TUGAS AKHIR – MO141326

ANALISIS CONCRETE CRUSHING DAN CONCRETE SLIDING PADA PIPELINE SAAT INSTALASI DENGAN METODE S-LAY

FAUZANULLAH RAFIF IRSYAD

NRP. 4313 100 119

Dosen Pembimbing :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D.

DEPARTMENT TEKNIK KELAUTAN

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

FINAL PROJECT – MO141326

CONCRETE CRUSHING AND CONCRETE SLIDING ANALYSIS FOR PIPELINE DURING INSTALLATION WITH S-LAY METHOD

FAUZANULLAH RAFIF IRSYAD

NRP. 4313 100 119

Supervisors :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D.

DEPARTMENT OF OCEAN ENGINEERING

Faculty of Marine Technology

Sepuluh Nopember Institute of Technology

Surabaya

ANALISIS CONCRETE CRUSHING DAN CONCRETE SLIDING 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 Surabaya

Oleh :

FAUZANULLAH RAFIF IRSYAD 4313100119

Disetujui oleh :

1. Ir. Imam Rochani, M.Sc. (Pembimbing1)

.....

2. Nur Syahroni, S.T. M.T. Ph.D. (Pembimbing 2)

.....

3. Ir. Handayanu, M.Sc. Ph.D. (Penguji 1)

.....

4. Dr. Yeyes Mulyadi, S.T. M.Sc. (Penguji 2)

.....

SURABAYA, 18 JULI 2017

ANALISIS CONCRETE CRUSHING DAN CONCRETE SLIDING PADA PIPELINE SAAT INSTALASI DENGAN METODE S-LAY

ABSTRAK

Dalam industri minyak dan gas bumi *pipeline* dikenal sebagai alat transportasi yang efektif karena dalam operasinya tidak dipengaruhi oleh faktor cuaca. Sebelum dapat digunakan *pipeline* perlu melalui tahap desain dan instalasi untuk memastikan bahwa *pipeline* mampu beroperasi pada wilayah yang telah ditentukan dan pemilihan material *pipeline* cukup kuat untuk melalui tahap operasi dan instalasi. Pada instalasi *pipeline* diperlukan analisis untuk mengetahui *stress* dan *strain* yang terjadi pada *pipeline* demi menghindari kegagalan yang dapat terjadi pada *pipeline* karena nilai *stress* dan *strain* melebihi batas yang telah ditentukan oleh *standard*. Diantara kegagalan yang dapat terjadi saat instalasi adalah *crushing* dan *sliding* pada *concrete coated pipeline*, dimana *crushing* dapat terjadi pada lapisan *concrete* apabila regangan total pada pipeline melebihi 0.2 %. Sedangkan *sliding* dapat terjadi apabila *shear resistance capacity* pada lapisan anti-korosi tidak mampu menahan *compressive force* yang terjadi pada lapisan *concrete*. *Sudden sliding* atau *sliding* yang terjadi secara tiba-tiba antara lapisan *concrete* dan lapisan baja (*steel*) pada *pipeline* tidak diperbolehkan terjadi karena dapat membahayakan instalasi *pipeline*. Pada penelitian ini akan dilakukan analisis *concrete crushing* dan *concrete sliding* pada *gas export pipeline* yang diinstalasi diwilayah *Jangkrik Complex Project*. Terdapat lima *design case* pada analisis ini, yaitu kedalaman instalasi 5.9 m, 9.4 m, 13.4 m, 20.4 m ,dan 22.9 m dengan variasi sudut *stinger*. Hasil analisis menunjukkan bahwa tidak terjadi *crushing* pada instalasi *pipeline* tersebut dengan nilai maksimum regangan total (*total strain*) yang terjadi dibagian *overbend* sebesar 0.1618 %. Nilai tersebut berada dibawah batas yang ditetapkan *standard* yaitu 0.2 %. Sedangkan *sliding* yang terjadi antara lapisan *concrete* dan lapisan *steel* pada *pipeline* hanya sebesar 0.10239 mm sehingga dapat dikatakan bahwa lapisan anti-korosi yang digunakan (HDPE) cukup kuat untuk menahan *compressive force* yang terjadi pada lapisan *concrete* saat instalasi berlangsung.

Kata Kunci *: concrete crushing, concrete sliding*, regangan total, *sliding distance*

CONCRETE CRUSHING AND CONCRETE SLIDING ANALYSIS OF PIPELINE DURING INSTALLATION WITH S-LAY METHOD

ABSTRACT

In oil and gas industry pipeline is known as an effective means of transportation because pipeline does not affected by weather conditions during its operation. Before the pipeline can be used it needs to go through the design and installation phases to ensure that the selection of pipeline material is strong enough and the pipeline is capable to get through the operation in a predetermined area. Before pipeline installation commenced, stress and strain analysis is required to avoid the failure that can occur in the pipeline because the stress and strain values exceed the limits set by the standard. Among the failures that can occur during installation is crushing and sliding on a concrete coated pipeline, where crushing can occur in the concrete layer when the total strain in the pipeline exceeds 0.2%. While sliding can occur when shear resistance capacity in the anti-corrosion layer is unable to resist the compressive force occurring in the concrete layer. Sudden sliding between the concrete layer and the steel in the pipeline is not allowed as it may compromise the pipeline installation. This research disscusses concrete crushing and concrete sliding analysis on the installation of gas export pipeline in Jangkrik Complex Project. There are five design cases in this analysis, namely the installation depth of 5.9 m, 9.4 m, 13.4 m, 20.4 m, and 22.9 m with variations of stinger angle. The result of analysis shows that crushing does not occur at the installation with the maximum value of total strain which occurs in the overbend region of 0.1618%. The value is below the standard limit of 0.2%. While the sliding occurs between the concrete layer and the steel in the pipeline is only 0.10239 mm so that it can be said that the anti-corrosion layer used (HDPE) is strong enough to withstand the compressive force that occurs in the concrete layer during installation.

Key Words *: concrete crushing, concrete sliding, total strain, sliding distance*

KATA PENGANTAR

Assalamualaikum Wr. Wb.

Alhamdulillah puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT atas segala rahmat dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan baik dan lancar. Tugas Akhir ini berjudul **"Analisis Concrete Crushing dan Concrete Sliding Pada Pipeline Saat Instalasi dengan Metode S-Lay"**.

Tugas Akhir ini disusun dalam rangka memenuhi salah satu persyaratan dalam menyelesaikan program pendidikan Strata-1 (S-1) di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.

Penulis berharap agar Tugas Akhir ini dapat bermanfaat memberikan ilmu pengetahuan dalam rekayasa kelautan dan dapat dikembangkan kedalam penelitian yang lebih lanjut. Penulis sadar bahwa Tugas Akhir ini masih jauh dari sempurna, karena itu penulis sangat mengharapkan adanya kritik dan saran dalam pengembangan karya tulis ilmiah ini di masa mendatang.

Surabaya, Juli 2017

Fauzanullah Rafif Irsyad

UCAPAN TERIMA KASIH

Dalam pengerjaan Tugas Akhir ini penulis tidak terlepas dari bantuan serta dukungan moral maupun material dari banyak pihak, baik secara langsung maupun tidak langsung. Pada kesempatan kali ini saya ingin berterima kasih kepada :

1. Allah SWT atas segala kasih sayang serta kemudahan yang telah diberikan kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini tanpa suatu halangan apapun.
2. Orang Tua penulis Faisal Fakkar dan Feri Erawati yang selalu memberikan doa, dukungan dan kasih sayang kepada penulis serta kedua adik penulis Fahmi Aulia Rahmatullah dan Feliza Mutiara Az Zahra yang selalu memberikan semangat kepada penulis.
3. Bapak Ir. Imam Rochani, M.Sc. dan Bapak Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D. atas segala bimbingan dan ilmu yang telah diberikan kepada penulis dalam pengerjaan Tugas Akhir ini serta seluruh dosen Departemen Teknik Kelautan atas semua ilmu yang diberikan.
4. Teman-teman Teknik Kelautan Angkatan 2013 Valtameri serta senior angkatan 2011-2012 atas dukungan dan bimbingan yang telah diberikan kepada penulis dalam pengerjaan Tugas Akhir ini.
5. Pak Said dan Pak Angky yang telah memberikan ilmu dan bimbingannya kepada penulis selama melakukan Kerja Praktik di Hafar Daya Konstruksi sehingga ilmu yang diberikan dapat bermanfaat untuk penulis dalam pengerjaan Tugas Akhir ini.

Surabaya, Juli 2017

Fauzanullah Rafif Irsyad

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN iv
ABSTRAK iv
ABSTRACT v
KATA PENGANTAR vi
UCAPAN TERIMA KASIH vii
DAFTAR ISI viii
DAFTAR GAMBAR x
DAFTAR TABEL xi
DAFTAR LAMPIRAN xii
BAB I PENDAHULUAN 1
I.1 Latar Belakang Masalah 1
I.2 Perumusan Masalah 2
I.3 Tujuan 2
I.4 Manfaat 2
I.5 Batasan Masalah 2
I.6 Sistematika Penulisan 3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI 5
II.1 Tinjauan Pustaka 5
II.2 Dasar Teori 6
II.2.1 Pipe Laying Barge 6
II.2.2 Metode Instalasi Pipeline : S-Lay 7
II.2.3 Overbend dan Sagbend 9
II.2.4 Allowable Strain Criteria 10
II.2.5 Mean Overbend Strain 11
II.2.6 Allowable Stress Criteria 12
II.2.7 Analisis Dinamis 15
II.2.8 Teori Gerakan Bangunan Apung 15
II.2.9 Response Amplitude Operator (RAO) 16
II.2.10 Spektrum Gelombang 17
II.2.11 Analisis Spektra Respons 18
II.2.12 Metode Elemen Hingga 19
II.2.13 Software Analisis 20
BAB III METODOLOGI PENELITIAN 24
III.1 Metode Penelitian 24

III.2 Penjelasan Diagram Alir 27
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN 30
IV.1 Pengumpulan dan Identifikasi Data 30
IV.1.1 Data Properti Pipeline 31
IV.1.2 Data Properti Lapisan Anti Korosi dan Concrete Coating 31
IV.1.3 Data Properti Pipe Laying Barge 32
IV.1.4 Data Konfigurasi Roller Pada Barge dan Pada Stinger 32
IV.1.5 Data Properti Mooring Line dan Anchor 33
IV.1.6 Data Konfigurasi Mooring Pada Barge 34
IV.1.7 Data Lingkungan 34
IV.2 Pemodelan Struktur Pipe Laying Barge 35
IV.2.1 Pemodelan Struktur Barge 35
IV.2.2 Validasi Model Pipe Laying Barge 39
IV.3 Analisis Response Amplitude Operator Pipe Laying Barge 40
IV.3.1 Gerakan Surge 40
IV.3.2 Gerakan Sway 41
IV.3.3 Gerakan Heave 42
IV.3.4 Gerakan Roll 43
IV.3.5 Gerakan Pitch 43
IV.3.6 Gerakan Yaw 44
IV.4 Analisis Regangan Saat Instalasi Pipeline dengan Metode S-Lay 45
IV.4.1 Analisis Regangan Pada Pipeline Pada Kondisi Dimanis 46
IV.5 Analisis Concrete Crushing pada Pipeline 50
IV.6 Analisis Concrete Sliding Pada Pipeline 51
IV.6.1 Skema Analisis 51
IV.6.2 Hasil Analisis 54
BAB V PENUTUP 57
V.1 Kesimpulan 57
V.2 Saran 57
DAFTAR PUSTAKA 59

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Pipe Laying Barge Tampak Atas-Plan View (Lee. 2009) 6
Gambar 2.2 Pipe Laying Barge Tampak Samping-Profile View (Lee. 2009) 7
Gambar 2.3 Instalsi Pipeline Metode S-Lay (Bai dan Bai. 2014) 8
Gambar 2.4 Rigid Stinger Pada PLB Hafar Neptune Dilengkapi dengan Roller (PT. Hafar Daya Konstruksi. 2016) 8
Gambar 2.5 Tensioner dan Roller Pada PLB Hafar Neptune (PT. Hafar Daya Konstruksi. 2016) . 9
Gambar 2.6 Hoop Stress (Bai dan Bai. 2014) 13
Gambar 2.7 Longitudinal Stress (Guo dkk. 2005) 14
Gambar 2.8 Sumbu x, y ,dan z pada kapal (Bhattacaryya. 1978) 16
Gambar 2.9 Model FEM pada pipe laying (Guo dkk. 2005) 21
Gambar 3.1 Diagram Alur Pengerjaan Tugas Akhir 24
Gambar 4.1 Gambar Skematik Area JKK PT. Hafar Daya Konstruksi 2015 30
Gambar 4.2 Model Pipe Laying Barge Tampak Isometri 35
Gambar 4.3 Model Pipe Laying Barge Tampak Samping 36
Gambar 4.4 Model Pipe Laying Barge Tampak Atas 36
Gambar 4.5 Model Pipe Laying Barge Tampak Depan 37
Gambar 4.6 Model Pipe Laying Barge dengan Mooring Tampak Isometri 38
Gambar 4.7 Model Pipe Laying Barge dengan Mooring Tampak Atas 38
Gambar 4.8 Model Pipe Laying Barge dengan Mooring Tampak Sisi Starboard 39
Gambar 4.9 Grafik RAO untuk Gerakan Surge 41
Gambar 4.10 Grafik RAO untuk Gerakan Sway 42
Gambar 4.11 Grafik RAO untuk Gerakan Heave 42
Gambar 4.12 Grafik RAO untuk Gerakan Roll 43
Gambar 4.13 Grafik RAO untuk Gerakan Pitch 44
Gambar 4.14 Grafik RAO untuk Gerakan Yaw 44
Gambar 4.15 OFFPIPE Convention 45
Gambar 4.16 Grafik Distribusi Regangan Pada Pipeline dengan Variasi Kedalaman dan Sudut Stinger Pada Arah Pembebanan 0° 46
Gambar 4.17 Grafik Distribusi Regangan Pada Pipeline dengan Variasi Kedalaman dan Sudut Stinger Pada Arah Pembebanan 45° 47
Gambar 4.18 Grafik Distribusi Regangan Pada Pipeline dengan Variasi Kedalaman dan Sudut Stinger Pada Arah Pembebanan 90° 47
Gambar 4.19 Grafik Distribusi Regangan Pada Pipeline dengan Variasi Kedalaman dan Sudut Stinger Pada Arah Pembebanan 135° 48
Gambar 4.20 Grafik Distribusi Regangan Pada Pipeline dengan Variasi Kedalaman dan Sudut Stinger Pada Arah Pembebanan 180° 48
Gambar 4.21 Ilustrasi Letak Titik (Node) Regangan Maksimum Pada Overbend 50
Gambar 4.22 Model Pipeline Sepanjang 6.1 m dengan Menggunakan Software Solidworks 52
Gambar 4.23 Lapisan-Lapisan yang Menyusun Pipeline Pada Model yang Dibuat dengan Software Solidworks 53
Gambar 4.24 Grafik Meshing Sensitivity Analysis 54
Gambar 4.25 Hasil Analisis Concrete Sliding dengan Menggunakan Software ANSYS 55

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Simplified Laying Criteria DNV OS-F101 11
Tabel 4.1 Data Properti Pipeline (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015) 31
Tabel 4.2 Data Properti Lapisan Anti Korosi (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015) 31
Tabel 4.3 Data Properti Concrete Coating (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015) 31
Tabel 4.4 Data Properti Pipe Laying Barge (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015) 32
Tabel 4.5 Data Konfigurasi Roller Pada Barge (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015) 32
Tabel 4.6 Data Konfigurasi Roller Pada Stinger (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015) 33
Tabel 4.7 Data Properti Mooring (PT Hafar Daya Konstruksi, 2013) 33
Tabel 4.8 Data Properti Anchor (PT Hafar Daya Konstruksi, 2013) 33
Tabel 4.9 Data Konfigurasi Mooring Pada Barge (PT Hafar Daya Konstruksi, 2013) 34
Tabel 4.10 Data Kedalaman, Gelombang Signifikan dan Periode Puncak (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015) 34
Tabel 4.11 Data Arus (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015) 35
Tabel 4.12 Data Hasil Validasi Model Pipe Laying Barge 39
Tabel 4.13 Data Nilai Regangan Maksimum Pada Sagbend dan Overbend Pada Masing-Masing Design Case 49
Tabel 4.14 Hasil Analisis Concrete Crushing Pada Standard DNV OS-F101 .....**Error! Bookmark not defined.**
Tabel 4.15 Data Hasil Meshing Sensitivity Analysis 54

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A	HASIL OUTPUT SOFTWARE MOSES (HYDROSTATIC PROPERTIES)
LAMPIRAN B	HASIL OUTPUT SOFTWARE MOSES (RAO)
LAMPIRAN C-1	HASIL OUTPUT SOFTWARE OFFPIPE (DESIGN CASE 1)
LAMPIRAN C-2	HASIL OUTPUT SOFTWARE OFFPIPE (DESIGN CASE 2)
LAMPIRAN C-3	HASIL OUTPUT SOFTWARE OFFPIPE (DESIGN CASE 3)
LAMPIRAN C-4	HASIL OUTPUT SOFTWARE OFFPIPE (DESIGN CASE 4)
LAMPIRAN C-5	HASIL OUTPUT SOFTWARE OFFPIPE (DESIGN CASE 5)
LAMPIRAN D	HASIL OUTPUT SOFTWARE OFFPIPE (FORCES AND STRESS)

BAB I

PENDAHULUAN

BAB I PENDAHULUAN

I.1 Latar Belakang Masalah

Selama satu abad lebih industri minyak dan gas bumi telah membuktikan bahwa *pipeline* adalah alat transportasi yang paling ekonomis untuk transportasi minyak bumi, gas alam beserta produk-produknya dalam skala besar. Kebutuhan manusia terhadap produk hasil pengolahan minyak dan gas bumi berakibat pada meningkatnya kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi didaerah lepas pantai (Guo dkk. 2005). Untuk memenuhi kebutuhan transportasi minyak dan gas bumi pada daerah lepas pantai praktisi industri minyak dan gas bumi menggunakan *pipeline* sebagai sarana transportasi.

Sebelum dapat digunakan sebagai alat transportasi minyak dan gas bumi, *pipeline* harus melewati tahap perancangan. Dalam perancangan *pipeline* banyak faktor yang harus dipertimbangkan seperti metode instalasi dan pemilihan material *pipeline* yang akan digunakan. Desain kekuatan (*strength*) dari *pipeline* harus cukup memenuhi kriteria pada setiap fase instalasi sehingga tidak terjadi *over stress* dan *over strain* pada *pipeline.* Pada fase *normal laying* saat instalasi, distribusi tegangan dan regangan pada *pipeline* dipengaruhi juga oleh material yang menyusun *pipeline* tersebut. Hal ini dapat terjadi karena perbedaan kekakuan (*stiffness*) pada masing-masing material penyusun (Ness dan Verley. 1996).

Instalasi *pipeline* harus memperhatikan beberapa parameter yang sangat penting demi keberhasilan proses instalasi. Konfigurasi radius kurvatur pada *stinger*, besarnya *tension* pada *tensioner* serta konfigurasi *roller* yang tepat perlu dicapai sehingga besarnya tegangan dan regangan yang terjadi pada *pipeline* tidak melebihi nilai yang diperbolehkan *standard* (Bai dan Bai. 2014). Dan dari aspek properti material, telah diketahui bahwa sebagian besar material memiliki kecenderungan mengalami retak atau patah (*fracture*) pada regangan plastis yang sangat tinggi (*very high fracture strain*) (Nourpanah dan Taheri. 2009). Regangan yang sangat tinggi dapat menyebabkan terjadinya *crushing* pada lapisan *concrete*. Selain itu dengan adanya beban (*load*) yang terjadi pada *pipeline* saat instalasi, terjadinya *sliding* relatif antara *concrete coating* dan *steel* juga mungkin terjadi apabila *shear resistance capacity* pada lapisan anti korosi tidak dapat menahan *compressive load* yang terjadi pada *concrete coating* (Ness dan Verley. 1996). Kegagalan ini dapat berakibat pada *safety risk* pada saat instalasi *pipeline* dikarenakan *sliding* yang terjadi secara tiba-tiba

(*sudden sliding*) antara *concrete coating* dan *steel*. Dengan mempertimbangan aspek-aspek tersebut, telah jelas bahwa diperlukan analisis instalasi lebih lanjut terhadap tegangan dan regangan yang terjadi pada *pipeline*, sehingga kemungkinan kegagalan yang telah disebutkan dapat diminimalisir.

I.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang dibahas dalam penelitian tugas akhir ini adalah

1. Bagaimana distribusi regangan yang terjadi pada *pipeline* saat dilakukan proses instalasi?
2. Bagaimana *concrete crushing* yang terjadi pada *pipeline* saat instalasi?
3. Bagaimana *concrete sliding* yang terjadi pada *pipeline* saat instalasi?

I.3 Tujuan

Ada pun tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian tugas akhir ini adalah

1. Mengetahui regangan yang terjadi pada *pipeline* selama proses *laying* khususnya pada daerah *overbend* dan *sagbend* akibat pengaruh variasi kedalaman dan sudut stinger.
2. Menganalisis *concrete crushing* yang terjadi pada *pipeline* selama proses instalasi.
3. Menganalisis *concrete sliding* yang terjadi pada *pipeline* selama proses instalasi.

I.4 Manfaat

Hasil penelitian dari tugas akhir ini diharapkan mampu memberikan referensi kepada pembaca dalam melakukan analisis instalasi *pipeline*, khususnya analisa *concrete crushing* dan *concrete sliding* pada *pipeline* selama instalasi.

I.5 Batasan Masalah

1. Analisis yang dilakukan adalah analisis dinamis
2. Metode instalasi yang digunakan adalah metode S-Lay
3. *Field Joint coating* pada *pipeline* tidak dimodelkan
4. *Welded joint* pada *Field Joint* tidak dimodelkan
5. Lapisan anti-korosi yang digunakan adalah *High Density PolyEthylene (HDPE)*
6. Pasang surut tidak diperhitungkan

I.6 Sistematika Penulisan

1. Bab I Pendahuluan

   Bab ini menjelaskan tentang latar belakang penelitian yang akan dilakukan, perumusan masalah, tujuan dari penelitian yang hendak dicapai, manfaat yang akan diperoleh dari penelitian, serta batasan masalah penelitian untuk membatasi analisis yang akan dilakukan.

2. Bab II Tinjauan Pustaka dan Dasar Teori

   Bab ini berisi referensi dan teori-teori yang digunakan sebagai pedoman dalam penelitian serta mendukung analisis yang dilakukan pada penelitian ini. Referensi tersebut bersumber pada prosiding, jurnal, *standard*, dan buku yang berkaitan dengan topik yang dibahas pada penelitian ini.

3. Bab III 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 sistematik dan dilengkapi pula dengan data-data penelitian serta penjelasan terperinci untuk setiap langkah pengerjaannya.

4. Bab IV Analisis dan Pembahasan

   Bab ini menjelaskan analisis dan hasil pengolahan data penelitian.

5. Bab V Penutup

   Bab ini berisi kesimpulan dari keseluruhan hasil analisis yang menjawab rumusan masalah yang diangkat. Pada bab ini terdapat pula saran yang bermanfaat untuk penelitian terkait dimasa yang akan datang.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

II.1 Tinjauan Pustaka

Seiring dengan meningkatnya kebutuhan produk minyak dan gas bumi, eksplorasi hidrokarbon lepas pantai telah bergeser dari laut dangkal menuju laut dalam. Pada kegiatan industri minyak dan gas bumi di daerah lepas pantai diperlukan alat yang mampu memindahkan hidrokarbon dari suatu lokasi ke lokasi lain di lepas pantai secara efektif dan efesien. Sejak lebih dari setengah abad lalu *pipeline* telah digunakan sebagai alat transportasi minyak dan gas bumi yang efektif, salah satu alasannya adalah karena transportasi minyak dan gas bumi oleh *pipeline* tidak terkendala faktor cuaca. Sebelum dapat dioperasikan *pipeline* harus melalui tahap instalasi pada lokasi operasi dengan memperhatikan berbagai macam parameter instalasi.

Dalam dunia teknik (*engineering*) merupakan suatu hal yang vital untuk dapat memodelkan suatu proses melalui perangkat lunak sebelum dilakukan proses sebenarnya pada dunia nyata sehingga kegagalan serta kerugian dapat diminimalisir. Begitu juga dengan proses instalasi *pipeline* perlu melalui tahap *modelling* dan analisis sehingga berbagai parameter instalasi yang terdapat pada *standard* dapat terpenuhi. Instalasi *pipeline* di lepas pantai biasanya menggunakan *lay barge*. *Lay barge* ini dilengkapi dengan berbagai peralatan yang mendukung proses instalasi *pipeline* seperti *stinger, tensioner, roller, winch* dsb. Berbagai peralatan ini memiliki konfigurasi tersendiri sesuai dengan kondisi dan parameter instalasi yang ada. Pada instalasi *pipeline* dengan diameter yang cukup besar, *concrete coating* yang tebal serta dilakukan pada perairan yang cukup dalam, tegangan (*stress*) dan regangan (*strain*) yang terjadi merupakan faktor yang harus diperhatikan nilainya. Tegangan dan regangan plastis yang tinggi dapat mengakibatkan kegagalan pada *pipeline* saat proses instalasi.

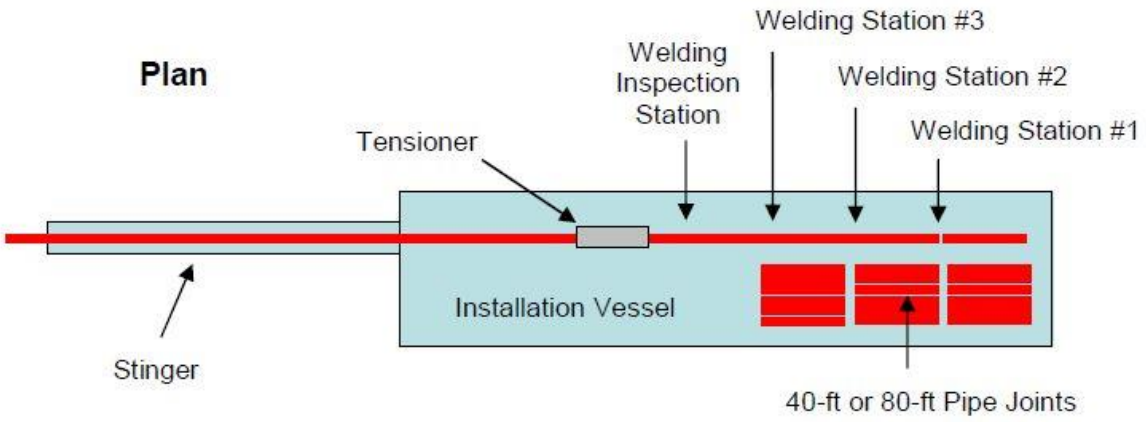
Silalahi (2010) telah melakukan penelitian mengenai tegangan yang diterjadi pada *pipeline* selama proses instalasi pada kondisi statis dan dinamis, khususnya pada daerah *overbend* dan *sagbend* akibat variasi kedalaman dan radius kurvatur serta gerakan dari *lay barge*. Peneliti juga melakukan lokal analisis terhadap bagian pipa yang mengalami tegangan terbesar pada daerah *overbend* dan *sagbend*. Namun perlu adanya analisis tambahan terhadap regangan yang terjadi pada *pipeline* selama proses *laying* sehingga kegagalan pada *pipeline* seperti *concrete crushing* dapat dianalisis.

Ness dan Verley (1996) telah melakukan analisis konsentrasi regangan pada bagian *field joint* pada *pipeline* yang dilapisi oleh *concrete coating* dengan menggunakan *semi-analytical model*. Begitu juga dengan Nourpanah dan Taheri (2009) yang melakukan penelitian tentang *sliding* yang terjadi antara lapisan *concrete* dan baja (*steel*) dengan menggunakan FEM (*Finite Element Model*). Salah satu tujuan analisis tersebut adalah untuk menganalisis *shear stress* yang terjadi pada lapisan *anti-corrosion layer* sehingga beban dan displasmen relatif antara *steel* dan *concrete* dapat diukur. Penulis mengacu pada referensi ini untuk menganalisis *concrete sliding* pada *pipeline*. Menurut Ness dan Verley, pada regangan global rendah, *sliding* terjadi pada daerah dekat dengan *Field Joint*. Namun seiring dengan meningkatnya regangan global, *sliding* hampir terjadi pada seluruh bagian *pipeline*. Hal ini yang akan dianalisis oleh penulis nantinya dengan menggunakan *software* ANSYS. Berdasarkan penelitian-penelitian yang telah dilakukan sebelumnya maka penulis mengajukan penelitian mengenai *concrete crushing* dan *concrete sliding* yang terjadi pada *pipeline* dan beserta distribusi regangan yang terjadi dengan variasi kedalaman dan sudut *stinger*.

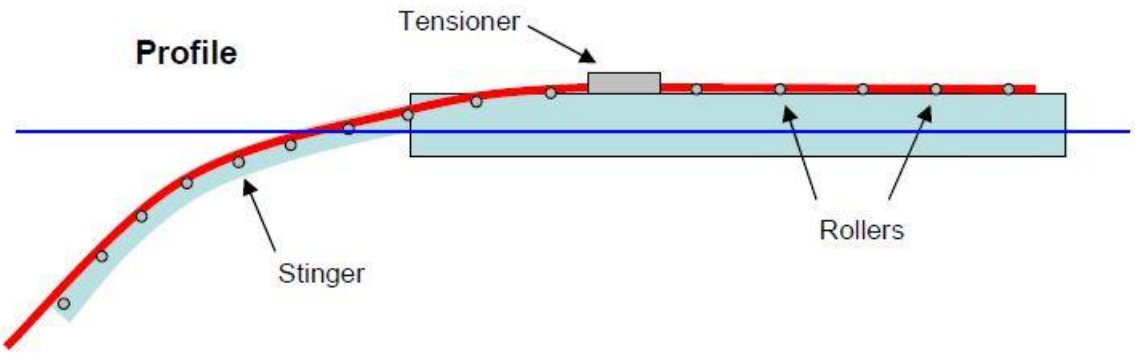
II.2 Dasar Teori

II.2.1 Pipe Laying Barge

Pipe Laying Barge merupakan salah satu jenis *vessel* yang efektif dalam proses instalasi *pipeline* di lepas pantai. *Pipe laying barge* merupakan tipe *vessel* dengan *monohull* dan memiliki kemampuan instalasi *pipeline* di lepas pantai mulai dari kedalaman 15 meter hingga kedalaman lebih dari 1000 m (Bai. 2001).



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

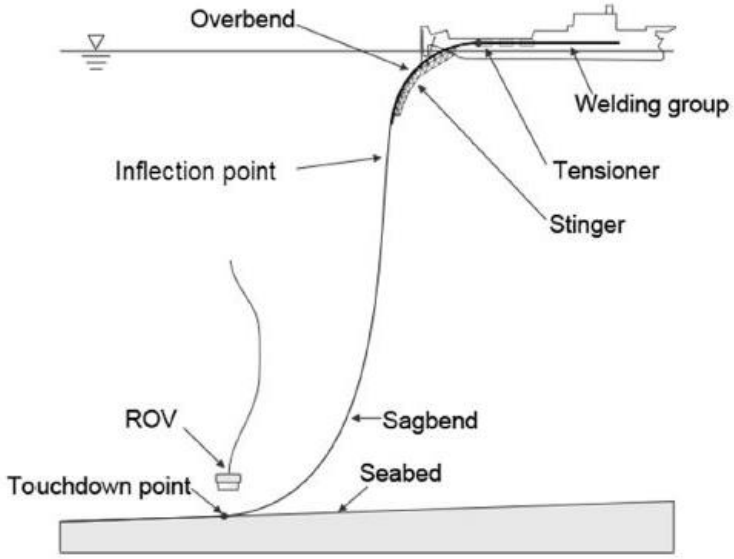


Gambar 2.2 Pipe Laying Barge Tampak Samping-Profile View (Lee. 2009)

Pada operasi instalasi *pipeline* di lepas pantai, *pipe joint* sepanjang 12.2 m diangkut ke *Pipe Laying Barge* dengan menggunakan *vessel crane*. Pada instalasi *pipeline* dengan menggunakan *Pipe Laying Barge*, *pipeline* difabrikasi diatas *barge* di *firing line*. Biasanya *Pipe Laying Barge* memiliki *firing line* dengan 3 *station* untuk proses *pipeline welding*, 1 *station welding* NDT dan reparasi dan 1 *station* untuk *Field Joint coating*. Saat proses instalasi berlangsung, *lay barge* bergerak maju dan pada saat yang bersamaan *pipeline* melalui proses fabrikasi di *firing line* dan perlahan digerakkan menuju *stinger* dibagian buritan kapal, lalu meluncur perlahan melalui *stinger* ke dasar laut. Ilustrasi *Pipe Laying Barge* dapat dilihat pada Gambar 2.1 dan Gambar 2.2 diatas.

II.2.2 Metode Instalasi Pipeline : S-Lay

Sejak dimulainya *offshore pipelaying* telah ada tiga metode yang umum dipakai dalam konstruksi *pipeline* yaitu metode S-Lay, J-Lay dan *Reeling*. Konsep utama dari semua metode instalasi ini adalah untuk menjaga agar *bending* dan *axial stress* yang terjadi pada *pipeline* tetap berada pada batas yang diperbolehkan (Jensen. 2010). Untuk perairan yang relatif dangkal umumnya instalasi *pipeline* menggunakan metode S-Lay. Namun seiring dengan perkembangan teknologi dan ilmu dibidang teknik (*engineering*) metode S-Lay dapat diaplikasikan untuk instalasi *pipeline* pada perairan yang relatif dalam. Keuntungan utama dari metode S-Lay ini adalah *firing line* yang terbentang dari *bow* hingga bagian *stern barge* mampu membentuk sebuah *parallel workstation* untuk menyambungkan masing-masing *pipe joint* menjadi *pipeline string*, dimana 4 *pipe joint* bisa disambungkan dalam satu kali proses (Jensen. 2010). Ilustrasi instalasi dengan metode S-Lay dapat dilihat pada Gambar 2.3 dibawah.



Gambar 2.3 Instalsi Pipeline Metode S-Lay (Bai dan Bai. 2014)

Pada instalasi metode S-Lay dengan menggunakan *laying barge* terdapat beberapa peralatan yang mendukung proses instalasi yaitu :

Gambar 2.4 Rigid Stinger Pada PLB Hafar Neptune Dilengkapi dengan Roller (PT. Hafar Daya Konstruksi. 2016)

-*Stinger* adalah alat bantu instalasi pada *laying barge* yang berbentuk *open frame structure* dan dilengkapi dengan *roller* seperti yang dapat dilihat pada Gambar 2.4 diatas. Konfigurasi

roller dan sudut dari *stinger* ini mempengaruhi tegangan pada *pipeline* pada bagian *overbend*.

Gambar 2.5 Tensioner dan Roller Pada PLB Hafar Neptune (PT. Hafar Daya Konstruksi. 2016)

-*Tensioner* merupakan alat yang menentukan besarnya kapasitas *tension* dari suatu *lay barge*. *Tensioner* merupakan yang terdiri dari *roller track* yang dilengkapi dengan *pads* seperti yang dapat dilihat pada Gambar 2.5 diatas. Tensioner ini juga berfungsi mengatur *payout speed* (U_p) dari *pipeline* yang telah siap untuk diluncurkan dari *stinger* dengan menjaga *tension* dari *pipeline* tersebut.

II.2.3 Overbend dan Sagbend

II.2.3.1 Overbend

Overbend merupakan bagian dengan *support* penuh dari *tension equipment* diatas *stinger* sampai ujung dari *stinger* (Jensen. 2010). Bagian ini di *support* oleh *laying ramp* yang berbentuk *roller* yang dipasang pada *stinger*. Fungsi dari *laying ramp* yaitu untuk memberikan *curved support* dengan radius kurvatur yang sesuai, yang digunakan untuk mengatur *over bending stress* dan *strain* pada *pipeline* dalam *range* nilai yang di izinkan. Radius kurvatur *pipeline* pada *overbend* sebagian besar diatur oleh *stinger*. Gabungan antara kurvatur dan *axial tension* menyebabkan terjadinya tegangan global pada *pipeline* di *overbend*. Tegangan lokal pada bagian *overbend* ini terjadi pada *roller* yang menopang *pipeline* dan diasumsikan berupa beban titik pada *pipeline* (Guo dkk.2005).

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

$$\sigma_a = \frac{ED}{2R_{cv}} \quad \textbf{(2.1)}$$

Dengan,

$\sigma_a = Axial\ Bending\ Stress$

$E = Steel\ Young's\ Modulus$

$D = Pipeline\ Outside\ Diameter$

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

Sehingga nilai dari minimum *radius of curvature* dapat ditentukan dengan formula berikut :

$$R_{cv} = \frac{ED}{2\sigma_y f_D} \quad \textbf{(2.2)}$$

Dengan,

$\sigma_y = SMYS$

$f_D = Design\ Factor, 0.85$

II.2.3.2 Sagbend

Pada daerah sagbend titik belok (*inflection point*) tidak dapat diketahui. Karena titik belok (*inflection point*) tidak dapat diketahui maka *tension* yang terjadi pada *sagbend* dapat diestimasi dengan nilai *departure angle* dan jarak dari *seabed* terhadap ujung *stinger*. Pada sagbend, karena pengaruh beban gabungan antara *tension* dan berat *pipeline* itu sendiri, *pipeline* mengalami defleksi besar dari keadaan *stress free* sebelumnya. Metode untuk menganalisa tegangan yang terjadi pada *sagbend* yaitu *elastic beam method* (Jensen. 2010) dan metode untuk *concrete coating* yang tebal (Guo dkk. 2005).

