



**TUGAS AKHIR - MO184804**

**ANALISIS CONCRETE CRUSHING DAN LAY CURVE RADIUS  
PADA PIPELINE SAAT INSTALASI DENGAN METODE S-LAY**

**AMIENNUDDIN SANIF**

**NRP. 0431154000038**

**DOSEN PEMBIMBING :**

**Ir.Imam Rochani, M.Sc.**

**Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D**

**DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN**

**FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN**

**INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER**

**SURABAYA**

**2019**



**FINAL PROJECT - MO184804**

**CONCRETE CRUSHING AND LAY CURVE RADIUS ANALYSIS  
FOR PIPELINE DURING INSTALATION WITH S-LAY METHOD**

**AMIENNUDDIN SANIF**

**NRP. 0431154000038**

**SUPERVISORS :**

**Ir.Imam Rochani, M.Sc.**

**Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D**

**DEPARTEMENT OF OCEAN ENGINEERING**

**FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY**

**SEPULUH NOPEMBER INSTITUT OF TECHNOLOGY**

**SURABAYA**

**2019**

# ANALISIS CONCRETE CRUSHING DAN LAYING CURVE RADIUS PADA PIPELINE SAAT INSTALASI DENGAN METODE S-LAY

## TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar Sarjana Teknik (ST)  
Pada Program Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

AMIENNUDDIN SANIF

0431154000038

Disetujui oleh :

1. Ir. Imam Rochman, M.Sc. (Pembimbing 1)  
.....
2. Ir. Handayani, M.Sc., Ph.D. (Pembimbing 2)  
.....
3. Dr. Kriyo Sambodho, S.T., M.Sc. (Penguji 1)  
.....
4. Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D. (Penguji 2)  
.....
5. Dr. Eng. Rudi Walujo P, S.T., M.T., Ph.D. (Penguji 3)  
.....
6. Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc. (Penguji 4)  
.....

SURABAYA, JANUARI 2019

# ANALISIS CONCRETE CRUSHING DAN LAYING CURVE RADIUS PADA PIPELINE SAAT INSTALASI DENGAN METODE S-LAY

## ABSTRAK

Penggunaan pipa bawah laut atau *subsea pipeline* dalam alat transportasi minyak dan gas bumi semakin meningkat dari waktu ke waktu. Perkembangan dan inovasi yang diterapkan dalam *subsea pipeline* menjanjikan efisiensi yang lebih tinggi dibandingkan alat transportasi minyak dan gas bumi lainnya. Sebelum digunakan sebagai alat transportasi, *subsea pipeline* melewati tahap perancangan dan perencanaan. Dalam tahapan tersebut ada banyak faktor yang harus dipertimbangkan, di antaranya adalah metode instalasi, material dan lokasi pemasangan. Dalam proses instalasi perlu adanya analisis mengenai regangan dan tegangan yang terjadi pada *subsea pipeline*, karena dua hal ini penyebab umum terjadinya kegagalan. Regangan yang sangat tinggi dapat menyebabkan terjadinya kegagalan berupa *crushing* pada lapisan *concrete*. *Concrete crushing* merupakan kondisi dimana *concrete coating* mengalami kerusakan akibat regangan yang melebihi batas. Kegagalan lain yang mungkin terjadi adalah *lateral sliding* pada *subsea pipeline* dan terjadi perpindahan rute dari yang telah ditentukan. Hal ini dapat terjadi apabila *lay curve radius* tidak memenuhi kriteria yang telah ditentukan. *Lay curve radius* adalah jari-jari kelengkungan minimum yang terbentuk pada daerah *sagbend* dan dipengaruhi oleh besarnya gesekan *subsea pipeline* dengan dasar laut. Dari hasil analisis yang telah dilakukan, menunjukkan bahwa *pipeline* tidak mengalami *concrete crushing*. Dengan nilai regangan maksimum yang terjadi untuk kasus 1 regangan maksimum yang terjadi adalah 0.143%, kasus 2 sebesar 0.143% dan kasus 3 sebesar 0.144%. Sedangkan panjang minimum *pipe laying curve* yang diperlukan *pipeline* untuk kasus 1 minimum panjang 1249 m, kasus 2 minimum panjang 1247 m dan kasus 3 minimum panjang 1249 m.

**Kata Kunci** : *concrete crushing, laying curve radius, regangan overbend, radius sagbend*

## ABSTRACT

The use of subsea pipelines for oil and gas transportation equipment is increasing from time to time. The developments and innovations applied in subsea pipelines promise a higher increase compared to other oil and gas transportation equipment. Before being used as a means of transportation, subsea pipeline need to be designed and planned. In this stage there are many factors that must be considered, including the installation method, material and site installation. In the installation process there needs to be an analysis of strain and stress that occurs in the subsea pipeline, because these two things are common causes of failure. Very high strain can cause failure in the form of crushing on the concrete layer. Concrete crushing is a condition where concrete coating is damaged due to strain that exceeds the limit. Another possible failure is the lateral sliding of the subsea pipeline and the displacement of the route has been determined. This can happen if the lay curve radius does not meet the specified criteria from the rules. Lay curve radius is the radius of minimum curvature formed in the sagbend area and is influenced by the friction of the subsea pipeline with the seabed. From the analysis that have been done, it shows that the subsea pipeline does not run into concrete crushing. With the maximum strain value that occurs for each case is case 1 is 0.143%, case 2 is 0.143% and case 3 is 0.144%. And for another analysis about laying curve radius. It shown that minimum length of the subsea pipeline curves that needed by the pipeline for each case is case 1 is 1249 meters, case 2 is 1247 meters and case 3 is 1249 meters.

**Keyword:** concrete crushing, laying curve radius, overband strain, sagbend radius

## KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Warahmatullai Wabarakaatuh

Alhamdulillah puji dan syukur penulis panjatkan kepada Allah *subhanallahu wa ta'ala* karena berkat nikmat, rahmat dan ridho-Nya penulis dapat menyelesaikan tugas akhir dengan judul “**Analisis Concrete Crushing dan Laying Curve Radius Pada Pipeline Saat Instalasi Dengan Metode S-Lay**” dengan baik dan lancar.

Tugas akhir ini merupakan salah satu bentuk pencapaian dan merupakan salah satu kewajiban bagi mahasiswa untuk dapat memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan proses belajar sebagai seorang mahasiswa tingkat strata 1 (S1) Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Dari tugas akhir yang membahas mengenai pipa bawah laut ini diharapkan bisa menjadi bekal untuk pengembangan penelitian-penelitian berikutnya yang berkaitan dengan pipa bawah laut, sekaligus sebagai media pembelajaran lebih lanjut dari materi perkuliahan yang ada.

Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan atau penyelesaian dalam analisis yang dilakukan, sehingga saran dan kritik yang membangun diperlukan untuk melengkapi dan memperjelas isi dari tugas akhir ini. Penulis juga berharap banyak pembahasan lebih lanjut yang bisa dikembangkan dari tugas akhir ini. Dan semoga tugas akhir ini menjadi manfaat yang baik bagi penulis khususnya dan pembaca pada umumnya.

Surabaya, 17 Desember 2018

Amiennuddin Sanif

0431154000038

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penyelesaian laporan tugas akhir ini tidak terlepas dari bantuan dan dukungan oleh banyak pihak yang membantu baik secara langsung maupun tidak langsung. Penulis mengucapkan terima kasih atas segala bimbingan, bantuan dan dukungan yang telah diberikan kepada :

1. Allah SWT atas berkat kasih dan sayang-Nya serta kemudahan dan ketenangan yang diberikan kepada penulis sehingga bisa menyelesaikan tugas akhir ini dengan baik.
2. Kedua orang tua penulis, Bapak Sukardji dan Ibu Sri Sugati yang selalu memberikan doa, dukungan, kasih sayang, motivasi dan alasan untuk tidak mudah menyerah, serta kakak, mbak dan keponakan penulis yang selalu memberi semangat tentang menggapai hal yang lebih baik kepada penulis.
3. Bapak Ir. Imam Rochani, M.Sc. dan Bapak Ir. Handyanu, M.Sc., Ph.D. atas bimbingan dan pesan-pesan yang membangun selama proses pengerjaan tugas akhir ini.
4. Bapak Suntoyo S.T., M.Eng, Ph.D., sebagai dosen wali yang sudah memberikan arahan dan pengawasan, serta ilmu yang tidak ada dalam perkuliahan kepada penulis selama menjadi mahasiswa Departemen Teknik Kelautan.
5. Seluruh dosen Departemen Teknik Kelautan yang telah memberikan ilmu baik itu secara langsung maupun tidak langsung, serta karyawan dan pegawai yang senantiasa membantu dalam hal administratif.
6. Keluarga besar angkatan Tritonus P55 L33 yang selalu memberi semangat, inspirasi dan tempat berbagi mimpi-mimpi dalam pengerjaan tugas akhir ini.
7. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu yang telah memberikan dukungan dan motivasi.

Semoga segala kebaikan atas bantuan dan dukungannya kepada penulis untuk menyelesaikan tugas akhir ini mendapatkan balasan yang setimpal dari Allah Subhanallahu Wata'ala, aamiin.

## DAFTAR ISI

ABSTRAK.....	iv
ABSTRACT.....	v
KATA PENGANTAR .....	vi
UCAPAN TERIMA KASIH.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR .....	x
DAFTAR TABEL.....	xii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	2
1.1 Latar Belakang .....	2
1.2 Perumusan Masalah.....	3
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Manfaat.....	4
1.5 Batasan Masalah.....	4
1.6 Sistematika Penulisan.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI .....	7
2.1 Tinjuan Pustaka .....	7
2.2 Dasar Teori.....	8
2.2.1 Pipe Laying Barge .....	8
2.2.2 Metode Instalasi : S-Lay .....	9
2.2.3 Tegangan, Regangan dan Modulus Elastisitas .....	10
2.2.3 Overbend .....	12
2.2.4 Sagbend .....	13
2.2.5 Concrete Crushing.....	14
2.2.6 Passive Resistance : Clay .....	15
2.2.7 Curved Laying.....	16
2.2.8 Analisis Dinamis .....	17
2.2.9 Response Amplitude Operator (RAO) .....	17
2.2.10 Spektrum Gelombang.....	18
2.2.10.1 Spektrum Gelombang JONSWAP .....	19
2.2.11 Analisis Spektra Respons .....	19



2.2.12 Metode Elemen Hingga.....	20
2.2.13 Software Analisis : OFFPIPE.....	20
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>23</b>
3.1 Metode Penelitian.....	23
3.2 Penjelasan Diagram Alur.....	26
<b>BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....</b>	<b>30</b>
4.1 Pengumpulan Data .....	30
4.1.1 Data Properti Pipeline .....	30
4.1.2 Data Properti Concrete Coating dan Corrosion Coating.....	31
4.1.3 Data Pembagian Kilo Point Pada Studi Kasus .....	31
4.1.4 Data Properti Pipe Laying Barge.....	32
4.1.5 Data Konfigurasi Roller pada Barge .....	32
4.1.6 Parameter Lay Stinger .....	33
4.1.7 Konfigurasi Roller pada Stinger.....	33
4.1.8 Data Lingkungan .....	34
4.1.8.1 Data Arus dan Gelombang .....	34
4.1.8.2 Data Tanah .....	35
4.2 Pemodelan Struktur Laying Barge .....	35
4.2.1 Pemodelan Struktur Barge .....	35
4.2.2 Validasi Model Pipe Laying Barge .....	39
4.3 RAO dari Pipe Laying Barge .....	40
4.3.1 Gerakan Surge .....	41
4.3.2 Gerakan Sway .....	42
4.3.3 Gerakan Heave .....	42
4.3.4 Gerakan Roll .....	43
4.3.5 Gerakan Pitch .....	44
4.3.6 Gerakan Yaw .....	44
4.4 Analisis Regangan yang Terjadi Selama Instalasi .....	45
4.5 Analisis Concrete Crushing Pada Pipeline.....	50
4.6 Analisis Laying Curve Radius.....	51
<b>BAB V PENUTUP .....</b>	<b>54</b>
5.1 Kesimpulan.....	54
5.2 Saran.....	55
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>57</b>

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b> Pipe Laying Barge Tampak Atas-Plan View (Lee, 2009) .....	7
<b>Gambar 2.2</b> Pipe Laying Barge Tampak Samping- Profil View (Lee, 2009) .....	7
<b>Gambar 2.3</b> Instalasi Subsea Pipeline Metode S-Lay (Bai dan Bai, 2014).....	8
<b>Gambar 2.4</b> Grafik Tegangan Regangan (Nash, 1998) .....	10
<b>Gambar 2.5</b> Gaya Pada Daerah Sagbend dan Overbend (Herdiyanti, 2013) .....	12
<b>Gambar 2.6</b> Grafik Respons Gerakan Bangunan Apung (Djatomiko, 2012).....	16
<b>Gambar 2.7</b> Model FEM Pada Pipe Laying (Guo <i>et al</i> , 2005).....	19
<b>Gambar 3.1</b> Diagram Alur Pengerjaan Tugas Akhir .....	20
<b>Gambar 3.1</b> Diagram Alur Pengerjaan Tugas Akhir (Lanjutan) .....	21
<b>Gambar 3.1</b> Diagram Alur Pengerjaan Tugas Akhir (Lanjutan) .....	22
<b>Gambar 4.1</b> Lokasi SPA Platform .....	26
<b>Gambar 4.2</b> Model Pipe Laying Barge Tampak Isometri .....	32
<b>Gambar 4.3</b> Model Pipe Laying Barge Tampak Samping .....	32
<b>Gambar 4.4</b> Model Pipe Laying Barge Tampak Depan .....	33
<b>Gambar 4.5</b> Model Pipe Laying Barge Tampak Atas .....	33
<b>Gambar 4.6</b> Model Pipe Laying Barge dengan Mooring .....	34
<b>Gambar 4.6</b> Model Pipe Laying Barge dengan Mooring (lanjutan).....	35
<b>Gambar 4.7</b> Grafik RAO Barge untuk Gerakan Surge.....	37
<b>Gambar 4.8</b> Grafik RAO Barge untuk Gerakan Sway .....	38
<b>Gambar 4.9</b> Grafik RAO Barge untuk Gerakan Heave .....	39
<b>Gambar 4.10</b> Grafik RAO Barge untuk Gerakan Roll .....	39
<b>Gambar 4.11</b> Grafik RAO Barge untuk Gerakan Pitch.....	40
<b>Gambar 4.12</b> Grafik RAO Barge untuk Gerakan Yaw.....	41
<b>Gambar 4.13</b> Koordinat Roller Pada Barge.....	42
<b>Gambar 4.14</b> Grafik Distribusi Regangan Pada Arah 0° .....	43

<b>Gambar 4.15</b> Grafik Distribusi Regangan Pada Arah $45^\circ$ .....	44
<b>Gambar 4.16</b> Grafik Distribusi Regangan Pada Arah $90^\circ$ .....	44
<b>Gambar 4.17</b> Grafik Distribusi Regangan Pada Arah $135^\circ$ .....	45
<b>Gambar 4.18</b> Grafik Distribusi Regangan Pada Arah $180^\circ$ .....	45

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1</b> Simplified Laying Criteria DNV OS-F101 .....	10
<b>Tabel 4.1</b> Data Properti Pipeline .....	27
<b>Tabel 4.2</b> Data Properti Concrete dan Corrosion Coating.....	27
<b>Tabel 4.3</b> Data Pembagian Kilo Point Pipeline.....	27
<b>Tabel 4.4</b> Data Properti Pipe Laying Barge .....	28
<b>Tabel 4.5</b> Konfigurasi Roller pada Barge.....	28
<b>Tabel 4.6</b> Armada KP-1 Stinger Parameter.....	29
<b>Tabel 4.7</b> Armada KP-1 Konfigurasi Roller pada Stinger .....	29
<b>Tabel 4.8</b> Data Arus dan Gelombang .....	30
<b>Tabel 4.8</b> Data Arus dan Gelombang (Lanjutan) .....	30
<b>Tabel 4.9</b> Data Tanah .....	31
<b>Tabel 4.10</b> Hasil Validasi Model Pipe Laying Barge.....	36
<b>Tabel 4.11</b> Validasi Model Pipe Laying Barge .....	36
<b>Tabel 4.12</b> Data Konfigurasi Roller Pada Barge.....	42
<b>Tabel 4.13</b> Regangan Maksimum pada Overbend .....	46
<b>Tabel 4.14</b> Hasil Analisis Concrete Crushing Pada Pipeline .....	47
<b>Tabel 4.15</b> Hasil Analisis Laying Curve Radius Pada Pipeline .....	48

## **DAFTAR LAMPIRAN**

LAMPIRAN A-OUTPUT RAO

LAMPIRAN B1-OUTPUT STATIS OFFPIPE

LAMPIRAN B2-OUTPUT DINAMIS OFFPIPE

LAMPIRAN C-Perhitungan Berat Pipa

LAMPIRAN D-Perhitungan Concrete Crushing

LAMPIRAN E-Perhitungan Laying Curve Radius



**BAB I**  
**PENDAHULUAN**

# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi menjadi kebutuhan yang sangat vital di era teknologi yang semakin maju ini. Hampir setiap aspek kehidupan menggunakan bahan bakar atau bahan metah dari minyak atau gas bumi. Kebutuhan manusia terhadap produk hasil pengolahan minyak dan gas bumi berakibat pada meningkatnya kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi di daerah lepas pantai (Guo *et al*, 2005). Untuk memenuhi kebutuhan transportasi minyak dan gas bumi dari daerah lepas pantai, praktisi industri minyak dan gas bumi menggunakan berbagai jenis alat transportasi lepas pantai. Salah satunya adalah *subsea pipeline*.

Penggunaan pipa bawah laut atau *subsea pipeline* dalam alat transportasi minyak dan gas bumi semakin meningkat dari waktu ke waktu. Perkembangan dan inovasi yang diterapkan dalam *subsea pipeline* menjanjikan efisiensi yang lebih tinggi dibandingkan alat transportasi minyak dan gas bumi lainnya. Oleh karena itu semakin banyak hal yang perlu diperhatikan dalam pembuatan, pemasangan maupun perawatan dari *subsea pipeline* itu sendiri. Sebelum digunakan sebagai alat transportasi, *subsea pipeline* melewati tahap perancangan. Dalam perancangannya ada banyak faktor yang harus dipertimbangkan seperti metode instalasi, material dan lokasi pemasangan.

Dalam proses instalasi ada 4 parameter yang perlu diperhatikan, yaitu *tensioner*, *roller*, *stinger* dan pipa itu sendiri. Konfigurasi radius kurvatur pada *stinger*, besarnya *tension* pada *tensioner* serta konfigurasi *roller* yang tepat perlu dicapai sehingga besarnya tegangan dan regangan yang terjadi pada *subsea pipeline* tidak melebihi nilai yang diperbolehkan *standard* (Bai dan Bai, 2014). Regangan yang sangat tinggi dapat menyebabkan terjadinya *crushing* pada lapisan *concrete*. Selain itu yang perlu diperhatikan dalam instalasi adalah *lay curve radius*. *Lay curve radius* adalah jari-jari kelengkungan minimum yang terbentuk pada daerah *sagbend* dan di pengaruhi oleh besarnya gesekan *subsea pipeline* dengan dasar laut. Hal penting yang perlu diperhatikan dalam *routing* dan instalasi adalah minimum *lay curve radius* yang bisa didapatkan dari gesekan *subsea pipeline* dengan dasar

laut, apabila gesekan yang dihasilkan dengan dasar laut tidak mencukupi untuk memberikan stabilitas pada *subsea pipeline* maka perlu adanya tambahan *support* (Anderson, 2014). Apabila minimum *lay curve radius* tidak terpenuhi maka *subsea pipeline* bisa mengalami *sliding*. Dengan mempertimbangkan aspek-aspek yang mungkin terjadi selama proses instalasi tersebut, sehingga perlu dilakukan analisis lebih lanjut terhadap regangan dan *horizontal curvature radius* yang terjadi pada *subsea pipeline*, sehingga kemungkinan kegagalan yang disebutkan dapat diminimalisir dan efisiensi dapat tercapai.

## 1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang dibahas dalam penelitian tugas akhir ini adalah

1. Bagaimana distribusi regangan yang terjadi pada *subsea pipeline* saat dilakukan proses instalasi ?
2. Bagaimana *concrete crushing* yang terjadi pada *subsea pipeline* pada saat instalasi ?
3. Bagaimana *lay curve radius* yang terjadi pada *subsea pipeline* pada saat instalasi ?

## 1.3 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian tugas akhir ini adalah

1. Mengetahui regangan yang terjadi pada *subsea pipeline* selama proses *laying* khususnya pada daerah *overbend* akibat pengaruh variasi kedalaman.
2. Menganalisis kemungkinan terjadinya *concrete crushing* pada *subsea pipeline* selama proses instalasi yang diakibatkan regangan yang terjadi pada daerah *overbend*.
3. Menganalisis besarnya *lay curve radius* yang dibutuhkan pada *subsea pipeline* selama proses instalasi agar *subsea pipeline* tidak mengalami *slide* dan berubah dari rute yang telah ditentukan.



#### **1.4 Manfaat**

Hasil dari tugas akhir ini diharapkan dapat menjadi referensi kepada pembaca dalam melakukan analisis instalasi *subsea pipeline*, khususnya dalam Analisis *concrete crushing* dan *lay curve radius* pada *subsea pipeline* selama proses instalasi. Selain itu juga menjadi acuan apabila terjadi permasalahan yang sama, bisa dilakukan tindakan pencegahan yang sebaiknya dilakukan agar kegagalan akibat *concrete crushing* dan tidak tercapainya *lay curve radius* dapat di minimalkan.

#### **1.5 Batasan Masalah**

1. Analisis yang dilakukan adalah Analisis dinamis
2. Tinjauan dilakukan pada Normal lay
3. Permukaan dasar laut sama, tidak ada perbedaan kedalaman
4. Metode instalasi yang digunakan adalah metode S-Lay
5. *Welded joint* tidak dimodelkan
6. Pasang surut tidak diperhitungkan
7. Analisis *concrete crushing* dilakukan pada daerah *overbend*, sedangkan *lay curve radius* pada daerah *sagbend*

#### **1.6 Sistematika Penulisan**

1. Bab I Pendahuluan

Bab ini menjelaskan tentang latar belakang penelitian yang akan dilakukan, perumusan masalah, tujuan yang ingin dicapai, manfaat yang akan diperoleh, serta batasan masalah yang akan dibahas dalam penelitian.

2. Bab II Tinjauan Pustaka dan Dasar Teori

Bab ini berisi referensi dan teori-teori yang digunakan sebagai pedoman dalam pengerjaan dan Analisis yang dilakukan selama penelitian. Referensi yang digunakan bersumber dari jurnal, *code and standard*, dan buku yang berkaitan dengan topik yang dibahas dalam penelitian ini.

### 3. Bab II Metodologi Penelitian

Bab ini berisi langkah-langkah pengerjaan tugas akhir dengan tujuan untuk menyelesaikan permasalahan yang diangkat. Alur pengerjaan dijelaskan dalam bentuk diagram alir (*flow chart*) yang disusun secara sistematis dan dilengkapi dengan data penelitian serta penjelasan terperinci dari setiap langkah pengerjaannya.

### 4. Bab IV Analisis dan Pembahasan

Bab ini menjelaskan Analisis dan hasil yang didapatkan dari penelitian tugas akhir ini.

### 5. Bab V Penutup

Bab ini berisi kesimpulan dari keseluruhan analisis yang menjawab rumusan masalah yang diangkat. Pada bab ini terdapat pula saran yang bermanfaat seputar hasil dari Analisis yang dilakukan dan pengembangan Analisis lain yang bisa dilakukan dimasa yang akan datang.



**BAB II**  
**TINJAUAN PUSTAKA**  
**DAN DASAR TEORI**

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

### 2.1 Tinjauan Pustaka

Dengan semakin meningkatnya kebutuhan produk minyak dan gas bumi mendesak untuk melakukan eksplorasi lebih jauh yang awalnya hanya di daerah lepas pantai diperluas hingga daerah laut dalam. Tentu eksplorasi di laut dalam membutuhkan peralatan yang lebih banyak dan lebih kompleks. Sedangkan tidak akan banyak perusahaan yang akan memproses hasil eksplorasi langsung di daerah pengeboran, karena risiko yang besar dan biaya yang tinggi, sehingga diperlukan alat untuk transportasi hidrokarbon dari sumber ke lepas pantai atau daerah pemrosesan hidrokarbon dengan efektif dan aman. *Subsea pipeline* menunjukkan kelebihanannya sebagai alat transportasi minyak dan gas bumi. Di mana dapat bekerja tanpa pengaruh cuaca dan menjadi sarana transportasi yang efektif meskipun dengan jarak yang jauh.

Sebelum *subsea pipeline* dapat digunakan, terlebih dahulu melewati beberapa tahapan dan salah satunya adalah instalasi. Tahap instalasi sendiri merupakan tahap penting untuk menentukan apakah nanti *subsea pipeline* dapat digunakan atau tidak. Karena mulai dari tahap ini terdapat kemungkinan kegagalan yang akan mempengaruhi fungsi dan kegunaan *subsea pipeline* nantinya. Dalam bidang rekayasa (engineering) sebelum dilakukan tahap instalasi secara langsung di lapangan, terlebih dahulu akan dilakukan *modelling* dan Analisis terhadap *subsea pipeline* sehingga parameter instalasi yang sesuai dengan *code* dan *standard* dapat terpenuhi. Tentunya dengan terpenuhinya *code* dan *standard* kemungkinan kegagalan dapat diminimalkan.

Instalasi *subsea pipeline* dipengaruhi beberapa parameter di antaranya adalah *lay barge*, *stinger*, *tensioner*, *roller*, *winch* dan *subsea pipeline*. Seluruh parameter yang mempengaruhi akan dimodelkan dan di analisis sesuai dengan *code and standard* yang berlaku. Pada saat instalasi, tegangan dan regangan yang terjadi pada *subsea pipeline* menjadi faktor yang memerlukan perhatian khusus. Tegangan dan regangan plastis yang tinggi dapat mengakibatkan kegagalan pada *subsea pipeline*. Analisis mengenai tegangan yang terjadi pada *subsea pipeline* selama

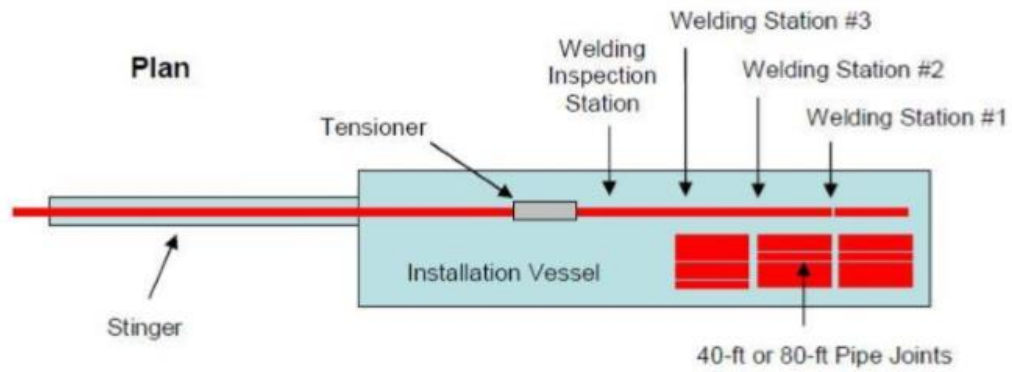
proses instalasi pada kondisi statis dan dinamis, khususnya pada daerah *overbend* dan *sagbend* akibat variasi kedalaman dan radius kurvatur serta gerakan *lay barge* (Silalahi, 2010). Analisis yang menunjukkan bahwa besarnya regangan pada *overbend* dan *sagbend* dipengaruhi kedalaman dan sudut *stinger* yang digunakan (Irsyad, 2017). Dari dua penelitian yang telah dilakukan menunjukkan bahwa tegangan dan regangan menjadi perhatian karena memiliki kemungkinan untuk menyebabkan kegagalan. Namun perlu dilakukan penelitian tambahan mengenai akibat dari regangan yang terjadi pada *concrete* yang digunakan sebagai pelindung *subsea pipeline*, apakah ada kemungkinan kegagalan atau tidak.

Selama instalasi pipa pada umumnya akan terbentuk daerah kurva antara *subsea pipeline* dan dasar laut (*seabed*), pada radius kurva yang kecil mengakibatkan gesekan *subsea pipeline* pada dasar laut tidak cukup untuk menjaga *on bottom stability* dan bisa mengakibatkan *subsea pipeline slide* dan berpindah dari rute yang telah ditentukan (Anderson, 2014). Jari-jari horizontal kurva pada *sagbend* akibat gesekan *subsea pipeline* dengan dasar laut dapat ditemukan dengan pertimbangan *transverse equilibrium* sederhana pada bidang horizontal (dasar laut) (Sævik, 2012). Untuk meningkatkan efisiensi dan mengurangi kemungkinan kegagalan pada *subsea pipeline*, perlu dilakukan Analisis pada *laying curve radius* yang terbentuk selama instalasi, tujuannya untuk menentukan berapa jari-jari yang diperlukan agar *subsea pipeline* stabil dan sesuai dengan rute yang telah ditentukan. Berdasarkan penelitian-penelitian yang telah dilakukan sebelumnya, maka penulis mengajukan penelitian mengenai *concrete crushing* dan *laying curve radius* yang terjadi pada *subsea pipeline* akibat pengaruh regangan dan karakteristik jenis tanah tempat pemasangan *subsea pipeline*.

## 2.2 Dasar Teori

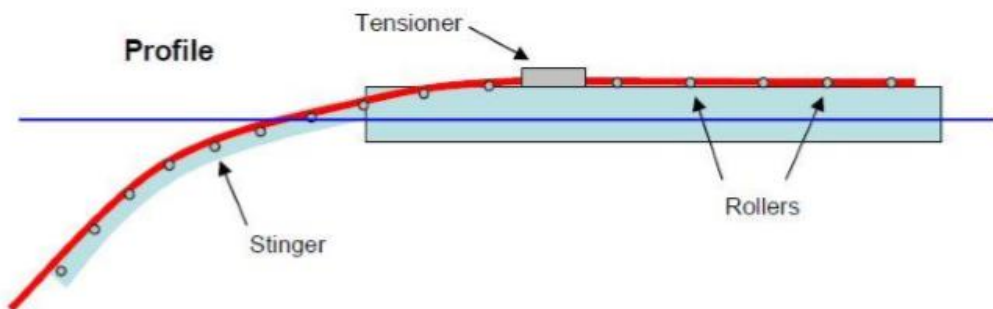
### 2.2.1 Pipe Laying Barge

*Pipe Laying Barge* adalah salah satu jenis kapal tongkang yang umum digunakan untuk memudahkan dalam proses instalasi *subsea pipeline*. *Pipe laying barge* merupakan tipe *vessel* dengan *monohull* dan memiliki kemampuan instalasi *subsea pipeline* dari kedalaman 15 meter sampai kedalaman lebih dari 1000 meter (Bai, 2001). *Pipe laying barge* ditunjukkan pada **Gambar 2.1**.



**Gambar 2.1** Pipe Laying Barge Tampak Atas-Plan View (Lee, 2009)

Pada instalasi *subsea pipeline* menggunakan *Pipe Laying Barge*, *subsea pipeline* di fabrikasi di atas *barge* pada *firing line*. Pada umumnya *Pipe Laying Barge* memiliki *firing line* dengan 3 *station* untuk proses pengelasan, 1 *station* untuk Non Destructive Test, 1 *station* untuk reparasi dan 1 lagi untuk *Field Joint Coating*. *Lay Barge* akan bergerak maju dari jangkarnya dan pada saat bersamaan *subsea pipeline* dari proses fabrikasi di *firing line* akan perlahan digerakkan menuju *stinger*, lalu akan diarah ke dasar laut dengan bantuan *stinger*. Konfigurasi pada *pipe laying barge* secara umum terdapat pada **Gambar 2.2**

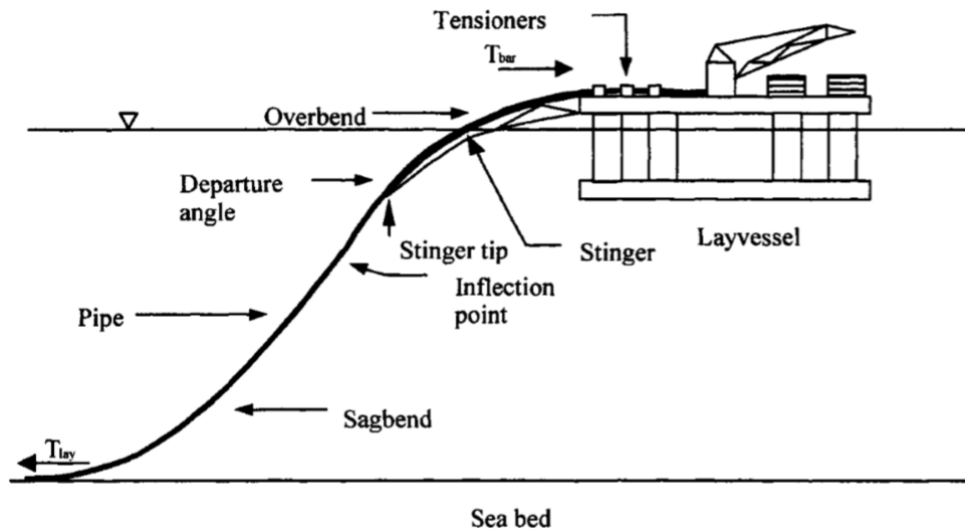


**Gambar 2.2** Pipe Laying Barge Tampak Samping- Profil View (Lee, 2009)

### 2.2.2 Metode Instalasi : S-Lay

Ada 3 metode instalasi yang umum digunakan untuk instalasi *subsea pipeline*, yaitu metode S-Lay, J-Lay dan Reeling. Untuk perairan yang relatif dangkal umumnya instalasi *subsea pipeline* menggunakan metode S-Lay. Namun seiring dengan perkembangan teknologi dan ilmu dibidang teknik, metode S-Lay dapat diaplikasikan untuk instalasi *subsea pipeline* dengan perairan relatif dalam. Keuntungan dari metode ini adalah *firing line* yang terbentang dari *bow* hingga

*stern barge* sehingga ada ruang untuk menyambungkan masing-masing *joint* menjadi satu kesatuan. Ilustrasi instalasi dengan metode S-Lay dapat dilihat pada **Gambar 2.3**.



**Gambar 2.3** Instalasi Subsea Pipeline Metode S-Lay (Bai dan Bai, 2014)

Saat proses instalasi *subsea pipeline*, *subsea pipeline* yang sudah melewati tahap pengelasan akan diarahkan ke laut dengan bantuan *stinger*. Proses instalasi akan dipengaruhi jumlah dan posisi *roller*, *stinger* dan *tensioner*. *Stinger* pada *barge* memiliki batasan minimum dan maksimum jari-jari dari lengkungan yang dibentuk. Batasan pada *stinger* bergantung pada jenis *barge*. *Roller* pada umumnya terdapat pada *stinger* dan *barge* (*firing line*), *roller* yang ditempatkan pada *stinger* dan *barge*, bersama dengan mesin *tensioner* membuat *curve* untuk *support subsea pipeline*. *Subsea pipeline* akan bending dan mengarah ke laut, bagian ini disebut *overbend*, lengkungan pada *overbend* dipengaruhi besarnya sudut dari *stinger*. Posisi dan kapasitas mesin *tensioner* berbeda pada masing-masing *barge*. Kebutuhan besarnya *tension* didasarkan pada kedalaman, berat *subsea pipeline* yang masuk ke air, *curve radius* pada daerah *overbend* yang diperbolehkan, sudut pada *sagbend* dan lengkungan minimum pada daerah *sagbend*.

### 2.2.3 Tegangan, Regangan dan Modulus Elastisitas

Tegangan, regangan dan modulus elastisitas adalah tiga hal yang saling berkaitan. Tegangan dan Regangan memiliki besaran penyusun yang berbeda

namun memiliki hubungan yang berkaitan dengan elastisitas. Tegangan ( $\sigma$ ) merupakan besaran yang bisa didapatkan dari membandingkan gaya yang bekerja dengan luas penampang. Tegangan dapat diketahui dengan melakukan pengujian dan besarnya dipengaruhi jenis material yang diuji. Tegangan dapat dicari dengan persamaan berikut.

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (2.1)$$

Regangan ( $\epsilon$ ) merupakan perubahan panjang yang terjadi dibandingkan dengan satuan panjang awal. Regangan dapat ditunjukkan ketika gaya yang diberikan pada benda atau kawat dihilangkan dan benda tersebut kembali ke bentuk awal. Secara matematis regangan bisa dituiskan dengan persamaan berikut.

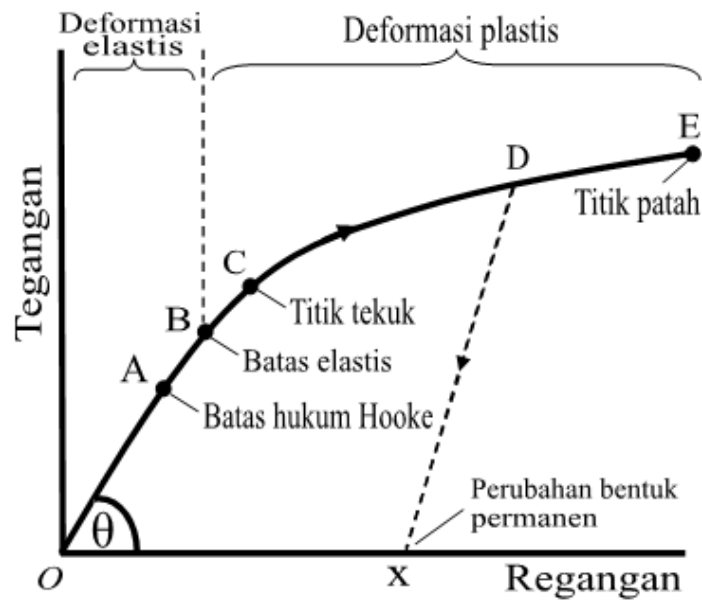
$$\epsilon = \frac{\Delta L}{L} \quad (2.2)$$

Modulus elastisitas (E) atau modulus young merupakan perbandingan antara tegangan dan regangan yang dialami bahan. Besarnya modulus elastisitas sebanding dengan besarnya tegangan. Secara matematis bisa dituliskan menjadi persamaan berikut.

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \quad (2.3)$$

Hubungan antara tegangan dan regangan sering digambarkan dengan grafik tegangan-regangan seperti pada **Gambar 2.4**. Semakin tinggi regangan maka semakin besar pula regangan yang terjadi. Batas elastisitas bahan digambarkan dengan batas titik luluh. Sedangkan kondisi plastis mulai terjadi setelah titik luluh hingga titik putus.





Gambar 2.4 Grafik Tegangan-Regangan (Nash, 1998)

### 2.2.3 Overbend

*Overbend* merupakan bagian yang di *support* oleh *roller* yang dipasang pada *stinger*. Fungsi dari *roller* yaitu untuk memberikan *curved support* agar mendapat radius kurvatur yang sesuai, yang digunakan untuk mengatur *overbending stress* dan *strain* pada *subsea pipeline* dalam rentang nilai yang diizinkan. Dalam menganalisis beban pada *overbend*, terdapat beberapa kriteria yang telah diatur dalam *code and standard*. Untuk beban statis, perhitungan regangan yang terjadi harus memenuhi *Criterion I* pada **Tabel 2.1**. Regangan meliputi efek dari *bending*, gaya aksial dan beban lokal pada *roller*. Efek karena adanya kekakuan akan menjadi pertimbangan apabila terdapat data yang mendukung. Sedangkan untuk Analisis beban statis dan dinamis, perhitungan regangan yang terjadi harus memenuhi *Criterion II* pada **Tabel 2.1**. Meliputi semua yang mempengaruhi, termasuk variasi kekakuan akibat *field joints*.

**Tabel 2.1** Simplified Laying Criteria DNV OS-F101

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

*Bending stress* pada *overbend* dapat dihitung dengan persamaan berikut :

$$\sigma_a = \frac{E D}{2 R_{cv}} \quad (2.4)$$

Dengan :  $\sigma_a = \text{Axial Bending Stress}$

$E = \text{Steel Young's Modulus}$

$D = \text{Pipeline Outside Diameter}$

$R_{cv} = \text{Pipeline Radius of Curvature}$

Nilai minimum radius of curvature dapat ditentukan dengan formula berikut :

$$R_{cv} = \frac{E D}{2 \sigma_y f_D} \quad (2.5)$$

Dengan :  $F_D = \text{Design Factor}$

$\sigma_y = \text{SMYS}$

Dengan tujuan untuk mengontrol *bending stress* pada daerah *overbend* supaya berada dibawah *yield stress* dengan *safety factor*, maka dibutuhkan radius kurvatur minimum dari *stinger* dengan menggunakan persamaan diatas.

