



TUGAS AKHIR - MO 141326

**ANALISIS UMUR KELELAHAN STRUKTUR BANGUNAN LEPAS
PANTAI TERPANCANG AKIBAT PENGARUH *AGING CORROSION***

ANIS WIJAYANTI
NRP. 4313 100 047

Dosen Pembimbing:
Ir. Murdjito, M.Sc. Eng.
Prof. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc., Ph.D.

Departemen Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 60111
2017



FINAL PROJECT - MO 141326

FATIGUE LIFE ANALYSIS OF JACKET FIXED PLATFORM STRUCTURE DUE TO THE EFFECT OF AGING CORROSION

ANIS WIJAYANTI
NRP. 4313 100 047

Supervisors:

Ir. Murdjito, M.Sc. Eng.

Prof. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc., Ph.D.

Department of Ocean Engineering
Faculty of Marine Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya 60111
2017

**ANALISIS UMUR KELELAHAN STRUKTUR BANGUNAN LEPAS
PANTAI TERPANCANG AKIBAT PENGARUH AGING CORROSION**

**LEMBAR PENGESAHAN
TUGAS AKHIR**

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
pada Program Studi S-1 Jurusan Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

ANIS WIJAYANTI

NRP. 4313 100 047

Disetujui oleh :

1. Ir. Murdjito, M.Sc.Eng. (Pembimbing 1)

2. Prof. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc. Ph.D. (Pembimbing 2)

3. Ir. Mas Murtedjo, M.Eng. (Penguji)

4. Dr. Eng. Rudi Walujo P, ST, MT. (Penguji)

5. Sujantoko, ST, MT. (Penguji)

SURABAYA, JULI 2017

ANALISIS UMUR KELELAHAN STRUKTUR BANGUNAN LEPAS PANTAI TERPANCANG AKIBAT PENGARUH AGING COROSSION

Nama Mahasiswa : ANIS WIJAYANTI
NRP : 4313100047
Departemen : Teknik Kelautan FTK – ITS
Dosen Pembimbing : Ir. Murdjito, M.Sc.Eng.
Prof. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc.,Ph.D

ABSTRAK

Dalam *assessment existing platform*, salah satu hal yang harus diperhitungkan adalah adanya degradasi pada struktur tersebut. Yang termasuk bentuk degradasi pada struktur adalah terjadinya *aging corossion*. Korosi merupakan anomali yang sering terjadi pada struktur lepas pantai. Korosi berpengaruh terhadap ketebalan dinding struktur, dimana ketebalan dinding struktur ini akan berpengaruh terhadap umur kelelahan struktur tersebut. Di analisa ini akan dibahas dampak korosi terhadap umur kelelahan struktur tersebut. *Aging corossion* dimodelkan sebagai degradasi *wall thickness* dimana laju korosi yang terjadi adalah 0.2 mm/tahun. Analisis ini dilakukan dengan menghitung umur kelelahan struktur tiap 5 tahun setelah diketahui laju korosi sebesar 0.2mm/tahun, hingga struktur tersebut mengalami *fatigue*. Dari hasil analisis didapatkan *aging corossion* berpengaruh terhadap periode natural struktur, dimana periode natural mengalami kenaikan dari 1.213 menjadi 1.336 atau mengalami kenaikan sebesar 10.14 % dari kondisi awal. Sedangkan struktur mengalami *fatigue* pada tahun ke-20 setelah *aging corrosion* ditemukan. Berdasarkan hasil analisis dapat disimpulkan bahwa *aging corossion* mempunyai dampak yang cukup signifikan terhadap periode natural dan umur kelelahan struktur, sehingga *aging corrosion* perlu dipertimbangkan dalam *assessment existing platform*.

Kata Kunci— umur kelelahan, korosi , *aging corossion*, periode natural.

FATIGUE LIFE ANALYSIS OF JACKET FIXED PLATFORM STRUCTURE DUE TO EFFECT OF AGING CORROSION

Name : ANIS WIJAYANTI
Reg. : 4313100047
Majoring : Department of Ocean Engineering FTK – ITS
Supervisors : Murdjito, M.Sc.Eng.
Prof. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc., Ph.D.

ABSTRACT

In the existing assessment platform, one of the things that must be taken into account is the degradation of the structure. Which includes the form of degradation in the structure is the occurrence of aging corrosion. Corrosion is an anomaly that often occurs in offshore structures. Corrosion effect on wall thickness of the structure, where wall thickness of this structure will affect the fatigue life of the structure. In this analysis will be discussed the impact of corrosion on the fatigue life of the structure. Aging corrosion is modeled as wall thickness degradation where the corrosion rate is 0.2 mm / year. This analysis is done by calculating the fatigue life of the structure every 5 years after the known corrosion rate of 0.2mm / year, until the structure has fatigue. From the analysis results obtained aging corrosion effect on the period of natural structure, where the natural period increased from 1.213 to 1.336 or an increase of 10.41% from the initial conditions. While the structure experienced fatigue in the 20th year after aging corrosion was found. Based on the analysis result, it can be concluded that aging corrosion has a significant impact on the natural period and fatigue life of the structure, so aging corrosion should be considered in existing platform assessment..

Keywords: *Keywords-fatigue life, corrosion, aging corrosion, natural period.*

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr. Wb.

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT karena atas rahmat, dan hidayah-Nya, penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini dengan baik dan lancar. Tugas akhir ini berjudul “Analisis Umur Kelelahan Struktur Bangunan Lepas Pantai Terpancang Akibat Pengaruh *Aging Corossion*”.

Tugas akhir ini disusun guna memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan studi kesarjanaan (S1) di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan (FTK), Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Tugas akhir ini membahas tentang analisis terhadap umur struktur *jacket fixed platform* yang mengalami *aging corrosion* dengan laju korosi yang telah ditentukan.

Demikian laporan ini disusun, penulis menyadari dalam pengerjaan dan penulisan tugas akhir ini masih jauh dari kesempurnaan sehingga penulis mengharapkan kritik dan saran sebagai bahan penyempurnaan pada laporan selanjutnya. Semoga laporan ini dapat bermanfaat khususnya bagi penulis sendiri dan umumnya bagi pembaca.

Wassalamu'alaikum Wr. Wb.

Surabaya, Juli 2017

Penulis

UCAPAN TERIMA KASIH

Tugas Akhir ini dapat penulis selesaikan karena dukungan, bimbingan serta bantuan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, ucapan terimakasih ingin penulis sampaikan kepada :

1. Allah SWT, atas limpahan rahmat, berkah dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Kedua orang tua, kakak, serta keluarga besar penulis yang selalu memberikan dukungan moril dan materiil kepada penulis.
3. Ir. Murdjito, M.Sc.Eng. dan Prof. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc., Ph.D selaku Dosen Pembimbing I dan Dosen Pembimbing II atas ilmu, saran dan bimbingan selama pengerjaan Tugas Akhir ini.
4. Bapak Nur Syahroni S.T., M.T., Ph.D selaku dosen wali penulis.
5. Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, ST., M.T., selaku Ketua Departemen Teknik Kelautan FTK-ITS.
6. Karyawan Tata Usaha Departemen Teknik Kelautan ITS atas bantuan administrasi yang diberikan kepada penulis.
7. Teman-teman Valtameri (Teknik Kelautan angkatan 2013) atas dukungan dan semangatnya untuk sama-sama menyelesaikan Tugas Akhir ini.
8. PT. PHE ONWJ sebagai tempat Kerja Praktek Penulis atas bantuannya dalam pengumpulan data untuk Tugas Akhir penulis.
9. Semua pihak dan teman-teman penulis yang tidak bisa penulis sebutkan satu persatu, yang telah memberikan dukungan, semangat dan bantuan kepada penulis, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
LEMBAR PENGESAHAN	iii
ABSTRAK	iv
KATA PENGANTAR	vi
UCAPAN TERIMA KASIH	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Masalah	1
1.2 Perumusan Masalah	3
1.3 Tujuan	3
1.4 Manfaat	3
1.5 Batasan Masalah	4
1.6 Sistematika Penulisa	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	7
2.1 Tinjauan Pustaka	7
2.2 Dasar Teori	7
2.2.1 Jenis-jenis Bangunan Lepas Pantai	8
2.2.2 <i>Jacket Fixed Platform</i>	9
2.2.3 Beban pada Anjungan Lepas Pantai Terpancang	8
2.2.3.1 Beban Mati/ <i>Dead Load</i>	10
2.2.3.2 Beban Hidup/ <i>Live Load</i>	10
2.2.3.3 Beban Lingkungan	11
2.2.4 Korosi	11
2.2.4.1 Laju Korosi	13
2.2.4.2 Pengendalian Korosi	14
2.2.5 Analisa Kelelahan	15
2.2.5.1 Periode Natural	16
2.2.5.2 <i>Dynamic Amplification Factor</i>	17

2.2.5.3	<i>S-N Curves</i>	17
2.2.5.4	<i>Stress Concentration Factor</i>	20
2.2.5.5	Metode Palmgren- Miner	23
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		25
3.1	Metode Penelitian	25
3.2	Prosedur Penelitian.....	26
3.3	Pengumpulan Data	28
3.3.1	Pengumpulan Data Struktur	28
3.3.2	Pengumpulan Data Lingkungan.....	30
3.3.2.1	Data Kedalaman.....	30
3.3.2.2	Data Angin	30
3.3.2.3	Data Arus	30
3.3.2.4	Data Gelombang	31
3.3.2.5	Kriteria Gelombang untuk Analisa Fatigue	32
3.3.2.6	<i>Current Blockage Factor</i>	32
3.3.2.7	Faktor Kinematik Gelombang.....	33
3.3.3	Data Pembebanan.....	33
BAB IV ANALISIS HASIL DAN PEMBAHASAN		35
4.1	Pemodelan Struktur	35
4.2	<i>Inplace Analysis</i>	38
4.3	Periode Natural.....	40
4.3.1	Metode Analisa Periode Natural	40
4.3.2	Periode Natural Masing-masing Kondisi	42
4.3.3	Perbandingan Periode Natural	45
4.4	<i>Dynamic Amplification Factor (DAF)</i>	46
4.5	<i>Stress Concentration Factor</i>	48
4.6	<i>S-N Curves</i>	49
4.7	Analisa Kelelahan	50
4.7.1	Metode Analisa Kelelahan	50
4.7.2	Perbandingan Umur Kelelahan	52
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		53
5.1	Kesimpulan	53
5.2	Saran	53

DAFTAR PUSTAKA	55
LAMPIRAN	
BIODATA PENULIS	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Korosi yang terjadi pada <i>Jacket Leg</i>	2
Gambar 1.2 <i>UA Well Platform</i>	3
Gambar 2.1 Mekanisme Terjadinya Korosi	12
Gambar 2.2 WJT S-N Curves.....	19
Gambar 2.3 <i>Tubular Joint</i> Sederhana.....	22
Gambar 3.1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir.....	25
Gambar 3.2 <i>UA Well Platform</i> PHE ONWJ	28
Gambar 3.3 Arah Beban Lingkungan.....	29
Gambar 4.1 <i>Isometric View UA Well Platform</i>	35
Gambar 4.2 Pemodelan <i>Cellar Deck</i> EL(+) <i>24’-4”</i>	36
Gambar 4.3 Pemodelan <i>Main Deck</i> EL(+) <i>44’-0”</i>	36
Gambar 4.4 <i>Jacket Framming</i>	37
Gambar 4.5 <i>Jacket Walkway</i>	37
Gambar 4.6 Arah Pembebanan Lingkungan	38
Gambar 4.7 Grafik Perbandingan Periode Natural	45
Gambar 4.8 Grafik Kenaikan Nilai DAF	47
Gambar 4.9 <i>Joint 337</i>	48
Gambar 4.10 WJT S-N Curves.....	49
Gambar 4.11 Grafik Perbandingan Umur Kelelahan	52

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 : Rentang Batasan SCF oleh Efthymiou.....	22
Tabel 3.1 Data Lokasi <i>Well and Production Platform UA</i>	28
Tabel 3.2 Deskripsi <i>Well Platform</i>	28
Tabel 3.3 Data Kedalaman Perairan.....	30
Tabel 3.4 Data Angin	30
Tabel 3.5 Data Kecepatan Arus Berdasarkan Kedalaman	31
Tabel 3.6 Data Gelombang.....	31
Tabel 3.7 Distribusi Gelombang untuk Analisa Fatigue	32
Tabel 3.8 <i>Current Blockage Faktor</i> untuk Platform 4 kaki	32
Tabel 3.9 Faktor Kinematik Gelombang	33
Tabel 3.10 Total <i>topside Load</i>	33
Tabel 4.1 <i>Maximum Member UC</i>	38
Tabel 4.2 <i>Maximum Joint Punching Shear Inplace Analysis</i>	39
Tabel 4.3 Periode Natural Struktur Kondisi Awal	42
Tabel 4.4 Periode Natural Struktur Tahun ke-5	42
Tabel 4.5 Periode Natural Struktur Tahun ke-10	43
Tabel 4.6 Periode Natural Struktur Tahun ke-15	43
Tabel 4.7 Periode Natural Struktur Tahun ke-20	44
Tabel 4.8 Perbandingan Periode Natural	45
Tabel 4.9 Nilai DAF Struktur.....	47
Tabel 4.10 Validity Range Metode Efthymiou	47
Tabel 4.11 Perhitungan Parameter <i>Tubular Joint</i>	48
Tabel 4.12 Hasil <i>Validity Range</i>	48
Tabel 4.13 Perbandingan Umur Kelelahan	52

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A	<i>FATIGUE INPUT</i>
LAMPIRAN B	<i>SACS SELECTED OUTPUT FILES</i>

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Permasalahan

Industri minyak dan gas lepas pantai telah berkembang seiring dengan kemajuan jaman dan bertambahnya kebutuhan akan minyak dan gas bumi. Semakin berkembangnya sebuah industri, semakin banyak pula masalah yang dihadapi. Selain cadangan yang semakin menipis, masalah lain yang timbul adalah usia dari bangunan lepas pantai yang semakin tua dan masih dibutuhkan untuk operasi. Ada lebih dari 7500 bangunan lepas pantai di dunia untuk industri minyak dan gas, dan 85% dari jumlahnya akan membutuhkan *assessment* lebih lanjut terkait dengan usianya (Fowler et al.,2013).Salah satu contoh di Indonesia adalah asset struktur lepas pantai milik PT. PHE ONWJ yang beroperasi di laut Jawa sejak 1971. Dari total 223 struktur lepas pantai yang dimiliki hanya 5% dari jumlahnya yang merupakan *platform* baru dengan usia kurang dari 10 tahun, dan sebanyak 15% untuk usia 11-20 tahun. *Platform-platform* ini masih termasuk kategori *platform* yang *design life*-nya belum habis. Sedangkan sisanya, sekitar 80% *platform* merupakan *platform* dengan usia lebih dari 20 tahun, yang telah dilakukan *service life extension* guna memperpanjang umur operasinya.

Mengelola asset yang sudah berumur bukanlah hal mudah, oleh karena itu diperlukan manajemen dan perencanaan yang baik guna menjaga asset agar tetap berfungsi sebagaimana mestinya (Hudson, 2010). Prinsip utama dalam perawatan struktur *platform* adalah untuk memastikan fungsi dan keamanan platform selama masa operasinya. Kerusakan harus dideteksi secepat mungkin melalui inspeksi dan dilakukan perbaikan untuk meningkatkan keamanannya (Shen et al.,2015). Melalui inspeksi akan diketahui kondisi terbaru dari struktur sehingga dapat dianalisa dan dari hasil analisa tersebut dapat ditentukan *assessment* selanjutnya pada struktur. Menurut API-RP-2A WSD (2010) dalam *assessment existing platform* ada beberapa hal yang perlu dipertimbangkan dengan melakukan inspeksi level III dan level IV pada platform. Hal tersebut diantaranya memverifikasi kerusakan yang dicurigai, degradasi akibat usia, modifikasi yang dilakukan pada *platform*, *drawing* yang kurang tepat serta buruknya dokumentasi inspeksi .Keamanan dari *existing*

aged platform merupakan topik penting yang harus dikaji untuk mengetahui dampak apa yang ditimbulkan terhadap struktur (Ppan et al.,2008). Salah satu anomaly pada struktur yang termasuk degradasi akibat usia adalah korosi, *environmental overload*, dan *accidental damage* (Stacey, 2010).

Dalam analisa Tugas Akhir ini akan dibahas mengenai *fatigue life* suatu *aged platform* yang telah mengalami kemunduran akibat korosi. Korosi merupakan peristiwa alami yang tidak dapat dihindari akibat reaksi alami material dengan lingkungan. Begitu juga yang terjadi pada struktur *jacket* yang beroperasi di lepas pantai. Dalam operasinya, struktur *jacket* akan mengalami penurunan umur operasi akibat korosi. Salah satu konsekuensi yang diterima akibat adanya korosi adalah penipisan dinding material. Penipisan ini dapat terjadi akibat *coating* yang terkelupas atau rusak akibat umur operasi sehingga terjadi korosi pada permukaan yang terkelupas. Penipisan akibat korosi paling parah terjadi pada *splash zone* namun tidak menutup kemungkinan terjadi di bagian lain. Jika hal ini terjadi pada struktur *jacket*, penipisan dinding material akan dapat mengurangi umur operasi suatu struktur secara signifikan. Contoh korosi yang terjadi pada struktur platform dapat dilihat pada Gambar 1.1 berikut ini :



Gambar 1.1 korosi yang terjadi pada *jacket leg*
(PT. PHE ONWJ)

Objek yang dianalisa dalam tugas akhir ini adalah UA *Well Platform* milik PT. PHE ONWJ yang beroperasi di *Uniform Area* dan diinstall pada tahun 1973. Analisa umur kelelahan pada struktur UA *Well Platform* ini dilakukan dengan mencari tahun ke berapakah struktur tersebut mengalami *fatigue* apabila diketahui struktur mengalami *aging corrosion* dengan laju korosi sebesar 0.2 mm/tahun.



Gambar 1.2 UA Well Platfrom
(PT. PHE ONWJ)

1.2 Perumusan Masalah

Rumusan masalah yang akan di bahas pada Tugas Akhir ini adalah :

1. Bagaimana pengaruh *aging corrosion* terhadap perubahan umur kelelahan struktur bangunan lepas pantai terpancang ?
2. Dengan laju korosi sebesar 0.2 mm/tahun, pada tahun ke berapakah struktur bangunan lepas pantai akan mengalami *fatigue* ?

1.3 Tujuan

Tujuan yang akan dicapai pada Tugas Akhir ini adalah :

1. Mengetahui pengaruh *ageing corossion* terhadap umur kelelahan struktur bangunan lepas pantai.
2. Mengetahui pada tahun keberapa struktur mengalami *fatigue* apabila diketahui laju korosi yang terjadi pada struktur bangunan lepas pantai adalah 0.2 mm/tahun.

1.4 Manfaat

Manfaat yang diperoleh dari Tugas Akhir ini adalah mampu mengetahui pengaruh *aging-corrosio n* terhadap struktur bangunan lepas pantai yang *design life*-nya sudah habis dan diadakan perpanjangan umur operasi. Dari hasil analisa tersebut juga dapat diketahui sisa umur struktur bangunan lepas pantai apabila diketahui laju korosi yang terjadi pada struktur bangunan lepas pantai adalah 0.2 mm/tahun.

1.5 Batasan Masalah

Dalam penelitian ini terdapat beberapa batasan-batasan agar pembahasan tidak

terlalu meluas, yaitu :

1. Objek yang akan dianalisa adalah UA *Well Platform* milik PT. PHE ONWJ
2. *Standarts Codes* yang digunakan mengacu pada API RP 2A WSD
3. Laju korosi pada struktur diketahui 0.2 mm/tahun
4. Struktur belum pernah mengalami *fatigue*, mulai dari diinstal hingga sekarang.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan tugas akhir ini terdiri atas lima bab yang meliputi :

BAB I PENDAHULUAN

Pendahuluan, menjelaskan tentang latar belakang penelitian yang dilakukan, permasalahan, tujuan yang ingin dicapai, manfaat yang diperoleh, batasan-batasan masalah, dan sistematika penulisan laporan tugas akhir.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

Tinjauan Pustaka dan Dasar Teori yang berpedoman pada beberapa penelitian terkait yang pernah dilakukan untuk referensi penelitian ini.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi penelitian menjelaskan tentang langkah-langkah penyelesaian analisis dan melakukan validasi. Dalam hal ini meliputi langkah awal yang harus dilakukan, *study literature* yang dapat menunjang penyelesaian dari pembahasan masalah, seperti halnya pengumpulan data-data pendukung.

BAB IV ANALISA HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini dijelaskan langkah analisis terhadap rumusan masalah yang dihadapi. Pada bab ini juga disampaikan hasil akhir analisis terhadap data yang dilakukan hingga dapat menjawab permasalahan pada tugas akhir ini.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan dan saran menjelaskan tentang kesimpulan yang telah didapatkan dari hasil pembahasan bab yang sebelumnya dan saran-saran penulis sebagai pertimbangan dalam keperluan penelitian yang terkait.

DAFTAR PUSTAKA

Daftar pustaka yang berisi referensi-referensi yang dipakai selama penelitian.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Analisa tentang *aged platform* saat ini belum banyak dilakukan. Ada beberapa penelitian tentang *aged* struktur yang telah dilakukan, diantaranya Ossai (2017) melakukan analisa tentang *aged* struktur pada *renewable energy*. Dalam penelitiannya Ossai melakukan optimasi terhadap model struktur yang mengalami *aging degradation* yang berbeda. Selanjutnya penelitian dilakukan oleh Shen (2015) tentang metode untuk *assessment aged platform*. Dalam hasil analisisnya analisa integritas platform dapat dilakukan dengan mengimplementasikan tes dinamis tanpa tambahan data lainnya. Sedangkan Ppan (2008) melakukan penelitian tentang *safety assessment* terhadap *mechanical structure* dan hubungannya dengan umur struktur. Dari hasil analisisnya akan diperoleh data –data yang bias digunakan untuk pertimbangan langkah selanjutnya yang harus diambil terhadap struktur.

Analisa *fatigue* dilakukan untuk mengecek kekuatan struktur terhadap pembebanan siklik beban gelombang. Suatu struktur platform dinyatakan aman apabila *service life* dari perhitungan *fatigue* lebih besar daripada *service life* yang direncanakan. Analisa *fatigue* pada platform struktur, misalnya Jackobuwasky (2015) melakukan penelitian tentang pengaruh *pitting corrosion* dan *fatigue corrosion* pada kapal dan juga *offshore structure*. Ziegler (2016) melakukan analisa *fatigue* terkait korosi yang terjadi pada *offshore wind monopile structure* untuk *service life extension* struktur tersebut. Analisa juga dilakukan oleh Diwansyah (2008), yang melakukan analisa *fatigue* dengan menggunakan *software* MicroSAS. Sedangkan analisa *fatigue* yang dipengaruhi oleh usia dari struktur platform, belum banyak dilakukan. Pratama (2013) melakukan analisa kelelahan dengan memperhatikan korosi yang dialami platform. Penipisan *wall thickness* dari platform didasarkan pada laporan inspeksi yang telah dilakukan.

2.2 Dasar Teori

2.2.1 Jenis-jenis Bangunan Lepas Pantai

Proses eksplorasi minyak membutuhkan sebuah fasilitas yang menunjang kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak bumi yaitu sebuah struktur platform. Struktur yang digunakan di offshore berbeda dengan struktur yang digunakan di darat, struktur di offshore dibuat berdasarkan kedalaman tempat operasi. Industri perminyakan di offshore didesain sedemikian hingga agar bisa beroperasi di lingkungan laut, baik dalam kondisi operasional maupun dalam kondisi ekstrim. Menurut Mukhtasor (2012) fasilitas produksi dan operasi dibedakan menjadi beberapa jenis, yaitu :

a. *Gravity based- Platform*

Platform ini dibuat dari baja atau beton dengan ukuran yang sangat besar dan masa yang sangat berat. Platform seperti ini cocok di kedalaman lebih dari 100 feet atau 300 meter. Bahannya yang terbuat dari baja dan beton membuat *Gravity based- Platform* menjadi struktur yang kuat yang dapat menahan alat pengeboran dan alat produksi yang berat. *Gravity based- Platform* mempunyai ruang penyimpanan minyak mentah yang terletak di bagian bawah struktur. Untuk menjaga struktur terapung maka diperlukan udara yang cukup di ruang penyimpanan hingga akhirnya struktur ditarik turun ke dasar laut.

b. *Steel Jacket Fixed Platform*

Struktur jenis ini terdiri dari pipa yang besar dan pipa baja bersilang. *Jacket* didukung tiang pancang hingga dasar laut gaya gelombang, angin, arus dan gaya lainnya yang mengenai platform menuju dasar laut. Pada platform ini terdapat juga geladak yang terdiri dari alat pengeboran, tempat tinggal pekerja, dan fasilitas produksi. *Jacket* digunakan di perairan dangkal hingga medium yaitu kurang lebih 450 m.

c. *Compliant Tower*

Compliant Tower terdiri dari menara lurus dari dasar laut dan memanjang ke atas, mirip seperti *fixed platform*. Tower ini fleksibel sehingga dapat

dioperasikan di laut dalam sampai batas tekanan dari angin dan laut yang dapat ditolerir. Platform ini mampu beroperasi hingga kedalaman 1000 – 3000 kaki, atau kurang lebih 1800 meter.

d. *Tension Leg Platform*

TLP hampir sama dengan *fixed platform*, yang membedakannya adalah TLP memiliki lambung kapal yang mengapung dan tertambat di dasar laut. TLP dapat menampung seluruh fasilitas produksi dan alat-alat pengeboran. Umumnya TLP dibangun dengan 4 kolom untuk mendukung bagian geladak. TLP digunakan hingga kedalaman air 600 feet atau 1800 meter.

e. *Semi-Submersible*

Semi-Submersible terdiri dari geladak yang didukung dengan kolom dan terhubung di bawah air dengan 4 pontoon. Sama dengan TLP, *semi-submersible* menyediakan produksi sekaligus tempat tinggal bagi pekerja. Namun, lambung terapungnya menggunakan sistem oenambat bercabang yang terbuat dari kabel baja untuk menjaga platform tetap pada posisinya. Selain itu, sistem penambat ini juga menjaga agar platform tetap terhubung dengan sumur di bawah laut.

2.2.2 Jacket Fixed Platform

Jacket Fixed Platform merupakan salah satu jenis bangunan lepas pantai yang berfungsi sebagai fasilitas produksi dan operasi suatu ladang pengeboran minyak. *Jacket fixed platform* merupakan bangunan terpancang yang komponennya terdiri sebagai berikut :

1. *Deck / topside structure*

Merupakan bagian paling atas dari struktur yang berfungsi sebagai bagian utama selama masa operasi. Di *deck* inilah tempat untuk meletakkan *equipment-equipment* yang digunakan dalam proses produksi, sehingga keberadaan *deck* merupakan hal yang sangat dibutuhkan.

