



SKRIPSI – M3091329

**DESAIN BASIS DAN ANALISIS STABILITAS PIPA
GAS BAWAH LAUT**

HIMAWAN KHALID PRABOWO
NRP. 4210 100 079

Dosen Pembimbing
Prof. DR. Ketut Buda Artana, ST., M.Sc.
DR. Eng. M. Badruz Zaman, S.T., M.T.

JURUSAN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2014



FINAL PROJECT – M3091329

**BASIS DESIGN AND ON-BOTTOM STABILITY
ANALYSIS OF SUBSEA GAS PIPELINE**

HIMAWAN KHALID PRABOWO
NRP. 4210 100 079

Supervisors

Prof. DR. Ketut Buda Artana, ST., M.Sc.

DR. Eng. M. Badruz Zaman, S.T., M.T.

DEPARTMENT OF MARINE ENGINEERING
Faculty of Marine Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2014

DESAIN BASIS DAN ANALISIS STABILITAS PIPA GAS BAWAH LAUT

Nama Mahasiswa : Himawan Khalid Prabowo

NRP : 4210100079

Jurusan : Teknik Sistem Perkapalan

Dosen Pembimbing :

1. Prof. DR. Ketut Buda Artana, ST.,M.Sc

2. DR. Eng. M. Badruz Zaman, S.T., M.T

ABSTRAK

Pipeline adalah mode transportasi pengangkut gas yang banyak digunakan. Dalam penggunaannya dibutuhkan suatu desain yang baik dan memenuhi seluruh aspek keamanan untuk menghasilkan transportasi yang ideal dan memberikan keuntungan yang optimal. Jalur laut atau biasa disebut *offshore pipeline* memiliki kriteria dan karakteristik yang membutuhkan perhatian lebih dibandingkan dengan *onshore pipeline*. Tugas akhir ini membahas tentang desain, perhitungan ketebalan, pemilihan *material grade pipeline*, yang menggunakan standar yakni *American Protelium Institute* (API) dan *Det Norske Veritas* (DNV) juga ditambahkan dengan metode *Analytical Hierarchy Proce*s (AHP) untuk memberikan pertimbangan lebih dalam pemilihan material. Tidak cukup hanya dengan perencanaan yang tepat namun *pipeline* juga wajib untuk diuji stabilitas nya, baik berupa stabilitas *Vertical Stability* dan *Horizontal Stability*, karena lingkungan di laut sangat mempengaruhi ketahanan dan kekuatan *pipeline* itu sendiri. Didalam penggelaran akan terjadi suatu bentang bebas yang tidak tertumpu yang biasa disebut dengan *free span*. *Free span* ini lah yang harus diperhitungkan panjangnya, dimana tidak boleh melebihi panjang yang di perbolehkan oleh standar. *Free span* mempunyai pengaruh statis dan dinamis yang semuanya merupakan penyebab kerusakan dan kegagalan *pipeline*. Panjang *free span* yang melebihi batas standar harus dilakukan mitigasi salah satu caranya dengan menambahkan support berupa *Grout Bag* yang menopang *pipeline* sehingga panjang *free span*

berkurang. Sejalan dengan itu dilakukan pemodelan terhadap segmen pipa yang tidak lolos seleksi kriteria yaitu *free span* terpanjang dan terdalam menggunakan software Inventor 2014 dan Ansys 13.0. Hasil dari penelitian ini adalah pipa gas bawah laut dengan ukuran 24 in, dengan klas material X65, ketebalan 0.469 in telah terpilih. Pipa tersebut menggunakan lapisan beton 10 in untuk memenuhi analisa stabilitas. Bentang bebas yang terpanjang pada KP 20-21 yang mempunyai panjang 35 m dan kedalaman 2m

Kata kunci ; Desain Basis, *Offshore Pipeline*, *Free Span* Stabilitas.

***BASIS DESIGN AND ON-BOTTOM STABILITY OF
ANALYSIS SUBSEA GAS PIPELINE***

Nama Mahasiswa : Himawan Khalid Prabowo

NRP : 4210100079

Jurusan : Teknik Sistem Perkapalan

Dosen Pembimbing :

1. Prof. DR. Ketut Buda Artana, ST.,M.Sc

2. DR. Eng. M. Badruz Zaman, S.T., M.T

ABSTRACT

Pipeline is a mode of gas transportation that most widely used. It is required a good design and meet all safety aspects to produce the ideal transport and provide optimum benefit. Offshore pipeline has criteria and characteristics that require more attention than the onshore pipeline. This final project explores the design, wall thickness and the pipeline material grade selection, using the existing rule American Protelum Institute (API) and Det Norske Veritas (DNV). It is also using the Analytical Hierarchy Process (AHP) to give more consideration in the material selection. The pipeline design requires not only proper planning but also On-Bottom Stability tested, either vertically or horizontally stability, because the marine environment gives great effects on endurance and strength of pipeline. When laying the subsea pipeline, it has a free segment that is not supported, commonly called free span. Free span has static and dynamic effect and both of them cause the fracture and failure of the pipeline. The length of the free span that exceeds the regulation should be mitigate by, for example, adding a Grout Bag that supports the pipeline, so the free span length is reduced. Further, the simulation was carried out for the segment that doesn't comply with free span criteria, which has the longest and deepest free span, using Inventor and CFD Ansys softwares. The result of this final project is the subsea gas pipeline dimension 24 inch, with material grade X65 and wall thickness 0.469 inch is selected. This Pipeline uses the

concrete coating 10 in to comply with the stability requirement. The longest free span is located at KP 20-21 that has 35 m length and 2 m depth.

Keywords ; Basis Design, Offshore Pipeline, Free span, On-Bottom Stability

LEMBAR PENGESAHAN



**DESAIN BASIS DAN ANALISIS STABILITAS PIPA GAS
BAWAH LAUT**

TUGAS AKHIR

*Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Sarjana Teknik
pada
Bidang Studi Marine Reliability, Availability, Maintainability and
Safety (RAMS)
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember*

oleh:
HIMAWAN KHALID PRABOWO
NRP. 4210 100 079

Disetujui oleh Pembimbing Skripsi :

1. Prof. DR. Ketut Buda Artana, ST., M.Sc. ()
2. DR. Eng. M. Badruz Zaman, S.T., M.T. ()

SURABAYA
AGUSTUS, 2014

LEMBAR PENGESAHAN

**ANALISIS STABILITAS PIPA GAS
DI BAWAH LAUT**

TUGAS AKHIR

yang salah satu syarat memperoleh gelar
Sarjana Teknik
pada

**Kejuruan Reliability, Availability, Maintainability and
Safety (RAMS)**

Kejuruan Teknik Sistem Perkapalan

Teknologi Kelautan

tanggal Sepuluh Nopember

oleh:

KHALID PRABOWO

4210 100 079

Teknik Sistem Perkapalan :

TRABAYA

NOVEMBER, 2014

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT, karena atas kasih karunia-Nya, penulis diberi kemudahan dalam menyelesaikan skripsi yang berjudul Desain Basis dan Analisis Stabilitas Pipa Gas Bawah Laut.

Penulisan skripsi ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan – Institut Teknologi Sepuluh Nopember, akan tetapi skripsi ini juga dirahapkan dapat dijadikan referensi dalam meningkatkan wawasan dan ilmu pengetahuan mengenai dunia dunia Teknik secara umum dan dunia Kemaritiman pada khususnya.

Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sangatlah sulit bagi penulis untuk menyelesaikannya. Sehingga penulis berterimakasih kepada:

1. Keluarga yang ada di Klaten Aby Pujo Hartono, Umy Endriyani serta adik kecilku Harnung Indah dan Mutia Gita yang selalu memberi dukungan moral, materi dan fisik sehingga penulis mampu menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Prof. Dr.Ketut Buda Artana, ST,M.Sc selaku Dosen Pembimbing pertama yang telah meluangkan waktu, tenaga, pikiran untuk senantiasa membimbing, mengarahkan dan memotivasi penulis sehingga Tugas Akhir ini dapat terselesaikan.
3. DR. Eng M. Badruz Zaman,ST., MT selaku dosen pembimbing kedua yang selalu memberi harapan dan keceriaan dengan slogannya “Senyum Santai Surgawi”.
4. Tim penguji bidang RAMS,AAB.Dinariyana S.T,MES, P.hD., Ir.Dwi Priyanta, MSE., D.Eng Trika Pitana,ST, M.Sc., R.O Saut Gurning S.T.,M.Sc.,P.hD yang telah

memberikan saran maupun kritik membangun dalam pengerjaan skripsi.

5. Bapak Ir. Agoes Achmad Masroeri M.Eng, D.Eng, P.hD selaku Ketua Jurusan Teknik Sistem Perkapalan.
6. Beasiswa *Van Deventer-Maas Stichting (VDMS)* yang telah banyak membantu dukungan finansial selama satu tahun kepada penulis, semoga tiap tahun makin banyak membantu pelajar-pelajar Indonesia dalam mencapai cita-citanya.
7. Keluargaku seperjuangan di *Lab RAMS* Fajar mbah wow, An(dick)ka, Ludfi upig, Dilla Kecil, Ustad Adit, Viko Sule, Astri Cemprenng, Guntur Rasta, kokoh Simon, Ustad Gofur, Yolanda Semok, Adit Kepel yang saling mendukung dan saling berbagi selama pengerjaan skripsi.
8. Untuk alumni Edo besi tua. Agus Kiting Raditya PPNS, Dwi Swasti Kiwil terimakasih untuk bantuannya.
9. Segenap keluarga *Pinisi 10, KMKS Surabaya* dan *HMI Komisariat Perkapalan* karena dukungannya.
10. Sahabat, teman, partner berjuang Dyah Ayu Qori S.H terimakasih untuk semangat dan motivasinya.
11. Sahabat rumpi,berbagi cerita,keluh dan kesah dr.Friska Kusuma, Diyah Dwi N S.T., Atika Prihastiwi S.KM Patricia Permana S.T terimakasih rek, sampai bertemu di puncak kesuksesan.
12. Dan seluruh pihak-pihak lain yang tidak dapat penulis sebutkan satu-persatu, terimakasih banyak.

Akhirnya,semoga tugas akhir ini dapat berguna bagi pembaca dan dapat bermanfaat untuk menambah ilmu pengetahuan untuk kita semua.

Surabaya, 10 Juli 2014

Penulis

DAFTAR ISI

DAFTAR ISI	xi
DAFTAR TABEL	xv
DAFTAR GAMBAR	xvii
BAB I	1
PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah.....	6
1.3 Batasan Masalah.....	6
1.4 Tujuan Penulisan	7
1.5 Manfaat Penulisan	7
BAB II.....	9
TINJAUAN PUSTAKA.....	9
2.1 Penjelasan Umum	9
2.2 Perancangan Pipa	12
2.2.1 Check for Allowable Stresses	16
2.2.2 Tekanan pada perancangan pipa.....	16
2.2.2 Ketegangan efektif yang diakibatkan oleh beban statik longitudinal.....	17
2.2.3 Runtuh karena tekanan luar (<i>collapse due to external pressure</i>).....	18
2.2.4 Propagating Buckle.....	19
2.2.5 Lapisan Pipa (<i>coating</i>).....	19
2.2.6 <i>Analytical Hierarchy Process (AHP)</i>	22
2.2.7 <i>Software Expert Choise</i>	23

2.3.	Stabilitas Pipa Bawah Laut	24
2.3.1	Gaya Horizontal (<i>Drag Force</i>)	25
2.3.2	Gaya Vertikal (<i>Lift Force</i>)	25
2.3.3	Gaya Inertia (<i>Inertia Force</i>).....	26
2.4	DNV RP-E305	26
2.4.1	Metode Analisis	27
2.5	<i>Free Span Analysis</i>	32
2.5.1	Analisa panjang allowable free span.....	36
2.6	<i>Finite Element Method (FEM)</i>	40
2.7	Software Autodesk Inventor.....	41
2.7	Software Ansys	42
BAB III.	45
METODOLOGI PENELITIAN	45
3.1	Umum	46
3.2	Pengumpulan data	47
3.2	Perancangan Pipa	48
3.3	Perhitungan Stabilitas Pipa.....	48
3.4	Perhitungan panjang bentang bebas (<i>free span</i>).....	49
3.5	Simulasi menggunakan Autodesk Inventor dan Ansys	49
BAB IV	51
ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN	51
4.1	Pengumpulan data	51
4.1.1	Data Pipa	51
4.1.2	Data lingkungan	55
4.2	Jenis klasifikasi system perpipaan bawah laut	60

4.2.1	Berdasarkan fluida yang mengalir	60
4.2.2	Berdasarkan lokasi pipa	61
4.2.3	Berdasarkan tingkat keamanan	62
4.2.4	Berdasarkan DNV 2000	63
4.3	Penentuan properties pipa	63
4.3.1	Perhitungan tebal pipa (<i>wall thickness</i>).....	64
4.4	Desain pipa berdasarkan pada <i>Limit State Design</i>	66
4.4.1	<i>Check Allowable Hoop Stress</i>	67
4.4.2	<i>Longitudinal Load Design</i>	69
4.4.3	Perhitungan <i>Internal Pressure (burst) Design</i>	70
4.4.4	<i>Propagating Buckles</i>	72
4.4.5	Seleksi menggunakan metode AHP	77
4.5	Stabilitas pipa bawah laut (<i>on bottom stability</i>)	82
4.5.1	Diameter luar total pipa (D_{tot})	83
4.5.2	Analisa kestabilan pipa pada kondisi instalasi	84
4.4.3	Analisa kestabilan pipa pada kondisi operasi.....	86
4.6	Perhitungan <i>Allowable free span</i>	88
4.7	Perhitungan panjang maksimum pada kondisi static	89
4.7.1	Akibat adanya <i>maximum bending moment</i>	89
4.7.2	Akibat adanya penurunan permukaan dasar laut (<i>Low Depression</i>)	91
4.7.3	Akibat adanya bagian pipa yang terangkat (<i>elevated obstruction</i>)	93
4.8	Perhitungan panjang maksimum pada kondisi dinamis	94
4.9	Mitigasi untuk memperpendek panjang free span.....	96
4.10	Simulasi statis dengan software AutoDesk Inventor 2014.....	101

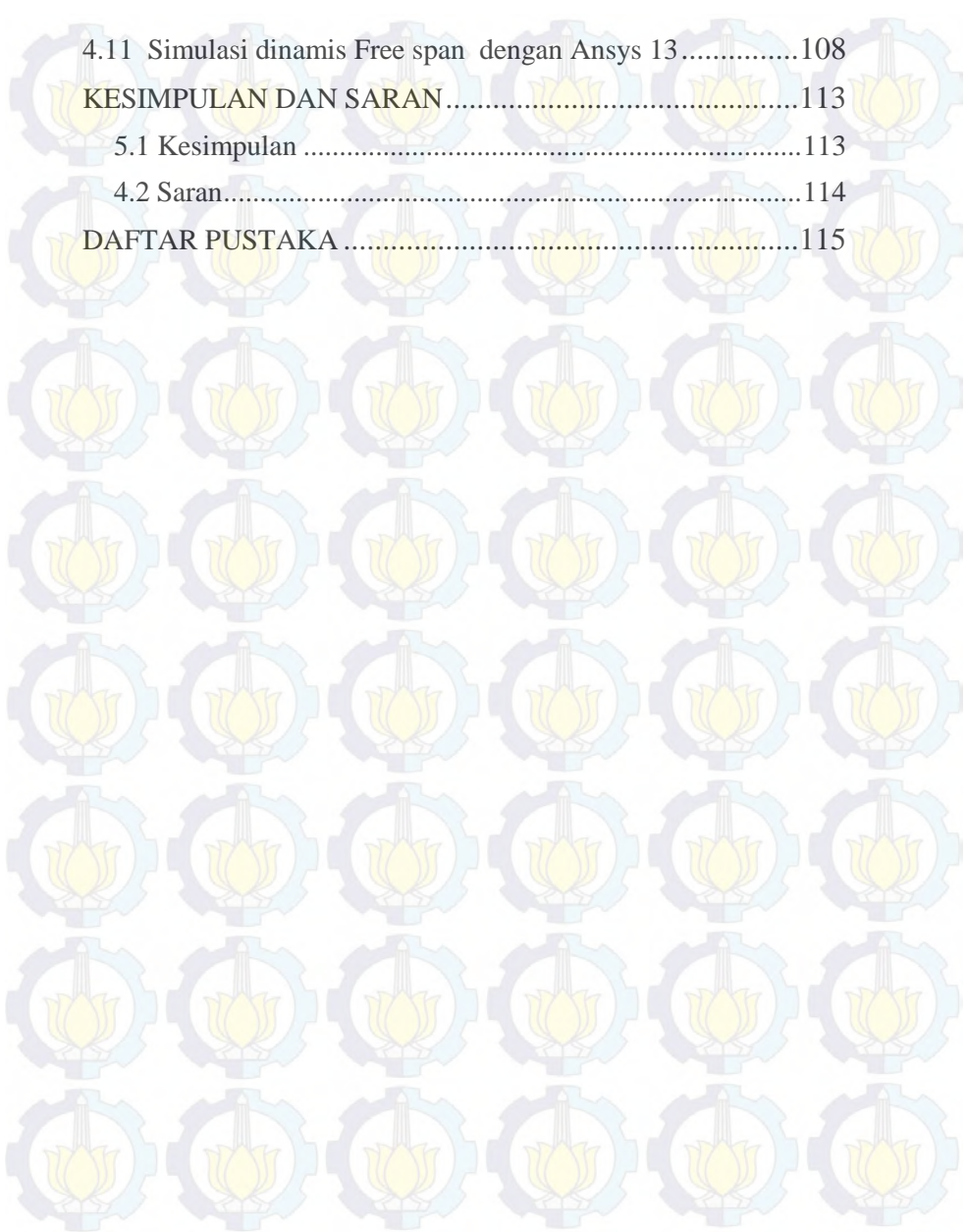
4.11 Simulasi dinamis Free span dengan Ansys 13.....108

KESIMPULAN DAN SARAN.....113

5.1 Kesimpulan113

4.2 Saran.....114

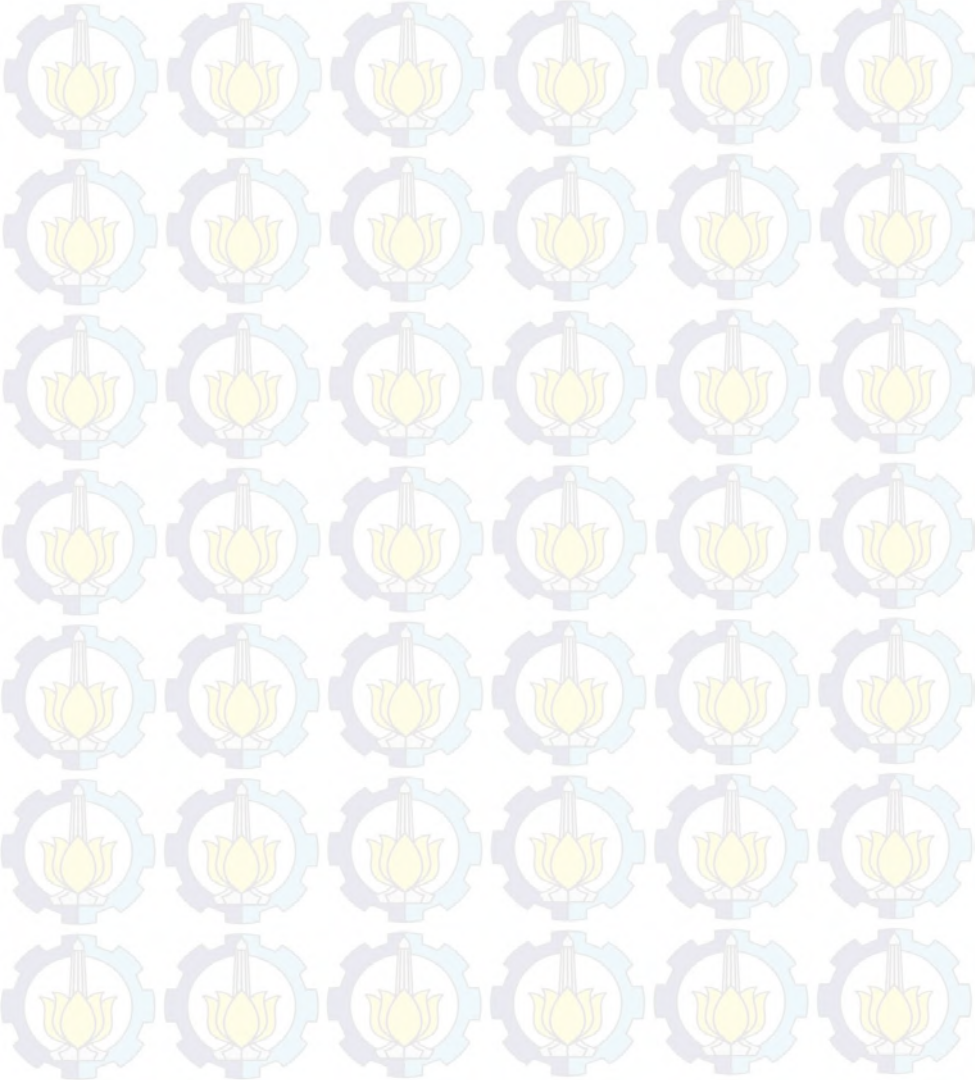
DAFTAR PUSTAKA.....115



DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1	Komponen penyusun gas	9
Tabel 2. 2	Material specification based on API 5L	15
Tabel 2. 3	Perbandingan biaya penggunaan coating	21
Tabel 2. 4	Grain size for seabed material	31
Tabel 4. 1	Temperature and Pressure	52
Tabel 4. 2	Fluid Compositions	53
Tabel 4. 3	Posisi segmen pipa	54
Tabel 4. 4	Fluid Properties	55
Tabel 4. 5	Data lingkungan pada point 1.....	55
Tabel 4. 6	Data lingkungan pada point 2.....	56
Tabel 4. 7	Data lingkungan pada point 3.....	56
Tabel 4. 8	Data lingkungan pada point 4.....	57
Tabel 4. 9	Data lingkungan pada point 5.....	57
Tabel 4. 10	Data lingkungan pada point 6.....	58
Tabel 4. 11	Data lingkungan pada point 7.....	58
Tabel 4. 12	Data lingkungan pada point 8.....	59
Tabel 4. 13	Data properties tanah.....	59
Tabel 4.14	klasifikasi pipa berdasarkan fluida yang mengalir	60
Tabel 4.15	klasifikasi pipa berdasarkan lokasi pembangunan	61
Tabel 4. 16	klasifikasi pipa berdasarkan tingkat keamanan	62
Tabel 4. 17	klasifikasi berdasarkan DNV	63
Tabel 4. 18	Faktor desain	65
Tabel 4. 19	Faktor sambungan	66
Tabel 4. 20	Faktor Suhu	66
Tabel 4. 21	Summary wall thickness calculation	75
Tabel 4. 22	Goal/alternatif pipa yang akan dipilih	76
Tabel 4. 23	Properties pipa.....	81
Tabel 4. 24	Coating thickness	81
Tabel 4. 25	Koefisien gaya Hidrodinamika.....	82
Tabel 4. 26	Gaya Hidrodinamik pada kondisi instalasi.....	84
Tabel 4. 27	Hasil analisa pada kondisi instalasi	85
Tabel 4. 28	Grafik stabilitas kondisi instalasi	85
Tabel 4. 29	Hasil analisa pada kondisi instalasi	87

Tabel 4. 30 Hasil analisa pada kondisi operasi.....	87
Tabel 4. 31 Grafik stabilitas kondisi operasi	87



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 offshore pipeline	11
Gambar 2. 2 contoh diagram hierarchy AHP	23
Gambar 2. 3 Gaya yang bekerja pada pipa bawah laut	24
Gambar 2. 4 Metode analisa stabilitas pipa.....	28
Gambar 2. 5 kecepatan partikel air.....	29
Gambar 2. 6 zero up crossing period for wave.....	29
Gambar 2. 7 reduction faktor wave spreading and directionality	30
Gambar 2. 8 Free span pipa bawah laut	33
Gambar 2. 9 Fenomena aliran VIV	34
Gambar 2. 10 Pemodelan stress dan fatigue.....	44
Gambar 3. 1 Flow chart pengerjaan tugas akhir.....	45
Gambar 3. 2 Flowchart pengerjaan tugas akhir.....	46
Gambar 4.1 Peta lokasi pipeline.....	54
Gambar 4.2 <i>Hoop Stress</i>	69
Gambar 4.3 <i>Hoop stress dan Axial stress</i>	69
Gambar 4.4 Burst pada pipeline	71
Gambar 4. 5 local buckling pada penampang pipa.....	72
Gambar 4. 6 Jenis propagation buckling pada pipa.....	73
Gambar 4. 7 Hierarchy proses seleksi pemilihan pipa	78
Gambar 4. 8 Proses seleksi dengan software expert choice	79
Gambar 4. 9 Rincian bobot/nilai kriteria.....	80
Gambar 4. 10 Aligment sheet jalur pipa.....	88
Gambar 4. 11 Jenis-jenis free span.....	89
Gambar 4. 12 Hasil simulasi besarnya Von Mises Stress	107
Gambar 4. 13 Hasil simulasi besarnya Displacement pipa	107
Gambar 4. 14 Penambahan boundary layer.....	109
Gambar 4. 15 Solver manager setelah inputan selesai	109
Gambar 4.16 Hasil dari kecepatan streamline arus fluida yang melewati pipa	110
Gambar 4. 17 Pola arus saat berinteraksi dengan struktur pipa	110
Gambar 4. 18 Tekanan yang dihasilkan oleh arus laut yang berinteraksi	111

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Salah satu permasalahan utama di kehidupan masa modern adalah kelangkaan energi, energi tidak bisa dilepaskan dari kebutuhan manusia. Di Indonesia krisis energi juga sudah mulai dirasakan, tidak seimbangnya antara kebutuhan dengan produksi mengharuskan pemerintah agar lebih aktif bergerak dalam membuat, mencari dan menemukan sumber energi alternatif yang terbarukan. Saat ini penggunaan minyak bumi memang belum bisa tergantikan secara penuh, namun lambat tahun minyak bumi ini akan segera habis, karena memang merupakan energi yang tak bisa diperbarui.

Gas alam, sumber energi yang mulai kian banyak dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan manusia. Banyak sekali ladang gas alam yang tersebar di Indonesia, mulai dari *shallow water* hingga *deep water*. Namun pemerintah Indonesia belum mampu untuk mengolah dan memproduksi semua ladang gas alam ini. Masih dibutuhkan bantuan investor asing untuk mengelola, sehingga hasil yang diharapkan dari gas alam ini belum bisa maksimal memenuhi kebutuhan energi di Indonesia. Pemakaian sumber energi alternatif ini meningkat karena sejalan dengan perkembangan industri yang terjadi di berbagai daerah dan dengan sejumlah fakta, yaitu gas lebih bersih dari sumber energy yang lain, tidak menimbulkan polusi yang merusak lingkungan, gas relatif mempunyai harga lebih murah jika dibandingkan dengan minyak dan batu bara, dan karena Indonesia mempunyai banyak cadangan gas yang belum di manfaatkan keberadaanya.

Tabel 1 Daftar Produksi Gas Alam Indonesia

Tahun	Total Produksi	
	MMSCF	MMSCFD
2004	3.003.945	8230
2005	2.985.341	8179
2006	2.953.997	8093
2007	2.805.540	7686
2008	2.885.328	7905
2009	3.060.897	8386
2010	3.407.592	9336
2011	3.256.379	8922
2012	3.174.639	8698

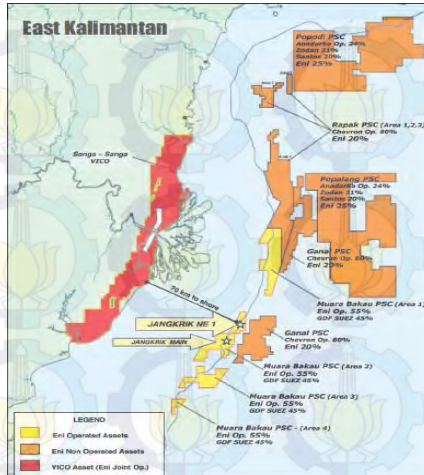
Sumber : Kementerian ESDM, 2012

Salah satu sarana untuk mentransportasikan dan mendistribudikan gas alam tersebut adalah dengan menggunakan pipa (*Pipelines*). Selain dapat untuk mengangkut gas, *pipeline* biasanya juga digunakan untuk transportasi minyak. *Pipeline* juga dapat disebut salah satu teknologi transportasi gas yang penting dan sering digunakan karena dapat mengalirkan gas dalam jumlah sangat besar dengan jarak yang jauh. Manfaat lain dari *pipeline* yaitu mudah dioperasikan, aman dan ekonomis bila dibandingkan dengan mode transportasi yang lain untuk parameter jarak yang tidak terlalu jauh. Tentunya *pipeline* ini harus mampu mengalirkan gas dari sumber nya di dasar laut hingga ke daratan agar bisa di oleh dan dimanfaatkan. Perancangan *pipeline* haruslah sesuai dengan prosedur dan standar yang berlaku, pemilihan *material grade* juga harus tepat, agar *pipeline* yang digunakan mampu mendistribusikan gas yang diproduksi dengan baik

Disamping mempertimbangkan desain awal pipa, tentu harus mempertimbangkan lingkungan dan medan yang dilalui saluran pipa. Medan yang dilaluinya pun sangat beragam, yakni mulai dari dalam laut, dataran rendah, lembah, di dalam tanah, dan jenis tanah yang berbebeda-beda. Maka dalam pengoperasiannya dilapangan akan banyak ditemukan berbagai macam permasalahan, baik masalah kelelahan (*fatigue*), korosi

(*corrosion*), maupun retak (*crack*) atau terputus yang dapat diakibatkan oleh faktor internal dan eksternal. Namun juga terdapat permasalahan utama yaitu ketidakstabilan akibat pengaruh gaya-gaya hidrodinamika yang bekerja pada pipa. Ketidakstabilan ini haruslah dilakukan evaluasi terlebih dahulu sebelum pipa di gelar di *seabed*, agar nantinya pipa mampu menahan pembebanan gaya-gaya secara statis dan dinamis dan dapat bertahan selama masa operasinya. Untuk menghindari pergeseran pipa, ada beberapa hal yang bisa dilakukan diantaranya penambahan lapisan beton (*concrete coating*), penguburan (*trenching*), penambahan lapisan pelindung (*shield*), penambahan *support* dan sebagainya. Selain itu juga posisi *pipeline* pada kondisi ideal sebisa mungkin haruslah menumpu pada permukaan *seabed*, jika *pipeline* tersebut melewati permukaan *seabed* yang tidak rata maka akan terjadi posisi bentang bebas (*free span*), posisi ini akan membahayakan keselamatan pipa, karena akan terdapat gaya beban dan tegangan yang tidak merata. Sehingga perlu diperhitungkan jarak bentang bebas pipa yang aman. Yang juga perlu diperhitungkan dampak yang berhubungan dengan terjadinya *free span* adalah *VIV* (*Vortek induced Vibration*), yaitu bergetarnya atau berisolasinya pipa dengan frekuensi tertentu akibat terjadinya aliran fluida yang mengalir disekitar pipa, dimana aliran tersebut partikelnya berotasi terhadap titik pusatnya. *VIV* ini dapat menyebabkan kelelahan dan kegagalan pipa.

Ada banyak sekali ladang minyak dan gas di Indonesia, diantaranya yang terletak di Kalimantan Timur. Empat lokasi yang terletak di Kalimantan Timur (Muara Bakau, Ambalat, Bukat dan Bulungan) dimiliki dengan persentase 41.25% hingga 100%, sedangkan empat lainnya (Ganal, Rapak, Popodi, Papalang) dengan persentase 20% hingga 37.8%. Dimana BPMIGAS telah menunjuk Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) untuk melakukan operasi produksi dan eksplorasi minyak dan gas di Indonesia.

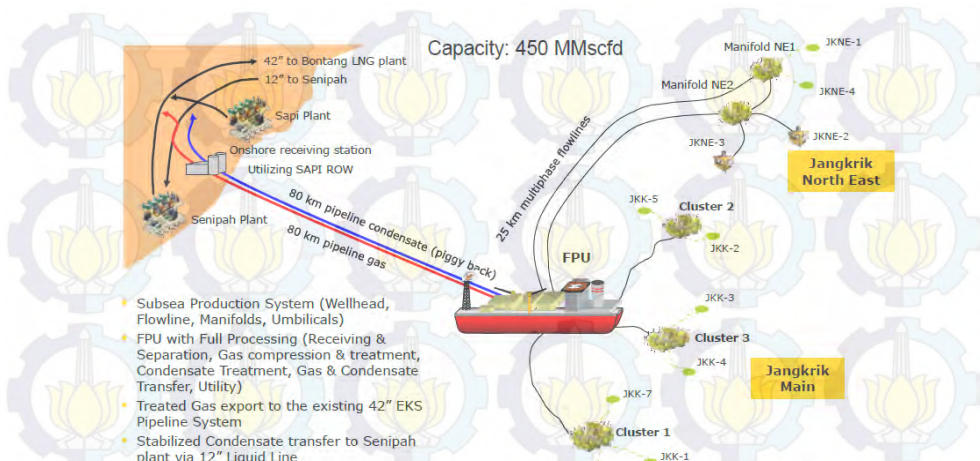


Gambar 1.1 Lokasi sumber gas KKKS

Sumber : <http://www.2b1stconsulting.com/>

Ladang gas yang menjadi pokok permasalahan dalam skripsi ini adalah Blok Muara Bakau, lapangan Jangkrik yang terletak pada kedalaman 2449 m di 425 m kedalaman air. Lapangan Jangkrik ini terdiri dari 2 kawasan yang biasa disebut Jangkrik North East dan Jangkrik Main. Jangkrik North East terbagi menjadi 3 kawasan yaitu North East 1, North East 2, North East 3. Terdapat total 11 sumur yang akan memproduksi gas. Dari sumur tersebut akan dialirkan menggunakan *flowlines* yang terkumpul terlebih dahulu menuju *manifold*. Terdapat 3 *manifold* di kawasan ini. Dari *manifold* tersebut akan disalurkan terlebih dahulu menuju FPU (*Floating Production Unit*) yang berupa kapal terdung, dimana di FPU tersebut akan dilakukan banyak proses, diantaranya :

- a. *Receiving gas*
- b. *Gas compression and Treatment*
- c. *Condensate treatment*
- d. *Gas and condensate transfer*



Gambar 1. 2 Development Plan KKKS di Kalimantan Timur

Sumber : <http://www.2b1stconsulting.com/>

Setelah melalui berbagai macam proses di FPU maka gas akan di transfer menuju ORF (*Onshore Receiving Terminal*) yang terletak di daratan yang biasa disebut ORF SAPI menggunakan instalasi *pipeline* yang memiliki panjang kurang lebih 72,5 km.

