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan pendidikan Strata 1 (S-1) di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya.

Judul dari Tugas Akhir ini adalah “**Analisa Tegangan pada Proses *Abandonment and Recovery* Pipa Bawah Laut 12” di Subang, Jawa Barat saat Instalasi dengan Metode S-Lay**”. Dalam Tugas Akhir ini dibahas mengenai tegangan yang terjadi selama proses *abandonment and recovery* berlangsung.

Penulis menyadari dalam penyusunan Tugas Akhir ini masih jauh dari kesempurnaan karena keterbatasan ilmu yang dimiliki, oleh karena itu penulis berharap adanya kritik dan saran yang membangun agar penulis dapat lebih baik lagi dimasa mendatang. Penulis juga berharap agar laporan Tugas Akhir ini dapat bermanfaat bagi penulis dan juga yang membacanya dikemudian hari.

Wassalamu'alaikum Wr. Wb.

Surabaya, Juli 2019

Bana Fitro Ghifari

## UCAPAN TERIMAKASIH

Dalam pengerjaan Tugas Akhir ini telah banyak pihak yang membantu penulis dalam menyelesaikan proses penelitian Tugas Akhir ini, baik secara langsung maupun tidak langsung. Oleh karena itu pada kesempatan kali ini penulis ingin mengucapkan terimakasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Kedua orang tua dan juga adik penulis yang selalu memberikan dukungan, semangat, dan senantiasa mendoakan dengan tulus untuk penulis.
2. Bapak Ir. Imam Rochani, M.Sc. selaku dosen wali dan juga dosen pembimbing yang telah membimbing selama perkuliahan dan ilmu yang telah diberikan kepada penulis dalam pengerjaan Tugas Akhir.
3. Bapak Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D. selaku dosen pembimbing yang telah memberi banyak masukan terkait Tugas Akhir dan juga ilmu yang telah diberikan.
4. Seluruh dosen Departemen Teknik Kelautan atas semua ilmu yang diberikan selama perkuliahan.
5. Teman-teman TRITONOUS yang telah membantu selama proses pengerjaan tugas akhir ini.
6. Teman-teman LESKANTARA Surabaya yang telah bersama-sama menjalani perkuliahan di Surabaya.

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL .....</b>	<b>i</b>
<b>COVER PAGE .....</b>	<b>ii</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN .....</b>	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>iv</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>v</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>vi</b>
<b>UCAPAN TERIMAKASIH.....</b>	<b>vii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>viii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xiv</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN .....</b>	<b>xv</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Manfaat.....	3
1.5 Batasan Masalah.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI .....</b>	<b>5</b>
2.1 Tinjauan Pustaka .....	5
2.2 Dasar Teori .....	6
2.2.1 Metode Instalasi .....	6
2.2.2 <i>Abandonment and Recovery</i> .....	8
2.2.3 Gerakan Bangunan Apung .....	9
2.2.4 <i>Response Amplitude Operator (RAO)</i> .....	10
2.2.5 Spektra <i>JONSWAP</i> .....	11



2.2.6	Spektra Respons .....	12
2.2.7	<i>Allowable Stress and Strain Criteria</i> .....	13
2.2.8	Tegangan Ekuivalen.....	14
2.2.9	<i>Hoop Stress</i> .....	14
2.2.10	<i>Longitudinal Stress</i> .....	15
2.2.11	Metode Elemen Hingga.....	16
2.2.12	OFFPIPE .....	17
2.2.13	Analisis Dinamis .....	18
2.2.14	<i>Local Buckling Check</i> .....	18
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>		<b>21</b>
3.1	Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	21
3.2	Penjelasan Diagram Alir Penelitian .....	23
<b>BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN .....</b>		<b>25</b>
4.1	Pengumpulan dan Identifikasi Data .....	25
4.1.1	<i>Data Pipeline Properties</i> .....	25
4.1.2	Data Lapisan <i>Corrosion Coating</i> dan <i>Concrete Coating</i> .....	26
4.1.3	<i>Data Pipelaying Barge</i> .....	26
4.1.4	<i>Data Stinger</i> .....	27
4.1.5	Data Konfigurasi <i>Roller</i> pada <i>Barge</i> dan <i>Stinger</i> .....	28
4.1.6	<i>Data A&amp;R Wire</i> .....	29
4.1.7	Data Lingkungan.....	29
4.2	Pemodelan dan Validasi <i>Pipe laying barge</i> .....	31
4.3	Analisa <i>Response Amplitude Operator (RAO)</i> .....	35
4.3.1	Gerakan <i>Surge</i> .....	35
4.3.2	Gerakan <i>Sway</i> .....	36
4.3.3	Gerakan <i>Heave</i> .....	36

4.3.4	Gerakan <i>Roll</i> .....	37
4.3.5	Gerakan <i>Pitch</i> .....	38
4.3.6	Gerakan <i>Yaw</i> .....	38
4.4	Analisis Spektra.....	39
4.4.1	Analisis Spektra Gelombang.....	39
4.4.2	Analisis Spektra Respons .....	41
4.5	Analisis Tegangan Pada Proses <i>Abandonment and Recovery</i> .....	48
4.6	Pengecekan <i>Local Buckling</i> .....	66
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>		<b>69</b>
5.1	Kesimpulan.....	69
5.2	Saran .....	70
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>		<b>71</b>

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Peta Lokasi Lepas Pantai Subang.....	2
Gambar 2. 1 <i>S-Lay</i> (Bai, 2014).....	6
Gambar 2. 2 <i>J-Lay</i> (Bai, 2014).....	7
Gambar 2. 3 <i>Reel Lay</i> (Bai, 2014).....	8
Gambar 2. 4 <i>Tow Side</i> (Bai, 2014).....	8
Gambar 2. 5 Gerakan Bangunan Apung (Bhattacharyya, 1978) .....	10
Gambar 2. 6 <i>Hoop Stress</i> (Bai, 2014) .....	15
Gambar 2. 7 <i>Longitudinal Stress</i> (Guo, dkk. 2005) .....	16
Gambar 2. 8 Model <i>finite element method</i> saat <i>pipelaying</i> di <i>OFFPIPE</i> .....	18
Gambar 4. 1 Peta Jalur <i>Pipeline</i> dari <i>Platform SPA</i> ke <i>Platform B2C</i> .....	25
Gambar 4. 2 Model <i>Pipe laying barge</i> Tampak Isometric.....	31
Gambar 4. 3 Model <i>Pipe laying barge</i> Tampak Samping .....	31
Gambar 4. 4 Model <i>Pipe laying barge</i> Tampak Depan .....	32
Gambar 4. 5 Model <i>Pipe laying barge</i> Tampak Atas .....	32
Gambar 4. 6 Model <i>Pipe laying barge</i> dengan <i>Mooring</i> Tampak Isometric .....	33
Gambar 4. 7 Model <i>Pipe laying barge</i> dengan <i>Mooring</i> Tampak Samping.....	33
Gambar 4. 8 Model <i>Pipe laying barge</i> dengan <i>Mooring</i> Tampak Depan.....	33
Gambar 4. 9 Model <i>Pipe laying barge</i> dengan <i>Mooring</i> Tampak Atas dengan Arah Datang Gelombang.....	34
Gambar 4. 10 RAO gerakan <i>Surge</i> .....	35
Gambar 4. 11 RAO gerakan <i>Sway</i> .....	36
Gambar 4. 12 RAO gerakan <i>Heave</i> .....	37
Gambar 4. 13 RAO gerakan <i>Roll</i> .....	37
Gambar 4. 14 RAO gerakan <i>Pitch</i> .....	38
Gambar 4. 15 RAO gerakan <i>Yaw</i> .....	39
Gambar 4. 16 Spektra Energi Gelombang $H_s=2.7$ m $T_p=8.2$ s .....	40
Gambar 4. 17 Spektra respons <i>surge</i> pada $T_p=8.2$ s.....	42
Gambar 4. 18 Spektra respons <i>sway</i> pada $T_p=8.2$ s.....	43
Gambar 4. 19 Spektra respons <i>heave</i> pada $T_p=8.2$ s .....	44

Gambar 4. 20 Spektra respons <i>roll</i> pada $T_p=8.2$ s.....	45
Gambar 4. 21 Spektra respons <i>pitch</i> pada $T_p=8.2$ s.....	46
Gambar 4. 22 Spektra respons <i>yaw</i> pada $T_p=8.2$ s.....	47
Gambar 4. 23 Ilustrasi Proses <i>Abandonment</i> (1-3) dan <i>Recovery</i> (3-1) (Dok. Pribadi).....	49
Gambar 4. 24 Letak <i>pipeline</i> terhadap perubahan panjang <i>cable</i> yang digunakan pada kedalaman 32 m.....	50
Gambar 4. 25 Letak <i>pipeline</i> terhadap perubahan panjang <i>cable</i> yang digunakan pada kedalaman 37 m.....	50
Gambar 4. 26 Letak <i>pipeline</i> terhadap perubahan panjang <i>cable</i> yang digunakan pada kedalaman 42 m.....	50
Gambar 4. 27 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 32 m dari arah pembebanan gelombang dan arus $0^\circ$ .....	51
Gambar 4. 28 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 32 m dari arah pembebanan gelombang dan arus $45^\circ$ .....	52
Gambar 4. 29 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 32 m dari arah pembebanan gelombang dan arus $90^\circ$ .....	53
Gambar 4. 30 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 32 m dari arah pembebanan gelombang dan arus $135^\circ$ .....	54
Gambar 4. 31 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 32 m dari arah pembebanan gelombang dan arus $180^\circ$ .....	55
Gambar 4. 32 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 37 m dari arah pembebanan gelombang dan arus $0^\circ$ .....	56
Gambar 4. 33 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 37 m dari arah pembebanan gelombang dan arus $45^\circ$ .....	57

Gambar 4. 34 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 37 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 90° .....	58
Gambar 4. 35 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 37 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 135° .....	59
Gambar 4. 36 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 37 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 180° .....	60
Gambar 4. 37 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 42 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 0° .....	61
Gambar 4. 38 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 42 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 45° .....	62
Gambar 4. 39 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 42 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 90° .....	63
Gambar 4. 40 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 42 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 135° .....	64
Gambar 4. 41 Tegangan ekuivalen yang terjadi pada <i>pipeline</i> selama proses <i>abandonment and recovery</i> dikedalaman 42 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 180° .....	65

## DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 <i>Simplified Criteria, Overbend</i> (DNV OS F101) .....	14
Tabel 4. 1 Data <i>Pipeline Properties</i> .....	26
Tabel 4. 2 Data Lapisan <i>Corrosion Coating</i> dan <i>Concrete Coating</i> .....	26
Tabel 4. 3 Data <i>Pipelaying Barge</i> .....	26
Tabel 4. 4 Data <i>Mooring System</i> .....	27
Tabel 4. 5 Data Tipe <i>Stinger</i> .....	27
Tabel 4. 6 Data <i>Stinger Weight and Buoyancy</i> .....	27
Tabel 4. 7 Data Konfigurasi <i>Roller</i> pada <i>Barge</i> .....	28
Tabel 4. 8 Data Konfigurasi <i>Roller</i> pada <i>Stinger</i> .....	28
Tabel 4. 9 Data <i>A&amp;R Wire</i> .....	29
Tabel 4. 10 Data Gelombang dan Arus .....	29
Tabel 4. 11 Data Tanah .....	30
Tabel 4. 12 Data Kedalaman .....	30
Tabel 4. 13 Data Hasil Validasi Model <i>Pipe laying barge</i> .....	34
Tabel 4. 14 Perhitungan Spektra Gelombang dengan $H_s=2.7$ m dan $T_p=8.2$ s ....	39
Tabel 4. 15 Harga Stokastik Spektra Gelombang .....	41
Tabel 4. 16 Perhitungan Spektra Respons Surge $180^\circ$ dengan $H_s=2.7$ m dan $T_p=8.2$ s .....	41
Tabel 4. 17 Harga Stokastik Spektra Respons <i>Surge</i> .....	43
Tabel 4. 18 Harga Stokastik Spektra Respons <i>Sway</i> .....	43
Tabel 4. 19 Harga Stokastik Spektra Respons <i>Heave</i> .....	44
Tabel 4. 20 Harga Stokastik Spektra Respons <i>Roll</i> .....	45
Tabel 4. 21 Harga Stokastik Spektra Respons <i>Pitch</i> .....	46
Tabel 4. 22 Harga Stokastik Spektra Respons <i>Yaw</i> .....	47
Tabel 4. 23 <i>Limiting Sea State</i> .....	49
Tabel 4. 24 Data Nilai Tegangan Ekuivalen Maksimum Pada Tiap Kedalaman..	65
Tabel 4. 25 Data <i>Bending Moment</i> dan <i>Axial Force</i> Maksimum .....	66
Tabel 4. 26 Data Nilai UC Perhitungan <i>Local Buckling</i> .....	67

## DAFTAR LAMPIRAN

<b>LAMPIRAN A</b> HASIL OUTPUT SOFTWARE MOSES (HYDROSTATIC PROPERTIES).....	1
<b>LAMPIRAN B</b> HASIL OUTPUT SOFTWARE MOSES (RAO).....	3
<b>LAMPIRAN C</b> HASIL OUTPUT SOFTWARE OFFPIPE (Kedalaman 32 m Arah 180°).....	15
<b>LAMPIRAN D</b> PERHITUNGAN LOCAL BUCKLING (Kedalaman 32 m) .....	63
<b>LAMPIRAN E</b> PERHITUNGAN LOCAL BUCKLING (Kedalaman 37 m).....	67
<b>LAMPIRAN F</b> PERHITUNGAN LOCAL BUCKLING (Kedalaman 42 m).....	71





# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1 Latar Belakang

Kebutuhan minyak dan gas bumi terus meningkat seiring berkembangnya berbagai macam industri yang memiliki ketergantungan tinggi terhadap keberadaannya. Sehingga untuk memenuhi kebutuhan yang tinggi, kegiatan eksplorasi dan eksploitasi terus-menerus dilakukan. Hal ini juga menyebabkan berkembangnya teknologi untuk kegiatan tersebut. Salah satu teknologi yang muncul adalah penggunaan pipa sebagai alat transportasi minyak dan gas bumi baik didarat maupun dilaut. Penggunaan pipa sebagai alat transportasi migas diawali di Amerika Serikat pada tahun 1859 (Wolbert, 1952). Semenjak itu industry migas telah membuktikan bahwa penggunaan pipa sebagai alat transportasi adalah yang paling ekonomis untuk memindahkan migas dalam jumlah yang besar dan juga memiliki kemampuan adaptasi terhadap lingkungan yang sulit dicapai oleh alat transportasi lainnya (Guo dkk, 2005).

Sebelum dapat digunakan sebagai alat transportasi migas, pipa harus terlebih dahulu melalui tahap desain untuk akhirnya dapat dilakukan tahap instalasi. Tahap instalasi merupakan tahapan dimana pipa akan diletakkan pada lokasi yang ditentukan. Pada instalasi pipa bawah laut terdapat beberapa metode yang dapat dilakukan yaitu *S-Lay*, *J-Lay*, *Towing* dan *Reeling*. Beberapa parameter yang akan mempengaruhi keberhasilan instalasi pipa bawah laut antara lain besarnya *tension* pada *tensioner*, konfigurasi radius kurvatur pada *stinger*, juga konfigurasi roller agar tegangan dan regangan yang terjadi tidak melebihi *standard* yang digunakan (Bai dan Bai, 2014).

Namun pada kondisi sebenarnya ada beberapa kondisi dimana proses instalasi mengalami gangguan dan menyebabkan penghentian sementara proses instalasi. Hal yang menyebabkan penghentian sementara dari proses instalasi antara lain kondisi cuaca yang buruk, kegagalan fungsi peralatan instalasi, maupun kerusakan pada pipa itu sendiri. Pada kondisi tersebut dilakukan prosedurantisipasi untuk mencegah terjadinya kegagalan pada proses instalasi. Prosedur

yang digunakan adalah *abandonment and recovery*, pada prosedur *abandonment* pipa akan disambungkan dengan *pullhead* yang telah dipasangkan kabel untuk kemudian diturunkan ke dasar laut dengan bantuan *winch* dan untuk mengetahui lokasi *abandonment* ujung kabel akan dipasangkan pelampung (*buoy*). Setelah kondisi memungkinkan untuk melakukan instalasi maka dilakukan prosedur *recovery* dimana kabel yang telah dipasangkan di *pullhead* akan ditarik dari *lay barge* menggunakan *winch* hingga pipa dapat diamankan oleh *tensioner* dan *pullhead* dilepaskan sehingga proses instalasi dapat dilanjutkan kembali (Braestrup, 2005).



**Gambar 1. 1** Peta Lokasi Lepas Pantai Subang  
(Sumber: Google Earth)

Pada penelitian ini lokasi instalasi pipa bawah laut terletak di utara Pulau Jawa, tepatnya di lepas pantai Subang atau di Laut Jawa ( $05^{\circ} 57' 06.761''$  S  $107^{\circ} 39' 06.344''$  E). Pipa bawah laut ini akan di instalasi dengan metode S-Lay dan nantinya akan berfungsi untuk mengalirkan fluida gas antara dua platform.

## 1.2 Perumusan Masalah

Berikut adalah permasalahan yang akan dibahas dalam tugas akhir ini:

1. Bagaimana karakteristik gerak *pipe laying barge* pada saat instalasi?

2. Bagaimana tegangan yang terjadi pada pipa saat proses *abandonment and recovery*?
3. Bagaimana *local buckling* yang terjadi pada pipa akibat *load controlled condition* saat proses *abandonment and recovery*?

### 1.3 Tujuan

1. Menganalisa karakteristik gerak *pipe laying barge* pada saat instalasi.
2. Menganalisa tegangan yang terjadi pada pipa saat proses *abandonment and recovery*.
3. Mengetahui *local buckling* pada pipa akibat *load controlled condition* saat proses *abandonment and recovery*.

### 1.4 Manfaat

Hasil penelitian dari tugas akhir ini diharapkan dapat menjadi referensi pembaca dalam memahami dan melakukan analisa proses *abandonment and recovery* saat instalasi.

### 1.5 Batasan Masalah

1. Data pipa yang digunakan adalah data pipa 12” di lepas pantai Subang, Jawa Barat dengan material API 5L Grade X65.
2. Kedalaman yang digunakan selama proses *abandonment and recovery* adalah 32 m, 37 m, dan 42 m dengan *slope 0°*.
3. Metode instalasi yang digunakan adalah *S-Lay*.
4. Perhitungan tegangan dilakukan dengan *software OFFPIPE*.
5. Arah datang gelombang yang digunakan adalah 0°, 45°, 90°, 135°, dan 180° dan besarnya sama untuk semua arah.
6. Beban gelombang yang dipilih adalah gelombang signifikan untuk semua arah.
7. Massa kabel diabaikan.
8. Panjang *cable* yang digunakan adalah 76 m, 180 m, 230 m, dan 280 m.
9. *Tension* yang digunakan konstan.
10. Perubahan *touchdown point* akibat panjang *cable* tidak dianalisa.
11. *Concrete coating* tidak dianalisa

*Halaman ini sengaja dikosongkan.*

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

#### 2.1 Tinjauan Pustaka

Proses instalasi pipa bawah laut merupakan salah satu tahapan sebelum akhirnya pipa bawah laut dapat dioperasikan. Proses ini memiliki ketergantungan pada beberapa factor agar dapat berjalan dengan baik. Faktor yang mempengaruhi proses instalasi pipa bawah laut antara lain kondisi lingkungan yang menyebabkan *pipe laying vessel* mengalami gerakan yang melebihi toleransi untuk melakukan instalasi. (Braestrup, 2005). Selain itu factor yang dapat mempengaruhi proses instalasi dapat disebabkan oleh terjadinya *buckling* pada pipa juga kerusakan alat pendukung proses instalasi. Selama proses instalasi berlangsung akan mengacu pada *codes dan standard* yang berlaku untuk memenuhi kriteria yang telah ditentukan.

Saat keadaan yang mempengaruhi proses instalasi menyebabkan proses instalasi harus dihentikan maka diperlukan solusi agar pipa tidak mengalami kerusakan lebih lanjut. Oleh karena itu dilakukan proses *abandonment and recovery* yang bertujuan meletakkan pipa untuk sementara didasar laut. Proses ini dilakukan dengan cara memasang *pullhead* pada ujung pipa melalui tahap pengelasan agar air tidak dapat memasuki pipa. Selanjutnya *pullhead* tersebut dipasangkan *cable* yang telah terhubung dengan *winch* untuk selanjutnya pipa diturunkan secara perlahan. Selama proses tersebut beban pipa yang ditahan oleh *tensioner* akan dialihkan oleh *winch* hingga pipa terletak didasar laut secara sempurna. Sedangkan proses *recovery* merupakan kebalikan dari proses *abandonment* dimana pipa yang telah diletakkan didasar laut akan diangkat kembali ke atas *pipe laying vessel* untuk kemudian dilanjutkan proses instalasi (Soegiono, 2007). Selama proses ini berlangsung harus dipastikan seluruh penampang melintang pipa tidak mengalami tegangan berlebih (Datta, 1982).

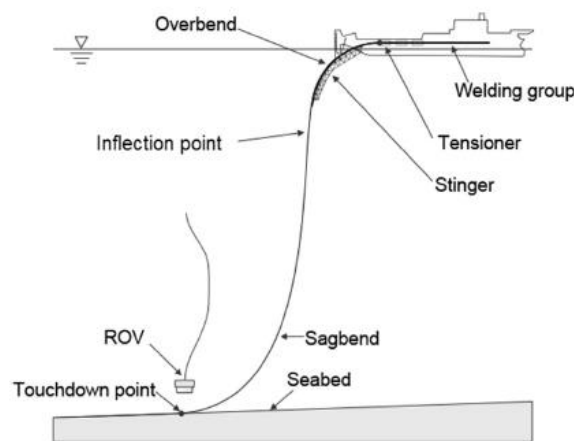
## 2.2 Dasar Teori

### 2.2.1 Metode Instalasi

Instalasi pipa bawah laut dapat dilakukan dengan kapal pemasang yang khusus (*Lay Barge*). Salah satu factor yang mempengaruhi metode instalasi yang digunakan antara lain kedalaman laut dan jenis pipa yang digunakan. Berikut adalah beberapa macam metode instalasi pipa bawah laut:

#### a. Metode *S-Lay*

Salah satu metode untuk pemasangan pipa yaitu metoda *S-lay*, disebut *S-lay* karena kurva pipa yang keluar dari kapal pemasang sampai seabed berbentuk seperti huruf S. *Pipeline* difabrikasi di atas kapal dengan satu, dua atau tiga joints. Membutuhkan stinger untuk mengontrol bending bagian atas dan tensioner untuk mengontrol bagian bawah. Laut yang lebih dalam membutuhkan stinger yang lebih panjang dan tensioner yang lebih kuat. *S-lay* laut dangkal hanya bisa dipakai sampai kedalaman sekitar 300m saja. Ukuran pipa maksimum yang bisa diinstal adalah 60" OD.

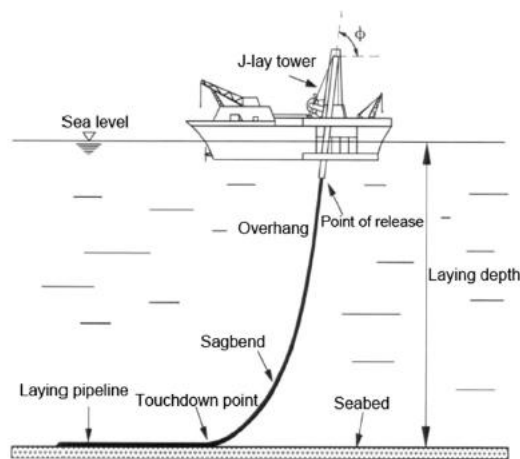


**Gambar 2. 1** *S-Lay* (Bai, 2014)

#### b. Metode *J-Lay*

Metode *J-Lay* menggunakan kapal dengan sebuah menara sentral, untuk melakukan pengelasan pada posisi vertikal dan peluncuran pipa dari menara. Pipa

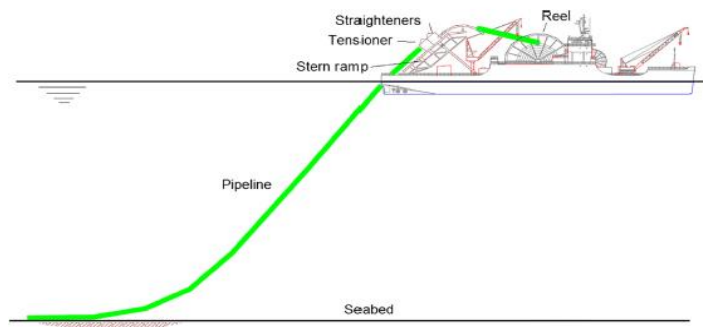
dilepaskan dengan cara membentuk lengkungan *sagbend*, untuk menghindari *overbend*, seperti yang ditunjukkan gambar dibawah. Kesulitan terbesar dalam metoda ini adalah proses pengelasan yang dilakukan secara vertical. Meskipun membawa keuntungan dibandingkan dengan metoda S-lay untuk perairan dalam, J-Lay memiliki tingkat produksi yang relatif rendah karena terbatasnya jumlah work station. Metoda J-Lay sangat cocok untuk perairan dalam dan tidak cocok untuk perairan dangkal.



**Gambar 2. 2** *J-Lay* (Bai, 2014)

c. Metode Reel Lay

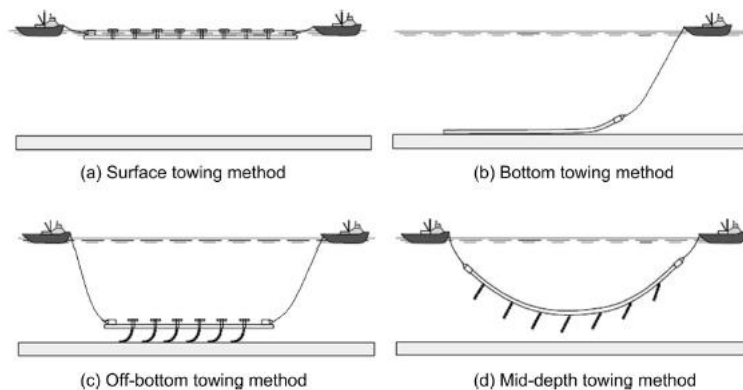
Metode ini umumnya digunakan pada proses instalasi dengan pipa berukuran diameter kecil atau pipa yang fleksibel. Pada instalasi ini dibutuhkan vessel yang memiliki drum dengan ukuran besar karena pipa tersebut digulung dalam drum ini. Apabila proses instalasi dilakukan secara horizontal maka akan berbentuk S-Lay namun jika instalasi dilakukan secara vertikal maka akan berbentuk J-Lay. Metode ini lebih murah jika dibandingkan dengan metode lain ditinjau dari sisi waktu dan biaya, namun terbatas pada pipa dengan ukuran diameter yang relatif kecil.



**Gambar 2. 3** *Reel Lay* (Bai, 2014)

d. Metode Tow Side

Metoda ini digunakan dengan cara menarik pipa yang sudah disiapkan di darat dan kemudian ditarik ke tempat instalasi dengan cara ditarik oleh tug boat. Ada 4 jenis tow berdasarkan posisi pipa terhadap dasar laut: bottom tow, off-bottom tow, controlled depth tow and surface tow. Selain bottom tow, diperlukan minimal dua buah kapal, satu di depan dan satu di belakang. Dalam controlled depth tow, kecepatan kapal harus disesuaikan dengan kedalaman pipa yang diinginkan pada saat proses towing. Dalam metode towing lay, semua fabrikasi dikerjakan di onshore termasuk pemasangan anode dan coating di sambungan sebelum proses towing dilakukan.



**Gambar 2. 4** *Tow Side* (Bai, 2014)

**2.2.2** *Abandonment and Recovery*

Seperti pada operasi lepas pantai lainnya, proses instalasi pipa bawah laut bergantung pada kondisi cuaca di lokasi instalasi dan juga ukuran dari *pipelaying vessel* yang digunakan dalam mentoleransi kondisi yang ada. Saat kondisi tidak

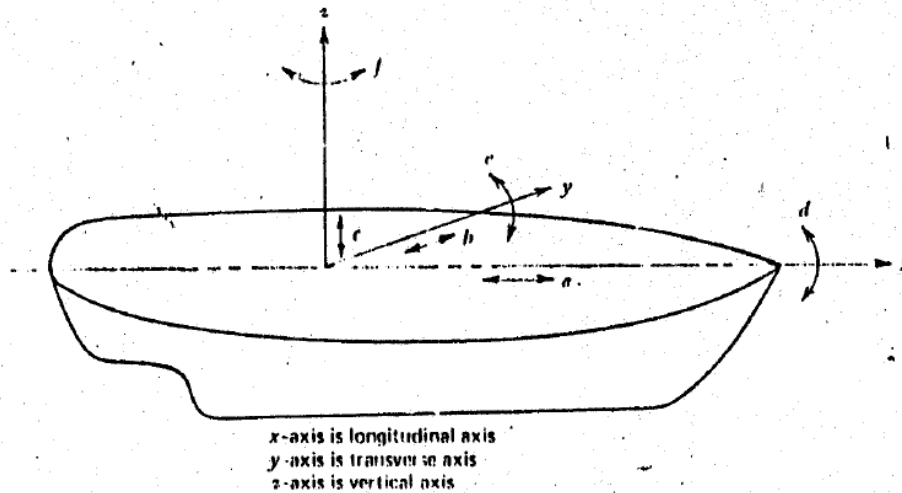


memungkinkan untuk melakukan instalasi maka akan dilakukan proses *abandonment*. Proses *abandonment* pipa akan dilakukan secara sementara hingga kondisi memungkinkan untuk melanjutkan instalasi pipa bawah laut. Proses *abandonment* dimulai dengan memasang *pullhead* di ujung pipa yang berada di atas *pipe laying vessel* dengan cara pengelasan. Kemudian pada *pullhead* akan dipasangkan *cable* yang digunakan untuk menurunkan pipa, pada prosesnya beban pipa yang awalnya ditahan oleh *tensioner* akan secara perlahan digantikan oleh *winch* hingga pipa tenggelam ke dasar laut secara sempurna. Untuk melanjutkan proses instalasi dilakukan proses *recovery* yang bertujuan menarik pipa yang sudah ditenggelamkan ke dasar laut kembali ke atas *pipe laying vessel*. Proses ini dimulai dengan menarik *cable* yang dipasangkan pada *pullhead* menggunakan *winch*. Lalu secara perlahan saat pipa sudah di atas *pipe laying vessel* peran *winch* yang menahan beban *cable* akan digantikan oleh *tensioner* saat pipa sudah mencapai *tensioner* kembali. Lalu *pullhead* akan dilepaskan untuk kemudian dilanjutkan dengan proses instalasi kembali (Braestrup. 2005).

### 2.2.3 Gerakan Bangunan Apung

Setiap struktur terapung yang bergerak di atas permukaan laut akan selalu mengalami gerakan osilasi. Gerakan yang terjadi terbagi menjadi 2 jenis gerakan yaitu gerakan translasi dan gerakan rotasi. Masing-masing gerakan tersebut terbagi lagi pada 3 arah sumbu gerakan (Bhattacharya, 1978). Berikut adalah gerakan pada masing-masing jenis gerakan berdasarkan arah sumbunya:

- a. *Surge* : Gerakan lateral pada sumbu -x.
- b. *Sway* : Gerakan lateral pada sumbu -y.
- c. *Heave* : Gerakan lateral pada sumbu -z.
- d. *Roll* : Gerakan rotasional terhadap sumbu -x.
- e. *Pitch* : Gerakan rotasional terhadap sumbu -y.
- f. *Yaw* : Gerakan rotasional terhadap sumbu -z.



**Gambar 2. 5** Gerakan Bangunan Apung (Bhattacharyya, 1978)

#### 2.2.4 Response Amplitude Operator (RAO)

Pada saat merancang suatu struktur terapung, salah satu informasi penting yang digunakan adalah informasi tentang karakteristik gerakan struktur terapung itu sendiri. Informasi ini umumnya disajikan dalam bentuk grafik, dimana absisnya merupakan parameter frekuensi sedangkan ordinatnya adalah rasio antara amplitudo gerakan  $\zeta_{k0}$  dan amplitudo gelombang  $\zeta_0$ .

*Response Amplitude Operator* (RAO) merupakan alat untuk mentransfer beban luar dalam hal ini gelombang dalam rentang frekuensi menjadi bentuk respon yang diterima pada suatu struktur. Sehingga umumnya RAO juga dikenal sebagai *transfer function* (Chakrabarti, 2005). Selain itu RAO juga bisa diartikan sebagai hubungan antara amplitudo respon terhadap amplitudo gelombang ( $\zeta_{respon}/\zeta_{gelombang}$ ). Amplitudo respon bisa berupa gerakan, tegangan, maupun getaran. Pada grafik RAO absisnya merupakan frekuensi gelombang insiden, gelombang papasan atau gelombang non-dimensi. Sedangkan ordinatnya merupakan rasio gerakan mode tertentu dengan amplitudo gelombang laut (Djarmiko, 2012).

RAO pada gerakan translasi yang meliputi *surge*, *sway* dan *heave* merupakan perbandingan langsung antara amplitude gerakannya disbanding dengan amplitude gelombang insiden (keduanya dalam satuan panjang) :

$$RAO = \frac{\zeta_{k0}}{\zeta_0} \left( \frac{m}{m} \right) \quad (2.1)$$

dimana,

$\zeta_{k0}$ =Amplitudo mode gerakan struktur (m)

$\zeta_0$ =Amplitudo gelombang laut (m)

Sedangkan RAO pada gerakan rotasi yang meliputi *roll*, *pitch* dan *yaw* merupakan perbandingan antara amplitude gerakan rotasi (dalam radian) dengan kemiringan gelombang, yang merupakan perkalian antara angka gelombang,  $k_w = \omega^2/g$ , dengan amplitudo gelombang insiden :

$$RAO = \frac{\zeta_{k0}}{k_w \zeta_0} = \frac{\zeta_{k0}}{\left(\frac{\omega^2}{g}\right) \zeta_0} \quad (2.2)$$

dimana,

$$k_w = \text{Angka Gelombang}$$

### 2.2.5 Spektra JONSWAP

*JONSWAP* merupakan kepanjangan singkatan dari *Joint North Sea Wave Project*. Spektra ini dihasilkan oleh sejumlah Negara yang melakukan penelitian secara bersama-sama di Laut Utara. Menurut laporan dari Hasselman dkk (1973, 1978) formulasi spectra *JONSWAP* adalah modifikasi dari spectra Pierson-Moskowitz, dengan memasukkan parameter-parameter yang mengakomodasi karakteristik gelombang pada perairan tertutup, atau kepulauan (Djatkiko, 2012). Menurut DNV-RP-C205 persamaan spektrum gelombang *JONSWAP* dinyatakan dengan:

$$S_{\eta\eta}(\omega) = \alpha g^2 \omega^{-5} \exp\left\{-\frac{5}{4}\left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right\} \gamma \exp\left\{-0.5\left(\frac{\omega-\omega_p}{\sigma\omega_p}\right)^2\right\} \quad (2.3)$$

dimana,

$(\omega)$  = Spektrum *JONSWAP*

$\alpha$  = Konstanta Philips

$g$  = Percepatan gravitasi (m/s<sup>2</sup>)

$\omega$  = Frekuensi angular gelombang (rad/s)

$$= 2\pi/T$$

$\omega_p$  = Frekuensi puncak spektra (rad/s)

$$= 2\pi/T_p$$

$\gamma = \text{Peak Enhancement Factor}$

$\sigma = \text{Spectral width parameter}$

Nilai dari Konstanta Philips, *Peak Enhancement Factor* dan *Spectral Width Parameter* secara berturut-turut didapatkan dari persamaan berikut ini:

$$\alpha = \frac{5}{16} \frac{H_s^2 \omega_p^4}{g^2} (1 - 0.287 \ln \gamma) \quad (2.4)$$

dimana,

$H_s = \text{Tinggi Gelombang Signifikan (m)}$

$$\gamma = \begin{cases} 5 & \varphi \leq 3.6 \\ \exp(5.75 - 1.15 \varphi) & 3.6 \leq \varphi < 5 \\ 1 & \varphi \geq 5 \end{cases} \quad \varphi = \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \quad (2.5)$$

$$\sigma = \begin{cases} 0.07 & \text{if } \omega < \omega_p \\ 0.09 & \text{else} \end{cases} \quad (2.6)$$

Namun dari sejumlah kajian, untuk perairan Indonesia disarankan memakai parameter  $\gamma$  yang lebih kecil, sekitar 2.0 sampai 2.5. Hal ini pada intinya adalah untuk mengurangi dominasi energy yang dikontribusikan oleh frekuensi gelombang tertentu saja (Djarmiko, 2012).

### 2.2.6 Spektra Respons

Gelombang acak merupakan superposisi dari komponen-komponen pembentuknya yang berupa gelombang sinusoidal dalam jumlah tak terhingga. Tiap-tiap komponen gelombang mempunyai tingkat energi tertentu yang dikontribusikan, yang kemudian secara keseluruhan diakumulasi dalam bentuk spektrum energi gelombang (Djarmiko, 2012). Spektrum gelombang dengan demikian merupakan representasi yang valid untuk suatu gelombang acak tertentu. Maka dari itu jika ingin mengetahui karakteristik respons bangunan laut terhadap suatu gelombang acak maka gelombang acak tersebut harus didekomposisi terlebih dahulu menjadi komponen-komponen gelombang reguler.

Gelombang acak yang didekomposisi tersebut secara prinsip diwakili oleh luasan dibawah kurva spektra gelombang  $S\zeta(\omega)$  yang dapat dibagi menjadi pias-

pias berdasarkan kenaikan frekuensinya. Sedangkan komponen-komponen respons gelombang sinusoidal dapat diwakili oleh kurva RAO. Sehingga dapat disimpulkan bahwa respons bangunan laut digelombang acak dapat diperoleh dengan mengkorelasikan spektra gelombang  $S_{\zeta}(\omega)$  dengan RAO. Menurut Djatmiko (2012) hubungan antara spektra gelombang dengan RAO dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$S_{r\zeta}(\omega) = RAO^2 \times S_{\zeta}(\omega) \quad (2.7)$$

dimana,

$S_{r\zeta}(\omega)$  = Spektra Respons

$S_{\zeta}(\omega)$  = Spektra Gelombang

RAO = Transfer function

$\omega$  = Frekuensi gelombang (rad/s)

### 2.2.7 Allowable Stress and Strain Criteria

Dalam berbagai bidang industri, keselamatan dan keamanan saat instalasi maupun operasional menjadi hal yang sangat penting untuk diperhatikan. Oleh karena itu diperlukan pedoman untuk melaksanakan suatu prosedur agar factor keselamatan dan keamanan dapat tercapai. Sehingga dibuatlah *codes and standard* dimana didalamnya merupakan dokumen yang mengatur atau merekomendasikan kinerja, karakteristik produk, desain, atau manajemen tujuan.

Dalam penelitian tugas akhir ini digunakan *codes and standard* yang dikeluarkan oleh biro klasifikasi asal Norwegia yaitu DNV GL. Biro klasifikasi ini sendiri adalah hasil merger dari dua perusahaan besar dibidang klasifikasi yaitu Det Norske Veritas (Norwegia) and Germanischer Lloyd (Jerman).