2. *Jacket*

Jacket merupakan komponen yang letaknya tepat di bawah *deck*. Sesuai letaknya, salah satu fungsi *jacket* adalah sebagai penyokong dari *deck*. Selain berfungsi sebagai penyokong, *jacket* juga berfungsi untuk memastikan agar *pile* tetap dalam posisinya, serta juga sebagai penyokong beberapa sub-struktur seperti *boat landing*.

3. *Pile* / Pondasi

Pile merupakan komponen struktur yang berfungsi sebagai pondasi dari struktur tersebut. *Pile* terletak di dalam *jacket* dan terpancang di dasar laut.

2.2.3 Beban-beban Pada Anjungan Lepas Pantai Terpancang

Berdasarkan kriteria dari API RP 2A WSD, berikut penjelasan tentang beban-beban pada anjungan lepas pantai :

2.2.3.1 Beban Mati / *Dead Load*

Yang termasuk dalam kategori beban mati atau *dead load* pada anjungan lepas pantai terpancang menurut API RP 2A WSD adalah berat dari seluruh anjungan itu sendiri serta berat *equipment* yang terpasang secara permanen. Beban mati meliputi hal-hal sebagai berikut :

1. Berat struktur platform
2. Berat *equipment* dan *appurtenance* yang berada di anjungan secara permanen
3. Gaya-gaya hidrostatis yang bekerja pada bagian struktur di bawah permukaan air, yang meliputi tekanan hidrostatis dan gaya apung.

2.2.3.2 Beban Hidup / *Live Load*

Beban hidup merupakan beban yang diterima platform dalam kondisi operasi, yang dapat berubah-ubah sesuai kondisi operasinya. Yang termasuk dalam beban hidup adalah sebagai berikut :

1. Berat dari *equipment* untuk pengeboran atau produksi yang tidak permanen
2. Berat dari *heliport*, peralatan penunjang kehidupan (*life-support*), peralatan selam dan peralatan lain yang dapat ditambahkan atau dilepaskan sesuai kondisi operasi.
3. Berat dari suplai dan cairan yang berubah mengikuti fungsi waktu yang ada pada tangka penyimpanan.
4. Gaya-gaya yang diterima struktur selama operasi seperti *drilling*, *vessel mooring* dan beban *helicopter* di *heliport*.

5. Beban *crane* pada saat kondisi operasi, dalam artian sedang melakukan kegiatan pengangkutan dan peletakkan.

2.2.3.3 Beban Lingkungan

Beban lingkungan yang bekerja pada struktur biasanya disebabkan oleh fenomena-fenomena alam. Struktur harus mampu menghadapi beban lingkungan dari segala arah. Beban-beban lingkungan yang terkait dengan anjungan lepas pantai adalah sebagai berikut :

1. Angin

Angin yang berhembus dan mengenai bagian-bagian struktur yang berada di atas permukaan laut, memberikan tekanan pada struktur tersebut.

2. Arus

Beban arus adalah beban karena tekanan akibat laju pergerakan arus pada bagian-bagian *jacket* yang berada di bawah di permukaan air laut.

3. Gelombang

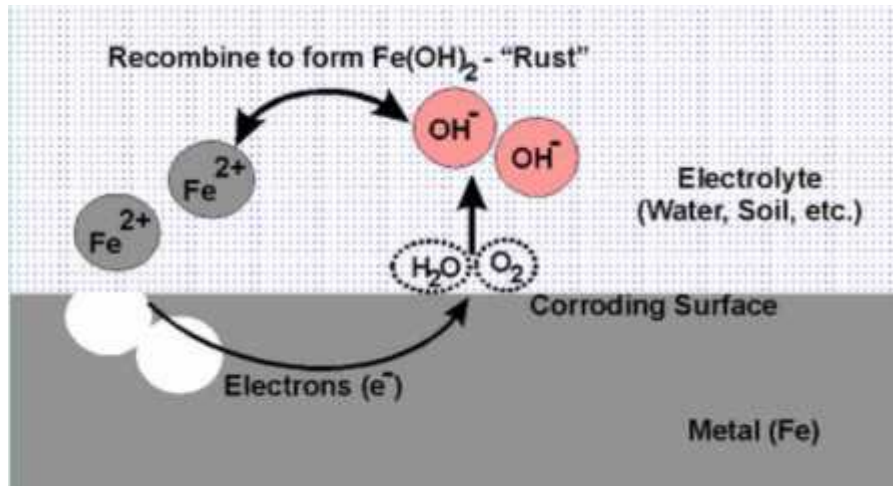
Gaya gelombang merupakan gaya yang paling dominan berpengaruh pada operabilitas struktur anjungan. Beban gelombang memberikan dampak yang signifikan pada daerah di dekat permukaan air.

4. Pasang surut

Pasang surut menyebabkan tambahan gaya hidrostatik pada *member-member jacket* yang berada di bawah permukaan air.

2.4 Korosi

Korosi merupakan peristiwa alam yang terjadi akibat reaksi alami material dengan lingkungan. Korosi juga didefinisikan sebagai degradasi material yang disebabkan oleh reaksi antara material dan lingkungannya. Komponen utama korosi ada dua, yaitu material dan lingkungan. Skema sel korosi secara umum dapat dilihat pada Gambar 2.1



Gambar 2.1 Mekanisme terjadinya korosi (Andhi G., 2011)

Skema diatas dapat dijabarkan sebagai berikut :

1. Anoda : terjadi reaksi anodik dimana logam Fe larut menjadi ion Fe^{2+}
2. Katoda : terjadi reaksi katodik
3. Elektrolit sebagai media perantara elektron

Faktor yang berpengaruh terhadap korosi dapat dibedakan menjadi dua, yaitu yang berasal dari bahan itu sendiri dan dari lingkungan. Faktor dari bahan meliputi kemurnian bahan, struktur bahan, bentuk kristal, unsur-unsur kelumit yang ada dalam bahan, dan sebagainya. Faktor dari lingkungan meliputi, suhu, kelembaban, keberadaan zat-zat kimia yang bersifat korosif, pH, temperatur dan perpindahan panas, pergerakan fluida, potensial elektrokimia, dan sebagainya.

Struktur *jacket* yang beroperasi di lepas pantai akan mengalami korosi. Salah satu penyebab terjadinya korosi adalah timbulnya reaksi reduksi-oksidasi antara unsur dengan kondisi media yang mendukung. Struktur *jacket* merupakan struktur baja yang tercelup di air laut. Pada kondisi ini akan terjadi reaksi yang dapat digambarkan sebagai berikut:



Jika logam dianggap terletak pada udara terbuka ataupun air laut (media) maka akan mengalami reaksi katodik seperti berikut:



Kombinasi dari kedua reaksi di atas merupakan reaksi reduksi dan oksidasi dimana hasil dari reaksi tersebut adalah garam besi yaitu:



Reaksi di atas akan berlangsung secara terus menerus karena ketidakstabilan yang terjadi jika berada di udara sehingga pada akhirnya besi akan habis terkorosi. Jika ini terjadi pada *jacket* dan tidak ada upaya untuk menghambat ataupun mengendalikan maka akan berbahaya terhadap struktur itu sendiri.

2.2.4.1 Laju Korosi

Laju korosi adalah kecepatan rambatan atau kecepatan penurunan kualitas suatu material terhadap waktu. Laju korosi berkaitan erat dengan komponen kimia material dan kondisi fisik material pada tempat.

Suatu material cenderung akan memiliki laju korosi yang rendah apabila komposisi karbon lebih rendah dari 0.2 % . Apabila dilihat dari kondisi fisik suatu material, maka yang paling berpengaruh adalah temperature, tingkat keasaman suatu lingkungan, kelembaban udara, dan lain sebagainya. Dalam kondisi real di lapangan kondisi lingkungan memegang peranan penting dalam menentukan cepat lambatnya laju korosi pada suatu material.

Metode kehilangan berat merupakan metode untuk perhitungan laju korosi dengan mengukur kekurangan berat akibat korosi yang terjadi. Metode ini menggunakan jangka waktu penelitian hingga didapatkan jumlah kehilangan berat akibat korosi. Berdasarkan ASTM G31-72, persamaan untuk menghitung laju korosi adalah sebagai berikut :

$$\text{Laju Korosi (mpy)} = \frac{KW}{DAT} \quad (2.4)$$

Dengan:

W = Kehilangan berat (mg)

K = konstanta (mpy = $3,45 \times 10^6$)

D = Kerapatan benda uji (g/cm^3)

A = Luas permukaan yang terkorosi (m^2)

T = Waktu exposure (jam)

Metode yang digunakan pada persamaan diatas adalah dengan mengukur kembali berat awal suatu material, berkurangnya berat dari berat awal material merupakan nilai kehilangan berat. Kekurangan berat ini dimasukkan ke dalam persamaan untuk mendapatkan laju kehilangan berat atau disebut juga dengan laju korosi (*corrosion rate*). Metode ini merupakan metode yang paling sering dipakai dalam mencari laju korosi suatu material karena merupakan metode paling baik dan paling mudah dilakukan.

2.2.4.2 Pengendalian Korosi

Korosi telah didefinisikan sebagai penurunan mutu logam akibat reaksi elektrokimia dengan lingkungannya. Pada kebanyakan situasi, serangan ini tidak dapat dicegah sehingga hanya dapat dihambat dan dikendalikan. Dengan dasar tentang elektrokimia dan mekanisme korosi, maka dapat dilakukan usaha-usaha untuk mengendalikan korosi. Berikut ini adalah cara-cara yang paling penting dalam mengendalikan korosi:

- 1) Modifikasi rancangan
- 2) Modifikasi lingkungan
- 3) Pemberian lapisan perlindungan
- 4) Pemilihan material
- 5) Proteksi anoda katoda

Sementara itu, cara untuk meminimalisir dampak korosi dapat dilakukan dengan inspeksi melalui NDT dari dalam menggunakan *magnetic flux leakage*. Alat ini dapat digunakan untuk mendeteksi daerah yang terkorosi. Berdasarkan beberapa cara yang telah direkomendasikan, terdapat tiga cara yang sering digunakan dalam pengendalian korosi, di antaranya:

- 1) Pemberian lapisan perlindungan

Perlindungan ini dilakukan dengan cara memberikan pelapis terhadap logam sehingga pertukaran antarion pada permukaan logam dengan sekelilingnya mampu dikendalikan. Pemberian lapisan ini biasanya dilakukan pada saat struktur *jacket* kan diangkat menuju lokasi operasi. Namun pada saat pengikatan struktur

jacket, biasanya akan terjadi pengelupasan pada lapisan sehingga dapat menimbulkan korosi di kemudian hari. Untuk mengatasinya, biasanya diterapkan underwater coating yaitu pelapisan pada struktur yang telah terendam.

2) Sacrificial anoda cathodic protection

Metode proteksi katoda dengan cara memberikan logam yang lebih mudah terkorosi. Pemberian logam ini dilakukan sesuai prinsip galvanic corrosion. Logam yang diberikan harus bersifat lebih anodik daripada logam yang diproteksi. Hal ini dimaksudkan agar logam yang bersifat anodik akan lebih dahulu terkorosi sehingga logam yang bersifat katodik akan terlindungi. Dengan kata lain mengorbankan anoda untuk melindungi katode.

3) Impressed current cathodic protection

Perlindungan diberikan dengan cara mengalirkan arus dengan sumber tegangan DC pada sistem dari luar. Arus yang diberikan dari rectifier positif dialirkan melalui anoda dan elektrolit. Pada prinsipnya, pemberian arus ini menghambat laju korosi dengan cara menjadikan potensial lebih negatif sehingga kondisi logam seolah-olah kebal terhadap korosi.

2.5 Analisa Kelelahan

Analisa kelelahan suatu struktur atau yang sering disebut dengan analisa *fatigue* merupakan analisa ketahanan struktur terhadap beban dinamis yang dipengaruhi oleh factor dinamis struktur dan karakteristik beban dinamis. Hasil analisis fatigue berupa lama siklus waktu (tahun) struktur mampu menerima atau tahan terhadap beban dinamis yang bekerja di lingkungan dimana struktur berada. Analisa fatigue termasuk analisa dinamis karena sifat beban lingkungan laut yaitu beban gelombang yang setiap saat menerpa struktur. Analisa dinamis memperhitungkan faktor dinamis yang terdiri dari distribusi massa dan kekakuan struktur yang ditunjukkan oleh *eigenvalue* (periode alami struktur), dan beban dinamis itu sendiri (besarnya beban dan periodenya). Pengaruh faktor dinamis ini ditunjukkan oleh *dynamic amplification factor* (DAF) yang didefinisikan sebagai perbandingan deformasi analisa dinamis terhadap deformasi analisa statis.

Struktur dapat gagal apabila struktur itu mendapat beban yang melebihi batas kemampuannya. Namun struktur juga dapat gagal apabila mendapat beban yang berulang secara periodik maupun acak dengan nominal dibawah batas kemampuannya. Beban yang bekerja secara berulang tersebut dapat menyebabkan kelelahan pada struktur sehingga dapat berpengaruh pada umur operasi struktur tersebut.

Beberapa pendekatan yang digunakan dalam analisis umur kelelahan pada struktur antara lain metode analisis deterministik dan metode analisis *spectral*. Metode deterministik termasuk dalam hal ini metode analisis kelelahan penyederhanaan (*Simplified Method*). Metode yang lain adalah metode analisis spektral penuh (*Spectral Fatigue Analysis*). Analisis kelelahan penting dilakukan untuk memprediksi besar relatif dari *fatigue life* pada sambungan kritis.

2.2.5.1 Periode Natural

Periode getar (T) adalah waktu yang diperlukan untuk menempuh satu putaran lengkap dari suatu getaran ketika terganggu dari posisi keseimbangan statis dan kembali ke posisi semula. Periode getar juga sering disebut secara lengkap dengan “periode getar alami struktur” (*natural fundamental period*), dimana istilah “alami” tersebut digunakan untuk menggambarkan setiap getaran untuk menekankan fakta bahwa hal tersebut merupakan properti alami dari struktur yang bergantung pada massa dan kekakuan yang bergetar secara bebas tanpa adanya gangguan dari gaya luar. Rumus periode natural adalah:

$$T = 2 \sqrt{\frac{m}{k}} \dots\dots\dots(2.5)$$

Dengan:

T = Periode Natural

m = Massa Struktur

k = kekakuan

Namun, pada struktur nyata, perhitungan yang eksak mengenai periode getar struktur sangatlah sulit untuk dilakukan, karena periode getar adalah fungsi dari massa dan kekakuan seperti pada rumus di atas.

2.2.5.2 Dynamic Amplification Factor

API RP 2A mengatakan bahwa dampak-dampak dinamis struktur perlu diperhatikan dalam analisis kelelahan. Bangunan lepas pantai memiliki periode natural sendiri, yaitu periode struktur itu sendiri tanpa adanya beban-beban eksternal. Kita tahu bahwa apabila suatu struktur dengan periode natural tertentu dihadapkan pada beban siklis dengan periode yang mendekati periode naturalnya, maka sangat rawan sekali terjadi resonansi. Resonansi ini menyebabkan *amplification* atau pembesaran *magnitude* beban yang terjadi pada struktur.

Suatu nilai faktor yang memperbesar *magnitude* beban inilah yang disebut sebagai *Dynamic Amplification Factor* atau yang selanjutnya disebut sebagai DAF. DAF dapat dituliskan dalam persamaan berikut,

$$D = \frac{1}{\sqrt{\left[1 - \left(\frac{T_n}{T}\right)^2\right]^2 + \left[2\xi \left(\frac{T_n}{T}\right)^2\right]^2}} \quad (2.6)$$

Dengan T_n adalah periode natural bangunan, T adalah periode gelombang reguler, dan ξ adalah rasio redaman yang oleh API RP 2A disarankan menggunakan 5% (0.05). Dapat diperhatikan nilai DAF akan semakin besar apabila rasio T_n/T mendekati 1, yaitu apabila periode gelombang reguler mendekati periode natural bangunan lepas pantai. DAF dapat memperbesar *magnitude* beban hingga 3 kali lipatnya (untuk rasio redaman 5%). Perhitungan DAF dilakukan untuk setiap periode gelombang pada data sebaran gelombang.

2.2.5.3 S-N Curves

Peneliti-peneliti terdahulu melakukan uji coba kelelahan material di laboratorium dengan membebani suatu material dengan beban tertentu secara terus menerus hingga mengalami kegagalan. Kegagalan yang dimaksud berbeda dengan kegagalan dalam uji tarik biasa. Pada uji tarik biasa, kegagalan terjadi apabila material mengalami *necking* hingga akhirnya putus. Sementara pada uji kelelahan, kegagalan terjadi apabila material mulai mengalami *cracking*.

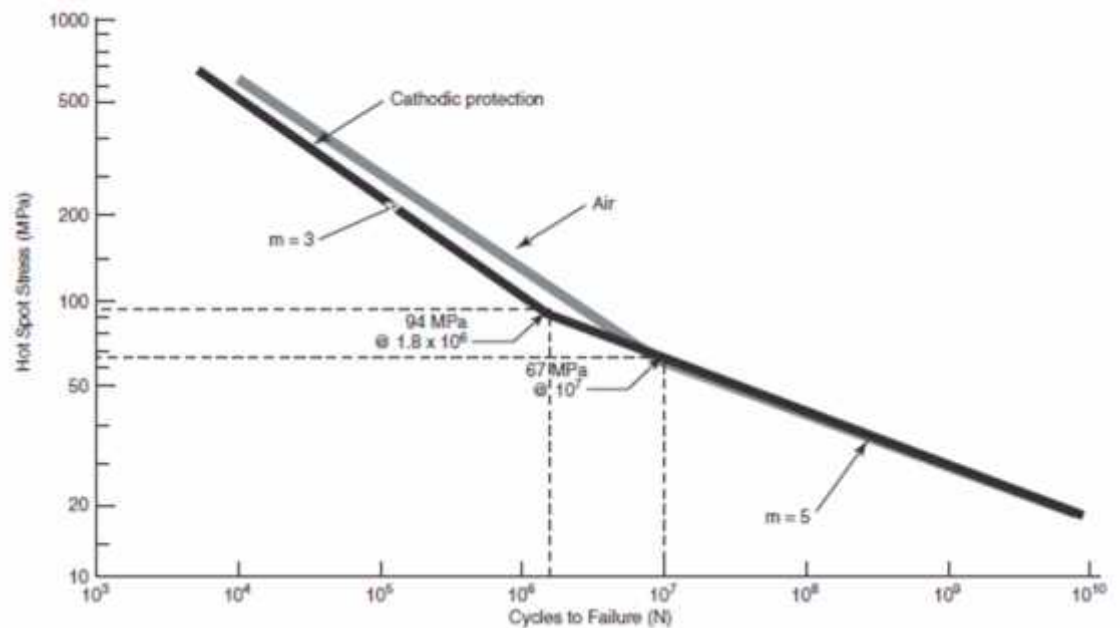
Pada saat pengujian, material akan diberikan beban siklus tertentu yang menyebabkan rentang tegangan S (2 kali amplitude tegangan) pada material, kemudian beban tadi terus dilakukan berkali kali hingga pada siklus ke N material mengalami *cracking*. Sehingga dapat dikatakan sebagai berikut “*material akan mengalami cracking apabila terjadi rentang tegangan S sebanyak N kali*”. Pengujian terus dilakukan untuk nilai S yang bervariasi, sehingga menghasilkan N yang bervariasi pula, hasilnya diplotkan pada kurva yang disebut sebagai **S-N Curve**. Kurva ini dapat dituliskan dalam bentuk persamaan umum sebagai berikut, dengan m adalah kemiringannya (*slope*) dan k_1 adalah konstanta.

$$NS^m = k_1 \quad (2.7)$$

Terdapat banyak sekali S-N *Curve* yang tersedia untuk digunakan. Dalam analisis kelelahan yang dilakukan dalam *report* ini S-N *Curve* yang digunakan mengacu pada API RP 2A (pada bagian 2nd *supplement/Errata*) yang disebut sebagai WJT S-N *Curve* untuk *Standard Welded Tubular Joint* yang dapat diwakilkan persamaan berikut

$$\log N = \log k_1 - m \log S \quad (2.8)$$

di mana konstanta dan parameter m akan bervariasi terhadap jumlah siklus yang terjadi. S-N *Curve* yang digunakan dapat dilihat pada gambar berikut ini,



Gambar 2.2 WJT S-N Curve

(sumber: API RP 2A, 22nd Edition, American Petroleum Institute, (2005))

Penting untuk diketahui terkait penggunaan S-N Curve ini, apabila kita mengetahui rentang tegangan S yang terjadi pada suatu struktur, maka kita dapat mengetahui berapa kali rentang tegangan tersebut dibolehkan terjadi (N) pada struktur sebelum terjadi kegagalan karena kelelahan.

Selain itu, API RP 2A juga memberikan suatu koreksi terhadap nilai rentang tegangan S pada kurva tersebut. Koreksi ini disebut sebagai faktor koreksi ketebalan. WJT S-N Curve dibuat untuk *tubular member* dengan ketebalan $t_r = 0.625$ inch, sehingga untuk ketebalan yang lain perlu dilakukan koreksi sebagai berikut,

$$S = S_v \quad \text{untuk } t < 0.625 \text{ inch} \quad (2.9)$$

$$S = S_v \left(\frac{t_r}{t} \right)^{0.2} \quad \text{untuk } t > 0.625 \text{ inch} \quad (2.10)$$

S pada persamaan di atas adalah rentang tegangan yang telah dikoreksi, sementara S_v adalah rentang tegangan dari WJT S-N Curve, dan t adalah ketebalan

yang akan dianalisis. Koreksi ketebalan akan menyebabkan rentang tegangan berkurang.

2.2.5.4 Stress Concentration Factor

Suatu nilai faktor yang membesarkan tegangan karena adanya perubahan geometri pada struktur disebut sebagai SCF atau *Stress Concentration Factor*. SCF ini akan sangat dipengaruhi dengan geometri struktur yang ditinjau. SCF secara matematis sesuai penjabaran di atas dapat dituliskan menjadi,

$$S = \frac{H}{\sigma_{nt}} \quad (2.11)$$

dengan σ_{nt} adalah tegangan yang terjadi apabila penampang dari struktur yang dijelaskan sebelumnya tidak mengalami diskontinuitas. Sementara HSS adalah *Hot Spot Stress* seperti yang telah dijelaskan sebelumnya.

Pada bangunan lepas pantai yang sangat rawan adalah pada bagian sambungan *tubular* nya, yaitu pada *joint-joint* pertemuan cabang-cabang *brace* di *jacket*. Pada prinsipnya, pada sambungan inilah terjadi konsentrasi tegangan karena sambungan itu adalah tempat pertemuan gaya-gaya dari *brace* pada *jacket*. Dan juga, pada sambungan-sambungan tadi terjadi diskontinuitas geometri.

Beberapa rumus pendekatan yang diberikan untuk analisa SCF adalah sebagai berikut :

1. Persamaan SCF dari Kuang :

Untuk *chord* :

$$SCF_{AX/T,Y} = 1.981 r^{0.057} \ell^{-1.2s^3} \chi^{0.08} \dagger^{1.33} \sin^{1.694} \text{ "}$$

$$SCF_{IPB/T,Y} = 0.702 s^{-0.4} \chi^{0.6} \dagger^{8.860} \sin^{0.57} \text{ "}$$

$$SCF_{OPB/T,Y} = 1.020 s^{0.787} \chi^{1.014} \dagger^{0.889} \sin^{1.557} \text{ "}$$

Untuk *brace*:

$$SCF_{AX/T,Y} = 3.751 r^{0.120} \ell^{-1.35s^3} \chi^{0.550} \dagger^{1.33} \sin^{1.94} \text{ "}$$

$$SCF_{IPB/T,Y} = 1.301 s^{0.23} \chi^{0.6} \dagger^{0.38} \sin^{0.21} \text{ "}$$

$$SCF_{OPB/T,Y} = 1.522 s^{0.801} \chi^{0.852} \dagger^{0.543} \sin^{2.033} \text{ "}$$

Persamaan Kuang digunakan jika tubular joint memenuhi parameter sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 7 &\leq r \leq 40 \\
 0.2 &\leq t \leq 0.8 \\
 0.3 &\leq s \leq 0.8 \\
 0.02 &\leq c \leq 1.0 \\
 8.3 &\leq x \leq 33.3 \\
 30^0 &\leq \theta \leq 90^0
 \end{aligned}$$

2. Persamaan SCF dari Smedley :

$$\begin{aligned}
 SCF_{AX/T,Y} &= sxt \left(6.78 - 6.42s^{0.5} \right) \sin^{(1.7+0.7s^3)} \theta \\
 SCF_{OPB/T,Y} &= sxt \left(1.6 - 1.15s^5 \right) \sin^{(1.35+s^2)} \theta
 \end{aligned}$$

Persamaan Smedley digunakan jika *tubular joint* memenuhi parameter sebagai berikut :

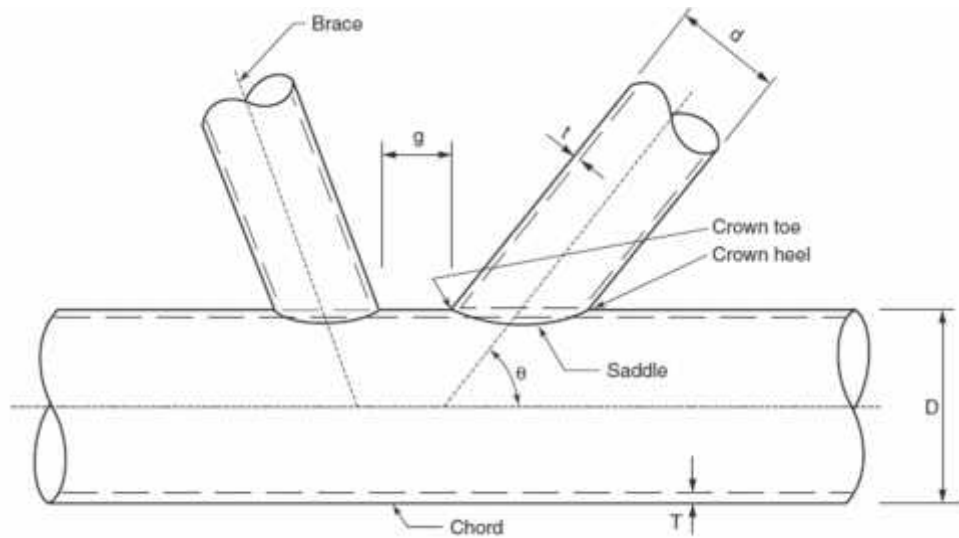
$$\begin{aligned}
 8 &\leq r \leq 40 \\
 0.25 &\leq t \leq 1 \\
 0.13 &\leq s \leq 1.0 \\
 30^0 &\leq \theta \leq 90^0 \\
 12 &\leq x \leq 32
 \end{aligned}$$

3. Persamaan Efthymiou

Untuk perairan Indonesia, menurut API RP 2A WSD 2007, menggunakan existing Efthymiou, sehingga untuk mendapatkan faktor konsentrasi tegangan (SCF) digunakan persamaan ini. Validitas range yang harus terpenuhi sebelum dilakukan perhitungan.

