



TUGAS AKHIR (MO 184804)

ANALISIS *ON-BOTTOM STABILITY* DAN *LOCAL BUCKLING* PIPA BAWAH LAUT PADA KONDISI OPERASI DI BLOK MDA DAN MBH, SELAT MADURA

MUHAMMAD AZMI SHIDQI

NRP. 04311340000035

DOSEN PEMBIMBING :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2020



FINAL PROJECT (MO 184804)

**ON-BOTTOM STABILITY AND LOCAL BUCKLING ANALYSIS
OF OFFSHORE PIPELINE ON OPERATING CONDITION IN
MDA/MBH, MADURA STRAIT**

MUHAMMAD AZMI SHIDQI

NRP. 0431134000035

SUPERVISORS :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.

OCEAN ENGINEERING DEPARTMENT

MARINE TECHNOLOGY FACULTY

INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER

SURABAYA

2020

**ANALISIS ON-BOTTOM STABILITY DAN LOCAL BUCKLING PIPA
BAWAH LAUT PADA KONDISI OPERASI DI BLOK MDA DAN MBH,
SELAT MADURA**

**LEMBAR PENGESAHAN
TUGAS AKHIR**

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

Oleh :

MUHAMMAD AZMI SHIDQI

NRP. 04311340000035

Disetujui oleh :

1. Ir. Imam Rochani, M.Sc .

(Pembimbing 1)

2. Dr Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.

(Pembimbing 2)

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

(Penguji 1)

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

(Penguji 2)

Surabaya, Januari 2020

**ANALISIS ON-BOTTOM STABILITY DAN LOCAL BUCKLING PIPA
BAWAH LAUT PADA KONDISI OPERASI DI BLOK MDA DAN MBH,
SELAT MADURA**

Nama Penulis : Muhammad Azmi Shidqi
NRP : 0431134000035
Departemen : Teknik Kelautan
Dosen Pembimbing : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.

ABSTRAK

Pipa bawah laut merupakan salah satu mode transportasi yang sering digunakan untuk mendistribusikan minyak dan gas secara efisien. Diletakkan di dasar laut dengan jarak yang jauh dan dapat mengangkut minyak dan gas dalam jumlah besar serta lebih ekonomis. Selama masa operasi, pipa harus selalu dalam kondisi stabil dan hindari kegagalan agar produksi berjalan tanpa gangguan. Pada penelitian ini, penulis akan menganalisis *on-bottom stability* dan *local buckling* pipa bawah laut pada kondisi operasi di Blok MDA dan MBH, Selat Madura. Tujuan dari analisis *on-bottom stability* untuk mengetahui kondisi pipa bawah laut di dasar laut stabil secara lateral dan secara vertikal pada masa operasi yang disebabkan oleh gaya-gaya hidrodinamis berdasarkan *Recommended Practice DNV RP F109* mengenai "*On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*". Serta analisis *local buckling* untuk mengetahui jarak aman maksimum *free span* yang diizinkan berdasarkan *Standard DNV OS F101* mengenai "*Submarine Pipeline System*". Besar gaya hidrodinamika puncak lateral dan vertikal pada kedalaman 106,5 meter adalah 82,863 N/m dan 61,957 N/m, sementara nilai tahanan pasif adalah 323,249 N/m. Hasil analisis stabilitas vertikal memenuhi desain kriteria dengan nilai 0,715 dan stabilitas lateral memenuhi desain kriteria dengan nilai 0,277. Serta pipa memenuhi desain kriteria dan masih dalam batas aman dari terjadinya *local buckling*.

Kata kunci : Pipa Bawah Laut, *On-Bottom Stability*, *Local Buckling*, DNV RP F109, DNV OS F101.

**ON-BOTTOM STABILITY AND LOCAL BUCKLING ANALYSIS OF
OFFSHORE PIPELINE ON OPERATING CONDITION IN MDA/MBH,
MADURA STRAIT**

Name of Student : Muhammad Azmi Shidqi
Reg. Number : 04311340000035
Department : Teknik Kelautan
Supervisors : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc

ABSTRACT

Offshore pipeline is one option of transportation that is often used to efficiently distributing oil and gas. Located on the seabed with a long distance and able to transport oil and gas in large quantities but more economical. During the operating period, the pipe must always be in a stable condition and avoid failure in order to production runs uninterrupted. In this research, the author will analyze the on-bottom stability and local buckling of offshore pipeline on operating condition in MDA and MBH Block, Madura Strait. The purpose of the on-bottom stability analysis is to determine the condition of the offshore pipeline on the seabed laterally and vertically stable during the operation caused by hydrodynamic forces based on Recommended Practice DNV RP F109 "On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines". And local buckling analysis to determine the distance of maximum free span which is allowed based on Standard DNV OS F101 "Submarine Pipeline System". The peaks hydrodynamic forces of lateral and vertical value at depth of 106.5 meters are 82.863 N/m and 61.957 N/m, while the passive resistance value is 323.249 N/m. The results of the analysis of vertical stability meet the design criteria with a value of 0.715 and lateral stability meet the design criteria with a value of 0.277. And the pipe meets the design criteria and still within safe limits from the occurrence of local buckling.

Keyword : Offshore Pipeline, On-Bottom Stability, Local Buckling, DNV RP F109, DNV OS F101.

KATA PENGANTAR

Segala puji syukur penulis tuturkan kepada Allah SWT, sang pencipta dan penguasa alam semesta atas limpahan rahmat dan hidayah-Nya, sehingga dapat menyelesaikan kegiatan dan laporan tugas akhir dengan baik. Tugas akhir ini berjudul “**ANALISIS *ON-BOTTOM STABILITY* DAN *LOCAL BUCKLING* PIPA BAWAH LAUT PADA KONDISI OPERASI DI MDA DAN MBH, SELAT MADURA**”.

Tugas Akhir ini dirangkai sebagai syarat untuk memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan Program Sarjana Strata 1 (S-1) di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Selama proses menyusun laporan tugas akhir ini, penulis menyadari masih banyak kekurangan, terkait sistematika penulisan, perumusan masalah dan lainnya. Maka sebab itu, penulis harapkan kritik dan saran guna menjadi bahan evaluasi untuk penelitian kedepannya. Dan semoga berharap penelitian ini berguna dalam menambah wawasan pembaca secara umum maupun penulis secara khusus dan juga bagi perkembangan di dunia kemaritiman khususnya bidang *pipeline*.

Surabaya, Januari 2020

MUHAMMAD AZMI SHIDQI

NRP. 0431134000035

UCAPAN TERIMA KASIH

Selama penyusunan Tugas Akhir ini, penulis senantiasa ingin selalu berterima kasih kepada banyak pihak yang turut andil membantu pengerjaan, kelancaran dalam bimbingan dan dukungan materil maupun moral. Tanpa campur tangan mereka dapat dipastikan penulis akan mengalami banyak sekali hambatan dalam pengerjaan penulisan dan laporan Tugas Akhir ini. Terima kasih penulis diucapkan kepada berikut ini, diantaranya:

1. Allah SWT. Oleh karena-Nya penulis selalu diberi kemudahan berkegiatan, kesehatan selama pengerjaan Tugas Akhir ini.
2. Orang tua terbaik dan luar biasa yang pernah ada di kehidupan penulis. Terima kasih atas segala doa, perhatian, dukungan, kepercayaan, kasih sayang, ketulusan cinta dan kesabaran yang tidak pernah berhenti sekalipun.
3. Adik-adik dan keluarga yang selalu memberikan support motivasi tanpa henti.
4. Bapak Ir. Imam Rochani, M.Sc. dan Bapak Dr. Eng. Yeyes Mulyadi selaku dosen pembimbing yang selalu sabar dalam memberikan ilmu dan dan bantuan selama ini.
5. Seluruh para dosen dan *civitas akademika* Departemen Teknik Kelautan yang selalu memberikan ilmu, bantuan, dan fasilitas selama penulis menjalani perkuliahan.
6. Bapak Yoyok Setyo Hadiwidodo, S.T., M.T., Ph.D. dan Prof. Ir. Widi Agoes Pratikto, M.Sc., Ph.D. selaku dosen wali penulis selama menuntun ilmu di Departemen Teknik Kelautan yang selalu memberikan bantuan moral, ilmu dan selalu mengarahkan penulis selama masa perkuliahan.
7. Teman-teman bimbingan Pak Imam, kawan seperjuangan selama menyelesaikan Tugas Akhir yang selalu menyemangati, mengingatkan dan mendukung selalu.
8. Keluarga besar Valtameri P-53 L-31, teman-teman seangkatan dari awal mula tiba di Teknik Kelautan sampai selamanya yang selalu membantu disaat sedang dibutuhkan.
9. Asfarur Ridlwan, Atika Sekar Tsani, Dimas Ramadhan, Jousie Rebecca, Febrianti, Hafifa Rostyani, Fauzanullah R., yang selalu mendukung secara

langsung selama penulis mengerjakan laporan tugas akhir ini.

10. Kans Jatim, Khususnya Kans Surabaya, keluarga penulis selama beberapa tahun di Surabaya. Dimana selalu memberikan atmosfer yang selalu mendukung dan saling mengingatkan.
11. Fariz Mustamir, Fahmi Abdulaziz, Bageur Al Ikhsan, Giffari Ramadhan, Faris Fawwaz, Aqil Ammar, Bima Azhar, Ayubbi Oentoro. Terima kasih selalu percaya dan mengarahkan agar selalu berada di jalan yang sesuai.
12. Pengurus Laboratorium Hidrodinamika Bangunan Laut, Laboratorium Desain dan Konstruksi Bangunan Laut, serta Laboratorium Pantai dan Lingkungan Laut yang turut membantu dan mendukung dalam proses penyelesaian laporan Tugas Akhir ini.
13. Senior dan Junior khususnya kawan-kawan TRITONOUS P-55 L-33 dan ADHIWAMASTYA P-56 L34 yang selalu menjadi teman seperjuangan selama masa perkuliahan.

Semua Pihak yang tidak dapat penulis jabarkan satu per satu yang turut andil dalam penyelesaian tugas akhir ini.

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	i
ABSTRAK	ii
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	iv
UCAPAN TERIMA KASIH	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan Penelitian	3
1.4 Manfaat Penelitian	3
1.5 Batasan Masalah	3
1.6 Sistematika Penulisan	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	5
2.1 Tinjauan Pustaka	5
2.2 Dasar Teori	7
2.2.1 Gambaran Umum	7
2.2.2 Beban Gelombang	8
2.2.3 Spektra JONSWAP	9
2.2.4 Perhitungan Kecepatan Arus	10
2.2.5 Transformasi Spektra Gelombang	11
2.2.6. Kondisi Tanah dan Gaya-Gaya Hidrodinamika	14
2.2.7 Kombinasi Beban Lingkungan	20
2.2.8 Berat Terendam Pipa	21
2.2.9 Perhitungan Stabilitas Vertikal	21
2.2.10 Perhitungan Stabilitas Lateral	21

2.2.11 <i>Local Buckling Ultimate Limit State Criteria</i>	25
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	33
3.1 Diagram Alir Penelitian	33
3.2 Metodologi Penelitian	34
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....	37
4.1 Data Pipa dan Lingkungan.....	37
4.2 Perhitungan Berat Terendam Pipa	40
4.3 Analisis Kecepatan Partikel Air.....	41
4.3.1 Perhitungan Kecepatan Arus Akibat Gelombang pada Pipa	41
4.3.2 Perhitungan Arus	47
4.3.3 Perhitungan Tanah	50
4.4 Gaya-Gaya Hidrodinamika	53
4.4.1 Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Horizontal.....	56
4.4.2 Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Vertikal.....	57
4.5 Analisis Stabilitas Vertikal dan Lateral pada Pipa Bawah Laut	58
4.5.1 Analisis Stabilitas Vertikal	58
4.5.2 Analisis Stabilitas Lateral	58
4.6. <i>Local Buckling (Kriteria Ultimate Limit State)</i>	59
4.6.1 Analisis Data.....	59
4.6.2 Menentukan <i>Safety Class dan Material Resistance</i>	60
4.6.3 <i>System Pressure Test</i>	64
4.6.4 Kriteria Tekanan Pengamanan (<i>Bursting</i>)	65
4.6.5 Kriteria Tekanan Keruntuhan (<i>Collapse</i>).....	66
4.6.6 Kriteria Tekanan Perambatan (<i>Propagation</i>) <i>Buckling</i>	66
4.6.7 Kriteria Beban Gabungan (<i>Combined Load</i>)	67
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	71

5.1 Kesimpulan	71
5.2 Saran	71
DAFTAR PUSTAKA	73
LAMPIRAN A PERHITUNGAN ANALISIS <i>ON-BOTTOM STABILITY</i>	74
LAMPIRAN B PERHITUNGAN ANALISIS <i>LOCAL BUCKLING</i>	89
BIODATA PENULIS	98

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Gaya-Gaya yang Bekerja pada Pipa Bawah Laut (Mousselli, 1981)	8
Gambar 2. 2 Kecepatan Aliran Amplitudo Signifikan, U_S , pada Permukaan (DNV RP F109, 2010).....	12
Gambar 2. 3 Mean Zero Up-Crossing Period Osiliasi Aliran (DNV RP F109, 2010).....	13
Gambar 2. 4 Definisi Penetrasi (DNV RP F109, 2010)	16
Gambar 2. 5 Reduksi Beban Puncak akibat Penetrasi (DNV RP F109, 2010) ...	16
Gambar 2. 6 Definisi Parameter Trenching (DNV RP F109, 2010)	17
Gambar 2. 7 Reduksi Beban Puncak akibat Trenching	17
Gambar 2. 8 Resistensi Pasif (DNV RP F109, 2010).....	18
Gambar 3. 1 Diagram Alir Metodologi Penelitian	33
Gambar 3. 2 Diagram Alir Metodologi Penelitian (Lanjutan)	34
Gambar 4. 1 Lokasi Lapangan MDA dan MBH (HCML, 2016)	37
Gambar 4. 2 Grafik Spektrum Gelombang.....	44
Gambar 4. 3 Grafik Wave Induced Velocity Spectrum.....	46
Gambar 4. 4 Faktor Reduksi akibat Penyebaran Gelombang.....	49

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Parameter Kekasaran Seabed (DNV RP F109, 2010).....	10
Tabel 2. 2 Koefisien Beban Horizontal Tertinggi (DNV RP F109, 2010).....	23
Tabel 2. 3 Koefisien Beban Vertikal Tertinggi (DNV RP F109, 2010).....	23
Tabel 2. 4 Faktor Keamanan pada Kondisi Winter Storm di North Sea (DNV RP F109, 2010)	24
Tabel 2. 5 Faktor Keamanan pada Kondisi Winter Storm di Gulf of Mexico (DNV RP F109, 2010)	24
Tabel 2. 6 Faktor Keamanan pada Kondisi Cyclonic di North Sea (DNV RP F109)	24
Tabel 2. 7 Faktor Keamanan pada Kondisi Cyclonic di Gulf of Mexico (DNV RP F109)	24
Tabel 2. 8 Classification of Fluid (DNV OS F101, 2013).....	27
Tabel 2. 9 Classification of Location (DNV OS F101, 2013).....	27
Tabel 2. 10 Classification of Safety Classes (DNV OS F101, 2013).....	28
Tabel 2. 11 Normal Classification of Safety Classes (DNV OS F101, 2013)	28
Tabel 2. 12 Safety Class Resistance Factors (DNV OS F101, 2013)	28
Tabel 2. 13 Incidental to Design Pressure Ratios (DNV OS F101, 2013)	29
Tabel 2. 14 Material Resistance Factor (DNV OS F101, 2013)	29
Tabel 2. 15 Usage Factors for Equivalent Check (DNV OS F101, 2013)	29
Tabel 2. 16 Material Strength Factor (DNV OS F101, 2013).....	29
Tabel 2. 17 Load Effect Factor Combinations (DNV OS F101, 2013).....	29
Tabel 2. 18 Condition Load Effect Factors (DNV OS F101, 2013)	30
Tabel 4. 1 Parameter Fungsional (HCML, 2016).....	38
Tabel 4. 2 Properti Material (HCML, 2016)	38
Tabel 4. 3 Properti Coating Pipa Bawah Laut (HCML, 2016).....	39
Tabel 4. 4 Kedalaman Perairan Pipa Bawah Laut (HCML, 2016).....	39
Tabel 4. 5 Data Pasang Surut (HCML, 2016)	39
Tabel 4. 6 Data Gelombang dan Arus (HCML, 2016)	39
Tabel 4. 7 Properti Air Laut (HCML, 2016)	40
Tabel 4. 8 Parameter Tanah (HCML, 2016).....	40