#### 2.2.4 Sagbend

Pada daerah *sagbend* titik belok (*inflection point*) tidak dapat diketahui. Karena tidak dapat diketahui maka *tension* yang terjadi pada *sagbend* dapat diperkirakan dengan nilai dari *departure angle* dan jarak dari dasar laut terahap ujung *stinger*. Pada *sagbend* yang dipengaruhi beban gabungan dari *tension* dan berat *subsea pipeline* itu sendiri, dapat terjadi defleksi besar yang disebabkan keadaan *stress free* sebelumnya. Dalam Analisis beban pada daerah *sagbend* terdapat kriteria yang harus di penuhi. Kombinasi beban statis dan dinamis, *equivalent stress* pada *sagbend* dan pada *stinger* harus sesuai dengan kriteria :

$$\sigma_{eq} < 0.87 f_y \quad (2.6)$$

Dengan :  $\sigma_{eq} = \text{Equivalent Stress, Von Mises}$

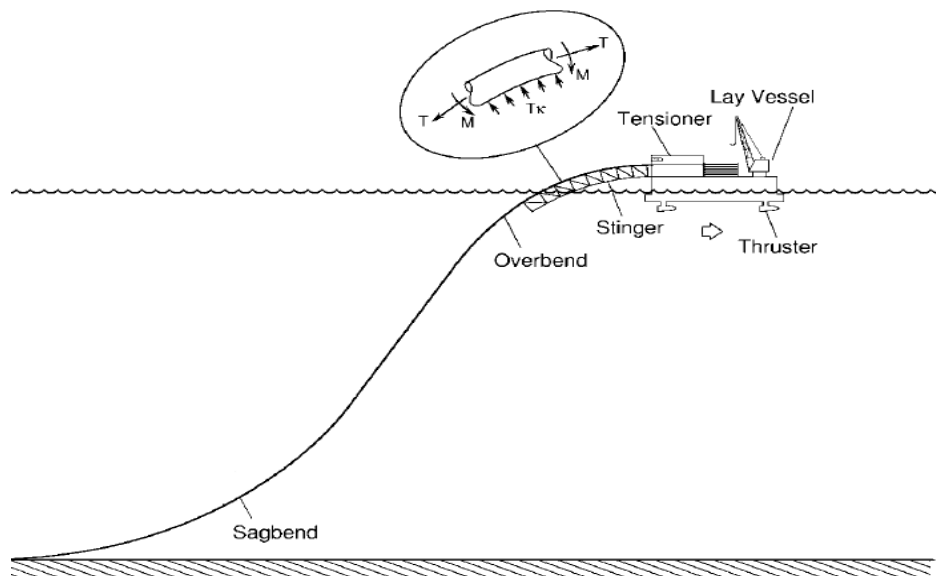
$F_y = \text{SMYS}$

*Equivalent stress (Von Mises Stress)* merupakan kombinasi dari *hoop stress*, *longitudinal stress* dan *tangential shear stress*. Efek akibat adanya variasi kekakuan

atau regangan sisa dari *overbend* bisa di abaikan. Untuk *sagbend* yang berada pada laut dalam dengan kemungkinan adanya *collapse*, maka aturan mengenai *buckling criteria* harus terpenuhi.

### 2.2.5 Concrete Crushing

Terjadinya *concrete crushing* sangat berkaitan dengan besarnya *mean overbend strain* yang terjadi pada *concrete*. *Mean overbend strain* di mana *concrete crushing* pertama terjadi tergantung pada kekakuan *subsea pipeline*, kekuatan dan ketebalan *subsea pipeline*, tegangan aksial dan *shear resistance capacity* dari *corrosion coating*. Pada *subsea pipeline* dalam proses instalasi akan mengalami gaya *bending* dan gaya aksial seperti pada **Gambar 2.5**. *Crushing* terjadi saat *mean overbend strain* yang rendah dan terjadi pada *concrete* dengan kekuatan yang kecil, gaya aksial yang kecil, kekakuan *pipeline* yang tinggi dan *shear resistance* yang tinggi.



**Gambar 2.5** Gaya Pada Daerah Sagbend dan Ovebend (Herdiyanti, 2013)

Berdasarkan DNV-OS-F101 *Section 13 Commentary (Informative) G 200 Coating* dijelaskan tentang *mean overbend strain* yang terjadi pada *subsea pipeline* saat instalasi. Kriteria yang harus digunakan adalah sebagai berikut.

$$\epsilon_{\text{mean}} = -\frac{D}{2R} + \epsilon_{\text{axial}} \quad (2.7)$$

Dengan :  $\epsilon_{\text{mean}} = \text{Mean Overbend Strain}$

$R = \text{Stinger Radius}$

$\epsilon_{\text{axial}} = \text{Axial Strain Contribution}$

Nilai *mean overbend strain* ( $\epsilon_{\text{mean}}$ ) harus memenuhi :

$$\gamma_{\text{cc}} \epsilon_{\text{mean}} \geq \epsilon_{\text{cc}} \quad (2.8)$$

Dengan :  $\gamma_{\text{cc}} = \text{Safety Factor for Concrete Crushing (1.05)}$

$\epsilon_{\text{cc}} = \text{Limit Mean Strain Giving Crushing of Concrete}$

Jika tidak ada informasi yang lebih lengkap, *concrete crushing* bisa diasumsikan akan terjadi saat regangan pada *concrete* mencapai 0.2% (DNV OS-F101).

### 2.2.6 Passive Resistance : Clay

*Passive resistance* merupakan kemampuan tanah untuk mencegah pipa bergerak secara lateral. Jenis tanah berdasarkan *passive resistance* dibedakan menjadi 3, yaitu *sand*, *clay* dan *rock*. Untuk jenis *clay* didefinisikan sebagai jenis tanah yang tidak bisa ditembus (*not permeable*) dan memiliki efek kohesif yang sangat signifikan. Koefisien *friction* ( $\mu$ ) untuk *subsea pipeline* dengan *concrete coating*, pada jenis tanah *clay* adalah 0.2, sedangkan untuk *sand* dan *rock* adalah 0.6. Daerah dengan *passive resistance* untuk jenis tanah *sand* dan *clay* dibagi menjadi 4, yaitu :

1. Wilayah elastis di mana perpindahan lateral kecil
2. Daerah di mana *displacement* signifikan mungkin dialami dan interaksi tanah dengan *subsea pipeline* menyebabkan peningkatan penetrasi dan juga *passive soil resistance*.
3. Daerah setelah *break-out* di mana *resistance* dan penetrasi menurun.
4. Saat *displacement* melebihi ukuran diameter *subsea pipeline*, *passive resistance* dan penetrasi dianggap konstan.

Besarnya *passive resistance* pada clay bisa didapatkan dengan :

$$G_C = \frac{S_u}{D \gamma_s} \quad \text{dan} \quad K_C = \frac{S_u D}{W_s - F_z} \quad (2.9)$$

Dengan :  $S_u = \text{Soil Shear Strength}$

$W_s = \text{Pipeline Submerged Weight}$

$\gamma_s = \text{Dry Unit Soil Weight (18 kN/m}^3\text{)}$

Besarnya *initial penetration* pada clay :

$$\frac{Z_{pi}}{D} = 0.0071 \left( \frac{G_c^{0.3}}{K_c} \right)^{3.2} + 0.062 \left( \frac{G_c^{0.3}}{K_c} \right)^{0.7} \quad (2.10)$$

Dengan :  $Z_{pi} = \text{Initial Penetration Clay}$

$G_c = \text{Soil Strength Parameter}$

*Force Resistance* pada clay dapat dicari dengan :

$$\frac{F_R}{F_C} = 4.1 \frac{K_c}{G_c^{0.39}} \left( \frac{Z_{pi}}{D} \right)^{1.31} \quad (2.11)$$

Dengan :  $F_R = \text{Force Resistance on Clay}$

### 2.2.7 Curved Laying

Selama proses instalasi akan terbentuk *curve* pada daerah *sagbend*. *Curved* yang terbentuk akan menambah beban (*stress*) pada *subsea pipeline*. Untuk mengurangi beban ini diperlukan panjang minimum *curve radiusi* agar horisontal *tension* yang didapatkan bisa memenuhi dan *stress* yang diterima *subsea pipeline* bisa dikurangi sampai batas *allowable*. Menurut DNV-OS-F101 besarnya *curve radius* dipengaruhi *bottom tension*, berat pipe terendam, *friction factor* dan *force resistance*. Untuk menentukan penilaian ini, besarnya gaya hidrodinamis yang terjadi pada *subsea pipeline* bisa diabaikan. *Curve* dengan lay radius  $R_c$ , membutuhkan horizontal *tension*  $H$  dengan ketentuan berikut :

$$H \leq R_c (\mu W_s + F_R) \quad (2.12)$$

Dengan :  $H = \text{Horizontal Tension}$

$R_c = \text{Laying Curve Radius}$

$W_s = \text{Pipeline Submerged Weight}$

$$\mu = \text{Friction Factor (0.2)}$$

$$F_R = \text{Force Resistance on Clay}$$

Panjang minimum *curve* yang dibutuhkan akan dipertahankan dengan adanya *touchdown point* pada ujung *subsea pipeline* yang berfungsi sebagai *anchor* pada tahap awal instalasi berlangsung.

### 2.2.8 Analisis Dinamis

Analisis dinamis pada struktur laut dapat dilakukan dengan dua metode, yaitu metode *frequency domain* dan *time domain*. Pada metode *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. Umumnya metode ini digunakan untuk mencari respons struktur. Sedangkan metode *time domain* dilakukan berdasarkan fungsi waktu, nantinya metode ini akan menghasilkan *respons time history*. Keuntungan dari metode *time domain* adalah persamaan non-linier dari sistem yang akan di analisis dapat dimodelkan dengan lebih tepat. Namun kekurangannya adalah metode ini memerlukan waktu yang lebih lama.

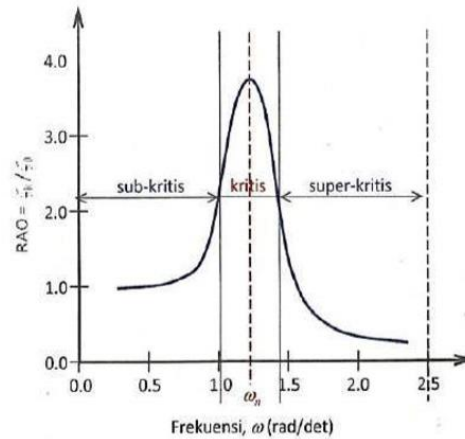
### 2.2.9 Response Amplitude Operator (RAO)

*Response Amplitude Operator* (RAO) adalah fungsi atau operator matematis untuk mengetahui respons dari bangunan apung berdasarkan amplitudonya sebagai akibat beban eksitasi gelombang dalam rentang frekuensi atau periode tertentu. Mustofa (2017) RAO adalah informasi karakteristik gerakan bangunan apung terhadap gelombang dengan fungsi sebuah operator. RAO juga dikatakan sebagai transfer *function* karena RAO adalah operator atau alat mentransfer beban luar yakni gelombang dalam bentuk respons pada suatu struktur. Respons gerakan RAO untuk gerakan translasi adalah perbandingan langsung antara amplitudo gerakannya dibanding dengan amplitudo gelombang insiden (dalam satuan panjang atau meter) (Djatkiko, 2012). Grafik respons gerakan bangunan apung ditunjukkan pada **Gambar 2.6**.

$$RAO = \frac{\zeta_{ko}}{\zeta_0} \text{ (m/m)} \quad (2.13)$$

Sedangkan respons non-dimensi atau RAO untuk gerakan rotasi adalah perbandingan antara amplitudo gerakan rotasi (dalam radian) dengan kemiringan gelombang, yakni perkalian antara angka gelombang dengan amplitudo gelombang insiden :

$$RAO = \frac{\zeta_{k0}}{K_w \zeta_0} = \frac{\zeta_{k0}}{\left(\frac{\omega^2}{g}\right)\zeta_0} \text{ (rad/rad)} \quad (2.14)$$



**Gambar 2.6** Grafik Respons Gerakan Bangunan Apung (Djarmiko, 2012)

### 2.2.10 Spektrum Gelombang

Dalam Analisis dinamis saat instalasi *subsea pipeline*, diperlukan pemilihan spektrum gelombang yang sesuai untuk digunakan pada daerah tempat dilaksanakannya proses instalasi. Terdapat banyak jenis spektrum gelombang yang dapat digunakan sesuai dengan karakteristik perairan masing-masing. Spektrum gelombang berbeban bentuk persamaan matematis yang merupakan hasil penelitian di berbagai perairan dunia. Pada umumnya persamaan *spektra* didasarkan pada satu atau beberapa parameter dan perhitungannya dilakukan secara *inkremental* dengan perubahan frekuensi (Chakrabarti, 1987). Kebanyakan formula spektrum gelombang dapat digunakan di perairan terbuka, dan sejauh ini hanya satu persamaan *spektra* yang dapat mewakili perairan tertutup atau perairan kepulauan (Djarmiko, 2012)

### 2.2.10.1 Spektrum Gelombang JONSWAP

JONSWAP (*Joint North Sea Wave Project*) merupakan modifikasi dari spektra P-M (Pierson-Moskowitz) yang dapat digunakan untuk mengakomodasi karakteristik perairan tertutup atau kepulauan. Menurut DNV-RP-C205 persamaan spektrum gelombang JONSWAP dinyatakan dengan :

$$S_{\eta\eta}(\omega) = \alpha g^2 \omega^{-5} \exp\left\{-\frac{5}{4}\left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right\} \gamma \exp\left\{-0.5\left(\omega - \frac{\omega_p}{\sigma}\right)^2\right\} \quad (2.15)$$

Dengan :  $S_{\eta\eta}(\omega) = \text{Spektrum JONSWAP}$

$\alpha = \text{Konstanta Philips}$

$\omega_p = \text{Frekuensi Puncak Spektra}$

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

$\sigma = \text{Spectral Width Parameter}$

### 2.2.11 Analisis Spektra Respons

Gelombang acak merupakan superposisi dari komponen-komponen pembentuknya yang berupa gelombang *sinusoidal* dalam jumlah tak terhingga. Spektrum gelombang merupakan representasi yang valid untuk suatu gelombang acak. Tiap-tiap komponen gelombang mempunyai tingkat energi tertentu yang di kontribusikan, yang kemudian secara keseluruhan diakumulasi dalam bentuk spektrum energi gelombang (Djarmiko, 2012). 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 akan didekomposisi secara prinsip diwakili oleh luasan di bawah kurva spektra gelombang  $S_{\zeta}(\omega)$  yang dapat dibagi menjadi bagian-bagian berdasarkan kenaikan frekuensinya. Sedangkan komponen-komponen respons gelombang *sinusoidal* dapat diwakili oleh kurva RAO. Sehingga dapat disimpulkan bahwa respons bangunan laut gelombang acak dapat diperoleh dengan mengkorelasikan spektra gelombang  $S_{\zeta}(\omega)$  dengan RAO. Hubungan antara spektra gelombang dengan RAO dapat dinyatakan sebagai berikut :



$$S_{r\zeta}(\omega) = RAO^2 S_{\zeta}(\omega) \quad (2.16)$$

Dengan :  $S_{r\zeta}(\omega) = \text{Spektra Respons}$   $\omega = \text{Frekuensi}$   
*Gelombang*

$S_{\zeta}(\omega) = \text{Spektra Gelombang}$   $RAO = \text{Transfer Function}$

### 2.2.12 Metode Elemen Hingga

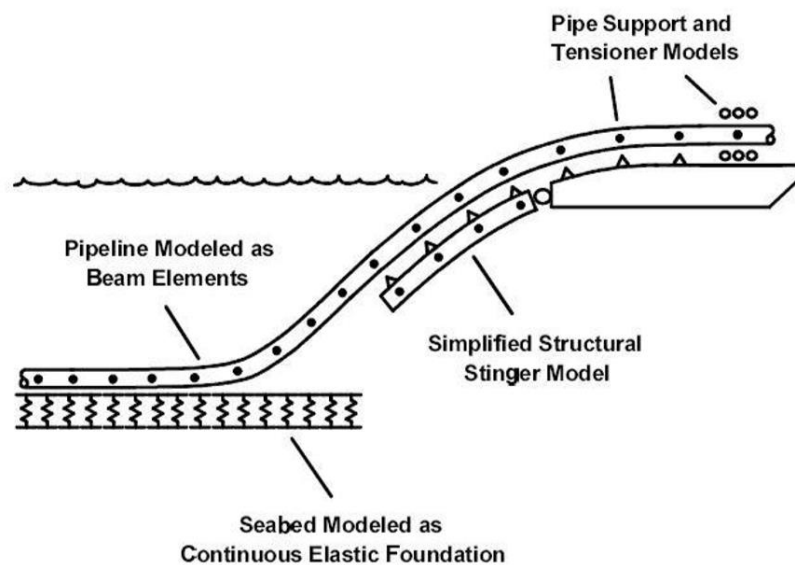
Metode Elemen Hingga (FEM) adalah metode numeris yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan pada suatu struktur kontinu. Dengan menggunakan FEM Analisis pada suatu struktur kompleks seperti Analisis tegangan dan regangan dapat dilakukan lebih mudah dibandingkan dengan klasik. Salah satu perbedaan dari Analisis struktur dengan FEM dan dengan Analisis kontinu adalah pada jumlah elemennya. Pada Analisis struktur dengan FEM, struktur tersebut akan dibagi menjadi beberapa elemen yang terhubung dengan *nodes*, di mana pada *nodes* ini akan ditentukan derajat kebebasan suatu elemen. Sedangkan pada struktur dengan Analisis kontinu jumlah elemen dianggap tidak terhingga (*infinite*).

Pada Analisis instalasi *subsea pipeline* dengan menggunakan *software* OFFPIPE, metode Analisis yang digunakan merupakan metode FEM. Metode ini menggantikan metode Euler-Bernoulli *linier beam theory* yang biasa digunakan dalam menyelesaikan permasalahan pada struktur lepas pantai. Hal yang perlu diperhatikan adalah pada Analisis menggunakan FEM, hasil yang didapat merupakan hasil pendekatan. Namun, semakin banyak jumlah elemen yang di analisis, akan menjadikan hasil analisis semakin mendekati kebenaran.


### 2.2.13 Software Analisis : OFFPIPE

OFFPIPE merupakan *software* dengan basis operasi perhitungan menggunakan *finite elemen method* (FEM) seperti yang diilustrasikan pada **Gambar 2.7**. OFFPIPE dikembangkan secara spesifik untuk melakukan permodelan dan Analisis struktural pada permasalahan *non-linier* yang terjadi pada instalasi *subsea pipeline*. Software OFFPIPE dapat mengakomodasi beberapa Analisis di antaranya :

- Analisis *pipe laying* kondisi statis dan dinamis untuk berbagai macam konfigurasi *lay barge* dan *stinger*, baik itu dengan metode S-Lay maupun J-Lay.
- Analisis *pipelay initiation, abandonment and recovery*.
- Analisis *stress and strain* pada *subsea pipeline* kondisi statis, dinamis, Analisis span dan defleksi pada *subsea pipeline* untuk kondisi dasar laut yang tidak rata (*irregular seabed scenario*)
- Analisis *davit lift* untuk instalasi *riser* dan *subsea tie-in*.
- Analisis instalasi *subsea pipeline* dengan menggunakan *software OFFPIPE* dilakukan dengan memodelkan *pipe laying system* sebagai metode elemen hingga. Pada OFFPIPE, *pipe laying system* dimodelkan sebagai berikut :



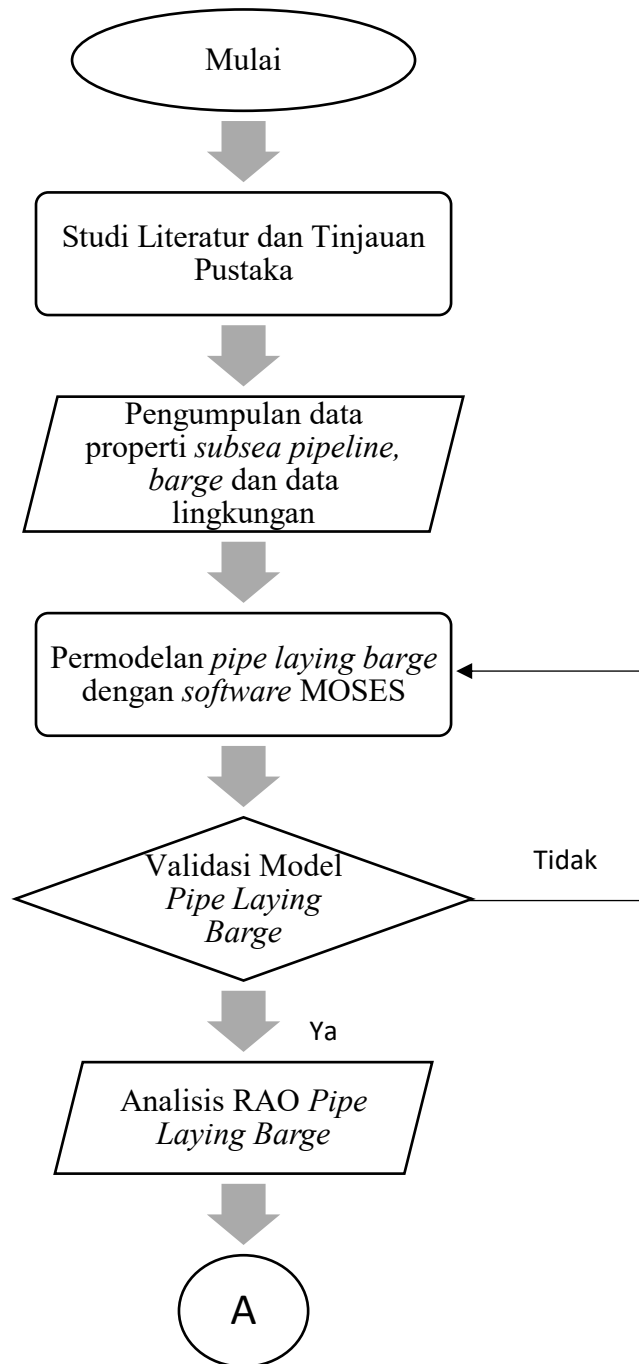
**Gambar 2.7** Model FEM Pada Pipe Laying (Guo *et al*, 2005)



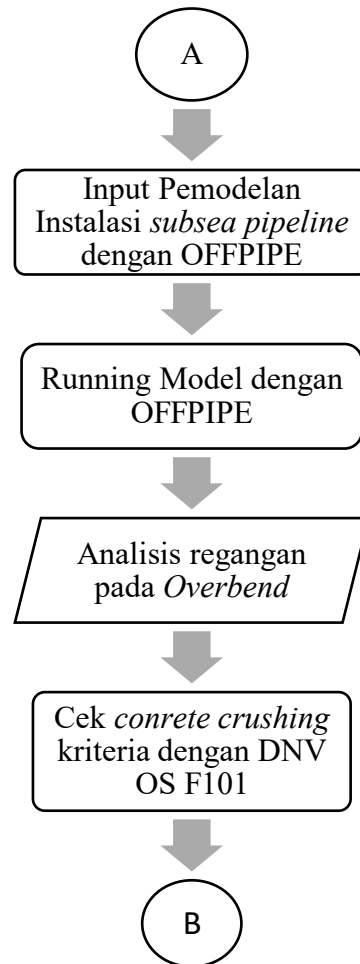
**BAB III**  
**METODOLOGI PENELITIAN**

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

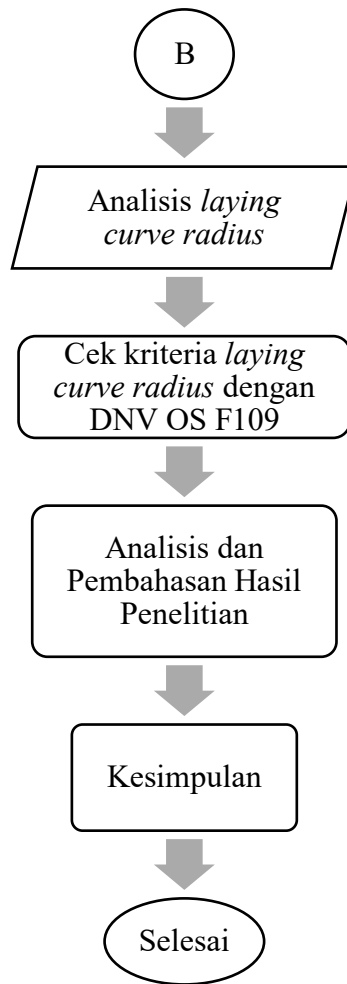
### 3.1 Metode Penelitian



**Gambar 3.1** Diagram Alur Pengerjaan Tugas Akhir



**Gambar 3.1** Diagram Alur Pengerjaan Tugas Akhir (Lanjutan)



**Gambar 3.1** Diagram Alur Pengerjaan Tugas Akhir (Lanjutan)

### 3.2 Penjelasan Diagram Alur

#### 1. Studi Literatur dan Tinjauan Pustaka

Pada tahap ini dilakukan pengumpulan sumber dan referensi baik berupa buku, jurnal, *prosiding*, *code and standard* dan hal hal yang berhubungan dengan Analisis yang akan dilakukan dalam tugas akhir ini. Terdapat beberapa sumber yang menjadi pustaka utama karena telah melakukan penelitian dengan pembahasan yang menyerupai di antaranya adalah milik Irsyad (2017) tentang *concrete crushing* dan *concrete sliding* pada *pipeline* saat instalasi dan penelitian milik Andersson (2014) Mengenai *rigid pipelay curve stability*.

#### 2. Pengumpulan Data

Data yang dibutuhkan berupa data properti pipa termasuk data *coating*, data lingkungan tempat dilakukannya proses instalasi dan data *laying barge* yang digunakan untuk membantu jalannya instalasi. Data-data yang digunakan berasal dari PT Zee Indonesia dan merupakan data dari proyek yang telah dilakukan dan sudah selesai pada awal tahun 2018.

#### 3. Pemodelan Pipe Laying Barge dengan Software MOSES

Pemodelan *pipe laying barge* dengan menggunakan *software* MOSES akan di lakukan dengan *input* data berupa data *general arrangement*, data konfigurasi *rollers*, data properti *stinger* beserta data konfigurasinya selama proses normal *lay* dilakukan.

#### 4. Validasi Model Pipe Laying Barge

Validasi model dilakukan untuk menganalisis valid atau tidak hasil dari pemodelan, sehingga bentuk model yang diharapkan bisa mendekati struktur *pipe laying barge* yang asli.

#### 5. Analisis RAO Pipe Laying Barge

*Pipe laying barge* yang sudah dimodelkan akan di Analisis Respons Amplitudo Operatornya. Analisis RAO pada *pipe laying barge* akan menggunakan *software* MOSES. Hasil dari Analisis ini nanti yang akan

menjadi *input* dalam Analisis selanjutnya menggunakan *software* OFFPIPE.

6. Input Permodelan Instalasi Subsea Pipeline dengan Software OFFPIPE

Dalam permodelan menggunakan OFFPIPE, input yang akan digunakan meliputi data properti pipa, konfigurasi yang digunakan pada *barge* (*stinger* dan *roller*), hasil RAO dari permodelan sebelumnya menggunakan MOSES dan *output* yang diinginkan dari permodelan.

7. Running Model dengan software OFFPIPE

Dalam Analisis menggunakan OFFPIPE, *output* yang diinginkan bisa diatur sebelum *running* dilakukan, tujuannya agar hasil yang diharapkan bisa segera dianalisis.

8. Analisis Dinamis Pada Subsea Pipeline Selama Instalasi

Permodelan yang dilakukan dengan OFFPIPE akan diatur untuk mendapatkan *output* berupa Analisis dalam kondisi dinamis selama instalasi. Analisis dinamis dibutuhkan karena dalam penelitian ini membutuhkan parameter berupa *horizontal tension* yang hanya akan didapatkan dari Analisis dinamis. Meskipun begitu nantinya tetap ada Analisis statis yang mempengaruhi regangan yang terjadi pada *subsea pipeline*.

9. Cek Regangan Pada Overbend Berdasarkan DNV-OS-F101

Dari Analisis yang telah dilakukan dengan *software*, *ouput* yang didapatkan akan ditindaklanjuti dengan pengecekan apakah hasil yang didapatkan memenuhi kriteria yang ada pada DNV-OS-F101 atau tidak. DNV-OS-F101 mengatur tentang *Submarine Pipeline System*, dari *code* ini akan dilakukan pengecekan apakah regangan yang terjadi pada *overbend* dapat mengakibatkan *crushing* pada *concrete subsea pipeline* atau tidak.

10. Cek Lay Curve Radius Pada Sagbend Berdasarkan DNV-RP-F109

Dari *output* yang telah didapatkan, selanjutnya adalah Analisis berdasarkan kriteria DNV-RP-F109. DNV-RP-F109 mengatur tentang *On Bottom Stabilityfor Subamrine Pipeline*, dari *code* ini akan dilakukan perhitungan



untuk menentukan besarnya jari jari *curve* pada *sagbend* agar *subsea pipeline* tidak mengalami *slide* ataupun keluar dari rute yang telah ditentukan untuk instalasi.

#### 11. Analisis dan Pembahasan Hasil Penelitian

Pada tahap ini akan dilampirkan semua hasil Analisis, baik itu regangan pada *overbend*, maupun jari-jari *curve* pada *sagbend* beserta pembahasan yang dibutuhkan agar tujuan dari tugas akhir ini bisa tercapai, yaitu mengetahui terjadi tidaknya *crushing* pada *concrete* dan berapa jari-jari *curve* yang dibutuhkan agar *subsea pipeline* tidak *slide*.

#### 12. Kesimpulan

Setelah melakukan tahapan Analisis, pada akhir penelitian ini akan ditarik kesimpulan serta saran yang dapat memenuhi apa yang kurang dari penelitian ini dan mungkin akan dilakukan dimasa yang akan datang. Kesimpulan dari penelitian ini sekaligus menjadi bahan acuan untuk penelitian berikutnya mengenai hal serupa dengan studi kasus yang dibahas dan menjadi pembanding bagi dengan perhitungan dari proyek yang menjadi sumber data yang digunakan dalam penelitian ini.

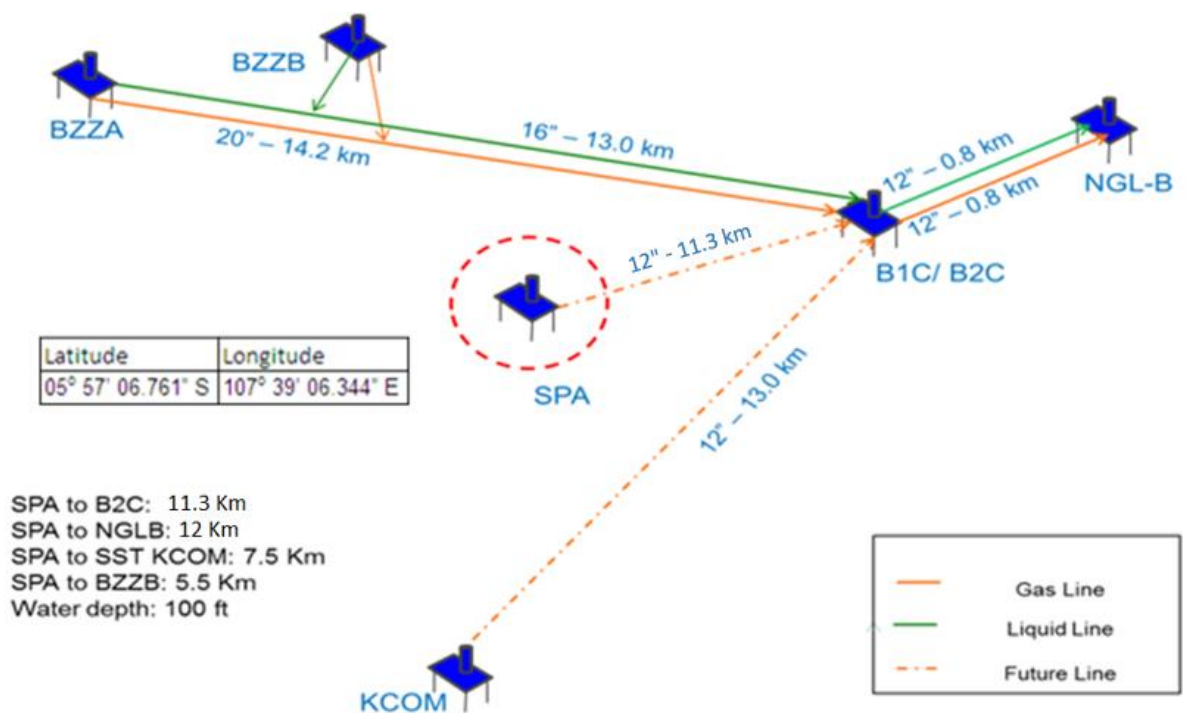


**BAB IV**  
**ANALISIS DAN PEMBAHASAN**

## BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Pengumpulan Data

Data yang digunakan dalam pengerjaan tugas akhir ini merupakan data SPA *New Field Development Project* untuk mengangkut gas milik Pertamina Hulu Energi ONWJ. Pipa yang akan dibangun ini menghubungkan 2 platform yaitu Platform SPA dan Platform B2C dengan jarak kira-kira 11.3 Km dengan kedalaman perairan 36-42 m. **Gambar 4.1** menunjukkan lokasi serta hubungan antara SPA platform dan B2C platform dan platform lain dalam satu field.



**Gambar 4.1** Lokasi SPA Platform

#### 4.1.1 Data Properti Pipeline

**Tabel 4.1** merupakan data properti mekanis *pipeline* yang digunakan dalam perhitungan dan analisis. Data yang digunakan merupakan data riil tanpa perubahan atau asumsi.

**Tabel 4.1** Data Properti Pipeline

Parameter	Units	Value
Outside Diameter	mm	323.85
Pipe Wall Thickness	mm	12.7
Material	-	API 5L Grade X65
SMYS	MPa	450
SMTS	MPa	535
Young Modulus	MPa	$2.07 \times 10^5$
Poison Ratio	-	0.3

#### 4.1.2 Data Properti Concrete Coating dan Corrosion Coating

**Tabel 4.2** adalah data pelindung eksternal berupa beton dan pelindung anti korosi yang digunakan dalam analisis

**Tabel 4.2** Data Properti Concrete Coating dan Corrosion Coating

Parameter		Units	Value
Corrosion Coating	Coating Material	-	Asphalt Enamel (AE)
	Thickness	mm	4
	Density	Kg/m <sup>3</sup>	1281.5
	Cut Back Length	mm	150
Concrete Weight Coating	Thickness	mm	30
	Density	Kg/m <sup>3</sup>	3044
	Cut Back Length	mm	300
Field Joint	Thickness	mm	30
	Density	Kg/m <sup>3</sup>	1025
	Length	m	12.1

#### 4.1.3 Data Pembagian Kilo Point Pada Studi Kasus

Pembagian kilo *point* sepanjang *pipeline* dalam studi kasus ditampilkan dalam **Tabel 4.3** berikut.

**Tabel 4.3** Data Pembagian Kilo Point Pipeline

Kilo Point	Case	Depth (m)
0.00-3.30 (3300m)	1	41.85
3.30-8.80 (5500m)	2	38.34
8.80-11.28 (2480m)	3	34.83

#### 4.1.4 Data Properti Pipe Laying Barge

*Barge* yang akan digunakan selama proses instalasi adalah Armada KP-1. Data lengkap tentang Armada KP-1 yang akan digunakan dalam proses instalasi ditampilkan dalam **Tabel 4.4** berikut.

**Tabel 4.4** Data Properti Pipe Laying Barge

Description	Units	Value
Length Overall	m	139
Breadth Moulded	m	30.2
Depth Moulded	m	9.1
Operating Draft	m	4.5
Minimum Draft	m	3.6
Trim	deg	0
Number of Tensioner	Nos.	2
Capacit of Tensioner	T	2 x 68
Max A&R Winch Capacity	T	136
Diameter of A&R Wire	mm	63.5
Total Ramp Station	Nos.	10
Total Davits Lift	Nos.	6
Stinger Section	Section	2
Stinger Length	37 m ballasting stinger	

#### 4.1.5 Data Konfigurasi Roller pada Barge

**Tabel 4.5** merupakan data konfigurasi roller yang terpasang pada barge.

**Tabel 4.5** Konfigurasi Roller pada Barge

Roller ID	Deskripsi	Jarak dari Buritan Barge (m)	Tinggi Terhadap MSL (m)
SS1	Fitting Roller No. 01	127.264	10.3
SS2	Fitting Roller No. 02	124.908	10.13
L/U	Hourglass Roller	120.508	9.82
R1	Bed Roller No.1	113.513	9.32
R2	Bed Roller No.2	111.163	9.15
R3	Bed Roller No.3	100.137	8.36
R4	Bed Roller No.4	88.153	7.51
R5	Bed Roller No.5	76.213	6.65
R6	Bed Roller No.6	64.415	5.81

**Tabel 4.5** Konfigurasi Roller pada Barge (Lanjutan)

<b>Roller ID</b>	<b>Deskripsi</b>	<b>Jarak dari Buritan Barge (m)</b>	<b>Tinggi Terhadap MSL (m)</b>
TM1	Tensioner No.01	51.232	4.87
TM2	Tensioner No.02	38.756	4.06
R7	Track Roller No.7	27.102	3.07
R8	Track Roller No.8	15.628	2.09
R9	Track Roller No.9	4.195	1.13
R10	Track Roller No.10	0.913	0.88

#### 4.1.6 Parameter Lay Stinger

Lay stinger yang digunakan adalah jenis *Articulated Floating Stinger* dengan pembagian 2 seksi. Jenis *articulated floating stinger* tidak bergantung pada sudut *stinger* melainkan pada radius *stinger* yang dipengaruhi *ballast* untuk mengatur variasi besarnya sudut *stinger*. Detail data dari *lay stinger* dimuat dalam **Tabel 4.6** berikut.

**Tabel 4.6** Armada KP-1 Stinger Parameter

<b>Description</b>	<b>Stinger Parameter</b>
Stinger Type	Articuated Floating Stinger
No.of Stinger Sections	2
No.of Rollers on Stinger	5
Total Stinger Length	±40 m
Radius of Stinger	160 m

#### 4.1.7 Konfigurasi Roller pada Stinger

**Tabel 4.7** menunjukkan roller yang terpasang pada stinger memiliki konfigurasi sebagai berikut.

**Tabel 4.7** Armada KP-1 Konfigurasi Roller pada Stinger

<b>Roller ID</b>	<b>Description</b>	<b>Jarak dari Buritan Barge (m)</b>	<b>Tinggi Terhadap Main Deck (m)</b>
S#1	Stinger Roller No.1	6.858	1.64
S#2	Stinger Roller No.2	13.995	1.84
S#3	Stinger Roller No.3	23.139	1.84
S#4	Stinger Roller No.4	32.283	18.4
S#5	Stinger Roller No.5	37.033	0.762

#### 4.1.8 Data Lingkungan

##### 4.1.8.1 Data Arus dan Gelombang

Berdasarkan pada lokasi platform SPA dan B2C data lingkungan yang digunakan dirangkum dalam **Tabel 4.8** berikut.

**Tabel 4.8** Data Arus dan Gelombang

Description	Unit	Value
		1 Yr Return Period
<b>Wind Characteristic</b>	-	-
60-Minute Mean ( $U_{60}$ )	m/s	9.9
1-Minute Mean ( $U_1$ )	m/s	12.3
3-Second gust ( $U_{gust}$ )	m/s	14.9

**Tabel 4.8** Data Arus dan Gelombang (lanjutan)

Description	Unit	Value
		1 Yr Return Period
Significant wave steepness ( $H/L_s$ )	-	0.029
Significant Wave Height ( $H_s$ )	m	1.8
Significant wave period ( $T_s$ )	s	6.3
Maximum individual wave steepness ( $H/L$ ) <sub>max</sub>	-	0.047
Water Level	-	-
Astronomical tide: highest (above MSL) (HHWL)	m	0.53
lowest (below MSL) (LLWL)	m	0.61
Storm surge (above MSL)	m	0.02
at 0% of depth	m/s	0.72
10% of depth	m/s	0.62
20% of depth	m/s	0.54
30% of depth	m/s	0.48
40% of depth	m/s	0.44
50% of depth	m/s	0.41
60% of depth	m/s	0.39
70% of depth	m/s	0.37
80% of depth	m/s	0.36
90% of depth	m/s	0.35
100% of depth	m/s	0.34

Penggunaan data lingkungan dengan periode ulang satu tahun sesuai dengan ketentuan DNV OS F101 dengan acuan bahwa proses instalasi merupakan kegiatan *temporary condition* dan bukan *permanent condition*.

#### 4.1.8.2 Data Tanah

Berdasarkan final report proyek rute SPA dan B2C dan mengacu pada hasil survey yang telah dilakukan sebelumnya, didapatkan data tanah dengan keterangan yang dirangkum dalam **Tabel 4.9** berikut.

**Tabel 4.9** Data Tanah

Description	Unit	Value
Soil Type	-	Very Soft Clay
Undrained Shear Strength, Su.	kPa	6.87-42.17

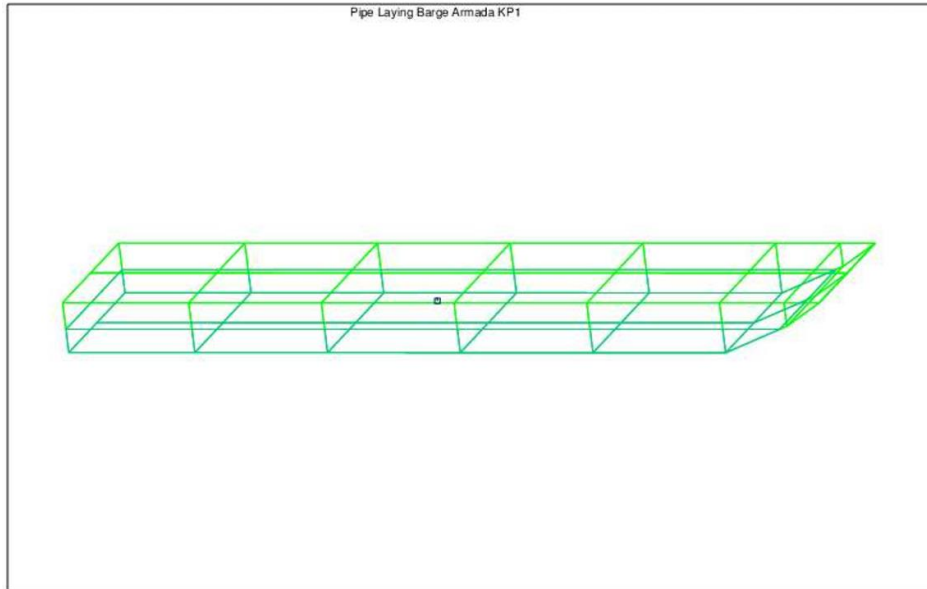
#### 4.2 Pemodelan Struktur Laying Barge

Pada penelitian ini akan dilakukan pemodelan *Pipe Laying Barge* yang digunakan sebagai perhitungan RAO (*Response Amplitude Operator*). Dari pemodelan ini yang akan membantu menunjukkan pengaruh respons dari barge akibat gaya hidrodinamik yang dialami selama proses instalasi. Barge yang akan digunakan adalah Armada KP-1 dengan spesifikasi dan konfigurasi sesuai dengan data yang sudah diberikan. Pemodelan akan dilakukan menggunakan *software* MOSES (*Multi-Operational Structural Engineering Simulator*).