Pada skripsi ini yang menjadi objek penelitian adalah *pipeline* yang digunakan untuk menyalurkan gas dari FPU menuju ORF sepanjang 72,5 km. *Condensate pipeline* tidak termasuk di dalam objek penelitian. Akan dilakukan pemilihan spesifikasi pipa bawah laut beserta perhitungan tebal dinding pipa, perhitungan dan analisis stabilitas pipa pada dasar laut (*On-Bottom Stability*, dan analisis panjang bentang pipa (*free span analysis*). Untuk point terakhir akan dilakukan analisis menggunakan metode pemodelan *Fenite Element Method*, yang akan menggunakan software *CFD*.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang diangkat di dalam tugas akhir ini adalah:

- a. Bagaimana desain basis pipa bawah laut yang sesuai ?
- b. Bagaimana perhitungan stabilitas pipa bawah laut berdasarkan pada analisis kestabilan pipa bawah laut (*On bottom stability analysis*) ?
- c. Bagaimana *allowable free span* pipa bawah laut berdasarkan analisis *free span* ?
- d. Bagaimana analisis pipa yang terjadi menggunakan pemodelan simulasi statis dan dinamis ?

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini digunakan agar nantinya penelitian dapat lebih terarah dan fokus sehingga didapatkan sesuai dengan yang diharapkan. Batasan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

- a. Objek yang dianalisis adalah jalur pipa gas dari FPU (*Floating Production Unit*) sampai ke ORF (*Onshore Receiving Terminal*) SAPI sepanjang 72.5 km
- b. Standar yang digunakan adalah *American Protelium Institute (API) 2004* untuk pemilihan spesifikasi pipa bawah laut, *American Protelium Institute (API) RP 1111 2003* untuk desain basis pipa bawah laut, *Det Norske Veritas (DNV) RP-E305 "On-Bottom stability Design of Submarine Pipelines"* dan *Det Norske Veritas (DNV) RP-F105 "Free span ning pipelines"* dan *ASME B31.8-2003 "Gas Transmission and distribution piping system"*
- c. Kondisi pipa yang dihitung adalah instalasi dan operasi
- d. Metode analisis stabilitas yang dipakai adalah *Simplified Stability Analysis Method*
- e. Pemodelan menggunakan FEM dilakukan hanya pada segmen yang memiliki titik paling kritis dan melewati batas yang diijinkan secara statis dan dinamis.

1.4 Tujuan Penulisan

Dari penyusunan skripsi mempunyai beberapa tujuan, diantaranya adalah :

- a. Mengidentifikasi perhitungan tebal dinding pipa bawah laut berdasarkan analisis *wall thickness*
- b. Menganalisis penentuan dan pemilihan spesifikasi pipa bawah laut yang sesuai
- c. Mengidentifikasi besarnya gaya-gaya luar yang bekerja pada pipa dan pengaruhnya terhadap nilai stabilitas pipa
- d. Menganalisa perhitungan tebal selimut beton (*concrete coating*) berdasarkan pada analisis kestabilan pipa bawah laut
- e. Menganalisa *allowable free span* pipa bawah laut berdasarkan analisis free span

1.5 Manfaat Penulisan

Dari penyusunan skripsi ini diharapkan dapat bermanfaat bagi berbagai pihak yang membutuhkan. Adapun manfaat yang dapat diperoleh anatar lain :

- a. Dapat menghindari bahaya yang terjadi akibat dari rusaknya pipa gas offshore diantaranya distribusi gas tidak akan terganggu, pencemaran lingkungan dan pembengkakan biaya dalam pemasangan pipa
- b. Penilaian stabilitas yang didapat bisa digunakan sebagai pertimbangan oleh Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) untuk mengambil keputusan pemasangan pipa yang lebih efektif dan efisien dalam operasi produksi dan eksplorasi minyak dan gas di Indonesia.



“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Penjelasan Umum

Gas alam adalah salah satu sumber energi yang diambil langsung dari tanah ,gas alam ini banyak sekali dimanfaatkan untuk bahan bakar dunia industry dan dunia transportasi.. Pada awalnya gas alam dianggap zat yang berbahaya, mudah meledak, dan hanya memiliki nilai jual yang rendah. Oleh karena itu proses pemanfaatan gas alam ini tidaklah mudah, perlu dilakukan terlebih dahulu pendistribusian dan pengolahan yang baik agar gas alam ini mempunyai nilai jual yang tinggi. Di era modern ini gas alam juga dimanfaatkan untuk energi alternatif yang lebih ramah lingkungan, efisiensi yang lebih baik dan biaya transportasi yang lebih murah

Tabel 2. 1 Komponen penyusun gas

<i>Constituent</i>	<i>Typical % of gas</i>	<i>Chemical Structure</i>	<i>Heating Value (BTU/lb)</i>
Methane	70-95	CH ₄	23,571
Ethane	2.5-12	C ₂ H ₆	21,576
Propane	1-6	C ₃ H ₈	21,646
Butane	0.2-2.5	C ₄ H ₁₀	21,293
Pentane	0.2-1	C ₅ H ₁₂	20,877

sumber : Ketut Buda Artana, Chapter IV “*Natural Gas*”

Berdasarkan Tabel 2 diatas maka dapat diketahui komponen-komponen penyusun gas alam, dimana komponen tersebut mampu dimanfaatkan untuk berbagai macam bentuk produk keluaran yang dimanfaatkan untuk rumah tangga maupun dunia industri. Jika Methane dan Ethane akan diproduksi menjadi LNG (*Liquefied Natural Gas*) sedangkan untuk Propane dan Butane akan diproduksi menjadi LPG (*Liquefied Petroluem Gas*) dan

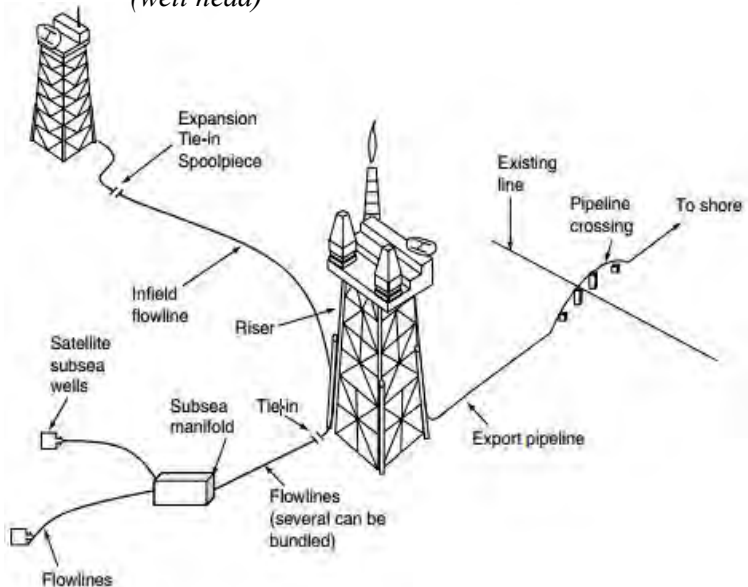
untuk sisa komponen yang lain dapat dikategorikan sebagai NGL (Artana & Soegiono, 2012)

Pipa bawah laut (*subsea pipeline*) merupakan salah satu media transportasi gas alam, minyak bumi dan hasil tambang, *pipeline* dinilai merupakan media transportasi yang paling aman dan ekonomis. Namun, penggunaan jaringan perpipaan biasanya hanya digunakan untuk jarak yang masih dalam tahap wajar dan jaraknya tidak terlalu jauh. Karena jika jarak yang ditempuh cukup jauh maka akan lebih efisien dengan menggunakan transportasi Kapal. Istilah *pipeline* tersebut dapat diartikan sebagai jaringan pipa yang panjang yang berfungsi untuk memindahkan fluida, seperti minyak, air, gas dan hasil pengolahan minyak mentah lainnya. (Liu, Henry, 2003)

Pipeline pertama kali dibangun di Amerika Serikat pada tahun 1859 untuk mentransportasikan minyak mentah (*crude oil*), semenjak itu banyak sekali berkembang teknologi kemajuan dari *pipeline*. Pada tahun 1897 *pipeline* digunakan pertama kalinya di Summerland, California untuk mengeksplorasi dan memproduksi oil offshore. *Pipeline* telah menjadi sarana transportasi yang bisa dibidang unik karena efisiensinya yang dan mampu untuk mentransportasikan fluida berupa oil, gas dan air. Terdapat banyak sekali jenis *pipeline* yang ada di dunia industry, karena itu perlu adanya penggolongan untuk mempermudah pembelajaran. Berdasarkan (Guo, Song, Chacko, & Ghalambor, 2005) pengklasifikasian pipeline offshore sebagai berikut :

- a. *Flowlines* untuk mentransportasikan *oil/gas* dari sumber well ke manifold di bawah laut
- b. *Flowlines* untuk mentransportasikan *oil/gas* dari subsea manifolds ke fasilitas produksi platform
- c. *Infield flowlines* untuk mentransportasikan *oil/gas* diantara beberapa fasilitas produksi
- d. *Export pipeline* untuk mentransportasikan *oil/gas* dari fasilitas produksi ke fasilitas penerima di darat
- e. *Flowlines* untuk mentransportasikan air dan bahan kimia dari fasilitas produksi *platform*, melalui

injector manifold ke arah injector pada kepala sumur (well head)



Gambar 2. 1 offshore pipeline
Sumber : Buyon Guo, 2005

Indonesia merupakan salah satu negara yang memiliki jaringan *pipeline* yang besar yang sudah mencakup seluruh daerah. Proses distribusinya mempunyai bahaya resiko yang tinggi oleh karena itu perlu dilakukan pemeliharaan dan proteksi untuk menghindari dari bahaya resiko yang bisa terjadi akibat disintegritas pipa mengingat muatan yang disalurkan melalui pipa gas sangat mudah terbakar dan meledak.

Bahaya yang banyak terjadi adalah pada saat pemasangan dan peletakan pipa pada *seabed*. Pipa akan ditempa oleh berbagai macam gaya hidrodinamika yang berbahaya. Posisi pipa juga dapat bergeser akibat gaya statis dan dinamis, sehingga diperlukan adanya perhitungan stabilitas untuk mengetahui besarnya gaya-gaya tersebut. Ancaman bahaya pipa tersebut pun

masih dirasa kecil jika posisi pipa tidak melewati daerah berbahaya, apabila pipa melalui daerah labuh jangkar, daerah latihan angkatan perang militer tentunya pipa akan mendapatkan gangguan dan ancaman bahaya yang lebih. Seperti kajian yang telah dilakukan sebelumnya oleh (Nugraha, 2013) adalah tentang Penilaian Resiko Jalur Pipa Bawah Laut yang Berdekatan di daerah Lego Jangkar. Dengan beberapa kajian ini akan didapatkan suatu penilaian yang menyeluruh dan saling terintegrasi dari pipa studi kasus ini mulai dari perancangan pipa, stabilitas pipa, perhitungan free span, analisa tegangan hingga ke arah analisa keselamatan pipa.

Berdasarkan (Alkazraji, 2008) keuntungan dari transportasi gas menggunakan pipeline adalah :

- a. Polusi cenderung rendah karena metahe lebih berwarna dan akan menyebar di atmosphere
- b. Gas dapat lebih mudah dialirkan
- c. Secara umum, pipa gas mengandung lebih sedikit kotoran daripada pipa liquid
- d. Korosi akibat asam bukan merupakan masalah besar seperti pada pipa liquid

Sedangkan untuk kerugian dalam penggunaan pipeline sebagai media transportasi adalah :

- a. Konsekuensi kegagalan yang besar karena gas bersifat *compressible* dan tidak mudah untuk mengontrol airanya.
- b. Inspeksi dengan menggunakan peralatan ultrasonic lebih rumit dan dibutuhkan juga peralatan-peralatan yang canggih, khusus.
- c. Pipa gas biasanya dioperasikan untuk satu jenis produksi gas.
- d. Pada saat inspeksi menggunakan peralatan pigs, kecepatannya lebih sukar untuk di control.

2.2 Perancangan Pipa

Sebagai seorang *engineer* kita dituntut untuk bisa dan mampu dalam mendeskripsikan, mamahami persoalan dan

menerapkan ilmu pada berbagai macam aplikasi di dunia kerja dan industry. Masuk pada bidang perancangan pipa ini maka akan dijelaskan mengenai langkah-langkah didalam melakukan perancangan (*basic design*) baik secara pendekatan maupun secara peraturan yang mengatur. Terdapat beberapa panduan perancangan yang sudah umum digunakan.

Berdasarkan buku *Subsea Pipelines and Risers* (Bai & Bai, 2005) didalam perancangan *pipelines* dan *risers* dilakukan berdasarkan tiga urutan utama :

a. *Conceptual engineering*

Beberapa penjelasan yang merupakan tujuan dari *conceptual engineering* yaitu untuk menentukan kemungkinan teknik dan batasan-batasan pada desain dan konstruksi. Untuk menghilangkan beberapa pilihan variable. Untuk mengalokasikan biaya pokok awal dan perencanaan.

b. *Preliminary engineering or pre-engineering*

Digunakan untuk memastikan konsep untuk melakukan perancangan pipa. Yang termasuk didalamnya adalah untuk memeriksa ,menguji ukuran dari pipa yang akan digunakan, untuk memilih jenis material dari pipa dan tebal dinding (*wall thickness*). Menentukan standard an peraturan yang akan digunakan untuk instalasi dan operasi.

c. *Detail engineering*

Yang termasuk di dalam pekerjaan tahap ini adalah pemilihan rute pipa yang optimal, pemilihan tebal dinding pipa dan coating yang dipakai, konfirmasi dari peraturan yang dipakai, perhitungan VIV, *on-bottom stability*, *global buckling* instalasi dan lain-lain.

Dalam perancangan pipa ini panduan yang digunakan berdasarkan standar *ASME B.318*, *American Petroleum Institute (API) 1111* tahun 2003. Perancangan pipa berdasarkan pada Allowable Stress Design. Langkah pertama adalah menentukan diameter pipa berdasarkan debit kapasitas gas yang akan dialirkan

dan pemilihan material pipa berdasarkan API 5L. Langkah selanjutnya harus memenuhi poin-poin di bawah ini :

- a. Perhitungan ketebalan pipa
- b. Pengecekan tebal pipa yang dipilih memenuhi syarat dengan menggunakan: metode Barlow atau total effective stress
- c. Perhitungan ledakan(pecah) pipa karena tekanan internal
- d. Perhitungan kombinasi pelengkungan dan ketegangan pipa pada saat proses instalasi dan operasi
- e. Perhitungan keruntuhan pipa dikarenakan tekanan luar
- f. Perhitungan melekok(buckling) pipa dikarenakan lengkungan dalam dan lengkungan luar pipa
- g. Perhitungan stabilitas pipa pada saat proses instalasi dan operasi
- h. Efek dari ekspansi dan kontraksi luar
- i. Tahap persiapan konstruksi, desain jalur pipeline
- j. Persiapan support dari pipeline
- k. Pemilihan coating dan perlindungan cathodic

Persamaan yang digunakan untuk menghitung ketebalan pipa sesuai dengan API RP 14E adalah :

$$d_i = \sqrt{\frac{60 Z Q_g T}{V_g P}} \quad (2.1)$$

Dimana :

- V_g = gas velocity , feet/s
 D_i = pipe inside diameter, inch
 Q_g = gas flow rate, mmcf/d
 T = operating temperature, R
 P = operating pressure, psia
 Z = compressibility faktor = 1

$$t_{min} = \frac{P \times D}{2FSET} \quad (2.2)$$

Dimana :

- P = design pressure
 D = diameter pipa

- F = faktor desian
 S = SMYS pipa
 T = faktor suhu
 E = faktor join(pengelasan)

Beberapa pertimbangan perlu dilakukan pada saat pemilihan *grade material* pipa, tentunya dengan segi teknik dan kualitas material itu sendiri, faktor yang bisa dijadikan pertimbangan adalah :

- Material pipa tidak boleh dibawah *yield stress*,
- Material harus cukup kuat kekuatannya harus memadai,
- Material harus memiliki ketangguhan terhadap keretakan, dan mempunyai kemampuan untuk dilas yang baik.

Tabel 2. 2 Material specification based on API 5L

<i>Grade</i>	<i>SMYS</i> (<i>N/mm²</i>)	<i>UTS</i> (<i>N/mm²</i>)
Grade A	207	331
Grade B	241	413
X42	289	413
X46	317	434
X52	358	455
X56	386	489
X60	413	517
X65	448	530
X70	482	565
X80	551	620

Tabel 2.2 diatas menyajikan data material grade dari pipa yang akan dipilih sesuai dengan kebutuhan dan perhitungan yang diperoleh. Untuk grade A dan B digunakan untuk *onshore*

pipeline, sedangkan untuk *offshore pipeline* digunakan material grade mulai dari X42-X80. Tidak hanya cukup dilakukan imilihan material pipa, tetapi juga harus menambah dengan lapisan pelindung pipa atau sering disebut dengan *coating*, selain untuk melindungi pipa dari gangguan lingkungan *coating* juga berfungsi sebagai penambah berat pipa agar pipa mampu menahan posisinya agar tetap stabil seperti dengan posisi awal. Untuk pembahasan tentang *coating* akan dijelaskan pada sub.bab selanjutnya

2.2.1 Check for Allowable Stresses

Setelah didapatkan ketebalan pipa (*wall thickness*) yang dirahapkan, langkah selanjutnya di dalam perancangan pipa adalah dengan melakukan cek untuk memenuhi kriteria. Cek menggunakan persamaan Barlow atau biasa disebut dengan pengecekan *Hoop Stress*.

$$S_H \leq F_1 S T \quad (2.3)$$

$$S_H = (P_i - P_e) \frac{D}{2t} \quad (2.4)$$

Dimana :

D = nominal outside diameter, in

F = hoop stress design faktor

P_i = external pressure

P_e = internal pressure

S = specific minimum yoeld strength, psi

S_{hi} = hoop stress, psi

T = temperature derating faktor

t = nominal wall thickness, in

2.2.2 Tekanan pada perancangan pipa

Beberapa macam tekanan yang harus diperhitungkan didalam perancangan pipa :

$$P_t \leq f_d f_e f_t P_b \quad (2.5)$$

$$P_d \leq 0.80 P_t \quad (2.6)$$

$$P_a \leq 0.90P_t \quad (2.7)$$

Dimana,

f_a = internal pressure design faktor
0.90 for pipeline ; 0.75 for risers

f_e = weld join faktor. See ASME B31.8

f_t = untuk de-rating faktor ; 1 untuk temperature kurang dari
121°C /250°F

P_a = incidental overpressure faktor $\frac{N}{mm^2}$; *psi*

P_b = tekanan minimum ledakan pecah $\frac{N}{mm^2}$; *psi*

P_d =tekanan desain pipa $\frac{N}{mm^2}$; *psi*

P_t = tekanan hydrostatic pipa (in-ex) $\frac{N}{mm^2}$; *psi*

$$P_b = 0.90(s + u) \frac{t}{D-t} \quad (2.8)$$

s = SMYS

D = outside diameter pipa (mm)

U = specific ultimate strength of pipe

t = wall thickness of pipe $\frac{N}{mm^2}$; *psi*

2.2.2 Ketegangan efektif yang diakibatkan oleh beban statik longitudinal

$$T_{eff} \leq 0.60T_y \quad (2.9)$$

$$T_{eff} = T_a - P_i A_i + P_o A_o \quad (2.10)$$

$$T_a = \sigma_a A \quad (2.11)$$

$$T_y = SA \quad (2.12)$$

$$A = A_o - A_i = \frac{\pi}{4} (D^2 - D_i^2) \quad (2.13)$$

Dimana,

T_{eff} = tegangan fektif pipa longitudinal $\frac{N}{mm^2}$; *psi*
 A_i = luas penampang melintang pipa dalam mm^2
 A_o = luas penampang melintang pipa luar mm^2
 P_i = tekanan dalam pipa $\frac{N}{mm^2}$; *psi*
 P_o = tekanan luar pipa $\frac{N}{mm^2}$; *psi*
 T_y = tegangan yield N
 σ_a = axial stress pada dinding pipa

2.2.3 Runtuh karena tekanan luar (*collapse due to external pressure*)

$$(P_o - P_i) \leq f_o P_c \quad (2.14)$$

Dimana :

f_o = collapse faktor
 : 0.7 for seamless ; 0.6 for expanded pipe

P_c = collapse pressure pipe $\frac{N}{mm^2}$; *psi*

$$P_c = \frac{P_y P_e}{\sqrt{P_y^2 + P_e^2}} \quad (2.15)$$

$$P_y = 2S \left(\frac{t}{D} \right) \quad (2.16)$$

$$P_c = 2E \frac{\left(\frac{t}{D} \right)^3}{(1-\nu^2)} \quad (2.17)$$

Dimana :

E = modulus elastisitas $\frac{N}{mm^2}$; $\left(\frac{lb}{psi} \right)$

P_e = elastic collapse pressure of pipe

P_y = yield pressure pipe $\frac{N}{mm^2}$; *psi*

2.2.4 Propagating Buckle

Merupakan peristiwa melengkung/menekuknya pipa. Offshore pipeline dapat pecah atau gagal oleh propagation buckle yang diakibatkan oleh tekanan hidrostatik air laut pada pipa dengan ratio diameter ketebalan dinding pipa yang terlalu tebal.

$$P_o - P_i \geq f_p P_p \quad (2.18)$$

$$P_p = 24S \left[\frac{t}{D} \right]^{2.4} \quad (2.19)$$

Dimana,

P_p = tekanan propagating buckle N/mm² (psi)

f_p = propagating buckle design faktor = 0.80

2.2.5 Lapisan Pipa (*coating*)

Korosi atau yang biasa disebut karat adalah suatu permasalahan umum yang sering terjadi pada logam. Korosi merupakan kerusakan logam akibat dari reaksi redoks antara suatu logam dengan berbagai zat di lingkungannya yang menghasilkan senyawa-senyawa yang tidak dikehendaki. Didalam perancangan pipa perlindungan terhadap korosi ini harus dipertimbangkan, pemilihan pelindung atau anti korosi harus seefisien mungkin agar pipa dapat terlindungi dengan baik namun juga secara ekonomi tidak menghabiskan terlalu banyak biaya.

Ada beberapa metode yang digunakan untuk mngendalikan korosi pada pipa bawah laut :

a. Pemilihan material pipa

Salah satu upaya pencegahan korosi untuk efisiensi operasi dan pemeliharaan adalah dengan menggunakan logam-logam yang tahan terhadap beberapa jenis korosi tertentu yang secara potensial dikandung oleh suatu jenis proses produksi/pengolahan.

b. *Pipeline coating*

Pada struktur lapisan pipa, lapisan pelindung (*coating*) adalah lapisan pertama yang mampu melindungi pipa dalam menahan korosi. Pelapisan (*coating*) ini dapat berupa pelapisan dengan logam lain yang sifatnya lebih anodik.

Pipeline coating harus memiliki karakteristik tertentu untuk dipilih, diantaranya adalah :

- Stabilitas termal, tidak boleh rusak pada saat suhu operasional yang tinggi
- Tidak dapat ditembus oleh air dan embun
- Stabilitas kimia yang baik, tidak boleh mengalami penurunan karena reaksi kimia dengan tanah ataupun lingkungan yang lain
- Coating harus mudah untuk digunakan
- Coating harus ekonomis

c. *Cathodic protection*

Merupakan metode perlindungan terhadap logam dari serangan korosi. Jika terjadi korosi, perlindungan katodik dapat digunakan untuk menghentikan proses korosi tersebut.

Namun demikian, perlindungan katodik hanya dapat mengentikan proses korosi tetapi tidak dapat mengembalikan material yang telah terkorosi sebelumnya.

Jenis-jenis lapisan pipa (*coating offshore*) yang sering digunakan antara lain :

a. Lapisan batu bara dan aspal (*coal tar coating*)

Lapisan ini biasanya digunakan untuk pipa-pipa yang mempunyai umur yang rendering sudah tua. Dimana cara pembuatannya adalah dengan membungkus tisu fiber glass melingkari pipa dengan mencampurnya dengan batu bara yang meleleh atau aspal panas. Lapisan ini mempunyai beberapa kelemahan yaitu rentang terhadap perubahan naik dan turunnya suhu,

- kemudain juga mudah terjadi keretakan karena ketegangan tanah atau penurunan tanah.
- b. Lapisan isolasi (*tape coating*)
Lapisan ini lebih sering digunakan untuk melapisi dan perbaikan pipa pada bagian tertentu pipa yang memiliki daerah berbahaya dan sering terjadi kerusakan. Keunggulan dari lapisan ini adalah dari segi biaya relative lebih murah, tetapi juga memiliki kekurangan yaitu lapisan ini tidak mampu menahan suhu operasional pipa yang tinggi dan juga tidak baik dalam menahan ketegangan akibat tanah.
 - c. Lapisan plastic panas (*heat-shrinkable plastic*)
Lapisan ini pada umumnya digunakan untuk melapisi pipa yang mempunyai diameter kecil, ada beberapa diantaranya yang digunakan untuk melapisi sambungan-sambungan pipa.
 - d. Lapisan Polyethylene
Lapisan ini pada umumnya diaplikasikan pada saat proses pembuatan pipa pertamakalnya di pabrik, dipadu dengan lapisan isolasi, Polyethylene dipasang sebanyak dua kali menyelimuti pipa.

Tabel 2. 3 Perbandingan biaya penggunaan coating

Coating method	Relative Cost
Polyethylene	high
Bitumen, coal tar, asphalt	medium
Tape coating	low

Berdasarkan tabel 2.3 dapat diperoleh informasi bahwa masing-masing dari bahan lapisan pipa mempunyai perbandingan biaya yang berbeda, sehingga didalam pemilihan lapisan selain mempertimbangkan faktor kualitas ldan ketahanan juga harus mempertimbangkan jumlah biaya se ekonomis mungkin.

2.2.6 Analytical Hierarchy Process (AHP)

AHP merupakan salah satu metode pengambilan keputusan multi kriteria yang membantu kerangka berpikir manusia dimana factor logika, pengalaman pengetahuan dioptimalkan menjadi suatu proses yang sistematis. AHP merupakan suatu metode dengan pendekatan praktis untuk memecahkan masalah keputusan kompleks yang meliputi berbagai macam alternatif yang nantinya akan memiliki suatu pilihan (*goal*) yang sudah terseleksi dengan baik

Didalam setiap alternatif yang akan dipilih ditentukan berbagai macam kriteria yang akan menjadi pertimbangan didalam memilih seleksi material pipa dan tentunya mewakili segala alternatif.

Untuk lebih menspesifikan kriteria maka perlu ditambahkan juga *sub kriteria*. Sub kriteria ini yang nantinya juga digunakan untuk menambah nilai dari seleksi pemilihan alternatif. Dalam pemilihan juga harus mempertimbangkan konsistensi nilai prioritas.

Prinsip dasar dari AHP adalah :

- a. Penyusunan hierarki masalah
Dilakukan perincian atau pemecahan dari persoalan yang utuh menjadi beberapa unsur atau komponen yang kemudian dibentuk suatu hierarki. Disini terdapat *Goal* yang berarti tujuan utama dari proses seleksi yang dilakukan. Terdapat *alternatif* yang merupakan pilihan/opsi yang akan dipilih. *Kriteria* dan *sub kriteria* yaitu segala informasi dan data tambahan yang mewakili alternatif dan berfungsi untuk memperkuat pertimbangan didalam melakukan pemilihan.
- b. Penilaian perbandingan berpasangan
Membuat penilaian secara berpasangan tentang kepentingan relative dari dua elemen.
- c. Penentuan prioritas
Pada suatu kriteria dan sub kriteria terdapat suatu nilai/bobot. Nilai tersebut sangat mempengaruhi proses

seleksi. Salah satu cara mendapatkan nilai/bobot ini biasanya dengan cara quisioner.

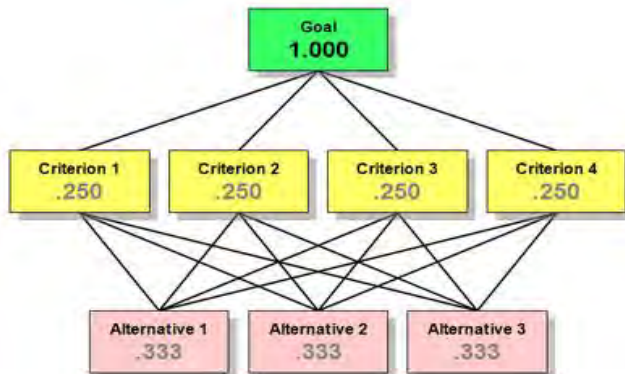
- d. Konsistensi dalam menilai
 Dalam melakukan penilaian terhadap kriteria dan sub kriteria perlu dilakukan dengan konsisten. Dimana margin konsisten tidak boleh lebih dari 0.1

2.2.7 Software Expert Choise

Didalam melakukan seleksi dengan metode AHP ini akan dibantu dengan software expert choise. Suatu software yang dikembangkan oleh Thomas L Saaty. Rational Decision Making Process selalu dimulai dari problem atau masalah kemudian menurunkan alternatif-alternatif keputusan dan kemudian mengambil satu alternatif terbaik.

Aplikasi yang secara umum terdapat pada program expert choise adalah sebagai berikut :

- Perencanaan strategi
- Teknologi informasi dalam memilih keputusan
- Project atau manajemen resiko
- Penyeleksian sumber data



Gambar 2. 2 contoh diagram hierarchy AHP

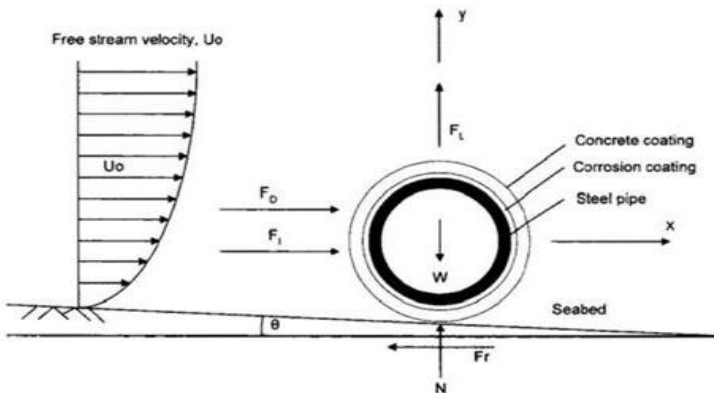
Sumber : <http://biztransform.net>

2.3. Stabilitas Pipa Bawah Laut

Struktur pipa bawah laut memiliki peranan penting dalam kegiatan produksi minyak dan gas lepas pantai. Biaya operasional yang lebih murah serta faktor keamanan yang tinggi menjadi pertimbangan kalangan industri yang bergerak di bidang minyak dan gas untuk menggunakan pipa sebagai infrastruktur untuk mengalirkan minyak dan gas.

Dalam desain, pipa harus kuat dan stabil dalam menahan gaya-gaya yang bekerja baik selama masa instalasi, hydrotest, dan masa operasi. Kestabilan pipa di dasar laut, baik kestabilan dalam arah vertikal maupun horizontal, sangat dipengaruhi oleh berat *pipeline* di dalam air, gaya-gaya lingkungan yang bekerja, serta resistensi tanah di dasar laut.

Gaya-gaya lingkungan yang masuk ke dalam analisis kestabilan pipa terdiri dari gaya-gaya hidrodinamika, seperti gaya seret, gaya inersia, dan gaya angkat. Sedangkan resistensi tanah dasar laut merupakan gaya gesek yang terjadi antara pipa dengan permukaan tanah dasar laut tersebut. Dengan memperhatikan faktor-faktor di atas, saat melakukan analisis kestabilan pipa akan didapatkan nilai berat pipa didalam air yang dibutuhkan agar dapat memenuhi kriteria stabilitas yang telah ditentukan.



Gambar 2. 3 Gaya yang bekerja pada pipa bawah laut
(Sumber : offshore pipeline design, A.H Mouselli)

Dimana (Prilana, 2013), telah melakukan salah satu faktor yang mempengaruhi stabilitas pipa yaitu *Soil Liquefaction*. *Soil liquefaction* merupakan pencairan tanah yang menggambarkan fenomena dimana tanah jenuh kehilangan kekuatan dan kekakuan dalam menanggapi sebuah tegangan, biasanya getaran gempa bumi atau perubahan mendadak lainnya dalam kondisi stress, menyebabkan tanah berperilaku seperti cairan. Akan lebih sempurna dan saling ter integrasi jika semua faktor tersebut mampu dihitung dan di analisis, sehingga dapat diketahui dengan pasti stabilitas pipa.

2.3.1 Gaya Horizontal (*Drag Force*)

Gaya seret terjadi karena adanya gesekan antara fluida dengan dinding pipa atau yang dikenal sebagai skin friction dan adanya vortex yang terjadi dibelakang pipa (form drag). Terjadi gaya seret sangat terpengaruh oleh kecepatan aliran, nilai dari gaya seret dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$F_D = \frac{1}{2} \rho_w \cdot D \cdot C_D \cdot |(U_s \cdot \cos\theta + U_c)| (U_s \cdot \cos\theta + U_c) \quad (2.20)$$

2.3.2 Gaya Vertikal (*Lift Force*)

Gaya angkat adalah gaya hidrodinamik dalam arah vertikal, gaya ini terjadi apabila terdapat konsentrasi streamline pada pipa. Konsentrasi streamline terjadi diatas silinder pipa yang mengakibatkan gaya angkat keatas. Jika terjadi celah sempit antara silinder dan seabed, konsentrasi streamline dibawah silinder pipa akan mengakibatkan gaya angkat negatif kearah bawah. Besarnya gaya angkat ini dapat dirumuskan sebagai berikut.

$$F_L = \frac{1}{2} p_w \cdot D \cdot C_L \cdot (U_s \cdot \cos\theta + U_c)^2 \quad (2.21)$$

2.3.3 Gaya Inertia (*Inertia Force*)

Gaya inersia menunjukkan adanya dari masa fluida yang dipindahkan oleh pipa, nilainya dipengaruhi oleh percepatan partikel air. Nilai dari gaya inersia dapat dirumuskan seperti berikut

$$F_I = \frac{(\pi \cdot D^2)}{4} \cdot p_w \cdot C_m \cdot A_s \cdot \sin\theta \quad (2.22)$$

Dimana,

p_w =mass density of water

D =total outside diameter of the pipe

C_L =lift force coefficient ($C_L = 0.9$)

C_D =drag force coefficient ($C_D = 0.7$)

C_m =inertia force coefficient ($C_m = 3.29$)

U_s =significant near-bottom velocity amplitude perpendicular to the pipeline

A_s =significant acceleration perpendicular to the pipeline ($2\pi U_s/T_u$)

U_s =significant near-bottom velocity amplitude perpendicular to the pipeline

2.4 DNV RP-E305

DNV RP-E305 adalah salah satu standar peraturan yang digunakan sebagai acuan dalam menghitung dan menganalisis stabilitas pipa bawah laut. Kondisi dasar yang sebaiknya dipertimbangkan dalam menghitung stabilitas pipa bawah laut adalah :

- a. Kondisi lingkungan (gelombang dan arus)
- b. Kondisi geoteknik dari *seabed* (klasifikasi tanah, densitas tanah, kekuatan tanah)
- c. Kondisi topografi seabed (variasi pada keadalaman air sepanjang pipa ditelakan)
- d. Kondisi keadalaman air (*bathymetry*)

- e. Data utama pipa (diameter, ketebalan pipa, concrete coating, densitas pada kondisi operasi, densitas pada berat concrete coating, dan jenis material utama pipa)

Desain stabilitas harus berdasarkan pada periode balik yang diberikan pada kondisi lingkungan yang berada di dekat pipa berada. Kriteria desain yang sebaiknya dipertimbangkan selama desain stabilitas adalah :

- a. Perpindahan lateral
- b. Tekanan dan ketegangan pipa yang akan digunakan
- c. Bahaya kelelahan
- d. Interaksi dengan gaya aksial dan lateral

2.4.1 Metode Analisis

a. Dynamic Analysis

Pada metode ini melibatkan semua simulasi dinamis dari pipa yang bersandar pada *seabed*, termasuk memodelkan tahanan tanah, gaya hidrodinamik, kondisi batas dan respon dinamik. Metode analisis Dinamik juga akan berhubungan dengan metode analisis secara umum (*Generalized Method*)

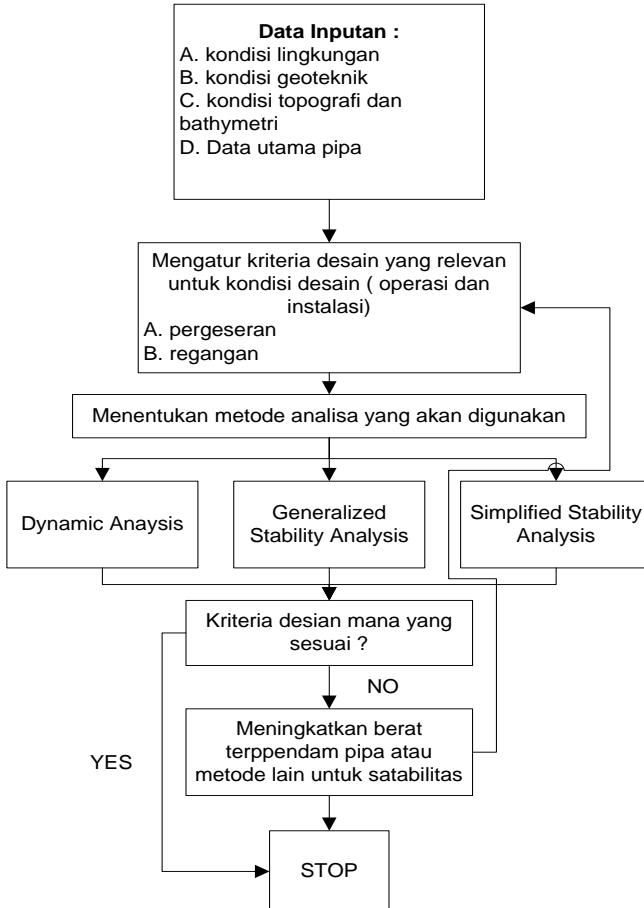
b. Generally Stability Analysis

Pada metode ini berdasarkan pada pengaturan non-dimensional kurva stabilitas yang telah diambil dari respon Dinamik Sistem. Pada metode ini dapat digunakan untuk memperoleh detail perhitungan dan persiapan desain perhitungan. Metode ini dapat digunakan untuk pipa yang mempunyai potensi perpindahan dan ketegangan yang mungkin sering terjadi.

c. Simplified Stability Analysis

Pada metode ini berdasarkan pada sebuah keseimbangan static dari gaya-gaya yang bekerja pada pipa dan telah dikalibrasikan dengan analisis dari analisis kestabilan sederhana (*Generally Stability Analysis*). Analisis kestabilan statik sederhana dapat digunakan pada hampir semua perhitungan kestabilan, yang berat pipa dalam air menjadi perhatian utamanya. Analisis ini menggunakan

model yang disederhanakan, sehingga sebagai konsekuensinya, pada saat melakukan perhitungan, dianjurkan untuk tidak melakukan modifikasi apapun, tanpa pertimbangan terhadap semua faktor secara menyeluruh.