Berdasarkan DNV-OS-F101 *Submarine Pipeline Systems* didapatkan kriteria tegangan saat instalasi adalah:

$$\sigma_{eq} < 0.87 f_y \quad (2.8)$$

dimana,

$\sigma_{eq}$  = *Equivalent Stress*

$f_y$  = SMYS

Untuk kriteria regangan pada pipa API 5L Grade X65 saat instalasi berdasarkan DNV-OS-F101 *Submarine Pipeline Systems* harus mengikuti kriteria I untuk analisa statis dan kriteria II untuk analisa dinamis:

**Tabel 2. 1** *Simplified Criteria, Overbend (DNV OS F101)*

<i>Criterion</i>	<i>X70</i>	<i>X65</i>	<i>X60</i>	<i>X52</i>
I	0.270%	0.250%	0.230%	0.205%
II	0.325%	0.305%	0.290%	0.260%

### 2.2.8 Tegangan Ekuivalen

Tegangan ekuivalen atau disebut juga tegangan Von Mises merupakan resultan dari keseluruhan tegangan yang terjadi pada pipa. Keseluruhan tegangan tersebut meliputi tegan longitudinal, tegangan hoop dan tegangan tangensial. Tegangan ekuivalen dirumuskan sebagai berikut:

$$\sigma_e = \sqrt{\sigma_h^2 + \sigma_l^2 - \sigma_h \cdot \sigma_l + 3 \cdot \tau^2} \quad (2.9)$$

dimana:

$\sigma_e$  = *equivalent stress, von mises*

$\sigma_h$  = *hoop stress*

$\sigma_l$  = *longitudinal stress*

$\tau$  = *shear tangential stress*

### 2.2.9 Hoop Stress

Dalam proses desain pipa bawah laut, salah satu tahapan yang sangat penting adalah proses pemilihan tebal dinding pipa dan material yang digunakan. Hal ini dikarenakan pipa akan dirancang agar mampu menahan perbedaan tekanan yang terjadi dari dalam dan luar pipa, perbedaan tekanan yang terjadi pada pipa ini mengakibatkan timbulnya tegangan yang disebut sebagai *hoop stress*. Apabila *hoop stress* yang terjadi pada *pipeline* terlalu besar, sehingga tegangan yang terjadi melewati titik kekuatan *yield* materialnya dan keadaan ini terus berlanjut

maka dinding pipa akan pecah. Sehingga untuk mencegah hal ini terjadi maka dalam tahap desain terdapat salah satu kriteria dimana pipa harus mampu menahan *hoop stress* yang terjadi, berdasarkan Untuk mencegah hal ini terjadi, dalam desain salah satu kriteria desain adalah *pipeline* mampu menahan *hoop stress* yang terjadi, berdasarkan DNV-OS-F101 *Submarine Pipeline Systems hoop stress* dirumuskan sebagai berikut :

$$\sigma_h = (p_i - p_e) \frac{D-t_2}{2t_2} \quad (2.10)$$

dimana,

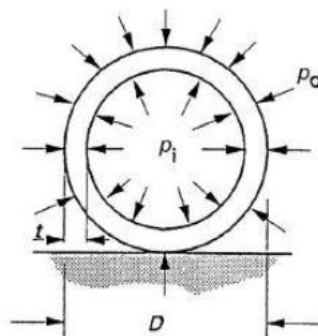
$\sigma_h$  = Hoop Stress

$p_i$  = Internal Pressure

$p_e$  = External Pressure

$D$  = Pipeline Outside Diameter

$t_2$  = Pipeline Wall Thickness



**Gambar 2. 6** Hoop Stress (Bai, 2014)

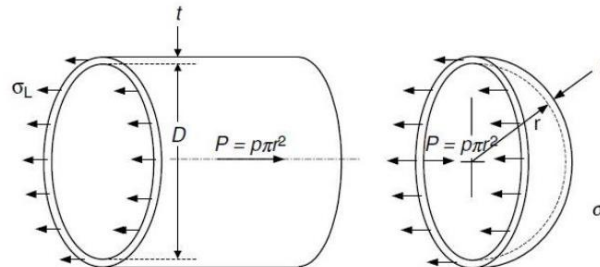
### 2.2.10 Longitudinal Stress

*Longitudinal stress* merupakan tegangan yang memiliki arah sejajar dengan penampang pipa dan bekerja pada penampang pipa. Berdasarkan DNV-OS-F101 *Submarine Pipeline Systems Longitudinal stress* dirumuskan sebagai berikut:

$$\sigma_l = \frac{N}{\pi(D-t_2)t_2} + \frac{M}{\frac{\pi(D^4-(D-2t_2)^4)}{32D}} \quad (2.11)$$

dimana,

$\sigma_l$  = Longitudinal Stress  
 $N$  = Axial Force in Pipeline  
 $M$  = Moment  
 $D$  = Pipeline Outside Diameter  
 $t$  = Pipeline Wall Thickness



**Gambar 2. 7** Longitudinal Stress (Guo, dkk. 2005)

### 2.2.11 Metode Elemen Hingga

Metode Elemen Hingga atau FEM merupakan metode numeris yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan pada suatu model struktur kontinu. Dengan penggunaan metode FEM maka analisa yang dilakukan pada suatu struktur kompleks seperti analisa tegangan dan regangan dapat dilakukan dengan lebih mudah dibandingkan dengan metode klasik. Pada analisa menggunakan FEM, struktur dimodelkan menjadi beberapa elemen yang saling dihubungkan dengan *nodes*, dimana pada tiap *nodes* akan ditentukan derajat kebebasan pada elemen tersebut. Perbedaan dari struktur FEM dengan struktur kontinu terdapat pada jumlah elemennya. Dimana struktur FEM memiliki jumlah elemen hingga (*finite*) dan struktur kontinu memiliki jumlah elemen tak hingga (*infinite*). Dengan menggunakan metode FEM maka di gunakan persamaan aljabar, yang dibentuk dalam beberapa matriks yaitu matriks kekakuan (*stiffness matrix*), matriks displasmen (*displacement matrix*) dan matriks beban (*load matrix*).

$$[K]\{u\}=\{F\} \quad (2.12)$$

dengan,

$[K]$ =Stiffness Matrix

$\{u\}$ =Displacement Matrix

$\{F\}$ =Force Matrix



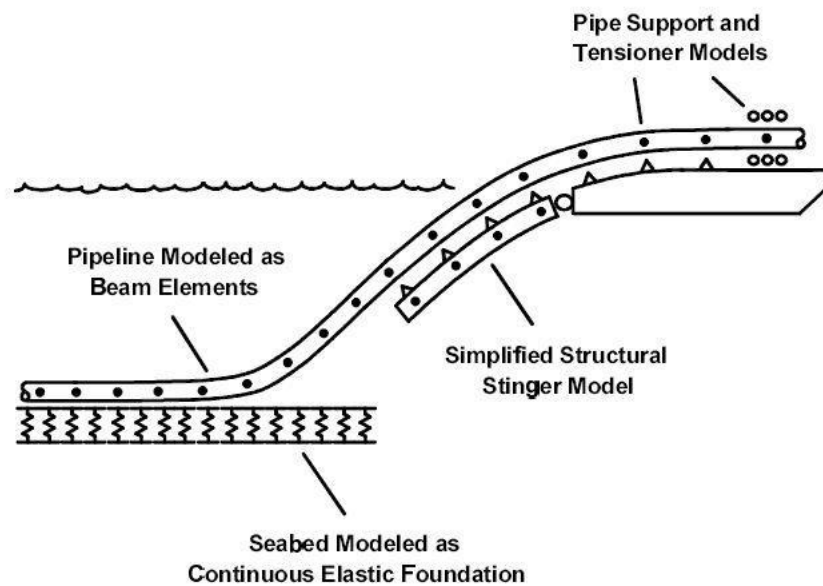
Pada analisa instalasi *pipeline* dengan menggunakan software OFFPIPE, metode analisis yang digunakan merupakan metode FEM. Metode ini menggantikan metode Euler-Bernoulli *linear beam theory* yang biasa digunakan dalam menyelesaikan permasalahan pada struktur lepas pantai. Hal yang perlu diperhatikan adalah pada analisis menggunakan Metode Elemen Hingga atau FEM, hasil analisis yang didapat merupakan hasil pendekatan (*approximation*). Namun, semakin banyak jumlah elemen pada analisis, maka diharapkan hasil dari analisis yang dilakukan akan semakin mendekati nilai pasti (*exact solution*).

#### **2.2.12 OFFPIPE**

OFFPIPE merupakan program computer dengan basis operasi perhitungan menggunakan *finite element method* (FEM). OFFPIPE dikembangkan secara spesifik untuk melakukan pemodelan dan analisis struktural pada permasalahan *non-linear* yang terdapat pada instalasi *pipeline*. Kemampuan analisis *software* OFFPIPE meliputi :

- Analisis *pipe laying* baik pada kondisi statis maupun dinamis untuk berbagai konfigurasi *barge* dan *stinger* yang digunakan dengan berbagai metode instalasi seperti metode S-Lay, J-Lay
- Analisis pipeline *intiation* dan *laydown*
- Analisis *abandonment and recovery*
- Analisis *davit lift*
- Menghitung tegangan pada pipa dikondisi statis saat mengalami *free span* dan defleksi untuk kondisi dasar laut tidak rata

Analisis instalasi *pipeline* dengan menggunakan *software* OFFPIPE dilakukan dengan memodelkan *pipe laying system* sebagai model elemen hingga. Pada OFFPIPE *pipe laying system* dimodelkan sebagai berikut :



Gambar 2. 8 Model *finite element method* saat pipelaying di OFFPIPE

### 2.2.13 Analisis Dinamis

Menurut Chakrabarti (2005) dalam analisis dinamis suatu struktur laut terapung dapat dilakukan dengan dua cara yaitu metode *frequency domain* dan *time domain*. Pada *frequency domain* simulasi dilakukan dengan interval frekuensi yang telah ditentukan sebelumnya. Metode ini lebih hemat waktu jika dibandingkan dengan *time domain*. Metode *frequency domain* dapat digunakan untuk menghitung respons bangunan laut di gelombang acak. Sedangkan metode *time domain* analisa dinamis struktur dilakukan berdasarkan fungsi waktu, nantinya metode ini akan menghasilkan *response time history*. Keuntungan dari metode *time domain* ini adalah persamaan non-linier dari sistem yang akan dianalisis dapat dimodelkan dengan lebih tepat. Namun kekurangannya adalah metode ini memerlukan waktu yang lebih lama.

### 2.2.14 Local Buckling Check

Local buckling dapat terjadi pada pipa yang mengalami *combined pressure, longitudinal force, dan bending* yang mengakibatkan terjadi deformasi bentuk pada penampang melintang suatu pipa. Sehingga untuk mengetahui apakah pipa mengalami *local buckling*, maka dilakukan pengecekan berdasarkan *code and standards* yang digunakan. Pada penelitian ini digunakan DNV OS F101 untuk melakukan pengecekan terhadap *local buckling* yang terjadi. Pengecekan

*local buckling* dapat dipisahkan menjadi pengecekan terhadap *load controlled condition (bending moment)* dan *displacement controlled condition (strain level)*. Karena hubungan antara *bending moment* dan *maximum strain* pada pipa, kekuatan yang diijinkan dapat menjadi lebih tinggi apabila digunakan kriteria berbasis *strain* sehingga penggunaan kriteria berbasis *bending moment* dapat diaplikasikan pada kedua situasi baik *load-* maupun *displacement controlled* (Bai, 2014). Berdasarkan DNV OS F101, pengecekan *local buckling* dapat dilakukan setelah mengetahui nilai tegangan *aksial*, *bending moment*, dan *external overpressure* menggunakan persamaan berikut :

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{Sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{Sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left( \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (2.13)$$

digunakan untuk:

$$\frac{D}{t_2} \leq 45, \quad P_i < P_e$$

Dimana,

$M_{Sd}$  = *Bending Moment (Kn.m)*

$S_{Sd}$  = *Effective axial force (Kn.m)*

$P_e$  = *External Pressure (Mpa)*

$P_c$  = *Collapse Pressure (Mpa)*

$P_{min}$  = *Minimum internal pressure that can be sustained (Mpa)*

$\gamma_m$  = *Material Resistance Factor*

$\gamma_{SC}$  = *Safety Class Resistance Factor*

$S_p$  = *Tahanan aksial plastis*

$M_p$  = *Tahanan momen plastis*

$\alpha_c$  = *Flow stress parameter*

$t_2$  = *Pipe wall thickness*

$$S_p(t) = f_y \cdot \pi \cdot (D - t) \cdot t \quad (2.14)$$

$$M_p(t) = f_y \cdot (D - t)^2 \cdot t \quad (2.15)$$

$$\alpha_c = (1 - \beta) + \beta \cdot \frac{f_u}{f_y} \quad (2.16)$$

$$\alpha_c = \begin{cases} 1 - \beta & \frac{p_i - p_e}{p_b} < \frac{2}{3} \\ 1 - 3\beta \left(1 - \frac{p_i - p_e}{p_b}\right) & \frac{p_i - p_e}{p_b} \geq \frac{2}{3} \end{cases} \quad (2.17)$$

$$\beta = \begin{cases} 0.5 & \text{for } D/t_2 < 15 \\ \left(\frac{60 - D/t_2}{90}\right) & \text{for } 15 \leq D/t_2 \leq 60 \\ 0 & \text{for } D/t_2 > 60 \end{cases} \quad (2.18)$$

### BAB III METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian

Penjelasan mengenai tugas akhir ini dapat dilihat pada diagram alir berikut:

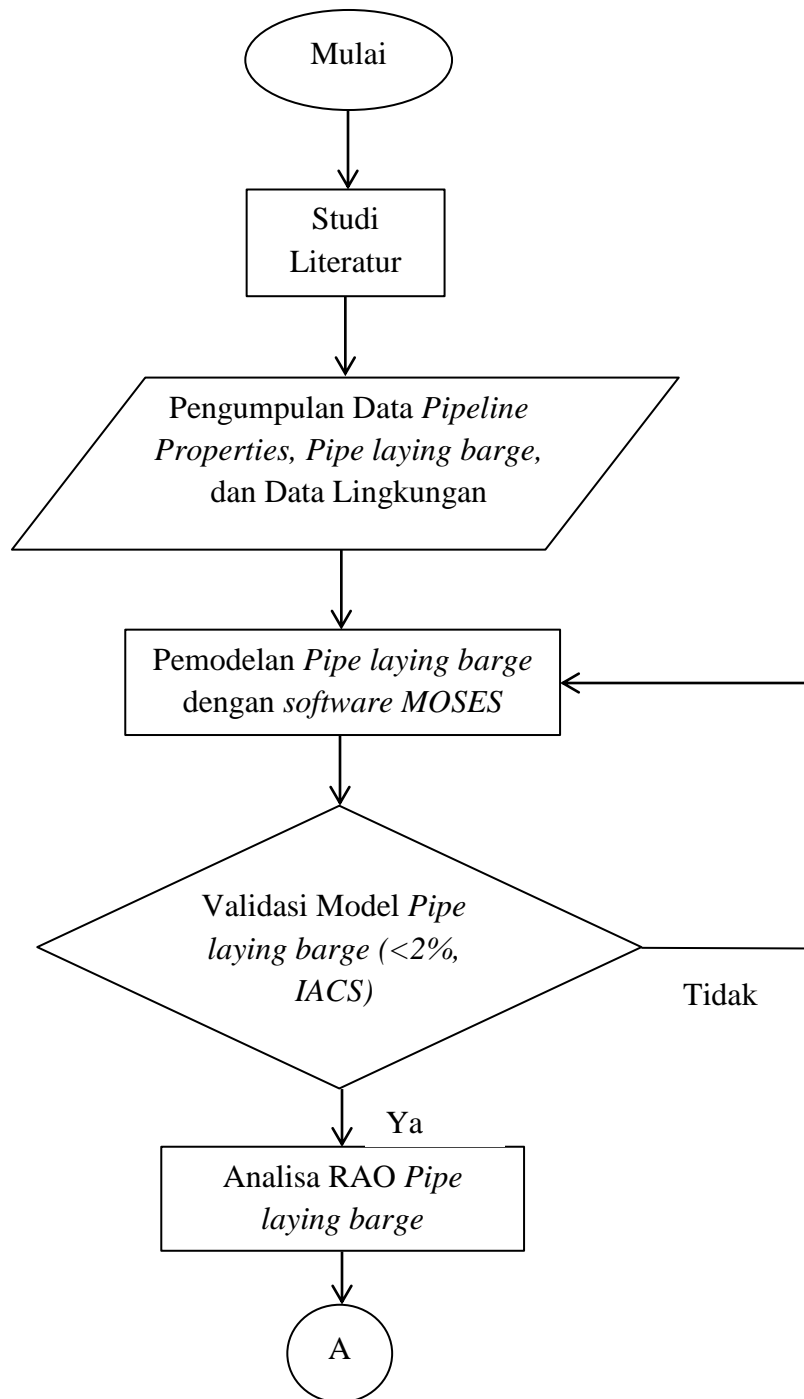


Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir

Gambar 3. 1 Diagram Alir

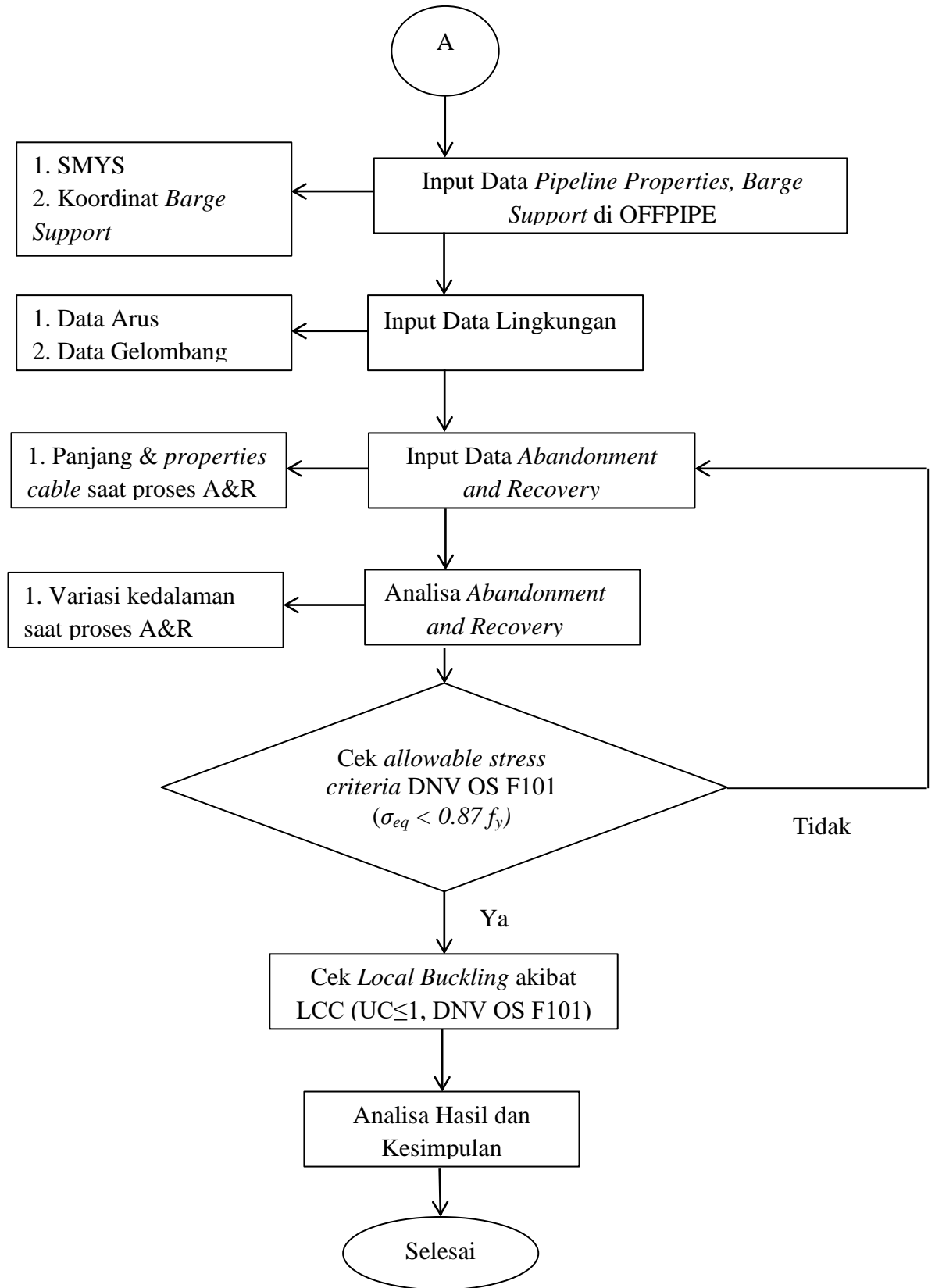


Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir

Gambar 3. 2 Lanjutan Diagram Alir

### 3.2 Penjelasan Diagram Alir Penelitian

Berikut adalah penjelasan dari diagram alir:

a) Studi Literatur

Pada tahap ini penulis melakukan pengumpulan literatur guna mendukung proses pengerjaan tugas akhir. Literatur yang dikumpulkan antara lain: buku, jurnal, prosiding serta *standard* yang berhubungan dengan analisis regangan dan tegangan pada instalasi *pipeline*.

b) Pengumpulan Data *Pipeline Properties, Barge*, dan Lingkungan

Data yang digunakan adalah data pipa 12” di Subang, Jawa Barat milik PT. Pertamina Hulu Energi ONWJ.

c) Pemodelan *Pipe laying barge* dengan *software* MOSES

Pemodelan *pipe laying barge* dengan menggunakan *software* MOSES menggunakan data-data yang telah didapat.

d) Validasi Model *Pipe laying barge*

Validasi ini bertujuan agar model yang digunakan adalah valid atau hampir mendekati dari struktur *pipe laying barge* yang asli.

e) Analisa RAO *Pipe laying barge*

Analisa RAO dilakukan dengan tujuan dapat mengetahui perilaku *pipe laying barge* ketika beroperasi dilaut.

f) Input Data *Pipeline Properties, Barge Support*

Pada tahap ini dilakukan pemodelan instalasi pipa menggunakan *software* OFFPIPE. Untuk memodelkan proses tersebut dimasukkan data-data pendukung berupa *Pipeline Properties, Barge Support* di OFFPIPE.

g) Input Data Lingkungan

Setelah pemodelan instalasi pipa bawah laut dilakukan, lalu dilanjutkan dengan memasukkan data lingkungan berupa data arus dan gelombang.

h) Input Data *Abandonment and Recovery*

Memasukkan data properti kabel dan panjang kabel yang telah didapat pada *software* OFFPIPE.

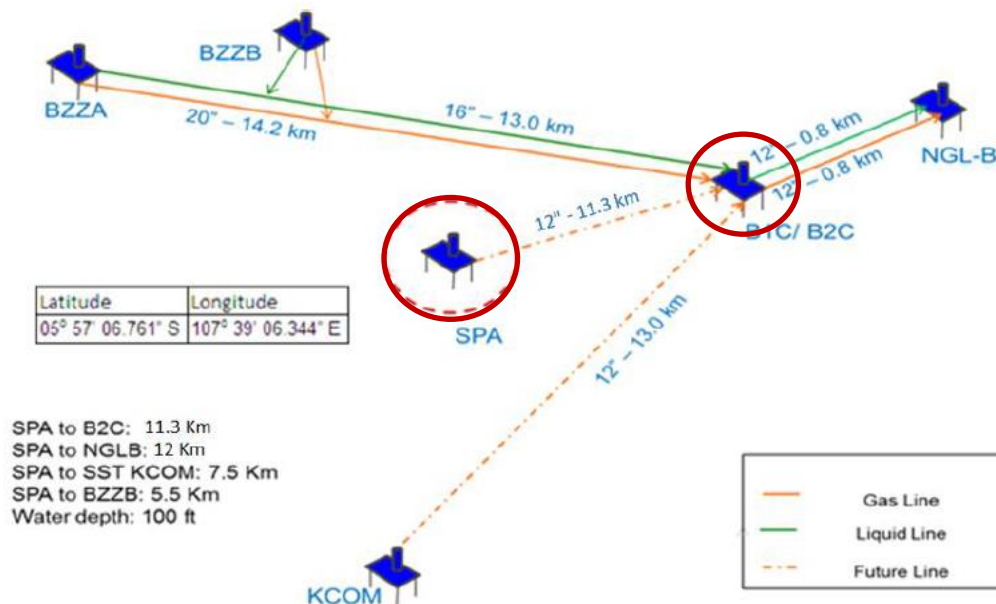
- i) *Analisa Abandonment and Recovery*  
Dilakukan analisa *Abandonment and Recovery* pada variasi kedalaman berdasarkan data-data yang telah dimasukkan.
- j) *Cek Allowable Stress Criteria Berdasarkan DNV OS F101*  
Setelah dilakukan pemodelan dan analisa, dilakukan pengecekan *Stress* pada *Sagbend* dan *Overbend* berdasarkan DNV OS F101.
- k) *Cek Local Buckling akibat Load Control Criteria*  
Setelah mengetahui besaran tegangan yang terjadi pada pipa dilakukan pengecekan *local buckling* akibat *load control criteria* berdasarkan DNV OS F101.
- l) *Analisa Hasil dan Kesimpulan*  
Setelah dilakukan beberapa tahapan analisis, maka didapatkan hasil dan kesimpulan berdasarkan data-data yang ada.



## BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Pengumpulan dan Identifikasi Data

Pada pengerjaan tugas akhir ini data yang digunakan merupakan data proyek instalasi pipa bawah laut milik PT. Pertamina Hulu Energi ONWJ yang terletak dilepas pantai Subang, Jawa Barat (Latitude : 05° 57' 06.761" S dan Longitude : 107° 39' 06.344" E). Pipa bawah laut berdiameter 12" ini akan digunakan untuk mengalirkan fluida gas dan air dari platform SPA ke platform B2C yang berjarak 11.3 km. Berikut adalah gambar dari lokasi kedua platform:



**Gambar 4. 1** Peta Jalur Pipeline dari Platform SPA ke Platform B2C

Pada pengerjaan tugas akhir ini data-data yang digunakan untuk analisis antara lain data *pipeline properties*, data *corrosion coating* dan *concrete coating*, data *pipe laying barge*, data *stinger*, data konfigurasi *roller* pada *stinger* dan *barge*, dan data lingkungan. Data-data tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.1-4.12.

#### 4.1.1 Data Pipeline Properties

Pada tabel berikut disajikan data dari pipa yang digunakan, data ini meliputi diameter luar, ketebalan, material pipa, modulus elastisitas, *poison ratio*, *SMYS*, dan *SMTS* .

**Tabel 4. 1** Data Pipeline Properties

Parameter	Satuan	Nilai
<i>Outside Diameter</i>	mm	323.85
<i>Pipe Wall Thickness</i>	mm	12.7
<i>Material Grade</i>	-	API 5L Grade X65
<i>SMYS</i>	MPa	450
<i>SMTS</i>	MPa	535
<i>Young Modulus</i>	MPa	$2.07 \times 10^5$
<i>Poison Ratio</i>	-	0.3
<i>Density</i>	kg/m <sup>3</sup>	7850
<i>Coefficient of Thermal Expansion</i>	/°C	$1.17 \times 10^{-5}$
<i>Thermal Conductivity</i>	W/m.K	45

#### 4.1.2 Data Lapisan Corrosion Coating dan Concrete Coating

Pada tabel berikut disajikan data dari lapisan korosi dan juga lapisan beton yang digunakan pada pipa yang meliputi data ketebalan, densitas dan material lapisan korosi.

**Tabel 4. 2** Data Lapisan Corrosion Coating dan Concrete Coating

Parameter	Satuan	Nilai	
<i>Corrosion Coating</i>	<i>Coating Material</i>	-	Asphalt Enamel (AE)
	<i>Thickness</i>	mm	4
	<i>Density</i>	kg/m <sup>3</sup>	1281.5
	<i>Cut Back Length</i>	mm	150
<i>Concrete Weight Coating</i>	<i>Thickness</i>	mm	30
	<i>Density</i>	kg/m <sup>3</sup>	3044
	<i>Cut Back Length</i>	mm	300 ± 10

#### 4.1.3 Data Pipelaying Barge

Pada tabel berikut disajikan data dari *pipe laying barge* yang digunakan yang meliputi data panjang keseluruhan, lebar, tinggi, sarat air operasi, *displacement*, dan beberapa parameter hidrostatis. Selain itu juga terdapat data sistem mooring yang digunakan pada saat instalasi.

**Tabel 4. 3** Data Pipelaying Barge

Parameter	Satuan	Nilai
<i>Length Overall / L<sub>OA</sub></i>	m	139.00
<i>Breadth Moulded / B<sub>mld</sub></i>	m	30.20
<i>Depth Moulded / H<sub>mld</sub></i>	m	9.10

Parameter	Satuan	Nilai
<i>Operating Draft / T<sub>operating</sub></i>	m	4.50
<i>Displacement</i>	ton	17503.95
<i>LCB (Forward of AP)</i>	m	63.16
<i>VCB (From B/L)</i>	m	2.27
<i>LCF (Forward of AP)</i>	m	65.73
<i>Number of Tensioners</i>	-	2
<i>Capacity of Tensioner</i>	T	2 x 68
<i>Max A &amp; R Winch Capacity</i>	T	136

**Tabel 4. 4** Data *Mooring System*

Parameter	Satuan	Nilai
<i>Number of Mooring Line</i>	-	8
<i>Type</i>	-	Wire
<i>Diameter</i>	mm	57.15
<i>Length</i>	m	1524
<i>Anchor System</i>	-	9T/10T Flipper Delta Anchor

#### 4.1.4 Data *Stinger*

Pada tabel berikut disajikan data dari *stinger* yang digunakan yang meliputi data jenis *stinger* yang digunakan dan beratnya.

**Tabel 4. 5** Data Tipe *Stinger*

Deskripsi	Parameter <i>Stinger</i>
<i>Stinger Type</i>	<i>Articulated Floating Stinger</i>
<i>No. of Stinger Sections</i>	2
<i>No. of Rollers on Stinger</i>	5
<i>Total Stinger Length</i>	±40m

**Tabel 4. 6** Data *Stinger Weight and Buoyancy*

Sections	Compartments	Dry Weight (kN)	Displacement (kN)
Hitch	1	285.026	277.443
	2	144.899	179.746
	3	124.347	158.284
	4	104.065	150.213
Sled	1	193.181	207.830
	2	163.343	202.492
	3	163.343	202.492
	4	191.876	309.163

#### 4.1.5 Data Konfigurasi Roller pada Barge dan Stinger

Pada tabel berikut disajikan data lokasi roller yang terdapat di barge dan stinger dalam bentuk lokasi terhadap titik acuan masing-masing roller.

**Tabel 4. 7** Data Konfigurasi Roller pada Barge

<b>Roller ID</b>	<b>Deskripsi</b>	<b>Jarak Horizontal dari Buritan Barge (m)</b>	<b>Tinggi dari Main Deck (m)</b>
SS#1	<i>Fitting Roller No. 01</i>	127.264	5.297
SS#2	<i>Fitting Roller No. 02</i>	124.908	5.150
L/U	<i>Hourglass Roller</i>	120.508	4.873
R#1	<i>Bed Roller No. 01</i>	113.513	4.435
R#2	<i>Bed Roller No. 02</i>	111.163	4.287
R#3	<i>Bed Roller No. 03</i>	100.137	3.595
R#4	<i>Bed Roller No. 04</i>	88.153	2.843
R#5	<i>Bed Roller No. 05</i>	76.213	2.094
R#6	<i>Bed Roller No. 06</i>	64.415	1.354
TM#1	<i>Tensioner No. 01</i>	51.232	0.527
TM#2	<i>Tensioner No. 02</i>	38.756	-0.173
R#7	<i>Track Roller No. 7</i>	27.102	-1.070
R#8	<i>Track Roller No. 8</i>	15.628	-1.640
R#9	<i>Track Roller No. 9</i>	4.195	-2.939
R#10	<i>Track Roller No. 10</i>	0.913	-3.220

**Tabel 4. 8** Data Konfigurasi Roller pada Stinger

<b>Roller ID</b>	<b>Deskripsi</b>	<b>Jarak Horizontal dari Hitch (m)</b>	<b>Tinggi Roller (m)</b>
S#1	<i>Stinger Roller No.1</i>	6.858	1.640
S#2	<i>Stinger Roller No.2</i>	13.995	1.840
S#3	<i>Stinger Roller No.3</i>	23.139	1.840
S#4	<i>Stinger Roller No.4</i>	32.283	1.840
S#5	<i>Stinger Roller No.5</i>	37.033	0.762

#### 4.1.6 Data A&R Wire

Pada tabel berikut disajikan data dari kabel yang digunakan selama proses *abandonment and recovery* berlangsung yang meliputi data jenis kabel dan juga diameter.

**Tabel 4. 9** Data A&R Wire

Parameter	Satuan	Nilai
Wire Type	-	IWRC 16 x 9
Diameter	mm	63.5

#### 4.1.7 Data Lingkungan

Pada tabel berikut disajikan data lingkungan yang meliputi data arus, gelombang, tanah dan juga kedalaman.

**Tabel 4. 10** Data Gelombang dan Arus

Parameter	Satuan	Nilai	
		1 year return period	10 year return period
<b>Karakteristik Gelombang</b>	-	-	-
<i>Significant Wave Height (<math>H_s</math>)</i>	m	1.8	2.7
<i>Significant wave period (<math>T_s</math>)</i>	s	6.3	7.4
<i>Maximum Individual Wave Height (<math>H_{max}</math>)</i>	m	3.2	4.8
<i>Maximum Individual Wave Period (<math>T_{max}</math>)</i>	s	6.6	8.2
<b>Current</b>	-	-	-
<i>at 0% of depth</i>	m/s	0.72	-
<i>10% of depth</i>	m/s	0.62	-
<i>20% of depth</i>	m/s	0.54	-
<i>30% of depth</i>	m/s	0.48	-
<i>40% of depth</i>	m/s	0.44	-
<i>50% of depth</i>	m/s	0.41	-
<i>60% of depth</i>	m/s	0.39	-
<i>70% of depth</i>	m/s	0.37	-
<i>80% of depth</i>	m/s	0.36	-
<i>90% of depth</i>	m/s	0.35	-
<i>100% of depth</i>	m/s	0.34	-

Beban gelombang yang dipilih dalam analisis ini adalah gelombang signifikan pada periode ulang 10 tahun dan data arus yang digunakan adalah data arus dengan periode ulang 1 tahun yang digunakan untuk semua arah pembebanan.

**Tabel 4. 11** Data Tanah

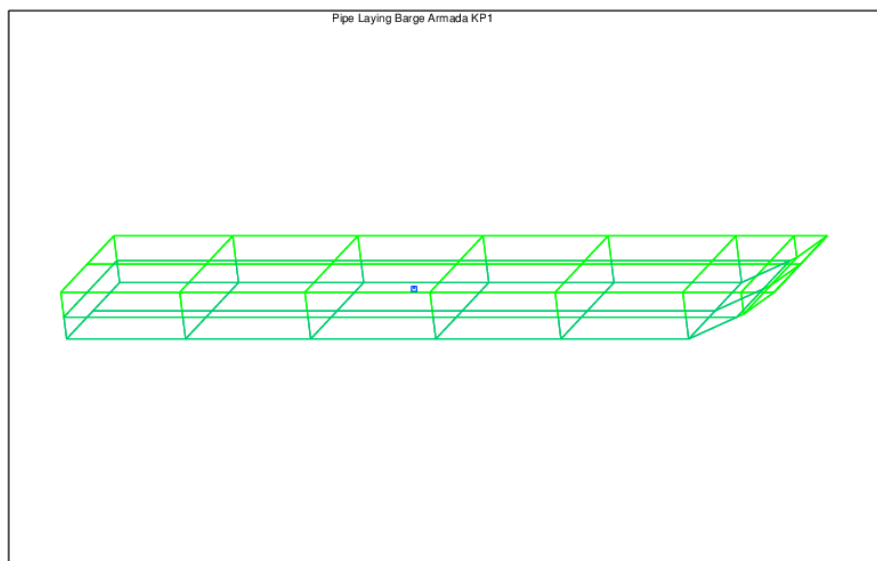
Parameter	Satuan	Nilai
Soil Type	-	Very Soft Clay
Undrained Shear Strength, Su	kPa	3.92
Lateral Friction Coef	-	0.3

**Tabel 4. 12** Data Kedalaman

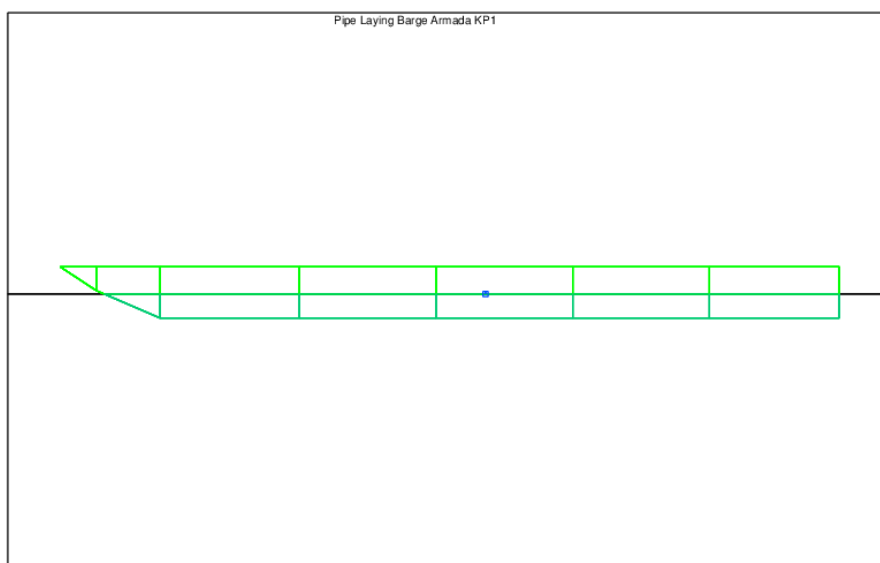
Deskripsi	Satuan	Kedalaman Min.	Kedalaman Max.
12" MGL SPA to B2C Corridor	m	32.4	41.8

#### 4.2 Pemodelan dan Validasi *Pipe laying barge*

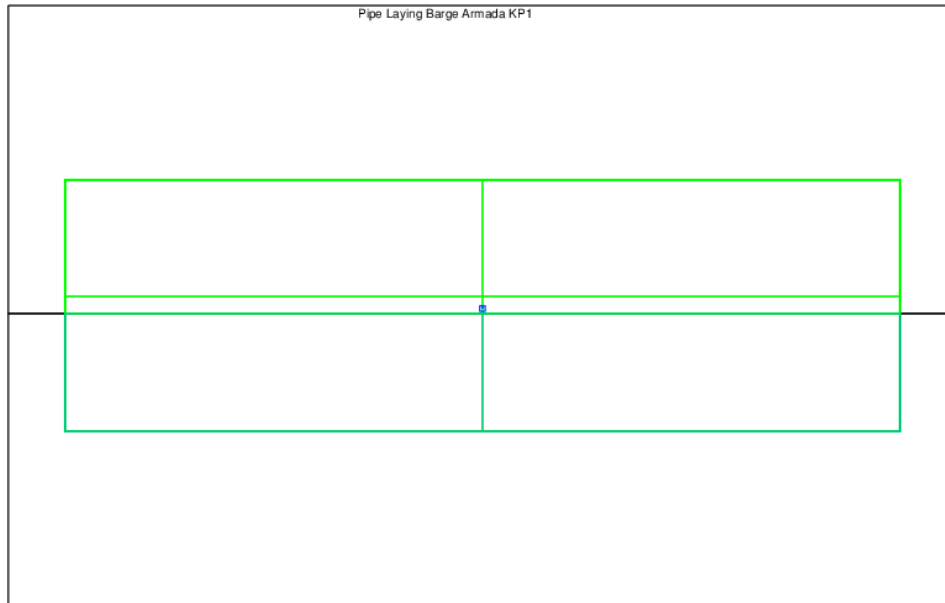
Pada penelitian ini akan dilakukan analisa *Response Amplitude Operator* (RAO) untuk mengetahui karakteristik gerakan *pipe laying barge*. Untuk mendapatkan RAO *pipe laying barge* dilakukan pemodelan struktur dan sistem *mooring* dengan bantuan *software* MOSES. Pemodelan dilakukan berdasarkan data yang telah didapatkan. Pemodelan struktur yang dilakukan akan menghasilkan *output* berupa karakteristik hidrostatis dan model 3 dimensi. Berikut adalah hasil model 3 dimensi dari pemodelan yang dilakukan dapat dilihat pada Gambar 4.2 - 4.5.



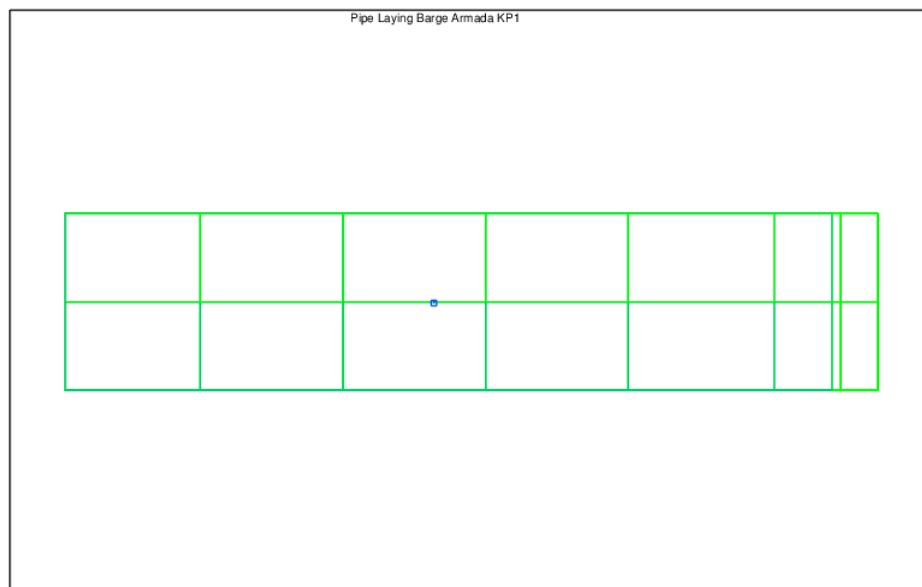
**Gambar 4. 2** Model *Pipe laying barge* Tampak Isometric



**Gambar 4. 3** Model *Pipe laying barge* Tampak Samping



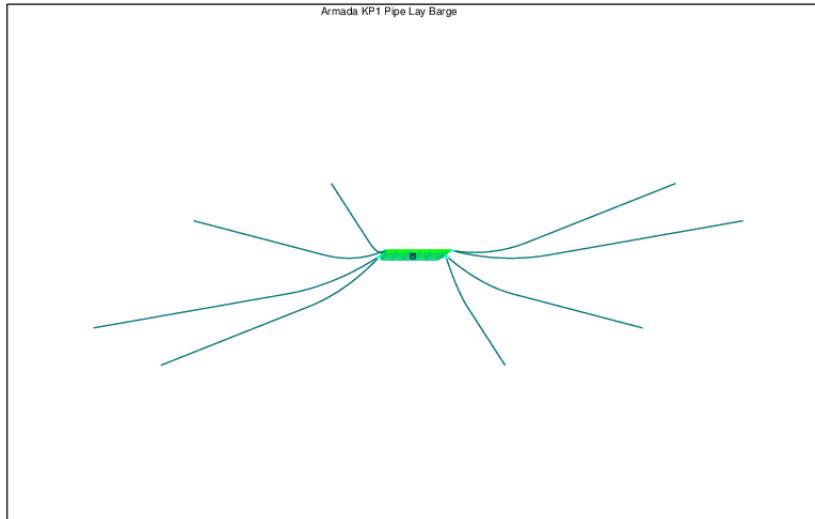
**Gambar 4. 4** Model *Pipe laying barge* Tampak Depan



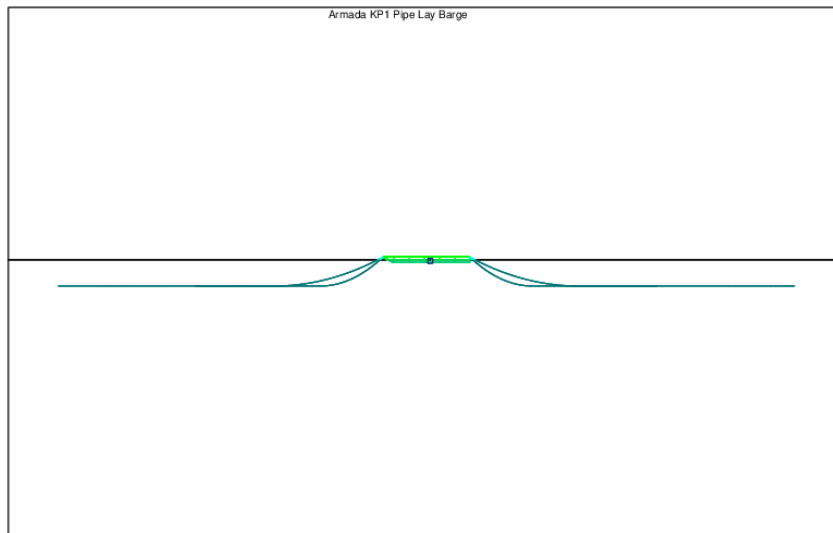
**Gambar 4. 5** Model *Pipe laying barge* Tampak Atas

Pada penelitian ini, setelah dilakukan pemodelan struktur *barge* selanjutnya dilakukan pemodelan dari *mooring system* yang digunakan. Hal ini bertujuan agar saat dilakukan proses *abandonment and recovery* gerakan dari *pipe laying barge* dapat diredam sehingga proses *abandonment and recovery* dapat dilakukan dengan baik. Pemodelan ini juga dilakukan dengan bantuan *software* MOSES. Berikut adalah hasil model 3 dimensi dari pemodelan *mooring system* yang dapat dilihat pada Gambar 4.6 - 4.9.