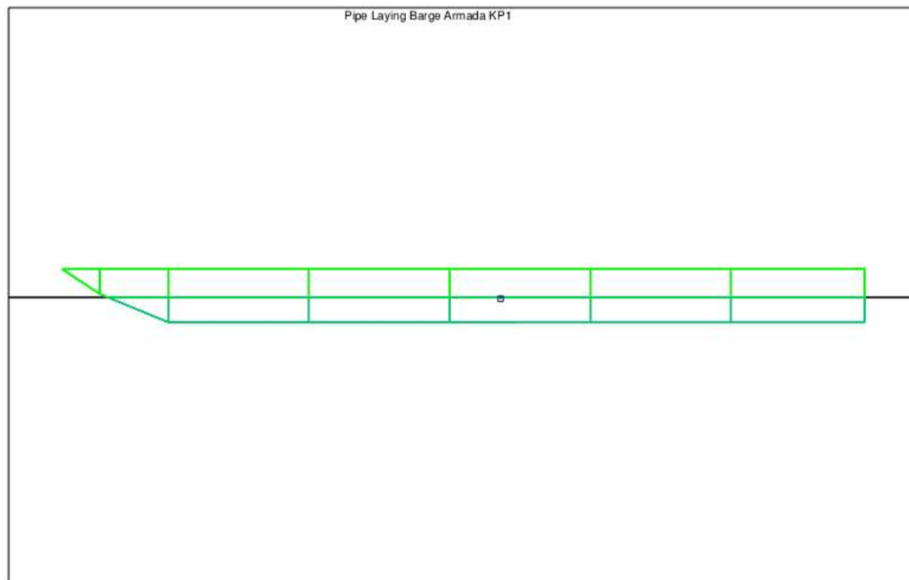
##### 4.2.1 Pemodelan Struktur Barge

Struktur *Pipe Laying Barge* yang dimodelkan berdasarkan data data yang ada menggunakan *software* MOSES ditunjukkan dalam **Gambar 4.2** untuk gambar tampak isometri, **Gambar 4.3** gambar tampak samping, **Gambar 4.4** gambar tampak depan dan **Gambar 4.5** gambar tampak atas seperti berikut.

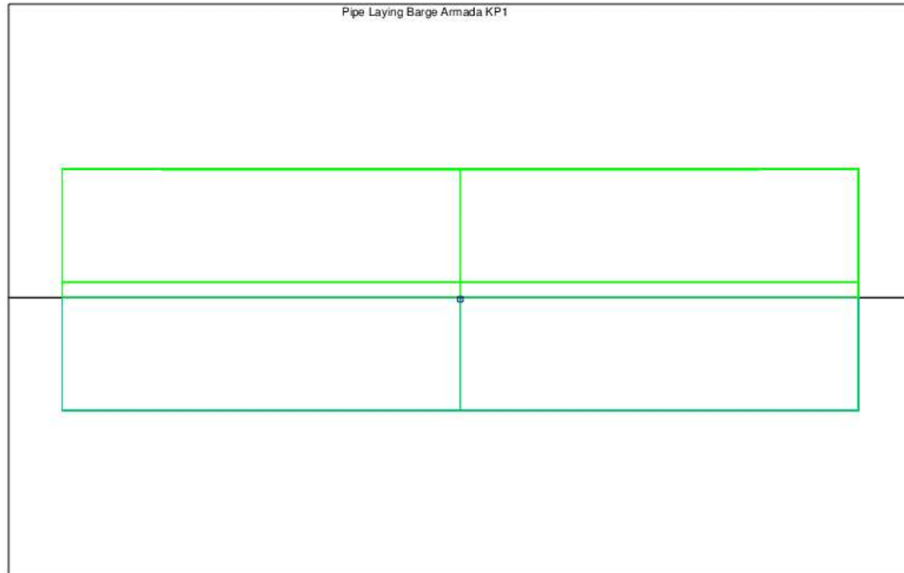




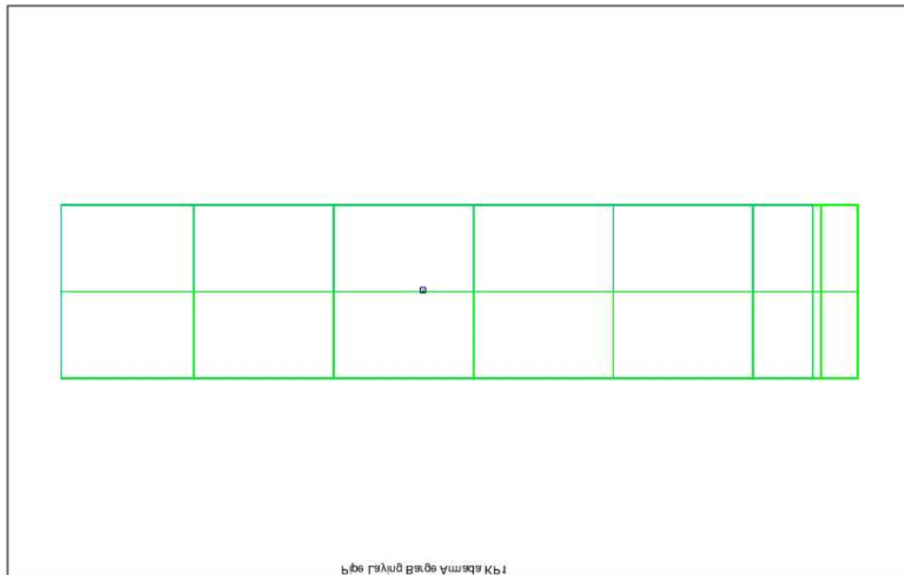
**Gambar 4.2** Model Pipe Laying Barge Tampak Isometri



**Gambar 4.3** Model Pipe Laying Barge Tampak Samping

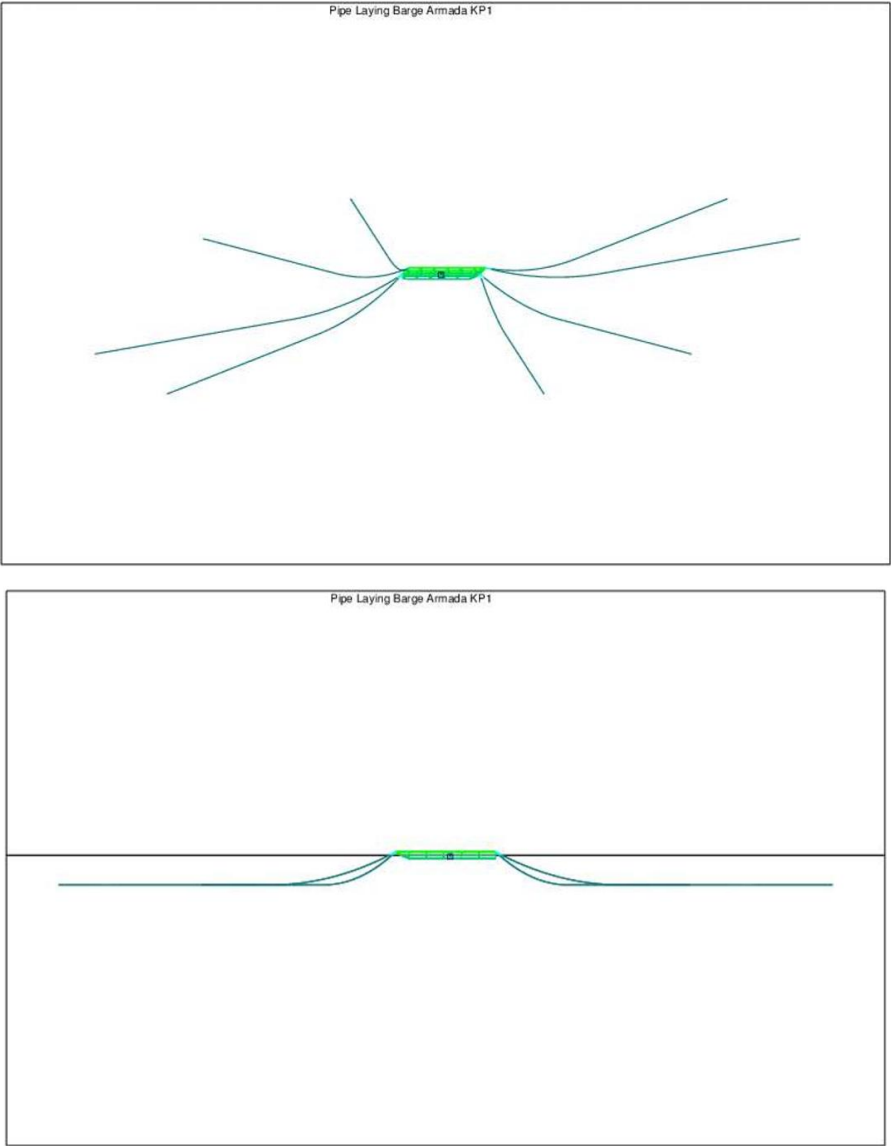


**Gambar 4.4** Model Pipe Laying Barge Tampak Depan

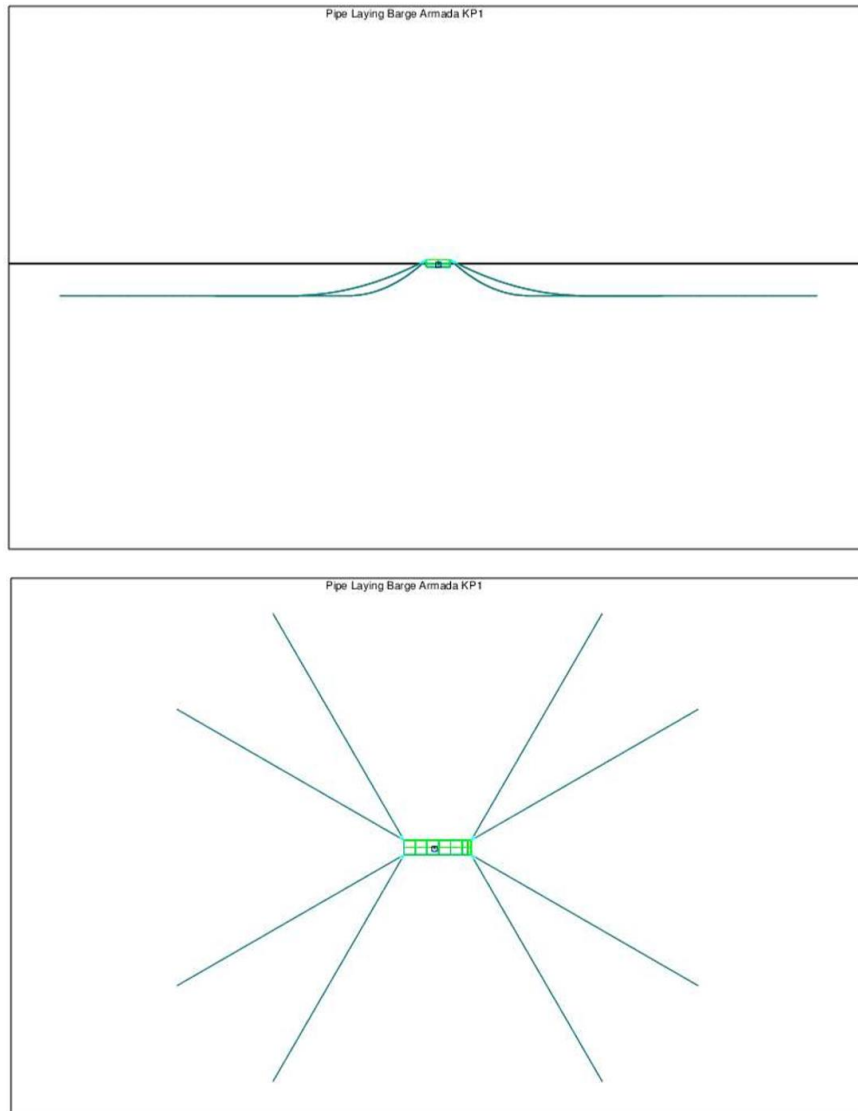


**Gambar 4.5** Model Pipe Laying Barge Tampak Atas

Selain pemodelan umum seperti di atas, pada penelitian ini juga dilakukan *laying barge* beserta sistem tambat atau *mooring*. Pemodelan dengan sistem tambat ini akan digunakan sebagai media untuk Analisis *RAO* untuk menunjukkan respons struktur (*laying barge*) selama proses instalasi berlangsung. Dengan pemodelan yang dilengkapi sistem tambat diharapkan dapat memberikan karakteristik *barge* pada kondisi sebenarnya. Hasil pemodelan *laying barge* dengan sistem tambat dapat dilihat pada **Gambar 4.6** berikut :



**Gambar 4.6** Model Pipe Laying Barge Dengan Mooring



**Gambar 4.6** Model Pipe Laying Barge Dengan Mooring (lanjutan)

#### 4.2.2 Validasi Model Pipe Laying Barge

Sebelum analisis dilakukan lebih lanjut, struktur yang sudah dimodelkan harus divalidasi terlebih dahulu. Validasi dilakukan dengan membandingkan parameter stabilitas hasil permodelan dengan data awal atau dari *stability booklet*. Kriteria validasi berdasarkan IACS (*International Association of Classification Societies*) memiliki toleransi 2% *Displacement* dan 1% untuk parameter lainnya. Data hasil validasi ditunjukkan pada **Tabel 4.10** berikut.

**Tabel 4.10** Hasil Validasi Model Pipe Laying Barge

Parameter	Model	Stability Booklet	Koreksi	Status
Displacement	17537.37	17478.41	0.336%	OK
LOA	138.98	139	0.014%	OK
B	30.176	30.2	0.079%	OK
H	9.14	9.1	0.438%	OK
T	4.5	4.5	0.000%	OK
LCB	63.259	63.15	0.172%	OK
VCB	2.25	2.25	0.000%	OK
LCF	65.552	65.71	0.240%	OK

Selain validasi dari IACS, dalam pemodelan ini ditambah validasi berdasarkan frekuensi natural roll dan pitch sesuai dengan aturan yang terdapat pada *Principle of Naval Architecture*. Dari parameter natural frekuensi memiliki toleransi sebesar 1%. Data hasil validasi ditunjukkan dalam **Tabel 4.11** berikut.

**Tabel 4.11** Validasi Model Pipe Laying Barge

Parameter	Model	Stability Booklet	Koreksi	Status
B	30.18	30.20	0.083%	OK
MG	19.90	19.75	0.749%	OK
Lwl	131.63	131.63	0.003%	OK
Troll	5.41	5.44	0.455%	OK
Tpitch	9.18	9.18	0.002%	OK

Berdasarkan hasil validasi yang telah dilakukan, model yang telah dibuat memenuhi kriteria dari IACS dan *Principle of Naval Architecture*. Sehingga model mampu mewakili *Pipe Laying Barge* sesungguhnya dapat digunakan untuk Analisis selanjutnya.

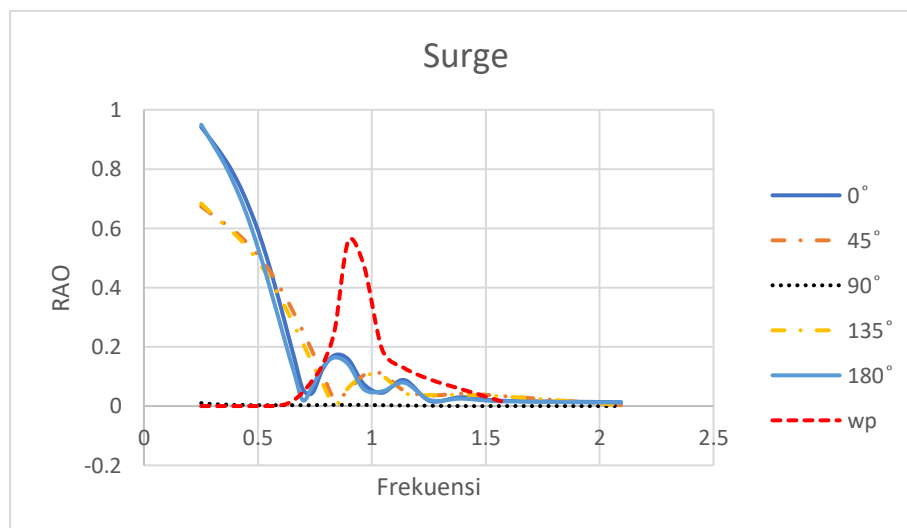
### 4.3 RAO dari Pipe Laying Barge

Dari model *pipe laying barge* yang sudah divalidasi, selanjutnya dilakukan analisis dari respons gerakan *barge* terhadap lingkungan. Kondisi operasi yang digunakan sebagai acuan dalam menentukan respons ini adalah draft 4.5 m dan

sudut trim  $0.5^\circ$ . Berikut ini adalah grafik RAO dari *barge* berdasarkan 6 derajat kebebasan (6 *Degree of freedom*) yaitu *surge*, *sway*, *heave*, *pitch* dan *yaw*. Dengan masing-masing derajat kebebasan terdapat pembebanan gelombang pada 5 arah yaitu  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $135^\circ$  dan  $180^\circ$ .

#### 4.3.1 Gerakan Surge

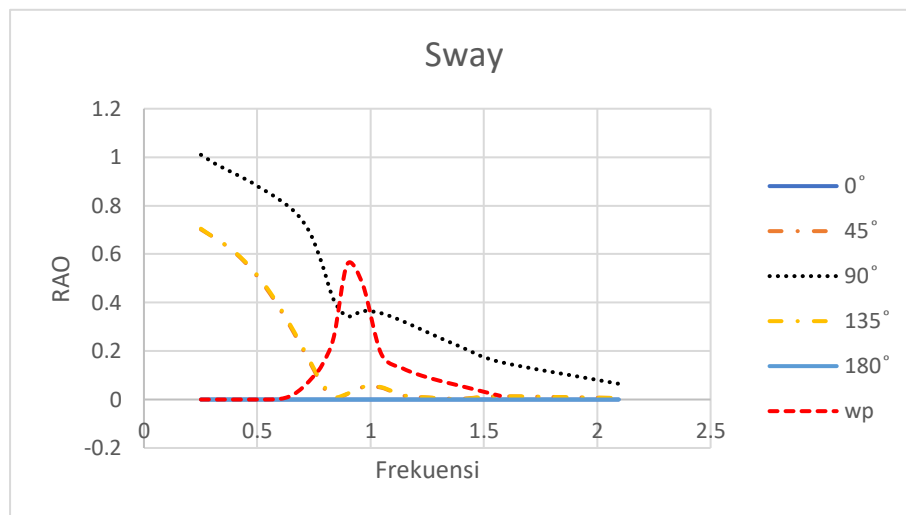
Hasil analisis RAO untuk gerakan *surge* pada **Gambar 4.7** menunjukkan bahwa respons struktur paling besar terjadi pada arah pembebanan  $0^\circ$  dan  $180^\circ$  dengan nilai RAO masing-masing  $0.942 \text{ m/m}$  dan  $0.95 \text{ m/m}$ , kedua respons ini terjadi pada frekuensi  $0.2513 \text{ rad/s}$ . Sedangkan dari hasil pengamatan dan data lingkungan, didapatkan bahwa gelombang signifikan yang terjadi pada lokasi instalasi pipa bawah laut berada pada frekuensi  $0.9973 \text{ rad/s}$ . Sehingga bisa disimpulkan, *barge* bekerja pada kondisi yang aman karena memiliki frekuensi yang berbeda dan dari gelombang yang terjadi pada lokasi instalasi.



**Gambar 4.7** Grafik RAO Barge untuk Gerakan Surge

### 4.3.2 Gerakan Sway

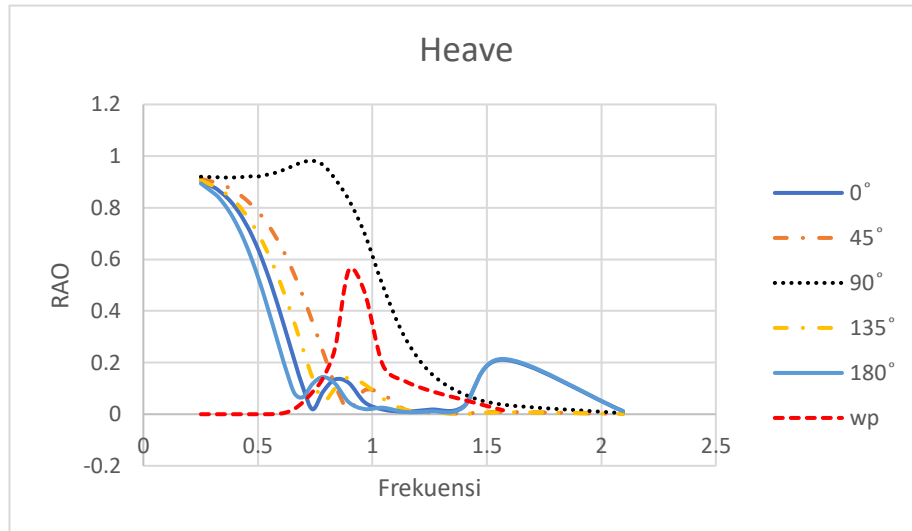
Hasil analisis RAO untuk gerakan *sway* pada **Gambar 4.8** menunjukkan bahwa respons struktur paling besar terjadi pada arah pembebanan  $90^\circ$  dengan nilai RAO 1.01 m/m dan respons ini terjadi pada frekuensi 0.2513 rad/s. Sedangkan dari hasil pengamatan dan data lingkungan, didapatkan bahwa gelombang signifikan yang terjadi pada lokasi instalasi pipa bawah laut berada pada frekuensi ( $\omega_p$ ) 0.9973 rad/s. Sehingga bisa disimpulkan, *barge* bekerja pada kondisi yang aman karena memiliki frekuensi yang berbeda dan dari gelombang yang terjadi pada lokasi instalasi.



**Gambar 4.8** Grafik RAO Barge untuk Gerakan Sway

### 4.3.3 Gerakan Heave

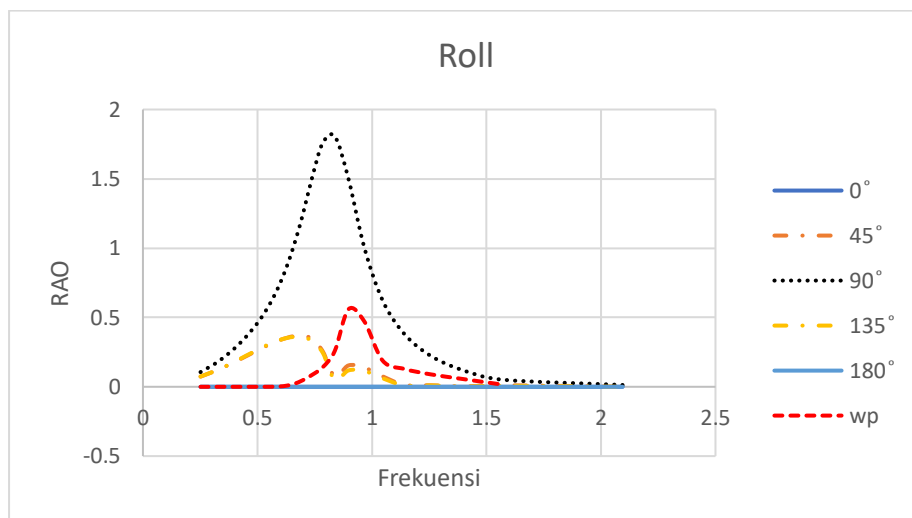
Hasil analisis RAO untuk gerakan *heave* pada **Gambar 4.9** menunjukkan bahwa respons struktur paling besar terjadi pada arah pembebanan  $90^\circ$  dengan nilai RAO 0.982 m/m dan respons ini terjadi pada frekuensi 0.7392 rad/s. Sedangkan dari hasil pengamatan dan data lingkungan, didapatkan bahwa gelombang signifikan yang terjadi pada lokasi instalasi pipa bawah laut berada pada frekuensi ( $\omega_p$ ) 0.9973 rad/s. Sehingga bisa disimpulkan, *barge* bekerja pada kondisi yang aman karena memiliki frekuensi yang berbeda dan dari gelombang yang terjadi pada lokasi instalasi.



**Gambar 4.9** Grafik RAO Barge untuk Gerakan Heave

#### 4.3.4 Gerakan Roll

Hasil analisis RAO untuk gerakan *roll* pada **Gambar 4.10** menunjukkan bahwa respons struktur paling besar terjadi pada arah pembebanan 90° dengan nilai RAO 1.87 m/m dan respons ini terjadi pada frekuensi 0.83 rad/s. Sedangkan dari hasil pengamatan dan data lingkungan, didapatkan bahwa gelombang signifikan yang terjadi pada lokasi instalasi pipa bawah laut berada pada frekuensi ( $\omega_p$ ) 0.99 rad/s. Sehingga bisa disimpulkan, *barge* bekerja pada kondisi yang aman karena memiliki frekuensi yang berbeda dan dari gelombang yang terjadi pada lokasi instalasi.



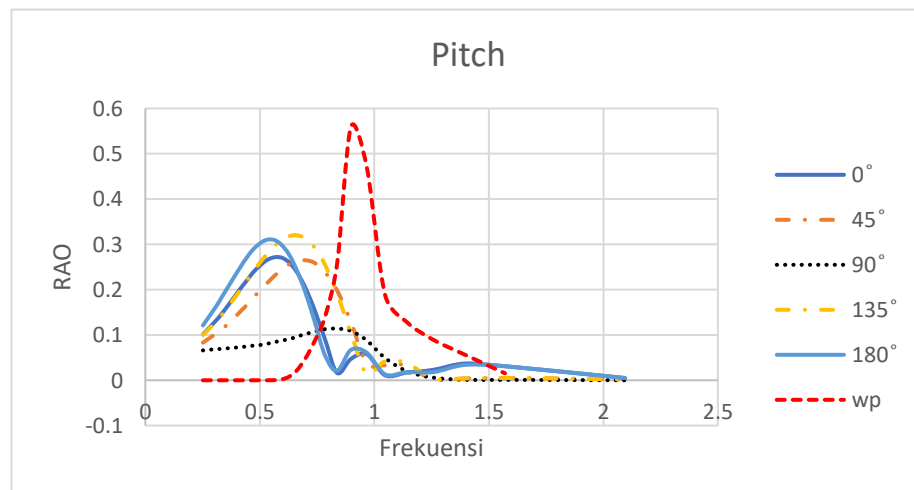
**Gambar 4.10** Grafik RAO Barge untuk Gerakan Roll



Pada gerakan *roll*, *barge* memiliki respons yang paling besar. Untuk menghindari kegagalan lain yang bisa terjadi, maka diperlukan antisipasi seperti penggunaan jenis *barge* dengan reduksi beban *roll* yang lebih baik.

#### 4.3.5 Gerakan Pitch

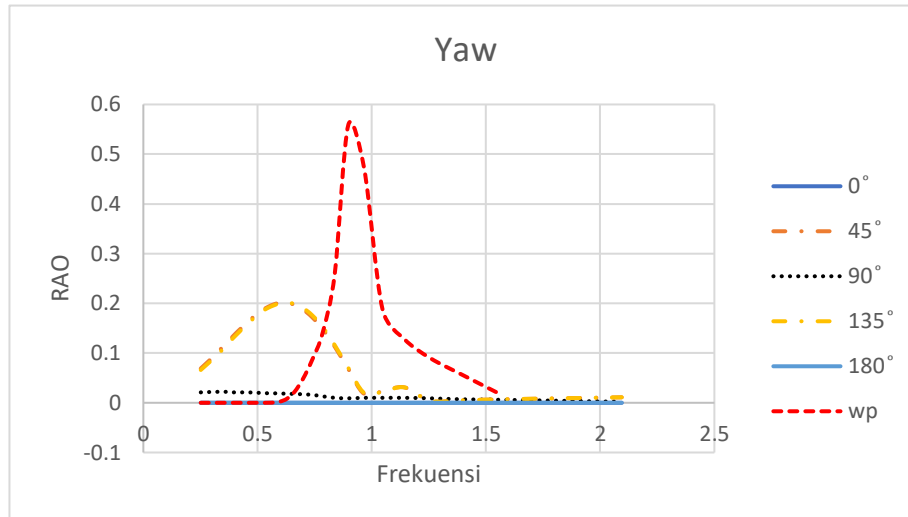
Hasil analisis RAO untuk gerakan *pitch* pada **Gambar 4.11** menunjukkan bahwa respons struktur paling besar terjadi pada arah pembebanan  $135^\circ$  dengan nilai RAO 0.32 m/m dan respons ini terjadi pada frekuensi 0.66 rad/s. Sedangkan dari hasil pengamatan dan data lingkungan, didapatkan bahwa gelombang signifikan yang terjadi pada lokasi instalasi pipa bawah laut berada pada frekuensi ( $\omega$ ) 0.99 rad/s. Sehingga bisa disimpulkan, *barge* bekerja pada kondisi yang aman karena memiliki frekuensi yang berbeda dan dari gelombang yang terjadi pada lokasi instalasi.



**Gambar 4.11** Grafik RAO Barge untuk Gerakan Pitch

#### 4.3.6 Gerakan Yaw

Hasil analisis RAO untuk gerakan *yaw* pada **Gambar 4.12** menunjukkan bahwa respons struktur paling besar terjadi pada arah pembebanan  $135^\circ$  dengan nilai RAO 0.201 m/m dan respons ini terjadi pada frekuensi 0.6283 rad/s. Sedangkan dari hasil pengamatan dan data lingkungan, didapatkan bahwa gelombang signifikan yang terjadi pada lokasi instalasi pipa bawah laut berada pada frekuensi ( $\omega$ ) 0.9973 rad/s. Sehingga bisa disimpulkan, *barge* bekerja pada kondisi yang aman karena memiliki frekuensi yang berbeda dan dari gelombang yang terjadi pada lokasi instalasi.



**Gambar 4.12** Grafik RAO Barge untuk Gerakan Yaw

#### 4.4 Analisis Regangan yang Terjadi Selama Instalasi

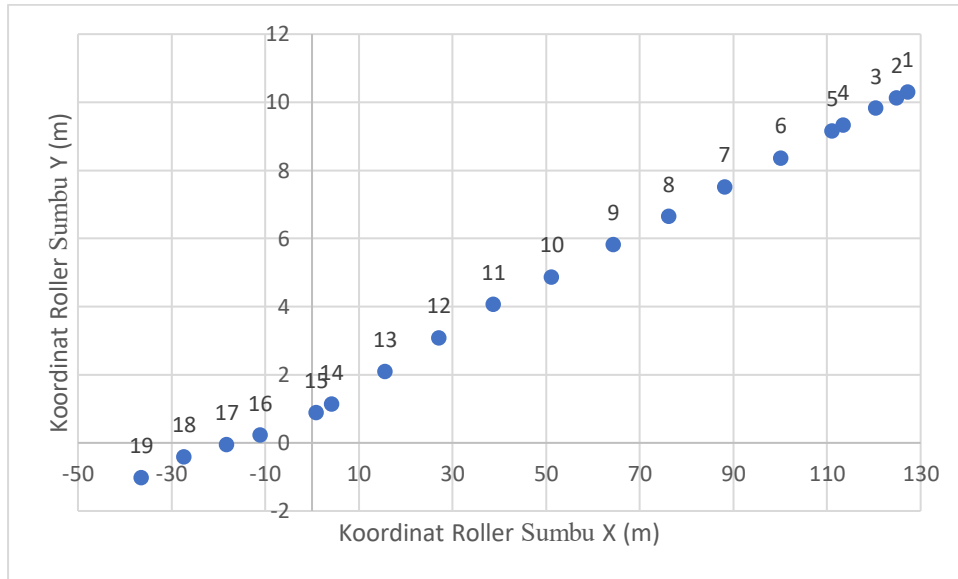
Regangan yang terjadi pada *pipeline* selama proses instalasi akan dianalisis menggunakan *software* OFFPIPE versi 2.07. Analisis yang dilakukan merupakan analisis dinamis akibat gerakan dari *barge* yang merupakan respon terhadap kondisi lingkungan yang terjadi selama proses instalasi. Data-data yang digunakan sebagai *input* dalam *software* OFFPIPE adalah sebagai berikut :

- Data properti pipa dan proteksi pipa (*concrete weight coating* dan *corrosion coating*)
- Data *pipe laying barge*
- Data konfigurasi *roller*, *stinger* dan *support*
- Data lingkungan (gelombang, arus, kedalaman dan data tanah)
- Data spektrum gelombang yang digunakan (JONSWAP)
- Data RAO (*Response Amplitude Operator*) kombinasi seluruh gerakan (*surge*, *sway*, *heave*, *pitch*, *yaw* dan *roll*)

Dalam penelitian ini akan lebih spesifik membahas mengenai regangan yang terjadi pada daerah *overbend* yang akan dibutuhkan nantinya dalam pembahasan selanjutnya yaitu mengenai analisis *concrete crushing*.

Persebaran regangan yang terjadi dipengaruhi adanya *roller* yang bekerja sebagai *support* dan mengurangi besarnya regangan yang terjadi. Distribusi

regangan pada arah pembebanan yang berbeda yaitu  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $135^\circ$  dan  $180^\circ$  pada masing-masing kasus yaitu 41,85 m, 38,43 m dan 34,83 m. Pada **Gambar 4.13** menunjukkan posisi *roller* pada *barge*.



**Gambar 4.13** Koordinat Roller Pada Barge

**Tabel 4.12** merupakan data *roller barge* yang digunakan dengan posisi yang digambarkan dalam grafik pada **Gambar 4.13** diatas.

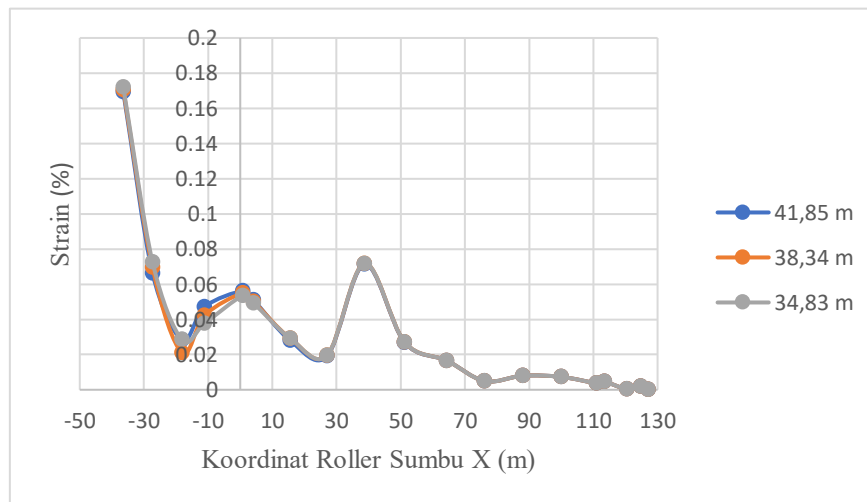
**Tabel 4.12** Data Konfigurasi Roller Pada Barge

No. Roller	Deskripsi	Jarak dari Buritan Barge (m)	Tinggi Terhadap MSL (m)
1	Fitting Roller No. 01	127.264	10.3
2	Fitting Roller No. 02	124.908	10.13
3	Hourglass Roller	120.508	9.82
4	Bed Roller No.1	113.513	9.32
5	Bed Roller No.2	111.163	9.15
6	Bed Roller No.3	100.137	8.36
7	Bed Roller No.4	88.153	7.51
8	Bed Roller No.5	76.213	6.65
9	Bed Roller No.6	64.415	5.81
10	Tensioner No.01	51.232	4.87
11	Tensioner No.02	38.756	4.06
12	Track Roller No.7	27.102	3.07
13	Track Roller No.8	15.628	2.09
14	Track Roller No.9	4.195	1.13

**Tabel 4.12** Data Konfigurasi Roller Pada Barge (lanjutan)

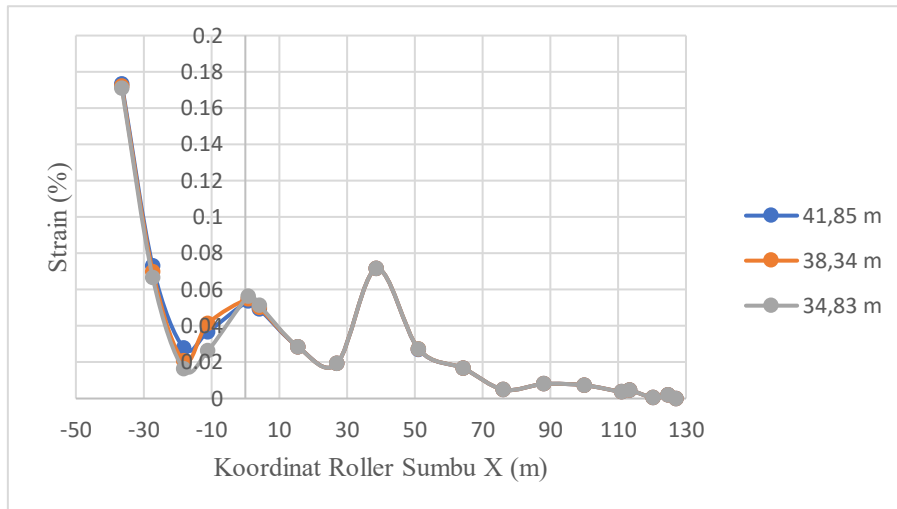
No. Roller	Deskripsi	Jarak dari Buritan Barge (m)	Tinggi Terhadap MSL (m)
15	Track Roller No.10	0.913	0.88
16	Stinger Roller No.1	-11.05	0.22
17	Stinger Roller No.2	-18.18	-0.06
18	Stinger Roller No.3	-27.32	-0.42
19	Stinger Roller No.4	-36.44	-1.03

Pada kondisi pembebanan  $0^\circ$ , menunjukkan total *strain* paling besar dengan nilai maksimum 0.17% terjadi pada ujung *overbend* (164.058 m) dan 0 m terletak pada *fitting roller* No.1. Regangan mengalami penurunan karena adanya *support*. *Support* bisa berupa *roller* atau *tensioner*. Tapi tidak semua *support* bisa mengurangi regangan. Grafik yang menggambarkan kondisi tersebut terdapat pada **Gambar 4.14**.



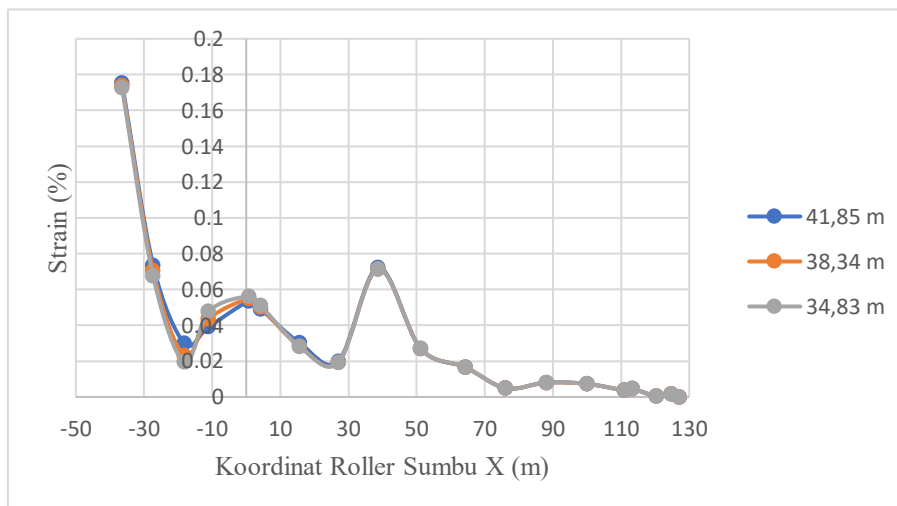
**Gambar 4.14** Grafik Distribusi Regangan Pada Arah  $0^\circ$

Pada kondisi pembebanan  $45^\circ$ , menunjukkan total *strain* paling besar dengan nilai maksimum 0.17% terjadi pada ujung *overbend* (164.058 m). Regangan mengalami penurunan karena adanya *support*. *Support* bisa berupa *roller* atau *tensioner*. Tapi tidak semua *support* bisa mengurangi regangan. Grafik yang menggambarkan kondisi tersebut terdapat pada **Gambar 4.15**.