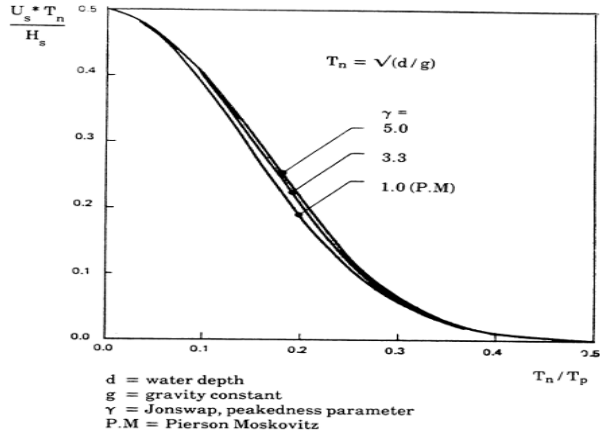


Gambar 2. 4 Metode analisa stabilitas pipa

Sumber : DNV RP E305

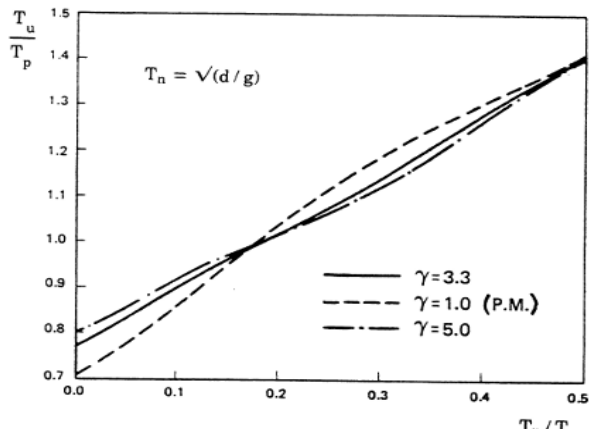
Simplified Stability Analysis

- a. Mencari kecepatan partikel air : for wave using
Dengan cara membaca gambar 2.4 -2.6



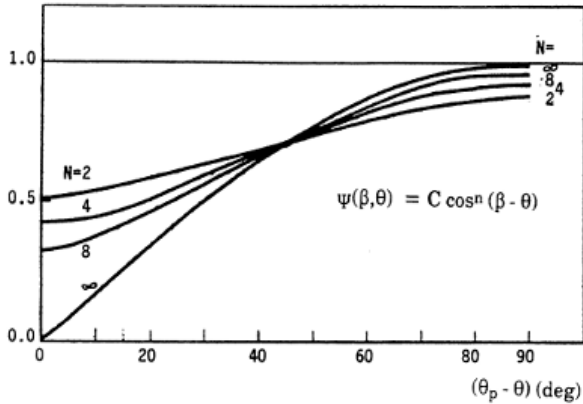
Gambar 2. 5 kecepatan partikel air

Sumber : DNV RP E305



Gambar 2. 6 zero up crossing period for wave

Sumber : DNV RP E305



Gambar 2. 7 reduction faktor to wave spreading and directionality

Sumber : DNV RP E305

b. Berat Terendam Pipa

$$W = \frac{\pi g}{4} [ID^2 \rho_{gas} + (OD^2 - ID^2) \rho_{steel} + ((OD + 2 * t_{asphalt})^2 - OD^2) \rho_{asphalt} + (D_{tot}^2 - (OD + 2 * t_{asphalt})^2) \rho_{Concr} - D_{tot}^2 \rho_{SW}]$$

Dimana,

ID = internal diameter pipa

OD = Outside diameter

Pw = masaa jenis air laut

Psteel = massa jenis pipa

Pasplalt = massa jenis concrete coating

c. Menghitung kecepatan arus

Dengan membaca tabel untuk mengetahui ukuran butiran berdasarkan jenis tanah

Tabel 2. 4 Grain size for seabed material

Seabed	Grain size d50 (mm)	Roughnes z0 (m)
Silt	0.0625	5.21 E-6
V. Fine Sand	0.125	1.04 E-5
Fine sand	0.25	2.08 E-5
Medium Sand	0.5	4.17 E-5
Coarse sand	1.0	8.33 E-5
V. Coarse sand	2.0	1.67 E-4
Gravel	4.0	3.33 E-4
Pebble	10.0	8.33 E-4
	25.0	2.08 E-3
	50.0	4.17 E-3
Cobble	100.0	8.33 E-3
	250.0	2.08 E-2
Boulder	500.0	4.17 E-2

d. Menghitung berat pipa yang dibutuhkan

$$[W_s/F_w - F_L]\mu \geq F_D + F_I \quad (2.24)$$

$$W_s = \left[\frac{(F_D + F_I) + \mu \cdot F_L}{\mu} \right] \cdot F_w \quad (2.25)$$

Dimana,

Stabilitas pada metode quasi static

W_s =submerged weight

F_w =calibration faktor

μ =soil friction faktor

F_L =lift force

F_D =drag force

F_I =inertia force

- e. Melakukan pengecekan terhadap ketegangan, menentukan terlebih dahulu faktor-faktor lingkungan dan jenis tanah. Tanah jenis dapat dilihat pada gambar yang terdapat di DNV RP E305 5.1-5.6

2.5 Free Span Analysis

Span secara bahasa adalah rentang. Dalam hubungannya dengan *pipeline*, span adalah rentang dimana terdapat bagian *pipeline* yang tidak tertumpu. *Free span* dapat terjadi ketika kontak antara *pipeline* dan dasar laut (*seabed*) hilang. Jarak antara *pipeline* dan span tersebut disebut gap. Analisis ini dilakukan untuk mendapatkan bentang bebas maksimum dari pipa agar pipa tidak runtuh. Perhitungan ini dilakukan sesuai dengan standar *Det Norske Veritas (DNV) RP-F105 "Free spanning pipelines"*.

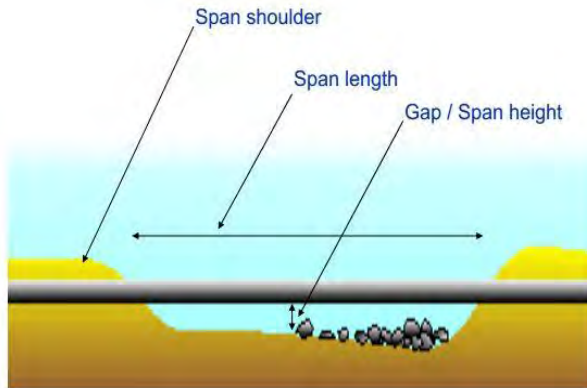
Bentang bebas (*free span*) dapat disebabkan oleh:

- a. Permukaan dasar laut yang tidak rata
- b. Perubahan topologi dasar laut (misalnya gosok, gelombang pasir)
- c. Pendukung buatan / rock balok
- d. Gerusan strudel
- e. Erosi sedimen dasar laut

Analisa *free span* yang diijinkan dibagi menjadi dua kriteria yaitu panjang span *static* dan *dinamic*. Panjang span statik dipengaruhi oleh tegangan maksimum yang diijinkan. Tegangan maksimum yang diijinkan ini erat hubungannya dengan berat pipa di bawah laut (*submerged weight*), tekanan, juga *free span static* ini dipengaruhi adanya *low depression* yang terjadi di sekitar pipa dan adanya *elevated obstruction* yang harus dilalui pipa.

Sedangkan panjang span dinamis dipengaruhi oleh aliran fluida yang melewati *free span*. Aliran ini akan menyebabkan pipa bergetar sehingga timbul getaran yang cukup besar, getaran tersebut menimbulkan frekuensi yang besar. Aliran yang bergejolak inilah yang menjadi permulaan *vortex induced vibrations*(VIV). VIV adalah fenomena bergetarnya atau berisolasinya pipa dengan frekuensi tertentu akibat terjadinya

aliran fluida yang mengalir disekitar pipa, dimana aliran tersebut partikelnya berotasi terhadap titik pusatnya. VIV ini dapat menyebabkan kelelahan dan kegagalan pipa.



Gambar 2. 8 Free span pipa bawah laut

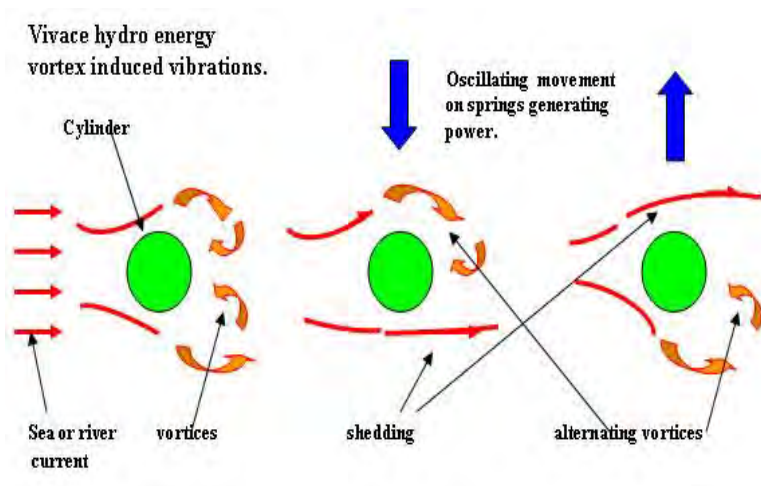
Sumber : <http://derpris.wordpress.com/pipeline-free-span/>

Gelombang dan arus adalah dua hal yang sangat mempengaruhi VIV. Aliran dari gelombang dan arus pada sekitar pipa akan mengakibatkan pembentukan helaian pusaran-pusaran pada suatu jalur. Pusaran-pusaran tersebut terlepas secara bolak-balik dari atas ke bawah pipeline menghasilkan gaya osilasi pada pipeline. Osilasi tersebut normalnya dalam arah sejajar dengan arah aliran (*in-line*) tetapi ada juga dalam arah memotong secara tegak lurus terhadap arah aliran (*cross-flow*). Jadi, panjang span dinamik pun terbagi dua pula yaitu berdasarkan kriteria *in-line* dan *cross-flow*.

Secara umum terdapat 3 analisa kondisi pada free span yaitu kondisi Instalasi, kondisi Hydrotest, dan kondisi Operasi. Untuk studi kasus pipa KKKS di Kalimantan Timur ini analisa yang dilakukan adalah pada saat kondisi Instalasi dan Hydrotest.

Untuk analisis free span static, kriteria yang harus dipenuhi adalah sebagai berikut

Kriteria *screening* pada *free span* harus ditentukan terlebih dahulu, kriteria panjang free span dibagi dengan diameter harus lebih besar dari 30 ($L/D > 30$) agar dinyatakan perlu atau tidaknya dilakukan analisis *fatigue*. Bila free span pipa memenuhi kriteria tersebut, berarti pipa telah memenuhi kriteria *fatigue* dengan *life span* 50 tahun. Kriteria *screening fatigue* bahwa frekuensi natural pipa harus lebih besar dari frekuensi respon pipa akibat beban lingkungan. Jika nilai frekuensi respon pipa sama dengan frekuensi natural pipa maka akan mengakibatkan amplitudo yang maksimum sehingga dapat membuat pipa gagal.



Gambar 2. 9 Fenomena aliran VIV

Sumber : <http://derpris.wordpress.com/pipeline-free-span/>

Karakteristik tipe dari *free span***Tabel 2 1** Tipe free span

L/D	Response Description
L/D < 30	Very little dynamic amplification.
	Normally not required to perform comprehensive fatigue design check. Insignificant dynamic response from environmental loads expected
30 < L/D < 100	Response dominated by beam behaviour.
	Typical span length for operating conditions. Natural frequencies sensitive to boundary conditions (and effective axial force)
100 < L/D < 200	Response dominated by combined beam and
	Relevant for free span s at uneven seabed in temporary conditions. Natural frequencies sensitive to boundary conditions, effective axial force (including initial deflection, geometric stiffness) and pipe “feed in”. Refer to 1.7 for free span response classification, which provides practical guidance for engineering applications, with respect to single and multi-mode response response
L/D > 200	Response dominated by cable behaviour
	Relevant for small diameter pipes in temporary conditions. Natural frequencies governed by deflected shape and effective axial force.
1) For hot pipelines (response dominated by the effective axial force) or under extreme current conditions ($U_c > 1.0 - 2.0$ m/s) this L/D limit may be misleading.	

2.5.1 Analisa panjang allowable free span

a. *Static analysis due to maximum bending moment*

Kelelahan pada pipa bisa terjadi karena proses pembebanan secara berulang-ulang dan terus terjadi secara fluktuatif yang nantinya terjadi crack atau patahan.

Pada analisa ini akan bergantung pada besarnya *maximum bending* yang diijinkan. Dengan perhitungan tersebut akan bisa dikategorikan perlakuan analisa static maupun dinamik.

Maximum allowable axial force

$$S_{max} = \eta \cdot SMYS \cdot (OD - t)t \quad (2.25)$$

Dimana,

OD= Outside Diameter

T = wall thickness

η = desain faktor

berdasarkan tabel 5-14 DNV-OS-F101 (2010)

Besarnya adalah 0,8 untuk *safety class high*

Menentukan besarnya *true wall force* dari pipa

$$N = \pi/4(\rho_i \cdot (OD - 2t)^2 - p_e OD^2) + S_{max} \quad (2.26)$$

Dimana,

OD= Gaya axial maksimal desain (N)

N = True pipe wall force (N)

$N = A_s \cdot \sigma$

A_s = Pipe steel cross section area (m²)

= $\pi(OD-t)t$

σ =longitudinal stress $\frac{N}{A_s}$

η = desain faktor

berdasarkan tabel 5-14 DNV-OS-F101 (2010)

Besarnya adalah 0,8 untuk sfety class high

Pi = internal pressure (N/m²)

Pe = outside diameter (m)

t = normal wall thickness (m)

Maximum Bending moment due to Longitudinal Stress

$$M = s_i \cdot Z$$

Section modulus of pipe (Z)

Maximum allowable free span length

$$L_{static} = \sqrt{\frac{12M}{W_s}} \quad (2.27)$$

Dimana,

L_{static} = panjang free span static (m)

M = max. bending longitudinal stress (Nm)

Ws = berat pipa tercelup (N/m)

b. Static analysis due to low depression induced free span

Analisa kondisi ini terjadi karena penurunan permukaan dasar laut. Berat pipa dan material menjadi penyebab terjadinya *low depression induced free span*

Characteristic Length

$$L_c = \sqrt[3]{\frac{EI}{W_{sub}}} \quad (2.28)$$

Dimana,

E = modulus young

I = moment inertia

Characteristic stress

$$\sigma_c = \frac{EC}{L_c} \quad (2.29)$$

C = pipe outer radius

Maximum dimensionless bending stress

$$= \frac{\sigma_m}{\sigma_c} \quad (2.30)$$

Dimensionless tension

$$\beta = \frac{T}{w_{sub}L_c} \quad (2.31)$$

Dimana,

T = tension

Maximum allowable span length due to depression

$$\frac{L}{L_{c\beta}} = 0.112 + 10.98 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right) - 16.71 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right)^2 + 10.11 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right)^3 \quad (2.32)$$

c. Static analysis due to elevated obstruction free span

Kondisi seabed yang membuat beberapa bagian dari pipa terangkat naik atau biasa disebut *Elevated Obstruction*.

$$\frac{L}{L_{c\beta=0}} = 1.409 + 0.4239 \left(\frac{1000\delta}{L_c}\right) - 3.437 \times 10^{-2} \left(\frac{1000\delta}{L_c}\right)^2 + 1.042 \times 10^{-3} \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right)^3 \quad (2.33)$$

Dimana,

For $1 \leq (1000\delta/L_c) \leq 7$

δ = elevation

L_c = characteristic length

d. Analisa Dinamis panjang free span

Pembebanan lingkungan pada pipa akan menyebabkan pipa bergetar sehingga timbul getaran yang cukup besar, getaran tersebut menimbulkan frekuensi yang besar. Getaran tersebut disebut vortek atau VIV.

Berdasarkan (Mouselli, 1981) diberikan persamaan untuk menghitung frekuensi *vortex shedding*

$$f_s = 0.7 \frac{C}{L^2} \sqrt{\frac{EI}{M}} \quad (2.34)$$

Dimana,

f_s = elevation

- C = konstanta free span ; 1.54 simply shedding; 3.5 full fixed
 L = panjang free span
 E = modulus young
 I = moment inertia
 M = massa dinamis pipa terpendam

Frekuensi natural untuk span

$$f_1 = C_1 \sqrt{1 + CSF} \sqrt{\frac{EI}{m_e L_{eff}^4} \left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \left(\frac{\delta}{D} \right)^2 \right)} \quad (2.35)$$

Dimana,

- C1-C2 = boundary condition coefficients
 CSF = concrete stiffness enhancement faktor
 Me = effective massa
 S_{eff} = effective axial force
 δ = satatic deflection
 P_{cr} = critical bukling load
 L_{eff} = effective span length

Reducer velocity

$$V_R = \frac{U}{f_n D} \quad (2.36)$$

Dimana,

- f_n = natural frequency for given vibration mode
 U = kecepatan arus air laut yang mengenai pipeline
 D = Diameter pipa
 Panjang kritis untuk kondisi *in line*

$$L_c = \sqrt{\left(\frac{a}{f_n \times 2\pi} \right)} \sqrt{\frac{EI}{Me}} \quad (2.37)$$

Dimana,

- L_c = panjang kritis free span
 A = konstanta free span
 f_n = frekuensi natural

- E = modulus young
 I = moment inertia
 Me = massa efektif pipa dalam air

Panjang kritis untuk kondisi *cross flow*

$$L_c = \sqrt{\left(\frac{aUD_{tot}}{2\pi U_c}\right) \sqrt{\frac{EI}{Me}}} \quad (2.38)$$

Dimana,

- LC = panjang kritis free span
 a = konstanta free span
 Ur = reducer volocity
 Dtot = diameter total pipa
 Uc = kecepatan arus laut

2.6 Finite Element Method (FEM)

Metode ini pertama kali dikembangkan oleh Richard Courant, 1943. Dengan menggabungkan Ritz Method pada metode numeric dan minimalisasi variasi kalkulus untuk mendapatkan solusi yang tepat untuk sistem getaran.

FEM adalah suatu metoda yang secara keseluruhan didasari atas pendekatan dengan menggunakan analisa numerik. Dalam metoda ini, struktur yang akan dianalisa, didiskritisasi menjadi elemen-elemen yang kecil (elemen hingga) yang satu sama lainnya dihubungkan dengan titik nodal (titik diskrit). Elemen hingga tersebut yang pada umumnya berbentuk sederhana dibandingkan struktur sebenarnya dan mempunyai ukuran yang berhingga, harus mewakili sifat-sifat dari struktur sebenarnya. Karena setiap elemen hingga mempunyai beberapa variabel yang tidak diketahui sesuai dengan sifat struktur sebenarnya, sedang strukturnya sendiri merupakan gabungan dari beberapa elemen hingga, sehingga mempunyai jumlah variabel

yang tidak diketahui yang cukup banyak, maka untuk menganalisisnya diperlukan komputer sebagai alat bantu proses perhitungan. FEM merupakan pengembangan dari analisa dengan metode matrix. Keakuratan Metode Elemen Hingga dapat ditingkatkan dengan cara menyempurnakan *mesh* pada model dengan menambahkan elemen dan nodes. Metode elemen hingga biasanya digunakan untuk menentukan tegangan dan regangan dari benda dan system mekanikal. Metode Elemen Hingga dapat menyelesaikan persoalan dengan system kompleks yang dimana tidak dapat diselesaikan dengan perhitungan secara analitis.

Perbedaan penggunaan metode elemen hingga dengan metode numeric :

- a. metode elemen hingga menggunakan fungsi kontinyu untuk pendekatan parameter yang belum diketahui
- b. menggunakan persamaan integral untuk menghasilkan system persamaan aljabar

2.7 Software Inventor

Inventor merupakan program yang dirancang khusus untuk keperluan bidang teknik seperti desain produk, desain mesin, desain model, desain konstruksi, atau keperluan teknik lainnya. Di dalam software ini benda divisualisasikan dalam bentuk 3D dan dapat di analisa dengan menambahkan inputan-inputan yang telah ditentukan sebelumnya dari hasil perhitungan.

Ada 3 hal pokok di dalam Inventor :

a. *Sketch*

Merupakan langkah awal dalam desain benda yang akan analisa. Pertama membuat desain pipa dalam 2D, membuat pipa dengan 3 buah. Karena yang akan disimulasikan pipa dengan 3 ketebalan. Steel pipe, coating thickness, concrete coating. Semua pipa tersebut disesuaikan dengan material properties yang telah diketahui sebelumnya. Tidak lupa untuk extrude semua pipa yang telah dibuat dengan ketebalan 35 m. sesuai dengan panjang span yang terpanjang.

b. Assembly

Pada tahapan ini yang dilakukan adalah menggabungkan 3 buah pipa yang telah dibuat menjadi 1 kesatuan pipa. Dengan cara masuk ke dalam assembly. Tahap selanjutnya adalah *meshing*, pipa yang akan di simulasi di *meshing* terlebih dahulu dengan nilai 0.1 yang secara langsung bisa dilakukan oleh Inventor. Pada tahap ini juga dilakukan simulasi stress analysis yang merupakan tujuan utama dari simulasi. Inputan dari simulasi berupa Resultan gaya yang bekerja pada pipa

c. Drawing

Tahap ini digunakan untuk menampilkan hasil dari simulasi dalam bentuk laporan gambar. Namun dalam tugas akhir ini tidak digunakan karena laporan nantinya yang digunakan berbentuk dokumen biasa dan gambar hasil simulasi.

2.7 Software CFD

Computational Fluid Dynamic (CFD) adalah software berbasis FEM (*Finite element method*). Dengan metode ini suatu struktur elastic kontinu dibagi bagi menjadi beberapa substruktur (disebut elemen), kemudian dengan menggunakan matriks, defleksi dari tiap titik (node) akan dihubungkan dengan pembebanan, properti material, properti geometrid an lain-lain. Analisa elemen hingga dilakukan dengan menggunakan *software* CFD Dalam CFD langkah analisa dibagi menjadi 3 bagian utama yaitu :

a. *Preprocessor*

Merupakan tahap awal dari proses pengerjaan FEM. Pada tahaap ini terdapat ebberapa fungsi yang harus kita atur secara detail agar fungsi-sungsi tersebut menghasilkan perhitungan yang spesifik pada benda yang ingin dianalisa. Beberapa fungsi tersebut adalah *Modeling* :

Adalah proses utnuk menggambarkan benda yang akan dianalisa dengan bentuk 2D atau 3D. untuk

benda-benda yang tergolong rumit dapat menggunakan program AutoCAD.

Element type:

Adalah proses membentuk atribut dari benda yang akan kita analisa, dimasukkan material yang akan kita gambar dapat berbentuk solid, beam, shell dll. Atribut yang telah dibentuk akan mempengaruhi pada proses selanjutnya.

Material properties :

Adalah proses penambahan properties material yang akan dianalisa, misalnya densitas, modulus bulk, elastisitas dll

Meshing :

Adalah proses membagi benda yang akan dianalisa menjadi bagian-bagian (luasan) yang lebih kecil. Ini adalah proses yang sangat penting dalam FEM karena bagian-bagian tersebut harus mampu mewakili sifat-sifat benda yang sebenarnya

Entities ;

Adalah proses pemberian identitas pada benda yang akan dianalisa, proses ini bertujuan untuk menentukan posisi dan kondisi benda yang akan dianalisa.

b. *Solution,*

Merupakan proses analisa dan perhitungan. Untuk mencapai proses ini diperlukan beberapa tahapan yang harus dilakukan.

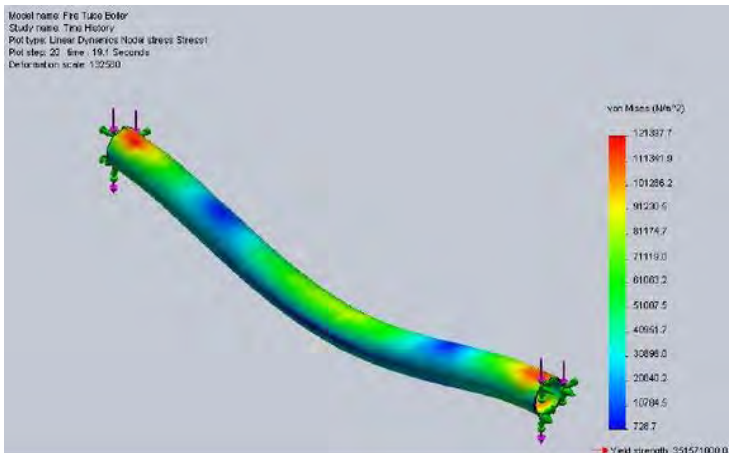
Constrain:

Adalah proses menentukan gaya-gaya yang bekerja pada benda yang akan kita analisa

Selain itu juga terdapat *initial velocity*, *loading option*, *time control* dan *solve*, *solve* merupakan proses menghitung dan menganalisa

c. *General Postprocessor,*

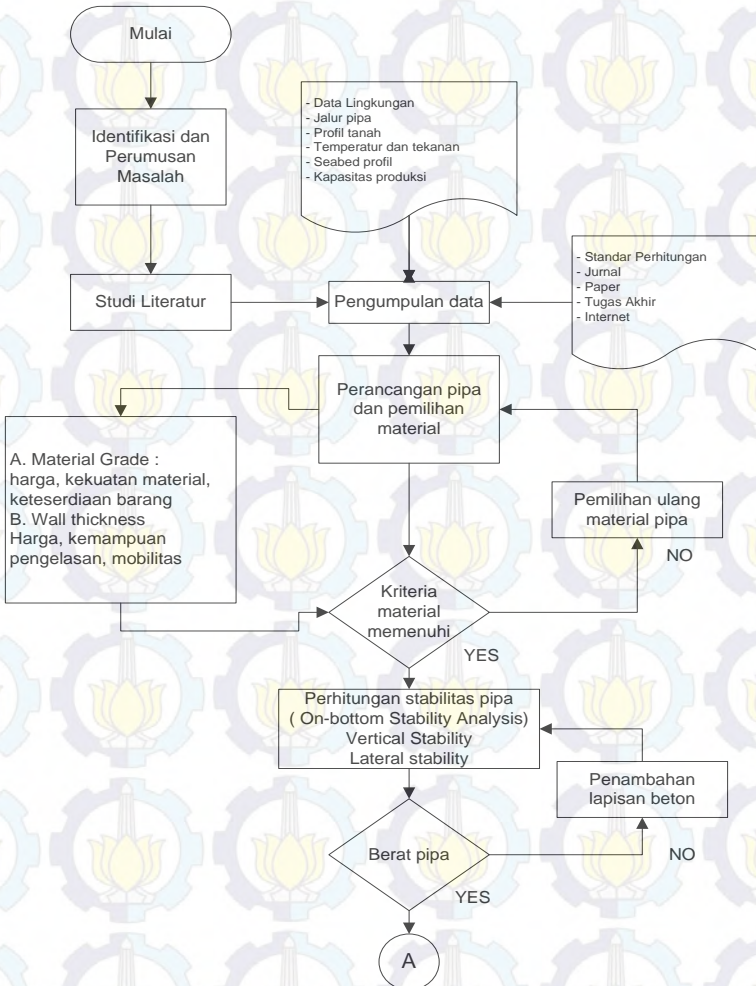
Merupakan proses akhir dalam tahap pengerjaan FEM. Digunakan untuk menampilkan hasil analisa, animasi, gerakan benda yang dianalisa dengan melihat hasil perhitungan dan grafik.



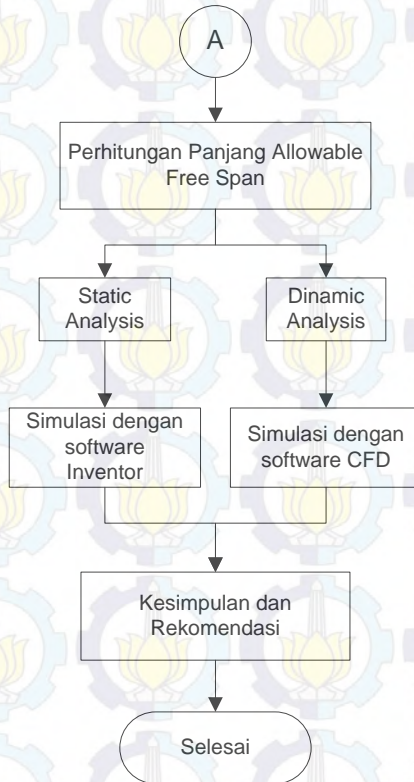
Gambar 2. 10 Pemodelan stress dan fatigue

Sumber : <http://www.gksoft.hu/>

BAB III METODOLOGI PENELITIAN



Gambar 3. 1 Flow chart pengerjaan tugas akhir



Gambar 3. 2 Flowchart pengerjaan tugas akhir

3.1 Umum

Pada bab ini akan diuraikan langkah-langkah sistematis yang dilakukan dalam perhitungan dan analisis. Metodologi merupakan kerangka dasar dari penyelesaian tugas akhir, yang mencakup semua kegiatan yang dilaksanakan untuk memecahkan permasalahan dari proses analisis hingga menarik suatu kesimpulan terhadap tugas akhir yang tersusun pada gambar 3.1 dan 3.2. Dimana didalam metodologi pengerjaan terdapat empat

hal pokok pekerjaan yang harus dilakukan, yang pertama adalah perncanaan pipa termasuk didalamnya pemilihan spesifikasi pipa, kemudian adalah perhitungan stabilitas pipa, pipa yang sudah dipilih harus bisa dipastikan apabila diletakkan di *seabed* keadaanya stabil. Poin yang ketiga adalah perhitungan bentang bebas pipa atau biasa disebut *free span analysis*, panjang bentang bebas pipa harus memnuhi nilai aman agar kekuatan pipa tidak berkurang juga keadaan pipa masih aman dan aliran dari fluida tidak terganggu. Pada tahap terakhir adalah mensimulasikan semua perhitungan dari stabilitas dan *free span* ke dalam sebuah software berbasis *Fenite Element Method* agar nantinya dapat divisualisasikan dengan baik dan terlihat lebih jelas.

Pada perhitungan stabilitas pipa (*on-bottom stability*) yang digunakan dalam pengerjaan tugas akhir ini menggunakan standard *Det Norske Veritas (DNV) RP-E305 "On-Bottom stability Design of Submarine Pipelines"* dan untuk perhitungan *free span* menggunakan standart *Det Norske Veritas (DNV) RP-F105 "Free span ning pipelines"* serta menambahkan simulasi menggunakan software *CFD* yang berfungsi untuk menggambarkan dan validasi dari hasil-hasil perhitungan dan analisa yang telah dilakukan.

3.2 Pengumpulan data

Didalam pengerjaan tugas akhir ini dibutuhkan sejumlah data yang harus dimasukkan sebagai input pengerjaan, data yang dibutuhkan diantaranya :

- a. Data lingkungan
Gelombang dan arus perairan di lokasi pipa akan digelar
- b. Data kondisi geoteknik dari *seabed*
- c. Kondisi Topography
- d. Data kedalaman air (*bathymetry*)
- e. Data Utama Pipa yang dianalisis
Diameter pipa, ketebalan dinding pipa (*wall thickness*), ketebalan lapisan beton dll
- f. Data Lokasi/jalur dari penggelaran pipa

3.2 Perancangan Pipa

Langkah awal didalam perancangan pipa adalah menentukan diameter pipa yang akan digunakan berdasarkan pada persamaan aliran pipa. Setelah itu langkah yang selanjutnya dilakukan adalah menghitung tebal dinding pipa (*wall thickness*). Penentuan tebal dinding pipa didasarkan pada kriteria desain yang disebabkan adanya tekanan internal dan tekanan eksternal hidrostatik yang bekerja pada pipa. Dalam perancangan pipa ini panduan yang digunakan berdasarkan buku *a Quick guide to pipeline engineering* dan ASME B31.8-2003. Yang apada intinya adalah penggunaan rumus basic Barlow.

Proses selanjutnya yang dilakukan adalah memilih spesifikasi material pipa (*material grade slection*) yang akan digunakan berdasarkan pada standar *American Protelium Institute* (API) 5L 2004. Yang harus diperhatikan didalam memilih material pipa adalah material tidak boleh dibawah yield stress, harus cukup kuat kekuatannya harus memadai, ketangguhan terhadap keretakan, dan mempunyai kemampuan untuk dilas yang baik.