Tabel 4. 9 Nilai Parameter Spektrum JONSWAP.....	42
Tabel 4. 10 Spektrum Gelombang.....	42
Tabel 4. 11 Nilai Angka Gelombang pada Kedalaman 106,5 meter.....	44
Tabel 4. 12 Spektrum Kecepatan Partikel	45
Tabel 4. 13 Nilai Momen Spektrum M0 dan M2	47
Tabel 4. 14 Hasil Nilai Us dan TU	47
Tabel 4. 15 Hasil Nilai U* dan T*	48
Tabel 4. 16 Nilai Uw dan RD	49
Tabel 4. 17 Kecepatan Aliran Akibat Arus	50
Tabel 4. 18 Reduksi Beban akibat Penetrasi	51
Tabel 4. 19 Nilai Reduksi Beban akibat Trenching	52
Tabel 4. 20 Faktor Reduksi Beban pada Pipa Bawah Laut.....	52
Tabel 4. 21 Nilai Tahanan Pasif Tanah	53
Tabel 4. 22 Faktor Keamanan Winter di North Sea	53
Tabel 4. 23 Faktor Keamanan Winter di Gulf of Mexico	54
Tabel 4. 24 Faktor Keamanan Cyclonic di North Sea.....	54
Tabel 4. 25 Faktor Keaman Cyclonic di Gulf of Mexico.....	54
Tabel 4. 26 Koefisien Beban Horizontal Puncak	54
Tabel 4. 27 Koefisien Beban Vertical Puncak.....	55
Tabel 4. 28 Nilai Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Horizontal akibat.....	56
Tabel 4. 29 Nilai Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Vertikal akibat Gelombang	57
Tabel 4. 30 Nilai Stabilitas Vertikal	58
Tabel 4. 31 Nilai Stabilitas Lateral.....	59
Tabel 4. 32 Data Pipa untuk Analisis Local Buckling	59
Tabel 4. 33 Classification of Fluid (DNV OS F101, 2013).....	60
Tabel 4. 34 Classification of Location (DNV OS F101, 2013).....	61
Tabel 4. 35 Classification of Safety Class (DNV OS F101, 2013)	61
Tabel 4. 36 Normal Classification of Safety Classes (DNV OS F101, 2013)	62
Tabel 4. 37 Safety Class Resistance Factors (DNV OS F101, 2013)	62
Tabel 4. 38 Incidental to Design Pressure Ratios (DNV OS F101, 2013)	62
Tabel 4. 39 Material Resistance Factor (DNV OS F101, 2013)	63

Tabel 4. 40	Usage Factor for Equivalent Stress Check (DNV OS F101, 2013) ..	63
Tabel 4. 41	Material Strength Factor (DNV OS F101, 2013).....	63
Tabel 4. 42	Load Effect Factor Combinations (DNV OS F101, 2013).....	63
Tabel 4. 43	Condition Load Effect Factors (DNV OS F101, 2013)	64
Tabel 4. 44	Hasil Perhitungan Tekanan	65
Tabel 4. 45	Hasil Analisis Kriteria Tekanan Pengamanan	65
Tabel 4. 46	Hasil Analisis Tekanan Keruntuhan.....	66
Tabel 4. 47	Hasil Analisis Tekanan Perambatan.....	66
Tabel 4. 48	Nilai-Nilai Perhitungan Pressure Factor Combined.....	68
Tabel 4. 49	Hasil Analisis Kriteria Beban Gabungan	69

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada era ini, kebutuhan akan minyak dan gas sangat penting bagi manusia maupun dunia industri. Konsumsi minyak dan gas terus meningkat setiap tahunnya selaras dengan ketergantungan manusia akan produk migas yang tidak bisa dihentikan. Oleh karena itu banyak industri yang meningkatkan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas termasuk menuju daerah lepas pantai dan laut dalam (Heryanto, 2008). Dalam menyalurkan hasil pengeboran berupa minyak dan gas pada umumnya dilakukan dengan dua cara, yaitu dengan pipa bawah laut (*offshore pipelines*) atau secara curah (misal: kapal, kargo) (Soegiono, 2007).

Pipa bawah laut merupakan alternatif transportasi untuk distribusi minyak dan gas yang paling efisien, mudah, dan aman. Diletakkan di dasar laut sejauh berkilo-kilo meter dan dapat mengangkut minyak dalam jumlah besar. Keunggulan menggunakan *pipeline* sebagai mode transportasi adalah lebih ekonomis, penggunaan energi yang rendah, ramah lingkungan, aman untuk manusia, tidak terpengaruh cuaca, otomatis, tingkat keamanan dan keandalan yang tinggi. Kelebihan lain pipa bawah laut adalah mampu menjangkau pulau-pulau kecil yang memiliki laut-laut dangkal. Karena laut dangkal menyebabkan kapal-kapal besar seperti kapal tanker sangat sulit untuk berlabuh dan kapal-kapal besar tidak bisa digunakan sebagai mode transportasi distribusi minyak dan gas untuk pulau-pulau yang dikelilingi laut-laut dangkal. Sehingga dapat memberikan hasil yang maksimal (Soegiono, 2007).

Pipa bawah laut harus kuat menahan beban dan tekanan dari dalam pipa itu sendiri maupun terhadap lingkungan luar pipa, seperti tekanan internal, tekanan hidrostatik, *bending*, *impact*, dan lain sebagainya. Sehingga fungsi pipa sebagai sarana transportasi fluida bisa maksimal. Pipa bawah laut memiliki mekanisme agar kondisinya selalu stabil pada saat berada di bawah laut. Biasanya pipa akan dikubur

(*buried*) maupun direbahkan diatas permukaan dan diberikan semen. Masalah utama yang dihadapi pipa bawah laut (*pipelines*) pada saat masa operasi adalah stabilitas yang diakibatkan karena pengaruh dari gaya-gaya hidrodinamika yang bekerja mengenai pipa. Pipa bawah laut dikatakan stabil apabila dapat menentukan berat minimum pipa di dasar laut (Bai dan Bai, 2005). Pipa yang menerima gaya-gaya dari lingkungan harus berada pada kondisi yang stabil agar tidak mengalami penurunan kinerja saat beroperasi. Untuk itu diperlukan perhitungan stabilitas terhadap pipa pada saat kondisi operasi agar konstruksi ini dapat beroperasi dengan baik sesuai dengan tujuannya.

Kemudian masalah lain seiring berjalannya waktu operasi, pipa akan mengalami kegagalan. Kegagalan yang terjadi pada pipa berupa *bursting*, *buckling*, *leaking*, dan lain sebagainya. Kegagalan pipa berupa *buckling* akibat deformasi tekukan yang terjadi pada dinding pipa atau dapat terjadi pada seluruh bagian pipa. Jika pipa bawah laut mengalami kegagalan, maka akan sangat merugikan dari sudut pandang ekonomi dan lingkungan karena diperlukannya berbagai macam analisis terhadap pipa bawah laut. Sehingga dari segi biaya akan menjadi lebih mahal. Salah satu contohnya seiring dengan berjalannya waktu akan terjadi penggerusan tanah (*scouring*) dibawah pipa. Hal ini menyebabkan bentangan bebas (*free span*) (Heryanto, 2008). Maka dibutuhkan analisis dan perhitungan agar pipa mampu untuk menahan pembebanan gaya-gaya yang bekerja padanya secara statis atau dinamis sehingga dapat bertahan selama masa operasinya. Untuk menghindari terjadinya defleksi yang terjadi pada daerah *free span* maka perlu dilakukan analisis *local buckling* pada daerah *free span* pipa bawah laut. Sehingga desain pipa dapat dikatakan aman.

1.2 Rumusan Masalah

Beberapa masalah terkait yang penulis kaji dalam tugas akhir ini meliputi:

1. Berapa gaya-gaya hidrodinamika yang bekerja pada pipa dan seberapa besar pengaruhnya akan stabilitas dari pipa tersebut?
2. Berapa nilai faktor keamanan (*safety factor*) stabilitas vertikal dan lateral sesuai dengan *Recommended Practice* DNV RP F109?

3. Apakah desain pipa ini memenuhi desain kriteria *Local Buckling* berdasarkan *Standard DNV OS F101*?

1.3 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian dalam tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menghitung dan mengetahui besar gaya-gaya hidrodinamika yang bekerja pada pipa dan seberapa pengaruhnya terhadap stabilitasnya.
2. Menghitung dan mengetahui nilai faktor keamanan (*safety factor*) stabilitas lateral dan vertikal sesuai dengan *Recommended Practice DNV RP F109*.
3. Mengetahui apakah desain pipa memenuhi desain kriteria *Local Buckling* berdasarkan *Standard DNV OS F101*.

1.4 Manfaat Penelitian

Memberikan informasi mengenai stabilitas pipa bawah laut yang terkena gaya-gaya hidrodinamika berdasarkan *Recommended Practice DNV RP F109*. Serta memberikan informasi apakah desain pipa ini sudah memenuhi desain kriteria *Local Buckling* berdasarkan *Standard DNV OS F101*.

1.5 Batasan Masalah

Batasan masalah yang diberikan dalam tugas akhir ini sebagai berikut:

1. Studi kasus dilakukan pada *pipeline* yang menghubungkan *wellhead* platform MDA dan MBH milik Husky-CNOOC Madura Limited.
2. *Recommended Practice* yang digunakan untuk menghitung stabilitas pipa adalah DNV RP F109.
3. *Standard* yang digunakan untuk menghitung *local buckling* pipa adalah DNV OS F101.
4. Kondisi pipa yang dihitung berada dalam kondisi operasi.
5. Kondisi arus dalam kondisi *Steady*.
6. Analisis stabilitas pipa yang digunakan adalah *Absolute Lateral Static Stability Method*.
7. Permukaan tanah dasar laut diasumsikan relatif datar di sepanjang pipa pada kedalaman 106,5 meter.

8. Pipa bawah laut diasumsikan dalam keadaan meletak bebas di atas *seabed*.
9. Aktivitas masyarakat di sekitar lokasi termasuk kategori rendah
10. Tidak melakukan analisis biaya.

1.6 Sistematika Penulisan

Adapun sistematika penulisan dalam Tugas Akhir ini adalah:

BAB I. PENDAHULUAN

Pada bab ini penulisan menjelaskan gambaran umum mengenai tugas akhir seperti latar belakang, perumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, batasan masalah penelitian dan sistematika penulisan.

BAB II. TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

Pada bab ini penulis menjabarkan teori-teori yang mendukung dan digunakan sebagai acuan dalam melakukan penyelesaian tugas akhir ini. Diantaranya teori mengenai *Standard* dan *Recommended Practice* yang digunakan, serta asumsi yang dipakai dalam melakukan perhitungan tugas akhir.

BAB III. METODOLOGI PENELITIAN

Pada bab ini penulisan membuat alur serta langkah-langkah dalam pengerjaan tugas akhir.

BAB IV. ANALISA DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini penulisan menjelaskan perhitungan dari masalah yang diangkat dalam permasalahan ini. Serta hasil dan analisis akan ditinjau berdasarkan *Standard* dan *Recommended Practice* yang digunakan.

BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN

Pada bab ini penulisan memberikan kesimpulan terkait perhitungan dan analisis yang telah dilakukan. Lalu akan memberikan saran sebagai bentuk pertimbangan untuk peneliti selanjutnya.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Pipa bawah laut merupakan salah satu transportasi fluida yang sering digunakan di dunia industri. Pipa bawah laut menjadi pilihan yang terbaik karena tidak terganggu oleh cuaca, namun dibutuhkan perancangan dan perencanaan yang baik agar bisa dioperasikan tanpa sering kali melakukan perawatan. Sistem pipa (*pipelines system*) tidak hanya pipa bawah laut (*offshore pipelines*) tetapi juga ada pipa di daratan (*onshore pipelines*). Sementara berdasarkan kondisi peletakannya yaitu dalam keadaan diatas tanah (*above ground*) dan terkubur di bawah tanah (*buried*) (Boyun, 2005).

Pipa bawah laut akan mendapatkan beban lingkungan berupa beban gelombang dan arus kondisi *steady*. Kemudian pipa bawah laut ada kemungkinan akan mengalami kerusakan yang terjadi akibat gerak vertikal dan lateral pipa itu sendiri, oleh karena itu dibutuhkan beberapa hal yang harus dipenuhi agar pipa bisa stabil pada saat kondisi yang paling buruk sekalipun (Soegiono, 2007). Namun permasalahan utama pada pipa bawah laut adalah ketidakstabilan akibat gelombang laut. Agar berat pipa yang diizinkan bisa dalam kondisi stabil, maka sangat dibutuhkan perhitungan *concrete weight coating*. Hal demikian sudah tertera didalam *Recommended Practice DNV RP F109 mengenai On-Bottom Stability Design of Submarine Pipeline*.

Analisis *On-Bottom Stability* merupakan Analisis yang mencakup beberapa hal seperti gelombang laut, arus laut, transportasi sedimen, *scouring*, *seabed liquefaction*, dan karakteristik tanah. Dalam kondisi operasi dikhawatirkan akan terjadi bentangan pipa (*free span*) yang tidak tersangga (*unsupported*) akibat penggerusan oleh gaya-gaya hidrodinamis. Bentangan pipa yang berlebihan dapat menyebabkan *buckling* pada pipa. Oleh karena itu keamanan pipa di dasar laut merupakan kriteria yang sangat penting dalam rancangan stabilitas (Soegiono, 2007).

Menurut Ridlwan, Rochani, Ikhvani (2017), di dalam tugas akhirnya yang menganalisa *on-bottom stability* dan jarak maksimum pada proyek gas dari *platform SP* ke *platform B2C* milik PT PHE ONWJ di daerah Cimalaya, Karawang, Jawa Barat menunjukkan bahwa pada kedalaman 35,97 meter yang lebih kritis dibandingkan kedalaman 40,39 meter, sehingga tebal minimum *concrete* sebesar 33 mm dengan kriteria desain vertikal 0,682 dan kriteria desain 0,989. Untuk panjang *freespan* yang diizinkan agar tidak terjadi *local buckling* sebesar 40 meter. bahwa pada kedalaman 35,7 m.

Sedangkan menurut Sibuea, Rochani, Mulyadi (2016), di dalam penelitiannya dimana menganalisa *on bottom stability* di Laut Jawa yang terletak di utara Kepulauan Seribu sampai perairan utara Cirebon. menyatakan hasil analisis *absolute lateral static* menunjukkan pipa bawah laut tidak stabil secara lateral pada kondisi instalasi dan operasi karena berat terendam aktual lebih kecil dari berat terendam minimum yang harus dipenuhi agar stabil. Hasil analisis *generalized* parameter menunjukkan pipa bawah laut tidak stabil secara lateral pada kondisi operasi, namun stabil secara lateral pada kondisi instalasi. Panjang *free span* pipa bawah laut maksimum yang diizinkan agar tidak terjadi *local buckling* adalah 50 m.

Menurut Oktavianus (2013), di dalam tugas akhirnya melakukan studi kasus dalam perhitungan *on bottom stability* dengan membandingkan *codes* DNV RP E305 yang digunakan pihak perusahaan dengan DNV RP F109. Yang dimana DNV RP F109 merupakan revisi daripada DNV RP E305. Revisi pada *codes* ini yaitu adanya reduksi pembebanan pada pipa akibat adanya interaksi antara pipa dengan tanah pada suatu sistem *pipeline*. Gaya-gaya hidrodinamika dapat tereduksi karena adanya permeabilitas *seabed* dan penetrasi pipa ke *seabed*. Studi kasus yang dipakai dalam tugas akhir ini adalah proyek instalasi *pipeline* dari *platform* Udang Alpha menuju *platform* Udang Bravo sepanjang 7,706 km di laut Natuna pada kondisi instalasi dan operasi.