II.2.4 Allowable Strain Criteria

Mengacu pada DNV-OS-F101 pada *Section* 13 *Commentary* (*Informative*) *G 200 Coating* untuk pembebanan statis nilai dari *strain* yang tejadi pada *pipeline* saat instalasi harus melibatkan efek dari *bending*, gaya aksial dan *roller loads*. Efek dari variasi kekakuan (*stiffness*) pada *field joint* tidak diperhitungkan. Untuk analisa regangan daerah *overbend* nilai-nilai berikut harus dipenuhi :

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%

II.2.5 Mean Overbend Strain

Berdasarkan DNV-OS-F101 *Section* 13 *Commentary* (*Informative*) *G 200 Coating* dijelaskan tentang *mean overbend strain* yang terjadi pada *pipeline* saat instalasi. Berdasarkan DNV-OS-F101 kriteria tersebut adalah :

$$\epsilon_{mean} = -\frac{D}{2R} + \varepsilon_{axial} \quad \textbf{(2.3)}$$

Dengan,

$\epsilon_{mean} = Mean\ Overbend\ Strain\ (Calculated)$

$D \quad = Pipeline\ Outside\ Diameter$

$R \quad = Stinger\ Radius$

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

Dan nilai *mean overbend strain* (ε_{mean}) harus memenuhi :

$$\gamma_{cc}\varepsilon_{mean} \geq \varepsilon_{cc} \quad \textbf{(2.4)}$$

Dengan,

$\gamma_{cc} = Safety\ Factor\ for\ Concrete\ Crushing,$ 1.05

$\varepsilon_{cc} = Limit\ Mean\ Strain\ Giving\ Crushing\ of\ the\ Concrete$

Mean overbend strain dimana *concrete crushing* pertama kali terjadi tergantung pada :

-Pipe stiffness

-Concrete strength & Concrete thickness

-Axial force

-Shear resistance capacity of corrosion coating

Jika informasi yang diperlukan untuk mengetahui terjadi atau tidaknya *concrete crushing* pada *pipeline* tidak mencukupi, maka dapat diasumsikan bahwa *concrete crushing* akan terjadi apabila *strain* pada *concrete* mencapi 0.2%.

II.2.6 Allowable Stress Criteria

Berdasarkan DNV-OS-F101 kriteria tegangan yang diperbolehkan terjadi pada daerah *sagbend* dan *overbend* saat instalasi adalah :

$$\sigma_{eq} < 0.87 f_y \qquad \textbf{(2.5)}$$

Dengan,

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

$f_y = SMYS$

Dengan σ_{eq} adalah tegangan ekivalen (Von Mises *stress*) merupakan kombinasi dari *hoop stress*, *longitudinal stress* dan *tangential shear stress*.

II.2.6.1 Hoop Stress

Dalam desain *pipeline*, pemilihan tebal dinding *pipeline* dan material merupakan tahap yang sangat penting. *Pipeline* perlu dirancang untuk dapat menahan perbedaan tekanan dari dalam dan dari luar *pipeline*, yang ditunjukkan melalui adanya garis-garis vector radial stress pada Gambar 2.6 dibawah. Ada nya perbedaan tekanan ini timbul tegangan yang disebut dengan *hoop stress*. Apabila *hoop stress* yang terjadi pada *pipeline* terlalu besar, maka dinding *pipeline* dapat melewati titik kekuatan *yield* materialnya, jika keadaan ini terus berlanjut maka dinding *pipeline* akan pecah. Untuk mencegah hal ini terjadi, dalam desain salah satu kriteria desain adalah *pipeline* mampu menahan *hoop stress* yang terjadi, berdasarkan DNV-OS-F101 *hoop stress* dirumuskan sebagai berikut :

$$\sigma_h = (p_i - p_e)\frac{D - t_2}{2t_2} \qquad \textbf{(2.6)}$$

Dengan,

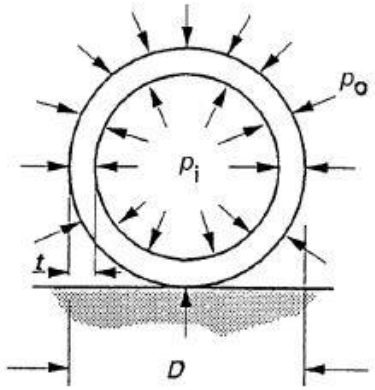
$\sigma_h = Hoop\ Stress$

$p_i = Internal\ Pressure$

$p_e = External\ Pressure$

$D = Pipeline\ Outside\ Diameter$

$t = Pipeline\ Wall\ Thickness$



Gambar 2.6 Hoop Stress (Bai dan Bai. 2014)

II.2.6.2 Longitudinal Stress

Pipeline didesain untuk tahan terhadap *longitudinal stress*. Terdapat dua penyebab terjadinya *longitudinal stress* yaitu *Poisson's ratio* dan perubahan temperatur (Palmer dan King. 2008). Pada *pipeline*, tekanan internal menyebabkan terjadinya tegangan yang bekerja keseluruh dinding *pipeline* (*circumferential tensile stress*). Jika yang terjadi hanyalah *circumferential stress*, maka ukuran *pipeline* akan membesar pada arah keliling *pipeline* (*circumferential*, sehingga diameter *pipeline* bertambah) dan berkontraksi pada arah longitudinal (sehingga *pipeline* akan berkurang ukurannya dalam arah longitudinal). Jika terjadi gesekan (*friction*) antara *pipeline* dengan dasar laut yang menyebabkan gerakan kontraksi longitudinal terhambat, maka akan timbul *longitudinal tensile stress* (Palmer dan King. 2008).

Efek kedua yaitu perubahan temperatur. Jika temperatur pada *pipeline* meningkat, maka *pipeline* akan mengalami ekspansi ukuran kesegala arah, kearah keliling *pipeline* (*circumferential*) dan arah aksial. Sama halnya dengan efek dari *Poisson's ratio*, *seabed* dapat menjadi penyebab *pipeline* terhambat ekspansinya ke arah longitudinal, sehingga akan timbul *longitudinal stress* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.7 dibawah. Berdasarkan DNV-OS-F101 *longitudinal stress* didefinisikan sebagai :

$$\sigma_l = \frac{N}{\pi(D-t_2)t_2} + \frac{M}{\frac{\pi(D^4-(D-2t_2)^4)}{32D}} \qquad \textbf{(2.7)}$$

Dengan,

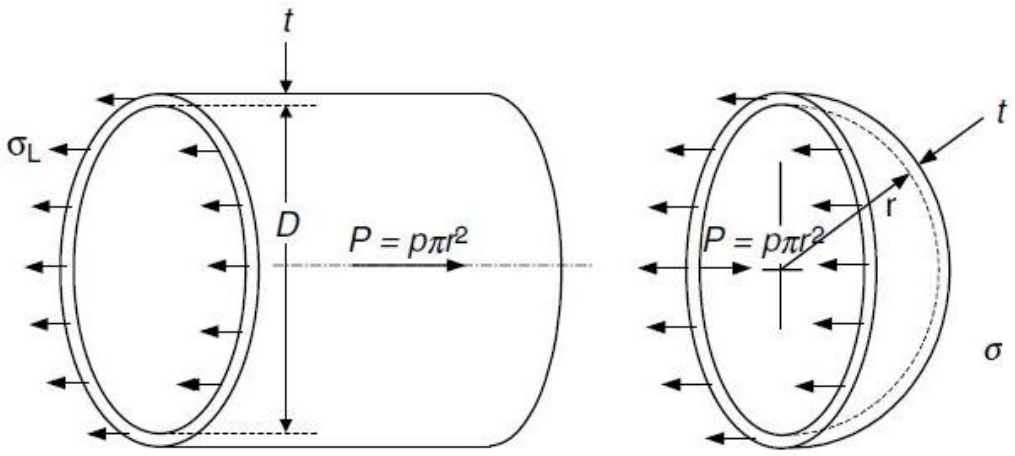
$\sigma_l = Longitudinal\ Stress$

$N = Axial\ Force\ in\ Pipeline\ Wall$

$M = Moment$

$D = Pipeline\ Outside\ Diameter$

$t = Pipeline\ Wall\ Thickness$



Gambar 2.7 Longitudinal Stress (Guo dkk. 2005)

II.2.6.3 Equivalent Stress

Tegangan Ekivalen (*equivalent stress*) didasarkan pada formulasi Von Mises *stress*. Nilai dari tegangan ekivalen dapat dicari setelah semua komponen penyusunnya yaitu *hoop stress*, *longitudinal stress* dan *tangential shear stress* diketahui nilainya. Berdasarkan DNV-OS-F101 formulasi untuk tegangan ekivalen Von Mises adalah :

$$\sigma_e \leq \sqrt{\sigma_h^2 + \sigma_l^2 - \sigma_h \sigma_l + 3\tau_{hl}^2} \qquad \textbf{(2.8)}$$

Dengan,

$\sigma_e = Equivalent\ Stress, Von\ Mises$

$\sigma_h = Hoop\ Stress$

$\sigma_l = Longitudinal\ Stress$

$\tau_{hl} = Tangential\ Shear\ Stress$

II.2.7 Analisis Dinamis

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

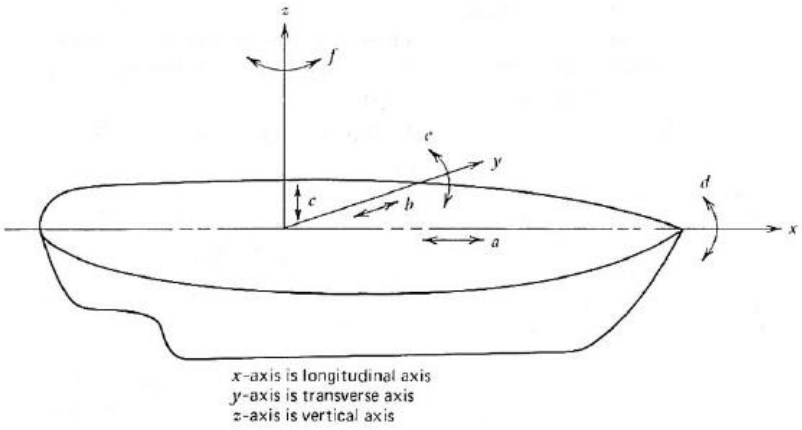
II.2.8 Teori Gerakan Bangunan Apung

Bhattacaryya (1978) menjelaskan kapal yang bergerak pada permukaan air laut hampir akan selalu bergerak osilasi. Secara umum gerak osilasi pada kapal yang bergerak di pada permukaan air laut dapat dibagi menjadi dua macam yaitu gerakan translasi dan gerakan rotasi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.8 dibawah. Gerakan translasi dibagi menjadi tiga yaitu :

a. Gerakan surge : merupakan gerakan kapal pada sumbu x, yaitu gerakan maju dan mundur pada sumbu x.
b. Gerakan sway : merupakan gerakan kapal pada sumbu y, yaitu gerakan kearah *starboard* kapal, lalu ke bagian *port* dan kembali lagi kearah *starboard*.
c. Gerakan heave : merupakan gerakan kapal pada sumbu z, yaitu gerakan naik dan turun pada sumbu z.

Begitu juga dengan gerakan rotasi dibagi menjadi tiga yaitu :

a. Gerakan roll : merupakan gerakan rotasi terhadap sumbu x.
b. Gerakan pitch : merupakan gerakan rotasi terhadap sumbu y.
c. Gerakan yaw : merupakan gerakan rotasi terhadap sumbu z.



Gambar 2.8 Sumbu x, y ,dan z pada kapal (Bhattacaryya. 1978)

II.2.9 Response Amplitude Operator (RAO)

Response Amplitude Operator (RAO) merupakan fungsi respon suatu struktur yang terjadi pada rentang frekuensi gelombang insiden. RAO ini menunjukkan karakteristik gerakan struktur lepas pantai terapung dalam bentuk grafik. Pada grafik RAO absis nya merupakan frekuensi gelombang insiden, gelombang papasan atau gelombang non-dimensi. Sedangkan ordinatnya merupakan rasio gerakan mode tertentu dengan amplitudo gelombang laut (Djatmiko. 2012).

$$RAO = \frac{\zeta_{k0}}{\zeta_0}\left(\frac{m}{m}\right) \qquad \textbf{(2.9)}$$

Dengan,

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

$\zeta_0 = Amplitudo\ gelombang\ laut\ (m)$

Pada gerakan translasi (*surge*, *sway*, *heave*) RAO merupakan perbandingan langsung antara amplitudo gerakan dengan amplitudo gelombang (Djatmiko, 2012). Sedangkan untuk gerakan rotasi (*roll*, *pitch*, *yaw*) RAO merupakan perbandingan antara amplitudo gerakan rotasi (dalam radian) dengan kemiringan gelombang yakni merupakan perkalian antara angka gelombang dengan amplitude gelombang insiden.

$$RAO = \frac{\zeta_{k0}}{k_w\zeta_0} = \frac{\zeta_{k0}}{\left(\omega^2/g\right)\zeta_0}\left(\frac{deg}{m}\right) \qquad \textbf{(2.10)}$$

Dengan,

$k_w = Angka\ gelombang$

II.2.10 Spektrum Gelombang

Dalam analisis dinamis instalasi *pipeline* diperlukan pemilihan spektrum gelombang yang sesuai digunakan pada daerah tempat dilaksanakannya instalasi *pipeline* tersebut. Sampai saat ini terdapat banyak spektrum gelombang yang dapat digunakan diberbagai macam perairan yang memiliki karakteristiknya masing-masing. Spektrum-spektrum gelombang ini berbentuk persamaan matematis yang merupakan hasil penelitian di berbagai perairan didunia. Menurut Chakrabarti (1987) ada umumnya persamaan spektra didasarkan pada satu atau beberapa parameter dan perhitungannya dilakukan secara inkrimental dengan perubahan frekuensi. Kebanyakan formula spektrum gelombang dapat digunakan di perairan terbuka, dan sejauh ini hanya satu persamaan spektra yang dapat mewakili perairan tertutup atau perairan kepulauan (Djatmiko. 2012).

II.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 :

$$S_{\eta\eta}(\omega) = \alpha g^2 \omega^{-5} exp\left\{-\frac{5}{4}\left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right\}\gamma^{\,exp\left\{-0.5\left(\frac{\omega-\omega_p}{\sigma\omega_p}\right)^2\right\}} \qquad \textbf{(2.11)}$$

Dengan,

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

$\alpha = Konstanta$ Philips

$g = Percepatan\ \ gravitasi\ (\frac{m}{s^2})$

$\omega = Frekuensi\ angular\ gelombang\ (\frac{rad}{s})$

$\omega_p = Frekuensi\ puncak\ spektra\ (\frac{rad}{s})$

$\gamma = Peak\ Enhancement\ Factor$

$\sigma = Spectral\ width\ parameter$

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

$$\alpha = \frac{5}{16}\frac{H_S^2 \omega_p^4}{g^2}(1 - 0.287 ln\gamma) \quad \textbf{(2.12)}$$

Dengan,

$H_s =$ Tinggi gelombang signifikan (m)

$$\gamma = \begin{cases} 5 & \varphi \leq 3.6 \\ exp(5.75 - 1.15\varphi) & 3.6 \leq \varphi < 5 \\ 1 & \varphi \geq 5 \end{cases} \quad \varphi = \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \quad \textbf{(2.13)}$$

$$\sigma = \begin{cases} 0.07 & if\ \omega < \omega_p \\ 0.09 & else \end{cases} \quad \textbf{(2.14)}$$

Menurut Djatmiko (2012) untuk beberapa perairan di Indonesia disarankan untuk menggunakan *peak enhancement* factor antara 2 -2.5. Tujuan penggunaan *range* nilai ini adalah untuk mengurangi dominasi energi yang dikontribusikan oleh frekuensi gelombang tertentu saja.

II.2.11 Analisis Spektra Respons

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

Gelombang acak yang didekomposisi tersebut secara prinsip diwakili oleh luasan dibawah kurva spektra gelombang $S_\zeta(\omega)$ yang dapat dibagi menjadi pias-pias berdasarkan kenaikan frekuensinya. Sedangkan komponen-komponen respons gelombang sinusoidal dapat diwakili oleh kurva RAO. Sehingga dapat disimpulkan bahwa respons bangunan laut digelombang acak dapat diperoleh dengan mengkorelasikan spektra gelombang $S_\zeta(\omega)$ dengan RAO. Menurut Djatmiko (2012) hubungan antara spektra gelombang dengan RAO dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$S_{r\zeta}(\omega) = RAO^2 x S_\zeta(\omega) \quad \textbf{(2.15)}$$

Dengan,

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

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

$RAO = Transfer\ func.$

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

II.2.12 Metode Elemen Hingga

Metode Elemen Hingga atau FEM merupakan metode numeris yang digunakan untuk menyelesaikan permasahan pada suatu struktur kontinu. Dengan menggunakan FEM analisa pada suatu struktur kompleks seperti analisa tegangan dan regangan dapat dilakukan lebih mudah dibandingkan dengan analisa klasik. Pada analisa suatu struktur dengan menggunakan Metode Elemen Hingga, suatu struktur dibagi menjadi beberapa elemen yang dihubungkan dengan *nodes*, dimana pada *nodes* ini akan ditentukan derajat kebebasan (*degree of freedom*) suatu elemen. Salah satu perbedaan dari sebuah struktur FEM dan struktur kontinu adalah pada jumlah elemennya. Pada struktur kontinu jumlah elemen dianggap tak terhingga (*infinite*) sedangkan pada struktur FEM jumlah elemen dianggap hingga (*finite*). Pada analisis dengan Metode Elemen Hingga, perhitungan dilakukan dengan menggunakan persamaan aljabar. Persamaan aljabar ini dibentuk dalam beberapa matriks yaitu matriks kekakuan (*stiffness matrix*), matriks displasmen (*displacement matrix*) dan matrix beban (*load matrix*).

$$[K]\{u\} = \{F\} \qquad \textbf{(2.16)}$$

Dengan,

$[K] = Stiffness\ Matrix$

$\{u\} = Displacement\ Matrix$

$\{F\} = Force\ Matrix$

Pada analisa instalasi *pipeline* dengan menggunakan software OFFPIPE dan ANSYS, metode analisis yang digunakan merupakan metode FEM. Metode ini menggantikan metode Euler-Bernoulli *linear beam theory* yang biasa digunakan dalam menyelesaikan permasalahan pada struktur lepas pantai. Hal yang perlu diperhatikan adalah pada analisis menggunakan Metode Elemen Hingga atau FEM, hasil analisis yang didapat

merupakan hasil pendekatan (*approximation*). Namun, semakin banyak jumlah elemen pada analisis, maka diharapkan hasil dari analisis yang dilakukan akan semakin mendekati nilai pasti (*exact solution*).

II.2.13 Software Analisis

Pada penelitian kali ini akan digunakan 2 macam *software* untuk melakakukan analisis pada instalasi *pipeline*, kedua *software* tersebut adalah OFFPIPE dan ANSYS Static Structural.

II.2.13.1 OFFPIPE

OFFPIPE merupakan program computer dengan basis operasi perhitungan menggunakan *finite element method* (FEM) seperti yang diilustrasikan pada Gambar 2.9 dibawah. OFFPIPE dikembangkan secara spesifik untuk melakukan pemodelan dan analisis struktural pada permasalahan *non-linear* yang terdapat pada instalasi *pipeline*. Kemampuan analisis *software* OFFPIPE meliputi :

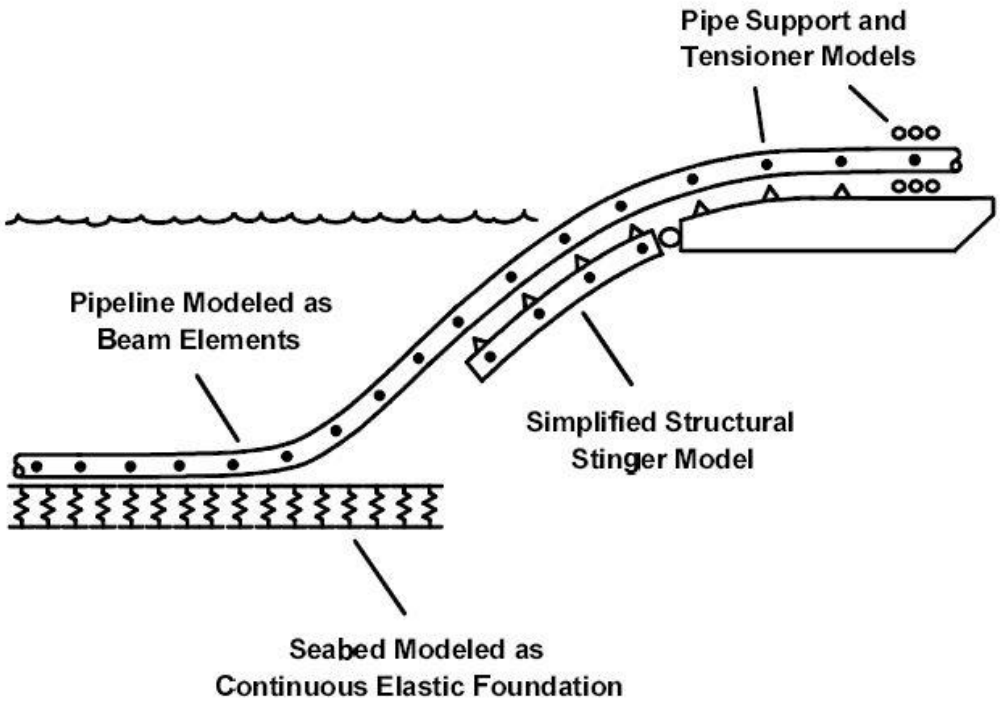
-Analisis *pipe laying* kondisi statis dan dinamis untuk berbagai macam konfigurasi *lay barge* dan *stinger*, baik itu dengan metode S-Lay maupun J-Lay.

-Analisis *pipelay initiation*, *abandonment* dan *recovery*.

-Menghitung *stress* pada *pipeline* kondisi statis, panjang span, dan defleksi pada *pipeline* untuk kondisi dasar laut yang tidak rata (*irregular seabed scenario*).

-Analisis *davit lift* untuk instalasi *riser* dan *subsea tie-ins*.

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



Gambar 2.9 Model FEM pada pipe laying (Guo dkk. 2005)

II.2.13.2 ANSYS Static Structural

Untuk melakukan analisa lokal pada suatu struktur, *software* ANSYS merupakan salah satu alat yang dapat digunakan. Sama seperti OFFPIPE, ANSYS juga menggunakan Metode Elemen Hingga untuk melakukan analisis pada strukur. Secara garis besar analisis menggunakan ANSYS melewati beberapa tahap, yaitu :

1. Pre-Processor

Pada pre-processor struktur melalui tahap pemodelan, penentuan properti material struktur, hingga *meshing*. Pada tahap pemodelan geometri struktur didefinisikan, biasanya geometri struktur dimodelkan melalui *software* desain seperti Auto CAD dan Solidwork lalu di *import* ke ANSYS. Hal ini biasa dilakukan untuk mempermudah pemodelan geometri struktur. Selanjutnya yaitu penentuan properti material struktur yang dapat dilakukan melalui menu *Engineering Data*, dimana pada menu ini juga sudah terdapat properti material standar yang telah didefinisikan oleh ANSYS. Lalu tahap *meshing*, dimana pada tahap ini model geometri struktur dibagi menjadi beberapa elemen yang terhubung oleh *nodes* sehingga kalkulasi dengan menggunakan FEM dapat dilakukan oleh ANSYS.

2. Solution

Pada tahap ini dapat ditentukan beban (*load*) dan *support* pada struktur dan jenis penyelesaian pada model yang akan dianalisis. Pada tahap penentuan beban dan *support* atau yang biasa disebut dengan *Setup, boundary conditions* berupa beban (*load*) dan *support* didefinisikan pada struktur yang akan dianalisis. Setelah itu ditentukan penyelesaian dari hasil analisis yang akan dilakukan seperti, deformasi total, tegangan maksimum yang terjadi dll.

3. Post-Processor

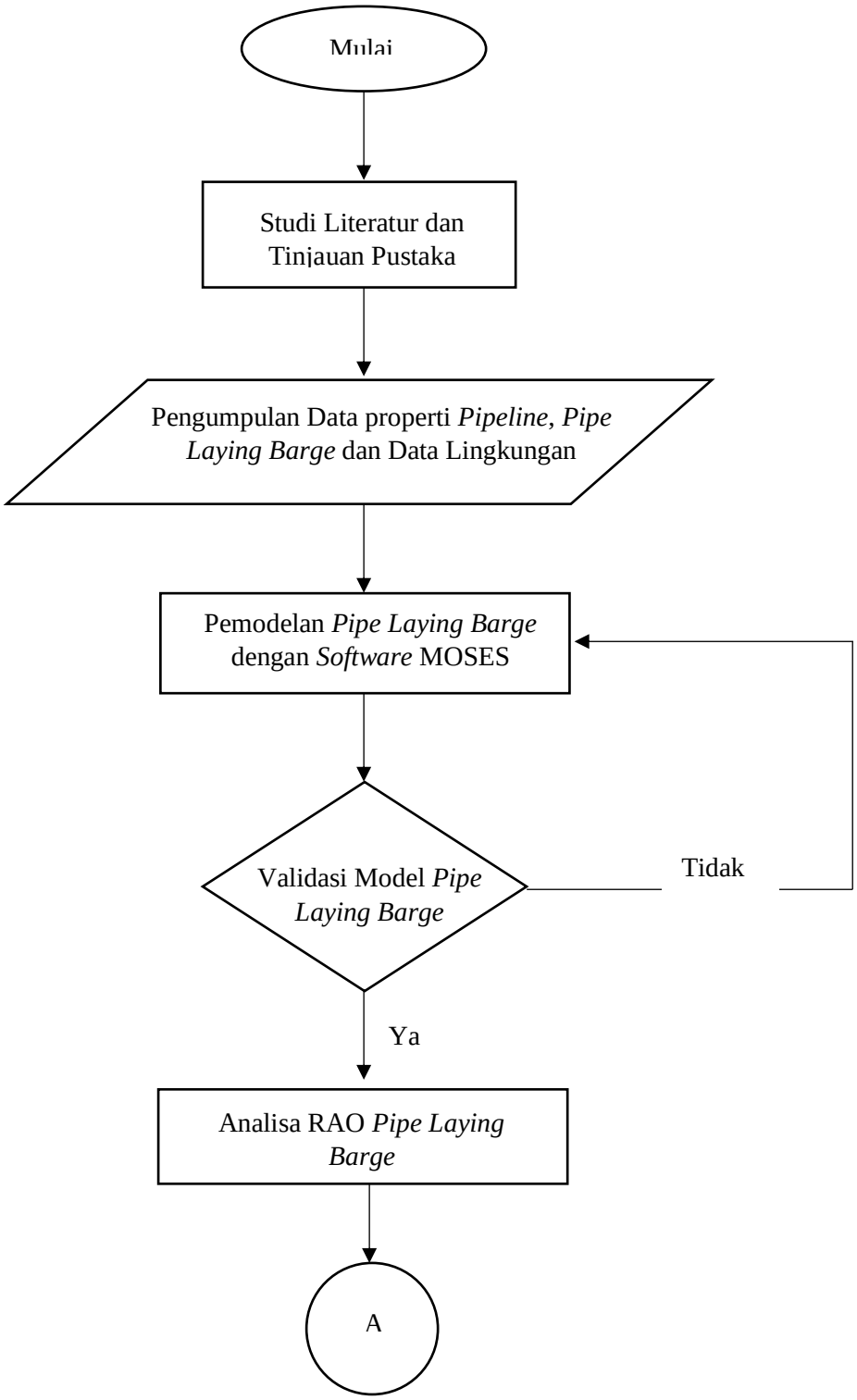
Pada tahap ini akan ditampilkan hasil dari analisis yang telah dilakukan oleh ANSYS terhadap struktur yang telah didefinisikan sebelumnya.

BAB III

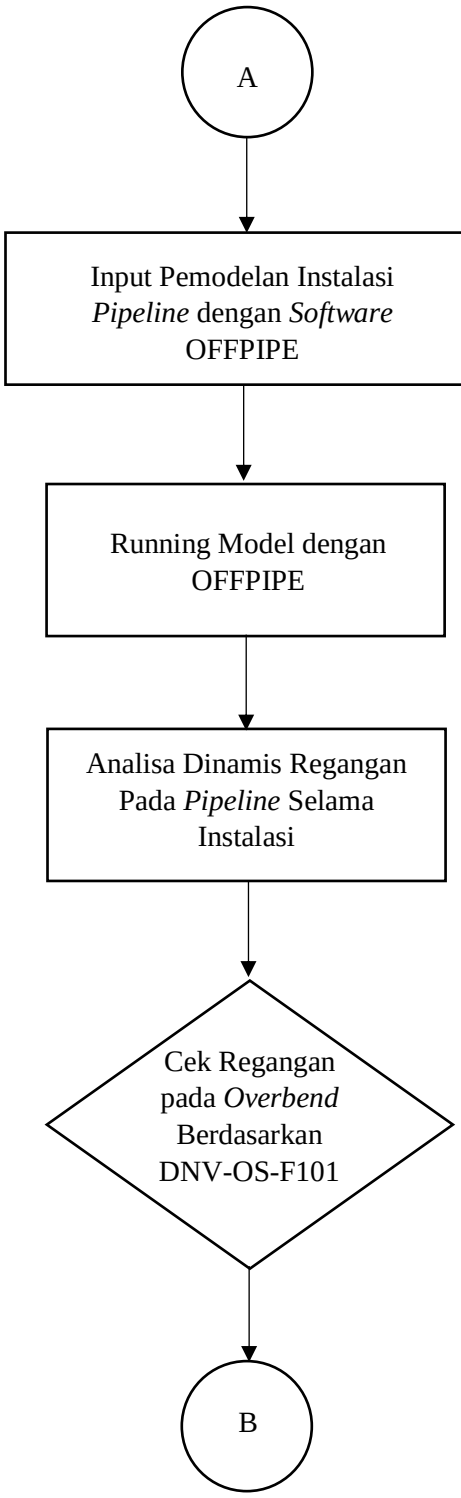
METODOLOGI PENELITIAN

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

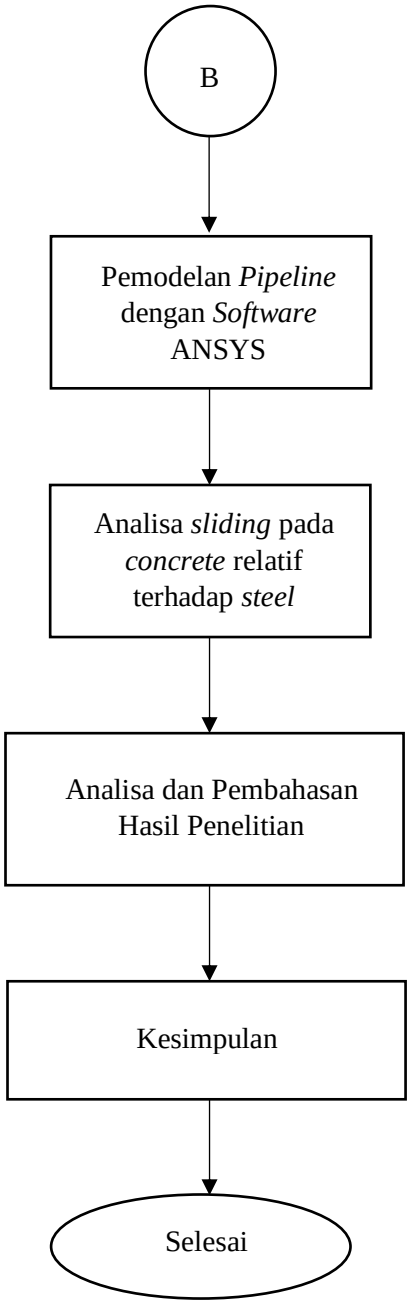
III.1 Metode Penelitian



Gambar 3.1 Diagram Alur Pengerjaan Tugas Akhir



Gambar 3.2 Diagram Alur Pengerjaan Tugas Akhir (Lanjutan)



Gambar 3.3 Diagram Alur Pengerjaan Tugas Akhir (Lanjutan)

III.2 Penjelasan Diagram Alir

1. Studi Literatur dan Tinjauan Pustaka

   Pada tahap ini dilakukan pengumpulan buku, jurnal, prosiding serta *standard* yang berhubungan dengan analisis regangan pada instalasi *pipeline*. Salah satu penelitian yang dipelajari adalah milik Nourpanah dan Taheri yang menganalisis *crushing* dan *sliding* pada *concrete coating*.

2. Pengumpulan Data Properti Pipeline, Pipe Laying Barge dan Data Lingkungan
   Data yang digunakan disini adalah data proyek milik ENI Muara Bakau *Jangkrik Complex Project*.
3. Pemodelan Pipe Laying Barge dengan Software MOSES
   Pemodelan *pipe laying barge* dengan menggunakan software MOSES menggunakan data-data yang telah tersedia dan berdasarkan *General Arrangement*-nya. Pada pemodelan kali ini juga disertakan pemodelan *pipe laying barge* beserta sistem tali tambatnya.
4. Validasi Model Pipe Laying Barge
   Validasi model dilakukan agar model yang akan digunakan untuk analisis valid atau hampir mendekati struktur *pipe laying barge* yang asli. Validasi ini didasarkan pada kriteria validasi pada IACS (*International Association of Classification Societies*).
5. Analisis RAO Pipe Laying Barge
   Analisis RAO pada penelitian ini dilakukan pada model *Pipe Laying Barge* Hafar Neptune beserta sistem tali tambatnya.
6. Input Pemodelan Instalasi Pipeline dengan Software OFFPIPE
   Memasukkan data-data yang telah didapatkan pada *software* OFFPIPE seperti data *pipeline*, *barge*, *roller* dan *stinger*.
7. Running Model dengan Software OFFPIPE
   Dalam analisa menggunakan OFFPIPE dilakukan analisa instalasi kondisi dinamis untuk mendapatkan variasi nilai regangan pada *pipeline* dengan variasi kedalaman dan sudut *stinger*.
8. Cek Regangan Pada Overbend Berdasarkan DNV-OS-F101
   Setelah dilakukan simulasi diperiksa apakah regangan yang terjadi pada instalasi memenuhi kriteria yang telah di tentukan oleh DNV-OS-F101 atau tidak. Lalu dilakukan cek regangan untuk kriteria *concrete crushing*. Setelah pemeriksaan

kriteria dilakukan maka dilanjutkan tahap selanjutnya untuk menganalisa *concrete sliding* yang terjadi dekat dengan *field joint*.

9. Pemodelan Pipeline dengan Software Solidworks

   Pada tahap ini dilakukan pemodelan *pipeline* tanpa memodelkan *field joint coating* yang biasanya dilapisi dengan *Heat Shrinkable Sleeve* (HSS) dan *infil material* berupa *High Density Polyurethrene*.

10. Analisa Sliding Concrete relatif Terhadap Steel dengan Software ANSYS

    Pada tahap ini dilakukan analisa untuk mengetahui apakah *shear resistance capacity* dari lapisan anti korosi pada *pipeline* dapat menahan *compressive stress* yang terjadi pada *concrete coating* dan berapa besarnya *sliding* yang terjadi.

11. Analisa dan Pembahasan Hasil Penelitian

    Pada tahap ini akan dilampirkan semua hasil analisis mulai dari analisis regangan *global* pada *pipeline* saat instalasi sampai dengan analisis *concrete crushing* dan *concrete sliding*.

12. Kesimpulan

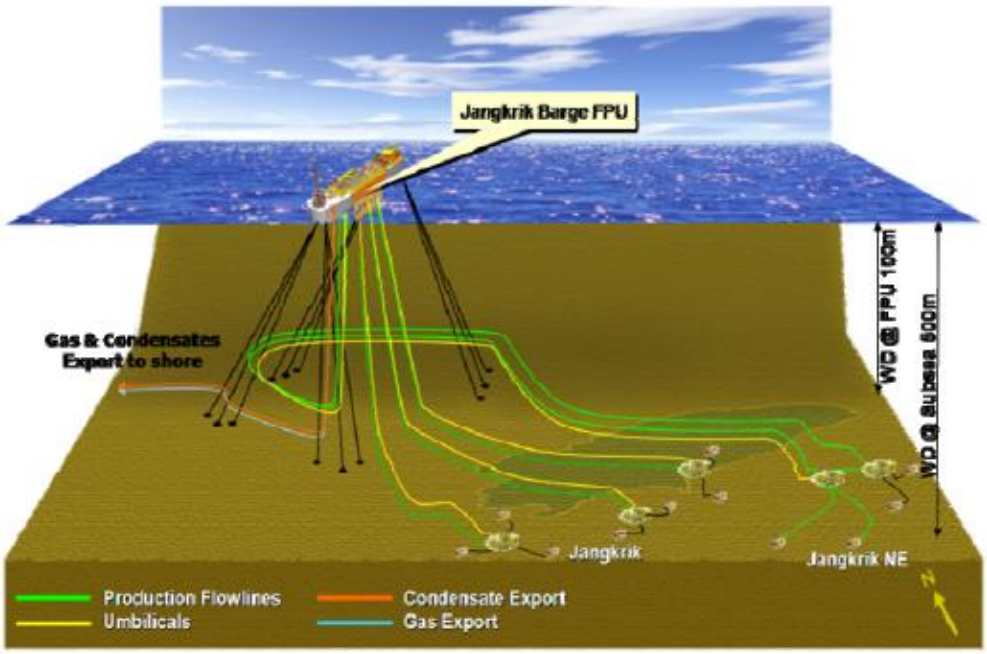
    Setelah melakukan berbagai tahapan analisis, pada akhir penelitian ini dapat disusun sebuah kesimpulan serta saran yang dapat bermanfaat untuk penelitian yang akan dilakukan dimasa yang akan datang.