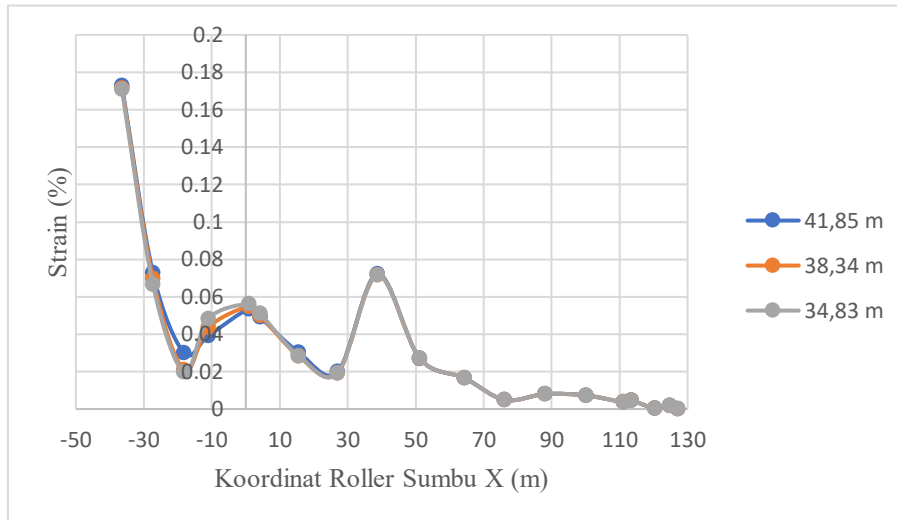
**Gambar 4.15** Grafik Distribusi Regangan Pada Arah 45°

Pada kondisi pembebanan 90°, menunjukkan total *strain* paling besar dengan nilai maksimum 0.17% terjadi pada ujung *overbend* (164.058 m). Regangan mengalami penurunan karena adanya *support*. *Support* bisa berupa *roller* atau *tensioner*. Tapi tidak semua *support* bisa mengurangi regangan. Grafik yang menggambarkan kondisi tersebut terdapat pada **Gambar 4.16**.



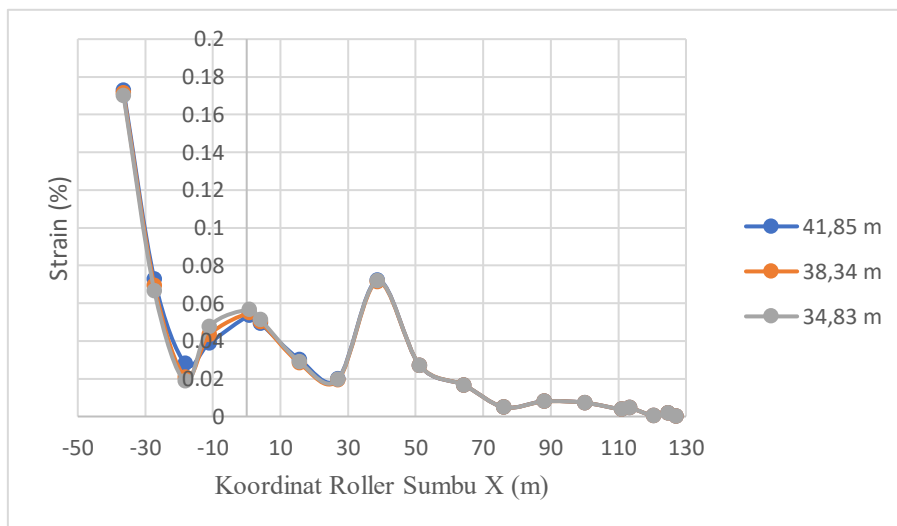
**Gambar 4.16** Grafik Distribusi Regangan Pada Arah 90°

Pada kondisi pembebanan 135°, menunjukkan total *strain* paling besar dengan nilai maksimum 0.17% terjadi pada ujung *overbend* (164.058 m). Regangan mengalami penurunan karena adanya *support*. *Support* bisa berupa *roller* atau *tensioner*. Tapi tidak semua *support* bisa mengurangi regangan. Grafik yang menggambarkan kondisi tersebut terdapat pada **Gambar 4.17**.



**Gambar 4.17** Grafik Distribusi Regangan Pada Arah 135°

Pada kondisi pembebanan 180°, menunjukkan total *strain* paling besar dengan nilai maksimum 0.17% terjadi pada ujung *overbend* (164.058 m). Regangan mengalami penurunan karena adanya *support*. *Support* bisa berupa *roller* atau *tensioner*. Tapi tidak semua *support* bisa mengurangi regangan. Grafik yang menggambarkan kondisi tersebut terdapat pada **Gambar 4.18**.



**Gambar 4.18** Grafik Distribusi Regangan Pada Arah 180°

Dalam penentuan *concrete crushing* akan diperlukan analisis berupa besarnya regangan bending maksimum yang terjadi pada *pipeline* khususnya pada daerah *overbend*. Dari keseluruhan analisis yang telah dilakukan, dengan beban lingkungan terhadap arah 0°, 45°, 90°, 135° dan 180° dan besarnya *tension* pada

setiap kasus sama yaitu 350 kN. Besarnya regangan yang terjadi pada *pipeline* selama instalasi dapat dirangkum dalam **Tabel 4.13** berikut :

**Tabel 4.13** Regangan Maksimum pada Overbend

Design Case	Water Depth (m)	Environmental heading	Applied Tension (kN)	Bending Strain (%)	Axial Strain (%)
1	41.85	0 °	350	0.024	0.013
		45 °		0.025	0.013
		90 °		0.025	0.013
		135 °		0.025	0.013
		180 °		0.025	0.013
2	38.34	0 °	350	0.024	0.013
		45 °		0.025	0.013
		90 °		0.026	0.013
		135 °		0.025	0.013
		180 °		0.025	0.013
3	34.83	0 °	350	0.025	0.013
		45 °		0.024	0.013
		90 °		0.025	0.013
		135 °		0.024	0.013
		180 °		0.024	0.013

#### 4.5 Analisis Concrete Crushing Pada Pipeline

Analisis *concrete crushing* pada penelitian ini didasarkan pada kemungkinan *concrete* pada *pipeline* mengalami *crushing*. *Subsea pipeline* dapat mengalami *crushing* apabila regangan yang terjadi selama proses instalasi melebihi batas regangan yang mampu ditahan oleh *pipeline*. Apabila tidak ada keterangan yang spesifik, *concrete crushing* pada *pipeline* diasumsikan dapat terjadi apabila regangan yang terjadi pada *concrete* mencapai 0.2%. Sedangkan *subsea pipeline* dengan ukuran spesifik seperti ketebalan *concrete* 40 mm atau lebih dan menggunakan pelindung korosi berbahan *asphalt*, dengan ukuran *outside diameter subsea pipeline* 42” memiliki batas regangan 0.22% dan batas regangan 0.24% untuk *subsea pipeline* ukuran *outside diameter* 16” (DNV-OS-F101).

Untuk proses analisis ini ukuran *subsea pipeline* yang digunakan yaitu dengan *outside diameter* 12.75” dan ketebalan *concrete* 30 mm. Sehingga kriteria

yang digunakan adalah batas regangan 0.2%. Dari hasil perhitungan dan analisis regangan yang telah dilakukan pada proses instalasi, didapatkan hasil berupa total *strain* yang bekerja dan status keamanan yang didapatkan dari kriteria yang telah ditentukan. Hasilnya terdapat pada **Tabel 4.14** berikut.

**Tabel 4.14** Hasil Analisis Concrete Crushing Pada Pipeline

Design Case	Water Depth (m)	Kilo Point (KP)	Applied Tension (kN)	Total Strain (%)	Limit Strain (%)	Status
1	41.85	KP 8.8 - KP 11.284	350	0.143	0.2	OK
2	38.34	KP 3.3 - KP 8.8	350	0.143	0.2	OK
3	34.83	KP 0.0 - KP 3.3	350	0.144	0.2	OK

Dari hasil analisis dan perhitungan yang telah dilakukan menunjukkan tidak terjadinya *concrete crushing*. Sehingga pekerjaan secara langsung bisa dilakukan Perhitungan secara lengkap terlampir pada **Lampiran D**.

#### 4.6 Analisis Laying Curve Radius

Analisis *laying curve radius* adalah analisis untuk menentukan panjang minimum *laying curve pipeline* pada daerah *sagbend*. Dalam DNV RP F109 mengatur mengenai panjang minimal *pipe laying curve radius* yang berkaitan dengan besarnya *bottom tension*, berat pipa terendam, *force resistance* dan *friction factor*. Dengan panjang minimum yang terpenuhi akan mengurangi *stress* yang dialami *subsea pipeline*. Sehingga regangan yang diterima tetap dan kegagalan lain tidak terjadi. Panjang minimum *lay curve radius* yang dibutuhkan harus memenuhi syarat berikut.

$$R_c \geq \frac{H}{(\mu W_s + F_R)}$$

Dengan :  $H = \text{Bottom Tension}$

$R_c = \text{Laying Curve Radius}$

$W_s = \text{Pipeline Submerged Weight}$

$\mu = \text{Friction Factor (0.2)}$

$F_R = \text{Force Resistance on Clay}$



Dalam analisis *laying curve radius* tidak memperhitungkan beban hidrodinamis hanya bergantung pada respons struktur yang berdasarkan kombinasi respons dari 6 derajat kebebasan (*surge, sway, heave, pitch, roll* dan *yaw*) yang akan mempengaruhi *bottom tension*.

Hasil analisis dan perhitungan panjang minimum yang harus memenuhi standar dirangkum dalam **Tabel 4.15** berikut.

**Tabel 4.15** Hasil Analisis Laying Curve Radius Pada Pipeline

Design Case	Water Depth (m)	Kilo Point (KP)	Applied Tension (kN)	Bottom Tension (kN)	Coeff. Friction	Submerged Weight (N/m)	Min. Lay Curve Radius (m)
1	41.85	KP 8.8 - KP 11.284	350	329.93	0.2	796.442	1249
2	38.34	KP 3.3 - KP 8.8	350	329.34		796.442	1247
3	34.83	KP 0.0 - KP 3.3	350	329.93		796.442	1249

Panjang minimum yang harus terpenuhi sesuai standar DNV RP F109 bertujuan untuk membuat *margin safety* untuk menghindari potensi kegagalan. Sekaligus mempermudah proses instalasi dengan menentukan batas minimum *curve* yang diperlukan. Dari hasil yang didapatkan ini akan menjadi acuan untuk menentukan *touchdown point* sebagai titik penempatan *anchor* sehingga panjang minimum yang telah didapatkan dapat dipertahankan selama proses instalasi berlangsung. Untuk perhitungan lebih lengkap terdapat pada **Lampiran E**.



**BAB V**  
**PENUTUP**

## BAB V PENUTUP

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis dan pembahasan yang telah dilakukan pada rumusan masalah, maka dapat ditarik beberapa kesimpulan mengenai tugas akhir ini, di antaranya adalah:

1. Distribusi regangan yang terjadi pada *pipeline* selama proses instalasi memiliki kecenderungan semakin meningkat seiring bertambah panjangnya pipa. Kenaikan dan penurunan yang terjadi dipengaruhi adanya *roller* yang berfungsi menahan dan mengurangi regangan yang terjadi. Masing-masing kasus menunjukkan keadaan sama, baik itu dalam arah pembebanan  $0^\circ$  yang memiliki nilai regangan maksimum 0.1721% pada panjang 164.023 m (ujung *overbend*). Pada pembebanan  $45^\circ$ , menunjukkan total *strain* paling besar dengan nilai maksimum 0.1733% terjadi pada 164.058 m. Pada pembebanan  $90^\circ$ , menunjukkan total *strain* paling besar dengan nilai maksimum 0.1733% terjadi pada 164.058 m. Pada pembebanan  $135^\circ$ , menunjukkan total *strain* paling besar dengan nilai maksimum 0.1728% terjadi pada 164.058 m. Pada pembebanan  $180^\circ$ , menunjukkan total *strain* paling besar dengan nilai maksimum 0.1728% terjadi pada 164.058 m.
2. Regangan yang terjadi pada *pipeline* saat instalasi pada kasus 1, 2 dan 3 tidak melebihi batas aman untuk terjadinya *concrete crushing*. *Concrete Crushing* terjadi saat regangan yang terjadi pada *concrete* mencapai 0.2%. Sedangkan untuk kasus 1 regangan maksimum yang terjadi adalah 0.143%, kasus 2 sebesar 0.143% dan kasus 3 sebesar 0.144%.
3. Analisis *laying curve radius* menunjukkan besarnya panjang minimum *laying curve pipeline*. Dengan terpenuhinya panjang minimum *laying curve radius*, *stress* yang terjadi pada *pipeline* bisa dikurangi. Untuk masing-masing kasus panjang minimum yang harus dipenuhi yaitu kasus 1 minimum panjang 1249 m, kasus 2 minimum panjang 1247 m dan kasus 3 minimum panjang 1249 m.

## 5.2 Saran

Hasil analisis yang telah dilakukan bisa lebih dikembangkan dengan tinjauan atau analisis lain yang berkaitan. Penulis memberi beberapa saran agar tugas akhir ini bisa lebih dikembangkan untuk penelitian selanjutnya.

1. Diperlukan analisis *welded repair check* atau batas maksimum hasil pengelasan yang diperbaiki sebelum instalasi.
2. Diperlukan analisis *buckling* selama instalasi apabila regangan yang terjadi mengakibatkan *concrete crushing*.
3. Diperlukan analisis *concrete sliding* pada *pipeline*.
4. Diperlukan analisis lebih mendalam dengan asumsi beban hidrodinamika yang lebih besar.
5. Diperlukan analisis dengan mempertimbangkan variasi besarnya *tension* dan *radius stinger*.

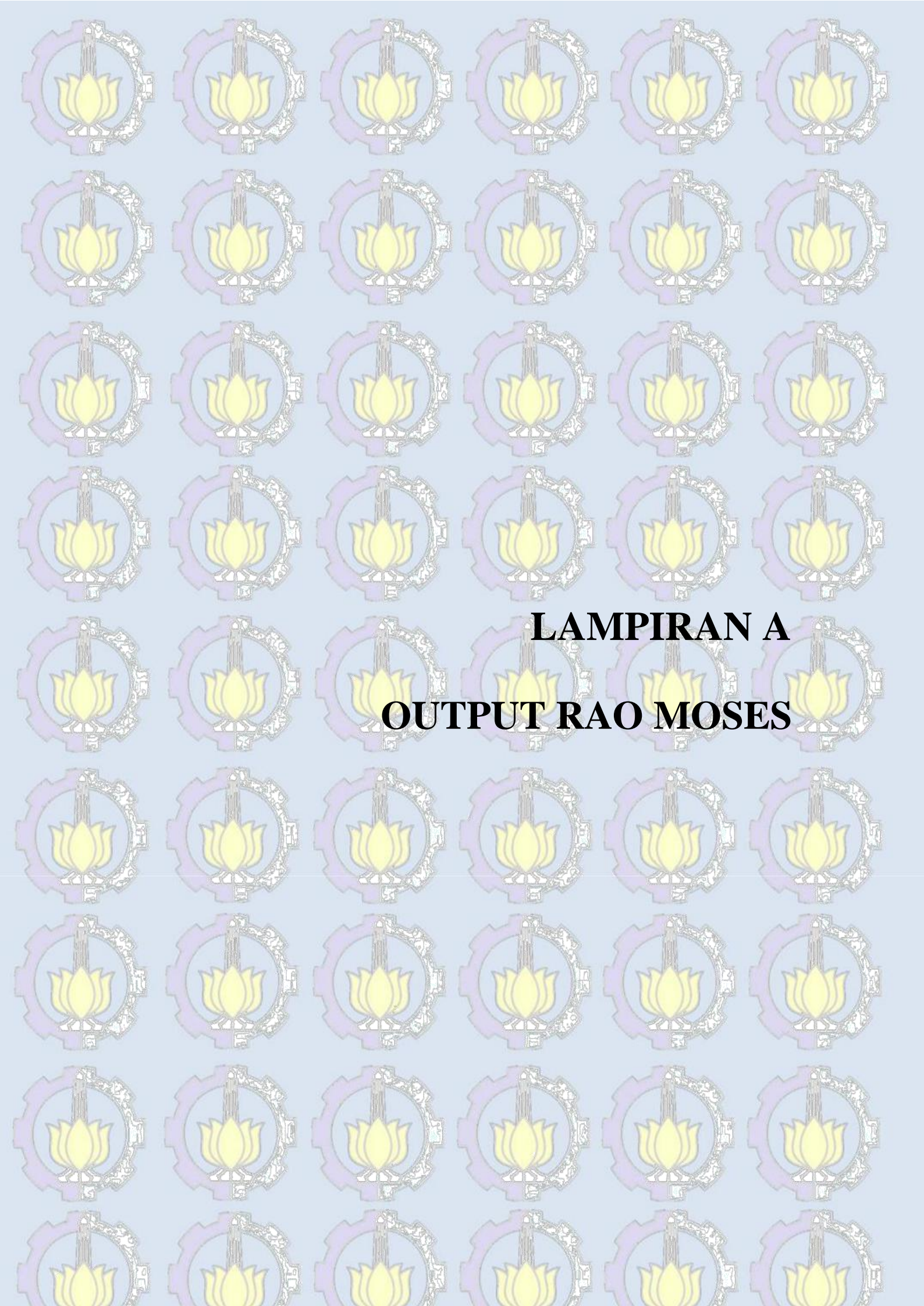


# DAFTAR PUSTAKA

## DAFTAR PUSTAKA

- Anderson, Christian. 2014. **Rigid Pipelay Curve Stability**. Norwegian University of Science and Technology.
- Bai, Yong. 2001. **Pipeline and Risers**. Elsevier Ocean Engineering Book.
- Bai, Qiang., Bai, Yong. 2014. **Subsea Pipeline Designm Analysis and Installation**. Oxford : Elsevier
- Chakrabarti, S. K. 1987. **Handbook of Offshore Engineering**. Oxford : Texas.
- Djarmiko, Eko B. 2012. **Perilaku dan Operabilitas Bangunan Laut di Atas Gelombang Acak**. Surabaya : ITS Press.
- DNV-OS-F101. 2013. **Submarine Pipeline Systems**, Det Norske Veritas As. Norway.
- DNV-RP-F109. 2007. **On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines**, Det Norske Veritas, Norway
- Guo, *et al.* 2005. **Offshore Pipelines**. Oxford : Elsevier.
- Herdianti, J. 2013. **Comparisons Study of S-Lay and J-Lay Methods for Pipeline Installation in Ultra Deep Water**. University of Stavanger.
- Irsyad, F. R. 2017 **Analisis Concrete Crushing dan Concrete Sliding Pada Pipeline Saat Instalasi Dengan Metode S-Lay**. Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Junior Robert C. M. 1996. **OFFPIPE User's Guide Version 2.05**. User manual, Texas.
- Lee, Jaeyoung. 2009. **Instroduction to Offshore Pipelines and Risers**. Lecture Note, Texas.
- Mustofa, J. H. B. 2017. **Analisis Tegangan Lokal Maksimum Struktur Chain Stopper pada Hexagonal Single Bouy Mooring Terhadap FSO Saat Sistem Offloading**. Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Nash, W. 1998. **Strength of Materials**. Schaum's Outlines.

- Ness, O. B., Verley, R. 1996. **Strain Concentrations I Pipelines With Concrete Coating**. Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering. Norway.
- Nourpanah, N., Taheri, F. 2009. **Finite Element Analysis of Strain Concentration in Field Joint of Concrete Coated Pipelines**. Proceeding of the ASME 28<sup>th</sup> International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Honolulu
- Silalahi, I. B. 2010. **Analisis Instalasi Baru Pipa Penyalur BBM Bawah Laut Milik PT. PERTAMINA Semarang**. Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Saevik, S. 2012. **Offshore Pipeline Technology**. Lecture note, Norway.



**LAMPIRAN A**  
**OUTPUT RAO MOSES**



Page 1 Licensee - Bentley Select Licensee Rev 07.10.010.11  
 \*\*\*\*\*  
 \* \*\*\* MOSES \*\*\* \*  
 \* November 23, 2018 \*  
 \* Pipe Laying Barge Armada KP1 \*  
 \* \*  
 \* Draft 14.1 Feet Trim Angle -0.02 Deg GMT 53.8 Feet \*  
 \* Roll Gy. Radius 39.6 Feet Pitch Gy. Radius 114.00 Feet Yaw Gy. Radius 114.00 Feet \*  
 \* Heading 0 Deg. Forward Speed 0.00 Knots Linearization Based on 1/20 \*  
 \* \*  
 \*\*\*\*\*

MOTION RESPONSE OPERATORS

Result are in Body System

Of Point On Body ARMADAKP At X = 249.0 Y = 0.0 Z = 14.0

Process is Default : Units are Degrees, Feet, Kips unless Specified

ENCOUNTE R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
Frequency	Period	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/
		Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25	0.942	120	0	0	0.904	30	0	0	0.101	-97	0	0
0.3142	20	0.878	136	0	0	0.876	47	0	0	0.135	-69	0	0
0.3307	19	0.861	141	0	0	0.865	52	0	0	0.145	-62	0	0
0.3491	18	0.84	147	0	0	0.852	58	0	0	0.157	-53	0	0
0.3696	17	0.816	154	0	0	0.835	65	0	0	0.171	-44	0	0
0.3927	16	0.785	162	0	0	0.812	73	0	0	0.187	-33	0	0
0.4189	15	0.746	172	0	0	0.78	83	0	0	0.205	-21	0	0
0.4333	14.5	0.722	178	0	0	0.76	89	0	0	0.214	-14	0	0
0.4488	14	0.695	-175	0	0	0.736	95	0	0	0.224	-7	0	0
0.4654	13.5	0.664	-167	0	0	0.709	102	0	0	0.235	1	0	0
0.4833	13	0.629	-159	0	0	0.675	110	0	0	0.245	9	0	0
0.5027	12.5	0.588	-150	0	0	0.636	118	0	0	0.254	19	0	0
0.5236	12	0.539	-140	0	0	0.588	128	0	0	0.263	30	0	0
0.5464	11.5	0.483	-129	0	0	0.533	139	0	0	0.269	42	0	0
0.5712	11	0.417	-116	0	0	0.467	151	0	0	0.272	55	0	0
0.5984	10.5	0.341	-101	0	0	0.39	166	0	0	0.27	70	0	0
0.6283	10	0.254	-84	0	0	0.302	-177	0	0	0.26	87	0	0
0.6614	9.5	0.158	-64	0	0	0.204	-157	0	0	0.239	106	0	0
0.6981	9	0.056	-39	0	0	0.101	-131	0	0	0.205	128	0	0
0.7392	8.5	0.044	161	0	0	0.019	-22	0	0	0.155	154	0	0
0.7854	8	0.126	-163	0	0	0.088	77	0	0	0.089	-176	0	0
0.8378	7.5	0.172	-124	0	0	0.135	114	0	0	0.016	-158	0	0
0.8976	7	0.157	-76	0	0	0.121	151	0	0	0.047	88	0	0
0.9666	6.5	0.073	-15	0	0	0.046	-173	0	0	0.058	130	0	0
1.0472	6	0.045	-125	0	0	0.018	92	0	0	0.011	166	0	0
1.1424	5.5	0.088	-27	0	0	0.01	110	0	0	0.017	107	0	0
1.2566	5	0.017	-84	0	0	0.018	71	0	0	0.023	100	0	0
1.3963	4.5	0.03	88	0	0	0.029	149	0	0	0.037	102	0	0
1.5708	4	0.018	143	0	0	0.211	-118	0	0	0.031	-39	0	0
2.0944	3	0.013	-55	0	0	0.012	40	0	0	0.005	26	0	0

```

*****
*** MOSES ***
November 23, 2018
Pipe Laying Barge Armada KP1
* Draft          14.1 Feet      Trim Angle      -0.02 Deg      GMT          53.8 Feet
* Roll Gy. Radius 39.6 Feet      Pitch Gy. Radius 114.00 Feet   Yaw Gy. Radius 114.00 Feet
* Heading        45 Deg.        Forward Speed   0.00 Knots    Linearization Based on 1/20
*****
    
```

MOTION RESPONSE OPERATORS

Result are in Body System

Of Point On Body ARMADAKP At X = 249.0 Y = 0.0 Z = 14.0

Process is Default : Units are Degrees, Feet, Kips unless Specified

ENCOUNTE R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
Frequency	Period	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/
		Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25	0.674	112	0.702	112	0.912	21	0.073	109	0.083	-117	0.069	-167
0.3142	20	0.638	123	0.666	123	0.898	34	0.113	121	0.105	-93	0.096	-154
0.3307	19	0.629	126	0.656	126	0.893	37	0.124	125	0.111	-86	0.104	-151
0.3491	18	0.619	130	0.644	130	0.887	41	0.138	129	0.119	-79	0.113	-146
0.3696	17	0.607	135	0.63	134	0.879	46	0.154	134	0.129	-71	0.122	-141
0.3927	16	0.593	141	0.613	140	0.867	52	0.172	139	0.14	-62	0.134	-134
0.4189	15	0.576	148	0.591	147	0.852	60	0.194	146	0.154	-52	0.146	-127
0.4333	14.5	0.565	152	0.578	151	0.842	63	0.206	150	0.161	-46	0.152	-122
0.4488	14	0.554	156	0.563	155	0.831	68	0.219	154	0.17	-40	0.159	-117
0.4654	13.5	0.54	161	0.547	160	0.817	73	0.233	159	0.179	-34	0.166	-112
0.4833	13	0.525	167	0.527	165	0.802	79	0.249	165	0.189	-26	0.173	-106
0.5027	12.5	0.507	173	0.505	171	0.783	85	0.265	171	0.199	-19	0.18	-99
0.5236	12	0.486	-179	0.48	178	0.76	92	0.282	178	0.21	-10	0.187	-92
0.5464	11.5	0.462	-171	0.45	-173	0.732	100	0.3	-174	0.222	0	0.193	-83
0.5712	11	0.433	-162	0.416	-164	0.697	109	0.319	-166	0.234	9	0.198	-74
0.5984	10.5	0.398	-151	0.376	-154	0.655	119	0.337	-157	0.246	21	0.201	-62
0.6283	10	0.358	-139	0.329	-143	0.602	130	0.353	-147	0.256	34	0.201	-49
0.6614	9.5	0.309	-125	0.275	-130	0.536	143	0.366	-137	0.263	49	0.197	-34
0.6981	9	0.252	-109	0.212	-116	0.455	157	0.367	-127	0.265	65	0.188	-16
0.7392	8.5	0.184	-91	0.141	-101	0.356	174	0.345	-119	0.259	84	0.172	5
0.7854	8	0.107	-69	0.061	-87	0.24	-167	0.255	-123	0.238	106	0.148	30
0.8378	7.5	0.024	-47	0.004	17	0.113	-148	0.074	154	0.198	129	0.113	61
0.8976	7	0.053	176	0.023	-167	0.018	93	0.154	70	0.129	155	0.068	99
0.9666	6.5	0.105	-144	0.051	-117	0.093	91	0.139	90	0.038	175	0.018	152
1.0472	6	0.109	-91	0.049	-63	0.077	124	0.075	137	0.033	60	0.023	13
1.1424	5.5	0.052	-23	0.016	12	0.018	179	0.013	-158	0.033	116	0.031	91
1.2566	5	0.036	-115	0.008	-88	0.007	95	0.011	122	0.002	-144	0.004	-147
1.3963	4.5	0.042	4	0.003	171	0.003	59	0.003	127	0.004	123	0.005	112
1.5708	4	0.034	-8	0.013	-106	0.009	92	0.011	163	0.005	149	0.007	144
2.0944	3	0.003	69	0.006	-104	0.001	154	0	0	0.002	-104	0.011	-175

Page 3 Licensee - Bentley Select Licensee Rev 07.10.010.11  
 \*\*\*\*\*  
 \* \*\*\* MOSES \*\*\* \*  
 \* November 23, 2018 \*  
 \* Pipe Laying Barge Armada KP1 \*  
 \* \*  
 \* Draft 14.1 Feet Trim Angle -0.02 Deg GMT 53.8 Feet \*  
 \* Roll Gy. Radius 39.6 Feet Pitch Gy. Radius 114.00 Feet Yaw Gy. Radius 114.00 Feet \*  
 \* Heading 90 Deg. Forward Speed 0.00 Knots Linearization Based on 1/20 \*  
 \* \*  
 \*\*\*\*\*

MOTION RESPONSE OPERATORS

Result are in Body System

Of Point On Body ARMADAKP At X = 249.0 Y = 0.0 Z = 14.0

Process is Default : Units are Degrees, Feet, Kips unless Specified

ENCOUNTE R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
Frequency	Period	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/
		Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25	0.01	-119	1.01	91	0.92	1	0.106	90	0.066	172	0.021	97
0.3142	20	0.006	-128	0.973	90	0.918	1	0.166	89	0.069	169	0.022	96
0.3307	19	0.006	-130	0.965	90	0.918	1	0.185	89	0.069	168	0.022	96
0.3491	18	0.005	-131	0.956	90	0.917	1	0.207	89	0.07	167	0.022	96
0.3696	17	0.005	-134	0.946	90	0.917	1	0.234	89	0.071	166	0.022	96
0.3927	16	0.004	-137	0.936	90	0.917	1	0.266	89	0.072	164	0.021	97
0.4189	15	0.004	-141	0.923	90	0.918	1	0.307	89	0.074	163	0.021	97
0.4333	14.5	0.004	-143	0.916	90	0.919	2	0.331	89	0.074	162	0.021	97
0.4488	14	0.004	-145	0.909	90	0.92	2	0.358	89	0.075	161	0.021	98
0.4654	13.5	0.003	-148	0.901	90	0.921	2	0.389	88	0.076	160	0.021	98
0.4833	13	0.003	-151	0.891	90	0.923	2	0.425	88	0.078	158	0.02	99
0.5027	12.5	0.003	-177	0.879	91	0.921	1	0.465	88	0.078	157	0.02	99
0.5236	12	0.003	180	0.868	91	0.925	1	0.515	87	0.08	155	0.02	100
0.5464	11.5	0.003	177	0.855	90	0.929	1	0.576	87	0.082	153	0.019	100
0.5712	11	0.003	173	0.841	90	0.934	1	0.65	86	0.085	151	0.019	101
0.5984	10.5	0.003	169	0.824	90	0.942	1	0.745	85	0.088	148	0.019	102
0.6283	10	0.003	164	0.804	90	0.952	1	0.869	84	0.091	145	0.018	103
0.6614	9.5	0.003	163	0.778	89	0.965	0	1.032	80	0.096	140	0.018	104
0.6981	9	0.003	155	0.739	88	0.977	-1	1.242	73	0.102	133	0.017	105
0.7392	8.5	0.003	141	0.675	86	0.982	-4	1.512	62	0.107	125	0.016	103
0.7854	8	0.004	123	0.561	85	0.965	-8	1.76	44	0.113	112	0.013	102
0.8378	7.5	0.004	101	0.41	92	0.911	-14	1.807	20	0.114	94	0.01	111
0.8976	7	0.004	73	0.344	115	0.83	-21	1.499	-5	0.109	70	0.009	138
0.9666	6.5	0.004	38	0.365	131	0.699	-30	1.005	-23	0.088	38	0.01	154
1.0472	6	0.003	3	0.356	140	0.495	-38	0.621	-26	0.049	6	0.01	163
1.1424	5.5	0.002	-43	0.323	152	0.297	-39	0.379	-22	0.02	-17	0.01	172
1.2566	5	0.001	-80	0.275	170	0.158	-26	0.223	-8	0.006	-19	0.009	-172
1.3963	4.5	0	0	0.218	-165	0.079	1	0.12	13	0.001	8	0.007	-148
1.5708	4	0	0	0.155	-126	0.037	44	0.051	46	0.001	77	0.006	-112
2.0944	3	0	0	0.065	40	0.004	-160	0.013	-138	0	0	0.002	50

Page 4 Licensee - Bentley Select Licensee Rev 07.10.010.11  
 \*\*\*\*\*  
 \* \*\*\* MOSES \*\*\* \*  
 \* November 23, 2018 \*  
 \* Pipe Laying Barge Armada KP1 \*  
 \* \*  
 \* Draft 14.1 Feet Trim Angle -0.02 Deg GMT 53.8 Feet \*  
 \* Roll Gy. Radius 39.6 Feet Pitch Gy. Radius 114.00 Feet Yaw Gy. Radius 114.00 Feet \*  
 \* Heading 135 Deg. Forward Speed 0.00 Knots Linearization Based on 1/20 \*  
 \* \*  
 \*\*\*\*\*

MOTION RESPONSE OPERATORS

Result are in Body System

Of Point On Body ARMADAKP At X = 249.0 Y = 0.0 Z = 14.0

Process is Default : Units are Degrees, Feet, Kips unless Specified

ENCOUNTE R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
Frequency	Period	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/
		Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25	0.684	-110	0.705	70	0.906	-20	0.074	69	0.1	111	0.066	-5
0.3142	20	0.637	-121	0.665	61	0.881	-32	0.113	57	0.132	89	0.092	-19
0.3307	19	0.627	-124	0.656	57	0.873	-36	0.125	53	0.142	83	0.1	-24
0.3491	18	0.615	-128	0.645	53	0.862	-40	0.139	50	0.154	77	0.108	-29
0.3696	17	0.602	-133	0.631	48	0.848	-45	0.155	45	0.168	70	0.118	-35
0.3927	16	0.585	-139	0.615	42	0.83	-51	0.174	39	0.184	63	0.13	-42
0.4189	15	0.565	-146	0.594	35	0.806	-58	0.197	33	0.202	54	0.142	-49
0.4333	14.5	0.553	-150	0.581	31	0.79	-63	0.209	29	0.212	49	0.149	-54
0.4488	14	0.54	-154	0.567	27	0.772	-67	0.223	24	0.224	43	0.156	-59
0.4654	13.5	0.525	-159	0.551	22	0.751	-73	0.237	19	0.235	38	0.163	-64
0.4833	13	0.507	-164	0.532	16	0.726	-79	0.252	14	0.248	31	0.17	-69
0.5027	12.5	0.486	-170	0.51	10	0.697	-86	0.269	7	0.261	24	0.178	-76
0.5236	12	0.463	-177	0.485	3	0.662	-93	0.286	0	0.274	16	0.185	-83
0.5464	11.5	0.435	-174	0.456	-4	0.619	-102	0.304	-7	0.287	7	0.191	-91
0.5712	11	0.403	-165	0.422	-13	0.569	-113	0.322	-17	0.3	-2	0.196	-99
0.5984	10.5	0.365	-155	0.382	-23	0.508	-125	0.338	-29	0.31	-13	0.2	-109
0.6283	10	0.321	-143	0.335	-35	0.435	-139	0.352	-42	0.318	-27	0.201	-120
0.6614	9.5	0.27	-130	0.282	-49	0.349	-157	0.36	-59	0.32	-42	0.199	-133
0.6981	9	0.211	-114	0.219	-66	0.249	-179	0.357	-80	0.313	-60	0.191	-148
0.7392	8.5	0.145	-94	0.147	-87	0.14	-146	0.33	-109	0.293	-81	0.176	-166
0.7854	8	0.074	-71	0.068	-113	0.052	-61	0.245	-154	0.254	-107	0.152	-172
0.8378	7.5	0.003	-28	0.011	-80	0.1	-50	0.051	-94	0.191	-139	0.116	-146
0.8976	7	0.062	-167	0.024	-15	0.143	-105	0.118	-90	0.104	-177	0.07	-115
0.9666	6.5	0.103	-149	0.052	-9	0.115	-154	0.114	-149	0.015	-150	0.02	-71
1.0472	6	0.101	-97	0.051	-58	0.06	-165	0.061	-154	0.042	-114	0.022	-144
1.1424	5.5	0.044	-30	0.018	-125	0.017	-137	0.009	-78	0.038	-178	0.031	-149
1.2566	5	0.037	-117	0.008	-7	0.009	-176	0.01	-123	0.004	-96	0.004	-51
1.3963	4.5	0.038	-0	0.002	-86	0.001	-107	0.002	-123	0.004	-175	0.005	-172
1.5708	4	0.033	-9	0.013	-65	0.008	-106	0.007	-31	0.005	-165	0.007	-177
2.0944	3	0.003	-83	0.006	-57	0.001	-177	0	0	0.002	-84	0.011	-12

Page 5 Licensee - Bentley Select Licensee Rev 07.10.010.11  
 \*\*\*\*\*  
 \* \*\*\* MOSES \*\*\* \*  
 \* November 23, 2018 \*  
 \* Pipe Laying Barge Armada KP1 \*  
 \* \*  
 \* Draft 14.1 Feet Trim Angle -0.02 Deg GMT 53.8 Feet \*  
 \* Roll Gy. Radius 39.6 Feet Pitch Gy. Radius 114.00 Feet Yaw Gy. Radius 114.00 Feet \*  
 \* Heading 180 Deg. Forward Speed 0.00 Knots Linearization Based on 1/20 \*  
 \* \*  
 \*\*\*\*\*

MOTION RESPONSE OPERATORS

Result are in Body System

Of Point On Body ARMADAKP At X = 249.0 Y = 0.0 Z = 14.0

Process is Default : Units are Degrees, Feet, Kips unless Specified

ENCOUNTE R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
Frequency	Period	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.	Wave	Ampl.
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/	/-----	----/
		Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25	0.95	-118	0	0	0.894	-29	0	0	0.121	94	0	0
0.3142	20	0.869	-134	0	0	0.852	-46	0	0	0.167	68	0	0
0.3307	19	0.848	-139	0	0	0.838	-51	0	0	0.181	62	0	0
0.3491	18	0.823	-144	0	0	0.818	-57	0	0	0.196	54	0	0
0.3696	17	0.793	-151	0	0	0.793	-65	0	0	0.213	46	0	0
0.3927	16	0.755	-159	0	0	0.76	-73	0	0	0.232	36	0	0
0.4189	15	0.709	-168	0	0	0.715	-84	0	0	0.253	24	0	0
0.4333	14.5	0.682	-174	0	0	0.688	-90	0	0	0.264	18	0	0
0.4488	14	0.651	179	0	0	0.656	-97	0	0	0.275	11	0	0
0.4654	13.5	0.615	172	0	0	0.619	-105	0	0	0.286	3	0	0
0.4833	13	0.575	165	0	0	0.576	-114	0	0	0.295	-5	0	0
0.5027	12.5	0.528	156	0	0	0.526	-124	0	0	0.303	-15	0	0
0.5236	12	0.476	147	0	0	0.469	-136	0	0	0.309	-25	0	0
0.5464	11.5	0.417	136	0	0	0.402	-149	0	0	0.311	-38	0	0
0.5712	11	0.35	124	0	0	0.328	-165	0	0	0.308	-52	0	0
0.5984	10.5	0.276	110	0	0	0.245	174	0	0	0.297	-68	0	0
0.6283	10	0.194	94	0	0	0.158	147	0	0	0.277	-86	0	0
0.6614	9.5	0.107	77	0	0	0.079	98	0	0	0.243	-107	0	0
0.6981	9	0.019	71	0	0	0.067	-1	0	0	0.195	-133	0	0
0.7392	8.5	0.066	-161	0	0	0.118	-65	0	0	0.13	-163	0	0
0.7854	8	0.132	168	0	0	0.144	-112	0	0	0.054	156	0	0
0.8378	7.5	0.164	130	0	0	0.118	-161	0	0	0.021	-42	0	0
0.8976	7	0.14	84	0	0	0.046	150	0	0	0.067	-105	0	0
0.9666	6.5	0.056	28	0	0	0.02	-136	0	0	0.061	-165	0	0
1.0472	6	0.05	126	0	0	0.025	-168	0	0	0.013	132	0	0
1.1424	5.5	0.079	34	0	0	0.009	169	0	0	0.018	-155	0	0
1.2566	5	0.02	83	0	0	0.011	-73	0	0	0.018	-100	0	0
1.3963	4.5	0.025	-80	0	0	0.026	-153	0	0	0.034	-99	0	0
1.5708	4	0.016	-142	0	0	0.214	117	0	0	0.031	41	0	0
2.0944	3	0.012	55	0	0	0.012	-42	0	0	0.005	-29	0	0



**LAMPIRAN B-1**  
**OUTPUT STATIS OFFPIPE**

CURRENT VELOCITIES

WATER DEPTH (M )	CURRENT SPEED (M/S)	DIRECTION OF TRAVEL (DEG)
0.000	0.720	0.000
4.190	0.620	0.000
8.370	0.540	0.000
12.560	0.480	0.000
16.740	0.440	0.000
20.930	0.410	0.000
25.110	0.390	0.000
29.300	0.370	0.000
33.480	0.360	0.000
37.670	0.350	0.000
41.850	0.340	0.000

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM VERSION NO. - 2.07 HG	DATE - 11/22/2018	TIME - 0:24:20	PAGE	19
PROJECT - Concrete Crushing dan Laying Curve Radius	JOB NO. - Analisa Dinamis			
USER ID - AMS	LICENSED BY - PT TIMAS SUPLINDO	CASE		1