Menurut Rahmat (2009), juga melakukan perhitungan analisis *on bottom stability* dengan menggunakan DNV RP F109 dan DNV RP E305. Namun fokus Rahmat disini adalah stabilitas dan pengaruh variasi kedalaman penetrasi pipa di *seabed*. Hasil menunjukkan semakin besar kedalaman penetrasi, semakin kecil gaya yang dihasilkan (terjadi pengurangan gaya), karena dipengaruhi oleh adanya penambahan faktor reduksi. Sedangkan untuk gaya inersia, semakin besar kedalaman penetrasi, gaya yang dihasilkan tidak berubah atau sama tiap kedalaman penetrasi pipa. Hal ini disebabkan gaya inersia tidak terpengaruh oleh faktor reduksi, sehingga tidak terjadi pengurangan gaya.

Menurut Danendra (2018), melakukan perhitungan analisis *on-bottom stability* di kedalaman 7,8 meter dengan diameter pipa 12 inci. Danendra menggunakan DNV RP F109 dengan metode *an absolute lateral static stability*. Berdasarkan penelitiannya dihasilkan besar nilai gaya hidrodinamika puncak dan vertikal masing-masing adalah 9.384,32 N/m dan 7087,67 N/m. Sementara untuk besar *passive resistance* adalah 349,202 N/m. Hasil analisis stabilitas menunjukkan bahwa pipa bawah laut memenuhi kriteria stabilitas vertikal sedangkan untuk kriteria stabilitas lateral tidak memenuhi. Penelitian juga diperkuat dengan *software* ANSYS CFX.

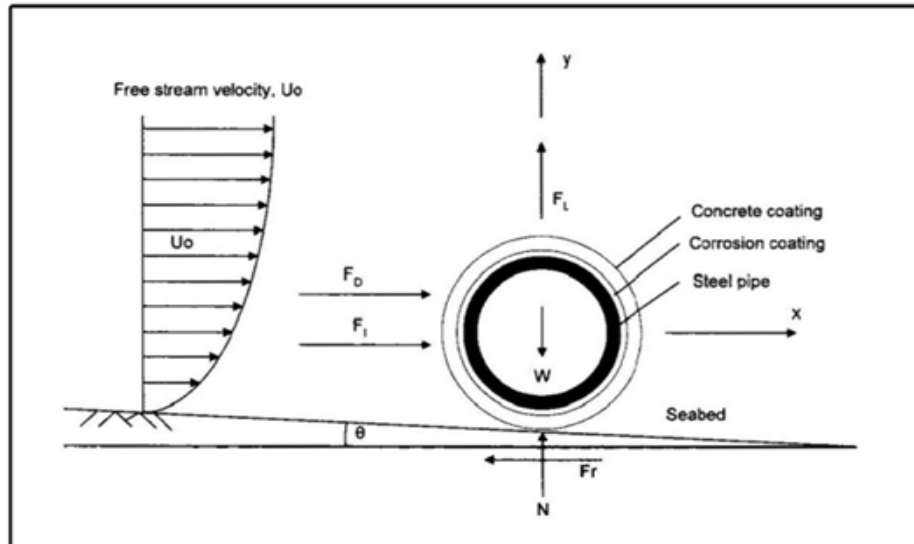
2.2 Dasar Teori

2.2.1 Gambaran Umum

Masa operasi pipa merupakan masa yang lama dan pada masa ini produksi terjadi. Sehingga kestabilan kondisi pipa bawah laut ada sesuatu yang harus agar pipa dapat beroperasi dengan baik sesuai dengan masa desainnya. Sebuah pipa bawah laut dikatakan stabil apabila dapat menahan gaya-gaya yang bekerja mengenai pipa baik dari arah maupun arah vertikal.

Beban lingkungan sangat mempengaruhi kondisi pipa pada masa operasi. Diantara banyak dari beban-beban hidrodinamika, beberapa gaya seperti gaya seret (*drag force*), gaya angkat (*lift force*), gaya inersia (*inertia force*), dan gaya gesek (*friction force*) yang berperan besar. Dalam analisis stabilitas ditinjau dari arah vertikal dan

lateral. Dan untuk dasarnya, berat pipa harus lebih besar daripada gaya-gaya yang bekerja daripada pipa sehingga pipa bisa dikatakan stabil. Ilustrasi gaya-gaya yang bekerja pada pipa terdapat dalam Gambar 2.1.



Gambar 2. 1 Gaya-Gaya yang Bekerja pada Pipa Bawah Laut (Mousselli, 1981)

Kemudian diperlukan juga analisis *local buckling* pada daerah yang mengalami bentangan bebas (*free span*). Bentangan bebas yang terlalu besar bisa mengakibatkan pipa mengalami kegagalan sehingga dibutuhkan analisis *local buckling* lebih mendalam. Kondisi riil di dasar laut bisa terjadi peristiwa penggerusan tanah yang terjadi akibat arus yang mengenai pipa dan tanah di dasarnya. Sehingga dapat menyebabkan terjadinya bentangan bebas.

2.2.2 Beban Gelombang

Di Lepas pantai, gelombang laut tidak linier sehingga mempunyai pola acak dalam propagasi dan elevasinya yang tidak akan berulang urutan kejadiannya terutama pada lokasi yang sama. Dengan demikian teori gelombang regular tidak dapat dipakai secara langsung dalam menjelaskan gelombang acak (Djatkiko, 2012).

Gelombang yang mengakibatkan aliran berosilasi dapat dihitung dengan menggunakan teori numerik atau analisis gelombang. Teori gelombang harus dapat mendeskripsikan kondisinya di lokasi yang dipilih. Teori gelombang linier dapat

ditrapkan pada kasus yang praktis. Sedangkan untuk kondisi laut yang acak, stasioner, dan dalam kurun waktu yang pendek dapat menggunakan spektrum gelombang. Spektrum gelombang yang biasa digunakan di laut Indonesia adalah JONSWAP.

Berdasarkan DNV RP F109 (2017) untuk Analisa *on-bottom stability* menggunakan persamaan spektra JONSWAP. Spektra JONSWAP sangat sesuai dengan parameter-parameter karakteristik gelombang di perairan tertutup atau kepulauan seperti di Indonesia.

2.2.3 Spektra JONSWAP

JONSWAP merupakan akronim dari *Joint North Sea Wave Project*, yaitu proyek yang dilakukan secara bersama-sama oleh sejumlah negara untuk melakukan penelitian mengenai gelombang di Laut Utara (Djarmiko, 2012). Persamaan Spektra JONSWAP adalah sebagai berikut:

$$S_{\eta\eta}(\omega) = \alpha \cdot g^2 \cdot \omega^{-5} \cdot e^{\left[\frac{-5}{4} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right]} \cdot \gamma e^{\left[-0.5 \cdot \left(\frac{\omega - \omega_p}{\sigma(\omega) \cdot \omega_p}\right)^2\right]} \quad (2.1)$$

1. Persamaan untuk Konstanta *Generalized Philips* adalah sebagai berikut:

$$\alpha = \frac{5}{16} \cdot \frac{(H_s)^2 \cdot (\omega)^4}{g^2} \cdot (1 - 0.287 \cdot \ln(\gamma)) \quad (2.2)$$

2. Parameter lebar spektra:

$$\sigma = \begin{cases} 0.07 & \text{if } \omega \leq \omega_p \\ 0.09 & \text{if else} \end{cases} \quad (2.3)$$

3. *Peak enhancement factor*:

$$\gamma = \begin{cases} 5.0 & \text{if } \varphi \leq 3.6 \\ \exp(5.75 - 1.15\varphi) & \text{if } 3.6 < \varphi < 5.0 \\ 1.0 & \text{if } \varphi \geq 5.0 \end{cases} \quad (2.4)$$

Dimana:

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

- α = Konstanta *Generalized Philips*
- g = Percepatan Gravitasi (m/s^2)
- ω = Frekuensi Gelombang (rad/s)
- ω_p = Frekuensi Puncak Gelombang (rad/s)
- γ = *Peak Enhancement Factor*
- σ = Parameter Lebar Spektra

2.2.4 Perhitungan Kecepatan Arus

Aliran stabil pada pipa dapat memiliki komponen dari beberapa hal seperti arus pasang, arus yang disebabkan oleh angin, *storm surge* yang dipicu oleh arus dan densitas yang dipicu oleh arus. Kecepatan arus dapat direduksi untuk memperhitungkan efek dari *bottom boundary layer* dan arahnya. Pada Tabel 2.1 dibawah ini merupakan parameter kekerasan seabed berdasarkan DNV RP F109.

Tabel 2. 1 Parameter Kekasaran *Seabed* (DNV RP F109, 2010)

<i>Seabed</i>	<i>Grain d₅₀ Size (m)</i>	<i>Roughness Z₀ (m)</i>
<i>Silt and Clay</i>	0.0625	5×10^{-6}
<i>Fine Sand</i>	0.25	1×10^{-5}
<i>Medium Sand</i>	0.5	4×10^{-5}
<i>Coarse Sand</i>	1.0	1×10^{-4}
<i>Gravel</i>	4.0	3×10^{-4}
<i>Pebble</i>	25	2×10^{-3}
<i>Cobble</i>	125	1×10^{-2}
<i>Boulder</i>	500	4×10^{-2}

Persamaan 2.5 merupakan perhitungan untuk menentukan kecepatan arus, yaitu sebagai berikut:

$$V_c = V_c(z_r) \cdot \left[\frac{\left(1 + \frac{z_0}{D}\right) \cdot \ln\left(\frac{D}{z_0} + 1\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \right] \cdot \sin \theta_c \quad (2.5)$$

Dimana:

- V_c = Kecepatan Partikel Air (m/s)
 $V_c(z_r)$ = Kecepatan Arus (m/s)
 D = Diameter Luar Pipa (m)
 z_0 = Parameter Kekasaran *Seabed* (m)
 z_r = Ketinggian Arus diatas *Seabed* (m)
 θ_c = Sudut antara Arah Arus dan Pipa (deg)

2.2.5 Transformasi Spektra Gelombang

Wave Induced Velocity pada pipa bawah laut $S_{\eta\eta}$ ditentukan oleh transformasi spektra gelombang pada permukaan laut menggunakan teori gelombang orde 1:

$$S_{UU}(\omega) = G^2(\omega) \cdot S_{\eta\eta}(\omega) \quad (2.6)$$

$G^2(\omega)$ merupakan fungsi transformasi frekuensi dari elevasi gelombang menjadi kecepatan arus karena gelombang pada level pipa di dasar laut, persamaannya adalah sebagai berikut:

$$G(\omega) = \frac{\omega}{\sinh(k \cdot d)} \quad (2.7)$$

Dimana d merupakan kedalaman laut dan k merupakan angka gelombang yang ditentukan dengan iterasi persamaan *transcendental*, yaitu:

$$\frac{\omega^2}{g} = k \cdot \tanh(k \cdot d) \quad (2.8)$$

Momen spektra pada orde ke-n adalah sebagai berikut:

$$M_n = \int_0^\infty \omega^n \cdot S_{UU}(\omega) d\omega \quad (2.9)$$

Kecepatan aliran gelombang signifikan pada pipa terdapat pada persamaan berikut:

$$U_s = 2\sqrt{M_0} \quad (2.10)$$

Mean zero up-crossing period dari osilasi aliran terdapat pada persamaan berikut:

$$T_U = 2\pi \sqrt{\frac{M_0}{M_2}} \quad (2.11)$$

Dengan asumsi teori gelombang linier, U_s bisa diambil dari Gambar 2.2 dan T_U dari Gambar 2.3, dan persamaan T_n dapat dilihat pada persamaan 2.12 berikut ini:

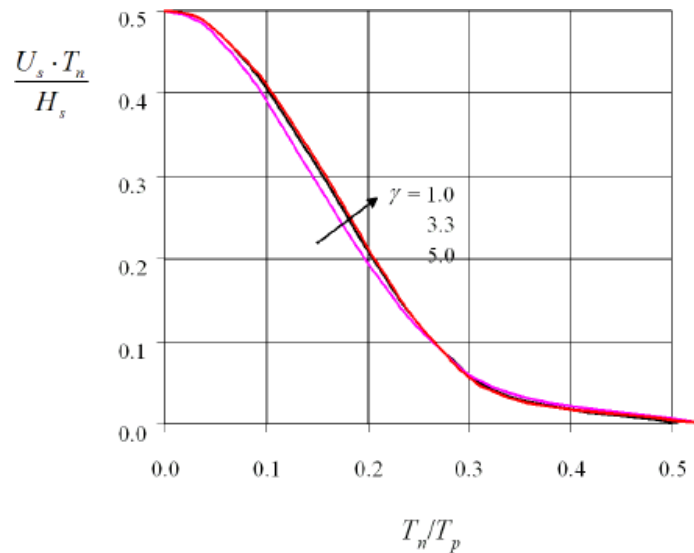
$$T_n = \sqrt{\frac{d}{g}} \quad (2.12)$$

Dimana:

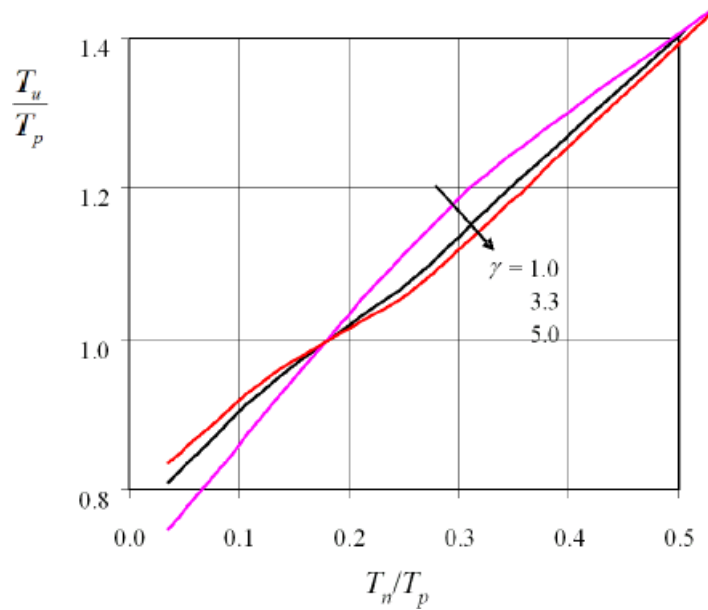
T_n = *Reference Period*

D = Kedalaman Perairan

g = Percepatan Gravitasi ($9,81 \text{ m/s}^2$)



Gambar 2. 2 Kecepatan Aliran Amplitudo Signifikan, U_s , pada Permukaan (DNV RP F109, 2010)



Gambar 2. 3 Mean Zero Up-Crossing Period Osiliasi Aliran (DNV RP F109, 2010)

Rasio antara amplitudo kecepatan osilasi desain tunggal dan amplitudo kecepatan disain spektral untuk osilasi τ dapat dilihat pada persamaan 2.13:

$$k_u = \frac{1}{2} \left(\sqrt{2 \cdot \ln(\tau)} + \frac{0.5772}{\sqrt{2 \cdot \ln(\tau)}} \right) \quad (2.13)$$

Pengaruh dari arah gelombang dan penyebaran gelombang akan menghasilkan *reduction factor* dalam kecepatan signifikan aliran. Kecepatan normal untuk pipa dan pengaruh dari penyebaran gelombang terdapat pada persamaan berikut:

$$U_w = R_D \cdot U_{w\theta} \quad (2.14)$$

Setelah mendapatkan beberapa faktor dari transformasi gelombang permukaan menjadi kecepatan partikel gelombang, lalu mencari nilai-nilai yang diperlukan, seperti gaya arah vetikal, gaya arah dan kecepatan arus pada ketinggian tertentu didalam persamaan 2.15 dan 2.16 sebagai berikut:

$$U^* = U_S \cdot \left[\frac{1}{2} \left(\sqrt{2 \cdot \ln(\tau)} + \frac{0.5772}{\sqrt{2 \cdot \ln(\tau)}} \right) \right] \quad (2.15)$$

$$\tau = \frac{T_{storm}}{T_U} \quad (2.16)$$

$$K_T = \begin{cases} k_t - 5(k_t - 1) \cdot \frac{T_n}{T_U} & \text{for } \frac{T_n}{T_U} \leq 0.2 \\ 1 & \text{for } \frac{T_n}{T_U} > 0.2 \end{cases} \quad (2.17)$$

Dimana:

- U^* = Kecepatan Partikel Gelombang akibat Transformasi (m/s)
- U_S = Angka Osilasi pada Desain Spektra
- T_U = Periode Spektral akibat *Mean Zero Up-Crossing*
- T_n = Periode Referensi (s)
- K_t = Rasio antara Periode Gelombang Ekstrim dengan Periode Gelombang Rata-Rata *Zero Up-Crossing*

Untuk menghitung *Reduction Factor* dapat menggunakan persamaan 2.18 berikut:

$$R_D = \sqrt{\int_{-\frac{\pi}{s}}^{\frac{\pi}{s}} D_w(\theta) d\theta} \quad (2.18)$$

2.2.6. Kondisi Tanah dan Gaya-Gaya Hidrodinamika

2.2.6.1 Kondisi Tanah

Reduksi Beban akibat Interaksi Pipa-Tanah

Terdapat tiga hal penyebab beban hidrodinamika dapat tereduksi, yaitu disebabkan oleh:

1. Permukaan dasar laut yang *Permeable* ($r_{perm,i}$)
2. Penetrasi pipa ke dalam dasar tanah ($r_{pen,i}$) dan/atau
3. *Trenching* ($r_{tr,i}$)

Maka total beban yang tereduksi adalah seperti persamaan 2.19 berikut:

$$r_{tot} = r_{perm} \cdot r_{pen} \cdot r_{tr} \quad (2.19)$$

Dimana:

- r_{tot} = Beban Reduksi Total

r_{perm} = Beban Reduksi akibat Permukaan Laut

r_{pen} = Beban Reduksi akibat Penetrasi Pipa

r_{tr} = Beban Reduksi akibat *Trenching*

*Catatan = simbol “i” dapat bernilai y untuk beban horizontal dan z untuk beban vertikal.