SCF yang diberikan oleh Efthymiou juga disarankan penggunaannya dalam *Proposed Revisions for Fatigue Design of Welded Connections* yang dikembangkan oleh *International Institute of Welding Eurocode 3* dan *ISO DIS 14347*. Namun perlu diperhatikan, terdapat rentang batasan yang menentukan kesesuaian SCF Efthymiou untuk digunakan, batasan-batasan geometri itu

adalah dapat diperhatikan pada tabel 2.1, beserta penjelasannya pada gambar di bawah ini,



Gambar 2.3. *Tubular Joint Sederhana*

(sumber: API RP 2A, 21st Edition, American Petroelum Institute, (2005))

Tabel 2.1. Rentang Batasan Formula SCF oleh Efthymiou

(sumber: Marine Structural Design Calculations, El Reedy, (2014))

Keterangan	Formula	Rentang Batasan
Rasio Diameter	$\beta = d/D$	$0.2 \leq \beta \leq 1$
Rasio Ketebalan	$\tau = t/T$	$0.2 \leq \tau \leq 1$
Rasio Kelangsingan <i>Chord</i>	$\gamma = D/2T$	$8 \leq \gamma \leq 32$
Rasio <i>Gap</i> dan Diameter	$\zeta = g/D$	tidak ada
Rasio Panjang dan Diameter	$\alpha = 2L/D$	$4 \leq \alpha \leq 40$
Sudut Orientasi	θ	$20 \leq \theta \leq 90$

di mana,

d = diameter *brace*

t = ketebalan *brace*

T = ketebalan *chord*

L = panjang *chord*

D = diameter *chord*

g = *gap*

Batasan-batasan tersebut perlu untuk dipenuhi dalam menggunakan formula parametrik SCF yang diberikan oleh Efthymiou. Batasan-batasan di atas sangatlah umum pada bangunan lepas pantai, hal ini yang menjadikan Efthymiou dikatakan *robust* untuk berbagai sambungan *tubular* secara umum.

Seluruh perhitungan SCF dilakukan dengan bantuan *software* SACS untuk mengurangi waktu dan beban komputasi yang terjadi apabila dilakukan dengan perhitungan tangan.

2.2.5.5 Metode Palmgren-Miner

Pada tahun 1945, Palmgren dan Miner mengajukan suatu hipotesis untuk menentukan umur kelelahan struktur berdasarkan kerusakan (*cumulative damage*) yang terjadi pada struktur. Hipotesis ini kemudian dikenal dengan *Palmgren-Miner Method*. Secara garis besar dapat diwakilkan pada persamaan berikut,

$$D_i = \sum_{i=1}^m \frac{n_i}{N_i} = \frac{n_1}{N_1} + \frac{n_2}{N_2} + \dots + \frac{n_m}{N_m} \leq 1 \quad (2.11)$$

dengan n_i adalah jumlah kejadian gelombang yang menyebabkan rentangan tegan S_i dalam periode tertentu, dan N_i adalah jumlah siklus rentang tegangan S_i boleh terjadi sebelum terjadi kegagalan.

Nilai N_i didapatkan dari *S-N Curve* untuk nilai S_i tertentu. Apabila nilai n_i melebihi nilai N_i , dapat dipastikan umur struktur yang kita desain tidak sesuai dengan yang diharapkan. Perlu diketahui bahwa n_i dapat ditentukan dengan persamaan berikut,

$$n_i = \frac{P_i \times T}{T_i} \quad (2.12)$$

Persamaan di atas dapat dijelaskan dalam diskusi selanjutnya, P_i adalah peluang kejadian gelombang dengan tinggi dan periode T_i . Misalkan kita akan merencanakan bangunan lepas pantai terpancang dengan umur T tahun. Kita tahu bahwa satu siklus gelombang terjadi dalam waktu satu periode T_i . Apabila kita kalikan peluang kejadian gelombang dengan umur T , maka kita dapatkan berapa persen dari umur tadi, gelombang dengan periode T_i dapat terjadi. Dengan memagi

hasil perkalian peluang dan umur T tadi, dengan periode T_i , maka kita dapatkan jumlah siklus gelombang n_i yang terjadi.

Substitusikan persamaan 2.11 ke persamaan 2.12, kita dapatkan persamaan umum untuk menghitung *cumulative damage* yang terjadi pada titik tinjauanya. Hal ini dituliskan dalam persamaan berikut,

$$D_i = \sum_{i=1}^m \frac{P_i \times T}{N_i \times T_i} = \frac{P_1 T}{N_1 T_1} + \frac{P_2 T}{N_2 T_2} + \dots + \frac{P_m T}{N_m T_m} = 1 \quad (2.13)$$

sehingga untuk menentukan umur lelahnya, persamaan di atas harus sama dengan 1, atau dengan mengelompokkan suku yang sama pada persamaan 2.13, kita dapat menuliskannya menjadi,

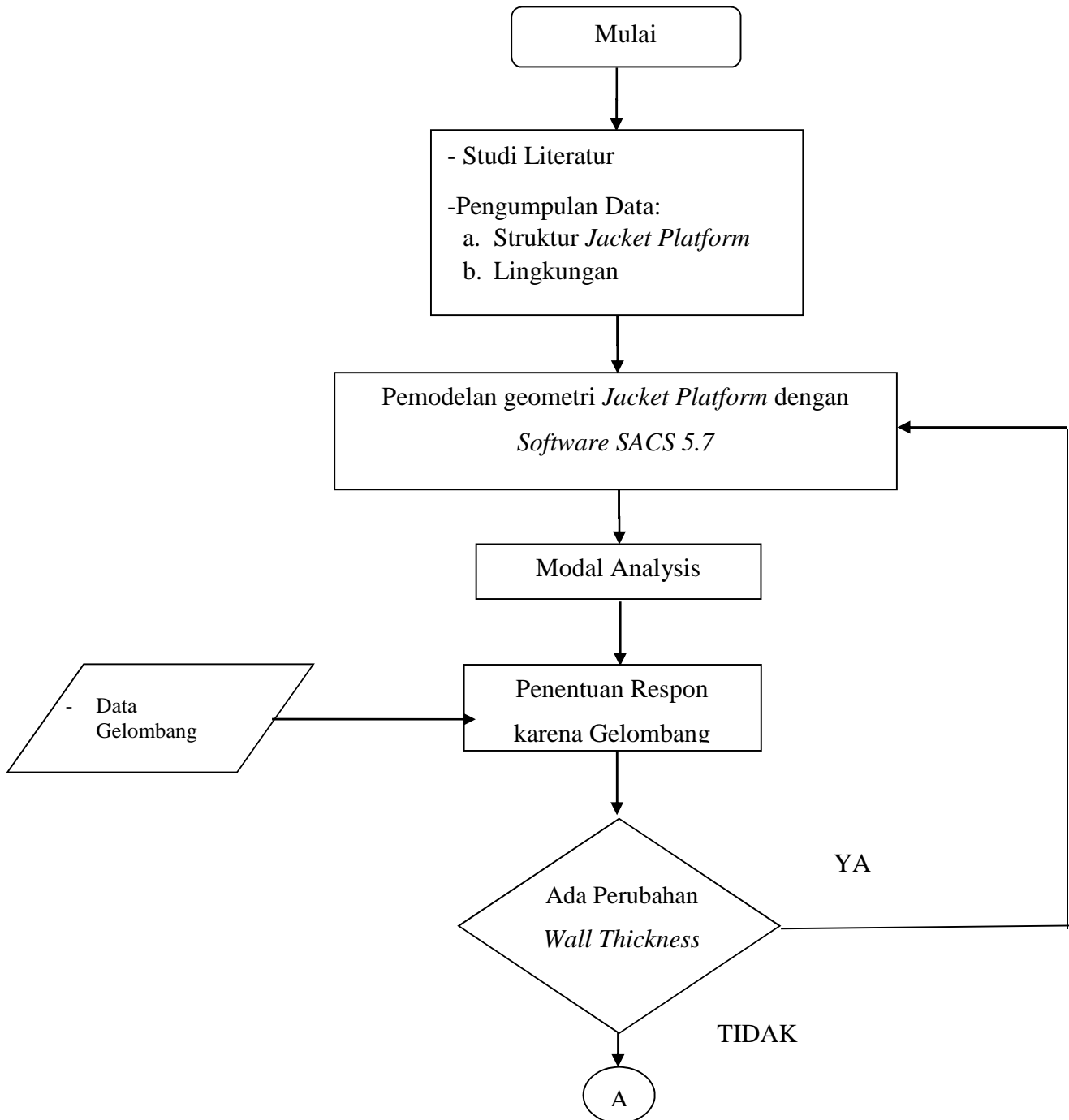
$$T = 1 / \sum_{i=1}^m \frac{P_i}{N_i T_i} \quad (2.14)$$

dengan menggunakan persamaan 2.14 di atas, kita dapat menghitung umur lelah bangunan lepas pantai yang kita rencanakan sebelumnya.

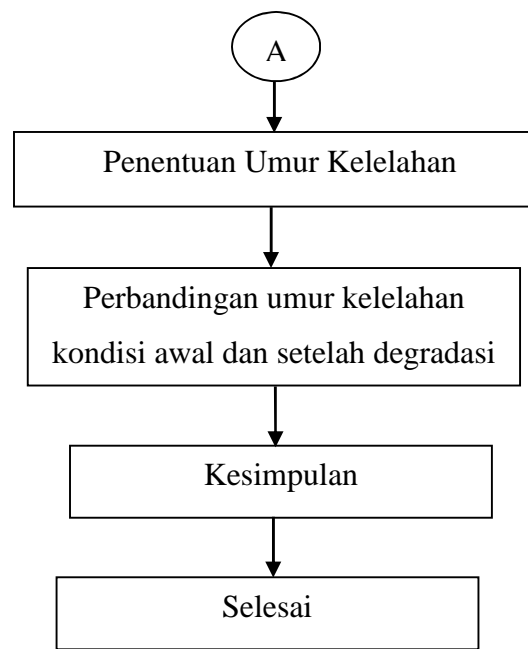
BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Metodologi penelitian yang digunakan selama pengerjaan tugas akhir ini dapat dijabarkan pada diagram alir sebagai berikut :



Gambar 3.1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir



Gambar 3.1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir (Lanjutan)

3.2 Prosedur Penelitian

Berdasarkan diagram alir penelitian diatas, adapun prosedur penelitian dan langkah-langkah penelitian dalam mencapai tujuan Tugas Akhir ini dijelaskan sebagai berikut:

1. Studi Literatur

Studi dan pengumpulan literature sebagai bahan-bahan referensi dan sumber teori-teori yang berkaitan dan diperlukan dalam penyelesaian masalah.

2. Pengumpulan Data

Pengumpulan data-data yang dibutuhkan dalam analisa. Data yang dibutuhkan berupa data struktur yaitu meliputi *input* untuk *software* , geometri, dan data beban yang bekerja pada struktur. Selain data struktur juga dilakukan pengumpulan data lingkungan yang meliputi data gelombang, arah pembebanan gelombang, data arus, kedalaman, koefisien hidrodinamika, dll.

3. Pemodelan *Jacket Platform* dengan *software SACS 5.7*

Melakukan pemodelan struktur berdasarkan data struktur yang telah didapat dengan bantuan software SACS, sesuai skema dengan variasi degradasi *wall thickness*.

4. *Modal Analysis*

Analisis yang dilakukan untuk mencari sifat dinamis dari struktur seperti frekuensi natural dan periode natural struktur tersebut.

5. Penentuan Respon akibat Gelombang

Menentukan gaya-gaya untuk digunakan dalam penentuan rentang tegangan. Sehingga dapat dikatakan bahwa, *output* dari tahap ini adalah rentang tegangan maksimum yang terjadi pada *joint-joint* untuk selanjutnya digunakan dalam menghitung umur lelah struktur.

6. Penentuan Umur Kelelahan

Umur kelelahan dihitung dengan menggunakan hipotesis Pilgrem-Miner, yang menyatakan bahwa total penjumlahan *damage* karena gelombang yang terjadi n kali adalah harus kurang daripada 1. Dalam penentuan umur kelelahan ini diperlukan *output-output* yang telah dilakukan pada analisa sebelumnya.

7. Perbandingan Umur Kelelahan Kondisi Awal dan Setelah Degradasi

Membandingkan umur kelelahan struktur berdasarkan hasil analisa pada kondisi awal dan kondisi setelah mengalami degradasi

8. Kesimpulan

Kesimpulan dari analisis yang telah dilakukan.

3.3 Pengumpulan Data

3.3.1 Pengumpulan Data Struktur

UA Well Platform merupakan struktur bangunan lepas pantai jenis *fixed platform* (terpancang) yang berupa *jacket* milik Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java*. Berfungsi sebagai *Well Platform*, platform UA mulai beroperasi sejak tahun 1973, dengan *design life* 25 tahun. UA Well Platform berlokasi di *uniform Area* berada pada koordinat 006° 04' 18.00" LS dan 107° 48' 22.00" BT.



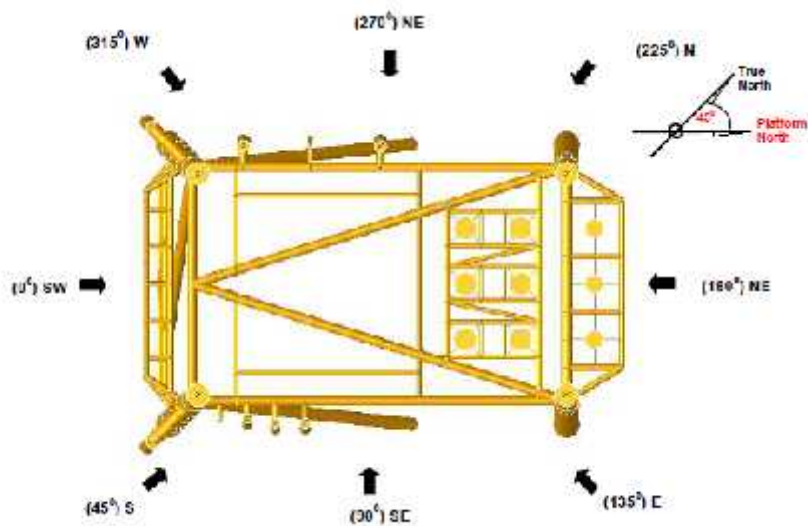
Gambar 3.2 UA Well Platform PHE ONWJ
(PT.Tripatra Engineering)

Tabel 3.1. Data Lokasi Well and Production Platform UA PHE ONWJ
(PT. Tripata Engineering)

LOCATION	
<i>Latitude</i>	006° 04' 18.00" S
<i>Longitude</i>	107° 48' 22.00" E
<i>Water Depth</i>	84 ft
<i>Orientation</i>	The Platform North at 45° East of The True North

Tabel 3.2. Deskripsi *Well Platform* UA PHE ONWJ
(PT. Tripata Engineering)

JACKET	
Geometry	4 Legged
Leg Diameter	34 inches
Top Level	Elev (+) 10'-0"
Bottom Level	Elev (-) 84'-0"
DECK	
Number of Decks	2
Deck Leg Diameter	30 inches
Main Deck Elevation	Elev (+) 44'-0"
Cellar Deck Elevation	Elev (+) 24'-4"
APPURTUNANCES	
Boat Landing	One boat landing
Barge Bumper	One burge bumper



Gambar 3.3 Arah Beban Lingkungan
(PT. Tripata Engineering)

3.3.2 Data Lingkungan

3.3.2.1 Data Kedalaman

Data kedalaman perairan yang digunakan dalam analisa adalah seperti pada Tabel 3.3 berikut ini :

Tabel 3.3 Data kedalaman perairan
(PT. Tripatra *Engineering*)

<i>Description</i>	<i>1-year Operating</i>	<i>100-years Storm</i>
<i>Mean Sea Level (MSL)</i>	<i>83.00 ft</i>	<i>83.00 ft</i>
<i>Highest Astronomical Tide (HAT)</i>	<i>3.8 ft</i>	<i>3.8 ft</i>
<i>Storm Tide (surge)</i>	<i>0.5 ft</i>	<i>0.8 ft</i>

3.3.2.2 Data Angin

Beban angin yang mengenai bagian *topside*, *deck leg* dan *jacket leg* perlu dipertimbangkan dalam sebuah perencanaan dengan data seperti pada Tabel 3.4 berikut :

Tabel 3.3. Kecepatan Angin Saat Kondisi Operasi dan Badai
(PT. Tripata *Engineering*)

<i>Description</i>	<i>1-year return period</i>	<i>100-year return period</i>
<i>Wind Speed (Mph)</i>	<i>38.0 mph</i>	<i>63 mph</i>

3.3.2.3 Data Arus

Data arus berupa data kecepatan arus berdasarkan kedalaman laut dengan data seperti pada Tabel 3.5 berikut :

Tabel 3.5. Data Kecepatan Arus Berdasarkan Kedalaman
(PT. Tripata Engineering)

<i>Percent of Depth (%)</i>	<i>Current Speed (ft/sec)</i>	
	<i>1-year operating</i>	<i>100-years storm</i>
0	3.00	3.40
10	2.80	3.145
20	2.60	2.890
30	2.40	2.720
40	2.20	2.465
50	2.00	2.210
60	1.80	2.040
70	1.60	1.870
80	1.40	1.700
90	1.20	1.445
100	0.80	0.85

3.3.2.4 Data Gelombang

Beban gelombang yang mengenai struktur baik pada kondisi operasi maupun badai adalah seperti pada tabel 3.6 berikut :

Tabel 3.6. Data Gelombang
(PT. Tripata Engineering)

<i>Description</i>	<i>1-year return period</i>	<i>100-years return period</i>
<i>height of maximum wave</i>	16.7 ft	28.3 ft
<i>Periode of Maximum Wave</i>	7.1 sec	8.4 sec

3.3.2.5 Kriteria Gelombang untuk Analisa *Fatigue*

Data persebaran gelombang untuk analisa *fatigue* dapat dilihat pada Tabel 3.7 berikut ini :

Tabel 3.7 Distribusi Gelombang untuk Analisa *Fatigue*
(*PT. Tripatra Engineering*)

Wave Height (ft)	N	NE	E	ES	S	SW	W	NW
2	7.990.600	13.057.700	19.489.100	3.027.800	1.493.200	779.600	8.705.200	9.419.800
6	300.660	490.075	731.450	153.150	57.675	30.395	327.550	353.475
10	10.784	18.980	26.320	3.050	625	5	11.809	13.687
14	440	720	1.073	0	0	0	429	521
18	15	24	36	0	0	0	12	16
22	1	1	1	0	0	0	0	1
Total	8.302.500	13.567.500	20.247.980	3.185.000	1.552.500	810.00	9.045.000	9.787.500

3.3.2.6 *Current Blockage Factor*

Berdasarkan API-RP-2A-WSD *current blockage factor* untuk platform berkaki 4 adalah seperti pada Tabel 3.8 berikut :

Tabel 3.8. *Current Blockage Factor* untuk Platform 4
kaki (*PT. Tripatra Engineering*)

<i>Heading</i>	<i>Factor</i>
<i>End On</i>	0.8
<i>Diagonal</i>	0.85
<i>Broadside</i>	0.8

3.3.2.7 Faktor Kinematik Gelombang

Tabel 3.9. Faktor Kinematik Gelombang
(PT. Tripata Engineering)

<i>Description</i>	<i>Return Period</i>	
	<i>1 – Year Operating</i>	<i>100 – Year Storm</i>
<i>Faktor Kinematik Gelombang</i>	0.9	1

3.3.3 Data Pembebanan

Berikut adalah data pembebanan pada UA Well Platform

Tabel 3. 10 Total Topside Loads

Load Case	Load Label	(kips)
2	Appurtenance Load (SWL & 1-Year Operating)	23.41
3	Main Deck Bulk Load	62.51
4	Cellar Deck Bulk Load	26.55
5	Main Deck Equipment Load	125.02
6	Cellar Deck Equipment Load	91.28
7	Main Deck Piping Load	45.72
8	Cellar Deck Piping Load	43.97
9	Main Deck Live Load	186.78
10	Cellar Deck Live Load	204.92
11	Crane Vertical Load	96
51	Extension Deck Equipment Load	-
52	Extension Deck Appurtenance Load	-
53	Extension Deck Live Load	-
Total Topside Loads		906.16

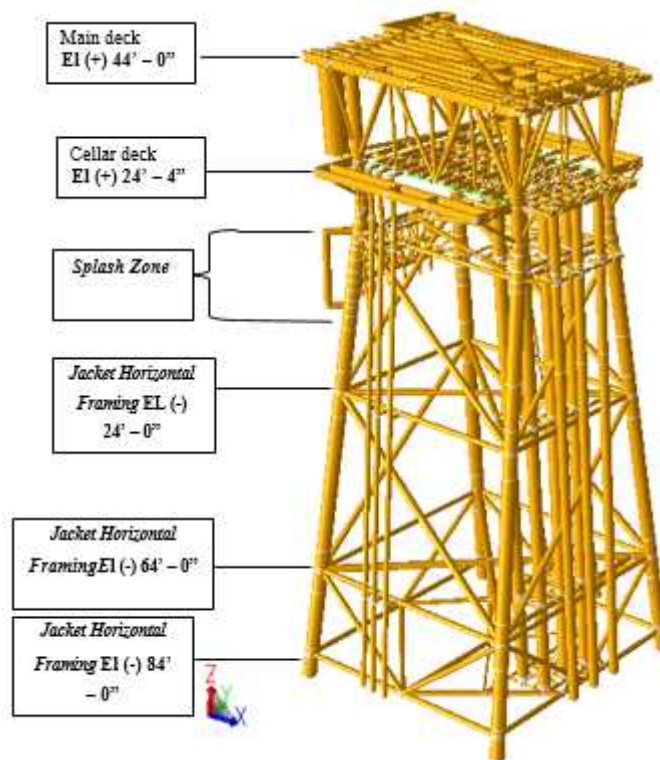
Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB IV

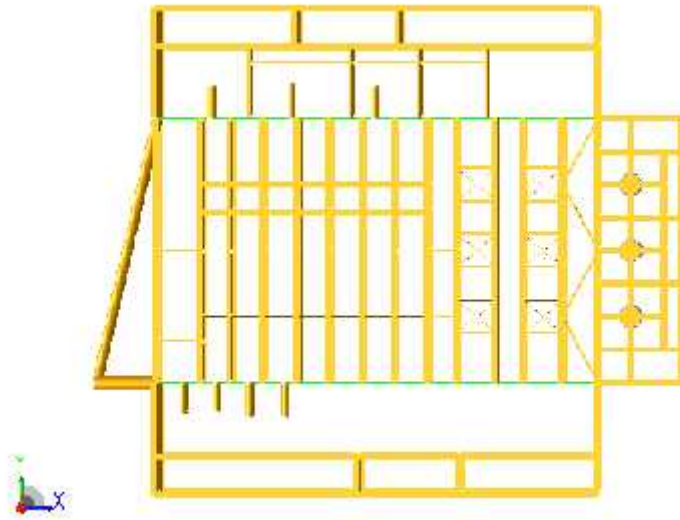
ANALISA HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Pemodelan Struktur

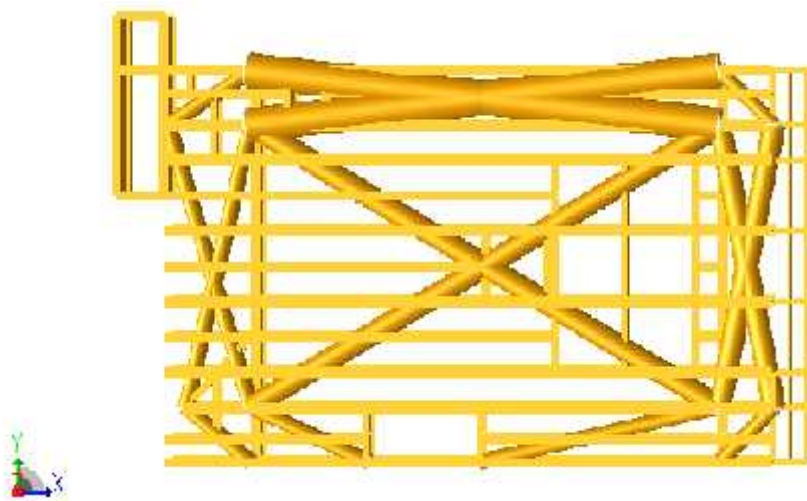
Struktur UA Well Platform dimodelkan dengan menggunakan *software finite element*. Struktur dimodelkan dengan 2 deck, 4 kaki, dan *equipment-equipment* yang ada pada platform. Berikut adalah struktur UA Well Platform setelah dimodelkan dengan *software*



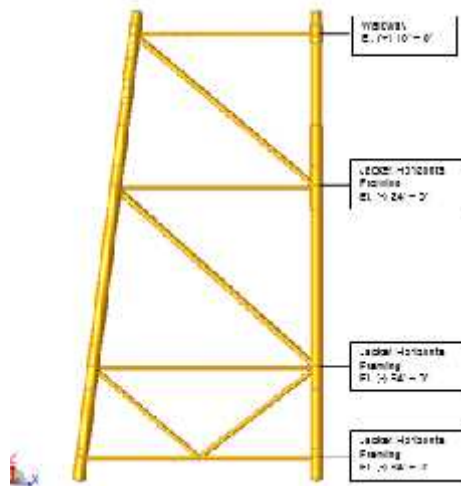
Gambar 4.1 *Isometric View UA Well Platform*



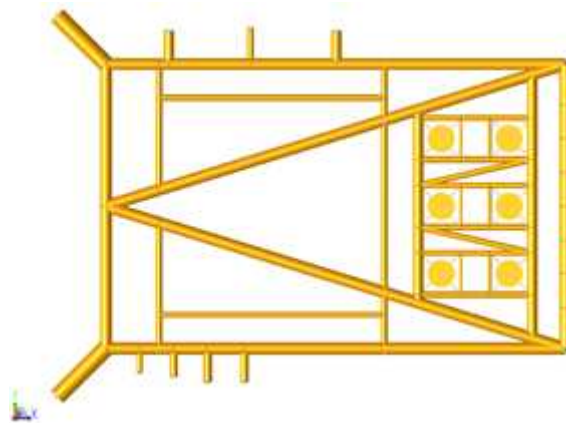
Gambar 4.2 Pemodelan *Cellar Deck* (EL (+) 24' - 4")



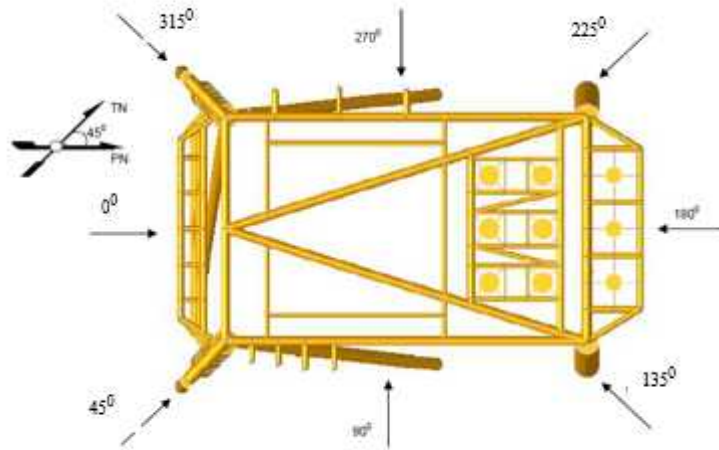
Gambar 4.2 Pemodelan *Main Deck* (EL (+) 44' - 0")



Gambar 4.4 *Jacket Framing*



Gambar 4.5 *Jacket Walkway*



Gambar 4.6 Arah Pembebanan Lingkungan

4.2 *Inplace Analysis*

Setelah dilakukan pemodelan struktur pada *software*, selanjutnya adalah dilakukan analisa untuk mengetahui apakah struktur yang dimodelkan dengan *software* cukup kuat dan mampu untuk menahan beban-beban yang bekerja pada struktur. Analisa statis / atau analisa *inplace* dilakukan untuk mencari member maupun *joint* yang memiliki UC yang kritis. Berikut hasil dari analisa statis pada model struktur.