3.3 Perhitungan Stabilitas Pipa

Pada proses sebelumnya telah diketahui ketebalan minimum pipa, beserta data utama pipa secara keseluruhan. Selanjutnya adalah menghitung stabilitas pipa untuk mendapatkan ketebalan lapisan beton (*concrete coating*) yang dibutuhkan agar pipa mempunyai keadaan yang stabil di dalam *seabed*. Kestabilan pipa tersebut dipengaruhi oleh gaya-gaya yang bekerja menempa pipa, gaya inerti, gaya vertikal dan gaya horizontal dan juga mmeperhitungkan dampak gangguan dari faktor lingkungan. Konsep dasarnya adalah kekuatan pipa harus mampu menahan semua gaya-gaya yang menempa pipa tersebut agar posisi pipa tidak bergeser dan mampu bertahan pada keadaan stabil. Apabila pipa terpaksa bergeser maka nilai pergeserannya haruslah masuk ke dalam nilai aman sesuai dengan standar yang digunakan. Hasil dari analisa tersebut mampu menunjukkan bagaimana besarnya stabilitas pipa secara vertikal dan lateral.

3.4 Perhitungan panjang bentang bebas (*free span*)

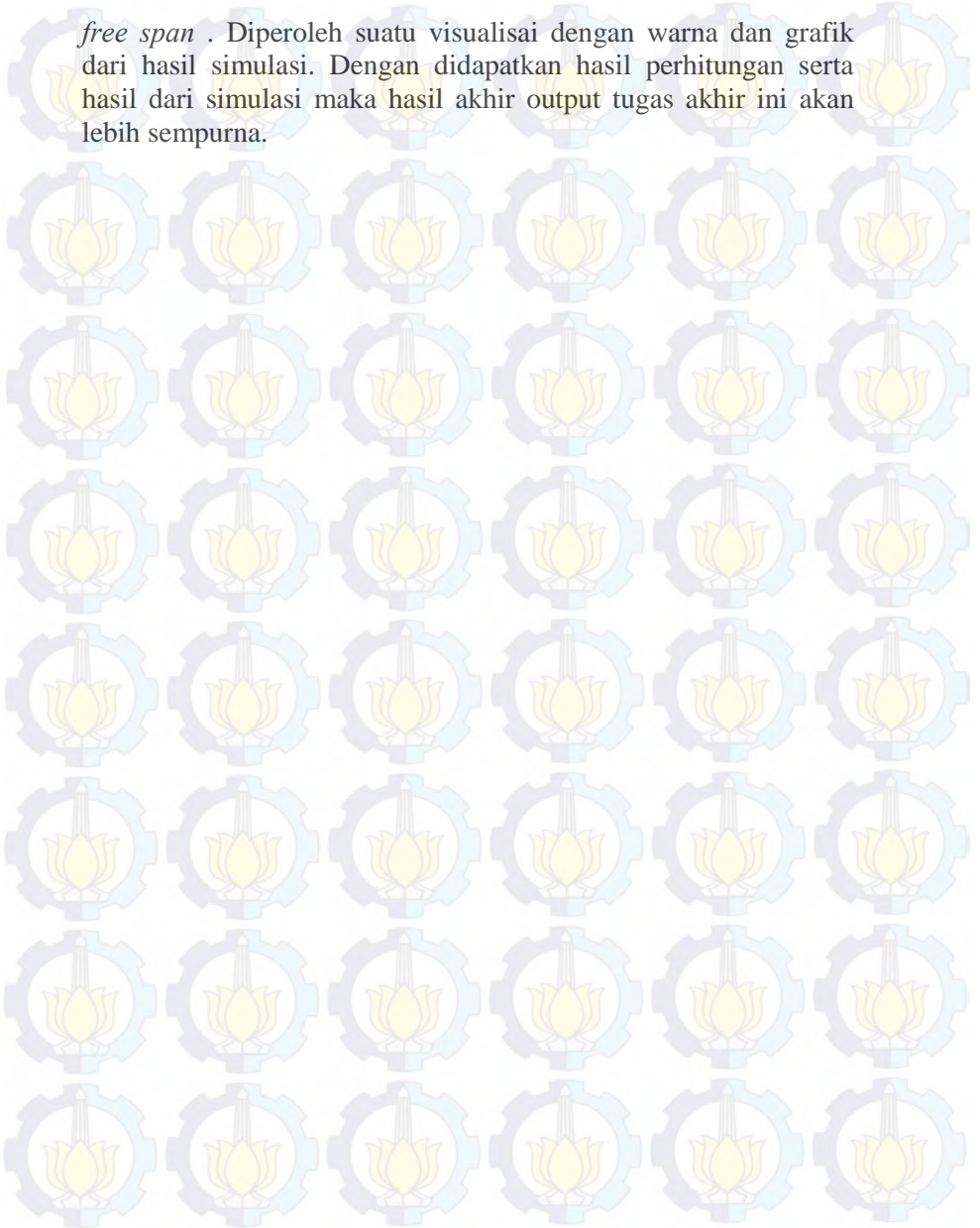
Pada tahap ini dilakukan perhitungan panjang bentang bebas pipa. Posisi pipa ideal adalah posisi dimana pipa harus menumpu pada suatu support atau bisa harus selalu diatas tanah. Tetapi dikarenakan profil seabed yang tidak merata dengan kedalaman yang berbeda-beda maka dimungkinkan pipa terletak pada keadaan yang menggantung diatas tanah. Oleh karena itu kajian ini perlu dilakukan, karena nilai dari free span akan sangat mempengaruhi kekuatan pipa, ketahanan pipa dan tentunya juga faktor keselamatan pipa itu sendiri. Analisa geometri perlu dilakukan untuk mengetahui panjang free span yang memenuhi kriteria, berdasarkan DNV RPF105 menyatakan bahwa analisa kelelahan pada *pipeline* dilakukan jika kriteria geometri free span ($L/D > 30$), jika kurang dari itu tidak perlu dilakukan analisa kelelahan.

Analisa stress pada free span yang dibagi menjadi dua, yaitu keadaan statis dan dinamis. Dengan menentukan terlebih dahulu panjang free span yang diijinkan. Untuk keadaan statis berdasarkan 3 hal yaitu penurunan permukaan dasar laut (*low depression*), bagian pipa yang terangkat (*elevated obstruction*) karena permukaan seabed yang tidak rata. Sedangkan untuk keadaan dinamis digunakan untuk mendapatkan kondisi pada *cross flow* dan *inflow*

3.5 Simulasi menggunakan Inventor dan CFD

Pada keadaan static artinya tidak ada gangguan dari air laut dan lingkungan dilakukan dengan simulasi Inventor untuk menggambarkan Von Mises stress dan pergeseran displacement pada pipa. Kemudian dilakukan simulasi menggunakan software CFD yang berfungsi untuk menggambarkan aliran dan analisa pada surface pipa. Untuk rincian dan tahap pengerjaan software telah dijelaskan sebelumnya pada Bab 2 Tinjauan Pustaka. Hasil yang diharapkan dalam simulasi ini adalah persebaran stress pipa yang dipengaruhi oleh gaya-gaya hydrodinamis yang mempengaruhi stabilitas pipa dan *fatigue life* yang terjadi pada

free span . Diperoleh suatu visualisai dengan warna dan grafik dari hasil simulasi. Dengan didapatkan hasil perhitungan serta hasil dari simulasi maka hasil akhir output tugas akhir ini akan lebih sempurna.



BAB IV

ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN

Dalam Bab IV ini akan dijelaskan analisa pengerjaan dari data yang telah diperoleh. Disetiap pengerjaan aka nada urutan sampai dengan diperoleh hasil sesuai dengan tujuan pengerjaan skripsi ini. Urutan langkah pertama dalam analisa data data adalah

4.1 Pengumpulan data

Pengerjaan skripsi ini menggunakan data pipa gas bawah laut yang dimiliki oleh BPMIGAS yang menunjuk Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS), dimana KKKS ini berkonsentrasi kerja di daerah Kalimantan khususnya Muara Bakau, untuk data lingkungan di sekitar pipa bawah laut yang akan digelar diperoleh dari dari Badan Meteorologi dan Geofisika. Pengumpulan data tersebut dilakukan dengan cara observasi dan studi literatur.

4.1.1 Data Pipa

Dalam proses awal perancangan pipa dibutuhkan beberapa data yang digunakan. Proses pertama adalah data kapasitas aliran (debit) gas yang akan dialirkan melewati pipa, tekanan desain pipa kemudian juga data pendukung lainnya yang digunakan untuk menunjang proses perancangan dan pemilihan material pipa.

Tabel 4. 1 Temperature and Pressure

Description	Unit	Value	Unit	Value
Gas velocity	m/s	7	f/s	23.3
Gas max flowarate	Mmscfd	440		
Gas min flowrate	Mmscfd	55.6		
Delivery pressure gas	Barg	71	psi	1029.5
Design pressure pipe	Bara	128	psi	1856
Hydrotest pressure	Bara	160	psi	2320
Design temperature	°C	60		
Operating temperature	°C	44.9		
Operating pressure	Bara	94.8	psi	1374.6
MAOP	Bara	128	psi	1856

Data selanjutnya adalah data gas yang akan disalurkan dari FPU menuju ORF dengan menggunakan pipa dengan material *carbon steel* sepanjang 72.5 km. Properties dari gas yang akan dikirimkan melalui pipa gas bawah laut yang dapat dilihat pada tabel 4.2

Tabel 4. 2 Fluid Compositions

Component	% - mol [%]	MW [g/mol]	Density [kg/m³]
H2O	0.0249		
N2	0.04		
CO2	1.1447		
C1	97.2338		
C2	0.7082		
C3	0.4168		
iC4	0.101		
iC5	0.0588		
C6	0.043	86.18	663.4
C7	0.0294	100.2	687.4
C8	0.01	114.2	706.1
C9	0.0011	128.3	721.2
C10	0.0003	134	778

Pipa terletak di perairan selat Makassar dengan total panjang 72.5 km dan pipa diletakkan diatas seabed. Untuk melakukan perhitungan stabilitas dan free span pipa, pipa dibagi menjadi 8 segmen. Antara lain: pipe route1, pipe route 2, pipe route 3, pipe route 4, pipe route 5, pipe route 6, pipe route 7, dan pipe route 8. Pembagian titik rute pipa ini didasarkan pada kedalaman tiap 10 m. Sehingga dengan data ini bisa diketahui dengan software google earth posisi pipa serta alur penggelaran pipa tersebut. Dikarenakan data lingkungan yang didapatkan pada setiap segemen pipa berbeda-beda sehingga data ini akan sangat mempengaruhi.

Tabel 4.3 di bawah ini akan menunjukkan letak koordinat dari titik – titik segmen pipa tersebut.

Tabel 4. 3 Posisi segmen pipa

Label	Latitute	Longitute	Depth (m,MSL)	Approx. KP
P1	-1.2	117.6	70	8.9
P2	-1.1444	117.5617	60	16.3
P3	-1.1025	117.5286	50	22.2
P4	-1.0228	117.4661	40	
P5	-0.9778	117.3378	30	40.1
P6	-0.9947	117.2197	20	51.1
P7	-0.9911	117.2197	10	65
P8	-0.9675	117.2122	2	67.8

Dari data diatas apabila di visualisaikan ke dalam peta dengan bantuan software *google earth* akan diperoleh seperti gambar 4.1 dibawah ini

**Gambar 4.1** Peta lokasi pipeline

4.1.2 Data lingkungan

Data lingkungan yang diperlukan didalam pengerjaan perancangan pipa dan stabilitas terdiri dari ebebrapa jenis, diantaranya fluid properties, seawater properties, dan data lingkungan yang disertakan berdasarkan pada segmen pipa.

Tabel 4. 4 Fluid Properties

Fluid Properties			
Density of gas (p_{gas})	=	75	Kg/m ³
Density of sea water (p_{seawater})	=	1025	Kg/m ³
Kinematics iscosity seawater	=	0.96×10^{-6}	m/s ²
Density of steel (p_{steel})	=	7850	Kg/m ³

Hs : tinggi gelombang (*significant wave height*)

Tp : periode spectrum pada saat puncak (*peak wave period*)

H_{max} : tinggi maksimum gelombang pada periode

Ws : kecepatan angin

Tabel 4. 5 Data lingkungan pada point 1

Pipe route 1 Parameter	Return Period (year)				
	1	10	25	50	100
Hs (m)	2.59	3.16	3.36	3.50	3.65
Tp (s)	7.80	8.60	8.90	9.10	9.30
Hmax (m)	5.03	6.12	6.51	6.80	7.06
Ws1-hr (ms)	10.71	12.37	13.31	14.08	14.86
Surface current speed (m/s)	1.69	2.09	2.25	2.37	2.48
1 m above seabed (m/s)	0.6	0.7	0.84	0.89	0.94

Tabel 4. 6 Data lingkungan pada point 2

Pipe route 2	Return Period (year)				
	1	10	25	50	100
Parameter					
Hs (m)	2.59	3.16	3.36	3.50	3.65
Tp (s)	7.30	8.10	8.30	8.50	8.70
Hmax (m)	5.03	6.12	6.51	6.80	7.09
Ws1-hr (ms)	10.71	12.37	13.31	14.08	14.86
Surface current speed (m/s)	1.52	1.85	1.99	2.09	2.19
1 m above seabed (m/s)	0.62	0.79	0.86	0.91	0.96

Tabel 4. 7 Data lingkungan pada point 3

Pipe route 3	Return Period (year)				
	1	10	25	50	100
Parameter					
Hs (m)	2.51	3.01	3.18	3.30	3.41
Tp (s)	7.30	8.00	8.20	8.40	8.50
Hmax (m)	4.87	5.85	6.18	6.41	6.62
Ws1-hr (ms)	10.71	12.37	13.31	14.08	14.86
Surface current speed (m/s)	1.39	1.56	1.62	1.67	1.71
1 m above seabed (m/s)	0.52	0.61	0.64	0.66	0.68

Tabel 4. 8 Data lingkungan pada point 4

Pipe route 4	Return Period (year)				
Parameter	1	10	25	50	100
Hs (m)	2.47	2.97	3.15	3.27	3.40
Tp (s)	7.30	8.00	8.30	8.40	8.60
Hmax (m)	4.82	5.79	6.13	6.37	6.61
Ws1-hr (ms)	10.71	12.37	13.31	14.08	14.86
Surface current speed(m/s)	0.93	1.02	1.06	1.09	1.11
1 m above seabed (m/s)	0.07	0.08	0.09	0.09	0.09

Tabel 4. 9 Data lingkungan pada point 5

Pipe route 5	Return Period (year)				
Parameter	1	10	25	50	100
Hs (m)	2.37	2.82	2.97	3.08	3.18
Tp (s)	7.30	7.90	8.20	8.30	8.50
Hmax (m)	4.71	5.61	5.91	6.12	6.31
Ws1-hr (ms)	9.83	10.92	11.46	11.91	12.37
Surface current speed (m/s)	0.59	0.69	0.72	0.75	0.78
1 m above seabed (m/s)	0.05	0.06	0.06	0.07	0.07

Tabel 4. 10 Data lingkungan pada point 6

Pipe route 6	Return Period (year)				
Parameter	1	10	25	50	100
Hs (m)	2.36	2.83	2.99	3.10	3.21
Tp (s)	7.30	8.00	8.20	8.40	8.60
Hmax (m)	4.60	5.53	5.84	6.06	6.25
Ws1-hr (ms)	9.83	10.92	11.46	11.91	12.37
Surface current speed (m/s)	0.73	0.79	0.81	0.83	0.85
1 m above seabed (m/s)	0.09	0.10	0.10	0.10	0.11

Tabel 4. 11 Data lingkungan pada point 7

Pipe route 7	Return Period (year)				
Parameter	1	10	25	50	100
Hs (m)	1.71	2.03	2.14	2.23	2.31
Tp (s)	5.70	6.20	6.30	6.40	6.50
Hmax (m)	3.07	3.59	3.75	3.87	3.98
Ws1-hr (ms)	9.83	10.92	11.46	11.91	12.37
Surface current speed (m/s)	0.78	0.84	0.86	0.88	0.90
1 m above seabed (m/s)	0.1	0.11	0.11	0.11	0.11

Tabel 4. 12 Data lingkungan pada point 8

Pipe route 8	Return Period (year)				
	1	10	25	50	100
Parameter					
Hs (m)	1.71	2.03	2.14	2.23	B
Tp (s)	5.70	6.20	6.30	6.40	B
Hmax (m)	3.07	3.59	3.75	3.87	B
Ws1-hr (ms)	9.83	10.92	11.46	11.91	12.37
Surface current speed (m/s)	0.64	0.68	0.70	0.71	0.37
1 m above seabed (m/s)	0.10	0.11	0.11	0.11	0.12

Harus disertakan juga data tanah yang dipilih sebagai jalur untuk meletakkan pipa. Data tersebut ditampilkan dalam tabel dibawah ini.

Tabel 4. 13 Data properties tanah

Jenis tanah	Very soft clay
Factor gesekan tanah	0.5
Ukuran butiran tanah	0.0625 mm
Roughnes z0 (m)	0.0000521

4.2 Jenis klasifikasi system perpipaan bawah laut

4.2.1 Berdasarkan fluida yang mengalir

System perpipaan bawah laut mempunyai fungsi untuk mengalirkan bermacam-macam jenis fluid, dalam hal ini jenis fluida dikategorikan menjadi lima seperti tabel dibawah ini

Tabel 4.14 klasifikasi pipa berdasarkan fluida yang mengalir

Kategori Fluida	Keterangan
A	Fluida tidak terbakar, fluida yang berbasis air
B	Fluida yang dapat terbakar dan beracun yang berbebtuk cair pada kamar dan kondisi tekanan atmosfer
C	Fluida yang terbakar dan tidak beracun pada suhu kamar dan kondisi tekanan atmosfer
D	Gas berfasa satu, tidak beracun
E	Fluida yang dapat terbakar dan beracun yang bberbentuk gas pada suhu kamar dan kondisi tekanan atmosfer

4.2.2 Berdasarkan lokasi pipa

System perpipaan bawah laut dibagi menjadi empat klas berdasarkan lokasi pemasangan pipa tersebut yang berdasarkan pada ASME B31.8 tahun 2003

Tabel 4.15 klasifikasi pipa berdasarkan lokasi pembangunan

Kategori klas	Keterangan
1	Daerah dimana mempunyai 10 bangunan penduduk atau kurang ,pemilihan lokasi diperuntukan untuk area seperti lembah, gunung, gurun, dan daerah dengan populasi pendudukan yang jarang.
2	Daerah dimana mempunyai 10-46 bangunan penduduk, pemilihan lokasi untuk area daerah industry, kota, yang mempunyai intensitas menengah
3	Daerah dimana mempunyai 10-46 lebih bangunan penduduk. Untuk daerah tempat pembelanjaan, perumahan, area industri
4	Daerah dimana terdapat area pemukiman penduduk yang padat

4.2.3 Berdasarkan tingkat keamanan

Dalam merancang pipa perlu dipertimbangkan konsekuensi kegagalan berdasarkan tingkat keamanan dan dibagi menjadi tiga seperti tabel dibawah.

Tabel 4. 16 klasifikasi pipa berdasarkan tingkat keamanan

Klas keamanan	Keterangan
Rendah	Dimana kegagalan yang mungkin terjadi menyebabkan risiko yang sangat kecil terhadap manusia dan lingkungan, klasifikasi ini diterapkan pada saat instalasi
Normal	Dimana kegagalan yang mungkin terjadi menyebabkan risiko yang cukup besar terhadap keselamatan manusia dan lingkungan. Klasifikasi ini biasanya diterapkan untuk keadaan operasi pipa yang jauh dari platform.
Tinggi	Dimana kegagalan yang mungkin terjadi akan menyebabkan risiko yang sangat besar terhadap manusia dan lingkungan. Klasifikasi ini biasanya diterapkan untuk keadaan operasi dilokasi dekat dengan platform.

4.2.4 Berdasarkan DNV 2000

Dalam keadaan normal, DNV 2000 mengklasifikasikan system pipa bawah laut berdasarkan tingkat keamanan menjadi dua keadaan.

Tabel 4. 17 klasifikasi berdasarkan DNV

Fase	Kategori fluida A,C		Kategori fluida B,D,E	
	kelas lokasi		kelas lokasi	
	1	2	1	2
Temporer	rendah	rendah	rendah	rendah
Operasional	rendah	rendah	normal	tinggi

4.3 Penentuan properties pipa

Langkah pertama didalam perancangan pipa adalah menentukan diameter pipa yang akan dipakai. Dalam penentuan diameter pipa ini berdasarkan pada kapasitas gas yang akan di alirkan melalui pipa.

$$\begin{aligned}
 \text{Gas maximum flowrate} &= 440 \text{ MMSCFD} \\
 &= (440 \times (10^6) \times (0.304^3)) / 3600 / 24 \\
 &= 440 \times (10^6) \times 0.028094464 / 3600 / 24 \\
 &= 144.2 \text{ m/s}^3
 \end{aligned}$$

Kemudian untuk menentukan minimal diameter dalam pipa digunakan rumus aliran gas yang berdasarkan pada standar API RP-14E sesuai dengan persamaan (2.1). Didalam menentukan kecepatan aliran gas disebutkan diambil batasan kecepatan yaitu 10-60 m/s². Dikarenakan jika kecepatan gas melebihi 60 m/s² akan menyebabkan *vibration* dan *noise*.

$$v_g = \frac{60 Z Q_g T}{d_i^2 P}$$

$$d_i = \sqrt{\frac{60 Z Q_g T}{v_g P}}$$

Dimana,

V_g = gas velocity , feet/s

D_i = pipe inside diameter, inch

Q_g = gas flow rate, mmcf/d

T = operating temperature, R

P = operating pressure, psia

Z = compressibility faktor

Diameter minimal (D_{inside}) yang dibutuhkan untuk mengalirkan gas adalah

$$= \sqrt{\frac{60.1.440.599}{7.9,8.128}}$$

$$= 22.2 \text{ in}$$

Berdasarkan pada hasil diameter internal pipa yang didapatkan maka dipilih diameter pipa yang akan dipakai yaitu pipa dengan diameter 24 in API 5L.

4.3.1 Perhitungan tebal pipa (*wall thickness*)

Tahapan selanjutnya adalah perhitungan ketebalan pipa, dimana perhitungan dalam tugas akhir ini mengacu pada persamaan (2.2) dari ASME B31.8 dan akan digunakan variasi material pipa yang diperoleh di API 5L grade X60, X65 ukuran 24 in, dengan berbagai macam ketebalan yang diambil bervariasi yaitu 0.438 in, 0.4679 in, 0.5 in. Nantinya akan diperoleh grade material yang paling maximum dan memenuhi semua kriteria perancangan pipa.

$$\begin{aligned} t_{min} &= \frac{P \times D}{2FSET} \\ &= \frac{1856 \times 24}{2 \times 0.8 \times 65000 \times 1 \times 1} \\ &= 0.428 \text{ in} \end{aligned}$$

*Pada laporan ini diambil ketebalan pipa 0.469 in, untuk perhitungan dengan skenario ketebalan pipa yang bervariasi terdapat pada lampiran

Ketebalan minimal pipa yang harus dipenuhi adalah 0.428 in

Dimana :

P = design pressure = 1856

D = diameter pipa = 24

F = faktor desain = 0.8

S = SMYS pipa = 65000

T = faktor suhu = 1

E = faktor join(pengelasan) = 1

Penentuan penggolongan jenis pipa :

Class location 1 : Daerah dimana minimal mempunyai 10 bangunan penduduk pemilihan lokasi diperuntukan untuk area seperti lembah, gunung, gurun, dan daerah dengan populasi pendudukan yang jarang.

Division 1 : Pemilihan divisi dimana desain faktor dari pipa lebih dari 0.72 atau kurang dari 0.8 dan tekanan hydrostaticnya adalah 1.25 kali desain pressure.

Berdasarkan jenis pipa diatas maka bisa digunakan untuk menentukan faktor-faktor dalam yang mempengaruhi perhitungan.

Tabel 4. 18 Faktor desain

basic design faktor	
location class	F
class 1, division 1	0.8
class 1, division 2	0.7
class 2	0.6
class 3	0.5
class 4	0.4

Tabel 4. 19 Faktor sambungan

Longitudinal join faktor	
API 5L	F
Seamless	1
Electric Resistant Welded	1
Electric Flash Welded	1
Submerged Arch Welded	1
Furnace Arch Welded	0.6

Tabel 4. 20 Faktor Suhu

Temperature faktor	
Temperature F	F
250 or less	0.8
300	0.72
350	0.6
400	0.5
450	0.4

4.4 Desain pipa berdasarkan pada *Limit State Design*

Berdasarkan pada standar yang dipakai yaitu *API RP 1111 Design, Contrusction, Operation and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines* di dalam perancangan pipa dan pemilihan material harus memenuhi beberapa persyaratan atau dengan kata alain material pipa yang nantinya di pilih harus lolos seleksi dan memenuhi seluruh ststandar kriteria perancangan. Kriteria perancangan tersebut adalah :

4.4.1 *Check Allowable Hoop Stress*

Hoop stress adalah selisih tegangan yang dialami atau diterima oleh pipa karena tekanan internal dan eksternal pipa. Dimana material pipa yang dipilih nilai *Hoop stress* nya tidak boleh kurang dari nilai persamaan yang disyaratkan.

Untuk menghitung besarnya *Hoop stress* harus menghitung tekanan internal dan eksternal pipa.

a. Tekanan Internal Pipa (P_i)

Tekanan yang melewati pipa bawah laut bergantung kepada 2 macam tekanan yaitu tekanan design (P_{design}) dan tekanan fluida yang mengalir pada pipa itu sendiri (P_{cont}). berdasarkan standar DNV tekanan internal pipa ditentukan dengan persamaan :

$$P_i = P_{design} + P_{cont}$$

$$P_i = P_{design} + \rho_{cont} \cdot g \cdot h$$

Dimana :

P_i = Tekanan internal pipa

P_{design} = Tekanan design

ρ_{cont} = massa jenis fluida

g = percepatan gravitasi

h = elevasi titik referensi

$$P_i = 12.8 \text{ Mpa} + \frac{(75 \text{ kg/m}^3 \times 9.81 \text{ m/s}^2 \times 70)}{1000000}$$

$$= 12.8 + 0.050396$$

$$= 12.850396 \text{ Mpa}$$

$$= 1863.778 \text{ psi}$$

b. Tekanan Eksternal Pipa (P_o)

Untuk pipa offshore, tekanan eksternal berasal dari tekanan angkat yang disebabkan oleh air laut atau biasa disebut dengan tekanan hidrostatik. Tekanan

eksternal ini dipengaruhi oleh beberapa faktor diantaranya massa jenis air laut (p_{seawater}), percepatan gravitasi (g), kedalaman referensi (h). sehingga didapatkan tekanan eksternal pipa adalah :

$$P_o = p_{\text{seawater}} \times g \times h$$

Dimana:

P_o = tekanan eksternal

p_{seawater} = massa jenis air laut

g = percepatan grafitasi

h = kedalaman referensi

$$\begin{aligned} P_o &= 1025 \text{ kg/m}^3 \times 9.8 \text{ m/s}^2 \times 70 \text{ m} \\ &= 703150 \text{ Pa} \\ &= 0.703 \text{ Mpa} \\ &= 102.0 \text{ psi} \end{aligned}$$

Setelah diketahui maka dilakukan *perhitungan Hoop stress*

$$S_H \leq F_1 S T$$

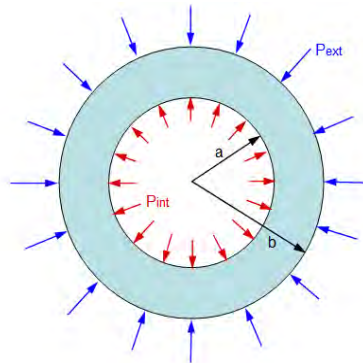
$$\begin{aligned} S_H &= (P_i - P_e) \frac{D}{2t} \\ &= (1863.778 - 102) \frac{24}{0.469} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &= 45083 \text{ psi} \\ &= 45083 \leq 0.8 \times 65000 \times 1 \\ &= 45083 \leq 46800 \\ &= (\text{memenuhi persamaan}) \end{aligned}$$

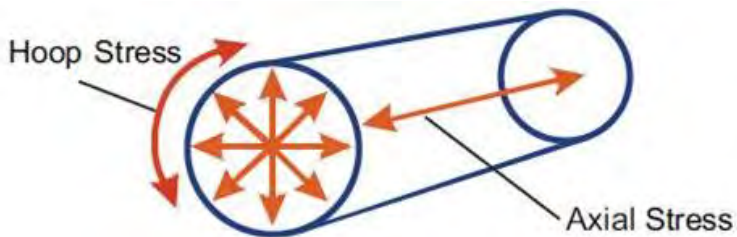
Dapat ditarik kesimpulan bahwa besarnya *Hoop stress* pada pipa harus lebih kecil daripada perkalian FST pada pipa.

*Pada pembahasan ini hanya ditampilkan satu contoh perhitungan, untuk perhitungan dengan

skenario ketebalan pipa yang bervariasi terdapat pada lampiran.



Gambar 4.2 Hoop Stress
 Sumber : <http://dspace.jorum.ac.uk>



Gambar 4.3 Hoop stress dan Axial stress
 Sumber : <http://dspace.jorum.ac.uk>

4.4.2 Longitudinal Load Design

Ketegangan yang diakibatkan oleh beban longitudinal sebaiknya tidak melebihi nilai dari persamaan yang diberikan :

$$\begin{aligned}
 T_{eff} &= T_a - P_i A_i + P_o A_o \\
 &= 4380 - 1863.85 \times 397.03 + 102 \times 452 \\
 &= 4380.806 \\
 T_a &= \sigma_a A \\
 &= 9705.47 \times 451.38
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= 4380.806 \\
T_y &= SA \\
&= 65000 \times 451.38 \\
&= 29339375 \text{ lb} \\
A &= A_o - A_i = \frac{\pi}{4}(D^2 - D_i^2) \\
&= 452.16 - 387.03 \\
&= 451.38 \text{ lb} \\
&= T_{eff} \leq 0.60T_y \\
&= 4380.806 \leq 0.6 \times 29339375 \\
&= 4.380.806 \leq 17.603.625 \\
&= (\text{memenuhi persamaan})
\end{aligned}$$

Dapat ditarik kesimpulan bahwa Effective Tension pada pipa harus lebih kecil daripada 0.6 Yield Tension pada pipa.

*Pada pembahasan ini hanya ditampilkan satu contoh perhitungan, untuk perhitungan dengan skenario ketebalan pipa yang bervariasi terdapat pada lampiran.

4.4.3 Perhitungan *Internal Pressure (burst) Design*

Hydrostatic test pressure, design pressure dan incidental pressure sebaiknya tidak boleh melebihi persamaan :

$$\begin{aligned}
P_t &\leq f_d f_e f_t P_b \\
&= 1761.997 \leq 2292.48 \\
&= (\text{memenuhi persamaan}) \\
P_a &\leq 0.80 P_t \\
&= 1856.4 \leq 1409.6 \\
&= (\text{tidak memenuhi persamaan}) \\
P_a &\leq 0.90 P_t \\
&= 1558 \leq 1558
\end{aligned}$$

= (memenuhi persamaan)

Dimana :

f_d = internal pressure design faktor

0.90 for pipeline ; 0.75 for risers

f_e = weld joint faktor. See ASME B31.8

f_t = untuk de-rating faktor ; 1 untuk temperature kurang dari 121°C /250°F

P_a = incidental overpressure faktor $\frac{N}{mm^2}$; psi

P_b = tekanan minimum ledakan pecah $\frac{N}{mm^2}$; psi

P_d = tekanan desain pipa $\frac{N}{mm^2}$; psi

P_t = tekanan hydrostatic pipa (in-ex) $\frac{N}{mm^2}$; psi



Gambar 4.4 Burst pada pipeline

Sumber : API RP 1111

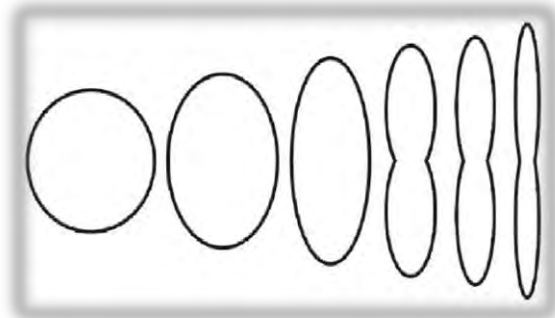
4.4.4 *Propagating Buckles*

Offshore pipeline dapat pecah atau gagal oleh *propagation buckle* yang diakibatkan oleh tekanan hidrostatik air laut pada pipa dengan ratio diameter ketebalan dinding pipa yang terlalu tebal.

Penekukan (*buckling*) pada pipa dapat didefinisikan sebagai perubahan/deformasi pada penampang pipa yang terjadi pada satu atau seluruh bagian pipa. Apabila tidak disertai dengan retaknya pipa, maka disebut *buckling* kering, sebaliknya apabila ditemukan retakan pada pipa, disebut *buckling* basah.

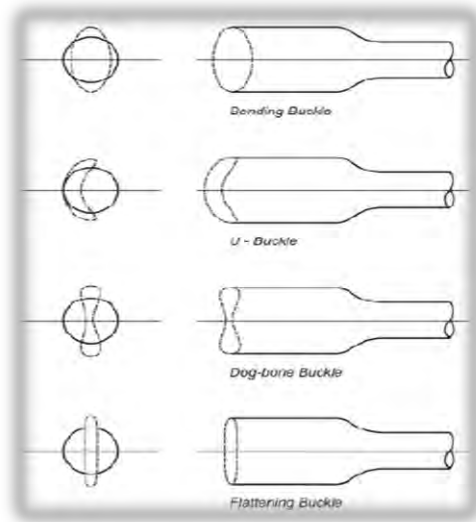
Prapagation buckle adalah situasi ketika pada potongan melintang pipa berubah konfigurasi menjadi *buckle* yang memanjang dan berpropagasi sepanjang pipa dan menjadikan pipa gagal sepanjang lintasan. Pada prinsipnya terjadinya tekanan yang lebih besar untuk memulai propagasi buckling lebih besar dari tekanan untuk mempertahankan propagasi bucling ($P_{init} > P_{pr}$).

Fenomena *buckling* dapat dilihat pada gambar



Gambar 4. 5 local buckling pada penampang pipa

Sumber : <http://dspace.jorum.ac.uk>



Gambar 4. 6 Jenis propagation buckling pada pipa
 Sumber : <http://dspace.jorum.ac.uk>

$$P_o - P_i \geq f_p P_p$$

$$P_p = 24S \left[\frac{t}{D} \right]^{2.4}$$

Dimana,

P_p = tekanan propagating buckle N/mm² (psi)

f_p = propagating buckle design faktor = 0.80

$$P_p = 24 \times \left[\frac{0.469}{24} \right]^{2.4}$$

$$P_p = 123.43 \text{ psi}$$

$$= P_o - P_i \geq f_p P_p$$

$$= 1762 \geq 0.8 \times 123.43$$

$$= 1762 \geq 98.78 \text{ (memenuhi persamaan)}$$

Dapat diambil kesimpulan bahwa pipa tidak akan mengalami propagating buckle jika besar nya buckle arrestor (penahan) lebih besar dan mampu mengatasi terjadinya tekanan Propagating yang terjadi pada pipa (Pp).