- Reduksi Beban akibat *Permeable Seabed*

Permeable seabed akan memberikan aliran di *seabed* di bawah pipa sehingga mengurangi beban vertikal. Jika beban hidrodinamis vertikal yang digunakan didasarkan pada koefisien beban yang diturunkan dari asumsi *non-permeable seabed*, reduksi beban pada persamaan 2.20 dapat digunakan:

$$r_{perm,z} = 0,7 \quad (2.20)$$

-Reduksi Beban akibat Penetrasi

Faktor reduksi beban akibat penetrasi baik arah maupun arah vertikal masing-masing yaitu pada persamaan 2.21 dan 2.22 berikut:

$$r_{pen,y} = 1.0 - 1.4 \cdot \frac{Z_p}{D} \quad (2.21)$$

$$r_{pen,z} = 1.0 - 1.3 \left(\frac{Z_p}{D} - 0.1 \right) \quad (2.22)$$

Dimana:

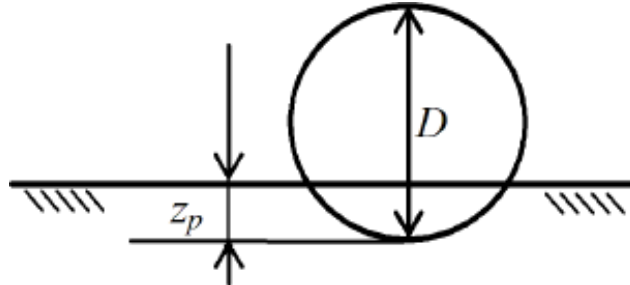
$r_{pen,z}$ = Faktor Reduksi akibat Penetrasi terhadap Sumbu z

$r_{pen,y}$ = Faktor Reduksi akibat Penetrasi terhadap Sumbu y

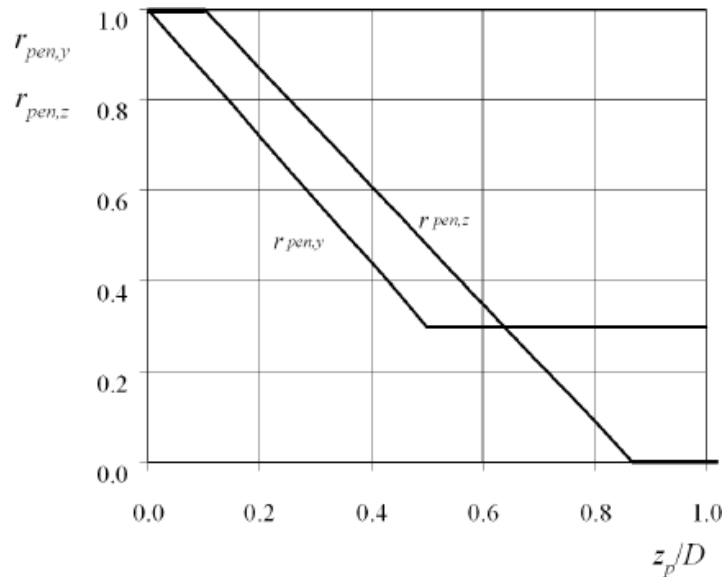
Z_p = Kedalaman Penetrasi (m)

D = Diameter Terluar Pipa (m)

Gambar 2.4 merupakan ilustrasi terhadap penetrasi ke tanah. Dan untuk Gambar 2.5 merupakan grafik reduksi beban puncak akibat penetrasi berdasarkan DNV RP F109 sebagai berikut:



Gambar 2. 4 Definisi Penetrasi (DNV RP F109, 2010)



Gambar 2. 5 Reduksi Beban Puncak akibat Penetrasi (DNV RP F109, 2010)

- Reduksi Beban akibat *Trenching*

Faktor reduksi beban akibat *trenching* baik arah maupun arah vertikal masing-masing yakni pada persamaan 2.23 dan 2.24:

$$r_{tr,y} = 1.0 - 0.18 \cdot (\theta - 5)^{0.025} \cdot \left(\frac{z_t}{D}\right)^{0.42} \quad (2.23)$$

$$r_{tr,z} = 1.0 - 0.14 \cdot (\theta - 5)^{0.43} \cdot \left(\frac{z_t}{D}\right)^{0.46} \quad (2.24)$$

Dimana:

$r_{tr,y}$ = Faktor Reduksi akibat *Trenching* terhadap Sumbu y

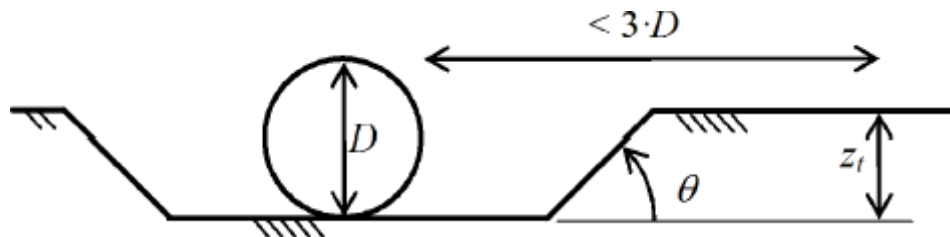
$r_{tr,z}$ = Faktor Reduksi akibat *Trenching* terhadap Sumbu z

Z_t = Kedalaman *Trenching* (m) (lihat Gambar 2.6)

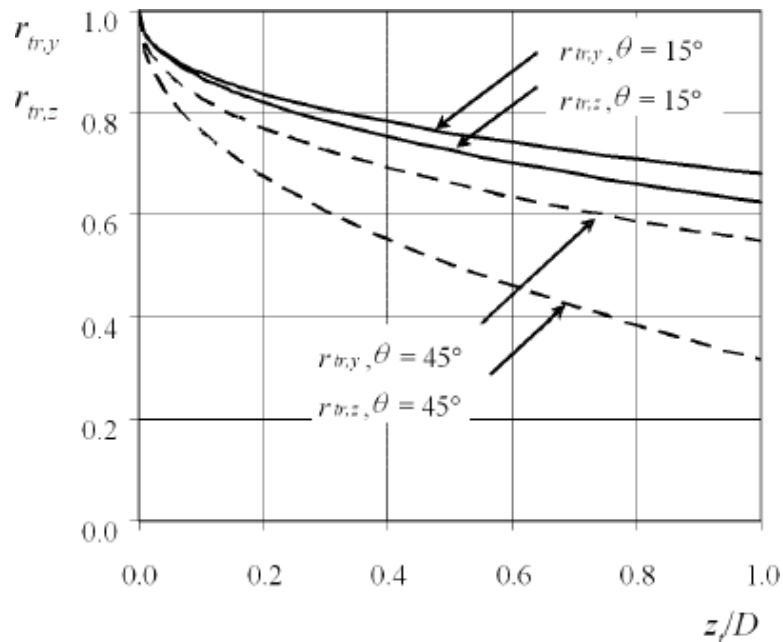
D = Diameter Terluar Pipa termasuk *Coating*

θ = Sudut *Trenching* ($5 \leq \theta \leq 45$)

Kedalaman *trench* harus diambil relatif terhadap *seabed* dengan lebar tidak melebihi 3 kali diameter pipa seperti ilustrasi pada Gambar 2.6. Sedangkan untuk reduksi beban puncak akibat *trenching* bisa dilihat pada Gambar 2.7.



Gambar 2. 6 Definisi Parameter *Trenching* (DNV RP F109, 2010)



Gambar 2. 7 Reduksi Beban Puncak akibat *Trenching*

(DNV RP F109, 2010)

- Resistensi Tanah

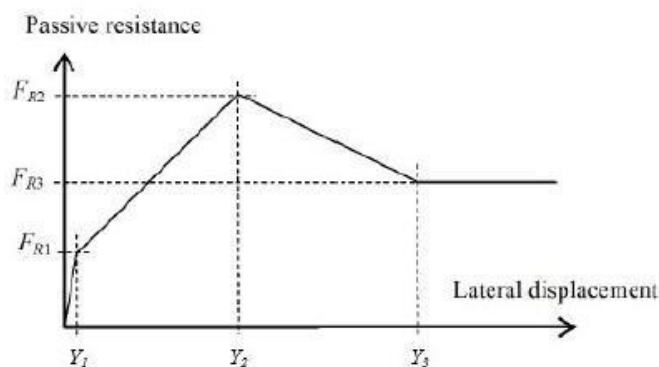
Untuk menghindari gerakan lateral, tanah harus memiliki tahanan yang cukup untuk mengimbangi beban hidrodinamika. Resistensi tanah terdiri dari dua bagian:

1. *Coulomb friction*.
2. Resistensi pasif akibat penumpukan penetrasi tanah saat pipa bergerak secara lateral.

Pasir didefinisikan sebagai tanah yang *permeable* dan dengan efek kohesif diabaikan. Tanah Lempung didefinisikan sebagai tanah yang tidak *permeable* dengan efek kohesif yang signifikan. Batuan didefinisikan sebagai batuan hancur dengan 50 persen diameter *fractile* lebih besar dari 50 mm. Koefisien gesek μ , biasanya, untuk pipa yang menggunakan *concrete coating*, menggunakan 0,6 untuk pasir, 0,2 untuk lempung, dan 0,6 untuk batu.

Model khas untuk resistensi tanah pasif terdiri dari empat daerah yang berbeda (Lihat Gambar 2.8):

1. Daerah elastis dimana perpindahan lateralnya kecil
2. Suatu daerah dimana perpindahan signifikan mungkin dialami, dimana interaksi pipa-tanah menyebabkan peningkatan penetrasi dan resistensi tanah pasif
3. Daerah setelah *break-out* dimana penetrasi dan resistensi dan penetrasi berkurang.
4. Ketika perpindahan melebihi biasanya 1 kali diameter, resistensi pasif dan penetrasi dapat diasumsikan konstan.



Gambar 2. 8 Resistensi Pasif (DNV RP F109, 2010)

2.2.6.2 Gaya-Gaya Hidrodinamika

Saat pipa bawah laut beroperasi di dasar laut, pipa akan dikenakan oleh gaya-gaya hidrodinamika seperti gaya *drag*, gaya *lift*, dan gaya inersia (lihat Gambar 2.9).

Berikut adalah teori-teori dasar mengenai gaya-gaya hidrodinamika:

- Gaya *drag* (gaya seret) adalah gaya yang bekerja berlawanan dengan gerakan relatif dari benda terhadap fluida sekitar. Gaya ini bisa muncul antara fluida dengan permukaan benda.
- Gaya *lift* (gaya angkat) adalah gaya yang bekerja tegak lurus dengan gerakan relatif dari benda terhadap fluida sekitar.
- Gaya inersia adalah gaya yang terjadi pada benda akibat gaya oleh perubahan perpindahan massa air yang disebabkan oleh keberadaan benda. Faktor yang mempengaruhi adalah percepatan partikel air.

Menurut Guo *et al* (2005), persamaan gaya *drag*, gaya *lift*, dan gaya inersia yakni pada persamaan 2.25, 2.26, dan 2.27 berikut:

$$F_d = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot C_D \cdot D \cdot (U + V)^2 \quad (2.25)$$

$$F_l = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot C_L \cdot D \cdot (U + V)^2 \quad (2.26)$$

$$F_i = \rho_w \cdot C_M \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot \frac{du}{dt} \quad (2.27)$$

Dimana:

F_d = Gaya Drag per Satuan Panjang (N/m)

F_l = Gaya Lift per Satuan Panjang (N/m)

F_i = Gaya Inersia per Satuan Panjang (N/m)

ρ = Masa Jenis Air Laut (kg/m^3)

C_D = Koefisien Gaya *Drag*

C_L = Koefisien Gaya *Lift*

C_M = Koefisien Gaya Inersia

D = Diameter Luar Pipa termasuk Semua *Coating* (m)

U = Kecepatan Partikel Air akibat Gelombang (m/s)

V = Arus *Steady* (m/s)

Pada DNV RP F109 untuk menghitung analisis *on-bottom stability* gaya hidrodinamika disingkat menjadi F_y (*drag* dan inersia) dan F_z (*lift*), akan tetapi untuk menghitung stabilitas lateral statis absolut F_y dan F_z akan menjadi F_y^* dan F_z^* .

2.2.7 Kombinasi Beban Lingkungan

Kondisi beban yang terjadi harus mencerminkan kemungkinan respon paling ekstrim yang terjadi pada pipa selama masa desainnya. Kondisi beban yang diperlukan untuk perhitungan analisis *on-bottom stability* sesuai dengan *Recommended Practice* DNV RP F109 sebagai berikut:

a. Kondisi Instalasi

Kondisi instalasi adalah kondisi dimana saat pipa kosong.

Kondisi instalasi terbagi jadi dua:

- Untuk durasi kurang dari 12 bulan dan lebih dari 3 hari, digunakan periode ulang 10 tahun untuk kondisi aktual lingkungan. Pendekatan kondisi ini merupakan kondisi yang paling ekstrim diantara dua kondisi berikut:
 - Periode ulang 10 tahun gelombang dikombinasikan dengan periode ulang 1 tahun arus.
 - Periode ulang 1 tahun gelombang dikombinasikan dengan periode ulang 10 tahun arus.
- Untuk durasi kurang dari 3 hari, kondisi ekstrim ditentukan berdasarkan data harian cuaca terpercaya.
- Untuk kondisi sementara yang melebihi 12 bulan menggunakan kondisi operasi.

b. Kondisi Operasi

Untuk kondisi operasi dan instalasi yang melebihi 12 bulan maka menggunakan periode ulang 100 tahun. Pendekatan kondisi permanen menggunakan beban paling ekstrim diantara dua kondisi berikut:

- Periode ulang 100 tahun gelombang dikombinasikan dengan periode ulang 10 tahun arus.
- Periode ulang 10 tahun gelombang dikombinasikan dengan periode ulang 100 tahun arus.