=====

STATIC PIPE COORDINATES, FORCES AND STRAINS

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M )	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING STRAINS VERT (PCT)	HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
1	LAYBARGE	127.18	10.3	0	0	4.097	0	0	0	0	0	0	0
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0	0	4.102	2.361	0	0	-0.0018	0	0.0018	0.6
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0	0	4.098	6.769	0	0	0.0004	0	0.0004	0.14
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0	0	4.088	13.778	-0.0001	0	-0.0045	0	0.0046	1.49
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0	0	4.119	16.133	-0.0001	0	-0.0036	0	0.0037	1.2
11	LAYBARGE	100.06	8.36	0	0	4.088	27.18	-0.0001	0	-0.0072	0	0.0073	2.4
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0	0	4.098	39.188	-0.0002	0	-0.0079	0	0.008	2.64
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0	0	4.06	51.151	-0.0002	0	-0.0047	0	0.0049	1.6
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0	0	4.192	62.973	-0.0002	0	-0.0163	0	0.0166	5.43
19	TENSIONR	51.19	4.87	0	0	3.728	76.181	0.0065	0	0.0203	0	0.0269	8.81
21	TENSIONR	38.72	4.06	0	0	4.251	88.677	0.0133	0	-0.058	0	0.0713	23.36
23	LAYBARGE	27.06	3.07	0	0	4.995	100.374	0.0132	0	0.0059	0	0.0191	6.26
25	LAYBARGE	15.61	2.09	0	0	4.942	111.874	0.0132	0	-0.0148	0	0.0279	9.16
27	LAYBARGE	4.18	1.13	0	0	4.387	123.343	0.0131	0	0.0379	0	0.051	16.74
29	LAYBARGE	0.88	0.88	0	0	3.98	126.647	0.0131	0	0.0431	0	0.0562	18.42
32	STINGER	-11.05	0.22	0	0	2.477	138.594	0.0131	0	0.0325	0	0.0456	14.96
35	STINGER	-18.18	-0.06	0	0	2.067	145.734	0.0131	0	0.0023	0	0.0154	5.04
38	STINGER	-27.32	-0.42	0	0	2.706	154.879	0.013	0	-0.0528	0	0.0659	21.6
41	STINGER	-36.44	-1.03	0	0	5.429	164.023	0.013	-0.0001	-0.1548	0	0.1678	55.02
43	STINGER	-41.21	-1.57	0	0	7.243	168.827	0.013	-0.0001	-0.0967	0	0.1097	35.98
45	SAGBEND	-47.48	-2.45	0	0	8.58	175.154	0.013	-0.0002	-0.0485	0	0.0615	20.17
46	SAGBEND	-53.46	-3.38	0	0	9.209	181.204	0.0129	-0.0002	-0.023	0	0.036	11.81
47	SAGBEND	-59.43	-4.37	0	0	9.485	187.254	0.0129	-0.0003	-0.0087	0	0.0217	7.13
48	SAGBEND	-65.39	-5.37	0	0	9.564	193.304	0.0129	-0.0003	-0.0007	0	0.0137	4.5
49	SAGBEND	-71.36	-6.38	0	0	9.532	199.354	0.0128	-0.0004	0.0038	0	0.0168	5.51
50	SAGBEND	-77.33	-7.37	0	0	9.438	205.404	0.0128	-0.0005	0.0063	0	0.0193	6.33
51	SAGBEND	-83.29	-8.36	0	0	9.309	211.454	0.0127	-0.0005	0.0077	0	0.0207	6.79
52	SAGBEND	-89.27	-9.33	0	0	9.161	217.504	0.0127	-0.0006	0.0085	0	0.0215	7.05
53	SAGBEND	-95.24	-10.29	0	0	9.002	223.554	0.0127	-0.0006	0.0089	0	0.0219	7.19
54	SAGBEND	-101.22	-11.22	0	0	8.836	229.604	0.0126	-0.0007	0.0092	0	0.0222	7.27
55	SAGBEND	-107.2	-12.14	0	0	8.667	235.654	0.0126	-0.0008	0.0093	0	0.0223	7.32
56	SAGBEND	-113.18	-13.05	0	0	8.496	241.704	0.0126	-0.0008	0.0094	0	0.0224	7.34
57	SAGBEND	-119.16	-13.93	0	0	8.324	247.754	0.0125	-0.0009	0.0095	0	0.0224	7.36
58	SAGBEND	-125.15	-14.8	0	0	8.151	253.804	0.0125	-0.0009	0.0095	0	0.0225	7.37
59	SAGBEND	-131.14	-15.65	0	0	7.977	259.854	0.0125	-0.001	0.0095	0	0.0225	7.37
60	SAGBEND	-137.13	-16.48	0	0	7.804	265.904	0.0124	-0.001	0.0095	0	0.0225	7.37
61	SAGBEND	-143.13	-17.29	0	0	7.63	271.954	0.0124	-0.0011	0.0095	0	0.0225	7.37
62	SAGBEND	-149.13	-18.08	0	0	7.456	278.004	0.0124	-0.0011	0.0096	0	0.0225	7.38
63	SAGBEND	-155.13	-18.86	0	0	7.282	284.054	0.0123	-0.0012	0.0096	0	0.0225	7.38
64	SAGBEND	-161.13	-19.62	0	0	7.108	290.104	0.0123	-0.0012	0.0096	0	0.0225	7.38
65	SAGBEND	-167.13	-20.36	0	0	6.933	296.154	0.0123	-0.0013	0.0096	0	0.0225	7.38
66	SAGBEND	-173.14	-21.08	0	0	6.759	302.204	0.0122	-0.0013	0.0096	0	0.0225	7.38
67	SAGBEND	-179.15	-21.78	0	0	6.584	308.254	0.0122	-0.0013	0.0096	0	0.0225	7.38

=====

OF	FPIPE - OFFSHORE PIPE ANALYSIS SYSTEM	#NAMA?	NO. - 2.0	7 HG	D	ATE - 11/2	Feb-18	TIME - 0	:24:20	PAGE	20
PR	OBJECT - Concrete Crushing dan Laying Curve Radius						J	OB NO. - Aalisa Di		namis	
US	ER ID - AMS	LIC	ENSED BY -		PT TIMAS	SUPLINDO	CASE			1	

=====

STATIC PIPE COORDINATES, FORCES AND STRAINS

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING STRAINS VERT (PCT)	HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
68	SAGBEND	-185.16	-22.47	0	0	6.41	314.304	0.0122	-0.0014	0.0096	0	0.0225	7.38
69	SAGBEND	-191.17	-23.13	0	0	6.235	320.354	0.0122	-0.0014	0.0096	0	0.0225	7.38
70	SAGBEND	-197.19	-23.78	0	0	6.06	326.404	0.0121	-0.0015	0.0096	0	0.0225	7.38
71	SAGBEND	-203.21	-24.41	0	0	5.885	332.454	0.0121	-0.0015	0.0096	0	0.0225	7.38
72	SAGBEND	-209.23	-25.02	0	0	5.71	338.504	0.0121	-0.0015	0.0096	0	0.0225	7.38
73	SAGBEND	-215.25	-25.61	0	0	5.535	344.554	0.0121	-0.0016	0.0096	0	0.0225	7.38
74	SAGBEND	-221.27	-26.19	0	0	5.36	350.604	0.0121	-0.0016	0.0096	0	0.0225	7.38
75	SAGBEND	-227.29	-26.74	0	0	5.184	356.654	0.012	-0.0017	0.0096	0	0.0225	7.38
76	SAGBEND	-233.32	-27.28	0	0	5.009	362.704	0.012	-0.0017	0.0096	0	0.0225	7.39
77	SAGBEND	-239.35	-27.8	0	0	4.834	368.754	0.012	-0.0017	0.0096	0	0.0225	7.39
78	SAGBEND	-245.38	-28.3	0	0	4.658	374.804	0.012	-0.0018	0.0096	0	0.0225	7.39
79	SAGBEND	-251.41	-28.78	0	0	4.482	380.854	0.012	-0.0018	0.0096	0	0.0225	7.39
80	SAGBEND	-257.44	-29.25	0	0	4.307	386.904	0.0119	-0.0018	0.0096	0	0.0225	7.39
81	SAGBEND	-263.47	-29.69	0	0	4.131	392.954	0.0119	-0.0018	0.0096	0	0.0225	7.39
82	SAGBEND	-269.51	-30.12	0	0	3.955	399.004	0.0119	-0.0019	0.0096	0	0.0225	7.39
83	SAGBEND	-275.55	-30.53	0	0	3.779	405.054	0.0119	-0.0019	0.0097	0	0.0225	7.39
84	SAGBEND	-281.58	-30.92	0	0	3.603	411.104	0.0119	-0.0019	0.0097	0	0.0225	7.39
85	SAGBEND	-287.62	-31.29	0	0	3.427	417.154	0.0119	-0.0019	0.0097	0	0.0225	7.39
86	SAGBEND	-293.66	-31.64	0	0	3.251	423.204	0.0118	-0.002	0.0097	0	0.0225	7.39
87	SAGBEND	-299.7	-31.97	0	0	3.075	429.254	0.0118	-0.002	0.0097	0	0.0225	7.39
88	SAGBEND	-305.74	-32.29	0	0	2.899	435.304	0.0118	-0.002	0.0097	0	0.0225	7.39
89	SAGBEND	-311.79	-32.58	0	0	2.723	441.354	0.0118	-0.002	0.0097	0	0.0225	7.39
90	SAGBEND	-317.83	-32.86	0	0	2.547	447.404	0.0118	-0.002	0.0097	0	0.0225	7.39
91	SAGBEND	-323.87	-33.12	0	0	2.37	453.454	0.0118	-0.0021	0.0097	0	0.0225	7.39
92	SAGBEND	-329.92	-33.36	0	0	2.194	459.504	0.0118	-0.0021	0.0097	0	0.0225	7.39
93	SAGBEND	-335.97	-33.59	0	0	2.018	465.554	0.0118	-0.0021	0.0097	0	0.0225	7.39
94	SAGBEND	-342.01	-33.79	0	0	1.842	471.604	0.0118	-0.0021	0.0097	0	0.0225	7.39
95	SAGBEND	-348.06	-33.97	0	0	1.665	477.654	0.0117	-0.0021	0.0097	0	0.0225	7.39
96	SAGBEND	-354.11	-34.14	0	0	1.489	483.704	0.0117	-0.0021	0.0097	0	0.0225	7.39
97	SAGBEND	-360.15	-34.29	0	0	1.314	489.754	0.0117	-0.0021	0.0096	0	0.0225	7.38
98	SAGBEND	-366.2	-34.42	0	0	1.138	495.804	0.0117	-0.0021	0.0096	0	0.0225	7.37
99	SAGBEND	-372.25	-34.53	0	0	0.964	501.854	0.0117	-0.0021	0.0095	0	0.0224	7.34
100	SAGBEND	-378.3	-34.62	0	0	0.792	507.904	0.0117	-0.0021	0.0094	0	0.0223	7.3
101	SAGBEND	-384.35	-34.7	0	0	0.623	513.954	0.0117	-0.0021	0.0092	0	0.022	7.22
102	SAGBEND	-390.4	-34.75	0	0	0.459	520.004	0.0117	-0.0022	0.0088	0	0.0216	7.09
103	SAGBEND	-396.45	-34.79	0	0	0.305	526.054	0.0117	-0.0022	0.008	0	0.0209	6.86
104	SAGBEND	-402.5	-34.82	0	0	0.17	532.104	0.0117	-0.0022	0.0067	0	0.0196	6.44
105	SEABED	-408.55	-34.83	0	0	0.065	538.154	0.0117	-0.0022	0.0045	0	0.0174	5.69
106	SEABED	-414.6	-34.83	0	0	0.011	544.204	0.0117	-0.0022	0.0017	0	0.0146	4.8
107	SEABED	-420.65	-34.83	0	0	-0.005	550.254	0.0117	-0.0022	0.0003	0	0.0132	4.32
108	SEABED	-426.7	-34.83	0	0	-0.005	556.304	0.0117	-0.0022	-0.0002	0	0.0131	4.29
109	SEABED	-432.75	-34.83	0	0	-0.002	562.354	0.0117	-0.0022	-0.0001	0	0.0131	4.28
110	SEABED	-438.8	-34.83	0	0	0	568.404	0.0117	-0.0022	-0.0001	0	0.013	4.26
111	SEABED	-444.85	-34.83	0	0	0	574.454	0.0117	-0.0022	0	0	0.0129	4.24

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPE ANALYSIS SYSTEM VERSION NO. - 2.07 HG	DATE - 11/22/2018	TIME - 0:24:20	PAGE	21
PROJECT - Concrete Crushing dan Laying Curve Radius		JOB NO. - Analisa Dinamis		
USER ID - AMS	LICENSED BY - PT TIMAS SUPLINDO	CASE		1

=====

STATIC PIPE COORDINATES, FORCES AND STRAINS

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING STRAINS VERT (PCT)	HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
112	SEABED	-450.9	-34.83	0	0	0	580.504	0.0117	-0.0022	0	0	0.0129	4.24
113	SEABED	-456.95	-34.83	0	0	0	586.554	0.0117	-0.0022	0	0	0.0129	4.24
114	SEABED	-463	-34.83	0	0	0	592.604	0.0117	-0.0022	0	0	0.0129	4.24





STATIC PIPE COORDINATES, FORCES AND STRAINS

NODE NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION	BENDING MOMEN		TS TOTAL
		COORD (M )	COORD (M )	COORD (M )	VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )	(KN )	VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	(KN-M)
68	SAGBEND	-185.16	-22.47	0	0	0	0	0	332	18.44	0	18.44
69	SAGBEND	-191.17	-23.13	0	0	0	0	0	331.89	18.45	0	18.45
70	SAGBEND	-197.19	-23.78	0	0	0	0	0	331.78	18.46	0	18.46
71	SAGBEND	-203.21	-24.41	0	0	0	0	0	331.68	18.47	0	18.47
72	SAGBEND	-209.23	-25.02	0	0	0	0	0	331.57	18.48	0	18.48
73	SAGBEND	-215.25	-25.61	0	0	0	0	0	331.47	18.49	0	18.49
74	SAGBEND	-221.27	-26.19	0	0	0	0	0	331.38	18.5	0	18.5
75	SAGBEND	-227.29	-26.74	0	0	0	0	0	331.28	18.51	0	18.51
76	SAGBEND	-233.32	-27.28	0	0	0	0	0	331.19	18.51	0	18.51
77	SAGBEND	-239.35	-27.8	0	0	0	0	0	331.11	18.52	0	18.52
78	SAGBEND	-245.38	-28.3	0	0	0	0	0	331.02	18.53	0	18.53
79	SAGBEND	-251.41	-28.78	0	0	0	0	0	330.94	18.54	0	18.54
80	SAGBEND	-257.44	-29.25	0	0	0	0	0	330.86	18.55	0	18.55
81	SAGBEND	-263.47	-29.69	0	0	0	0	0	330.79	18.55	0	18.55
82	SAGBEND	-269.51	-30.12	0	0	0	0	0	330.72	18.56	0	18.56
83	SAGBEND	-275.55	-30.53	0	0	0	0	0	330.65	18.57	0	18.57
84	SAGBEND	-281.58	-30.92	0	0	0	0	0	330.58	18.57	0	18.57
85	SAGBEND	-287.62	-31.29	0	0	0	0	0	330.52	18.58	0	18.58
86	SAGBEND	-293.66	-31.64	0	0	0	0	0	330.46	18.58	0	18.58
87	SAGBEND	-299.7	-31.97	0	0	0	0	0	330.41	18.59	0	18.59
88	SAGBEND	-305.74	-32.29	0	0	0	0	0	330.35	18.59	0	18.59
89	SAGBEND	-311.79	-32.58	0	0	0	0	0	330.3	18.6	0	18.6
90	SAGBEND	-317.83	-32.86	0	0	0	0	0	330.26	18.6	0	18.6
91	SAGBEND	-323.87	-33.12	0	0	0	0	0	330.21	18.61	0	18.61
92	SAGBEND	-329.92	-33.36	0	0	0	0	0	330.17	18.61	0	18.61
93	SAGBEND	-335.97	-33.59	0	0	0	0	0	330.13	18.61	0	18.61
94	SAGBEND	-342.01	-33.79	0	0	0	0	0	330.1	18.6	0	18.6
95	SAGBEND	-348.06	-33.97	0	0	0	0	0	330.07	18.59	0	18.59
96	SAGBEND	-354.11	-34.14	0	0	0	0	0	330.04	18.57	0	18.57
97	SAGBEND	-360.15	-34.29	0	0	0	0	0	330.02	18.53	0	18.53
98	SAGBEND	-366.2	-34.42	0	0	0	0	0	329.99	18.45	0	18.45
99	SAGBEND	-372.25	-34.53	0	0	0	0	0	329.98	18.31	0	18.31
100	SAGBEND	-378.3	-34.62	0	0	0	0	0	329.96	18.06	0	18.06
101	SAGBEND	-384.35	-34.7	0	0	0	0	0	329.95	17.62	0	17.62
102	SAGBEND	-390.4	-34.75	0	0	0	0	0	329.94	16.84	0	16.84
103	SAGBEND	-396.45	-34.79	0	0	0	0	0	329.93	15.45	0	15.45
104	SAGBEND	-402.5	-34.82	0	0	0	0	0	329.93	12.97	0	12.97
105	SEABED	-408.55	-34.83	0	0.39	0	0	0	329.93	8.58	0	8.58
106	SEABED	-414.6	-34.83	0	1.25	0	0	0	329.93	3.29	0	3.29
107	SEABED	-420.65	-34.83	0	1.32	0	0	0	329.93	0.48	0	0.48
108	SEABED	-426.7	-34.83	0	1.16	0	0	0	329.93	-0.29	0	0.29
109	SEABED	-432.75	-34.83	0	1.05	0	0	0	329.93	-0.26	0	0.26
110	SEABED	-438.8	-34.83	0	1.01	0	0	0	329.93	-0.11	0	0.11
111	SEABED	-444.85	-34.83	0	1.01	0	0	0	329.93	-0.02	0	0.02

STATIC PIPE COORDINATES, FORCES AND STRAINS

NODE NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION	BENDING MOMEN		TS TOTAL
		COORD (M )	COORD (M )	COORD (M )	VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )	(KN )	VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	(KN-M)
112	SEABED	-450.9	-34.83	0	1.01	0	0	0	329.93	0.01	0	0.01
113	SEABED	-456.95	-34.83	0	1.02	0	0	0	329.93	0.01	0	0.01
114	SEABED	-463	-34.83	0	0	0	0	0	329.93	0	0	0

ST AT I C SOLUTIONS SUMMARY

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	SUPPORT VERT (KN )	REACT HORIZ (KN )	TOTAL MOMENT (KN-M)	TOTAL STRAIN (PCT )	PCT ALL DNV
1	LAYBARGE	127.2	10.3	0	0	0	0	0	0
3	LAYBARGE	124.8	10.1	0	7.3	0	3.5	0.002	1
5	LAYBARGE	120.4	9.8	0	5.4	0	0.8	0	0
7	LAYBARGE	113.4	9.3	0	8.7	0	8.7	0.005	1
9	LAYBARGE	111.1	9.2	0	7.7	0	6.9	0.004	1
11	LAYBARGE	100.1	8.4	0	16.5	0	13.9	0.007	2
13	LAYBARGE	88.1	7.5	0	17.2	0	15.2	0.008	3
15	LAYBARGE	76.2	6.7	0	13.8	0	9	0.005	2
17	LAYBARGE	64.4	5.8	0	24.9	0	31.4	0.017	5
19	TENSIONR	51.2	4.9	0	-1.8	0	39.1	0.027	9
21	TENSIONR	38.7	4.1	0	47.8	0	111.5	0.071	23
23	LAYBARGE	27.1	3.1	0	0	0	11.3	0.019	6

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 2.07 HG PAGE 26

Concrete Crushing dan Laying Curve Radius

JOB NO. - Analisa Dinamis LICENSED BY - PT TIMAS SUPLINDO

USER ID - AMS DATE - 11/22/2018 TIME - 0:24:20 CASE 1

ST AT I C SOLUTIONS SUMMARY

25	LAYBARGE	15.6	2.1	0	28.8	0	28.4	0.028	9
27	LAYBARGE	4.2	1.1	0	0	0	72.9	0.051	17
29	LAYBARGE	0.9	0.9	0	0	0	82.8	0.056	18
32	STINGER	-11	0.2	0	0	0	62.6	0.046	15
35	STINGER	-18.2	-0.1	0	1.6	0	4.4	0.015	5
38	STINGER	-27.3	-0.4	0	0	0	101.6	0.066	22
41	STINGER	-36.4	-1	0	63.4	0	297.8	0.168	55
43	STINGER	-41.2	-1.6	0	0	0	186	0.11	36
45	SAGBEND	-47.5	-2.4	0	0	0	93.2	0.062	20
105	SEABED	-408.6	-34.8	0	0.4	0	8.6	0.017	6



STATIC PIPE COORDINATES, FORCES AND STRAINS

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M )	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING STRAINS VERT (PCT)	HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
68	SAGBEND	-184.96	-23.94	0	0	6.921	314.304	0.0121	-0.0015	0.0096	0	0.0225	7.38
69	SAGBEND	-190.96	-24.66	0	0	6.746	320.354	0.0121	-0.0015	0.0096	0	0.0225	7.38
70	SAGBEND	-196.97	-25.37	0	0	6.571	326.404	0.0121	-0.0016	0.0096	0	0.0225	7.38
71	SAGBEND	-202.98	-26.05	0	0	6.396	332.454	0.0121	-0.0016	0.0096	0	0.0225	7.38
72	SAGBEND	-209	-26.71	0	0	6.221	338.504	0.012	-0.0017	0.0096	0	0.0225	7.38
73	SAGBEND	-215.01	-27.36	0	0	6.046	344.554	0.012	-0.0017	0.0096	0	0.0225	7.38
74	SAGBEND	-221.03	-27.99	0	0	5.871	350.604	0.012	-0.0017	0.0096	0	0.0225	7.38
75	SAGBEND	-227.05	-28.6	0	0	5.695	356.654	0.012	-0.0018	0.0096	0	0.0225	7.38
76	SAGBEND	-233.07	-29.19	0	0	5.52	362.704	0.0119	-0.0018	0.0096	0	0.0225	7.38
77	SAGBEND	-239.09	-29.76	0	0	5.344	368.754	0.0119	-0.0018	0.0096	0	0.0225	7.38
78	SAGBEND	-245.12	-30.32	0	0	5.169	374.804	0.0119	-0.0019	0.0096	0	0.0225	7.39
79	SAGBEND	-251.14	-30.85	0	0	4.993	380.854	0.0119	-0.0019	0.0096	0	0.0225	7.39
80	SAGBEND	-257.17	-31.37	0	0	4.817	386.904	0.0119	-0.0019	0.0096	0	0.0225	7.39
81	SAGBEND	-263.2	-31.87	0	0	4.642	392.954	0.0118	-0.002	0.0096	0	0.0225	7.39
82	SAGBEND	-269.23	-32.35	0	0	4.466	399.004	0.0118	-0.002	0.0097	0	0.0225	7.39
83	SAGBEND	-275.26	-32.81	0	0	4.29	405.054	0.0118	-0.002	0.0097	0	0.0225	7.39
84	SAGBEND	-281.3	-33.25	0	0	4.114	411.104	0.0118	-0.0021	0.0097	0	0.0225	7.39
85	SAGBEND	-287.33	-33.68	0	0	3.937	417.154	0.0118	-0.0021	0.0097	0	0.0225	7.39
86	SAGBEND	-293.37	-34.08	0	0	3.761	423.204	0.0117	-0.0021	0.0097	0	0.0225	7.39
87	SAGBEND	-299.41	-34.47	0	0	3.585	429.254	0.0117	-0.0021	0.0097	0	0.0225	7.39
88	SAGBEND	-305.45	-34.84	0	0	3.409	435.304	0.0117	-0.0022	0.0097	0	0.0225	7.39
89	SAGBEND	-311.49	-35.19	0	0	3.232	441.354	0.0117	-0.0022	0.0097	0	0.0225	7.39
90	SAGBEND	-317.53	-35.52	0	0	3.056	447.404	0.0117	-0.0022	0.0097	0	0.0226	7.39
91	SAGBEND	-323.57	-35.84	0	0	2.879	453.454	0.0117	-0.0022	0.0097	0	0.0226	7.39
92	SAGBEND	-329.61	-36.13	0	0	2.703	459.504	0.0117	-0.0022	0.0097	0	0.0226	7.39
93	SAGBEND	-335.66	-36.41	0	0	2.526	465.554	0.0117	-0.0023	0.0097	0	0.0226	7.39
94	SAGBEND	-341.7	-36.66	0	0	2.35	471.604	0.0116	-0.0023	0.0097	0	0.0226	7.39
95	SAGBEND	-347.75	-36.9	0	0	2.173	477.654	0.0116	-0.0023	0.0097	0	0.0226	7.39
96	SAGBEND	-353.79	-37.12	0	0	1.997	483.704	0.0116	-0.0023	0.0097	0	0.0226	7.39
97	SAGBEND	-359.84	-37.32	0	0	1.82	489.754	0.0116	-0.0023	0.0097	0	0.0225	7.39
98	SAGBEND	-365.89	-37.51	0	0	1.644	495.804	0.0116	-0.0023	0.0097	0	0.0225	7.39
99	SAGBEND	-371.93	-37.67	0	0	1.467	501.854	0.0116	-0.0023	0.0097	0	0.0225	7.39
100	SAGBEND	-377.98	-37.82	0	0	1.291	507.904	0.0116	-0.0023	0.0096	0	0.0225	7.38
101	SAGBEND	-384.03	-37.94	0	0	1.116	513.954	0.0116	-0.0023	0.0096	0	0.0225	7.36
102	SAGBEND	-390.08	-38.05	0	0	0.942	520.004	0.0116	-0.0024	0.0095	0	0.0224	7.34
103	SAGBEND	-396.13	-38.14	0	0	0.769	526.054	0.0116	-0.0024	0.0094	0	0.0222	7.29
104	SAGBEND	-402.18	-38.22	0	0	0.6	532.104	0.0116	-0.0024	0.0091	0	0.022	7.21
105	SAGBEND	-408.23	-38.27	0	0	0.437	538.154	0.0116	-0.0024	0.0087	0	0.0216	7.07
106	SAGBEND	-414.28	-38.31	0	0	0.286	544.204	0.0116	-0.0024	0.0079	0	0.0208	6.81
107	SAGBEND	-420.33	-38.33	0	0	0.153	550.254	0.0116	-0.0024	0.0065	0	0.0194	6.36
108	SEABED	-426.38	-38.34	0	0	0.055	556.304	0.0116	-0.0024	0.0041	0	0.0169	5.56
109	SEABED	-432.43	-38.34	0	0	0.007	562.354	0.0116	-0.0024	0.0014	0	0.0143	4.7
110	SEABED	-438.48	-38.34	0	0	-0.006	568.404	0.0116	-0.0024	0.0001	0	0.0131	4.29
111	SEABED	-444.53	-38.34	0	0	-0.005	574.454	0.0116	-0.0024	-0.0002	0	0.0131	4.29

STATIC PIPE COORDINATES, FORCES AND STRAINS

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M )	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING STRAINS VERT (PCT)	HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
112	SEABED	-450.58	-38.34	0	0	-0.002	580.504	0.0116	-0.0024	-0.0001	0	0.0131	4.28
113	SEABED	-456.63	-38.34	0	0	0	586.554	0.0116	-0.0024	0	0	0.013	4.26
114	SEABED	-462.68	-38.34	0	0	0	592.604	0.0116	-0.0024	0	0	0.0129	4.24
115	SEABED	-468.73	-38.34	0	0	0	598.654	0.0116	-0.0024	0	0	0.0129	4.24
116	SEABED	-474.78	-38.34	0	0	0	604.704	0.0116	-0.0024	0	0	0.0129	4.24
117	SEABED	-480.83	-38.34	0	0	0	610.754	0.0116	-0.0024	0	0	0.0129	4.24

STATIC PIPE COORDINATES, FORCES AND STRAINS

NODE NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION	BENDING MOMEN		TS TOTAL
		COORD (M )	COORD (M )	COORD (M )	VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )	(KN )	VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	(KN-M)
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0	7.28	0	0	0	-0.23	-3.51	0	3.51
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0	5.36	0	0	0	-0.67	0.79	0	0.79
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0	8.75	0	0	0	-1.36	-8.67	0	8.67
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0	7.68	0	0	0	-1.59	-6.94	0	6.94
11	LAYBARGE	100.06	8.36	0	16.5	0	0	0	-2.68	-13.89	0	13.89
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0	17.17	0	0	0	-3.86	-15.18	0	15.18
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0	13.78	0	0	0	-5.04	-9.04	0	9.04
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0	24.95	0	0	0	-6.22	-31.42	0	31.42
19	TENSIONR	51.19	4.87	0	-1.78	0	0	0	167.48	39.13	0	39.13
21	TENSIONR	38.72	4.06	0	47.79	0	0	0	341.14	-111.56	0	111.56
23	LAYBARGE	27.06	3.07	0	0	0	0.11	0	340.02	11.3	0	11.3
25	LAYBARGE	15.61	2.09	0	28.62	0	0	0	338.65	-28.35	0	28.35
27	LAYBARGE	4.18	1.12	0	0	0	0.03	0	337.27	71.04	0	71.04
29	LAYBARGE	0.88	0.88	0	0	0	0.2	0	336.91	80.06	0	80.06
32	STINGER	-11.05	0.2	0	0	0	0.05	0	336.02	53.31	0	53.31
35	STINGER	-18.18	-0.1	0	3.75	0	0	0	335.76	-10.12	0	10.12
38	STINGER	-27.33	-0.51	0	0	0	0.14	0	335.54	-107.82	0	107.82
41	STINGER	-36.45	-1.2	0	63.37	0	0	0	334.29	-300.41	0	300.41
43	STINGER	-41.22	-1.77	0	0	0	0.79	0	335	-187.7	0	187.7
45	SAGBEND	-47.46	-2.7	0	0	0	0	0	335.21	-94.3	0	94.3
46	SAGBEND	-53.43	-3.69	0	0	0	0	0	335.14	-44.82	0	44.82
47	SAGBEND	-59.39	-4.73	0	0	0	0	0	334.98	-17.1	0	17.1
48	SAGBEND	-65.34	-5.78	0	0	0	0	0	334.81	-1.56	0	1.56
49	SAGBEND	-71.3	-6.84	0	0	0	0	0	334.63	7.15	0	7.15
50	SAGBEND	-77.26	-7.89	0	0	0	0	0	334.45	12.04	0	12.04
51	SAGBEND	-83.22	-8.93	0	0	0	0	0	334.28	14.78	0	14.78
52	SAGBEND	-89.18	-9.95	0	0	0	0	0	334.11	16.32	0	16.32
53	SAGBEND	-95.15	-10.96	0	0	0	0	0	333.94	17.18	0	17.18
54	SAGBEND	-101.12	-11.95	0	0	0	0	0	333.77	17.67	0	17.67
55	SAGBEND	-107.09	-12.93	0	0	0	0	0	333.61	17.95	0	17.95
56	SAGBEND	-113.06	-13.88	0	0	0	0	0	333.45	18.11	0	18.11
57	SAGBEND	-119.04	-14.82	0	0	0	0	0	333.29	18.21	0	18.21
58	SAGBEND	-125.02	-15.74	0	0	0	0	0	333.13	18.27	0	18.27
59	SAGBEND	-131	-16.64	0	0	0	0	0	332.98	18.31	0	18.31
60	SAGBEND	-136.99	-17.53	0	0	0	0	0	332.83	18.33	0	18.33
61	SAGBEND	-142.97	-18.39	0	0	0	0	0	332.69	18.35	0	18.35
62	SAGBEND	-148.96	-19.24	0	0	0	0	0	332.54	18.37	0	18.37
63	SAGBEND	-154.96	-20.07	0	0	0	0	0	332.41	18.38	0	18.38
64	SAGBEND	-160.95	-20.88	0	0	0	0	0	332.27	18.39	0	18.39
65	SAGBEND	-166.95	-21.68	0	0	0	0	0	332.14	18.41	0	18.41
66	SAGBEND	-172.95	-22.45	0	0	0	0	0	332.01	18.42	0	18.42
67	SAGBEND	-178.95	-23.21	0	0	0	0	0	331.88	18.43	0	18.43



STAT I C SOLUTIONS SUMMARY

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	SUPPORT VERT (KN )	REACT HORIZ (KN )	TOTAL MOMENT (KN-M)	TOTAL STRAIN (PCT )	PCT ALL DNV
1	LAYBARGE	127.2	10.3	0	0	0	0	0	0
3	LAYBARGE	124.8	10.1	0	7.3	0	3.5	0.002	1
5	LAYBARGE	120.4	9.8	0	5.4	0	0.8	0	0
7	LAYBARGE	113.4	9.3	0	8.7	0	8.7	0.005	1
9	LAYBARGE	111.1	9.2	0	7.7	0	6.9	0.004	1
11	LAYBARGE	100.1	8.4	0	16.5	0	13.9	0.007	2
13	LAYBARGE	88.1	7.5	0	17.2	0	15.2	0.008	3
15	LAYBARGE	76.2	6.7	0	13.8	0	9	0.005	2
17	LAYBARGE	64.4	5.8	0	24.9	0	31.4	0.017	5
19	TENSIONR	51.2	4.9	0	-1.8	0	39.1	0.027	9
21	TENSIONR	38.7	4.1	0	47.8	0	111.6	0.071	23
23	LAYBARGE	27.1	3.1	0	0	0	11.3	0.019	6

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 2.07 HG PAGE 26  
 Concrete Crushing dan Laying Curve Radius  
 JOB NO. - Analisa Dinamis LICENSED BY - PT TIMAS SUPLINDO  
 USER ID - AMS DATE - 11/22/2018 TIME - 20:48:48 CASE 2

STAT I C SOLUTIONS SUMMARY

25	LAYBARGE	15.6	2.1	0	28.6	0	28.3	0.028	9
27	LAYBARGE	4.2	1.1	0	0	0	71	0.05	16
29	LAYBARGE	0.9	0.9	0	0	0	80.1	0.055	18
32	STINGER	-11	0.2	0	0	0	53.3	0.041	13
35	STINGER	-18.2	-0.1	0	3.8	0	10.1	0.018	6
38	STINGER	-27.3	-0.5	0	0	0	107.8	0.069	23
41	STINGER	-36.4	-1.2	0	63.4	0	300.4	0.169	55
43	STINGER	-41.2	-1.8	0	0	0	187.7	0.111	36
45	SAGBEND	-47.5	-2.7	0	0	0	94.3	0.062	20
108	SEABED	-426.4	-38.3	0	0.5	0	7.8	0.017	6







**LAMPIRAN B-2**  
**OUTPUT DINAMIS OFFPIPE**

CURRENT VELOCITIES

WATER DEPTH (M )	CURRENT SPEED (M/S )	DIRECTION OF TRAVEL (DEG )
0.000	0.720	0.000
4.190	0.620	0.000
8.370	0.540	0.000
12.560	0.480	0.000
16.740	0.440	0.000
20.930	0.410	0.000
25.110	0.390	0.000
29.300	0.370	0.000
33.480	0.360	0.000
37.670	0.350	0.000
41.850	0.340	0.000

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 2.07 HG DATE - 11/22/2018 TIME - 0:24:20 PAGE 27

PROJECT - Concrete Crushing dan Laying Curve Radius JOB NO. - Analisa Dinamis

USER ID - AMS LICENSED BY - PT TIMAS SUPLINDO CASE 1

=====

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M )	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING VERT (PCT)	STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
1	LAYBARGE	127.18	10.3	0	0	4.097	0	0	0	0	0	0	0
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0	0	4.102	2.361	0	0	-0.0018	0	0.0018	0.6
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0	0	4.098	6.769	0	0	0.0004	0	0.0004	0.14
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0	0	4.088	13.778	-0.0001	0	-0.0045	0	0.0046	1.49
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0	0	4.119	16.133	-0.0001	0	-0.0036	0	0.0037	1.2
11	LAYBARGE	100.06	8.36	0	0	4.088	27.18	-0.0001	0	-0.0072	0	0.0073	2.4
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0	0	4.098	39.188	-0.0002	0	-0.0079	0	0.008	2.64
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0	0	4.061	51.151	-0.0002	0	-0.0047	0	0.0049	1.61
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0	0	4.192	62.973	-0.0002	0	-0.0164	0	0.0166	5.44
19	TENSIONR	51.19	4.87	0	0	3.728	76.181	0.0067	0	0.0204	0	0.0271	8.9
21	TENSIONR	38.72	4.06	0	0	4.251	88.677	0.0135	0	-0.0583	0	0.0718	23.54
23	LAYBARGE	27.06	3.07	0	0	4.995	100.374	0.0135	0	0.0062	0	0.0196	6.43
25	LAYBARGE	15.61	2.09	0	0	4.944	111.874	0.0134	0	-0.0163	0	0.0292	9.57
27	LAYBARGE	4.18	1.13	0	0	4.391	123.343	0.0134	0	0.0382	0	0.0511	16.76
29	LAYBARGE	0.88	0.88	0	0	3.984	126.647	0.0133	0	0.0437	0	0.0565	18.53
32	STINGER	-11.05	0.22	0	0	2.478	138.594	0.0133	0	0.0344	0	0.0472	15.46
35	STINGER	-18.18	-0.06	0	0	2.061	145.734	0.0133	0	0.0056	0	0.0183	6.01
38	STINGER	-27.32	-0.42	0	0	2.696	154.879	0.0133	0	-0.053	0	0.0662	21.72
41	STINGER	-36.44	-1.03	0	0	5.419	164.023	0.0132	-0.0001	-0.1566	0	0.1694	55.54
43	STINGER	-41.21	-1.56	0	0	7.234	168.827	0.0132	-0.0001	-0.0984	0	0.1111	36.43
45	SAGBEND	-47.48	-2.44	0	0	8.576	175.154	0.0132	-0.0002	-0.0498	0	0.0625	20.49
46	SAGBEND	-53.46	-3.38	0	0	9.209	181.204	0.0132	-0.0002	-0.0239	0	0.0366	12
47	SAGBEND	-59.43	-4.37	0	0	9.486	187.254	0.0131	-0.0003	-0.0093	0	0.022	7.22
48	SAGBEND	-65.39	-5.37	0	0	9.565	193.304	0.0131	-0.0003	-0.0011	0	0.0138	4.52
49	SAGBEND	-71.36	-6.37	0	0	9.533	199.354	0.013	-0.0004	0.0039	0	0.0172	5.63
50	SAGBEND	-77.33	-7.37	0	0	9.439	205.404	0.013	-0.0005	0.0064	0	0.0196	6.42
51	SAGBEND	-83.29	-8.36	0	0	9.311	211.454	0.013	-0.0005	0.0078	0	0.0209	6.86
52	SAGBEND	-89.27	-9.33	0	0	9.163	217.504	0.0129	-0.0006	0.0086	0	0.0217	7.11
53	SAGBEND	-95.24	-10.28	0	0	9.004	223.554	0.0129	-0.0006	0.0091	0	0.0221	7.25
54	SAGBEND	-101.22	-11.22	0	0	8.838	229.604	0.0129	-0.0007	0.0093	0	0.0223	7.32
55	SAGBEND	-107.2	-12.14	0	0	8.669	235.654	0.0128	-0.0008	0.0095	0	0.0224	7.36
56	SAGBEND	-113.18	-13.05	0	0	8.498	241.704	0.0128	-0.0008	0.0096	0	0.0225	7.38
57	SAGBEND	-119.16	-13.93	0	0	8.326	247.754	0.0128	-0.0009	0.0097	0	0.0225	7.39
58	SAGBEND	-125.15	-14.8	0	0	8.153	253.804	0.0127	-0.0009	0.0097	0	0.0226	7.4
59	SAGBEND	-131.14	-15.65	0	0	7.979	259.854	0.0127	-0.001	0.0097	0	0.0226	7.4
60	SAGBEND	-137.13	-16.48	0	0	7.805	265.904	0.0127	-0.001	0.0098	0	0.0226	7.4
61	SAGBEND	-143.13	-17.29	0	0	7.63	271.954	0.0126	-0.0011	0.0098	0	0.0226	7.4
62	SAGBEND	-149.13	-18.08	0	0	7.455	278.004	0.0126	-0.0011	0.0098	0	0.0226	7.4
63	SAGBEND	-155.13	-18.86	0	0	7.281	284.054	0.0126	-0.0012	0.0098	0	0.0226	7.41
64	SAGBEND	-161.13	-19.62	0	0	7.108	290.104	0.0125	-0.0012	0.0098	0	0.0226	7.41
65	SAGBEND	-167.13	-20.36	0	0	6.933	296.154	0.0125	-0.0013	0.0098	0	0.0226	7.42
66	SAGBEND	-173.14	-21.08	0	0	6.759	302.204	0.0125	-0.0013	0.0098	0	0.0226	7.42
67	SAGBEND	-179.15	-21.78	0	0	6.584	308.254	0.0124	-0.0013	0.0098	0	0.0226	7.42

























CURRENT VELOCITIES

WATER DEPTH (M )	CURRENT SPEED (M/S)	DIRECTION OF TRAVEL (DEG)
0.000	0.720	45.000
4.190	0.620	45.000
8.370	0.540	45.000
12.560	0.480	45.000
16.740	0.440	45.000
20.930	0.410	45.000
25.110	0.390	45.000
29.300	0.370	45.000
33.480	0.360	45.000
37.670	0.350	45.000
41.850	0.340	45.000

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 2.07 HG DATE - 11/23/2018 TIME - 4:49:03 PAGE 27  
 PROJECT - Concrete Crushing dan Laying Curve Radius JOB NO. - Analisa Dinamis  
 USER ID - AMS LICENSED BY - PT TIMAS SUPLINDO CASE 1