BAB IV
ANALISIS DAN PEMBAHASAN

BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

IV.1 Pengumpulan dan Identifikasi Data

Pada penelitian kali ini data yang digunakan adalah data *Jangkrik Complex Project* (JKK) *EPCI 2 RFI* (*Engineering, Procurement, Construction,* and *Installation* 2 *Receiving Facility Installation*). Proyek ini merupakan proyek instalasi *pipeline* di Muara Bakau PSC (*Production Sharing Contract*) *permit area*, terletak lebih kurang 70 km dari Selat Makassar dengan kedalaman perairan antara 200 – 500 m. *Subsea Development* di *area* ini terdiri dari 7 sumur produksi yang terletak di JKK *Main Field* dan 4 sumur produksi di JKNE *field* dimana ke 11 sumur produksi ini terhubung dengan FPU (*Floating Production Unit*) yang dilengkapi dengan *full treatment facilities*. Gambar skematik dari *Jangkrik Complex Project* ditunjukkan oleh Gambar 4.1 berikut :



Gambar 4.1 Gambar Skematik Area JKK PT. Hafar Daya Konstruksi 2015

Gas dan kondensat yang telah melewati proses *treatment* di FPU akan ditransportasikan ke ORF (*Onshore Receiving Facility*) di *area Sapi Landfall* melalui *gas export pipeline* 24 inci dan *condensate export pipeline* 4 inci. Pada penelitian ini akan dilakukan analisis instalasi dengan menggunakan metode *S-Lay* pada *pipeline* 24 inci (600.5 mm) yang diinstalasi dengan menggunakan PLB (*Pipe Laying Barge*) Hafar Neptune

dengan *rigid stinger* milik PT Hafar Daya Konstruksi. Pada penelitian ini data-data yang digunakan untuk analisis adalah data *pipeline*, data lapisan anti-korosi (*anti corrosion coating*) serta *concrete coating*, data *pipe laying barge*, data konfigurasi *roller* pada *barge* dan *stinger*, data *mooring* serta *anchor*, data konfigurasi *mooring*, dan data lingkungan . Data-data tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.1 – 4.7b berikut :

IV.1.1 Data Properti Pipeline

Tabel 4.1 Data Properti Pipeline (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015)

Deskripsi	Satuan	Nilai
Outside Diameter	mm	600.5
Wall Thickness	mm	15.88
Pipe Joint Length	m	12.2
Pipe Manufacturing	-	SAWL
Steel Grade	-	Carbon Steel API 5L X65 PSL2
SMYS	MPa	450
Density	Kg/m^3	7850
Young's Modulus	Mpa	2.07E05
Poisson's Ratio	-	0.3
Coefficient of Thermal Expansion	$^oC^{-1}$	1.16E-05

IV.1.2 Data Properti Lapisan Anti Korosi dan Concrete Coating

Tabel 4.2 Data Properti Lapisan Anti Korosi (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015)

Deskripsi	Satuan	Nilai
Corrosion Coating Type	-	3 Layer High Density Polyethylene
Corrosion Coating Thickness	mm	3.5

Tabel 4.3 Data Properti Concrete Coating (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015)

Deskripsi	Satuan	Nilai
Concrete Coating Thickness	mm	100
Concrete Coating Density	Kg/ m^3	3040

IV.1.3 Data Properti Pipe Laying Barge

Tabel 4.4 Data Properti Pipe Laying Barge (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015)

Deskripsi	Satuan	Nilai
Maximum Pipe Tension Available	MT	30
Number of Tensioners	-	2
Length of Tensioner	m	6.5
Number of Rollers	-	7
Number of Stations	-	5
Barge Moulded Dimension-Length	m	85.34
Barge Moulded Dimension-Breadth	m	24.38
Barge Moulded Dimension-Depth	m	5.5
Barge Midship Draft	m	3
Trim	deg	0.5

IV.1.4 Data Konfigurasi Roller Pada Barge dan Pada Stinger

Tabel 4.5 Data Konfigurasi Roller Pada Barge (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015)

Roller ID	Jarak Horizontal dari Buritan Barge (m)	Tinggi Relatif Terhadap Main Deck (m)
R1	64.22	1.838
R2	59.74	1.760
R3	48.24	1.560
T1	38.11	1.383
R4	33.44	1.302
T2	26.66	1.183
R5	21.34	1.092
R6	12.15	0.799
R7	-0.040	-0.141

Tabel 4.6 Data Konfigurasi Roller Pada Stinger (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015)

Barge Roller	Jarak Horizontal dari Hitch (m)	Elevasi BOP ke Titik Tengah Bottom Chord Stinger (m)
Roller 1	-8.325	2.107
Roller 2	-16.325	2.241
Roller 3	-24.325	2.136
Roller 4	-31.699	1.958
Roller 5	-37.949	1.568
Roller 6	-40.949	0.350

IV.1.5 Data Properti Mooring Line dan Anchor

Tabel 4.7 Data Properti Mooring (PT Hafar Daya Konstruksi, 2013)

Deskripsi	Satuan	Nilai
Number of Mooring Line	-	8
Type	-	Wire Rope
Diameter	mm	42
Length	m	1500
Weight per Unit Length in Air	Kg/m	7
MBL	MT	115

Tabel 4.8 Data Properti Anchor (PT Hafar Daya Konstruksi, 2013)

Deskripsi	Satuan	Nilai
Type	-	Flipper Delta
Dry Weight of Anchor	MT	5

IV.1.6 Data Konfigurasi Mooring Pada Barge

Tabel 4.9 Data Konfigurasi Mooring Pada Barge (PT Hafar Daya Konstruksi, 2013)

Mooring Lines	Pre-Tension (ton)	Paid Out Length (m)	Wire OD (mm)
L1	8	1200.8	42
L2	8	1200.8	42
L3	8	1001	42
L4	8	1001	42
L5	8	501.6	42
L6	8	501.6	42
L7	8	501.6	42
L8	8	501.6	42

IV.1.7 Data Lingkungan

Tabel 4.10 Data Kedalaman, Gelombang Signifikan dan Periode Puncak (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015)

Posisi Barge	Kedalaman (m)	Parameter	Nilai
KP 70.862 – KP 66.506	5.9	H_s (m)	1.4
		T_p (s)	5
KP 66.506 – KP 65.400	9.4	H_s (m)	1.4
		T_p (s)	5
KP 65.400 – KP 64.500	13.4	H_s (m)	1.4
		T_p (s)	5
KP 64.500 – KP 62.500	20.4	H_s (m)	1.5
		T_p (s)	6
KP 62.500 – KP 61.300	22.9	H_s (m)	1.5
		T_p (s)	6

Tabel 4.11 Data Arus (PT Hafar Daya Konstruksi, 2015)

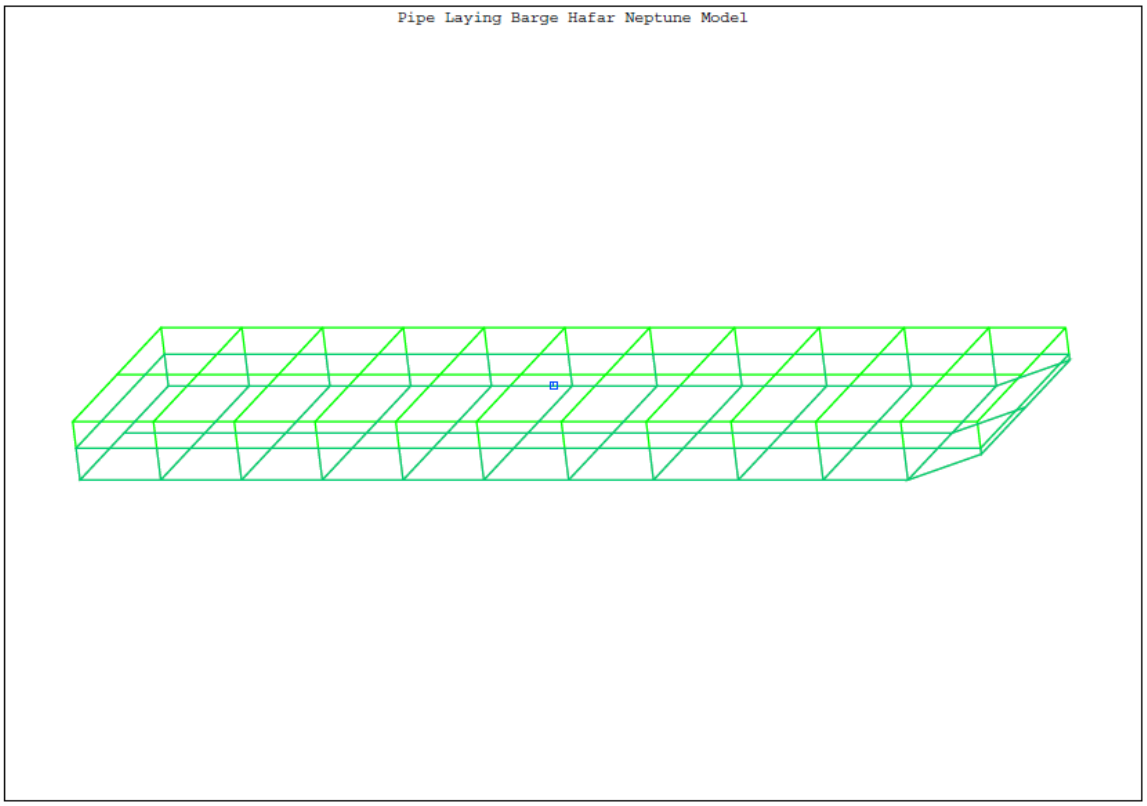
Arus	Nilai
Permukaan (m/s)	0.64
1 m abs (m/s)	0.10

IV.2 Pemodelan Struktur Pipe Laying Barge

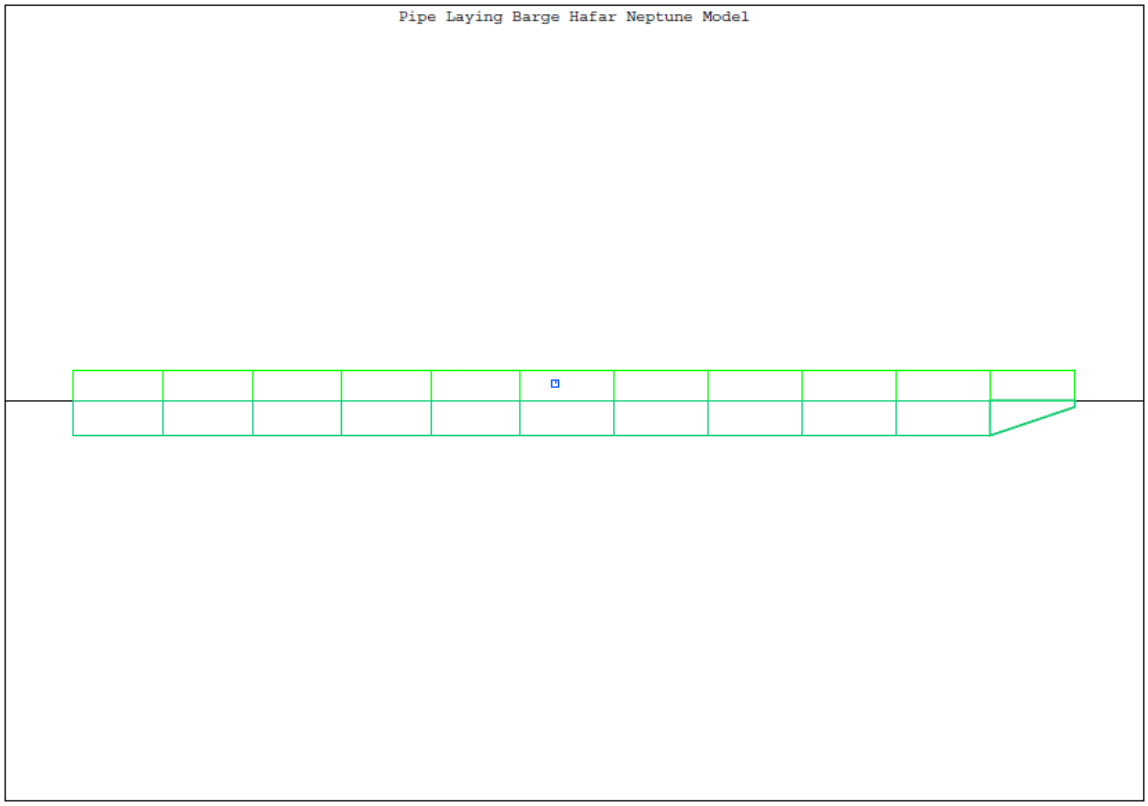
Pada penelitian ini akan dilakukan perhitungan RAO (*Response Amplitude Operator*) Hafar Neptune dengan menggunakan *software* MOSES (*Multi-Operational Structural Engineering Simulator*).

IV.2.1 Pemodelan Struktur Barge

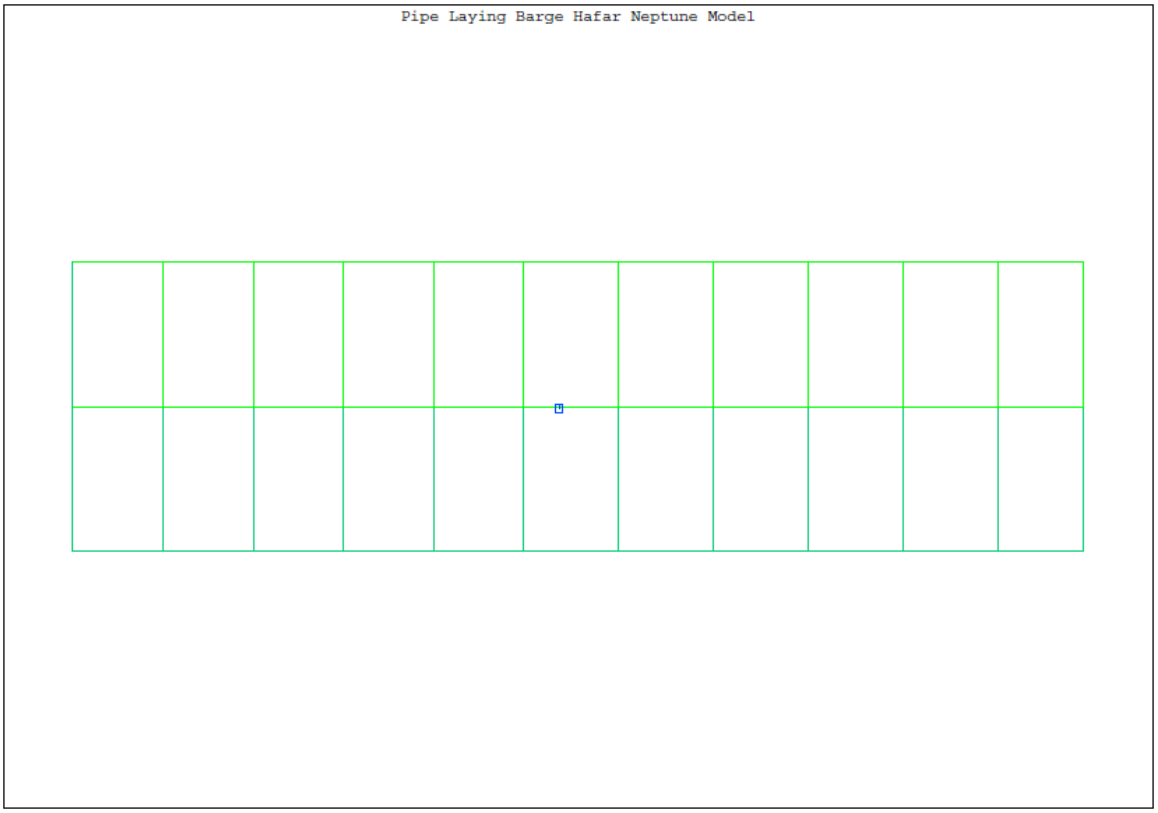
Struktur *Pipe Laying Barge* dimodelkan dengan menggunakan *software* MOSES dan berdasarkan data-data yang tertera pada tabel diatas serta mengacu pada *General Arrangement* dari *Pipe Laying Barge Hafar Neptune*. *Output* dari hasil pemodelan ini yaitu model 3 dimensi dan karakteristik hidrostatis. Hasil pemodelan dapat dilihat pada Gambar 4.2 – 4.5 berikut :



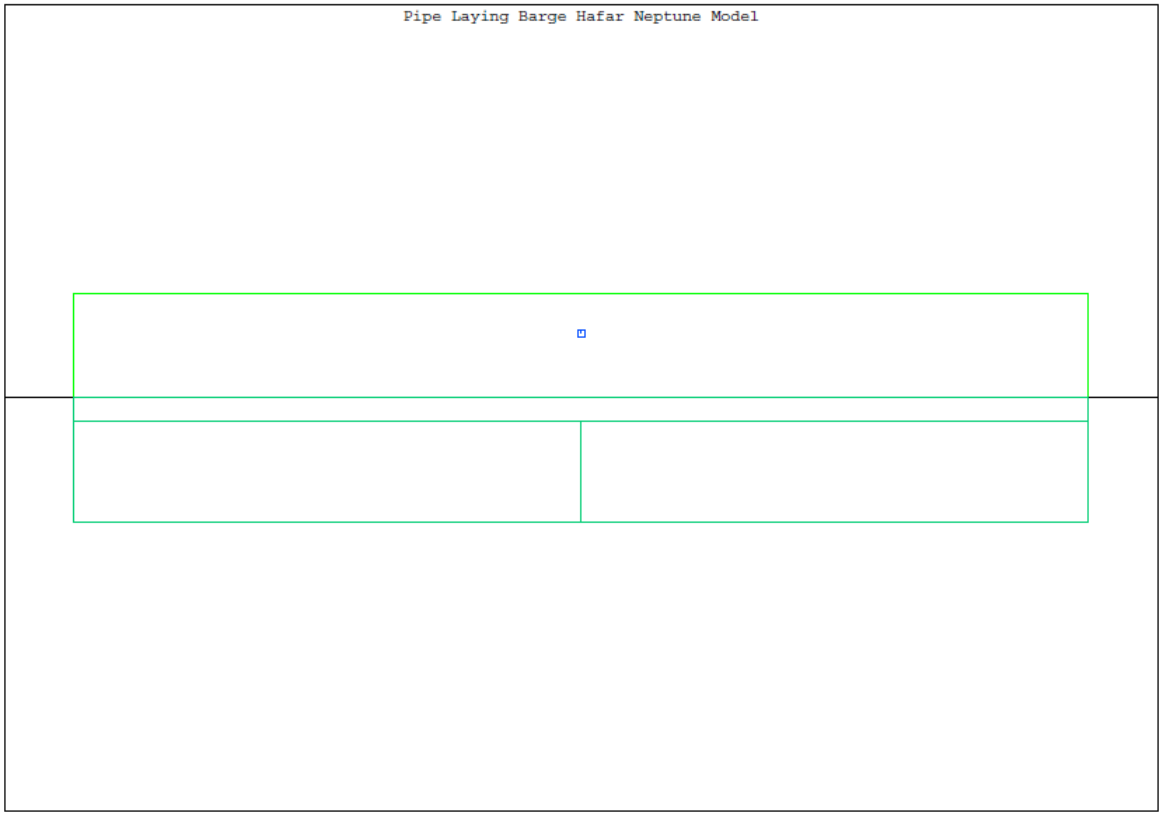
Gambar 4.2 Model Pipe Laying Barge Tampak Isometri



Gambar 4.3 Model Pipe Laying Barge Tampak Samping

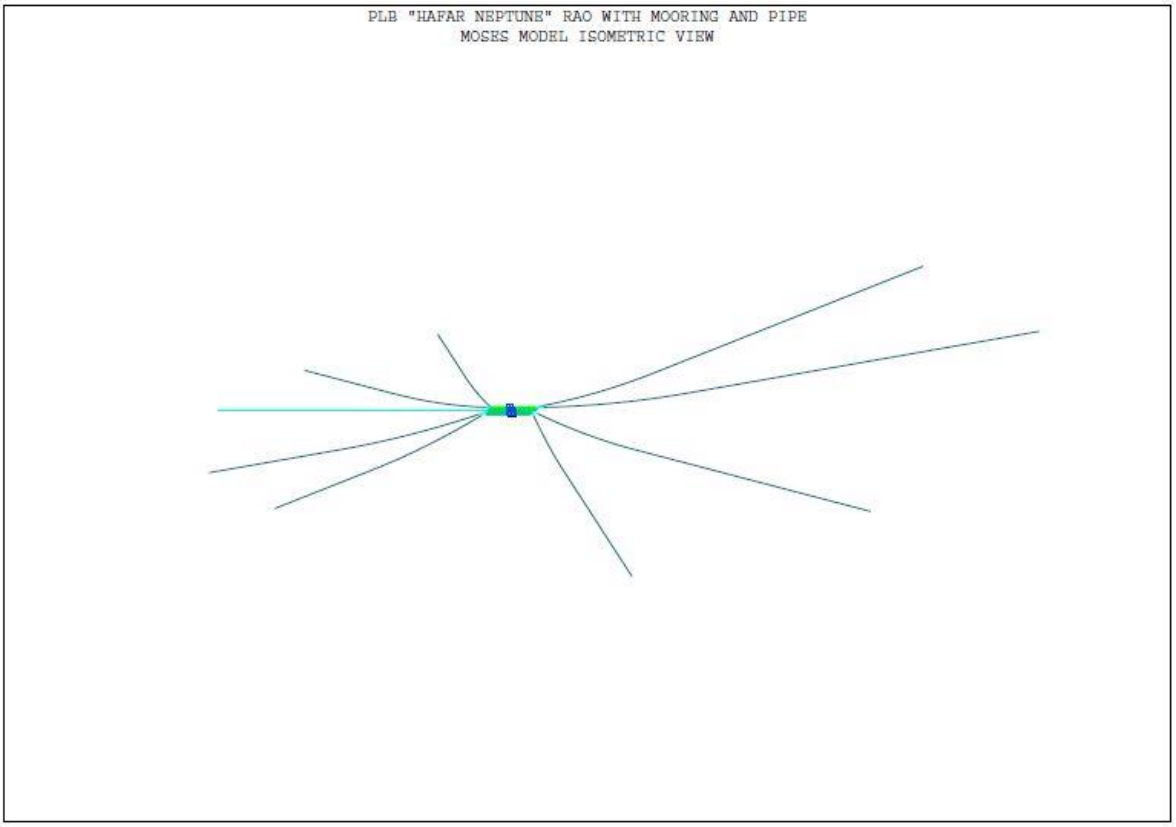


Gambar 4.4 Model Pipe Laying Barge Tampak Atas

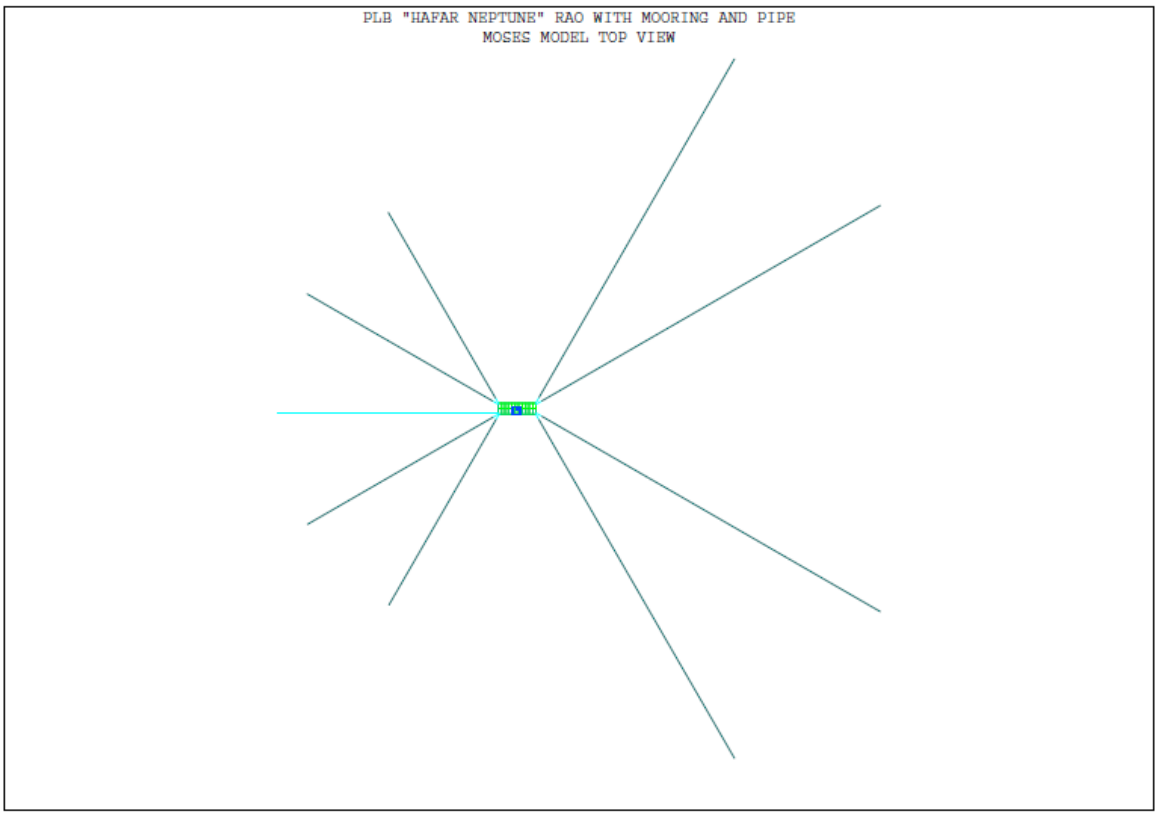


Gambar 4.5 Model Pipe Laying Barge Tampak Depan

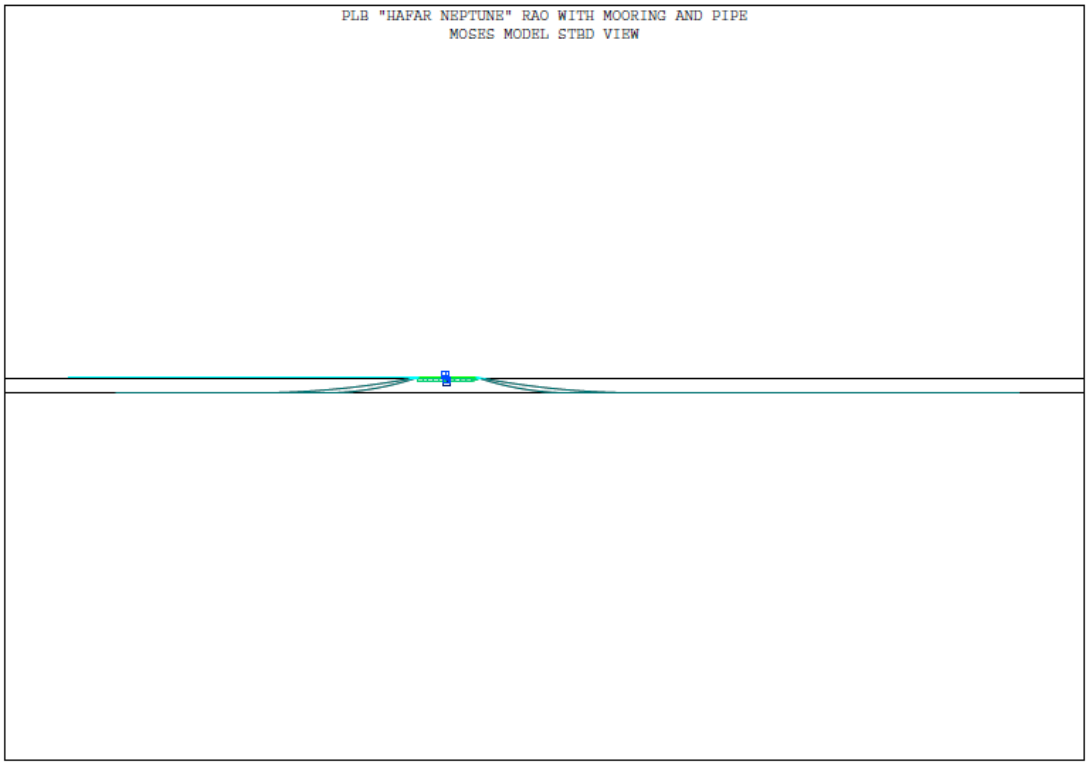
Pada penelitian kali ini juga dilakukan pemodelan *pipe laying barge* beserta sistem tali tambat atau *mooring system*. Pemodelan dengan sistem tali tambat ini juga dilakukan menggunakan *software* MOSES. Pemodelan *pipe laying barge* dengan beserta sistem tali tambatnya ini diharapkan akan dapat memberikan karakteristik gerak *barge* yang mendekati kapal sesungguhnya, karena pada proses *pipe laying* sesungguhnya pun *barge* menggunakan *mooring system*. Hasil pemodelan *pipe laying barge* dengan menggunakan sistem tali tambat dapat dilihat pada Gambar 4.6 – 4.8 berikut :



Gambar 4.6 Model Pipe Laying Barge dengan Mooring Tampak Isometri



Gambar 4.7 Model Pipe Laying Barge dengan Mooring Tampak Atas



Gambar 4.8 Model Pipe Laying Barge dengan Mooring Tampak Sisi Starboard

IV.2.2 Validasi Model Pipe Laying Barge

Sebelum penelitian dilanjutkan ke tahap analisis RAO (*Response Amplitude Operator*) model *pipe laying barge* yang telah dibuat dengan *software* MOSES harus divalidasi terlebih dahulu parameter-parameter stabilitasnya. Validasi dilakukan dengan cara membandingkan parameter stabilitas hasil analisis pada MOSES dengan data yang terdapat pada *stability booklet Pipe Laying Barge* Hafar Neptune. Nilai dari karakteristik hidrostatis barge divalidasi pada *draft* 3.0 m. Kriteria validasi didasarkan pada IACS (*International Association of Classification Societies*). Berdasarkan aturan yang terdapat pada IACS toleransi untuk parameter displasmen kapal maksimum sebesar 2% sedangkan untuk parameter seperti LCB, VCB, dan LCF toleransi maksimum sebesar 1%. Data hasil validasi ditunjukkan pada tabel 4. berikut :

Tabel 4.12 Data Hasil Validasi Model Pipe Laying Barge

Parameter	Model	Stability Booklet	Differences
Displacement	6175.92	6176.16	0.0039%
LOA	85.34	85.34	0.0000%
B	24.38	24.38	0.0000%
H	5.5	5.5	0.0000%

Tabel 4.12 Data Hasil Validasi Model Pipe Laying Barge (lanjutan)

T	3.0	3.0	0.0000%
LCB	44.80	44.92	0.2671%
VCB	1.55	1.557	0.4496%
LCF	42.67	42.672	0.0047%

Berdasarkan data validasi yang telah dilakukan diatas dapat dilihat bahwa kriteria yang telah ditetapkan IACS telah dipenuhi sehingga model yang telah dibuat dengan *software* MOSES ini cukup untuk mewakili kapal sesungguhnya dan dapat digunakan untuk tahap analisis selanjutnya.

IV.3 Analisis Response Amplitude Operator Pipe Laying Barge

Model *pipe laying barge* yang telah divalidasi selanjutnya dianalisis respon gerakannya akibat beban gelombang regular. Analisis ini disebut dengan analisis RAO (*Response Amplitude Operator*). Sebelum dilakukannya analisis RAO pada *pipe laying barge* ini terlebih dahulu harus ditentukan letak titik berat yang akan digunakan sebagai *center of motion* serta radius girasinya (kxx, kyy, dan kzz).

Untuk nilai *center of motion* penelitian ini menggunakan data yang telah tersedia untuk masing-masing sumbu x,y,z secara berturut-turut 44.282, -0.001, 4.6. Sedangkan untuk nilai radius girasi dengan menggunakan formula :

$$k_{xx} = 0.34\ x\ B \qquad \textbf{(4.1)}$$

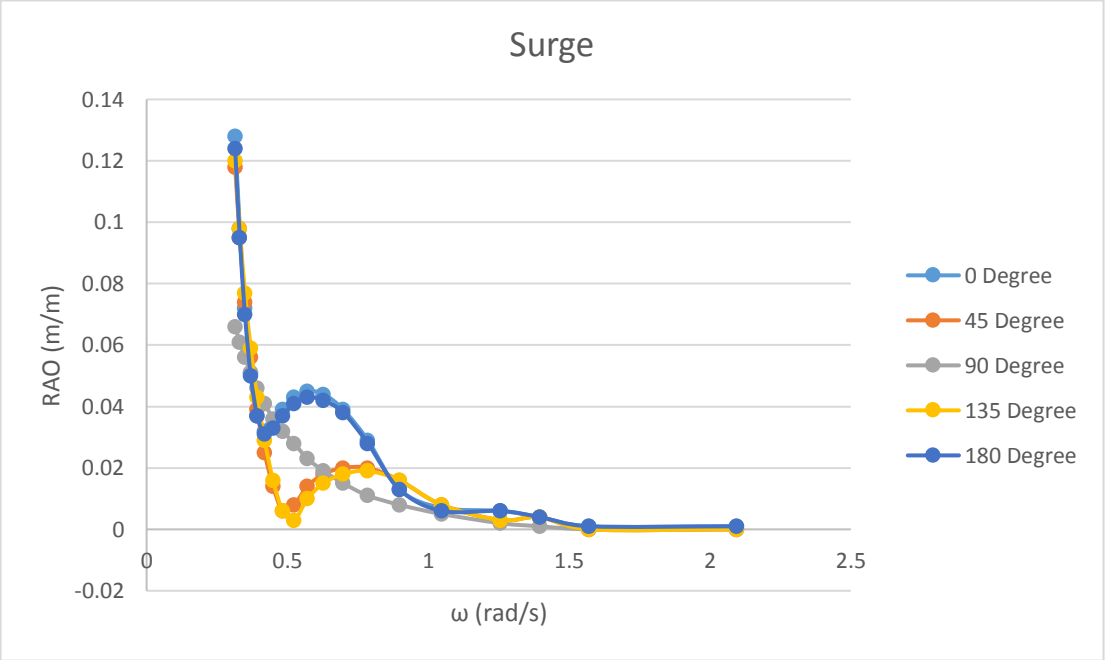
$$k_{yy} = k_{zz} = 0.27\ x\ L_{pp} \qquad \textbf{(4.2)}$$

Didapatkan nilai masing kxx, kyy, kzz berturut-turut 8.2892 , 23.0418, 23.0418. Parameter tersebut diinputkan pada *software* MOSES sehingga didapatkan RAO dari model *pipe laying barge* dengan sistem tali tambat. Analisis RAO pada penelitian kali ini meninjau 6 derajat kebebasan (6 *Degree of Freedom*) yaitu gerakan *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch*, dan *yaw*. Lalu pada penelitian ini digunakan 5 arah pembebanan gelombang yaitu 0°, 45°, 90°, 135° dan 180°.

IV.3.1 Gerakan Surge

Hasil dari analisis RAO untuk gerakan *surge* dapat dilihat pada gambar dibawah. Dari hasil analisis tersebut dapat dilihat bahwa gerakan *surge* paling besar dipengaruhi oleh arah pembebanan 0° dan 180° dengan nilai RAO masing-masing sebesar 0.128 dan 0.124

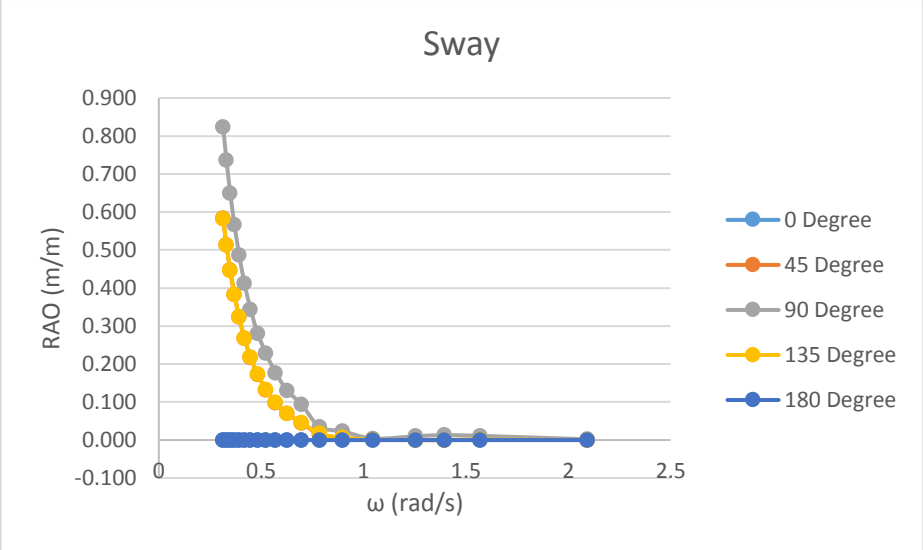
pada frekuensi 0.3142 rad/s. Pada arah pembebanan 90° nilai RAO untuk gerakan *surge* paling besar yaitu 0.066 pada frekuensi 0.3142 rad/s. Sedangkan untuk arah pembebanan 45° dan 135° nilai RAO untuk gerakan *surge* paling besar yaitu masing-masing 0.118 dan 0.120 pada frekuensi 0.3142 rad/s. Grafik RAO untuk gerakan *surge* dapat dilihat pada Gambar 4.9 dibawah.