2.2.8 Berat Terendam Pipa

Perhitungan berat terendam pipa pada saat masa operasi yaitu penjumlahan dari berat pipa di udara, berat lapisan anti korosi di udara, berat *concrete coating* di udara, dan berat muatan pipa. Lalu dikurangi oleh gaya *buoyancy* dikarenakan perbedaan arah gaya. Persamaan 2.28 untuk perhitungan berat terendam pipa sebagai berikut:

$$W_s = W_{st} + W_{corr} + W_c + W_{cont} - b \quad (2.28)$$

Dimana:

W_s = Berat Terendam Pipa per Satuan Sanjang (N/m)

W_{st} = Berat Pipa di Udara (N/m)

W_{corr} = Berat Lapisan Anti Korosi di Udara (N/m)

W_c = Berat *Concrete Coating* di Udara (N/m)

W_{cont} = Berat Muatan Pipa (N/m)

b = Gaya *Buoyancy* (N/m)

2.2.9 Perhitungan Stabilitas Vertikal

Untuk menghindari pipa agar tidak mengapung, maka berat pipa yang terendam harus memenuhi kriteria dimana *Vertical check* kurang dari 1 yaitu dengan persamaan berikut:

$$\gamma_w \cdot \frac{B}{W_s + B} \leq 1 \quad (2.29)$$

Dimana:

γ_w = *Safety factor* (1.1)

W_s = Berat Terendam Pipa (N/m)

B = Gaya *Buoyancy* (N/m)

2.2.10 Perhitungan Stabilitas Lateral

Perhitungan stabilitas lateral menurut DNV RP F109 mengenai *On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*, memiliki 3 metode, yaitu *an absolute lateral static stability method*, *generalized lateral stability method*, dan *dynamic lateral stability analysis*. Namun metode yang akan digunakan analisis pada tugas akhir ini adalah *an absolute lateral static stability method*.

An absolute lateral static stability method berfokus pada keseimbangan statis dari gaya-gaya yang mengenai pipa dan telah dikalibrasi dengan analisis kestabilan sederhana. Adanya koefisien beban dan vertikal pada *an absolute lateral static stability method*. Berfungsi sebagai pengganti koefisien gaya *lift*, gaya *drag*, dan gaya inersia. Koefisien didapatkan dari data eksperimen.

a. Beban

Beban Puncak

$$F_Y^* = r_{\text{tot},y} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{sw}} \cdot D \cdot C_Y^* \cdot (U^* + V^*)^2 \quad (2.30)$$

$$F_Z^* = r_{\text{tot},z} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{sw}} \cdot D \cdot C_Z^* \cdot (U^* + V^*)^2 \quad (2.31)$$

Dimana:

F_Y^* = Beban Puncak Horizontal per Satuan Panjang (N/m)

F_Z^* = Beban Puncak Vertikal per Satuan Panjang (N/m)

$r_{\text{tot},y}$ = Faktor Reduksi Horizontal

$r_{\text{tot},z}$ = Faktor Reduksi Vertikal

ρ_{sw} = Massa Jenis Air Laut (kg/m^3)

D = Diameter Total termasuk *Coating* (m)

C_Y^* = Koefisien Beban Puncak Horizontal

C_Z^* = Koefisien Beban Puncak Vertikal

U^* = Kecepatan Osilasi (m/s)

V^* = Kecepatan Arus *Steady* (m/s)

Keulegan-Carpenter Number bisa dilihat pada persamaan (2.32) dan rasio kecepatan osilasi gelombang dengan arus (M^*) pada kondisi ekstrim yang dihitung untuk menentukan koefisien beban tertinggi dapat dilihat pada persamaan (2.33) sebagai berikut:

$$K^* = \frac{U^* \cdot T^*}{D} \quad (2.32)$$

$$M^* = \frac{V^*}{U^*} \quad (2.33)$$

Dimana:

K^* = Angka *Keulegan-Carpenter*

M^* = Rasio Kecepatan Osilasi

- U^* = Kecepatan Osilasi (m/s)
 T^* = Periode Osilasi (s)
 V^* = Kecepatan Arus *Steady* (m/s)
 D = Diameter Total termasuk *Coating* (m)

Koefisien beban tertinggi C_Y^* dan C_Z^* dapat dilihat dari Tabel 2.2 dan Tabel 2.3 interpolasi digunakan apabila nilai yang dicari tidak tersedia.

Tabel 2. 2 Koefisien Beban Horizontal Tertinggi (DNV RP F109, 2010)

Table 3-9 Peak horizontal load coefficients												
C_Y		K^*										
		2.5	5	10	20	30	40	50	60	70	100	≥ 140
M^*	0.0	13.0	6.80	4.55	3.33	2.72	2.40	2.15	1.95	1.80	1.52	1.30
	0.1	10.7	5.76	3.72	2.72	2.20	1.90	1.71	1.58	1.49	1.33	1.22
	0.2	9.02	5.00	3.15	2.30	1.85	1.58	1.42	1.33	1.27	1.18	1.14
	0.3	7.64	4.32	2.79	2.01	1.63	1.44	1.33	1.26	1.21	1.14	1.09
	0.4	6.63	3.80	2.51	1.78	1.46	1.32	1.25	1.19	1.16	1.10	1.05
	0.6	5.07	3.30	2.27	1.71	1.43	1.34	1.29	1.24	1.18	1.08	1.00
	0.8	4.01	2.70	2.01	1.57	1.44	1.37	1.31	1.24	1.17	1.05	1.00
	1.0	3.25	2.30	1.75	1.49	1.40	1.34	1.27	1.20	1.13	1.01	1.00
	2.0	1.52	1.50	1.45	1.39	1.34	1.20	1.08	1.03	1.00	1.00	1.00
	5.0	1.11	1.10	1.07	1.06	1.04	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	

Tabel 2. 3 Koefisien Beban Vertikal Tertinggi (DNV RP F109, 2010)

Table 3-10 Peak vertical load coefficients												
C_Z		K^*										
		≤ 2.5	5	10	20	30	40	50	60	70	100	≥ 140
M^*	0.0	5.00	5.00	4.85	3.21	2.55	2.26	2.01	1.81	1.63	1.26	1.05
	0.1	3.87	4.08	4.23	2.87	2.15	1.77	1.55	1.41	1.31	1.11	0.97
	0.2	3.16	3.45	3.74	2.60	1.86	1.45	1.26	1.16	1.09	1.00	0.90
	0.3	3.01	3.25	3.53	2.14	1.52	1.26	1.10	1.01	0.99	0.95	0.90
	0.4	2.87	3.08	3.35	1.82	1.29	1.11	0.98	0.90	0.90	0.90	0.90
	0.6	2.21	2.36	2.59	1.59	1.20	1.03	0.92	0.90	0.90	0.90	0.90
	0.8	1.53	1.61	1.80	1.18	1.05	0.97	0.92	0.90	0.90	0.90	0.90
	1.0	1.05	1.13	1.28	1.12	0.99	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	2.0	0.96	1.03	1.05	1.00	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	5.0	0.91	0.92	0.93	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
10	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	

b. Faktor Keamanan

Faktor keamanan γ_{SC} yang dipakai untuk stabilitas *absolute* pada kondisi *winter storm* tertera pada Tabel 2.4 dan 2.5 sebagai berikut:

Tabel 2. 4 Faktor Keamanan pada Kondisi *Winter Storm* di *North Sea* (DNV RP F109, 2010)

Table 3-5 Safety factors, winter storms in North Sea			
	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
Sand and rock	0.98	1.32	1.67
Clay	1.00	1.40	1.83

Tabel 2. 5 Faktor Keamanan pada Kondisi *Winter Storm* di *Gulf of Mexico* (DNV RP F109, 2010)

Table 3-6 Safety factors, winter storms in Gulf of Mexico and Southern Ocean			
	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
Sand and rock	0.95	1.41	1.99
Clay	0.97	1.50	2.16

Faktor keamanan γ_{SC} yang dipakai untuk stabilitas *absolut* pada kondisi *cyclonic* tertera pada Tabel 2.6 dan Tabel 2.7 sebagai berikut:

Tabel 2. 6 Faktor Keamanan pada Kondisi *Cyclonic* di *North Sea* (DNV RP F109)

Table 3-7 Safety factors, cyclonic conditions North West Shelf			
	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
Sand and rock	0.95	1.50	2.16
Clay	0.95	1.56	2.31

Tabel 2. 7 Faktor Keamanan pada Kondisi *Cyclonic* di *Gulf of Mexico* (DNV RP F109)

Table 3-8 Safety factors, cyclonic conditions Gulf of Mexico			
	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
Sand and rock	0.95	1.64	2.46
Clay	0.93	1.64	2.54

c. Desain Kriteria

Metode *absolute lateral static stability* mempunyai desain kriteria sebagai berikut:

$$\gamma_{SC} = \frac{F_Y^* + \mu \cdot F_Z^*}{\mu \cdot W_S + F_R} \leq 1 \quad (2.34)$$

$$\gamma_{SC} = \frac{F_Z^*}{W_S} \leq 1 \quad (2.35)$$

Dimana:

- γ_{SC} = *Safety Factor*
 F_Y^* = Beban Puncak per Satuan Panjang (N/m)
 F_Z^* = Beban Vertikal per Satuan Panjang (N/m)
 F_R = Gaya Tahanan Pasif Tanah (N/m)
 W_s = Beban Terendam Pipa (N/m)
 μ = Koefisien Gaya Gesek

2.2.11 Local Buckling Ultimate Limit State Criteria

Local Buckling disebabkan oleh gaya-gaya yang bekerja pada pipa seperti gaya *bending moment*, gaya aksial, tekanan dari dalam maupun dari luar pipa. Oleh sebab itu diperlukan analisis untuk memastikan pipa memenuhi kriteria *ultimate limit state* (ULS) yang tercantum pada Standard DNV OS F101. Di dalam kriteria ULS, terdapat 4 kriteria moda kegagalan yang harus dipenuhi sesuai persyaratan Standard DNV OS F101 sehingga pipa bisa disebut aman dari kegagalan *buckling*. 4 moda kegagalan adalah sebagai berikut:

a. Perhitungan Tekanan Pengamanan (*Bursting*)

Perbedaan tekanan yang terjadi harus dianalisis dengan benar untuk mengurangi kesempatan terjadinya *buckling*. Untuk itu diperlukan sistem kontrol tekanan dimana bertujuan untuk melindungi tekanan yang berasal dari dalam pipa agar tidak melebihi nilai dari yang diizinkan. Tujuan daripada perlindungan ini bermaksud untuk melindungi sistem selama masa operasi. Pada persamaan 2.36 dan 2.37 merupakan formula untuk tekanan pengamanan sebagai berikut:

$$P_{b,u} = \frac{2 \cdot t_1}{D - t_1} \cdot \frac{f_u}{1.15} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \quad (2.36)$$

$$P_{b,s} = \frac{2 \cdot t_1}{D - t_1} \cdot f_y \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \quad (2.37)$$

Dimana:

$P_{b,u}$ = Bursting Limit State

$P_{b,s}$ = Yielding Limit State

f_y = Characteristic Specified Minimum Yield Strength (SMYS)

f_u = Characteristic Specified Minimum Tensile Strength (SMTS)

D = Diameter Terluar termasuk *Coating*

t₁ = Ketebalan Minimum

Maka daripada itu, nilai rasio perbandingan *incidental pressure* dengan *design pressure* pada keadaan normal adalah 1,1 dimana meruakan nilai maksimum yang diizinkan. Sehingga kriteria tekanan *bursting* terdapat pada persamaan 2.38 berikut:

$$P_{li} - P_e \leq \frac{P_b}{\gamma_m \cdot \gamma_{sc}} \quad (2.38)$$

Dan untuk mendapatkan nilai *local incidental pressure* dengan persamaan 2.39 berikut ini:

$$P_{li} = P_{inc} + \rho_{cont} \cdot g \cdot h \quad (2.39)$$

Dimana:

P_{li} = *Local Incidental Pressure*

P_{inc} = P_d · γ_{inc}

g = Massa Jenis Fluida di dalam Pipa

h = Kedalaman Laut

P_d = Tekanan Desain

b. Kriteria Beban Berlebih Kombinasi Dari Tekanan Internal Maupun Eksternal

Tekanan keruntuhan (*Collapse pressure*) merupakan tekanan yang dibutuhkan pipa untuk mengalami perubahan bentuk (*buckling*). Pada persamaan 2.40 merupakan rumus untuk mencari *collapse pressure*, yaitu:

$$(P_c - P_{el}) \cdot (P_c^2 - P_{el}^2) = P_c \cdot P_{el} \cdot P_p \cdot f_o \cdot \frac{D}{t} \quad (2.40)$$

Dengan:

$$P_{el} = \frac{2 \cdot E \cdot (t/D)^3}{1 - \nu^2} \quad (2.41)$$

$$P_p = 2 \cdot f_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \frac{t}{D} \quad (2.42)$$

$$f_o = \frac{D_{max} - D_{min}}{D} \text{ (Tidak kurang dari 0.005 atau 0.5\%)} \quad (2.43)$$

Dimana:

P_{el} = Elastic Collapse Pressure

P_p = Plastic Collapse Pressure

f_o = Ovality

D = Diameter Terluar Pipa termasuk *Coating*

t = Ketebalan Pipa

α_{fab} = Faktor Fabrikasi

Pemilihan faktor kelas keamanan berdasarkan jenis fluida yang menjadi muatan di dalam pipa serta dampak bahaya yang ditimbulkan terhadap manusia, lingkungan, politik, kesehatan, dan perekonomian. Berikut merupakan beberapa klasifikasi faktor keamanan menurut DNV OS F101, yaitu:

- a. Menentukan Jenis Fluida (Lihat di Tabel 2.8)

Tabel 2. 8 Classification of Fluid (DNV OS F101, 2013)

Table 2-1 Classification of fluids	
<i>Category</i>	<i>Description</i>
A	Typical non-flammable water-based fluids.
B	Flammable and/or toxic fluids which are liquids at ambient temperature and atmospheric pressure conditions. Typical examples are oil and petroleum products. Methanol is an example of a flammable and toxic fluid.
C	Non-flammable fluids which are non-toxic gases at ambient temperature and atmospheric pressure conditions. Typical examples are nitrogen, carbon dioxide, argon and air.
D	Non-toxic, single-phase natural gas.
E	Flammable and/or toxic fluids which are gases at ambient temperature and atmospheric pressure conditions and which are conveyed as gases and/or liquids. Typical examples would be hydrogen, natural gas (not otherwise covered under category D), ethane, ethylene, liquefied petroleum gas (such as propane and butane), natural gas liquids, ammonia, and chlorine.