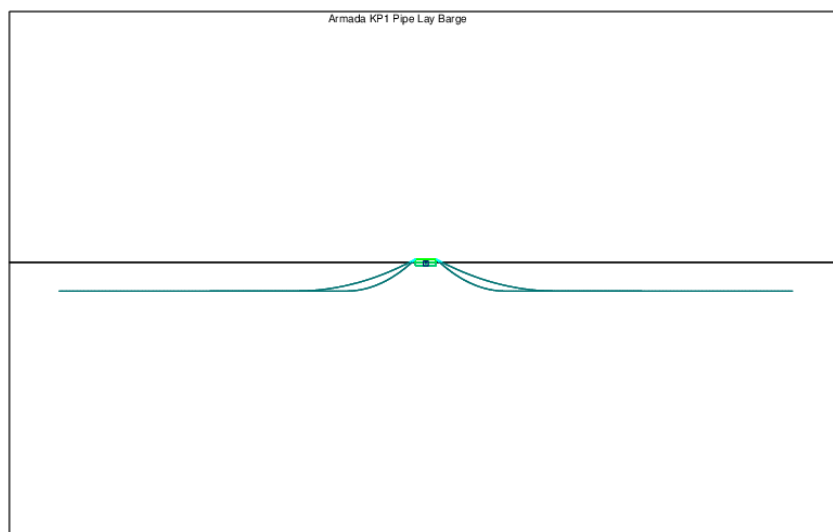




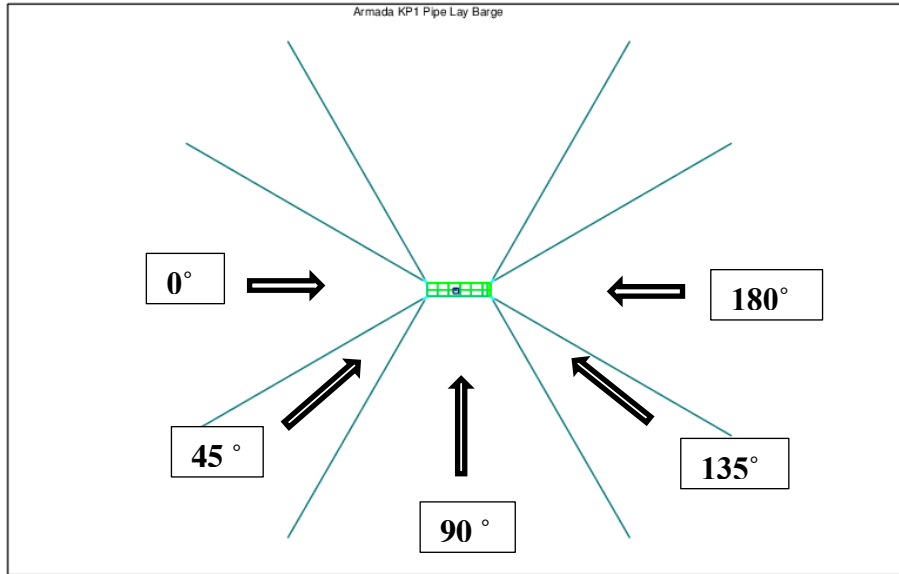
**Gambar 4. 6** Model *Pipe laying barge* dengan *Mooring* Tampak Isometric



**Gambar 4. 7** Model *Pipe laying barge* dengan *Mooring* Tampak Samping



**Gambar 4. 8** Model *Pipe laying barge* dengan *Mooring* Tampak Depan



**Gambar 4. 9** Model *Pipe laying barge* dengan *Mooring* Tampak Atas dengan Arah Datang Gelombang

Untuk memastikan bahwa model yang dibuat telah menyerupai dari *barge* yang digunakan maka harus dilakukan validasi terhadap model yang akan digunakan. Validasi dilakukan dengan cara membandingkan beberapa parameter stabilitas pada model dari hasil analisis *software* MOSES dengan data dari *barge* yang digunakan. Nilai parameter stabilitas *barge* yang digunakan adalah validasi dengan draft 4.5 meter. Validasi dilakukan berdasarkan kriteria IACS (*International Association of Classification Societies*). Berdasarkan kriteria IACS nilai toleransi dari displasmen kapal adalah sebesar  $<2\%$  dan untuk nilai parameter lainnya seperti LCB, VCB, dan LCF sebesar  $<1\%$ . Data hasil validasi dari model dengan data *barge* dapat dilihat pada Tabel 4.13.

**Tabel 4. 13** Data Hasil Validasi Model *Pipe laying barge*

Parameter	Unit	Stability Booklet	Model	Error (%)
LOA	m	139	139	0
B	m	30.2	30.2	0
D	m	9.1	9.1	0
T	m	4.5	4.5	0
Displasment	Ton	17503.95	17561.32	0.3249
LCB	m	63.16	63.15	0.0095
LCF	m	65.73	65.82	0.1383
VCB	m	2.27	2.28	0.4385

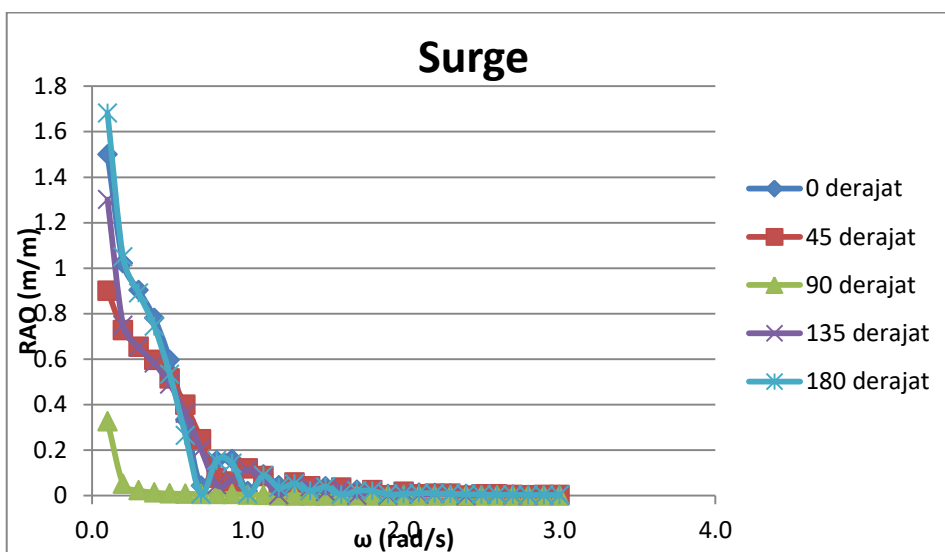
Berdasarkan data validasi yang telah dilakukan maka hasil tersebut telah memenuhi kriteria yang disyaratkan oleh IACS sehingga model yang telah dibuat dengan *software* MOSES dapat mewakili dari *barge* yang digunakan sesungguhnya dan dapat digunakan pada penelitian ini.

### 4.3 Analisa *Response Amplitude Operator* (RAO)

Setelah model *pipe laying barge* memenuhi kriteria validasi yang disyaratkan selanjutnya dilakukan analisa RAO gerakannya. RAO gerakan *barge* yang akan dianalisa meliputi gerakan lateral (*surge*, *sway*, *heave*) dan gerakan rotasional (*roll*, *pitch*, *yaw*). Analisa akan dilakukan terhadap arah pembebanan gelombang yang datang dari arah 0, 45, 90, 135, dan 180 derajat. Hasil dari analisa RAO dapat dilihat pada Gambar 4.10 – 4.15.

#### 4.3.1 Gerakan *Surge*

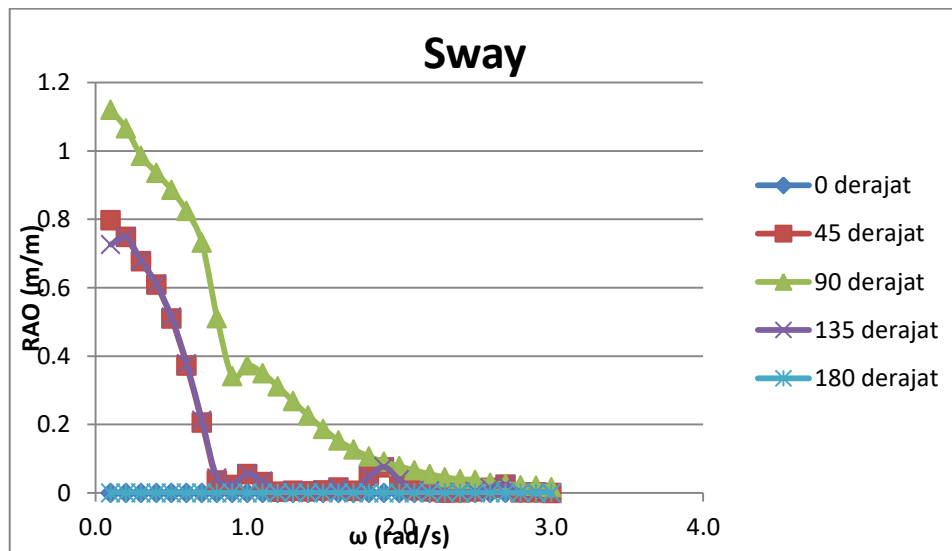
Gerakan *surge* merupakan gerakan lateral yang terjadi pada sumbu  $-x$ , pada hasil analisa yang dilakukan gerakan ini memiliki RAO paling besar terhadap arah pembebanan gelombang yang datang dari arah 0 dan 180 derajat dimana nilai RAO terbesar dari masing-masing arah tersebut adalah 1.5 m/m dan 1.681 m/m pada frekuensi 0.1 rad/s. Untuk pembebanan gelombang dari arah 45 dan 135 derajat masing-masing nilai RAO terbesar adalah 0.901 m/m dan 1.302 pada frekuensi 0.1 rad/s. Sedangkan pembebanan gelombang dari arah 90 derajat nilai RAO yang terjadi hanya 0.326 m/m pada frekuensi 0.1 rad/s.



Gambar 4. 10 RAO gerakan *Surge*

### 4.3.2 Gerakan Sway

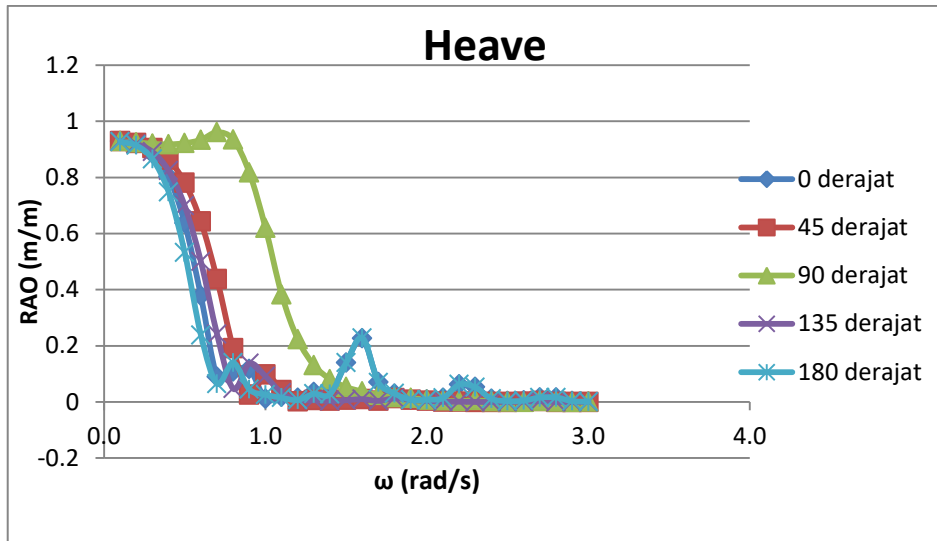
Gerakan *sway* merupakan gerakan lateral yang terjadi pada sumbu  $-y$ , pada hasil analisa yang dilakukan gerakan ini memiliki RAO paling besar terhadap arah pembebanan gelombang yang datang dari arah 90 derajat dimana nilai RAO terbesar dari arah tersebut adalah 1.12 m/m pada frekuensi 0.1 rad/s. Untuk pembebanan gelombang dari arah 45 dan 135 derajat masing-masing nilai RAO terbesar adalah 0.797 m/m dan 0.749 pada frekuensi 0.1 rad/s dan 0.2 rad/s. Sedangkan pembebanan gelombang dari arah 0 dan 180 derajat tidak mempengaruhi gerakan ini.



Gambar 4. 11 RAO gerakan *Sway*

### 4.3.3 Gerakan Heave

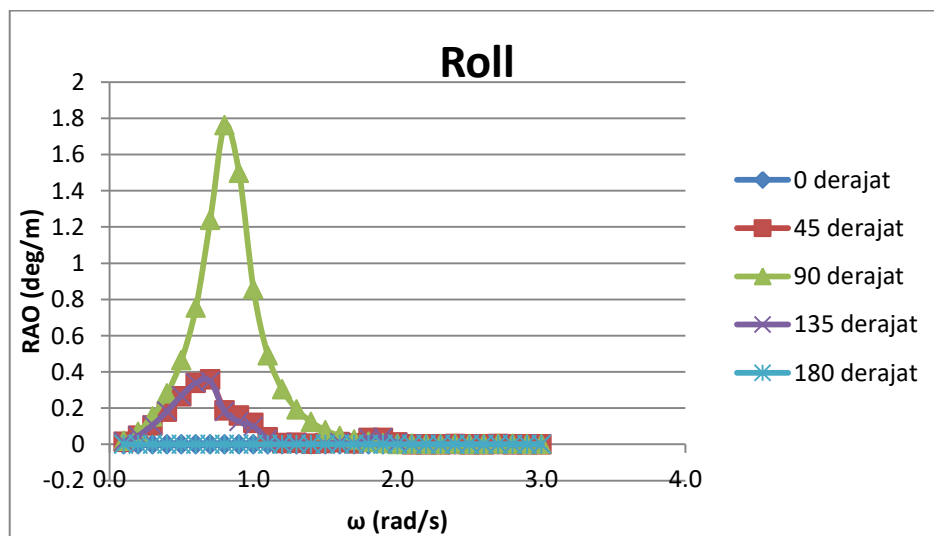
Gerakan *heave* merupakan gerakan lateral yang terjadi pada sumbu  $-z$ , pada hasil analisa yang dilakukan gerakan ini memiliki RAO paling besar terhadap arah pembebanan gelombang yang datang dari arah 90 derajat dimana nilai RAO terbesar dari tersebut adalah 0.961 m/m pada frekuensi 0.7 rad/s. Untuk pembebanan gelombang dari arah 45 dan 135 derajat masing-masing nilai RAO terbesar adalah 0.929 m/m dan 0.928 pada frekuensi 0.1 rad/s. Sedangkan pembebanan gelombang dari arah 0 dan 180 derajat masing-masing nilai RAO terbesar adalah 0.929 m/m dan 0.927 m/m pada frekuensi 0.1 rad/s.



Gambar 4. 12 RAO gerakan *Heave*

#### 4.3.4 Gerakan *Roll*

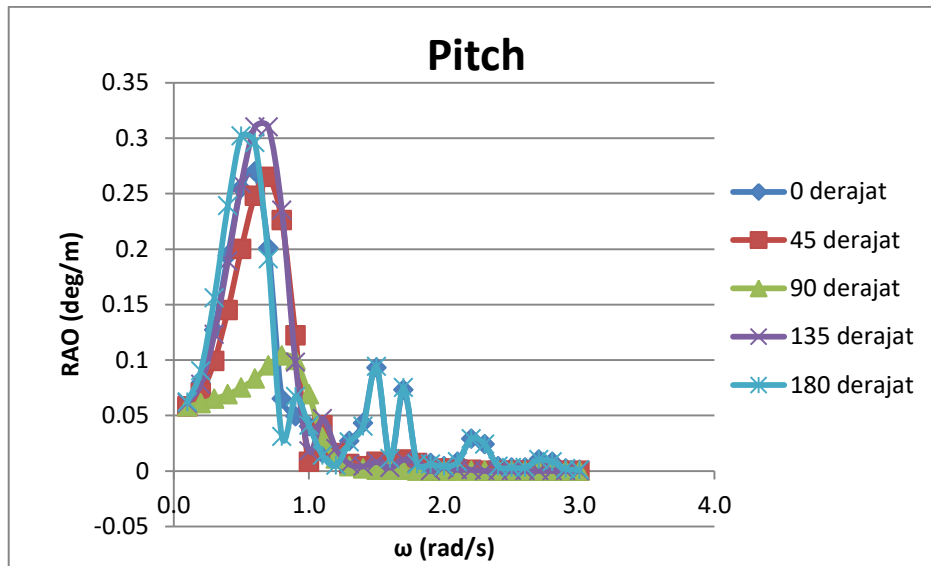
Gerakan *roll* merupakan gerakan rotasional yang terjadi pada sumbu  $-x$ , pada hasil analisa yang dilakukan gerakan ini memiliki RAO paling besar terhadap arah pembebanan gelombang yang datang dari arah 90 derajat dimana nilai RAO terbesar dari arah tersebut adalah 1.762 deg/m pada frekuensi 0.8 rad/s. Untuk pembebanan gelombang dari arah 45 dan 135 derajat masing-masing nilai RAO terbesar adalah 0.359 deg/m dan 0.348 deg/m pada frekuensi 0.7 rad/s. Sedangkan pembebanan gelombang dari arah 0 dan 180 derajat tidak mempengaruhi gerakan ini.



Gambar 4. 13 RAO gerakan *Roll*

#### 4.3.5 Gerakan *Pitch*

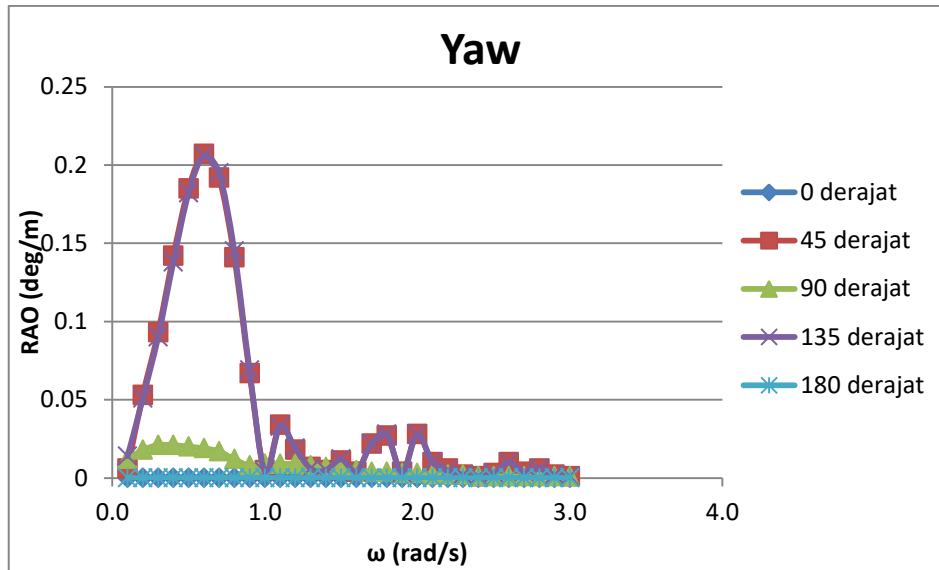
Gerakan *pitch* merupakan gerakan lateral yang terjadi pada sumbu  $-y$ , pada hasil analisa yang dilakukan gerakan ini memiliki RAO paling besar terhadap arah pembebanan gelombang yang datang dari arah 135 dan 180 derajat dimana nilai RAO terbesar dari masing-masing arah tersebut adalah 0.31 deg/m dan 0.302 deg/m pada frekuensi 0.6 rad/s dan 0.5 rad/s. Untuk pembebanan gelombang dari arah 0 dan 45 derajat masing-masing nilai RAO terbesar adalah 0.255 deg/m dan 0.265 deg/m pada frekuensi 0.5 rad/s dan 0.7 rad/s. Sedangkan pembebanan gelombang dari arah 90 derajat nilai RAO yang terjadi sebesar 0.104 deg/m pada frekuensi 0.8 rad/s.



Gambar 4. 14 RAO gerakan *Pitch*

#### 4.3.6 Gerakan *Yaw*

Gerakan *yaw* merupakan gerakan lateral yang terjadi pada sumbu  $-z$ , pada hasil analisa yang dilakukan gerakan ini memiliki RAO paling besar terhadap arah pembebanan gelombang yang datang dari arah 45 dan 135 derajat dimana nilai RAO terbesar dari masing-masing arah tersebut adalah 0.207 deg/m dan 0.206 deg/m pada frekuensi 0.6 rad/s. Untuk pembebanan gelombang dari arah 90 derajat nilai RAO terbesar adalah 0.021 deg/m frekuensi 0.3 rad/s. Sedangkan pembebanan gelombang dari arah 0 dan 180 derajat tidak mempengaruhi gerakan ini.



Gambar 4. 15 RAO gerakan *Yaw*

#### 4.4 Analisis Spektra

Untuk mengetahui karakteristik *pipe laying barge* pada gelombang acak maka dilakukan analisis spektra yang bertujuan untuk mengetahui respon *barge* pada gelombang acak. Analisa ini dilakukan dengan mengaplikasikan formulasi spektra JONSWAP. Selanjutnya adalah mengkalikan RAO *pipe laying barge* dengan spektra gelombang untuk mendapatkan spektra respons *barge* pada gelombang acak. Selanjutnya dengan mengolah data spektra respons didapatkan amplitude gerakan signifikan, amplitude gerakan 1/10 tertinggi, periode puncak, dan periode zero up crossing.

##### 4.4.1 Analisis Spektra Gelombang

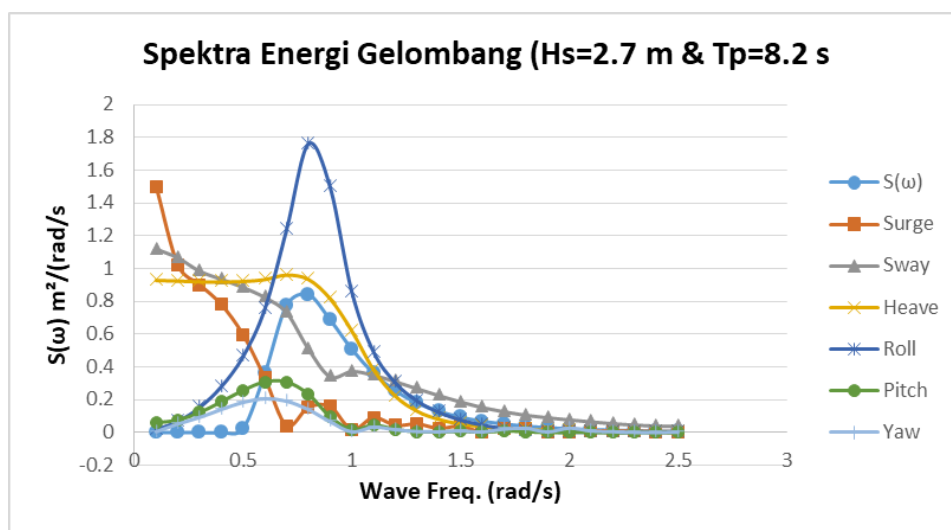
Analisa spektra gelombang yang dilakukan menggunakan data gelombang dengan  $H_s=2.7$  m dan  $T_p=8.2$  s.

Tabel 4. 14 Perhitungan Spektra Gelombang dengan  $H_s=2.7$  m dan  $T_p=8.2$  s

$\omega$	SM	$S(\omega)$	$S(\omega)*SM$	$\omega*S(\omega)*SM$	$\omega^2*S(\omega)*SM$	$\omega^4*S(\omega)*SM$
0.1	1	0	0	0	0	0
0.2	4	2.68E-114	1E-113	2.14E-114	4.2889E-115	1.7156E-116
0.3	2	2.54E-21	5E-21	1.524E-21	4.5715E-22	4.11435E-23
0.4	4	3.744E-06	1E-05	5.99E-06	2.39618E-06	3.83389E-07
0.5	2	0.0253878	0.0508	0.0253878	0.012693885	0.003173471
0.6	4	0.3622321	1.4489	0.869357	0.521614216	0.187781118
0.7	2	0.7780412	1.5561	1.0892577	0.762480372	0.373615382
0.8	4	0.8425627	3.3703	2.6962006	2.156960476	1.380454705

$\omega$	SM	$S(\omega)$	$S(\omega)*SM$	$\omega*S(\omega)*SM$	$\omega^2*S(\omega)*SM$	$\omega^4*S(\omega)*SM$
0.9	2	0.6885787	1.3772	1.2394416	1.115497443	0.903552929
1	4	0.5087878	2.0352	2.0351514	2.035151385	2.035151385
1.1	2	0.362141	0.7243	0.7967102	0.876381185	1.060421234
1.2	4	0.2555668	1.0223	1.2267206	1.472064711	2.119773183
1.3	2	0.181309	0.3626	0.4714034	0.612824395	1.035673227
1.4	4	0.1301081	0.5204	0.7286055	1.020047768	1.999293626
1.5	2	0.0946752	0.1894	0.2840256	0.426038427	0.958586462
1.6	4	0.0699042	0.2796	0.4473867	0.715818744	1.832495985
1.7	2	0.0523609	0.1047	0.1780271	0.302646109	0.874647255
1.8	4	0.039762	0.159	0.2862867	0.515316041	1.669623973
1.9	2	0.0305865	0.0612	0.1162288	0.220834701	0.797213271
2	4	0.0238129	0.0953	0.190503	0.381005948	1.524023791
2.1	2	0.0187473	0.0375	0.0787387	0.165351272	0.729199108
2.2	4	0.0149127	0.0597	0.1312316	0.288709572	1.397354331
2.3	2	0.0119765	0.024	0.0550921	0.12671179	0.670305367
2.4	4	0.0097042	0.0388	0.0931606	0.223585482	1.287852375
2.5	1	0.0079281	0.0079	0.0198202	0.049550388	0.309689925
		$\Sigma$	13.525	13.058743	14.00128671	23.14988249
			0	1	2	4

Selanjutnya diplot grafik dimana absis-x merupakan frekuensi gelombang dan absis-y merupakan spektra gelombang dengan  $H_s$  dan  $T_p$  yang telah ditentukan. Spektra gelombang pada tabel diatas ditunjukkan pada gambar 4.16, selain itu juga ditampilkan *RAO* maksimum dari tiap derajat kebebasan barge untuk mengetahui interaksi antara spectra gelombang dengan karakteristik gerakan barge.



Gambar 4. 16 Spektra Energi Gelombang  $H_s=2.7$  m  $T_p=8.2$  s



Dari gambar diatas dapat dilihat spectra gelombang tertinggi terjadi pada frekuensi 0.8 rad/s dengan nilai 0.84 m<sup>2</sup>/(rad/s). Selain itu juga didapatkan beberapa harga stokastik spectra gelombang yang ditampilkan pada Tabel 4.15

**Tabel 4. 15** Harga Stokastik Spektra Gelombang

H <sub>s</sub>	2.4217	m
H <sub>1/10</sub>	3.0914	m
T <sub>z</sub>	6.1754	s
T <sub>p</sub>	4.7191	s

#### 4.4.2 Analisis Spektra Respons

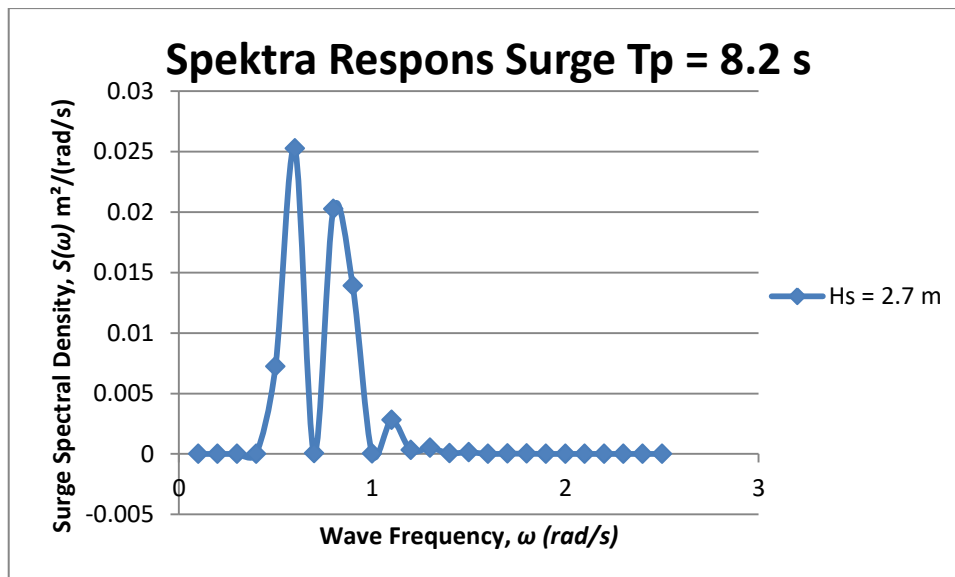
Spektra respons merupakan perkalian antara RAO yang dikuadratkan dengan Spektra energy gelombang. Dalam analisis ini RAO yang digunakan merupakan RAO dengan arah pembebanan yang menghasilkan nilai paling ekstrem untuk tiap gerakan *barge*. RAO yang digunakan adalah RAO *surge* 180°, *sway* 90°, *heave* 90°, *roll* 90°, *pitch* 135°, dan *yaw* 45°.

**Tabel 4. 16** Perhitungan Spektra Respons Surge 180° dengan H<sub>s</sub>=2.7 m dan T<sub>p</sub>=8.2 s

$\omega$	S( $\omega$ )	SM	RAO <sup>2</sup>	Sr( $\omega$ )	Sr( $\omega$ )*SM	$\omega$ *Sr( $\omega$ )*SM	$\omega^2$ *Sr( $\omega$ )*SM	$\omega^4$ *Sr( $\omega$ )*SM
0.1	0	1	2.8258	0	0	0	0	0
0.2	2.68E-114	4	1.1004	5.71E-276	2.28E-275	4.57E-276	9.14E-277	3.7E-278
0.3	2.54E-21	2	0.7939	2.36E-53	4.72E-53	1.42E-53	4.25E-54	3.8E-55
0.4	3.744E-06	4	0.5535	1.671E-16	6.686E-16	2.67E-16	1.07E-16	1.7E-17
0.5	0.0253878	2	0.2841	5.4E-07	1.08E-06	5.40E-07	2.70E-07	6.8E-08
0.6	0.3622321	4	0.0697	0.0002631	0.0010523	6.31E-04	3.79E-04	1.4E-04
0.7	0.7780412	2	5E-05	3.28E-06	6.559E-06	4.59E-06	3.21E-06	1.6E-06
0.8	0.8425627	4	0.024	0.004873	0.0194921	1.56E-02	1.25E-02	8.0E-03
0.9	0.6885787	2	0.0202	0.0061897	0.0123795	1.11E-02	1.00E-02	8.1E-03
1	0.5087878	4	4E-05	1.13E-05	4.52E-05	4.52E-05	4.52E-05	4.5E-05
1.1	0.362141	2	0.0077	0.0019712	0.0039424	4.34E-03	4.77E-03	5.8E-03
1.2	0.2555668	4	0.0012	0.0002432	0.0009729	1.17E-03	1.40E-03	2.0E-03
1.3	0.181309	2	0.0027	0.0004115	0.0008231	1.07E-03	1.39E-03	2.4E-03
1.4	0.1301081	4	0.0004	5.081E-05	0.0002032	2.85E-04	3.98E-04	7.8E-04
1.5	0.0946752	2	0.0014	0.0001257	0.0002514	3.77E-04	5.66E-04	1.3E-03
1.6	0.0699042	4	2E-05	1.056E-06	4.224E-06	6.76E-06	1.08E-05	2.8E-05
1.7	0.0523609	2	0.0004	2.223E-05	4.447E-05	7.56E-05	1.29E-04	3.7E-04
1.8	0.039762	4	0.0004	1.554E-05	6.216E-05	1.12E-04	2.01E-04	6.5E-04
1.9	0.0305865	2	4E-05	1.088E-06	2.176E-06	4.13E-06	7.85E-06	2.8E-05
2	0.0238129	4	5E-05	1.163E-06	4.65E-06	9.30E-06	1.86E-05	7.4E-05
2.1	0.0187473	2	0.0001	2.275E-06	4.55E-06	9.56E-06	2.01E-05	8.8E-05

$\omega$	$S(\omega)$	SM	RAO <sup>2</sup>	$Sr(\omega)$	$Sr(\omega)*SM$	$\omega*Sr(\omega)*SM$	$\omega^2*Sr(\omega)*SM$	$\omega^4*Sr(\omega)*SM$
2.2	0.0149127	4	0.0001	1.503E-06	6.014E-06	1.32E-05	2.91E-05	1.4E-04
2.3	0.0119765	2	6E-05	7.759E-07	1.552E-06	3.57E-06	8.21E-06	4.3E-05
2.4	0.0097042	4	4E-05	3.548E-07	1.419E-06	3.41E-06	8.18E-06	4.7E-05
2.5	0.0079281	1	3E-05	2.019E-07	2.019E-07	5.05E-07	1.26E-06	7.9E-06
$\Sigma$					0.0393011	3.49E-02	3.19E-02	3.0E-02
					0	1	2	4

Selanjutnya diplot grafik dimana absis-x merupakan frekuensi gelombang dan absis-y merupakan spektra respons dengan  $H_s$  dan  $T_p$  yang telah ditentukan. Spektra respons pada tabel diatas ditunjukkan pada gambar 4.17 dan untuk gerakan *sway*, *heave*, *roll*, *pitch*, dan *yaw* ditunjukkan pada Gambar 4.18-4.22.

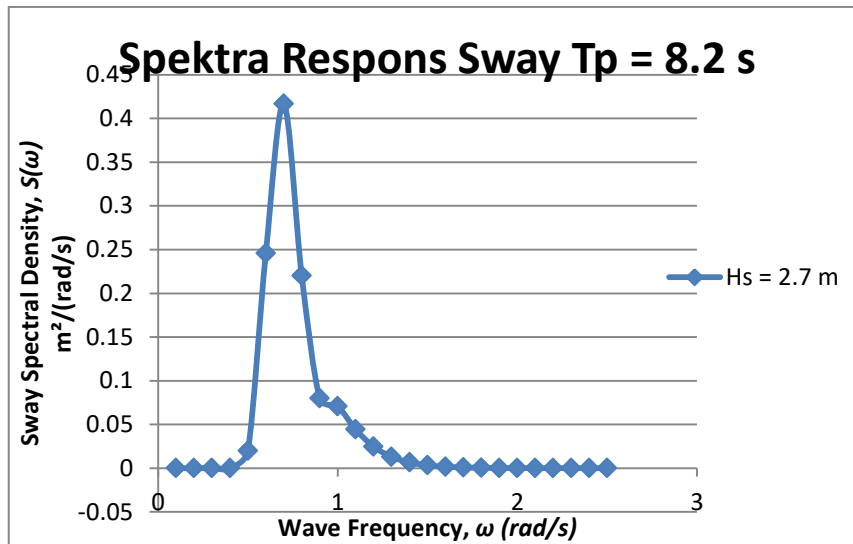


Gambar 4. 17 Spektra respons surge pada  $T_p=8.2$  s

Dari gambar 4.17 dapat dilihat kenaikan nilai spectra respon maksimum untuk gerakan *surge* terjadi pada frekuensi sekitar 0.6 rad/s dimana nilai spectra gelombang yang memiliki nilai tertinggi terjadi pada frekuensi 0.8 rad/s. Selanjutnya terjadi kenaikan kedua pada frekuensi 0.8 rad/s dimana hal ini dipengaruhi oleh resonansi kedua dari rao *barge*. Spektra respons *surge* maksimum yang terjadi pada *barge* berada pada frekuensi 0.6 rad/s dengan nilai 0.025  $m^2/(rad/s)$ . Selain itu juga didapatkan nilai dari harga-harga stokastik respons gerakan *surge* yang ditampilkan pada Tabel 4.17.

**Tabel 4. 17** Harga Stokastik Spektra Respons *Surge*

<i>Amplitude</i> Gerakan Surge Signifikan	0.249151719	m
<i>Amplitude</i> Gerakan Surge 1/10	0.31804217	m
<i>Zero up crossing Period</i>	8.535468353	s
<i>Peak Period</i>	7.752817418	s

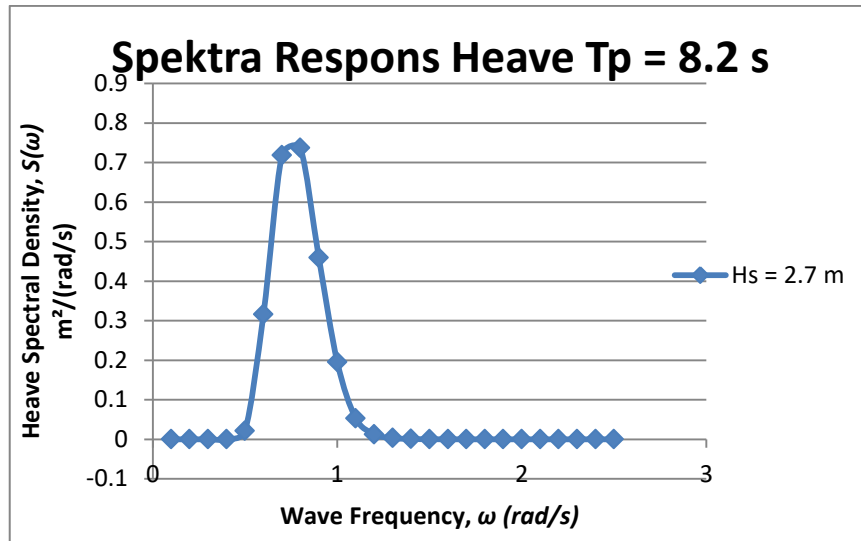


**Gambar 4. 18** Spektra respons *sway* pada  $T_p=8.2 \text{ s}$

Dari gambar 4.18 dapat dilihat kenaikan nilai spectra respon maksimum untuk gerakan *sway* terjadi pada frekuensi sekitar  $0.7 \text{ rad/s}$  dimana nilai spectra gelombang yang memiliki nilai tertinggi terjadi pada frekuensi  $0.8 \text{ rad/s}$ . Spektra respons *sway* maksimum yang terjadi pada *barge* berada pada frekuensi  $0.7 \text{ rad/s}$  dengan nilai  $0.41 \text{ m}^2/(\text{rad/s})$ . Selain itu juga didapatkan nilai dari harga-harga stokastik respons gerakan *sway* yang ditampilkan pada Tabel 4.18.

**Tabel 4. 18** Harga Stokastik Spektra Respons *Sway*

<i>Amplitude</i> Gerakan Sway Signifikan	1.36126515	m
<i>Amplitude</i> Gerakan Sway 1/10	1.73765496	m
<i>Zero up crossing Period</i>	7.95898979	s
<i>Peak Period</i>	7.00021975	s

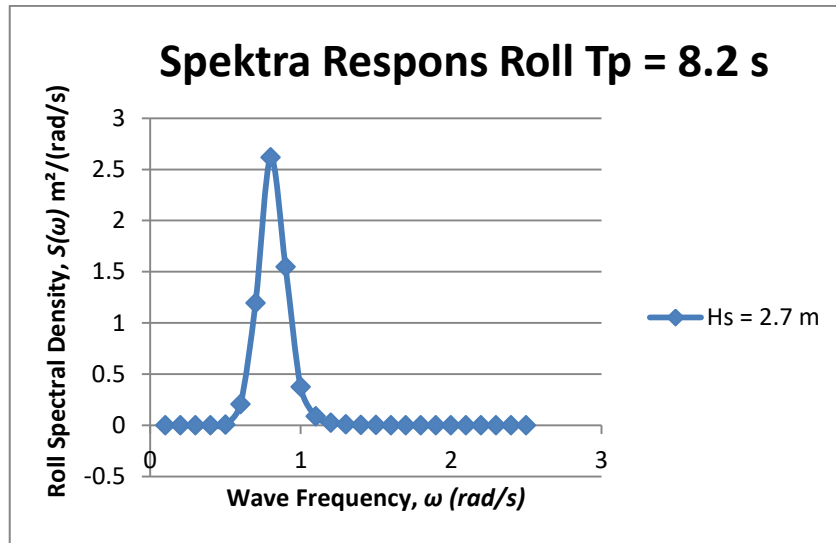


Gambar 4. 19 Spektra respons *heave* pada  $T_p=8.2$  s

Dari gambar 4.19 dapat dilihat kenaikan nilai spectra respon maksimum untuk gerakan *heave* terjadi pada frekuensi sekitar 0.8 rad/s dimana nilai spectra gelombang yang memiliki nilai tertinggi terjadi pada frekuensi 0.8 rad/s. Spektra respons *heave* maksimum yang terjadi pada *barge* berada pada frekuensi 0.8 rad/s dengan nilai 0.73  $m^2/(rad/s)$ . Selain itu juga didapatkan nilai dari harga-harga stokastik respons gerakan *heave* yang ditampilkan pada Tabel 4.19.

Tabel 4. 19 Harga Stokastik Spektra Respons *Heave*

<i>Amplitude Gerakan Heave Signifikan</i>	2.05379492	m
<i>Amplitude Gerakan Heave 1/10</i>	2.62166922	m
<i>Zero up crossing Period</i>	7.88190315	s
<i>Peak Period</i>	7.46631884	s

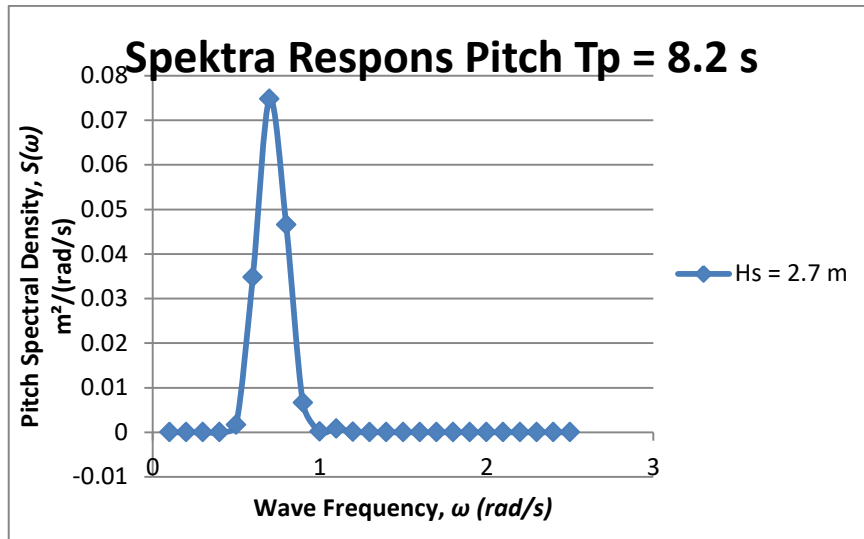


Gambar 4. 20 Spektra respons roll pada  $T_p=8.2$  s

Dari gambar 4.20 dapat dilihat kenaikan nilai spectra respon maksimum untuk gerakan *roll* terjadi pada frekuensi sekitar 0.8 rad/s dimana nilai spectra gelombang yang memiliki nilai tertinggi terjadi pada frekuensi 0.8 rad/s. Spektra respons *roll* maksimum yang terjadi pada *barge* berada pada frekuensi 0.8 rad/s dengan nilai  $2.6 \text{ deg}^2/(\text{rad/s})$ . Selain itu juga didapatkan nilai dari harga-harga stokastik respons gerakan *roll* yang ditampilkan pada Tabel 4.20.