Tabel 4.1 *Maximum Member UC*

LOCATION	MAXIMUM MEMBER STRESS UNITY CHECK UNDER IN-PLACE ANALYSIS		
	1-YEAR OPERATING		
	MEMBER (GROUP)	UC	LOAD COMB
Main Deck	3210-805 (MD1)	0.70	105
	3310-807 (MD1)	0.34	103
	809-3902 (MD2)	0.43	108
	3209-3509 t(MD3)	0.42	107

Tabel 4.1 Maximum Member UC (Lanjutan)

Location	MEMBER (GROUP)	UC	LOAD COMB
Cellar Deck	4028-402G (CD3)	0.92	106
Deck Leg	605-615 (DL0)	0.68	103
Jacket Leg	505-605 (LG6)	0.54	103
Jacket Bracing	207-305 (DG2)	0.55	101
Jacket Walkway	409-405 (D07)	0.59	103
Pile Above Mudline	106-206 (PL1)	0.53	104

Tabel 4.2 Maximum Joint Punching Shear Inplace Analysis

LOCATION	MAXIMUM JOINT PUNCHING SHEAR STRESS UNITY CHECK	
	JOINT NO.	UC
Cellar Deck El. (+) 24' – 4"	705	0.973
Cellar Deck Bracing on Deck Leg El. (+) 17'	615	0.898
Jacket Walkway El. (+) 10'	409	0.703
Jacket Framing El. (-) 24'	301	0.274
Jacket Framing El. (-) 64'	201	0.326
Mudline El. (-) 84'	105	0.187

4.3 Periode Natural

Periode natural struktur merupakan komponen alami struktur tanpa ada pengaruh gaya dari luar. Periode natural struktur dipengaruhi oleh masa struktur sendiri dan kekakuan dari struktur. Degradasi *wall thickness* yang terjadi pada masing-masing kondisi menyebabkan berkurangnya massa struktur yang menyebabkan perbedaan periode natural.

Periode natural struktur dapat dihitung dengan menggunakan rumus :

$$T = 2 \sqrt{\frac{m}{k}} \dots\dots\dots(4.1)$$

Dengan:

T = Periode Natural

m = Massa Struktur

k = kekakuan

4.3.1 Metode Analisa Periode Natural

Periode Natural dihitung menggunakan *software SACS* dengan langkah-langkah sebagai berikut :

1. Pembuatan *File Super Element*

Dengan menggunakan model *finite element* yang digunakan untuk analisis statis, kita tambahkan beban gelombang pada arah x dan y, selain beban gravitasi struktur itu sendiri. Tahap ini bertujuan untuk membuat kekakuan linear yang ekuivalen pada *pile* apabila struktur dibebani dengan gelombang pada arah x dan y. Gelombang yang dipilih adalah gelombang desain pada kondisi badai untuk mendapatkan kekakuan pada *pile* dalam kondisi seekstrem mungkin. Sehingga *output* dari tahap ini adalah kekakuan-kekakuan linear dan torsional untuk dikombinasikan pada analisis dinamis selanjutnya.

Langkah-langkah yang dilakukan adalah sebagai berikut :

- Pisahkan antara model file dengan environmental loading file. Dengan demikian saat ini ada 3 file, yaitu model file, environmental loading file, dan

pile and soil input file. Di SACS file tersebut adalah sacinp.dat, seainp.dat, dan psiinp.dat.

- Beban yang bekerja adalah beban deadload dari struktur.
- Dapat dibuatkan load combination dari beban-beban diatas dan set semua *yield stress factor* menjadi 1.0 dan jangan lupa untuk menghapus semua load cases dan load combination yang telah dibuat ketika analisis inplace sebelumnya.
- Hapus *allowable modifiers yield stress*, set semua *yield stress factors* menjadi 1.0.
- Ubah *hydrodynamic coefficient* (C_d dan C_m values) sesuai fatigue condition. Missal $C_m = 2.0$ untuk clean dan fouleded members; $C_d = 0.5$ untuk clean members; $C_d = 0.8$ untuk fouleded members.
- Tambahkan 2 *wave load conditions* untuk arah x dan y dengan periode dan tinggi gelombang tertentu.
- Tambahkan 2 load combinations, yaitu wave load arah X+dead load dan wave load arah Y+dead load.
- Step ini diperlukan untuk melakukan linearisasi data tanh yang ada dalam rangka mempermudah software untuk melakukan analisis lebih lanjut. Pilehead stiffness diperoleh setelah melakukan step ini.

2. Analisa Dinamis

Analisis dinamis yang dilakukan dengan membentuk persamaan gerak struktur untuk selanjutnya dilakukan perhitungan frekuensi natural dan modus getar pada *mode* tertentu. *Output* dari tahapan ini adalah nilai frekuensi natural dan matriks modus getarnya.

4.3.2 Periode Natural Masing-Masing Kondisi

Struktur dianalisa setiap 5 tahun, untuk menentukan pada usia beberapa struktur tersebut mengalami *fatigue*. Berikut hasil analisa mengenai periode natural struktur dari awal hingga struktur mengalami *fatigue*

a. Periode Natural Struktur Kondisi Awal

Tabel 4.3 Periode Natural Struktur Kondisi Awal

<i>Mode</i>	<i>Freq (CPS)</i>	<i>Period (Sec)</i>
1	0.823836	1.214
2	0.841789	1.188
3	1.517249	0.659
4	2.426542	0.412
5	2.481871	0.403
6	2.798718	0.357
7	2.856467	0.350
8	2.881934	0.347
9	2.972276	0.336
10	3.047808	0.328

b. Periode Natural Struktur Tahun ke-5

Tabel 4.4 Periode Natural Struktur Tahun ke-5

<i>Mode</i>	<i>Freq (CPS)</i>	<i>Period (Sec)</i>
1	0.807	1.238
2	0.825	1.211
3	1.451	0.688
4	2.361	0.423
5	2.416	0.413

Tabel 4.4 Periode Natural Struktur Tahun ke-5 (Lanjutan)

<i>Mode</i>	<i>Freq (CPS)</i>	<i>Period (Sec)</i>
6	2.741	0.364
7	2.778	0.359
8	2.800	0.357
9	2.921	0.342
10	3.043	0.328

c. Periode Natural Struktur Tahun ke-10

Tabel 4.5 Periode Natural Struktur Tahun ke-10

<i>Mode</i>	<i>Freq (CPS)</i>	<i>Period (Sec)</i>
1	0.796	1.264
2	0.802	1.245
3	1.381	0.723
4	2.358	0.424
5	2.415	0.414
6	2.697	0.370
7	2.748	0.363
8	2.758	0.362
9	2.897	0.345
10	3.036	0.329

d. Periode Natural Struktur Tahun ke-15

Tabel 4.6 Periode Natural Struktur Tahun ke-15

<i>Mode</i>	<i>Freq (CPS)</i>	<i>Period (Sec)</i>
1	0.782	1.295
2	0.786	1.271
3	1.311	0.762
4	2.294	0.435
5	2.352	0.425
6	2.619	0.381
7	2.686	0.372
8	2.737	0.365
9	2.885	0.346
10	3.036	0.329

e. Periode Natural Struktur Tahun ke-20

Tabel 4.7 Periode Natural Struktur Tahun ke-20

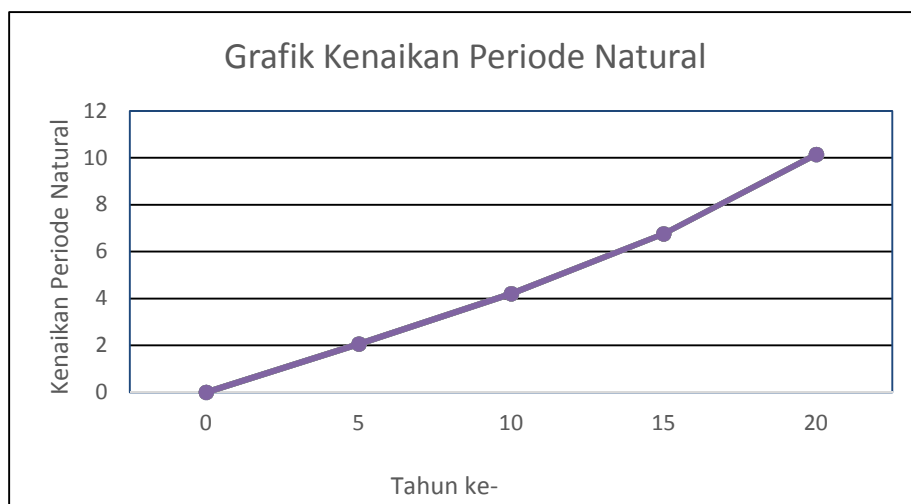
<i>Mode</i>	<i>Freq (CPS)</i>	<i>Period (Sec)</i>
1	0.766	1.336
2	0.801	1.248
3	1.317	0.758
4	2.312	0.432
5	2.386	0.418
6	2.661	0.375
7	2.752	0.363
8	2.804	0.356
9	2.924	0.341
10	3.033	0.321

4.3.3 Perbandingan Periode Natural

Periode natural struktur setelah mengalami degradasi *wall thickness*, akibat *aging corrosion* dengan laju korosi 0.2 mm/tahun mengalami peningkatan. Peningkatan periode natural struktur dipengaruhi oleh massa dan kekakuan dari struktur yang berubah karena adanya degradasi *wall thickness*. Kenaikan periode natural struktur terbesar terjadi pada tahun ke-20 struktur. Perbandingan dari periode natural pada tiap-tiap kondisi, dapat dilihat pada Tabel 4.8 berikut ini.

Tabel 4.8 Perbandingan Periode Natural

Struktur	Periode Natural (<i>sec</i>)	Kenaikan periode struktur dari kondisi awal
Kondisi 1	1.213	0 %
Kondisi 2	1.238	2.06 %
Kondisi 3	1.264	4.20 %
Kondisi 4	1.295	6.76 %
Kondisi 5	1.336	10.14 %



Gambar 4.7 Grafik Perbandingan Periode Natural

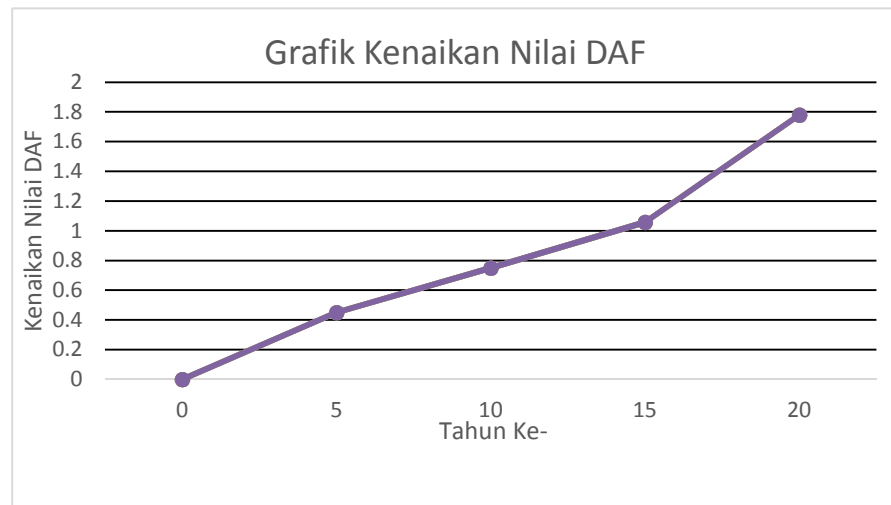
4.4 *Dynamic Amplification Factor*

Perhitungan DAF selain berguna untuk faktor yang dimasukkan dalam analisa statis juga untuk memprediksi respon gerak struktur maksimum yang akan terjadi, beban dinamis jauh lebih berdampak signifikan, sehingga DAF bisa mewakili untuk memprediksi respon maksimum yang akan terjadi. Asumsi nilai damping sebesar 5% untuk analisa respon gerak *jacket fixed platform* apabila nilai *damping structure* tidak diketahui, begitu pula dalam penelitian ini. Nilai dari DAF tertinggi pada tiap-tiap kondisi dapat dilihat pada Tabel 4.9 berikut ini

Tabel 4.9 Nilai *DAF* Struktur

Kondisi Struktur	Nilai <i>DAF</i>	Kenaikan Nilai <i>DAF</i> (%)
Kondisi Awal Struktur	1.0674	0
Kondisi 2	1.0752	0.73
Kondisi 3	1.0787	1.06
Kondisi 4	1.0864	1.78
Kondisi 5	1.0993	2.99

Berdasarkan tabel di atas, nilai DAF tertinggi terjadi pada saat periode gelombang 4.7 detik, pada tahun ke-20 struktur setelah mengalami *aging corrosion*. Nilai DAF tertinggi ini terjadi karena pada kondisi struktur tersebut nilai periode natural dari struktur paling mendekati nilai periode natural gelombang. Grafik perbandingan nilai *DAF* tersebut dapat dilihat pada Gambar 4.2 berikut



Gambar 4.8 Grafik Kenaikan Nilai DAF

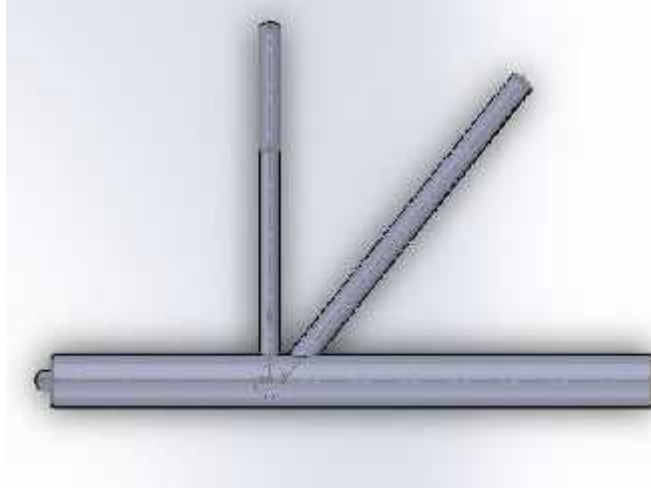
4.5 *Stress Concentration Factor*

Metode yang digunakan untuk mendapatkan faktor konsentrasi tegangan pada tugas akhir ini adalah Metode Efthymiou. Validitas range yang harus dipenuhi dalam metode Efthymiou adalah sebagai berikut :

Tabel 4.10 Validity Range Metode Efthymiou

Keterangan	Formula	Rentang Batasan
Rasio Diameter	$\beta = d/D$	$0.2 \leq \beta \leq 1$
Rasio Ketebalan	$\tau = t/T$	$0.2 \leq \tau \leq 1$
Rasio Kelangsingan <i>Chord</i>	$\gamma = D/2T$	$8 \leq \gamma \leq 32$
Rasio <i>Gap</i> dan Diameter	$\zeta = g/D$	tidak ada
Rasio Panjang dan Diameter	$\alpha = 2L/D$	$4 \leq \alpha \leq 40$
Sudut Orientasi	θ	$20 \leq \theta \leq 90$

Perhitungan parameter tubular joint dilakukan pada joint paling kritis, yaitu joint 337, dan dilakukan pada masing-masing kondisi. Gambar dari joint 337 dapat dilihat pada Gambar 4.9 berikut ini :



Gambar 4.9 Joint 337

Dari pemodelan, diperoleh data-data sebagai berikut :

Tabel 4.11 Perhitungan Parameter *Tubular Joint*

L =	82	ft	10.774	m
D =	36	in	0.9144	m
d =	30	in	0.762	m
T =	0.875	in	0.022225	m
t =	0.5	in	0.0127	m
g =	2	in	0.0508	m

Berdasarkan data di atas, dihitung parameter tubular joint yang hasilnya adalah sebagai berikut :

Tabel 4.12 Hasil Validity Range

Parameter		Ketentuan	Hasil Perhitungan	Keterangan
β	d/D	0.2-1.0	0.83	Memenuhi
α	2L/D	4.0-40	23.57	Memenuhi
γ	D/2T	8.0-32	20.57	Memenuhi
τ	t/T	0.2-1.0	0.57	Memenuhi
ξ	g/D	0,04-0.2	0.06	Memenuhi

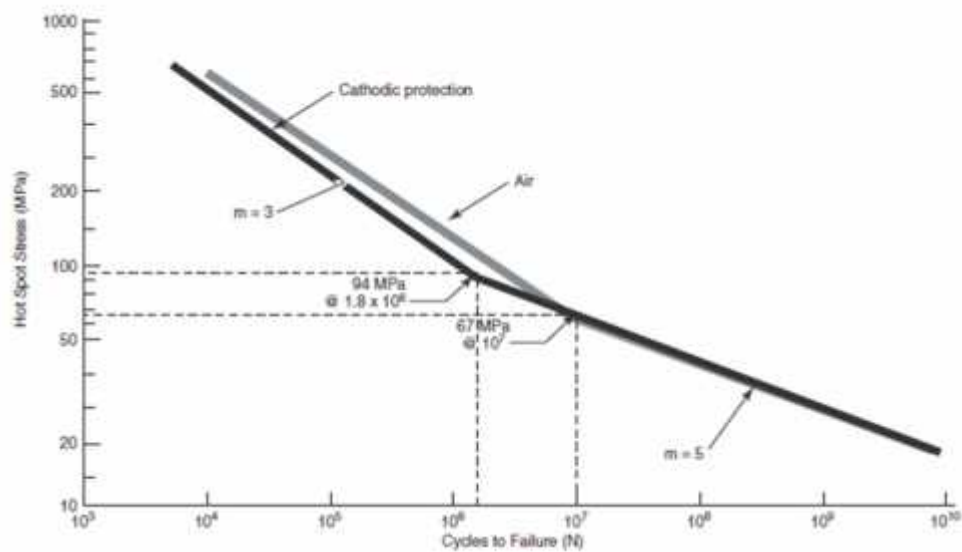
Dari tabel perhitungan parameter *tubular joint* di atas dapat disimpulkan bahwa persamaan yang digunakan untuk perhitungan SCF menggunakan metode Efthymiou.

4.6 S-N Curves

S-N Curves yang digunakan dalam analisa tugas akhir ini adalah mengacu pada API RP 2A yang disebut sebagai WJT S-N Curve untuk *Standard Welded Tubular Joint* yang dapat diwakilkan persamaan berikut

$$\log N = \log k_1 - m \log S$$

di mana konstanta dan parameter m akan bervariasi terhadap jumlah siklus yang terjadi. S-N Curve yang digunakan dapat dilihat pada gambar berikut ini,



Gambar 4.10 WJT S-N Curve

4.7 Analisa Kelelahan

Umur kelelahan struktur dihitung dengan menggunakan hipotesis Pilgrem-Miner, yang menyatakan bahwa total penjumlahan *damage* karena gelombang yang terjadi n kali adalah harus kurang daripada 1. Pada tahapan ini, tentu kita memerlukan hasil perhitungan gaya gelombang dan rentang tegangan yang telah dihitung pada tahap sebelumnya, diperlukan pula *input* jumlah kejadian gelombang berdasarkan data, lalu *Dynamic Amplification Factor* (DAF) berdasarkan periode gelombang, *S-N Curve* yang digunakan, dan *Stress Concentration Factor* (SCF). *S-N Curve* yang digunakan adalah WJT atau *Standard Welded Tubular Joint* yang disarankan oleh API RP 2A, sementara SCF yang digunakan adalah formulasi dari Efthymiou seperti yang disarankan oleh API RP 2A (penjelasan lebih lanjut bisa dilihat pada studi literatur).

Dengan rentang tegangan yang dihasilkan dari tahap sebelumnya, serta sudah dikalikan dengan DAF dan SCF, SACS menghitung jumlah rentangan tegangan tadi boleh terjadi (N_t) sesuai *S-N Curve*. Selanjutnya dihitung komponen *damage* nya per gelombang dengan period T_t .

API RP 2A menyarankan penggunaan *safety factor* untuk umur lelah struktur sebesar 2.0, artinya struktur diharapkan memiliki umur lelah 2 kali lebih besar daripada umur operasi yang diinginkan. *Output* dari tahap ini adalah umur lelah (*service life*) yang ada pada *joint-joint*.

4.7.1 Metode Analisa Kelelahan

Perhitungan umur kelelahan dilakukan oleh *software SACS* dengan langkah-langkah sebagai berikut :

1. Membuat *Fatigue input* (ftginp.) dengan langkah pengerjaan sebagai berikut
:
 - Membuat file baru pada datagen
 - Masukkan command line *fatigue option* yaitu FTOPT, dengan melakukan pengaturan options sebagai berikut:
 - a. Design life diisi sesuai dengan umur struktur yang dirancang dalam satuan tahun.

- b. Life safety faktor diisi dengan nilai safety factor yang diharapkan. API RP 2A WSD merekomendasikan safety factor sebesar 2.0
 - c. Fatigue time periode diisi dengan hasil perkalian antara design life dengan safety factor.
 - d. SCF option diisi dengan persamaan SCF yang memenuhi berdasarkan perhitungan parameter tubular joint. Dalam analisa kali ini persamaan yang digunakan adalah persamaan Efthymiou.
 - e. Klik apply
- Masukkan lanjutan dari command line fatigue option yaitu FTOPT2 dengan melakukan pengaturan options sbb:
 - a. Untuk pilihan member detail report pilih PC. Artinya *damage* yang terjadi akan ditampilkan dalam bentuk persen.
 - b. Number of damage diisi dengan 1.
 - c. Isi mudline elevation dan water depth berdasarkan data
 - d. Tinggalkan option lain sesuai default.
 - e. Kill apply.
 - Langkah selanjutnya adalah memasukkan semua joint yang akan dianalisa.
 - Masukkan data gelombang dengan menginput command line *Direct Deterministic Fatigue Case* yaitu FTCASE dengan melakukan pengaturan option sebagai berikut :
 - a. Fatigue environment number diisi dengan nomor identitas *fatigue* yang dibuat mulai dari 1 untuk setiap fatigue case
 - b. Number of occurrences diisi dengan jumlah kejadian gelombang
 - c. Dynamics amplification factor diisi dengan nilai DAF yang telah dihitung pada langkah sebelumnya.
 - d. Pada stress calculation type, diisi dengan MMN
 - Selanjutnya dibuat 2 loadcase untuk masing masing fatigue case dengan memasukkan command line Fatigue case contribution yaitu FTCOMB dengan faktor 1.0 untuk setiap load case.
 - Akhiri coding dengan perintah End.
2. Tahap selanjutnya adalah melakukan analisa *fatigue* dengan menggunakan software SACS 5.6. Analisa yang dilakukan menggunakan tipe analisa *Post Processing* dan sub tipe *Deterministic Fatigue*.
- *Fatigue Input File* diisi dengan file *fatigue input* (ftginp.)

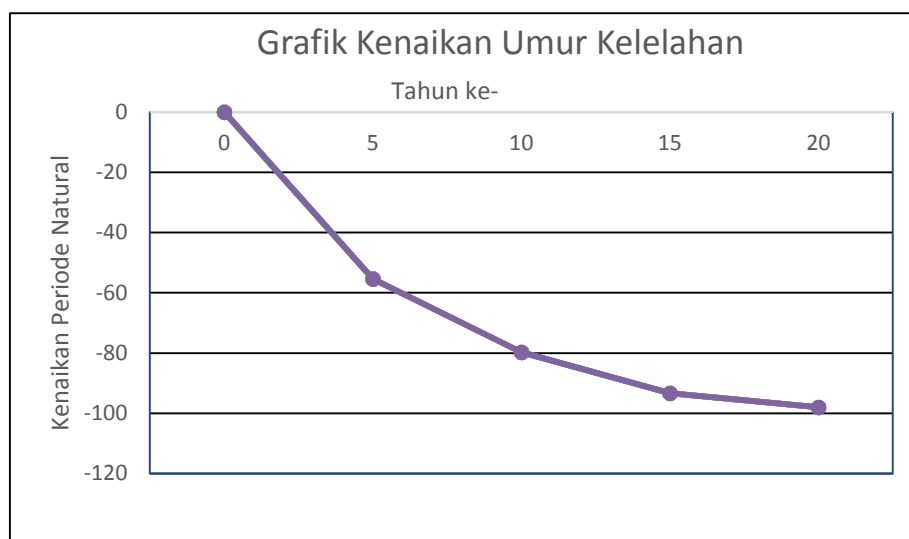
- *First common solution file* diisi dengan *file wave response solution file* (psiscf.) yang merupakan salah satu output dari analisa wave response.
3. Output yang didapat adalah *Fatigue List* (ftglst.) yang memuat data *fatigue life* untuk masing-masing joint.

4.7.2 Perbandingan Umur Kelelahan

API RP 2A menyarankan penggunaan *safety factor* untuk umur lelah struktur sebesar 2.0, artinya struktur diharapkan memiliki umur lelah 2 kali lebih besar daripada umur operasi yang diinginkan. *Output* dari tahap ini adalah umur lelah (*service life*) yang ada pada *joint-joint*. Berikut perbandingan umur kelelahan dari struktur bangunan lepas pantai tersebut :

Tabel 4.13 Perbandingan Umur Kelelahan

Struktur	Umur Kelelahan (tahun)	Kenaikan umur kelelahan dari kondisi awal
Kondisi 1	203.86	0 %
Kondisi 2	91.07	-55.33 %
Kondisi 3	41.27	-79.76 %
Kondisi 4	13.59	-93.33 %
Kondisi 5	4.08	-97.99 %



Gambar 4.11 Grafik perbandingan Umur kelelahan

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis yang telah dilakukan maka dapat diambil beberapa kesimpulan berdasarkan topik dari studi kasus, antara lain:

1. Dari hasil analisa, periode natural struktur mengalami kenaikan seiring dengan adanya *aging corrosion* yang terjadi pada struktur. Kenaikan periode natural terbesar yaitu pada saat tahun ke-20, dengan kenaikan periode natural sebesar 10.14 % dari kondisi awal.
2. Dengan mengaplikasikan *aging corrosion* dengan laju korosi sebesar 0.2 mm pertahun, struktur bangunan lepas pantai tersebut akan mengalami *fatigue* pada tahun ke-20 setelah *aging corrosion* ditemukan. Pada tahun ke-20, dengan mengaplikasikan *safety factor* sebesar 2, umur kelelahan dari struktur adalah kurang dari 2, sehingga struktur dinyatakan *fatigue*.
3. Dampak *aging corrosion* terhadap struktur adalah naiknya periode natural dan berkurangnya umur kelelahan. Semakin bertambah usia struktur, maka semakin signifikan dampak yang ditimbulkan terhadap struktur

5.2 Saran

Berikut ini merupakan masukan dan saran untuk penelitian selanjutnya yang mempunyai topik serupa tentang *aged structure*:

1. Dilakukan analisis pengaruh *aging corossion* terhadap struktur bangunan lepas pantai, misalnya pengaruh *aging corrosion* terhadap kekuatan *ultimate* struktur.