Gambar 4.9 Grafik RAO untuk Gerakan Surge

IV.3.2 Gerakan Sway

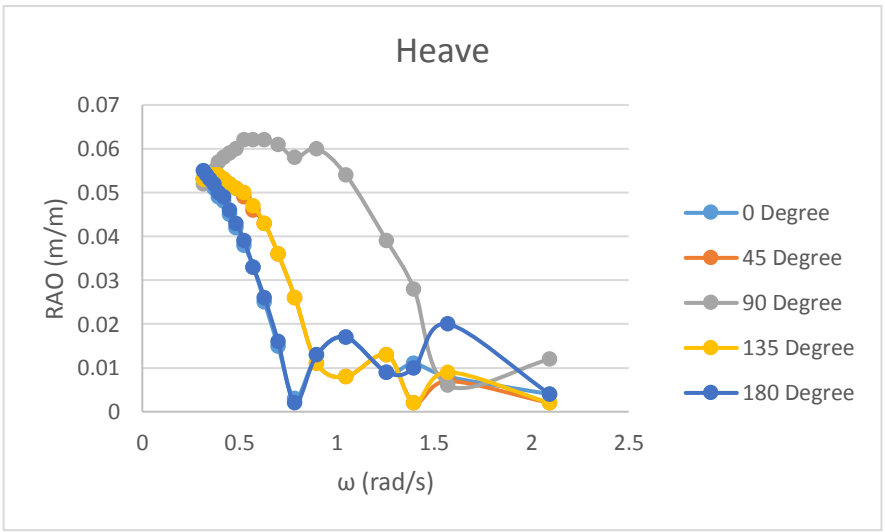
Hasil dari analisis RAO untuk gerakan *sway* dapat dilihat pada gambar dibawah. Dari hasil analisis tersebut dapat dilihat bahwa gerakan *sway* paling besar dipengaruhi oleh arah pembebanan 90° dengan nilai RAO sebesar 0.824 pada frekuensi 0.3142 rad/s. Lalu dapat di lihat pada grafik bahwa arah pembebanan 0° dan 180° tidak menghasilkan nilai RAO untuk gerakan *sway*. Sedangkan untuk arah pembebanan 45° dan 135° nilai RAO untuk gerakan *sway* paling besar yaitu masing-masing 0.583 dan 0.582 pada frekuensi 0.3142 rad/s. Grafik RAO untuk gerakan *sway* dapat dilihat pada Gambar 4.10 dibawah.



Gambar 4.10 Grafik RAO untuk Gerakan Sway

IV.3.3 Gerakan Heave

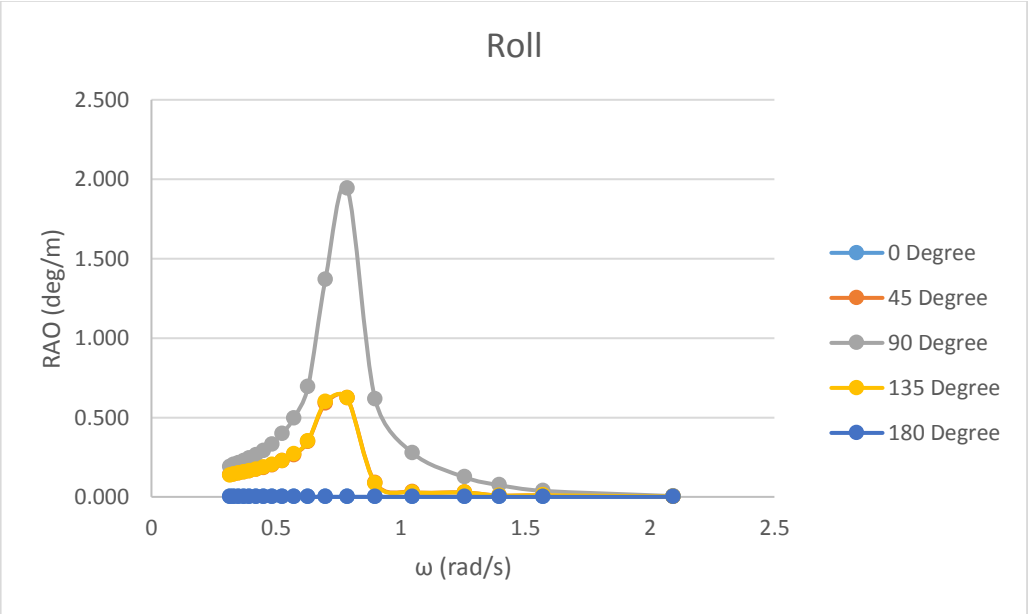
Hasil dari analisis RAO untuk gerakan *heave* dapat dilihat pada gambar dibawah. Dari hasil analisis tersebut dapat dilihat bahwa gerakan *heave* paling besar dipengaruhi oleh arah pembebanan pembebanan 90° dengan nilai RAO gerakan *heave* paling besar yaitu 0.062 pada frekuensi 0.3142 rad/s. Pada arah 0° dan 180° nilai RAO masing-masing sebesar 0.053 dan 0.055 pada untuk pada frekuensi 0.5236 rad/s dan 0.5712 rad/s. Sedangkan untuk arah pembebanan 45° dan 135° nilai RAO untuk gerakan *heave* paling besar yaitu masing-masing 0.054 pada frekuensi 0.3307 rad/s sampai dengan 0.3696 rad/s untuk arah 45° dan 0.054 pada frekuensi 0.3307 rad/s sampai dengan 0.3927 rad/s untuk arah 135°. Grafik RAO untuk gerakan *heave* dapat dilihat pada Gambar 4.11 dibawah.



Gambar 4.11 Grafik RAO untuk Gerakan Heave

IV.3.4 Gerakan Roll

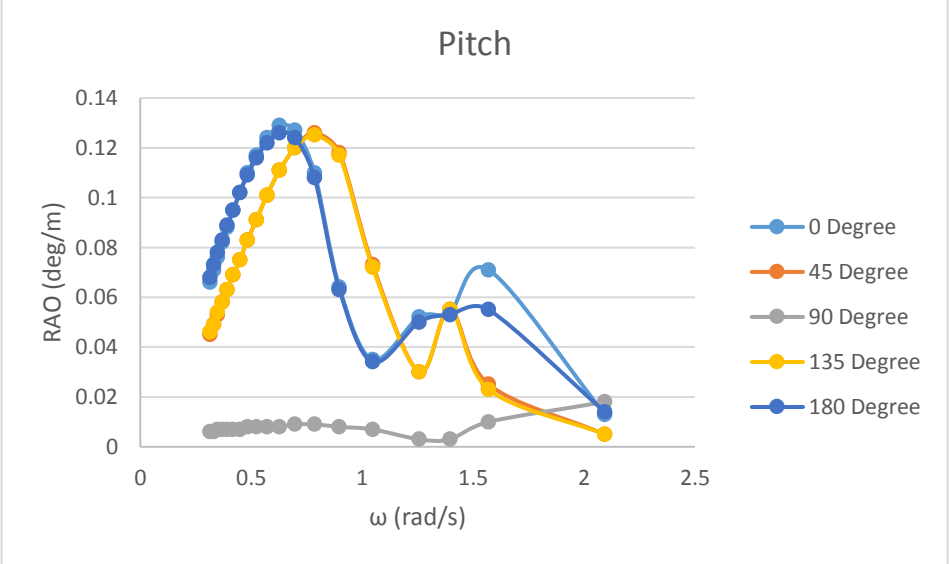
Hasil dari analisis RAO untuk gerakan *roll* dapat dilihat pada gambar dibawah. Dari hasil analisis tersebut dapat dilihat bahwa gerakan *roll* paling besar dipengaruhi oleh arah pembebanan 90° dengan nilai RAO sebesar 1.942 pada frekuensi 0.7854rad/s. Lalu dapat di lihat pada grafik bahwa arah pembebanan 0° dan 180° tidak menghasilkan nilai RAO untuk gerakan *roll*. Sedangkan untuk arah pembebanan 45° dan 135° nilai RAO untuk gerakan *roll* paling besar yaitu masing-masing 0.623 dan 0.622 pada frekuensi 0.7854rad/s. Grafik RAO untuk gerakan *roll* dapat dilihat pada Gambar 4.12 dibawah.



Gambar 4.12 Grafik RAO untuk Gerakan Roll

IV.3.5 Gerakan Pitch

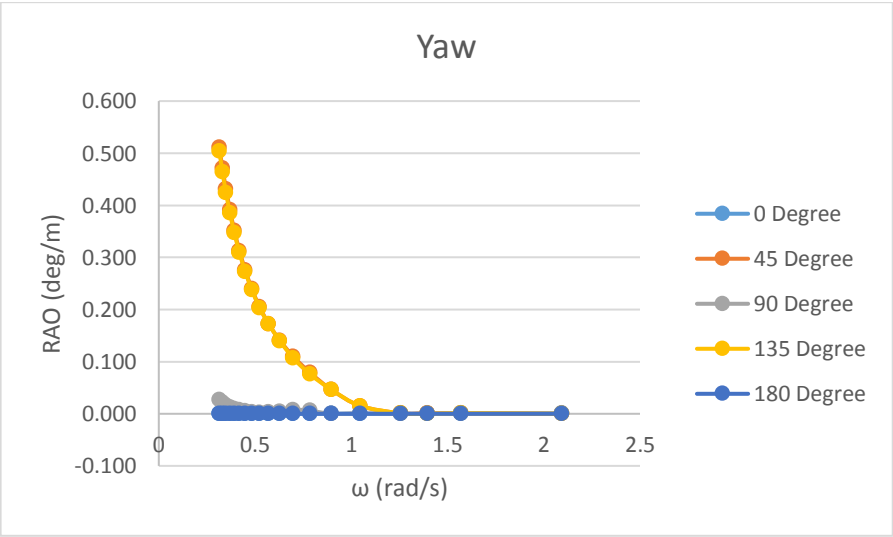
Hasil dari analisis RAO untuk gerakan *pitch* dapat dilihat pada gambar dibawah. Dari hasil analisis tersebut dapat dilihat bahwa gerakan *pitch* paling besar dipengaruhi oleh arah pembebanan 0° dan 180° dengan nilai RAO masing-masing sebesar 0.129 dan 0.126 pada frekuensi 0.6283 rad/s. Pada arah pembebanan 90° nilai RAO untuk gerakan *pitch* paling besar yaitu 0.018 pada frekuensi 2.094 rad/s. Sedangkan untuk arah pembebanan 45° dan 135° nilai RAO untuk gerakan *pitch* paling besar yaitu masing-masing 0.126 dan 0.125 pada frekuensi 0.7854 rad/s. Grafik RAO untuk gerakan *heave* dapat dilihat pada Gambar 4.13 dibawah.



Gambar 4.13 Grafik RAO untuk Gerakan Pitch

IV.3.6 Gerakan Yaw

Hasil dari analisis RAO untuk gerakan *yaw* dapat dilihat pada gambar dibawah. Dari hasil analisis tersebut dapat dilihat bahwa gerakan *yaw* paling besar dipengaruhi oleh arah pembebanan 45° dan 135° dengan nilai RAO masing-masing sebesar 0.511 dan 0.504 pada frekuensi 0.3142 rad/s. Pada arah pembebanan 90° nilai RAO untuk gerakan *yaw* paling besar yaitu 0.027 pada frekuensi 0.3142 rad/s. Sedangkan untuk arah pembebanan 0° dan 180° nilai RAO tidak menghasilkan nilai RAO untuk gerakan *yaw*. Grafik RAO untuk gerakan *heave* dapat dilihat pada Gambar 4.14 dibawah.



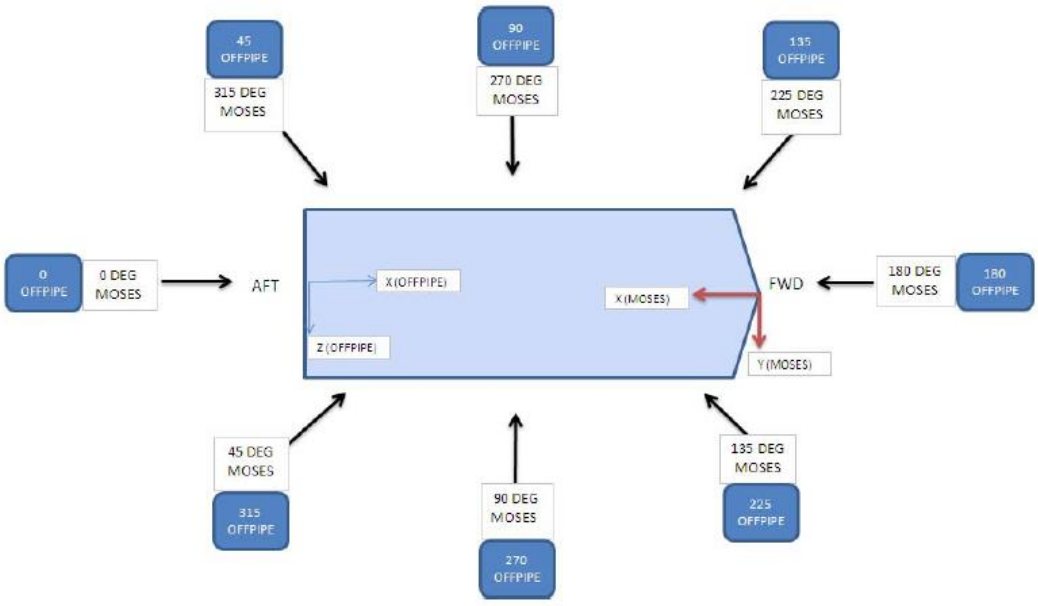
Gambar 4.14 Grafik RAO untuk Gerakan Yaw

IV.4 Analisis Regangan Saat Instalasi Pipeline dengan Metode S-Lay

Pada penelitian kali ini analisis regangan yang terjadi pada *pipeline* selama proses instalasi dilakukan dengan menggunakan *software* OFFPIPE versi 2.05. Pada penelitian ini analisis instalasi *pipeline* akan dilakukan pada kondisi dinamis dengan basis frekuensi. Pada analisis instalasi *pipeline* ini beberapa data yang harus diinputkan yaitu :

- Data properti *pipeline* beserta lapisan anti korosi dan lapisan *concrete*
- Data *pipe laying barge*, kapasitas *tensioner*
- Data konfigurasi *roller* dan *tensioner* pada *barge* dan *stinger*
- Data gelombang, arus ,dan kedalaman perairan
- Data persamaan spektrum gelombang
- Data RAO (*Response Amplitude Operator*)

Pada analisis ini data RAO yang akan diinput ke *software* OFFPIPE merupakan data hasil analisis RAO pada *software* MOSES. Perlu diperhatikan bahwa untuk arah pembebanan gelombang software MOSES dan OFFPIPE memiliki perbedaan aturan yang biasa dinyatakan dengan *convention*, perbedaan tersebut dapat dilihat pada Gambar 4.15 berikut.



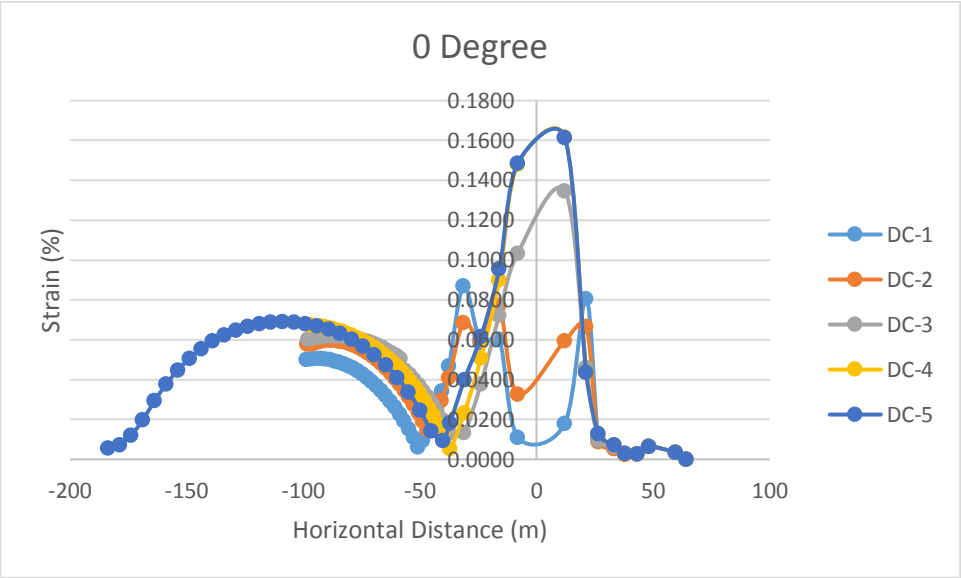
Gambar 4.15 OFFPIPE Convention

Perbedaan ini perlu diperhatikan agar analisis yang dilakukan dapat dikatakan analisis yang valid. Analisis regangan pada *pipeline* pada penelitian ini dilakukan dengan memvariasikan kedalaman perairan instalasi. Variasi kedalaman tersebut yaitu 5.9 m, 9.4 m, 13.4 m, 20.4

m, dan 22.9 m. Pada analisis ini akan ditinjau pada masing-masing kedalaman perairan instalasi arah pembebanan gelombang mana yang menghasilkan regangan terbesar serta akan diverifikasi apakah regangan yang terjadi tersebut melebihi batas yang telah ditentukan oleh *standard* atau tidak.

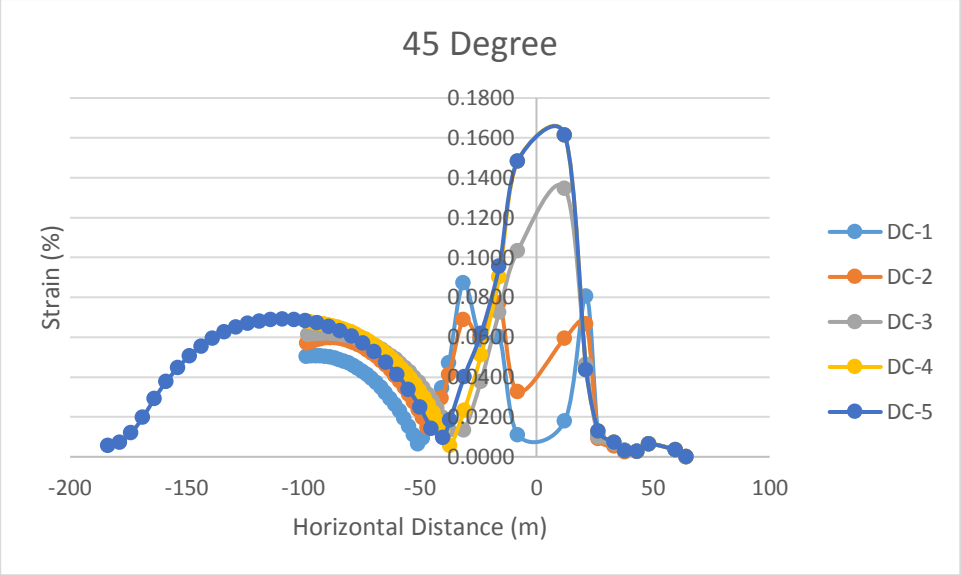
IV.4.1 Analisis Regangan Pada Pipeline Pada Kondisi Dimanis

Analisis dinamis ini dilakukan sehingga dapat diketahui besarnya regangan yang terjadi pada *pipeline* selama proses instalasi akibat adanya beban arus, gelombang serta gerakan dari *pipe laying barge*.



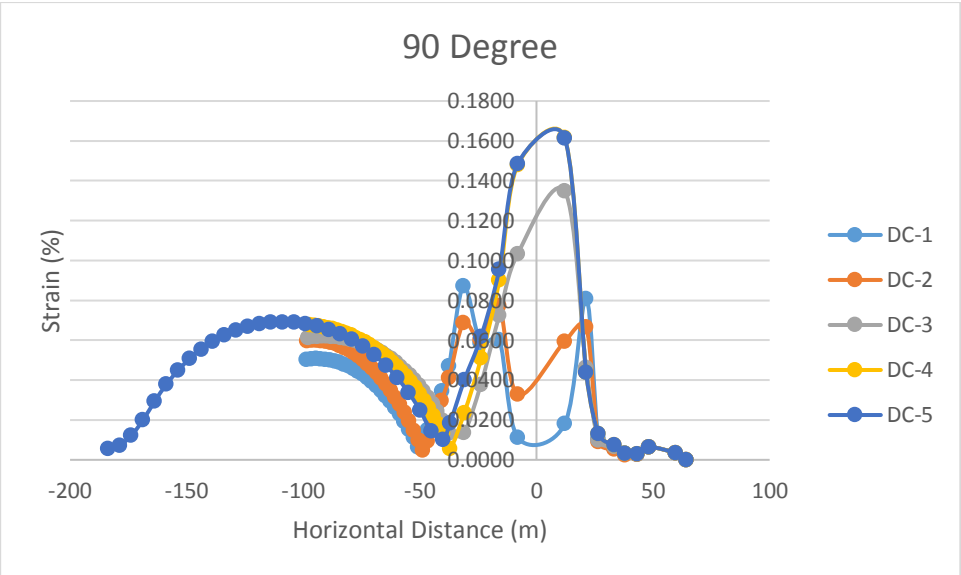
Gambar 4.16 Grafik Distribusi Regangan Pada Pipeline dengan Variasi Kedalaman dan Sudut Stinger Pada Arah Pembebanan 0°

Bersasarkan Gambar 4.16 diatas, *total strain* yang terjadi pada *pipeline* sebesar 0.1616 pada *design case* 4 yaitu kedalaman air 20.4 m dan sudut *stinger* 11°, terjadi pada *horizontal distance* 12.2 *node* 16 yaitu bagian *overbend* dari pipeline.



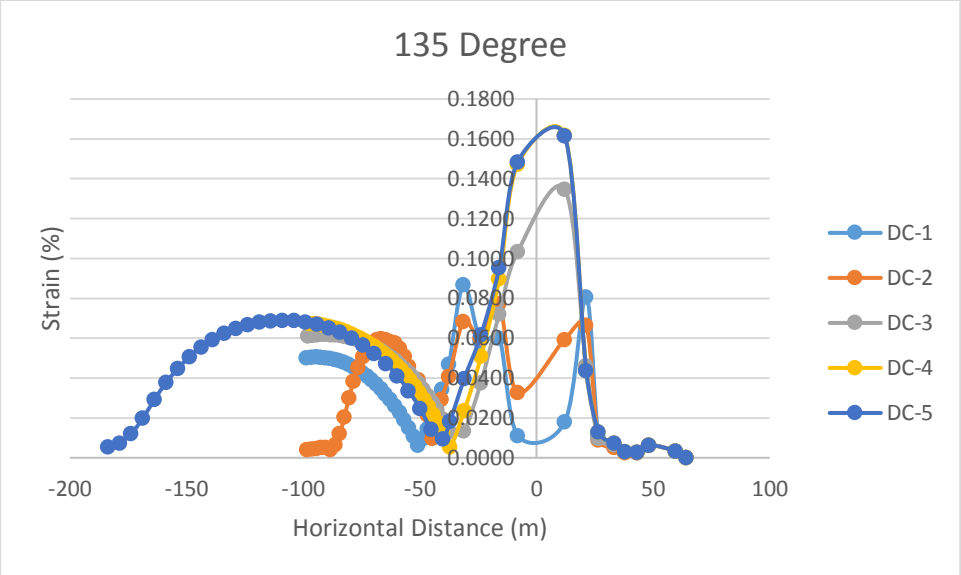
Gambar 4.17 Grafik Distribusi Regangan Pada Pipeline dengan Variasi Kedalaman dan Sudut Stinger Pada Arah Pembebanan 45°

Bersasarkan Gambar 4.17 diatas, *total strain* yang terjadi pada *pipeline* sebesar 0.1615 pada *design case* 4 yaitu kedalaman air 20.4 m dan sudut *stinger* 11°, terjadi pada *horizontal distance* 12.2 *node* 16 yaitu bagian *overbend* dari pipeline.



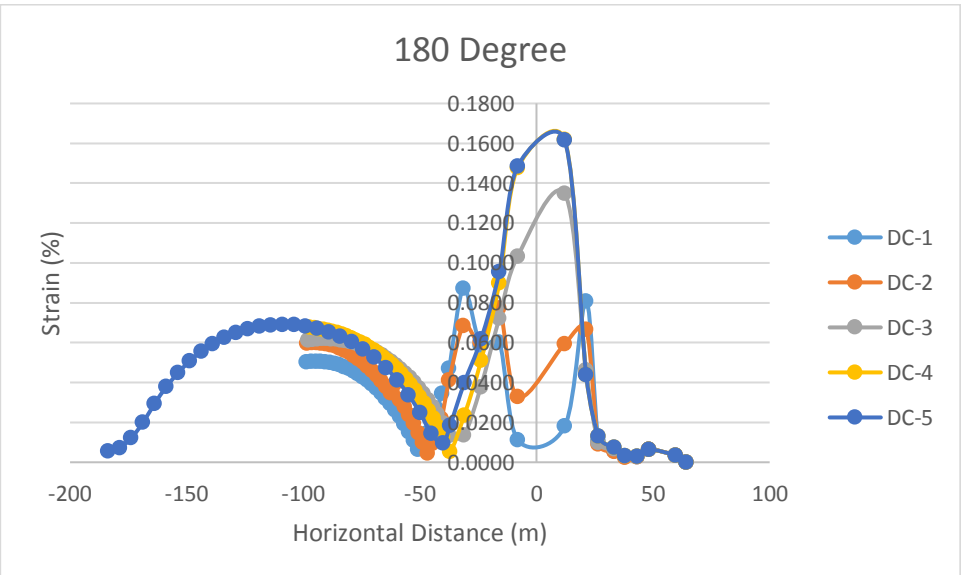
Gambar 4.18 Grafik Distribusi Regangan Pada Pipeline dengan Variasi Kedalaman dan Sudut Stinger Pada Arah Pembebanan 90°

Bersasarkan Gambar 4.18 diatas, *total strain* yang terjadi pada *pipeline* sebesar 0.1616 pada *design case* 4 yaitu kedalaman air 20.4 m dan sudut *stinger* 11°, terjadi pada *horizontal distance* 12.2 *node* 16 yaitu bagian *overbend* dari pipeline.



Gambar 4.19 Grafik Distribusi Regangan Pada Pipeline dengan Variasi Kedalaman dan Sudut Stinger Pada Arah Pembebanan 135°

Bersasarkan Gambar 4.19 diatas, *total strain* yang terjadi pada *pipeline* sebesar 0.1618 pada *design case* 4 yaitu kedalaman air 20.4 m dan sudut *stinger* 11°, terjadi pada *horizontal distance* 12.2 *node* 16 yaitu bagian *overbend* dari pipeline.



Gambar 4.20 Grafik Distribusi Regangan Pada Pipeline dengan Variasi Kedalaman dan Sudut Stinger Pada Arah Pembebanan 180°

Bersasarkan Gambar 4.20 diatas, *total strain* yang terjadi pada *pipeline* sebesar 0.1617 pada *design case* 4 yaitu kedalaman air 20.4 m dan sudut *stinger* 11°, terjadi pada *horizontal distance* 12.2 *node* 16 yaitu bagian *overbend* dari *pipeline*.

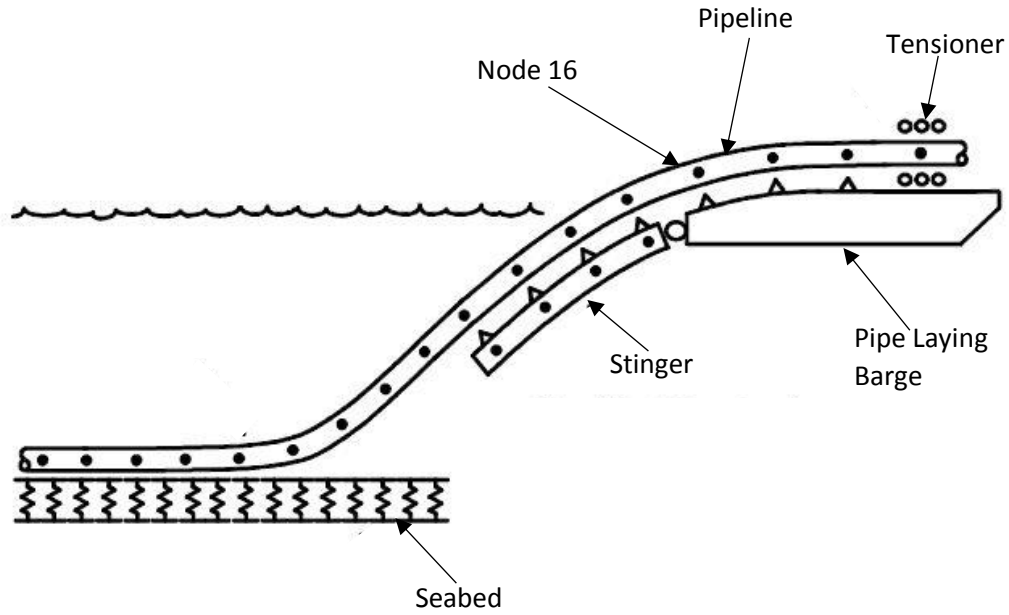
Untuk lebih lengkapnya nilai maksimum regangan yang terjadi pada *pipeline* saat instalasi disajikan pada Tabel 4.9 yang berisi variasi nilai maksimum dari regangan yang terjadi pada bagian *sagbend* dan *overbend* kaerna variasi kedalaman dan perubahan sudut *stinger*. Penyajian dalam bentuk tabel ini dimaksudkan agar pembaca lebih mudah melihat perubahan kenaikan regangan yang terjadi pada *pipeline* yang nilainya akan sulit terlihat apabila data disajikan dalam bentuk grafik karena variasi perubahan nilai regangan yang terjadi pada *pipeline* nilainya sangat kecil. Dari hasil analisis yang dilakukan didapat bahwa nilai regangan yang terbesar pada *overbend* terjadi pada node 16 seperti yang dapat diilustrasikan pada Gambar 4.21.

Tabel 4.13 Data Nilai Regangan Maksimum Pada Sagbend dan Overbend Pada Masing-Masing Design Case

Design Case	Water Depth (m)	Environmental Heading	H_s (m)	T_p (m)	Lay Tension (MT)	Stinger Angle (deg)	Max Strain (%)	
							Sagbend	Overbend
1	5.9	0°	1.4	5	35	2.2°	0.0503	0.0871
		45°					0.0506	0.0771
		90°					0.0506	0.1347
		135°					0.0506	0.1616
		180°					0.0505	0.1614
2	9.4	0°	1.4	5	27	4.4°	0.0503	0.0872
		45°					0.0598	0.0771
		90°					0.0598	0.1347
		135°					0.0051	0.1615
		180°					0.0598	0.1614
3	13.4	0°	1.4	5	35	8.8°	0.0618	0.0871
		45°					0.0620	0.0771
		90°					0.0619	0.1347
		135°					0.0617	0.1616
		180°					0.0619	0.1614

Tabel 4.13 Data Nilai Regangan Maksimum Pada Sagbend dan Overbend Pada Masing-Masing Design Case (Lanjutan)

4	20.4	0°	1.5	6	35	11°	0.0661	0.0869
		45°					0.0662	0.0771
		90°					0.0675	0.1347
		135°					0.0674	0.1618
		180°					0.0675	0.1614
5	22.9	0°	1.5	6	35	11°	0.0294	0.0870
		45°					0.0293	0.0771
		90°					0.0293	0.1347
		135°					0.0294	0.1617
		180°					0.0294	0.1614



Gambar 4.21 Ilustrasi Letak Titik (Node) Regangan Maksimum Pada Overbend

IV.5 Analisis Concrete Crushing pada Pipeline

Pada penelitian ini juga dilakukan analisis *concrete crushing* pada pipeline. Analisis *concrete crushing* ini didasarkan pada limit yang telah ditetapkan oleh DNV OS-F101 October 2013. Pada *standard* ini dinyatakan bahwa *concrete crushing* dapat terjadi apabila

regangan yang terjadi pada lapisan *concrete* melebihi 0.2%. Sehingga dari hasil analisis regangan sebelumnya dapat dibuat tabulasi analisis *concrete crushing* pada *pipeline*. Hasil *checking* regangan berdasarkan *standard* dapat dilihat pada Tabel 4.11 dibawah.

Tabel 4.14 Hasil Analisis Concrete Crushing Pada Standard DNV OS-F101

Kedalaman perairan	Nilai regangan maksimum yang terjadi	Nilai limit regangan yang ditetapkan standard	Keterangan
5.9 m	0.1616%	0.2%	OK
9.4 m	0.1615%	0.2%	OK
13.4 m	0.1616%	0.2%	OK
20.4 m	0.1618%	0.2%	OK
22.9 m	0.1617%	0.2%	OK

Dari Tabel 4.11 diatas dapat dilihat bahwa regangan yang terjadi pada lapisan *concrete* tidak melebihi nilai batas yang ditetapkan oleh *standard* sehingga dapat dikatakan bahwa lapisan *concrete* pada *pipeline* dibagian *overbend* tidak mengalami *crushing* pada saat instalasi.

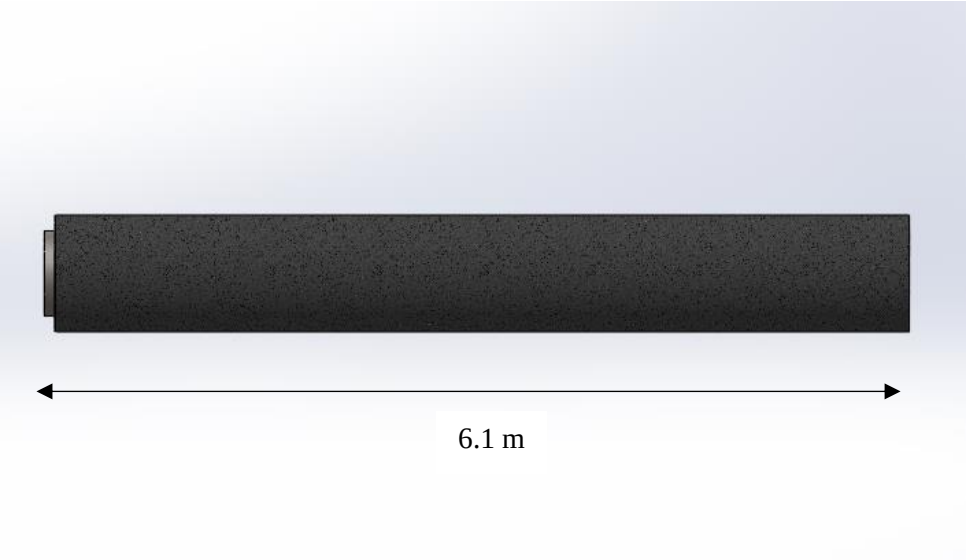
IV.6 Analisis Concrete Sliding Pada Pipeline

Pada penelinitian ini juga akan dilakukan analisis *concrete sliding* yaitu pergeseran (*sliding*) relatif yang terjadi antara lapisan *concrete* dan lapisan baja (*steel*) pada *pipeline*. Analisis ini dilakukan untuk dapat mengetahui apakah *shear resistance capacity* dari lapisan anti-korosi yang digunakan (HDPE dengan *shear resistance capacity* antara 0.8 – 1 MPa) mampu menahan *compressive force* yang terjadi pada lapisan *concrete* selama proses instalasi. Analisis akan dilakukan pada *segment pipeline* yang terdapat dibagian *overbend* yang mengalami gaya-gaya paling besar. Dimana besarnya nilai gaya-gaya ini didapatkan dari hasil analisis yang telah dilakukan dengan *software* OFFPIPE. Analisis *concrete sliding* ini dilakukan dengan menggunakan *software* ANSYS dengan terlebih dahulu membuat model *segment pipeline* menggunakan *software* Solidworks.

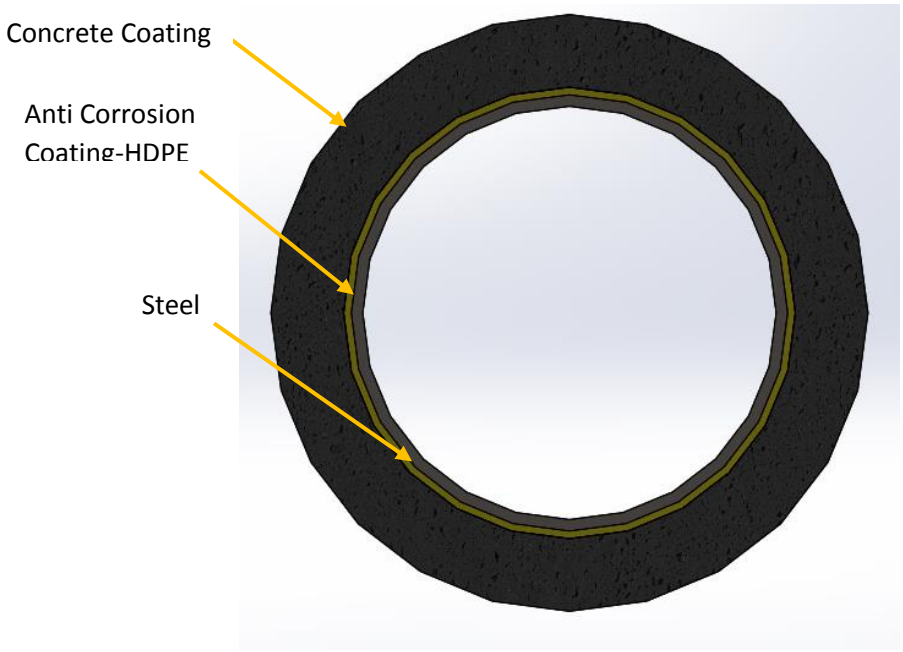
IV.6.1 Skema Analisis

Analisis dilakukan dengan cara membuat model *segment pipeline* dibagian *overbend*. Model *pipeline* dibuat sepanjang 6.1 m sesuai dengan model FEM yang dibuat

oleh Nourpanah dan Taheri (2009) untuk mempermudah analisis. Model setiap lapisan *pipeline* yaitu lapisan baja (*steel*), lapisan anti korosi ,dan lapisan *concrete* dibuat dengan menggunakan *software* Solidworks. Model *pipeline* dapat dilihat pada Gambar 4.22 dan 4.23 dibawah.