Tabel 4. 20 Harga Stokastik Spektra Respons Roll

Amplitude Gerakan Roll Signifikan	3.64318942	deg
Amplitude Gerakan Roll 1/10	4.65053129	deg
Zero up crossing Period	7.64069612	s
Peak Period	7.41259047	s

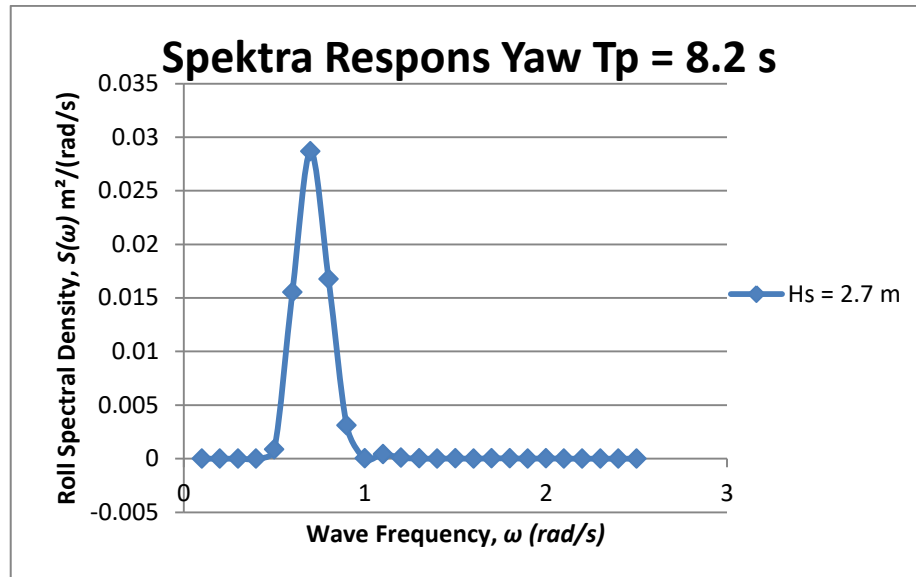


Gambar 4. 21 Spektra respons *pitch* pada  $T_p=8.2$  s

Dari gambar 4.21 dapat dilihat kenaikan nilai spectra respon maksimum untuk gerakan *pitch* terjadi pada frekuensi sekitar 0.7 rad/s dimana nilai spectra gelombang yang memiliki nilai tertinggi terjadi pada frekuensi 0.8 rad/s. Spektra respons *pitch* maksimum yang terjadi pada *barge* berada pada frekuensi 0.7 rad/s dengan nilai 0.07  $deg^2/(rad/s)$ . Selain itu juga didapatkan nilai dari harga-harga stokastik respons gerakan *pitch* yang ditampilkan pada Tabel 4.21.

Tabel 4. 21 Harga Stokastik Spektra Respons *Pitch*

<i>Amplitude Gerakan Pitch Signifikan</i>	0.363050218	deg
<i>Amplitude Gerakan Pitch 1/10</i>	0.463433603	deg
<i>Zero up crossing Period</i>	8.706692599	s
<i>Peak Period</i>	8.422172438	s



Gambar 4. 22 Spektra respons yaw pada  $T_p=8.2$  s

Dari gambar 4.22 dapat dilihat kenaikan nilai spectra respon maksimum untuk gerakan yaw terjadi pada frekuensi sekitar 0.7 rad/s dimana nilai spectra gelombang yang memiliki nilai tertinggi terjadi pada frekuensi 0.8 rad/s. Selanjutnya terjadi kenaikan kedua pada frekuensi 1.1 rad/s dimana hal ini dipengaruhi oleh resonansi kedua dari rao barge. Spektra respons yaw maksimum yang terjadi pada barge berada pada frekuensi 0.7 rad/s dengan nilai  $0.028 \text{ deg}^2/(\text{rad/s})$ . Selain itu juga didapatkan nilai dari harga-harga stokastik respons gerakan yaw yang ditampilkan pada Tabel 4.22.

Tabel 4. 22 Harga Stokastik Spektra Respons Yaw

Amplitude Gerakan Yaw Signifikan	0.228560276	deg
Amplitude Gerakan Yaw 1/10	0.291757192	deg
Zero up crossing Period	8.73778074	s
Peak Period	8.25971404	s

#### 4.5 Analisis Tegangan Pada Proses *Abandonment and Recovery*

Pada tugas akhir ini analisis tegangan yang terjadi selama proses *abandonment and recovery* pada *pipeline* dilakukan dengan menggunakan bantuan *software* OFFPIPE 3. Analisis dilakukan pada kondisi dinamis saat instalasi dilakukan dengan metode *S-Lay*. Untuk melakukan pemodelan pada *software* OFFPIPE 3 diperlukan data penunjang yang akan digunakan, antara lain:

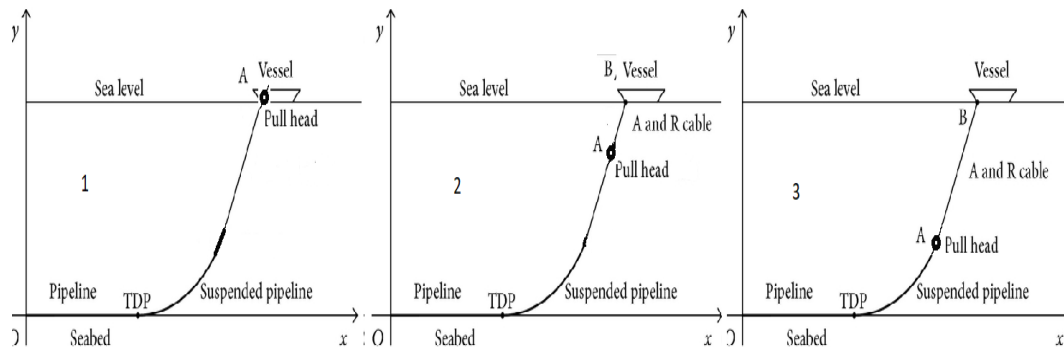
- a. Data *pipeline properties* yang meliputi *pipeline properties*, *corrosion coating*, dan *concrete coating*
- b. Data *pipelaying barge*
- c. Data *Stinger* yang meliputi model *stinger* yang digunakan
- d. Konfigurasi *roller* dan *tensioner* pada *pipelaying barge* dan *stinger*
- e. Data lingkungan yang meliputi data arus, data gelombang, dan data kedalaman
- f. Data *Wave Spectrum*
- g. Data *RAO (Response Amplitude Operator)*
- h. Data *abandonment and recovery cable* yang digunakan

Analisa tegangan yang dilakukan pada proses *abandonment and recovery* meliputi area *overbend* dan *sagbend* pada *pipeline*. Selanjutnya analisa tegangan yang terjadi saat proses *abandonment and recovery* dilakukan pada beberapa kedalaman laut yaitu kedalaman 32 m, 37 m, dan 42 m. Hal ini bertujuan untuk mengetahui bagaimana tegangan yang terjadi pada tiap-tiap kedalaman terhadap beberapa arah pembebanan gelombang dan arus yang terjadi.

Pada *software* OFFPIPE pemodelan proses *abandonment and recovery* dilakukan dengan cara menambah panjang *cable* selama proses *abandonment* berlangsung sehingga *pipeline* akan secara perlahan diturunkan ke dasar laut dan *recovery* dengan cara mengurangi panjang *cable* sehingga *pipeline* akan secara perlahan dinaikkan keatas *barge*. Pada penelitian ini hanya dimodelkan proses *abandonment* saja karena proses *recovery* memiliki perbedaan prosedur pada pengurangan panjang *cable* saja. Pemodelan yang dilakukan menggunakan 4 panjang *cable*, dimulai dari panjang *cable* 76 m dimana posisi *pipeline* berada saat diatas *barge* sebelum meninggalkan *tensioner*. Lalu panjang *cable* 180 m dimana



*pipeline* mulai meninggalkan *stinger*, 230 m dimana *pipeline* di pertengahan *sagbend* dan 280 m dimana *pipeline* akan menyentuh dasar laut.



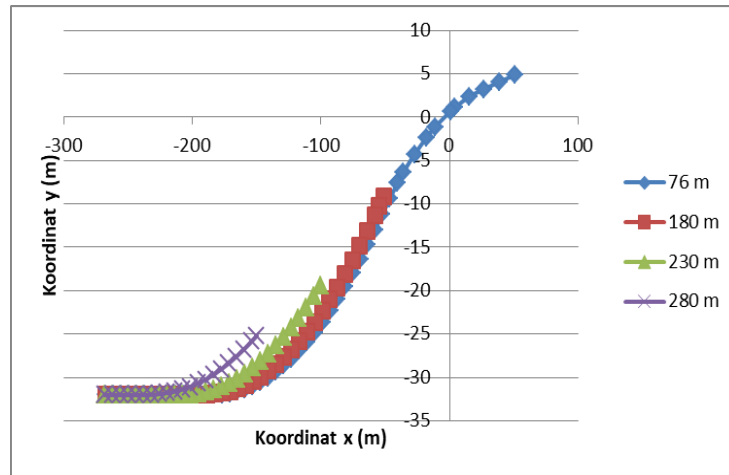
**Gambar 4. 23** Ilustrasi Proses *Abandonment* (1-3) dan *Recovery* (3-1) (Dok. Pribadi)

Pada pemodelan ini proses analisa *abandonment and recovery* dilakukan dengan kondisi operasi dimana *limiting seastate condition* menjadi kondisi dimana analisa dilakukan. Karena apabila kondisi lingkungan akan melebihi dari *limiting seastate* yang telah ditentukan maka operasi instalasi akan diberhentikan sementara untuk selanjutnya dilakukan proses *abandonment* dan instalasi dapat dilanjutkan kembali apabila kondisi *seastate* telah memenuhi dari nilai yang telah ditentukan dengan melakukan *recovery pipeline* untuk selanjutnya melanjutkan proses instalasi yang tertunda. Berikut adalah *limiting seastate* untuk kondisi operasi instalasi *pipeline* yang digunakan pada penelitian ini:

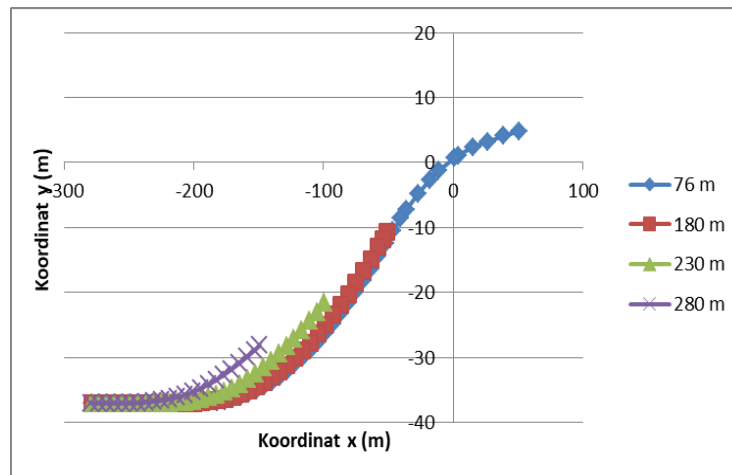
**Tabel 4. 23** *Limiting Sea State*

Heading (Deg)	Enviromental Direction (Towards)	Allowable Hs (Hmax) [m]	Peak Period (Tp) [sec]
0°	Stern	1.15 (2.4)	5.4
45°	Stern Quarter	1.15 (2.4)	5.4
90°	Beam	1.15 (2.4)	5.4
135°	Bow Quarter	1.15 (2.4)	5.4
180°	Bow	1.15 (2.4)	5.4

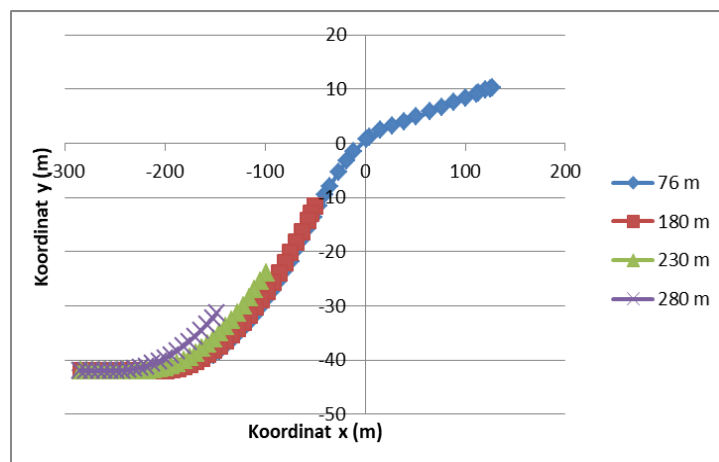
Pada gambar 4.24-4.26 dibawah menjelaskan bagaimana proses *abandonment and recovery* dimodelkan pada *software OFFPIPE* dengan mengubah panjang *cable* yang digunakan pada 3 kedalaman yang berbeda. Koordinat  $y=0$  merupakan muka air laut dan koordinat  $x=0$  merupakan ujung dari *stern barge*.



Gambar 4. 24 Letak *pipeline* terhadap perubahan panjang *cabl* yang digunakan pada kedalaman 32 m



Gambar 4. 25 Letak *pipeline* terhadap perubahan panjang *cabl* yang digunakan pada kedalaman 37 m

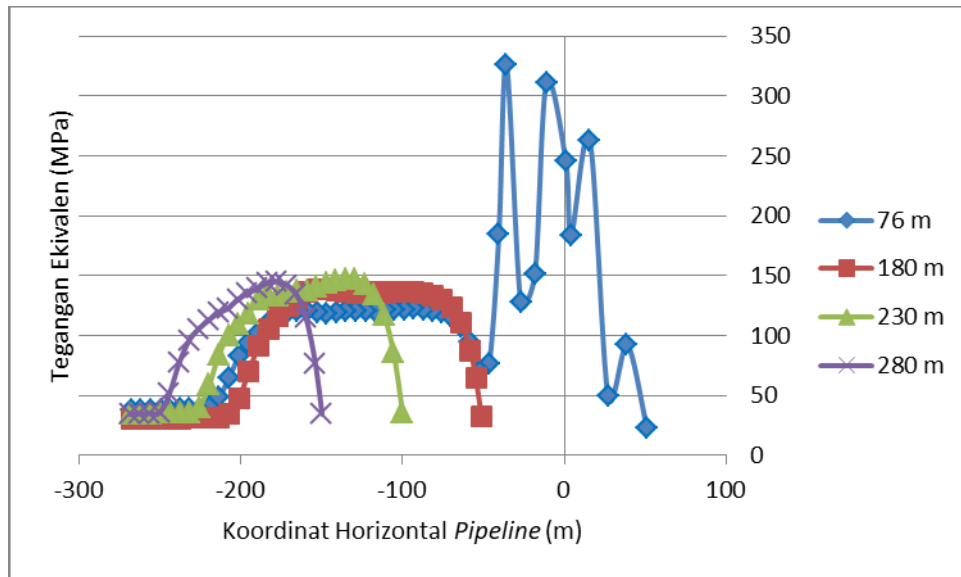


Gambar 4. 26 Letak *pipeline* terhadap perubahan panjang *cabl* yang digunakan pada kedalaman 42 m

Dari pemodelan proses *abandonment and recovery* menggunakan *software* OFFPIPE didapatkan tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses tersebut berlangsung. Kemudian hasil analisa dari pemodelan diolah sehingga didapatkan

grafik pada gambar 4.27-4.41 yang menjelaskan bagaimana tegangan yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada masing-masing kedalaman pada tiap-tiap arah pembebanan gelombang dan arus.

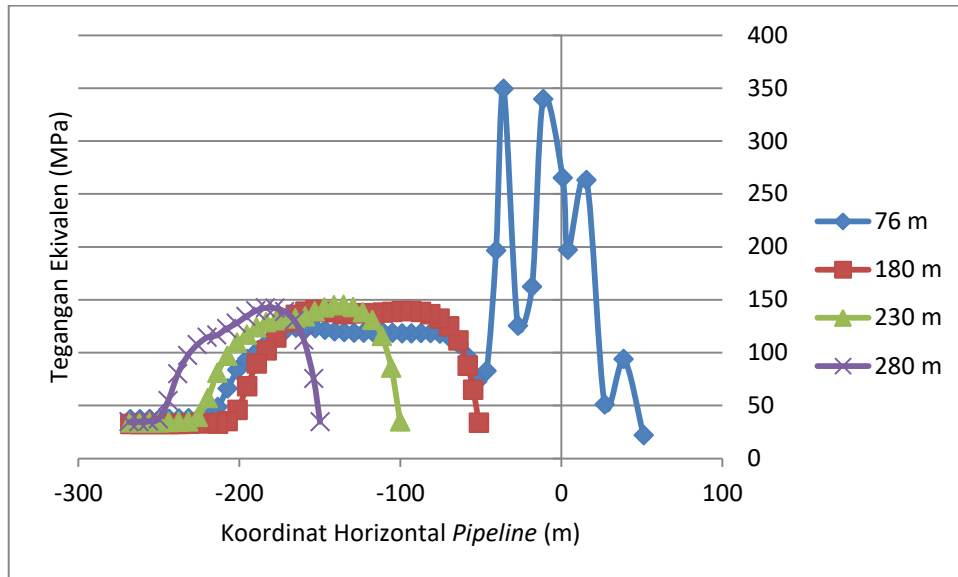
- a. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 32 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 0 derajat.



**Gambar 4. 27** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 32 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 0°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cable* yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cable* dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak -35.9 m dari stern *barge* dan kedalaman 6.2 m dibawah permukaan laut atau terletak pada roller ke 4 stinger. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 326.47 MPa (72.55% SMYS)

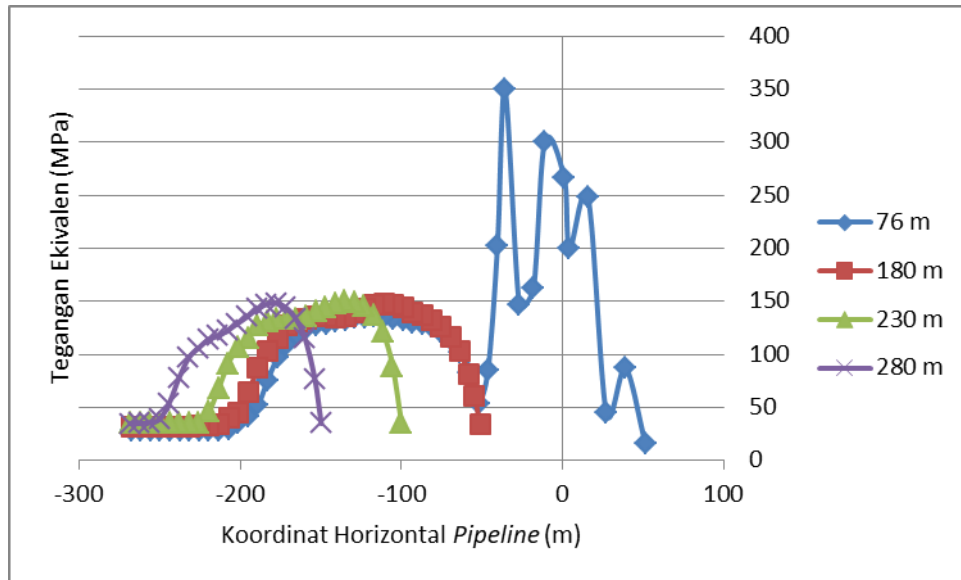
- b. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 32 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 45 derajat.



**Gambar 4. 28** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 32 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 45°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cable* yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cable* dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak -35.88 m dari stern *barge* dan kedalaman 6.21 m dibawah permukaan laut atau terletak pada roller ke 4 stinger. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 349.15 MPa (77.59% SMYS)

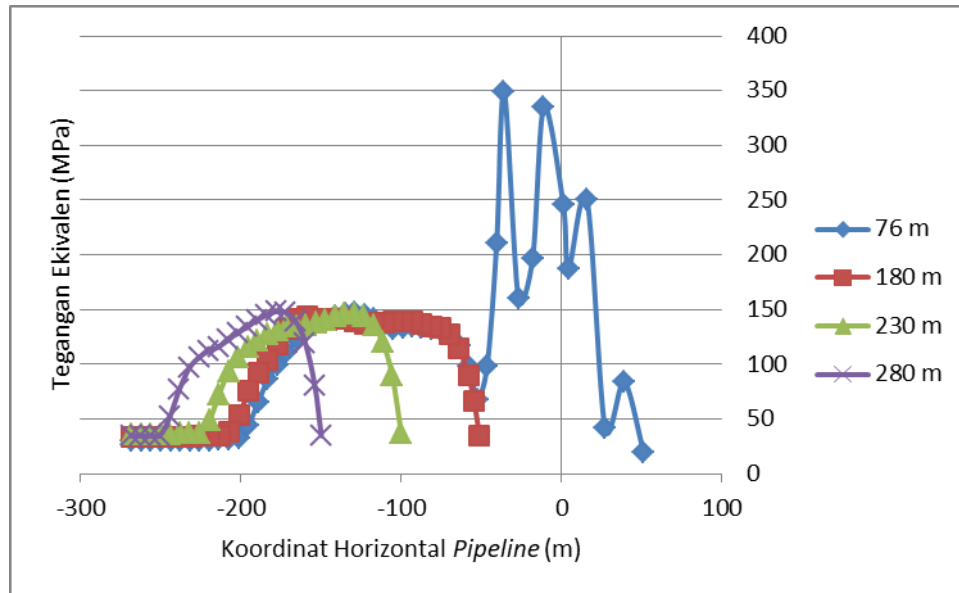
- c. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 32 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 90 derajat.



**Gambar 4. 29** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 32 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 90°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cable* yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cable* dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak -35.87 m dari stern *barge* dan kedalaman 6.5 m dibawah permukaan laut atau terletak pada roller ke 4 stinger. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 349.75 MPa (77.72% SMYS)

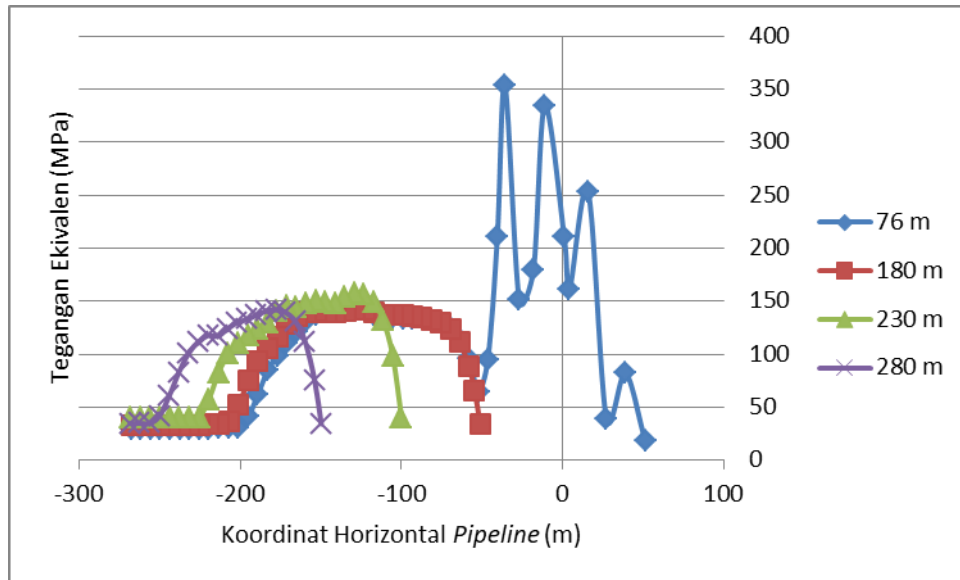
- d. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 32 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 135 derajat.



**Gambar 4. 30** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 32 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 135°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cable* yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cable* dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak -35.88 m dari stern *barge* dan kedalaman 6.34 m dibawah permukaan laut atau terletak pada roller ke 4 stinger. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 349.13 MPa (77.58% SMYS)

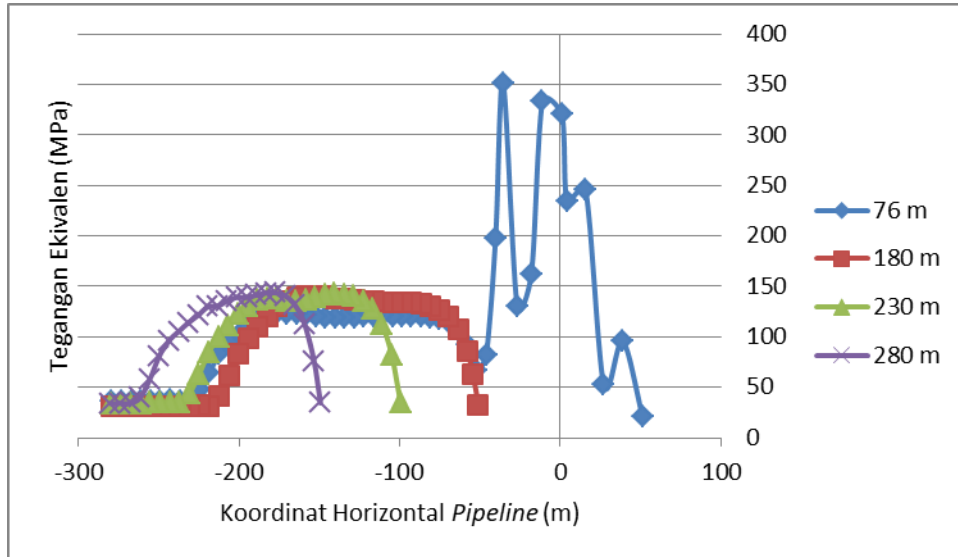
- e. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 32 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 180 derajat.



**Gambar 4.31** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 32 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 180°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cable* yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cable* dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak -35.93 m dari stern *barge* dan kedalaman 6.33 m dibawah permukaan laut atau terletak pada roller ke 4 stinger. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 353.87 MPa (78.64% SMYS).

- f. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 37 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 0 derajat.

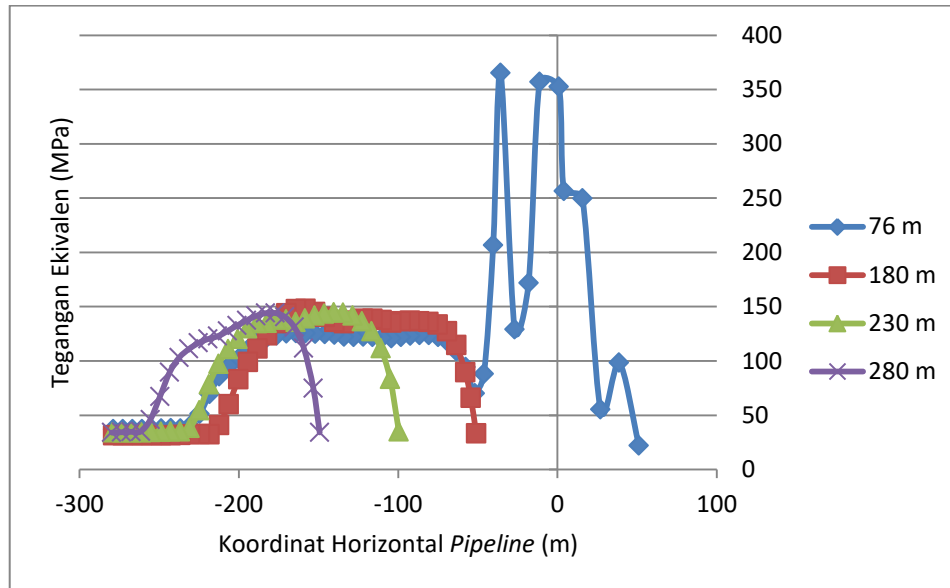


**Gambar 4. 32** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 37 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 0°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cable* yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cable* dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak -35.76 m dari stern *barge* dan kedalaman 6.98 m dibawah permukaan laut atau terletak pada roller ke 4 stinger. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 351.8 MPa (78.18% SMYS).



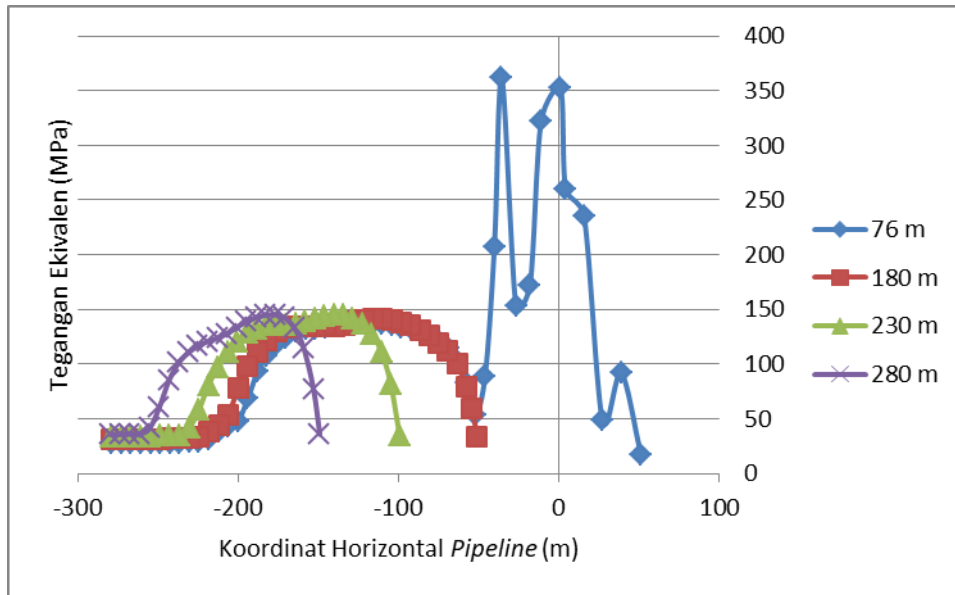
- g. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 37 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 45 derajat.



**Gambar 4. 33** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 37 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 45°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cabl*e yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cabl*e dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak -35.72 m dari stern *barge* dan kedalaman 7.04 m dibawah permukaan laut atau terletak pada roller ke 4 stinger. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 365.25 MPa (81.17% SMYS).

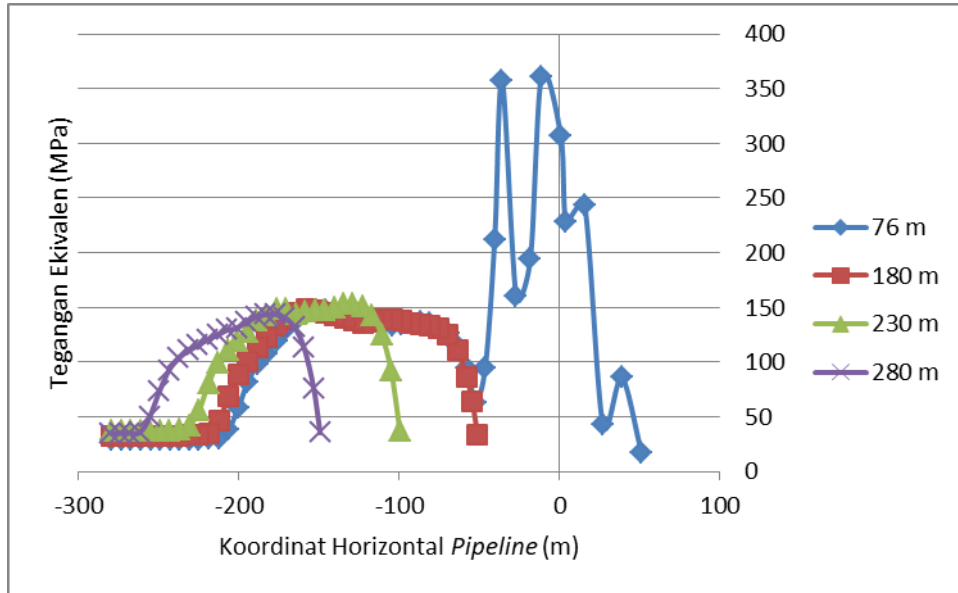
- h. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 37 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 90 derajat.



**Gambar 4. 34** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 37 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 90°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cable* yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cable* dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak -35.7 m dari stern *barge* dan kedalaman 7.35 m dibawah permukaan laut atau terletak pada roller ke 4 stinger. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 361.6 MPa (80.36% SMYS).

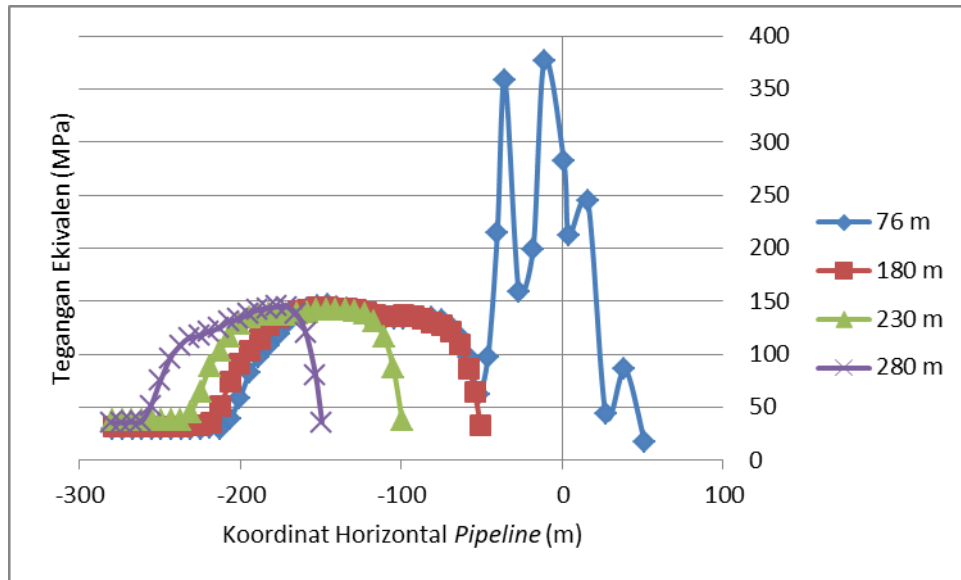
- i. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 37 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 135 derajat.



**Gambar 4. 35** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 37 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 135°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cable* yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cable* dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak -11.15 m dari stern *barge* dan kedalaman 1.33 m dibawah permukaan laut atau terletak pada roller ke 1 stinger. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 360.71 MPa (80.16% SMYS).

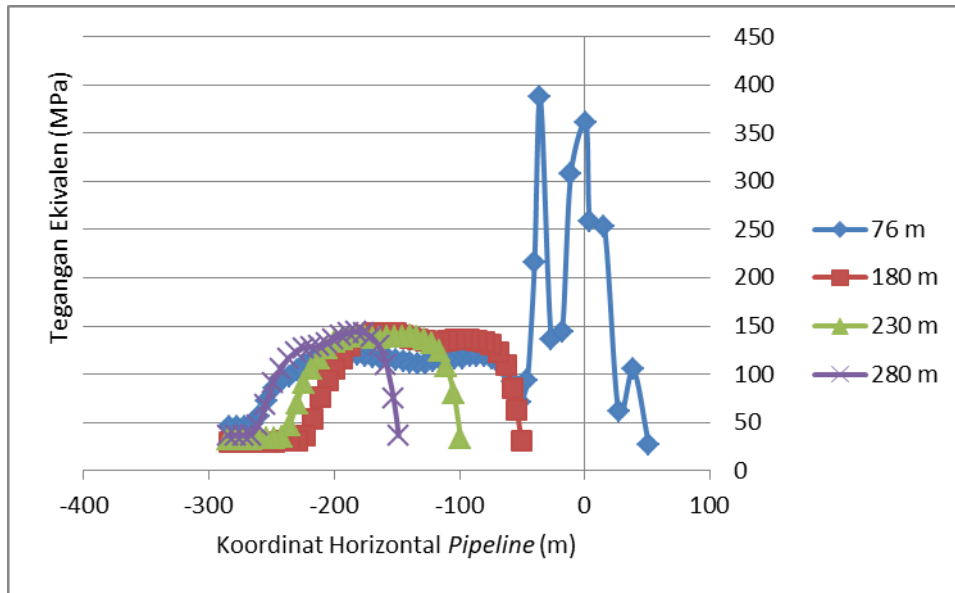
- j. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 37 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 180 derajat.



**Gambar 4. 36** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 37 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 180°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cable* yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cable* dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak -11.15 m dari stern *barge* dan kedalaman 1.3 m dibawah permukaan laut atau terletak pada roller ke 1 stinger. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 376.85 MPa (83.75% SMYS).

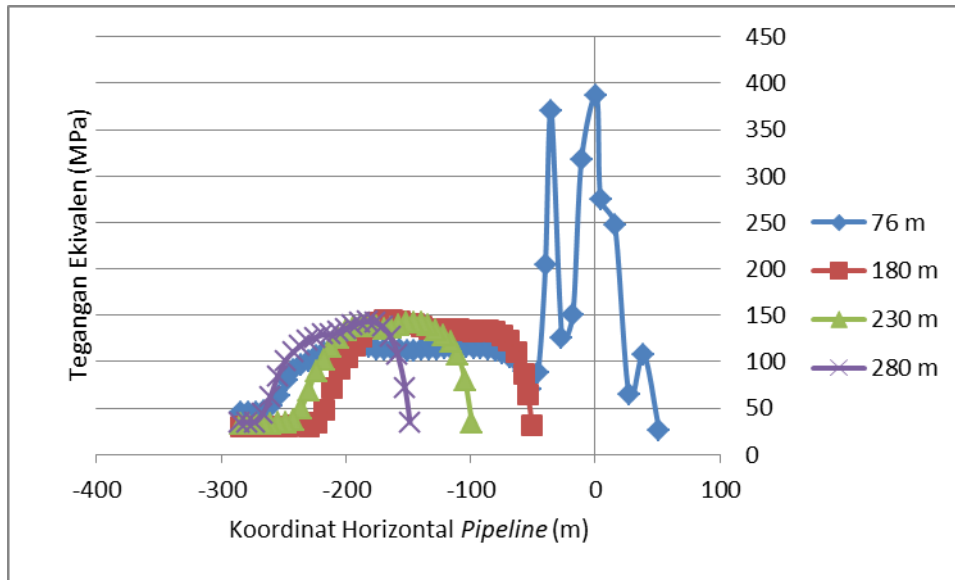
- k. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 42 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 0 derajat.



**Gambar 4. 37** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 42 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 0°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cabl*e yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cabl*e dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak -35.7 m dari stern *barge* dan kedalaman 6.87 m diatas permukaan laut atau terletak pada roller ke 4 stinger. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 387.05 MPa (86.01% SMYS).

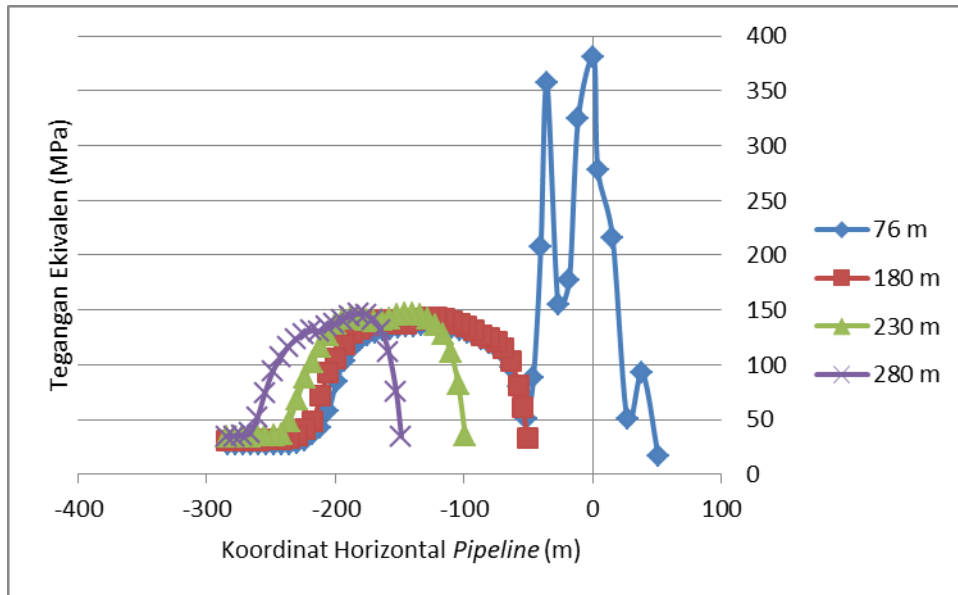
1. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 42 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 45 derajat.



**Gambar 4. 38** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 42 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 45°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cable* yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cable* dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak 0.9 m dari stern *barge* dan kedalaman 0.68 m diatas permukaan laut atau terletak pada roller terakhir *barge*. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 386.74 MPa (85.94% SMYS).

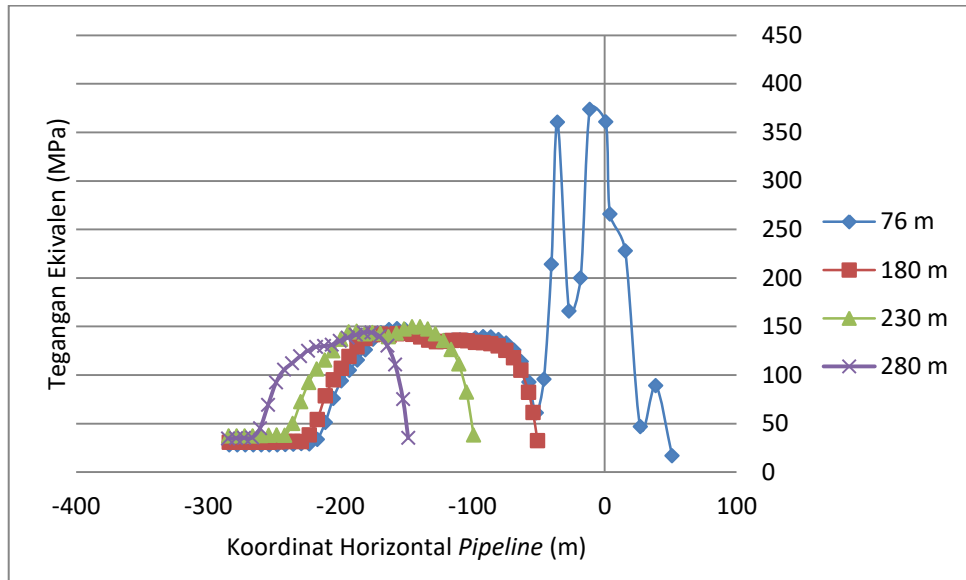
m. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 42 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 90 derajat.



**Gambar 4. 39** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 42 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 90°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cable* yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cable* dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak 0.9 m dari stern *barge* dan kedalaman 0.69 m diatas permukaan laut atau terletak pada roller terakhir *barge*. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 380.41 MPa (84.54% SMYS).

- n. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 42 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 135 derajat.