*Pada pembahasan ini hanya ditampilkan satu contoh perhitungan, untuk perhitungan dengan skenario ketebalan pipa yang bervariasi terdapat pada lampiran.

Dengan metode perhitungan yang sama untuk beberapa variasi ketebalan pipa yang berbeda maka didapatkan hasil yang ditampilkan dalam tabel dibawah

Table 4. 21 Summary wall thickness calculation

SUMMARY WALL THICKNESS CALCULATION								
Output Data	Symbol	Unit	Material Grade			Material Grade		
			X60			X65		
Outer Diameter	Ds	inch	24	24	24	24	24	24
Required Inner Diameter	Di	inch	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2
Inner Diameter	Di	inch	23.1	23.0	23.0	23.1	23.0	23.0
Minimum wall thickness	t_{min}	inch	0.46	0.46	0.46	0.42	0.42	0.42
Selected wall thickness	t_c	inch	0.438	0.469	0.5	0.438	0.47	0.5
SMYS	S		60000			65000		
Design Pressure	Pd	Psi	1856			1856		
Content Density	t_{flu}	kg/m ³	95			95		
Density Sea Water	t_w	kg/m ³	1025			1025		
Design factor			0.8			0.8		
Joint factor			1			1		
Temperature factor			1			1		
Collapse factor			0.8			0.8		
Trench depth		inch	0			0		
Gas velocity		m/s	7			7		
Check Allowable								
Hoop stress			NO	NO	OK	NO	OK	OK
Longitudinal load			OK	OK	OK	OK	OK	OK
Internal pressure			OK	OK	OK	OK	OK	OK
Propagating Buckles			OK	OK	OK	OK	OK	OK

Dari tabel rangkuman perhitungan pemilihan material pipa diatas dapat disimpulkan bahwa terdapat tiga opsi material pipa yang bisa dipilih, oleh karena itu perlu dilakukan seleksi lebih lanjut untuk memastikan pipa mana yang akan dipilih, maka diperlukan beberapa pertimbangan.

Tabel 4. 22 Goal/alternatif pipa yang akan dipilih

PERTIMBANGAN SELEKSI KRITERIA PIPA YANG DIGUNAKAN		
No	Alternatif Pipa	Kondisi Spesifik Pipa
1	API grade X60	Inner diameter 24 inch wall thickness 0.5 Spesific minimum yield strenght (SYMS) 60000 psi ultimate tensile strenght minimum (U) 75000 psi
2	API grade X65	Inner diameter 24 inch wall thickness 0.45 inch Spesific minimum yield strenght (SYMS) 65000 psi ultimate tensile strenght minimum (U) 77000 psi
3	API grade X65	Inner diameter 24 inch wall thickness 0.5 inch Spesific minimum yield strenght (SYMS) 65000 psi ultimate tensile strenght minimum (U) 77000 psi

4.4.5 Seleksi menggunakan metode AHP

Analytical Hierarchy Process (AHP) merupakan suatu metode dengan pendekatan praktis untuk memecahkan masalah keputusan kompleks yang meliputi berbagai macam alternatif yang nantinya akan memiliki suatu pilihan (*goal*) yang sudah terseleksi dengan baik

Setelah diketahui alternatif yang tersedia selanjutnya adalah menentukan kriteria dan sub kriteria untuk setiap alternative yang ada. Kriteria dan sub kriteria ini selanjutnya digunakan untuk menentukan penilaian/bobot yang kemudian digunakan untuk melakukan proses seleksi.

Pembobotan diberikan selain dengan pertimbangan pribadi juga dengan cara wawancara langsung kepada alumni yang merupakan Praktisi yang bekerja di bidang piping dan EPCI untuk memberikan saran dan masukan yang nantinya digunakan untuk pertimbangan dalam pemilihan alternative yang ada.

Pada pengerjaan skripsi ini pengerjaan AHP menggunakan bantuan software *Expert Choise* . dimana diberikan kriteria dan sub kriteria :

Kriteria A : Material grade

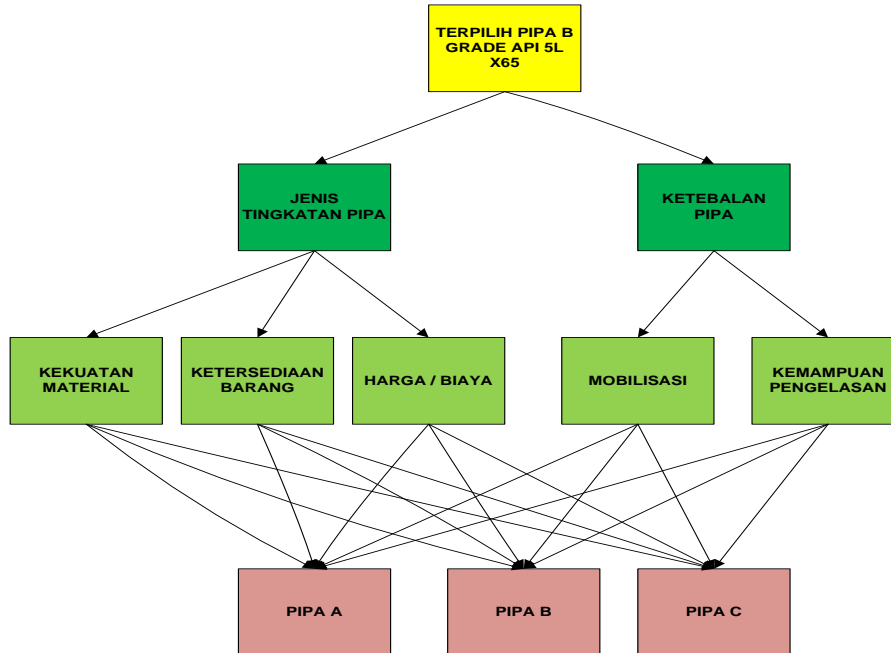
Sub kriteria :

- a. Kekuatan material.
- b. Ketersediaan barang
- c. Harga/biaya

Kriteria B : Wall thickness

Sub kriteria :

- a. Kemampuan pengelasan pipa
- b. Mobilitas



Gambar 4. 7 Hierarchy proses seleksi pemilihan pipa

The screenshot displays the Expert Choice software interface. The main window shows a goal hierarchy for pipe selection. The goal is 'PEMILIHAN PIPA' (Pipe Selection) with a priority of 1.0. It branches into five criteria: MATERIAL GRADE (L: .750), KEKUATAN MATERIAL (L: .196), KETERSEDIAAN (L: .311), BIAYA/HARGA (L: .493), and WALL THICKNESS (L: .250). The WALL THICKNESS criterion further branches into KEMAMPUAN PENGELASAN (L: .333) and MOBILISASI (L: .667).

On the right side, the 'Alternatives: Distributive mode' panel shows a table of alternatives and their priority scores:

Alternative	Priority
PIPA A	.348
PIPA B	.377
PIPA C	.275

Below this table, an 'Information Document' section shows a table of alternatives and their priority scores:

Alternative	Priority
PIPA A	.330
PIPA B	.377
PIPA C	.293

The Windows taskbar at the bottom shows the system tray with the time 10:57 AM and date 7/22/2014.

Gambar 4. 8 Proses seleksi dengan software expert choise

Expert Choice - JKHALID TA AHP

File Edit

Distributive mode Ideal mode

Summary | Details

Show Totals Outline Bj Alternatives

Alts	Level 1	Level 2	Pity
Percent PIPA A			33.0
	Percent MATERIAL GRADE (L: 667)		24.7
		KEKUATAN MATERIAL (L: 311)	.041
	MATERIAL GRADE (L: 667)	KETERSEDIAAN (L: 196)	.044
		HARGA (L: 493)	.162
PIPA A	Percent WALL THICKNESS (L: 333)		8.3
		HARGA (L: 493)	.041
	WALL THICKNESS (L: 333)	KEMAMPUAN PENGELASAN (L: 196)	.016
		MOBILISASI (L: 311)	.026
Percent PIPA B			37.7
	Percent MATERIAL GRADE (L: 667)		21.0
		KEKUATAN MATERIAL (L: 311)	.064
	MATERIAL GRADE (L: 667)	KETERSEDIAAN (L: 196)	.044
		HARGA (L: 493)	.102
PIPA B	Percent WALL THICKNESS (L: 333)		16.7
		HARGA (L: 493)	.082
	WALL THICKNESS (L: 333)	KEMAMPUAN PENGELASAN (L: 196)	.033
		MOBILISASI (L: 311)	.052
Percent PIPA C			29.3
	Percent MATERIAL GRADE (L: 667)		21.0
		KEKUATAN MATERIAL (L: 311)	.102
	MATERIAL GRADE (L: 667)	KETERSEDIAAN (L: 196)	.044
		HARGA (L: 493)	.064
PIPA C	Percent WALL THICKNESS (L: 333)		8.3
		HARGA (L: 493)	.041
	WALL THICKNESS (L: 333)	KEMAMPUAN PENGELASAN (L: 196)	.016
		MOBILISASI (L: 311)	.026

Gambar 4. 9 Rincian bobot/nilai kriteria

Maka dapat ditarik kesimpulan jika pipa yang terpilih adalah pipa B dengan material grade X65 ketebalan 0.469. Setelah menentukan semua rincian properties pelindung pipa yang dipilih

Tabel 4. 23 Properties pipa

Description	Value	Unit	Value	Unit
Pipe Grade	API 5L X-65	-	-	-
	ERW	-	-	-
SMYS	65000	psi	448.16	Mpa
Modulus Young's (E)	77000	psi	5.309E+08	Pa
Poisson Ratio (u)			0.3	
Diameter nominal	24	in	609.600	mm
Outside Diameter (OD)	24	in	609.6	mm
Wall thickness (t)	0.469	in	11.913	mm
Inside Diameter (ID)	23.062	in	585.775	mm
Pipe moment inertia (I)	2400.636	in ⁴	0.00100	m ⁴
Section Modulus of Pipe (Z)	200.053	in ³	3.28E-03	m ³

Tabel 4. 24 Coating thickness

Description	Value	Unit	Value	Unit
Corrosion Coating				
Density (r_{asphalt})	58.0580	lb/ft ³	930.00	kg/m ³
Thickness (t_{asphalt})	0.18504	in	4.70	mm
Concrete coating				
Density (r_{concr})	190	lb/ft ³	3040.00	kg/m ³
Thickness (t_{concr})	5.9	in	150.00	mm

4.5 Stabilitas pipa bawah laut (*on bottom stability*)

Langkah-langkah perhitungan dan analisa stabilitas pipa bawah laut menggunakan standar *Det Norske Veritas (DNV) RP-E305 "On-Bottom stability Design of Submarine Pipelines"*. Analisa yang dilakukan pada kondisi dua kondisi, yaitu kondisi instalasi dan kondisi operasi pada kedalaman rata-rata perairan 70m. dalam perhitungan ini dilakukan dengan variasi ketebalan lapisan beton, sehingga dapat dilihat pengaruhnya terhadap gaya Hidrodinamika dan Stabilitas pipa (baik secara vertikal maupun horizontal). Keadaan tanah di dasar laut di asumsikan rata dan uniform artinya nantinya pipa akan dipasang tepat diatas seabed profile dan diusahakan tidak terkubur (*buried*) atau masukkan didalam parit khusus (*trrenched*).

Sebelum menentukan besarnya gaya Hidrodinamika maka harus diketahui terlebih dahulu besarnya coefisien hidrodinamik desain pipa. Menurut (Mousseli,1981) :

Tabel 4. 25 Koefisien gaya Hidrodinamika

Re	Cd	Cl	Cm
$Re < 5.0 < 10^4$	1.3	1.5	2.0
$5.0 \times 10^4 < Re < 1.0 \times 10^5$	1.2	1	2.0
$1.0 \times 10^5 < Re < 2.5 \times 10^5$	$\frac{1.53-Re}{3 \times 10^5}$	$\frac{1.2-Re}{5 \times 10^5}$	2.0
$2.5 \times 10^5 < Re < 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	$\frac{2.5-Re}{5 \times 10^5}$
$5.0 \times 10^5 < Re$	0.7	0.7	1.5

Cd = koefisien gaya gesek (*drag*)

Cl = koefisien gaya angkat (*lift*)

Cm = koefisien gaya inerti

Pada kondisi instalasi ini menggunakan reynold number :

Cd = 0.7 ; Cl = 0.7; Cm = 1.64

Keadaan pipa dikatakan stabil apabila telah memenuhi kriteria menurut standar code yaitu :

a. Kestabilan Vertikal

$$F_L \leq W_s$$

Berat terpendam pipa harus lebih besar daripada besarnya gaya angkat. Kemudahan harus memenuhi syarat yang kedua yaitu memenuhi safety factor untuk kestabilan Vertikal yaitu :

$$SF_v = \frac{(W_s + W_{buoy})}{W_{buoy}} \geq 1.1$$

b. Kestabilan Lateral

$$F_D \leq \mu \cdot W_s$$

Harus memenuhi safety factor untuk kestabilan Lateral yaitu :

$$SF_L = \frac{(W_s - F_L) \cdot \mu}{F_D + F_I} \geq 1.1$$

4.5.1 Diameter luar total pipa (D_{tot})

Diameter luar total ppa merupakan diameter secara keseluruhan kondisi pipa dengan penambahan corrosion coating dan concrete coating yang melindungi pipa. Untuk menentukan besarnya diameter total pipa menggunakan persamaan :

$$D = D_s + 2 \cdot t_{cc} + 2 \cdot t_c$$

$$= 24 + 2 \times 0.25 + 2 \times 0.0047 = 1.13 \text{ m} = 44.49 \text{ mm}$$

Dimana :

D = diameter total pipa

D_s = diameter luar pipa

t_{cc} = tebal corrosion coating

t_c = tebal concrete coating

4.5.2 Analisa kestabilan pipa pada kondisi instalasi

Pipa dalam kondisi instalasi berarti pipa masih belum terisi muatan fluida yang akan dialirkan. Sehingga berat jenis pipa adalah sama dengan nol. Ketebalan pipa juga masih sama dengan ketebalan awal pada saat mendesain karena memang belum terjadi korosi. Data-data lingkungan yang digunakan merupakan data lingkungan dengan periode ulang satu tahunan.

Nilai berat terendam pipa dimana tidak terdapat muatan :

$$\begin{aligned} W_s &= W_{st} + W_{corr} + W_c + W_{cont} - B \\ &= 283.81 + 77.54 + 598.17 + 0 - 890.71 \\ &= 1315.43 \text{ N/m} \end{aligned}$$

Pada perhitungan ini diberikan tebal concrete coating sebesar 10 in

Setelah dilakukan perhitungan dengan DNV RP-E305 maka diperoleh nilai:

- Berat pipa terendam minimal (W_s)
- Gaya geser (F_D)
- Gaya angkat (F_L)
- Gaya inerti (F_I)

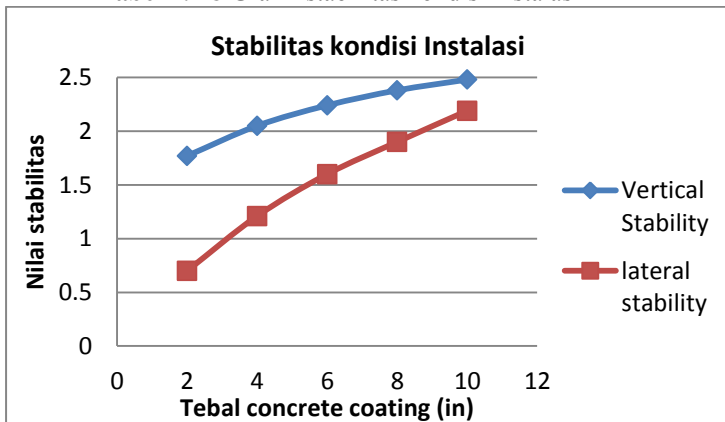
Besarnya nilai-nilai yang didapat kemudian akan ditampilkan didalam sebuah grafik, dimana nanti terlihat hubungan antara besarnya nilai stabilitas dengan concrete coating yang digunakan. Untuk besarnya gaya-gaya hidrodinamis secara lengkap ditampilkan didalam Lampiran 2 baik kondisi instalasi maupun kondisi operasi.

Tabel 4. 26 Gaya Hidrodinamik pada kondisi instalasi

sudut fase	FL (N/m)	FD (N/m)	FI (N/m)	Ws (N/m)
50	180.11	102.839	155.800	697.389

Tabel 4. 27 Hasil analisa pada kondisi instalasi

kondisi Instalasi Pipa			
No	Concrete coating(In)	Vertical Stability	lateral stability
1	2	1.77	0.7
2	4	2.05	1.21
3	6	2.24	1.6
4	8	2.38	1.9
5	10	2.48	2.19

Tabel 4. 28 Grafik stabilitas kondisi instalasi

Besarnya nilai yang dicantumkan pada tabel diatas adalah nilai stabilitas pipa dibandingkan dengan ketebalan concrete coating yang digunakan untuk melapisi. Semakin tebal concrete coating maka pipa akan semakin stabil secara vertical maupun horizontal. Dan untk memenuhi nilai stabil sesuai persyaratan dan safety factor diatas 1.1 maka pipa menggunakan ketebalan concrete coating 10 in.

4.4.3 Analisa kestabilan pipa pada kondisi operasi

Perhitungan stabilitas pipa di bawah laut pada kondisi operasi hampir sama dengan perhitungan pada kondisi instalasi, namun yang membedakan terdapat pada jenis fluida pengisi pipa yaitu gas dan gaya lingkungan yang terjadi. Pada saat pipa sudah terisi gas maka berat jenis pipa adalah berat jenis gas pengisi. Untuk tebal pipa dan lapisan pelindung masih berukuran sama dengan tebal yang di desain karena belum terkena dampak korosi. Data-data lingkungan yang digunakan merupakan data lingkungan dengan periode ulang seratus tahunan.

Nilai berat terendam pipa dimana tidak terdapat muatan :

$$\begin{aligned} W_s &= W_{st} + W_{corr} + W_c + W_{cont} - B \\ &= 283.81 + 77.54 + 1844.78 + 233.79 - 890.71 \\ &= 1549.23 \text{ N/m} \end{aligned}$$

Pada perhitungan ini diberikan tebal concrete coating sebesar 10 in.

Setelah dilakukan perhitungan dengan DNV RP-E305 maka diperoleh nilai:

- e. Berat pipa terendam minimal (W_s)
- f. Gaya geser (F_D)
- g. Gaya angkat (F_L)
- h. Gaya inerti (F_I)

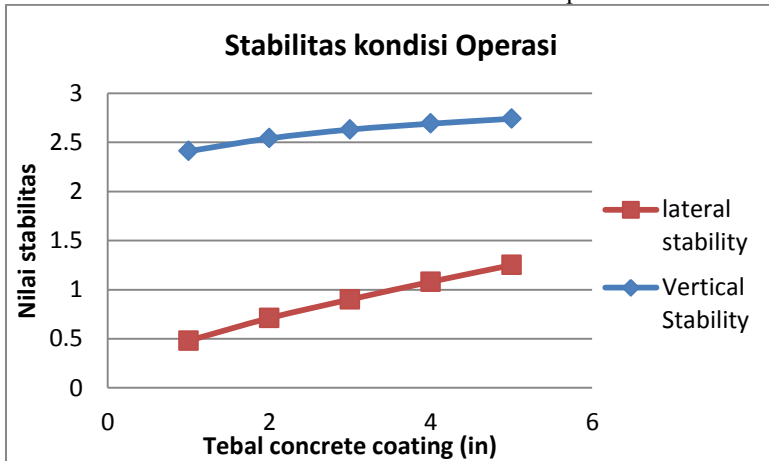
Besarnya nilai-nilai yang didapat kemudian akan ditampilkan didalam sebuah grafik, dimana nanti terlihat hubungan antara besarnya nilai stabilitas dengan concrete coating yang digunakan. Untuk besarnya gaya-gaya hidrodinamis secara lengkap ditampilkan didalam Lampiran 2 baik kondisi instalasi maupun kondisi operasi.

Tabel 4. 29 Hasil analisa pada kondisi instalasi

sudut fase	FL (N/m)	FD (N/m)	FI (N/m)	Ws (N/m)
25	485.26	334.541	92.546	1339.430

Tabel 4. 30 Hasil analisa pada kondisi operasi

kondisi Operasi Pipa			
No	Concrete coating(In)	Vertical Stability	lateral stability
1	2	2.41	0.48
2	4	2.54	0.71
3	6	2.63	0.9
4	8	2.69	1.08
5	10	2.74	1.25

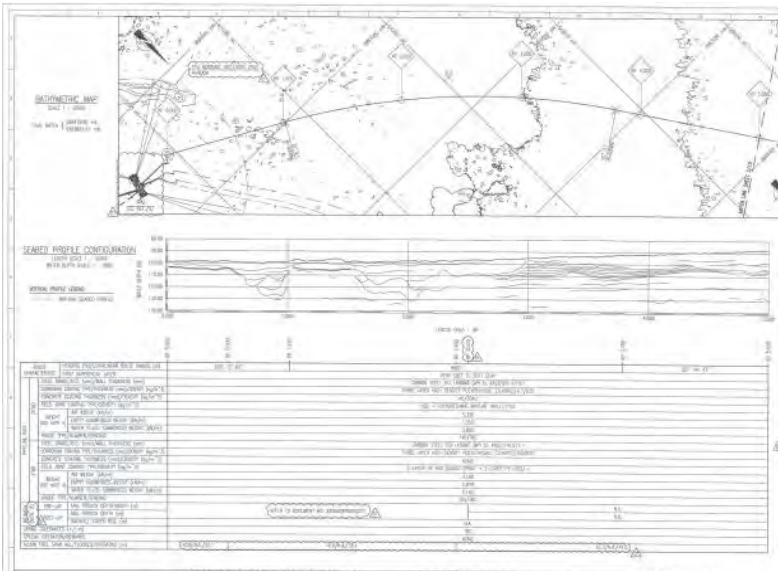
Tabel 4. 31 Grafik stabilitas kondisi operasi

Besarnya nilai yang dicantumkan pada tabel diatas adalah nilai stabilitas pipa dibandingkan dengan ketebalan concrete coating yang digunakan untuk melapisi. Semakin tebal concrete coating maka pipa akan semakin stabil secara vertical maupun horizontal. Dan untk memenuhi nilai stabil sesuai persyaratan dan safety

factor diatas 1.1 maka pipa menggunakan ketebalan concrete coating 10 in.

4.6 Perhitungan *Allowable free span*

Dalam melakukan perhitungan bentang bebas *free span* terlebih dahulu diperlukan tabulasi data *free span* yang terjadi pada jalur pipa. Dikarenakan tidak diketahui tabulasi data dari *free span* maka dilakukan asumsi pengukuran yang memanfaatkan alignment sheet jalur pipa. Digambar dengan memperhatikan panjang ukuran per pipa yaitu 12 m dan juga mempertimbangkan keadaan *seabed profile* jalur pipa. Setelah melakukan tabulasi data *free span* pada jalur pipa maka dilanjutkan dengan screening pada *free span* apakah L/D kurang dari 30. Ini merupakan parameter awal dari perhitungan kelelahan pada pipa sesuai dengan standar DNV RP F-105. Hasil dari screening menunjukkan ada beberapa *free span* yang tidak lolos seleksi sehingga perlu dilakukan analisa kelelahan pada pipa. Terdapat 89 *free span* yang terjadi di depan jalur pipa, dan terdapat. Tabulasi lolos tidaknya *free span* berdasarkan screening geometri ini selengkapnya dapat dilihat dalam lampiran 3.

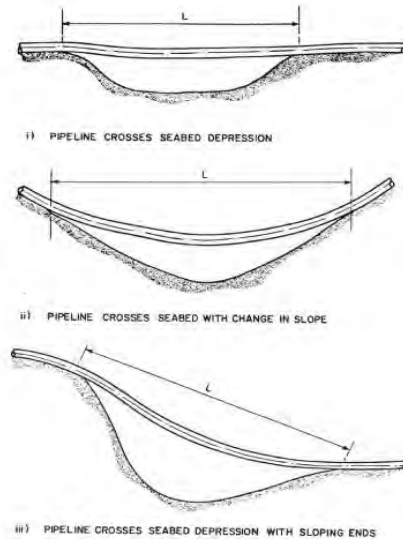


Gambar 4. 10 Aligment sheet jalur pipa

4.7 Perhitungan panjang maksimum pada kondisi static

4.7.1 Akibat adanya *maximum bending moment*

Besarnya nilai *maximum bending moment* harus tidak boleh melebihi dari nilai panjang free span dari tabulasi data.



Gambar 4. 11 Jenis-jenis free span

Didalam menghitung maximum bending moment ada 4 urutan yang harus diperhitungkan terlebih dahulu yaitu sesuai dengan persamaan 2.24 - 2.26 : contoh yang berikan adalah perhitungan untuk pipa KP 0-1 pada span 51.8-54.8

a. *Maximum axial force*

Besarnya gaya maksimum yang bekerja langsung pada pipa secara axial artinya berdasarkan pada sumbu utama pipa yang menekan ke segala arah. Besarnya dikalikan oleh factor design yaitu 0.8

$$S_{max} = \eta \cdot SMYS \cdot (OD - t)t$$

$$= 2552719.86 \text{ N}$$

Besarnya axial force untuk semua segmen pipa adalah sama.

b. *True wall force*

Gaya yang diterima oleh dinding pipa. Didalam menentukan true wall force harus dihitung terlebih dahulu tekanan internal pipa (P_i) dan tekanan eksternal pipa (P_e)/ tekanan internal pipa sangat bergantung kepada 2 hal yaitu tekanan design (p_d) dan tekanan fluida yang mengalir pada pipa (P_{fluida}). Untuk tekanan eksternal nilainya akan berbeda-beda untuk setiap segmen pipa dikarenakan nilainya tergantung pada kedalaman meletaknya pipa.

Outside diameter :

$$\begin{aligned} D_{tot} &= OD_{pipe} + 2 \cdot t_{asphalt} + 2 \cdot t_{concrete} \\ &= 609.6 + 2 \cdot 4.7 + 2 \cdot 150 \text{ mm} \\ &= 919 \text{ mm} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} N &= \pi/4(\rho_i \cdot (OD - 2t)^2 - p_e OD^2) + S_{max} \\ &= 6173422.38 \text{ N} \end{aligned}$$

Besarnya true wall force untuk segmen pipa berbeda karena perbedaan eksternal pressure dari setiap segmen pipa. Untuk perhitungan lengkap berada di lampiran 3.

c. *Maximum bending moment*

Menentukan bending moment yang diijinkan itu sendiri. Sebelumnya harus menghitung longitudinal stress dan section modulus of pipe. Semua hitungan akan dilihat dalam lampiran 3.

d. Panjang maximum *free span* yang diijinkan

Saat menghitung panjang *free span* harus menghitung terlebih dahulu berat tercelup pipa didalam air. Jika di darat berat pipa hanya bergantung pada berat baja pipa dan cairan yang mengalir di dalamnya. Jika di dalam laut maka akan dipengaruhi oleh gaya angkat yang diberikan oleh air laut.

$$L_{static} = \sqrt{\frac{12M}{W_s}}$$

$$= 34.21 \text{ m}$$

Panjang dari *allowable free span* ini nilai nya berbeda untuk setiap segmen pipa. Setelah diketahui hasil dari panjang span tersebut, maka dianalisa apakah panjang tersebut melebihi batas aman atau tidak. Jika panjangnya masi dibawah panjang *free span* yang terjadi maka boleh dikategorikan sebagai aman. Jika panjangnya tidak aman perlu dilakukan mitigasi.

4.7.2 Akibat adanya penurunan permukaan dasar laut (*Low Depression*)

Analisa pada kondisi ini adalah dikarenakan penurunan permukaan dasar laut. Kegagalan terjadi karena berat pipa itu sendiri dan cairan yang melewati pipa.

Untuk menentukan panjang maksimum bergantung terhadap 3 fungsi yang mengenai span tersebut yaitu

a. *characteristic length (lc)*

merupakan suatu dimensi panjang yang digunakan sebagai inputan suatu persamaan untuk mengetahui atau memprediksi suatu karakteristik yang dilakukan pada semua elemen pipa.

$$L_c = \sqrt[3]{\frac{EI}{W_{sub}}}$$

$$= 25.22 \text{ m}$$

b. *characteristic stress*

characteristic bergantung pada tiga hal yaitu moment inertia, panjang karakteristis dan radius pipa terluar.

Moment inertia :

$$I = \frac{\pi}{64} (OD^4 - ID^4)$$

$$= 0.001 \text{ m}^4$$

Radius pipa terluar :

$$C = \frac{Dt_{tot}}{2} = 1.21/2 = 0.605 \text{ m}$$

$$\sigma_c = \frac{EC}{L_c}$$

$$= 4.62\text{E}+09 \text{ Pa}$$

c. *dimensionless bending stress*

Besarnya nilai ini sangat berpengaruh terhadap nilai dari panjang span akibat dari low depression

$$\frac{\sigma_m}{\sigma_c} = \frac{3.59 \times 10^8}{4.62 \times 10^9} = 6.45$$

d. Panjang free span maksimum karena low depression

$$\frac{L}{L_{c\beta}} = 0.112 + 10.98 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c} \right) - 16.71 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c} \right)^2$$

$$+ 10.11 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c} \right)^3$$

$$\frac{L}{L_c} = 0.87$$

$$L_{max} = \frac{L}{L_c} \times L_c$$

$$= 2090.6 \times 0.87$$

$$= 21.90 \text{ m}$$

Nilai maximum *free span* tersebut dinyatakan aman jika panjangnya tidak melebihi dari panjang *free span* yang terjadi di tabulasi data. Semua perhitungan *freespan* akan dapat terlihat apakah aman atau tidak pada lampiran *summary freespan calculation*.

4.7.3 Akibat adanya bagian pipa yang terangkat (*elevated obstruction*)

Kondisi permukaan dasar laut yang tidak merata pipa bawah laut mengalami stress pada kasus ini terjadi karena kenaikan dasar laut yang mengakibatkan pipa terangkat naik atau hanya bertumpu pada titik tertentu. Beberapa hal yang mempengaruhi adalah :

a. Dimentionless Elevation

Berdasarkan (consulting service, 1997) untuk kondisi maksimum dimentionless bending moment $\left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right)$ dengan syarat $0 \leq \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right) \leq 0.405$, maka menggunakan persamaan :

$$\frac{100\sigma}{Lc} = 0.02323 + 1.251 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right) + 52.18 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right)^2 - 16.02 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right)^3$$

$$\frac{100\sigma}{Lc} = 0.427$$

b. Panjang maksimum span karena *elevated obstruction*

$$\text{For } 1 \leq (100d/Lc) \leq 7$$

$$\frac{L}{L_{c\beta=0}} = 1.409 + 0.4239 \left(\frac{1000\delta}{Lc}\right) - 3.437 \times 10^{-2} \left(\frac{100\delta}{Lc}\right)^2 + 1.042 \times 10^{-3} \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right)^3$$

$$\frac{L}{L_{c\beta=0}} = 1.58$$

$$\begin{aligned} L &= L_{cb} \times 1.58 \\ &= 39.95 \end{aligned}$$

4.8 Perhitungan panjang maksimum berdasarkan kondisi dinamis

Panjang span dinamis dipengaruhi oleh aliran fluida yang melewati *free span*. Aliran ini akan menyebabkan pipa bergetar sehingga timbul getaran yang cukup besar, getaran tersebut menimbulkan frekuensi yang besar. Aliran yang bergejolak inilah yang menjadi permulaan *vortex induced vibrations (VIV)*. *VIV* adalah fenomena bergetarnya atau berisolasinya pipa dengan frekuensi tertentu akibat terjadinya aliran fluida yang mengalir disekitar pipa, dimana aliran tersebut partikelnya berotasi terhadap titik pusatnya. *VIV* ini dapat menyebabkan kelelahan dan kegagalan pipa. Frekuensi *VIV* harus lebih kecil daripada frekuensi natural yang terjadi pada pipa, semakin jauh selisihnya maka keadaan pipa akan semakin aman ($f_{VIV} < f_n$).

$$F_s = S_t \frac{U}{D}$$

Didalam *free span* dinamis ini yang dihitung dibagi menjadi dua yaitu, panjang *free span* arus yang sejajar dengan pipa (*in line*) dan arus yang berjalan tegak lurus pada pipa (*cross flow*).

Terdapat beberapa parameter yang digunakan untuk menghitung freespan dinamis ini diantaranya :

- a. panjang freespan
- b. seabed gab, jarak pipa dengan tanah
- c. Added massa

Merupakan massa yang ditambahkan karena adanya cairan berupa air laut yang mengalir melewati di bawah pipa.

$$M_a = c_a(\rho_{sw} \times \frac{\pi}{4} D_{tot}^2)$$

$$\begin{aligned} M_a &= 1.00 (1025 \times 3.14/4 \times 1.127^2) \\ &= 1022.50 \text{ kg/m} \end{aligned}$$

- d. Effective massa pipeline per unit

$$\begin{aligned} M_e &= M + m_a \\ &= 1312.67 + 1022.50 \\ &= 2335.17 \end{aligned}$$

- e. Frekuensi Natural pada pipa
Merupakan frekuensi natural pada pipa itu sendiri tanpa dipengaruhi oleh keadaan sekitar. Setiap komponen atau alat pada dasarnya akan mempunyai sebuah frekuensi yang melekat padanya, sehingga dalam kasus ini frekuensi VIV yang menyebabkan free span dinamis tidak boleh sama atau bahkan melebihi frekuensi natural. Hal ini ditujukan agar pipa tidak mengalami kerusakan.

$$f_n = \frac{a}{2\pi L^2} \sqrt{\frac{EI}{me}}$$

$$= 0.38$$

- f. Panjang maksimum yang diijinkan pada kondisi Cross flow

$$L_c = \sqrt{\frac{aUrDt_{tot}}{2\pi Ur}} \sqrt{\frac{EI}{me}}$$

$$L_c = 55.47$$

Artinya adalah panjang *free span* yang diperbolehkan pada arus yang berjalan tegak lurus dengan aliran fluida pipa maksimum yaitu 55.7 m. jika nilai ini ternyata saat dicek lebih besar dari panjang free span , maka keadaan pipa dalam kondisi tidak baik.

- g. Panjang maksimum yang diijinkan pada kondisi In Line

$$L_c = \sqrt{\frac{a}{f_n \times 2\pi}} \sqrt{\frac{EI}{me}}$$

$$L_c = 23.37$$

Artinya adalah panjang *free span* yang diperbolehkan pada arus yang berjalan searah dengan aliran fluida pipa maksimum yaitu 23.37 m. jika nilai ini ternyata saat dicek

lebih besar dari panjang *free span*, maka keadaan pipa dalam kondisi tidak baik.

Untuk hasil perhitungan *free span* yang lengkap terdapat pada lampiran 3.

4.9 Mitigasi untuk memperpendek panjang free span

Setelah dilakukan perhitungan panjang allowable span secara statis dan dinamis, maka diperoleh panjang span yang melewati batas kritis. Baik hanya melewati batas kritis secara statis dinamis maupaun keduanya.