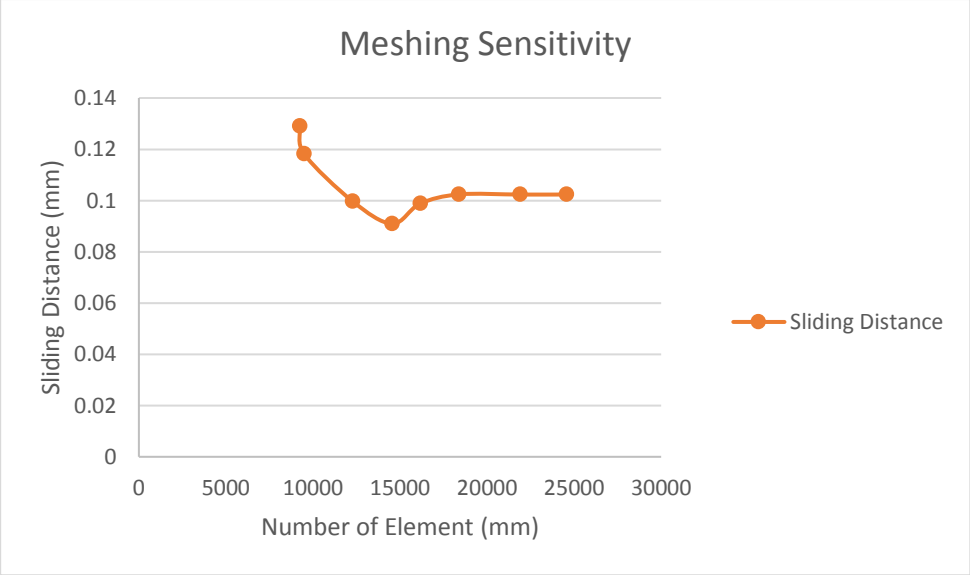
Gambar 4.22 Model Pipeline Sepanjang 6.1 m dengan Menggunakan Software Solidworks



Gambar 4.23 Lapisan-Lapisan yang Menyusun Pipeline Pada Model yang Dibuat dengan Software Solidworks

Lalu model tersebut diinputkan ke *software* ANSYS sebagai 3D model yang akan dianalisis. Pada analisis *concrete sliding* yang dilakukan dengan menggunakan *software* ANSYS ini akan diinputkan gaya-gaya yang terjadi pada *pipeline* dibagian *overbend* seperti yang telah dijelaskan oleh Jensen (2010) bahwa gaya-gaya yang terjadi dibagian *overbend* meliputi *tension*, *bending moment*, dan *contact force* dari *stinger*. Selain gaya-gaya yang diinputkan juga properti dari HDPE yaitu shear *resistance capacity sebesar* 0.8 MPa dan properti lain dari masing-masing lapisan penyusun *pipeline* yang telah tersedia pada *software* ANSYS.

Pada lokal analisis diperlukan *meshing* analisis, dimana analisis ini bertujuan untuk mendapatkan ukuran *meshing* yang optimum. Analisis *meshing sensitivity* ini dilakukan dengan cara mengubah-ubah ukuran *meshing* secara iteratif, sehingga nilai solusi yang dihasilkan menjadi konvergen dan tidak mengalami perubahan yang signifikan dari solusi sebelumnya. Hasil *meshing analysis* dapat dilihat pada Gambar 4.24 dan Tabel 4.12 dibawah.



Gambar 4.24 Grafik Meshing Sensitivity Analysis

Tabel 4.15 Data Hasil Meshing Sensitivity Analysis

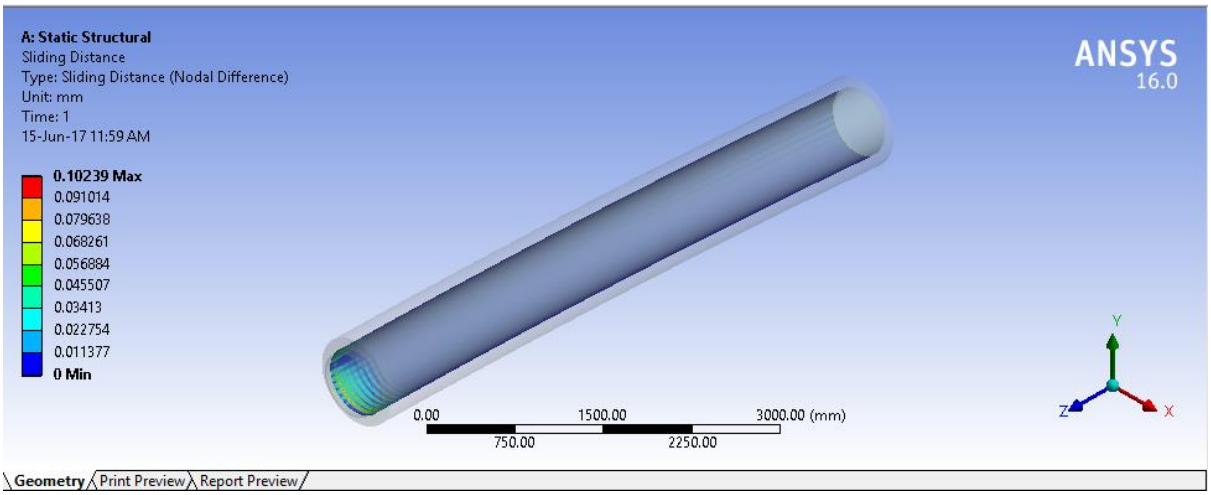
Ukuran Elemen (mm)	Jumlah Elemen	Sliding Distance (mm)
90	9241	0.12901
85	9491	0.11820
80	12284	0.099646
75	14551	0.090956
70	16151	0.098776

Tabel 4.15 Data Hasil Meshing Sensitivity Analysis (Lanjutan)

65	18381	0.10239
60	21880	0.10232
55	24561	0.10233

IV.6.2 Hasil Analisis

Hasil dari analisis yang dilakukan menunjukkan bahwa *sliding* yang terjadi antara lapisan *concrete* dan lapisan baja (*steel*) sangat kecil, dengan nilai *sliding* yang dihasilkan oleh *software* sebesar 0.10239 mm sehingga dapat dikatakan bahwa *shear resistance capacity* dari lapisan anti korosi (HDPE) yang digunakan pada instalasi *pipeline* di *Jangkrik Complex Project* cukup kuat untuk menahan *compressive force* yang terjadi pada lapisan *concrete*. Hasil *concrete sliding analysis* dengan *software* ANSYS dapat dilihat pada Gambar 4.25 dibawah.



Gambar 4.25 Hasil Analisis Concrete Sliding dengan Menggunakan Software ANSYS

BAB V
PENUTUP

BAB V PENUTUP

V.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis dan pembahasan yang telah dilakukan pada bab sebelumnya, maka dapat ditarik kesimpulan mengenai penelitian Tugas Akhir ini :

1. Karakteristik gerak *Pipe Laying Barge* pada gelombang reguler untuk gerakan *surge* nilai terbesar terjadi karena gelombang dari arah 0° dan 180° dengan nilai masing-masing 0.128 dan 0.124 pada frekuensi 0.3142 rad/s.Untuk gerakan *sway* nilai terbesar terjadi karena arah gelombang 90° dengan nilai sebesar 0.824 pada frekuensi 0.3142 rad/s. Sedangkan untuk gerakan *heave* nilai terbesar terjadi karena arah gelombang 90° dengan nilai sebesar 0.062 pada frekuensi 0.3142 rad/s. Sedangkan untuk gerakan rotasi *roll* nilai terbesar terjadi karena arah gelombang 90° dengan nilai sebesar 1.942 pada frekuensi 0.7854 rad/s. Untuk gerakan *pitch* nilai terbesar terjadi karena arah gelombang arah 0° dan 180° dengan nilai masing-masing sebesar 0.129 dan 0.126 pada frekuensi 0.6283 rad/s. Untuk gerakan *yaw* nilai terbesar terjadi karena arah gelombang arah 45° dan 135° dengan nilai masing-masing sebesar 0.511 dan 0.504 pada frekuensi 0.3142 rad/s.
2. Pada saat instalasi *pipeline* regangan terbesar terjadi pada daerah *overbend* pada arah pembebanan 135° pada kedalaman perairan 20.4 m dan sudut *stinger* 11° dengan nilai regangan 0.1618 %. Nilai ini berada dibawah batas yang ditetapkan oleh DNV OS-F101 2013 yaitu 0.2 %
3. Analisis *concrete sliding* pada *pipeline* menjukkan hasil sebesar 0.10239 mm sehingga dapat dikatakan bahwa lapisan anti korosi yang digunakan (HDPE) pada instalasi *pipeline* di Jangkrik Complex Project cukup kuat untuk menahan *compressive force* yang terjadi pada lapisan *concrete coating*.

V.2 Saran

Saran yang dapat diberikan oleh penulis untuk penelitian selanjutnya yaitu :

1. Diperlukan analisis mooring pada pipe laying barge yang digunakan
2. Diperlukan analisis lebih lanjut terhadap *concrete sliding* pada *pipeline* dengan menganalisis *shear stress* yang terjadi pada lapisan anti-korosi.

3.
4.

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR PUSTAKA

API RP 1111. 1999. *Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design)*. American Petroleum Institute. Washington D.C.

ASME B31.4. 2002. *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids*. American Society of Mechanical Engineer. New York.

Bai, Yong. 2001. **Elsevier Ocean Engineering Book Series Vol. 3 : Pipelines and Risers**. Oxford : Elsevier.

Bai, Qiang., Bai, Yong. 2014. **Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation**. Oxford : Elsevier.

Bhattacharyya, R. 1978. *Dynamics of Marine Vehicles*. Canada : John Wiley & Sons, Inc.

Chakrabarti, S.K. 1987. *Handbook of Offshore Engineering.* Oxford : Elsevier.

Djatmiko, 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.

ENI Muara Bakau B.V. 2015. *Pipelay Installation Analysis for LTE to KP 61.3*. Jakarta.

Guo, B., Song, S., Chacko, J., and Ghalambor, A. 2005. **Offshore Pipelines**. Oxford : Elsevier.

Jensen, Gullik A. 2010. **Offshore Pipelaying Dynamics**. Doctoral Thesis, Department of Engineering Cybernetics, Faculty of Information Technology, Mathematics and Electrical Engineering, Norwegian Institute of Science and Technology.

Junior, Robert C. M. 1996. **OFFPIPE User's Guide Version 2.05**. User manual, Texas.

Lee, Jaeyoung. 2009. **Introduction to Offshore Pipelines and Risers**. Lecture note, Texas.

Ness, O.B. and Verley, R. 1996. "Strain Concentration in Pipelines with Concrete Coating". **Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering**. 118 : 225-231.

Nourpanah, N. and Taheri, F. 2009. "Finite Element Analysis of Strain Concentration in Field Joint of Concrete Coated Pipelines". **Proceedings of the ASME 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering**. Honolulu. May 31st – June 6th.

Palmer, Andrew C., King, Roger A. 2008. **Subsea Pipeline Engineering 2nd Edition**. Oklahoma : PennWell.

Sea Tech. 2011. *Final Intact Stability Booklet of Pipe Laying Barge (Hull No. 967).* Singapore.

Silalahi, I.B. 2010. **Analisa Instalasi Baru Pipe Penyalur BBM Bawah Laut Milik PT. PERTAMINA Semarang**. Tugas Akhir, Departemen Teknik Kelautan-FTK, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Surabaya.

LAMPIRAN A

HASIL OUTPUT SOFTWARE MOSES (HYDROSTATIC PROPERTIES)

****

* *** MOSES *** *

* ---------- 30 March, 2017 *

* Pipe Laying Barge Hafar Neptune Model *

* *

****

+++ H Y D R O S T A T I C P R O P E R T I E S +++

==========

For Body NEPTUNE

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

/--- Condition ---//- Displac-/	/-- Center Of Buoyancy --/ /			W.P. / /C. Flotation / /			/---- Metacentric Heights ----/			
Draft	Trim	Roll	M-Tons	---X---	---Y---	---Z---	Area	---X---	---Y---	-KMT-	-KML-	-BMT-	-BML-
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1904.297	46.29	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

0.25	0.00	0.00	490.16	46.10	0.00	0.13	1922.375	45.91	-0.00	199.19	2082.38	199.06	2082.26
0.50	0.00	0.00	984.96	45.91	0.00	0.25	1940.452	45.54	-0.00	100.25	1065.99	100.00	1065.74
0.75	0.00	0.00	1484.38	45.73	0.00	0.38	1958.530	45.17	0.00	67.35	727.50	66.97	727.12
1.00	0.00	0.00	1988.44	45.54	0.00	0.50	1976.607	44.80	-0.00	50.96	558.47	50.45	557.97
1.25	0.00	0.00	2497.13	45.35	0.00	0.63	1994.685	44.43	-0.00	41.17	457.24	40.54	456.61
1.50	0.00	0.00	3010.45	45.16	0.00	0.76	2012.762	44.06	-0.00	34.69	389.90	33.94	389.14
1.75	0.00	0.00	3528.40	44.97	-0.00	0.88	2030.840	43.69	-0.00	30.10	341.93	29.21	341.04
2.00	0.00	0.00	4050.98	44.78	0.00	1.01	2048.917	43.32	0.00	26.68	306.06	25.67	305.05
2.25	0.00	0.00	4578.19	44.59	-0.00	1.14	2066.995	42.95	-0.00	24.06	278.27	22.92	277.13
2.50	0.00	0.00	5109.89	44.41	0.00	1.27	2080.589	42.67	-0.00	21.94	254.49	20.67	253.23
2.75	0.00	0.00	5642.91	44.24	-0.00	1.40	2080.589	42.67	-0.00	20.11	230.70	18.71	229.31
3.00	0.00	0.00	6175.92	44.80	0.00	1.55	2080.589	42.67	-0.00	18.62	211.04	17.10	209.52

LAMPIRAN B

HASIL OUTPUT SOFTWARE MOSES (RAO)

```
**********************************************************************************************************
*                          *** MOSES ***                          *
*                          ----------                 30 March, 2017  *
*       PLB "HAFAR NEPTUNE" RAO WITH MOORING AND PIPE                                    *
*       MOSES MODEL STBD VIEW                                          *
*  Draft          =  3.0 Meters      Trim Angle     =  0.5 Deg.     GMT          =  13.5  Meters*
*  Roll Gy. Radius  =  8.28 Meters      Pitch Gy. Radius =  23.04 Meters   Yaw Gy. Radius   =  23.04 Meters*
*  Heading        =  0.00 Deg.       Forward Speed   =  0.00 Knots    Linearization Based on 1/ 20    *
*                                                      *
**********************************************************************************************************
```

+++ M O T I O N R E S P O N S E O P E R A T O R S +++

==========

Results are in Body System

Of Point On Body NEPTUNE At X = 44.1 Y = 0.0 Z = 4.6

Process = DEFAULT: Units = Degrees, Meters, M-Tons, and MPA Unless Stated

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
----------		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/----------/		/----------/		/----------/		/----------/		/----------/		/----------/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.3142	20.00	0.128	86	0.000	0	0.054	147	0.000	0	0.067	68	0.000	0
0.3307	19.00	0.084	92	0.000	0	0.054	151	0.000	0	0.072	71	0.000	0
0.3491	18.00	0.059	103	0.000	0	0.053	154	0.000	0	0.078	74	0.000	0
0.3696	17.00	0.040	123	0.000	0	0.052	158	0.000	0	0.083	78	0.000	0
0.3927	16.00	0.028	154	0.000	0	0.050	162	0.000	0	0.090	81	0.000	0
0.4189	15.00	0.027	-166	0.000	0	0.049	167	0.000	0	0.097	86	0.000	0
0.4333	14.50	0.030	-150	0.000	0	0.047	169	0.000	0	0.100	88	0.000	0
0.4488	14.00	0.033	-138	0.000	0	0.046	172	0.000	0	0.104	91	0.000	0
0.4654	13.50	0.036	-127	0.000	0	0.045	175	0.000	0	0.108	94	0.000	0
0.4833	13.00	0.040	-118	0.000	0	0.043	178	0.000	0	0.112	97	0.000	0
0.5027	12.50	0.042	-111	0.000	0	0.041	-177	0.000	0	0.116	101	0.000	0
0.5236	12.00	0.044	-103	0.000	0	0.039	-173	0.000	0	0.120	105	0.000	0

0.5464	11.50	0.046	-96	0.000	0	0.037	-168	0.000	0	0.123	109	0.000	0
0.5712	11.00	0.046	-89	0.000	0	0.034	-163	0.000	0	0.127	114	0.000	0
0.5984	10.50	0.046	-82	0.000	0	0.030	-157	0.000	0	0.129	120	0.000	0
0.6283	10.00	0.045	-74	0.000	0	0.026	-151	0.000	0	0.129	126	0.000	0
0.6614	9.50	0.043	-65	0.000	0	0.021	-143	0.000	0	0.131	134	0.000	0
0.6981	9.00	0.040	-54	0.000	0	0.016	-136	0.000	0	0.129	143	0.000	0
0.7392	8.50	0.036	-42	0.000	0	0.009	-130	0.000	0	0.123	153	0.000	0
0.7854	8.00	0.030	-28	0.000	0	0.002	-156	0.000	0	0.112	165	0.000	0
0.8378	7.50	0.022	-11	0.000	0	0.007	109	0.000	0	0.093	179	0.000	0
0.8976	7.00	0.013	8	0.000	0	0.014	121	0.000	0	0.064	-164	0.000	0
0.9666	6.50	0.003	21	0.000	0	0.019	146	0.000	0	0.026	-162	0.000	0
1.0472	6.00	0.007	-91	0.000	0	0.018	178	0.000	0	0.033	120	0.000	0
1.1424	5.50	0.011	-47	0.000	0	0.008	-149	0.000	0	0.065	145	0.000	0
1.2566	5.00	0.006	14	0.000	0	0.010	128	0.000	0	0.047	-171	0.000	0
1.3963	4.50	0.005	-59	0.000	0	0.011	-165	0.000	0	0.045	138	0.000	0
1.5708	4.00	0.001	33	0.000	0	0.015	157	0.000	0	0.036	177	0.000	0
2.0944	3.00	0.001	18	0.000	0	0.005	29	0.000	0	0.020	28	0.000	0

```
**********************************************************************************************************
*                          *** MOSES  ***                          *
*                          ----------                 30 March, 2017  *
*       PLB "HAFAR NEPTUNE" RAO WITH MOORING AND PIPE                                    *
*       MOSES MODEL STBD VIEW                                          *
*  Draft          =  3.0 Meters      Trim Angle     =  0.5  Deg.    GMT          =  13.5  Meters*
*  Roll Gy. Radius  =  8.28 Meters      Pitch Gy. Radius =  23.04 Meters   Yaw Gy. Radius   =  23.04 Meters*
*  Heading         =  45.00 Deg.       Forward Speed   =  0.00 Knots    Linearization Based on 1/ 20    *
*                                                        *
**********************************************************************************************************
```

+++ M O T I O N R E S P O N S E O P E R A T O R S +++

==========

Results are in Body System

Of Point On Body NEPTUNE At X = 44.1 Y = 0.0 Z = 4.6

Process = DEFAULT: Units = Degrees, Meters, M-Tons, and MPA Unless Stated

E N C O U N T E R Frequency	Period	Surge / Wave Ampl.		Sway / Wave Ampl.		Heave / Wave Ampl.		Roll / Wave Ampl.		Pitch / Wave Ampl.		Yaw / Wave Ampl.	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.3142	20.00	0.118	46	0.583	71	0.055	130	0.132	-130	0.045	49	0.511	151
0.3307	19.00	0.087	48	0.508	71	0.055	132	0.137	-130	0.049	50	0.477	152
0.3491	18.00	0.067	50	0.442	71	0.055	134	0.142	-129	0.054	52	0.437	153
0.3696	17.00	0.050	53	0.379	71	0.055	137	0.148	-128	0.059	54	0.397	155
0.3927	16.00	0.034	57	0.320	72	0.055	140	0.154	-126	0.064	57	0.357	157
0.4189	15.00	0.021	65	0.265	74	0.054	144	0.162	-124	0.070	60	0.319	159
0.4333	14.50	0.015	71	0.240	75	0.054	146	0.166	-123	0.074	62	0.300	161
0.4488	14.00	0.010	82	0.215	76	0.054	148	0.171	-121	0.077	64	0.281	163
0.4654	13.50	0.006	107	0.193	78	0.053	150	0.177	-119	0.081	66	0.263	165
0.4833	13.00	0.004	162	0.171	79	0.052	153	0.184	-117	0.085	69	0.245	167
0.5027	12.50	0.007	-156	0.150	82	0.052	156	0.192	-115	0.089	71	0.227	170
0.5236	12.00	0.010	-139	0.131	84	0.051	159	0.202	-113	0.093	74	0.210	172

0.5464	11.50	0.013	-130	0.114	87	0.049	163	0.214	-110	0.098	78	0.193	176
0.5712	11.00	0.015	-123	0.098	88	0.048	168	0.231	-106	0.103	82	0.177	178
0.5984	10.50	0.017	-117	0.082	92	0.046	172	0.251	-102	0.108	87	0.161	-176
0.6283	10.00	0.019	-111	0.068	97	0.044	177	0.279	-99	0.113	91	0.145	-171
0.6614	9.50	0.021	-104	0.056	102	0.041	-176	0.320	-95	0.118	97	0.128	-165
0.6981	9.00	0.021	-97	0.045	107	0.037	-169	0.391	-92	0.123	104	0.113	-158
0.7392	8.50	0.022	-90	0.034	111	0.032	-163	0.513	-97	0.126	110	0.096	-149
0.7854	8.00	0.021	-80	0.023	107	0.026	-153	0.623	-122	0.126	119	0.081	-140
0.8378	7.50	0.020	-69	0.008	136	0.020	-138	0.494	173	0.125	130	0.065	-128
0.8976	7.00	0.017	-55	0.005	165	0.011	-123	0.150	152	0.119	145	0.048	-114
0.9666	6.50	0.014	-37	0.002	-169	0.002	-108	0.027	126	0.102	161	0.031	-94
1.0472	6.00	0.008	-14	0.001	11	0.008	100	0.040	37	0.072	-176	0.016	-71
1.1424	5.50	0.002	5	0.001	60	0.015	132	0.053	56	0.028	-160	0.004	-45
1.2566	5.00	0.003	-93	0.000	0	0.013	175	0.036	90	0.027	111	0.002	-155
1.3963	4.50	0.004	-33	0.000	0	0.002	-155	0.008	88	0.046	150	0.001	140
1.5708	4.00	0.000	0	0.001	-97	0.008	148	0.013	68	0.014	153	0.001	-159
2.0944	3.00	0.000	0	0.000	0	0.002	177	0.002	77	0.006	-166	0.001	175

```
**********************************************************************************************************
*                          *** MOSES  ***                          *
*                          ----------                 30 March, 2017  *
*       PLB "HAFAR NEPTUNE" RAO WITH MOORING AND PIPE                                    *
*       MOSES MODEL STBD VIEW                                          *
*  Draft          =  3.0 Meters      Trim Angle     =  0.5 Deg.     GMT          =  13.5  Meters*
*  Roll Gy. Radius  =  8.28 Meters      Pitch Gy. Radius =  23.04 Meters   Yaw Gy. Radius   =  23.04 Meters*
*  Heading        =  90.00 Deg.       Forward Speed   =  0.00 Knots    Linearization Based on 1/ 20    *
*                                                      *
**********************************************************************************************************

              +++ M O T I O N   R E S P O N S E   O P E R A T O R S +++
              ========================================================

                        Results are in Body System

             Of Point On Body NEPTUNE At X =   44.1 Y =    0.0 Z =    4.6
```

Process = DEFAULT: Units = Degrees, Meters, M-Tons, and MPA Unless Stated

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
----------		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/----------/		/----------/		/----------/		/----------/		/----------/		/----------/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.3142	20.00	0.066	-83	0.824	30	0.062	87	0.180	-172	0.004	89	0.027	20
0.3307	19.00	0.056	-84	0.725	28	0.055	87	0.191	-174	0.005	89	0.012	22
0.3491	18.00	0.052	-85	0.641	25	0.056	87	0.202	-176	0.005	88	0.009	24
0.3696	17.00	0.047	-86	0.560	23	0.057	87	0.214	-177	0.005	88	0.007	27
0.3927	16.00	0.042	-87	0.481	21	0.059	86	0.229	180	0.005	87	0.006	31
0.4189	15.00	0.038	-88	0.408	18	0.060	86	0.247	178	0.005	87	0.004	36
0.4333	14.50	0.036	-88	0.373	17	0.060	86	0.258	177	0.005	86	0.003	40
0.4488	14.00	0.033	-88	0.340	16	0.061	86	0.270	176	0.005	86	0.003	44
0.4654	13.50	0.031	-89	0.308	15	0.061	86	0.284	176	0.005	86	0.002	50
0.4833	13.00	0.029	-89	0.278	14	0.062	86	0.301	175	0.005	86	0.002	58
0.5027	12.50	0.027	-89	0.249	13	0.062	86	0.321	174	0.006	86	0.002	69
0.5236	12.00	0.025	-90	0.221	12	0.063	86	0.346	173	0.006	85	0.001	85

0.5464	11.50	0.023	-90	0.200	9	0.064	87	0.387	173	0.006	86	0.001	102
0.5712	11.00	0.021	-90	0.175	8	0.064	87	0.428	173	0.006	86	0.001	122
0.5984	10.50	0.019	-90	0.153	7	0.064	87	0.485	172	0.006	86	0.001	138
0.6283	10.00	0.017	-91	0.130	7	0.064	86	0.557	169	0.006	85	0.002	147
0.6614	9.50	0.016	-91	0.112	6	0.064	86	0.686	167	0.006	85	0.002	153
0.6981	9.00	0.014	-91	0.095	4	0.064	86	0.909	162	0.006	85	0.002	155
0.7392	8.50	0.012	-91	0.079	0	0.063	86	1.355	151	0.006	85	0.003	149
0.7854	8.00	0.010	-92	0.055	-18	0.058	86	1.942	115	0.006	84	0.003	124
0.8378	7.50	0.009	-93	0.023	-35	0.059	84	2.027	49	0.006	81	0.001	72
0.8976	7.00	0.007	-94	0.018	-5	0.061	84	1.031	20	0.006	80	0.001	-177
0.9666	6.50	0.006	-94	0.011	-3	0.059	85	0.612	9	0.006	82	0.001	-176
1.0472	6.00	0.005	-94	0.003	-11	0.055	84	0.394	6	0.006	82	0.001	-177
1.1424	5.50	0.003	-95	0.005	-172	0.048	84	0.262	4	0.005	82	0.001	-177
1.2566	5.00	0.002	-96	0.011	-177	0.039	82	0.171	3	0.004	82	0.001	-177
1.3963	4.50	0.001	-97	0.014	-178	0.026	80	0.103	2	0.002	87	0.001	-177
1.5708	4.00	0.000	0	0.012	-178	0.004	64	0.054	1	0.000	0	0.000	0
2.0944	3.00	0.000	0	0.002	0	0.021	94	0.007	0	0.018	96	0.000	0

```
**********************************************************************************************************
*                          *** MOSES  ***                          *
*                          ----------                 30 March, 2017  *
*       PLB "HAFAR NEPTUNE" RAO WITH MOORING AND PIPE                                    *
*       MOSES MODEL STBD VIEW                                          *
*  Draft          =  3.0 Meters      Trim Angle     =  0.5 Deg.     GMT          =  13.5  Meters*
*  Roll Gy. Radius  =  8.28 Meters      Pitch Gy. Radius =  23.04 Meters   Yaw Gy. Radius   =  23.04 Meters*
*  Heading        = 135.00 Deg.       Forward Speed   =  0.00 Knots    Linearization Based on 1/ 20    *
*                                                        *
**********************************************************************************************************

              +++ M O T I O N   R E S P O N S E   O P E R A T O R S +++
              ========================================================

                        Results are in Body System

             Of Point On Body NEPTUNE At X =   44.1 Y =    0.0 Z =    4.6
```

Process = DEFAULT: Units = Degrees, Meters, M-Tons, and MPA Unless Stated

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
----------		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/----------/		/----------/		/----------/		/----------/		/----------/		/----------/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.3142	20.00	0.120	159	0.582	-12	0.055	43	0.128	144	0.046	116	0.504	-109
0.3307	19.00	0.091	156	0.504	-16	0.055	41	0.133	140	0.050	115	0.471	-113
0.3491	18.00	0.071	154	0.439	-22	0.055	39	0.139	136	0.054	115	0.431	-117
0.3696	17.00	0.054	151	0.377	-27	0.055	36	0.146	131	0.059	113	0.392	-122
0.3927	16.00	0.038	147	0.319	-33	0.055	33	0.153	126	0.064	112	0.353	-127
0.4189	15.00	0.025	144	0.265	-39	0.055	29	0.161	121	0.070	109	0.315	-132
0.4333	14.50	0.018	142	0.240	-43	0.054	27	0.166	119	0.073	108	0.297	-135
0.4488	14.00	0.013	139	0.216	-46	0.054	24	0.171	116	0.077	106	0.279	-138
0.4654	13.50	0.007	137	0.193	-50	0.053	22	0.178	113	0.081	105	0.261	-142
0.4833	13.00	0.003	135	0.171	-54	0.053	19	0.185	109	0.084	102	0.243	-145
0.5027	12.50	0.002	-48	0.151	-58	0.052	16	0.193	106	0.089	100	0.226	-149
0.5236	12.00	0.006	-50	0.133	-65	0.051	13	0.205	102	0.094	98	0.211	-155

0.5464	11.50	0.009	-54	0.115	-70	0.050	10	0.217	98	0.098	95	0.193	-159
0.5712	11.00	0.012	-58	0.098	-75	0.048	5	0.232	94	0.103	91	0.177	-164
0.5984	10.50	0.015	-62	0.083	-81	0.046	0	0.251	88	0.108	87	0.160	-169
0.6283	10.00	0.017	-67	0.069	-88	0.044	-4	0.279	82	0.113	82	0.144	-175
0.6614	9.50	0.018	-73	0.057	-96	0.041	-11	0.319	74	0.118	77	0.128	177
0.6981	9.00	0.019	-79	0.046	-105	0.037	-19	0.389	63	0.122	70	0.112	169
0.7392	8.50	0.020	-87	0.036	-118	0.033	-29	0.516	44	0.123	61	0.096	160
0.7854	8.00	0.019	-98	0.026	-143	0.027	-41	0.622	0	0.125	51	0.079	148
0.8378	7.50	0.019	-110	0.010	-156	0.020	-51	0.491	-83	0.124	39	0.064	135
0.8976	7.00	0.017	-124	0.005	-160	0.012	-69	0.146	-125	0.118	25	0.048	118
0.9666	6.50	0.013	-144	0.002	173	0.002	-114	0.021	-118	0.101	6	0.031	98
1.0472	6.00	0.008	-168	0.001	-1	0.008	73	0.039	-21	0.071	-15	0.016	72
1.1424	5.50	0.002	167	0.001	-59	0.014	37	0.052	-48	0.028	-31	0.004	46
1.2566	5.00	0.003	-85	0.000	0	0.013	-8	0.036	-85	0.027	55	0.002	148
1.3963	4.50	0.004	-146	0.000	0	0.001	-45	0.007	-84	0.046	13	0.001	-119
1.5708	4.00	0.000	0	0.001	102	0.008	13	0.013	-66	0.014	4	0.001	160
2.0944	3.00	0.000	0	0.000	0	0.002	16	0.002	-76	0.006	-1	0.000	0

```
**********************************************************************************************************
*                          *** MOSES ***                          *
*                          ----------                 30 March, 2017  *
*       PLB "HAFAR NEPTUNE" RAO WITH MOORING AND PIPE                                    *
*       MOSES MODEL STBD VIEW                                          *
*  Draft          =  3.0 Meters      Trim Angle     =  0.5 Deg.     GMT          =  13.5  Meters*
*  Roll Gy. Radius  =  8.28 Meters      Pitch Gy. Radius =  23.04 Meters   Yaw Gy. Radius   =  23.04 Meters*
*  Heading        = 180.00 Deg.       Forward Speed   =  0.00 Knots    Linearization Based on 1/ 20    *
*                                                        *
**********************************************************************************************************

                +++ M O T I O N   R E S P O N S E   O P E R A T O R S +++
                ========================================================

                        Results are in Body System

               Of Point On Body NEPTUNE At X =   44.1 Y =    0.0 Z =    4.6
```

Process = DEFAULT: Units = Degrees, Meters, M-Tons, and MPA Unless Stated

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
----------		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/----------/		/----------/		/----------/		/----------/		/----------/		/----------/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.3142	20.00	0.124	117	0.000	0	0.056	27	0.000	0	0.069	100	0.000	0
0.3307	19.00	0.082	109	0.000	0	0.055	24	0.000	0	0.073	99	0.000	0
0.3491	18.00	0.058	96	0.000	0	0.054	20	0.000	0	0.078	97	0.000	0
0.3696	17.00	0.039	77	0.000	0	0.053	16	0.000	0	0.084	95	0.000	0
0.3927	16.00	0.028	44	0.000	0	0.051	11	0.000	0	0.090	92	0.000	0
0.4189	15.00	0.026	4	0.000	0	0.049	6	0.000	0	0.096	88	0.000	0
0.4333	14.50	0.028	-13	0.000	0	0.048	3	0.000	0	0.100	86	0.000	0
0.4488	14.00	0.031	-27	0.000	0	0.047	0	0.000	0	0.103	83	0.000	0
0.4654	13.50	0.033	-38	0.000	0	0.045	-4	0.000	0	0.107	80	0.000	0
0.4833	13.00	0.036	-48	0.000	0	0.044	-8	0.000	0	0.111	77	0.000	0
0.5027	12.50	0.039	-57	0.000	0	0.042	-12	0.000	0	0.115	73	0.000	0
0.5236	12.00	0.041	-65	0.000	0	0.040	-17	0.000	0	0.118	69	0.000	0

0.5464	11.50	0.043	-74	0.000	0	0.037	-22	0.000	0	0.122	64	0.000	0
0.5712	11.00	0.044	-82	0.000	0	0.034	-29	0.000	0	0.125	59	0.000	0
0.5984	10.50	0.044	-91	0.000	0	0.030	-36	0.000	0	0.125	52	0.000	0
0.6283	10.00	0.043	-100	0.000	0	0.026	-44	0.000	0	0.126	45	0.000	0
0.6614	9.50	0.041	-111	0.000	0	0.021	-53	0.000	0	0.126	37	0.000	0
0.6981	9.00	0.038	-122	0.000	0	0.016	-64	0.000	0	0.125	27	0.000	0
0.7392	8.50	0.034	-136	0.000	0	0.009	-78	0.000	0	0.121	16	0.000	0
0.7854	8.00	0.029	-151	0.000	0	0.002	-103	0.000	0	0.110	3	0.000	0
0.8378	7.50	0.022	-170	0.000	0	0.006	75	0.000	0	0.091	-11	0.000	0
0.8976	7.00	0.013	167	0.000	0	0.013	51	0.000	0	0.063	-28	0.000	0
0.9666	6.50	0.003	146	0.000	0	0.018	24	0.000	0	0.025	-29	0.000	0
1.0472	6.00	0.007	-83	0.000	0	0.018	-10	0.000	0	0.032	50	0.000	0
1.1424	5.50	0.011	-131	0.000	0	0.007	-51	0.000	0	0.064	22	0.000	0
1.2566	5.00	0.006	162	0.000	0	0.010	43	0.000	0	0.046	-23	0.000	0
1.3963	4.50	0.005	-118	0.000	0	0.010	-31	0.000	0	0.044	26	0.000	0
1.5708	4.00	0.001	136	0.000	0	0.014	4	0.000	0	0.033	-20	0.000	0
2.0944	3.00	0.001	163	0.000	0	0.005	163	0.000	0	0.020	160	0.000	0

LAMPIRAN C-1

HASIL OUTPUT SOFTWARE OFFPIPE

(DESIGN CASE 1)

MMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM

MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMMM MMM MMM MMMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMMM MMM MMM MMMM MMM

MMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMM

MMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMMMMMMMMMM MMM MMM MMM MMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM

MMMMMMM MMM MMM MMM MMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM

****

```
*                                                                              *
*            O F F P I P E  --  OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM               *
*                                                                              *
*       COPYRIGHT (C) 1993, ROBERT C. MALAHY.  ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE.  *
*                                                                              *
*                VERSION NO. - 2.05 AC                                         *
*                RELEASED ON - 10/24/1993                                      *
*                LICENSED TO - RICKY TAWEKAL                                   *
*                                                                              *
********************************************************************************
*                                                                              *
*   OFFPIPE IS A NONLINEAR,  3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE    *
*   STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES.    *
*   THIS VERSION  OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER-    *
*   ERATIONS AND DAVIT LIFTS.                                                  *
*                                                                              *
*   OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY, JR.    *
*   AND ARE MADE AVAILABLE  UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE.  THIS PROGRAM    *
*   AND ITS DOCUMENTATION  CANNOT BE USED  OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS  WRITTEN PER-    *
```

```
*   MISSION OF ROBERT C. MALAHY, JR.                                    *
*                                                                       *
*   WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION    *
*   ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY,  EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN.  NO LIABILITY    *
*   WILL BE  ACCEPTED BY  ROBERT C. MALAHY, JR. FOR ANY  LOSSES OR  DAMAGES  WHICH MAY    *
*   RESULT FROM THE USE OF THESE MATERIALS.                             *
*                                                                       *
*   OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE.  FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC-    *
*   ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT:                                  *
*                                                                       *
*           ROBERT C. MALAHY, JR.         TELEPHONE: (713) 664-8635           *
*           8007 MULLINS                  FACSIMILE: (713) 664-0962           *
*           HOUSTON, TEXAS 77081                                        *
*           U.S.A.                                                      *
*                                                                       *
*************************************************************************************
```