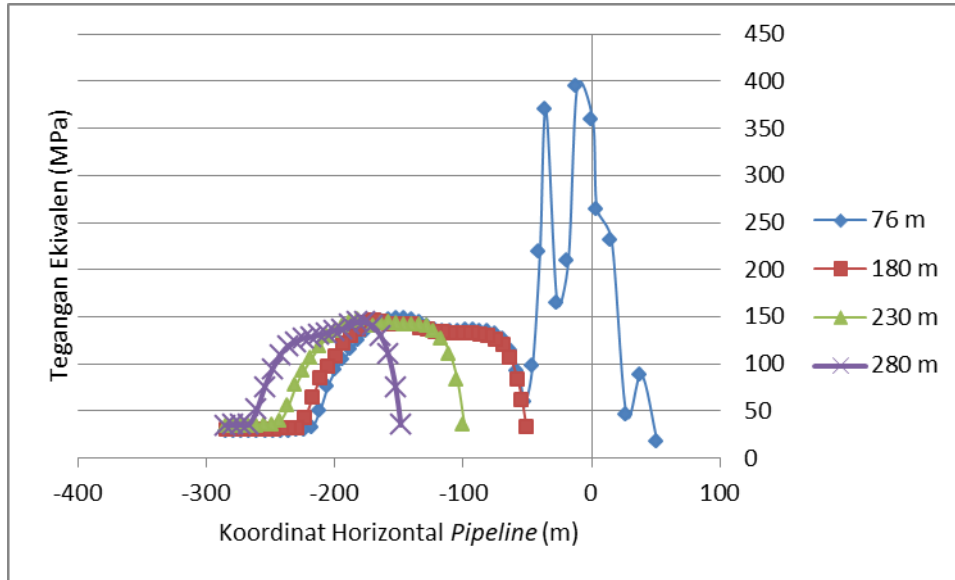


**Gambar 4. 40** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 42 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 135°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cable* yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cable* dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak -11.13 m dari stern *barge* dan kedalaman 1.51 m dibawah permukaan laut atau terletak pada roller ke 1 stinger. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 373.56 MPa (83.01% SMYS).



- o. Analisa tegangan ekuivalen pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* pada kedalaman 42 m dengan arah datang pembebanan arus dan gelombang 180 derajat.



**Gambar 4. 41** Tegangan ekuivalen yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery* dikedalaman 42 m dari arah pembebanan gelombang dan arus 180°

Dari grafik hasil pengolahan data OFFPIPE pada gambar diatas menunjukkan tegangan ekuivalen yang terjadi sepanjang *pipeline* dengan 4 variasi panjang *cable* yang digunakan. Tegangan ekuivalen terbesar terjadi pada saat proses *abandonment and recovery* menggunakan *cable* dengan panjang 76 m. Lokasi dari tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi pada jarak -11.13 m dari stern *barge* dan kedalaman 1.49 m dibawah permukaan laut atau terletak pada roller ke 1 stinger. Tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 390.69 MPa (86.62% SMYS).

Untuk memudahkan dalam mengetahui tegangan ekuivalen maksimum yang terjadi pada tiap kedalaman dengan masing-masing arah pembebanan, dapat dilihat pada Tabel 4.24 dimana koordinat X=0 adalah ujung *stern barge* dan Y=0 adalah permukaan air laut dengan SMYS = 450 Mpa.

**Tabel 4. 24** Data Nilai Tegangan Ekuivalen Maksimum Pada Tiap Kedalaman

Kedalaman	Arah	Tegangan ekuivalen Maksimum	%SMYS	Koordinat	
				X	Y
m	°	Mpa	%		
32	0	326.47	72.55	-35.9	-6.2

Kedalaman	Arah	Tegangan ekuivalen Maksimum	%SMYS	Koordinat	
m	°	Mpa	%	X	Y
32	45	349.15	77.59	-35.88	-6.53
32	90	349.75	77.72	-35.87	-6.5
32	135	349.13	77.58	-35.88	-6.34
32	180	353.87	78.64	-35.93	-6.33
37	0	351.8	78.18	-35.76	-6.98
37	45	365.25	81.17	-35.69	-7.38
37	90	361.6	80.36	-35.7	-7.35
37	135	360.71	80.16	-11.5	-1.33
37	180	376.85	83.75	-11.5	-1.3
42	0	387.05	86.01	-35.7	-6.87
42	45	386.74	85.94	0.9	0.68
42	90	380.41	84.54	0.9	0.69
42	135	373.56	83.01	-11.13	-1.51
42	180	390.69	86.62	-11.13	-1.49

#### 4.6 Pengecekan *Local Buckling*

Pada penelitian ini juga dilakukan pengecekan terhadap local buckling yang terjadi selama proses *abandonment and recovery* akibat *bending moment* dan *axial force*. Pengecekan *local buckling* mengacu pada standar yang digunakan yaitu DNV OS F101 dengan menggunakan persamaan untuk pipa yang mengalami tekanan eksternal lebih besar dibandingkan tekanan internal yang terdapat pada Sec. 5 D600 persamaan 5.28a. Hal ini disebabkan selama proses *abandonment and recovery* berlangsung kondisi pipa tidak dialiri oleh fluida sehingga tidak terdapat tekanan internal, dan pipa hanya mengalami tekanan eksternal. Berdasarkan DNV OS F101 besaran nilai unity check pada perhitungan *local buckling* adalah lebih kecil dari satu ( $UC \leq 1$ ) dan apabila melebihi 1 ( $UC > 1$ ) maka pipa telah mengalami *local buckling*. Nilai *bending moment* dan *axial force* maksimum yang terjadi pada tiap kedalaman didapatkan dari hasil output OFFPIPE yang ditampilkan pada Tabel 4.25 dimana koordinat  $X=0$  adalah ujung stern *barge* dan  $Y=0$  adalah permukaan air laut.

**Tabel 4. 25** Data *Bending Moment* dan *Axial Force* Maksimum

no	Water Depth	Max. Bending Moment	Max. Axial Force	Koordinat	
	m	kNm	kN	X	Y
1	32	304.60	380.78	-35.93	-6.33

no	Water Depth	Max. Bending Moment	Max. Axial Force	Koordinat	
	m	kNm	kN	X	Y
2	37	324.02	368.41	-35.69	-7.38
3	42	340.75	381.88	-11.13	-1.49

Dari data *bending moment* dan *axial force* maksimum dilakukan perhitungan manual untuk mengetahui nilai UC dari local buckling pada tiap-tiap kedalaman. Data hasil perhitungan local buckling ditampilkan pada Tabel 4.26.

**Tabel 4. 26** Data Nilai UC Perhitungan *Local Buckling*

no	Water Depth	Max. Bending Moment	Max. Axial Force	Local Buckling
	m	kNm	kN	UC
1	32	304.60	380.78	0.53
2	37	324.02	368.41	0.65
3	42	340.75	381.88	0.72

Dari hasil perhitungan nilai UC *local buckling* pada tiap kedalaman memiliki nilai kurang dari 1 sehingga tidak terjadi *local buckling* pada pipa di masing-masing kedalaman.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisa dan pembahasan yang telah dilakukan pada bab-bab sebelumnya, maka dapat ditarik kesimpulan dari penelitian tugas akhir ini :

1. Karakteristik gerakan dari *pipe laying barge* pada gelombang regular untuk gerakan surge memiliki nilai terbesar pada arah pembebanan 0 dan 180° derajat dengan nilai 1.5 m/m dan 1.681 m/m pada frekuensi 0.1 rad/s. Untuk gerakan sway, heave dan roll memiliki nilai terbesar pada pembebanan arah 90° dengan nilai masing-masing 1.12 m/m, 0.961 m/m dan 1.762 deg/m pada frekuensi 0.1 rad/s, 0.7 rad/s dan 0.8 rad/s. Selanjutnya untuk gerakan pitch memiliki nilai terbesar pada arah pembebanan 135° derajat dengan nilai 0.31 deg/m pada frekuensi 0.6 rad/s. Sedangkan untuk gerakan yaw memiliki nilai terbesar pada arah pembebanan 45° derajat dengan nilai 0.207 deg/m pada frekuensi 0.6 rad/s. Sedangkan untuk respon *barge* pada gelombang irregular didapatkan respon terbesar dari gerakan heave dengan arah pembebanan 90° yang memiliki heave amplitude significant 2.033 m. Lalu respon *barge* gerakan surge dengan arah pembebanan 180° memiliki surge amplitude significant sebesar 0.249 m. Untuk gerakan sway dan roll dengan arah pembebanan 90° memiliki sway amplitude significant dan roll amplitude significant masing-masing sebesar 1.361 m dan 3.643 deg. Untuk gerakan pitch dengan arah pembebanan 135° memiliki pitch pitch significant sebesar 0.363 deg. Sedangkan untuk gerakan yaw dengan arah pembebanan 45° memiliki yaw amplitude significant sebesar 0.228 deg.
2. Dari analisa yang telah dilakukan tegangan ekuivalen pada pipa dengan kedalaman 32 m, 37 m dan 42 m selama proses *abandonment and recovery* tidak melebihi tegangan ekuivalen yang diijinkan (87% SMYS) oleh DNV OS F101. Tegangan ekuivalen pada proses AR yang terbesar terjadi pada kedalaman 42 m dengan pada arah pembebanan 180° dengan panjang *winch cable* yang digunakan 76 m menghasilkan tegangan ekuivalen 390.69 MPa setara dengan 86.62% SMYS yang terjadi di roller

ke 1 stinger. Pada kedalaman 32 m dan 37 m tegangan ekuivalen maksimum yang terjadi juga dari arah pembebanan  $180^\circ$  dengan nilai masing-masing adalah 353.87 MPa setara dengan 78.64% SMYS dan 376.85 MPa setara dengan 83.75% SMYS.

3. Hasil dari pengecekan terhadap local buckling disimpulkan bahwa pada kedalaman 32 m, 37 m, dan 42 m tidak mengalami local buckling dengan nilai UC untuk masing-masing kedalaman adalah 0.53, 0.65, dan 0.72.

## **5.2 Saran**

Saran yang diberikan penulis untuk penelitian selanjutnya

1. Diperlukan analisa mengenai pengaruh perubahan *tension* terhadap tegangan yang terjadi.
2. Diperlukan analisa mengenai pengaruh konfigurasi *stinger* terhadap tegangan yang terjadi.

## DAFTAR PUSTAKA

- API RP 1111. 1999. *Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design)*. American Petroleum Institute. Washington D.C.
- ASME B31.4. 2002. *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids*. American Society of Mechanical Engineer. New York.
- Braestrup, M. W., dkk, 2005, *Design and Installation of Marine Pipelines*, Blackwell Science Ltd, Oxford, UK
- Bhattacharyya, R. 1978. *Dynamics of Marine Vehicles*. Canada : John Wiley & Sons, Inc.
- Bai, Y., Bai, Q., 2014, *Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation*, Elsevier, Oxford, UK.
- Chakrabarti, S. K., 2005, *Handbook of Offshore Engginering* vol. I&II, Elsevier, Plainfield, Illinois, USA.
- Datta,T.K, 1982, *Abandonment and Recovery Solution of Submarine Pipeline*, Department of Civil Engineering, India Institute of Technology, India.
- Djarmiko, E. B., 2012, *Perilaku dan Operabilitas Bangunan Laut di atas Gelombang Acak*, ITS Press, Surabaya.
- DNV OS F101, 2007, *Submarine Pipeline Systems*, Det Norske Veritas, Norway.
- DNV RP C205, 2008, *Environmental Conditions and Environmental Loads*, Det Norske Veritas, Norway.
- Guo, B., dkk, 2005, *Offshore Pipelines*, Elsevier, Oxford, UK.
- Hasselman, K., dkk, 1973, *Measurements of wind-wave growth and swell decay during the Joint North Sea Wave Project (JONSWAP)*, Deutches Hydrographisches Institut, Germany.
- Junior, Robert C. M. 1996. *OFFPIPE User's Guide Version 2.05*. User manual, Texas.
- Soegiono, 2007, *Pipa Laut*, Airlangga University Press, Surabaya.
- Wolbert, g.s., 1952, *American Pipelines*, University of Oklahoma Press, Norman.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



**LAMPIRAN A**  
**HASIL OUTPUT SOFTWARE**  
**MOSES**  
**(HYDROSTATIC PROPERTIES)**

\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\*

```

*                               *** MOSES ***                               *
*                               -----                               *
*                               April 7, 2019                               *
* Response Amplitude Operators of Armada KP1                               *
*                               *                                           *

```

\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\*

+++ HYDROSTATIC PROPERTIES +++

=====

For Body A1KP

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

/--- Condition ---/		Displac- /		Center Of Buoyancy --/			W.P. //C. Flotation //		---- Metacentric Heights ----/				
Draft	Trim	Roll	M-Tons	---X---	---Y---	---Z---	Area	---X---	---Y---	-KMT-	-KML-	-BMT-	-BML-
0.00	0.00	0.00	0	0	-0.00	-0.00	3654.205	60.10	-0.00	0	0	0	0
0.50	0.00	0.00	1882.11	60.80	0.00	0.25	3690.701	60.70	0.00	152.97	2501.14	152.72	2500.89
1.00	0.00	0.00	3782.45	61.09	-0.00	0.50	3727.193	61.39	0.00	77.25	1282.20	76.75	1281.70
1.50	0.00	0.00	5701.48	61.39	0.00	0.75	3763.684	62.09	0.00	52.17	876.27	51.41	875.52
2.00	0.00	0.00	7639.22	61.68	0.00	1.01	3800.176	62.88	0.00	39.75	673.64	38.74	672.63
2.50	0.00	0.00	9595.64	61.98	-0.00	1.26	3836.668	63.48	0.00	32.40	552.33	31.14	551.07
3.00	0.00	0.00	11570.77	62.27	-0.00	1.51	3873.159	64.07	-0.00	27.58	471.68	26.07	470.16
3.50	0.00	0.00	13564.59	62.56	0.00	1.77	3909.651	64.67	0.00	24.22	414.27	22.45	412.50
4.00	0.00	0.00	15577.11	62.85	0.00	2.03	3946.143	65.27	0.00	21.76	371.38	19.73	369.36
4.50	0.00	0.00	17561.32	63.15	0.00	2.28	3982.634	65.82	-0.00	19.90	338.18	17.62	335.90

**LAMPIRAN B**  
**HASIL OUTPUT SOFTWARE**  
**MOSES**  
**(RAO)**

\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\*

```

*                               *** MOSES ***                               *
*                               -----                               April 7, 2019                               *
*      Response Amplitude Operators of Armada KP1                               *
*                               *
* Draft      = 4.5 Meters   Trim Angle   = 0.00 Deg.   GMT      = 11.1 Meters *
* Roll Gy. Radius = 11.7 Meters   Pitch Gy. Radius = 38.0 Meters   Yaw Gy. Radius = 38.0 Meters *
* Heading    = 0.00 Deg.   Forward Speed = 0.00 Knots   Linearization Based on 1/ 20 *
*                               *

```

\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\*

+++ MOTION RESPONSE OPERATORS +++

=====

Results are in Body System

Of Point On Body A1KP At X = 66.3 Y = -0.0 Z = 8.8

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

ENCOUNTER	Surge /	Sway /	Heave /	Roll /	Pitch /	Yaw /	
-----	Wave Ampl.	Wave Ampl.	Wave Ampl.	Wave Ampl.	Wave Ampl.	Wave Ampl.	Wave Ampl.
Frequency Period	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/

-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.1000	62.83	1.500	131	0.000	0	0.929	4	0.000	0	0.058	-164	0.000	0
0.2000	31.42	1.022	112	0.000	0	0.919	19	0.000	0	0.079	-120	0.000	0
0.3000	20.94	0.903	133	0.000	0	0.885	43	0.000	0	0.127	-74	0.000	0
0.4000	15.71	0.781	165	0.000	0	0.802	76	0.000	0	0.194	-29	0.000	0
0.4996	12.58	0.597	-152	0.000	0	0.637	117	0.000	0	0.255	18	0.000	0
0.6000	10.47	0.333	-100	0.000	0	0.378	166	0.000	0	0.270	71	0.000	0
0.7000	8.98	0.043	-33	0.000	0	0.090	-129	0.000	0	0.201	129	0.000	0
0.8000	7.85	0.155	-154	0.000	0	0.108	89	0.000	0	0.065	-168	0.000	0
0.9000	6.98	0.160	-75	0.000	0	0.117	155	0.000	0	0.049	88	0.000	0
1.0000	6.28	0.019	23	0.000	0	0.011	-175	0.000	0	0.040	150	0.000	0
1.1000	5.71	0.093	-73	0.000	0	0.018	109	0.000	0	0.016	78	0.000	0
1.2000	5.24	0.045	34	0.000	0	0.014	73	0.000	0	0.012	92	0.000	0
1.3001	4.83	0.054	-34	0.000	0	0.035	86	0.000	0	0.027	134	0.000	0
1.4000	4.49	0.026	91	0.000	0	0.031	147	0.000	0	0.043	107	0.000	0
1.4999	4.19	0.041	40	0.000	0	0.140	151	0.000	0	0.093	-133	0.000	0
1.6000	3.93	0.003	6	0.000	0	0.226	-77	0.000	0	0.010	-160	0.000	0
1.7000	3.70	0.025	152	0.000	0	0.070	70	0.000	0	0.073	-17	0.000	0
1.7998	3.49	0.022	134	0.000	0	0.029	52	0.000	0	0.007	-124	0.000	0
1.9000	3.31	0.006	124	0.000	0	0.007	-22	0.000	0	0.007	157	0.000	0
1.9997	3.14	0.007	-59	0.000	0	0.009	-42	0.000	0	0.004	21	0.000	0
2.1000	2.99	0.012	-51	0.000	0	0.014	40	0.000	0	0.008	19	0.000	0
2.2000	2.86	0.011	-35	0.000	0	0.062	84	0.000	0	0.029	158	0.000	0
2.2998	2.73	0.009	-9	0.000	0	0.053	-79	0.000	0	0.024	-175	0.000	0
2.4000	2.62	0.007	26	0.000	0	0.011	-50	0.000	0	0.004	120	0.000	0
2.5003	2.51	0.005	70	0.000	0	0.003	-53	0.000	0	0.003	-179	0.000	0
2.5996	2.42	0.004	122	0.000	0	0.005	-74	0.000	0	0.003	-82	0.000	0

2.7001	2.33	0.004	-174	0.000	0	0.016	-33	0.000	0	0.010	30	0.000	0
2.8000	2.24	0.003	-102	0.000	0	0.016	-160	0.000	0	0.008	98	0.000	0
2.8995	2.17	0.003	-22	0.000	0	0.003	-70	0.000	0	0.002	134	0.000	0
3.0006	2.09	0.002	71	0.000	0	0.001	89	0.000	0	0.001	-158	0.000	0

Page 21 Licensee - Lavteam

Rev 07.10.01.11

\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\*

```

*                               *** MOSES ***                               *
*                               -----                               April 7, 2019 *
*      Response Amplitude Operators of Armada KP1                               *
*                               *
* Draft      = 4.5 Meters   Trim Angle   = 0.00 Deg.   GMT      = 11.1 Meters *
* Roll Gy. Radius = 11.7 Meters   Pitch Gy. Radius = 38.0 Meters   Yaw Gy. Radius = 38.0 Meters *
* Heading     = 45.00 Deg.   Forward Speed = 0.00 Knots   Linearization Based on 1/20 *
*                               *

```

\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\*

+++ MOTION RESPONSE OPERATORS +++

=====

Results are in Body System

Of Point On Body A1KP At X = 66.3 Y = -0.0 Z = 8.8

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

ENCOUNTER		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /		Wave Ampl.	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.1000	62.83	0.901	123	0.797	102	0.929	4	0.014	92	0.058	-169	0.006	176		
0.2000	31.42	0.727	108	0.748	105	0.922	14	0.048	102	0.070	-136	0.053	-174		
0.3000	20.94	0.654	121	0.677	120	0.904	30	0.104	118	0.099	-97	0.093	-157		
0.4000	15.71	0.596	143	0.609	142	0.863	54	0.181	141	0.145	-58	0.142	-132		
0.4996	12.58	0.515	172	0.510	170	0.781	84	0.265	170	0.200	-19	0.185	-100		
0.6000	10.47	0.399	-150	0.372	-154	0.643	119	0.339	-157	0.248	22	0.207	-61		
0.7000	8.98	0.247	-108	0.206	-115	0.437	158	0.359	-127	0.265	66	0.192	-15		
0.8000	7.85	0.078	-61	0.036	-79	0.191	-161	0.188	-129	0.226	112	0.141	39		
0.9000	6.98	0.062	175	0.023	-164	0.026	78	0.159	74	0.122	156	0.067	102		
1.0000	6.28	0.119	-123	0.055	-93	0.098	105	0.119	110	0.008	104	0.005	-60		
1.1000	5.71	0.086	-55	0.032	-20	0.042	156	0.038	175	0.041	87	0.034	55		
1.2000	5.24	0.002	56	0.003	160	0.002	54	0.007	77	0.016	158	0.018	141		
1.3001	4.83	0.057	-81	0.006	-48	0.006	111	0.009	153	0.006	57	0.007	18		
1.4000	4.49	0.041	6	0.004	-176	0.004	54	0.003	120	0.004	111	0.005	98		
1.4999	4.19	0.016	-82	0.007	-152	0.007	60	0.007	130	0.008	94	0.011	72		
1.6000	3.93	0.035	19	0.016	-75	0.010	114	0.013	-173	0.003	149	0.004	144		
1.7000	3.70	0.002	-76	0.006	-72	0.004	113	0.006	169	0.010	140	0.022	154		
1.7998	3.49	0.024	58	0.050	23	0.013	-178	0.035	-116	0.007	-100	0.027	-69		
1.9000	3.31	0.001	-24	0.075	164	0.007	-7	0.035	5	0.000	0	0.004	-148		
1.9997	3.14	0.016	124	0.037	-47	0.004	-178	0.010	143	0.002	85	0.028	33		
2.1000	2.99	0.005	73	0.008	-98	0.001	146	0.000	0	0.001	-98	0.010	-160		

2.2000	2.86	0.008	-141	0.004	103	0.001	-27	0.000	0	0.001	-158	0.006	149
2.2998	2.73	0.008	-178	0.001	27	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.002	93
2.4000	2.62	0.000	0	0.002	-19	0.000	0	0.001	-92	0.000	0	0.001	-177
2.5003	2.51	0.005	-45	0.004	90	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.003	-116
2.5996	2.42	0.005	-62	0.015	127	0.001	59	0.000	0	0.000	0	0.010	27
2.7001	2.33	0.002	-71	0.024	-43	0.003	169	0.002	-41	0.000	0	0.004	28
2.8000	2.24	0.001	109	0.002	-145	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.006	-111
2.8995	2.17	0.002	111	0.002	-119	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.002	-90
3.0006	2.09	0.002	124	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.001	-74

\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\*

```

*                               *** MOSES ***                               *
*                               ----- April 7, 2019 -----                               *
* Response Amplitude Operators of Armada KP1                               *
*                               *                               *
* Draft      = 4.5 Meters   Trim Angle   = 0.00 Deg.   GMT      = 11.1 Meters *
* Roll Gy. Radius = 11.7 Meters   Pitch Gy. Radius = 38.0 Meters   Yaw Gy. Radius = 38.0 Meters *
* Heading     = 90.00 Deg.   Forward Speed = 0.00 Knots   Linearization Based on 1/ 20 *
*                               *                               *

```

\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\*

+++ MOTION RESPONSE OPERATORS +++

=====



Results are in Body System

Of Point On Body A1KP At X = 66.3 Y = -0.0 Z = 8.8

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /		Wave Ampl.	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.1000	62.83	0.326	-115	1.120	102	0.929	0	0.020	89	0.058	177	0.012	61		
0.2000	31.42	0.052	-166	1.066	91	0.925	0	0.068	89	0.061	174	0.018	99		
0.3000	20.94	0.023	-174	0.985	91	0.920	1	0.154	89	0.065	169	0.021	97		
0.4000	15.71	0.013	179	0.936	90	0.918	1	0.281	89	0.069	163	0.021	97		
0.4996	12.58	0.009	171	0.886	90	0.922	2	0.465	88	0.075	156	0.020	99		
0.6000	10.47	0.008	156	0.824	90	0.934	1	0.755	85	0.083	147	0.019	102		
0.7000	8.98	0.007	145	0.732	88	0.961	-1	1.239	73	0.095	132	0.017	103		
0.8000	7.85	0.007	118	0.511	86	0.935	-9	1.762	40	0.104	108	0.012	100		
0.9000	6.98	0.006	79	0.341	118	0.817	-19	1.498	-2	0.100	72	0.008	136		
1.0000	6.28	0.004	31	0.373	138	0.620	-31	0.857	-23	0.069	28	0.009	160		
1.1000	5.71	0.002	-8	0.350	149	0.383	-37	0.491	-22	0.030	-3	0.009	170		
1.2000	5.24	0.001	-56	0.311	162	0.223	-32	0.304	-14	0.011	-17	0.009	-178		
1.3001	4.83	0.000	0	0.268	178	0.131	-17	0.193	0	0.004	-10	0.008	-163		
1.4000	4.49	0.000	0	0.226	-163	0.081	2	0.124	14	0.002	12	0.007	-146		
1.4999	4.19	0.000	0	0.187	-142	0.053	27	0.077	32	0.001	52	0.006	-126		
1.6000	3.93	0.000	0	0.153	-119	0.037	53	0.046	53	0.001	79	0.005	-104		
1.7000	3.70	0.001	95	0.127	-90	0.025	79	0.026	80	0.001	91	0.004	-79		

1.7998	3.49	0.000	0	0.106	-61	0.017	106	0.014	107	0.000	0	0.004	-53
1.9000	3.31	0.000	0	0.091	-30	0.014	138	0.007	139	0.000	0	0.003	-23
1.9997	3.14	0.000	0	0.078	1	0.008	168	0.002	178	0.000	0	0.003	8
2.1000	2.99	0.000	0	0.066	38	0.005	-155	0.004	-140	0.000	0	0.002	47
2.2000	2.86	0.000	0	0.055	73	0.003	-115	0.001	120	0.000	0	0.002	80
2.2998	2.73	0.000	0	0.046	112	0.006	-65	0.002	125	0.000	0	0.002	116
2.4000	2.62	0.000	0	0.040	152	0.002	-29	0.004	156	0.000	0	0.001	155
2.5003	2.51	0.000	0	0.038	-155	0.001	11	0.002	29	0.000	0	0.001	-149
2.5996	2.42	0.000	0	0.030	-119	0.000	0	0.002	-123	0.000	0	0.001	-114
2.7001	2.33	0.000	0	0.026	-73	0.003	111	0.003	-75	0.000	0	0.001	-71
2.8000	2.24	0.000	0	0.022	-28	0.001	155	0.003	-28	0.000	0	0.001	-26
2.8995	2.17	0.000	0	0.021	28	0.000	0	0.002	28	0.000	0	0.001	32
3.0006	2.09	0.000	0	0.017	76	0.001	-112	0.002	76	0.000	0	0.001	79

\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\*

```

*                               *** MOSES ***                               *
*                               -----                               *
*                               April 7, 2019                               *
* Response Amplitude Operators of Armada KP1                               *
*                               *                                           *
* Draft      = 4.5 Meters   Trim Angle   = 0.00 Deg.   GMT      = 11.1 Meters *
* Roll Gy. Radius = 11.7 Meters   Pitch Gy. Radius = 38.0 Meters   Yaw Gy. Radius = 38.0 Meters *
* Heading     = 135.00 Deg.   Forward Speed = 0.00 Knots   Linearization Based on 1/ 20 *
*                               *                                           *

```

\*\*\*\*\*  
 \*\*\*\*\*

+++ MOTION RESPONSE OPERATORS +++

Results are in Body System  
 Of Point On Body A1KP At X = 66.3 Y = -0.0 Z = 8.8

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

ENCOUNTER	Surge / Wave Ampl.	Sway / Wave Ampl.	Heave / Wave Ampl.	Roll / Wave Ampl.	Pitch / Wave Ampl.	Yaw / Wave Ampl.	Wave Ampl.						
Frequency -(Rad/Sec)-	Period -(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase						
0.1000	62.83	1.302	-77	0.726	96	0.928	-2	0.015	86	0.061	163	0.014	27
0.2000	31.42	0.749	-105	0.749	78	0.919	-12	0.048	77	0.078	129	0.051	6
0.3000	20.94	0.652	-120	0.679	62	0.891	-29	0.107	61	0.123	93	0.090	-18
0.4000	15.71	0.582	-142	0.611	40	0.824	-53	0.183	38	0.189	59	0.138	-44
0.4996	12.58	0.490	-170	0.514	11	0.699	-84	0.269	9	0.259	24	0.182	-74
0.6000	10.47	0.361	154	0.378	-23	0.500	-125	0.339	-29	0.310	-14	0.206	-109
0.7000	8.98	0.204	113	0.212	-67	0.241	180	0.348	-81	0.310	-61	0.195	-148
0.8000	7.85	0.047	64	0.044	-117	0.047	20	0.180	-170	0.235	-115	0.145	166
0.9000	6.98	0.070	-168	0.025	19	0.137	-104	0.126	-87	0.098	-178	0.069	115
1.0000	6.28	0.114	129	0.056	-25	0.091	-170	0.099	-169	0.018	-83	0.004	-59
1.1000	5.71	0.076	61	0.034	-92	0.032	145	0.029	121	0.047	-146	0.033	-177

1.2000	5.24	0.003	145	0.004	115	0.007	-171	0.008	-74	0.020	142	0.019	110
1.3001	4.83	0.055	84	0.006	-31	0.006	174	0.009	-143	0.006	-100	0.006	-117
1.4000	4.49	0.037	-1	0.004	82	0.003	-87	0.002	-96	0.004	-162	0.005	-172
1.4999	4.19	0.016	81	0.008	86	0.006	-76	0.002	-54	0.008	-110	0.012	-135
1.6000	3.93	0.033	-17	0.016	49	0.010	-122	0.011	-53	0.003	-159	0.004	-167
1.7000	3.70	0.001	33	0.005	96	0.004	-104	0.003	-23	0.010	-133	0.022	-121
1.7998	3.49	0.023	-57	0.049	61	0.013	-150	0.034	-78	0.007	130	0.028	154
1.9000	3.31	0.001	-26	0.076	-32	0.007	159	0.037	169	0.000	0	0.003	-68
1.9997	3.14	0.016	-123	0.038	-142	0.004	98	0.010	47	0.003	-173	0.028	137
2.1000	2.99	0.005	-80	0.007	-59	0.001	173	0.001	120	0.001	68	0.010	3
2.2000	2.86	0.008	145	0.005	136	0.001	17	0.001	97	0.001	143	0.005	90
2.2998	2.73	0.008	178	0.001	-101	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.002	-155
2.4000	2.62	0.000	0	0.002	25	0.000	0	0.001	-47	0.000	0	0.001	-174
2.5003	2.51	0.005	48	0.004	1	0.000	0	0.001	-153	0.000	0	0.003	-149
2.5996	2.42	0.005	63	0.015	17	0.001	-61	0.000	0	0.000	0	0.010	118
2.7001	2.33	0.002	69	0.024	-123	0.003	91	0.002	-121	0.000	0	0.004	165
2.8000	2.24	0.001	-104	0.002	29	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.006	-6
2.8995	2.17	0.002	-109	0.002	95	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.002	66
3.0006	2.09	0.002	-123	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.001	143

Page 24 Licensee - Lavteam

Rev 07.10.01.11

\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\*

```

*                               *** MOSES ***                               *
*                               -----                               *
*                               April 7, 2019                               *
* Response Amplitude Operators of Armada KP1                               *
*                               *                                           *

```

\* Draft = 4.5 Meters Trim Angle = 0.00 Deg. GMT = 11.1 Meters \*  
 \* Roll Gy. Radius = 11.7 Meters Pitch Gy. Radius = 38.0 Meters Yaw Gy. Radius = 38.0 Meters \*  
 \* Heading = 180.00 Deg. Forward Speed = 0.00 Knots Linearization Based on 1/ 20 \*  
 \*

\*\*\*\*\*  
 \*\*\*\*\*

+++ MOTION RESPONSE OPERATORS +++

=====

Results are in Body System

Of Point On Body A1KP At X = 66.3 Y = -0.0 Z = 8.8

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

ENCOUNTER		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /		Wave Ampl.	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.1000	62.83	1.681	-76	0.000	0	0.927	-3	0.000	0	0.062	157	0.000	0		
0.2000	31.42	1.049	-109	0.000	0	0.914	-18	0.000	0	0.090	115	0.000	0		
0.3000	20.94	0.891	-131	0.000	0	0.865	-42	0.000	0	0.156	73	0.000	0		
0.4000	15.71	0.744	-162	0.000	0	0.748	-76	0.000	0	0.239	32	0.000	0		
0.4996	12.58	0.533	158	0.000	0	0.532	-122	0.000	0	0.302	-13	0.000	0		
0.6000	10.47	0.264	109	0.000	0	0.238	174	0.000	0	0.296	-68	0.000	0		

0.7000	8.98	0.007	111	0.000	0	0.065	-5	0.000	0	0.191	-133	0.000	0
0.8000	7.85	0.155	159	0.000	0	0.140	-124	0.000	0	0.031	141	0.000	0
0.9000	6.98	0.142	83	0.000	0	0.045	149	0.000	0	0.067	-105	0.000	0
1.0000	6.28	0.006	28	0.000	0	0.026	-139	0.000	0	0.041	167	0.000	0
1.1000	5.71	0.088	79	0.000	0	0.015	-179	0.000	0	0.014	-113	0.000	0
1.2000	5.24	0.035	-23	0.000	0	0.007	-101	0.000	0	0.005	-159	0.000	0
1.3001	4.83	0.052	38	0.000	0	0.029	-87	0.000	0	0.026	-140	0.000	0
1.4000	4.49	0.021	-82	0.000	0	0.028	-149	0.000	0	0.040	-104	0.000	0
1.4999	4.19	0.038	-38	0.000	0	0.140	-150	0.000	0	0.094	135	0.000	0
1.6000	3.93	0.004	4	0.000	0	0.228	79	0.000	0	0.011	153	0.000	0
1.7000	3.70	0.021	-151	0.000	0	0.069	-66	0.000	0	0.075	20	0.000	0
1.7998	3.49	0.020	-131	0.000	0	0.030	-47	0.000	0	0.006	118	0.000	0
1.9000	3.31	0.006	-120	0.000	0	0.008	19	0.000	0	0.006	-149	0.000	0
1.9997	3.14	0.007	59	0.000	0	0.008	39	0.000	0	0.004	-23	0.000	0
2.1000	2.99	0.011	51	0.000	0	0.014	-40	0.000	0	0.008	-20	0.000	0
2.2000	2.86	0.010	34	0.000	0	0.062	-83	0.000	0	0.029	-157	0.000	0
2.2998	2.73	0.008	9	0.000	0	0.052	80	0.000	0	0.024	176	0.000	0
2.4000	2.62	0.006	-26	0.000	0	0.011	52	0.000	0	0.004	-121	0.000	0
2.5003	2.51	0.005	-71	0.000	0	0.003	57	0.000	0	0.003	179	0.000	0
2.5996	2.42	0.004	-123	0.000	0	0.005	76	0.000	0	0.003	83	0.000	0
2.7001	2.33	0.004	172	0.000	0	0.016	34	0.000	0	0.010	-28	0.000	0
2.8000	2.24	0.003	101	0.000	0	0.016	161	0.000	0	0.008	-97	0.000	0
2.8995	2.17	0.003	22	0.000	0	0.003	71	0.000	0	0.002	-132	0.000	0
3.0006	2.09	0.002	-69	0.000	0	0.001	-88	0.000	0	0.001	160	0.000	0

**LAMPIRAN C**  
**HASIL OUTPUT SOFTWARE**  
**OFFPIPE**  
**(Kedalaman 32 m Arah 180°)**

```

MMMMMM      MMMMMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMMMMMMMM  MMMMMMMMM  MMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMMMMMM
MMMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM
MMM      MMM  MMM  MMM  MMM  MMMM  MMM  MMM  MMMM  MMM  MMM  M      MMM
MMM      MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM
MMM      MMM  MMM  MMM  MMM  MMMM  MMM  MMM  MMMM  MMM  MMM  MMMM  MMM
MMM      MMM  MMMMMMMMM  MMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM  MMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMM
MMM      MMM  MMMMMMMMM  MMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM  MMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMM
MMM      MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM
MMM      MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM
MMM      MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM
MMM      MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM
MMMMMMMMMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMMMMMMMM  MMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM
MMMMMM      MMM  MMM  MMM  MMM  MMM  MMMMMMMMM  MMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMMMMMMMMM  MMMMMMMMM

```

```

*****
*
*           O F F P I P E - 3  --  OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM
*
*   COPYRIGHT (C) 1983-2016, ROBERT C. MALAHY.  ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE.
*
*           VERSION NO. - 3.02EX
*           RELEASED ON - 03/08/2016
*           LICENSED TO - PT Timas Suplindo
*
*****
*
*   OFFPIPE IS A NONLINEAR, 3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE
*   STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES.
*   THIS VERSION OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER-
*   ATIONS, DAVIT LIFTS, PIPELINES LYING ON AN UNEVEN SEABED, AND RISERS.
*
*   OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY AND
*   ARE MADE AVAILABLE UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE.  THIS PROGRAM AND
*   ITS DOCUMENTATION CANNOT BE USED OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS WRITTEN PERMISSION
*   OF ROBERT C. MALAHY.
*
*   WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION
*   ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY, EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN.  NO LIABILITY
*   WILL BE ACCEPTED BY ROBERT C. MALAHY FOR ANY LOSSES OR DAMAGES WHICH MAY RESULT
*   FROM THE USE OF THESE MATERIALS.
*
*   OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE.  FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC-
*   ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT:
*

```



```

*
*          ROBERT C. MALAHY          TELEPHONE: (713) 664-8635      *
*          6554 AUDEN                FACSIMILE: (713) 664-0962   *
*          HOUSTON, TEXAS 77005      *
*          U.S.A.                    EMAIL: SUPPORT@OFFPIPE.COM  *
*
*****

```

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX   PAGE   3
TA
JOB NO. - ARSPA                LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG                  DATE - 5/25/2019   TIME - 17: 2:17   CASE   1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

```

=====
PLOT TABLE INDEX ..... 1
PLOT NUMBER ..... 1
PLOT TYPE OPTION NUMBER ..... 1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT ..... 0.000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT .... 0.000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER .... 2
AXIS LABEL FOR ORDINATE ..... "PIPE ELEVATION Y COORDINATE   "
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER .... 1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA ..... "PIPE HORIZONTAL X COORDINATE  "

PLOT TITLE ..... "PIPE ELEVATION AND TOTAL PIPE STRESS      "
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... 0.000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... 0.000
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... 0.000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... 0.000

```

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

```

=====
PLOT TABLE INDEX ..... 2
PLOT NUMBER ..... 1
PLOT TYPE OPTION NUMBER ..... 1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT ..... 0.000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT .... 0.000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER .... 15

```

```

AXIS LABEL FOR ORDINATE ..... "PERCENTAGE TOTAL VON MISSES      "
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER .... 1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA ..... "PIPE HORIZONTAL X COORDINATE  "

PLOT TITLE ..... "PIPE ELEVATION AND TOTAL PIPE STRESS      "
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... 0.000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... 0.000
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... 0.000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... 0.000

```

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX   PAGE 4
TA
JOB NO. - ARSPA                LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG                  DATE - 5/25/2019   TIME - 17: 2:17   CASE 1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

```

=====
PLOT TABLE INDEX ..... 3
PLOT NUMBER ..... 2
PLOT TYPE OPTION NUMBER ..... 1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT ..... 0.000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT .... 0.000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER .... 10
AXIS LABEL FOR ORDINATE ..... "VERTICAL BENDING MOMENT      "
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER .... 1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA ..... "PIPE HORIZONTAL X COORDINATE  "

PLOT TITLE ..... "VERTICAL BENDING MOMENT & PIPE SUPPORT REACTION  "
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... 0.000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... 0.000
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... 0.000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... 0.000

```

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

```

=====
PLOT TABLE INDEX ..... 4
PLOT NUMBER ..... 2
PLOT TYPE OPTION NUMBER ..... 1

```

```

DYNAMIC PROFILE TIME POINT ..... 0.000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT .... 0.000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER .... 7
AXIS LABEL FOR ORDINATE ..... "VERTICAL PIPE SUPPORT REACTION "
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER .... 1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA ..... "PIPE HORIZONTAL X COORDINATE "

PLOT TITLE ..... "VERTICAL BENDING MOMENT & PIPE SUPPORT REACTION "
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... 0.000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... 0.000
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... 0.000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... 0.000

```

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX PAGE 5
TA
JOB NO. - ARSPA LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG DATE - 5/25/2019 TIME - 17: 2:17 CASE 1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

PIPE PROPERTIES

```

=====
PROPERTY TABLE ROW NUMBER ..... 2
PIPE SECTION LENGTH ..... 0.000 METERS
STEEL MODULUS OF ELASTICITY ..... 207000. M-PASCAL
STEEL CROSS SECTIONAL AREA ..... 124.140 CM^2
COATED PIPE AVG MOMENT OF INERTIA . 17672.57 CM^4
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH IN AIR ..... 2025.49 N/M
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH SUBMERGED .. 813.29 N/M
MAXIMUM ALLOWABLE PIPE STRAIN ..... 0.000 PERCENT

STEEL OUTSIDE DIAMETER ..... 32.3850 CM
STEEL WALL THICKNESS ..... 1.2700 CM
YIELD STRESS ..... 450.00 M-PASCAL
STRESS/STRAIN INTENSE FACTOR ..... 0.0000
HYDRODYNAMIC OUTSIDE DIAMETER ..... 0.000 CM
DRAG COEFFICIENT ..... 0.0000
HYDRODYNAMIC TOTAL AREA ..... 0.000 CM^2
ADDED MASS COEFFICIENT ..... 0.0000
POISSON'S RATIO ..... 0.3000

```

COEFFICIENT OF THERMAL EXPANSION ..0.00000000 1/DEG C

```
=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX    PAGE    6
TA
JOB NO. - ARSPA                LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG                   DATE - 5/25/2019    TIME - 17: 2:17    CASE    1
=====
```

I N P U T D A T A E C H O

PIPE COATING PROPERTIES

```
=====
PIPE PROPERTY TABLE INDEX .....                2
CORROSION COATING THICKNESS .....              0.400 CM
CORROSION COATING WEIGHT DENSITY ..            12567.7 N/M^3
CORROSION COATING ELASTIC MODULUS .            0.000 M-PASCAL
CONCRETE COATING THICKNESS .....              3.000 CM
CONCRETE COATING WEIGHT DENSITY ...            29851. N/M^3
CONCRETE COATING ELASTIC MODULUS ..            0.000 M-PASCAL
DESIRED PIPE SPECIFIC GRAVITY .....            0.0000
CONCRETE STIFFENING EFFECTIVENESS .            0.000
NO NOT CALC. STRESS FOR BARE PIPE .            NO

AVERAGE LENGTH OF PIPE JOINT .....            12.100 METERS
EFFECTIVE FIELD JOINT LENGTH .....             0.600 METERS
FIELD JOINT FILL WEIGHT DENSITY ...            10052.2 N/M^3
FIELD JOINT FILL ELASTIC MODULUS...           0.000 M-PASCAL
FIELD JOINT STIFFENING EFFECT. ....            0.000
FIELD JOINT BENDING MODEL .....               0 IGNORE COATING STIFFNESS
WEIGHT DENSITY OF STEEL .....                 76985. N/M^3
WEIGHT DENSITY OF PIPE CONTENTS ...           0.0 N/M^3
REF. ELEVATION FOR STATIC HEAD ....           0.00 METERS
FREE FLOOD PIPE DURING PIPELAY ....           NO
```

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

```
=====
SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX .....            8
SUPPORT ELEMENT TYPE .....                   1 SIMPLE SUPPORT
SUPPORT INITIAL STATE FLAG .....            0
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ...          0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L) .....              0.000E+00 KN/M
```

```

STATIC VERTICAL DEFLECTION ..... 0.0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M

BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL . 0.000 DEGREES
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL ..... 0.000 DEGREES
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. .... 0.000 METERS
BED ROLLER LENGTH ..... 0.360 METERS
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED .... 0.000 METERS
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. . 0.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . 0.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . 0.000 KN/DEG

```

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX   PAGE 7
TA
JOB NO. - ARSPA                LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG                  DATE - 5/25/2019   TIME - 17: 2:17   CASE 1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

```

=====
SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX ..... 9
SUPPORT ELEMENT TYPE ..... 1 SIMPLE SUPPORT
SUPPORT INITIAL STATE FLAG ..... 0
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION ..... 0.0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M

BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL . 30.000 DEGREES
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL ..... 0.000 DEGREES
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. .... 0.000 METERS
BED ROLLER LENGTH ..... 1.200 METERS
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED .... 0.000 METERS
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. . 0.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . 0.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . 0.000 KN/DEG

```

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

```

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX .....          10
SUPPORT ELEMENT TYPE .....                  1 SIMPLE SUPPORT
SUPPORT INITIAL STATE FLAG .....            0
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L) .....             0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION .....            0.0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L) .....              0.000E+00 KN/M

BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL .          30.000 DEGREES
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL .....          0.000 DEGREES
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. ....           0.000 METERS
BED ROLLER LENGTH .....                     1.850 METERS
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED ....         0.000 METERS
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. .         0.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. .         0.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. .         0.000 KN/DEG

```

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX    PAGE 8
TA
JOB NO. - ARSPA                LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG                  DATE - 5/25/2019    TIME - 17: 2:17    CASE 1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

```

=====
SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX .....          20
SUPPORT ELEMENT TYPE .....                  2 TENSIONER
SUPPORT INITIAL STATE FLAG .....            0
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L) .....             0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION .....            0.0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L) .....              0.000E+00 KN/M

BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL .          30.000 DEGREES
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL .....          0.000 DEGREES
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. ....           0.000 METERS
BED ROLLER LENGTH .....                     3.500 METERS
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED ....         0.000 METERS
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. .         0.000 KN/DEG

```

TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . 0.000 KN/DEG  
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . 0.000 KN/DEG

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX ..... 30  
SUPPORT ELEMENT TYPE ..... 1 SIMPLE SUPPORT  
SUPPORT INITIAL STATE FLAG ..... 0  
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M  
VERTICAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M  
STATIC VERTICAL DEFLECTION ..... 0.0000 CM  
LATERAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M  
  
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL . 45.000 DEGREES  
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL ..... 0.000 DEGREES  
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. .... 0.000 METERS  
BED ROLLER LENGTH ..... 0.950 METERS  
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED ... 0.000 METERS  
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. . 0.000 KN/DEG  
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . 0.000 KN/DEG  
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . 0.000 KN/DEG

=====

OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX PAGE 9  
TA  
JOB NO. - ARSPA LICENSED BY - PT Timas Suplindo  
USER ID - BFG DATE - 5/25/2019 TIME - 17: 2:17 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX ..... 31  
SUPPORT ELEMENT TYPE ..... 1 SIMPLE SUPPORT  
SUPPORT INITIAL STATE FLAG ..... 0  
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M  
VERTICAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M  
STATIC VERTICAL DEFLECTION ..... 0.0000 CM  
LATERAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M  
  
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL . 0.000 DEGREES

SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL ..... 90.000 DEGREES  
 SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. .... 1.000 METERS  
 BED ROLLER LENGTH ..... 0.360 METERS  
 HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED .... 0.000 METERS  
 TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. . 0.000 KN/DEG  
 TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . 0.000 KN/DEG  
 TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . 0.000 KN/DEG

PIPELAY VESSEL DESCRIPTION

```

=====
NUMBER OF PIPE NODES ..... 15
BARGE GEOMETRY SPECIFIED BY ..... 1 X-Y COORDINATES
OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS ..... 0.000 METERS
ADJUST Y COORDINATES MANUALLY ..... NO
TANGENT POINT X-COORDINATE ..... 0.000 METERS
TANGENT POINT Y-COORDINATE ..... 0.000 METERS
PIPE ANGLE RELATIVE TO DECK ..... 0.0000 DEGREES
HEIGHT OF DECK ABOVE WATER ..... 4.600 METERS
LAYBARGE FORWARD (X) OFFSET ..... 0.000 METERS
BARGE TRIM ANGLE ..... 0.000 DEGREES

STERN SHOE X COORDINATE ..... 0.000 METERS
STERN SHOE Y COORDINATE ..... 0.000 METERS
ROTATION CENTER X COORDINATE ..... 66.350 METERS
ROTATION CENTER Y COORDINATE ..... -0.280 METERS
ROTATION CENTER Z COORDINATE ..... 0.000 METERS
BARGE HEADING ..... 0.0000 DEGREES
BARGE OFFSET FROM RIGHT-OF-WAY .... 0.000 METERS

```

=====

OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX PAGE 10

TA

JOB NO. - ARSPA LICENSED BY - PT Timas Suplindo

USER ID - BFG DATE - 5/25/2019 TIME - 17: 2:17 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

PIPE RAMP PIVOT X COORDINATE ..... 0.000 METERS  
 PIPE RAMP PIVOT Y COORDINATE ..... 0.000 METERS  
 PIPE RAMP PIVOT VERTICAL ANGLE .... 0.000 DEGREES  
 PIPE RAMP PIVOT Z COORDINATE ..... 0.000 METERS



PIPE RAMP HEADING ON DECK ..... 0.000 DEGREES  
 ROLE OF ALTERNATE WAVE ORIGIN ..... 0 MOTIONS & WAVES AT CENTER OF MOTION  
 WAVE PHASE ORIGIN X COORDINATE .... 0.000  
 WAVE PHASE ORIGIN Y COORDINATE .... 0.000 METERS  
 WAVE PHASE ORIGIN Z COORDINATE .... 0.000 METERS  
  
 PIPE RAMP PIVOT X COORDINATE ..... 0.000 METERS  
 PIPE RAMP PIVOT Y COORDINATE .....