- b. Menentukan Lokasi (Lihat di Tabel 2.9)

Tabel 2. 9 Classification of Location (DNV OS F101, 2013)

Table 2-2 Classification of location	
<i>Location</i>	<i>Definition</i>
1	The area where no frequent human activity is anticipated along the pipeline route.
2	The part of the pipeline/riser in the near platform (manned) area or in areas with frequent human activity. The extent of location class 2 should be based on appropriate risk analyses. If no such analyses are performed a minimum horizontal distance of 500 m shall be adopted.

c. Menentukan Kategori *Safety Class* (Lihat di Tabel 2.10 dan 2.11)

Tabel 2. 10 *Classification of Safety Classes* (DNV OS F101, 2013)

Table 2-3 Classification of safety classes	
<i>Safety class</i>	<i>Definition</i>
Low	Where failure implies insignificant risk of human injury and minor environmental and economic consequences
Medium	Where failure implies low risk of human injury, minor environmental pollution or high economic or political consequences.
High	Classification for operating conditions where failure implies risk of human injury, significant environmental pollution or very high economic or political consequences

Tabel 2. 11 *Normal Classification of Safety Classes* (DNV OS F101, 2013)

Table 2-4 Normal classification of safety classes¹⁾				
<i>Phase</i>	<i>Fluid Category A, C</i>		<i>Fluid Category B, D and E</i>	
	<i>Location Class</i>		<i>Location Class</i>	
	1	2	1	2
Temporary ^{2,3}	Low	Low	-	-
Operational	Low	Medium ⁴	Medium	High
1) Other classifications may exist depending on the conditions and criticality of failure the pipeline. For pipelines where some consequences are more severe than normal, i.e. when the table above does not apply, the selection of a higher safety class shall also consider the implication, on the total gained safety. If the total safety increase is marginal, the selection of a higher safety class may not be justified. 2) Installation until pre-commissioning (temporary phase) will normally be classified as safety class Low. 3) For safety classification of temporary phases after commissioning, special consideration shall be made to the consequences of failure, i.e. giving a higher safety class than Low. 4) Risers during normal operation will normally be classified as safety class High.				

d. Menentukan Faktor Tahanan *Safety Class* (Lihat di Tabel 2.12)

Tabel 2. 12 *Safety Class Resistance Factors* (DNV OS F101, 2013)

Table 5-3 Safety class resistance factors, γ_{sc}			
<i>Safety class</i>	γ_{sc}		
	<i>Low</i>	<i>Medium</i>	<i>High</i>
Pressure containment ¹⁾	1.046 ^{2),3)}	1.138	1.308 ⁴⁾
Other	1.04	1.14	1.26
1) The number of significant digits is given in order to comply with the ISO usage factors. 2) Safety class low will be governed by the system pressure test which is required to be 3% above the incidental pressure. Hence, for operation in safety class low, the resistance factor will effectively be minimum 3% higher. 3) For system pressure test, α_U shall be equal to 1.00, which gives an allowable hoop stress of 96% of SMYS both for materials fulfilling supplementary requirement U and those not. 4) For parts of pipelines in location class 1, resistance safety class medium may be applied (1.138).			

e. Menentukan Faktor Insidentil (Lihat di Tabel 2.13)

Tabel 2. 13 *Incidental to Design Pressure Ratios* (DNV OS F101, 2013)

Condition or pipeline system	γ_{inc}
Typical pipeline system	1.10
Minimum, except for below	1.05
When design pressure is equal to full shut-in pressure including dynamic effects	1.00

f. Menentukan Faktor Tahanan Material (Lihat di Tabel 2.14)

Tabel 2. 14 *Material Resistance Factor* (DNV OS F101, 2013)

Limit state category ¹⁾	SLS/ULS/ALS	FLS
γ_m	1.15	1.00

1) The limit states (SLS, ULS, ALS and FLS) are defined in D.

g. Menentukan Faktor Penggunaan (Lihat di Tabel 2.15)

Tabel 2. 15 *Usage Factors for Equivalent Check* (DNV OS F101, 2013)

	Safety class		
	Low	Medium	High
η	1.00	0.90	0.80

h. Menentukan Faktor Kekuatan Material (Lihat di Tabel 2.16)

Tabel 2. 16 *Material Strength Factor* (DNV OS F101, 2013)

Factor	Normally	Supplementary requirement U
α_U	0.96	1.00

i. Menentukan Gabungan Faktor Efek Beban (Lihat di Tabel 2.17)

Tabel 2. 17 *Load Effect Factor Combinations* (DNV OS F101, 2013)

Limit State / Load combination	Load effect combination		Functional loads ¹⁾	Environmental load	Interference loads	Accidental loads
			γ_F	γ_E	γ_F	γ_A
ULS	a	System check ²⁾	1.2	0.7		
	b	Local check	1.1	1.3	1.1	
FLS	c		1.0	1.0	1.0	
ALS	d		1.0	1.0	1.0	1.0

1) If the functional load effect reduces the combined load effects, γ_F shall be taken as 1/1.1.
 2) This load effect factor combination shall only be checked when system effects are present, i.e. when the major part of the pipeline is exposed to the same functional load. This will typically only apply to pipeline installation.

j. Menentukan Kondisi Faktor Efek Beban (Lihat di Tabel 2.18)

Tabel 2. 18 *Condition Load Effect Factors* (DNV OS F101, 2013)

Table 4-5 Condition load effect factors, γ_c	
<i>Condition</i>	γ_c
Pipeline resting on uneven seabed	1.07
Reeling on and J-tube pull-in	0.82
System pressure test	0.93
Otherwise	1.00

Ketika faktor keamanan dari kriteria telah ditentukan, selanjutnya menghitung dan memastikan tekanan eksternal aman atau tidak akan mengalami keruntuhan. Berikut kriteria yang harus dipenuhi terdapat pada persamaan 2.44, yaitu:

$$P_e \leq \frac{P_c(t_1)}{\gamma_m \cdot \gamma_{sc}} \quad (2.44)$$

Dimana:

P_e = Tekanan Eksternal Maksimum

P_c = Tekanan Karakteristik Keruntuhan

c. Perambatan *Buckling*

Selanjutnya menganalisis kriteria perambatan buckling untuk mengetahui apakah perambatan buckling pada pipa dapat terjadi. Untuk mengetahui tekanan perambatan, bisa dilihat pada persamaan 2.45 dan 2.46 sebagai berikut:

$$P_e \leq \frac{P_{pr}}{\gamma_m \cdot \gamma_{sc}} \quad (2.45)$$

Dengan:

$$P_{pr} = 35 \cdot f_y \cdot \alpha_{fab} \quad (2.46)$$

Dimana:

P_e = Tekanan Eksternal Maksimum

P_{pr} = Tekanan Perambatan

γ_m = Faktor Daya Tahan Material

γ_{sc} = Faktor Safety Class

f_y = Characteristic Specified Minimum Yield Strength (SMYS)

α_{fab} = Faktor Fabrikasi

d. Beban Kombinasi Lokal

Menurut DNV OS F101, pipa yang mengalami *bending moment*, *effective axial force*, dan *internal overpressure* harus memenuhi kriteria kombinasi lokal pada persamaan 2.47 sebagai berikut:

$$\left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t)} + \left(\frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}(P_i)}{\alpha_c \cdot S_p(t)} \right)^2 \right)^2 + \left(\alpha_p \cdot \frac{P_i - P_e}{\alpha_c \cdot P_b(t)} \right)^2 \leq 1 \quad (2.47)$$

Untuk beberapa nilai yang dicari terdapat pada persamaan dibawah ini, yaitu sebagai berikut:

Bending Moment

$$M_{sd} = \frac{W_s \cdot \gamma_F \cdot \gamma_C \cdot L^2}{8} \quad (2.48)$$

Effective Axial Force

$$S_{sd}(P_i) = H - \Delta P_i \cdot A_i \cdot (1 - 2 \cdot v) - (A_s \cdot E \cdot \alpha \cdot \Delta T) \quad (2.49)$$

Plastic Capacity of Bending Moment

$$M_p(t) = f_y \cdot \pi \cdot (D - t)^2 \cdot t \quad (2.50)$$

Plastic Capacity of Effective Axial Force

$$S_p(t) = f_y \cdot \pi \cdot (D - t) \cdot t \quad (2.51)$$

Flow Stress Parameter

$$\alpha_c = (1 - \beta) + \beta \cdot \frac{f_u}{f_u} \quad (2.52)$$

Pressure Factor Combined Loading Criteria

$$\alpha_p = \begin{cases} (1 - \beta) & \text{for } \frac{P_i - P_e}{P_b(t)} < \frac{2}{3} \\ \left[1 - 3 \cdot \beta \cdot \left(1 - \frac{P_i - P_e}{P_b(t)} \right) \right] & \text{for else} \end{cases} \quad (2.53)$$

Factor Combined Loading Criteria

$$\beta = \frac{60 - \frac{D}{t}}{90} \quad (2.54)$$

Dimana:

$S_p(t)$ = Kapasitas Plastik Aksial Pipa

$M_p(t)$ = Kapasitas Plastik Momen Pipa

S_{sd} = *Design Effective Axial Force*

M_{sd} = *Design Bending Moment*

P_i = Tekanan Internal

P_e = Tekanan Eksternal

$P_b(t)$ = *Burst Pressure*

f_y = *Yield Strength*

f_u = *Ultimate Strength*

γ_m = *Material Resistance Factor*

γ_{sc} = *Safety Class Resistance Factor*

α_c = Parameter Tegangan Aliran untuk Perhitungan Regangan

α_p = *Pressure Parameter*

B = Faktor Kombinasi Beban

D = Diameter Pipa

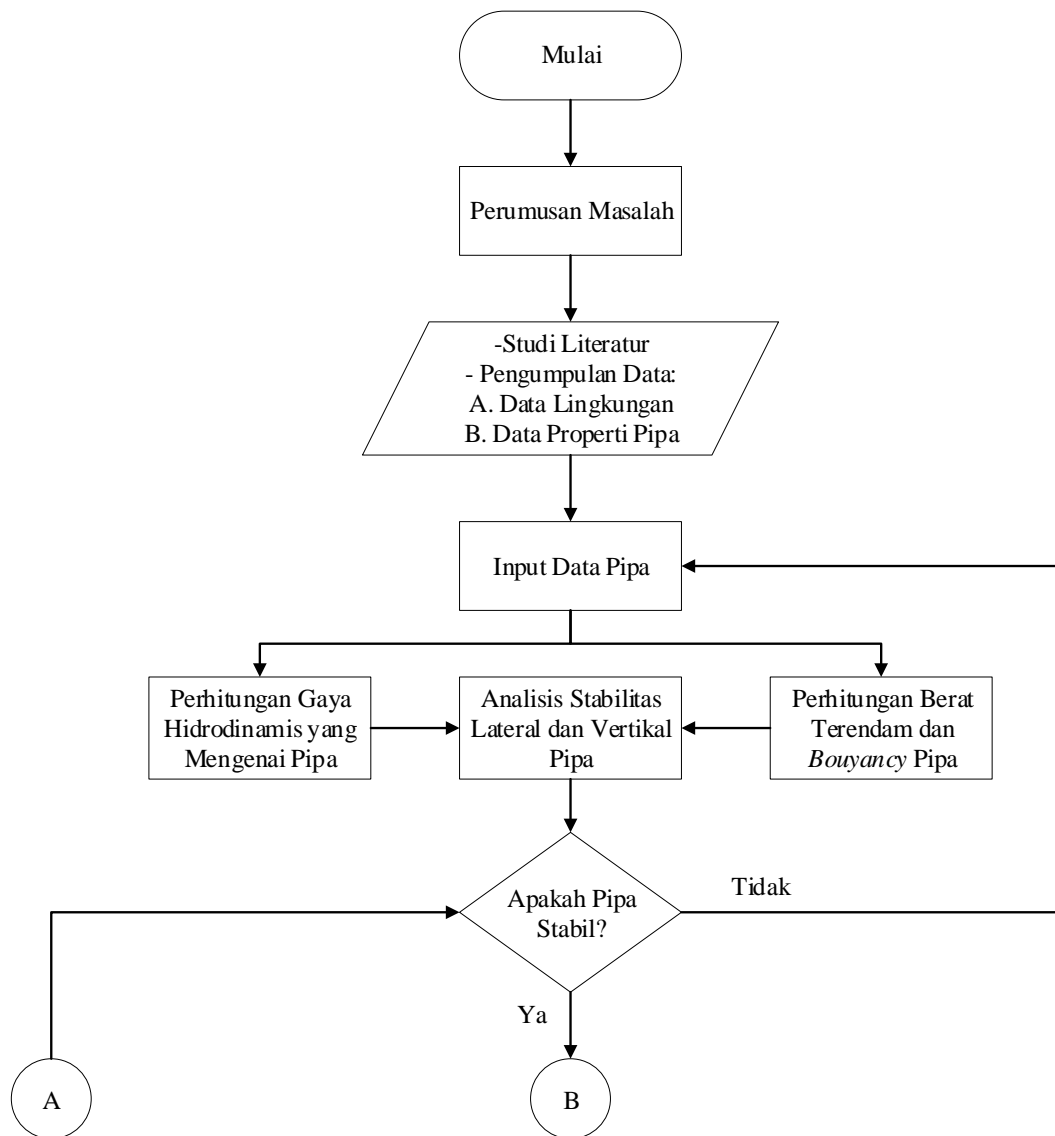
t = Tebal Pipa

BAB III

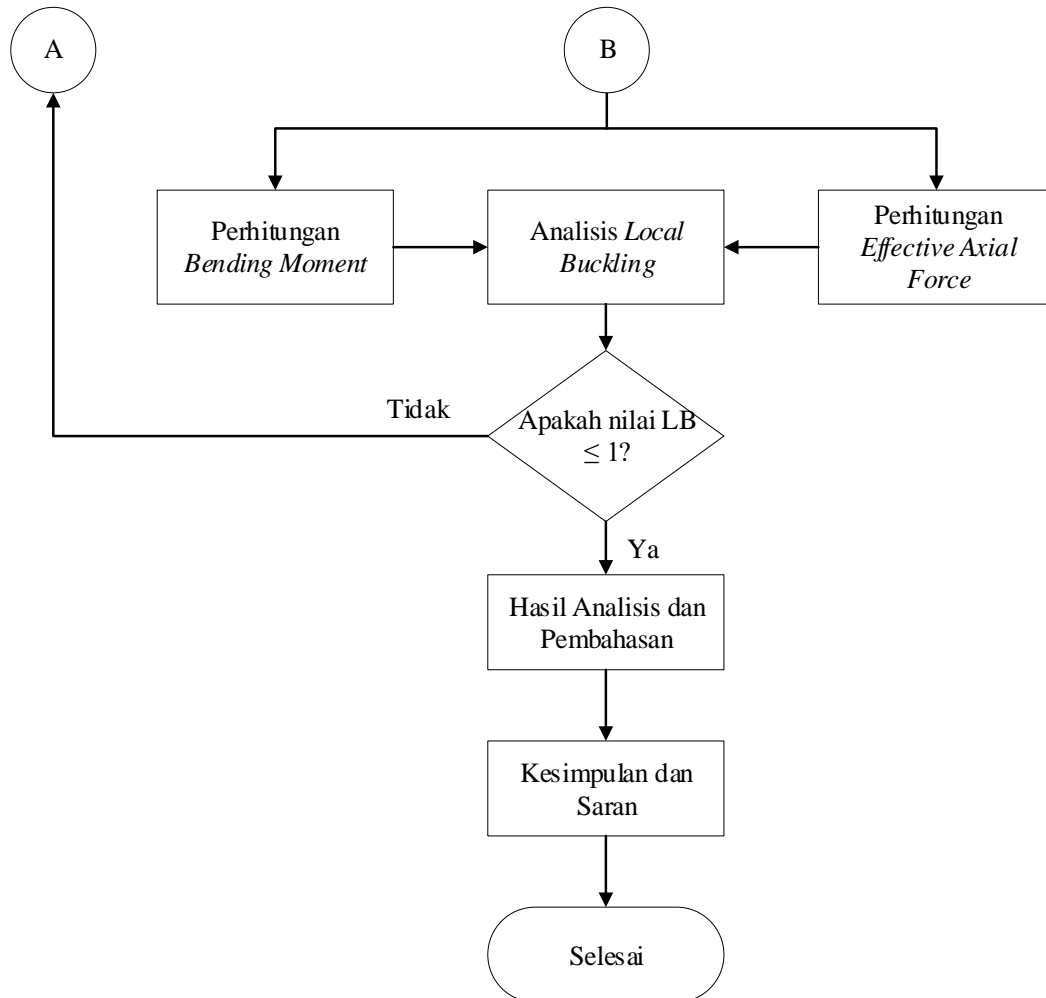
METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Penelitian

Sebagai acuan peneliti dalam melakukan pengerjaan tugas akhir maka dibutuhkan sebuah diagram alir pengerjaan dalam bentuk metodologi penelitian. Secara garis besar dijelaskan dalam Gambar 3.1



Gambar 3. 1 Diagram Alir Metodologi Penelitian



Gambar 3. 2 Diagram Alir Metodologi Penelitian (Lanjutan)

3.2 Metodologi Penelitian

Adapun langkah-langkah dalam menyelesaikan tugas akhir ini seperti diagram alir pada Gambar 3.1 dapat dijelaskan sebagai berikut:

1. Studi Literatur

Penulis mengumpulkan literasi untuk menyelesaikan tugas akhir dari berbagai sumber diantaranya jurnal nasional maupun internasional, *textbook*, maupun beberapa tugas akhir yang berkaitan mengenai pipa bawah laut (*pipelines*), stabilitas pipa bawah laut (*pipeline stability*), dan *local buckling*. Serta *rules* dari DNV (*Det Norske Veritas*) diantaranya DNV RP F109 mengenai *On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*, serta DNV OS F101 yang terbaru mengenai *Submarine pipelines system*.