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

PRINTED OUTPUT SELECTED

==========

PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUT .....YES

USE DNV STRESS FORMULA .....YES

STATIC PIPE FORCES AND STRESSES ...YES

STATIC SOLUTION SUMMARY .....NO

OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRY ....NO

STINGER BALLAST SCHEDULE DATA .....NO

DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES ..YES

DYNAMIC RANGE OF PIPE DATA .....NO

DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATA .....NO

PLOT DATA FILE SUMMARY TABLES .....NO

PIPE PROPERTIES

==========

PIPE PROPERTY TABLE ROW 1

PIPE SECTION LENGTH ..... .000 M

STEEL MODULUS OF ELASTICITY ..... 207000. MPA

AREA OF STEEL CROSS SECTION ..... .000 CM**2

COATED PIPE AVG MOMENT OF INERTIA . .00 CM**4

WEIGHT PER-UNIT-LENGTH IN AIR ..... .00 N/M

WEIGHT PER-UNIT-LENGTH SUBMERGED .. .00 N/M

MAXIMUM ALLOWABLE PIPE STRAIN ..... .200000 PCT

STEEL OUTSIDE DIAMETER ..... 60.0500 CM

STEEL WALL THICKNESS ..... 1.5880 CM

YIELD STRESS ..... 450.00 MPA

STRESS/STRAIN INTENSE FACTOR ..... .0000

HYDRODYNAMIC OUTSIDE DIAMETER ..... .000 CM

DRAG COEFFICIENT ..... .0000

HYDRODYNAMIC TOTAL AREA ..... .000 CM**2

ADDED MASS COEFFICIENT ..... .0000

POISSON'S RATIO ..... .0000

COEFFICIENT OF THERMAL EXPANSION .. .00000000 1/DEG C

PIPE COATING PROPERTIES

==========

PIPE PROPERTY TABLE INDEX 1

CORROSION COATING THICKNESS ..... .350 CM

CONCRETE COATING THICKNESS ..... 10.00 CM

STEEL WEIGHT DENSITY 77009. N/M**3

CORROSION COATING WEIGHT DENSITY .. 9319. N/M**3

CONCRETE COATING WEIGHT DENSITY ... 29822. N/M**3

DESIRED PIPE SPECIFIC GRAVITY ..... .0000

AVERAGE PIPE JOINT LENGTH ..... 12.200 M

FIELD JOINT LENGTH ..... .360 M

JOINT FILL WEIGHT DENSITY 10055. N/M**3

DENSITY OF PIPE CONTENTS 0. N/M**3

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

MOMENT-CURVATURE COEFFICIENTS

==========

PIPE PROPERTY TABLE INDEX 1

RAMBERG-OSGOOD COEFFICIENT ..... .00839000 1/CM

RAMBERG-OSGOOD EXPONENT 12.350

DIMENSIONLESS CURVATURE AT POINT 1 .0000

DIMENSIONLESS MOMENT AT POINT 1 ... .0000

DIMENSIONLESS CURVATURE AT POINT 2 .0000

DIMENSIONLESS MOMENT AT POINT 2 ... .0000

PIPE TENSION

==========

STATIC PIPE TENSION ON LAYBARGE ... 343.350 KN

MINIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... .000 KN

MAXIMUM DYNAMIC PIPE TENSION ..... .000 KN

LAYBARGE DESCRIPTION

==========

NUMBER OF PIPE NODES 9

BARGE GEOMETRY SPECIFIED BY ..... 1 X-Y COORDINATES

OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS ..... .000 M

TANGENT POINT X-COORDINATE ..... .000 M

TANGENT POINT Y-COORDINATE ..... .000 M

PIPE ANGLE RELATIVE TO DECK ..... .0000 DEG

HEIGHT OF DECK ABOVE WATER ..... 2.500 M

LAYBARGE FORWARD (X) OFFSET ..... .000 M

BARGE TRIM ANGLE ..... .5000 DEG

STERN SHOE X COORDINATE ..... .000 M

STERN SHOE Y COORDINATE ..... .000 M

ROTATION CENTER X COORDINATE ..... 42.670 M

ROTATION CENTER Y COORDINATE ..... -2.750 M

ROTATION CENTER Z COORDINATE ..... -8.561 M

BARGE HEADING ..... .0000 DEG

BARGE OFFSET FROM RIGHT-OF-WAY .... .000 M

PIPE RAMP PIVOT X COORDINATE ..... .000 M

PIPE RAMP PIVOT Y COORDINATE ..... .000 M

PIPE RAMP PIVOT ROTATION ANGLE .... .000 DEG

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

NODE X COORD (M)	NODE Y COORD (M)		SUPPORT TYPE	DAVIT SPACING (M)
64.220	1.838	1	SIMPLE SUPPORT	.000
59.740	1.760	1	SIMPLE SUPPORT	.000
48.240	1.560	1	SIMPLE SUPPORT	.000
43.250	1.260	100	UNSUPPORTED NODE	.000
38.110	1.383	2	PIPE TENSIONER	.000

33.440 1.302 1 SIMPLE SUPPORT .000

26.660 1.183 2 PIPE TENSIONER .000

21.340 1.092 1 SIMPLE SUPPORT .000

12.150 .799 1 SIMPLE SUPPORT .000

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

==========

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX 2

SUPPORT ELEMENT TYPE ..... 2 TENSIONER

TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M

VERTICAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M

STATIC VERTICAL DEFLECTION ..... .0010 CM

LATERAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M

BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL . .000 DEG

SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL ..... .000 DEG

SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. ..... .000 M

BED ROLLER LENGTH ..... 2.050 M

HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED .... .000 M

TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG

TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG

TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG

STINGER DESCRIPTION

==========

NUMBER OF PIPE/STINGER NODES 6

STINGER GEOMETRY SPECIFIED BY ..... 2 X-Y COORD AND MATCH PT

STINGER TYPE ..... 1 FIXED GEOMETRY OR RAMP

OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS ..... .00 M

HITCH X-COORDINATE ..... .497 M

HITCH Y-COORDINATE ..... -1.800 M

X COORDINATE OF LOCAL ORIGIN ..... .497 M

Y COORDINATE OF LOCAL ORIGIN ..... -1.800 M

ROTATION ABOUT STINGER HITCH ..... 2.200 DEG

TANGENT POINT X-COORDINATE ..... .000 M

TANGENT POINT Y-COORDINATE ..... .000 M

TANGENT POINT ANGLE ..... .000 DEG

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

NODE X COORD (M)	NODE Y COORD (M)	SUPPORT TYPE	ELEMENT TYPE	ELEMENT LENGTH (M)
-8.325	2.107	1 SIMPLE SUPPORT	2 HINGED END	.000
-16.325	2.241	1 SIMPLE SUPPORT	1 FIXED END	.000
-24.325	2.136	1 SIMPLE SUPPORT	1 FIXED END	.000
-31.699	1.958	1 SIMPLE SUPPORT	1 FIXED END	.000
-37.949	1.568	1 SIMPLE SUPPORT	1 FIXED END	.000

-40.949 .350 1 SIMPLE SUPPORT 1 FIXED END .000

SAGBEND GEOMETRY

==========

SAGBEND PIPE ELEMENT LENGTH ..... 2.000 M

WATER DEPTH ..... 5.90 M

ESTIMATED SAGBEND X LENGTH ..... .00 M

ESTIMATED PIPE LENGTH ON SEABED ... .00 M

X-COORD OF PIPE FREE END ON SEABED .00 M

ESTIMATED SPAN DEPTH FOR BOW LINE . .00 M

PIPE VERTICAL ANGLE AT SEABED ..... .000 DEG

X-COORDINATE OF SPECIFIED DEPTH ... .00 M

MAXIMUM SLOPE (ANGLE) OF SEABED ... .000 DEG

DIRECTION OF MAXIMUM SLOPE ..... .000 DEG

CURRENT VELOCITIES

==========

WATER CURRENT DIRECTION

DEPTH SPEED OF TRAVEL

(M) (M/S) (DEG)

====== ======= =========

.000 .640 .000

5.900 .100 .000

TIME INTEGRATION PARAMETERS

==========

TIME STEP LENGTH ..... .0000 SEC

SOLUTION STARTS AT TIME ..... .000 SEC

MAXIMUM TIME OF INTEGRATION ..... .000 SEC

SOLUTION SAMPLING TIME STEP..... 1.000 SEC

DAMPING RATIO ..... .0000

WAVE SPECTRUM COEFFICIENTS

==========

NUMBER OF WAVES IN SPECTRUM 18

1ST SPECTRUM COEFFICIENT ..... .0058 M2/S4

2ND SPECTRUM COEFFICIENT 3.3000 1/S**4

MINIMUM FREQUENCY IN SPECTRUM ..... .3142 RAD/S

MAXIMUM FREQUENCY IN SPECTRUM ..... 2.0944 RAD/S

DIRECTION OF WAVE TRAVEL ..... .000 DEG

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

WAVE PARAMETERS

==========

WAVE HEIGHT (PEAK TO TROUGH) ..... 1.400 M

WAVE PERIOD ..... 5.000 SEC

WAVE DIRECTION OF TRAVEL ..... .000 DEG

WATER DEPTH FOR WAVE CALCULATIONS . .00 M

BARGE MOTION RAO TABLE (OFFPIPE) SIGN CONVENTION

==========

WAVE	/------ SURGE -----/		/------ SWAY ------/		/------ HEAVE -----/	
FREQUENCY	AMPLITUDE	PHASE	AMPLITUDE	PHASE	AMPLITUDE	PHASE
(RAD/S)	(M/M)	(DEG)	(M/M)	(DEG)	(M/M)	(DEG)
.3142	.1280	91.00	.0000	.00	.0530	130.00
.3307	.0980	98.00	.0000	.00	.0540	132.00
.3491	.0720	107.00	.0000	.00	.0540	134.00
.3696	.0510	124.00	.0000	.00	.0540	137.00
.3927	.0370	149.00	.0000	.00	.0530	140.00
.4189	.0320	-177.00	.0000	.00	.0530	144.00
.4488	.0340	-147.00	.0000	.00	.0520	148.00
.4833	.0390	-124.00	.0000	.00	.0510	153.00
.5236	.0430	-107.00	.0000	.00	.0490	159.00
.5712	.0450	-91.00	.0000	.00	.0460	167.00
.6283	.0440	-74.00	.0000	.00	.0430	177.00
.6981	.0390	-54.00	.0000	.00	.0360	-171.00
.7854	.0290	-26.00	.0000	.00	.0260	-151.00
.8976	.0130	14.00	.0000	.00	.0110	-125.00
1.0472	.0070	-95.00	.0000	.00	.0080	101.00

1.2566	.0060	17.00	.0000	.00	.0130	177.00
1.5708	.0010	44.00	.0000	.00	.0070	161.00
2.0944	.0010	18.00	.0000	.00	.0020	179.00

WAVE	/------ ROLL ------/		/------ PITCH -----/		/------- YAW ------/	
FREQUENCY	AMPLITUDE	PHASE	AMPLITUDE	PHASE	AMPLITUDE	PHASE
(RAD/S)	(DEG/M)	(DEG)	(DEG/M)	(DEG)	(DEG/M)	(DEG)
.3142	.0000	.00	.0660	71.00	.0000	.00
.3307	.0000	.00	.0710	73.00	.0000	.00
.3491	.0000	.00	.0760	77.00	.0000	.00
.3696	.0000	.00	.0820	80.00	.0000	.00
.3927	.0000	.00	.0880	83.00	.0000	.00
.4189	.0000	.00	.0950	88.00	.0000	.00
.4488	.0000	.00	.1020	93.00	.0000	.00
.4833	.0000	.00	.1100	98.00	.0000	.00
.5236	.0000	.00	.1170	106.00	.0000	.00
.5712	.0000	.00	.1240	115.00	.0000	.00
.6283	.0000	.00	.1290	127.00	.0000	.00

.6981	.0000	.00	.1270	142.00	.0000	.00
.7854	.0000	.00	.1100	164.00	.0000	.00

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

.8976	.0000	.00	.0640	-168.00	.0000	.00
1.0472	.0000	.00	.0350	126.00	.0000	.00
1.2566	.0000	.00	.0520	-175.00	.0000	.00
1.5708	.0000	.00	.0710	154.00	.0000	.00
2.0944	.0000	.00	.0130	28.00	.0000	.00

CONTROL SWITCHES

==========

MAXIMUM STATIC ITERATIONS 500

MAX DYNAMIC ITERATIONS PER STEP ... 500

PROBLEM TYPE (0=STATIC,1=DYNAMIC) . 1

PINNED PIPE END ON SEABED 0

DAVIT LIFT ANALYSIS (1=YES,0=NO) .. 0

STOP INTEGRATION AT TIME STEP 0

NUMBER OF DIMENSIONS (2 OR 3) 0

INITIATION BY BOWLINE (1=YES,0=NO) 0

SUPPORT RELEASE LOGIC PARAMETER ... 0

END OF INPUT DATA

DYNAMIC SOLUTION CONVERGED IN (86) ITERATIONS

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

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)	BENDING STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW
1	LAYBARGE	64.19	4.53	.00	.000	1.496	.000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.00
3	LAYBARGE	59.71	4.41	.00	.000	1.506	4.481	.0000	.0000	-.0040	.0000	.0034	1.71
5	LAYBARGE	48.21	4.11	.00	.000	1.500	15.983	.0000	.0000	-.0075	.0000	.0064	3.19
7	LAYBARGE	43.21	3.98	.00	.000	1.510	20.983	.0000	.0000	.0030	.0000	.0026	1.31

8	TENSIONR	38.07	3.84	.00	.000	1.485	26.125	.0028	.0000	.0003	.0000	.0031	1.53
10	LAYBARGE	33.40	3.72	.00	.000	1.493	30.796	.0028	.0000	-.0032	.0000	.0055	2.77
12	TENSIONR	26.63	3.55	.00	.000	1.420	37.577	.0056	.0000	.0059	.0000	.0106	5.31
14	LAYBARGE	21.31	3.41	.00	.000	1.802	42.897	.0056	.0000	-.0883	.0000	.0806	40.32
16	LAYBARGE	12.12	3.03	.00	.000	2.630	52.092	.0056	.0000	-.0146	.0000	.0180	8.99
19	STINGER	-7.93	2.15	.00	.000	2.344	72.162	.0055	.0000	-.0064	.0000	.0110	5.48
21	STINGER	-15.92	1.80	.00	.000	2.837	80.163	.0055	.0000	-.0643	.0000	.0602	30.08
23	STINGER	-23.91	1.34	.00	.000	3.753	88.164	.0054	.0000	-.0624	.0000	.0585	29.23
25	STINGER	-31.27	.79	.00	.000	4.828	95.540	.0054	.0000	-.0961	.0000	.0871	43.54
27	STINGER	-37.50	.22	.00	.000	5.670	101.800	.0053	.0000	-.0490	.0000	.0470	23.50
29	STINGER	-40.55	-.09	.00	.000	5.911	104.862	.0053	.0000	-.0341	.0000	.0343	17.16
31	SAGBEND	-42.74	-.32	.00	.000	6.036	107.068	.0053	.0000	-.0253	.0000	.0268	13.42
32	SAGBEND	-44.73	-.53	.00	.000	6.118	109.068	.0053	.0000	-.0179	.0000	.0206	10.28
33	SAGBEND	-46.72	-.75	.00	.000	6.173	111.068	.0053	-.0001	-.0111	.0000	.0147	7.36
34	SAGBEND	-48.71	-.96	.00	.000	6.203	113.069	.0053	-.0001	-.0047	.0000	.0093	4.66
35	SAGBEND	-50.70	-1.18	.00	.000	6.209	115.069	.0053	-.0001	.0012	.0000	.0063	3.17
36	SAGBEND	-52.68	-1.40	.00	.000	6.194	117.069	.0052	-.0001	.0066	.0000	.0110	5.48

37	SAGBEND	-54.67	-1.61	.00	.000	6.159	119.069	.0052	-.0001	.0117	.0000	.0152	7.62
38	SAGBEND	-56.66	-1.83	.00	.000	6.106	121.069	.0052	-.0002	.0164	.0000	.0192	9.60
39	SAGBEND	-58.65	-2.04	.00	.000	6.035	123.069	.0052	-.0002	.0207	.0000	.0229	11.43
40	SAGBEND	-60.64	-2.25	.00	.000	5.948	125.069	.0052	-.0002	.0246	.0000	.0262	13.11
41	SAGBEND	-62.63	-2.45	.00	.000	5.847	127.069	.0052	-.0002	.0282	.0000	.0293	14.65
42	SAGBEND	-64.62	-2.65	.00	.000	5.733	129.069	.0052	-.0002	.0316	.0000	.0321	16.07
43	SAGBEND	-66.61	-2.85	.00	.000	5.607	131.069	.0052	-.0003	.0346	.0000	.0347	17.36
44	SAGBEND	-68.60	-3.04	.00	.000	5.469	133.069	.0051	-.0003	.0374	.0000	.0371	18.54
45	SAGBEND	-70.59	-3.23	.00	.000	5.322	135.069	.0051	-.0003	.0399	.0000	.0392	19.60
46	SAGBEND	-72.58	-3.42	.00	.000	5.165	137.069	.0051	-.0003	.0422	.0000	.0411	20.57
47	SAGBEND	-74.57	-3.59	.00	.000	5.000	139.069	.0051	-.0003	.0442	.0000	.0429	21.43
48	SAGBEND	-76.57	-3.76	.00	.000	4.828	141.069	.0051	-.0003	.0460	.0000	.0444	22.20
49	SAGBEND	-78.56	-3.93	.00	.000	4.649	143.069	.0051	-.0004	.0476	.0000	.0458	22.88
50	SAGBEND	-80.55	-4.09	.00	.000	4.464	145.069	.0051	-.0004	.0490	.0000	.0469	23.46
51	SAGBEND	-82.55	-4.24	.00	.000	4.275	147.069	.0051	-.0004	.0502	.0000	.0479	23.96
52	SAGBEND	-84.54	-4.39	.00	.000	4.081	149.069	.0051	-.0004	.0512	.0000	.0488	24.38
53	SAGBEND	-86.54	-4.52	.00	.000	3.884	151.069	.0050	-.0004	.0520	.0000	.0494	24.72
54	SAGBEND	-88.53	-4.66	.00	.000	3.685	153.069	.0050	-.0004	.0526	.0000	.0500	24.98
55	SAGBEND	-90.53	-4.78	.00	.000	3.483	155.069	.0050	-.0004	.0530	.0000	.0503	25.15

56	SAGBEND	-92.53	-4.90	.00	.000	3.280	157.069	.0050	-.0004	.0532	.0000	.0505	25.25
57	SAGBEND	-94.52	-5.01	.00	.000	3.077	159.069	.0050	-.0005	.0533	.0000	.0506	25.28
58	SAGBEND	-96.52	-5.11	.00	.000	2.874	161.069	.0050	-.0005	.0532	.0000	.0504	25.22
59	SAGBEND	-98.52	-5.21	.00	.000	2.671	163.069	.0050	-.0005	.0529	.0000	.0502	25.09

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

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)	BENDING STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW
60	SAGBEND	-100.52	-5.30	.00	.000	2.471	165.069	.0050	-.0005	.0524	.0000	.0498	24.88
61	SAGBEND	-102.51	-5.38	.00	.000	2.272	167.069	.0050	-.0005	.0517	.0000	.0492	24.58
62	SAGBEND	-104.51	-5.46	.00	.000	2.076	169.069	.0050	-.0005	.0508	.0000	.0484	24.21
63	SAGBEND	-106.51	-5.53	.00	.000	1.884	171.069	.0050	-.0005	.0497	.0000	.0475	23.76

64	SAGBEND	-108.51	-5.59	.00	.000	1.697	173.069	.0050	-.0005	.0485	.0000	.0464	23.22
65	SAGBEND	-110.51	-5.65	.00	.000	1.515	175.069	.0050	-.0005	.0470	.0000	.0452	22.59
66	SAGBEND	-112.51	-5.70	.00	.000	1.339	177.069	.0050	-.0005	.0453	.0000	.0437	21.87
67	SAGBEND	-114.51	-5.74	.00	.000	1.169	179.069	.0050	-.0005	.0434	.0000	.0421	21.05
68	SAGBEND	-116.51	-5.78	.00	.000	1.008	181.069	.0050	-.0005	.0412	.0000	.0403	20.14
69	SAGBEND	-118.51	-5.81	.00	.000	.855	183.069	.0050	-.0005	.0388	.0000	.0383	19.13
70	SAGBEND	-120.51	-5.84	.00	.000	.712	185.069	.0050	-.0005	.0362	.0000	.0360	18.00
71	SAGBEND	-122.51	-5.86	.00	.000	.579	187.069	.0050	-.0005	.0333	.0000	.0335	16.76
72	SAGBEND	-124.51	-5.88	.00	.000	.458	189.069	.0050	-.0005	.0301	.0000	.0308	15.41
73	SAGBEND	-126.51	-5.89	.00	.000	.350	191.069	.0050	-.0005	.0266	.0000	.0278	13.92
74	SEABED	-128.51	-5.90	.00	.000	.255	193.069	.0050	-.0005	.0228	.0000	.0246	12.31
75	SEABED	-130.51	-5.91	.00	.000	.176	195.069	.0050	-.0005	.0188	.0000	.0212	10.62
76	SEABED	-132.51	-5.92	.00	.000	.112	197.069	.0050	-.0005	.0150	.0000	.0180	8.98
77	SEABED	-134.51	-5.92	.00	.000	.061	199.069	.0050	-.0005	.0114	.0000	.0150	7.49
78	SEABED	-136.51	-5.92	.00	.000	.024	201.069	.0050	-.0005	.0084	.0000	.0124	6.18
79	SEABED	-138.51	-5.92	.00	.000	-.003	203.069	.0050	-.0005	.0058	.0000	.0101	5.07
80	SEABED	-140.51	-5.92	.00	.000	-.021	205.069	.0050	-.0005	.0037	.0000	.0084	4.18
81	SEABED	-142.51	-5.92	.00	.000	-.032	207.069	.0050	-.0005	.0020	.0000	.0070	3.48

82	SEABED	-144.51	-5.92	.00	.000	-.037	209.069	.0050	-.0005	.0008	.0000	.0059	2.96
83	SEABED	-146.51	-5.92	.00	.000	-.038	211.069	.0050	-.0005	-.0001	.0000	.0053	2.67
84	SEABED	-148.51	-5.92	.00	.000	-.036	213.069	.0050	-.0005	-.0007	.0000	.0058	2.92
85	SEABED	-150.51	-5.91	.00	.000	-.033	215.069	.0050	-.0005	-.0010	.0000	.0061	3.07
86	SEABED	-152.51	-5.91	.00	.000	-.029	217.069	.0050	-.0005	-.0012	.0000	.0063	3.14
87	SEABED	-154.51	-5.91	.00	.000	-.024	219.069	.0050	-.0005	-.0012	.0000	.0063	3.15
88	SEABED	-156.51	-5.91	.00	.000	-.019	221.069	.0050	-.0005	-.0012	.0000	.0063	3.13
89	SEABED	-158.51	-5.91	.00	.000	-.015	223.069	.0050	-.0005	-.0011	.0000	.0062	3.09
90	SEABED	-160.51	-5.91	.00	.000	-.011	225.069	.0050	-.0005	-.0009	.0000	.0061	3.03
91	SEABED	-162.51	-5.91	.00	.000	-.008	227.069	.0050	-.0005	-.0008	.0000	.0059	2.96
92	SEABED	-164.51	-5.91	.00	.000	-.005	229.069	.0050	-.0005	-.0006	.0000	.0058	2.90
93	SEABED	-166.51	-5.91	.00	.000	-.003	231.069	.0050	-.0005	-.0005	.0000	.0057	2.84
94	SEABED	-168.51	-5.91	.00	.000	-.001	233.069	.0050	-.0005	-.0004	.0000	.0056	2.78
95	SEABED	-170.51	-5.91	.00	.000	.000	235.069	.0050	-.0005	-.0003	.0000	.0055	2.74
96	SEABED	-172.51	-5.91	.00	.000	.001	237.069	.0050	-.0005	-.0002	.0000	.0054	2.70
97	SEABED	-174.51	-5.91	.00	.000	.001	239.069	.0050	-.0005	-.0001	.0000	.0053	2.67
98	SEABED	-176.51	-5.91	.00	.000	.001	241.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.65
99	SEABED	-178.51	-5.91	.00	.000	.001	243.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.63
100	SEABED	-180.51	-5.91	.00	.000	.001	245.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.64

101	SEABED	-182.51	-5.91	.00	.000	.001	247.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.64
102	SEABED	-184.51	-5.91	.00	.000	.001	249.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.65
103	SEABED	-186.51	-5.91	.00	.000	.001	251.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.65
104	SEABED	-188.51	-5.91	.00	.000	.001	253.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.65

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

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)	BENDING STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW
105	SEABED	-190.51	-5.91	.00	.000	.001	255.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.65
106	SEABED	-192.51	-5.91	.00	.000	.001	257.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.64
107	SEABED	-194.51	-5.91	.00	.000	.000	259.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.64
108	SEABED	-196.51	-5.91	.00	.000	.000	261.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.64

109	SEABED	-198.51	-5.91	.00	.000	.000	263.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.63
110	SEABED	-200.51	-5.91	.00	.000	.000	265.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.63
111	SEABED	-202.51	-5.91	.00	.000	.000	267.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.63
112	SEABED	-204.51	-5.91	.00	.000	.000	269.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.63
113	SEABED	-206.51	-5.91	.00	.000	.000	271.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.63

MMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM

MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMMM MMM MMM MMMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMMM MMM MMM MMMM MMM

MMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMM

MMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMMMMMMMMMM MMM MMM MMM MMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM

MMMMMMM MMM MMM MMM MMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM

****

```
*                                                                              *
*            O F F P I P E  --  OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM               *
*                                                                              *
*       COPYRIGHT (C) 1993, ROBERT C. MALAHY.  ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE.  *
*                                                                              *
*                VERSION NO. - 2.05 AC                                         *
*                RELEASED ON - 10/24/1993                                      *
*                LICENSED TO - RICKY TAWEKAL                                   *
*                                                                              *
********************************************************************************
*                                                                              *
*   OFFPIPE IS A NONLINEAR,  3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE    *
*   STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES.    *
*   THIS VERSION  OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER-    *
*   ERATIONS AND DAVIT LIFTS.                                                  *
*                                                                              *
*   OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY, JR.    *
*   AND ARE MADE AVAILABLE  UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE.  THIS PROGRAM    *
*   AND ITS DOCUMENTATION  CANNOT BE USED  OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS  WRITTEN PER-    *
```

```
*   MISSION OF ROBERT C. MALAHY, JR.                                    *
*                                                                       *
*   WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION    *
*   ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY,  EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN.  NO LIABILITY    *
*   WILL BE  ACCEPTED BY  ROBERT C. MALAHY, JR. FOR ANY  LOSSES OR  DAMAGES  WHICH MAY    *
*   RESULT FROM THE USE OF THESE MATERIALS.                             *
*                                                                       *
*   OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE.  FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC-    *
*   ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT:                                  *
*                                                                       *
*           ROBERT C. MALAHY, JR.         TELEPHONE: (713) 664-8635           *
*           8007 MULLINS                  FACSIMILE: (713) 664-0962           *
*           HOUSTON, TEXAS 77081                                        *
*           U.S.A.                                                      *
*                                                                       *
*************************************************************************************
```

DYNAMIC SOLUTION CONVERGED IN (73) ITERATIONS

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

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)	BENDING STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW
1	LAYBARGE	64.19	4.53	.00	.000	1.496	.000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.00
3	LAYBARGE	59.71	4.41	.00	.000	1.506	4.481	.0000	.0000	-.0040	.0000	.0034	1.71
5	LAYBARGE	48.21	4.11	.00	.000	1.500	15.983	.0000	.0000	-.0075	.0000	.0064	3.19
7	LAYBARGE	43.21	3.98	.00	.000	1.510	20.983	.0000	.0000	.0030	.0000	.0026	1.31

8	TENSIONR	38.07	3.84	.00	.000	1.485	26.125	.0028	.0000	.0003	.0000	.0031	1.53
10	LAYBARGE	33.40	3.72	.00	.000	1.493	30.796	.0028	.0000	-.0032	.0000	.0055	2.77
12	TENSIONR	26.63	3.55	.00	.000	1.420	37.577	.0056	.0000	.0059	.0000	.0106	5.31
14	LAYBARGE	21.31	3.41	.00	.000	1.802	42.897	.0056	.0000	-.0883	.0000	.0806	40.32
16	LAYBARGE	12.12	3.03	.00	.000	2.630	52.092	.0056	.0000	-.0146	.0000	.0180	8.98
19	STINGER	-7.93	2.15	.00	.000	2.344	72.162	.0055	.0000	-.0064	.0000	.0110	5.48
21	STINGER	-15.92	1.80	.00	.000	2.837	80.163	.0055	.0000	-.0644	.0000	.0602	30.09
23	STINGER	-23.91	1.34	.00	.000	3.754	88.164	.0054	.0000	-.0623	.0000	.0584	29.20
25	STINGER	-31.27	.79	.00	.000	4.827	95.540	.0054	.0000	-.0960	.0000	.0869	43.47
27	STINGER	-37.51	.22	.00	.001	5.668	101.809	.0053	.0000	-.0489	.0002	.0469	23.45
29	STINGER	-40.56	-.09	.00	-.002	5.909	104.877	.0053	.0000	-.0340	-.0012	.0343	17.13
31	SAGBEND	-42.74	-.32	.00	-.006	6.032	107.068	.0053	.0000	-.0253	-.0009	.0268	13.42
32	SAGBEND	-44.73	-.53	.00	-.010	6.115	109.068	.0053	.0000	-.0179	-.0007	.0206	10.28
33	SAGBEND	-46.72	-.75	.00	-.012	6.170	111.068	.0053	-.0001	-.0111	-.0005	.0147	7.37
34	SAGBEND	-48.71	-.96	.00	-.014	6.200	113.069	.0053	-.0001	-.0047	-.0004	.0094	4.68
35	SAGBEND	-50.70	-1.18	.00	-.015	6.206	115.069	.0053	-.0001	.0012	-.0002	.0063	3.16
36	SAGBEND	-52.68	-1.40	.00	-.015	6.192	117.069	.0052	-.0001	.0066	-.0001	.0109	5.46

37	SAGBEND	-54.67	-1.61	.00	-.016	6.157	119.069	.0052	-.0001	.0116	.0000	.0152	7.60
38	SAGBEND	-56.66	-1.82	.00	-.015	6.103	121.069	.0052	-.0002	.0163	.0001	.0192	9.58
39	SAGBEND	-58.65	-2.04	.00	-.015	6.033	123.069	.0052	-.0002	.0206	.0002	.0228	11.40
40	SAGBEND	-60.64	-2.24	.00	-.014	5.947	125.069	.0052	-.0002	.0245	.0002	.0262	13.08
41	SAGBEND	-62.63	-2.45	.00	-.013	5.846	127.069	.0052	-.0002	.0282	.0003	.0292	14.62
42	SAGBEND	-64.62	-2.65	.01	-.012	5.732	129.069	.0052	-.0002	.0315	.0003	.0321	16.04
43	SAGBEND	-66.61	-2.85	.01	-.011	5.606	131.069	.0052	-.0003	.0346	.0003	.0347	17.33
44	SAGBEND	-68.60	-3.04	.01	-.010	5.469	133.069	.0051	-.0003	.0373	.0004	.0370	18.51
45	SAGBEND	-70.59	-3.23	.01	-.008	5.321	135.069	.0051	-.0003	.0399	.0004	.0392	19.58
46	SAGBEND	-72.58	-3.41	.01	-.007	5.165	137.069	.0051	-.0003	.0421	.0004	.0411	20.54
47	SAGBEND	-74.57	-3.59	.01	-.005	5.000	139.069	.0051	-.0003	.0442	.0004	.0428	21.41
48	SAGBEND	-76.57	-3.76	.01	-.004	4.828	141.069	.0051	-.0003	.0460	.0004	.0443	22.17
49	SAGBEND	-78.56	-3.93	.01	-.003	4.649	143.069	.0051	-.0004	.0476	.0004	.0457	22.85
50	SAGBEND	-80.55	-4.09	.01	-.001	4.465	145.069	.0051	-.0004	.0490	.0004	.0469	23.44
51	SAGBEND	-82.55	-4.24	.01	.000	4.276	147.069	.0051	-.0004	.0502	.0003	.0479	23.94
52	SAGBEND	-84.54	-4.38	.01	.002	4.082	149.069	.0051	-.0004	.0511	.0003	.0487	24.36
53	SAGBEND	-86.54	-4.52	.01	.003	3.886	151.069	.0050	-.0004	.0519	.0003	.0494	24.70
54	SAGBEND	-88.53	-4.66	.01	.004	3.686	153.069	.0050	-.0004	.0526	.0003	.0499	24.96
55	SAGBEND	-90.53	-4.78	.01	.005	3.485	155.069	.0050	-.0004	.0530	.0003	.0503	25.14

56	SAGBEND	-92.53	-4.90	.01	.006	3.282	157.069	.0050	-.0004	.0532	.0003	.0505	25.24
57	SAGBEND	-94.52	-5.01	.01	.007	3.079	159.069	.0050	-.0005	.0533	.0002	.0505	25.26
58	SAGBEND	-96.52	-5.11	.01	.008	2.876	161.069	.0050	-.0005	.0532	.0002	.0504	25.21
59	SAGBEND	-98.52	-5.21	.01	.009	2.673	163.069	.0050	-.0005	.0528	.0002	.0502	25.08

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

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)	BENDING STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW
60	SAGBEND	-100.52	-5.30	.01	.009	2.473	165.069	.0050	-.0005	.0524	.0002	.0497	24.87
61	SAGBEND	-102.51	-5.38	.01	.010	2.274	167.069	.0050	-.0005	.0517	.0001	.0492	24.58
62	SAGBEND	-104.51	-5.46	.00	.010	2.078	169.069	.0050	-.0005	.0508	.0001	.0484	24.21
63	SAGBEND	-106.51	-5.53	.00	.011	1.887	171.069	.0050	-.0005	.0497	.0001	.0475	23.76

64	SAGBEND	-108.51	-5.59	.00	.011	1.699	173.069	.0050	-.0005	.0485	.0000	.0464	23.22
65	SAGBEND	-110.51	-5.65	.00	.011	1.517	175.069	.0050	-.0005	.0470	.0000	.0452	22.59
66	SAGBEND	-112.51	-5.70	.00	.011	1.341	177.069	.0050	-.0005	.0453	.0000	.0437	21.87
67	SAGBEND	-114.51	-5.74	.00	.011	1.171	179.069	.0050	-.0005	.0434	.0000	.0421	21.06
68	SAGBEND	-116.51	-5.78	.00	.011	1.010	181.069	.0050	-.0005	.0413	-.0001	.0403	20.15
69	SAGBEND	-118.51	-5.81	.00	.010	.857	183.069	.0050	-.0005	.0389	-.0001	.0383	19.14
70	SAGBEND	-120.51	-5.84	.00	.010	.713	185.069	.0050	-.0005	.0362	-.0001	.0360	18.01
71	SAGBEND	-122.51	-5.86	.00	.009	.581	187.069	.0050	-.0005	.0333	-.0002	.0336	16.78
72	SAGBEND	-124.51	-5.88	.00	.009	.460	189.069	.0050	-.0005	.0301	-.0002	.0308	15.42
73	SAGBEND	-126.51	-5.89	.00	.008	.351	191.069	.0050	-.0005	.0266	-.0002	.0279	13.94
74	SEABED	-128.51	-5.90	.00	.007	.257	193.069	.0050	-.0005	.0228	-.0003	.0247	12.33
75	SEABED	-130.51	-5.91	.00	.006	.177	195.069	.0050	-.0005	.0189	-.0003	.0213	10.64
76	SEABED	-132.51	-5.92	.00	.005	.112	197.069	.0050	-.0005	.0150	-.0003	.0180	9.01
77	SEABED	-134.51	-5.92	.00	.003	.062	199.069	.0050	-.0005	.0115	-.0003	.0150	7.51
78	SEABED	-136.51	-5.92	.00	.003	.024	201.069	.0050	-.0005	.0084	-.0002	.0124	6.19
79	SEABED	-138.51	-5.92	.00	.002	-.003	203.069	.0050	-.0005	.0058	-.0002	.0102	5.09
80	SEABED	-140.51	-5.92	.00	.001	-.021	205.069	.0050	-.0005	.0037	-.0001	.0084	4.19
81	SEABED	-142.51	-5.92	.00	.001	-.032	207.069	.0050	-.0005	.0020	-.0001	.0070	3.49