- a. Untuk panjang span yang melewati batas statis saja maka dikategorikan *Medium Safety*.
- b. Untuk panjang span yang melewati batas statis dan dinamis maka dikategorikan *Low Safety*
- c. Untuk panjang span yang Tidak melewati batas statis dan dinamis maka dikategorikan *High Safety*

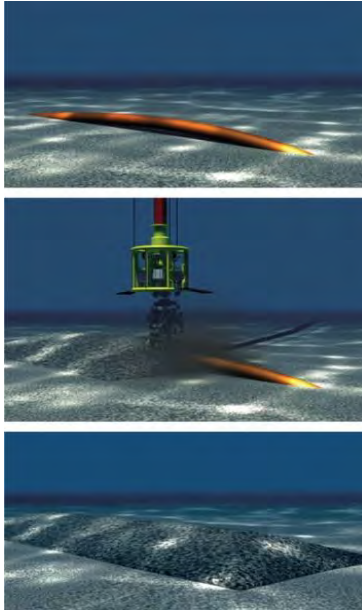
Melakukan mitigasi atau penanggulangan terhadap pipa yang mempunyai panjang span dengan kategori *Low Safety* lebih diprioritaskan, baru kemudian *Medium*. Ada beberapa mitigasi yang bisa dilakukan untuk memperpendek panjang span:

1. Rock dumping :

Yaitu dengan menguruk/memendam pipeline dengan batu atau pasir yang dilakukan dengan mesin/kapal.

Kelebihan dan kekurangan dari rock dumping adalah :

Biaya mahal, solusi permanen, sumber dan ketesediaan tidak menjamin untuk mudah didapatkan, mudah didalam pelaksanaanya, risiko paling kecil.



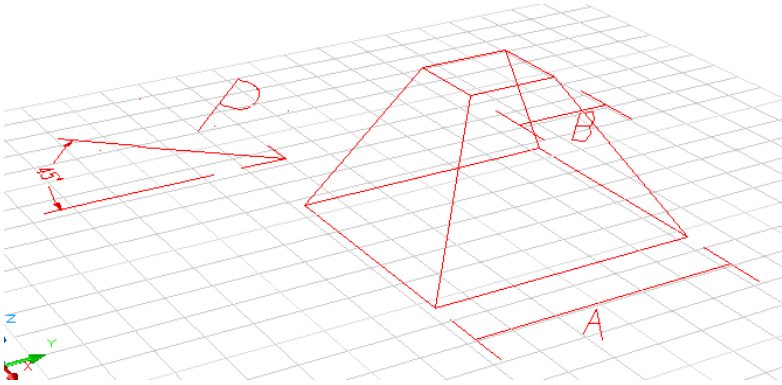
Gambar 4. 11 Rock dumping

2. Grout bag

Yaitu metode dengan memberikan support yang berfungsi untuk menahan pipa dari bawah. Dengan memberikan tumpuan pipa yang baru otomatis panjang span yang terjadi akan menjadi lebih pendek. Bahaya secara statis dan dinamis pun akan lebih kecil.

Kelebihan dan kekurangan dari grout bag adalah :

Biaya relative lebih murah dibandingkan dengan rock dumping, kurang stabil pada seabed yg soft karena membutuhkan pijakan yang kuat, scouring mudah terjadi lagi, membutuhkan inspeksi dan di check/survey secara periodik.



Gambar 4. 12 gaya yang bekerja pada grout bag

Perhitungan kestabilan dalam pemasangan grout bag :

F = Tekanan karena arus laut

$$F = P \times A$$

$$F = \left(\frac{1}{2}\rho V^2\right) \cdot Area$$

$$F = \left(\frac{1}{2}\rho V^2\right) \cdot \frac{H}{2}(A\sqrt{2} + B\sqrt{2})$$

dimana H = tinggi groutbags

Gaya gesek dari groutbag dihitung menggunakan rumus :

$$R = Volume \cdot density \cdot \mu \cdot 9,807$$

Dimana,

gaya gesek tanah 0.7 untuk tanah soft clay

percepatan gravitasi 0.98 m/s^2

densitas concrete 3040 kg/m^3

Untuk meyakinkan dalam pemasangan Grout Bag maka gaya gesek tanah harus mempunyai nilai yang lebih besar daripada gaya yang diakibatkan karena arus laut. Sehingga kecepatan arus laut yang diperbolehkan dihitung dengan :

$$V = \frac{\text{Volume.density} \cdot \mu \cdot 9,807}{\sqrt{\left(\frac{1}{2}\rho V^2\right) \cdot \frac{H}{2}(A\sqrt{2} + B\sqrt{2})}}$$

Berikut ini diberikan contoh perhitungan grout bag pada span ke 40

$$\begin{aligned} F &= \left(\frac{1}{2}\rho V^2\right) \cdot \text{Area} \\ F &= \left(\frac{1}{2}\rho V^2\right) \cdot \frac{H}{2}(A\sqrt{2} + B\sqrt{2}) \\ &= \left(\frac{1}{2}1025 \times 0.96^2 \times \frac{3}{2}(1.73\sqrt{2} + 2.67\sqrt{2})\right) \\ &= 3738.89 \text{ N} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R &= 34.3 \times 3040 \times 0.7 \times 9.807 \\ &= 951282.9 \text{ N} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V &= \frac{\sqrt{3738.89}}{951282.9} \\ &= 15.95 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Syarat pertama adalah besarnya $R > F$

Agar grout bag mampu menahan besarnya gaya yang diakibatkan oleh arus laut.

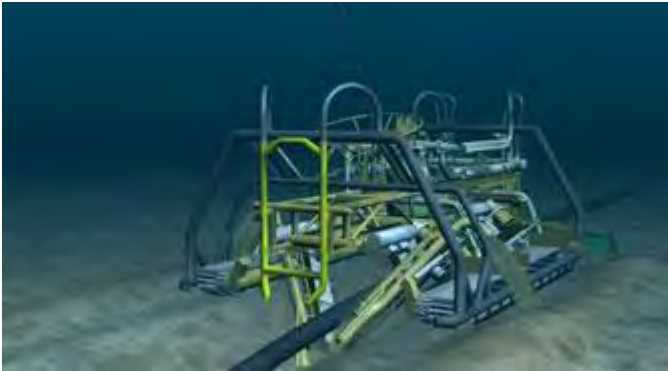
Syarat yang kedua adalah besarnya kecepatan arus yang diperbolehkan dari hasil hitungan harus lebih besar daripada kecepatan arus dari data lingkungan $V_r > V_l$

Jika sudah memenuhi syarat berikut Grout Bag sudah memenuhi kriteria aman untuk dipasang sebagai support pipeline untuk memperpendek panjang *free span*

3. *Trenching*

Merupakan suatu langkah mitigasi dengan menggali/mengeruk parit yang nantinya digunakan untuk memendam pipa sehingga keadaan pipa lebih stabil.

Kelebihan dan kekurangan dari trenching adalah :
medium cost, eksekusinya relatif lama, butuh data yg detail, tidak terjadi pembebanan pada pipeline, lower below scour zone.



Gambar 4. 13 Trenching pipeline

4. *Helical Strake*

Strakes heliks adalah pilihan populer untuk menekan vortex-induced getaran (VIV) dari tubulars bawah laut. Menonjolkan sirip yang akan mengganggu korelasi vortex shedding sepanjang span tubular, yang mengakibatkan lebih rendah dan acak-bertahap angkat dan tarik pasukan. Variabel seperti tinggi sirip, pitch strake, dll, semua dioptimalkan sebelum produksi. Metode ini memang digunakan untuk menanggulangi free span dinamis yang dikarenakan oleh vortek VIV dan sudah mulai banyak digunakan.



Gambar 4. 14 Helical Strike pada pipeline

4.10 Simulasi statis menggunakan software Inventor

Dalam pemodelan ini, dilakukan pemodelan hanya pada pipa yang mengalami free span dengan kondisi:

- a. Tidak lolos screening L/D
- b. Tidak lolos semua analisa statis analisa dinamis pipa, dalam kondisi *in-line* maupun *cross flow*
- c. Memiliki gas free span terbesar
- d. Memiliki jarak gap terbesar

Inventor merupakan program yang dirancang khusus untuk keperluan bidang teknik seperti desain produk, desain mesin, desain model, desain konstruksi, atau keperluan teknik lainnya. Di dalam software ini benda divisualisasikan dalam bentuk 3D dan dapat di analisa dengan menambahkan inputan-inputan yang telah ditentukan sebelumnya dari hasil perhitungan.

Ada 3 hal pokok di dalam Inventor :

a. Sketch

Merupakan langkah awal dalam desain benda yang akan analisa. Pertama membuat desain pipa dalam 2D, membuat pipa dengan 3 buah. Karena yang akan disimulasikan pipa dengan 3 ketebalan. Steel pipe, coating thickness, concrete coating. Semua pipa tersebut disesuaikan dengan material properties yang telah

diketahui sebelumnya. Tidak lupa untuk extrude semua pipa yang telah dibuat dengan ketebalan 35 m. sesuai dengan panjang span yang terpanjang.

b. Assembly

Pada tahapan ini yang dilakukan adalah menggabungkan 3 buah pipa yang telah dibuat menjadi 1 kesatuan pipa. Dengan cara masuk ke dalam assembly. Tahap selanjutnya adalah *meshing*, pipa yang akan di simulasi di *meshing* terlebih dahulu dengan nilai 0.1 yang secara langsung bisa dilakukan oleh Inventor. Pada tahap ini juga dilakukan simulasi stress analisis yang merupakan tujuan utama dari simulasi.

Inputan dari simulasi berupa Resultan gaya yang bekerja pada pipa :

a. Gaya Berat ($W_s - B$) $\times L_{\text{model}}$ = N

b. Hasil dari resultan gaya tersebut di convert menjadi satuan gaya yaitu

$$\frac{A}{L \times D} = \text{Pa} = \text{Mpa}$$

Dengan memasukan inputan tersebut akan didapatkan hasil simulasi berupa stress analisis dengan hasil output adalah Von Misses Stress dan Displacement kelengkungan dari pipa.

c. Drawing

Tahap ini digunakan untuk menampilkan hasil dari simulasi dalam bentuk laporan gambar. Namun dalam tugas akhir ini tidak digunakan karena laporan nantinya yang digunakan berbentuk dokumen biasa dan gambar hasil simulasi.

Table 4. 32 Data inputan simulasi

Name	Concrete	
General	Mass Density	2,40731 g/cm ³
	Yield Strength	2,4132 MPa
	Ultimate Tensile Strength	2,4132 MPa
Stress	Young's Modulus	23,25 GPa
	Poisson's Ratio	0,167 ul
	Shear Modulus	9,96144 GPa
Part Name(s)	Box Coating 2 (concrete) Box	

Name	Steel, Carbon	
General	Mass Density	7,87 g/cm ³
	Yield Strength	350 MPa
	Ultimate Tensile Strength	420 MPa
Stress	Young's Modulus	200 GPa
	Poisson's Ratio	0,29 ul
	Shear Modulus	77,5194 GPa
Part Name(s)	Piponya	

Name	Polyethylene, High Density	
General	Mass Density	0,952 g/cm ³
	Yield Strength	20,67 MPa
	Ultimate Tensile Strength	13,78 MPa
Stress	Young's Modulus	0,911 GPa
	Poisson's Ratio	0,392 ul
	Shear Modulus	0,327227 GPa
Part Name(s)	Coating 1	

Pembahasan hasil simulasi

Table 4. 33 Hasil output dari simulasi

Name	Minimum	Maximum
Volume	2.69876E+010 mm ³	
Mass	69189,8 kg	
Von Mises Stress	0,00562077 MPa	237,297 MPa
1st Principal Stress	-16,2983 MPa	250,747 MPa
3rd Principal Stress	-83,6681 MPa	38,317 MPa
Displacement	0 mm	53,552 mm

Perhitungan Von Mises Stess dengan manual

Diperlukan besarnya *Hoop Stress dan Axial Stress* untuk dapat menghitung Von Mises. Dengan rumus :

$$\sigma V = \sqrt{(\sigma h^2 + \sigma L^2 - \sigma h \cdot \sigma L)}$$

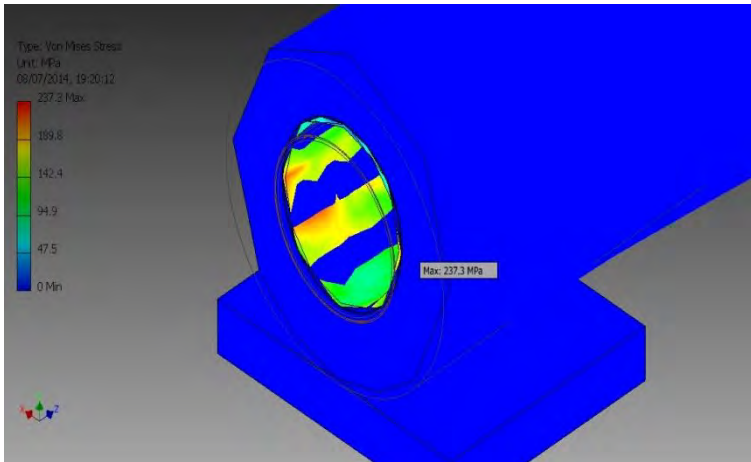
$$\begin{aligned} \sigma V &= \sqrt{310.84^2 + 240.4^2 - 310.84 \times 240.4} \\ &= 282.29 \text{ Mpa} \end{aligned}$$

Hasil hitungan = 282.29 Mpa

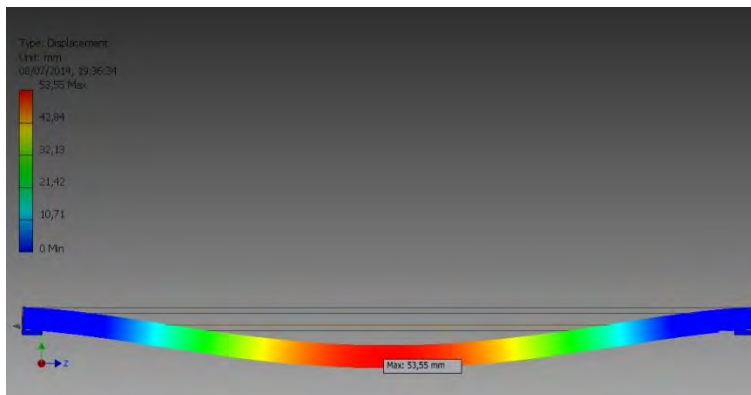
Hasil simulasi = 237.29 Mpa

Dengan simulasi menggunakan software Autodesk Inventor dapat dilihat hasil dari *Von Mises Stress* dan dibandingkan secara hitungan manual dengan software. Dan setelah dicek besarnya stress tersebut tidak melebihi dari kekuatan *Yield Trength* material dari pipa grade X65 448 Mpa, maka pipa dinyatakan aman pada saat beroperasi.

Hasil kedua dari simulasi adalah besarnya *displacement* pipa jika terkena tekanan pada saat beroperasi. Tekanan yang bekerja adalah resultan tekanan yang telah dikurangi dengan bouyenci pipa, maka didapatkan hasil displacement 53.553 mm. karena pipa dilapisi dengan concrete coating yang tebal maka kemampuan pipa untuk melentur sangat kecil, sehingga pipa bisa dinyatakan aman.



Gambar 4. 12 Hasil simulasi besarnya Von Mises Stress



Gambar 4. 13 Hasil simulasi besarnya Displacement pipa

4.11 Simulasi dinamis Free span dengan CFD

CFD adalah software yang memungkinkan untuk memprediksi fenomena aliran fluida yang jauh lebih kompleks dan akurat. Langkah-langkah umum dalam mengerjakan CFD yaitu :

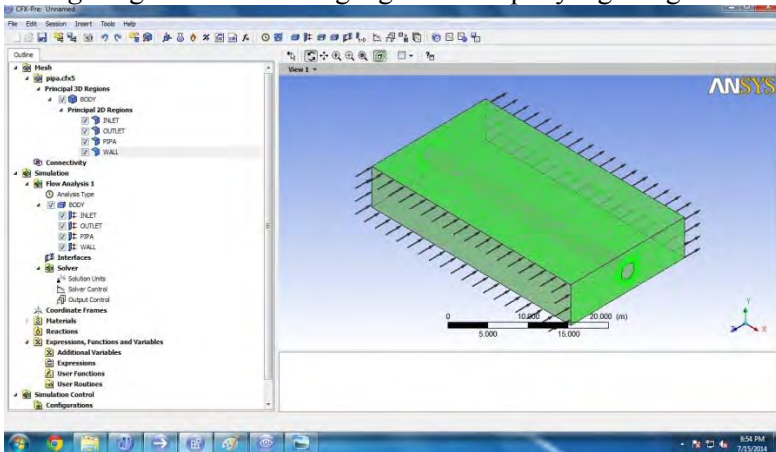
- a. menggambarkan model permasalahan terkait struktur dan fluida yang diinginkan melalui CFD.
- b. Kemudian, dilakukan *meshing* pada model yang dibuat dengan ukuran sekecil mungkin.
- c. Hasilnya dikonvert ke *CFX- Pre Processor*.
- d. Setelah itu, memberikan kondisi batas dan properties dalam model.
- e. Terakhir, dilakukan running dalam *CFX- Solver manager* dengan literasi yang sesuai dan membaca hasilnya dalam *CFX-Post Processor*.

Pipa yang dimodelnya adalah pipa yang mempunyai free span terpanjang yaitu 35 m. Setelah itu, untuk mengalirkan fluida arus yang membentuk struktur pipa. Ini bisa dimodelkan berbagai bentuk dengan syarat domain arus geometrinya lebih besar dari struktur pipa. Model domain arus laut dibuat geometri berbentuk balok serta didalamnya terdapat model bentangan bebas berbentuk geometri pipa sepanjang aslinya. Setelah itu, dilakukan surface area pada bagian model yang ingin diberikan boundary condition.

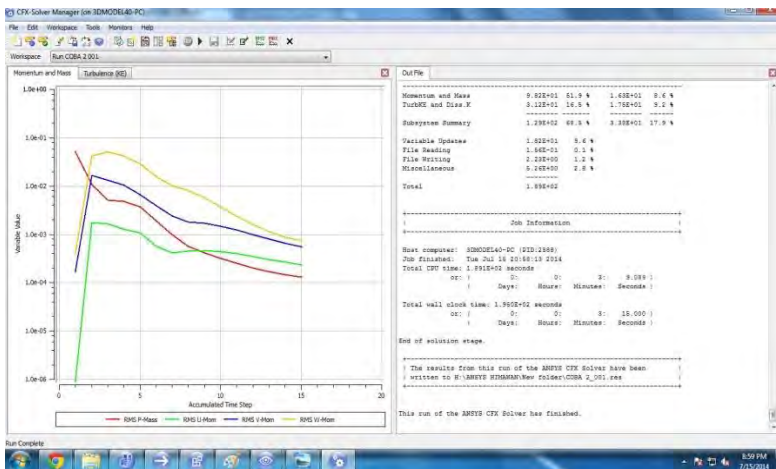
Langkah kedua yaitu data pemodelan meshing dilakukan ekspor data file keCFX-Pre. Setelah itu, membuka software CFX-Pre dan import meshing yang sudah di running CFD. Proses ini melakukan pemberian batas-batas analisa yang dilakukan dalam model. Pemberian kondisi batas seperti inlet geometri balok diberi nilai kecepatan arus sebesar 0,68 m/s (sesuai perhitungan periode 100 tahunan) dan output diberi luaran pressure 0 Mpa,

Kemudian, part pipa dan sisi domain arus yang lain diberi boundary condition berupa wall. Setelah itu, di dalam inlet pipa diberi pressure sebesar 6 atm sesuai dengan kondisi dasar laut pipa berada dan outlet diberi pressure 0 Mpa. Semua part

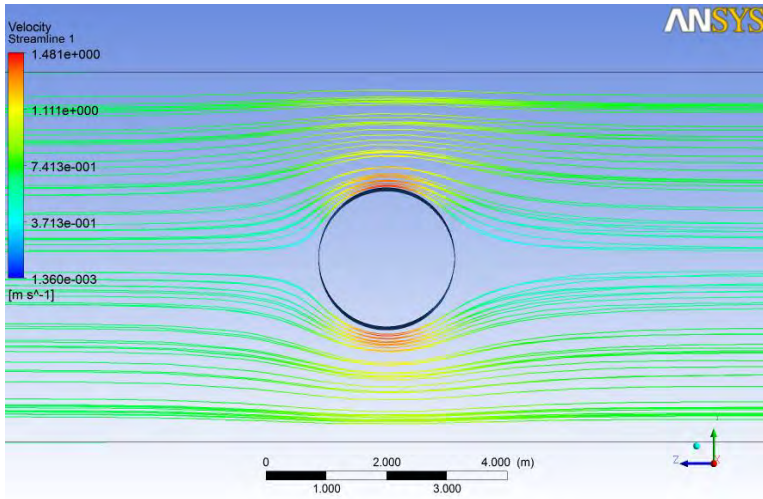
sudah diberi boundary condition, file di pindahkan ke *Solver manager* agar bisa di running lagi sesuai input yang diinginkan.



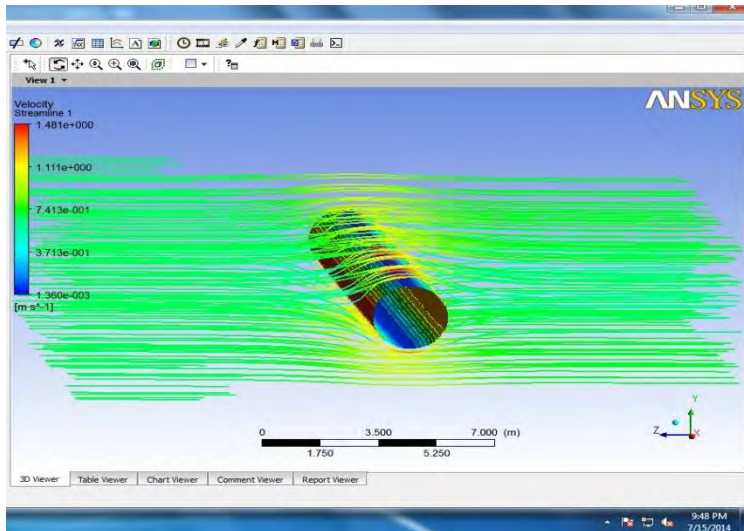
Gambar 4. 14 Penambahan boundary layer



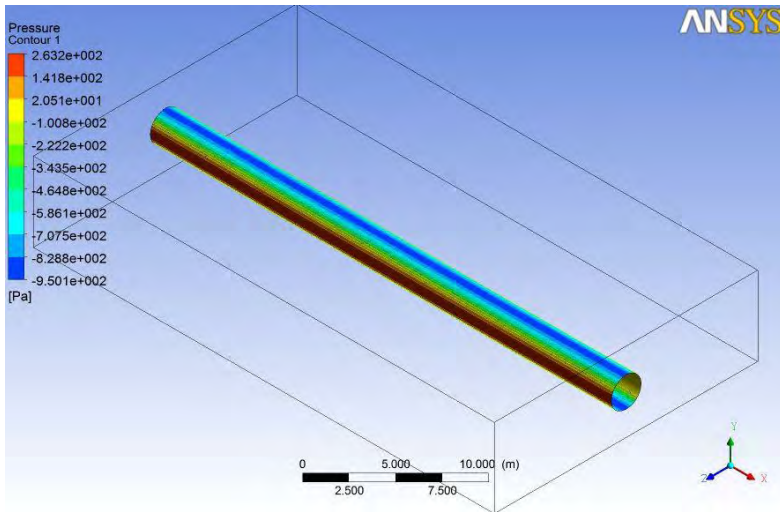
Gambar 4. 15 Solver manager setelah inputan selesai



Gambar 4.16 Hasil dari kecepatan streamline arus fluida yang melewati pipa



Gambar 4. 17 Pola arus saat berinteraksi dengan struktur pipa



Gambar 4. 18 Tekanan yang dihasilkan oleh arus laut yang berinteraksi

Arus laut dinyatakan mengalir tegak lurus menabrak permukaan pipa. Permukaan pipa yang langsung terkena arus mempunyai tekanan maksimal 263.2 Pa. Arus yang mengalir di atas permukaan pipa mengalami aliran streamline, sedangkan bagian belakang pipa yang tidak terkena tabrakan arus mengalami sedikit vortek. Dan vortek ini lah yang akan menyebabkan terjadinya VIV.

“ halaman ini sengaja dikosongkan ”

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil analisis yang dilakukan dapat ditarik beberapa kesimpulan, diantaranya :

1. Setelah dilakukan desain basis pipa berdasarkan Limit State Design berdasarkan pada *(API RP 1111 2003 dan ASME B.318 dan pemilihan seleksi menggunakan metode Analytical Hierarchy Process (AHP)* diperoleh pipa dengan spesifikasi pipa 24 in Grade X65 wall thickness 0.469 in.
2. Perhitungan stabilitas pipa dipengaruhi oleh *concrete coating*, semakin tebal *concrete coating* yang dipasang melapisi pipa maka pipa akan stabil. Pada kondisi instalasi dan operasi pipa akan memenuhi kestabilan secara Vertical dan Horizontal dengan *concrete coating* 10 in, dimana nilai kestabilan diatas safety faktor 1.1
3. Diantara banyaknya *free span* yang terjadi di dalam jalur pipa, terdapat beberapa *free span* yang mengalami kegagalan secara static dan secara dinamis. Dimana panjang *free span* terpanjang adalah terdapat pada KP 20-21 dengan panjang *free span* 35 meter dan kedalaman 2 meter. *Free span* tersebut mempunyai tingkat keamanan yang rendah, sehingga harus dilakukan mitigasi yaitu dengan pemasangan support *Grout Bag* untuk memperpendek bentang *free span* yang terjadi.
4. Setelah dilakukan simulasi dengan menggunakan software Autodesk Inventor maka diketahui besarnya Von Mises Stress sebesar 237.3 Mpa dengan displacement sebesar 53.47 mm, dan hasil tersebut masih dalam kondisi aman karena tidak melebihi nilai Yield Strength pipa grade X65 sebesar 448 Mpa.

4.2 Saran

Terdapat beberapa saran yang mungkin bisa ditambahkan untuk penelitian selanjutnya :

1. Untuk perhitungan *on bottom stability* perlu dilakukan perhitungan jika pipa terpendam tanah, kemudian jika pipa tidak menambah *concrete coating* melainkan memakai pemberat lainnya yang bersifat tidak menyeluruh semuanya.
2. Sebisa mungkin data tabulasi *free span* memang sudah berasal dari data yang sebenarnya buka lagi asumsi dan pendekatan dari *alignment sheet pipeline*.
3. Perlu dilakukan perhitungan kelelahan (fatigue) pada *free span* dan juga perhitungan estimasi sisa waktu operasi (life time) dari pipa tersebut.
4. Perlu dilakukan simulasi menggunakan software yang lain yang sekiranya bisa digunakan untuk benar-benar memvisualisasikan *on bottom stability* atau *free span* ini

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Det Norske Veritas, (2010) OS F101: *Submarine Pipeline Systems*, Oslo
- [2] Det Norske Veritas, (2006) RP F105: *Free span ning Pipelines*, Oslo
- [3] Det Norske Veritas, (1988) RP-E305: *On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*, Oslo
- [4] ASME, (2003) B31.8: *Gas Transmission and Distribution Piping System*, New York
- [5] Alkazraji, D. (2008). *A Quick Guide to Pipeline Engineering*. Cambridge, England: Matthews Engineering Training LTD.
- [6] Artana, K. B., & Soegiono. (2012). *Teknologi LNG*. Surabaya.
- [7] Bai, Y., & Bai, Q. (2005). *Subsea Pipelines and Risers*. Oxford,UK: Elsevier.
- [8] Guo, B., Song, S., Chacko, J., & Ghalambor, A. (2005). *Offshore Pipeline*. Oxford: Elsevier.
- [9] Jessica Rikanti Tawekal J R dan Idris Krisnaldi. (2010). *Desain dan Analisis Tenggangan Pipeline Croosing*. Bandung : ITB.
- [10] Knut Tornes. (2009). *A Stability Design Rationale-A Reviwe of Present Design Approaches*, USA : Hawaii.
- [11] Prilana, R. E. (2013). *Penilaian Resiko Terhadap Pipa Gas Bawah Laut Akibat Soil Liquefaction*. Surabaya: ITS.
- [12] Prayoga, D.G (2012). *Analisa Kelelahan Free span pada Jalur Pipa Gas Bawah Laut East Java Gas Pipeline(EJGP) Dengan Pendekatan Finite Element Method*. Surabaya : ITS

[13] Riski, Rahmat. (2008). *Analisis Stabilitas Pipa bawah Laut dengan metode DNV F109*, Jurusan Teknik Kelautan, Surabaya : ITS

<http://derpris.com/pipeline-free-span/> diakses tanggal 4 Juni 2014 jam 21.00

www.climateandfuel.com diakses tanggal 5 Juni 2014 jam 11.30

www.cfd-online.com diakses tanggal 5 Juni 2014 jam 11.30

<http://www.migas-indonesia.com/> diakses tgl 10 Juni 2014 jam 12.30

http://en.wikipedia.org/wiki/Young's_modulus diakses tanggal 12 Juni 2014 jam 15.30

BIODATA PENULIS



Pemuda yang dilahirkan 22 tahun yang lalu tepatnya di kota Klaten 12 Maret 1992 bernama Himawan Khalid Prabowo, anak pertama dari pasangan Pujo Hartono dan Endriyani. Riwayat pendidikan formal penulis dimulai dari SD Paliyan 1, SMP 2 Katen, SMA 1 Klaten dan akhirnya menjadi mahasiswa ITS Surabaya di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan angkatan 2010 (P49).

Selama menjalani masa perkuliahan penulis aktif didalam berbagai organisasi kemahasiswaan. Himpunan Mahasiswa Teknik Sistem Perkpalan (HIMASISKAL) ,BEM FTK ITS, Keluarga Mahasiswa Klaten Surabaya (KMKS) dan Himpunan Mahasiswa Islam Sepuluh Nopember (HMI).

Dalam bidang akademis selama dua tahun terakhir penulis aktif menjadi anggota serta pengurus Laboratorium Keandalan dan Keselamatan (RAMS).Penulis melaksanakan tiga kali kerja praktik di galangan PT.Janata Marina Indah Semarang, Pabrik fabrikasi mesin MTU, PT. Anta Kesuma Intiraharja, dan terakhir pada perusahaan pelayaran PT. Meratus Line Surabaya.