(Halaman ini Sengaja dikosongkan)

DAFTAR PUSTAKA

American Petroleum Institute, 1997, Recommended Practice For Planning, Designing and Construction Fixed Offshore Platform. Official Publication Washington DC

Berge, Stig. 1985. "On The Effect of Plate Thickness in Fatigue Of Welds"

Chakrabarti et al. 2005. "*Fatigue Analysis and Risk Based Inspection Planning for Life Extension of Fixed Offshore Platforms*". Proceedings of OMAE 2005: 24th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering. June 12-17, 2005, Halkidiki, Greece.

Denny, Brown, 1992 "*Corrothion Engineering*". Tokyo: McGraw-Hill Book Company.

Fowler, A.M et al, 2013, "A multi-criteria decision approach to decommissioning of offshore oil and gas infrastructure", California:Elsevier

Hudson, Brian.G, 2010, "Extending the life of an ageing offshore facility", United Kingdom: Society of Petroleum Engineers.

Irfan, Muhammad. 2011. *Analisa Kelelahan Berbasis Resiko Pada 'ETB' Jacket Platform Untuk Perpanjangan Umur Operasi*. Tugas Akhir. Jurusan Teknik Kelautan. ITS.

Ossai, Chinedu I. 2017. "Optimal renewable energy generation – Approaches for managing ageing assets mechanisms". California: Elsevier

Ppan, Shomasiaudaran.2008." AGING DEGRADATION OF MECHANICAL SRUCTURES". Journal mechanics of materia structure

Shen, Jing et al. 2015, Assessment of the damages occurring between two adjacent measurements for an aging offshore platform", China: Elsevier

Stacey, Alex.2010.” HSE AGEING& LIFE EXTENSION INSPECTION PROGRAMME”. United Kingdom:

Graff, W.J. 1981. **Introduction to Offshore Structures**. University of Houston, USA

McClelland, B., et. All. 1986. **Planning and Designing of Fixed Offshore Platforms**. Van Norstand Reinhold, New York.

Soedjono, J. J. 1999. **Teknologi Produksi dan Perawatan Bangunan Laut**. Jurusan Teknik Kelautan ITS, Surabaya.

Soegiono, 2004. **Teknologi Produksi dan Perawatan Bangunan Laut**. Airlangga Press, Surabaya.

1.1 Fatigue Input File

```

FTOFT 59.0 10.0 2.0 SMAPI SK MNSK 2.0
LPEFT
FTOFT2 PT 2
SCFLM 1.5
JSLC 101 103 105 107 109 110 111 112 113 114 115 116 121 122 126 127 139 142
JSLC 201 203 205 207 209 210 211 212 213 215 218 222 223
JSLC 301 303 305 307 309 316 319 321 322 336 337
JSLC 401 403 405 407 409 414 415 416 417 418 421 423 424 438 439 440 441 442
JSLC 443 444 445 446 447 448 449
JSLC 601 603 605 607 611 613 615 617
JSLC 701 703 705 707 709 751
JSLC 400040014002400340044005400640074014401540164017401840194020402140224023
JNTOVR 4000 0.5
JNTOVR 4016 0.5
JNTOVR 4001 0.5
JNTOVR 4019 0.5
JNTOVR 4002 0.5
JNTOVR 4022 0.5
JNTOVR 4003 0.5
JNTOVR 403 1.5
JNTOVR 407 1.5
RELIEF
*****
* WAVE DIRECTION 0 DEG. (FROM SW-DIR)
*****
FTLOAD 1 779600. MMN
FTCOMB 1 2 3 4 5 6 7
FTCOMB 8
FTLOAD 2 30395. MMN
FTCOMB 9 10 11 12 13 14 15
FTCOMB 16
FTLOAD 3 5. MMN
FTCOMB 17 18 19 20 21 22 23
FTCOMB 24
FTLOAD 4 0. MMN
FTCOMB 25 26 27 28 29 30 31
FTCOMB 32
FTLOAD 5 0. MMN
FTCOMB 33 34 35 36 37 38 39
FTCOMB 40
FTLOAD 6 0. MMN
FTCOMB 41 42 43 44 45 46 47
FTCOMB 48
*****
* WAVE DIRECTION 45 DEG. (FROM S-DIR)
*****
FTLOAD 7 1494200. MMN
FTCOMB 49 50 51 52 53 54 55
FTCOMB 56
FTLOAD 8 57675. MMN
FTCOMB 57 58 59 60 61 62 63
FTCOMB 64
FTLOAD 9 625. MMN
FTCOMB 65 66 67 68 69 70 71
FTCOMB 72
FTLOAD 10 0. MMN
FTCOMB 73 74 75 76 77 78 79
FTCOMB 80
FTLOAD 11 0. MMN
FTCOMB 81 82 83 84 85 86 87
FTCOMB 88
FTLOAD 12 0. MMN
FTCOMB 89 90 91 92 93 94 95
FTCOMB 96
*****
* WAVE DIRECTION 90 DEG. (FROM SE-DIR)
*****
FTLOAD 13 4027800. MMN
FTCOMB 97 98 99 100 101 102 103
FTCOMB 104
FTLOAD 14 154150. MMN
FTCOMB 105 106 107 108 109 110 111
FTCOMB 112
FTLOAD 15 3050. MMN
FTCOMB 113 114 115 116 117 118 119
FTCOMB 120
FTLOAD 16 0. MMN
FTCOMB 121 122 123 124 125 126 127
FTCOMB 128
FTLOAD 17 0. MMN
FTCOMB 129 130 131 132 133 134 135
FTCOMB 136
FTLOAD 18 0. MMN
FTCOMB 137 138 139 140 141 142 143
FTCOMB 144
*****
* WAVE DIRECTION 135 DEG. (FROM E-DIR)
*****
FTLOAD 19 19489100. MMN
FTCOMB 145 146 147 148 149 150 151
FTCOMB 152
FTLOAD 20 731450. MMN
FTCOMB 153 154 155 156 157 158 159
FTCOMB 160
FTLOAD 21 26320. MMN
FTCOMB 161 162 163 164 165 166 167
FTCOMB 168
FTLOAD 22 1073. MMN
FTCOMB 169 170 171 172 173 174 175
FTCOMB 176
FTLOAD 23 36. MMN
FTCOMB 177 178 179 180 181 182 183
FTCOMB 184
FTLOAD 24 1. MMN
FTCOMB 185 186 187 188 189 190 191
FTCOMB 192
*****
* WAVE DIRECTION 180 DEG. (FROM NE-DIR)
*****
FTLOAD 25 13057700. MMN
FTCOMB 193 194 195 196 197 198 199
FTCOMB 200
FTLOAD 26 490075. MMN
FTCOMB 201 202 203 204 205 206 207
FTCOMB 208
FTLOAD 27 18980. MMN
FTCOMB 209 210 211 212 213 214 215
FTCOMB 216
FTLOAD 28 720. MMN
FTCOMB 217 218 219 220 221 222 223
FTCOMB 224
FTLOAD 29 24. MMN
FTCOMB 225 226 227 228 229 230 231
FTCOMB 232

```

```

FTLOAD 30 1. MMN
FTCOMB 233 234 235 236 237 238 239
FTCOMB 240
*****
* WAVE DIRECTION 225 DEG. (FROM N-DIR)
*****
FTLOAD 31 7990600. MMN
FTCOMB 241 242 243 244 245 246 247
FTCOMB 248
FTLOAD 32 300660. MMN
FTCOMB 249 250 251 252 253 254 255
FTCOMB 256
FTLOAD 33 10784. MMN
FTCOMB 257 258 259 260 261 262 263
FTCOMB 264
FTLOAD 34 440. MMN
FTCOMB 265 266 267 268 269 270 271
FTCOMB 272
FTLOAD 35 15. MMN
FTCOMB 273 274 275 276 277 278 279
FTCOMB 280
FTLOAD 36 1. MMN
FTCOMB 281 282 283 284 285 286 287
FTCOMB 288
*****
* WAVE DIRECTION 270 DEG. (FROM NW-DIR)
*****
FTLOAD 37 9419800. MMN
FTCOMB 289 290 291 292 293 294 295
FTCOMB 296
FTLOAD 38 353475. MMN
FTCOMB 297 298 299 300 301 302 303
FTCOMB 304
FTLOAD 39 13687. MMN
FTCOMB 305 306 307 308 309 310 311
FTCOMB 312
FTLOAD 40 521. MMN
FTCOMB 313 314 315 316 317 318 319
FTCOMB 320
FTLOAD 41 16. MMN
FTCOMB 321 322 323 324 325 326 327
FTCOMB 328
FTLOAD 42 1. MMN
FTCOMB 329 330 331 332 333 334 335
FTCOMB 336
*****
* WAVE DIRECTION 315 DEG. (FROM W-DIR)
*****
FTLOAD 43 8705200. MMN
FTCOMB 337 338 339 340 341 342 343
FTCOMB 344
FTLOAD 44 327550. MMN
FTCOMB 345 346 347 348 349 350 351
FTCOMB 352
FTLOAD 45 11809. MMN
FTCOMB 353 354 355 356 357 358 359
FTCOMB 360
FTLOAD 46 429. MMN
FTCOMB 361 362 363 364 365 366 367
FTCOMB 368
FTLOAD 47 12. MMN
FTCOMB 369 370 371 372 373 374 375
FTCOMB 376
FTLOAD 48 0. MMN
FTCOMB 377 378 379 380 381 382 383
FTCOMB 384
END

```

2.1 Sacs Fatigue Output Kondisi Awal

SACS V8i SELECTseries 4 (v5.7)
 ID=cJJ2lpSpmm16a3eXZnZ+ZxmZn2t3a2hqaappeqdnWk=

its

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
 (DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL				CHORD				STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED	
				OD (IN)	WT (IN)	JNT TYP	MEM TYP	LEN. (FT)	GAP (IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD (IN)	WT (IN)	
337	311-	337	C04	TUB	10.75	0.365	Y	BRC	7.50			1.99	7.54	3.43	7.81	.2894130	TR	203.8609		
337	313-	337	C03	TUB	16.00	0.375	Y	CHD	7.50			5.25	15.31	4.29	12.98	3.819681	TR	215.44632		
301	301-	339	C01	TUB	14.00	0.375	K	BRC	27.42	2.00		3.62	4.31	2.62	5.74	3.285810	L	217.95600		
301	301-	361	LG3	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.42			3.30	3.84	1.98	4.87	1.618806	L	236.44661		
301	301-	305	C02	TUB	12.75	0.375	K	BRC	27.42	4.37		3.44	5.91	2.60	4.71	.1425707	R	413.8296		
301	301-	361	LG3	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.42			3.16	5.08	1.94	3.92	.0714684	R	825.5400		
301	301-	309	C03	TUB	16.00	0.375	Y	BRC	27.42			2.54	7.30	2.63	5.31	.22526-2	R	26191.45		
301	301-	361	LG3	TUB	34.00	1.000	Y	CHD	27.42			2.51	6.25	2.01	4.66	.52453-3	R	112481.2		
301	203-	301	DG2	TUB	18.00	0.375	K	BRC	27.42	2.00		2.69	3.72	2.65	4.87	.0594649	R	992.1817		
301	201-	301	LG2	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.42			2.70	3.71	1.78	4.42	.0547127	R	1078.361		
301	301-	366	DG6	TUB	14.00	0.375	K	BRC	27.42	4.37		2.33	2.35	2.75	2.70	.61796-3	BL	95475.46		
301	301-	361	LG3	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.42			2.24	2.34	1.50	2.29	.13888-3	BL	424831.2		
305	305-	342	C01	TUB	14.00	0.375	K	BRC	27.42	2.00		3.52	4.62	2.62	5.66	3.160357	L	218.66878		
305	305-	365	LG3	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.42			3.22	4.08	1.98	4.81	1.597300	L	236.93732		
305	301-	305	C02	TUB	12.75	0.375	K	BRC	27.42	2.00		3.56	4.84	2.60	5.15	.0581705	R	1014.260		
305	305-	365	LG3	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.42			3.17	4.17	1.94	4.29	.0292454	R	2017.409		
305	305-	309	C03	TUB	16.00	0.375	Y	BRC	27.42			2.54	7.30	2.63	5.31	.0914720	R	645.0059		
305	305-	365	LG3	TUB	34.00	1.000	Y	CHD	27.42			2.51	6.25	2.01	4.66	.35968-2	R	16403.54		
305	207-	305	DG2	TUB	18.00	0.375	K	BRC	27.42	2.00		2.64	4.05	2.65	4.71	.2912760	L	212.5570		
305	205-	305	LG2	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.42			2.63	4.01	1.78	4.27	.2535273	L	232.7166		
305	201-	305	DG3	TUB	16.00	0.375	K	BRC	27.42	2.00		2.65	3.72	2.68	4.13	.3369406	R	275.1051		
305	205-	305	LG2	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.42			2.55	3.67	1.71	3.63	.2718506	R	217.0310		
4004	4004-	4015	DX1	TUB	8.62	0.322	K	BRC	7.01	2.00		3.54	3.03	2.58	3.66	.1398359	B	421.9231		
4004	403-	4004	DX1	TUB	8.62	0.322	K	CHD	7.01			7.64	5.00	2.98	6.95	.8128186	B	272.58692		
4004	4014-	4004	DX1	TUB	8.62	0.322	K	BRC	7.01	2.00		2.37	1.87	2.89	2.59	.0109350	B	5395.513		
4004	403-	4004	DX1	TUB	8.62	0.322	K	CHD	7.01			4.53	3.18	2.10	4.91	.55658-2	B	10600.39		

4007	4021-4007	DX1	TUB	8.62	0.322	K	BRC	7.01	2.00	3.51	3.04	2.58	3.67	.1342786	B	439.3849
4007	407-4007	DX1	TUB	8.62	0.322	K	CHD	7.01		7.51	5.07	2.98	6.96	.7122673	B	282.83407

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *

(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD					FATIGUE	RESULTS			REQUIRED	
				OD	WT			LEN.	GAP	* STRESS	CONC.	FACTORS		DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD
	ID	ID	ID	(IN)	(IN)	TYP	TYP	(FT)	(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL				(IN)	(IN)
4007	4023-4007	DX1	TUB	8.62	0.322	K	BRC	7.01	2.00	2.39	1.87	2.89	2.58	.98156-2	B	6010.834		
4007	407-4007	DX1	TUB	8.62	0.322	K	CHD	7.01		4.56	3.17	2.10	4.89	.52530-2	B	11231.58		
307	344- 307	C01	TUB	14.00	0.375	K	BRC	27.21	2.00	3.29	5.37	2.62	5.37	.6491225	L	290.89193		
307	207- 307	LG2	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.21		3.03	4.64	1.99	4.56	.3092756	L	290.7683		
307	303- 307	C02	TUB	12.75	0.375	K	BRC	27.21	2.00	3.75	4.31	2.60	5.27	.0920351	L	641.0599		
307	307- 367	LG3	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.21		3.31	3.75	1.94	4.38	.0461491	L	1278.464		
307	337- 307	C03	TUB	16.00	0.375	T	BRC	27.21		2.53	7.48	2.62	5.41	.0301156	TL	1959.121		
307	307- 367	LG3	TUB	34.00	1.000	T	CHD	27.21		2.51	6.35	2.03	4.75	.76642-2	TL	7698.157		
307	203- 307	DG3	TUB	16.00	0.375	K	BRC	27.21	2.00	2.66	3.65	2.68	4.20	.2401712	L	245.6581		
307	207- 307	LG2	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.21		2.57	3.59	1.71	3.69	.2012008	L	293.2394		
307	307- 364	DG4	TUB	16.00	0.375	K	BRC	27.21	2.00	2.64	3.17	2.69	4.40	.46952-2	BR	12565.91		
307	307- 367	LG3	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.21		2.57	3.12	1.69	3.86	.28441-3	BR	207444.0		
209	205- 209	B03	TUB	20.00	0.375	Y	BRC	24.41		1.83	5.57	2.85	3.64	.25834-6	R	22838.+4		
209	201- 209	B03	TUB	20.00	0.375	Y	CHD	24.41		4.53	10.29	4.12	7.15	.97841-4	R	603019.8		
209	209- 212	B03	TUB	20.00	0.375	Y	BRC	24.41		1.67	5.52	2.85	3.31	.0000000	T	INFINITE		
209	209- 213	B03	TUB	20.00	0.375	Y	CHD	24.41		3.95	10.24	4.12	6.51	.85780-5	L	6878086.		
209	115- 209	V01	TUB	12.75	0.375	T	BRC	24.41		3.25	17.43	3.96	14.47	.33088-2	R	17831.14		
209	201- 209	B03	TUB	20.00	0.375	T	CHD	24.41		9.73	28.46	5.93	24.23	.4886236	L	220.7474		
336	336- 310	C04	TUB	10.75	0.365	Y	BRC	7.50		1.99	7.54	3.43	7.81	.0175598	L	3359.952		
336	312- 336	C03	TUB	16.00	0.375	Y	CHD	7.50		5.25	15.31	4.29	12.98	.4842260	L	221.8439		
4003	4003-4023	DX1	TUB	8.62	0.322	T	BRC	3.31		2.20	5.85	2.54	5.18	.3248283	T	281.6344		
4003	4003- 407	D07	TUB	12.50	0.500	T	CHD	3.31		2.49	7.41	2.63	6.78	.3996941	T	247.6129		
205	205- 242	B01	TUB	14.00	0.375	K	BRC	30.47	2.00	3.38	4.40	2.62	5.44	.3439066	L	271.5582		
205	205- 305	LG2	TUB	34.00	1.000	K	CHD	30.47		3.05	3.82	1.98	4.62	.1529064	L	385.8569		
205	201- 205	B02	TUB	12.75	0.375	K	BRC	30.47	2.00	3.53	4.53	2.60	5.13	.26651-2	R	22137.70		
205	205- 305	LG2	TUB	34.00	1.000	K	CHD	30.47		3.11	3.86	1.94	4.27	.11263-2	R	52385.88		
205	205- 209	B03	TUB	20.00	0.375	Y	BRC	30.47		2.51	7.26	2.57	5.80	.14692-3	R	401587.0		

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD LEN.	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED		
				OD (IN)	WT (IN)					TYP	TYP	(FT)	(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC
205	205-	305	LG2	TUB	34.00	1.000	Y	CHD	30.47		2.75	6.24	2.01	5.44	.10077-3	R	585491.4		
205	110-	205	DG1	TUB	14.00	0.375	K	BRC	30.47	2.00	2.83	3.79	2.66	4.44	.14323-2	L	41191.69		
205	105-	205	LG1	TUB	34.00	1.000	K	CHD	30.47		2.61	3.49	1.76	3.77	.92763-3	L	63602.89		
205	111-	205	DG1	TUB	14.00	0.375	K	BRC	30.47	2.00	2.84	3.52	2.66	4.31	.68496-2	R	8613.636		
205	105-	205	LG1	TUB	34.00	1.000	K	CHD	30.47		2.64	3.28	1.73	3.66	.45657-2	R	12922.42		
303	341-	303	C01	TUB	14.00	0.375	K	BRC	27.21	2.00	3.42	4.96	2.62	5.44	.3340546	R	276.6179		
303	203-	303	LG2	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.21		3.13	4.32	1.99	4.62	.1647767	R	358.0603		
303	303-	307	C02	TUB	12.75	0.375	K	BRC	27.21	4.25	3.65	5.52	2.60	4.72	.1764145	L	334.4397		
303	303-	363	LG3	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.21		3.34	4.80	1.94	3.93	.0448434	L	1315.691		
303	336-	303	C03	TUB	16.00	0.375	T	BRC	27.21		2.53	7.48	2.62	5.41	.0106875	B	5520.492		
303	303-	363	LG3	TUB	34.00	1.000	T	CHD	27.21		2.51	6.35	2.03	4.75	.15899-2	TR	37109.80		
303	303-	362	DG4	TUB	16.00	0.375	K	BRC	27.21	2.00	2.67	2.82	2.69	4.62	.0176250	R	3347.523		
303	303-	363	LG3	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.21		2.62	2.78	1.69	4.06	.24082-2	R	24499.38		
303	303-	368	DG6	TUB	14.00	0.375	K	BRC	27.21	4.25	2.24	2.24	2.75	2.95	.38831-3	B	151942.1		
303	303-	363	LG3	TUB	34.00	1.000	K	CHD	27.21		2.23	2.25	1.50	2.50	.77996-4	BR	756453.0		
207	244-	207	B01	TUB	14.00	0.375	TK	BRC	30.23	4.00	3.62	4.76	2.62	5.56	.2755632	L	214.1069		
207	107-	207	LG1	TUB	34.00	1.000	TK	CHD	30.23		3.35	4.19	1.99	4.72	.1194535	L	493.9161		
207	203-	207	B02	TUB	12.75	0.375	K	BRC	30.23	2.00	3.50	4.63	2.60	5.12	.32460-2	L	18176.20		
207	207-	307	LG2	TUB	34.00	1.000	K	CHD	30.23		3.09	3.94	1.94	4.26	.13674-2	L	43147.54		
207	211-	207	B03	TUB	20.00	0.375	T	BRC	30.23		2.50	7.43	2.57	5.91	.1513778	L	389.7534		
207	207-	307	LG2	TUB	34.00	1.000	T	CHD	30.23		2.75	6.31	2.02	5.54	.0909778	L	648.5096		
207	110-	207	DG1	TUB	14.00	0.375	TK	BRC	30.23	4.00	3.09	3.52	2.67	3.66	.86441-3	T	68254.44		
207	107-	207	LG1	TUB	34.00	1.000	TK	CHD	30.23		3.03	3.45	1.69	3.11	.67501-3	T	87406.02		
207	112-	207	DG1	TUB	14.00	0.375	K	BRC	30.23	2.00	2.76	4.27	2.66	3.98	.0395053	L	1493.470		
207	107-	207	LG1	TUB	34.00	1.000	K	CHD	30.23		2.57	4.00	1.73	3.38	.0265483	L	2222.367		
207	207-	305	DG2	TUB	18.00	0.375	TK	BRC	30.23	4.00	2.64	3.19	2.67	4.03	.19153-2	BR	30803.78		
207	207-	307	LG2	TUB	34.00	1.000	TK	CHD	30.23		2.75	3.33	1.66	3.66	.19339-2	BR	30507.99		
112	116-	112	A04	TUB	6.62	0.375	T	BRC	6.00		2.29	11.92	3.57	9.16	.35713-2	L	16520.56		

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		CHORD				* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED		
				OD (IN)	WT (IN)	JNT TYP	MEM TYP	LEN. (FT)	GAP (IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD (IN)	WT (IN)
112	112-	114	A01	TUB	14.00	0.375	T	CHD	6.00		5.32	20.45	4.99	13.74	.2386968	L	247.1755		
112	112-	203	DG1	TUB	14.00	0.375	K	BRC	6.00	2.00	2.38	2.39	2.68	3.61	.20142-3	TR	292923.2		
112	113-	112	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	6.00		4.62	4.55	2.81	6.96	.0286974	R	2055.935		
112	112-	207	DG1	TUB	14.00	0.375	K	BRC	6.00	2.00	2.38	2.39	2.68	3.61	.11459-2	L	51487.30		
112	112-	114	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	6.00		4.60	4.56	2.81	6.97	.0394500	L	1495.562		
201	201-	239	B01	TUB	14.00	0.375	K	BRC	30.47	2.00	3.36	4.50	2.62	5.43	.2266010	L	260.3695		
201	201-	301	LG2	TUB	34.00	1.000	K	CHD	30.47		3.04	3.90	1.98	4.61	.1130792	L	521.7584		
201	201-	205	B02	TUB	12.75	0.375	TK	BRC	30.47	4.00	3.81	4.87	2.60	4.90	.29995-2	R	19670.08		
201	201-	301	LG2	TUB	34.00	1.000	TK	CHD	30.47		3.45	4.25	1.94	4.08	.14088-2	R	41878.94		
201	201-	209	B03	TUB	20.00	0.375	Y	BRC	30.47		2.51	7.26	2.57	5.80	.24124-2	R	24457.40		
201	201-	301	LG2	TUB	34.00	1.000	Y	CHD	30.47		2.75	6.24	2.01	5.44	.14009-2	R	42116.67		
201	109-	201	DG1	TUB	14.00	0.375	K	BRC	30.47	2.00	2.81	3.96	2.66	4.36	.17781-2	R	33181.00		
201	101-	201	LG1	TUB	34.00	1.000	K	CHD	30.47		2.60	3.65	1.76	3.71	.11610-2	R	50818.01		
201	111-	201	DG1	TUB	14.00	0.375	TK	BRC	30.47	4.00	3.15	3.91	2.66	3.67	.45804-2	L	12880.96		
201	101-	201	LG1	TUB	34.00	1.000	TK	CHD	30.47		3.09	3.80	1.73	3.12	.37470-2	L	15745.97		
201	201-	305	DG3	TUB	16.00	0.375	TK	BRC	30.47	4.00	2.36	2.47	2.74	2.99	.80638-2	BL	7316.674		
201	201-	301	LG2	TUB	34.00	1.000	TK	CHD	30.47		2.38	2.57	1.50	2.62	.73028-2	BL	8079.064		
4000	4000-	4014	DX1	TUB	8.62	0.322	T	BRC	3.31		2.20	5.85	2.54	5.18	.1383735	T	426.3822		
4000	403-	4000	D07	TUB	12.50	0.500	T	CHD	3.31		2.49	7.41	2.63	6.78	.1984496	T	297.3047		
443	448-	443	D04	TUB	6.62	0.375	T	BRC	2.79		1.95	8.29	3.38	7.85	.50154-2	T	11763.86		
443	405-	443	D01	TUB	12.75	0.375	T	CHD	2.79		4.22	15.00	4.71	12.04	.1653766	T	356.7615		
121	121-	119	A03	TUB	10.75	0.365	K	BRC	14.18	2.00	3.95	4.01	2.94	7.53	.64338-4	TL	917033.3		
121	121-	117	A02	TUB	12.75	0.375	K	CHD	14.18		7.32	7.41	3.48	13.48	.48524-2	TL	12158.83		
121	115-	121	A05	TUB	6.62	0.280	K	BRC	14.18	2.00	5.97	6.19	3.12	9.50	.0121634	L	4850.605		
121	109-	121	A02	TUB	12.75	0.375	K	CHD	14.18		7.60	7.84	3.66	12.44	.1501484	L	392.9447		
109	109-	115	A01	TUB	14.00	0.375	TK	BRC	26.19	4.00	4.45	4.31	2.66	7.03	.13424-3	R	439501.1		