2. Pengumpulan Data

Data properties pipa dan data lingkungan, Penulis dapatkan dari studi kasus *offshore pipeline* pada Blok MDA dan MBH milik Husky-CNOOC Madura Limited (HMCL).

3. Perhitungan Berat Pipa

Penulis melakukan perhitungan berat pipa sebelum dan sesudah berada di dalam air.

4. Perhitungan Gaya-Gaya Hidrodinamis

Dalam tahap ini penulis menghitung stabilitas pipa yang mengacu pada *Recommended Practice* DNV RP F109 dimana menghitung:

- a. Kecepatan Arus.
- b. Kecepatan Arus akibat Gelombang.
- c. Faktor Reduksi.
- d. Resistensi Tanah.

5. Analisis Stabilitas Lateral dan Vertikal

Setelah mengetahui besar nilai gaya puncak dan lateral, maka akan diidentifikasi apakah telah memenuhi kriteria stabilitas lateral atau tidak. Begitu juga untuk stabilitas vertikal apakah telah memenuhi kriteria terhadap berat pipa dan gaya apung.

6. Perhitungan *Bending Moment* dan *Effective Axial Force*

Menghitung tekanan pada pipa yang harus memenuhi kriteria 4 moda kegagalan *local buckling Standard* DNV OS F101, yaitu Tekanan *Bursting*, *Collapse*, *Propagation* dan *Load Combined*.

7. Analisis *Local Buckling*

Analisis ini bertujuan untuk mengetahui apakah desain pipa ini telah memenuhi syarat kriteria aman terhadap *local buckling* berdasarkan *Standard* DNV OS F101.

8. Hasil Analisis dan Pembahasan

Hasil perhitungan *on-bottom stability* serta *local buckling* dirangkai dalam bentuk tabel yang disertai dengan pembahasan.

9. Kesimpulan dan Saran

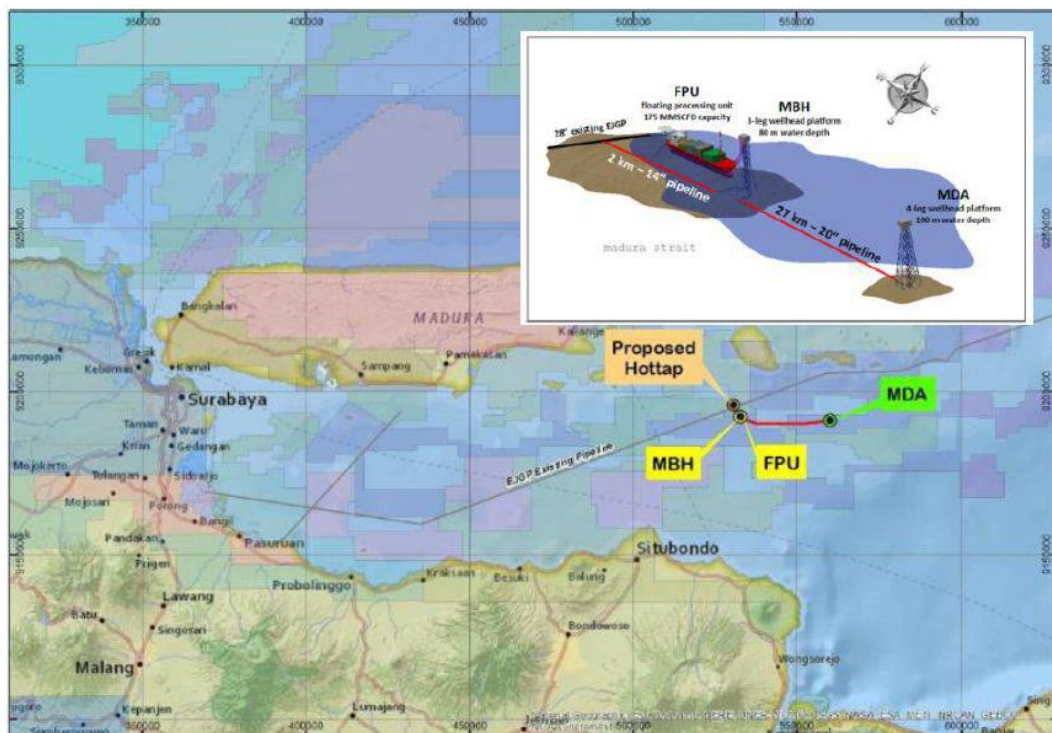
Pada tahap ini penulis menarik kesimpulan berdasarkan hasil perhitungan dan menambahkan saran untuk para peneliti selanjutnya.

BAB IV

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Data Pipa dan Lingkungan

Pada tugas akhir ini peneliti melakukan studi kasus dengan menggunakan dari proyek yang bersumber dari dokumen offshore pipeline pada Blok MDA dan MBH milik Husky CNOOC Madura Limited (HCML). HCML merencanakan lapangan ini untuk menyalurkan gas dari lapangan MDA dan MBH melalui *existing* East Java Gas Pipeline (EJGP), menuju Perusahaan Gas Negara yang terletak di Porong, Sidoarjo. Lapangan ini terletak di lepas pantai, yaitu di Selat Madura, Jawa Timur, 180 km dari Lapangan Pengerungan lokasi lapangan dapat dilihat pada Gambar 4.1. di bawah ini:



Gambar 4. 1 Lokasi Lapangan MDA dan MBH (HCML, 2016)

Data yang dibutuhkan pada Tugas Akhir ini berupa:

- Parameter fungsional, terdapat pada Tabel 4.1.
- Properti material, terdapat pada Tabel 4.2.

- c. Properti *coating* pipa bawah laut, terdapat pada Tabel 4.3.
- d. Kedalaman perairan pipa bawah laut, terdapat pada Tabel 4.4.
- e. Data pasang surut, terdapat pada Tabel 4.5.
- f. Data gelombang dan arus, terdapat pada Tabel 4.6.
- g. Properti alir laut, terdapat pada Tabel 4.7.
- h. Parameter data tanah, terdapat pada Tabel 4.8.

Tabel 4. 1 Parameter Fungsional (HCML, 2016)

Deskripsi	Unit	Nilai
<i>Design Pressure</i>	Psig (MPa)	600 (4.14)
<i>Design Temperature</i>	°F (°C)	140 (60)
<i>Operating Pressure</i>	Psig (MPa)	435 (3.00)
<i>Operation Temperature</i>	°F (°C)	97.9 (36.6)
<i>Product Density</i>	kg/m ³	13.7-107.6

Tabel 4. 2 Properti Material (HCML, 2016)

Deskripsi	Unit	Nilai
<i>Outside Diameter (OD)</i>	inch (mm)	20 (508)
<i>Length of Pipeline</i>	ft (m)	89042 (27140)
<i>Material Grade</i>	-	API 5L X65 PSL2
<i>Pipe Density</i>	kg/m ³	7850
<i>Modulus of Elasticity</i>	MPa	207x10 ³
<i>Poisson's Ratio</i>	-	0.3
SMYS	MPa	450
SMTS	MPa	535
<i>Joint Length</i>	ft(m)	40(12.2)
<i>Wall Thickness</i>	mm	15.9
<i>Operation Density</i>	kg/m ³	107.6
<i>Concrete Thickness</i>	mm	40

<i>Concrete Density</i>	kg/m ³	3044
<i>Allowance Corrosion</i>	mm	3

Tabel 4. 3 Properti *Coating* Pipa Bawah Laut (HCML, 2016)

Deskripsi	Unit	Nilai
<i>Asphalt Enamel Cutback</i>	mm	150
<i>Asphalt Enamel Density</i>	kg/m ³	1280
<i>Asphalt Enamel Thickness</i>	mm	5.5

Tabel 4. 4 Kedalaman Perairan Pipa Bawah Laut (HCML, 2016)

Deskripsi	Unit	Nilai
<i>Minimum Water Depth</i>	ft (m)	260.2 (79.3)
<i>Maximum Water Depth</i>	ft (m)	349.4 (106.5)

Tabel 4. 5 Data Pasang Surut (HCML, 2016)

Deskripsi	Unit	Nilai
<i>Storm Tide (1 year)</i>	ft (m)	1.38 (0.42)
<i>Storm Tide (100 years)</i>	ft (m)	2.79 (0.85)
<i>Highest Astronomical Tide (HAT)</i>	ft (m)	+7.25 (2.21) above LAT
<i>Mean Sea Level (MSL)</i>	ft (m)	+3.74(2.21) above LAT
<i>Lowest Astronomical Tide (LAT)</i>	ft (m)	0

Tabel 4. 6 Data Gelombang dan Arus (HCML, 2016)

Parameter	Unit	1 Tahun	10 Tahun	100 Tahun
<i>Significant Wave Height (Hs)</i>	ft (m)	8.79 (2.68)	12.8 (3.9)	16.7 (5.09)
<i>Wave Period (Tp)</i>	s	7.03	8.05	8.87
<i>Maximum Wave Height (Hmax)</i>	ft (m)	17.62 (5.37)	25.59 (7.8)	32.81 (10)

<i>Maximum Wave Period (Tmax)</i>	s	6.33	7.24	7.93
<i>Current 1 m above Seabed</i>	ft/s (m/s)	1.7 (0.518)	2.03 (0.618)	2.28 (0.694)

Tabel 4. 7 Properti Air Laut (HCML, 2016)

Deskripsi	Unit	Nilai Minimum	Nilai Maksimum
<i>Temperature</i>	°F (°C)	69.4 (20.8)	82.9 (28.3)
<i>Density</i>	kg/m ³	1022.2	1024.5
<i>Viscosity</i>	m ² /s	8.81x10 ⁻⁷	1.04x10 ⁻⁶

Tabel 4. 8 Parameter Tanah (HCML, 2016)

Deskripsi	Unit	Nilai
<i>Soil type</i>	-	<i>Clay</i>
<i>Undrained Shear Strength</i>	kPa	4.4
<i>Angle Friction</i>	deg	0
<i>Submerged Weight</i>	kPa	7

4.2 Perhitungan Berat Terendam Pipa

Perhitungan properti pipa bawah laut ukuran 20” yaitu seluruh diameter eksternal pipa. Diameter eksternal pipa meliputi semua berat pipa di udara, lapisan anti korosi, lapisan *concrete coating*, berat muatan pipa dan lainnya. Diameter total sebesar 0,599 meter dan untuk nilai *buoyancy* (gaya apung) sebesar **2.831 N/m**. Tahap- tahap perhitungan dijelaskan lebih rinci pada Lampiran A.

Perhitungan ini diperlukan untuk mengetahui beban lateral yang timbul akibat berat pipa ini sendiri. Untuk menghitung berat terendam pipa dapat menggunakan persamaan 4.1 berikut ini:

$$W_s = W_{st} + W_{corr} + W_c + W_{cont} - b \quad (4.1)$$

Dimana:

W_s = Berat Terendam Pipa (N/m)

W_{st} = Berat Pipa di Udara (N/m)

W_{corr} = Berat Anti Korosi di Udara (N/m)

W_c = Berat Coating di Udara (N/m)

W_{cont} = Berat Muatan Pipa (N/m)

b = Gaya Bouyancy (N/m)

Sehingga hasil berat terendam pipa bawah laut adalah sebesar **1.525 N/m**.

4.3 Analisis Kecepatan Partikel Air

4.3.1 Perhitungan Kecepatan Arus Akibat Gelombang pada Pipa

Berdasarkan DNV RP F109, untuk mengetahui kondisi gelombang dapat menggunakan spektrum JONSWAP. Karena pipa yang dianalisis di dalam tugas akhir ini berada di perairan Indonesia yang merupakan perairan tertutup seperti di *North Sea*. Spektrum JONSWAP bisa dilihat seperti pada persamaan 4.2 dibawah ini. Langkah pertama yakni menemukan parameter-parameter untuk menghitung spektrum JONSWAP, lihat tabel 4.9 dibawah ini:

$$S_{\eta\eta}(\omega) = \alpha \cdot g^2 \cdot \omega^{-5} \cdot e^{\left[\frac{-5}{4} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right]} \cdot \gamma e^{\left[-0.5 \cdot \left(\frac{\omega - \omega_p}{\sigma(\omega) \cdot \omega_p}\right)^2\right]} \quad (4.2)$$

Langkah pertama adalah menemukan parameter-parameter untuk menghitung spektrum JONSWAP adalah mendapatkan nilai kontasta generalized phillips (α), parameter lebar spektra (σ), dengan persamaan 4.3 dan 4.4 dan Tabel 4.9 sebagai berikut:

$$\alpha = \frac{5}{16} \cdot \frac{H_s^2 \cdot \omega_p^4}{g^2} \cdot (1 - 0.287 \cdot \ln \gamma) \quad (4.3)$$

$$\sigma = \begin{cases} 0.07 & \text{if } \omega \leq \omega_p \\ 0.09 & \text{else} \end{cases} \quad (4.4)$$

Tabel 4. 9 Nilai Parameter Spektrum JONSWAP

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Frekuensi gelombang puncak	ω_p	0,708	rad/s
Fungsi distribusi	ϕ	3,932	-
<i>Peak-enhancement factor</i>	γ	3,3	-
Konstanta <i>generalized philips</i> ’	α	0,014	-

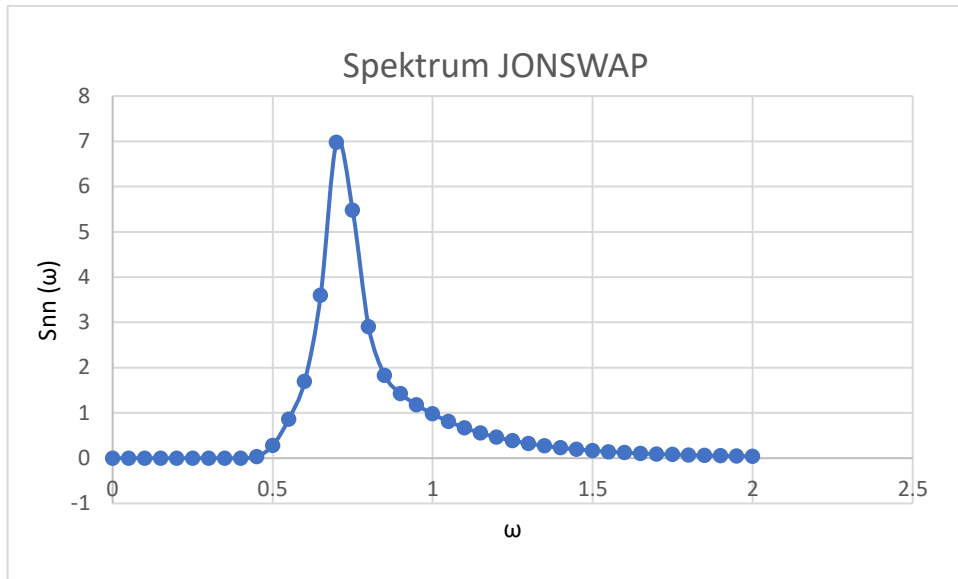
Selanjutnya parameter yang telah di dapatkan akan digunakan untuk menghitung spektrum energi dengan menggunakan persamaan spektrum energi JONSWAP seperti pada persamaan 4.2 diatas. Berikut merupakan nilai spektrum energi yang dapat dilihat pada Tabel 4.10 berikut:

Tabel 4. 10 Spektrum Gelombang

ω	σ	Snn (ω)
0	0.07	0.0000
0.05	0.07	0.0000
0.1	0.07	0.0000
0.15	0.07	0.0000
0.2	0.07	0.0000
0.25	0.07	0.0000
0.3	0.07	0.0000
0.35	0.07	0.0000
0.4	0.07	0.0006
0.45	0.07	0.0337
0.5	0.07	0.2789
0.55	0.07	0.8605
0.6	0.07	1.6955
0.65	0.07	3.5991
0.7	0.07	6.9746
0.75	0.09	5.4794
0.8	0.09	2.9007

0.85	0.09	1.8286
0.9	0.09	1.4231
0.95	0.09	1.1778
1	0.09	0.9782
1.05	0.09	0.8104
1.1	0.09	0.6711
1.15	0.09	0.5565
1.2	0.09	0.4627
1.25	0.09	0.3860
1.3	0.09	0.3232
1.35	0.09	0.2718
1.4	0.09	0.2296
1.45	0.09	0.1947
1.5	0.09	0.1658
1.55	0.09	0.1418
1.6	0.09	0.1218
1.65	0.09	0.1050
1.7	0.09	0.0909
1.75	0.09	0.0789
1.8	0.09	0.0688
1.85	0.09	0.0602
1.9	0.09	0.0528
1.95	0.09	0.0465
2	0.09	0.0411

Hasil perhitungan spektrum energi JONSWAP pada tabel diatas kemudian di plot dalam grafik Gambar 4.2 berikut:



Gambar 4. 2 Grafik Spektrum Gelombang

Kemudian menentukan nilai angka gelombang (k) dengan menggunakan persamaan 4.5 berikut:

$$\frac{\omega^2}{g} = k \cdot \tanh(k \cdot d) \quad (4.5)$$

Angka gelombang (k) didapatkan melalui metode iterasi. Nilai kedalaman adalah 106,5 meter. Nilai angka gelombang $\tanh(k \cdot d)$ diasumsikan bernilai 1 untuk menentukan k awal yang akan digunakan pada iterasi. Nilai angka gelombang pada kedalaman 106,5 meter dapat dilihat pada Tabel 4.11 dibawah ini:

Tabel 4. 11 Nilai Angka Gelombang pada Kedalaman 106,5 meter

Parameter	Notasi	Kedalaman	Nilai	Satuan
Angka gelombang	k	106,5 m	0,05117	-

Selanjutnya setelah mendapatkan nilai angka gelombang yaitu mencari nilai fungsi transfer G dengan menggunakan persamaan 4.6 berikut:

$$G(\omega) = \frac{\omega}{\sinh(k \cdot d)} \quad (4.6)$$

Fungsi transfer G merupakan transformasi elevasi permukaan laut menjadi kecepatan aliran yang diinduksi gelombang di dasar laut. Dengan ω bernilai 0 sampai dengan 2 dan selisih nilai adalah 0,05.