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M )	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING VERT (PCT)	STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCENT ALLOW (PCT)
1	LAYBARGE	127.18	10.3	0	0	4.097	0	0	0	0	0	0	0
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0	0	4.102	2.361	0	0	-0.0018	0	0.0018	0.6
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0	0	4.098	6.769	0	0	0.0004	0	0.0004	0.14
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0	0	4.088	13.778	-0.0001	0	-0.0045	0	0.0046	1.49
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0	0	4.119	16.133	-0.0001	0	-0.0036	0	0.0037	1.2
11	LAYBARGE	100.06	8.36	0	0	4.088	27.18	-0.0001	0	-0.0072	0	0.0073	2.4
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0	0	4.098	39.188	-0.0002	0	-0.0079	0	0.008	2.64
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0	0	4.06	51.151	-0.0002	0	-0.0047	0	0.0049	1.6
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0	0	4.192	62.973	-0.0002	0	-0.0163	0	0.0166	5.44
19	TENSIONR	51.19	4.87	0	0	3.728	76.181	0.0067	0	0.0204	0	0.027	8.85
21	TENSIONR	38.72	4.06	0	0	4.251	88.677	0.0134	0	-0.0581	0	0.0715	23.43
23	LAYBARGE	27.06	3.07	0	0	4.995	100.374	0.0134	0	0.006	0	0.0193	6.32
25	LAYBARGE	15.61	2.09	0	0	4.942	111.874	0.0133	0	-0.0152	0	0.0283	9.28
27	LAYBARGE	4.18	1.12	0	0	4.418	123.343	0.0133	0	0.036	0	0.0492	16.15
29	LAYBARGE	0.88	0.88	0	0	4.037	126.647	0.0132	0	0.0403	-0.0001	0.0535	17.53
32	STINGER	-11.06	0.18	0	0.002	2.742	138.611	0.0132	0	0.0235	0.0002	0.0367	12.04
35	STINGER	-18.19	-0.14	0	-0.007	2.615	145.751	0.0132	0	-0.0149	-0.001	0.0279	9.15
38	STINGER	-27.34	-0.62	0	0.027	3.55	154.913	0.0132	0	-0.0596	0.0032	0.0729	23.9
41	STINGER	-36.46	-1.37	0	-0.109	6.39	164.058	0.0131	-0.0001	-0.1596	-0.014	0.1733	56.83
43	STINGER	-41.22	-1.99	0.02	-0.27	8.235	168.863	0.0131	-0.0001	-0.0995	-0.0085	0.113	37.06
45	SAGBEND	-47.43	-2.97	0.05	-0.381	9.592	175.154	0.0131	-0.0002	-0.05	-0.0038	0.0633	20.76
46	SAGBEND	-53.39	-4.02	0.1	-0.426	10.234	181.204	0.013	-0.0003	-0.0237	-0.0014	0.0369	12.1
47	SAGBEND	-59.34	-5.11	0.14	-0.438	10.515	187.254	0.013	-0.0003	-0.0091	-0.0001	0.0223	7.3
48	SAGBEND	-65.29	-6.22	0.19	-0.433	10.595	193.304	0.013	-0.0004	-0.001	0.0006	0.0143	4.67
49	SAGBEND	-71.24	-7.33	0.23	-0.418	10.563	199.354	0.0129	-0.0005	0.004	0.001	0.0171	5.61
50	SAGBEND	-77.19	-8.44	0.27	-0.399	10.468	205.404	0.0129	-0.0005	0.0066	0.0011	0.0197	6.45
51	SAGBEND	-83.14	-9.53	0.31	-0.379	10.338	211.454	0.0128	-0.0006	0.008	0.0012	0.0211	6.92
52	SAGBEND	-89.09	-10.61	0.35	-0.357	10.188	217.504	0.0128	-0.0007	0.0088	0.0012	0.0219	7.18
53	SAGBEND	-95.05	-11.67	0.39	-0.336	10.027	223.554	0.0127	-0.0007	0.0093	0.0011	0.0223	7.33
54	SAGBEND	-101	-12.72	0.42	-0.316	9.86	229.604	0.0127	-0.0008	0.0095	0.0011	0.0226	7.4
55	SAGBEND	-106.97	-13.74	0.45	-0.296	9.69	235.654	0.0127	-0.0009	0.0097	0.0011	0.0227	7.44
56	SAGBEND	-112.93	-14.75	0.48	-0.278	9.518	241.704	0.0126	-0.0009	0.0097	0.001	0.0228	7.46
57	SAGBEND	-118.9	-15.74	0.51	-0.259	9.345	247.754	0.0126	-0.001	0.0097	0.001	0.0228	7.47
58	SAGBEND	-124.87	-16.72	0.54	-0.242	9.171	253.804	0.0126	-0.001	0.0097	0.001	0.0228	7.47
59	SAGBEND	-130.84	-17.67	0.56	-0.225	8.997	259.854	0.0125	-0.0011	0.0097	0.0009	0.0228	7.47
60	SAGBEND	-136.82	-18.61	0.58	-0.209	8.822	265.904	0.0125	-0.0012	0.0097	0.0009	0.0228	7.47
61	SAGBEND	-142.8	-19.53	0.6	-0.193	8.647	271.954	0.0124	-0.0012	0.0097	0.0009	0.0228	7.47
62	SAGBEND	-148.78	-20.43	0.62	-0.178	8.471	278.004	0.0124	-0.0013	0.0097	0.0009	0.0228	7.47
63	SAGBEND	-154.77	-21.31	0.64	-0.163	8.295	284.054	0.0124	-0.0013	0.0097	0.0008	0.0228	7.48
64	SAGBEND	-160.76	-22.17	0.66	-0.149	8.119	290.104	0.0123	-0.0014	0.0098	0.0008	0.0228	7.49
65	SAGBEND	-166.75	-23.01	0.67	-0.135	7.943	296.154	0.0123	-0.0014	0.0098	0.0008	0.0229	7.5
66	SAGBEND	-172.74	-23.84	0.69	-0.122	7.767	302.204	0.0123	-0.0015	0.0098	0.0008	0.0229	7.5
67	SAGBEND	-178.74	-24.65	0.7	-0.108	7.59	308.254	0.0122	-0.0015	0.0099	0.0008	0.0229	7.51







MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION (KN )	PIPE BENDING MOMENTS		
					VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )		VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
68	SAGBEND	-184.74	-25.44	0.71	0	0	0	0	334.94	19.01	1.46	19.07
69	SAGBEND	-190.74	-26.21	0.72	0	0	0	0	334.81	19.05	1.42	19.1
70	SAGBEND	-196.74	-26.96	0.73	0	0	0	0	334.68	19.07	1.39	19.13
71	SAGBEND	-202.74	-27.7	0.73	0	0	0	0	334.56	19.09	1.36	19.14
72	SAGBEND	-208.75	-28.41	0.74	0	0	0	0	334.44	19.11	1.33	19.15
73	SAGBEND	-214.76	-29.11	0.74	0	0	0	0	334.32	19.12	1.3	19.16
74	SAGBEND	-220.77	-29.79	0.74	0	0	0	0	334.21	19.12	1.27	19.16
75	SAGBEND	-226.79	-30.45	0.75	0	0	0	0	334.1	19.12	1.25	19.16
76	SAGBEND	-232.8	-31.09	0.75	0	0	0	0	333.99	19.11	1.23	19.15
77	SAGBEND	-238.82	-31.72	0.75	0	0	0	0	333.88	19.1	1.22	19.14
78	SAGBEND	-244.84	-32.32	0.74	0	0	0	0	333.78	19.09	1.21	19.12
79	SAGBEND	-250.86	-32.91	0.74	0	0	0	0	333.68	19.06	1.21	19.1
80	SAGBEND	-256.89	-33.47	0.74	0	0	0	0	333.59	19.04	1.21	19.07
81	SAGBEND	-262.91	-34.02	0.73	0	0	0	0	333.5	19	1.21	19.03
82	SAGBEND	-268.94	-34.55	0.72	0	0	0	0	333.41	18.96	1.21	18.99
83	SAGBEND	-274.97	-35.06	0.72	0	0	0	0	333.32	18.92	1.2	18.95
84	SAGBEND	-281	-35.56	0.71	0	0	0	0	333.24	18.87	1.2	18.9
85	SAGBEND	-287.03	-36.03	0.7	0	0	0	0	333.16	18.81	1.2	18.84
86	SAGBEND	-293.06	-36.49	0.69	0	0	0	0	333.08	18.76	1.21	18.78
87	SAGBEND	-299.09	-36.92	0.67	0	0	0	0	333.01	18.71	1.21	18.74
88	SAGBEND	-305.13	-37.34	0.66	0	0	0	0	332.94	18.74	1.2	18.77
89	SAGBEND	-311.17	-37.74	0.65	0	0	0	0	332.87	18.79	1.2	18.83
90	SAGBEND	-317.2	-38.12	0.63	0	0	0	0	332.81	18.84	1.19	18.88
91	SAGBEND	-323.24	-38.49	0.61	0	0	0	0	332.75	18.89	1.18	18.93
92	SAGBEND	-329.28	-38.83	0.59	0	0	0	0	332.69	18.93	1.18	18.97
93	SAGBEND	-335.32	-39.15	0.58	0	0	0	0	332.64	18.97	1.18	19.01
94	SAGBEND	-341.37	-39.46	0.56	0	0	0	0	332.59	19.01	1.18	19.04
95	SAGBEND	-347.41	-39.75	0.54	0	0	0	0	332.54	19.04	1.17	19.07
96	SAGBEND	-353.45	-40.02	0.51	0	0	0	0	332.5	19.06	1.15	19.1
97	SAGBEND	-359.5	-40.27	0.49	0	0	0	0	332.45	19.08	1.14	19.11
98	SAGBEND	-365.54	-40.5	0.47	0	0	0	0	332.41	19.09	1.14	19.12
99	SAGBEND	-371.59	-40.71	0.44	0	0	0	0	332.38	19.09	1.14	19.12
100	SAGBEND	-377.64	-40.91	0.42	0	0	0	0	332.35	19.08	1.13	19.1
101	SAGBEND	-383.68	-41.08	0.39	0	0	0	0	332.32	19.05	1.11	19.08
102	SAGBEND	-389.73	-41.24	0.36	0	0	0	0	332.29	19	1.08	19.03
103	SAGBEND	-395.78	-41.38	0.33	0	0	0	0	332.27	18.92	1.05	18.95
104	SAGBEND	-401.83	-41.5	0.3	0	0	0	0	332.25	18.78	0.99	18.8
105	SAGBEND	-407.88	-41.6	0.27	0	0	0	0	332.23	18.55	0.91	18.56
106	SAGBEND	-413.93	-41.68	0.24	0	0	0	0	332.22	18.14	0.76	18.15
107	SAGBEND	-419.98	-41.75	0.2	0	0	0	0	332.21	17.44	0.47	17.44
108	SAGBEND	-426.03	-41.8	0.17	0	0	0	0	332.2	16.31	-0.61	16.31
109	SAGBEND	-432.08	-41.83	0.14	0	0	0	0	332.19	14.66	-1.36	14.68
110	SAGBEND	-438.13	-41.85	0.11	0	0	0	0	332.19	11.77	-2.53	11.88
111	SEABED	-444.18	-41.85	0.08	0	0	0	0	332.19	6.76	-4.16	7.48

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION (KN )	PIPE BENDING MOMENTS		
					VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )		VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
112	SEABED	-450.23	-41.85	0.06	0	0	0	0	332.19	2.12	-5.15	5.25
113	SEABED	-456.28	-41.85	0.03	0	0	0	0	332.19	-0.2	-5.33	5.34
114	SEABED	-462.33	-41.85	0.02	0	0	0	0	332.19	-0.32	-5.07	5.08
115	SEABED	-468.38	-41.85	0.01	0	0	0	0	332.19	-0.21	-4.59	4.59
116	SEABED	-474.43	-41.85	0	0	0	0	0	332.19	-0.07	-3.8	3.8
117	SEABED	-480.48	-41.85	0	0	0	0	0	332.19	-0.01	-2.48	2.48
118	SEABED	-486.53	-41.85	0	0	0	0	0	332.19	0.01	-0.91	0.91
119	SEABED	-492.58	-41.85	0	0	0	0	0	332.19	0.01	-0.12	0.12
120	SEABED	-498.63	-41.85	0	0	0	0	0	332.19	0	0.08	0.08
121	SEABED	-504.68	-41.85	0	0	0	0	0	332.19	0	0	0



MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M )	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING STRAINS VERT (PCT)	HORIZ STRAIN (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
68	SAGBEND	-184.95	-24.02	0.69	-0.082	6.92	314.304	0.0123	-0.0015	0.0099	0.0008	0.0229	7.52
69	SAGBEND	-190.95	-24.74	0.7	-0.068	6.743	320.354	0.0122	-0.0015	0.0099	0.0007	0.0229	7.52
70	SAGBEND	-196.96	-25.44	0.71	-0.055	6.567	326.404	0.0122	-0.0016	0.0099	0.0007	0.0229	7.52
71	SAGBEND	-202.97	-26.12	0.71	-0.042	6.391	332.454	0.0122	-0.0016	0.0099	0.0007	0.0229	7.52
72	SAGBEND	-208.99	-26.79	0.72	-0.03	6.214	338.504	0.0122	-0.0017	0.0099	0.0007	0.0229	7.52
73	SAGBEND	-215	-27.43	0.72	-0.017	6.038	344.554	0.0121	-0.0017	0.0099	0.0007	0.0229	7.52
74	SAGBEND	-221.02	-28.06	0.72	-0.005	5.862	350.604	0.0121	-0.0017	0.0099	0.0007	0.0229	7.51
75	SAGBEND	-227.04	-28.67	0.72	0.007	5.685	356.654	0.0121	-0.0018	0.0099	0.0007	0.0229	7.51
76	SAGBEND	-233.06	-29.26	0.72	0.019	5.508	362.704	0.0121	-0.0018	0.0099	0.0006	0.0229	7.51
77	SAGBEND	-239.08	-29.83	0.72	0.03	5.331	368.754	0.012	-0.0018	0.0099	0.0006	0.0229	7.5
78	SAGBEND	-245.11	-30.38	0.71	0.042	5.154	374.804	0.012	-0.0019	0.0099	0.0006	0.0229	7.5
79	SAGBEND	-251.13	-30.92	0.71	0.053	4.977	380.854	0.012	-0.0019	0.0098	0.0006	0.0228	7.49
80	SAGBEND	-257.16	-31.43	0.7	0.064	4.8	386.904	0.012	-0.0019	0.0098	0.0006	0.0228	7.48
81	SAGBEND	-263.19	-31.93	0.69	0.076	4.623	392.954	0.012	-0.002	0.0098	0.0006	0.0228	7.47
82	SAGBEND	-269.22	-32.41	0.69	0.087	4.446	399.004	0.0119	-0.002	0.0098	0.0006	0.0228	7.46
83	SAGBEND	-275.25	-32.87	0.68	0.098	4.269	405.054	0.0119	-0.002	0.0097	0.0006	0.0227	7.45
84	SAGBEND	-281.29	-33.31	0.66	0.109	4.093	411.104	0.0119	-0.0021	0.0097	0.0006	0.0227	7.45
85	SAGBEND	-287.32	-33.73	0.65	0.119	3.916	417.154	0.0119	-0.0021	0.0097	0.0006	0.0227	7.45
86	SAGBEND	-293.36	-34.14	0.64	0.13	3.739	423.204	0.0119	-0.0021	0.0097	0.0006	0.0227	7.44
87	SAGBEND	-299.4	-34.52	0.62	0.141	3.563	429.254	0.0119	-0.0021	0.0098	0.0006	0.0227	7.44
88	SAGBEND	-305.44	-34.89	0.61	0.152	3.386	435.304	0.0118	-0.0022	0.0098	0.0006	0.0227	7.44
89	SAGBEND	-311.48	-35.24	0.59	0.162	3.209	441.354	0.0118	-0.0022	0.0098	0.0006	0.0227	7.43
90	SAGBEND	-317.52	-35.56	0.58	0.173	3.033	447.404	0.0118	-0.0022	0.0098	0.0006	0.0227	7.43
91	SAGBEND	-323.56	-35.87	0.56	0.183	2.856	453.454	0.0118	-0.0022	0.0098	0.0006	0.0227	7.43
92	SAGBEND	-329.6	-36.17	0.54	0.194	2.68	459.504	0.0118	-0.0022	0.0099	0.0006	0.0227	7.43
93	SAGBEND	-335.65	-36.44	0.52	0.204	2.504	465.554	0.0118	-0.0023	0.0099	0.0006	0.0227	7.43
94	SAGBEND	-341.69	-36.69	0.49	0.214	2.327	471.604	0.0118	-0.0023	0.0099	0.0006	0.0227	7.44
95	SAGBEND	-347.74	-36.93	0.47	0.225	2.151	477.654	0.0118	-0.0023	0.0099	0.0006	0.0227	7.44
96	SAGBEND	-353.78	-37.15	0.45	0.235	1.973	483.704	0.0118	-0.0023	0.0099	0.0006	0.0227	7.44
97	SAGBEND	-359.83	-37.35	0.42	0.245	1.796	489.754	0.0118	-0.0023	0.0099	0.0006	0.0227	7.44
98	SAGBEND	-365.88	-37.53	0.39	0.255	1.62	495.804	0.0117	-0.0023	0.0099	0.0006	0.0227	7.43
99	SAGBEND	-371.92	-37.69	0.37	0.265	1.445	501.854	0.0117	-0.0023	0.0099	0.0006	0.0226	7.43
100	SAGBEND	-377.97	-37.83	0.34	0.275	1.269	507.904	0.0117	-0.0023	0.0098	0.0005	0.0226	7.41
101	SAGBEND	-384.02	-37.96	0.31	0.284	1.095	513.954	0.0117	-0.0024	0.0098	0.0005	0.0225	7.39
102	SAGBEND	-390.07	-38.06	0.28	0.293	0.921	520.004	0.0117	-0.0024	0.0097	0.0005	0.0224	7.36
103	SAGBEND	-396.12	-38.15	0.25	0.301	0.749	526.054	0.0117	-0.0024	0.0095	0.0004	0.0223	7.3
104	SAGBEND	-402.17	-38.22	0.21	0.307	0.581	532.104	0.0117	-0.0024	0.0092	0.0003	0.022	7.22
105	SAGBEND	-408.22	-38.28	0.18	0.309	0.419	538.154	0.0117	-0.0024	0.0086	-0.0001	0.0216	7.07
106	SAGBEND	-414.27	-38.31	0.15	0.305	0.269	544.204	0.0117	-0.0024	0.0079	-0.0005	0.0208	6.83
107	SAGBEND	-420.32	-38.33	0.12	0.293	0.14	550.254	0.0117	-0.0024	0.0065	-0.0011	0.0196	6.41
108	SEABED	-426.37	-38.34	0.09	0.27	0.047	556.304	0.0117	-0.0024	0.0042	-0.0019	0.0174	5.72
109	SEABED	-432.42	-38.34	0.06	0.232	0.004	562.354	0.0117	-0.0024	0.0015	-0.0026	0.0157	5.16
110	SEABED	-438.47	-38.34	0.04	0.185	-0.006	568.404	0.0117	-0.0024	0.0002	-0.0028	0.0157	5.15
111	SEABED	-444.52	-38.34	0.02	0.136	-0.004	574.454	0.0117	-0.0024	-0.0002	-0.0027	0.0157	5.14

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M )	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING STRAINS VERT (PCT)	HORIZ STRAIN (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
112	SEABED	-450.57	-38.34	0.01	0.089	-0.002	580.504	0.0117	-0.0024	-0.0001	-0.0025	0.0155	5.07
113	SEABED	-456.62	-38.34	0	0.049	0	586.554	0.0117	-0.0024	-0.0001	-0.0021	0.0151	4.95
114	SEABED	-462.67	-38.34	0	0.018	0	592.604	0.0117	-0.0024	0	-0.0015	0.0145	4.74
115	SEABED	-468.72	-38.34	0	0.002	0	598.654	0.0117	-0.0024	0	-0.0006	0.0136	4.47
116	SEABED	-474.77	-38.34	0	-0.002	0	604.704	0.0117	-0.0024	0	-0.0001	0.0132	4.32
117	SEABED	-480.82	-38.34	0	-0.003	0	610.754	0.0117	-0.0024	0	0	0.0131	4.28















CURRENT VELOCITIES

WATER DEPTH (M )	CURRENT SPEED (M/S )	DIRECTION OF TRAVEL (DEG )
0.000	0.720	90.000
4.190	0.620	90.000
8.370	0.540	90.000
12.560	0.480	90.000
16.740	0.440	90.000
20.930	0.410	90.000
25.110	0.390	90.000
29.300	0.370	90.000
33.480	0.360	90.000
37.670	0.350	90.000
41.850	0.340	90.000

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 2.07 HG DATE - 11/23/2018 TIME - 10:08:07 PAGE 27  
 PROJECT - Concrete Crushing dan Laying Curve Radius JOB NO. - Analisa Dinamis  
 USER ID - AMS LICENSED BY - PT TIMAS SUPLINDO CASE 1

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	HORIZ ANGLE (DEG )	VERT ANGLE (DEG )	PIPE LENGTH (M )	TENSILE STRAIN (PCT )	HOOP STRAIN (PCT )	BENDING VERT STRAIN (PCT )	HORIZ STRAIN (PCT )	TOTAL STRAIN (PCT )	PERCENT ALLOW (PCT )
1	LAYBARGE	127.18	10.3	0	0	4.097	0	0	0	0	0	0	0
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0	0	4.102	2.361	0	0	-0.0018	0	0.0018	0.6
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0	0	4.098	6.769	0	0	0.0004	0	0.0004	0.14
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0	0	4.088	13.778	-0.0001	0	-0.0045	0	0.0046	1.5
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0	0	4.119	16.133	-0.0001	0	-0.0036	0	0.0037	1.21
11	LAYBARGE	100.06	8.36	0	0	4.088	27.18	-0.0001	0	-0.0072	0	0.0073	2.4
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0	0	4.098	39.188	-0.0002	0	-0.0079	0	0.0081	2.64
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0	0	4.06	51.151	-0.0002	0	-0.0047	0	0.0049	1.61
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0	0	4.192	62.973	-0.0002	0	-0.0164	0	0.0166	5.45
19	TENSIONR	51.19	4.87	0	0	3.728	76.181	0.0068	0	0.0205	0	0.0273	8.95
21	TENSIONR	38.72	4.06	0	0	4.252	88.677	0.0136	0	-0.0586	0	0.0722	23.68
23	LAYBARGE	27.06	3.07	0	0	4.996	100.374	0.0135	0	0.0065	0	0.02	6.57
25	LAYBARGE	15.61	2.09	0	0	4.941	111.874	0.0135	0	-0.0173	0	0.0302	9.91
27	LAYBARGE	4.18	1.12	0	0	4.414	123.343	0.0134	0	0.0362	0	0.0496	16.25
29	LAYBARGE	0.88	0.88	0	0	4.03	126.647	0.0134	0	0.0409	-0.0002	0.0538	17.63
32	STINGER	-11.05	0.19	0	0.003	2.711	138.604	0.0134	0	0.0263	0.0004	0.0391	12.82
35	STINGER	-18.19	-0.13	0	-0.015	2.551	145.744	0.0134	0	-0.0166	-0.0021	0.0301	9.88
38	STINGER	-27.34	-0.6	0	0.054	3.452	154.905	0.0133	0	-0.0598	0.0065	0.0735	24.09
41	STINGER	-36.45	-1.34	0	-0.221	6.3	164.05	0.0133	-0.0001	-0.1601	-0.0281	0.1753	57.46
43	STINGER	-41.22	-1.95	0.03	-0.546	8.154	168.855	0.0133	-0.0001	-0.1006	-0.0171	0.1148	37.64
45	SAGBEND	-47.44	-2.92	0.11	-0.772	9.518	175.154	0.0132	-0.0002	-0.0512	-0.0078	0.0645	21.16
46	SAGBEND	-53.4	-3.96	0.19	-0.864	10.166	181.204	0.0132	-0.0002	-0.0248	-0.0029	0.0377	12.36
47	SAGBEND	-59.35	-5.04	0.29	-0.89	10.455	187.254	0.0132	-0.0003	-0.0099	-0.0003	0.0226	7.42
48	SAGBEND	-65.3	-6.15	0.38	-0.881	10.54	193.304	0.0131	-0.0004	-0.0015	0.0012	0.0147	4.81
49	SAGBEND	-71.24	-7.25	0.47	-0.853	10.514	199.354	0.0131	-0.0005	0.0038	0.0019	0.0175	5.73
50	SAGBEND	-77.19	-8.35	0.55	-0.817	10.423	205.404	0.013	-0.0005	0.0063	0.0022	0.0199	6.53
51	SAGBEND	-83.14	-9.44	0.64	-0.777	10.298	211.454	0.013	-0.0006	0.0077	0.0023	0.0213	6.97
52	SAGBEND	-89.1	-10.52	0.72	-0.736	10.153	217.504	0.013	-0.0007	0.0085	0.0023	0.022	7.22
53	SAGBEND	-95.05	-11.58	0.79	-0.695	9.996	223.554	0.0129	-0.0007	0.0089	0.0023	0.0224	7.35
54	SAGBEND	-101.01	-12.62	0.86	-0.655	9.833	229.604	0.0129	-0.0008	0.0092	0.0022	0.0226	7.42
55	SAGBEND	-106.97	-13.64	0.93	-0.616	9.666	235.654	0.0128	-0.0008	0.0093	0.0021	0.0227	7.45
56	SAGBEND	-112.94	-14.65	0.99	-0.579	9.496	241.704	0.0128	-0.0009	0.0094	0.002	0.0228	7.47
57	SAGBEND	-118.91	-15.64	1.05	-0.544	9.325	247.754	0.0128	-0.001	0.0095	0.002	0.0228	7.47
58	SAGBEND	-124.88	-16.61	1.1	-0.509	9.154	253.804	0.0127	-0.001	0.0095	0.0019	0.0228	7.47
59	SAGBEND	-130.85	-17.56	1.15	-0.477	8.981	259.854	0.0127	-0.0011	0.0096	0.0018	0.0228	7.47
60	SAGBEND	-136.83	-18.5	1.2	-0.446	8.808	265.904	0.0126	-0.0011	0.0096	0.0018	0.0228	7.46
61	SAGBEND	-142.81	-19.41	1.25	-0.415	8.634	271.954	0.0126	-0.0012	0.0096	0.0017	0.0228	7.46
62	SAGBEND	-148.79	-20.31	1.29	-0.386	8.46	278.004	0.0126	-0.0013	0.0097	0.0017	0.0227	7.46
63	SAGBEND	-154.78	-21.19	1.33	-0.357	8.285	284.054	0.0125	-0.0013	0.0097	0.0016	0.0227	7.46
64	SAGBEND	-160.77	-22.06	1.36	-0.328	8.11	290.104	0.0125	-0.0014	0.0097	0.0016	0.0227	7.46
65	SAGBEND	-166.76	-22.9	1.4	-0.301	7.936	296.154	0.0125	-0.0014	0.0098	0.0015	0.0228	7.46
66	SAGBEND	-172.75	-23.73	1.42	-0.273	7.763	302.204	0.0124	-0.0015	0.0098	0.0015	0.0228	7.46
67	SAGBEND	-178.75	-24.54	1.45	-0.247	7.589	308.254	0.0124	-0.0015	0.0098	0.0015	0.0228	7.47

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING STRAIN VERT (PCT)	STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
68	SAGBEND	-184.74	-25.33	1.48	-0.221	7.415	314.304	0.0124	-0.0016	0.0098	0.0014	0.0228	7.47
69	SAGBEND	-190.75	-26.1	1.5	-0.196	7.241	320.354	0.0124	-0.0016	0.0098	0.0014	0.0228	7.48
70	SAGBEND	-196.75	-26.85	1.52	-0.171	7.067	326.404	0.0123	-0.0017	0.0098	0.0014	0.0228	7.48
71	SAGBEND	-202.75	-27.59	1.53	-0.146	6.891	332.454	0.0123	-0.0017	0.0097	0.0014	0.0228	7.49
72	SAGBEND	-208.76	-28.3	1.55	-0.122	6.716	338.504	0.0123	-0.0018	0.0097	0.0013	0.0229	7.49
73	SAGBEND	-214.77	-29	1.56	-0.099	6.541	344.554	0.0122	-0.0018	0.0097	0.0013	0.0229	7.5
74	SAGBEND	-220.78	-29.68	1.57	-0.075	6.365	350.604	0.0122	-0.0018	0.0097	0.0013	0.0229	7.5
75	SAGBEND	-226.8	-30.34	1.58	-0.052	6.189	356.654	0.0122	-0.0019	0.0097	0.0013	0.0229	7.51
76	SAGBEND	-232.81	-30.99	1.58	-0.029	6.014	362.704	0.0122	-0.0019	0.0097	0.0013	0.0229	7.51
77	SAGBEND	-238.83	-31.61	1.58	-0.007	5.838	368.754	0.0121	-0.002	0.0097	0.0013	0.0229	7.51
78	SAGBEND	-244.85	-32.22	1.58	0.016	5.662	374.804	0.0121	-0.002	0.0097	0.0013	0.0229	7.52
79	SAGBEND	-250.87	-32.81	1.58	0.038	5.487	380.854	0.0121	-0.002	0.0097	0.0013	0.0229	7.52
80	SAGBEND	-256.89	-33.38	1.57	0.06	5.311	386.904	0.0121	-0.0021	0.0097	0.0013	0.023	7.53
81	SAGBEND	-262.92	-33.93	1.57	0.082	5.136	392.954	0.012	-0.0021	0.0097	0.0013	0.023	7.53
82	SAGBEND	-268.94	-34.46	1.56	0.104	4.96	399.004	0.012	-0.0021	0.0098	0.0012	0.023	7.54
83	SAGBEND	-274.97	-34.97	1.54	0.126	4.785	405.054	0.012	-0.0022	0.0098	0.0012	0.023	7.55
84	SAGBEND	-281	-35.47	1.53	0.147	4.609	411.104	0.012	-0.0022	0.0098	0.0012	0.023	7.55
85	SAGBEND	-287.03	-35.95	1.51	0.169	4.434	417.154	0.012	-0.0022	0.0098	0.0012	0.0231	7.56
86	SAGBEND	-293.07	-36.4	1.49	0.19	4.259	423.204	0.0119	-0.0023	0.0098	0.0012	0.0231	7.56
87	SAGBEND	-299.1	-36.84	1.47	0.211	4.084	429.254	0.0119	-0.0023	0.0098	0.0012	0.0231	7.57
88	SAGBEND	-305.13	-37.26	1.45	0.232	3.908	435.304	0.0119	-0.0023	0.0099	0.0012	0.0231	7.57
89	SAGBEND	-311.17	-37.67	1.42	0.253	3.732	441.354	0.0119	-0.0023	0.0099	0.0012	0.0231	7.57
90	SAGBEND	-317.21	-38.05	1.4	0.273	3.555	447.404	0.0119	-0.0024	0.0099	0.0012	0.0231	7.57
91	SAGBEND	-323.25	-38.41	1.37	0.294	3.377	453.454	0.0119	-0.0024	0.0099	0.0012	0.0231	7.57
92	SAGBEND	-329.29	-38.76	1.33	0.315	3.2	459.504	0.0119	-0.0024	0.0099	0.0012	0.0231	7.57
93	SAGBEND	-335.33	-39.09	1.3	0.335	3.023	465.554	0.0118	-0.0024	0.0099	0.0012	0.0231	7.57
94	SAGBEND	-341.37	-39.4	1.26	0.356	2.848	471.604	0.0118	-0.0024	0.0099	0.0012	0.0231	7.56
95	SAGBEND	-347.41	-39.69	1.23	0.376	2.671	477.654	0.0118	-0.0025	0.0099	0.0012	0.0231	7.56
96	SAGBEND	-353.46	-39.96	1.19	0.396	2.494	483.704	0.0118	-0.0025	0.0099	0.0012	0.023	7.55
97	SAGBEND	-359.5	-40.22	1.14	0.416	2.317	489.754	0.0118	-0.0025	0.0099	0.0012	0.023	7.55
98	SAGBEND	-365.55	-40.45	1.1	0.436	2.14	495.804	0.0118	-0.0025	0.0099	0.0012	0.023	7.54
99	SAGBEND	-371.59	-40.67	1.05	0.455	1.964	501.854	0.0118	-0.0025	0.0099	0.0012	0.023	7.53
100	SAGBEND	-377.64	-40.87	1	0.475	1.788	507.904	0.0118	-0.0025	0.0099	0.0012	0.0229	7.52
101	SAGBEND	-383.69	-41.05	0.95	0.494	1.612	513.954	0.0118	-0.0025	0.0099	0.0012	0.0229	7.51
102	SAGBEND	-389.73	-41.21	0.9	0.514	1.437	520.004	0.0118	-0.0026	0.0099	0.0011	0.0229	7.49
103	SAGBEND	-395.78	-41.35	0.84	0.533	1.261	526.054	0.0118	-0.0026	0.0098	0.0011	0.0228	7.48
104	SAGBEND	-401.83	-41.47	0.78	0.552	1.086	532.104	0.0118	-0.0026	0.0098	0.0011	0.0227	7.45
105	SAGBEND	-407.88	-41.58	0.72	0.571	0.912	538.154	0.0118	-0.0026	0.0097	0.001	0.0226	7.41
106	SAGBEND	-413.93	-41.67	0.66	0.587	0.739	544.204	0.0117	-0.0026	0.0095	0.0009	0.0224	7.35
107	SAGBEND	-419.98	-41.74	0.6	0.599	0.571	550.254	0.0117	-0.0026	0.0092	0.0007	0.0221	7.24
108	SAGBEND	-426.03	-41.79	0.54	0.607	0.409	556.304	0.0117	-0.0026	0.0088	0.0003	0.0216	7.08
109	SAGBEND	-432.08	-41.82	0.47	0.605	0.26	562.354	0.0117	-0.0026	0.008	-0.0004	0.0208	6.81
110	SAGBEND	-438.13	-41.84	0.41	0.594	0.132	568.404	0.0117	-0.0026	0.0066	-0.0011	0.0194	6.36
111	SEABED	-444.18	-41.85	0.35	0.57	0.043	574.454	0.0117	-0.0026	0.0041	-0.002	0.0172	5.64

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING STRAIN VERT (PCT)	STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
112	SEABED	-450.23	-41.85	0.29	0.53	0.003	580.504	0.0117	-0.0026	0.0014	-0.0027	0.0159	5.22
113	SEABED	-456.28	-41.85	0.24	0.481	-0.006	586.554	0.0117	-0.0026	0.0001	-0.003	0.016	5.26
114	SEABED	-462.33	-41.85	0.19	0.428	-0.004	592.604	0.0117	-0.0026	-0.0002	-0.003	0.0161	5.28
115	SEABED	-468.38	-41.85	0.15	0.375	-0.001	598.654	0.0117	-0.0026	-0.0001	-0.003	0.0161	5.27
116	SEABED	-474.43	-41.85	0.11	0.322	0	604.704	0.0117	-0.0026	0	-0.0029	0.016	5.26
117	SEABED	-480.48	-41.85	0.08	0.269	0	610.754	0.0117	-0.0026	0	-0.0029	0.016	5.24
118	SEABED	-486.53	-41.85	0.05	0.217	0	616.804	0.0117	-0.0026	0	-0.0029	0.0159	5.23
119	SEABED	-492.58	-41.85	0.03	0.167	0	622.854	0.0117	-0.0026	0	-0.0028	0.0159	5.2
120	SEABED	-498.63	-41.85	0.02	0.118	0	628.904	0.0117	-0.0026	0	-0.0026	0.0157	5.15
121	SEABED	-504.68	-41.85	0.01	0.074	0	634.954	0.0117	-0.0026	0	-0.0023	0.0154	5.06
122	SEABED	-510.73	-41.85	0	0.036	0	641.004	0.0117	-0.0026	0	-0.0019	0.015	4.92
123	SEABED	-516.78	-41.85	0	0.011	0	647.054	0.0117	-0.0026	0	-0.0011	0.0142	4.67
124	SEABED	-522.83	-41.85	0	0	0	653.104	0.0117	-0.0026	0	-0.0003	0.0135	4.43
125	SEABED	-528.88	-41.85	0	-0.002	0	659.154	0.0117	-0.0026	0	0	0.0132	4.34
126	SEABED	-534.93	-41.85	0	-0.001	0	665.204	0.0117	-0.0026	0	0	0.0133	4.35
127	SEABED	-540.98	-41.85	0	-0.001	0	671.254	0.0117	-0.0026	0	0	0.0132	4.34



MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT REACTION VERT (KN)	REACTION HORIZ (KN)	SUPT SEPARATIONS VERT (M)	SEPARATIONS HORIZ (M)	PIPE TENSION (KN)	BENDING MOMENTS VERT (KN-M)	BENDING MOMENTS HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
68	SAGBEND	-184.74	-25.33	1.48	0	0	0	0	339.14	18.79	2.74	18.98
69	SAGBEND	-190.75	-26.1	1.5	0	0	0	0	339.01	18.78	2.7	18.96
70	SAGBEND	-196.75	-26.85	1.52	0	0	0	0	338.88	18.77	2.66	18.94
71	SAGBEND	-202.75	-27.59	1.53	0	0	0	0	338.76	18.74	2.62	18.91
72	SAGBEND	-208.76	-28.3	1.55	0	0	0	0	338.64	18.72	2.59	18.88
73	SAGBEND	-214.77	-29	1.56	0	0	0	0	338.52	18.69	2.56	18.85
74	SAGBEND	-220.78	-29.68	1.57	0	0	0	0	338.4	18.66	2.54	18.81
75	SAGBEND	-226.8	-30.34	1.58	0	0	0	0	338.29	18.63	2.52	18.79
76	SAGBEND	-232.81	-30.99	1.58	0	0	0	0	338.18	18.63	2.51	18.8
77	SAGBEND	-238.83	-31.61	1.58	0	0	0	0	338.07	18.66	2.49	18.82
78	SAGBEND	-244.85	-32.22	1.58	0	0	0	0	337.97	18.68	2.47	18.84
79	SAGBEND	-250.87	-32.81	1.58	0	0	0	0	337.87	18.7	2.46	18.86
80	SAGBEND	-256.89	-33.38	1.57	0	0	0	0	337.77	18.72	2.44	18.88
81	SAGBEND	-262.92	-33.93	1.57	0	0	0	0	337.68	18.74	2.42	18.9
82	SAGBEND	-268.94	-34.46	1.56	0	0	0	0	337.59	18.77	2.4	18.92
83	SAGBEND	-274.97	-34.97	1.54	0	0	0	0	337.5	18.8	2.37	18.95
84	SAGBEND	-281	-35.47	1.53	0	0	0	0	337.42	18.84	2.35	18.99
85	SAGBEND	-287.03	-35.95	1.51	0	0	0	0	337.33	18.88	2.34	19.02
86	SAGBEND	-293.07	-36.4	1.49	0	0	0	0	337.26	18.91	2.32	19.05
87	SAGBEND	-299.1	-36.84	1.47	0	0	0	0	337.18	18.94	2.3	19.08
88	SAGBEND	-305.13	-37.26	1.45	0	0	0	0	337.11	18.96	2.28	19.09
89	SAGBEND	-311.17	-37.67	1.42	0	0	0	0	337.04	18.97	2.26	19.11
90	SAGBEND	-317.21	-38.05	1.4	0	0	0	0	336.98	18.98	2.24	19.11
91	SAGBEND	-323.25	-38.41	1.37	0	0	0	0	336.92	18.99	2.23	19.11
92	SAGBEND	-329.29	-38.76	1.33	0	0	0	0	336.86	18.98	2.23	19.11
93	SAGBEND	-335.33	-39.09	1.3	0	0	0	0	336.8	18.99	2.23	19.12
94	SAGBEND	-341.37	-39.4	1.26	0	0	0	0	336.75	19	2.24	19.12
95	SAGBEND	-347.41	-39.69	1.23	0	0	0	0	336.7	19	2.24	19.12
96	SAGBEND	-353.46	-39.96	1.19	0	0	0	0	336.66	18.99	2.25	19.12
97	SAGBEND	-359.5	-40.22	1.14	0	0	0	0	336.61	18.99	2.25	19.11
98	SAGBEND	-365.55	-40.45	1.1	0	0	0	0	336.57	18.98	2.25	19.12
99	SAGBEND	-371.59	-40.67	1.05	0	0	0	0	336.54	19	2.25	19.13
100	SAGBEND	-377.64	-40.87	1	0	0	0	0	336.51	19.01	2.24	19.14
101	SAGBEND	-383.69	-41.05	0.95	0	0	0	0	336.48	19	2.22	19.13
102	SAGBEND	-389.73	-41.21	0.9	0	0	0	0	336.45	18.97	2.19	19.09
103	SAGBEND	-395.78	-41.35	0.84	0	0	0	0	336.43	18.9	2.14	19.02
104	SAGBEND	-401.83	-41.47	0.78	0	0	0	0	336.41	18.78	2.06	18.89
105	SAGBEND	-407.88	-41.58	0.72	0	0	0	0	336.39	18.59	1.93	18.69
106	SAGBEND	-413.93	-41.67	0.66	0	0	0	0	336.38	18.27	1.7	18.35
107	SAGBEND	-419.98	-41.74	0.6	0	0	0	0	336.36	17.77	1.27	17.81
108	SAGBEND	-426.03	-41.79	0.54	0	0	0	0	336.36	16.84	0.58	16.85
109	SAGBEND	-432.08	-41.82	0.47	0	0	0	0	336.35	15.34	-0.79	15.34
110	SAGBEND	-438.13	-41.84	0.41	0	0	0	0	336.35	12.63	-2.05	12.7
111	SEABED	-444.18	-41.85	0.35	0	0	0	0	336.35	7.84	-3.83	8.38