NODE X COORD (M )	NODE Y COORD (M )	SUPPORT TYPE	DAVIT SPACING (M )
127.264	5.297	8 USER DEFINED SPT	0.000
124.908	5.150	8 USER DEFINED SPT	0.000
120.508	4.873	8 USER DEFINED SPT	0.000
113.513	4.435	9 USER DEFINED SPT	0.000
111.163	4.287	9 USER DEFINED SPT	0.000
100.137	3.595	9 USER DEFINED SPT	0.000
88.153	2.843	9 USER DEFINED SPT	0.000
76.213	2.094	9 USER DEFINED SPT	0.000
64.415	1.354	9 USER DEFINED SPT	0.000
51.232	0.527	20 USER DEFINED SPT	0.000
38.756	-0.173	20 USER DEFINED SPT	0.000
27.102	-1.070	10 USER DEFINED SPT	0.000
15.682	-1.640	10 USER DEFINED SPT	0.000
4.195	-2.939	10 USER DEFINED SPT	0.000
0.913	-3.220	10 USER DEFINED SPT	0.000

STINGER SECTION PROPERTIES

=====  
 STINGER PROPERTY TABLE INDEX ..... 11  
 STINGER ELEMENT TYPE ..... 2 HINGED END  
 AXIAL STIFFNESS (EA) ..... 0.000E+00 K-NEWTON  
 VERTICAL BENDING STIFFNESS (EI) ... 0.000E+00 KN-M^2  
 VERTICAL HINGE STOP STIFFNESS ..... 0.000E+00 N-M  
 VERTICAL ANGLE OF FREE ROTATION ... 20.000 DEGREES  
 VERTICAL PROJECTED AREA/LENGTH .... 2.13 METERS  
  
 DISPLACED VOLUME PER-UNIT-LENGTH .. 3.575 M^2  
 DRAG COEFFICIENT ..... 0.6500  
 ADDED MASS COEFFICIENT ..... 0.0000  
 HORIZONTAL BENDING STIFFNESS ..... 0.000E+00 KN-M^2

HORIZONTAL HINGE STOP STIFFNESS ... 0.000E+00 N-M  
HORIZONTAL ANGLE OF ROTATION ..... 0.0000 DEGREES  
HORIZONTAL PROJECTED AREA/LENGTH .. 2.134 METERS

=====  
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX PAGE 11  
TA  
JOB NO. - ARSPA LICENSED BY - PT Timas Suplindo  
USER ID - BFG DATE - 5/25/2019 TIME - 17: 2:17 CASE 1  
=====

I N P U T D A T A E C H O

STINGER SECTION PROPERTIES

=====  
STINGER PROPERTY TABLE INDEX ..... 12  
STINGER ELEMENT TYPE ..... 1 FIXED END  
AXIAL STIFFNESS (EA) ..... 0.000E+00 K-NEWTON  
VERTICAL BENDING STIFFNESS (EI) ... 0.000E+00 KN-M^2  
VERTICAL HINGE STOP STIFFNESS ..... 0.000E+00 N-M  
VERTICAL ANGLE OF FREE ROTATION ... 0.000 DEGREES  
VERTICAL PROJECTED AREA/LENGTH .... 2.13 METERS  
  
DISPLACED VOLUME PER-UNIT-LENGTH .. 3.575 M^2  
DRAG COEFFICIENT ..... 0.6500  
ADDED MASS COEFFICIENT ..... 0.0000  
HORIZONTAL BENDING STIFFNESS ..... 0.000E+00 KN-M^2  
HORIZONTAL HINGE STOP STIFFNESS ... 0.000E+00 N-M  
HORIZONTAL ANGLE OF ROTATION ..... 0.0000 DEGREES  
HORIZONTAL PROJECTED AREA/LENGTH .. 2.134 METERS

STINGER SECTION PROPERTIES

=====  
STINGER PROPERTY TABLE INDEX ..... 13  
STINGER ELEMENT TYPE ..... 1 FIXED END  
AXIAL STIFFNESS (EA) ..... 0.000E+00 K-NEWTON  
VERTICAL BENDING STIFFNESS (EI) ... 0.000E+00 KN-M^2  
VERTICAL HINGE STOP STIFFNESS ..... 0.000E+00 N-M  
VERTICAL ANGLE OF FREE ROTATION ... 0.000 DEGREES  
VERTICAL PROJECTED AREA/LENGTH .... 2.13 METERS  
  
DISPLACED VOLUME PER-UNIT-LENGTH .. 3.575 M^2

```

DRAG COEFFICIENT ..... 0.6500
ADDED MASS COEFFICIENT ..... 0.0000
HORIZONTAL BENDING STIFFNESS ..... 0.000E+00 KN-M^2
HORIZONTAL HINGE STOP STIFFNESS ... 0.000E+00 N-M
HORIZONTAL ANGLE OF ROTATION ..... 0.0000 DEGREES
HORIZONTAL PROJECTED AREA/LENGTH .. 2.134 METERS

```

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX   PAGE 12
TA
JOB NO. - ARSPA                LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG                  DATE - 5/25/2019   TIME - 17: 2:17   CASE 1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

STINGER SECTION PROPERTIES

```

=====
STINGER PROPERTY TABLE INDEX ..... 14
STINGER ELEMENT TYPE ..... 1 FIXED END
AXIAL STIFFNESS (EA) ..... 0.000E+00 K-NEWTON
VERTICAL BENDING STIFFNESS (EI) ... 0.000E+00 KN-M^2
VERTICAL HINGE STOP STIFFNESS ..... 0.000E+00 N-M
VERTICAL ANGLE OF FREE ROTATION ... 0.000 DEGREES
VERTICAL PROJECTED AREA/LENGTH .... 2.13 METERS

DISPLACED VOLUME PER-UNIT-LENGTH .. 3.575 M^2
DRAG COEFFICIENT ..... 0.6500
ADDED MASS COEFFICIENT ..... 0.0000
HORIZONTAL BENDING STIFFNESS ..... 0.000E+00 KN-M^2
HORIZONTAL HINGE STOP STIFFNESS ... 0.000E+00 N-M
HORIZONTAL ANGLE OF ROTATION ..... 0.0000 DEGREES
HORIZONTAL PROJECTED AREA/LENGTH .. 2.134 METERS

```

STINGER SECTION PROPERTIES

```

=====
STINGER PROPERTY TABLE INDEX ..... 25
STINGER ELEMENT TYPE ..... 2 HINGED END
AXIAL STIFFNESS (EA) ..... 0.000E+00 K-NEWTON
VERTICAL BENDING STIFFNESS (EI) ... 0.000E+00 KN-M^2
VERTICAL HINGE STOP STIFFNESS ..... 0.000E+00 N-M
VERTICAL ANGLE OF FREE ROTATION ... 14.000 DEGREES

```

VERTICAL PROJECTED AREA/LENGTH .... 2.13 METERS

DISPLACED VOLUME PER-UNIT-LENGTH .. 3.575 M^2

DRAG COEFFICIENT ..... 0.6500

ADDED MASS COEFFICIENT ..... 0.0000

HORIZONTAL BENDING STIFFNESS ..... 0.000E+00 KN-M^2

HORIZONTAL HINGE STOP STIFFNESS ... 0.000E+00 N-M

HORIZONTAL ANGLE OF ROTATION ..... 0.0000 DEGREES

HORIZONTAL PROJECTED AREA/LENGTH .. 2.134 METERS

=====

OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX PAGE 13

TA

JOB NO. - ARSPA LICENSED BY - PT Timas Suplindo

USER ID - BFG DATE - 5/25/2019 TIME - 17: 2:17 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

STINGER SECTION PROPERTIES

=====

STINGER PROPERTY TABLE INDEX ..... 26

STINGER ELEMENT TYPE ..... 1 FIXED END

AXIAL STIFFNESS (EA) ..... 0.000E+00 K-NEWTON

VERTICAL BENDING STIFFNESS (EI) ... 0.000E+00 KN-M^2

VERTICAL HINGE STOP STIFFNESS ..... 0.000E+00 N-M

VERTICAL ANGLE OF FREE ROTATION ... 0.000 DEGREES

VERTICAL PROJECTED AREA/LENGTH .... 2.13 METERS

DISPLACED VOLUME PER-UNIT-LENGTH .. 3.575 M^2

DRAG COEFFICIENT ..... 0.6500

ADDED MASS COEFFICIENT ..... 0.0000

HORIZONTAL BENDING STIFFNESS ..... 0.000E+00 KN-M^2

HORIZONTAL HINGE STOP STIFFNESS ... 0.000E+00 N-M

HORIZONTAL ANGLE OF ROTATION ..... 0.0000 DEGREES

HORIZONTAL PROJECTED AREA/LENGTH .. 2.134 METERS

STINGER SECTION PROPERTIES

=====

STINGER PROPERTY TABLE INDEX ..... 27

STINGER ELEMENT TYPE ..... 1 FIXED END

AXIAL STIFFNESS (EA) ..... 0.000E+00 K-NEWTON

VERTICAL BENDING STIFFNESS (EI) ... 0.000E+00 KN-M^2  
 VERTICAL HINGE STOP STIFFNESS ..... 0.000E+00 N-M  
 VERTICAL ANGLE OF FREE ROTATION ... 0.000 DEGREES  
 VERTICAL PROJECTED AREA/LENGTH .... 2.13 METERS

DISPLACED VOLUME PER-UNIT-LENGTH .. 3.575 M^2  
 DRAG COEFFICIENT ..... 0.6500  
 ADDED MASS COEFFICIENT ..... 0.0000  
 HORIZONTAL BENDING STIFFNESS ..... 0.000E+00 KN-M^2  
 HORIZONTAL HINGE STOP STIFFNESS ... 0.000E+00 N-M  
 HORIZONTAL ANGLE OF ROTATION ..... 0.0000 DEGREES  
 HORIZONTAL PROJECTED AREA/LENGTH .. 4.398 METERS

=====  
 OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX PAGE 14  
 TA  
 JOB NO. - ARSPA LICENSED BY - PT Timas Suplindo  
 USER ID - BFG DATE - 5/25/2019 TIME - 17: 2:17 CASE 1  
 =====

I N P U T D A T A E C H O

STINGER DESCRIPTION

=====  
 NUMBER OF PIPE/STINGER NODES ..... 8  
 STINGER GEOMETRY SPECIFIED BY ..... 1 X-Y COORD AND TANGENT PT  
 STINGER TYPE ..... 6 ARTICULATED  
 OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS ..... 160.00 METERS  
 HITCH X-COORDINATE ..... -4.108 METERS  
 HITCH Y-COORDINATE ..... -4.902 METERS  
 HITCH ANGULAR ORIENTATION ..... 0.000 DEGREES  
  
 X COORDINATE OF LOCAL ORIGIN ..... -4.108 METERS  
 Y COORDINATE OF LOCAL ORIGIN ..... -4.902 METERS  
 ROTATION ABOUT STINGER HITCH ..... 0.000 DEGREES  
 TANGENT POINT X-COORDINATE ..... 0.913 METERS  
 TANGENT POINT Y-COORDINATE ..... -3.220 METERS  
 TANGENT POINT ANGLE ..... 0.000 DEGREES

NODE X COORD (M )	NODE Y COORD (M )	SUPPORT TYPE	ELEMENT TYPE	ELEMENT LENGTH (M )
-------------------------	-------------------------	-----------------	-----------------	---------------------------

```

=====
-6.858      1.640      30  USER DEFINED      11  USER DEFINED      6.858
-10.033     0.000     300 NO PIPE NODE      12  USER DEFINED      3.175
-13.995     1.840      30  USER DEFINED      13  USER DEFINED      3.962
-18.567     0.000     300 NO PIPE NODE      14  USER DEFINED      4.572
-23.139     1.840      30  USER DEFINED      25  USER DEFINED      4.572
-27.711     0.000     300 NO PIPE NODE      26  USER DEFINED      4.572
-32.283     1.840      30  USER DEFINED      26  USER DEFINED      4.572
-37.033     0.762      31  USER DEFINED      27  USER DEFINED      4.750
=====

```

STINGER SECTION WEIGHTS AND DISPLACEMENTS

```

=====
SECTION      SECTION      DISPLACE
NUMBER       WEIGHT       -MENT
              (KN )       (KN )
=====
1            285.026     277.443
2            144.899     179.746
3            124.374     158.284
4            104.065     150.213
5            193.181     207.830
6            163.343     202.492
7            163.343     202.492
8            191.876     309.163
=====

```

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      PAGE 15
TA
JOB NO. - ARSPA                LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG                  DATE - 5/25/2019   TIME - 17: 2:17   CASE 1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

SAGBEND GEOMETRY

```

=====
SAGBEND PIPE ELEMENT LENGTH .....      6.050 METERS
WATER DEPTH .....                    32.00 METERS
X-COORDINATE AT SPECIFIED DEPTH . .      0.00 METERS
ESTIMATED SAGBEND X LENGTH .....        0.00 METERS
ESTIMATED PIPE LENGTH ON SEABED ...      0.00 METERS
X-COORD OF PIPE FREE END ON SEABED      0.00 METERS
=====

```

```

X-COORD POINT OF FIXITY ON SEABED .      0.00 METERS
MAXIMUM SLOPE (ANGLE) OF SEABED ...    0.000 DEGREES
DIRECTION OF MAXIMUM SLOPE .....        0.000 DEGREES

PIPE/CABLE SPAN END CONDITION .....      0 PIPE/CABLE RESTING ON SEABED
PIPE/CABLE SPAN LENGTH GIVEN BY ...      0 SPECIFIED PIPE/CABLE TENSION
ESTIMATED SPAN DEPTH AT FREE END ..      0.00 METERS
PIPE VERTICAL ANGLE AT FREE END ...      0.000 DEGREES
BOTTOM HINGE OFFSET .....                0.000 METERS
BOTTOM HINGE MINIMUM ANGLE .....         0.000 DEGREES
BOTTOM HINGE MAXIMUM ANGLE .....         0.000 DEGREES

```

SOIL ELEMENT PROPERTIES

=====

```

SOIL PROPERTY TABLE ROW INDEX .....    0
SOIL ELEMENT TYPE (FUTURE USE) ....      0
PIPE INDEX OR SEGMENT NUMBER .....       0
LONGITUDINAL SOIL STIFFNESS .....        0.00 KN/M^2
VERTICAL SOIL STIFFNESS .....            0.00 KN/M^2
LATERAL SOIL STIFFNESS .....             0.00 KN/M^2
DEFLECTION UNDER REFERENCE LOAD ...     0.0000 CM

LONGITUDINAL COEF. OF FRICTION ....      0.000
LATERAL COEFFICIENT OF FRICTION ...      0.300
NUMBER OF INTEGRATION POINTS .....       0

```

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX    PAGE 16
TA
JOB NO. - ARSPA                LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG                  DATE - 5/25/2019   TIME - 17: 2:17   CASE  1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

STINGER SECTION BALLAST SCHEDULE

=====

SECTION NUMBER	BALLAST CONTENTS (KN )
1	0.000

2	5.000
3	30.000
4	45.000
5	0.000
6	40.000
7	40.000
8	65.000

CURRENT VELOCITIES

=====

WATER DEPTH (M )	CURRENT SPEED (M/S )	DIRECTION OF TRAVEL (DEG )
0.000	0.720	180.000
6.400	0.540	180.000
12.800	0.440	180.000
19.200	0.390	180.000
25.600	0.360	180.000
32.000	0.340	180.000

TIME INTEGRATION PARAMETERS

=====

TIME STEP LENGTH .....	0.4000 SECONDS
MAXIMUM TIME OF INTEGRATION .....	10860.000 SECONDS
SOLUTION SAMPLING TIME STEP.....	0.800 SECONDS
SOLUTION SAMPLING STARTS AT TIME ..	60.000 SECONDS
DAMPING RATIO .....	0.0000
NUMBER OF VARIABLE TIME STEPS .....	0

=====

OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX PAGE 17

TA

JOB NO. - ARSPA	LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG	DATE - 5/25/2019 TIME - 17: 2:17 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

WAVE SPECTRUM EQUATION

=====

SEA STATE ROW INDEX .....	1
---------------------------	---



WAVE SPECTRUM EQUATION TYPE ..... 7 JONSWAP (CLASSIC)  
 NUMBER OF WAVES IN SPECTRUM ..... 30  
 USE WAVE FREQUENCY OR PERIOD ..... 0 FREQUENCY  
 SEED FOR RANDOM WAVE PHASE ANGLE .. 0  
 MINIMUM FREQUENCY IN SPECTRUM ..... 0.1000 RAD/SEC  
 MAXIMUM FREQUENCY IN SPECTRUM ..... 3.0006 RAD/SEC  
 START TIME FOR WAVE SPECTRUM ..... 0. SECONDS  
 DIRECTION OF WAVE TRAVEL ..... 180.000 DEGREES  
 1ST JONSWAP COEF. (ALPHA) ..... 0.005600  
 2ND JONSWAP COEF. (GAMMA) ..... 3.3  
 PEAK WAVE FREQUENCY ..... 0.7662 RAD/SEC

VESSEL MOTION RAO TABLE

=====

SEA STATE NUMBER ..... 1  
 USE PHASE LAG FOR RAOS ..... NO  
 VESSEL MOTIONS SIGN CONVENTION .... 1 OFFPIPE  
 USE WAVE FREQUENCY OR PERIOD ..... 0 FREQUENCY

WAVE FREQUENCY (RAD/SEC)	/----- SURGE -----/ AMPLITUDE (M/M )	-----/ PHASE (DEG)	/----- SWAY -----/ AMPLITUDE (M/M )	-----/ PHASE (DEG)	/----- HEAVE -----/ AMPLITUDE (M/M )	-----/ PHASE (DEG)
=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====
0.1000	1.6810	-76.00	0.0000	0.00	0.9270	-3.00
0.2000	1.0490	-109.00	0.0000	0.00	0.9140	-18.00
0.3000	0.8910	-131.00	0.0000	0.00	0.8650	-42.00
0.4000	0.7440	-162.00	0.0000	0.00	0.7480	-76.00
0.4996	0.5330	158.00	0.0000	0.00	0.5320	-122.00
0.6000	0.2640	109.00	0.0000	0.00	0.2380	174.00
0.7000	0.0070	111.00	0.0000	0.00	0.0650	-5.00
0.8000	0.1550	159.00	0.0000	0.00	0.1400	-124.00
0.9000	0.1420	83.00	0.0000	0.00	0.0450	149.00
1.0000	0.0060	28.00	0.0000	0.00	0.0260	-139.00
1.1000	0.0880	79.00	0.0000	0.00	0.0150	-179.00
1.2000	0.0350	-23.00	0.0000	0.00	0.0070	-101.00
1.3001	0.0520	38.00	0.0000	0.00	0.0290	-87.00
1.4000	0.0210	-82.00	0.0000	0.00	0.0280	-149.00
1.4999	0.0380	-38.00	0.0000	0.00	0.1400	-150.00
1.6000	0.0040	4.00	0.0000	0.00	0.2280	79.00
1.7000	0.0210	-151.00	0.0000	0.00	0.0690	-66.00
1.7998	0.0200	-131.00	0.0000	0.00	0.0300	-47.00
1.9000	0.0060	-120.00	0.0000	0.00	0.0080	19.00
1.9997	0.0070	59.00	0.0000	0.00	0.0080	39.00

2.1000 0.0110 51.00 0.0000 0.00 0.0140 -40.00

=====

OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX PAGE 18

TA

JOB NO. - ARSPA LICENSED BY - PT Timas Suplindo

USER ID - BFG DATE - 5/25/2019 TIME - 17: 2:17 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O						
WAVE	/----- ROLL -----/	/----- PITCH -----/	/----- YAW -----/			
FREQUENCY (RAD/SEC)	AMPLITUDE (DEG/M )	PHASE (DEG)	AMPLITUDE (DEG/M )	PHASE (DEG)	AMPLITUDE (DEG/M )	PHASE (DEG)
=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====
2.2000	0.0100	34.00	0.0000	0.00	0.0620	-83.00
2.2998	0.0080	9.00	0.0000	0.00	0.0520	80.00
2.4000	0.0060	-26.00	0.0000	0.00	0.0110	52.00
2.5003	0.0050	-71.00	0.0000	0.00	0.0030	57.00
2.5996	0.0040	-123.00	0.0000	0.00	0.0050	76.00
2.7001	0.0040	172.00	0.0000	0.00	0.0160	34.00
2.8000	0.0030	101.00	0.0000	0.00	0.0160	161.00
2.8995	0.0030	22.00	0.0000	0.00	0.0030	71.00
3.0006	0.0020	-69.00	0.0000	0.00	0.0010	-88.00
0.1000	0.0000	0.00	0.0620	157.00	0.0000	0.00
0.2000	0.0000	0.00	0.0900	115.00	0.0000	0.00
0.3000	0.0000	0.00	0.1560	73.00	0.0000	0.00
0.4000	0.0000	0.00	0.2390	32.00	0.0000	0.00
0.4996	0.0000	0.00	0.3020	-13.00	0.0000	0.00
0.6000	0.0000	0.00	0.2960	-68.00	0.0000	0.00
0.7000	0.0000	0.00	0.1910	-133.00	0.0000	0.00
0.8000	0.0000	0.00	0.0310	141.00	0.0000	0.00
0.9000	0.0000	0.00	0.0670	-105.00	0.0000	0.00
1.0000	0.0000	0.00	0.0410	167.00	0.0000	0.00
1.1000	0.0000	0.00	0.0140	-113.00	0.0000	0.00
1.2000	0.0000	0.00	0.0050	-159.00	0.0000	0.00
1.3001	0.0000	0.00	0.0260	-140.00	0.0000	0.00
1.4000	0.0000	0.00	0.0400	-104.00	0.0000	0.00
1.4999	0.0000	0.00	0.0940	135.00	0.0000	0.00
1.6000	0.0000	0.00	0.0110	153.00	0.0000	0.00
1.7000	0.0000	0.00	0.0750	20.00	0.0000	0.00
1.7998	0.0000	0.00	0.0060	118.00	0.0000	0.00
1.9000	0.0000	0.00	0.0060	-149.00	0.0000	0.00
1.9997	0.0000	0.00	0.0040	-23.00	0.0000	0.00

2.1000	0.0000	0.00	0.0080	-20.00	0.0000	0.00
2.2000	0.0000	0.00	0.0290	-157.00	0.0000	0.00
2.2998	0.0000	0.00	0.0240	176.00	0.0000	0.00
2.4000	0.0000	0.00	0.0040	-121.00	0.0000	0.00
2.5003	0.0000	0.00	0.0030	179.00	0.0000	0.00
2.5996	0.0000	0.00	0.0030	83.00	0.0000	0.00
2.7001	0.0000	0.00	0.0100	-28.00	0.0000	0.00
2.8000	0.0000	0.00	0.0080	-97.00	0.0000	0.00
2.8995	0.0000	0.00	0.0020	-132.00	0.0000	0.00
3.0006	0.0000	0.00	0.0010	160.00	0.0000	0.00

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      PAGE 19
TA
JOB NO. - ARSPA                LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG                  DATE - 5/25/2019   TIME - 17: 2:17   CASE 1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

CABLE PROPERTIES

```

=====
PIPE PROPERTY TABLE INDEX ..... 1
CABLE SECTION LENGTH ..... 76.000 METERS
AXIAL STIFFNESS (EA) ..... 0.00 K-NEWTON
BENDING STIFFNESS (EI) ..... 0.0000 KN-M^2
EFFECTIVE ELASTIC MODULUS ..... 0. M-PASCAL
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH IN AIR ..... 0.0 N/M
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH SUBMERGED .. 0.0 N/M
RATIO CABLE WEIGHT TO SOILD BAR ... 0.000

STEEL AREA RATIO (FILL FACTOR) .... 0.000
NOMINAL CABLE DIAMETER ..... 6.350 CM
HYDRODYNAMIC CABLE DIAMETER ..... 0.000 CM
DRAG COEFFICIENT ..... 0.000
WETTED CROSS SECTIONAL AREA ..... 0.000 CM^2
ADDED MASS COEFFICIENT ..... 0.000

```

PIPE TENSION DATA

```

=====
STATIC PIPE TENSION ON LAY VESSEL . 450.000 K-NEWTON
MINIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... 0.000 K-NEWTON
MAXIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... 0.000 K-NEWTON
STATIC HORIZONTAL BOTTOM TENSION .. 0.000 K-NEWTON

```

NO. OF VALUES FOR TENSION PROFILE . 0  
VALUES ARE FOR PIPE SPAN ANALYSIS . NO  
MAXIMUM PIPE PAYOUT SPEED ..... 0.000 M/SEC  
MAXIMUM PIPE TAKEUP SPEED ..... 0.000 M/SEC

=====  
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX PAGE 20  
TA  
JOB NO. - ARSPA LICENSED BY - PT Timas Suplindo  
USER ID - BFG DATE - 5/25/2019 TIME - 17: 2:17 CASE 1  
=====

I N P U T D A T A E C H O

PRINTED OUTPUT SELECTED

=====  
STATIC PIPE FORCES AND STRESSES ... NO  
STATIC SOLUTION SUMMARY ..... NO  
DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES .. YES  
DYNAMIC RANGE OF PIPE DATA ..... NO  
DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATA ..... NO  
OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRY .... NO  
STINGER BALLAST SCHEDULE DATA ..... NO  
SUPPORT REACTIONS IN BARGE COORDS . NO  
  
INTERNAL FORCES IN PIPE & CABLE ... NO  
INTERNAL FORCES IN STINGER ..... NO  
PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUT ..... NO  
DNV OS-F101 COMPLIANCE REPORT ..... NO  
API RP-1111 COMPLIANCE REPORT ..... NO  
PRINT DNV/API FACTORS & PARAMETERS NO  
USE THICK WALL HOOP STRESS EQN. ... NO  
USE DNV 1981 FOR TOTAL PIPE STRESS NO  
  
ENABLE/DISABLE WARNING MESSAGES ... ENABLE  
GENERATE SPREAD SHEET PLOT FILE ... NO  
GENERATE ASCII PLOT DATA FILES .... NO

STATIC SOLUTION CONVERGED IN ( 24 ) ITERATIONS

=====  
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX PAGE 21

TA  
 JOB NO. - ARSPA                      LICENSED BY - PT Timas Suplindo  
 USER ID - BFG                        DATE - 5/25/2019    TIME - 17: 2:17    CASE   2  
 =====

I N P U T   D A T A   E C H O

CABLE PROPERTIES

=====

PIPE PROPERTY TABLE INDEX .....	1
CABLE SECTION LENGTH .....	180.000 METERS
AXIAL STIFFNESS (EA) .....	0.00 K-NEWTON
BENDING STIFFNESS (EI) .....	0.0000 KN-M^2
EFFECTIVE ELASTIC MODULUS .....	0. M-PASCAL
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH IN AIR .....	0.0 N/M
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH SUBMERGED ..	0.0 N/M
RATIO CABLE WEIGHT TO SOILD BAR ...	0.000
STEEL AREA RATIO (FILL FACTOR) ....	0.000
NOMINAL CABLE DIAMETER .....	6.350 CM
HYDRODYNAMIC CABLE DIAMETER .....	0.000 CM
DRAG COEFFICIENT .....	0.000
WETTED CROSS SECTIONAL AREA .....	0.000 CM^2
ADDED MASS COEFFICIENT .....	0.000

PIPE TENSION DATA

=====

STATIC PIPE TENSION ON LAY VESSEL .	450.000 K-NEWTON
MINIMUM DYNAMIC PIPE TENSION .....	0.000 K-NEWTON
MAXIMUM DYNAMIC PIPE TENSION .....	0.000 K-NEWTON
STATIC HORIZONTAL BOTTOM TENSION ..	0.000 K-NEWTON
NO. OF VALUES FOR TENSION PROFILE .	0
VALUES ARE FOR PIPE SPAN ANALYSIS .	NO
MAXIMUM PIPE PAYOUT SPEED .....	0.000 M/SEC
MAXIMUM PIPE TAKEUP SPEED .....	0.000 M/SEC

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX    PAGE 22
TA
JOB NO. - ARSPA                LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG                  DATE - 5/25/2019    TIME - 17: 2:17    CASE 2
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

PRINTED OUTPUT SELECTED

```

=====
STATIC PIPE FORCES AND STRESSES ...      NO
STATIC SOLUTION SUMMARY .....          NO
DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES ..     YES
DYNAMIC RANGE OF PIPE DATA .....      NO
DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATA .....   NO
OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRY ...     NO
STINGER BALLAST SCHEDULE DATA .....   NO
SUPPORT REACTIONS IN BARGE COORDS .    NO

INTERNAL FORCES IN PIPE & CABLE ...     NO
INTERNAL FORCES IN STINGER .....        NO
PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUT .....     NO
DNV OS-F101 COMPLIANCE REPORT .....    NO
API RP-1111 COMPLIANCE REPORT .....    NO
PRINT DNV/API FACTORS & PARAMETERS     NO
USE THICK WALL HOOP STRESS EQN. ...    NO
USE DNV 1981 FOR TOTAL PIPE STRESS     NO

ENABLE/DISABLE WARNING MESSAGES ...    ENABLE
GENERATE SPREAD SHEET PLOT FILE ...     NO
GENERATE ASCII PLOT DATA FILES ....    NO

```

STATIC SOLUTION CONVERGED IN ( 22 ) ITERATIONS

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX    PAGE 23
TA
JOB NO. - ARSPA                LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG                  DATE - 5/25/2019    TIME - 17: 2:17    CASE 3
=====

```

I N P U T   D A T A   E C H O

CABLE PROPERTIES

```
=====
PIPE PROPERTY TABLE INDEX ..... 1
CABLE SECTION LENGTH ..... 230.000 METERS
AXIAL STIFFNESS (EA) ..... 0.00 K-NEWTON
BENDING STIFFNESS (EI) ..... 0.0000 KN-M^2
EFFECTIVE ELASTIC MODULUS ..... 0. M-PASCAL
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH IN AIR ..... 0.0 N/M
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH SUBMERGED .. 0.0 N/M
RATIO CABLE WEIGHT TO SOILD BAR ... 0.000

STEEL AREA RATIO (FILL FACTOR) .... 0.000
NOMINAL CABLE DIAMETER ..... 6.350 CM
HYDRODYNAMIC CABLE DIAMETER ..... 0.000 CM
DRAG COEFFICIENT ..... 0.000
WETTED CROSS SECTIONAL AREA ..... 0.000 CM^2
ADDED MASS COEFFICIENT ..... 0.000
```

PIPE TENSION DATA

```
=====
STATIC PIPE TENSION ON LAY VESSEL . 450.000 K-NEWTON
MINIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... 0.000 K-NEWTON
MAXIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... 0.000 K-NEWTON
STATIC HORIZONTAL BOTTOM TENSION .. 0.000 K-NEWTON
NO. OF VALUES FOR TENSION PROFILE . 0
VALUES ARE FOR PIPE SPAN ANALYSIS . NO
MAXIMUM PIPE PAYOUT SPEED ..... 0.000 M/SEC
MAXIMUM PIPE TAKEUP SPEED ..... 0.000 M/SEC
```

```
=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      PAGE 24
TA
JOB NO. - ARSPA                              LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG                                DATE - 5/25/2019    TIME - 17: 2:17    CASE 3
=====
```

I N P U T   D A T A   E C H O

PRINTED OUTPUT SELECTED

```

=====
STATIC PIPE FORCES AND STRESSES ...      NO
STATIC SOLUTION SUMMARY .....          NO
DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES ..     YES
DYNAMIC RANGE OF PIPE DATA .....      NO
DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATA .....    NO
OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRY ....    NO
STINGER BALLAST SCHEDULE DATA .....    NO
SUPPORT REACTIONS IN BARGE COORDS .     NO

INTERNAL FORCES IN PIPE & CABLE ...     NO
INTERNAL FORCES IN STINGER .....        NO
PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUT .....      NO
DNV OS-F101 COMPLIANCE REPORT .....     NO
API RP-1111 COMPLIANCE REPORT .....     NO
PRINT DNV/API FACTORS & PARAMETERS      NO
USE THICK WALL HOOP STRESS EQN. ...    NO
USE DNV 1981 FOR TOTAL PIPE STRESS      NO

ENABLE/DISABLE WARNING MESSAGES ...     ENABLE
GENERATE SPREAD SHEET PLOT FILE ...      NO
GENERATE ASCII PLOT DATA FILES .....    NO

```

STATIC SOLUTION CONVERGED IN ( 37 ) ITERATIONS

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX    PAGE 25
TA
JOB NO. - ARSPA                LICENSED BY - PT Timas Suplindo
USER ID - BFG                  DATE - 5/25/2019   TIME - 17: 2:17   CASE 4
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

CABLE PROPERTIES

```

=====
PIPE PROPERTY TABLE INDEX .....      1
CABLE SECTION LENGTH .....          280.000 METERS
AXIAL STIFFNESS (EA) .....           0.00 K-NEWTON
BENDING STIFFNESS (EI) .....         0.0000 KN-M^2
EFFECTIVE ELASTIC MODULUS .....      0. M-PASCAL
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH IN AIR .....  0.0 N/M

```



WEIGHT PER-UNIT-LENGTH SUBMERGED .. 0.0 N/M  
RATIO CABLE WEIGHT TO SOILD BAR ... 0.000

STEEL AREA RATIO (FILL FACTOR) .... 0.000  
NOMINAL CABLE DIAMETER ..... 6.350 CM  
HYDRODYNAMIC CABLE DIAMETER ..... 0.000 CM  
DRAG COEFFICIENT ..... 0.000  
WETTED CROSS SECTIONAL AREA ..... 0.000 CM^2  
ADDED MASS COEFFICIENT ..... 0.000

PIPE TENSION DATA

=====

STATIC PIPE TENSION ON LAY VESSEL . 450.000 K-NEWTON  
MINIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... 0.000 K-NEWTON  
MAXIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... 0.000 K-NEWTON  
STATIC HORIZONTAL BOTTOM TENSION .. 0.000 K-NEWTON  
NO. OF VALUES FOR TENSION PROFILE . 0  
VALUES ARE FOR PIPE SPAN ANALYSIS . NO  
MAXIMUM PIPE PAYOUT SPEED ..... 0.000 M/SEC  
MAXIMUM PIPE TAKEUP SPEED ..... 0.000 M/SEC

=====

OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX PAGE 26  
TA  
JOB NO. - ARSPA LICENSED BY - PT Timas Suplindo  
USER ID - BFG DATE - 5/25/2019 TIME - 17: 2:17 CASE 4  
=====

I N P U T D A T A E C H O

PRINTED OUTPUT SELECTED

=====

STATIC PIPE FORCES AND STRESSES ... NO  
STATIC SOLUTION SUMMARY ..... NO  
DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES .. YES  
DYNAMIC RANGE OF PIPE DATA ..... NO  
DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATA ..... NO  
OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRY ... NO  
STINGER BALLAST SCHEDULE DATA ..... NO  
SUPPORT REACTIONS IN BARGE COORDS . NO

INTERNAL FORCES IN PIPE & CABLE ... NO

```

INTERNAL FORCES IN STINGER ..... NO
PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUT ..... NO
DNV OS-F101 COMPLIANCE REPORT ..... NO
API RP-1111 COMPLIANCE REPORT ..... NO
PRINT DNV/API FACTORS & PARAMETERS NO
USE THICK WALL HOOP STRESS EQN. ... NO
USE DNV 1981 FOR TOTAL PIPE STRESS NO