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		CHORD				GAP * STRESS CONC. FACTORS *					FATIGUE RESULTS			REQUIRED	
				OD (IN)	WT (IN)	JNT TYP	MEM TYP	LEN. (FT)	(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD (IN)	WT (IN)
109	101-	109	A01	TUB	14.00	0.375	TK	CHD	26.19		8.89	8.11	3.70	13.55	.1080069	R	546.2614		
109	109-	121	A02	TUB	12.75	0.375	TK	BRC	26.19	4.00	2.62	2.51	2.89	5.09	.70940-5	TL	8316940.		
109	109-	103	A01	TUB	14.00	0.375	TK	CHD	26.19		5.25	5.14	2.73	9.54	.10728-2	TL	54996.47		
109	111-	109	A02	TUB	12.75	0.375	TK	BRC	26.19	4.00	3.07	2.98	2.88	5.91	.10926-6	L	53997.44		
109	101-	109	A01	TUB	14.00	0.375	TK	CHD	26.19		6.08	5.98	3.08	11.09	.61438-4	L	960318.2		
109	109-	201	DG1	TUB	14.00	0.375	K	BRC	26.19	2.00	2.59	2.34	2.69	3.85	.11494-3	TL	513303.9		
109	101-	109	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	26.19		5.02	4.44	2.73	7.44	.21646-2	R	27256.34		
109	109-	203	DG1	TUB	14.00	0.375	K	BRC	26.19	2.00	2.47	2.21	2.69	3.73	.18788-3	TL	314024.2		
109	109-	103	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	26.19		4.75	4.17	2.62	7.19	.38626-2	L	15274.62		
113	117-	113	A02	TUB	12.75	0.375	K	BRC	12.19	3.80	4.20	4.64	2.86	6.09	.12554-3	TL	469969.9		
113	103-	113	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	12.19		9.02	9.47	3.50	11.42	.0899185	TL	656.1500		
113	116-	113	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	12.19	3.80	3.18	3.17	3.66	4.71	.16803-3	B	351131.5		
113	113-	112	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	12.19		5.81	5.82	2.83	7.07	.0315129	B	1872.248		
442	442-	446	D04	TUB	6.62	0.375	T	BRC	1.50		1.86	6.92	3.38	7.47	.89737-2	B	6574.734		
442	442-	451	D01	TUB	12.75	0.375	T	CHD	1.50		3.99	12.82	4.71	11.45	.0792636	B	744.3522		
211	219-	211	B04	TUB	14.00	0.375	Y	BRC	8.76		1.53	7.55	3.45	8.42	.32865-2	TR	17952.28		
211	213-	211	B03	TUB	20.00	0.375	Y	CHD	8.76		5.49	16.80	4.64	14.59	.0613473	TR	961.7368		
203	241-	203	B01	TUB	14.00	0.375	TK	BRC	30.23	4.00	3.81	4.23	2.62	5.68	.0554715	R	1063.610		
203	103-	203	LG1	TUB	34.00	1.000	TK	CHD	30.23		3.49	3.80	1.99	4.83	.0277668	R	2124.837		
203	203-	207	B02	TUB	12.75	0.375	TK	BRC	30.23	4.00	3.92	4.57	2.60	4.97	.15992-2	BL	36892.93		
203	203-	303	LG2	TUB	34.00	1.000	TK	CHD	30.23		3.53	4.02	1.94	4.14	.12822-3	L	460146.2		
203	210-	203	B03	TUB	20.00	0.375	T	BRC	30.23		2.50	7.43	2.57	5.91	.53424-2	L	11043.75		
203	203-	303	LG2	TUB	34.00	1.000	T	CHD	30.23		2.75	6.31	2.02	5.54	.38164-2	L	15459.56		
203	109-	203	DG1	TUB	14.00	0.375	TK	BRC	30.23	4.00	3.17	3.26	2.67	3.88	.95784-3	TL	61597.20		
203	103-	203	LG1	TUB	34.00	1.000	TK	CHD	30.23		3.13	3.22	1.69	3.29	.76983-3	TL	76639.90		
203	112-	203	DG1	TUB	14.00	0.375	TK	BRC	30.23	4.00	3.31	3.49	2.66	3.93	.74871-2	TR	7880.197		
203	103-	203	LG1	TUB	34.00	1.000	TK	CHD	30.23		3.26	3.44	1.73	3.34	.63117-2	R	9347.704		
203	203-	301	DG2	TUB	18.00	0.375	TK	BRC	30.23	4.00	2.68	2.79	2.67	4.31	.38270-2	R	15416.68		

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		CHORD				GAP * STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED		
				OD (IN)	WT (IN)	JNT TYP	MEM TYP	LEN. (FT)	(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD (IN)	WT (IN)
203	203-	303	LG2	TUB	34.00	1.000	TK	CHD	30.23		2.84	2.97	1.66	3.91	.31259-2	R	18874.41		
203	203-	307	DG3	TUB	16.00	0.375	TK	BRC	30.23	4.00	2.34	2.37	2.74	3.21	.0214547	BR	2749.978		
203	203-	303	LG2	TUB	34.00	1.000	TK	CHD	30.23		2.44	2.50	1.50	2.81	.0213008	R	2769.850		
122	120-	122	A03	TUB	10.75	0.365	K	BRC	14.18	2.00	3.96	4.03	2.94	7.51	.66193-4	TR	891330.1		
122	122-	118	A02	TUB	12.75	0.375	K	CHD	14.18		7.35	7.47	3.48	13.44	.46724-2	TR	12627.34		
122	115-	122	A05	TUB	6.62	0.280	K	BRC	14.18	2.00	5.95	6.22	3.12	9.49	.0106409	R	5544.618		
122	110-	122	A02	TUB	12.75	0.375	K	CHD	14.18		7.59	7.87	3.66	12.43	.0495497	R	1190.724		
407	441-	407	D01	TUB	12.75	0.375	K	BRC	11.09	2.00	2.64	3.79	1.98	2.75	.29952-5	R	19698.+3		
407	367-	407	LG4	TUB	34.00	1.500	K	CHD	11.09		1.55	2.35	1.50	1.80	.10495-6	T	56218.+4		
407	415-	407	D02	TUB	12.75	0.375	K	BRC	11.09	2.00	2.58	3.04	1.98	2.95	.10618-5	T	55567.+3		
407	407-	507	LG5	TUB	34.00	1.500	K	CHD	11.09		1.64	1.96	1.50	1.93	.29967-6	T	19688.+4		
407	4003-	407	D07	TUB	12.50	0.250	K	BRC	11.09	2.00	2.50	2.75	1.89	2.49	.0462645	L	1275.277		
407	407-	507	LG5	TUB	34.00	1.500	K	CHD	11.09		1.54	1.64	1.50	1.50	.16783-2	L	35153.90		
407	368-	407	DG7	TUB	13.75	0.250	K	BRC	11.09	2.00	2.10	2.06	2.05	1.90	.0149528	T	3945.754		
407	367-	407	LG4	TUB	34.00	1.500	K	CHD	11.09		1.50	1.50	1.50	1.50	.45431-3	T	129868.6		
407	407-	4007	DX1	TUB	8.62	0.322	T	BRC	11.09		2.98	3.66	1.78	1.82	.46067-2	L	12807.36		
407	407-	507	LG5	TUB	34.00	1.500	T	CHD	11.09		1.50	1.86	1.50	1.50	.65229-4	L	904506.2		
309	305-	309	C03	TUB	16.00	0.375	Y	BRC	19.92		1.97	4.36	2.72	2.60	.12776-3	L	461800.5		
309	301-	309	C03	TUB	16.00	0.375	Y	CHD	19.92		3.88	7.78	3.75	5.05	.0305480	R	1931.387		
309	309-	314	C03	TUB	16.00	0.375	Y	BRC	19.92		1.92	4.35	2.72	2.53	.91853-3	L	64232.83		
309	309-	315	C03	TUB	16.00	0.375	Y	CHD	19.92		3.71	7.77	3.75	4.91	.0279523	L	2110.737		
4023	4003-	4023	DX1	TUB	8.62	0.322					1.50	1.50	1.50	1.50	.0276009	B	2137.614		
4023	4023-	4007	DX1	TUB	8.62	0.322					1.50	1.50	1.50	1.50	.0262687	B	2246.019		
4005	4017-	4005	DX1	TUB	8.62	0.322	T	BRC	3.00		2.25	3.54	2.49	4.17	.38612-2	B	15280.38		
4005	4005-	4018	DX1	TUB	8.62	0.322	T	CHD	3.00		5.40	5.56	3.33	7.92	.0205310	B	2873.699		
4006	4020-	4006	DX1	TUB	8.62	0.322	T	BRC	3.00		2.25	3.54	2.49	4.17	.26344-2	T	22396.35		

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		CHORD				GAP * STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED				
				OD (IN)	WT (IN)	JNT TYP	MEM TYP	LEN. (FT)	(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD (IN)	WT (IN)		
4006	4006-4021	DX1	TUB	8.62	0.322	T	CHD	3.00					5.40	5.56	3.33	7.92	.0189457	T	3114.155		
110	115-110	A01	TUB	14.00	0.375	TK	BRC	26.19	4.00	4.52	4.33	2.66	7.03				.22173-3	L	266094.2		
110	105-110	A01	TUB	14.00	0.375	TK	CHD	26.19		9.15	8.10	3.70	13.55				.0189181	L	3118.699		
110	110-122	A02	TUB	12.75	0.375	TK	BRC	26.19	4.00	2.64	2.51	2.89	5.11				.67549-5	TR	8734400.		
110	110-107	A01	TUB	14.00	0.375	TK	CHD	26.19		5.27	5.14	2.73	9.58				.84334-3	R	69960.20		
110	111-110	A02	TUB	12.75	0.375	TK	BRC	26.19	4.00	2.99	2.95	2.88	5.98				.13328-5	R	44268.+3		
110	105-110	A01	TUB	14.00	0.375	TK	CHD	26.19		5.91	5.87	3.08	11.22				.30146-3	R	195711.4		
110	110-205	DG1	TUB	14.00	0.375	K	BRC	26.19	2.00	2.59	2.34	2.69	3.85				.13303-3	L	443496.8		
110	105-110	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	26.19		5.02	4.44	2.73	7.44				.25280-2	L	23338.98		
110	110-207	DG1	TUB	14.00	0.375	K	BRC	26.19	2.00	2.46	2.21	2.69	3.73				.13787-3	TL	427946.7		
110	110-107	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	26.19		4.73	4.18	2.62	7.19				.33178-2	T	17782.64		
405	405-443	D01	TUB	12.75	0.375	K	BRC	2.76	2.00	3.66	3.94	2.60	4.69				.47514-4	L	1241733.		
405	405-505	LG5	TUB	34.00	1.000	K	CHD	2.76		3.16	3.48	1.94	3.90				.22941-4	L	2571824.		
405	409-405	D07	TUB	12.50	0.250	K	BRC	2.76	2.00	2.95	3.29	2.35	3.61				.17439-2	R	33833.16		
405	405-505	LG5	TUB	34.00	1.000	K	CHD	2.76		2.13	2.43	1.50	2.40				.54993-4	R	1072870.		
405	364-405	DG5	TUB	16.00	0.375	K	BRC	2.76	2.00	2.69	3.05	2.66	3.86				.44630-2	TR	13219.93		
405	935-405	LG4	TUB	34.00	1.000	K	CHD	2.76		2.46	3.03	1.80	3.39				.20128-2	L	29312.35		
405	366-405	DG7	TUB	13.75	0.250	K	BRC	2.76	2.00	2.29	2.27	2.43	2.58				.0185360	T	3183.002		
405	935-405	LG4	TUB	34.00	1.000	K	CHD	2.76		1.63	1.75	1.50	1.75				.53958-3	TR	109345.1		
114	118-114	A02	TUB	12.75	0.375	K	BRC	12.19	3.80	4.17	4.66	2.86	6.08				.14760-3	T	399733.6		
114	114-107	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	12.19		9.01	9.49	3.50	11.41				.60616-2	T	9733.356		
114	116-114	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	12.19	3.80	3.19	3.18	3.66	4.79				.27860-3	B	211769.4		
114	112-114	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	12.19		5.80	5.81	2.83	7.18				.0120028	B	4915.535		
111	111-109	A02	TUB	12.75	0.375	K	BRC	24.38	2.00	3.72	3.31	2.87	5.96				.14541-6	BL	40574.+4		
111	101-111	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	24.38		7.37	6.86	3.23	11.18				.79615-5	L	7410651.		
111	111-110	A02	TUB	12.75	0.375	K	BRC	24.38	2.00	3.83	3.36	2.87	5.92				.23247-6	R	25380.+4		
111	111-105	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	24.38		7.61	7.04	3.23	11.10				.17389-3	R	339304.1		
111	111-201	DG1	TUB	14.00	0.375	K	BRC	24.38	2.00	2.53	2.41	2.68	4.28				.91725-4	TL	643226.4		

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL				CHORD				STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED	
				OD (IN)	WT (IN)	JNT TYP	MEM TYP	LEN. (FT)	GAP (IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD (IN)	WT (IN)	
111	101-	111	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	24.38		4.87	4.58	2.82	8.27	.93670-2	L	6298.699			
111	111-	205	DG1	TUB	14.00	0.375	K	BRC	24.38	2.00	2.45	2.40	2.68	4.30	.12270-3	R	480828.9			
111	111-	105	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	24.38		4.70	4.58	2.82	8.30	.0107899	R	5468.082			
105	105-	110	A01	TUB	14.00	0.375	Y	BRC	12.69		2.41	6.75	2.62	4.85	.22732-2	L	25954.74			
105	105-	205	LG1	TUB	34.00	1.000	Y	CHD	12.69		1.96	6.05	1.98	4.12	.13335-2	L	44244.03			
105	111-	105	A01	TUB	14.00	0.375	Y	BRC	12.69		2.41	6.75	2.62	4.85	.0104431	R	5649.644			
105	105-	205	LG1	TUB	34.00	1.000	Y	CHD	12.69		1.96	6.05	1.98	4.12	.60398-2	R	9768.598			
210	210-	214	B04	TUB	14.00	0.375	Y	BRC	8.76		1.53	7.55	3.45	8.42	.10953-3	R	538660.7			
210	212-	210	B03	TUB	20.00	0.375	Y	CHD	8.76		5.49	16.80	4.64	14.59	.71091-2	R	8299.215			
101	101-	109	A01	TUB	14.00	0.375	Y	BRC	12.69		2.41	6.75	2.62	4.86	.15136-2	R	38979.83			
101	101-	201	LG1	TUB	34.00	1.000	Y	CHD	12.69		1.96	6.05	1.98	4.12	.89146-3	R	66183.80			
101	101-	111	A01	TUB	14.00	0.375	Y	BRC	12.69		2.41	6.75	2.62	4.85	.63478-2	L	9294.583			
101	101-	201	LG1	TUB	34.00	1.000	Y	CHD	12.69		1.96	6.05	1.98	4.12	.35985-2	L	16395.82			
107	110-	107	A01	TUB	14.00	0.375	T	BRC	12.60		2.41	6.85	2.62	4.91	.20911-2	R	28214.59			
107	17-	107	LG0	TUB	34.00	1.000	T	CHD	12.60		1.96	6.12	1.99	4.17	.12335-2	R	47829.59			
107	114-	107	A01	TUB	14.00	0.375	Y	BRC	12.60		2.41	6.74	2.62	4.85	.51049-2	L	11557.63			
107	107-	207	LG1	TUB	34.00	1.000	Y	CHD	12.60		1.96	6.04	1.98	4.12	.27794-2	L	21227.78			
4014	4000-	4014	DX1	TUB	8.62	0.322					1.50	1.50	1.50	1.50	.49934-2	T	11815.54			
4014	4014-	4004	DX1	TUB	8.62	0.322					1.50	1.50	1.50	1.50	.47273-2	T	12480.78			
441	449-	441	D04	TUB	6.62	0.375	T	BRC	10.12		2.95	11.68	3.38	8.95	.15174-3	TR	388825.0			
441	441-	407	D01	TUB	12.75	0.375	T	CHD	10.12		6.73	18.87	4.71	13.72	.37546-2	TR	15714.04			
115	115-	121	A05	TUB	6.62	0.280	K	BRC	24.38	6.01	3.51	3.92	3.33	4.47	.15455-3	L	381746.4			
115	109-	115	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	24.38		5.12	5.85	2.90	5.72	.35465-2	L	16636.14			
115	115-	122	A05	TUB	6.62	0.280	K	BRC	24.38	6.01	3.51	3.90	3.33	4.47	.17144-3	R	344144.6			
115	115-	110	A01	TUB	14.00	0.375	K	CHD	24.38		5.11	5.82	2.90	5.73	.33174-2	R	17784.96			
115	115-	209	V01	TUB	12.75	0.375	T	BRC	24.38		6.14	7.88	2.85	8.22	.15958-6	L	36973.4			

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED		
				OD (IN)	WT (IN)					TYP	TYP	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE
115	109-	115	A01	TUB	14.00	0.375	T	CHD	24.38		15.96	12.17	4.02	15.42	.16666-3	L	354009.1		
116	116-	112	A04	TUB	6.62	0.375	TK	BRC	1.86	4.00	4.41	6.53	3.12	6.08	.82314-4	T	716771.5		
116	116-	141	A03	TUB	10.75	0.365	TK	CHD	1.86		6.98	10.77	4.36	9.92	.26936-2	T	21903.43		
116	116-	113	A04	TUB	6.62	0.375	TK	BRC	1.86	4.00	2.08	1.93	3.65	1.91	.49026-4	B	1203449.		
116	140-	116	A03	TUB	10.75	0.365	TK	CHD	1.86		4.05	3.49	2.47	3.11	.20442-2	B	28861.48		
116	116-	114	A04	TUB	6.62	0.375	TK	BRC	1.86	4.00	2.09	1.95	3.65	1.95	.80260-4	B	735108.6		
116	116-	141	A03	TUB	10.75	0.365	TK	CHD	1.86		4.06	3.52	2.47	3.18	.20717-2	B	28478.99		
401	401-	450	D01	TUB	12.75	0.375	K	BRC	2.76	2.00	3.66	3.94	2.60	4.68	.11416-4	R	5168234.		
401	401-	501	LG5	TUB	34.00	1.000	K	CHD	2.76		3.16	3.49	1.94	3.90	.43874-5	R	13448.+3		
401	401-	409	D07	TUB	12.50	0.250	Y	BRC	2.76		2.46	3.95	2.35	3.48	.34036-3	R	173347.6		
401	401-	501	LG5	TUB	34.00	1.000	Y	CHD	2.76		1.50	2.82	1.50	2.32	.38578-5	R	15294.+3		
401	362-	401	DG5	TUB	16.00	0.375	K	BRC	2.76	2.00	2.68	3.05	2.66	3.86	.23983-2	R	24600.55		
401	931-	401	LG4	TUB	34.00	1.000	K	CHD	2.76		2.45	3.04	1.80	3.39	.94493-3	R	62438.81		
444	446-	444	D04	TUB	6.62	0.375	Y	BRC	12.88		3.33	10.80	3.40	8.31	.63059-4	TL	935635.8		
444	444-	438	D02	TUB	12.75	0.375	Y	CHD	12.88		7.54	17.93	4.56	12.74	.19464-2	TL	30312.50		
103	103-	113	A01	TUB	14.00	0.375	Y	BRC	12.60		2.41	6.74	2.62	4.85	.22264-3	R	264998.8		
103	103-	203	LG1	TUB	34.00	1.000	Y	CHD	12.60		1.96	6.04	1.98	4.12	.12518-3	R	471319.1		
103	109-	103	A01	TUB	14.00	0.375	T	BRC	12.60		2.41	6.85	2.62	4.91	.16323-2	R	36145.09		
103	13-	103	LG0	TUB	34.00	1.000	T	CHD	12.60		1.96	6.12	1.99	4.17	.95313-3	R	61901.17		
415	411-	415	D03	TUB	10.75	0.365	Y	BRC	6.82		2.50	7.22	2.90	7.75	.24272-4	TR	2430811.		
415	417-	415	D02	TUB	12.75	0.375	Y	CHD	6.82		6.04	12.42	3.87	13.87	.77973-3	TR	75666.74		
439	438-	439	D04	TUB	6.62	0.375	Y	BRC	11.98		2.45	12.55	3.40	7.95	.49709-5	R	11869.+3		
439	445-	439	D02	TUB	12.75	0.375	Y	CHD	11.98		4.31	23.25	4.56	12.19	.51379-4	R	1148320.		
439	439-	449	D04	TUB	6.62	0.375	Y	BRC	11.98		2.73	11.87	3.40	8.08	.21770-4	R	2710132.		
439	439-	417	D02	TUB	12.75	0.375	Y	CHD	11.98		5.41	21.25	4.56	12.39	.55552-3	R	106206.3		
440	440-	447	D04	TUB	6.62	0.375	T	BRC	14.19		3.51	12.04	3.38	8.95	.72019-4	TL	819231.1		

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
 (DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD		GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED	
				OD	WT			LEN.	IN		AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD
	ID	ID	ID	(IN)	(IN)	TYP	TYP	(FT)	(IN)								(IN)	(IN)	
440	440-	403	D01	TUB	12.75	0.375	T	CHD	14.19		8.12	18.87	4.71	13.72	.46799-3	TL	126070.4		
409	409-	445	D02	TUB	12.75	0.375	K	BRC	4.93	2.00	2.15	2.08	2.74	2.68	.15191-6	B	38840.+4		
409	409-	444	D02	TUB	12.75	0.375	K	CHD	4.93		4.32	4.03	2.41	4.95	.35129-6	B	16795.+4		
409	401-	409	D07	TUB	12.50	0.250	Y	BRC	4.93		2.04	3.68	2.41	2.09	.47555-5	T	12407.+3		
409	409-	444	D02	TUB	12.75	0.375	Y	CHD	4.93		2.00	5.12	2.51	3.21	.90516-5	TL	6518160.		
409	409-	405	D07	TUB	12.50	0.250	K	BRC	4.93	2.00	2.36	3.55	2.41	3.00	.77363-4	B	762642.7		
409	409-	444	D02	TUB	12.75	0.375	K	CHD	4.93		3.13	5.09	2.51	4.60	.43711-3	BR	134977.6		
403	440-	403	D01	TUB	12.75	0.375	K	BRC	11.09	2.00	2.64	3.79	1.98	2.75	.68128-6	TR	86602.+3		
403	363-	403	LG4	TUB	34.00	1.500	K	CHD	11.09		1.55	2.35	1.50	1.80	.13957-6	T	42273.+4		
403	414-	403	D02	TUB	12.75	0.375	K	BRC	11.09	2.00	2.57	2.94	1.98	2.98	.62713-6	T	94080.+3		
403	403-	503	LG5	TUB	34.00	1.500	K	CHD	11.09		1.65	1.91	1.50	1.95	.12244-6	T	48188.+4		
403	403-4000	D07	TUB	12.50	0.250	Y	BRC	11.09		2.70	3.84	1.89	2.31	.35087-3	R	168155.4			
403	403-	503	LG5	TUB	34.00	1.500	Y	CHD	11.09		1.50	1.97	1.50	1.50	.40868-5	R	14437.+3		
403	403-4004	DX1	TUB	8.62	0.322	T	BRC	11.09		2.98	3.66	1.78	1.82	.21656-3	R	272439.3			
403	403-	503	LG5	TUB	34.00	1.500	T	CHD	11.09		1.50	1.86	1.50	1.50	.16546-5	R	35658.+3		
319	322-	319	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	4.44	6.12	3.13	7.71	.26367-5	TL	22376.+3		
319	318-	319	C04	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		6.74	9.63	4.29	12.57	.23965-3	TL	246189.1		
319	334-	319	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	5.38	5.70	3.12	8.02	.28795-6	T	20489.+4		
319	318-	319	C04	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		7.71	8.25	4.36	13.07	.40375-4	T	1461302.		
139	126-	139	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.11	2.00	2.96	7.47	3.13	7.52	.64312-7	L	91740.+4		
139	139-	140	A03	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.11		5.22	12.93	4.29	12.26	.42639-5	L	13837.+3		
139	134-	139	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.11	2.00	2.98	7.90	3.12	7.77	.31884-5	BL	18504.+3		
139	117-	139	A03	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.11		5.23	13.50	4.36	12.68	.22767-3	BL	259144.4		
4018	4005-4018	DX1	TUB	8.62	0.322						1.50	1.50	1.50	1.50	.17231-3	T	342410.2		
4018	4018-4006	DX1	TUB	8.62	0.322						1.50	1.50	1.50	1.50	.17177-3	T	343486.9		
142	127-	142	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.11	2.00	2.66	7.74	3.13	7.45	.0000000	T	INFINITE		

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
 (DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD		GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED	
				OD	WT			LEN.			(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE
	ID	ID		(IN)	(IN)	TYP	TYP	(FT)		(IN)							(IN)	(IN)	
142	141-	142	A03	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.11		4.91	13.59	4.29	12.15	.27568-5	R	21402.+3		
142	137-	142	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.11	2.00	2.94	7.93	3.12	7.77	.37234-5	TL	15846.+3		
142	141-	142	A03	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.11		5.20	13.58	4.36	12.67	.16276-3	TL	362507.2		
445	445-	448	D04	TUB	6.62	0.375	Y	BRC	12.88		3.33	10.80	3.40	8.31	.22043-4	R	2676646.		
445	445-	439	D02	TUB	12.75	0.375	Y	CHD	12.88		7.54	17.93	4.56	12.74	.15199-3	R	388176.7		
126	126-	130	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	3.48	7.34	3.12	7.76	.30475-6	L	19360.+4		
126	125-	126	A03	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		5.73	12.25	4.36	12.65	.13697-3	L	430766.2		
126	126-	139	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	4.18	6.34	3.13	7.66	.0000000	T	INFINITE		
126	125-	126	A03	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		6.47	10.17	4.29	12.49	.15332-6	TL	38481.+4		
4019	4001-	4019	D07	TUB	12.50	0.250					1.50	1.50	1.50	1.50	.11922-3	B	494900.4		
4019	4019-	4002	D07	TUB	12.50	0.250					1.50	1.50	1.50	1.50	.11920-3	B	494953.2		
127	127-	131	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	3.31	7.50	3.12	7.74	.13700-5	R	43066.+3		
127	126-	127	A03	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		5.55	12.62	4.36	12.62	.10692-3	R	551804.5		
127	127-	142	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	4.50	6.07	3.13	7.72	.0000000	T	INFINITE		
127	127-	128	A03	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		6.80	9.50	4.29	12.59	.81004-7	R	72836.+4		
438	438-	439	D04	TUB	6.62	0.375	Y	BRC	11.98		2.89	11.49	3.40	8.16	.10581-5	L	55760.+3		
438	444-	438	D02	TUB	12.75	0.375	Y	CHD	11.98		6.01	20.15	4.56	12.51	.11193-4	L	5271131.		
438	447-	438	D04	TUB	6.62	0.375	Y	BRC	11.98		2.83	11.62	3.40	8.13	.15636-4	BL	3773238.		
438	438-	416	D02	TUB	12.75	0.375	Y	CHD	11.98		5.81	20.51	4.56	12.47	.10492-3	L	562331.8		
316	321-	316	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	3.92	6.56	3.13	7.61	.39475-5	TR	14946.+3		
316	316-	317	C04	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		6.20	10.73	4.29	12.42	.10436-3	TR	565329.2		
316	331-	316	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	4.65	6.34	3.12	7.92	.0000000	T	INFINITE		
316	310-	316	C04	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		6.95	9.80	4.36	12.91	.12468-5	R	47321.+3		
213	225-	213	B04	TUB	14.00	0.375	Y	BRC	14.70		2.23	8.34	3.45	9.15	.97655-7	TL	60417.+4		
213	209-	213	B03	TUB	20.00	0.375	Y	CHD	14.70		6.81	18.24	4.65	15.85	.62391-4	L	945649.4		