82	SEABED	-144.51	-5.92	.00	.000	-.037	209.069	.0050	-.0005	.0008	-.0001	.0059	2.97
83	SEABED	-146.51	-5.92	.00	.000	-.038	211.069	.0050	-.0005	-.0001	-.0001	.0053	2.67
84	SEABED	-148.51	-5.92	.00	.000	-.036	213.069	.0050	-.0005	-.0007	.0000	.0058	2.92
85	SEABED	-150.51	-5.91	.00	.000	-.033	215.069	.0050	-.0005	-.0010	.0000	.0061	3.06
86	SEABED	-152.51	-5.91	.00	.000	-.029	217.069	.0050	-.0005	-.0012	.0000	.0063	3.14
87	SEABED	-154.51	-5.91	.00	.000	-.024	219.069	.0050	-.0005	-.0012	.0000	.0063	3.15
88	SEABED	-156.51	-5.91	.00	.000	-.019	221.069	.0050	-.0005	-.0012	.0000	.0063	3.13
89	SEABED	-158.51	-5.91	.00	.000	-.015	223.069	.0050	-.0005	-.0011	.0000	.0062	3.09
90	SEABED	-160.51	-5.91	.00	.000	-.011	225.069	.0050	-.0005	-.0009	.0000	.0061	3.03
91	SEABED	-162.51	-5.91	.00	.000	-.008	227.069	.0050	-.0005	-.0008	.0000	.0059	2.96
92	SEABED	-164.51	-5.91	.00	.000	-.005	229.069	.0050	-.0005	-.0006	.0000	.0058	2.90
93	SEABED	-166.51	-5.91	.00	.000	-.003	231.069	.0050	-.0005	-.0005	.0000	.0057	2.84
94	SEABED	-168.51	-5.91	.00	.000	-.001	233.069	.0050	-.0005	-.0004	.0000	.0056	2.79
95	SEABED	-170.51	-5.91	.00	.000	.000	235.069	.0050	-.0005	-.0003	.0000	.0055	2.74
96	SEABED	-172.51	-5.91	.00	.000	.001	237.069	.0050	-.0005	-.0002	.0000	.0054	2.70
97	SEABED	-174.51	-5.91	.00	.000	.001	239.069	.0050	-.0005	-.0001	.0000	.0054	2.68
98	SEABED	-176.51	-5.91	.00	.000	.002	241.069	.0050	-.0005	-.0001	.0000	.0053	2.66
99	SEABED	-178.51	-5.91	.00	.000	.002	243.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.64
100	SEABED	-180.51	-5.91	.00	.000	.002	245.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.63

101	SEABED	-182.51	-5.91	.00	.000	.002	247.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.63
102	SEABED	-184.51	-5.91	.00	.000	.002	249.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.63
103	SEABED	-186.51	-5.91	.00	.000	.002	251.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.63
104	SEABED	-188.51	-5.91	.00	.000	.002	253.069	.0050	-.0005	.0000	.0000	.0053	2.63

LAMPIRAN C-2

HASIL OUTPUT SOFTWARE OFFPIPE

(DESIGN CASE 2)

MMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM

MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMMM MMM MMM MMMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMMM MMM MMM MMMM MMM

MMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMM

MMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMMMMMMMMMM MMM MMM MMM MMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM

MMMMMMM MMM MMM MMM MMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM

****

```
*                                                                              *
*            O F F P I P E  --  OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM               *
*                                                                              *
*       COPYRIGHT (C) 1993, ROBERT C. MALAHY.  ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE.  *
*                                                                              *
*                VERSION NO. - 2.05 AC                                         *
*                RELEASED ON - 10/24/1993                                      *
*                LICENSED TO - RICKY TAWEKAL                                   *
*                                                                              *
********************************************************************************
*                                                                              *
*   OFFPIPE IS A NONLINEAR,  3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE    *
*   STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES.    *
*   THIS VERSION  OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER-    *
*   ERATIONS AND DAVIT LIFTS.                                                  *
*                                                                              *
*   OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY, JR.    *
*   AND ARE MADE AVAILABLE  UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE.  THIS PROGRAM    *
*   AND ITS DOCUMENTATION  CANNOT BE USED  OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS  WRITTEN PER-    *
```

```
*   MISSION OF ROBERT C. MALAHY, JR.                                    *
*                                                                       *
*   WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION    *
*   ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY,  EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN.  NO LIABILITY    *
*   WILL BE  ACCEPTED BY  ROBERT C. MALAHY, JR. FOR ANY  LOSSES OR  DAMAGES  WHICH MAY    *
*   RESULT FROM THE USE OF THESE MATERIALS.                             *
*                                                                       *
*   OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE.  FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC-    *
*   ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT:                                  *
*                                                                       *
*           ROBERT C. MALAHY, JR.         TELEPHONE: (713) 664-8635           *
*           8007 MULLINS                  FACSIMILE: (713) 664-0962           *
*           HOUSTON, TEXAS 77081                                        *
*           U.S.A.                                                      *
*                                                                       *
*************************************************************************************
```

DYNAMIC SOLUTION CONVERGED IN (63) ITERATIONS

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

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)	BENDING STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT STRAIN ALLOW
1	LAYBARGE	64.19	4.53	.00	.000	1.496	.000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.00
3	LAYBARGE	59.71	4.41	.00	.000	1.506	4.481	.0000	.0000	-.0040	.0000	.0034	1.71
5	LAYBARGE	48.21	4.11	.00	.000	1.500	15.983	.0000	.0000	-.0075	.0000	.0064	3.19
7	LAYBARGE	43.21	3.98	.00	.000	1.510	20.983	.0000	.0000	.0030	.0000	.0026	1.32

8	TENSIONR	38.07	3.84	.00	.000	1.485	26.125	.0021	.0000	.0003	.0000	.0024	1.21
10	LAYBARGE	33.40	3.72	.00	.000	1.494	30.796	.0021	.0000	-.0037	.0000	.0053	2.64
12	TENSIONR	26.63	3.55	.00	.000	1.432	37.577	.0043	.0000	.0056	.0000	.0090	4.52
14	LAYBARGE	21.31	3.41	.00	.000	1.744	42.897	.0043	.0000	-.0733	.0000	.0666	33.31
16	LAYBARGE	12.12	3.03	.00	.000	2.881	52.092	.0043	.0000	-.0649	.0000	.0594	29.70
19	STINGER	-7.99	1.78	.00	.000	4.029	72.240	.0042	.0000	-.0336	.0000	.0328	16.38
21	STINGER	-15.97	1.17	.00	.000	4.893	80.241	.0041	.0000	-.0859	.0000	.0771	38.57
23	STINGER	-23.93	.41	.00	.000	6.002	88.242	.0041	.0000	-.0658	.0000	.0600	30.01
25	STINGER	-31.26	-.42	.00	.000	6.974	95.618	.0040	.0000	-.0758	-.0001	.0684	34.21
27	STINGER	-37.47	-1.23	.00	.001	7.680	101.881	.0040	-.0001	-.0434	.0002	.0409	20.46
29	STINGER	-40.50	-1.64	.00	-.002	7.893	104.941	.0039	-.0002	-.0298	-.0010	.0294	14.69
31	SAGBEND	-45.66	-2.37	.00	-.010	8.086	110.150	.0039	-.0002	-.0096	-.0006	.0122	6.09
32	SAGBEND	-50.61	-3.07	.00	-.013	8.097	115.154	.0038	-.0003	.0068	-.0002	.0098	4.88
33	SAGBEND	-55.57	-3.77	.00	-.014	7.965	120.156	.0038	-.0003	.0206	.0000	.0215	10.73
34	SAGBEND	-60.52	-4.46	.00	-.013	7.712	125.157	.0038	-.0004	.0321	.0002	.0312	15.62
35	SAGBEND	-65.48	-5.11	.01	-.011	7.358	130.157	.0037	-.0005	.0416	.0003	.0393	19.66
36	SAGBEND	-70.44	-5.73	.01	-.009	6.923	135.157	.0037	-.0005	.0493	.0003	.0459	22.93

37	SAGBEND	-75.41	-6.32	.01	-.006	6.422	140.157	.0036	-.0006	.0554	.0003	.0510	25.51
38	SAGBEND	-80.38	-6.85	.01	-.002	5.871	145.157	.0036	-.0006	.0600	.0003	.0549	27.46
39	SAGBEND	-85.35	-7.34	.01	.001	5.282	150.157	.0036	-.0007	.0632	.0003	.0577	28.83
40	SAGBEND	-90.33	-7.77	.01	.003	4.668	155.157	.0035	-.0007	.0651	.0003	.0592	29.62
41	SAGBEND	-95.32	-8.15	.01	.006	4.043	160.157	.0035	-.0007	.0657	.0002	.0598	29.88
42	SAGBEND	-100.31	-8.48	.01	.008	3.418	165.157	.0035	-.0008	.0650	.0002	.0592	29.59
43	SAGBEND	-105.30	-8.75	.01	.009	2.806	170.157	.0035	-.0008	.0631	.0001	.0575	28.75
44	SAGBEND	-110.30	-8.97	.00	.010	2.219	175.157	.0035	-.0008	.0598	.0001	.0547	27.34
45	SAGBEND	-115.29	-9.14	.00	.010	1.670	180.157	.0035	-.0008	.0550	.0000	.0506	25.32
46	SAGBEND	-120.29	-9.26	.00	.010	1.174	185.157	.0034	-.0008	.0487	-.0001	.0453	22.65
47	SAGBEND	-125.29	-9.34	.00	.009	.745	190.157	.0034	-.0009	.0408	-.0002	.0385	19.27
48	SAGBEND	-130.29	-9.39	.00	.007	.402	195.157	.0034	-.0009	.0310	-.0002	.0302	15.11
49	SEABED	-135.29	-9.42	.00	.005	.160	200.157	.0034	-.0009	.0195	-.0003	.0205	10.25
50	SEABED	-140.29	-9.42	.00	.002	.024	205.157	.0034	-.0009	.0096	-.0002	.0121	6.03
51	SEABED	-145.29	-9.42	.00	.001	-.034	210.157	.0034	-.0009	.0031	-.0001	.0066	3.28
52	SEABED	-150.29	-9.42	.00	.000	-.046	215.157	.0034	-.0009	-.0002	-.0001	.0041	2.07
53	SEABED	-155.29	-9.41	.00	.000	-.037	220.157	.0034	-.0009	-.0014	.0000	.0051	2.56
54	SEABED	-160.29	-9.41	.00	.000	-.023	225.157	.0034	-.0009	-.0014	.0000	.0051	2.57

55	SEABED	-165.29	-9.41	.00	.000	-.011	230.157	.0034	-.0009	-.0010	.0000	.0048	2.40
56	SEABED	-170.29	-9.41	.00	.000	-.003	235.157	.0034	-.0009	-.0006	.0000	.0044	2.21
57	SEABED	-175.29	-9.41	.00	.000	.000	240.157	.0034	-.0009	-.0002	.0000	.0042	2.08
58	SEABED	-180.29	-9.41	.00	.000	.002	245.157	.0034	-.0009	-.0001	.0000	.0040	2.00

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

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)	BENDING STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW
59	SEABED	-185.29	-9.41	.00	.000	.002	250.157	.0034	-.0009	.0000	.0000	.0040	1.98
60	SEABED	-190.29	-9.41	.00	.000	.002	255.157	.0034	-.0009	.0000	.0000	.0040	1.98
61	SEABED	-195.29	-9.41	.00	.000	.002	260.157	.0034	-.0009	.0000	.0000	.0039	1.97

LAMPIRAN C-3

HASIL OUTPUT SOFTWARE OFFPIPE

(DESIGN CASE 3)

MMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM

MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMMM MMM MMM MMMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMMM MMM MMM MMMM MMM

MMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMM

MMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMMMMMMMMMM MMM MMM MMM MMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM

MMMMMMM MMM MMM MMM MMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM

****

```
*                                                                              *
*            O F F P I P E  --  OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM               *
*                                                                              *
*       COPYRIGHT (C) 1993, ROBERT C. MALAHY.  ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE.  *
*                                                                              *
*                VERSION NO. - 2.05 AC                                         *
*                RELEASED ON - 10/24/1993                                      *
*                LICENSED TO - RICKY TAWEKAL                                   *
*                                                                              *
********************************************************************************
*                                                                              *
*   OFFPIPE IS A NONLINEAR,  3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE    *
*   STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES.    *
*   THIS VERSION  OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER-    *
*   ERATIONS AND DAVIT LIFTS.                                                  *
*                                                                              *
*   OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY, JR.    *
*   AND ARE MADE AVAILABLE  UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE.  THIS PROGRAM    *
*   AND ITS DOCUMENTATION  CANNOT BE USED  OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS  WRITTEN PER-    *
```

```
*   MISSION OF ROBERT C. MALAHY, JR.                                    *
*                                                                       *
*   WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION    *
*   ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY,  EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN.  NO LIABILITY    *
*   WILL BE  ACCEPTED BY  ROBERT C. MALAHY, JR. FOR ANY  LOSSES OR  DAMAGES  WHICH MAY    *
*   RESULT FROM THE USE OF THESE MATERIALS.                             *
*                                                                       *
*   OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE.  FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC-    *
*   ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT:                                  *
*                                                                       *
*           ROBERT C. MALAHY, JR.         TELEPHONE: (713) 664-8635           *
*           8007 MULLINS                  FACSIMILE: (713) 664-0962           *
*           HOUSTON, TEXAS 77081                                        *
*           U.S.A.                                                      *
*                                                                       *
*************************************************************************************
```

DYNAMIC SOLUTION CONVERGED IN (159) ITERATIONS

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

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)	BENDING STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW
1	LAYBARGE	64.19	4.53	.00	.000	1.496	.000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.00
3	LAYBARGE	59.71	4.41	.00	.000	1.506	4.481	.0000	.0000	-.0040	.0000	.0034	1.71
5	LAYBARGE	48.21	4.11	.00	.000	1.500	15.983	.0000	.0000	-.0075	.0000	.0064	3.19
7	LAYBARGE	43.21	3.98	.00	.000	1.510	20.983	.0000	.0000	.0031	.0000	.0027	1.33

8	TENSIONR	38.07	3.84	.00	.000	1.485	26.125	.0028	.0000	.0003	.0000	.0031	1.53
10	LAYBARGE	33.40	3.72	.00	.000	1.497	30.796	.0028	.0000	-.0045	.0000	.0066	3.31
12	TENSIONR	26.63	3.55	.00	.000	1.453	37.577	.0056	.0000	.0050	.0000	.0098	4.92
14	LAYBARGE	21.31	3.41	.00	.000	1.645	42.897	.0056	.0000	-.0478	.0000	.0462	23.11
16	LAYBARGE	12.12	3.03	.00	.000	3.315	52.092	.0055	.0000	-.1519	.0000	.1347	67.34
19	STINGER	-8.07	1.07	.00	.000	7.579	72.381	.0054	.0000	-.1152	.0000	.1033	51.66
21	STINGER	-15.99	-.10	.00	.000	9.008	80.383	.0053	.0000	-.0785	.0000	.0721	36.03
23	STINGER	-23.88	-1.42	.00	.000	9.882	88.384	.0052	-.0001	-.0380	.0000	.0376	18.79
25	STINGER	-31.14	-2.71	.00	.000	10.208	95.756	.0052	-.0002	-.0096	-.0001	.0134	6.71
27	STINGER	-37.30	-3.82	.00	.001	10.205	102.019	.0051	-.0004	.0093	.0002	.0132	6.60
29	STINGER	-40.26	-4.35	.00	-.001	10.129	105.028	.0051	-.0004	.0170	-.0008	.0197	9.86
31	SAGBEND	-42.48	-4.74	.00	-.004	10.044	107.287	.0050	-.0004	.0222	-.0006	.0242	12.08
32	SAGBEND	-44.45	-5.09	.00	-.007	9.951	109.287	.0050	-.0005	.0265	-.0005	.0278	13.89
33	SAGBEND	-46.42	-5.44	.00	-.008	9.842	111.288	.0050	-.0005	.0305	-.0004	.0312	15.58
34	SAGBEND	-48.40	-5.78	.00	-.010	9.719	113.288	.0050	-.0005	.0342	-.0003	.0343	17.14
35	SAGBEND	-50.37	-6.11	.00	-.010	9.582	115.288	.0049	-.0006	.0376	-.0002	.0372	18.59
36	SAGBEND	-52.34	-6.44	.00	-.011	9.432	117.288	.0049	-.0006	.0408	-.0001	.0399	19.93

37	SAGBEND	-54.31	-6.77	.00	-.011	9.271	119.289	.0049	-.0006	.0437	.0000	.0423	21.17
38	SAGBEND	-56.29	-7.09	.00	-.011	9.099	121.289	.0049	-.0007	.0464	.0000	.0446	22.32
39	SAGBEND	-58.26	-7.40	.00	-.011	8.917	123.289	.0049	-.0007	.0489	.0001	.0467	23.37
40	SAGBEND	-60.24	-7.71	.00	-.011	8.726	125.289	.0048	-.0007	.0512	.0001	.0487	24.34
41	SAGBEND	-62.22	-8.01	.00	-.011	8.527	127.289	.0048	-.0007	.0533	.0001	.0505	25.24
42	SAGBEND	-64.20	-8.30	.00	-.010	8.320	129.289	.0048	-.0008	.0552	.0002	.0521	26.05
43	SAGBEND	-66.18	-8.58	.00	-.009	8.106	131.289	.0048	-.0008	.0569	.0002	.0536	26.79
44	SAGBEND	-68.16	-8.86	.00	-.009	7.886	133.289	.0048	-.0008	.0585	.0002	.0549	27.46
45	SAGBEND	-70.14	-9.13	.00	-.008	7.660	135.289	.0048	-.0008	.0600	.0002	.0561	28.07
46	SAGBEND	-72.12	-9.40	.01	-.007	7.428	137.289	.0047	-.0009	.0612	.0002	.0572	28.61
47	SAGBEND	-74.10	-9.65	.01	-.006	7.192	139.289	.0047	-.0009	.0624	.0002	.0582	29.09
48	SAGBEND	-76.09	-9.90	.01	-.005	6.952	141.289	.0047	-.0009	.0634	.0002	.0590	29.51
49	SAGBEND	-78.08	-10.13	.01	-.004	6.709	143.289	.0047	-.0009	.0642	.0002	.0598	29.88
50	SAGBEND	-80.06	-10.36	.01	-.003	6.462	145.289	.0047	-.0010	.0650	.0002	.0604	30.19
51	SAGBEND	-82.05	-10.58	.01	-.002	6.213	147.289	.0047	-.0010	.0656	.0002	.0609	30.44
52	SAGBEND	-84.04	-10.80	.01	-.001	5.962	149.289	.0046	-.0010	.0661	.0002	.0613	30.65
53	SAGBEND	-86.03	-11.00	.01	.000	5.709	151.289	.0046	-.0010	.0664	.0002	.0616	30.79
54	SAGBEND	-88.02	-11.19	.01	.001	5.455	153.289	.0046	-.0010	.0666	.0002	.0618	30.89
55	SAGBEND	-90.01	-11.38	.01	.001	5.201	155.289	.0046	-.0010	.0668	.0002	.0619	30.94

56	SAGBEND	-92.00	-11.56	.01	.002	4.946	157.289	.0046	-.0011	.0667	.0002	.0619	30.93
57	SAGBEND	-94.00	-11.72	.01	.003	4.691	159.289	.0046	-.0011	.0666	.0002	.0617	30.87
58	SAGBEND	-95.99	-11.88	.01	.004	4.438	161.289	.0046	-.0011	.0664	.0002	.0615	30.76
59	SAGBEND	-97.98	-12.03	.01	.004	4.185	163.289	.0046	-.0011	.0660	.0002	.0612	30.60

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

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)	BENDING STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW
60	SAGBEND	-99.98	-12.18	.01	.005	3.934	165.289	.0046	-.0011	.0655	.0002	.0608	30.39
61	SAGBEND	-101.97	-12.31	.01	.006	3.686	167.289	.0046	-.0011	.0648	.0001	.0602	30.11
62	SAGBEND	-103.97	-12.43	.00	.006	3.440	169.289	.0045	-.0011	.0641	.0001	.0596	29.79
63	SAGBEND	-105.97	-12.55	.00	.007	3.197	171.289	.0045	-.0012	.0632	.0001	.0588	29.40

64	SAGBEND	-107.96	-12.66	.00	.007	2.958	173.289	.0045	-.0012	.0621	.0001	.0579	28.96
65	SAGBEND	-109.96	-12.76	.00	.008	2.723	175.289	.0045	-.0012	.0609	.0001	.0569	28.45
66	SAGBEND	-111.96	-12.85	.00	.008	2.493	177.289	.0045	-.0012	.0596	.0001	.0558	27.88
67	SAGBEND	-113.96	-12.93	.00	.008	2.268	179.289	.0045	-.0012	.0581	.0001	.0545	27.24
68	SAGBEND	-115.96	-13.00	.00	.008	2.050	181.289	.0045	-.0012	.0564	.0000	.0530	26.52
69	SAGBEND	-117.95	-13.07	.00	.008	1.838	183.289	.0045	-.0012	.0545	.0000	.0515	25.74
70	SAGBEND	-119.95	-13.13	.00	.008	1.634	185.289	.0045	-.0012	.0525	.0000	.0498	24.88
71	SAGBEND	-121.95	-13.19	.00	.008	1.438	187.289	.0045	-.0012	.0503	.0000	.0479	23.93
72	SAGBEND	-123.95	-13.23	.00	.008	1.250	189.289	.0045	-.0012	.0479	.0000	.0458	22.90
73	SAGBEND	-125.95	-13.27	.00	.008	1.072	191.289	.0045	-.0012	.0452	-.0001	.0436	21.78
74	SAGBEND	-127.95	-13.31	.00	.008	.905	193.289	.0045	-.0012	.0424	-.0001	.0411	20.56
75	SAGBEND	-129.95	-13.34	.00	.007	.749	195.289	.0045	-.0012	.0392	-.0001	.0385	19.24
76	SAGBEND	-131.95	-13.36	.00	.007	.606	197.289	.0045	-.0012	.0359	-.0001	.0356	17.81
77	SAGBEND	-133.95	-13.38	.00	.006	.476	199.289	.0045	-.0012	.0322	-.0002	.0325	16.26
78	SAGBEND	-135.95	-13.39	.00	.005	.360	201.289	.0045	-.0012	.0283	-.0002	.0292	14.59
79	SEABED	-137.95	-13.40	.00	.005	.260	203.289	.0045	-.0012	.0241	-.0002	.0256	12.80
80	SEABED	-139.95	-13.41	.00	.004	.177	205.289	.0045	-.0012	.0197	-.0002	.0219	10.95
81	SEABED	-141.95	-13.42	.00	.003	.109	207.289	.0045	-.0012	.0156	-.0002	.0184	9.19

82	SEABED	-143.95	-13.42	.00	.002	.057	209.289	.0045	-.0012	.0118	-.0002	.0152	7.59
83	SEABED	-145.95	-13.42	.00	.002	.019	211.289	.0045	-.0012	.0085	-.0002	.0124	6.20
84	SEABED	-147.95	-13.42	.00	.001	-.008	213.289	.0045	-.0012	.0058	-.0001	.0101	5.04
85	SEABED	-149.95	-13.42	.00	.001	-.026	215.289	.0045	-.0012	.0036	-.0001	.0082	4.11
86	SEABED	-151.95	-13.42	.00	.000	-.036	217.289	.0045	-.0012	.0019	-.0001	.0068	3.40
87	SEABED	-153.95	-13.42	.00	.000	-.041	219.289	.0045	-.0012	.0006	-.0001	.0057	2.87
88	SEABED	-155.95	-13.42	.00	.000	-.042	221.289	.0045	-.0012	-.0003	.0000	.0054	2.72
89	SEABED	-157.95	-13.42	.00	.000	-.039	223.289	.0045	-.0012	-.0009	.0000	.0059	2.96
90	SEABED	-159.95	-13.41	.00	.000	-.035	225.289	.0045	-.0012	-.0012	.0000	.0062	3.11
91	SEABED	-161.95	-13.41	.00	.000	-.031	227.289	.0045	-.0012	-.0013	.0000	.0063	3.17
92	SEABED	-163.95	-13.41	.00	.000	-.025	229.289	.0045	-.0012	-.0014	.0000	.0064	3.18
93	SEABED	-165.95	-13.41	.00	.000	-.020	231.289	.0045	-.0012	-.0013	.0000	.0063	3.15
94	SEABED	-167.95	-13.41	.00	.000	-.016	233.289	.0045	-.0012	-.0012	.0000	.0062	3.09
95	SEABED	-169.95	-13.41	.00	.000	-.011	235.289	.0045	-.0012	-.0010	.0000	.0061	3.03
96	SEABED	-171.95	-13.41	.00	.000	-.008	237.289	.0045	-.0012	-.0008	.0000	.0059	2.95
97	SEABED	-173.95	-13.41	.00	.000	-.005	239.289	.0045	-.0012	-.0007	.0000	.0058	2.88
98	SEABED	-175.95	-13.41	.00	.000	-.003	241.289	.0045	-.0012	-.0005	.0000	.0056	2.82
99	SEABED	-177.95	-13.41	.00	.000	-.001	243.289	.0045	-.0012	-.0004	.0000	.0055	2.76
100	SEABED	-179.95	-13.41	.00	.000	.000	245.289	.0045	-.0012	-.0003	.0000	.0054	2.72

101	SEABED	-181.95	-13.41	.00	.000	.001	247.289	.0045	-.0012	-.0002	.0000	.0054	2.68
102	SEABED	-183.95	-13.41	.00	.000	.001	249.289	.0045	-.0012	-.0001	.0000	.0053	2.65
103	SEABED	-185.95	-13.41	.00	.000	.002	251.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0052	2.62
104	SEABED	-187.95	-13.41	.00	.000	.002	253.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0052	2.61

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

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)	BENDING STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW
105	SEABED	-189.95	-13.41	.00	.000	.002	255.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0052	2.62
106	SEABED	-191.95	-13.41	.00	.000	.001	257.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0053	2.63
107	SEABED	-193.95	-13.41	.00	.000	.001	259.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0053	2.63
108	SEABED	-195.95	-13.41	.00	.000	.001	261.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0053	2.63

109	SEABED	-197.95	-13.41	.00	.000	.001	263.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0053	2.63
110	SEABED	-199.95	-13.41	.00	.000	.001	265.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0053	2.63
111	SEABED	-201.95	-13.41	.00	.000	.001	267.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0052	2.62
112	SEABED	-203.95	-13.41	.00	.000	.000	269.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0052	2.62
113	SEABED	-205.95	-13.41	.00	.000	.000	271.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0052	2.62
114	SEABED	-207.95	-13.41	.00	.000	.000	273.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0052	2.61
115	SEABED	-209.95	-13.41	.00	.000	.000	275.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0052	2.61
116	SEABED	-211.95	-13.41	.00	.000	.000	277.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0052	2.61
117	SEABED	-213.95	-13.41	.00	.000	.000	279.289	.0045	-.0012	.0000	.0000	.0052	2.61

LAMPIRAN C-4

HASIL OUTPUT SOFTWARE OFFPIPE

(DESIGN CASE 4)

MMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM

MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMMM MMM MMM MMMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMMM MMM MMM MMMM MMM

MMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMM

MMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMMMMMMMMMM MMM MMM MMM MMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM

MMMMMMM MMM MMM MMM MMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM

****

```
*                                                                              *
*            O F F P I P E  --  OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM               *
*                                                                              *
*       COPYRIGHT (C) 1993, ROBERT C. MALAHY.  ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE.  *
*                                                                              *
*                VERSION NO. - 2.05 AC                                         *
*                RELEASED ON - 10/24/1993                                      *
*                LICENSED TO - RICKY TAWEKAL                                   *
*                                                                              *
********************************************************************************
*                                                                              *
*   OFFPIPE IS A NONLINEAR,  3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE    *
*   STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES.    *
*   THIS VERSION  OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER-    *
*   ERATIONS AND DAVIT LIFTS.                                                  *
*                                                                              *
*   OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY, JR.    *
*   AND ARE MADE AVAILABLE  UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE.  THIS PROGRAM    *
*   AND ITS DOCUMENTATION  CANNOT BE USED  OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS  WRITTEN PER-    *
```

```
*   MISSION OF ROBERT C. MALAHY, JR.                                    *
*                                                                       *
*   WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION    *
*   ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY,  EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN.  NO LIABILITY    *
*   WILL BE  ACCEPTED BY  ROBERT C. MALAHY, JR. FOR ANY  LOSSES OR  DAMAGES  WHICH MAY    *
*   RESULT FROM THE USE OF THESE MATERIALS.                             *
*                                                                       *
*   OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE.  FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC-    *
*   ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT:                                  *
*                                                                       *
*           ROBERT C. MALAHY, JR.         TELEPHONE: (713) 664-8635           *
*           8007 MULLINS                  FACSIMILE: (713) 664-0962           *
*           HOUSTON, TEXAS 77081                                        *
*           U.S.A.                                                      *
*                                                                       *
*************************************************************************************
```

DYNAMIC SOLUTION CONVERGED IN (60) ITERATIONS

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

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)	BENDING STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW
1	LAYBARGE	64.19	4.53	.00	.000	1.496	.000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.00
3	LAYBARGE	59.71	4.41	.00	.000	1.506	4.481	.0000	.0000	-.0040	.0000	.0034	1.71
5	LAYBARGE	48.21	4.11	.00	.000	1.500	15.983	.0000	.0000	-.0074	.0000	.0064	3.18
7	LAYBARGE	43.21	3.98	.00	.000	1.510	20.983	.0000	.0000	.0031	.0000	.0027	1.34

8	TENSIONR	38.07	3.84	.00	.000	1.484	26.125	.0028	.0000	.0003	.0000	.0030	1.52
10	LAYBARGE	33.40	3.72	.00	.000	1.500	30.796	.0028	.0000	-.0053	.0000	.0073	3.66
12	TENSIONR	26.63	3.55	.00	.000	1.435	37.577	.0056	.0000	.0087	.0000	.0130	6.51
14	LAYBARGE	21.31	3.41	.00	.000	1.593	42.897	.0056	.0000	-.0449	.0000	.0437	21.86
16	LAYBARGE	12.12	3.03	.00	.000	3.513	52.092	.0055	.0000	-.1839	.0000	.1618	80.89
19	STINGER	-8.09	.74	.00	.000	9.343	72.445	.0053	.0000	-.1671	.0000	.1473	73.67
21	STINGER	-15.96	-.71	.00	.000	11.337	80.446	.0053	-.0001	-.0994	.0000	.0898	44.89
23	STINGER	-23.79	-2.37	.00	.000	12.489	88.447	.0052	-.0002	-.0537	.0000	.0509	25.45
25	STINGER	-30.98	-4.00	.00	.000	13.009	95.824	.0051	-.0004	-.0215	-.0001	.0236	11.78
27	STINGER	-37.08	-5.42	.00	.001	13.133	102.079	.0050	-.0005	.0000	.0002	.0054	2.72
29	STINGER	-40.04	-6.11	.00	-.002	13.107	105.118	.0050	-.0006	.0088	-.0012	.0128	6.39
31	SAGBEND	-42.21	-6.62	.00	-.006	13.056	107.350	.0049	-.0006	.0147	-.0009	.0178	8.88
32	SAGBEND	-44.16	-7.07	.00	-.010	12.991	109.351	.0049	-.0006	.0196	-.0008	.0219	10.97
33	SAGBEND	-46.11	-7.52	.00	-.013	12.907	111.351	.0049	-.0007	.0242	-.0006	.0258	12.91
34	SAGBEND	-48.06	-7.96	.00	-.015	12.806	113.351	.0048	-.0007	.0285	-.0005	.0294	14.72
35	SAGBEND	-50.01	-8.40	.00	-.016	12.690	115.351	.0048	-.0008	.0325	-.0004	.0328	16.41
36	SAGBEND	-51.96	-8.84	.00	-.018	12.558	117.351	.0048	-.0008	.0362	-.0003	.0360	17.99

37	SAGBEND	-53.91	-9.27	.00	-.018	12.413	119.351	.0047	-.0009	.0397	-.0002	.0389	19.45
38	SAGBEND	-55.87	-9.70	.00	-.019	12.256	121.351	.0047	-.0009	.0429	-.0001	.0416	20.82
39	SAGBEND	-57.82	-10.12	.00	-.019	12.086	123.351	.0047	-.0009	.0459	.0000	.0442	22.09
40	SAGBEND	-59.78	-10.54	.00	-.019	11.906	125.352	.0047	-.0010	.0487	.0001	.0465	23.27
41	SAGBEND	-61.74	-10.95	.01	-.019	11.715	127.352	.0046	-.0010	.0513	.0001	.0487	24.36
42	SAGBEND	-63.70	-11.35	.01	-.018	11.515	129.352	.0046	-.0010	.0537	.0002	.0507	25.37
43	SAGBEND	-65.66	-11.74	.01	-.017	11.306	131.352	.0046	-.0011	.0559	.0002	.0526	26.31
44	SAGBEND	-67.62	-12.13	.01	-.017	11.088	133.352	.0046	-.0011	.0579	.0002	.0544	27.18
45	SAGBEND	-69.58	-12.51	.01	-.016	10.864	135.352	.0045	-.0011	.0598	.0003	.0560	27.99
46	SAGBEND	-71.55	-12.89	.01	-.015	10.632	137.352	.0045	-.0012	.0616	.0003	.0575	28.73
47	SAGBEND	-73.51	-13.25	.01	-.013	10.394	139.352	.0045	-.0012	.0632	.0003	.0588	29.41
48	SAGBEND	-75.48	-13.61	.01	-.012	10.150	141.352	.0045	-.0012	.0647	.0003	.0601	30.03
49	SAGBEND	-77.45	-13.96	.01	-.011	9.901	143.352	.0044	-.0013	.0660	.0003	.0612	30.60
50	SAGBEND	-79.42	-14.30	.01	-.010	9.646	145.352	.0044	-.0013	.0672	.0003	.0622	31.12
51	SAGBEND	-81.39	-14.63	.01	-.008	9.388	147.352	.0044	-.0013	.0683	.0003	.0632	31.58
52	SAGBEND	-83.37	-14.95	.01	-.007	9.125	149.352	.0044	-.0014	.0693	.0003	.0640	32.00
53	SAGBEND	-85.34	-15.26	.01	-.006	8.859	151.352	.0044	-.0014	.0702	.0003	.0648	32.38
54	SAGBEND	-87.32	-15.56	.01	-.005	8.589	153.352	.0043	-.0014	.0710	.0003	.0654	32.71
55	SAGBEND	-89.30	-15.86	.01	-.003	8.317	155.352	.0043	-.0015	.0717	.0003	.0660	32.99

56	SAGBEND	-91.28	-16.14	.01	-.002	8.042	157.352	.0043	-.0015	.0722	.0003	.0665	33.23
57	SAGBEND	-93.26	-16.42	.01	-.001	7.766	159.352	.0043	-.0015	.0727	.0003	.0669	33.44
58	SAGBEND	-95.24	-16.68	.01	.001	7.487	161.352	.0043	-.0015	.0731	.0003	.0672	33.60
59	SAGBEND	-97.22	-16.94	.01	.002	7.208	163.352	.0043	-.0016	.0734	.0003	.0674	33.72

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

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)	BENDING STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW
60	SAGBEND	-99.21	-17.19	.01	.003	6.927	165.352	.0042	-.0016	.0736	.0003	.0676	33.80
61	SAGBEND	-101.20	-17.42	.01	.004	6.646	167.352	.0042	-.0016	.0737	.0003	.0677	33.84
62	SAGBEND	-103.18	-17.65	.01	.005	6.365	169.352	.0042	-.0016	.0737	.0003	.0677	33.84
63	SAGBEND	-105.17	-17.86	.01	.006	6.084	171.352	.0042	-.0016	.0736	.0003	.0676	33.80

64	SAGBEND	-107.16	-18.07	.01	.007	5.803	173.352	.0042	-.0017	.0734	.0002	.0674	33.72
65	SAGBEND	-109.15	-18.27	.01	.008	5.523	175.352	.0042	-.0017	.0732	.0002	.0672	33.60
66	SAGBEND	-111.14	-18.46	.01	.009	5.245	177.352	.0042	-.0017	.0728	.0002	.0669	33.44
67	SAGBEND	-113.13	-18.64	.01	.009	4.968	179.352	.0041	-.0017	.0723	.0002	.0665	33.24
68	SAGBEND	-115.13	-18.80	.01	.010	4.693	181.352	.0041	-.0017	.0717	.0002	.0660	32.99
69	SAGBEND	-117.12	-18.96	.01	.011	4.421	183.352	.0041	-.0017	.0710	.0002	.0654	32.70
70	SAGBEND	-119.11	-19.11	.01	.011	4.151	185.352	.0041	-.0018	.0702	.0001	.0647	32.36
71	SAGBEND	-121.11	-19.25	.01	.012	3.885	187.352	.0041	-.0018	.0693	.0001	.0639	31.97
72	SAGBEND	-123.11	-19.38	.01	.012	3.622	189.352	.0041	-.0018	.0683	.0001	.0631	31.53
73	SAGBEND	-125.10	-19.50	.01	.013	3.364	191.352	.0041	-.0018	.0672	.0001	.0621	31.05
74	SAGBEND	-127.10	-19.62	.01	.013	3.110	193.352	.0041	-.0018	.0659	.0001	.0610	30.50
75	SAGBEND	-129.10	-19.72	.01	.013	2.861	195.352	.0041	-.0018	.0645	.0001	.0598	29.90
76	SAGBEND	-131.09	-19.82	.01	.013	2.618	197.352	.0041	-.0018	.0629	.0000	.0585	29.24
77	SAGBEND	-133.09	-19.90	.01	.014	2.381	199.352	.0041	-.0018	.0612	.0000	.0570	28.51
78	SAGBEND	-135.09	-19.98	.01	.014	2.151	201.352	.0041	-.0018	.0593	.0000	.0554	27.72
79	SAGBEND	-137.09	-20.05	.00	.013	1.928	203.352	.0041	-.0018	.0573	.0000	.0537	26.86
80	SAGBEND	-139.09	-20.12	.00	.013	1.714	205.352	.0041	-.0018	.0551	-.0001	.0518	25.92
81	SAGBEND	-141.09	-20.17	.00	.013	1.508	207.352	.0041	-.0019	.0527	-.0001	.0498	24.90
82	SAGBEND	-143.09	-20.22	.00	.013	1.312	209.352	.0041	-.0019	.0501	-.0001	.0476	23.80