“ Success is a decision, not a gift”

himawankp@yahoo.com

I. STATIC CALCULATION

OPERATIONAL DATA

Design pressure (Pd):	334522.1622	=	1.28E+07	Pa	
Wave height (h_{ref}):	204058.5189	=	7.060	m	
Water depth (d):	292032.2913	=	70	m	
Vertical distance from ref point ($h = h_{ref} - (-d)$):		=	-62.940	m	
External containment ($p_{cont} = r_{gas} \cdot g \cdot h$):		=	-46260.90	Pa	
Internal pressure ($p_i = p_d + p_{cont}$):		=	1.28E+07	Pa	
External pressure at h ($p_e = r_{sw} \cdot g \cdot h$):		=	-632232.30	Pa	

1. STATIC ANALYSIS DUE TO MAXIMUM BENDING MOMENT

A. Maximum axial force

Design factor (h)	$S_{max} = \eta \cdot SMYS \cdot (OD - t) t =$	0.8	
Maximum allowable axial force:		2552719.86	N

B. True pipe wall force

True pipe wall force:		6173422.38	N
-----------------------	--	------------	---

$$N = \pi/4(\rho_i \cdot (OD - 2t)^2 - p_e OD^2) + S_{max}$$

I. STATIC CALCULATION

OPERATIONAL DATA

Design pressure (Pd): 334522.1622 =

1.28E+07	Pa		
----------	----	--	--

C. Longitudinal Stress

Pipe cross section area : $A_s = p(OD-t)t$ =

2.24E-02	m ²
----------	----------------

Longitudinal stress : $\sigma_l = \frac{N}{A_s}$ =

2.76E+08	Pa
----------	----

D. Max. bending moment due to longitudinal stress

Section Modulus of Pipe (Z) =

3.28E-03	m ³
----------	----------------

Maximum bending moment : $M = .Z$ =

9.05E+05	N.m
----------	-----

E. Max. Allowable free span length

Maximum allowable free span length : $L_{static} = \sqrt{\frac{12M}{W_s}}$ =

29.04	m
-------	---

2. STATIC ANALYSIS DUE TO LOW DEPRESSION

A. Max. allowable stress

Usage factor / design factor (h) =

0.8

Maximum allowable stress : $S_{max} = h.SMYS$ =

3.59E+08	Pa
----------	----

B. Characteristic length

Modulus Young's (E) =

2.07E+11	Pa
----------	----

Moment Inertia (I) =

9.99E-04	m ⁴
----------	----------------

I. STATIC CALCULATION

OPERATIONAL DATA

Design pressure (Pd): 334522.1622 =

1.28E+07	Pa		
----------	----	--	--

Submerged weight per unit length (Wsub): =

12877.31	N/m
----------	-----

Characteristic length : $L_c = \sqrt[3]{\frac{EI}{W_{sub}}}$ =

25.22	m
-------	---

C.Characteristic Stress

Pipe outer radius : C= total OD/2 =

0.56	m
------	---

Characteristic stress : $\sigma_c = \frac{EC}{L_c}$ =

4.62E+09	Pa
----------	----

D. Max. dimensionless bending stress

Maximum dimensionless bending stress: $\frac{\sigma_m}{\sigma_c}$ =

0.08

E.Dimensionless tension

Tension (T): $\beta = \frac{T}{W_{Sub}L_C}$ =

0

Dimensionless tension : =

0

F. Max. Allowable span length

$$\frac{L}{L_{c\beta=0}} = 0,112 + 10,98 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right) - 16,71 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right)^2 + 10,11 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right)^3 = \tableborder{1}{\tr{td{0.87}}$$

Maximum allowable span length due to low depression: =

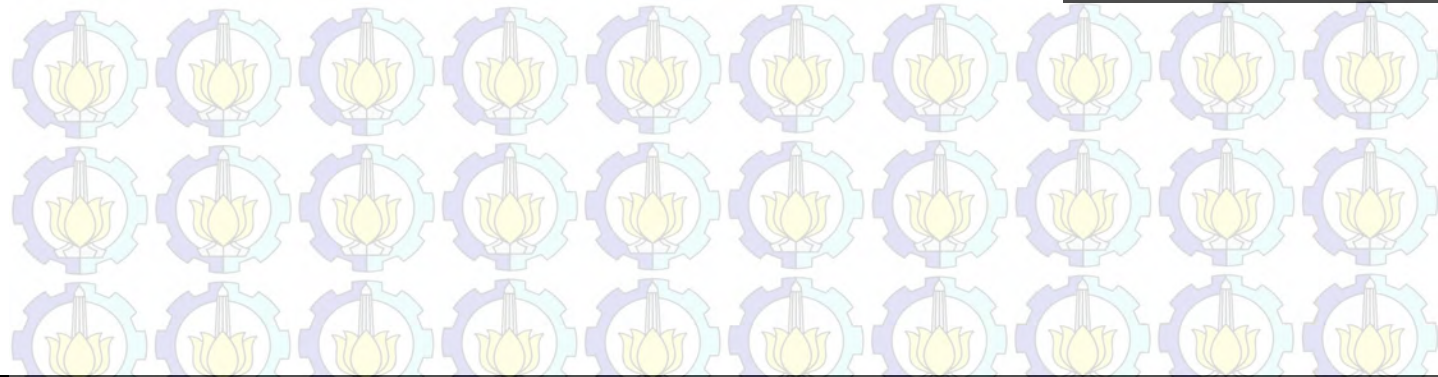
21.90	m
-------	---

I. STATIC CALCULATION

OPERATIONAL DATA

Design pressure (Pd): 334522.1622 =

1.28E+07	Pa		
----------	----	--	--



3.STATIC ANALYSIS FOR ELEVATED OBSTRUCTION INDUCED FREE SPAN

A. Dimention evelation

$$\frac{100\delta}{L_c} = 0,02323 + 1,251 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right) + 52,18 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right)^2 - 16,02 \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_c}\right)^3$$

Dimensionless elevation: $\frac{100}{L_c} \delta =$

0.427

B. Max. allowable span length

For $1 \leq (100d/L_c) \leq 7$

$$\frac{L}{L_{c\beta=0}} = 1,409 + 0,4239 \left(\frac{100\delta}{L_c}\right) - 3,437 \times 10^{-2} \left(\frac{100\delta}{L_c}\right)^2 + 1,042 \times 10^{-3} \left(\frac{100\delta}{L_c}\right)^3$$

$\frac{L}{L_{c\beta=0}} =$

1.58

I. STATIC CALCULATION

OPERATIONAL DATA

Design pressure (Pd): 334522.1622 =

1.28E+07	Pa		
----------	----	--	--

Maximum allowable span length due to elevated obstruction: $L_{c \beta = 0}$ =

39.95	m
-------	---

II. DYNAMIC CALCULATION

A. Added mass

Freespan length (L)	=	20.00		m
Seabed gap (e)	=	1.00		m
Total outside diameter (D)	=	1.13		m
Seabed gap ratio (e/D)	=	0.89		
Added mass coefficient (Ca)	=	1.00		
Added mass (ma)	=	$ca(\rho_{sw} \frac{\pi}{4} D_{tot}^2)$		kg/m

B. Effective mass pipeline per unit length

sum of mass submerge + added mass				
Me= M + ma	=	2335.17		kg/m

1. CRITICAL SPAN LENGTH FOR CROSSFLOW MOTION

A. Natural Frequency for span

Natural frequency of the pipe span depends on the pipe stiffness, end conditions of-

I. STATIC CALCULATION

OPERATIONAL DATA

Design pressure (Pd): 334522.1622 = 1.28E+07 Pa

the pipe span, length of the span, and combined mass of the pipe, including its contents and added mass around the pipe.

$$f_n = \frac{a}{2\pi L^2} \sqrt{\frac{EI}{me}} \quad f_n = \boxed{1.17} \text{ Hz}$$

B. Reduced Velocity

The reduced velocity, U_r , is the velocity at which vortex shedding induced oscillations may occur. The equation for reduced velocity is

Safety factor for natural frequencies, γ_f

Free span type	Safety Class		
	Low	Normal	High
Very well defined	1	1	1
Well defined	1.05	1.1	1.15
Not well defined	1.1	1.2	1.3

$$U_r = \frac{U}{f_n \times D_{tot}} \quad U_r = \boxed{14.486}$$

C. CRITICAL SPAN LENGTH FOR CROSSFLOW MOTION

Fixation constant depending on boundary conditions and mode shapes

I. STATIC CALCULATION

OPERATIONAL DATA

Design pressure (Pd): 334522.1622 = 1.28E+07 Pa

Boundary Condition	1st Mode
Guide-Guide	a = 9.87
Guide-Fixed	a = 15.4
Fixed-Fixed	a = 22.4

$$Lc = \sqrt{\frac{aUrDt_{tot}}{2\pi Ur}} \sqrt{\frac{EI}{me}}$$

Critical span length for crossflow motion = 55.47 m

2. CRITICAL SPAN LENGTH FOR INLINE MOTION

STABILITY PARAMETER

logarithmic decrement of structural damping (d_s) = 0.125

Stability Parameter $KS = \frac{2 \times me \times e}{p \times D^2}$ = 0.45

Reduced Velocity (Ur) = 14.486

Critical span length for inflow motion

$$Lc = \sqrt{\frac{a}{fn \times 2\pi}} \sqrt{\frac{EI}{me}} = 23.37 m$$

Segmentasi	span from	span to	Operational Data					
			Water depth	Wave height	Vertical distance	Pcont. (Mpa)	Inter. Pressure	Exter. Pressure
KP 0 -1	30.00	32.00	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	33.20	35.00	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	37.00	38.50	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	39.50	40.50	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	42.00	43.00	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	51.80	54.80	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	60.20	63.80	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	77.00	80.00	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
KP 1-2	8.80	9.80	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	48.00	50.80	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	51.30	53.00	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	59.00	60.20	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	59.00	60.20	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	74.50	75.80	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	77.20	78.20	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30

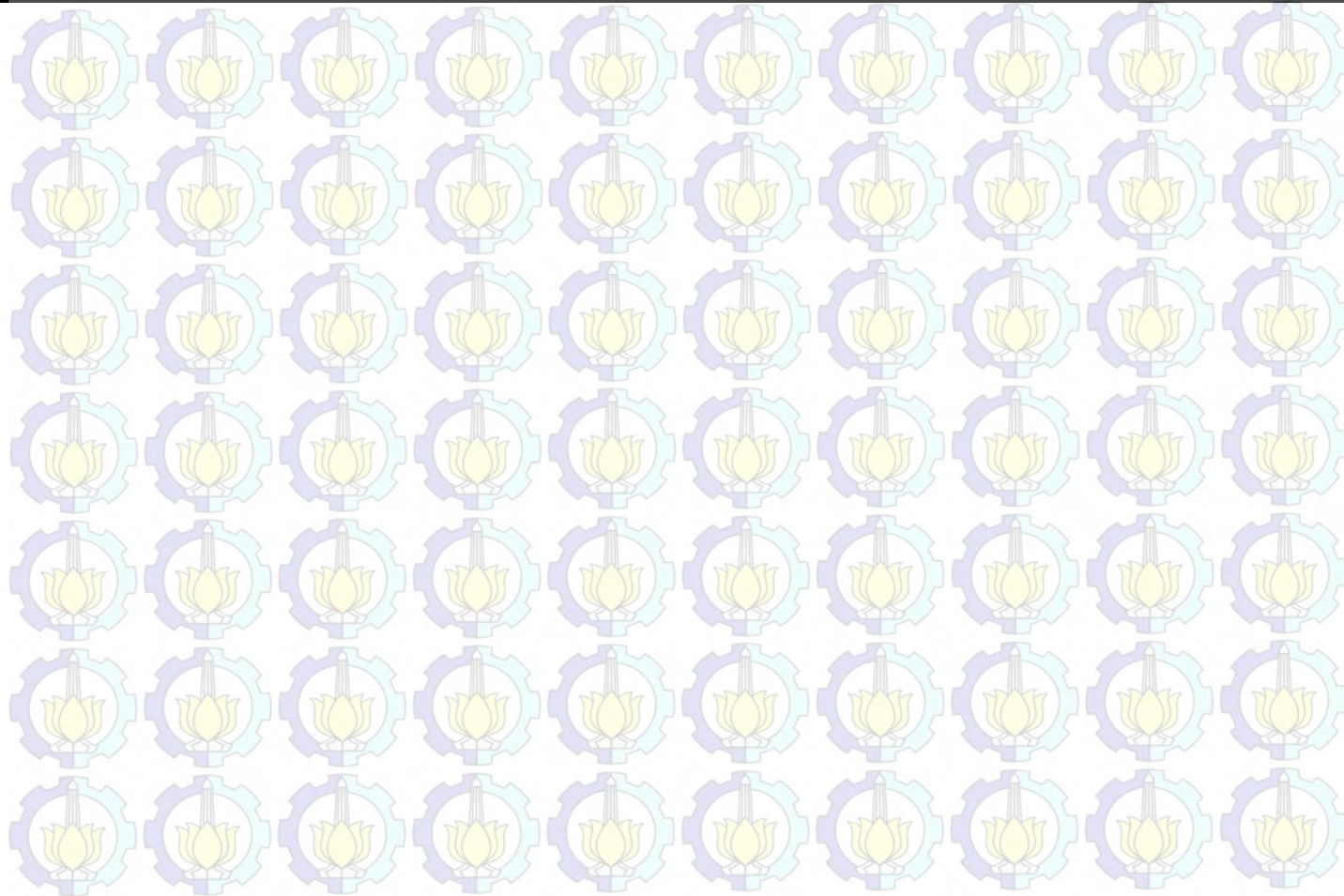
Segmentasi	span from	span to	Operational Data					
			Water depth	Wave height	Vertical distance	Pcont. (Mpa)	Inter. Pressure	Exter. Pressure
KP 2-3	87.00	89.50	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	86.80	88.00	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	7.80	11.30	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	18.90	19.80	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
	65.00	66.80	70.0	7.06	-62.94	-46260.9	12750414	-632232.30
KP 3-4	67.30	69.00	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	81.00	82.30	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	92.00	94.00	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	8.00	10.50	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	54.00	57.50	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
KP 4-5	60.00	62.90	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	3.00	6.00	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	13.00	14.50	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	48.80	51.00	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	57.00	59.00	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
KP 5-6	84.30	86.00	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	93.00	94.50	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	10.50	13.00	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95

Segmentasi	span from	span to	Operational Data					
			Water depth	Wave height	Vertical distance	Pcont. (Mpa)	Inter. Pressure	Exter. Pressure
KP 6-7	52.00	55.00	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	52.00	55.00	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	63.20	66.00	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	76.80	80.00	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	83.80	85.00	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
KP 7-8	53.00	55.00	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
	72.00	75.50	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
KP 8-9	79.80	83.00	70.0	7.09	-62.91	-46238.9	12750436	-631930.95
KP 11-12	65.00	66.50	60.0	7.09	-52.91	-38888.9	12757786	-531480.95
KP 12 -13	12.80	14.50	60.0	7.09	-52.91	-38888.9	12757786	-531480.95
	30.00	32.00	60.0	7.09	-52.91	-38888.9	12757786	-531480.95
	90.50	94.00	60.0	7.09	-52.91	-38888.9	12757786	-531480.95
KP 13-14	90.00	93.00	60.0	7.09	-52.91	-38888.9	12757786	-531480.95
	71.00	73.00	60.0	7.09	-52.91	-38888.9	12757786	-531480.95
	75.00	77.50	60.0	7.09	-52.91	-38888.9	12757786	-531480.95
KP 15-16	5.50	7.50	60.0	7.09	-52.91	-38888.9	12757786	-531480.95
KP 16-17	34.20	36.50	60.0	7.09	-52.91	-38888.9	12757786	-531480.95
KP 17-18	83.00	86.00	50	6.62	-43.38	-31884.3	12764790	-435752.10
KP 18-19	23.50	27.00	50	6.62	-43.38	-31884.3	12764790	-435752.10
	34.50	36.50	50	6.62	-43.38	-31884.3	12764790	-435752.10

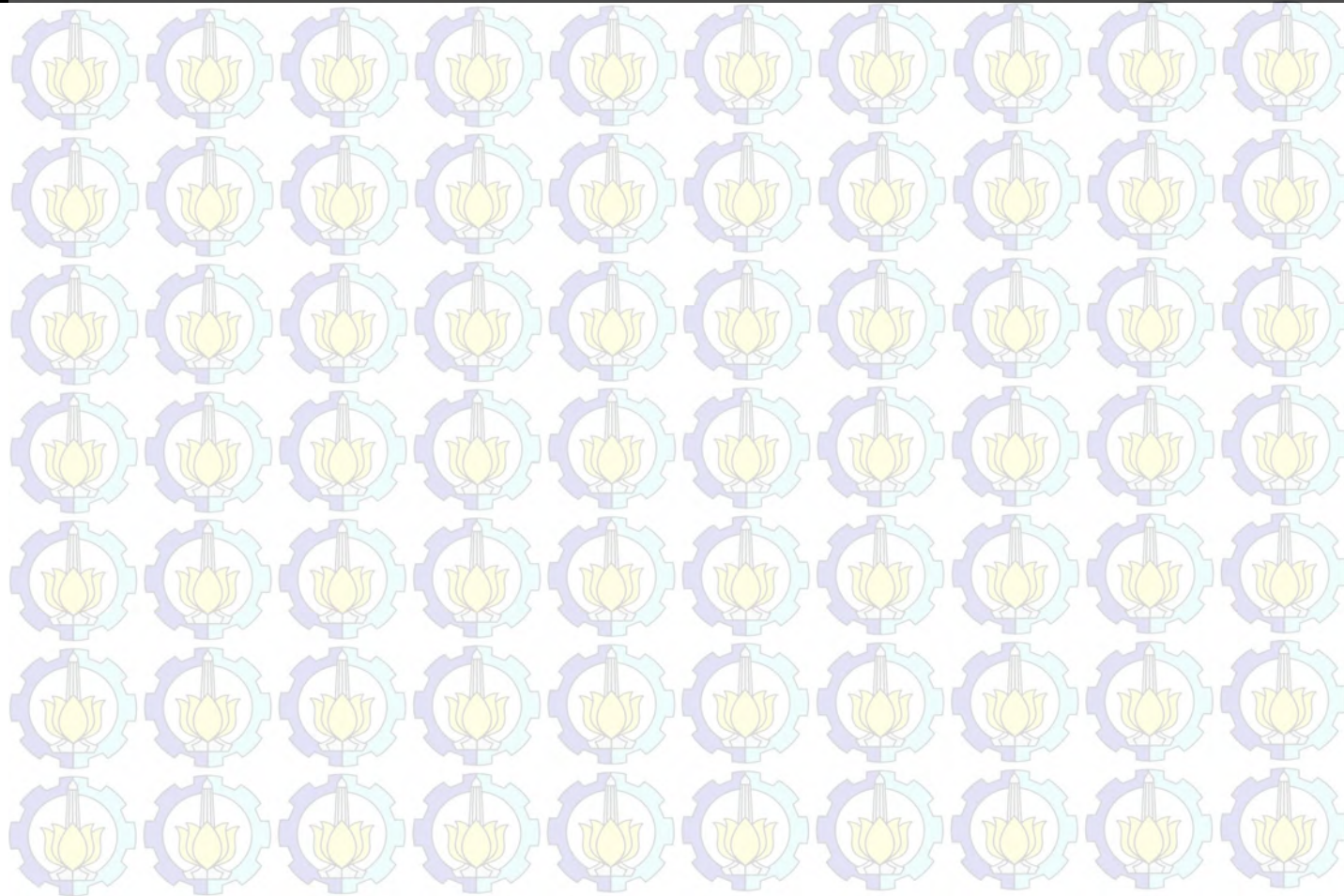
Segmentasi	span from	span to	Operational Data					
			Water depth	Wave height	Vertical distance	Pcont. (Mpa)	Inter. Pressure	Exter. Pressure
KP 19-20	85.00	87.50	50	6.62	-43.38	-31884.3	12764790	-435752.10
	45.50	48.50	50	6.62	-43.38	-31884.3	12764790	-435752.10
	55.50	57.00	50	6.62	-43.38	-31884.3	12764790	-435752.10
KP 20-21	83.00	86.50	50	6.62	-43.38	-31884.3	12764790	-435752.10
	2.00	5.30	50	6.62	-43.38	-31884.3	12764790	-435752.10
KP 23-24	4.00	7.00	40	6.61	-33.39	-24541.7	12772133	-335402.55
	47.50	51.00	40	6.61	-33.39	-24541.7	12772133	-335402.55
KP 27-28	35.00	37.00	40	6.61	-33.39	-24541.7	12772133	-335402.55
KP 29-30	55.50	58.00	40	6.61	-33.39	-24541.7	12772133	-335402.55
KP 32-33	73.50	76.00	40	6.61	-33.39	-24541.7	12772133	-335402.55
KP 34-35	58.00	61.50	40	6.61	-33.39	-24541.7	12772133	-335402.55
	71.50	73.00	40	6.61	-33.39	-24541.7	12772133	-335402.55
	74.00	75.50	40	6.61	-33.39	-24541.7	12772133	-335402.55
KP 35-36	8.50	10.00	30	6.31	-23.69	-17412.2	12779262	-237966.05
	25.80	28.50	30	6.31	-23.69	-17412.2	12779262	-237966.05
	58.30	60.00	30	6.31	-23.69	-17412.2	12779262	-237966.05
KP 36-37	63.50	65.50	30	6.31	-23.69	-17412.2	12779262	-237966.05
	34.00	35.50	30	6.31	-23.69	-17412.2	12779262	-237966.05
KP 38-39	74.00	75.50	30	6.31	-23.69	-17412.2	12779262	-237966.05
	8.00	11.50	30	6.31	-23.69	-17412.2	12779262	-237966.05

Segmentasi	span from	span to	Operational Data					
			Water depth	Wave height	Vertical distance	Pcont. (Mpa)	Inter. Pressure	Exter. Pressure
KP 39-40	15.50	19.00	30	6.31	-23.69	-17412.2	12779262	-237966.05
	35.50	39.00	30	6.31	-23.69	-17412.2	12779262	-237966.05
	66.00	68.50	20	6.25	-13.75	-10106.3	12786568	-138118.75
	77.00	80.00	20	6.25	-13.75	-10106.3	12786568	-138118.75
	94.00	96.00	20	6.25	-13.75	-10106.3	12786568	-138118.75
KP 52-53	85.50	87.00	10	3.98	-6.02	-4424.7	12792250	-60470.90
	19.00	21.00	10	3.98	-6.02	-4424.7	12792250	-60470.90
	62.00	65.50	10	3.98	-6.02	-4424.7	12792250	-60470.90
KP 55-56	12.00	15.50	10	3.98	-6.02	-4424.7	12792250	-60470.90
KP 57-58	12.00	14.00	10	3.98	-6.02	-4424.7	12792250	-60470.90
	16.00	19.00	10	3.98	-6.02	-4424.7	12792250	-60470.90
	25.50	28.00	10	3.98	-6.02	-4424.7	12792250	-60470.90
	34.00	36.50	10	3.98	-6.02	-4424.7	12792250	-60470.90
	34.50	37.00	10	3.98	-6.02	-4424.7	12792250	-60470.90
	40.50	42.00	10	3.98	-6.02	-4424.7	12792250	-60470.90
	52.00	54.00	10	3.98	-6.02	-4424.7	12792250	-60470.90

Segmenta si	span from	span to	Operational Data					
			Water depth	Wave height	Vertical distance	Pcont. (Mpa)	Inter. Pressure	Exter. Pressure



Segmenta si	span from	span to	Operational Data					
			Water depth	Wave height	Vertical distance	Pcont. (Mpa)	Inter. Pressure	Exter. Pressure



Static Analysis Free Span								
no	span from	span to	Maximum Bending Moment					Free span Length
			Axial force(N)	Wall Force(N)	Long. Stress(Pa)	Bending Moment		
1	30.00	32.00	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	
2	33.20	35.00	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	
3	37.00	38.50	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	
4	39.50	40.50	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	
5	42.00	43.00	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	
6	51.80	54.80	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	
7	60.20	63.80	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	
8	77.00	80.00	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	
9	8.80	9.80	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	
10	48.00	50.80	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	
11	51.30	53.00	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	
12	59.00	60.20	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	
13	59.00	60.20	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	
14	74.50	75.80	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	
15	77.20	78.20	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04	

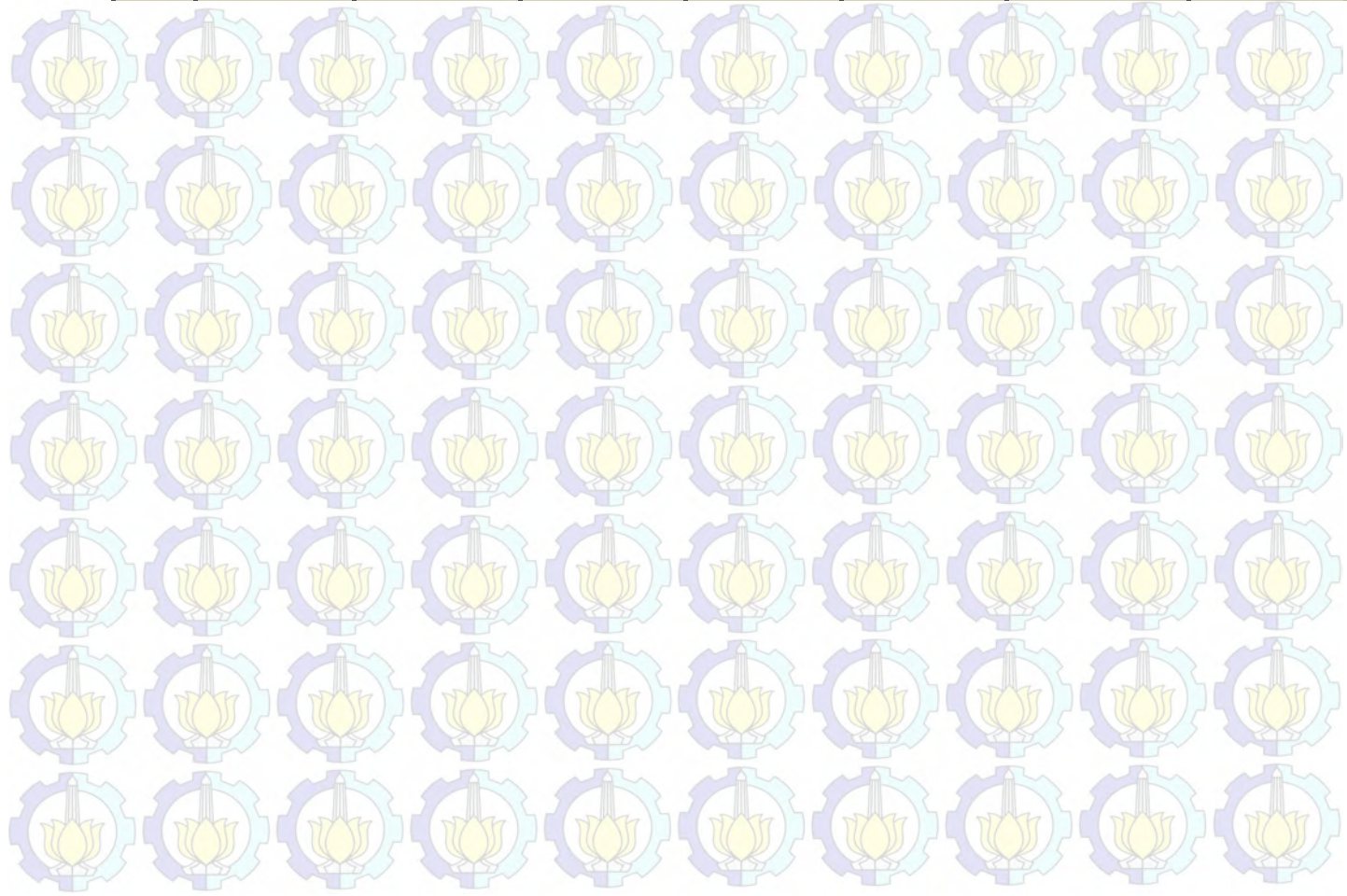
no	span from	span to	Maximum Bending Moment				
			Axial force(N)	Wall Force(N)	Long. Stress(Pa)	Bending Moment	Free span Length
16	87.00	89.50	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04
17	86.80	88.00	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04
18	7.80	11.30	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04
19	18.90	19.80	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04
20	65.00	66.80	2552720	6173422	2.76E+08	9.05E+05	29.04
21	67.30	69.00	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
22	81.00	82.30	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
23	92.00	94.00	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
24	8.00	10.50	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
25	54.00	57.50	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
26	60.00	62.90	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
27	3.00	6.00	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
28	13.00	14.50	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
29	48.80	51.00	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
30	57.00	59.00	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
31	84.30	86.00	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
32	93.00	94.50	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
33	10.50	13.00	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04

no	span from	span to	Maximum Bending Moment				
			Axial force(N)	Wall Force(N)	Long. Stress(Pa)	Bending Moment	Free span Length
34	52.00	55.00	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
35	52.00	55.00	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
36	63.20	66.00	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
37	76.80	80.00	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
38	83.80	85.00	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
39	53.00	55.00	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
40	72.00	75.50	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
41	79.80	83.00	2552720	6173340	2.76E+08	9.05E+05	29.04
42	65.00	66.50	2552720	6146003	2.75E+08	9.01E+05	28.97
43	12.80	14.50	2552720	6146003	2.75E+08	9.01E+05	28.97
44	30.00	32.00	2552720	6146003	2.75E+08	9.01E+05	28.97
45	90.50	94.00	2552720	6146003	2.75E+08	9.01E+05	28.97
46	90.00	93.00	2552720	6146003	2.75E+08	9.01E+05	28.97
47	71.00	73.00	2552720	6146003	2.75E+08	9.01E+05	28.97
48	75.00	77.50	2552720	6146003	2.75E+08	9.01E+05	28.97
49	5.50	7.50	2552720	6146003	2.75E+08	9.01E+05	28.97
50	34.20	36.50	2552720	6146003	2.75E+08	9.01E+05	28.97
51	83.00	86.00	2552720	6119951	2.74E+08	8.97E+05	28.91
52	23.50	27.00	2552720	6119951	2.74E+08	8.97E+05	28.91
53	34.50	36.50	2552720	6119951	2.74E+08	8.97E+05	28.91

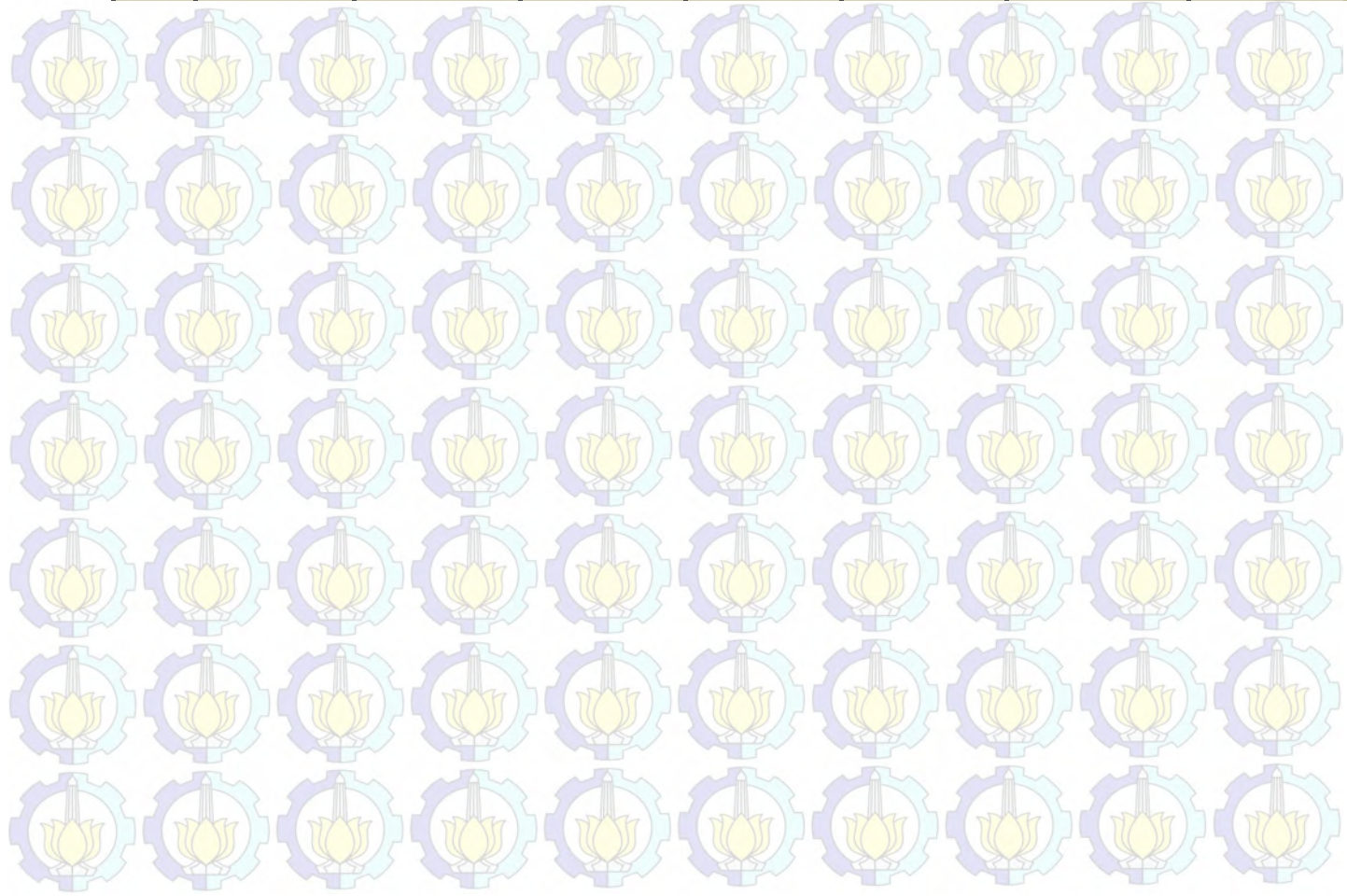
no	span from	span to	Maximum Bending Moment				
			Axial force(N)	Wall Force(N)	Long. Stress(Pa)	Bending Moment	Free span Length
54	85.00	87.50	2552720	6119951	2.74E+08	8.97E+05	28.91
55	45.50	48.50	2552720	6119951	2.74E+08	8.97E+05	28.91
56	55.50	57.00	2552720	6119951	2.74E+08	8.97E+05	28.91
57	83.00	86.50	2552720	6119951	2.74E+08	8.97E+05	28.91
58	2.00	5.30	2552720	6119951	2.74E+08	8.97E+05	28.91
59	4.00	7.00	2552720	6092642	2.72E+08	8.93E+05	28.85
60	47.50	51.00	2552720	6092642	2.72E+08	8.93E+05	28.85
61	35.00	37.00	2552720	6092642	2.72E+08	8.93E+05	28.85
62	55.50	58.00	2552720	6092642	2.72E+08	8.93E+05	28.85
63	73.50	76.00	2552720	6092642	2.72E+08	8.93E+05	28.85
64	58.00	61.50	2552720	6092642	2.72E+08	8.93E+05	28.85
65	71.50	73.00	2552720	6092642	2.72E+08	8.93E+05	28.85
66	74.00	75.50	2552720	6092642	2.72E+08	8.93E+05	28.85
67	8.50	10.00	2552720	6066125	2.71E+08	8.89E+05	28.78
68	25.80	28.50	2552720	6066125	2.71E+08	8.89E+05	28.78
69	58.30	60.00	2552720	6066125	2.71E+08	8.89E+05	28.78
70	63.50	65.50	2552720	6066125	2.71E+08	8.89E+05	28.78
71	34.00	35.50	2552720	6066125	2.71E+08	8.89E+05	28.78
72	74.00	75.50	2552720	6066125	2.71E+08	8.89E+05	28.78
73	8.00	11.50	2552720	6066125	2.71E+08	8.89E+05	28.78

no	span from	span to	Maximum Bending Moment				
			Axial force(N)	Wall Force(N)	Long. Stress(Pa)	Bending Moment	Free span Length
74	15.50	19.00	2552720	6066125	2.71E+08	8.89E+05	28.78
75	35.50	39.00	2552720	6066125	2.71E+08	8.89E+05	28.78
76	66.00	68.50	2552720	6038952	2.70E+08	8.85E+05	28.72
77	77.00	80.00	2552720	6038952	2.70E+08	8.85E+05	28.72
78	94.00	96.00	2552720	6038952	2.70E+08	8.85E+05	28.72
79	85.50	87.00	2552720	6017821	2.69E+08	8.82E+05	28.67
80	19.00	21.00	2552720	6017821	2.69E+08	8.82E+05	28.67
81	62.00	65.50	2552720	6017821	2.69E+08	8.82E+05	28.67
82	12.00	15.50	2552720	6017821	2.69E+08	8.82E+05	28.67
83	12.00	14.00	2552720	6017821	2.69E+08	8.82E+05	28.67
84	16.00	19.00	2552720	6017821	2.69E+08	8.82E+05	28.67
85	25.50	28.00	2552720	6017821	2.69E+08	8.82E+05	28.67
86	34.00	36.50	2552720	6017821	2.69E+08	8.82E+05	28.67
87	34.50	37.00	2552720	6017821	2.69E+08	8.82E+05	28.67
88	40.50	42.00	2552720	6017821	2.69E+08	8.82E+05	28.67
89	52.00	54.00	2552720	6017821	2.69E+08	8.82E+05	28.67

no	span from	span to	Maximum Bending Moment				
			Axial force(N)	Wall Force(N)	Long. Stress(Pa)	Bending Moment	Free span Length



no	span from	span to	Maximum Bending Moment				
			Axial force(N)	Wall Force(N)	Long. Stress(Pa)	Bending Moment	Free span Length



Static Analysis Free Span								
No	span from	span to	Due to Low Depression					
			Allowable Stress	Charac Length(m)	Charac Stress(Pa)	Bending Stress(Pa)	L/Lcb	L=(L/Lc)*Lc (m)
1	30.00	32.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
2	33.20	35.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
3	37.00	38.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
4	39.50	40.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
5	42.00	43.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
6	51.80	54.80	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
7	60.20	63.80	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
8	77.00	80.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
9	8.80	9.80	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
10	48.00	50.80	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
11	51.30	53.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
12	59.00	60.20	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
13	59.00	60.20	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
14	74.50	75.80	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
15	77.20	78.20	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90