ENABLE/DISABLE WARNING MESSAGES ... ENABLE
GENERATE SPREAD SHEET PLOT FILE ... NO
GENERATE ASCII PLOT DATA FILES .... NO

```

STATIC SOLUTION CONVERGED IN ( 41 ) ITERATIONS

END OF INPUT DATA

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE  28
PROJECT - TA                                                              JOB NO. - ARSPA
USER ID - BFG                                                              LICENSED BY - PT Timas Suplindo      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

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 )	PERCNT YIELD (PCT )
1	LAYBARGE	127.18	10.30	0.00	0.000	4.069	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0.00	0.000	4.085	2.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0.00	0.000	4.091	6.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0.00	0.000	4.092	13.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0.00	0.000	4.096	16.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	LAYBARGE	100.07	8.36	0.00	0.000	4.089	27.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0.00	0.000	4.088	39.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0.00	0.000	4.088	51.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0.00	0.000	4.088	62.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19	TENSIONR	51.19	4.86	0.00	0.000	3.765	76.18	17.94	0.00	0.00	0.00	17.94	3.99
21	TENSIONR	38.72	4.05	0.00	0.000	3.861	88.68	31.89	0.00	-54.60	0.00	82.49	18.33
23	LAYBARGE	27.06	3.24	0.00	0.000	3.944	100.37	31.75	0.00	12.25	0.00	39.20	8.71
25	LAYBARGE	15.66	2.39	0.00	0.000	5.209	111.80	31.55	0.00	-222.76	0.00	253.38	56.31
27	LAYBARGE	4.17	1.10	0.00	0.000	7.044	123.36	31.37	0.00	-138.06	0.00	161.62	35.92

29	LAYBARGE	0.90	0.68	0.00	0.000	7.526	126.66	31.30	0.00	-187.21	0.00	210.69	46.82
32	STINGER	-11.15	-1.09	0.00	0.000	9.587	138.84	30.99	-0.16	-305.76	0.00	334.47	74.33
35	STINGER	-18.17	-2.38	0.00	0.000	11.075	145.98	30.86	-0.32	-150.67	0.00	179.36	39.86
38	STINGER	-27.04	-4.23	0.00	0.000	12.327	155.04	30.60	-0.56	-124.49	0.00	150.85	33.52
41	STINGER	-35.93	-6.33	0.00	0.000	14.754	164.19	30.24	-0.84	-327.75	0.00	353.87	78.64
43	STINGER	-40.59	-7.61	0.00	0.000	16.235	169.02	30.12	-1.01	-184.14	0.00	210.24	46.72
45	SAGBEND	-46.48	-9.37	0.00	0.000	17.055	175.16	29.88	-1.25	-69.53	0.00	94.96	21.10
46	SAGBEND	-52.26	-11.16	0.00	0.000	17.214	181.21	29.63	-1.48	37.09	0.00	63.90	14.20
47	SAGBEND	-58.04	-12.95	0.00	0.000	16.906	187.26	29.38	-1.71	69.58	0.00	96.08	21.35
48	SAGBEND	-63.84	-14.69	0.00	0.000	16.356	193.31	29.14	-1.94	88.02	0.00	113.76	25.28
49	SAGBEND	-69.65	-16.38	0.00	0.000	15.712	199.36	28.91	-2.16	99.36	0.00	124.98	27.77
50	SAGBEND	-75.48	-17.98	0.00	0.000	15.007	205.41	28.70	-2.36	104.85	0.00	130.37	28.97
51	SAGBEND	-81.34	-19.52	0.00	0.000	14.254	211.46	28.49	-2.55	107.07	0.00	132.61	29.47
52	SAGBEND	-87.21	-20.97	0.00	0.000	13.459	217.51	28.30	-2.74	108.40	0.00	133.84	29.74
53	SAGBEND	-93.10	-22.35	0.00	0.000	12.623	223.56	28.12	-2.91	108.00	0.00	133.40	29.64
54	SAGBEND	-99.02	-23.64	0.00	0.000	11.775	229.61	27.95	-3.07	106.63	0.00	133.17	29.59
55	SAGBEND	-104.95	-24.84	0.00	0.000	10.929	235.66	27.79	-3.22	106.65	0.00	134.12	29.80
56	SAGBEND	-110.89	-25.93	0.00	0.000	10.056	241.71	27.65	-3.36	108.89	0.00	135.52	30.11
57	SAGBEND	-116.86	-26.93	0.00	0.000	9.172	247.76	27.53	-3.49	112.50	0.00	137.34	30.52
58	SAGBEND	-122.83	-27.84	0.00	0.000	8.282	253.81	27.41	-3.61	115.23	0.00	140.00	31.11
59	SAGBEND	-128.83	-28.66	0.00	0.000	7.386	259.86	27.31	-3.71	116.78	0.00	141.49	31.44
60	SAGBEND	-134.84	-29.39	0.00	0.000	6.486	265.91	27.22	-3.81	118.42	0.00	141.60	31.47
61	SAGBEND	-140.85	-30.01	0.00	0.000	5.589	271.96	27.14	-3.89	118.76	0.00	141.55	31.46
62	SAGBEND	-146.88	-30.55	0.00	0.000	4.712	278.01	27.08	-3.95	117.48	0.00	140.23	31.16
63	SAGBEND	-152.91	-30.99	0.00	0.000	3.845	284.06	27.02	-4.01	114.06	0.00	136.78	30.40
64	SAGBEND	-158.95	-31.35	0.00	0.000	2.993	290.11	26.98	-4.05	107.95	0.00	130.45	28.99
65	SAGBEND	-164.99	-31.63	0.00	0.000	2.201	296.16	26.94	-4.08	99.01	0.00	120.83	26.85
66	SAGBEND	-171.04	-31.82	0.00	0.000	1.474	302.21	26.92	-4.10	87.08	0.00	110.56	24.57
67	SAGBEND	-177.09	-31.94	0.00	0.000	0.855	308.26	26.91	-4.10	75.52	0.00	98.44	21.87

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE 29
PROJECT - TA                                                              JOB NO. - ARSPA
USER ID - BFG                                                            LICENSED BY - PT Timas Suplindo      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

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD	Y COORD	Z COORD	HORIZ ANGLE	VERT ANGLE	PIPE LENGTH	TENSILE STRESS	HOOP STRESS	BENDING STRESSES VERT	HORIZ	TOTAL STRESS	PERCNT YIELD
----------	--------------	---------	---------	---------	-------------	------------	-------------	----------------	-------------	-----------------------	-------	--------------	--------------

		( M )	( M )	( M )	( DEG )	( DEG )	( M )	( MPA )	( MPA )	( MPA )	( MPA )	( MPA )	( PCT )
68	SEABED	-183.14	-32.01	0.00	0.000	0.407	314.31	26.90	-4.11	60.17	0.00	84.63	18.81
69	SEABED	-189.19	-32.04	0.00	0.000	0.134	320.36	26.91	-4.11	37.84	0.00	62.09	13.80
70	SEABED	-195.24	-32.04	0.00	0.000	0.010	326.41	26.91	-4.11	16.24	0.00	40.71	9.05
71	SEABED	-201.29	-32.04	0.00	0.000	-0.028	332.46	26.91	-4.11	4.11	0.00	30.53	6.78
72	SEABED	-207.34	-32.04	0.00	0.000	-0.021	338.51	26.91	-4.11	-1.82	0.00	30.52	6.78
73	SEABED	-213.39	-32.04	0.00	0.000	-0.011	344.56	26.91	-4.11	-1.53	0.00	30.25	6.72
74	SEABED	-219.44	-32.04	0.00	0.000	-0.004	350.61	26.91	-4.11	-0.97	0.00	29.72	6.60
75	SEABED	-225.49	-32.04	0.00	0.000	-0.001	356.66	26.91	-4.11	-0.47	0.00	29.36	6.52
76	SEABED	-231.54	-32.04	0.00	0.000	0.001	362.71	26.92	-4.11	-0.16	0.00	29.19	6.49
77	SEABED	-237.59	-32.04	0.00	0.000	0.001	368.76	26.92	-4.11	0.09	0.00	29.22	6.49
78	SEABED	-243.64	-32.04	0.00	0.000	0.000	374.81	26.92	-4.11	0.08	0.00	29.20	6.49
79	SEABED	-249.69	-32.04	0.00	0.000	0.000	380.86	26.92	-4.11	0.05	0.00	29.19	6.49
80	SEABED	-255.74	-32.04	0.00	0.000	0.000	386.91	26.92	-4.11	0.04	0.00	29.19	6.49
81	SEABED	-261.79	-32.04	0.00	0.000	0.000	392.96	26.92	-4.11	0.01	0.00	29.19	6.49
82	SEABED	-267.84	-32.04	0.00	0.000	0.000	399.01	26.92	-4.11	0.00	0.00	29.19	6.49

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE  30
PROJECT - TA                                                              JOB NO. - ARSPA
USER ID - BFG                                                            LICENSED BY - PT Timas Suplindo      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

NODE NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION	BENDING MOMENTS		
		COORD (M )	COORD (M )	COORD (M )	VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )	(KN )	VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
1	LAYBARGE	127.18	10.30	0.00	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0.00	0.60	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.00	0.00	0.00
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0.00	1.02	0.00	0.00	0.00	-0.09	0.00	0.00	0.00
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0.00	0.83	0.00	0.00	0.00	-0.19	0.00	0.00	0.00
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0.00	1.19	0.00	0.00	0.00	-0.22	0.00	0.00	0.00
11	LAYBARGE	100.07	8.36	0.00	2.05	0.00	0.00	0.00	-0.37	0.00	0.00	0.00
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0.00	2.13	0.00	0.00	0.00	-0.53	0.00	0.00	0.00
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0.00	2.12	0.00	0.00	0.00	-0.69	0.00	0.00	0.00
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0.00	2.23	0.00	0.00	0.00	-0.85	0.00	0.00	0.00
19	TENSIONR	51.19	4.86	0.00	8.90	0.00	0.00	0.00	222.65	0.00	0.00	0.00
21	TENSIONR	38.72	4.05	0.00	38.04	0.00	0.00	0.00	395.83	-50.74	0.00	50.74
23	LAYBARGE	27.06	3.24	0.00	0.00	0.00	0.19	0.00	394.11	11.39	0.00	11.39

25	LAYBARGE	15.66	2.39	0.00	74.69	0.00	0.00	0.00	391.61	-207.03	0.00	207.03
27	LAYBARGE	4.17	1.10	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	389.49	-128.31	0.00	128.31
29	LAYBARGE	0.90	0.68	0.00	45.21	0.00	0.06	0.00	388.59	-173.99	0.00	173.99
32	STINGER	-11.15	-1.09	0.00	73.31	0.00	0.00	0.00	385.65	-284.16	0.00	284.16
35	STINGER	-18.17	-2.38	0.00	0.62	0.00	0.44	0.00	385.11	-140.02	0.00	140.02
38	STINGER	-27.04	-4.23	0.00	0.00	0.00	0.62	0.00	383.49	-115.70	0.00	115.70
41	STINGER	-35.93	-6.33	0.00	72.62	0.00	0.00	0.00	380.78	-304.60	0.00	304.60
43	STINGER	-40.59	-7.61	0.00	0.00	0.00	0.87	0.00	380.37	-171.13	0.00	171.13
45	SAGBEND	-46.48	-9.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	379.00	-64.62	0.00	64.62
46	SAGBEND	-52.26	-11.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	377.42	34.47	0.00	34.47
47	SAGBEND	-58.04	-12.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	375.84	64.67	0.00	64.67
48	SAGBEND	-63.84	-14.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	374.30	81.80	0.00	81.80
49	SAGBEND	-69.65	-16.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	372.84	92.34	0.00	92.34
50	SAGBEND	-75.48	-17.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	371.46	97.45	0.00	97.45
51	SAGBEND	-81.34	-19.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	370.16	99.51	0.00	99.51
52	SAGBEND	-87.21	-20.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	368.94	100.74	0.00	100.74
53	SAGBEND	-93.10	-22.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	367.82	100.37	0.00	100.37
54	SAGBEND	-99.02	-23.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	366.77	99.10	0.00	99.10
55	SAGBEND	-104.95	-24.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365.82	99.12	0.00	99.12
56	SAGBEND	-110.89	-25.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	364.96	101.20	0.00	101.20
57	SAGBEND	-116.86	-26.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	364.18	104.55	0.00	104.55
58	SAGBEND	-122.83	-27.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	363.48	107.09	0.00	107.09
59	SAGBEND	-128.83	-28.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	362.86	108.53	0.00	108.53
60	SAGBEND	-134.84	-29.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	362.32	110.06	0.00	110.06
61	SAGBEND	-140.85	-30.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	361.86	110.37	0.00	110.37
62	SAGBEND	-146.88	-30.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	361.46	109.18	0.00	109.18
63	SAGBEND	-152.91	-30.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	361.14	106.00	0.00	106.00
64	SAGBEND	-158.95	-31.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	360.88	100.33	0.00	100.33
65	SAGBEND	-164.99	-31.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	360.69	92.01	0.00	92.01

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE 31
PROJECT - TA                                                              JOB NO. - ARSPA
USER ID - BFG                                                            LICENSED BY - PT Timas Suplindo      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

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD	Y COORD	Z COORD	SUPPORT VERT	REACTION HORIZ	SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION	BENDING MOMENTS		TOTAL
							VERT	HORIZ		VERT	HORIZ	

		(M )	(M )	(M )	(KN )	(KN )	(M )	(M )	(KN )	(KN-M)	(KN-M)	(KN-M)
66	SAGBEND	-171.04	-31.82	0.00	0.07	0.00	0.00	0.00	360.57	80.93	0.00	80.93
67	SAGBEND	-177.09	-31.94	0.00	2.91	0.00	0.00	0.00	360.51	70.18	0.00	70.18
68	SEABED	-183.14	-32.01	0.00	5.93	0.00	0.00	0.00	360.51	55.92	0.00	55.92
69	SEABED	-189.19	-32.04	0.00	6.32	0.00	0.00	0.00	360.54	35.17	0.00	35.17
70	SEABED	-195.24	-32.04	0.00	6.15	0.00	0.00	0.00	360.57	15.09	0.00	15.09
71	SEABED	-201.29	-32.04	0.00	5.87	0.00	0.00	0.00	360.59	3.82	0.00	3.82
72	SEABED	-207.34	-32.04	0.00	5.53	0.00	0.00	0.00	360.60	-1.69	0.00	1.69
73	SEABED	-213.39	-32.04	0.00	5.19	0.00	0.00	0.00	360.62	-1.42	0.00	1.42
74	SEABED	-219.44	-32.04	0.00	4.99	0.00	0.00	0.00	360.64	-0.91	0.00	0.91
75	SEABED	-225.49	-32.04	0.00	4.92	0.00	0.00	0.00	360.66	-0.44	0.00	0.44
76	SEABED	-231.54	-32.04	0.00	4.92	0.00	0.00	0.00	360.67	-0.15	0.00	0.15
77	SEABED	-237.59	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	360.69	0.08	0.00	0.08
78	SEABED	-243.64	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	360.70	0.07	0.00	0.07
79	SEABED	-249.69	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	360.72	0.05	0.00	0.05
80	SEABED	-255.74	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	360.73	0.04	0.00	0.04
81	SEABED	-261.79	-32.04	0.00	4.94	0.00	0.00	0.00	360.75	0.01	0.00	0.01
82	SEABED	-267.84	-32.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	360.76	0.00	0.00	0.00

=====

OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE 32

PROJECT - TA      JOB NO. - ARSPA

USER ID - BFG      LICENSED BY - PT Timas Suplindo      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 )	PERCNT YIELD (PCT )
1	LAYBARGE	127.18	10.30	0.00	0.000	4.071	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	LAYBARGE	124.82	10.14	0.00	0.000	4.087	2.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0.00	0.000	4.094	6.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0.00	0.000	4.094	13.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0.00	0.000	4.098	16.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	LAYBARGE	100.06	8.37	0.00	0.000	4.092	27.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0.00	0.000	4.091	39.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	LAYBARGE	76.15	6.66	0.00	0.000	4.090	51.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	LAYBARGE	64.36	5.82	0.00	0.000	4.090	62.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

19	TENSIONR	51.19	4.87	0.00	0.000	3.901	76.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	TENSIONR	38.72	4.07	0.00	0.000	4.007	88.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	LAYBARGE	27.06	3.19	0.00	0.000	4.137	100.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	LAYBARGE	15.66	2.40	0.00	0.000	4.901	111.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
27	LAYBARGE	4.16	1.22	0.00	0.000	5.718	123.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29	LAYBARGE	0.88	0.89	0.00	0.000	5.797	126.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
32	STINGER	-11.12	-0.34	0.00	0.000	6.295	138.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
35	STINGER	-18.23	-1.14	0.00	0.000	7.854	145.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
38	STINGER	-27.19	-2.58	0.00	0.000	9.858	155.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
41	STINGER	-36.25	-4.31	0.00	0.000	13.647	164.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
43	STINGER	-40.87	-5.80	0.00	0.000	17.976	169.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
45	SAGBEND	-46.65	-7.75	0.00	0.000	18.927	175.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
46	SAGBEND	-51.25	-9.29	0.00	0.000	17.494	180.01	33.20	-1.36	0.00	0.00	33.90	7.53
47	SAGBEND	-54.70	-10.38	0.00	0.000	17.424	183.63	33.05	-1.50	33.83	0.00	65.10	14.47
48	SAGBEND	-58.16	-11.46	0.00	0.000	17.240	187.25	32.90	-1.63	57.48	0.00	88.02	19.56
49	SAGBEND	-63.94	-13.23	0.00	0.000	16.805	193.30	32.66	-1.86	82.00	0.00	111.36	24.75
50	SAGBEND	-69.75	-14.96	0.00	0.000	16.169	199.35	32.43	-2.07	95.00	0.00	123.50	27.44
51	SAGBEND	-75.57	-16.62	0.00	0.000	15.430	205.40	32.21	-2.28	101.19	0.00	129.57	28.79
52	SAGBEND	-81.42	-18.20	0.00	0.000	14.649	211.45	32.00	-2.48	103.25	0.00	131.70	29.27
53	SAGBEND	-87.28	-19.69	0.00	0.000	13.850	217.50	31.80	-2.66	103.16	0.00	133.93	29.76
54	SAGBEND	-93.16	-21.10	0.00	0.000	13.062	223.55	31.62	-2.84	105.42	0.00	135.94	30.21
55	SAGBEND	-99.05	-22.45	0.00	0.000	12.285	229.60	31.45	-3.00	106.55	0.00	136.35	30.30
56	SAGBEND	-104.97	-23.72	0.00	0.000	11.488	235.65	31.29	-3.16	107.93	0.00	137.45	30.54
57	SAGBEND	-110.91	-24.88	0.00	0.000	10.676	241.70	31.14	-3.31	107.75	0.00	137.18	30.49
58	SAGBEND	-116.86	-25.96	0.00	0.000	9.878	247.75	31.01	-3.44	108.77	0.00	139.72	31.05
59	SAGBEND	-122.83	-26.94	0.00	0.000	9.037	253.80	30.89	-3.56	111.06	0.00	141.51	31.45
60	SAGBEND	-128.81	-27.84	0.00	0.000	8.156	259.85	30.79	-3.67	112.62	0.00	141.69	31.49
61	SAGBEND	-134.81	-28.65	0.00	0.000	7.271	265.90	30.69	-3.77	112.56	0.00	140.52	31.23
62	SAGBEND	-140.81	-29.37	0.00	0.000	6.405	271.95	30.61	-3.85	113.03	0.00	138.83	30.85
63	SAGBEND	-146.83	-30.00	0.00	0.000	5.537	278.00	30.54	-3.92	115.49	0.00	139.60	31.02
64	SAGBEND	-152.85	-30.52	0.00	0.000	4.687	284.05	30.48	-3.97	117.02	0.00	140.63	31.25
65	SAGBEND	-158.89	-30.96	0.00	0.000	3.847	290.10	30.44	-4.02	116.39	0.00	138.81	30.85
66	SAGBEND	-164.93	-31.32	0.00	0.000	3.025	296.15	30.40	-4.06	112.32	0.00	135.82	30.18
67	SAGBEND	-170.97	-31.59	0.00	0.000	2.233	302.20	30.37	-4.09	104.17	0.00	128.32	28.52

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE 33
PROJECT - TA                                                              JOB NO. - ARSPA
USER ID - BFG                                                            LICENSED BY - PT Timas Suplindo      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 VERT (MPA )	STRESSES HORIZ (MPA )	TOTAL STRESS (MPA )	PERCNT YIELD (PCT )
68	SAGBEND	-177.01	-31.79	0.00	0.000	1.507	308.25	30.35	-4.10	92.65	0.00	116.49	25.89
69	SAGBEND	-183.06	-31.92	0.00	0.000	0.922	314.30	30.34	-4.11	83.43	0.00	105.87	23.53
70	SAGBEND	-189.11	-31.99	0.00	0.000	0.496	320.35	30.34	-4.11	67.50	0.00	93.49	20.78
71	SEABED	-195.16	-32.03	0.00	0.000	0.208	326.40	30.34	-4.11	47.74	0.00	75.45	16.77
72	SEABED	-201.21	-32.04	0.00	0.000	0.046	332.45	30.34	-4.11	24.04	0.00	51.79	11.51
73	SEABED	-207.26	-32.04	0.00	0.000	-0.018	338.50	30.35	-4.11	8.06	0.00	36.56	8.12
74	SEABED	-213.31	-32.04	0.00	0.000	-0.021	344.55	30.35	-4.11	-2.03	0.00	33.72	7.49
75	SEABED	-219.36	-32.04	0.00	0.000	-0.012	350.60	30.35	-4.11	-1.74	0.00	33.47	7.44
76	SEABED	-225.41	-32.04	0.00	0.000	-0.006	356.65	30.35	-4.11	-1.20	0.00	33.03	7.34
77	SEABED	-231.46	-32.04	0.00	0.000	-0.001	362.70	30.35	-4.11	-0.65	0.00	32.74	7.28
78	SEABED	-237.51	-32.04	0.00	0.000	0.000	368.75	30.36	-4.11	-0.25	0.00	32.61	7.25
79	SEABED	-243.56	-32.04	0.00	0.000	0.001	374.80	30.36	-4.11	0.09	0.00	32.63	7.25
80	SEABED	-249.61	-32.04	0.00	0.000	0.000	380.85	30.36	-4.11	0.08	0.00	32.63	7.25
81	SEABED	-255.66	-32.04	0.00	0.000	0.000	386.90	30.36	-4.11	0.07	0.00	32.62	7.25
82	SEABED	-261.71	-32.04	0.00	0.000	0.000	392.95	30.36	-4.11	0.04	0.00	32.61	7.25
83	SEABED	-267.76	-32.04	0.00	0.000	0.000	399.00	30.37	-4.11	0.02	0.00	32.62	7.25
84	SEABED	-273.81	-32.04	0.00	0.000	0.000	405.05	30.37	-4.11	0.00	0.00	32.62	7.25

=====  
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE 34  
PROJECT - TA      JOB NO. - ARSPA  
USER ID - BFG      LICENSED BY - PT Timas Suplindo      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 )	SUPPORT REACTION VERT (KN )	HORIZ (KN )	SUPT SEPARATIONS VERT (M )	HORIZ (M )	PIPE TENSION (KN )	BENDING VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
1	LAYBARGE	127.18	10.30	0.00	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	LAYBARGE	124.82	10.14	0.00	0.60	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.00	0.00	0.00
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0.00	1.02	0.00	0.00	0.00	-0.09	0.00	0.00	0.00
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0.00	0.83	0.00	0.00	0.00	-0.19	0.00	0.00	0.00



9	LAYBARGE	111.08	9.15	0.00	1.19	0.00	0.00	0.00	-0.22	0.00	0.00	0.00
11	LAYBARGE	100.06	8.37	0.00	2.05	0.00	0.00	0.00	-0.37	0.00	0.00	0.00
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0.00	2.13	0.00	0.00	0.00	-0.53	0.00	0.00	0.00
15	LAYBARGE	76.15	6.66	0.00	2.12	0.00	0.00	0.00	-0.70	0.00	0.00	0.00
17	LAYBARGE	64.36	5.82	0.00	2.23	0.00	0.00	0.00	-0.86	0.00	0.00	0.00
19	TENSIONR	51.19	4.87	0.00	1.90	0.00	0.00	0.00	248.56	0.00	0.00	0.00
21	TENSIONR	38.72	4.07	0.00	5.40	0.00	0.00	0.00	423.40	0.00	0.00	0.00
23	LAYBARGE	27.06	3.19	0.00	0.00	0.00	0.13	0.00	423.25	0.00	0.00	0.00
25	LAYBARGE	15.66	2.40	0.00	19.74	0.00	0.00	0.00	423.02	0.00	0.00	0.00
27	LAYBARGE	4.16	1.22	0.00	0.00	0.00	0.40	0.00	422.88	0.00	0.00	0.00
29	LAYBARGE	0.88	0.89	0.00	6.44	0.00	0.43	0.00	422.82	0.00	0.00	0.00
32	STINGER	-11.12	-0.34	0.00	15.99	0.00	0.17	0.00	422.59	0.00	0.00	0.00
35	STINGER	-18.23	-1.14	0.00	41.55	0.00	0.71	0.00	421.95	0.00	0.00	0.00
38	STINGER	-27.19	-2.58	0.00	32.94	0.00	0.79	0.00	421.91	0.00	0.00	0.00
41	STINGER	-36.25	-4.31	0.00	85.93	0.00	0.00	0.00	421.64	0.00	0.00	0.00
43	STINGER	-40.87	-5.80	0.00	25.80	0.00	0.84	0.00	421.54	0.00	0.00	0.00
45	SAGBEND	-46.65	-7.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	421.24	0.00	0.00	0.00
46	SAGBEND	-51.25	-9.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	420.90	0.00	0.00	0.00
47	SAGBEND	-54.70	-10.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	419.96	31.44	0.00	31.44
48	SAGBEND	-58.16	-11.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	419.02	53.42	0.00	53.42
49	SAGBEND	-63.94	-13.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	417.48	76.21	0.00	76.21
50	SAGBEND	-69.75	-14.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	416.00	88.29	0.00	88.29
51	SAGBEND	-75.57	-16.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	414.59	94.04	0.00	94.04
52	SAGBEND	-81.42	-18.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	413.26	95.96	0.00	95.96
53	SAGBEND	-87.28	-19.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	412.01	95.87	0.00	95.87
54	SAGBEND	-93.16	-21.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	410.84	97.97	0.00	97.97
55	SAGBEND	-99.05	-22.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	409.76	99.02	0.00	99.02
56	SAGBEND	-104.97	-23.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	408.77	100.31	0.00	100.31
57	SAGBEND	-110.91	-24.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	407.87	100.13	0.00	100.13
58	SAGBEND	-116.86	-25.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	407.06	101.09	0.00	101.09
59	SAGBEND	-122.83	-26.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	406.34	103.22	0.00	103.22
60	SAGBEND	-128.81	-27.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	405.70	104.66	0.00	104.66
61	SAGBEND	-134.81	-28.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	405.14	104.61	0.00	104.61
62	SAGBEND	-140.81	-29.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	404.66	105.05	0.00	105.05
63	SAGBEND	-146.83	-30.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	404.25	107.33	0.00	107.33
64	SAGBEND	-152.85	-30.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	403.91	108.75	0.00	108.75
65	SAGBEND	-158.89	-30.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	403.64	108.16	0.00	108.16

=====

OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE 35

PROJECT - TA      JOB NO. - ARSPA

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION	BENDING MOMENTS		
		COORD (M )	COORD (M )	COORD (M )	VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )	(KN )	VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
66	SAGBEND	-164.93	-31.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	403.42	104.38	0.00	104.38
67	SAGBEND	-170.97	-31.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	403.27	96.81	0.00	96.81
68	SAGBEND	-177.01	-31.79	0.00	0.44	0.00	0.00	0.00	403.18	86.11	0.00	86.11
69	SAGBEND	-183.06	-31.92	0.00	4.18	0.00	0.00	0.00	403.14	77.53	0.00	77.53
70	SAGBEND	-189.11	-31.99	0.00	6.13	0.00	0.00	0.00	403.16	62.73	0.00	62.73
71	SEABED	-195.16	-32.03	0.00	6.45	0.00	0.00	0.00	403.20	44.37	0.00	44.37
72	SEABED	-201.21	-32.04	0.00	6.30	0.00	0.00	0.00	403.23	22.34	0.00	22.34
73	SEABED	-207.26	-32.04	0.00	6.05	0.00	0.00	0.00	403.26	7.49	0.00	7.49
74	SEABED	-213.31	-32.04	0.00	5.65	0.00	0.00	0.00	403.29	-1.89	0.00	1.89
75	SEABED	-219.36	-32.04	0.00	5.29	0.00	0.00	0.00	403.31	-1.61	0.00	1.61
76	SEABED	-225.41	-32.04	0.00	5.05	0.00	0.00	0.00	403.34	-1.11	0.00	1.11
77	SEABED	-231.46	-32.04	0.00	4.94	0.00	0.00	0.00	403.37	-0.60	0.00	0.60
78	SEABED	-237.51	-32.04	0.00	4.92	0.00	0.00	0.00	403.39	-0.23	0.00	0.23
79	SEABED	-243.56	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	403.42	0.08	0.00	0.08
80	SEABED	-249.61	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	403.44	0.08	0.00	0.08
81	SEABED	-255.66	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	403.46	0.06	0.00	0.06
82	SEABED	-261.71	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	403.49	0.04	0.00	0.04
83	SEABED	-267.76	-32.04	0.00	4.94	0.00	0.00	0.00	403.51	0.02	0.00	0.02
84	SEABED	-273.81	-32.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	403.53	0.00	0.00	0.00

OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE 36  
 PROJECT - TA      JOB NO. - ARSPA  
 USER ID - BFG      LICENSED BY - PT Timas Suplindo      CASE 3

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	HORIZ	VERT	PIPE	TENSILE	HOOP	BENDING STRESSES		TOTAL	PERCNT
		COORD (M )	COORD (M )	COORD (M )	ANGLE (DEG )	ANGLE (DEG )	LENGTH (M )	STRESS (MPA )	STRESS (MPA )	VERT (MPA )	HORIZ (MPA )	STRESS (MPA )	YIELD (PCT )

1	LAYBARGE	127.18	10.30	0.00	0.000	4.069	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0.00	0.000	4.085	2.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0.00	0.000	4.091	6.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0.00	0.000	4.092	13.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	LAYBARGE	111.09	9.15	0.00	0.000	4.096	16.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	LAYBARGE	100.07	8.36	0.00	0.000	4.089	27.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0.00	0.000	4.088	39.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	LAYBARGE	76.16	6.65	0.00	0.000	4.088	51.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0.00	0.000	4.088	62.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19	TENSIONR	51.19	4.87	0.00	0.000	3.899	76.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	TENSIONR	38.72	4.06	0.00	0.000	3.900	88.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	LAYBARGE	27.06	3.20	0.00	0.000	3.916	100.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	LAYBARGE	15.66	2.45	0.00	0.000	4.382	111.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
27	LAYBARGE	4.16	1.46	0.00	0.000	4.929	123.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29	LAYBARGE	0.88	1.18	0.00	0.000	5.016	126.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
32	STINGER	-11.11	0.11	0.00	0.000	5.269	138.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
35	STINGER	-18.22	-0.57	0.00	0.000	5.516	145.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
38	STINGER	-26.83	-1.49	0.00	0.000	7.850	154.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
41	STINGER	-35.76	-2.43	0.00	0.000	9.562	164.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
43	STINGER	-40.51	-3.60	0.00	0.000	12.744	168.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
45	SAGBEND	-47.05	-5.35	0.00	0.000	15.574	175.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
46	SAGBEND	-52.88	-6.96	0.00	0.000	15.340	181.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
47	SAGBEND	-58.71	-8.56	0.00	0.000	15.149	187.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
48	SAGBEND	-64.55	-10.14	0.00	0.000	15.004	193.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
49	SAGBEND	-70.39	-11.71	0.00	0.000	14.866	199.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
50	SAGBEND	-76.23	-13.26	0.00	0.000	14.731	205.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
51	SAGBEND	-82.08	-14.81	0.00	0.000	14.598	211.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
52	SAGBEND	-87.93	-16.33	0.00	0.000	14.464	217.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
53	SAGBEND	-93.79	-17.84	0.00	0.000	14.329	223.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
54	SAGBEND	-96.92	-18.63	0.00	0.000	14.256	226.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
55	SAGBEND	-100.04	-19.42	0.00	0.000	12.883	230.01	38.63	-2.75	0.00	0.00	40.06	8.90
56	SAGBEND	-105.55	-20.66	0.00	0.000	12.718	235.65	38.44	-2.91	58.80	0.00	98.71	21.94
57	SAGBEND	-111.46	-21.95	0.00	0.000	12.284	241.70	38.25	-3.07	92.18	0.00	131.99	29.33
58	SAGBEND	-117.38	-23.18	0.00	0.000	11.586	247.75	38.08	-3.23	109.11	0.00	148.81	33.07
59	SAGBEND	-123.32	-24.35	0.00	0.000	10.760	253.80	37.92	-3.37	116.45	0.00	156.07	34.68
60	SAGBEND	-129.27	-25.43	0.00	0.000	9.916	259.85	37.78	-3.50	117.56	0.00	157.11	34.91
61	SAGBEND	-135.24	-26.43	0.00	0.000	9.041	265.90	37.66	-3.61	114.45	0.00	153.94	34.21
62	SAGBEND	-141.22	-27.34	0.00	0.000	8.164	271.95	37.56	-3.72	113.85	0.00	148.14	32.92
63	SAGBEND	-147.21	-28.17	0.00	0.000	7.365	278.00	37.48	-3.81	118.18	0.00	148.83	33.07
64	SAGBEND	-153.22	-28.91	0.00	0.000	6.587	284.05	37.41	-3.89	119.61	0.00	150.20	33.38

65	SAGBEND	-159.23	-29.57	0.00	0.000	5.798	290.10	37.35	-3.95	119.16	0.00	148.15	32.92
66	SAGBEND	-165.25	-30.14	0.00	0.000	4.989	296.15	37.30	-4.00	125.06	0.00	143.97	31.99
67	SAGBEND	-171.28	-30.63	0.00	0.000	4.196	302.20	37.27	-4.04	126.76	0.00	145.64	32.37

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE 37
PROJECT - TA                                                              JOB NO. - ARSPA
USER ID - BFG                                                            LICENSED BY - PT Timas Suplindo      CASE 3
=====

```

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	Y	Z	HORIZ	VERT	PIPE	TENSILE	HOOP	BENDING	STRESSES	TOTAL	PERCNT
		COORD (M )	COORD (M )	COORD (M )	ANGLE (DEG )	ANGLE (DEG )	LENGTH (M )	STRESS (MPA )	STRESS (MPA )	VERT (MPA )	HORIZ (MPA )	STRESS (MPA )	YIELD (PCT )
68	SAGBEND	-177.31	-31.03	0.00	0.000	3.421	308.25	37.24	-4.07	121.45	0.00	140.31	31.18
69	SAGBEND	-183.35	-31.35	0.00	0.000	2.653	314.30	37.23	-4.09	112.54	0.00	129.37	28.75
70	SAGBEND	-189.40	-31.60	0.00	0.000	1.966	320.35	37.22	-4.10	104.40	0.00	123.33	27.41
71	SAGBEND	-195.44	-31.78	0.00	0.000	1.395	326.40	37.22	-4.11	96.87	0.00	117.81	26.18
72	SAGBEND	-201.49	-31.90	0.00	0.000	0.933	332.45	37.22	-4.11	86.15	0.00	110.55	24.57
73	SAGBEND	-207.54	-31.98	0.00	0.000	0.559	338.50	37.23	-4.11	75.50	0.00	100.85	22.41
74	SEABED	-213.59	-32.02	0.00	0.000	0.274	344.55	37.24	-4.11	57.25	0.00	82.61	18.36
75	SEABED	-219.64	-32.04	0.00	0.000	0.080	350.60	37.25	-4.11	31.62	0.00	57.59	12.80
76	SEABED	-225.69	-32.04	0.00	0.000	-0.009	356.65	37.26	-4.11	11.95	0.00	40.36	8.97
77	SEABED	-231.74	-32.04	0.00	0.000	-0.018	362.70	37.26	-4.11	-2.22	0.00	40.08	8.91
78	SEABED	-237.79	-32.04	0.00	0.000	-0.014	368.75	37.27	-4.11	-1.80	0.00	39.75	8.83
79	SEABED	-243.84	-32.04	0.00	0.000	-0.007	374.80	37.28	-4.11	-1.47	0.00	39.56	8.79
80	SEABED	-249.89	-32.04	0.00	0.000	-0.002	380.85	37.29	-4.11	-0.85	0.00	39.50	8.78
81	SEABED	-255.94	-32.04	0.00	0.000	0.000	386.90	37.30	-4.11	-0.33	0.00	39.52	8.78
82	SEABED	-261.99	-32.04	0.00	0.000	0.001	392.95	37.30	-4.11	0.11	0.00	39.52	8.78
83	SEABED	-268.04	-32.04	0.00	0.000	0.000	399.00	37.31	-4.11	0.09	0.00	39.54	8.79
84	SEABED	-274.09	-32.04	0.00	0.000	0.000	405.05	37.32	-4.11	0.07	0.00	39.54	8.79
85	SEABED	-280.14	-32.04	0.00	0.000	0.000	411.10	37.33	-4.11	-0.07	0.00	39.54	8.79
86	SEABED	-286.19	-32.04	0.00	0.000	0.000	417.15	37.33	-4.11	-0.07	0.00	39.56	8.79
87	SEABED	-292.24	-32.04	0.00	0.000	0.000	423.20	37.34	-4.11	0.07	0.00	39.57	8.79
88	SEABED	-298.29	-32.04	0.00	0.000	0.000	429.25	37.35	-4.11	0.07	0.00	39.57	8.79
89	SEABED	-304.34	-32.04	0.00	0.000	0.000	435.30	37.35	-4.11	0.07	0.00	39.57	8.79
90	SEABED	-310.39	-32.04	0.00	0.000	0.000	441.35	37.36	-4.11	-0.06	0.00	39.58	8.80
91	SEABED	-316.44	-32.04	0.00	0.000	0.000	447.40	37.37	-4.11	-0.07	0.00	39.59	8.80
92	SEABED	-322.49	-32.04	0.00	0.000	0.000	453.45	37.37	-4.11	-0.07	0.00	39.60	8.80

93	SEABED	-328.54	-32.04	0.00	0.000	0.000	459.50	37.38	-4.11	-0.07	0.00	39.60	8.80
94	SEABED	-334.59	-32.04	0.00	0.000	0.000	465.55	37.39	-4.11	0.07	0.00	39.60	8.80
95	SEABED	-340.64	-32.04	0.00	0.000	0.000	471.60	37.39	-4.11	0.07	0.00	39.61	8.80
96	SEABED	-346.69	-32.04	0.00	0.000	0.000	477.65	37.40	-4.11	0.07	0.00	39.62	8.81
97	SEABED	-352.74	-32.04	0.00	0.000	0.000	483.70	37.40	-4.11	-0.06	0.00	39.63	8.81
98	SEABED	-358.79	-32.04	0.00	0.000	0.000	489.75	37.41	-4.11	-0.06	0.00	39.63	8.81
99	SEABED	-364.84	-32.04	0.00	0.000	0.000	495.80	37.42	-4.11	-0.07	0.00	39.63	8.81
100	SEABED	-370.89	-32.04	0.00	0.000	0.000	501.85	37.42	-4.11	-0.07	0.00	39.65	8.81
101	SEABED	-376.94	-32.04	0.00	0.000	0.000	507.90	37.43	-4.11	-0.06	0.00	39.66	8.81
102	SEABED	-382.99	-32.04	0.00	0.000	0.000	513.95	37.43	-4.11	0.06	0.00	39.65	8.81
103	SEABED	-389.04	-32.04	0.00	0.000	0.000	520.00	37.44	-4.11	0.06	0.00	39.65	8.81
104	SEABED	-395.09	-32.04	0.00	0.000	0.000	526.05	37.44	-4.11	0.06	0.00	39.67	8.82
105	SEABED	-401.14	-32.04	0.00	0.000	0.000	532.10	37.45	-4.11	-0.06	0.00	39.68	8.82
106	SEABED	-407.19	-32.04	0.00	0.000	0.000	538.15	37.45	-4.11	-0.06	0.00	39.68	8.82
107	SEABED	-413.24	-32.04	0.00	0.000	0.000	544.20	37.46	-4.11	-0.04	0.00	39.67	8.82
108	SEABED	-419.29	-32.04	0.00	0.000	0.000	550.25	37.46	-4.11	0.02	0.00	39.68	8.82
109	SEABED	-425.34	-32.04	0.00	0.000	0.000	556.30	37.46	-4.11	0.00	0.00	39.68	8.82

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE  38
PROJECT - TA                                                              JOB NO. - ARSPA
USER ID - BFG                                                            LICENSED BY - PT Timas Suplindo      CASE  3
=====

```

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	Y	Z	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION	BENDING MOMENTS		
		COORD (M )	COORD (M )	COORD (M )	VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )	(KN )	VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
1	LAYBARGE	127.18	10.30	0.00	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0.00	0.60	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.00	0.00	0.00
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0.00	1.02	0.00	0.00	0.00	-0.09	0.00	0.00	0.00
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0.00	0.83	0.00	0.00	0.00	-0.19	0.00	0.00	0.00
9	LAYBARGE	111.09	9.15	0.00	1.19	0.00	0.00	0.00	-0.22	0.00	0.00	0.00
11	LAYBARGE	100.07	8.36	0.00	2.05	0.00	0.00	0.00	-0.37	0.00	0.00	0.00
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0.00	2.13	0.00	0.00	0.00	-0.53	0.00	0.00	0.00
15	LAYBARGE	76.16	6.65	0.00	2.12	0.00	0.00	0.00	-0.70	0.00	0.00	0.00
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0.00	2.23	0.00	0.00	0.00	-0.86	0.00	0.00	0.00
19	TENSIONR	51.19	4.87	0.00	2.14	0.00	0.00	0.00	326.76	0.00	0.00	0.00
21	TENSIONR	38.72	4.06	0.00	6.04	0.00	0.00	0.00	501.60	0.00	0.00	0.00
23	LAYBARGE	27.06	3.20	0.00	0.00	0.00	0.23	0.00	501.45	0.00	0.00	0.00

25	LAYBARGE	15.66	2.45	0.00	17.44	0.00	0.18	0.00	501.30	0.00	0.00	0.00
27	LAYBARGE	4.16	1.46	0.00	0.00	0.00	0.90	0.00	501.13	0.00	0.00	0.00
29	LAYBARGE	0.88	1.18	0.00	5.41	0.00	1.02	0.00	501.08	0.00	0.00	0.00
32	STINGER	-11.11	0.11	0.00	8.45	0.00	1.60	0.00	500.91	0.00	0.00	0.00
35	STINGER	-18.22	-0.57	0.00	57.40	0.00	2.90	0.00	499.99	0.00	0.00	0.00
38	STINGER	-26.83	-1.49	0.00	62.40	0.00	2.71	0.00	499.93	0.00	0.00	0.00
41	STINGER	-35.76	-2.43	0.00	92.50	0.00	0.23	0.00	500.17	0.00	0.00	0.00
43	STINGER	-40.51	-3.60	0.00	82.52	0.00	1.43	0.00	499.97	0.00	0.00	0.00
45	SAGBEND	-47.05	-5.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	499.70	0.00	0.00	0.00
46	SAGBEND	-52.88	-6.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	499.43	0.00	0.00	0.00
47	SAGBEND	-58.71	-8.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	499.16	0.00	0.00	0.00
48	SAGBEND	-64.55	-10.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	498.90	0.00	0.00	0.00
49	SAGBEND	-70.39	-11.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	498.63	0.00	0.00	0.00
50	SAGBEND	-76.23	-13.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	498.37	0.00	0.00	0.00
51	SAGBEND	-82.08	-14.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	498.11	0.00	0.00	0.00
52	SAGBEND	-87.93	-16.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	497.85	0.00	0.00	0.00
53	SAGBEND	-93.79	-17.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	497.60	0.00	0.00	0.00
54	SAGBEND	-96.92	-18.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	497.46	0.00	0.00	0.00
55	SAGBEND	-100.04	-19.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	497.15	0.00	0.00	0.00
56	SAGBEND	-105.55	-20.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	495.89	54.64	0.00	54.64
57	SAGBEND	-111.46	-21.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	494.58	85.67	0.00	85.67
58	SAGBEND	-117.38	-23.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	493.40	101.40	0.00	101.40
59	SAGBEND	-123.32	-24.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	492.37	108.22	0.00	108.22
60	SAGBEND	-129.27	-25.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	491.49	109.25	0.00	109.25
61	SAGBEND	-135.24	-26.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	490.75	106.36	0.00	106.36
62	SAGBEND	-141.22	-27.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	490.15	105.81	0.00	105.81
63	SAGBEND	-147.21	-28.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	489.66	109.83	0.00	109.83
64	SAGBEND	-153.22	-28.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	489.28	111.16	0.00	111.16
65	SAGBEND	-159.23	-29.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	488.98	110.74	0.00	110.74

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE 39
PROJECT - TA                                                              JOB NO. - ARSPA
USER ID - BFG                                                            LICENSED BY - PT Timas Suplindo      CASE 3
=====