83	SAGBEND	-145.09	-20.27	.00	.012	1.126	211.352	.0041	-.0019	.0473	-.0001	.0452	22.61
84	SAGBEND	-147.09	-20.30	.00	.012	.951	213.352	.0041	-.0019	.0443	-.0002	.0427	21.33
85	SAGBEND	-149.09	-20.33	.00	.011	.788	215.352	.0041	-.0019	.0410	-.0002	.0399	19.94
86	SAGBEND	-151.09	-20.36	.00	.010	.638	217.352	.0041	-.0019	.0375	-.0002	.0369	18.45
87	SAGBEND	-153.08	-20.38	.00	.009	.502	219.352	.0040	-.0019	.0337	-.0003	.0337	16.84
88	SAGBEND	-155.08	-20.39	.00	.008	.381	221.352	.0040	-.0019	.0297	-.0003	.0302	15.12
89	SEABED	-157.08	-20.40	.00	.007	.276	223.352	.0040	-.0019	.0253	-.0003	.0265	13.26
90	SEABED	-159.08	-20.41	.00	.006	.189	225.352	.0040	-.0019	.0208	-.0003	.0227	11.35
91	SEABED	-161.08	-20.42	.00	.005	.118	227.352	.0040	-.0019	.0164	-.0003	.0190	9.51
92	SEABED	-163.08	-20.42	.00	.004	.063	229.352	.0040	-.0019	.0125	-.0003	.0157	7.85
93	SEABED	-165.08	-20.42	.00	.003	.022	231.352	.0040	-.0019	.0091	-.0002	.0128	6.40
94	SEABED	-167.08	-20.42	.00	.002	-.007	233.352	.0040	-.0019	.0062	-.0002	.0104	5.19
95	SEABED	-169.08	-20.42	.00	.001	-.026	235.352	.0040	-.0019	.0039	-.0002	.0084	4.21
96	SEABED	-171.08	-20.42	.00	.001	-.037	237.352	.0040	-.0019	.0021	-.0001	.0069	3.46
97	SEABED	-173.08	-20.42	.00	.000	-.042	239.352	.0040	-.0019	.0007	-.0001	.0058	2.91
98	SEABED	-175.08	-20.42	.00	.000	-.043	241.352	.0041	-.0019	-.0002	-.0001	.0054	2.72
99	SEABED	-177.08	-20.42	.00	.000	-.041	243.352	.0041	-.0019	-.0009	.0000	.0059	2.97
100	SEABED	-179.08	-20.41	.00	.000	-.037	245.352	.0041	-.0019	-.0012	.0000	.0062	3.12

101	SEABED	-181.08	-20.41	.00	.000	-.032	247.352	.0041	-.0019	-.0014	.0000	.0064	3.19
102	SEABED	-183.08	-20.41	.00	.000	-.027	249.352	.0041	-.0019	-.0014	.0000	.0064	3.20
103	SEABED	-185.08	-20.41	.00	.000	-.021	251.352	.0041	-.0019	-.0013	.0000	.0063	3.17
104	SEABED	-187.08	-20.41	.00	.000	-.016	253.352	.0041	-.0019	-.0012	.0000	.0062	3.12

LAMPIRAN C-5

HASIL OUTPUT SOFTWARE OFFPIPE

(DESIGN CASE 5)

MMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM

MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMMM MMM MMM MMMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMMM MMM MMM MMMM MMM

MMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMM

MMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMMMMMMMMMM MMM MMM MMM MMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM

MMMMMMM MMM MMM MMM MMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM

****

```
*                                                                              *
*            O F F P I P E  --  OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM               *
*                                                                              *
*       COPYRIGHT (C) 1993, ROBERT C. MALAHY.  ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE.  *
*                                                                              *
*                VERSION NO. - 2.05 AC                                         *
*                RELEASED ON - 10/24/1993                                      *
*                LICENSED TO - RICKY TAWEKAL                                   *
*                                                                              *
********************************************************************************
*                                                                              *
*   OFFPIPE IS A NONLINEAR,  3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE    *
*   STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES.    *
*   THIS VERSION  OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER-    *
*   ERATIONS AND DAVIT LIFTS.                                                  *
*                                                                              *
*   OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY, JR.    *
*   AND ARE MADE AVAILABLE  UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE.  THIS PROGRAM    *
*   AND ITS DOCUMENTATION  CANNOT BE USED  OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS  WRITTEN PER-    *
```

```
*   MISSION OF ROBERT C. MALAHY, JR.                                    *
*                                                                       *
*   WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION    *
*   ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY,  EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN.  NO LIABILITY    *
*   WILL BE  ACCEPTED BY  ROBERT C. MALAHY, JR. FOR ANY  LOSSES OR  DAMAGES  WHICH MAY    *
*   RESULT FROM THE USE OF THESE MATERIALS.                             *
*                                                                       *
*   OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE.  FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC-    *
*   ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT:                                  *
*                                                                       *
*           ROBERT C. MALAHY, JR.         TELEPHONE: (713) 664-8635           *
*           8007 MULLINS                  FACSIMILE: (713) 664-0962           *
*           HOUSTON, TEXAS 77081                                    *
*           U.S.A.                                                  *
*                                                                       *
*************************************************************************************
```

DYNAMIC SOLUTION CONVERGED IN (61) ITERATIONS

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

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)	BENDING STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW
1	LAYBARGE	64.19	4.53	.00	.000	1.496	.000	.0000	.0000	.0000	.0000	.0000	.00
3	LAYBARGE	59.71	4.41	.00	.000	1.506	4.481	.0000	.0000	-.0040	.0000	.0034	1.71
5	LAYBARGE	48.21	4.11	.00	.000	1.500	15.983	.0000	.0000	-.0074	.0000	.0064	3.18
7	LAYBARGE	43.21	3.98	.00	.000	1.510	20.983	.0000	.0000	.0031	.0000	.0027	1.34

8	TENSIONR	38.07	3.84	.00	.000	1.484	26.125	.0028	.0000	.0003	.0000	.0030	1.52
10	LAYBARGE	33.40	3.72	.00	.000	1.500	30.796	.0028	.0000	-.0053	.0000	.0073	3.65
12	TENSIONR	26.63	3.55	.00	.000	1.436	37.577	.0056	.0000	.0086	.0000	.0129	6.46
14	LAYBARGE	21.31	3.41	.00	.000	1.594	42.897	.0056	.0000	-.0448	.0000	.0437	21.83
16	LAYBARGE	12.12	3.03	.00	.000	3.510	52.092	.0055	.0000	-.1834	.0000	.1614	80.71
19	STINGER	-8.09	.74	.00	.000	9.358	72.445	.0053	.0000	-.1685	.0000	.1485	74.27
21	STINGER	-15.96	-.72	.00	.000	11.414	80.446	.0053	-.0001	-.1062	.0000	.0955	47.77
23	STINGER	-23.78	-2.40	.00	.000	12.714	88.447	.0052	-.0002	-.0663	.0000	.0617	30.83
25	STINGER	-30.97	-4.07	.00	.000	13.455	95.824	.0051	-.0004	-.0405	-.0001	.0397	19.83
27	STINGER	-37.05	-5.55	.00	.001	13.782	102.083	.0050	-.0005	-.0153	.0002	.0182	9.11
29	STINGER	-40.01	-6.27	.00	-.002	13.840	105.126	.0049	-.0006	-.0048	-.0014	.0095	4.76
31	SAGBEND	-45.08	-7.52	.00	-.014	13.808	110.352	.0049	-.0007	.0107	-.0009	.0143	7.15
32	SAGBEND	-49.94	-8.71	.00	-.020	13.646	115.353	.0048	-.0008	.0231	-.0005	.0248	12.41
33	SAGBEND	-54.80	-9.88	.00	-.023	13.374	120.355	.0047	-.0009	.0335	-.0002	.0336	16.82
34	SAGBEND	-59.67	-11.02	.01	-.024	13.012	125.356	.0046	-.0010	.0422	.0000	.0411	20.53
35	SAGBEND	-64.55	-12.13	.01	-.023	12.573	130.357	.0046	-.0011	.0496	.0002	.0473	23.63
36	SAGBEND	-69.43	-13.20	.01	-.021	12.070	135.358	.0045	-.0012	.0556	.0003	.0524	26.21

37	SAGBEND	-74.33	-14.22	.01	-.018	11.514	140.359	.0044	-.0013	.0607	.0003	.0567	28.35
38	SAGBEND	-79.23	-15.19	.01	-.014	10.914	145.359	.0044	-.0014	.0648	.0004	.0602	30.10
39	SAGBEND	-84.15	-16.11	.01	-.010	10.279	150.359	.0043	-.0015	.0682	.0004	.0630	31.51
40	SAGBEND	-89.07	-16.98	.01	-.006	9.615	155.359	.0043	-.0016	.0708	.0004	.0652	32.62
41	SAGBEND	-94.01	-17.78	.02	-.003	8.930	160.359	.0042	-.0016	.0728	.0004	.0669	33.46
42	SAGBEND	-98.95	-18.53	.02	.001	8.228	165.359	.0042	-.0017	.0742	.0004	.0681	34.04
43	SAGBEND	-103.90	-19.21	.01	.004	7.516	170.359	.0041	-.0018	.0750	.0003	.0688	34.38
44	SAGBEND	-108.86	-19.84	.01	.007	6.799	175.359	.0041	-.0018	.0753	.0003	.0690	34.49
45	SAGBEND	-113.83	-20.40	.01	.010	6.081	180.359	.0040	-.0019	.0750	.0003	.0687	34.36
46	SAGBEND	-118.81	-20.90	.01	.012	5.370	185.359	.0040	-.0019	.0741	.0002	.0680	33.99
47	SAGBEND	-123.79	-21.33	.01	.014	4.669	190.359	.0040	-.0020	.0726	.0002	.0667	33.36
48	SAGBEND	-128.77	-21.71	.01	.015	3.986	195.359	.0040	-.0020	.0705	.0001	.0649	32.45
49	SAGBEND	-133.76	-22.03	.01	.016	3.326	200.359	.0039	-.0020	.0677	.0001	.0625	31.24
50	SAGBEND	-138.76	-22.29	.01	.017	2.698	205.359	.0039	-.0020	.0640	.0000	.0594	29.68
51	SAGBEND	-143.75	-22.50	.01	.017	2.108	210.359	.0039	-.0021	.0594	.0000	.0555	27.74
52	SAGBEND	-148.75	-22.66	.00	.016	1.567	215.359	.0039	-.0021	.0538	-.0001	.0507	25.34
53	SAGBEND	-153.75	-22.78	.00	.015	1.086	220.359	.0039	-.0021	.0469	-.0002	.0449	22.43
54	SAGBEND	-158.75	-22.85	.00	.012	.676	225.359	.0039	-.0021	.0387	-.0003	.0378	18.92
55	SAGBEND	-163.75	-22.90	.00	.010	.354	230.359	.0039	-.0021	.0287	-.0003	.0294	14.71

56	SEABED	-168.75	-22.92	.00	.006	.133	235.359	.0039	-.0021	.0175	-.0004	.0199	9.96
57	SEABED	-173.75	-22.92	.00	.003	.013	240.359	.0039	-.0021	.0083	-.0003	.0121	6.06
58	SEABED	-178.75	-22.92	.00	.001	-.036	245.359	.0039	-.0021	.0024	-.0002	.0073	3.63

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

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)	BENDING STRAINS HORIZ (PCT)	TOTAL STRAIN (PCT)	PERCNT ALLOW
59	SEABED	-183.75	-22.92	.00	.000	-.043	250.359	.0039	-.0021	-.0004	-.0001	.0056	2.81
60	SEABED	-188.75	-22.91	.00	.000	-.034	255.359	.0039	-.0021	-.0014	.0000	.0064	3.19
61	SEABED	-193.75	-22.91	.00	.000	-.020	260.359	.0039	-.0021	-.0013	.0000	.0063	3.17
62	SEABED	-198.75	-22.91	.00	.000	-.009	265.359	.0039	-.0021	-.0009	.0000	.0060	3.00

63	SEABED	-203.75	-22.91	.00	.000	-.003	270.359	.0039	-.0021	-.0005	.0000	.0057	2.84
64	SEABED	-208.75	-22.91	.00	.000	.001	275.359	.0039	-.0021	-.0002	.0000	.0054	2.72
65	SEABED	-213.75	-22.91	.00	.000	.002	280.359	.0039	-.0021	.0000	.0000	.0053	2.65
66	SEABED	-218.75	-22.91	.00	.000	.002	285.359	.0039	-.0021	.0000	.0000	.0053	2.65
67	SEABED	-223.75	-22.91	.00	.000	.001	290.359	.0039	-.0021	.0000	.0000	.0053	2.65
68	SEABED	-228.75	-22.91	.00	.000	.001	295.359	.0039	-.0021	.0000	.0000	.0053	2.64
69	SEABED	-233.75	-22.91	.00	.000	.001	300.359	.0039	-.0021	.0000	.0000	.0053	2.63

LAMPIRAN D

HASIL OUTPUT SOFTWARE OFFPIPE

(FORCES AND STRESS)

MMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM

MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMMM MMM MMM MMMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMMM MMM MMM MMMM MMM

MMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM MMMMMMMMMM

MMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMM MMMMMMMMMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM MMM

MMMMMMMMMMM MMM MMM MMM MMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM

MMMMMMM MMM MMM MMM MMMMMMMMM MMM MMMMMMMMMMM

****

```
*                                                                      *
*            O F F P I P E  --  OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM       *
*                                                                      *
*       COPYRIGHT (C) 1993, ROBERT C. MALAHY.  ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE.    *
*                                                                      *
*                VERSION NO. - 2.05 AC                                 *
*                RELEASED ON - 10/24/1993                              *
*                LICENSED TO - RICKY TAWEKAL                           *
*                                                                      *
************************************************************************************
*                                                                      *
*   OFFPIPE IS A NONLINEAR,  3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE   *
*   STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES.   *
*   THIS VERSION  OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER-   *
*   ERATIONS AND DAVIT LIFTS.                                          *
*                                                                      *
*   OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY, JR.   *
*   AND ARE MADE AVAILABLE  UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE.  THIS PROGRAM   *
*   AND ITS DOCUMENTATION  CANNOT BE USED  OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS  WRITTEN PER-   *
```

```
*   MISSION OF ROBERT C. MALAHY, JR.                                    *
*                                                                       *
*   WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION    *
*   ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY,  EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN.  NO LIABILITY    *
*   WILL BE  ACCEPTED BY  ROBERT C. MALAHY, JR. FOR ANY  LOSSES OR  DAMAGES  WHICH MAY    *
*   RESULT FROM THE USE OF THESE MATERIALS.                             *
*                                                                       *
*   OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE.  FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC-    *
*   ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT:                                  *
*                                                                       *
*           ROBERT C. MALAHY, JR.         TELEPHONE: (713) 664-8635           *
*           8007 MULLINS                  FACSIMILE: (713) 664-0962           *
*           HOUSTON, TEXAS 77081                                      *
*           U.S.A.                                                *
*                                                                       *
*************************************************************************************
```

DYNAMIC SOLUTION CONVERGED IN (23) ITERATIONS

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

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES VERT (MPA)	BENDING STRESSES HORIZ (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCNT YIELD (PCT)
1	LAYBARGE	64.19	4.53	.00	.000	1.496	.000	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	59.71	4.41	.00	.000	1.506	4.481	-.02	.00	-8.31	.00	7.09	1.57
5	LAYBARGE	48.21	4.11	.00	.000	1.500	15.983	-.07	.00	-15.41	.00	13.17	2.93
7	LAYBARGE	43.21	3.98	.00	.000	1.510	20.983	-.09	.00	6.40	.00	5.53	1.23

8	TENSIONR	38.07	3.84	.00	.000	1.484	26.125	5.78	.00	.61	.00	6.30	1.40
10	LAYBARGE	33.40	3.72	.00	.000	1.500	30.796	5.76	.00	-11.02	.00	15.12	3.36
12	TENSIONR	26.63	3.55	.00	.000	1.436	37.577	11.61	.00	17.83	.00	26.77	5.95
14	LAYBARGE	21.31	3.41	.00	.000	1.594	42.897	11.58	.00	-92.73	.00	90.41	20.09
16	LAYBARGE	12.12	3.03	.00	.000	3.510	52.092	11.37	.00	-379.34	.00	333.81	74.18
19	STINGER	-8.09	.74	.00	.000	9.358	72.445	11.02	.00	-348.62	-.01	307.35	68.30
21	STINGER	-15.96	-.72	.00	.000	11.414	80.446	10.90	-.14	-219.77	-.07	197.77	43.95
23	STINGER	-23.78	-2.40	.00	.000	12.714	88.447	10.71	-.46	-137.32	-.04	127.66	28.37
25	STINGER	-30.97	-4.07	.00	.000	13.455	95.824	10.51	-.77	-83.79	-.15	82.11	18.25
27	STINGER	-37.05	-5.55	.00	.001	13.782	102.080	10.32	-1.05	-31.59	.50	37.71	8.38
29	STINGER	-40.03	-6.28	.00	-.002	13.840	105.155	10.23	-1.19	-9.82	-2.84	19.54	4.34
31	SAGBEND	-45.08	-7.52	.00	-.014	13.808	110.352	10.06	-1.43	22.07	-1.77	29.62	6.58
32	SAGBEND	-49.94	-8.71	.00	-.020	13.646	115.353	9.91	-1.66	47.76	-.98	51.36	11.41
33	SAGBEND	-54.80	-9.88	.00	-.023	13.374	120.355	9.75	-1.88	69.34	-.38	69.65	15.48
34	SAGBEND	-59.67	-11.02	.01	-.024	13.012	125.356	9.60	-2.09	87.43	.05	84.98	18.89
35	SAGBEND	-64.55	-12.13	.01	-.023	12.573	130.357	9.45	-2.30	102.57	.37	97.81	21.74
36	SAGBEND	-69.43	-13.20	.01	-.021	12.070	135.358	9.31	-2.51	115.20	.58	108.50	24.11

37	SAGBEND	-74.33	-14.22	.01	-.018	11.514	140.359	9.17	-2.70	125.65	.71	117.35	26.08
38	SAGBEND	-79.23	-15.19	.01	-.014	10.914	145.359	9.04	-2.89	134.22	.79	124.60	27.69
39	SAGBEND	-84.15	-16.11	.01	-.010	10.279	150.359	8.92	-3.06	141.14	.82	130.45	28.99
40	SAGBEND	-89.07	-16.98	.01	-.006	9.615	155.359	8.81	-3.23	146.59	.82	135.05	30.01
41	SAGBEND	-94.01	-17.78	.02	-.003	8.930	160.359	8.70	-3.38	150.70	.79	138.52	30.78
42	SAGBEND	-98.95	-18.53	.02	.001	8.228	165.359	8.60	-3.52	153.57	.74	140.93	31.32
43	SAGBEND	-103.90	-19.21	.01	.004	7.516	170.359	8.51	-3.65	155.26	.68	142.35	31.63
44	SAGBEND	-108.86	-19.84	.01	.007	6.799	175.359	8.43	-3.77	155.80	.61	142.79	31.73
45	SAGBEND	-113.83	-20.40	.01	.010	6.081	180.359	8.36	-3.88	155.19	.53	142.25	31.61
46	SAGBEND	-118.81	-20.90	.01	.012	5.370	185.359	8.29	-3.97	153.40	.44	140.71	31.27
47	SAGBEND	-123.79	-21.33	.01	.014	4.669	190.359	8.24	-4.05	150.35	.35	138.10	30.69
48	SAGBEND	-128.77	-21.71	.01	.015	3.986	195.359	8.19	-4.13	145.94	.25	134.35	29.86
49	SAGBEND	-133.76	-22.03	.01	.016	3.326	200.359	8.15	-4.19	140.04	.15	129.32	28.74
50	SAGBEND	-138.76	-22.29	.01	.017	2.698	205.359	8.12	-4.24	132.46	.04	122.88	27.31
51	SAGBEND	-143.75	-22.50	.01	.017	2.108	210.359	8.09	-4.28	122.98	-.08	114.82	25.52
52	SAGBEND	-148.75	-22.66	.00	.016	1.567	215.359	8.08	-4.31	111.32	-.22	104.92	23.31
53	SAGBEND	-153.75	-22.78	.00	.015	1.086	220.359	8.06	-4.33	97.13	-.37	92.87	20.64
54	SAGBEND	-158.75	-22.85	.00	.012	.676	225.359	8.06	-4.34	80.01	-.53	78.33	17.41
55	SAGBEND	-163.75	-22.90	.00	.010	.354	230.359	8.06	-4.35	59.45	-.71	60.88	13.53

56	SEABED	-168.75	-22.92	.00	.006	.133	235.359	8.06	-4.35	36.28	-.76	41.25	9.17
57	SEABED	-173.75	-22.92	.00	.003	.013	240.359	8.06	-4.36	17.13	-.56	25.09	5.58
58	SEABED	-178.75	-22.92	.00	.001	-.036	245.359	8.06	-4.36	5.04	-.32	15.01	3.34

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

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES VERT (MPA)	BENDING STRESSES HORIZ (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCNT YIELD (PCT)
59	SEABED	-183.75	-22.92	.00	.000	-.043	250.359	8.06	-4.35	-.91	-.14	11.64	2.59
60	SEABED	-188.75	-22.91	.00	.000	-.034	255.359	8.06	-4.35	-2.85	-.03	13.21	2.94
61	SEABED	-193.75	-22.91	.00	.000	-.020	260.359	8.06	-4.35	-2.74	.02	13.12	2.92
62	SEABED	-198.75	-22.91	.00	.000	-.009	265.359	8.06	-4.35	-1.90	.03	12.44	2.76

63	SEABED	-203.75	-22.91	.00	.000	-.003	270.359	8.06	-4.35	-1.04	.03	11.74	2.61
64	SEABED	-208.75	-22.91	.00	.000	.001	275.359	8.06	-4.35	-.42	.02	11.24	2.50
65	SEABED	-213.75	-22.91	.00	.000	.002	280.359	8.06	-4.35	-.08	.01	10.97	2.44
66	SEABED	-218.75	-22.91	.00	.000	.002	285.359	8.06	-4.35	.06	.00	10.95	2.43
67	SEABED	-223.75	-22.91	.00	.000	.001	290.359	8.06	-4.35	.07	.00	10.96	2.44
68	SEABED	-228.75	-22.91	.00	.000	.001	295.359	8.06	-4.35	.03	.00	10.93	2.43
69	SEABED	-233.75	-22.91	.00	.000	.001	300.359	8.06	-4.35	.00	.00	10.91	2.42

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

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT REACTION VERT (KN)	SUPPORT REACTION HORIZ (KN)	SUPT SEPARATIONS VERT (M)	SUPT SEPARATIONS HORIZ (M)	PIPE TENSION (KN)	BENDING MOMENTS VERT (KN-M)	BENDING MOMENTS HORIZ (KN-M)	BENDING MOMENTS TOTAL (KN-M)
1	LAYBARGE	64.19	4.53	.00	2.79	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	59.71	4.41	.00	42.59	.00	.00	.00	-.55	-34.53	.00	34.53
5	LAYBARGE	48.21	4.11	.00	59.34	.00	.00	.00	-1.96	-64.00	.00	64.00
7	LAYBARGE	43.21	3.98	.00	.00	.00	.00	.00	-2.58	26.59	.00	26.59

8	TENSIONR	38.07	3.84	.00	19.36	.00	.00	.00	168.47	2.54	.00	2.54
10	LAYBARGE	33.40	3.72	.00	56.89	.00	.00	.00	167.90	-45.75	.00	45.75
12	TENSIONR	26.63	3.55	.00	-82.68	.00	.00	.00	338.73	74.05	.00	74.05
14	LAYBARGE	21.31	3.41	.00	.00	.00	.00	.00	337.83	-385.12	.00	385.12
16	LAYBARGE	12.12	3.03	.00	228.59	.00	.00	.00	331.54	-1575.42	.01	1575.42
19	STINGER	-8.09	.74	.00	141.69	-.08	.00	.00	321.52	-1447.84	-.03	1447.84
21	STINGER	-15.96	-.72	.00	.00	-.37	.01	.00	319.84	-912.73	-.27	912.73
23	STINGER	-23.78	-2.40	.00	.00	-.30	.03	.00	319.21	-570.29	-.16	570.29
25	STINGER	-30.97	-4.07	.00	13.72	-.78	.00	.00	318.01	-347.96	-.61	347.97
27	STINGER	-37.05	-5.55	.00	.00	4.75	.16	.00	316.80	-131.20	2.06	131.21
29	STINGER	-40.03	-6.28	.00	.00	-5.55	1.38	.00	316.13	-40.78	-11.80	42.45
31	SAGBEND	-45.08	-7.52	.00	.00	.00	.00	.00	314.93	91.65	-7.34	91.95
32	SAGBEND	-49.94	-8.71	.00	.00	.00	.00	.00	313.73	198.36	-4.06	198.40
33	SAGBEND	-54.80	-9.88	.00	.00	.00	.00	.00	312.53	287.96	-1.59	287.96
34	SAGBEND	-59.67	-11.02	.01	.00	.00	.00	.00	311.34	363.11	.22	363.11
35	SAGBEND	-64.55	-12.13	.01	.00	.00	.00	.00	310.19	426.00	1.52	426.00
36	SAGBEND	-69.43	-13.20	.01	.00	.00	.00	.00	309.07	478.41	2.40	478.42

37	SAGBEND	-74.33	-14.22	.01	.00	.00	.00	.00	308.01	521.83	2.96	521.84
38	SAGBEND	-79.23	-15.19	.01	.00	.00	.00	.00	307.01	557.43	3.28	557.44
39	SAGBEND	-84.15	-16.11	.01	.00	.00	.00	.00	306.06	586.17	3.40	586.18
40	SAGBEND	-89.07	-16.98	.01	.00	.00	.00	.00	305.19	608.80	3.39	608.81
41	SAGBEND	-94.01	-17.78	.02	.00	.00	.00	.00	304.37	625.87	3.27	625.88
42	SAGBEND	-98.95	-18.53	.02	.00	.00	.00	.00	303.63	637.79	3.07	637.79
43	SAGBEND	-103.90	-19.21	.01	.00	.00	.00	.00	302.96	644.81	2.81	644.82
44	SAGBEND	-108.86	-19.84	.01	.00	.00	.00	.00	302.36	647.07	2.51	647.07
45	SAGBEND	-113.83	-20.40	.01	.00	.00	.00	.00	301.83	644.53	2.18	644.54
46	SAGBEND	-118.81	-20.90	.01	.00	.00	.00	.00	301.37	637.07	1.83	637.07
47	SAGBEND	-123.79	-21.33	.01	.00	.00	.00	.00	300.98	624.39	1.45	624.40
48	SAGBEND	-128.77	-21.71	.01	.00	.00	.00	.00	300.67	606.09	1.05	606.09
49	SAGBEND	-133.76	-22.03	.01	.00	.00	.00	.00	300.42	581.58	.62	581.58
50	SAGBEND	-138.76	-22.29	.01	.00	.00	.00	.00	300.24	550.11	.16	550.11
51	SAGBEND	-143.75	-22.50	.01	.00	.00	.00	.00	300.12	510.74	-.35	510.74
52	SAGBEND	-148.75	-22.66	.00	.00	.00	.00	.00	300.05	462.31	-.90	462.31
53	SAGBEND	-153.75	-22.78	.00	.00	.00	.00	.00	300.04	403.40	-1.53	403.40
54	SAGBEND	-158.75	-22.85	.00	.00	.00	.00	.00	300.07	332.28	-2.21	332.29
55	SAGBEND	-163.75	-22.90	.00	1.04	-.12	.00	.00	300.12	246.88	-2.96	246.90

56	SEABED	-168.75	-22.92	.00	7.34	-.23	.00	.00	300.19	150.67	-3.16	150.71
57	SEABED	-173.75	-22.92	.00	10.27	-.04	.00	.00	300.23	71.15	-2.33	71.19
58	SEABED	-178.75	-22.92	.00	9.76	.04	.00	.00	300.24	20.94	-1.33	20.99

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

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT REACTION VERT (KN)	SUPPORT REACTION HORIZ (KN)	SUPT SEPARATIONS VERT (M)	SUPT SEPARATIONS HORIZ (M)	PIPE TENSION (KN)	BENDING MOMENTS VERT (KN-M)	BENDING MOMENTS HORIZ (KN-M)	BENDING MOMENTS TOTAL (KN-M)
59	SEABED	-183.75	-22.92	.00	8.12	.06	.00	.00	300.24	-3.77	-.57	3.82
60	SEABED	-188.75	-22.91	.00	6.54	.05	.00	.00	300.23	-11.84	-.12	11.84
61	SEABED	-193.75	-22.91	.00	5.44	.03	.00	.00	300.23	-11.39	.08	11.39
62	SEABED	-198.75	-22.91	.00	4.84	.01	.00	.00	300.23	-7.90	.13	7.90

63	SEABED	-203.75	-22.91	.00	4.60	.00	.00	.00	300.23	-4.31	.11	4.31
64	SEABED	-208.75	-22.91	.00	4.56	.00	.00	.00	300.23	-1.74	.07	1.74
65	SEABED	-213.75	-22.91	.00	4.61	.00	.00	.00	300.23	-.32	.03	.32
66	SEABED	-218.75	-22.91	.00	4.68	.00	.00	.00	300.23	.24	.01	.24
67	SEABED	-223.75	-22.91	.00	4.74	.00	.00	.00	300.23	.28	.00	.28
68	SEABED	-228.75	-22.91	.00	4.79	.00	.00	.00	300.23	.12	.00	.12
69	SEABED	-233.75	-22.91	.00	.00	.00	.00	.00	300.23	.00	.00	.00

D Y N A M I C S O L U T I O N S U M M A R Y

PIPE PROPERTIES (1)

==========

PIPE SECTION LENGTH .. .00 M ELASTIC MODULUS ..... 207000. MPA

OUTSIDE DIAMETER ..... 60.050 CM CROSS SECTIONAL AREA . 291.66 CM2

WALL THICKNESS ..... 1.588 CM MOMENT OF INERTIA 124695.80 CM4

WEIGHT/LENGTH IN AIR . 4687.012 N/M YIELD STRESS ..... 450.00 MPA

SUBMERGED WGHT/LENG .. 956.217 N/M STRESS INTENS FACTOR . 1.000

SPECIFIC GRAVITY ..... 1.256 STEEL DENSITY 77008.5 N/M3

WRAP COAT THICKNESS .. .350 CM WRAP COAT DENSITY 9319.0 N/M3

CONCRETE THICKNESS ... 10.00 CM CONCRETE DENSITY 29822.4 N/M3

BARGE DATA

==========

TOTAL PIPE TENSION ... 343.35 KN RADIUS OF CURVATURE .. .00 M

NUMBER OF TENSIONERS . 2 BARGE TRIM ANGLE ..... .500 DEG

NO. OF PIPE SUPPORTS . 6 PIPE ANGLE AT STERN .. 3.510 DEG

BARGE HEADING ..... .000 DEG OFFSET FROM R.O.W. ... .00 M

STINGER DATA

============

NO. OF PIPE SUPPORTS . 6 STINGER STERN DEPTH .. -6.28 M

NO. STINGER SECTIONS . 6 PIPE ANGLE AT STERN .. 13.840 DEG

RADIUS OF CURVATURE .. .00 M STINGER LENGTH ..... 41.47 M

SAGBEND DATA

============

WATER DEPTH ..... 22.90 M HORIZ PIPE TENSION ... 300.23 KN

TOUCHDOWN X-COORD. ... -164.41 M BOTTOM SLOPE ANGLE ... .000 DEG

========== SOLUTION SUMMARY ==========

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD	Y COORD	Z COORD	SUPPORT REACT VERT	TOTAL HORIZ	TOTAL MOMENT	PCT STRESS YLD
1	LAYBARGE	64.2	4.5	.0	2.8	.0	.0	0.
3	LAYBARGE	59.7	4.4	.0	42.6	.0	34.5	2.
5	LAYBARGE	48.2	4.1	.0	59.3	.0	64.0	3.
7	LAYBARGE	43.2	4.0	.0	.0	.0	26.6	1.
8	TENSIONR	38.1	3.8	.0	19.4	.0	2.5	1.
10	LAYBARGE	33.4	3.7	.0	56.9	.0	45.8	3.
12	TENSIONR	26.6	3.5	.0	-82.7	.0	74.0	6.
14	LAYBARGE	21.3	3.4	.0	.0	.0	385.1	20.
16	LAYBARGE	12.1	3.0	.0	228.6	.0	1575.4	74.
19	STINGER	-8.1	.7	.0	141.7	-.1	1447.8	68.
21	STINGER	-16.0	-.7	.0	.0	-.4	912.7	44.
23	STINGER	-23.8	-2.4	.0	.0	-.3	570.3	28.
25	STINGER	-31.0	-4.1	.0	13.7	-.8	348.0	18.
27	STINGER	-37.0	-5.5	.0	.0	4.8	131.2	8.

29 STINGER -40.0 -6.3 .0 .0 -5.6 42.5 19.5 4.

44 SAGBEND -108.9 -19.8 .0 .0 .0 647.1 142.8 32.

D Y N A M I C S O L U T I O N S U M M A R Y

56	SEABED	-168.7	-22.9	.0	7.3	-.2	150.7	41.3	9.

O V E R B E N D P I P E S U P P O R T G E O M E T R Y

STATION NO.	LOCATION	PIPE NODE	SUPT NODE	/----- PIPE COORDINATES ----/ X (M)	Y (M)	ANGLE (DEG)	/--- SUPPORT COORDINATES ---/ X (M)	Y (M)	ANGLE (DEG)	VERTICAL REACTION (KN)	VERTICAL SEPARATION (M)
1	LAYBARGE	1	2	64.231	1.838	1.00	64.220	1.838	1.00	2.79	.000
2	LAYBARGE	3	4	59.751	1.760	1.01	59.740	1.760	1.00	42.59	.000
3	LAYBARGE	5	6	48.250	1.560	1.00	48.240	1.560	2.70	59.34	.000
4	TENSIONR	8	9	38.110	1.382	.98	38.110	1.383	-.13	19.36	.000
5	LAYBARGE	10	11	33.440	1.302	1.00	33.440	1.302	1.00	56.89	.000
6	TENSIONR	12	13	26.660	1.185	.94	26.660	1.183	.99	-82.68	.000

7	LAYBARGE	14	15	21.340	1.095	1.09	21.340	1.092	1.29	.00	.003
8	LAYBARGE	16	17	12.150	.799	3.01	12.150	.799	2.36	228.59	.000
9	LAYBARGE	19	20	-8.083	-1.321	8.86	-8.077	-1.320	10.04	141.69	.000
10	STINGER	21	22	-15.963	-2.706	10.91	-15.956	-2.715	10.90	.00	.010
11	STINGER	23	24	-23.800	-4.317	12.21	-23.789	-4.345	12.08	.00	.030
12	STINGER	25	26	-30.999	-5.928	12.95	-30.993	-5.926	13.57	13.72	.000
13	STINGER	27	28	-37.091	-7.350	13.28	-37.054	-7.502	27.41	.00	.161
14	STINGER	29	30	-40.083	-8.058	13.34	-39.766	-9.270	38.36	.00	1.381

BIODATA PENULIS

BIODATA PENULIS

Fauzanullah Rafif Irsyad lahir di Jakarta pada tanggal 27 Mei 1995. Penulis merupakan anak pertama dari tiga bersaudara. Penulis mempunyai orang tua bernama Faisal Fakkar dan Feri Erawati. Selain itu penulis mempunyai dua orang adik bernama Fahmi Aulia Rahmatullah dan Feliza Mutiara Az Zahra. Pada jenjang taman kanak-kanak, penulis bersekolah di TK Al-Azhar Batam. Lalu penulis melanjutkan ke jenjang sekolah dasar di SD Al-Azhar Batam. Lalu penulis melanjutkan sekolah di SMPN 6 Batam. Pada jenjang sekolah menengah atas penulis sempat bersekolah di SMAN 1 Batam selama satu semester, lalu pindah ke SMAN 1 Bogor pada tahun 2011. Selama masa SMA penulis mengikuti ekstrakulikuler baris-berbaris dan taekwondo. Pada tahun 2012 penulis diamanatkan menjadi ketua ekstrakulikuler taekwondo SMAN 1 Bogor. Setelah lulus dari SMA, penulis diterima di Departemen Teknik Kelautan Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Penulis diterima melalui jalur ujian tulis Seleksi Bersama Masuk Perguruan Tinggi Negeri (SBMPTN) 2013. Selama menjadi mahasiswa penulis aktif mengikuti berbagai kegiatan kepanitiaan, organisasi ekstra kampus maupun lomba yang diadakan organisasi kampus. Pada tahun kedua kuliah penulis mulai aktif mengikuti berbagai kegiatan mahasiswa seperti menjadi organizing committee (OC) Youth to Business AIESEC Surabaya. Penulis juga pernah menjadi salah satu organizing committee (OC) PETROLIDA SPE ITS SC pada tahun 2015. Pada tahun ketiga kuliah penulis diamanatkan menjadi Vice President Program Marketing AIESEC Surabaya. Pada tahun ketiga ini juga penulis melakukan kerja praktik di PT Hafar Daya Konstruksi. Ditahun ketiga penulis juga dianugrahi beasiswa Karya Salemba Empat (KSE). Pada tahun keempat penulis menyempatkan diri untuk mengikuti lomba yang diadakan oleh SPE ITS yaitu Plan of Development Competition dan mendapatkan juara ketiga. Pada tahun keempat penulis mengambil tugas akhir dalam bidang perencanaan dan perancangan pipa bawah laut. Judul tugas akhir penulis adalah "Analisis *Concrete Crushing* dan *Concrete Sliding* Pada *Pipeline* Saat Instalasi dengan Metode S-Lay". Selama pengerjaan tugas akhir tersebut penulis dibimbing oleh bapak Ir. Imam Rochani, M.Sc. dan bapak Nur Syahroni, S.T., M.T. Ph.D.