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED		
				OD (IN)	WT (IN)					TYP	TYP	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE
322	322-	319	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	4.92	5.73	3.13	7.80	.14556-5	T	40532.+3		
322	322-	323	C04	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		7.23	8.63	4.29	12.72	.58093-4	T	1015615.		
322	322-	327	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	5.17	5.88	3.12	7.99	.21065-6	BL	28008.+4		
322	321-	322	C04	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		7.50	8.68	4.36	13.03	.41381-4	BL	1425781.		
414	414-	410	D03	TUB	10.75	0.365	Y	BRC	6.82		2.50	7.22	2.90	7.75	.30476-5	L	19359.+3		
414	416-	414	D02	TUB	12.75	0.375	Y	CHD	6.82		6.04	12.42	3.87	13.87	.37668-4	L	1566319.		
321	321-	316	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	4.95	5.70	3.13	7.80	.12273-5	T	48074.+3		
321	320-	321	C04	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		7.26	8.56	4.29	12.73	.10185-4	T	5792800.		
321	321-	326	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	4.96	6.07	3.12	7.96	.14997-6	TL	39341.+4		
321	320-	321	C04	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		7.27	9.14	4.36	12.98	.57966-5	TR	10178.+3		
417	413-	417	D03	TUB	10.75	0.365	Y	BRC	6.84		2.50	7.22	2.90	7.75	.83081-6	BL	71015.+3		
417	439-	417	D02	TUB	12.75	0.375	Y	CHD	6.84		6.05	12.42	3.87	13.87	.79521-5	BL	7419412.		
4001	4001-	4017	DX1	TUB	8.62	0.322	T	BRC	3.00		2.16	5.58	2.54	5.03	.38413-5	T	15359.+3		
4001	4001-	4019	D07	TUB	12.50	0.500	T	CHD	3.00		2.40	7.12	2.63	6.58	.44905-5	T	13139.+3		
448	448-	449	D04	TUB	6.62	0.375	T	BRC	5.58		4.20	2.94	2.31	3.09	.61369-6	T	96140.+3		
448	445-	448	D04	TUB	6.62	0.375	T	CHD	5.58		9.12	3.70	2.91	5.74	.35837-5	T	16463.+3		
416	416-	412	D03	TUB	10.75	0.365	Y	BRC	6.84		2.50	7.22	2.90	7.75	.29303-6	BL	20134.+4		
416	438-	416	D02	TUB	12.75	0.375	Y	CHD	6.84		6.05	12.42	3.87	13.87	.32019-5	L	18427.+3		
421	424-	421	D05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	4.84	5.80	3.13	7.78	.53691-6	TL	10989.+4		
421	420-	421	D03	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		7.15	8.79	4.29	12.69	.28653-5	TL	20591.+3		
421	436-	421	D05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	5.42	5.66	3.12	8.02	.13320-6	TL	44295.+4		
421	420-	421	D03	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		7.76	8.16	4.36	13.08	.87179-6	TL	67677.+3		
418	423-	418	D05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	4.51	6.07	3.13	7.72	.40415-6	TR	14598.+4		
418	418-	419	D03	TUB	10.75	0.365	K	CHD	3.00		6.81	9.48	4.29	12.59	.26288-5	TR	22444.+3		
418	433-	418	D05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	5.27	5.79	3.12	8.00	.0000000	T	INFINITE		

2.2 Sacs Fatigue Output Tahun ke-20

SACS V8i SELECTseries 4 (v5.7)

its

ID=cJJ2lpSpmm16a3eXZnZ+Z XmZn2t3a2hqaappeqdnawk=

UA PLATFORM DETERMINISTIC FATIGUE

DATE 22-JUL-2017 TIME 16:55:40 FTG PAGE 14

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	LEN.	GAP * STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED		
				OD	WT					(IN)	(IN)	TYP	TYP	(FT)	(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL
		ID	ID	(IN)	(IN)			(FT)										(IN)	(IN)
337	311-	337	C04	TUB	10.44	0.208	Y	BRC	7.50	1.50	11.19	3.69	11.98	14.45805	R	4.080772			
337	313-	337	C03	TUB	15.69	0.218	Y	CHD	7.50	5.69	23.84	5.64	20.16	267.1262	R	5.2208694			
209	205-	209	B03	TUB	19.68	0.218	Y	BRC	24.41	1.78	8.71	3.17	5.96	.62788-3	R	93966.73			
209	201-	209	B03	TUB	19.68	0.218	Y	CHD	24.41	5.20	17.41	4.88	12.02	.6353254	R	92.86579			
209	209-	212	B03	TUB	19.68	0.218	Y	BRC	24.41	1.65	8.65	3.17	5.46	.22589-3	L	261191.0			
209	209-	213	B03	TUB	19.68	0.218	Y	CHD	24.41	4.66	17.34	4.88	11.01	.2769533	L	213.0323			
209	115-	209	V01	TUB	12.75	0.375	T	BRC	24.41	3.27	37.27	5.97	30.65	6.126298	L	9.630611			
209	201-	209	B03	TUB	19.68	0.218	T	CHD	24.41	18.02	86.88	12.55	71.04	265.1581	L	7.2225088			
336	336-	310	C04	TUB	10.44	0.208	Y	BRC	7.50	1.50	11.19	3.69	11.98	3.634444	L	16.23357			
336	312-	336	C03	TUB	15.69	0.218	Y	CHD	7.50	5.69	23.84	5.64	20.16	43.97894	R	11.341551			
301	301-	339	C01	TUB	13.69	0.218	K	BRC	27.42	2.00	3.16	3.94	2.58	5.53	30.37346	L	11.942485		
301	301-	361	LG3	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.42	2.52	3.03	1.62	3.86	4.972776	L	11.86460			
301	301-	305	C02	TUB	12.44	0.218	K	BRC	27.42	4.60	3.11	5.50	2.56	4.56	.9041583	R	65.25406		
301	301-	361	LG3	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.42	2.39	3.93	1.59	3.12	.1802671	R	327.2921			
301	301-	309	C03	TUB	15.69	0.218	Y	BRC	27.42	2.31	7.11	2.57	5.18	.3147683	R	187.4395			
301	301-	361	LG3	TUB	33.69	0.843	Y	CHD	27.42	1.78	4.87	1.64	3.74	.0249588	R	2363.896			
301	203-	301	DG2	TUB	17.68	0.218	K	BRC	27.42	2.00	2.39	3.46	2.54	4.75	.7988560	L	73.85561		
301	201-	301	LG2	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.42	2.04	2.87	1.50	3.54	.2944103	L	200.4006			
301	301-	366	DG6	TUB	13.69	0.218	K	BRC	27.42	4.60	2.13	2.20	2.54	2.58	.0258047	BL	2286.401		
301	301-	361	LG3	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.42	1.70	1.82	1.50	1.85	.24945-2	BL	23651.59			
305	305-	342	C01	TUB	13.69	0.218	K	BRC	27.42	2.00	3.10	4.21	2.58	5.47	22.36766	L	21.637737		
305	305-	365	LG3	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.42	2.46	3.18	1.62	3.82	4.327539	L	13.63361			
305	301-	305	C02	TUB	12.44	0.218	K	BRC	27.42	2.00	3.16	4.40	2.56	4.98	.5080315	R	116.1345		
305	305-	365	LG3	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.42	2.42	3.22	1.59	3.41	.0709569	R	831.4912			
305	305-	309	C03	TUB	15.69	0.218	Y	BRC	27.42	2.31	7.11	2.57	5.18	.6536211	R	90.26637			
305	305-	365	LG3	TUB	33.69	0.843	Y	CHD	27.42	1.78	4.87	1.64	3.74	.1175520	R	501.9057			
305	207-	305	DG2	TUB	17.68	0.218	K	BRC	27.42	2.00	2.35	3.84	2.54	4.59	2.293913	L	25.72025		

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		CHORD				GAP * STRESS CONC. FACTORS *					FATIGUE RESULTS			REQUIRED	
				OD (IN)	WT (IN)	JNT TYP	MEM TYP	LEN. (FT)	(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD (IN)	WT (IN)
305	205-	305	LG2	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.42		1.96	3.11	1.50	3.42	.8223964	L	71.74156		
305	201-	305	DG3	TUB	15.69	0.218	K	BRC	27.42	2.00	2.38	3.53	2.56	4.01	2.502291	R	23.57839		
305	205-	305	LG2	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.42		1.90	2.85	1.50	2.89	.8375499	R	70.44357		
112	116-	112	A04	TUB	6.62	0.375	T	BRC	6.00		1.66	23.84	5.63	18.84	.6306171	L	93.55914		
112	112-	114	A01	TUB	13.69	0.218	T	CHD	6.00		10.12	59.54	11.24	39.11	20.33646	L	12.901193		
112	112-	203	DG1	TUB	13.69	0.218	K	BRC	6.00	2.00	2.76	2.81	2.47	4.47	.0284732	TR	2072.123		
112	113-	112	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	6.00		5.96	5.95	3.32	8.84	1.125230	TR	52.43373		
112	112-	207	DG1	TUB	13.69	0.218	K	BRC	6.00	2.00	2.77	2.81	2.47	4.47	.0373898	L	1577.969		
112	112-	114	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	6.00		5.96	5.95	3.32	8.84	2.368447	L	24.91084		
309	305-	309	C03	TUB	15.69	0.218	Y	BRC	19.92		1.68	6.65	2.97	4.26	.4863139	L	121.3208		
309	301-	309	C03	TUB	15.69	0.218	Y	CHD	19.92		4.54	13.11	4.44	8.50	16.29197	L	31.621417		
309	309-	314	C03	TUB	15.69	0.218	Y	BRC	19.92		1.63	6.63	2.97	4.11	.4561890	L	129.3324		
309	309-	315	C03	TUB	15.69	0.218	Y	CHD	19.92		4.34	13.09	4.44	8.20	14.74816	L	14.000499		
443	448-	443	D04	TUB	6.31	0.218	T	BRC	2.79		1.50	11.35	4.43	12.08	1.743065	T	33.84842		
443	405-	443	D01	TUB	12.44	0.218	T	CHD	2.79		4.81	21.56	6.60	18.87	13.56122	T	41.350640		
442	442-	446	D04	TUB	6.31	0.218	T	BRC	1.50		1.50	9.60	4.43	11.51	.6802180	B	86.73689		
442	442-	451	D01	TUB	12.44	0.218	T	CHD	1.50		4.57	18.74	6.60	17.98	5.198098	B	11.35030		
441	449-	441	D04	TUB	6.31	0.218	T	BRC	10.12		2.31	18.78	4.43	14.48	.3914897	TR	150.7064		
441	441-	407	D01	TUB	12.44	0.218	T	CHD	10.12		7.33	31.64	6.60	22.62	4.999577	TR	11.80100		
307	344-	307	C01	TUB	13.69	0.218	K	BRC	27.21	2.00	2.95	4.91	2.58	5.22	4.014469	L	14.69684		
307	207-	307	LG2	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.21		2.30	3.55	1.63	3.64	.9016625	L	65.43468		
307	303-	307	C02	TUB	12.44	0.218	K	BRC	27.21	2.00	3.26	3.95	2.56	5.07	.4962572	L	118.8900		
307	307-	367	LG3	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.21		2.52	2.97	1.59	3.46	.1094046	L	539.2825		
307	337-	307	C03	TUB	15.69	0.218	T	BRC	27.21		2.31	7.29	2.58	5.29	.6019092	TL	98.02144		
307	307-	367	LG3	TUB	33.69	0.843	T	CHD	27.21		1.78	4.95	1.65	3.82	.0417434	TL	1413.398		
307	203-	307	DG3	TUB	15.69	0.218	K	BRC	27.21	2.00	2.40	3.35	2.56	4.12	1.737933	L	33.94837		
307	207-	307	LG2	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.21		1.94	2.73	1.50	2.97	.5795627	L	101.8009		

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		CHORD		LEN.	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED		
				OD (IN)	WT (IN)	JNT TYP	MEM TYP			(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD (IN)
307	307-	364	DG4	TUB	15.69	0.218	K	BRC	27.21	2.00	2.36	2.94	2.56	4.25	.1510586	L	390.5769		
307	307-	367	LG3	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.21		1.95	2.43	1.50	3.07	.99185-2	BR	5948.485		
109	109-	115	A01	TUB	13.69	0.218	TK	BRC	26.19	4.00	5.33	5.46	2.96	10.97	.1839848	R	320.6787		
109	101-	109	A01	TUB	13.69	0.218	TK	CHD	26.19		11.45	10.82	4.37	21.72	3.988247	R	14.79347		
109	109-	121	A02	TUB	12.44	0.218	TK	BRC	26.19	4.00	3.04	3.00	2.52	8.01	.58271-3	L	101250.8		
109	109-	103	A01	TUB	13.69	0.218	TK	CHD	26.19		6.77	6.75	3.34	15.41	.1527978	L	386.1313		
109	111-	109	A02	TUB	12.44	0.218	TK	BRC	26.19	4.00	3.61	3.62	2.72	9.27	.54879-4	L	1075089.		
109	101-	109	A01	TUB	13.69	0.218	TK	CHD	26.19		7.80	7.85	3.76	17.84	.0107550	L	5485.816		
109	109-	201	DG1	TUB	13.69	0.218	K	BRC	26.19	2.00	2.84	2.75	2.43	6.03	.32191-2	R	18328.29		
109	101-	109	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	26.19		6.13	5.84	3.22	11.94	2.118561	R	27.84909		
109	109-	203	DG1	TUB	13.69	0.218	K	BRC	26.19	2.00	2.71	2.58	2.37	5.82	.54250-2	TL	10875.49		
109	109-	103	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	26.19		5.86	5.49	3.09	11.53	1.326341	R	44.48330		
211	219-	211	B04	TUB	13.69	0.218	Y	BRC	8.76		1.50	10.65	3.49	12.64	.2059864	TR	286.4267		
211	213-	211	B03	TUB	19.68	0.218	Y	CHD	8.76		6.08	25.17	6.15	22.42	3.915841	TR	15.06701		
205	205-	242	B01	TUB	13.69	0.218	K	BRC	30.47	2.00	2.98	4.00	2.58	5.26	3.623735	L	16.28154		
205	205-	305	LG2	TUB	33.69	0.843	K	CHD	30.47		2.33	2.97	1.62	3.68	.7793286	L	75.70619		
205	201-	205	B02	TUB	12.44	0.218	K	BRC	30.47	2.00	3.11	4.10	2.56	4.96	.0176660	R	3339.753		
205	205-	305	LG2	TUB	33.69	0.843	K	CHD	30.47		2.38	3.00	1.59	3.39	.40012-2	R	14745.73		
205	205-	209	B03	TUB	19.68	0.218	Y	BRC	30.47		2.20	7.09	2.50	5.69	.68064-2	R	8668.374		
205	205-	305	LG2	TUB	33.69	0.843	Y	CHD	30.47		1.94	4.87	1.61	4.39	.19048-2	R	30974.92		
205	110-	205	DG1	TUB	13.69	0.218	K	BRC	30.47	2.00	2.54	3.54	2.57	4.29	.1145149	R	515.2168		
205	105-	205	LG1	TUB	33.69	0.843	K	CHD	30.47		1.96	2.72	1.50	3.00	.28879-2	L	20429.96		
205	111-	205	DG1	TUB	13.69	0.218	K	BRC	30.47	2.00	2.54	3.27	2.56	4.15	.1561667	R	377.8014		
205	105-	205	LG1	TUB	33.69	0.843	K	CHD	30.47		1.99	2.56	1.50	2.90	.0151512	R	3894.085		
207	244-	207	B01	TUB	13.69	0.218	TK	BRC	30.23	4.00	3.18	4.31	2.58	5.38	3.060687	L	19.27672		
207	107-	207	LG1	TUB	33.69	0.843	TK	CHD	30.23		2.56	3.26	1.63	3.76	.6729974	L	87.66750		
207	203-	207	B02	TUB	12.44	0.218	K	BRC	30.23	2.00	3.09	4.20	2.56	4.95	.0205030	L	2877.631		
207	207-	307	LG2	TUB	33.69	0.843	K	CHD	30.23		2.36	3.05	1.59	3.38	.41959-2	L	14061.44		

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	LEN.	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED	
				OD	WT						TYP	TYP	(IN)	(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE
		ID	ID	(IN)	(IN)	TYP	TYP	(FT)	(IN)									(IN)	(IN)
207	211-	207	B03	TUB	19.68	0.218	T	BRC	30.23		2.20	7.26	2.50	5.80	1.365962	L	43.19299		
207	207-	307	LG2	TUB	33.69	0.843	T	CHD	30.23		1.94	4.94	1.63	4.48	.3652905	L	161.5153		
207	110-	207	DG1	TUB	13.69	0.218	TK	BRC	30.23	4.00	2.74	3.17	2.56	3.56	.0501139	T	1177.318		
207	107-	207	LG1	TUB	33.69	0.843	TK	CHD	30.23		2.32	2.66	1.50	2.49	.22408-2	T	26329.46		
207	112-	207	DG1	TUB	13.69	0.218	K	BRC	30.23	2.00	2.51	4.08	2.56	3.86	.5344659	L	110.3906		
207	107-	207	LG1	TUB	33.69	0.843	K	CHD	30.23		1.89	3.10	1.50	2.70	.0754265	L	782.2184		
207	207-	305	DG2	TUB	17.68	0.218	TK	BRC	30.23	4.00	2.35	2.96	2.53	3.92	.3936201	L	149.8907		
207	207-	307	LG2	TUB	33.69	0.843	TK	CHD	30.23		2.08	2.59	1.50	2.93	.2062056	L	286.1222		
303	341-	303	C01	TUB	13.69	0.218	K	BRC	27.21	2.00	3.04	4.49	2.58	5.28	2.887985	R	20.42947		
303	203-	303	LG2	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.21		2.39	3.32	1.63	3.69	.5569811	R	105.9282		
303	303-	307	C02	TUB	12.44	0.218	K	BRC	27.21	4.47	3.26	5.08	2.56	4.57	.9026085	L	65.36610		
303	303-	363	LG3	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.21		2.54	3.73	1.59	3.13	.2117441	L	278.6382		
303	336-	303	C03	TUB	15.69	0.218	T	BRC	27.21		2.31	7.29	2.58	5.29	.3629556	B	162.5543		
303	303-	363	LG3	TUB	33.69	0.843	T	CHD	27.21		1.78	4.95	1.65	3.82	.0204324	BL	2887.577		
303	303-	362	DG4	TUB	15.69	0.218	K	BRC	27.21	2.00	2.38	2.56	2.56	4.46	.2402164	L	245.6119		
303	303-	363	LG3	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.21		2.02	2.17	1.50	3.22	.0483600	R	1220.018		
303	303-	368	DG6	TUB	13.69	0.218	K	BRC	27.21	4.47	2.02	2.04	2.54	2.84	.0239202	B	2466.530		
303	303-	363	LG3	TUB	33.69	0.843	K	CHD	27.21		1.73	1.75	1.50	1.99	.25210-2	B	23403.87		
439	438-	439	D04	TUB	6.31	0.218	Y	BRC	11.98		1.71	20.58	4.35	12.80	.10454-2	R	56439.66		
439	445-	439	D02	TUB	12.44	0.218	Y	CHD	11.98		4.61	39.59	6.39	20.00	.4932234	R	119.6213		
439	439-	449	D04	TUB	6.31	0.218	Y	BRC	11.98		2.08	19.09	4.35	13.08	.0466946	L	1263.530		
439	439-	417	D02	TUB	12.44	0.218	Y	CHD	11.98		6.03	35.30	6.39	20.44	2.788134	R	21.16111		
201	201-	239	B01	TUB	13.69	0.218	K	BRC	30.47	2.00	2.96	4.10	2.58	5.25	2.713629	L	21.74210		
201	201-	301	LG2	TUB	33.69	0.843	K	CHD	30.47		2.31	3.02	1.62	3.67	.5755870	L	102.5041		
201	201-	205	B02	TUB	12.44	0.218	TK	BRC	30.47	4.00	3.35	4.40	2.56	4.74	.0195397	R	3019.492		
201	201-	301	LG2	TUB	33.69	0.843	TK	CHD	30.47		2.64	3.30	1.59	3.24	.50699-2	R	11637.32		
201	201-	209	B03	TUB	19.68	0.218	Y	BRC	30.47		2.20	7.09	2.50	5.69	.2431752	R	242.6234		
201	201-	301	LG2	TUB	33.69	0.843	Y	CHD	30.47		1.94	4.87	1.61	4.39	.57558-2	R	10250.47		

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL				CHORD					FATIGUE RESULTS				REQUIRED		
				OD (IN)	WT (IN)	JNT TYP	MEM TYP	LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS AX-CR	CONC. AX-SD	FACTORS * IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD (IN)	WT (IN)
201	109-	201	DG1	TUB	13.69	0.218	K	BRC	30.47	2.00	2.54	3.67	2.57	4.24	.2774613	R	212.6422		
201	101-	201	LG1	TUB	33.69	0.843	K	CHD	30.47		1.95	2.80	1.50	2.96	.33335-2	R	17698.92		
201	111-	201	DG1	TUB	13.69	0.218	TK	BRC	30.47	4.00	2.80	3.60	2.56	3.56	.0415869	L	1418.717		
201	101-	201	LG1	TUB	33.69	0.843	TK	CHD	30.47		2.34	2.95	1.50	2.49	.0127366	L	4632.312		
201	201-	305	DG3	TUB	15.69	0.218	TK	BRC	30.47	4.00	2.12	2.28	2.54	2.90	.0986734	BL	597.9319		
201	201-	301	LG2	TUB	33.69	0.843	TK	CHD	30.47		1.82	1.98	1.50	2.09	.0457360	BL	1290.013		
121	121-	119	A03	TUB	10.44	0.208	K	BRC	14.18	2.00	4.74	5.00	3.12	11.07	.41515-2	TL	14211.63		
121	121-	117	A02	TUB	12.44	0.218	K	CHD	14.18		9.34	9.74	4.28	20.09	.0960537	TL	614.2397		
121	115-	121	A05	TUB	6.31	0.123	K	BRC	14.18	2.00	6.29	6.63	3.72	14.17	1.180156	L	49.99338		
121	109-	121	A02	TUB	12.44	0.218	K	CHD	14.18		7.68	8.02	4.04	16.25	2.572630	L	22.93373		
110	115-	110	A01	TUB	13.69	0.218	TK	BRC	26.19	4.00	5.35	5.51	2.96	10.97	.1079705	L	546.4458		
110	105-	110	A01	TUB	13.69	0.218	TK	CHD	26.19		11.61	10.87	4.37	21.71	2.266300	L	26.03362		
110	110-	122	A02	TUB	12.44	0.218	TK	BRC	26.19	4.00	3.04	2.99	2.52	8.03	.43226-3	R	136491.3		
110	110-	107	A01	TUB	13.69	0.218	TK	CHD	26.19		6.76	6.74	3.34	15.46	.4921456	R	119.8832		
110	111-	110	A02	TUB	12.44	0.218	TK	BRC	26.19	4.00	3.56	3.56	2.72	9.25	.38581-3	R	152924.5		
110	105-	110	A01	TUB	13.69	0.218	TK	CHD	26.19		7.65	7.68	3.76	17.79	.0391161	R	1508.331		
110	110-	205	DG1	TUB	13.69	0.218	K	BRC	26.19	2.00	2.93	2.77	2.43	6.01	.40852-2	L	14442.51		
110	105-	110	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	26.19		6.37	5.86	3.22	11.89	1.426054	R	41.37291		
110	110-	207	DG1	TUB	13.69	0.218	K	BRC	26.19	2.00	2.77	2.60	2.37	5.80	.0754865	R	781.5966		
110	110-	107	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	26.19		6.00	5.50	3.09	11.49	2.452966	R	24.05251		
4004	4004-	4015	DX1	TUB	8.62	0.322	K	BRC	7.01	2.00	3.65	3.01	2.58	3.63	.5561390	B	106.0886		
4004	403-	4004	DX1	TUB	8.62	0.322	K	CHD	7.01		8.08	4.77	2.98	6.88	2.087571	B	28.26252		
4004	4014-	4004	DX1	TUB	8.62	0.322	K	BRC	7.01	2.00	2.37	1.87	2.89	2.59	.0271331	B	2174.470		
4004	403-	4004	DX1	TUB	8.62	0.322	K	CHD	7.01		4.53	3.18	2.10	4.91	.91278-2	B	6463.784		
4007	4021-	4007	DX1	TUB	8.62	0.322	K	BRC	7.01	2.00	3.63	3.01	2.58	3.63	.5396555	B	109.3290		
4007	407-	4007	DX1	TUB	8.62	0.322	K	CHD	7.01		7.99	4.82	2.98	6.90	1.998904	B	29.51618		
4007	4023-	4007	DX1	TUB	8.62	0.322	K	BRC	7.01	2.00	2.75	1.84	2.89	2.33	.0249035	B	2369.149		
4007	407-	4007	DX1	TUB	8.62	0.322	K	CHD	7.01		5.29	2.87	2.10	4.42	.94653-2	B	6233.306		