```

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	Y COORD	Z COORD	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION	BENDING MOMENTS		
					VERT	HORIZ	VERT	HORIZ		VERT	HORIZ	TOTAL

		(M )	(M )	(M )	(KN )	(KN )	(M )	(M )	(KN )	(KN-M)	(KN-M)	(KN-M)
66	SAGBEND	-165.25	-30.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	488.75	116.22	0.00	116.22
67	SAGBEND	-171.28	-30.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	488.59	117.81	0.00	117.81
68	SAGBEND	-177.31	-31.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	488.49	112.87	0.00	112.87
69	SAGBEND	-183.35	-31.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	488.45	104.59	0.00	104.59
70	SAGBEND	-189.40	-31.60	0.00	1.78	0.00	0.00	0.00	488.46	97.03	0.00	97.03
71	SAGBEND	-195.44	-31.78	0.00	5.64	0.00	0.00	0.00	488.52	90.02	0.00	90.02
72	SAGBEND	-201.49	-31.90	0.00	6.83	0.00	0.00	0.00	488.62	80.06	0.00	80.06
73	SAGBEND	-207.54	-31.98	0.00	6.74	0.00	0.00	0.00	488.74	70.17	0.00	70.17
74	SEABED	-213.59	-32.02	0.00	6.52	0.00	0.00	0.00	488.84	53.21	0.00	53.21
75	SEABED	-219.64	-32.04	0.00	6.37	0.00	0.00	0.00	488.95	29.39	0.00	29.39
76	SEABED	-225.69	-32.04	0.00	6.10	0.00	0.00	0.00	489.05	11.10	0.00	11.10
77	SEABED	-231.74	-32.04	0.00	5.84	0.00	0.00	0.00	489.15	-2.06	0.00	2.06
78	SEABED	-237.79	-32.04	0.00	5.41	0.00	0.00	0.00	489.25	-1.67	0.00	1.67
79	SEABED	-243.84	-32.04	0.00	5.10	0.00	0.00	0.00	489.35	-1.37	0.00	1.37
80	SEABED	-249.89	-32.04	0.00	4.95	0.00	0.00	0.00	489.45	-0.79	0.00	0.79
81	SEABED	-255.94	-32.04	0.00	4.92	0.00	0.00	0.00	489.54	-0.30	0.00	0.30
82	SEABED	-261.99	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	489.64	0.10	0.00	0.10
83	SEABED	-268.04	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	489.73	0.09	0.00	0.09
84	SEABED	-274.09	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	489.82	0.07	0.00	0.07
85	SEABED	-280.14	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	489.91	-0.06	0.00	0.06
86	SEABED	-286.19	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	490.00	-0.06	0.00	0.06
87	SEABED	-292.24	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	490.09	0.06	0.00	0.06
88	SEABED	-298.29	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	490.18	0.06	0.00	0.06
89	SEABED	-304.34	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	490.26	0.06	0.00	0.06
90	SEABED	-310.39	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	490.35	-0.06	0.00	0.06
91	SEABED	-316.44	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	490.43	-0.06	0.00	0.06
92	SEABED	-322.49	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	490.51	-0.06	0.00	0.06
93	SEABED	-328.54	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	490.59	-0.06	0.00	0.06
94	SEABED	-334.59	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	490.66	0.06	0.00	0.06
95	SEABED	-340.64	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	490.74	0.06	0.00	0.06
96	SEABED	-346.69	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	490.81	0.06	0.00	0.06
97	SEABED	-352.74	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	490.88	-0.06	0.00	0.06
98	SEABED	-358.79	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	490.95	-0.06	0.00	0.06
99	SEABED	-364.84	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	491.02	-0.06	0.00	0.06
100	SEABED	-370.89	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	491.09	-0.06	0.00	0.06
101	SEABED	-376.94	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	491.16	-0.06	0.00	0.06
102	SEABED	-382.99	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	491.22	0.06	0.00	0.06
103	SEABED	-389.04	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	491.28	0.06	0.00	0.06
104	SEABED	-395.09	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	491.34	0.06	0.00	0.06
105	SEABED	-401.14	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	491.40	-0.06	0.00	0.06

106	SEABED	-407.19	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	491.46	-0.05	0.00	0.05
107	SEABED	-413.24	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	491.51	-0.04	0.00	0.04

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE  40
PROJECT - TA                                                              JOB NO. - ARSPA
USER ID - BFG                                                              LICENSED BY - PT Timas Suplindo      CASE  3
=====

```

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	Y	Z	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION	BENDING MOMENTS		TOTAL (KN-M)
		COORD (M )	COORD (M )	COORD (M )	VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )	(KN )	VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	
108	SEABED	-419.29	-32.04	0.00	4.94	0.00	0.00	0.00	491.57	0.02	0.00	0.02
109	SEABED	-425.34	-32.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	491.62	0.00	0.00	0.00

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE  41
PROJECT - TA                                                              JOB NO. - ARSPA
USER ID - BFG                                                              LICENSED BY - PT Timas Suplindo      CASE  4
=====

```

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	Y	Z	HORIZ ANGLE	VERT ANGLE	PIPE LENGTH	TENSILE STRESS	HOOP STRESS	BENDING VERT	STRESSES HORIZ	TOTAL STRESS	PERCNT YIELD
		COORD (M )	COORD (M )	COORD (M )	(DEG )	(DEG )	(M )	(MPA )	(MPA )	(MPA )	(MPA )	(MPA )	(PCT )
1	LAYBARGE	127.17	10.30	0.00	0.000	4.069	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0.00	0.000	4.085	2.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0.00	0.000	4.091	6.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0.00	0.000	4.092	13.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0.00	0.000	4.096	16.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	LAYBARGE	100.06	8.36	0.00	0.000	4.090	27.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0.00	0.000	4.089	39.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0.00	0.000	4.088	51.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0.00	0.000	4.088	62.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19	TENSIONR	51.19	4.87	0.00	0.000	3.899	76.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	TENSIONR	38.72	4.06	0.00	0.000	3.806	88.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



23	LAYBARGE	27.06	3.24	0.00	0.000	3.729	100.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	LAYBARGE	15.65	2.53	0.00	0.000	4.046	111.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
27	LAYBARGE	4.15	1.65	0.00	0.000	4.441	123.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29	LAYBARGE	0.86	1.40	0.00	0.000	4.255	126.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
32	STINGER	-11.11	0.53	0.00	0.000	4.104	138.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
35	STINGER	-18.21	0.01	0.00	0.000	3.958	145.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
38	STINGER	-26.97	-0.60	0.00	0.000	6.267	154.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
41	STINGER	-35.96	-1.30	0.00	0.000	7.585	163.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
43	STINGER	-40.74	-1.99	0.00	0.000	10.509	168.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
45	SAGBEND	-47.27	-3.45	0.00	0.000	13.152	175.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
46	SAGBEND	-53.16	-4.80	0.00	0.000	12.990	181.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
47	SAGBEND	-59.06	-6.14	0.00	0.000	12.885	187.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
48	SAGBEND	-64.96	-7.47	0.00	0.000	12.779	193.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
49	SAGBEND	-70.87	-8.78	0.00	0.000	12.653	199.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
50	SAGBEND	-76.78	-10.08	0.00	0.000	12.498	205.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
51	SAGBEND	-82.70	-11.36	0.00	0.000	12.335	211.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
52	SAGBEND	-88.62	-12.63	0.00	0.000	12.174	217.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
53	SAGBEND	-94.53	-13.89	0.00	0.000	12.002	223.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
54	SAGBEND	-100.46	-15.13	0.00	0.000	11.824	229.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
55	SAGBEND	-106.38	-16.36	0.00	0.000	11.647	235.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
56	SAGBEND	-112.31	-17.58	0.00	0.000	11.474	241.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
57	SAGBEND	-118.24	-18.78	0.00	0.000	11.307	247.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
58	SAGBEND	-124.17	-19.97	0.00	0.000	11.147	253.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
59	SAGBEND	-130.10	-21.15	0.00	0.000	10.987	259.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
60	SAGBEND	-136.04	-22.31	0.00	0.000	10.827	265.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
61	SAGBEND	-141.98	-23.43	0.00	0.000	10.671	271.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
62	SAGBEND	-145.95	-24.17	0.00	0.000	10.567	275.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
63	SAGBEND	-149.91	-24.90	0.00	0.000	9.154	280.01	32.59	-3.42	0.00	0.00	34.24	7.61
64	SAGBEND	-153.90	-25.53	0.00	0.000	9.065	284.05	32.49	-3.50	42.22	0.00	74.62	16.58
65	SAGBEND	-159.88	-26.45	0.00	0.000	8.680	290.10	32.36	-3.61	79.47	0.00	111.78	24.84
66	SAGBEND	-165.87	-27.33	0.00	0.000	8.053	296.15	32.23	-3.71	98.98	0.00	130.71	29.05
67	SAGBEND	-171.86	-28.14	0.00	0.000	7.317	302.20	32.11	-3.81	108.30	0.00	139.18	30.93

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE  42
PROJECT - TA                                                              JOB NO. - ARSPA
USER ID - BFG                                                              LICENSED BY - PT Timas Suplindo      CASE  4
=====

```

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 VERT (MPA )	STRESSES HORIZ (MPA )	TOTAL STRESS (MPA )	PERCNT YIELD (PCT )
68	SAGBEND	-177.87	-28.87	0.00	0.000	6.602	308.25	32.00	-3.89	111.42	0.00	141.81	31.51
69	SAGBEND	-183.88	-29.53	0.00	0.000	5.826	314.30	31.91	-3.95	110.43	0.00	140.71	31.27
70	SAGBEND	-189.90	-30.10	0.00	0.000	5.033	320.35	31.83	-4.01	106.32	0.00	136.98	30.44
71	SAGBEND	-195.93	-30.59	0.00	0.000	4.238	326.40	31.75	-4.05	105.06	0.00	132.70	29.49
72	SAGBEND	-201.96	-30.99	0.00	0.000	3.458	332.45	31.69	-4.08	100.86	0.00	129.97	28.88
73	SAGBEND	-208.00	-31.32	0.00	0.000	2.714	338.50	31.64	-4.09	96.67	0.00	123.98	27.55
74	SAGBEND	-214.04	-31.57	0.00	0.000	2.039	344.55	31.60	-4.10	97.81	0.00	116.98	25.99
75	SAGBEND	-220.08	-31.75	0.00	0.000	1.472	350.60	31.57	-4.11	98.71	0.00	117.56	26.13
76	SAGBEND	-226.13	-31.88	0.00	0.000	1.008	356.65	31.55	-4.11	92.91	0.00	111.75	24.83
77	SAGBEND	-232.18	-31.97	0.00	0.000	0.618	362.70	31.54	-4.11	79.73	0.00	100.78	22.40
78	SEABED	-238.23	-32.02	0.00	0.000	0.300	368.75	31.53	-4.11	61.87	0.00	83.03	18.45
79	SEABED	-244.28	-32.04	0.00	0.000	0.095	374.80	31.53	-4.11	34.07	0.00	60.55	13.45
80	SEABED	-250.33	-32.04	0.00	0.000	0.002	380.85	31.53	-4.11	12.79	0.00	41.59	9.24
81	SEABED	-256.38	-32.04	0.00	0.000	-0.023	386.90	31.53	-4.11	2.85	0.00	34.68	7.71
82	SEABED	-262.43	-32.04	0.00	0.000	-0.016	392.95	31.53	-4.11	-2.19	0.00	34.84	7.74
83	SEABED	-268.48	-32.04	0.00	0.000	-0.008	399.00	31.54	-4.11	-1.63	0.00	34.64	7.70
84	SEABED	-274.53	-32.04	0.00	0.000	-0.003	405.05	31.54	-4.11	-0.94	0.00	34.24	7.61
85	SEABED	-280.58	-32.04	0.00	0.000	0.000	411.10	31.54	-4.11	-0.39	0.00	33.96	7.55
86	SEABED	-286.63	-32.04	0.00	0.000	0.001	417.15	31.54	-4.11	-0.13	0.00	33.81	7.51
87	SEABED	-292.68	-32.04	0.00	0.000	0.000	423.20	31.54	-4.11	0.10	0.00	33.82	7.52
88	SEABED	-298.73	-32.04	0.00	0.000	0.000	429.25	31.54	-4.11	0.07	0.00	33.84	7.52
89	SEABED	-304.78	-32.04	0.00	0.000	0.000	435.30	31.54	-4.11	0.06	0.00	33.82	7.52
90	SEABED	-310.83	-32.04	0.00	0.000	0.000	441.35	31.54	-4.11	0.05	0.00	33.79	7.51
91	SEABED	-316.88	-32.04	0.00	0.000	0.000	447.40	31.54	-4.11	-0.05	0.00	33.81	7.51
92	SEABED	-322.93	-32.04	0.00	0.000	0.000	453.45	31.54	-4.11	-0.05	0.00	33.82	7.52
93	SEABED	-328.98	-32.04	0.00	0.000	0.000	459.50	31.54	-4.11	0.05	0.00	33.80	7.51
94	SEABED	-335.03	-32.04	0.00	0.000	0.000	465.55	31.54	-4.11	0.05	0.00	33.78	7.51
95	SEABED	-341.08	-32.04	0.00	0.000	0.000	471.60	31.54	-4.11	0.05	0.00	33.81	7.51
96	SEABED	-347.13	-32.04	0.00	0.000	0.000	477.65	31.54	-4.11	0.05	0.00	33.81	7.51
97	SEABED	-353.18	-32.04	0.00	0.000	0.000	483.70	31.54	-4.11	-0.05	0.00	33.80	7.51
98	SEABED	-359.23	-32.04	0.00	0.000	0.000	489.75	31.54	-4.11	-0.05	0.00	33.79	7.51
99	SEABED	-365.28	-32.04	0.00	0.000	0.000	495.80	31.54	-4.11	-0.05	0.00	33.80	7.51
100	SEABED	-371.33	-32.04	0.00	0.000	0.000	501.85	31.54	-4.11	0.05	0.00	33.80	7.51
101	SEABED	-377.38	-32.04	0.00	0.000	0.000	507.90	31.54	-4.11	0.05	0.00	33.79	7.51
102	SEABED	-383.43	-32.04	0.00	0.000	0.000	513.95	31.54	-4.11	0.05	0.00	33.80	7.51
103	SEABED	-389.48	-32.04	0.00	0.000	0.000	520.00	31.54	-4.11	0.05	0.00	33.80	7.51
104	SEABED	-395.53	-32.04	0.00	0.000	0.000	526.05	31.54	-4.11	-0.05	0.00	33.79	7.51

105	SEABED	-401.58	-32.04	0.00	0.000	0.000	532.10	31.54	-4.11	-0.05	0.00	33.79	7.51
106	SEABED	-407.63	-32.04	0.00	0.000	0.000	538.15	31.54	-4.11	-0.04	0.00	33.80	7.51
107	SEABED	-413.68	-32.04	0.00	0.000	0.000	544.20	31.54	-4.11	0.03	0.00	33.80	7.51
108	SEABED	-419.73	-32.04	0.00	0.000	0.000	550.25	31.54	-4.11	0.01	0.00	33.79	7.51
109	SEABED	-425.78	-32.04	0.00	0.000	0.000	556.30	31.54	-4.11	0.00	0.00	33.78	7.51

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE  43
PROJECT - TA                                                              JOB NO. - ARSPA
USER ID - BFG                                                              LICENSED BY - PT Timas Suplindo      CASE  4
=====

```

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 )	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION (KN )	BENDING MOMENTS		
					VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )		VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
1	LAYBARGE	127.17	10.30	0.00	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0.00	0.60	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.00	0.00	0.00
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0.00	1.02	0.00	0.00	0.00	-0.09	0.00	0.00	0.00
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0.00	0.83	0.00	0.00	0.00	-0.19	0.00	0.00	0.00
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0.00	1.20	0.00	0.00	0.00	-0.22	0.00	0.00	0.00
11	LAYBARGE	100.06	8.36	0.00	2.06	0.00	0.00	0.00	-0.37	0.00	0.00	0.00
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0.00	2.14	0.00	0.00	0.00	-0.53	0.00	0.00	0.00
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0.00	2.12	0.00	0.00	0.00	-0.70	0.00	0.00	0.00
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0.00	2.23	0.00	0.00	0.00	-0.86	0.00	0.00	0.00
19	TENSIONR	51.19	4.87	0.00	2.02	0.00	0.00	0.00	254.31	0.00	0.00	0.00
21	TENSIONR	38.72	4.06	0.00	5.53	0.00	0.00	0.00	429.20	0.00	0.00	0.00
23	LAYBARGE	27.06	3.24	0.00	0.00	0.00	0.30	0.00	429.07	0.00	0.00	0.00
25	LAYBARGE	15.65	2.53	0.00	14.19	0.00	0.34	0.00	428.95	0.00	0.00	0.00
27	LAYBARGE	4.15	1.65	0.00	0.00	0.00	1.14	0.00	428.84	0.00	0.00	0.00
29	LAYBARGE	0.86	1.40	0.00	0.00	0.00	1.29	0.00	428.82	0.00	0.00	0.00
32	STINGER	-11.11	0.53	0.00	2.71	0.00	1.84	0.00	428.71	0.00	0.00	0.00
35	STINGER	-18.21	0.01	0.00	31.32	0.00	2.76	0.00	428.67	0.00	0.00	0.00
38	STINGER	-26.97	-0.60	0.00	45.77	0.00	2.44	0.00	428.63	0.00	0.00	0.00
41	STINGER	-35.96	-1.30	0.00	-265.97	0.00	0.12	0.00	429.91	0.00	0.00	0.00
43	STINGER	-40.74	-1.99	0.00	71.22	0.00	1.17	0.00	427.44	0.00	0.00	0.00
45	SAGBEND	-47.27	-3.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	428.40	0.00	0.00	0.00
46	SAGBEND	-53.16	-4.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	428.16	0.00	0.00	0.00

47	SAGBEND	-59.06	-6.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	427.85	0.00	0.00	0.00
48	SAGBEND	-64.96	-7.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	427.57	0.00	0.00	0.00
49	SAGBEND	-70.87	-8.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	427.32	0.00	0.00	0.00
50	SAGBEND	-76.78	-10.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	427.09	0.00	0.00	0.00
51	SAGBEND	-82.70	-11.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	426.87	0.00	0.00	0.00
52	SAGBEND	-88.62	-12.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	426.65	0.00	0.00	0.00
53	SAGBEND	-94.53	-13.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	426.45	0.00	0.00	0.00
54	SAGBEND	-100.46	-15.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	426.24	0.00	0.00	0.00
55	SAGBEND	-106.38	-16.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	426.04	0.00	0.00	0.00
56	SAGBEND	-112.31	-17.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	425.84	0.00	0.00	0.00
57	SAGBEND	-118.24	-18.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	425.65	0.00	0.00	0.00
58	SAGBEND	-124.17	-19.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	425.46	0.00	0.00	0.00
59	SAGBEND	-130.10	-21.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	425.27	0.00	0.00	0.00
60	SAGBEND	-136.04	-22.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	425.08	0.00	0.00	0.00
61	SAGBEND	-141.98	-23.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	424.89	0.00	0.00	0.00
62	SAGBEND	-145.95	-24.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	424.77	0.00	0.00	0.00
63	SAGBEND	-149.91	-24.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	424.54	0.00	0.00	0.00
64	SAGBEND	-153.90	-25.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	423.94	39.23	0.00	39.23
65	SAGBEND	-159.88	-26.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	423.06	73.85	0.00	73.85

=====

OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE 44

PROJECT - TA      JOB NO. - ARSPA

USER ID - BFG      LICENSED BY - PT Timas Suplindo      CASE 4

=====

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 )	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION (KN )	BENDING MOMENTS		
					VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )		VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
66	SAGBEND	-165.87	-27.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	422.24	91.98	0.00	91.98
67	SAGBEND	-171.86	-28.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	421.50	100.65	0.00	100.65
68	SAGBEND	-177.87	-28.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	420.83	103.55	0.00	103.55
69	SAGBEND	-183.88	-29.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	420.24	102.63	0.00	102.63
70	SAGBEND	-189.90	-30.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	419.72	98.81	0.00	98.81
71	SAGBEND	-195.93	-30.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	419.28	97.64	0.00	97.64
72	SAGBEND	-201.96	-30.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	418.90	93.73	0.00	93.73
73	SAGBEND	-208.00	-31.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	418.59	89.84	0.00	89.84
74	SAGBEND	-214.04	-31.57	0.00	1.62	0.00	0.00	0.00	418.35	90.90	0.00	90.90
75	SAGBEND	-220.08	-31.75	0.00	5.05	0.00	0.00	0.00	418.16	91.74	0.00	91.74

76	SAGBEND	-226.13	-31.88	0.00	6.14	0.00	0.00	0.00	418.04	86.35	0.00	86.35
77	SAGBEND	-232.18	-31.97	0.00	6.24	0.00	0.00	0.00	417.98	74.10	0.00	74.10
78	SEABED	-238.23	-32.02	0.00	6.28	0.00	0.00	0.00	417.98	57.50	0.00	57.50
79	SEABED	-244.28	-32.04	0.00	6.22	0.00	0.00	0.00	418.00	31.66	0.00	31.66
80	SEABED	-250.33	-32.04	0.00	6.31	0.00	0.00	0.00	418.01	11.89	0.00	11.89
81	SEABED	-256.38	-32.04	0.00	5.97	0.00	0.00	0.00	418.01	2.65	0.00	2.65
82	SEABED	-262.43	-32.04	0.00	5.48	0.00	0.00	0.00	418.02	-2.04	0.00	2.04
83	SEABED	-268.48	-32.04	0.00	5.12	0.00	0.00	0.00	418.02	-1.51	0.00	1.51
84	SEABED	-274.53	-32.04	0.00	4.97	0.00	0.00	0.00	418.03	-0.87	0.00	0.87
85	SEABED	-280.58	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.03	-0.36	0.00	0.36
86	SEABED	-286.63	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.04	-0.12	0.00	0.12
87	SEABED	-292.68	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.04	0.09	0.00	0.09
88	SEABED	-298.73	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.05	0.07	0.00	0.07
89	SEABED	-304.78	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.05	0.05	0.00	0.05
90	SEABED	-310.83	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.05	0.05	0.00	0.05
91	SEABED	-316.88	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.06	-0.05	0.00	0.05
92	SEABED	-322.93	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.06	-0.05	0.00	0.05
93	SEABED	-328.98	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.07	0.05	0.00	0.05
94	SEABED	-335.03	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.07	0.05	0.00	0.05
95	SEABED	-341.08	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.08	0.04	0.00	0.04
96	SEABED	-347.13	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.08	0.04	0.00	0.04
97	SEABED	-353.18	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.08	-0.05	0.00	0.05
98	SEABED	-359.23	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.09	-0.04	0.00	0.04
99	SEABED	-365.28	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.09	-0.04	0.00	0.04
100	SEABED	-371.33	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.09	0.04	0.00	0.04
101	SEABED	-377.38	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.10	0.04	0.00	0.04
102	SEABED	-383.43	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.10	0.04	0.00	0.04
103	SEABED	-389.48	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.10	0.04	0.00	0.04
104	SEABED	-395.53	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.11	-0.04	0.00	0.04
105	SEABED	-401.58	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.11	-0.04	0.00	0.04
106	SEABED	-407.63	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.11	-0.04	0.00	0.04
107	SEABED	-413.68	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.12	0.03	0.00	0.03

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE 45
PROJECT - TA                                                              JOB NO. - ARSPA
USER ID - BFG                                                            LICENSED BY - PT Timas Suplindo      CASE 4
=====

```

=====

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)	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION (KN)	BENDING MOMENTS		
					VERT (KN)	HORIZ (KN)	VERT (M)	HORIZ (M)		VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
108	SEABED	-419.73	-32.04	0.00	4.93	0.00	0.00	0.00	418.12	0.01	0.00	0.01
109	SEABED	-425.78	-32.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	418.12	0.00	0.00	0.00

```

=====
OFFPIPE-3 OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 3.02EX      DATE - 5/25/2019      TIME - 17: 2:17      PAGE 46
PROJECT - TA                                                              JOB NO. - ARSPA
USER ID - BFG                                                              LICENSED BY - PT Timas Suplindo      CASE 4
=====

```

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

SEA STATE NUMBER ( 1 )

```

=====
SEA STATE TYPE ..... WAVE SPECTRUM      VESSEL RESPONSE TYPE . TABLE OF RAOS
NO. WAVE COMPONENTS ..                    30                    WAVE TRAVEL DIRECTION      180.000 DEG
WAVE WATER DEPTH .....                    32.0 M                    MIN. WAVE FREQUENCY ..      0.1 RA/S
MAX. WAVE FREQUENCY ..                    3.0006 RA/S                RANDOM PHASE SEED ....      0
SPECTRUM START TIME ..                    0. SECS                    NO. RAOS IN TABLE ....      30
RAO SIGN CONVENTION .. OFFPIPE 3

```

SEA STATE DEFINITION

```

=====
WAVE SPECTRUM TYPE ... JONSWAP (CLASSIC)
JONSWAP COEFFICIENT ..                    0.005600                    JONSWAP PEAK FACTOR ..      3.300
PEAK WAVE FREQUENCY ..                    1.1630 RA/S

```

CALCULATED WAVE HEIGHTS

```

=====
SIGNIFICANT WAVE HT. .                    1.156 M                    AVERAGE WAVE HEIGHT ..      0.746 M
MAXIMUM WAVE HEIGHT ..                    2.434 M                    RMS WAVE HEIGHT .....      0.828 M
TOTAL NUMBER OF WAVES                    2218

```

**LAMPIRAN D**  
**PERHITUNGAN LOCAL**  
**BUCKLING**  
**(Kedalaman 32 m)**

## Local Buckling Calculation

Kedalaman 32 m

### Date

$OD := 0.32385\text{m}$			_pipeline outside diameter
$ID := 0.29845\text{m}$			_pipeline inside diameter
$t := 0.0127\text{m}$			_wall thickness
$E := 207000\text{MPa}$			_modulus elasticity
$\nu := 0.3$			_poisson ratio
$f_{yt} := C$			
$f_{ut} := C$			
$\rho_w := 1025 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$			_sea water density
$g = 9.807 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}$			_gravitator
$Wd := 32\text{m}$			_water depth
$f_o := 0.001$	_E1100		_ovality
$\alpha_U := 0.9$	_tabel 5-6		_Material strength factor
$\gamma_{SC} := 1.04$	_tabel 5-5		_Safety class resistance factor
$\gamma_m := 1.15$	_tabel 5-4		_Material resistance factor
$\alpha_{fab} := 0.9$	_tabel 5-7		_Maximum fabrication factor
$SMYS := 450\text{MPa}$			
$SMTS := 535\text{MPa}$			
$f_y := (SMYS - f_{yt}) \cdot \alpha_U$	$f_y = 432\text{MPa}$	_5.5	_yield stress to be used in design
$f_u := (SMTS - f_{ut}) \cdot \alpha_U$	$f_u = 513.6\text{MPa}$	_5.6	_tensile strength to be used in design

### Design Load Factor

$\gamma_C := 1.07$	_tabel 4-5		_Condition effect factor
$\gamma_f := 1.1$	_tabel 4-4		_Functional load



## Bending Moment and Axial Force

$M_f := 304.6$	_hasil offpipe		_Bending moment
$S_f := 380.7$	_hasil offpipe		_Axial force
$M_p := f_y \cdot (OD - t)^2 \cdot t$	_5.20	$M_p = 531.162 \text{ kN}\cdot\text{m}$	_Normalised moment
$S_p := f_y \cdot \pi \cdot (OD - t) \cdot t$	_5.21	$S_p = 5362.992 \text{ kN}$	_Normalised effective force
$M_{sd} := M_f \cdot \gamma_f \cdot \gamma_c$	_4.5	$M_{sd} = 358.514$	_Bending design load
$S_{sd} := S_f \cdot \gamma_f \cdot \gamma_c$	_4.7	$S_{sd} = 448.178$	_Axial force design load

## Parameter

$\beta := \left( \frac{60 - \frac{OD}{t}}{90} \right)$	_5.24	$\beta = 0.383$	$\left( 15 \leq \frac{D}{t} \leq 60 \right)$
$\alpha_c := (1 - \beta) + \beta \cdot \frac{f_u}{f_y}$	_5.22	$\alpha_c = 1.072$	_Flow stress parameter

## System Collapse Calculation

$P_{el} := \frac{2 \cdot E \cdot \left( \frac{t}{OD} \right)^3}{1 - \nu^2}$	_5.11	$P_{el} = 27.437 \text{ MPa}$	_Elastic capacities
$P_p := f_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \frac{2 \cdot t}{OD}$	_5.12	$P_p = 31.511 \text{ MPa}$	_Plastic capacities
$b := -P_{el}$		$b = -27.437 \text{ MPa}$	
$ce := -\left( P_p^2 + P_p \cdot P_{el} \cdot f_o \cdot \frac{OD}{t} \right)$		$ce = -1.103 \times 10^3 \cdot \text{MPa}^2$	
$d := P_{el} \cdot P_p^2$		$d = 2.724 \times 10^4 \cdot \text{MPa}^3$	
$uu := b^2$		$uu = 752.795 \text{ MPa}^2$	
$u := \left( ce + b^2 \cdot \frac{1}{3} \right) \cdot \frac{1}{3}$		$u = -284.072 \text{ MPa}^2$	
$ve := \left( d - \frac{1}{3} b \cdot ce + \frac{2}{27} b^3 \right) \cdot \frac{1}{2}$		$ve = 7.812 \times 10^3 \cdot \text{MPa}^3$	
$\phi := \frac{1}{\cos \left( \frac{-ve}{\sqrt{-u^3}} \right)}$		$\phi = -16.458$	

$$y := -2 \cdot \sqrt{-u} \cdot \cos \left[ \left[ \left( \frac{\phi}{3} \right) + \left( 60 \frac{\pi}{180} \right) \right] \right]$$

$$y = 9.104 \text{ MPa}$$

$$p_c := y - b \cdot \frac{1}{3} \quad \text{\_13.13}$$

$$p_c = 18.25 \text{ MPa}$$

\\_Collapse pressure

$$p_e := \rho w \cdot g \cdot Wd$$

$$p_e = 0.322 \text{ MPa}$$

\\_External pressure

$$UC := \left[ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{(\alpha_c \cdot M_p)} + \left[ \frac{(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd})}{(\alpha_c \cdot S_p)} \right]^2 \right]^2 + \left[ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \left( \frac{p_e - 0}{p_c} \right) \right]^2 \leq 1$$

$$UC = 0.53 \leq 1$$

**LAMPIRAN E**  
**PERHITUNGAN LOCAL**  
**BUCKLING**  
**(Kedalaman 37 m)**

## Local Buckling Calculation

Kedalaman 37 m

### Data

$OD := 0.32385\text{m}$				_pipeline outside diameter
$ID := 0.29845\text{m}$				_pipeline inside diameter
$t := 0.0127\text{m}$				_wall thickness
$E := 207000\text{MPa}$				_modulus elasticity
$\nu := 0.3$				_poisson ratio
$f_{yt} := C$				
$f_{ut} := C$				
$\rho_w := 1025 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$				_sea water density
$g = 9.807 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}$				_gravitator
$Wd := 32\text{m}$				_water depth
$f_o := 0.001$	_E1100			_ovality
$\alpha_U := 0.9$	_tabel 5-6			_Material strength factor
$\gamma_{SC} := 1.04$	_tabel 5-5			_Safety class resistance factor
$\gamma_m := 1.15$	_tabel 5-4			_Material resistance factor
$\alpha_{fab} := 0.9$	_tabel 5-7			_Maximum fabrication factor
$SMYS := 450\text{MPa}$				
$SMTS := 535\text{MPa}$				
$f_y := (SMYS - f_{yt}) \cdot \alpha_U$	$f_y = 432\text{MPa}$	_5.5		_yield stress to be used in design
$f_u := (SMTS - f_{ut}) \cdot \alpha_U$	$f_u = 513.6\text{MPa}$	_5.6		_tensile strength to be used in design

### Design Load Factor

$\gamma_C := 1.07$	_tabel 4-5			_Condition effect factor
$\gamma_f := 1.1$	_tabel 4-4			_Functional load

## Bending Moment and Axial Force

$M_f := 324.0$	_hasil offpipe		_Bending moment
$S_f := 368.4$	_hasil offpipe		_Axial force
$M_p := f_y \cdot (OD - t)^2 \cdot t$	_5.20	$M_p = 531.162 \text{ kN}\cdot\text{m}$	_Normalised moment
$S_p := f_y \cdot \pi \cdot (OD - t) \cdot t$	_5.21	$S_p = 5362.992 \text{ kN}$	_Normalised effective force
$M_{sd} := M_f \cdot \gamma_f \cdot \gamma_c$	_4.5	$M_{sd} = 381.372$	_Bending design load
$S_{sd} := S_f \cdot \gamma_f \cdot \gamma_c$	_4.7	$S_{sd} = 433.619$	_Axial force design load

## Parameter

$\beta := \left( \frac{60 - \frac{OD}{t}}{90} \right)$	_5.24	$\beta = 0.383$	$\left( 15 \leq \frac{D}{t} \leq 60 \right)$
$\alpha_c := (1 - \beta) + \beta \cdot \frac{f_u}{f_y}$	_5.22	$\alpha_c = 1.072$	_Flow stress parameter

## System Collapse Calculation

$P_{el} := \frac{2 \cdot E \cdot \left( \frac{t}{OD} \right)^3}{1 - \nu^2}$	_5.11	$P_{el} = 27.437 \text{ MPa}$	_Elastic capacities
$P_p := f_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \frac{2 \cdot t}{OD}$	_5.12	$P_p = 31.511 \text{ MPa}$	_Plastic capacities
$b := -P_{el}$		$b = -27.437 \text{ MPa}$	
$ce := - \left( P_p^2 + P_p \cdot P_{el} \cdot f_o \cdot \frac{OD}{t} \right)$		$ce = -1.103 \times 10^3 \cdot \text{MPa}^2$	
$d := P_{el} \cdot P_p^2$		$d = 2.724 \times 10^4 \cdot \text{MPa}^3$	
$uu := b^2$		$uu = 752.795 \text{ MPa}^2$	
$u := \left( ce + b^2 \cdot \frac{1}{3} \right) \cdot \frac{1}{3}$		$u = -284.072 \text{ MPa}^2$	
$ve := \left( d - \frac{1}{3} b \cdot ce + \frac{2}{27} b^3 \right) \cdot \frac{1}{2}$		$ve = 7.812 \times 10^3 \cdot \text{MPa}^3$	
$\phi := \frac{1}{\cos \left( \frac{-ve}{\sqrt{-u^3}} \right)}$		$\phi = -16.458$	

$$y := -2 \cdot \sqrt{-u} \cdot \cos \left[ \left[ \left( \frac{\phi}{3} \right) + \left( 60 \frac{\pi}{180} \right) \right] \right]$$

$$y = 9.104 \text{ MPa}$$

$$p_c := y - b \cdot \frac{1}{3} \quad \text{\_13.13}$$

$$p_c = 18.25 \text{ MPa}$$

\\_Collapse pressure

$$p_e := \rho w \cdot g \cdot Wd$$

$$p_e = 0.372 \text{ MPa}$$

\\_External pressure

$$UC := \left[ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{(\alpha_c \cdot M_p)} + \left[ \frac{(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd})}{(\alpha_c \cdot S_p)} \right]^2 \right]^2 + \left[ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \left( \frac{p_e - 0}{p_c} \right) \right]^2 \leq 1$$

$$UC = 0.65 \leq 1$$

**LAMPIRAN F**  
**PERHITUNGAN LOCAL**  
**BUCKLING**  
**(Kedalaman 42 m)**

## Local Buckling Calculation

Kedalaman 42 m

### Data

$OD := 0.32385\text{m}$				_pipeline outside diameter
$ID := 0.29845\text{m}$				_pipeline inside diameter
$t := 0.0127\text{m}$				_wall thickness
$E := 207000\text{MPa}$				_modulus elasticity
$\nu := 0.3$				_poisson ratio
$f_{yt} := C$				
$f_{ut} := C$				
$\rho_w := 1025 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$				_sea water density
$g = 9.807 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}$				_gravitator
$Wd := 42\text{m}$				_water depth
$f_o := 0.001$	_E1100			_ovality
$\alpha_U := 0.9\epsilon$	_tabel 5-6			_Material strength factor
$\gamma_{SC} := 1.04$	_tabel 5-5			_Safety class resistance factor
$\gamma_m := 1.15$	_tabel 5-4			_Material resistance factor
$\alpha_{fab} := 0.9\epsilon$	_tabel 5-7			_Maximum fabrication factor
$SMYS := 450\text{MPa}$				
$SMTS := 535\text{MPa}$				
$f_y := (SMYS - f_{yt}) \cdot \alpha_U$	$f_y = 432\text{MPa}$	_5.5		_yield stress to be used in design
$f_u := (SMTS - f_{ut}) \cdot \alpha_U$	$f_u = 513.6\text{MPa}$	_5.6		_tensile strength to be used in design

### Design Load Factor

$\gamma_C := 1.07$	_tabel 4-5			_Condition effect factor
$\gamma_f := 1.1$	_tabel 4-4			_Functional load



## Bending Moment and Axial Force

$M_f := 340.7t$	_hasil offpipe		_Bending moment
$S_f := 381.8t$	_hasil offpipe		_Axial force
$M_p := f_y \cdot (OD - t)^2 \cdot t$	_5.20	$M_p = 531.162 \text{ kN}\cdot\text{m}$	_Normalised moment
$S_p := f_y \cdot \pi \cdot (OD - t) \cdot t$	_5.21	$S_p = 5362.992 \text{ kN}$	_Normalised effective force
$M_{SD} := M_f \cdot \gamma_f \cdot \gamma_c$	_4.5	$M_{SD} = 401.063$	_Bending design load
$S_{SD} := S_f \cdot \gamma_f \cdot \gamma_c$	_4.7	$S_{SD} = 449.473$	_Axial force design load

## Parameter

$\beta := \left( \frac{60 - \frac{OD}{t}}{90} \right)$	_5.24	$\beta = 0.383$	$\left( 15 \leq \frac{D}{t} \leq 60 \right)$
$\alpha_c := (1 - \beta) + \beta \cdot \frac{f_u}{f_y}$	_5.22	$\alpha_c = 1.072$	_Flow stress parameter

## System Collapse Calculation

$P_{el} := \frac{2 \cdot E \cdot \left( \frac{t}{OD} \right)^3}{1 - \nu^2}$	_5.11	$P_{el} = 27.437 \text{ MPa}$	_Elastic capacities
$P_p := f_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \frac{2 \cdot t}{OD}$	_5.12	$P_p = 31.511 \text{ MPa}$	_Plastic capacities
$b := -P_{el}$		$b = -27.437 \text{ MPa}$	
$ce := - \left( P_p^2 + P_p \cdot P_{el} \cdot f_o \cdot \frac{OD}{t} \right)$		$ce = -1.103 \times 10^3 \cdot \text{MPa}^2$	
$d := P_{el} \cdot P_p^2$		$d = 2.724 \times 10^4 \cdot \text{MPa}^3$	
$uu := b^2$		$uu = 752.795 \text{ MPa}^2$	
$u := \left( ce + b^2 \cdot \frac{1}{3} \right) \cdot \frac{1}{3}$		$u = -284.072 \text{ MPa}^2$	
$ve := \left( d - \frac{1}{3} b \cdot ce + \frac{2}{27} b^3 \right) \frac{1}{2}$		$ve = 7.812 \times 10^3 \cdot \text{MPa}^3$	
$\phi := \frac{1}{\cos \left( \frac{-ve}{\sqrt{-u^3}} \right)}$		$\phi = -16.458$	

$$y := -2 \cdot \sqrt{-u} \cdot \cos \left[ \left[ \left( \frac{\phi}{3} \right) + \left( 60 \frac{\pi}{180} \right) \right] \right]$$

$$y = 9.104 \text{ MPa}$$

$$p_c := y - b \cdot \frac{1}{3} \quad \_13.13$$

$$p_c = 18.25 \text{ MPa}$$

\_Collapse pressure

$$p_e := \rho w \cdot g \cdot Wd$$

$$p_e = 0.422 \text{ MPa}$$

\_External pressure

$$UC := \left[ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{(\alpha_c \cdot M_p)} + \left[ \frac{(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd})}{(\alpha_c \cdot S_p)} \right]^2 \right]^2 + \left[ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \left( \frac{p_e - 0}{p_c} \right) \right]^2 \leq 1$$

$$UC = 0.72 \leq 1$$

## BIODATA PENULIS



Bana Fitro Ghifari lahir di Jakarta, 20 Februari 1997. Penulis merupakan anak pertama dari dua bersaudara. Pada jenjang taman kanak-kanak, penulis bersekolah di TK Al-Hamidiyah Depok. Lalu penulis melanjutkan ke jenjang sekolah dasar di SDIT Al-Hamidiyah Depok. Lalu penulis melanjutkan sekolah di SMPN 2 Depok. Penulis lulus dari SMAN 1 Depok pada tahun 2015. Selanjutnya penulis diterima di Departemen Teknik Kelautan FTK ITS Surabaya dan terdaftar dengan NRP 04311540000129. Selama menjadi mahasiswa penulis aktif dalam beberapa kegiatan kepanitiaan dan juga organisasi. Pada tahun kedua dan ketiga kuliah penulis aktif menjadi pengurus HIMATEKLA di Departemen Hubungan Luar juga menjadi panitia dalam acara jurusan yaitu OCEANO. Penulis juga sempat mengikuti lomba desain *oil rig* pada acara OIL EXPO 2017 di Universitas Trisakti. Selanjutnya penulis juga aktif dalam kegiatan kemahasiswaan sebagai *Instructure Committee* (IC). Penulis juga menempuh kerja praktek di PT. ZEE Indonesia selama 2 bulan (Juli- Agustus 2018) di BSD, Tangerang Selatan. Pada tahun keempat penulis mengambil tugas akhir dalam bidang perencanaan dan perancangan pipa bawah laut. Judul tugas akhir penulis adalah “**Analisa Tegangan pada Proses *Abandonment and Recovery* Pipa Bawah Laut 12” di Subang, Jawa Barat saat Instalasi Dengan Metode S-Lay**”.

*Email:* bfitrog@gmail.com