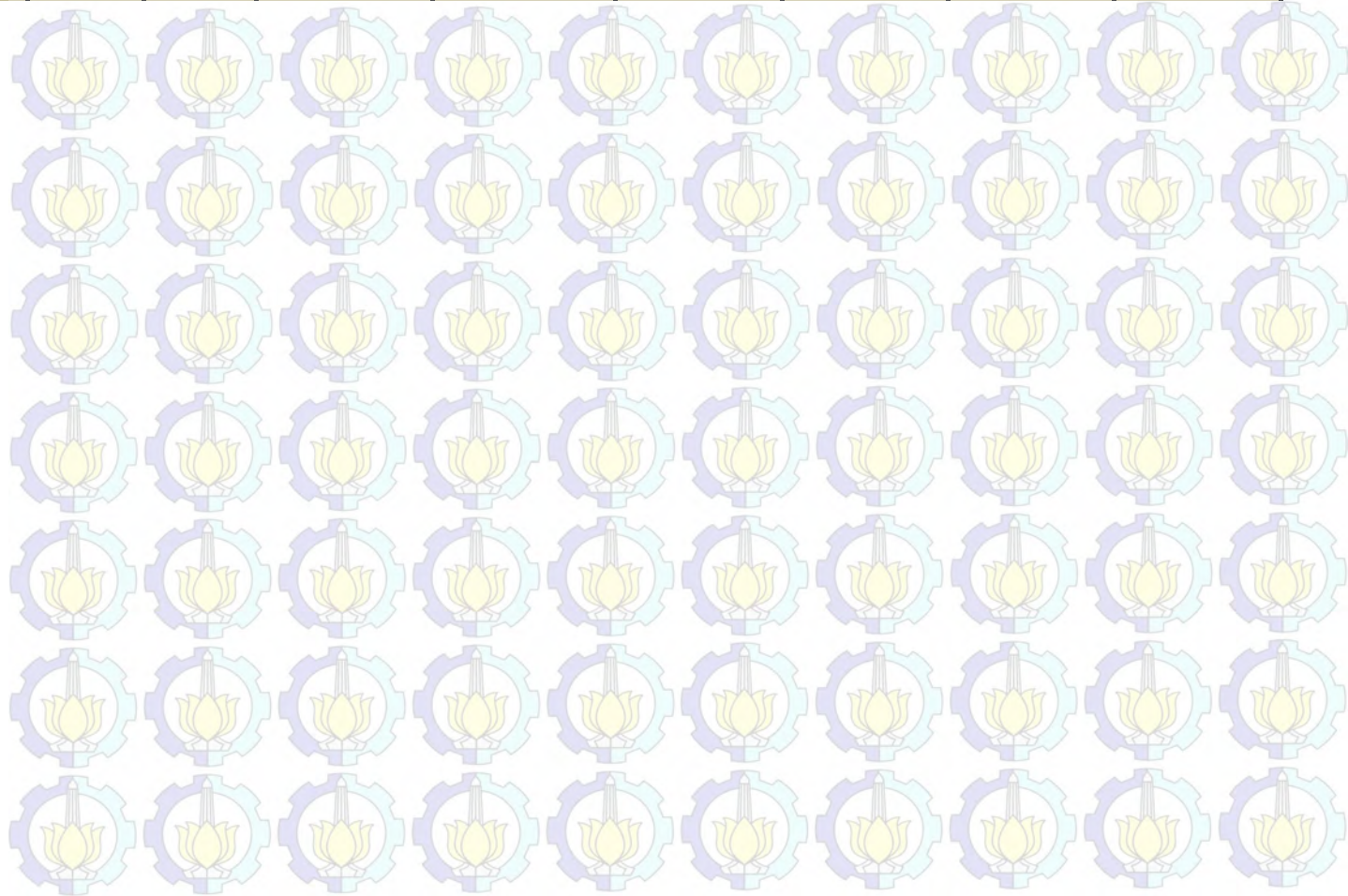
No	span from	span to	Due to Low Depression					
			Allowable Stress	Charac Length(m)	Charac Stress(Pa)	Bending Stress(Pa)	L/Lcb	L=(L/Lc)*Lc (m)
16	87.00	89.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
17	86.80	88.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
18	7.80	11.30	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
19	18.90	19.80	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
20	65.00	66.80	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
21	67.30	69.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
22	81.00	82.30	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
23	92.00	94.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
24	8.00	10.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
25	54.00	57.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
26	60.00	62.90	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
27	3.00	6.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
28	13.00	14.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
29	48.80	51.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
30	57.00	59.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
31	84.30	86.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
32	93.00	94.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
33	10.50	13.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90

No	span from	span to	Due to Low Depression					
			Allowable Stress	Charac Length(m)	Charac Stress(Pa)	Bending Stress(Pa)	L/Lcb	L=(L/Lc)*Lc (m)
34	52.00	55.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
35	52.00	55.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
36	63.20	66.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
37	76.80	80.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
38	83.80	85.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
39	53.00	55.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
40	72.00	75.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
41	79.80	83.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
42	65.00	66.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
43	12.80	14.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
44	30.00	32.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
45	90.50	94.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
46	90.00	93.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
47	71.00	73.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
48	75.00	77.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
49	5.50	7.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
50	34.20	36.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
51	83.00	86.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
52	23.50	27.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
53	34.50	36.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90

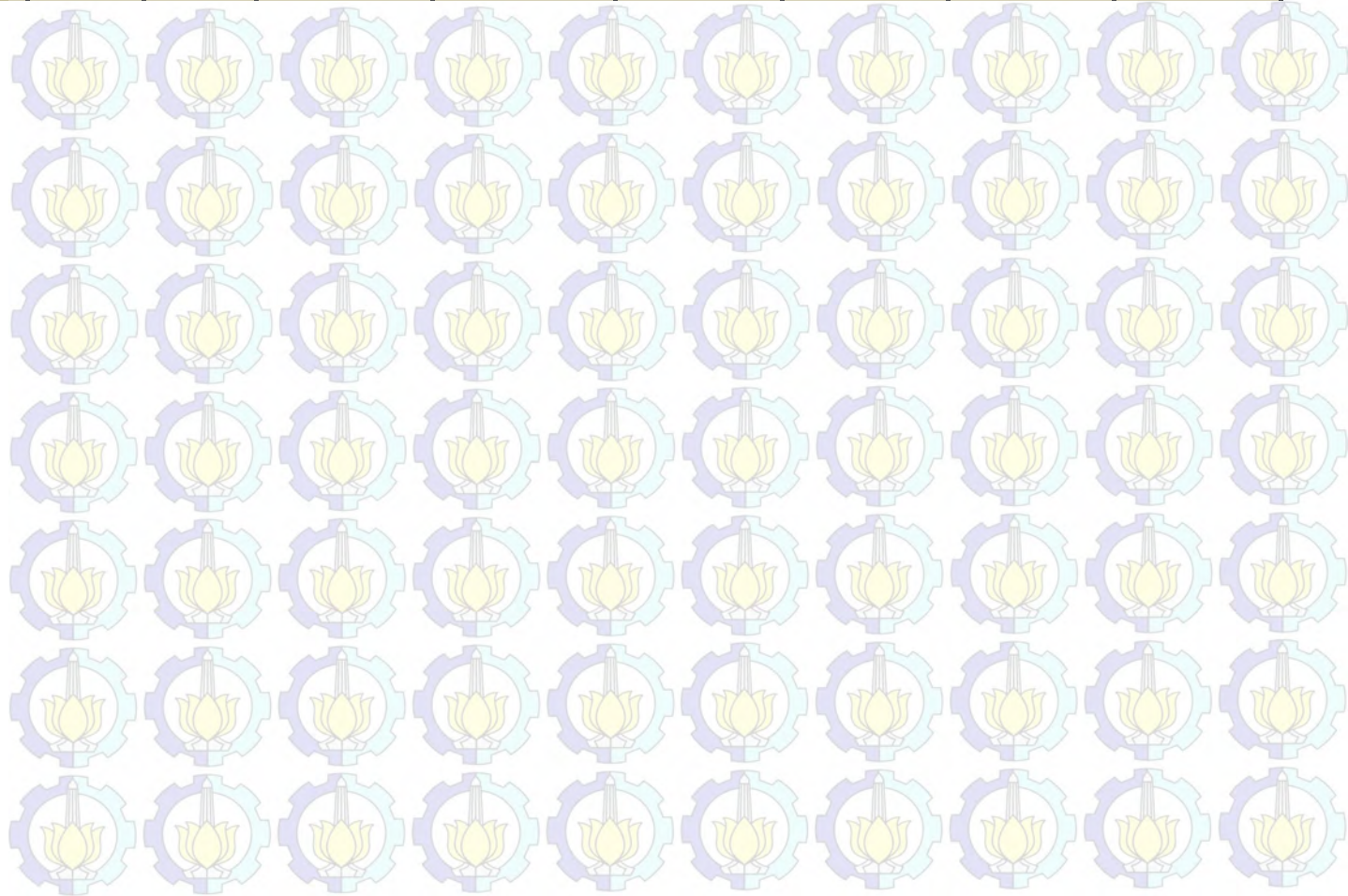
No	span from	span to	Due to Low Depression					
			Allowable Stress	Charac Length(m)	Charac Stress(Pa)	Bending Stress(Pa)	L/Lcb	L=(L/Lc)*Lc (m)
54	85.00	87.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
55	45.50	48.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
56	55.50	57.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
57	83.00	86.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
58	2.00	5.30	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
59	4.00	7.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
60	47.50	51.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
61	35.00	37.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
62	55.50	58.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
63	73.50	76.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
64	58.00	61.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
65	71.50	73.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
66	74.00	75.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
67	8.50	10.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
68	25.80	28.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
69	58.30	60.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
70	63.50	65.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
71	34.00	35.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
72	74.00	75.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
73	8.00	11.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90

No	span from	span to	Due to Low Depression					
			Allowable Stress	Charac Length(m)	Charac Stress(Pa)	Bending Stress(Pa)	L/Lcb	L=(L/Lc)*Lc (m)
74	15.50	19.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
75	35.50	39.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
76	66.00	68.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
77	77.00	80.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
78	94.00	96.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
79	85.50	87.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
80	19.00	21.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
81	62.00	65.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
82	12.00	15.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
83	12.00	14.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
84	16.00	19.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
85	25.50	28.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
86	34.00	36.50	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
87	34.50	37.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
88	40.50	42.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90
89	52.00	54.00	3.59E+08	25.22	4.62E+09	0.08	0.87	21.90

No	span from	span to	Due to Low Depression					
			Allowable Stress	Charac Length(m)	Charac Stress(Pa)	Bending Stress(Pa)	L/Lcb	L=(L/Lc)*Lc (m)



No	span from	span to	Due to Low Depression					
			Allowable Stress	Charac Length(m)	Charac Stress(Pa)	Bending Stress(Pa)	L/Lcb	L=(L/Lc)*Lc (m)



Static Analysis Free Span							span from
No	span from	span to	Due to Elevated Obstruction			Allowable span	
			Dimension Elevation	L/Lc			
1	30.00	32.00	0.43	1.58	39.95	30.00	
2	33.20	35.00	0.43	1.58	39.95	33.20	
3	37.00	38.50	0.43	1.58	39.95	37.00	
4	39.50	40.50	0.43	1.58	39.95	39.50	
5	42.00	43.00	0.43	1.58	39.95	42.00	
6	51.80	54.80	0.43	1.58	39.95	51.80	
7	60.20	63.80	0.43	1.58	39.95	60.20	
8	77.00	80.00	0.43	1.58	39.95	77.00	
9	8.80	9.80	0.43	1.58	39.95	8.80	
10	48.00	50.80	0.43	1.58	39.95	48.00	
11	51.30	53.00	0.43	1.58	39.95	51.30	
12	59.00	60.20	0.43	1.58	39.95	59.00	
13	59.00	60.20	0.43	1.58	39.95	59.00	
14	74.50	75.80	0.43	1.58	39.95	74.50	
15	77.20	78.20	0.43	1.58	39.95	77.20	

No	span from	span to	Due to Elevated Obstruction			span from
			Dimention Elevation	L/Lc	Allowable span	
16	87.00	89.50	0.43	1.58	39.95	87.00
17	86.80	88.00	0.43	1.58	39.95	86.80
18	7.80	11.30	0.43	1.58	39.95	7.80
19	18.90	19.80	0.43	1.58	39.95	18.90
20	65.00	66.80	0.43	1.58	39.95	65.00
21	67.30	69.00	0.43	1.58	39.95	67.30
22	81.00	82.30	0.43	1.58	39.95	81.00
23	92.00	94.00	0.43	1.58	39.95	92.00
24	8.00	10.50	0.43	1.58	39.95	8.00
25	54.00	57.50	0.43	1.58	39.95	54.00
26	60.00	62.90	0.43	1.58	39.95	60.00
27	3.00	6.00	0.43	1.58	39.95	3.00
28	13.00	14.50	0.43	1.58	39.95	13.00
29	48.80	51.00	0.43	1.58	39.95	48.80
30	57.00	59.00	0.43	1.58	39.95	57.00
31	84.30	86.00	0.43	1.58	39.95	84.30
32	93.00	94.50	0.43	1.58	39.95	93.00
33	10.50	13.00	0.43	1.58	39.95	10.50

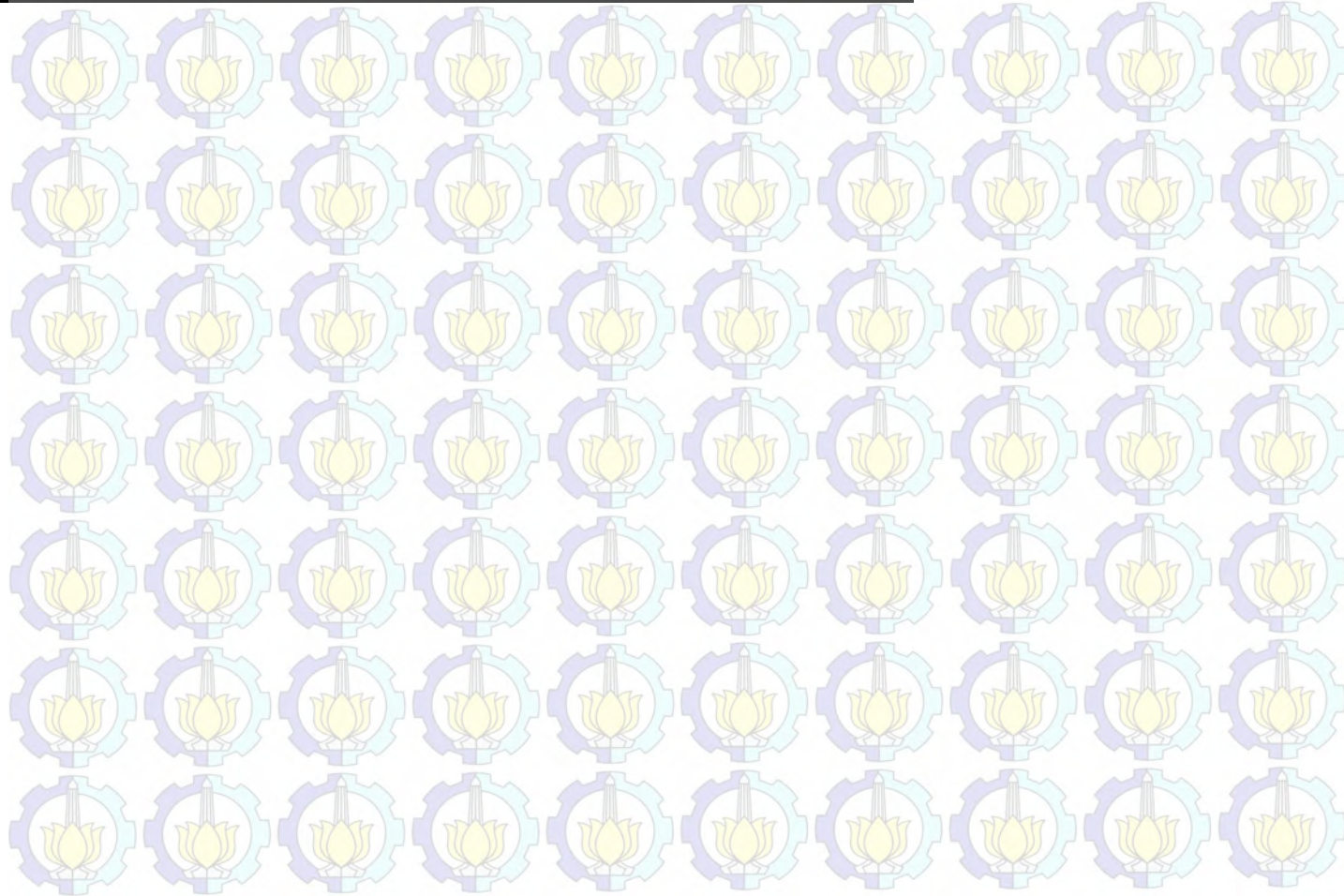
No	span from	span to	Due to Elevated Obstruction			span from
			Dimension Elevation	L/Lc	Allowable span	
34	52.00	55.00	0.43	1.58	39.95	52.00
35	52.00	55.00	0.43	1.58	39.95	52.00
36	63.20	66.00	0.43	1.58	39.95	63.20
37	76.80	80.00	0.43	1.58	39.95	76.80
38	83.80	85.00	0.43	1.58	39.95	83.80
39	53.00	55.00	0.43	1.58	39.95	53.00
40	72.00	75.50	0.43	1.58	39.95	72.00
41	79.80	83.00	0.43	1.58	39.95	79.80
42	65.00	66.50	0.43	1.58	39.95	65.00
43	12.80	14.50	0.43	1.58	39.95	12.80
44	30.00	32.00	0.43	1.58	39.95	30.00
45	90.50	94.00	0.43	1.58	39.95	90.50
46	90.00	93.00	0.43	1.58	39.95	90.00
47	71.00	73.00	0.43	1.58	39.95	71.00
48	75.00	77.50	0.43	1.58	39.95	75.00
49	5.50	7.50	0.43	1.58	39.95	5.50
50	34.20	36.50	0.43	1.58	39.95	34.20
51	83.00	86.00	0.43	1.58	39.95	83.00
52	23.50	27.00	0.43	1.58	39.95	23.50
53	34.50	36.50	0.43	1.58	39.95	34.50

No	span from	span to	Due to Elevated Obstruction			span from
			Dimention Elevation	L/Lc	Allowable span	
54	85.00	87.50	0.43	1.58	39.95	85.00
55	45.50	48.50	0.43	1.58	39.95	45.50
56	55.50	57.00	0.43	1.58	39.95	55.50
57	83.00	86.50	0.43	1.58	39.95	83.00
58	2.00	5.30	0.43	1.58	39.95	2.00
59	4.00	7.00	0.43	1.58	39.95	4.00
60	47.50	51.00	0.43	1.58	39.95	47.50
61	35.00	37.00	0.43	1.58	39.95	35.00
62	55.50	58.00	0.43	1.58	39.95	55.50
63	73.50	76.00	0.43	1.58	39.95	73.50
64	58.00	61.50	0.43	1.58	39.95	58.00
65	71.50	73.00	0.43	1.58	39.95	71.50
66	74.00	75.50	0.43	1.58	39.95	74.00
67	8.50	10.00	0.43	1.58	39.95	8.50
68	25.80	28.50	0.43	1.58	39.95	25.80
69	58.30	60.00	0.43	1.58	39.95	58.30
70	63.50	65.50	0.43	1.58	39.95	63.50
71	34.00	35.50	0.43	1.58	39.95	34.00
72	74.00	75.50	0.43	1.58	39.95	74.00
73	8.00	11.50	0.43	1.58	39.95	8.00

No	span from	span to	Due to Elevated Obstruction			span from
			Dimension Elevation	L/Lc	Allowable span	
74	15.50	19.00	0.43	1.58	39.95	15.50
75	35.50	39.00	0.43	1.58	39.95	35.50
76	66.00	68.50	0.43	1.58	39.95	66.00
77	77.00	80.00	0.43	1.58	39.95	77.00
78	94.00	96.00	0.43	1.58	39.95	94.00
79	85.50	87.00	0.43	1.58	39.95	85.50
80	19.00	21.00	0.43	1.58	39.95	19.00
81	62.00	65.50	0.43	1.58	39.95	62.00
82	12.00	15.50	0.43	1.58	39.95	12.00
83	12.00	14.00	0.43	1.58	39.95	12.00
84	16.00	19.00	0.43	1.58	39.95	16.00
85	25.50	28.00	0.43	1.58	39.95	25.50
86	34.00	36.50	0.43	1.58	39.95	34.00
87	34.50	37.00	0.43	1.58	39.95	34.50
88	40.50	42.00	0.43	1.58	39.95	40.50
89	52.00	54.00	0.43	1.58	39.95	52.00

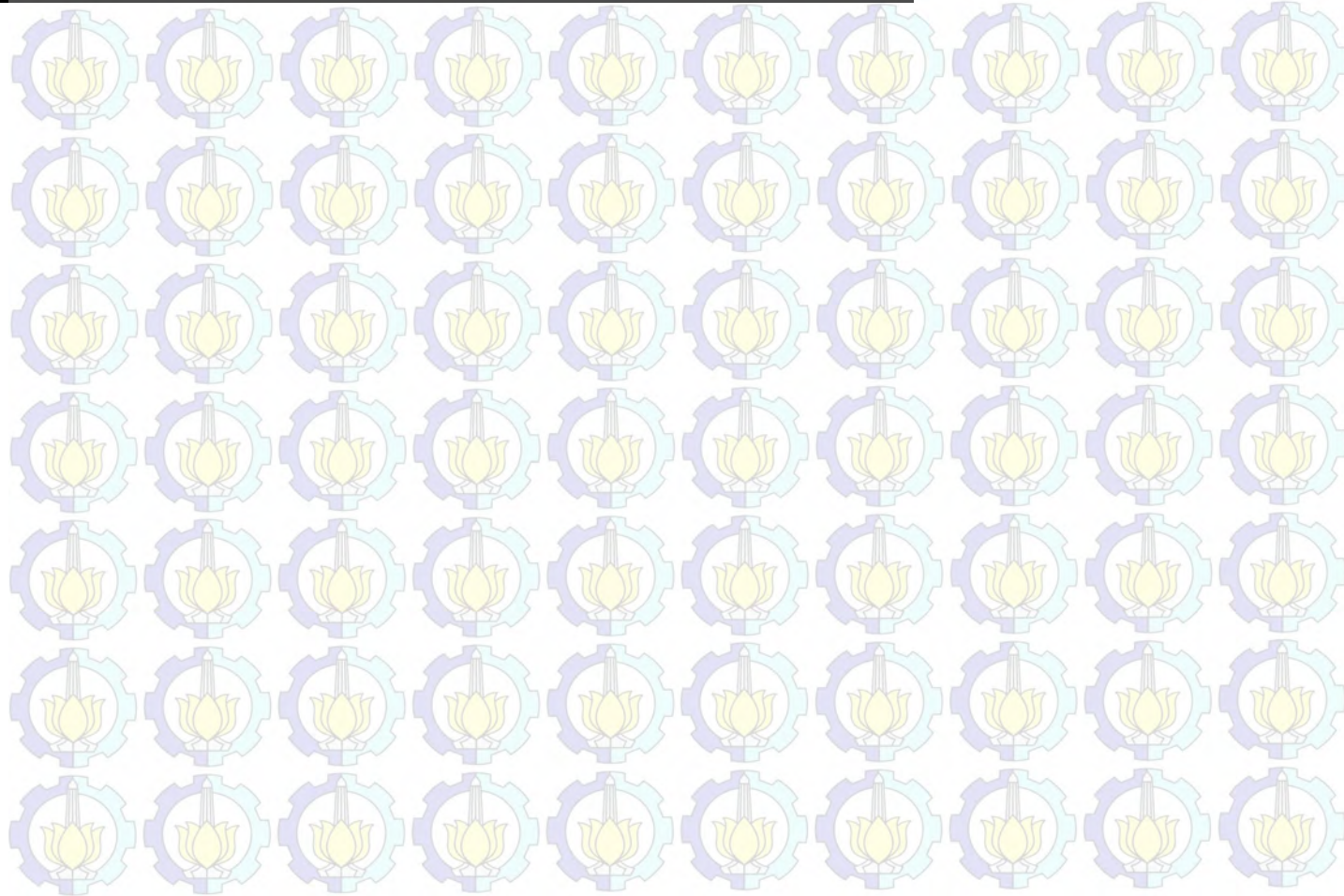
No	span from	span to	Due to Elevated Obstruction		
			Dimension Elevation	L/Lc	Allowable span

span from



No	span from	span to	Due to Elevated Obstruction		
			Dimension Elevation	L/Lc	Allowable span

span from



Dynamic Analysis Free Span								
span to	L free span	Gap (m)	Effective Mass	Cross flow			In Line	
				Natural Frequenc	Reduce Velocity	Span Length	Stability Parameter	CriticalSpan Length
32.00	20.0	1.0	2335.2	1.17	14.49	55.5	0.4	23.4
35.00	18.0	1.0	2335.2	1.44	11.73	49.9	0.4	26.0
38.50	15.0	1.2	2335.2	2.08	8.15	41.6	0.4	31.2
40.50	10.0	1.0	2335.2	4.67	3.62	27.7	0.4	46.7
43.00	10.0	1.0	2335.2	4.67	3.62	27.7	0.4	46.7
54.80	30.0	1.2	2335.2	0.52	32.59	83.2	0.4	15.6
63.80	36.0	1.0	2335.2	0.36	46.93	99.8	0.4	13.0
80.00	30.0	0.8	2335.2	0.52	32.59	83.2	0.4	15.6
9.80	10.0	0.5	2335.2	4.67	3.62	27.7	0.4	46.7
50.80	28.0	0.8	2335.2	0.60	28.39	77.7	0.4	16.7
53.00	17.0	0.5	2335.2	1.62	10.47	47.1	0.4	27.5
60.20	12.0	0.5	2335.2	3.25	5.21	33.3	0.4	38.9
60.20	12.0	0.5	2335.2	3.25	5.21	33.3	0.4	38.9
75.80	13.0	0.8	2335.2	2.77	6.12	36.1	0.4	35.9
78.20	10.0	0.5	2335.2	4.67	3.62	27.7	0.4	46.7

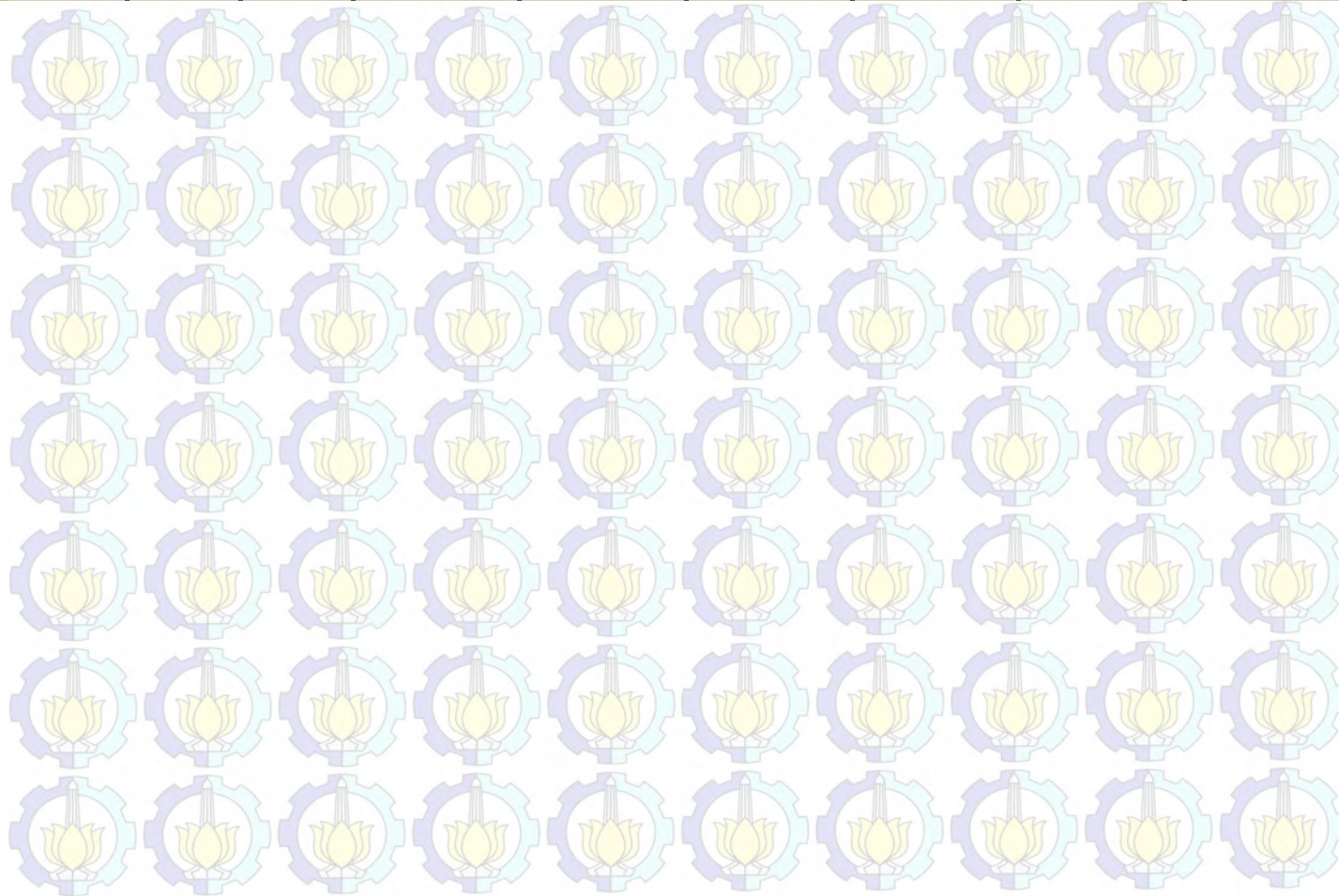
span to	L free span	Gap (m)	Effective Mass	Cross flow			In Line	
				Natural Frequnc	Reduce Velocity	Span Length	Stability Parameter	CriticalSpan Length
89.50	25.0	0.8	2335.2	0.75	22.63	69.3	0.4	18.7
88.00	12.0	0.8	2335.2	3.25	5.21	33.3	0.4	38.9
11.30	35.0	1.0	2335.2	0.38	44.36	97.1	0.4	13.4
19.80	9.0	1.0	2335.2	5.77	2.93	25.0	0.4	51.9
66.80	18.0	1.2	2335.2	1.44	11.73	49.9	0.4	26.0
69.00	17.0	1.0	2335.2	1.62	10.47	47.1	0.4	27.5
82.30	13.0	2.0	2335.2	2.77	6.12	36.1	0.4	35.9
94.00	20.0	1.0	2335.2	1.17	14.49	55.5	0.4	23.4
10.50	25.0	0.8	2335.2	0.75	22.63	69.3	0.4	18.7
57.50	35.0	1.0	2335.2	0.38	44.36	97.1	0.4	13.4
62.90	29.0	1.5	2335.2	0.56	30.46	80.4	0.4	16.1
6.00	30.0	1.0	2335.2	0.52	32.59	83.2	0.4	15.6
14.50	15.0	0.8	2335.2	2.08	8.15	41.6	0.4	31.2
51.00	22.0	1.0	2335.2	0.97	17.53	61.0	0.4	21.2
59.00	20.0	1.0	2335.2	1.17	14.49	55.5	0.4	23.4
86.00	17.0	1.0	2335.2	1.62	10.47	47.1	0.4	27.5
94.50	15.0	1.0	2335.2	2.08	8.15	41.6	0.4	31.2
13.00	25.0	0.5	2335.2	0.75	22.63	69.3	0.4	18.7

span to	L free span	Gap (m)	Effective Mass	Cross flow			In Line	
				Natural Frequenc	Reduce Velocity	Span Length	Stability Parameter	CriticalSpan Length
55.00	30.0	0.5	2335.2	0.52	32.59	83.2	0.4	15.6
55.00	30.0	1.0	2335.2	0.52	32.59	83.2	0.4	15.6
66.00	28.0	1.0	2335.2	0.60	28.39	77.7	0.4	16.7
80.00	32.0	1.2	2335.2	0.46	37.08	88.7	0.4	14.6
85.00	12.0	1.0	2335.2	3.25	5.21	33.3	0.4	38.9
55.00	20.0	2.0	2335.2	1.17	14.49	55.5	0.4	23.4
75.50	35.0	3.0	2335.2	0.38	44.36	97.1	0.4	13.4
83.00	32.0	1.0	2335.2	0.46	37.08	88.7	0.4	14.6
66.50	15.0	1.0	2335.2	2.08	8.15	41.6	0.4	31.2
14.50	17.0	1.0	2335.2	1.62	10.47	47.1	0.4	27.5
32.00	20.0	1.0	2335.2	1.17	14.49	55.5	0.4	23.4
94.00	35.0	1.2	2335.2	0.38	44.36	97.1	0.4	13.4
93.00	30.0	1.2	2335.2	0.52	32.59	83.2	0.4	15.6
73.00	20.0	1.0	2335.2	1.17	14.49	55.5	0.4	23.4
77.50	25.0	1.0	2335.2	0.75	22.63	69.3	0.4	18.7
7.50	20.0	1.2	2335.2	1.17	14.49	55.5	0.4	23.4
36.50	23.0	2.5	2335.2	0.88	19.16	63.8	0.4	20.3
86.00	30.0	0.8	2335.2	0.52	32.59	83.2	0.4	15.6
27.00	35.0	0.5	2335.2	0.38	44.36	97.1	0.4	13.4
36.50	20.0	0.3	2335.2	1.17	14.49	55.5	0.4	23.4

span to	L free span	Gap (m)	Effective Mass	Cross flow			In Line	
				Natural Frequnc	Reduce Velocity	Span Length	Stability Parameter	CriticalSpan Length
87.50	25.0	0.5	2335.2	0.75	22.63	69.3	0.4	18.7
48.50	30.0	0.8	2335.2	0.52	32.59	83.2	0.4	15.6
57.00	15.0	0.5	2335.2	2.08	8.15	41.6	0.4	31.2
86.50	35.0	2.5	2335.2	0.38	44.36	97.1	0.4	13.4
5.30	33.0	0.5	2335.2	0.43	39.44	91.5	0.4	14.2
7.00	30.0	0.5	2335.2	0.52	32.59	83.2	0.4	15.6
51.00	35.0	0.8	2335.2	0.38	44.36	97.1	0.4	13.4
37.00	20.0	0.5	2335.2	1.17	14.49	55.5	0.4	23.4
58.00	25.0	0.5	2335.2	0.75	22.63	69.3	0.4	18.7
76.00	25.0	0.5	2335.2	0.75	22.63	69.3	0.4	18.7
61.50	35.0	0.5	2335.2	0.38	44.36	97.1	0.4	13.4
73.00	15.0	0.5	2335.2	2.08	8.15	41.6	0.4	31.2
75.50	15.0	0.5	2335.2	2.08	8.15	41.6	0.4	31.2
10.00	15.0	1.0	2335.2	2.08	8.15	41.6	0.4	31.2
28.50	27.0	1.0	2335.2	0.64	26.40	74.9	0.4	17.3
60.00	17.0	0.8	2335.2	1.62	10.47	47.1	0.4	27.5
65.50	20.0	0.8	2335.2	1.17	14.49	55.5	0.4	23.4
35.50	15.0	1.2	2335.2	2.08	8.15	41.6	0.4	31.2
75.50	15.0	1.5	2335.2	2.08	8.15	41.6	0.4	31.2
11.50	35.0	1.2	2335.2	0.38	44.36	97.1	0.4	13.4

span to	L free span	Gap (m)	Effective Mass	Cross flow			In Line	
				Natural Frequenc	Reduce Velocity	Span Length	Stability Parameter	CriticalSpan Length
19.00	35.0	1.2	2335.2	0.38	44.36	97.1	0.4	13.4
39.00	35.0	0.5	2335.2	0.38	44.36	97.1	0.4	13.4
68.50	25.0	0.5	2335.2	0.75	22.63	69.3	0.4	18.7
80.00	30.0	0.8	2335.2	0.52	32.59	83.2	0.4	15.6
96.00	20.0	0.8	2335.2	1.17	14.49	55.5	0.4	23.4
87.00	15.0	1.2	2335.2	2.08	8.15	41.6	0.4	31.2
21.00	20.0	1.0	2335.2	1.17	14.49	55.5	0.4	23.4
65.50	35.0	0.8	2335.2	0.38	44.36	97.1	0.4	13.4
15.50	35.0	0.8	2335.2	0.38	44.36	97.1	0.4	13.4
14.00	20.0	1.0	2335.2	1.17	14.49	55.5	0.4	23.4
19.00	30.0	1.0	2335.2	0.52	32.59	83.2	0.4	15.6
28.00	25.0	1.0	2335.2	0.75	22.63	69.3	0.4	18.7
36.50	25.0	1.0	2335.2	0.75	22.63	69.3	0.4	18.7
37.00	25.0	0.8	2335.2	0.75	22.63	69.3	0.4	18.7
42.00	15.0	0.8	2335.2	2.08	8.15	41.6	0.4	31.2
54.00	20.0	1.0	2335.2	1.17	14.49	55.5	0.4	23.4

span to	L free span	Gap (m)	Effective Mass	Cross flow			In Line	
				Natural Frequnc	Reduce Velocity	Span Length	Stability Parameter	CriticalSpan Length



span to	L free span	Gap (m)	Effective Mass	Cross flow			In Line	
				Natural Frequnc	Reduce Velocity	Span Length	Stability Parameter	CriticalSpan Length