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	LEN.	* STRESS CONC. FACTORS *					FATIGUE RESULTS			REQUIRED	
				OD (IN)	WT (IN)					TYP	TYP	(FT)	GAP (IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC
113	117-	113	A02	TUB	12.44	0.218	K	BRC	12.19	3.56	4.82	5.99	2.96	10.42	.0742162	TL	794.9746		
113	103-	113	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	12.19		11.24	12.87	4.27	20.06	1.634435	TL	36.09809		
113	116-	113	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	12.19	3.56	5.12	5.18	3.57	7.68	.66731-2	B	8841.518		
113	113-	112	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	12.19		12.10	12.33	6.36	15.83	1.792521	B	32.91453		
210	210-	214	B04	TUB	13.69	0.218	Y	BRC	8.76		1.50	10.65	3.49	12.64	.0452024	R	1305.239		
210	212-	210	B03	TUB	19.68	0.218	Y	CHD	8.76		6.08	25.17	6.15	22.42	1.285521	R	45.89578		
111	111-	109	A02	TUB	12.44	0.218	K	BRC	24.38	2.00	3.96	4.38	2.81	9.41	.40302-4	BR	1463940.		
111	101-	111	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	24.38		8.89	9.57	3.95	18.11	.0558959	L	1055.533		
111	111-	110	A02	TUB	12.44	0.218	K	BRC	24.38	2.00	4.01	4.46	2.81	9.37	.26050-3	R	226486.6		
111	111-	105	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	24.38		9.07	9.81	3.95	18.03	.0144148	R	4093.009		
111	111-	201	DG1	TUB	13.69	0.218	K	BRC	24.38	2.00	2.92	2.85	2.48	6.67	.0134390	L	4390.208		
111	101-	111	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	24.38		6.25	6.00	3.33	13.21	1.275609	L	46.25243		
111	111-	205	DG1	TUB	13.69	0.218	K	BRC	24.38	2.00	2.84	2.83	2.48	6.70	.0155297	R	3799.161		
111	111-	105	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	24.38		6.04	5.97	3.33	13.27	.9049050	R	65.20022		
122	120-	122	A03	TUB	10.44	0.208	K	BRC	14.18	2.00	4.73	5.03	3.12	11.06	.41135-2	TR	14343.06		
122	122-	118	A02	TUB	12.44	0.218	K	CHD	14.18		9.34	9.79	4.28	20.07	.1937886	TR	304.4555		
122	115-	122	A05	TUB	6.31	0.123	K	BRC	14.18	2.00	6.29	6.62	3.72	14.17	.4773010	R	123.6117		
122	110-	122	A02	TUB	12.44	0.218	K	CHD	14.18		7.69	8.00	4.04	16.26	1.098941	R	53.68805		
415	411-	415	D03	TUB	10.44	0.208	Y	BRC	6.82		1.67	11.27	3.31	12.62	.0814956	TR	723.9652		
415	417-	415	D02	TUB	12.44	0.218	Y	CHD	6.82		6.51	20.45	4.77	22.90	.9684024	TR	60.92509		
203	241-	203	B01	TUB	13.69	0.218	TK	BRC	30.23	4.00	3.30	3.83	2.58	5.47	.9358222	R	63.04616		
203	103-	203	LG1	TUB	33.69	0.843	TK	CHD	30.23		2.67	3.00	1.63	3.82	.1674954	L	352.2485		
203	203-	207	B02	TUB	12.44	0.218	TK	BRC	30.23	4.00	3.41	4.11	2.56	4.79	.85538-2	BL	6897.549		
203	203-	303	LG2	TUB	33.69	0.843	TK	CHD	30.23		2.71	3.14	1.59	3.28	.22208-2	L	26567.49		
203	210-	203	B03	TUB	19.68	0.218	T	BRC	30.23		2.20	7.26	2.50	5.80	.0770442	L	765.7940		
203	203-	303	LG2	TUB	33.69	0.843	T	CHD	30.23		1.94	4.94	1.63	4.48	.0163248	L	3614.135		
203	109-	203	DG1	TUB	13.69	0.218	TK	BRC	30.23	4.00	2.79	2.88	2.56	3.71	.0497660	TL	1185.548		
203	103-	203	LG1	TUB	33.69	0.843	TK	CHD	30.23		2.42	2.49	1.50	2.59	.34742-2	TL	16982.09		

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		CHORD								FATIGUE RESULTS			REQUIRED		
				OD (IN)	WT (IN)	JNT TYP	MEM TYP	LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS AX-CR	CONC. AX-SD	FACTORS * IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD (IN)	WT (IN)
203	112-	203	DG1	TUB	13.69	0.218	TK	BRC	30.23	4.00	2.91	3.08	2.56	3.80	.0589163	TR	1001.420		
203	103-	203	LG1	TUB	33.69	0.843	TK	CHD	30.23		2.53	2.66	1.50	2.66	.0261443	TR	2256.710		
203	203-	301	DG2	TUB	17.68	0.218	TK	BRC	30.23	4.00	2.38	2.53	2.53	4.17	.3579233	L	164.8398		
203	203-	303	LG2	TUB	33.69	0.843	TK	CHD	30.23		2.19	2.32	1.50	3.12	.1756598	L	335.8766		
203	203-	307	DG3	TUB	15.69	0.218	TK	BRC	30.23	4.00	2.10	2.15	2.54	3.09	.3374972	BR	174.8163		
203	203-	303	LG2	TUB	33.69	0.843	TK	CHD	30.23		1.88	1.94	1.50	2.23	.1551101	R	380.3751		
407	441-	407	D01	TUB	12.44	0.218	K	BRC	11.09	2.00	2.60	3.47	1.88	2.44	.80855-4	R	729704.8		
407	367-	407	LG4	TUB	33.69	1.500	K	CHD	11.09		1.50	1.86	1.50	1.52	.14321-5	T	41197.+3		
407	415-	407	D02	TUB	12.44	0.218	K	BRC	11.09	2.00	2.43	2.84	1.89	2.59	.95228-5	T	6195640.		
407	407-	507	LG5	TUB	33.69	1.500	K	CHD	11.09		1.50	1.67	1.50	1.55	.32830-5	T	17971.+3		
407	4003-	407	D07	TUB	12.19	0.093	K	BRC	11.09	2.00	2.50	2.72	1.88	2.46	.8926886	L	66.09248		
407	407-	507	LG5	TUB	33.69	1.500	K	CHD	11.09		1.54	1.63	1.50	1.50	.0790407	L	746.4507		
407	368-	407	DG7	TUB	13.69	0.218	K	BRC	11.09	2.00	2.16	2.11	2.05	1.85	.0489663	T	1204.910		
407	367-	407	LG4	TUB	33.69	1.500	K	CHD	11.09		1.50	1.50	1.50	1.50	.37659-2	T	15666.93		
407	407-4007	DX1	TUB	8.62	0.322	T	BRC	11.09		2.97	3.65	1.78	1.82	.90094-2	L	6548.750			
407	407-	507	LG5	TUB	33.69	1.500	T	CHD	11.09		1.50	1.85	1.50	1.50	.16637-2	L	35462.22		
116	116-	112	A04	TUB	6.62	0.375	TK	BRC	1.86	4.00	9.53	11.96	4.62	11.21	.76388-2	T	7723.689		
116	116-	141	A03	TUB	10.44	0.208	TK	CHD	1.86		17.95	23.92	9.48	25.70	.8539547	B	69.09032		
116	116-	113	A04	TUB	6.62	0.375	TK	BRC	1.86	4.00	2.60	2.80	3.74	3.85	.16248-2	B	36311.70		
116	140-	116	A03	TUB	10.44	0.208	TK	CHD	1.86		8.45	8.34	5.37	8.83	.4472429	B	131.9194		
116	116-	114	A04	TUB	6.62	0.375	TK	BRC	1.86	4.00	2.61	2.81	3.74	3.81	.16608-2	B	35525.79		
116	116-	141	A03	TUB	10.44	0.208	TK	CHD	1.86		8.42	8.32	5.37	8.73	.1160212	B	508.5276		
316	321-	316	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	5.68	11.96	4.59	14.58	.18454-3	TR	319715.4		
316	316-	317	C04	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00		12.70	27.72	9.32	33.43	.7138929	R	82.64545		
316	331-	316	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	7.72	11.38	4.62	15.04	.40430-5	R	14593.+3		
316	310-	316	C04	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00		14.80	23.41	9.48	34.49	.73299-3	R	80492.41		
444	446-	444	D04	TUB	6.31	0.218	Y	BRC	12.88		2.68	17.29	4.35	13.45	.0389113	TL	1516.270		

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	LEN.	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED	
				OD (IN)	WT (IN)						TYP	TYP	(FT)	(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE
444	444-	438	D02	TUB	12.44	0.218	Y	CHD	12.88		8.14	29.79	6.39	21.01	.6068832	TL	97.21806		
114	118-	114	A02	TUB	12.44	0.218	K	BRC	12.19	3.56	4.71	6.07	2.96	10.39	.39576-2	TR	14907.90		
114	114-	107	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	12.19		11.14	13.04	4.27	20.00	.2892306	TR	203.9895		
114	116-	114	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	12.19	3.56	5.18	5.20	3.57	7.74	.67578-2	B	8730.715		
114	112-	114	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	12.19		12.12	12.20	6.36	15.93	.5985571	B	98.57037		
101	101-	109	A01	TUB	13.69	0.218	Y	BRC	12.69		2.30	6.49	2.58	4.70	.5478215	R	107.6993		
101	101-	201	LG1	TUB	33.69	0.843	Y	CHD	12.69		1.50	4.65	1.62	3.28	.0984577	R	599.2421		
101	101-	111	A01	TUB	13.69	0.218	Y	BRC	12.69		2.30	6.49	2.58	4.70	.2899117	L	203.5103		
101	101-	201	LG1	TUB	33.69	0.843	Y	CHD	12.69		1.50	4.65	1.62	3.28	.0160163	L	3683.744		
115	115-	121	A05	TUB	6.31	0.123	K	BRC	24.38	6.13	3.32	4.60	3.21	6.21	.1234110	L	478.0772		
115	109-	115	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	24.38		4.83	6.37	3.26	6.97	.4104495	L	143.7449		
115	115-	122	A05	TUB	6.31	0.123	K	BRC	24.38	6.13	3.33	4.55	3.21	6.22	.0282616	R	2087.635		
115	115-	110	A01	TUB	13.69	0.218	K	CHD	24.38		4.82	6.29	3.26	6.98	.1177576	R	501.0291		
115	115-	209	V01	TUB	12.75	0.375	T	BRC	24.38		8.63	14.61	3.72	16.46	.13234-3	L	445835.8		
115	109-	115	A01	TUB	13.69	0.218	T	CHD	24.38		29.61	34.29	7.57	42.80	.1500307	L	393.2527		
107	110-	107	A01	TUB	13.69	0.218	T	BRC	12.60		2.29	6.58	2.58	4.75	.3298177	L	178.8867		
107	17-	107	LG0	TUB	33.69	0.843	T	CHD	12.60		1.50	4.70	1.63	3.32	.38960-2	L	15143.84		
107	114-	107	A01	TUB	13.69	0.218	Y	BRC	12.60		2.29	6.47	2.58	4.69	.2641391	L	223.3672		
107	107-	207	LG1	TUB	33.69	0.843	Y	CHD	12.60		1.50	4.64	1.62	3.28	.0107660	L	5480.225		
142	127-	142	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.11	2.00	2.38	14.34	4.59	14.60	.82947-4	R	711301.2		
142	141-	142	A03	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.11		9.44	37.95	9.32	33.47	.0838646	L	703.5150		
142	137-	142	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.11	2.00	3.43	14.51	4.62	15.19	.17505-3	TL	337049.4		
142	141-	142	A03	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.11		10.49	36.49	9.48	34.81	.3249820	TL	181.5485		
139	126-	139	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.11	2.00	2.23	14.44	4.59	14.59	.64716-4	L	911673.2		
139	139-	140	A03	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.11		9.28	38.42	9.32	33.45	.3153206	L	187.1111		
139	134-	139	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.11	2.00	3.58	14.41	4.62	15.19	.19501-3	BL	302542.0		

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL				CHORD				STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED	
				OD (IN)	WT (IN)	JNT TYP	MEM TYP	LEN. (FT)	GAP (IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD (IN)	WT (IN)	
139	117-	139	A03	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.11		10.64	36.04	9.48	34.82	.1691353	R	348.8333			
405	405-	443	D01	TUB	12.44	0.218	K	BRC	2.76	2.00	3.22	3.46	2.56	4.52	.0917352	L	643.1558			
405	405-	505	LG5	TUB	33.69	0.843	K	CHD	2.76		2.48	2.69	1.59	3.09	.68247-3	L	86450.74			
405	409-	405	D07	TUB	12.19	0.093	K	BRC	2.76	2.00	2.82	3.15	2.40	3.88	.0455291	R	1295.875			
405	405-	505	LG5	TUB	33.69	0.843	K	CHD	2.76		1.94	2.16	1.50	2.30	.29815-2	R	19788.70			
405	364-	405	DG5	TUB	15.69	0.218	K	BRC	2.76	2.00	2.40	2.77	2.56	3.70	.2805228	L	210.3216			
405	935-	405	LG4	TUB	33.69	0.843	K	CHD	2.76		1.96	2.33	1.50	2.67	.0441446	L	1336.517			
405	366-	405	DG7	TUB	13.69	0.218	K	BRC	2.76	2.00	2.29	2.44	2.56	2.85	.0721456	TR	817.7911			
405	935-	405	LG4	TUB	33.69	0.843	K	CHD	2.76		1.69	2.01	1.50	1.99	.43398-2	TR	13595.19			
127	127-	131	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	6.92	11.91	4.62	15.03	.19473-2	R	30298.02			
127	126-	127	A03	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00		13.97	25.73	9.48	34.46	.2309407	L	255.4769			
127	127-	142	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	7.77	10.66	4.59	14.69	.37688-5	T	15655.+3			
127	127-	128	A03	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00		14.82	21.74	9.32	33.66	.21125-2	T	27928.90			
103	103-	113	A01	TUB	13.69	0.218	Y	BRC	12.60		2.29	6.47	2.58	4.69	.51292-2	R	11502.67			
103	103-	203	LG1	TUB	33.69	0.843	Y	CHD	12.60		1.50	4.64	1.62	3.28	.35791-3	R	164844.5			
103	109-	103	A01	TUB	13.69	0.218	T	BRC	12.60		2.29	6.58	2.58	4.75	.2213545	L	266.5408			
103	13-	103	LG0	TUB	33.69	0.843	T	CHD	12.60		1.50	4.70	1.63	3.32	.46694-2	R	12635.39			
105	105-	110	A01	TUB	13.69	0.218	Y	BRC	12.69		2.30	6.49	2.58	4.70	.1367144	L	431.5565			
105	105-	205	LG1	TUB	33.69	0.843	Y	CHD	12.69		1.50	4.65	1.62	3.28	.60109-2	L	9815.546			
105	111-	105	A01	TUB	13.69	0.218	Y	BRC	12.69		2.30	6.49	2.58	4.70	.2171310	R	271.7254			
105	105-	205	LG1	TUB	33.69	0.843	Y	CHD	12.69		1.50	4.65	1.62	3.28	.0391208	R	1508.150			
440	440-	447	D04	TUB	6.31	0.218	T	BRC	14.19		2.86	19.38	4.43	14.48	.0254217	TL	2320.855			
440	440-	403	D01	TUB	12.44	0.218	T	CHD	14.19		8.72	31.64	6.60	22.62	.2029752	T	290.6760			
213	225-	213	B04	TUB	13.69	0.218	Y	BRC	14.70		1.85	13.31	3.49	15.11	.23886-2	L	24700.48			
213	209-	213	B03	TUB	19.68	0.218	Y	CHD	14.70		7.41	30.27	6.16	26.80	.1769644	L	333.4004			
4005	4017-	4005	DX1	TUB	8.62	0.322	T	BRC	3.00		2.25	3.54	2.49	4.17	.0147109	B	4010.630			

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		CHORD				* STRESS CONC. FACTORS *					FATIGUE RESULTS			REQUIRED	
				OD (IN)	WT (IN)	JNT TYP	MEM TYP	LEN. (FT)	GAP (IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD (IN)	WT (IN)
4005	4005-4018	DX1	TUB	8.62	0.322	T	CHD	3.00			5.40	5.56	3.33	7.92	.1455605	B	405.3298		
4006	4020-4006	DX1	TUB	8.62	0.322	T	BRC	3.00			2.25	3.54	2.49	4.17	.0142851	T	4130.189		
4006	4006-4021	DX1	TUB	8.62	0.322	T	CHD	3.00			5.40	5.56	3.33	7.92	.1420028	T	415.4847		
401	401- 450	D01	TUB	12.44	0.218	K	BRC	2.76	2.00	3.22	3.46	2.56	4.52	.82059-2	R	7189.971			
401	401- 501	LG5	TUB	33.69	0.843	K	CHD	2.76			2.47	2.69	1.59	3.09	.29486-3	R	200092.7		
401	401- 409	D07	TUB	12.19	0.093	Y	BRC	2.76			2.41	3.95	2.40	3.60	.0184118	R	3204.474		
401	401- 501	LG5	TUB	33.69	0.843	Y	CHD	2.76			1.50	2.50	1.50	2.13	.33615-3	R	175519.1		
401	362- 401	DG5	TUB	15.69	0.218	K	BRC	2.76	2.00	2.40	2.77	2.56	3.70	.1369482	TL	430.8198			
401	931- 401	LG4	TUB	33.69	0.843	K	CHD	2.76			1.97	2.33	1.50	2.68	.0257828	R	2288.347		
4003	4003-4023	DX1	TUB	8.62	0.322	T	BRC	3.31			2.22	5.72	2.51	5.07	.1063791	T	554.6202		
4003	4003- 407	D07	TUB	12.19	0.500	T	CHD	3.31			2.51	7.18	2.58	6.68	.1279005	T	461.2962		
126	126- 130	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	6.95	11.88	4.62	15.04	.16959-2	L	34790.00			
126	125- 126	A03	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00			14.01	25.62	9.48	34.46	.1130500	L	521.8931		
126	126- 139	A04	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	8.14	10.44	4.59	14.70	.33865-5	T	17422.+3			
126	125- 126	A03	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00			15.20	20.69	9.32	33.70	.16282-2	T	36235.25		
321	321- 316	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	9.16	9.80	4.59	14.75	.54455-4	T	1083472.			
321	320- 321	C04	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00			16.23	17.77	9.32	33.82	.1021169	T	577.7691		
321	321- 326	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	8.69	10.75	4.62	15.06	.64309-4	TR	917439.0			
321	320- 321	C04	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00			15.79	20.63	9.48	34.51	.0709151	L	831.9808		
445	445- 448	D04	TUB	6.31	0.218	Y	BRC	12.88			2.68	17.29	4.35	13.45	.46034-2	R	12816.75		
445	445- 439	D02	TUB	12.44	0.218	Y	CHD	12.88			8.14	29.79	6.39	21.01	.0882161	TR	668.8124		
319	322- 319	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	8.58	10.16	4.59	14.73	.50013-3	TL	117968.2			
319	318- 319	C04	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00			15.64	19.44	9.32	33.75	.0780335	TL	756.0856		
319	334- 319	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	9.37	10.30	4.62	15.07	.25269-3	T	233485.5			
319	318- 319	C04	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00			16.49	18.67	9.48	34.53	.0328950	T	1793.584		

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		JNT	MEM	CHORD	LEN.	GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED	
				OD	WT						(IN)	(IN)	TYP	TYP	(FT)	(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL
		ID	ID	(IN)	(IN)	TYP	TYP	(FT)	(IN)									(IN)	(IN)
438	438-	439	D04	TUB	6.31	0.218	Y	BRC	11.98		2.30	18.22	4.35	13.25	.51122-3	L	115410.0		
438	444-	438	D02	TUB	12.44	0.218	Y	CHD	11.98		6.85	32.80	6.39	20.70	.0712845	L	827.6697		
438	447-	438	D04	TUB	6.31	0.218	Y	BRC	11.98		2.20	18.62	4.35	13.17	.78713-3	L	74956.22		
438	438-	416	D02	TUB	12.44	0.218	Y	CHD	11.98		6.47	33.96	6.39	20.58	.89161-2	BL	6617.249		
4000	4000-	4014	DX1	TUB	8.62	0.322	T	BRC	3.31		2.22	5.72	2.51	5.07	.0423243	T	1394.000		
4000	403-	4000	D07	TUB	12.19	0.500	T	CHD	3.31		2.51	7.18	2.58	6.68	.0540983	T	1090.608		
4023	4003-	4023	DX1	TUB	8.62	0.322					1.50	1.50	1.50	1.50	.0373678	B	1578.900		
4023	4023-	4007	DX1	TUB	8.62	0.322					1.50	1.50	1.50	1.50	.0355172	B	1661.168		
212	212-	220	B04	TUB	13.69	0.218	Y	BRC	14.70		1.85	13.30	3.49	15.10	.39852-3	R	148047.1		
212	209-	212	B03	TUB	19.68	0.218	Y	CHD	14.70		7.41	30.25	6.15	26.79	.0371329	R	1588.886		
409	409-	445	D02	TUB	12.44	0.218	K	BRC	4.93	2.00	2.32	2.41	2.39	2.69	.20119-5	B	29326.+3		
409	409-	444	D02	TUB	12.44	0.218	K	CHD	4.93		5.49	5.27	2.85	5.13	.77946-4	B	756933.6		
409	401-	409	D07	TUB	12.19	0.093	Y	BRC	4.93		1.50	4.22	2.36	2.57	.16968-2	T	34770.74		
409	409-	444	D02	TUB	12.44	0.218	Y	CHD	4.93		1.64	5.00	2.04	3.18	.41781-3	T	141211.7		
409	409-	405	D07	TUB	12.19	0.093	K	BRC	4.93	2.00	1.96	3.85	2.36	3.59	.0171707	BR	3436.094		
409	409-	444	D02	TUB	12.44	0.218	K	CHD	4.93		2.68	4.79	2.04	4.44	.0264193	BR	2233.213		
322	322-	319	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	9.23	9.76	4.59	14.76	.21425-3	T	275379.3		
322	322-	323	C04	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00		16.30	17.57	9.32	33.83	.0197878	T	2981.642		
322	322-	327	C05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	9.29	10.35	4.62	15.06	.14974-3	BL	394004.8		
322	321-	322	C04	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00		16.40	18.91	9.48	34.53	.0143866	BL	4101.048		
414	414-	410	D03	TUB	10.44	0.208	Y	BRC	6.82		1.67	11.27	3.31	12.62	.21241-3	L	277771.0		
414	416-	414	D02	TUB	12.44	0.218	Y	CHD	6.82		6.51	20.45	4.77	22.90	.97156-2	TL	6072.729		
403	440-	403	D01	TUB	12.44	0.218	K	BRC	11.09	2.00	2.60	3.46	1.88	2.44	.84493-5	L	6982824.		
403	363-	403	LG4	TUB	33.69	1.500	K	CHD	11.09		1.50	1.86	1.50	1.52	.63708-6	T	92611.+3		
403	414-	403	D02	TUB	12.44	0.218	K	BRC	11.09	2.00	2.38	2.64	1.89	2.64	.24553-5	T	24030.+3		

* * * M E M B E R F A T I G U E R E P O R T * * *
(DAMAGE ORDER)

JOINT	MEMBER	GRUP	TYPE	ORIGINAL		CHORD			GAP	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS			REQUIRED	
				OD (IN)	WT (IN)	JNT TYP	MEM TYP	LEN. (FT)		(IN)	AX-CR	AX-SD	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE
403	403-503	LG5	TUB	33.69	1.500	K	CHD	11.09		1.50	1.61	1.50	1.56	.87348-6	T	67546.+3		
403	403-4000	D07	TUB	12.19	0.093	Y	BRC	11.09		2.72	3.81	1.88	2.27	.72366-2	R	8152.978		
403	403-503	LG5	TUB	33.69	1.500	Y	CHD	11.09		1.50	1.94	1.50	1.50	.10820-3	R	545276.6		
403	403-4004	DX1	TUB	8.62	0.322	T	BRC	11.09		2.97	3.65	1.78	1.82	.80829-4	R	729933.9		
403	403-503	LG5	TUB	33.69	1.500	T	CHD	11.09		1.50	1.85	1.50	1.50	.12912-5	R	45694.+3		
417	413-417	D03	TUB	10.44	0.208	Y	BRC	6.84		1.68	11.27	3.31	12.62	.14857-3	BL	397109.2		
417	439-417	D02	TUB	12.44	0.218	Y	CHD	6.84		6.51	20.45	4.77	22.90	.62628-2	BL	9420.643		
4014	4000-4014	DX1	TUB	8.62	0.322					1.50	1.50	1.50	1.50	.24602-2	T	23982.12		
4014	4014-4004	DX1	TUB	8.62	0.322					1.50	1.50	1.50	1.50	.24206-2	T	24374.48		
4019	4001-4019	D07	TUB	12.19	0.093					1.50	1.50	1.50	1.50	.22810-2	B	25866.15		
4019	4019-4002	D07	TUB	12.19	0.093					1.50	1.50	1.50	1.50	.22801-2	B	25876.62		
424	424-421	D05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	7.39	10.90	4.59	14.67	.58746-5	TR	10043.+3		
424	424-425	D03	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00		14.43	22.84	9.32	33.62	.20800-2	TR	28365.08		
424	424-429	D05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	9.78	10.03	4.62	15.07	.88464-6	B	66694.+3		
424	423-424	D03	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00		16.91	17.49	9.48	34.54	.18168-4	B	3247433.		
418	423-418	D05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	7.28	10.97	4.59	14.66	.62933-5	TR	9375049.		
418	418-419	D03	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00		14.32	23.14	9.32	33.61	.19858-2	R	29711.54		
418	433-418	D05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	9.14	10.45	4.62	15.06	.48024-6	BR	12285.+4		
418	410-418	D03	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00		16.25	19.33	9.48	34.53	.10214-4	BR	5776656.		
416	416-412	D03	TUB	10.44	0.208	Y	BRC	6.84		1.68	11.27	3.31	12.62	.16351-4	BR	3608441.		
416	438-416	D02	TUB	12.44	0.218	Y	CHD	6.84		6.51	20.45	4.77	22.90	.18600-2	BR	31721.02		
421	424-421	D05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	8.73	10.07	4.59	14.73	.11366-4	T	5191071.		
421	420-421	D03	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00		15.80	18.99	9.32	33.77	.18396-2	T	32072.99		
421	436-421	D05	TUB	6.62	0.375	K	BRC	3.00	2.00	9.36	10.30	4.62	15.07	.56294-5	TR	10481.+3		
421	420-421	D03	TUB	10.44	0.208	K	CHD	3.00		16.48	18.69	9.48	34.53	.51260-3	TR	115098.4		

BIODATA PENULIS



Anis Wijayanti dilahirkan di Ponorogo pada tanggal 17 Nopember 1994. Penulis merupakan anak kedua dari dua bersaudara. Penulis menempuh pendidikan formal TK hingga SMA di Ponorogo, Jawa Timur, yaitu TK Dharma Wanita lulus tahun 2000, SDN Singgahan I lulus tahun 2007, SMPN 1 Pulung lulus pada tahun 2010 dan SMAN 2 Ponorogo lulus tahun 2013. Pada tahun 2013, penulis melanjutkan pendidikan di Institut Teknologi Sepuluh Nopember di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan dan terdaftar dengan NRP 4313100047. Selama perkuliahan, selain aktif dalam kegiatan akademis, penulis juga aktif dalam keorganisasian, diantaranya adalah menjabat sebagai bendahara dan Sekertaris di departemen Media Informasi HIMATEKLA ITS dari tahun 2015-2016. Penulis juga sering mengikuti pelatihan dan seminar yang diadakan oleh jurusan hingga institut. Penulis memiliki pengalaman melaksanakan *On Job Training* selama 2 bulan di PT. PHE ONWJ, Jakarta Selatan. Di akhir masa studi, penulis mengambil Tugas Akhir mengenai analisis umur kelelahan struktur bangunan lepas pantai terpancang akibat pengaruh *aging corrosion*. Penulis menyelesaikan tugas akhir ini dalam waktu 1 semester.

Contact Person:

awijayantii@gmail.com