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT REACTION VERT (KN)	REACTION HORIZ (KN)	SUPT SEPARATIONS VERT (M)	SEPARATIONS HORIZ (M)	PIPE TENSION (KN)	BENDING MOMENTS VERT (KN-M)	BENDING MOMENTS HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
112	SEABED	-450.23	-41.85	0.29	0	0	0	0	336.35	2.74	-5.17	5.38
113	SEABED	-456.28	-41.85	0.24	0	0	0	0	336.35	0.27	-5.69	5.69
114	SEABED	-462.33	-41.85	0.19	0	0	0	0	336.35	-0.33	-5.78	5.79
115	SEABED	-468.38	-41.85	0.15	0	0	0	0	336.35	-0.24	-5.73	5.74
116	SEABED	-474.43	-41.85	0.11	0	0	0	0	336.35	-0.09	-5.66	5.66
117	SEABED	-480.48	-41.85	0.08	0	0	0	0	336.35	-0.01	-5.59	5.59
118	SEABED	-486.53	-41.85	0.05	0	0	0	0	336.35	0.01	-5.49	5.49
119	SEABED	-492.58	-41.85	0.03	0	0	0	0	336.35	0.01	-5.32	5.32
120	SEABED	-498.63	-41.85	0.02	0	0	0	0	336.35	0	-5.02	5.02
121	SEABED	-504.68	-41.85	0.01	0	0	0	0	336.35	0	-4.51	4.51
122	SEABED	-510.73	-41.85	0	0	0	0	0	336.35	0	-3.63	3.63
123	SEABED	-516.78	-41.85	0	0	0	0	0	336.35	0	-2.12	2.12
124	SEABED	-522.83	-41.85	0	0	0	0	0	336.35	0	-0.67	0.67
125	SEABED	-528.88	-41.85	0	0	0	0	0	336.35	0	0.05	0.05
126	SEABED	-534.93	-41.85	0	0	0	0	0	336.35	0	0.08	0.08
127	SEABED	-540.98	-41.85	0	0	0	0	0	336.35	0	0	0



MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M )	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING VERT (PCT)	STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
68	SAGBEND	-184.95	-23.91	1.45	-0.196	6.924	314.304	0.0125	-0.0015	0.0098	0.0015	0.0229	7.49
69	SAGBEND	-190.96	-24.63	1.47	-0.169	6.749	320.354	0.0124	-0.0015	0.0098	0.0015	0.0229	7.5
70	SAGBEND	-196.97	-25.33	1.48	-0.144	6.574	326.404	0.0124	-0.0016	0.0097	0.0014	0.0229	7.5
71	SAGBEND	-202.98	-26.02	1.5	-0.118	6.399	332.454	0.0124	-0.0016	0.0097	0.0014	0.0229	7.51
72	SAGBEND	-208.99	-26.68	1.51	-0.093	6.223	338.504	0.0123	-0.0017	0.0097	0.0014	0.0229	7.51
73	SAGBEND	-215.01	-27.33	1.52	-0.069	6.048	344.554	0.0123	-0.0017	0.0097	0.0014	0.0229	7.52
74	SAGBEND	-221.03	-27.96	1.52	-0.044	5.872	350.604	0.0123	-0.0017	0.0097	0.0014	0.0229	7.52
75	SAGBEND	-227.04	-28.57	1.52	-0.021	5.697	356.654	0.0123	-0.0018	0.0097	0.0014	0.0229	7.52
76	SAGBEND	-233.07	-29.16	1.53	0.003	5.522	362.704	0.0122	-0.0018	0.0097	0.0013	0.023	7.53
77	SAGBEND	-239.09	-29.73	1.52	0.027	5.347	368.754	0.0122	-0.0018	0.0097	0.0013	0.023	7.53
78	SAGBEND	-245.11	-30.29	1.52	0.05	5.172	374.804	0.0122	-0.0019	0.0097	0.0013	0.023	7.54
79	SAGBEND	-251.14	-30.83	1.51	0.072	4.997	380.854	0.0122	-0.0019	0.0097	0.0013	0.023	7.55
80	SAGBEND	-257.17	-31.34	1.51	0.095	4.822	386.904	0.0122	-0.0019	0.0098	0.0013	0.023	7.55
81	SAGBEND	-263.2	-31.84	1.49	0.118	4.647	392.954	0.0121	-0.002	0.0098	0.0013	0.0231	7.56
82	SAGBEND	-269.23	-32.32	1.48	0.14	4.472	399.004	0.0121	-0.002	0.0098	0.0013	0.0231	7.56
83	SAGBEND	-275.26	-32.78	1.46	0.162	4.297	405.054	0.0121	-0.002	0.0098	0.0013	0.0231	7.57
84	SAGBEND	-281.29	-33.23	1.45	0.184	4.122	411.104	0.0121	-0.0021	0.0098	0.0013	0.0231	7.57
85	SAGBEND	-287.33	-33.65	1.43	0.206	3.947	417.154	0.0121	-0.0021	0.0098	0.0013	0.0231	7.57
86	SAGBEND	-293.36	-34.06	1.4	0.228	3.771	423.204	0.0121	-0.0021	0.0098	0.0012	0.0231	7.58
87	SAGBEND	-299.4	-34.45	1.38	0.25	3.594	429.254	0.012	-0.0021	0.0099	0.0012	0.0231	7.58
88	SAGBEND	-305.44	-34.82	1.35	0.272	3.417	435.304	0.012	-0.0022	0.0099	0.0012	0.0231	7.58
89	SAGBEND	-311.48	-35.17	1.32	0.293	3.24	441.354	0.012	-0.0022	0.0099	0.0012	0.0231	7.58
90	SAGBEND	-317.52	-35.5	1.29	0.315	3.063	447.404	0.012	-0.0022	0.0099	0.0012	0.0231	7.57
91	SAGBEND	-323.56	-35.81	1.25	0.336	2.888	453.454	0.012	-0.0022	0.0099	0.0012	0.0231	7.57
92	SAGBEND	-329.61	-36.11	1.22	0.357	2.712	459.504	0.012	-0.0022	0.0099	0.0012	0.0231	7.57
93	SAGBEND	-335.65	-36.39	1.18	0.378	2.536	465.554	0.012	-0.0023	0.0099	0.0012	0.0231	7.56
94	SAGBEND	-341.69	-36.64	1.14	0.399	2.359	471.604	0.012	-0.0023	0.0099	0.0012	0.023	7.55
95	SAGBEND	-347.74	-36.88	1.09	0.42	2.182	477.654	0.0119	-0.0023	0.0099	0.0012	0.023	7.55
96	SAGBEND	-353.78	-37.11	1.05	0.44	2.007	483.704	0.0119	-0.0023	0.0099	0.0012	0.023	7.54
97	SAGBEND	-359.83	-37.31	1	0.461	1.832	489.754	0.0119	-0.0023	0.0099	0.0012	0.023	7.53
98	SAGBEND	-365.88	-37.49	0.95	0.482	1.656	495.804	0.0119	-0.0023	0.0099	0.0012	0.0229	7.52
99	SAGBEND	-371.92	-37.66	0.9	0.502	1.481	501.854	0.0119	-0.0023	0.0099	0.0012	0.0229	7.5
100	SAGBEND	-377.97	-37.81	0.85	0.523	1.306	507.904	0.0119	-0.0023	0.0098	0.0012	0.0228	7.49
101	SAGBEND	-384.02	-37.93	0.79	0.543	1.13	513.954	0.0119	-0.0023	0.0098	0.0011	0.0228	7.46
102	SAGBEND	-390.07	-38.04	0.73	0.562	0.956	520.004	0.0119	-0.0024	0.0097	0.0011	0.0227	7.43
103	SAGBEND	-396.12	-38.14	0.67	0.579	0.783	526.054	0.0119	-0.0024	0.0095	0.001	0.0225	7.37
104	SAGBEND	-402.17	-38.21	0.61	0.593	0.614	532.104	0.0119	-0.0024	0.0093	0.0007	0.0222	7.28
105	SAGBEND	-408.22	-38.27	0.55	0.601	0.45	538.154	0.0119	-0.0024	0.0089	0.0004	0.0217	7.13
106	SAGBEND	-414.27	-38.31	0.48	0.602	0.297	544.204	0.0119	-0.0024	0.0082	-0.0003	0.021	6.9
107	SAGBEND	-420.32	-38.33	0.42	0.593	0.163	550.254	0.0119	-0.0024	0.007	-0.0009	0.0198	6.51
108	SEABED	-426.37	-38.34	0.36	0.572	0.061	556.304	0.0119	-0.0024	0.0049	-0.0018	0.0179	5.86
109	SEABED	-432.42	-38.34	0.3	0.536	0.009	562.354	0.0119	-0.0024	0.002	-0.0026	0.016	5.25
110	SEABED	-438.47	-38.34	0.25	0.489	-0.005	568.404	0.0119	-0.0024	0.0004	-0.0029	0.016	5.25
111	SEABED	-444.52	-38.34	0.2	0.437	-0.005	574.454	0.0119	-0.0024	-0.0002	-0.003	0.0161	5.28

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M )	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING VERT (PCT)	STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
112	SEABED	-450.57	-38.34	0.15	0.383	-0.002	580.504	0.0119	-0.0024	-0.0001	-0.003	0.0161	5.28
113	SEABED	-456.62	-38.34	0.12	0.33	0	586.554	0.0119	-0.0024	-0.0001	-0.0029	0.0161	5.26
114	SEABED	-462.67	-38.34	0.08	0.278	0	592.604	0.0119	-0.0024	0	-0.0029	0.016	5.25
115	SEABED	-468.72	-38.34	0.06	0.226	0	598.654	0.0119	-0.0024	0	-0.0029	0.016	5.23
116	SEABED	-474.77	-38.34	0.04	0.175	0	604.704	0.0119	-0.0024	0	-0.0028	0.0159	5.21
117	SEABED	-480.82	-38.34	0.02	0.126	0	610.754	0.0119	-0.0024	0	-0.0026	0.0157	5.16
118	SEABED	-486.87	-38.34	0.01	0.081	0	616.804	0.0119	-0.0024	0	-0.0024	0.0155	5.08
119	SEABED	-492.92	-38.34	0	0.042	0	622.854	0.0119	-0.0024	0	-0.002	0.0151	4.95
120	SEABED	-498.97	-38.34	0	0.014	0	628.904	0.0119	-0.0024	0	-0.0013	0.0144	4.71
121	SEABED	-505.02	-38.34	0	0.001	0	634.954	0.0119	-0.0024	0	-0.0005	0.0136	4.47
122	SEABED	-511.07	-38.34	0	-0.002	0	641.004	0.0119	-0.0024	0	-0.0001	0.0133	4.36
123	SEABED	-517.12	-38.34	0	-0.003	0	647.054	0.0119	-0.0024	0	0	0.0132	4.34



MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

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	127.18	10.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0	7.28	0	0	-0.23	-3.51	0	3.51	
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0	5.37	0.01	0	-0.67	0.8	-0.01	0.8	
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0	8.75	0	0	-1.36	-8.67	0	8.67	
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0	7.69	0.01	0	-1.59	-6.95	0.01	6.95	
11	LAYBARGE	100.06	8.36	0	16.51	0.01	0	-2.68	-13.9	0.01	13.9	
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0	17.19	0.01	0	-3.87	-15.2	0.01	15.2	
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0	13.78	0.01	0	-5.04	-9.05	0.01	9.05	
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0	25	0.01	0	-6.22	-31.52	0.01	31.52	
19	TENSIONR	51.19	4.87	0	-1.95	-0.02	0	175.51	39.38	-0.03	39.38	
21	TENSIONR	38.72	4.06	0	48.4	0.07	0	349.17	-112.84	-0.06	112.84	
23	LAYBARGE	27.06	3.07	0	0	0.02	0.11	0	348.04	12.51	0.02	12.51
25	LAYBARGE	15.61	2.09	0	29.79	-0.01	0	0	346.68	-33.29	-0.01	33.29
27	LAYBARGE	4.18	1.13	0	0	0.11	0.05	0	345.31	71.35	0.05	71.35
29	LAYBARGE	0.88	0.88	0	0	-0.2	0.22	0	344.97	81.46	-0.3	81.47
32	STINGER	-11.06	0.2	0	0	0.71	0.06	0	344.1	59.22	0.7	59.23
35	STINGER	-18.19	-0.09	0	5.89	-3.15	0	0	343.81	-18.01	-3.97	18.42
38	STINGER	-27.34	-0.5	0	0	8.75	0.15	0	343.58	-109.1	12.4	109.78
41	STINGER	-36.46	-1.18	0	64.51	-15.23	0	0	342.31	-305.43	-54.15	310.14
43	STINGER	-41.22	-1.75	0.03	0	0	0.79	0.03	343.05	-192.04	-32.84	194.79
45	SAGBEND	-47.46	-2.68	0.11	0	0	0	0	343.25	-97.6	-14.9	98.7
46	SAGBEND	-53.43	-3.66	0.19	0	0	0	0	343.18	-47.15	-5.53	47.45
47	SAGBEND	-59.39	-4.7	0.29	0	0	0	0	343.02	-18.7	-0.45	18.7
48	SAGBEND	-65.34	-5.75	0.38	0	0	0	0	342.85	-2.65	2.45	3.61
49	SAGBEND	-71.3	-6.81	0.47	0	0	0	0	342.67	7.43	3.79	8.18
50	SAGBEND	-77.26	-7.86	0.55	0	0	0	0	342.49	12.18	4.41	12.83
51	SAGBEND	-83.22	-8.9	0.64	0	0	0	0	342.31	14.86	4.63	15.46
52	SAGBEND	-89.18	-9.92	0.71	0	0	0	0	342.14	16.38	4.64	16.93
53	SAGBEND	-95.15	-10.93	0.79	0	0	0	0	341.97	17.23	4.54	17.73
54	SAGBEND	-101.11	-11.92	0.86	0	0	0	0	341.8	17.69	4.38	18.15
55	SAGBEND	-107.08	-12.89	0.92	0	0	0	0	341.64	17.96	4.21	18.41
56	SAGBEND	-113.06	-13.85	0.98	0	0	0	0	341.47	18.14	4.04	18.56
57	SAGBEND	-119.04	-14.79	1.04	0	0	0	0	341.31	18.27	3.89	18.66
58	SAGBEND	-125.01	-15.71	1.09	0	0	0	0	341.16	18.4	3.75	18.75
59	SAGBEND	-131	-16.61	1.14	0	0	0	0	341.01	18.5	3.62	18.83
60	SAGBEND	-136.98	-17.49	1.19	0	0	0	0	340.86	18.59	3.5	18.89
61	SAGBEND	-142.97	-18.36	1.23	0	0	0	0	340.71	18.66	3.38	18.94
62	SAGBEND	-148.96	-19.21	1.27	0	0	0	0	340.57	18.72	3.28	18.99
63	SAGBEND	-154.95	-20.04	1.31	0	0	0	0	340.42	18.77	3.18	19.02
64	SAGBEND	-160.95	-20.85	1.34	0	0	0	0	340.29	18.8	3.08	19.03
65	SAGBEND	-166.95	-21.64	1.37	0	0	0	0	340.15	18.82	3	19.04
66	SAGBEND	-172.95	-22.42	1.4	0	0	0	0	340.02	18.83	2.94	19.04
67	SAGBEND	-178.95	-23.17	1.42	0	0	0	0	339.89	18.82	2.88	19.02

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION (KN)	PIPE BENDING MOMENTS		TOTAL (KN-M)
		COORD (M)	COORD (M)	COORD (M)	VERT (KN)	HORIZ (KN)	VERT (M)	HORIZ (M)		VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	
68	SAGBEND	-184.95	-23.91	1.45	0	0	0	0	339.77	18.8	2.84	18.99
69	SAGBEND	-190.96	-24.63	1.47	0	0	0	0	339.64	18.77	2.81	18.96
70	SAGBEND	-196.97	-25.33	1.48	0	0	0	0	339.52	18.73	2.77	18.91
71	SAGBEND	-202.98	-26.02	1.5	0	0	0	0	339.41	18.69	2.74	18.87
72	SAGBEND	-208.99	-26.68	1.51	0	0	0	0	339.29	18.65	2.71	18.83
73	SAGBEND	-215.01	-27.33	1.52	0	0	0	0	339.18	18.64	2.68	18.82
74	SAGBEND	-221.03	-27.96	1.52	0	0	0	0	339.08	18.63	2.65	18.81
75	SAGBEND	-227.04	-28.57	1.52	0	0	0	0	338.97	18.65	2.62	18.83
76	SAGBEND	-233.07	-29.16	1.53	0	0	0	0	338.87	18.67	2.6	18.85
77	SAGBEND	-239.09	-29.73	1.52	0	0	0	0	338.77	18.69	2.57	18.86
78	SAGBEND	-245.11	-30.29	1.52	0	0	0	0	338.68	18.7	2.55	18.87
79	SAGBEND	-251.14	-30.83	1.51	0	0	0	0	338.59	18.73	2.53	18.9
80	SAGBEND	-257.17	-31.34	1.51	0	0	0	0	338.5	18.77	2.51	18.93
81	SAGBEND	-263.2	-31.84	1.49	0	0	0	0	338.41	18.8	2.49	18.97
82	SAGBEND	-269.23	-32.32	1.48	0	0	0	0	338.33	18.84	2.47	19
83	SAGBEND	-275.26	-32.78	1.46	0	0	0	0	338.25	18.87	2.45	19.03
84	SAGBEND	-281.29	-33.23	1.45	0	0	0	0	338.18	18.9	2.43	19.06
85	SAGBEND	-287.33	-33.65	1.43	0	0	0	0	338.1	18.92	2.41	19.08
86	SAGBEND	-293.36	-34.06	1.4	0	0	0	0	338.04	18.94	2.39	19.09
87	SAGBEND	-299.4	-34.45	1.38	0	0	0	0	337.97	18.95	2.36	19.1
88	SAGBEND	-305.44	-34.82	1.35	0	0	0	0	337.91	18.96	2.35	19.1
89	SAGBEND	-311.48	-35.17	1.32	0	0	0	0	337.85	18.97	2.34	19.11
90	SAGBEND	-317.52	-35.5	1.29	0	0	0	0	337.79	18.98	2.33	19.12
91	SAGBEND	-323.56	-35.81	1.25	0	0	0	0	337.74	18.99	2.34	19.13
92	SAGBEND	-329.61	-36.11	1.22	0	0	0	0	337.69	19	2.34	19.14
93	SAGBEND	-335.65	-36.39	1.18	0	0	0	0	337.64	19	2.35	19.14
94	SAGBEND	-341.69	-36.64	1.14	0	0	0	0	337.6	18.99	2.35	19.13
95	SAGBEND	-347.74	-36.88	1.09	0	0	0	0	337.56	18.98	2.36	19.12
96	SAGBEND	-353.78	-37.11	1.05	0	0	0	0	337.52	18.99	2.35	19.14
97	SAGBEND	-359.83	-37.31	1	0	0	0	0	337.49	19	2.34	19.14
98	SAGBEND	-365.88	-37.49	0.95	0	0	0	0	337.46	18.99	2.33	19.13
99	SAGBEND	-371.92	-37.66	0.9	0	0	0	0	337.43	18.96	2.3	19.1
100	SAGBEND	-377.97	-37.81	0.85	0	0	0	0	337.41	18.91	2.26	19.04
101	SAGBEND	-384.02	-37.93	0.79	0	0	0	0	337.39	18.8	2.19	18.93
102	SAGBEND	-390.07	-38.04	0.73	0	0	0	0	337.37	18.63	2.07	18.74
103	SAGBEND	-396.12	-38.14	0.67	0	0	0	0	337.36	18.34	1.84	18.43
104	SAGBEND	-402.17	-38.21	0.61	0	0	0	0	337.34	17.91	1.42	17.97
105	SAGBEND	-408.22	-38.27	0.55	0	0	0	0	337.34	17.12	0.74	17.14
106	SAGBEND	-414.27	-38.31	0.48	0	0	0	0	337.33	15.84	-0.61	15.84
107	SAGBEND	-420.32	-38.33	0.42	0	0	0	0	337.33	13.54	-1.74	13.58
108	SEABED	-426.37	-38.34	0.36	0	0	0	0	337.33	9.43	-3.42	9.75
109	SEABED	-432.42	-38.34	0.3	0	0	0	0	337.33	3.92	-4.94	5.78
110	SEABED	-438.47	-38.34	0.25	0	0	0	0	337.33	0.71	-5.63	5.63
111	SEABED	-444.52	-38.34	0.2	0	0	0	0	337.33	-0.33	-5.78	5.79

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION (KN)	PIPE BENDING MOMENTS		TOTAL (KN-M)
		COORD (M)	COORD (M)	COORD (M)	VERT (KN)	HORIZ (KN)	VERT (M)	HORIZ (M)		VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	
112	SEABED	-450.57	-38.34	0.15	0	0	0	0	337.33	-0.29	-5.75	5.75
113	SEABED	-456.62	-38.34	0.12	0	0	0	0	337.33	-0.13	-5.67	5.68
114	SEABED	-462.67	-38.34	0.08	0	0	0	0	337.33	-0.03	-5.6	5.6
115	SEABED	-468.72	-38.34	0.06	0	0	0	0	337.33	0.01	-5.51	5.51
116	SEABED	-474.77	-38.34	0.04	0	0	0	0	337.33	0.01	-5.35	5.35
117	SEABED	-480.82	-38.34	0.02	0	0	0	0	337.33	0	-5.08	5.08
118	SEABED	-486.87	-38.34	0.01	0	0	0	0	337.33	0	-4.65	4.65
119	SEABED	-492.92	-38.34	0	0	0	0	0	337.33	0	-3.86	3.86
120	SEABED	-498.97	-38.34	0	0	0	0	0	337.33	0	-2.48	2.48
121	SEABED	-505.02	-38.34	0	0	0	0	0	337.33	0	-0.91	0.91
122	SEABED	-511.07	-38.34	0	0	0	0	0	337.33	0	-0.17	0.17
123	SEABED	-517.12	-38.34	0	0	0	0	0	337.33	0	0	0











MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING STRAINS VERT (PCT)	HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
68	SAGBEND	-184.77	-25.21	0.71	-0.1	7.409	314.304	0.0124	-0.0016	0.0096	0.0007	0.0227	7.45
69	SAGBEND	-190.77	-25.98	0.72	-0.087	7.236	320.354	0.0124	-0.0016	0.0096	0.0007	0.0227	7.46
70	SAGBEND	-196.77	-26.73	0.73	-0.075	7.063	326.404	0.0124	-0.0017	0.0095	0.0007	0.0228	7.47
71	SAGBEND	-202.77	-27.47	0.74	-0.063	6.891	332.454	0.0123	-0.0017	0.0096	0.0007	0.0228	7.48
72	SAGBEND	-208.78	-28.19	0.75	-0.051	6.718	338.504	0.0123	-0.0017	0.0096	0.0007	0.0228	7.49
73	SAGBEND	-214.79	-28.89	0.75	-0.039	6.546	344.554	0.0123	-0.0018	0.0096	0.0007	0.0229	7.5
74	SAGBEND	-220.8	-29.57	0.75	-0.027	6.373	350.604	0.0123	-0.0018	0.0097	0.0007	0.0229	7.51
75	SAGBEND	-226.82	-30.23	0.76	-0.016	6.201	356.654	0.0122	-0.0019	0.0097	0.0007	0.0229	7.52
76	SAGBEND	-232.83	-30.87	0.76	-0.004	6.028	362.704	0.0122	-0.0019	0.0097	0.0006	0.0229	7.52
77	SAGBEND	-238.85	-31.5	0.76	0.007	5.856	368.754	0.0122	-0.002	0.0097	0.0006	0.023	7.53
78	SAGBEND	-244.87	-32.11	0.76	0.018	5.683	374.804	0.0122	-0.002	0.0098	0.0006	0.023	7.54
79	SAGBEND	-250.89	-32.7	0.75	0.03	5.51	380.854	0.0121	-0.002	0.0098	0.0006	0.023	7.54
80	SAGBEND	-256.91	-33.27	0.75	0.041	5.335	386.904	0.0121	-0.0021	0.0098	0.0006	0.023	7.55
81	SAGBEND	-262.94	-33.82	0.75	0.052	5.161	392.954	0.0121	-0.0021	0.0098	0.0006	0.023	7.55
82	SAGBEND	-268.96	-34.36	0.74	0.063	4.985	399.004	0.0121	-0.0021	0.0098	0.0006	0.023	7.55
83	SAGBEND	-274.99	-34.87	0.73	0.074	4.812	405.054	0.0121	-0.0022	0.0098	0.0006	0.023	7.56
84	SAGBEND	-281.02	-35.37	0.72	0.085	4.639	411.104	0.012	-0.0022	0.0098	0.0006	0.023	7.56
85	SAGBEND	-287.05	-35.85	0.71	0.096	4.466	417.154	0.012	-0.0022	0.0098	0.0006	0.023	7.56
86	SAGBEND	-293.09	-36.31	0.7	0.107	4.292	423.204	0.012	-0.0023	0.0098	0.0006	0.023	7.56
87	SAGBEND	-299.12	-36.76	0.69	0.118	4.118	429.254	0.012	-0.0023	0.0098	0.0006	0.023	7.55
88	SAGBEND	-305.15	-37.18	0.68	0.129	3.943	435.304	0.012	-0.0023	0.0098	0.0006	0.023	7.55
89	SAGBEND	-311.19	-37.59	0.66	0.14	3.768	441.354	0.0119	-0.0023	0.0098	0.0006	0.023	7.55
90	SAGBEND	-317.23	-37.98	0.65	0.151	3.593	447.404	0.0119	-0.0024	0.0098	0.0006	0.023	7.54
91	SAGBEND	-323.27	-38.35	0.63	0.162	3.417	453.454	0.0119	-0.0024	0.0098	0.0006	0.023	7.54
92	SAGBEND	-329.31	-38.7	0.62	0.172	3.241	459.504	0.0119	-0.0024	0.0098	0.0006	0.023	7.54
93	SAGBEND	-335.35	-39.04	0.6	0.183	3.065	465.554	0.0119	-0.0024	0.0098	0.0006	0.023	7.54
94	SAGBEND	-341.39	-39.35	0.58	0.193	2.889	471.604	0.0119	-0.0024	0.0098	0.0006	0.023	7.53
95	SAGBEND	-347.43	-39.65	0.56	0.203	2.712	477.654	0.0119	-0.0025	0.0098	0.0006	0.023	7.53
96	SAGBEND	-353.47	-39.92	0.53	0.213	2.535	483.704	0.0119	-0.0025	0.0098	0.0006	0.0229	7.52
97	SAGBEND	-359.52	-40.18	0.51	0.223	2.358	489.754	0.0118	-0.0025	0.0098	0.0006	0.0229	7.52
98	SAGBEND	-365.56	-40.42	0.49	0.233	2.18	495.804	0.0118	-0.0025	0.0099	0.0006	0.0229	7.51
99	SAGBEND	-371.61	-40.64	0.46	0.243	2.002	501.854	0.0118	-0.0025	0.0099	0.0006	0.0229	7.5
100	SAGBEND	-377.66	-40.84	0.44	0.254	1.823	507.904	0.0118	-0.0025	0.0099	0.0006	0.0229	7.49
101	SAGBEND	-383.7	-41.02	0.41	0.264	1.644	513.954	0.0118	-0.0025	0.01	0.0006	0.0228	7.48
102	SAGBEND	-389.75	-41.18	0.38	0.274	1.466	520.004	0.0118	-0.0026	0.01	0.0006	0.0228	7.47
103	SAGBEND	-395.8	-41.33	0.35	0.284	1.287	526.054	0.0118	-0.0026	0.01	0.0006	0.0227	7.46
104	SAGBEND	-401.85	-41.46	0.32	0.294	1.112	532.104	0.0118	-0.0026	0.01	0.0005	0.0227	7.43
105	SAGBEND	-407.9	-41.56	0.29	0.302	0.938	538.154	0.0118	-0.0026	0.0099	0.0005	0.0226	7.4
106	SAGBEND	-413.95	-41.65	0.26	0.31	0.766	544.204	0.0118	-0.0026	0.0097	0.0004	0.0224	7.35
107	SAGBEND	-420	-41.73	0.22	0.316	0.598	550.254	0.0118	-0.0026	0.0095	0.0003	0.0222	7.26
108	SAGBEND	-426.05	-41.78	0.19	0.317	0.437	556.304	0.0118	-0.0026	0.0089	-0.0001	0.0217	7.12
109	SAGBEND	-432.1	-41.82	0.16	0.313	0.286	562.354	0.0118	-0.0026	0.008	-0.0005	0.021	6.88
110	SAGBEND	-438.15	-41.84	0.12	0.301	0.152	568.404	0.0118	-0.0026	0.0067	-0.001	0.0197	6.46
111	SEABED	-444.2	-41.85	0.09	0.277	0.054	574.454	0.0118	-0.0026	0.0044	-0.0019	0.0176	5.77

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING STRAINS VERT (PCT)	HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
112	SEABED	-450.25	-41.85	0.07	0.241	0.006	580.504	0.0118	-0.0026	0.0017	-0.0026	0.016	5.23
113	SEABED	-456.3	-41.85	0.04	0.194	-0.006	586.554	0.0118	-0.0026	0.0002	-0.0028	0.0159	5.21
114	SEABED	-462.35	-41.85	0.03	0.144	-0.005	592.604	0.0118	-0.0026	-0.0002	-0.0028	0.0159	5.21
115	SEABED	-468.4	-41.85	0.01	0.096	-0.002	598.654	0.0118	-0.0026	-0.0001	-0.0025	0.0157	5.14
116	SEABED	-474.45	-41.85	0	0.054	0	604.704	0.0118	-0.0026	-0.0001	-0.0021	0.0153	5.03
117	SEABED	-480.5	-41.85	0	0.022	0	610.754	0.0118	-0.0026	0	-0.0016	0.0148	4.84
118	SEABED	-486.55	-41.85	0	0.004	0	616.804	0.0118	-0.0026	0	-0.0007	0.0139	4.65
119	SEABED	-492.6	-41.85	0	-0.001	0	622.854	0.0118	-0.0026	0	-0.0002	0.0134	4.4
120	SEABED	-498.65	-41.85	0	-0.002	0	628.904	0.0118	-0.0026	0	0	0.0133	4.36
121	SEABED	-504.7	-41.85	0	-0.001	0	634.954	0.0118	-0.0026	0	0	0.0133	4.35



MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION (KN )	PIPE BENDING MOMENTS		
					VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )		VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
1	LAYBARGE	127.18	10.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0	7.28	0	0	0	-0.23	-3.51	0	3.51
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0	5.36	0	0	0	-0.67	0.8	0	0.8
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0	8.75	0	0	0	-1.36	-8.67	0	8.67
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0	7.68	0	0	0	-1.6	-6.95	0	6.95
11	LAYBARGE	100.06	8.36	0	16.51	0	0	0	-2.69	-13.9	0	13.9
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0	17.17	0	0	0	-3.88	-15.19	0	15.19
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0	13.79	0	0	0	-5.06	-9.05	0	9.05
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0	24.99	0	0	0	-6.24	-31.51	0	31.51
19	TENSIONR	51.19	4.87	0	-1.96	-0.01	0	0	176.28	39.39	0.01	39.39
21	TENSIONR	38.72	4.06	0	48.41	0.03	0	0	349.94	-112.87	-0.03	112.87
23	LAYBARGE	27.06	3.07	0	0	0	0.11	0	348.82	12.55	0	12.55
25	LAYBARGE	15.61	2.09	0	29.57	-0.01	0	0	347.45	-32.53	-0.01	32.53
27	LAYBARGE	4.18	1.12	0	0	0.05	0.05	0	346.08	70.49	0.01	70.49
29	LAYBARGE	0.88	0.88	0	0	-0.1	0.22	0	345.73	79.83	-0.14	79.83
32	STINGER	-11.05	0.19	0	0	0.35	0.06	0	344.85	51.11	0.33	51.11
35	STINGER	-18.18	-0.12	0	7.22	-1.57	0	0	344.57	-27.87	-1.99	27.94
38	STINGER	-27.33	-0.57	0	0	4.38	0.15	0	344.32	-114.01	6.22	114.18
41	STINGER	-36.45	-1.3	0	63.94	-7.68	0	0	343.05	-306.81	-27	307.9
43	STINGER	-41.21	-1.91	0.02	0	0	0.79	0.02	343.78	-193.43	-16.24	194.06
45	SAGBEND	-47.44	-2.87	0.05	0	0	0	0	343.98	-99.02	-7.3	99.28
46	SAGBEND	-53.4	-3.91	0.1	0	0	0	0	343.9	-48.3	-2.71	48.37
47	SAGBEND	-59.36	-4.98	0.14	0	0	0	0	343.74	-19.52	-0.25	19.53
48	SAGBEND	-65.31	-6.08	0.19	0	0	0	0	343.56	-3.19	1.18	3.38
49	SAGBEND	-71.25	-7.18	0.23	0	0	0	0	343.37	6.53	1.83	6.76
50	SAGBEND	-77.2	-8.28	0.27	0	0	0	0	343.19	11.5	2.11	11.67
51	SAGBEND	-83.16	-9.36	0.31	0	0	0	0	343	14.4	2.21	14.56
52	SAGBEND	-89.11	-10.43	0.35	0	0	0	0	342.82	16.12	2.21	16.27
53	SAGBEND	-95.07	-11.49	0.39	0	0	0	0	342.64	17.12	2.16	17.25
54	SAGBEND	-101.03	-12.53	0.42	0	0	0	0	342.47	17.7	2.09	17.82
55	SAGBEND	-106.99	-13.55	0.45	0	0	0	0	342.29	18.05	2.01	18.15
56	SAGBEND	-112.96	-14.55	0.48	0	0	0	0	342.12	18.26	1.93	18.36
57	SAGBEND	-118.93	-15.54	0.51	0	0	0	0	341.95	18.4	1.86	18.48
58	SAGBEND	-124.9	-16.51	0.54	0	0	0	0	341.79	18.49	1.79	18.57
59	SAGBEND	-130.87	-17.46	0.56	0	0	0	0	341.63	18.54	1.72	18.62
60	SAGBEND	-136.85	-18.39	0.59	0	0	0	0	341.47	18.58	1.67	18.65
61	SAGBEND	-142.83	-19.31	0.61	0	0	0	0	341.31	18.6	1.63	18.66
62	SAGBEND	-148.81	-20.21	0.63	0	0	0	0	341.16	18.6	1.59	18.65
63	SAGBEND	-154.8	-21.09	0.65	0	0	0	0	341.01	18.58	1.56	18.63
64	SAGBEND	-160.79	-21.95	0.66	0	0	0	0	340.86	18.55	1.53	18.6
65	SAGBEND	-166.78	-22.79	0.68	0	0	0	0	340.72	18.5	1.5	18.55
66	SAGBEND	-172.77	-23.62	0.69	0	0	0	0	340.58	18.45	1.48	18.5
67	SAGBEND	-178.77	-24.42	0.7	0	0	0	0	340.44	18.43	1.45	18.47

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION (KN)	PIPE BENDING MOMENTS		
					VERT (KN)	HORIZ (KN)	VERT (M)	HORIZ (M)		VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
68	SAGBEND	-184.77	-25.21	0.71	0	0	0	0	340.31	18.4	1.43	18.44
69	SAGBEND	-190.77	-25.98	0.72	0	0	0	0	340.18	18.38	1.4	18.42
70	SAGBEND	-196.77	-26.73	0.73	0	0	0	0	340.05	18.36	1.37	18.4
71	SAGBEND	-202.77	-27.47	0.74	0	0	0	0	339.92	18.39	1.35	18.44
72	SAGBEND	-208.78	-28.19	0.75	0	0	0	0	339.8	18.45	1.32	18.5
73	SAGBEND	-214.79	-28.89	0.75	0	0	0	0	339.68	18.51	1.3	18.56
74	SAGBEND	-220.8	-29.57	0.75	0	0	0	0	339.56	18.57	1.28	18.61
75	SAGBEND	-226.82	-30.23	0.76	0	0	0	0	339.45	18.62	1.26	18.66
76	SAGBEND	-232.83	-30.87	0.76	0	0	0	0	339.34	18.67	1.24	18.71
77	SAGBEND	-238.85	-31.5	0.76	0	0	0	0	339.23	18.71	1.23	18.75
78	SAGBEND	-244.87	-32.11	0.76	0	0	0	0	339.13	18.76	1.22	18.8
79	SAGBEND	-250.89	-32.7	0.75	0	0	0	0	339.03	18.8	1.21	18.83
80	SAGBEND	-256.91	-33.27	0.75	0	0	0	0	338.93	18.83	1.21	18.86
81	SAGBEND	-262.94	-33.82	0.75	0	0	0	0	338.84	18.85	1.2	18.89
82	SAGBEND	-268.96	-34.36	0.74	0	0	0	0	338.75	18.87	1.2	18.91
83	SAGBEND	-274.99	-34.87	0.73	0	0	0	0	338.66	18.88	1.19	18.92
84	SAGBEND	-281.02	-35.37	0.72	0	0	0	0	338.57	18.89	1.19	18.93
85	SAGBEND	-287.05	-35.85	0.71	0	0	0	0	338.49	18.89	1.18	18.93
86	SAGBEND	-293.09	-36.31	0.7	0	0	0	0	338.42	18.89	1.18	18.92
87	SAGBEND	-299.12	-36.76	0.69	0	0	0	0	338.34	18.88	1.19	18.92
88	SAGBEND	-305.15	-37.18	0.68	0	0	0	0	338.27	18.87	1.19	18.9
89	SAGBEND	-311.19	-37.59	0.66	0	0	0	0	338.2	18.86	1.19	18.89
90	SAGBEND	-317.23	-37.98	0.65	0	0	0	0	338.14	18.86	1.19	18.89
91	SAGBEND	-323.27	-38.35	0.63	0	0	0	0	338.07	18.86	1.19	18.89
92	SAGBEND	-329.31	-38.7	0.62	0	0	0	0	338.02	18.85	1.19	18.88
93	SAGBEND	-335.35	-39.04	0.6	0	0	0	0	337.96	18.83	1.19	18.86
94	SAGBEND	-341.39	-39.35	0.58	0	0	0	0	337.91	18.81	1.19	18.84
95	SAGBEND	-347.43	-39.65	0.56	0	0	0	0	337.86	18.78	1.19	18.81
96	SAGBEND	-353.47	-39.92	0.53	0	0	0	0	337.81	18.79	1.19	18.83
97	SAGBEND	-359.52	-40.18	0.51	0	0	0	0	337.77	18.89	1.19	18.93
98	SAGBEND	-365.56	-40.42	0.49	0	0	0	0	337.73	18.98	1.18	19.02
99	SAGBEND	-371.61	-40.64	0.46	0	0	0	0	337.7	19.07	1.17	19.1
100	SAGBEND	-377.66	-40.84	0.44	0	0	0	0	337.66	19.14	1.16	19.17
101	SAGBEND	-383.7	-41.02	0.41	0	0	0	0	337.63	19.2	1.14	19.23
102	SAGBEND	-389.75	-41.18	0.38	0	0	0	0	337.61	19.23	1.11	19.27
103	SAGBEND	-395.8	-41.33	0.35	0	0	0	0	337.58	19.23	1.07	19.26
104	SAGBEND	-401.85	-41.46	0.32	0	0	0	0	337.56	19.18	1	19.21
105	SAGBEND	-407.9	-41.56	0.29	0	0	0	0	337.54	19.03	0.89	19.06
106	SAGBEND	-413.95	-41.65	0.26	0	0	0	0	337.53	18.74	0.74	18.75
107	SAGBEND	-420	-41.73	0.22	0	0	0	0	337.52	18.19	0.49	18.19
108	SAGBEND	-426.05	-41.78	0.19	0	0	0	0	337.51	17.2	-0.16	17.2
109	SAGBEND	-432.1	-41.82	0.16	0	0	0	0	337.5	15.48	-0.93	15.5
110	SAGBEND	-438.15	-41.84	0.12	0	0	0	0	337.5	12.83	-1.97	12.91
111	SEABED	-444.2	-41.85	0.09	0	0	0	0	337.5	8.41	-3.57	8.87

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION (KN)	PIPE BENDING MOMENTS		
					VERT (KN)	HORIZ (KN)	VERT (M)	HORIZ (M)		VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
112	SEABED	-450.25	-41.85	0.07	0	0	0	0	337.5	3.18	-4.98	5.45
113	SEABED	-456.3	-41.85	0.04	0	0	0	0	337.5	0.45	-5.48	5.48
114	SEABED	-462.35	-41.85	0.03	0	0	0	0	337.5	-0.34	-5.33	5.34
115	SEABED	-468.4	-41.85	0.01	0	0	0	0	337.5	-0.26	-4.83	4.84
116	SEABED	-474.45	-41.85	0	0	0	0	0	337.5	-0.11	-4.13	4.13
117	SEABED	-480.5	-41.85	0	0	0	0	0	337.5	-0.02	-2.99	3
118	SEABED	-486.55	-41.85	0	0	0	0	0	337.5	0.01	-1.35	1.35
119	SEABED	-492.6	-41.85	0	0	0	0	0	337.5	0.01	-0.29	0.29
120	SEABED	-498.65	-41.85	0	0	0	0	0	337.5	0	0.08	0.08
121	SEABED	-504.7	-41.85	0	0	0	0	0	337.5	0	0	0



MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING STRAIN VERT (PCT)	BENDING STRAIN HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
68	SAGBEND	-184.97	-23.81	0.7	-0.087	6.923	314.304	0.0125	-0.0015	0.0096	0.0008	0.0228	7.46
69	SAGBEND	-190.98	-24.53	0.71	-0.074	6.75	320.354	0.0125	-0.0015	0.0095	0.0008	0.0228	7.47
70	SAGBEND	-196.99	-25.23	0.71	-0.061	6.577	326.404	0.0125	-0.0016	0.0095	0.0007	0.0228	7.48
71	SAGBEND	-203	-25.91	0.72	-0.049	6.405	332.454	0.0124	-0.0016	0.0096	0.0007	0.0229	7.49
72	SAGBEND	-209.01	-26.58	0.72	-0.036	6.232	338.504	0.0124	-0.0016	0.0096	0.0007	0.0229	7.5
73	SAGBEND	-215.03	-27.22	0.73	-0.024	6.06	344.554	0.0124	-0.0017	0.0096	0.0007	0.0229	7.52
74	SAGBEND	-221.04	-27.85	0.73	-0.012	5.887	350.604	0.0123	-0.0017	0.0097	0.0007	0.023	7.53
75	SAGBEND	-227.06	-28.46	0.73	0	5.714	356.654	0.0123	-0.0018	0.0097	0.0007	0.023	7.54
76	SAGBEND	-233.08	-29.06	0.73	0.012	5.541	362.704	0.0123	-0.0018	0.0097	0.0007	0.023	7.54
77	SAGBEND	-239.11	-29.63	0.73	0.024	5.368	368.754	0.0123	-0.0018	0.0098	0.0007	0.023	7.55
78	SAGBEND	-245.13	-30.19	0.72	0.036	5.195	374.804	0.0123	-0.0019	0.0098	0.0006	0.0231	7.56
79	SAGBEND	-251.16	-30.73	0.72	0.047	5.02	380.854	0.0122	-0.0019	0.0098	0.0006	0.0231	7.56
80	SAGBEND	-257.19	-31.25	0.71	0.059	4.846	386.904	0.0122	-0.0019	0.0098	0.0006	0.0231	7.57
81	SAGBEND	-263.21	-31.75	0.71	0.07	4.671	392.954	0.0122	-0.002	0.0098	0.0006	0.0231	7.57
82	SAGBEND	-269.25	-32.24	0.7	0.082	4.497	399.004	0.0122	-0.002	0.0098	0.0006	0.0231	7.57
83	SAGBEND	-275.28	-32.7	0.69	0.093	4.324	405.054	0.0122	-0.002	0.0098	0.0006	0.0231	7.57
84	SAGBEND	-281.31	-33.15	0.68	0.104	4.151	411.104	0.0121	-0.0021	0.0098	0.0006	0.0231	7.57
85	SAGBEND	-287.35	-33.58	0.67	0.116	3.977	417.154	0.0121	-0.0021	0.0098	0.0006	0.0231	7.57
86	SAGBEND	-293.38	-33.99	0.65	0.127	3.803	423.204	0.0121	-0.0021	0.0098	0.0006	0.0231	7.57
87	SAGBEND	-299.42	-34.38	0.64	0.138	3.628	429.254	0.0121	-0.0021	0.0098	0.0006	0.0231	7.57
88	SAGBEND	-305.46	-34.76	0.63	0.15	3.453	435.304	0.0121	-0.0022	0.0098	0.0006	0.0231	7.56
89	SAGBEND	-311.5	-35.11	0.61	0.161	3.278	441.354	0.0121	-0.0022	0.0098	0.0006	0.0231	7.56
90	SAGBEND	-317.54	-35.45	0.59	0.172	3.102	447.404	0.0121	-0.0022	0.0098	0.0006	0.0231	7.56
91	SAGBEND	-323.58	-35.77	0.57	0.183	2.927	453.454	0.012	-0.0022	0.0098	0.0006	0.023	7.56
92	SAGBEND	-329.62	-36.07	0.55	0.194	2.751	459.504	0.012	-0.0022	0.0098	0.0006	0.023	7.55
93	SAGBEND	-335.66	-36.35	0.53	0.205	2.574	465.554	0.012	-0.0023	0.0098	0.0006	0.023	7.54
94	SAGBEND	-341.71	-36.61	0.51	0.215	2.398	471.604	0.012	-0.0023	0.0097	0.0006	0.023	7.54
95	SAGBEND	-347.75	-36.85	0.49	0.226	2.221	477.654	0.012	-0.0023	0.0098	0.0006	0.023	7.53
96	SAGBEND	-353.8	-37.08	0.46	0.236	2.043	483.704	0.012	-0.0023	0.0098	0.0006	0.0229	7.52
97	SAGBEND	-359.85	-37.28	0.44	0.246	1.865	489.754	0.012	-0.0023	0.0099	0.0006	0.0229	7.51
98	SAGBEND	-365.89	-37.47	0.41	0.257	1.687	495.804	0.012	-0.0023	0.0099	0.0006	0.0229	7.5
99	SAGBEND	-371.94	-37.64	0.38	0.268	1.509	501.854	0.012	-0.0023	0.0099	0.0006	0.0228	7.49
100	SAGBEND	-377.99	-37.79	0.35	0.278	1.332	507.904	0.012	-0.0023	0.0099	0.0006	0.0228	7.47
101	SAGBEND	-384.04	-37.92	0.32	0.288	1.155	513.954	0.012	-0.0023	0.0099	0.0006	0.0227	7.45
102	SAGBEND	-390.09	-38.03	0.29	0.298	0.981	520.004	0.012	-0.0024	0.0099	0.0005	0.0226	7.42
103	SAGBEND	-396.14	-38.12	0.26	0.306	0.808	526.054	0.012	-0.0024	0.0098	0.0004	0.0225	7.37
104	SAGBEND	-402.18	-38.2	0.23	0.312	0.639	532.104	0.0119	-0.0024	0.0095	0.0003	0.0222	7.29
105	SAGBEND	-408.23	-38.26	0.2	0.315	0.475	538.154	0.0119	-0.0024	0.0091	0.0001	0.0219	7.16
106	SAGBEND	-414.28	-38.3	0.16	0.313	0.32	544.204	0.0119	-0.0024	0.0084	-0.0004	0.0212	6.95
107	SAGBEND	-420.33	-38.33	0.13	0.303	0.183	550.254	0.0119	-0.0024	0.0071	-0.0008	0.0201	6.57
108	SEABED	-426.38	-38.34	0.1	0.283	0.075	556.304	0.0119	-0.0024	0.005	-0.0016	0.0182	5.95
109	SEABED	-432.43	-38.34	0.07	0.249	0.015	562.354	0.0119	-0.0024	0.0022	-0.0024	0.0161	5.29
110	SEABED	-438.48	-38.34	0.05	0.204	-0.005	568.404	0.0119	-0.0024	0.0005	-0.0028	0.0159	5.21
111	SEABED	-444.53	-38.34	0.03	0.155	-0.005	574.454	0.0119	-0.0024	-0.0002	-0.0028	0.0159	5.22

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING STRAIN VERT (PCT)	BENDING STRAIN HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
112	SEABED	-450.58	-38.34	0.01	0.106	-0.002	580.504	0.0119	-0.0024	-0.0002	-0.0026	0.0158	5.17
113	SEABED	-456.63	-38.34	0.01	0.062	-0.001	586.554	0.0119	-0.0024	-0.0001	-0.0022	0.0154	5.06
114	SEABED	-462.68	-38.34	0	0.027	0	592.604	0.0119	-0.0024	0	-0.0017	0.0149	4.89
115	SEABED	-468.73	-38.34	0	0.006	0	598.654	0.0119	-0.0024	0	-0.0008	0.0141	4.62
116	SEABED	-474.78	-38.34	0	-0.001	0	604.704	0.0119	-0.0024	0	-0.0002	0.0135	4.42
117	SEABED	-480.83	-38.34	0	-0.002	0	610.754	0.0119	-0.0024	0	0	0.0133	4.37
118	SEABED	-486.88	-38.34	0	-0.001	0	616.804	0.0119	-0.0024	0	0.0001	0.0133	4.37
119	SEABED	-492.93	-38.34	0	0	0	622.854	0.0119	-0.0024	0	0	0.0133	4.37
120	SEABED	-498.98	-38.34	0	0	0	628.904	0.0119	-0.0024	0	0	0.0133	4.36

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION (KN)	PIPE BENDING MOMENTS		
					VERT (KN)	HORIZ (KN)	VERT (M)	HORIZ (M)		VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
1	LAYBARGE	127.18	10.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0	7.28	0	0	0	-0.23	-3.51	0	3.51
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0	5.36	0	0	0	-0.67	0.8	0	0.8
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0	8.75	0	0	0	-1.36	-8.67	0	8.67
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0	7.68	0	0	0	-1.6	-6.95	0	6.95
11	LAYBARGE	100.06	8.36	0	16.51	0	0	0	-2.69	-13.9	0	13.9
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0	17.17	0	0	0	-3.88	-15.19	0	15.19
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0	13.79	0	0	0	-5.06	-9.06	0	9.06
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0	24.99	0	0	0	-6.24	-31.51	0	31.51
19	TENSIONR	51.19	4.87	0	-1.97	-0.01	0	0	176.87	39.4	0.01	39.4
21	TENSIONR	38.72	4.06	0	48.44	0.03	0	0	350.53	-112.92	-0.02	112.92
23	LAYBARGE	27.06	3.07	0	0	0	0.11	0	349.4	12.59	0	12.59
25	LAYBARGE	15.61	2.09	0	29.77	-0.01	0	0	348.04	-32.79	-0.01	32.79
27	LAYBARGE	4.18	1.12	0	0	0.05	0.05	0	346.66	72.33	0.01	72.33
29	LAYBARGE	0.88	0.88	0	0	-0.1	0.22	0	346.32	82.54	-0.14	82.54
32	STINGER	-11.06	0.21	0	0	0.36	0.06	0	345.45	59.78	0.34	59.78
35	STINGER	-18.19	-0.08	0	5.21	-1.55	0	0	345.16	-14.35	-1.97	14.48
38	STINGER	-27.33	-0.48	0	0	4.38	0.15	0	344.94	-108.09	6.21	108.26
41	STINGER	-36.45	-1.15	0	63.94	-7.7	0	0	343.69	-304.26	-27.03	305.36
43	STINGER	-41.22	-1.71	0.02	0	0	0.79	0.02	344.41	-191.68	-16.23	192.31
45	SAGBEND	-47.46	-2.63	0.05	0	0	0	0	344.61	-98.05	-7.25	98.3
46	SAGBEND	-53.43	-3.61	0.1	0	0	0	0	344.53	-47.77	-2.65	47.84
47	SAGBEND	-59.39	-4.64	0.14	0	0	0	0	344.38	-19.22	-0.19	19.22
48	SAGBEND	-65.35	-5.69	0.19	0	0	0	0	344.21	-3.01	1.25	3.24
49	SAGBEND	-71.31	-6.74	0.23	0	0	0	0	344.03	6.67	1.9	6.91
50	SAGBEND	-77.27	-7.79	0.27	0	0	0	0	343.85	11.6	2.18	11.78
51	SAGBEND	-83.23	-8.82	0.31	0	0	0	0	343.68	14.49	2.28	14.65
52	SAGBEND	-89.19	-9.84	0.35	0	0	0	0	343.5	16.15	2.28	16.3
53	SAGBEND	-95.16	-10.84	0.39	0	0	0	0	343.33	17.14	2.23	17.27
54	SAGBEND	-101.13	-11.83	0.42	0	0	0	0	343.16	17.71	2.16	17.83
55	SAGBEND	-107.1	-12.8	0.45	0	0	0	0	343	18.05	2.07	18.16
56	SAGBEND	-113.08	-13.76	0.48	0	0	0	0	342.84	18.26	1.99	18.36
57	SAGBEND	-119.05	-14.69	0.51	0	0	0	0	342.68	18.38	1.92	18.48
58	SAGBEND	-125.03	-15.61	0.53	0	0	0	0	342.52	18.47	1.85	18.55
59	SAGBEND	-131.01	-16.51	0.56	0	0	0	0	342.37	18.52	1.79	18.6
60	SAGBEND	-137	-17.39	0.58	0	0	0	0	342.22	18.55	1.73	18.62
61	SAGBEND	-142.99	-18.26	0.6	0	0	0	0	342.07	18.56	1.69	18.62
62	SAGBEND	-148.98	-19.11	0.62	0	0	0	0	341.93	18.55	1.65	18.61
63	SAGBEND	-154.97	-19.93	0.64	0	0	0	0	341.79	18.53	1.61	18.59
64	SAGBEND	-160.97	-20.74	0.65	0	0	0	0	341.65	18.5	1.58	18.55
65	SAGBEND	-166.96	-21.54	0.67	0	0	0	0	341.51	18.45	1.55	18.51
66	SAGBEND	-172.96	-22.31	0.68	0	0	0	0	341.38	18.43	1.52	18.49
67	SAGBEND	-178.97	-23.07	0.69	0	0	0	0	341.25	18.41	1.49	18.46



MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M )	TENSILE STRAIN (PCT)	HOOP STRAIN (PCT)	BENDING STRAINS VERT (PCT)	HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW (PCT)
1	LAYBARGE	127.18	10.3	0	-0.001	4.097	0	0	0	0	0	0	0
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0	-0.001	4.102	2.361	0	0	-0.0018	0	0.0018	0.6
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0	-0.001	4.098	6.769	0	0	0.0004	0	0.0004	0.14
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0	-0.001	4.088	13.778	-0.0001	0	-0.0045	0	0.0046	1.49
9	LAYBARGE	111.09	9.15	0	-0.001	4.119	16.133	-0.0001	0	-0.0036	0	0.0037	1.2
11	LAYBARGE	100.07	8.36	0	-0.001	4.088	27.18	-0.0001	0	-0.0072	0	0.0073	2.4
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0	-0.001	4.098	39.188	-0.0002	0	-0.0079	0	0.008	2.64
15	LAYBARGE	76.16	6.65	0	-0.001	4.061	51.151	-0.0002	0	-0.0047	0	0.0049	1.61
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0	-0.001	4.193	62.973	-0.0002	0	-0.0164	0	0.0166	5.45
19	TENSIONR	51.19	4.87	0	-0.001	3.727	76.181	0.007	0	0.0205	0	0.0275	9
21	TENSIONR	38.72	4.06	0	-0.001	4.253	88.677	0.0137	0	-0.0587	0	0.0724	23.74
23	LAYBARGE	27.06	3.07	0	-0.001	4.997	100.374	0.0137	0	0.0066	0	0.0202	6.62
25	LAYBARGE	15.61	2.09	0	-0.001	4.933	111.874	0.0136	0	-0.0168	0	0.0296	9.71
27	LAYBARGE	4.18	1.13	0	-0.001	4.361	123.343	0.0136	0	0.0387	0	0.0517	16.94
29	LAYBARGE	0.88	0.89	0	-0.001	3.949	126.647	0.0136	0	-0.0443	0.0001	0.0569	18.66
32	STINGER	-11.04	0.23	0	0.001	2.426	138.593	0.0135	0	0.0356	0.0002	0.0483	15.85
35	STINGER	-18.18	-0.04	0	-0.008	1.983	145.732	0.0135	0	-0.007	0.001	0.0198	6.5
38	STINGER	-27.32	-0.39	0	0.026	2.62	154.881	0.0135	0	-0.0532	0.0032	0.0665	21.79
41	STINGER	-36.44	-0.98	0	-0.109	5.335	164.025	0.0134	-0.0001	-0.1572	0.0141	0.1708	56
43	STINGER	-41.22	-1.51	0.02	-0.27	7.155	168.828	0.0134	-0.0001	-0.0987	0.0085	0.1118	36.67
45	SAGBEND	-47.48	-2.38	0.05	-0.38	8.5	175.154	0.0134	-0.0001	-0.0502	0.0037	0.0629	20.62
46	SAGBEND	-53.46	-3.31	0.1	-0.424	9.121	181.204	0.0134	-0.0002	-0.0243	0.0013	0.0369	12.1
47	SAGBEND	-59.43	-4.28	0.14	-0.435	9.403	187.254	0.0134	-0.0003	-0.0096	0.0001	0.0224	7.36
48	SAGBEND	-65.4	-5.28	0.19	-0.428	9.491	193.304	0.0133	-0.0003	-0.0013	0.0007	0.0146	4.79
49	SAGBEND	-71.37	-6.28	0.23	-0.412	9.469	199.354	0.0133	-0.0004	0.0036	0.0011	0.0172	5.65
50	SAGBEND	-77.33	-7.27	0.27	-0.392	9.385	205.404	0.0132	-0.0005	0.0061	0.0012	0.0196	6.42
51	SAGBEND	-83.31	-8.25	0.31	-0.371	9.263	211.454	0.0132	-0.0005	0.0076	0.0013	0.0209	6.86
52	SAGBEND	-89.28	-9.22	0.35	-0.35	9.121	217.504	0.0132	-0.0006	0.0085	0.0013	0.0217	7.11
53	SAGBEND	-95.25	-10.17	0.38	-0.328	8.968	223.554	0.0131	-0.0006	0.009	0.0012	0.0221	7.24
54	SAGBEND	-101.23	-11.1	0.42	-0.308	8.808	229.604	0.0131	-0.0007	0.0093	0.0012	0.0223	7.32
55	SAGBEND	-107.21	-12.02	0.45	-0.287	8.643	235.654	0.0131	-0.0007	0.0095	0.0011	0.0225	7.37
56	SAGBEND	-113.19	-12.92	0.48	-0.268	8.473	241.704	0.013	-0.0008	0.0096	0.0011	0.0226	7.41
57	SAGBEND	-119.18	-13.8	0.5	-0.249	8.302	247.754	0.013	-0.0009	0.0096	0.001	0.0227	7.44
58	SAGBEND	-125.17	-14.66	0.53	-0.23	8.131	253.804	0.013	-0.0009	0.0095	0.001	0.0228	7.47
59	SAGBEND	-131.16	-15.51	0.55	-0.212	7.96	259.854	0.0129	-0.001	0.0095	0.001	0.0229	7.49
60	SAGBEND	-137.15	-16.34	0.57	-0.195	7.79	265.904	0.0129	-0.001	0.0096	0.001	0.0229	7.51
61	SAGBEND	-143.14	-17.15	0.59	-0.177	7.621	271.954	0.0129	-0.0011	0.0096	0.001	0.0229	7.52
62	SAGBEND	-149.14	-17.94	0.61	-0.16	7.452	278.004	0.0128	-0.0011	0.0096	0.001	0.0229	7.52
63	SAGBEND	-155.14	-18.72	0.62	-0.144	7.282	284.054	0.0128	-0.0012	0.0096	0.0009	0.0229	7.51
64	SAGBEND	-161.14	-19.47	0.64	-0.129	7.113	290.104	0.0128	-0.0012	0.0096	0.0009	0.0229	7.5
65	SAGBEND	-167.15	-20.21	0.65	-0.114	6.942	296.154	0.0127	-0.0013	0.0096	0.0009	0.0228	7.48
66	SAGBEND	-173.15	-20.93	0.66	-0.101	6.771	302.204	0.0127	-0.0013	0.0096	0.0009	0.0228	7.47
67	SAGBEND	-179.16	-21.64	0.67	-0.087	6.598	308.254	0.0127	-0.0013	0.0096	0.0008	0.0228	7.49















MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION (KN )	PIPE BENDING MOMENTS		TOTAL (KN-M)
					VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )		VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	
68	SAGBEND	-184.76	-25.29	0	0	0	0	0	337.37	18.81	0	18.81
69	SAGBEND	-190.76	-26.06	0	0	0	0	0	337.24	18.79	0	18.79
70	SAGBEND	-196.76	-26.82	0	0	0	0	0	337.11	18.77	0	18.77
71	SAGBEND	-202.76	-27.55	0	0	0	0	0	336.98	18.75	0	18.75
72	SAGBEND	-208.77	-28.27	0	0	0	0	0	336.86	18.72	0	18.72
73	SAGBEND	-214.78	-28.97	0	0	0	0	0	336.74	18.69	0	18.69
74	SAGBEND	-220.79	-29.65	0	0	0	0	0	336.62	18.66	0	18.66
75	SAGBEND	-226.81	-30.32	0	0	0	0	0	336.51	18.65	0	18.65
76	SAGBEND	-232.82	-30.96	0	0	0	0	0	336.4	18.65	0	18.65
77	SAGBEND	-238.84	-31.59	0	0	0	0	0	336.29	18.64	0	18.64
78	SAGBEND	-244.86	-32.19	0	0	0	0	0	336.19	18.63	0	18.63
79	SAGBEND	-250.88	-32.78	0	0	0	0	0	336.09	18.67	0	18.67
80	SAGBEND	-256.9	-33.35	0	0	0	0	0	335.99	18.71	0	18.71
81	SAGBEND	-262.93	-33.91	0	0	0	0	0	335.9	18.75	0	18.75
82	SAGBEND	-268.96	-34.44	0	0	0	0	0	335.81	18.79	0	18.79
83	SAGBEND	-274.98	-34.95	0	0	0	0	0	335.72	18.82	0	18.82
84	SAGBEND	-281.01	-35.45	0	0	0	0	0	335.64	18.85	0	18.85
85	SAGBEND	-287.04	-35.93	0	0	0	0	0	335.56	18.88	0	18.88
86	SAGBEND	-293.08	-36.38	0	0	0	0	0	335.48	18.9	0	18.9
87	SAGBEND	-299.11	-36.82	0	0	0	0	0	335.4	18.92	0	18.92
88	SAGBEND	-305.15	-37.25	0	0	0	0	0	335.33	18.93	0	18.93
89	SAGBEND	-311.18	-37.65	0	0	0	0	0	335.26	18.94	0	18.94
90	SAGBEND	-317.22	-38.03	0	0	0	0	0	335.2	18.94	0	18.94
91	SAGBEND	-323.26	-38.4	0	0	0	0	0	335.14	18.95	0	18.95
92	SAGBEND	-329.3	-38.75	0	0	0	0	0	335.08	18.95	0	18.95
93	SAGBEND	-335.34	-39.08	0	0	0	0	0	335.02	18.95	0	18.95
94	SAGBEND	-341.38	-39.39	0	0	0	0	0	334.97	18.95	0	18.95
95	SAGBEND	-347.43	-39.68	0	0	0	0	0	334.92	18.93	0	18.93
96	SAGBEND	-353.47	-39.95	0	0	0	0	0	334.87	18.92	0	18.92
97	SAGBEND	-359.51	-40.21	0	0	0	0	0	334.83	18.92	0	18.92
98	SAGBEND	-365.56	-40.44	0	0	0	0	0	334.79	18.93	0	18.93
99	SAGBEND	-371.61	-40.66	0	0	0	0	0	334.76	18.94	0	18.94
100	SAGBEND	-377.65	-40.86	0	0	0	0	0	334.72	18.93	0	18.93
101	SAGBEND	-383.7	-41.04	0	0	0	0	0	334.69	18.91	0	18.91
102	SAGBEND	-389.75	-41.2	0	0	0	0	0	334.67	18.87	0	18.87
103	SAGBEND	-395.8	-41.34	0	0	0	0	0	334.64	18.81	0	18.81
104	SAGBEND	-401.84	-41.47	0	0	0	0	0	334.62	18.69	0	18.69
105	SAGBEND	-407.89	-41.58	0	0	0	0	0	334.61	18.49	0	18.49
106	SAGBEND	-413.94	-41.66	0	0	0	0	0	334.59	18.2	0	18.2
107	SAGBEND	-419.99	-41.73	0	0	0	0	0	334.58	17.71	0	17.71
108	SAGBEND	-426.04	-41.79	0	0	0	0	0	334.57	16.87	0	16.87
109	SAGBEND	-432.09	-41.82	0	0	0	0	0	334.57	15.37	0	15.37
110	SAGBEND	-438.14	-41.84	0	0	0	0	0	334.57	12.68	0	12.68
111	SEABED	-444.19	-41.85	0	0	0	0	0	334.57	7.93	0	7.93

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M )	Y COORD (M )	Z COORD (M )	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION (KN )	PIPE BENDING MOMENTS		TOTAL (KN-M)
					VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )		VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	
112	SEABED	-450.24	-41.85	0	0	0	0	0	334.57	2.8	0	2.8
113	SEABED	-456.29	-41.85	0	0	0	0	0	334.57	0.3	0	0.3
114	SEABED	-462.34	-41.85	0	0	0	0	0	334.57	-0.33	0	0.33
115	SEABED	-468.39	-41.85	0	0	0	0	0	334.57	-0.25	0	0.25
116	SEABED	-474.44	-41.85	0	0	0	0	0	334.57	-0.09	0	0.09
117	SEABED	-480.49	-41.85	0	0	0	0	0	334.57	-0.01	0	0.01
118	SEABED	-486.54	-41.85	0	0	0	0	0	334.57	0.01	0	0.01
119	SEABED	-492.59	-41.85	0	0	0	0	0	334.57	0.01	0	0.01
120	SEABED	-498.64	-41.85	0	0	0	0	0	334.57	0	0	0
121	SEABED	-504.69	-41.85	0	0	0	0	0	334.57	0	0	0















MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE BENDING MOMENTS			TOTAL
		COORD (M )	COORD (M )	COORD (M )	VERT (KN )	HORIZ (KN )	VERT (M )	HORIZ (M )	TENSION (KN )	VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	
1	LAYBARGE	127.18	10.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0	7.28	0	0	0	-0.23	-3.51	0	3.51
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0	5.36	0	0	0	-0.67	0.79	0	0.79
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0	8.75	0	0	0	-1.36	-8.67	0	8.67
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0	7.68	0	0	0	-1.59	-6.94	0	6.94
11	LAYBARGE	100.06	8.36	0	16.5	0	0	0	-2.68	-13.89	0	13.89
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0	17.17	0	0	0	-3.87	-15.18	0	15.18
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0	13.79	0	0	0	-5.04	-9.05	0	9.05
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0	24.97	0	0	0	-6.22	-31.48	0	31.48
19	TENSIONR	51.19	4.87	0	-1.9	0	0	0	173.71	39.29	0	39.29
21	TENSIONR	38.72	4.06	0	48.18	0	0	0	347.37	-112.37	0	112.37
23	LAYBARGE	27.06	3.07	0	0	0	0.11	0	346.25	12.07	0	12.07
25	LAYBARGE	15.61	2.09	0	29.5	0	0	0	344.88	-31.14	0	31.14
27	LAYBARGE	4.18	1.13	0	0	0	0.04	0	343.5	73.91	0	73.91
29	LAYBARGE	0.88	0.89	0	0	0	0.22	0	343.15	84.61	0	84.61
32	STINGER	-11.04	0.22	0	0	0	0.05	0	342.29	67.34	0	67.34
35	STINGER	-18.18	-0.05	0	2.99	0	0	0	342.01	11.35	0	11.35
38	STINGER	-27.32	-0.4	0	0	0	0.16	0	341.81	-101.74	0	101.74
41	STINGER	-36.44	-1	0	64.21	0	0	0	340.59	-302.32	0	302.32
43	STINGER	-41.21	-1.53	0	0	0	0.79	0	341.29	-189.79	0	189.79
45	SAGBEND	-47.48	-2.41	0	0	0	0	0	341.49	-96.14	0	96.14
46	SAGBEND	-53.46	-3.34	0	0	0	0	0	341.42	-46.27	0	46.27
47	SAGBEND	-59.43	-4.33	0	0	0	0	0	341.28	-18.13	0	18.13
48	SAGBEND	-65.4	-5.33	0	0	0	0	0	341.11	-2.3	0	2.3
49	SAGBEND	-71.36	-6.33	0	0	0	0	0	340.94	7.22	0	7.22
50	SAGBEND	-77.33	-7.32	0	0	0	0	0	340.77	12.01	0	12.01
51	SAGBEND	-83.3	-8.31	0	0	0	0	0	340.61	14.78	0	14.78
52	SAGBEND	-89.27	-9.28	0	0	0	0	0	340.44	16.39	0	16.39
53	SAGBEND	-95.25	-10.23	0	0	0	0	0	340.28	17.3	0	17.3
54	SAGBEND	-101.22	-11.17	0	0	0	0	0	340.12	17.81	0	17.81
55	SAGBEND	-107.2	-12.09	0	0	0	0	0	339.97	18.13	0	18.13
56	SAGBEND	-113.18	-12.99	0	0	0	0	0	339.81	18.34	0	18.34
57	SAGBEND	-119.17	-13.88	0	0	0	0	0	339.66	18.48	0	18.48
58	SAGBEND	-125.16	-14.74	0	0	0	0	0	339.52	18.58	0	18.58
59	SAGBEND	-131.15	-15.59	0	0	0	0	0	339.37	18.66	0	18.66
60	SAGBEND	-137.14	-16.42	0	0	0	0	0	339.23	18.72	0	18.72
61	SAGBEND	-143.14	-17.23	0	0	0	0	0	339.09	18.78	0	18.78
62	SAGBEND	-149.13	-18.03	0	0	0	0	0	338.96	18.81	0	18.81
63	SAGBEND	-155.13	-18.8	0	0	0	0	0	338.83	18.83	0	18.83
64	SAGBEND	-161.14	-19.56	0	0	0	0	0	338.7	18.84	0	18.84
65	SAGBEND	-167.14	-20.3	0	0	0	0	0	338.57	18.83	0	18.83
66	SAGBEND	-173.15	-21.02	0	0	0	0	0	338.45	18.8	0	18.8
67	SAGBEND	-179.16	-21.72	0	0	0	0	0	338.33	18.77	0	18.77





**LAMPIRAN C**  
**PERHITUNGAN BERAT PIPA**

---

## Analisis Concrete Crushing dan Laying Curve Radius Pada Pipeline Saat Instalasi Dengan Metode S-Lay

---

### 1.0 Input

Outside Diameter	$D := 323.85\text{mm}$
Pipe Thickness	$t_s := 12.7\text{mm}$
Modulus Young	$E := 2.07 \cdot 10^5\text{MPa}$
Pipe Density	$\rho_{st} := 7850\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Concrete Thickness	$t_{conc} := 30.0\text{mm}$
Concrete Density	$\rho_{conc} := 3044\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Corrosion Coating Thickness	$t_{cc} := 4.0\text{mm}$
Corrosion Coating Density	$\rho_{cc} := 1281.5\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Water Density	$\rho_w := 1025\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Percentage of Water Absorbtion	$\xi := 5$
Bond Stress	$U := 80\text{kPa}$
Cutback Lenght	$L_{cb} := 300\text{mm}$
Field Joint Thickness	$t_{fj} := 30\text{mm}$
Field Joint Density	$\rho_{fj} := 1025\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Joint Lenght	$L_j := 12.1\text{m}$
Concrete Bevel	$C_b := 0$
Compressive Strenght	$F_{cc} := 40\text{MPa}$

### 2.0 Calculation

#### 2.1 Diameter Pipa

Internal Diameter	$D_i := D - 2 \cdot t_s$	$D_i = 0.298\text{ m}$
OD Corrosion	$D_{cc} := D + 2 \cdot t_{cc}$	$D_{cc} = 0.332\text{ m}$
OD Concrete	$D_{conc} := D_{cc} + 2 \cdot t_{conc}$	$D_{conc} = 0.392\text{ m}$
OD Field Joint	$D_{fj} := D + 2 \cdot t_{fj} + 2 \cdot t_{cc}$	$D_{fj} = 0.392\text{ m}$



## 2.2 Perhitungan Berat

Berat Pipa

$$W_{st} := \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - D_i^2) \cdot \rho_{st} \quad W_{st} = 97.453 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$$

Berat Corrosion Coat

$$W_{cc} := \frac{\pi}{4} \cdot (D_{cc}^2 - D^2) \cdot \rho_{cc} \quad W_{cc} = 5.28 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$$

Berat Concrete

$$W_{conc} := \frac{\pi}{4} \cdot (D_{conc}^2 - D_{cc}^2) \cdot \rho_{conc}$$

$$W_{conc} = 103.811 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$$

Berat Pipa di Udara

$$W_a := W_{st} + W_{cc} + W_{conc} \quad W_a = 206.543 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$$

Bouyancy

$$B := \frac{\pi}{4} \cdot D_{conc}^2 \cdot \rho_w \quad B = 123.61 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$$

Berat Pipa  
Termasuk Joint Field

$$W_1 := W_{st} \cdot L_j + (W_{cc} + W_{conc}) \cdot (L_j - 2 \cdot L_{cb})$$

Berat Joint Field

$$W_2 := \rho_{fj} \left[ \pi \cdot L_{cb} \cdot \frac{(D_{fj}^2 - D^2)}{2} + 2 \cdot \pi \cdot C_b \cdot (t_{fj})^2 \cdot \left( \frac{D}{2} + t_{fj} \cdot \frac{2}{3} \right) \right]$$

Berat Karena Bavel

$$W_3 := -2 \pi \cdot \rho_{conc} \cdot C_b \cdot t_{conc}^2 \cdot \left( \frac{D_{cc}}{2} + \frac{t_{conc}}{3} \right)$$

Berat Pipa Tercelup

$$W_s := \frac{(W_1 + W_2 + W_3)}{L_j} + \frac{\xi}{100} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{conc}^2 - D_{cc}^2) \cdot \rho_w - B$$

$$W_s \cdot g = 796.442 \cdot \frac{\text{newton}}{\text{m}}$$

Berat Pipa Terisi

$$W_t := W_s + \frac{\pi}{4} \cdot D_i^2 \cdot \rho_w$$

$$W_t \cdot g = 1.5 \times 10^3 \cdot \frac{\text{newton}}{\text{m}}$$



**LAMPIRAN D**  
**PERHITUNGAN CONCRETE**  
**CRUSHING**

---

**Analisis Concrete Crushing dan Laying Curve Radius Pada Pipeline Saat Instalasi Dengan Metode S-Lay**

---

1.0 Input

Design Case	Water Depth (m)	Kilo Point (KP)	Applied Tension (kN)	Max Bending Strain		Axial Strain (%)
				Vertical	Horizontal	
1	41.85	KP 8.8 - KP 11.284	350	0.1601	0.0171	0.0134
2	38.34	KP 3.3 - KP 8.8	350	0.1588	0.0281	0.0134
3	34.83	KP 0.0 - KP 3.3	350	0.1593	0.0283	0.0135

Outside Diameter  $D := 323.85\text{mm}$

Case 1

Max Bending Vertikal  $\epsilon_{\text{ver1}} := 0.1601\%$

Max Bending Horizontal  $\epsilon_{\text{hor1}} := 0.0171\%$

Axial Strain  $\epsilon_{\text{axial1}} := 0.0134\%$

Case 2

Max Bending Vertikal  $\epsilon_{\text{ver2}} := 0.1588\%$

Max Bending Horizontal  $\epsilon_{\text{hor2}} := 0.0281\%$

Axial Strain  $\epsilon_{\text{axial2}} := 0.0134\%$

Case 3

Max Bending Vertikal  $\epsilon_{\text{ver3}} := 0.1593\%$

Max Bending Horizontal  $\epsilon_{\text{hor3}} := 0.0283\%$

Axial Strain  $\epsilon_{\text{axial3}} := 0.0135\%$

Limit mean strain  $\epsilon_{\text{lim}} := 0.2\%$

Safety Factor  $\gamma_c := 1.05$

2.0 Calculation

Case 1

Min Bending Strain  $\epsilon_{\text{bending.1}} := \left[ (\epsilon_{\text{ver1}})^2 + (\epsilon_{\text{hor1}})^2 \right]$

$$R_1 := \frac{\left(\frac{D}{2}\right)}{\epsilon_{\text{bending},1}}$$

Min Radius Overbend

$$\epsilon_{\text{mean}1} := \left(\frac{D}{2 \cdot R_1}\right) + \epsilon_{\text{axial}1}$$

Mean Overbend Strain

$$\epsilon_{\text{res}1} := \gamma_c \cdot \epsilon_{\text{mean}1}$$

$$\text{Result1} := \begin{cases} \text{"OK"} & \text{if } \gamma_c \cdot \epsilon_{\text{mean}1} \leq \epsilon_{\text{lim}} \\ \text{"NOT OK"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Result1 = "OK"

Case 2

$$\epsilon_{\text{bending},2} := \left[ (\epsilon_{\text{ver}2})^2 + (\epsilon_{\text{hor}2})^2 \right]$$

Min Bending Strain

$$R_2 := \frac{\left(\frac{D}{2}\right)}{\epsilon_{\text{bending},2}}$$

Min Radius Overbend

$$\epsilon_{\text{mean}2} := \left(\frac{D}{2 \cdot R_2}\right) + \epsilon_{\text{axial}2}$$

Mean Overbend Strain

$$\epsilon_{\text{res}2} := \gamma_c \cdot \epsilon_{\text{mean}2}$$

$$\text{Result2} := \begin{cases} \text{"OK"} & \text{if } \gamma_c \cdot \epsilon_{\text{mean}2} \leq \epsilon_{\text{lim}} \\ \text{"NOT OK"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Result2 = "OK"

Case 3

$$\epsilon_{\text{bending},3} := \left[ (\epsilon_{\text{ver}3})^2 + (\epsilon_{\text{hor}3})^2 \right]$$

Min Bending Strain

$$R_3 := \frac{\left(\frac{D}{2}\right)}{\epsilon_{\text{bending},3}}$$

Min Radius Overbend

$$\epsilon_{\text{mean}3} := \left(\frac{D}{2 \cdot R_3}\right) + \epsilon_{\text{axial}3}$$

Mean Overbend Strain

$$\epsilon_{\text{res}3} := \gamma_c \cdot \epsilon_{\text{mean}3}$$

$$\text{Result3} := \begin{cases} \text{"OK"} & \text{if } \gamma_c \cdot \epsilon_{\text{mean3}} \leq \epsilon_{\text{lim}} \\ \text{"NOT OK"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Result3 = "OK"

### 3.0 Summary

Result1 = "OK"

Result2 = "OK"

Result3 = "OK"

Design Case	Water Depth (m)	Kilo Point (KP)	Applied Tension (kN)	Total Strain (%)	Limit Strain (%)	Status
1	41.85	KP 8.8 - KP 11.284	350	0.143	0.2	OK
2	38.34	KP 3.3 - KP 8.8	350	0.143	0.2	OK
3	34.83	KP 0.0 - KP 3.3	350	0.144	0.2	OK



**LAMPIRAN E**  
**PERHITUNGAN LAY CURVE**  
**RADIUS**

---

## Analisis Concrete Crushing dan Laying Curve Radius Pada Pipeline Saat Instalasi Dengan Metode S-Lay

---

### 1.0 Input

Young Modulus	E := 207000MPa
Outside Diameter	D := 323.85mm
Wal Thickness	t <sub>s</sub> := 12.7mm
Submerged Weight	W <sub>s</sub> := 796.442 $\frac{\text{N}}{\text{m}}$
Specified Minimum Yield Stress	SMYS := 450MPa
Friction Factor	μ := 0.2
Dry Unit Soil Weight	γ := 18 $\frac{\text{kN}}{\text{m}^3}$
Soil Shear Strenght	S <sub>u</sub> := 2.1kPa
Bottom Tension	
Case 1	T <sub>b1</sub> := 329.93kN
Case 2	T <sub>b2</sub> := 329.34kN
Case 3	T <sub>b3</sub> := 329.93kN

### 2.0 Calculation

Passive Resistance Parameter

$$K_C := \frac{S_u \cdot D}{W_s} = 0.854 \qquad G_C := \frac{S_u}{D \cdot \gamma} = 0.36$$

Initial Penetration on Clay

$$Z_{pi} := D \cdot \left[ 0.0071 \cdot \left( \frac{G_C^{0.3}}{K_C} \right)^{3.2} + 0.062 \cdot \left( \frac{G_C^{0.3}}{K_C} \right)^{0.7} \right] = 19.529 \text{ mm}$$

Force Resistance

$$F_R := \left[ \frac{4.1 \cdot K_C}{G_C^{0.39}} \cdot \left( \frac{Z_{pi}}{D} \right)^{1.31} \right] \cdot W_s = 104.833 \cdot \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

### 3.0 Result

$$\text{Case 1} \quad R_{\text{req1}} := \frac{T_{b1}}{(\mu \cdot W_s + F_R)} = 1.249 \times 10^3 \cdot \text{m}$$

$$\text{Case 2} \quad R_{\text{req2}} := \frac{T_{b2}}{(\mu \cdot W_s + F_R)} = 1.247 \times 10^3 \text{ m}$$

$$\text{Case 3} \quad R_{\text{req3}} := \frac{T_{b3}}{(\mu \cdot W_s + F_R)} = 1.249 \times 10^3 \text{ m}$$





**BIODATA PENULIS**

## BIODATA PENULIS



Amiennuddin Sanif lahir di Kota Blora, Jawa Tengah pada 13 Mei 1997. Sejak kecil dipanggil Anif yang merupakan anak ke dua dari dua bersaudara. Jenjang pendidikan dimulai dari TK Aisyiyah 2 Cepu, SD Muhammadiyah Cepu, SMP N 2 Cepu dan SMA N 1 Cepu. Lalu penulis melanjutkan jenjang pendidikan di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) pada 2015. Penulis masuk melalui jalur SNMPTN bersama 2 teman lainnya dari SMA yang sama. Selama kuliah penulis lebih aktif dibidang Minat Bakat, dengan mengikuti salah satu Unit Kegiatan Mahasiswa yaitu UKM Maritime Challenge. Bergabung mulai tahun 2016 sebagai anggota dan ditutup pada kepengurusan 2017/2018 sebagai salah satu Ketua Departemen, yaitu Departemen Humas di UKM Maritime Challenge. Selain aktif di UKM, penulis juga aktif di kegiatan LKMM, yaitu LKMM Pra-TD dan LKMM TD sebagai sarana pengembangan manajemen diri. Selain itu penulis juga berperan dalam berbagai event nasional yang diadakan UKM Maritime Challenge yaitu Indonesia Maritime Challenge 2016 hingga 2018. Setelah tiga tahun lebih mencari pengalaman dan pengembangan softskill, di tahun ke empat, penulis mulai menyusun Tugas Akhir yang sudah dimulai dari semester tujuh. Semangat untuk segera memulai mengerjakan Tugas Akhir ini tidak lain karena dukungan keluarga dan juga semangat yang masih membara setelah melakukan Kerja Praktik di PT ZEE INDONESIA. Dari tempat Kerja Praktik ini penulis mendapatkan topik dan pembahasan untuk Tugas Akhir. Judul Tugas Akhir penulis adalah “Analisis *Concrete Crushing* dan *Lay Curve Radius* Pada *Pipeline* Saat Instalasi Dengan Metode S-Lay”. Selama pengerjaan Tugas Akhir, penulis dibimbing oleh Bapak Ir. Imam Rochani, M.Sc. dan Bapak Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D. Dari Tugas Akhir ini penulis banyak belajar mengenai *software* seperti MOSES dan OFFPIPE. Dan tentu banyak hal yang menjadi pembelajaran bagi penulis yang mungkin tidak akan dirasakan sebelum mengerjakan Tugas Akhir.