Setelah spektrum energi ($S_{\eta\eta}$) dan transfer function G diperoleh, nilainya akan digunakan untuk mencari spektrum kecepatan partikel air di dasar laut akibat gelombang di permukaan laut dengan menggunakan persamaan 4.7 berikut:

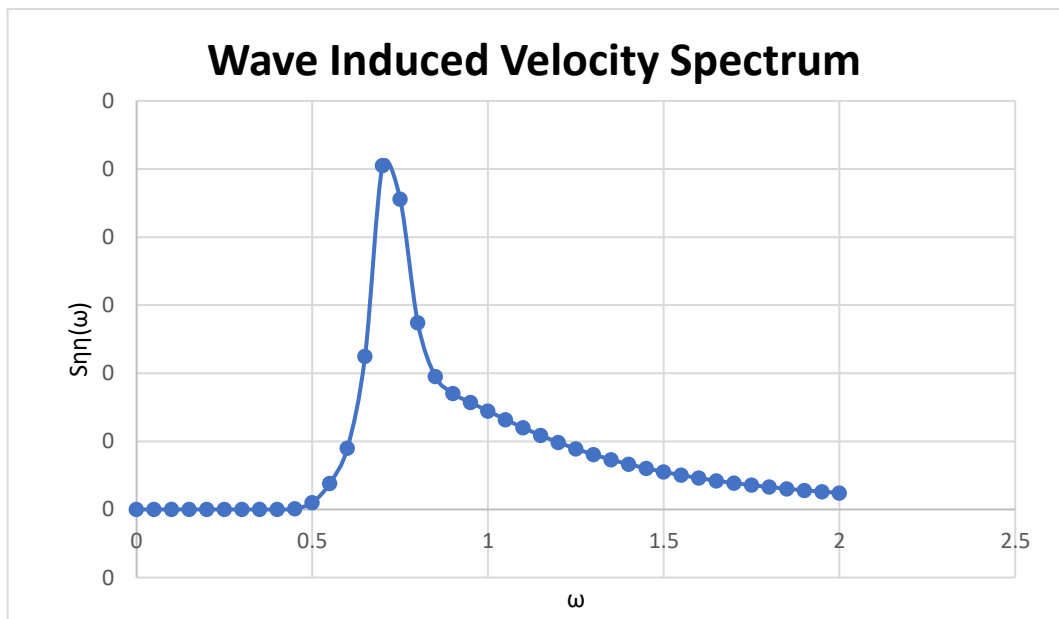
$$S_{UU(\omega)} = G^2(\omega) \cdot S_{\eta\eta}(\omega) \quad (4.7)$$

Maka nilai Spektrum kecepatan partikel air di dasar laut akibat gelombang di permukaan disajikan dalam Tabel 4.12 dan diplot ke dalam grafik pada Gambar 4.3 berikut:

Tabel 4. 12 Spektrum Kecepatan Partikel

ω	ωp	γ	σ	$S_{\eta\eta}(\omega)$	$G(\omega)$	$G^2(\omega)$	$S_{uu}(\omega)$
0	0.7084	3.3	0.07	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
0.05	0.7084	3.3	0.07	0.0000	0.0004	0.00000	0.00000
0.1	0.7084	3.3	0.07	0.0000	0.0009	0.00000	0.00000
0.15	0.7084	3.3	0.07	0.0000	0.0013	0.00000	0.00000
0.2	0.7084	3.3	0.07	0.0000	0.0017	0.00000	0.00000
0.25	0.7084	3.3	0.07	0.0000	0.0021	0.00000	0.00000
0.3	0.7084	3.3	0.07	0.0000	0.0026	0.00001	0.00000
0.35	0.7084	3.3	0.07	0.0000	0.0030	0.00001	0.00000
0.4	0.7084	3.3	0.07	0.0006	0.0034	0.00001	0.00000
0.45	0.7084	3.3	0.07	0.0337	0.0039	0.00001	0.00000
0.5	0.7084	3.3	0.07	0.2789	0.0043	0.00002	0.00001
0.55	0.7084	3.3	0.07	0.8605	0.0047	0.00002	0.00002
0.6	0.7084	3.3	0.07	1.6955	0.0052	0.00003	0.00005
0.65	0.7084	3.3	0.07	3.5991	0.0056	0.00003	0.00011
0.7	0.7084	3.3	0.07	6.9746	0.0060	0.00004	0.00025
0.75	0.7084	3.3	0.09	5.4794	0.0064	0.00004	0.00023
0.8	0.7084	3.3	0.09	2.9007	0.0069	0.00005	0.00014
0.85	0.7084	3.3	0.09	1.8286	0.0073	0.00005	0.00010
0.9	0.7084	3.3	0.09	1.4231	0.0077	0.00006	0.00009
0.95	0.7084	3.3	0.09	1.1778	0.0082	0.00007	0.00008
1	0.7084	3.3	0.09	0.9782	0.0086	0.00007	0.00007
1.05	0.7084	3.3	0.09	0.8104	0.0090	0.00008	0.00007
1.1	0.7084	3.3	0.09	0.6711	0.0095	0.00009	0.00006
1.15	0.7084	3.3	0.09	0.5565	0.0099	0.00010	0.00005

1.2	0.7084	3.3	0.09	0.4627	0.0103	0.00011	0.00005
1.25	0.7084	3.3	0.09	0.3860	0.0107	0.00012	0.00004
1.3	0.7084	3.3	0.09	0.3232	0.0112	0.00012	0.00004
1.35	0.7084	3.3	0.09	0.2718	0.0116	0.00013	0.00004
1.4	0.7084	3.3	0.09	0.2296	0.0120	0.00014	0.00003
1.45	0.7084	3.3	0.09	0.1947	0.0125	0.00016	0.00003
1.5	0.7084	3.3	0.09	0.1658	0.0129	0.00017	0.00003
1.55	0.7084	3.3	0.09	0.1418	0.0133	0.00018	0.00003
1.6	0.7084	3.3	0.09	0.1218	0.0138	0.00019	0.00002
1.65	0.7084	3.3	0.09	0.1050	0.0142	0.00020	0.00002
1.7	0.7084	3.3	0.09	0.0909	0.0146	0.00021	0.00002
1.75	0.7084	3.3	0.09	0.0789	0.0150	0.00023	0.00002
1.8	0.7084	3.3	0.09	0.0688	0.0155	0.00024	0.00002
1.85	0.7084	3.3	0.09	0.0602	0.0159	0.00025	0.00002
1.9	0.7084	3.3	0.09	0.0528	0.0163	0.00027	0.00001
1.95	0.7084	3.3	0.09	0.0465	0.0168	0.00028	0.00001
2	0.7084	3.3	0.09	0.0411	0.0172	0.00030	0.00001



Gambar 4. 3 Grafik *Wave Induced Velocity Spectrum*

Kemudian mencari nilai momen spektrum melalui *wave induced velocity spectrum*. Berikut merupakan nilai momen spektrum yang dapat dilihat pada Tabel 4.13 dibawah ini:

Tabel 4. 13 Nilai Momen Spektrum M_0 dan M_2

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Momen spektra orde pertama	M_0	0,000244	-
Momen spektra orde kedua	M_2	0.0000798	-

Ketika nilai-nilai momen spektrum telah dididapatkan, selanjutnya menghitung nilai kecepatan aliran signifikan (U_S) pada permukaan pipa dan nilai *mean zero up-crossing period* osilasi aliran pada permukaan pipa (T_U) dapat dicari menggunakan persamaan 4.8 dan 4.9 berikut ini:

$$U_S = 2\sqrt{M_0} \quad (4.8)$$

$$T_U = 2\pi \sqrt{\frac{M_0}{M_2}} \quad (4.9)$$

Selanjutnya didapatkan nilai U_S dan T_U yang dapat dilihat pada Tabel 4.14 dibawah ini:

Tabel 4. 14 Hasil Nilai U_S dan T_U

Parameter	Notasi	Kedalaman	Nilai	Satuan
Amplitudo kecepatan aliran signifikan pada permukaan pipa	U_S	106,5 m	0,031	m/s
<i>Mean zero up-crossing period</i>	T_U	106,5 m	10,987	s

4.3.2 Perhitungan Arus

Langkah selanjutnya, menghitung nilai U^* dan T^* untuk menghitung stabilitas lateral pada pipa bawah laut. Nilai keduanya dapat dilihat pada Tabel 4.15 dibawah ini.

Tabel 4. 15 Hasil Nilai U* dan T*

Parameter	Notasi	Kedalaman	Nilai	Satuan
<i>Oscillatory velocity amplitude for single design oscillation, perpendicular to pipeline</i>	U*	106,5 m	0,06	m/s
<i>Period associated with single design oscillation</i>	T*	106,5 m	10.987	s

Dari Tabel 4.15, nilai U* dan T* menjadi lebih besar nilainya daripada Us dan Tu akibat pengaruh badai yang terjadi sehingga menimbulkan kecepatan maksimum dan periode maksimum.

Selanjutnya menentukan kecepatan partikel pada gelombang di berbagai arah. Dengan persamaan 4.10 sebagai berikut:

$$U_w = R_D \cdot U_{w\theta} \quad (4.10)$$

Dimana:

U_w = Kecepatan Partikel Air akibat Gelombang

R_D = Faktor Reduksi

$U_{w\theta}$ = Kecepatan aliran signifikan

Untuk menentukan nilai faktor reduksi (R_D) maka dapat digunakan persamaan 4.11 sebagai berikut:

$$R_D = \sqrt{\int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} D_w(\theta) d\theta} \quad (4.11)$$

Dimana:

R_D = Faktor Reduksi

D_w = Fungsi Penyebaran Energi Gelombang

Fungsi penyebaran energi gelombang (D_w) dapat ditentukan dari persamaan 4.12 sebagai berikut:

$$D_w = \frac{1}{\sqrt{\pi}} \cdot \frac{\Gamma(1+s/2)}{\Gamma(0.5+s/2)} \cdot \cos^s \theta \cdot \sin^2(\theta_w - \theta), \quad |\theta| < \frac{\pi}{2} \quad (4.12)$$

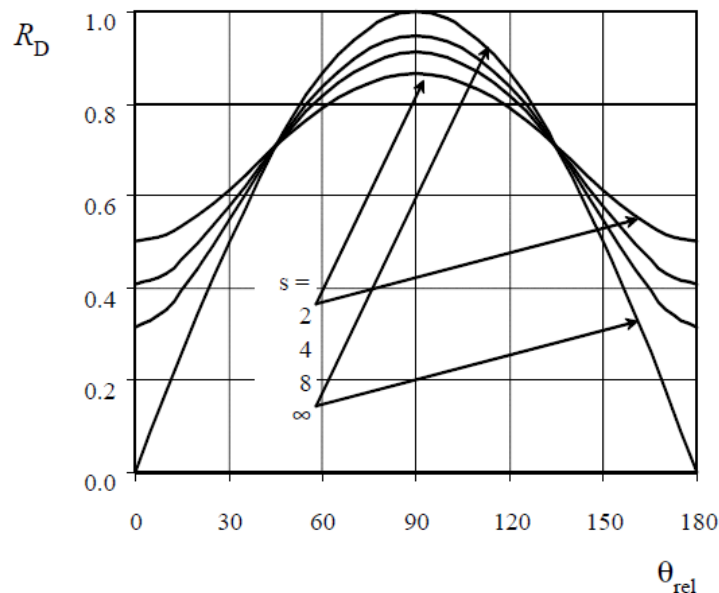
Dimana:

D_w = Fungsi Penyebaran Energi Gelombang

Γ = Fungsi Gamma

s = Parameter Penyebaran Spesifik

Nilai s dapat ditentukan dari nilai 2 sampai 8. Biasanya nilai 6 sampai dengan 8 digunakan di *North Sea*. Sementara karena laut Indonesia memiliki karakteristik yang sama dengan *North Sea* namun tidak terlalu ekstrim, maka s bernilai 6. Faktor reduksi terdapat pada grafik di DNV RP F109 pada Gambar 4.4 berikut:



Gambar 4. 4 Faktor Reduksi akibat Penyebaran Gelombang

Maka nilai faktor reduksi dan kecepatan partikel gelombang tercantum pada Tabel 4.16 berikut:

Tabel 4. 16 Nilai U_w dan R_D

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Kecepatan Partikel Air akibat Gelombang	U_w	0,023	m/s
Faktor Reduksi	R_D	0,744	

Kemudian menghitung kecepatan aliran akibat arus menggunakan persamaan di DNV RP F109 seperti pada persamaan 4.13 berikut:

$$V_c = V_c(z_r) \cdot \left[\frac{\left(1 + \frac{z_0}{D}\right) \cdot \ln\left(\frac{D}{z_0} + 1\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \right] \cdot \sin \theta_c \quad (4.13)$$

Perlu diketahui bahwa nilai z_0 adalah 5×10^{-6} m (*silt and clay*) dan sudut yang digunakan adalah 90° karena pada arah sudut datang tersebut, aliran yang diakibatkan oleh kecepatan arus sangat besar, lihat Tabel 4.17:

Tabel 4. 17 Kecepatan Aliran Akibat Arus

Parameter	Notasi	Diameter	Kedalaman	Nilai	Satuan
Kecepatan arus pada elevasi pipa	V(z)	0,599 m	106,5 m	0,541	m/s

4.3.3 Perhitungan Tanah

4.3.3.1 Koefisien Reduksi Beban

Selanjutnya menentukan koefisien reduksi beban. Hal ini diperlukan sebab beban hidrodinamika pada pipa dapat berkurang atau tereduksi. Koefisien reduksi dapat dihitung menggunakan persamaan 4.14 berikut ini:

$$r_{tot} = r_{perm} \cdot r_{pen} \cdot r_{tr} \quad (4.14)$$

Dimana:

r_{tot} = Reduksi Beban Total

r_{perm} = Reduksi Beban Akibat Tanah yang *Permeable*

r_{pen} = Reduksi Beban akibat Penetrasi Pipa

r_{tr} = Reduksi Beban akibat *Trenching*

a. Reduksi Beban akibat Tanah yang *Permeable*

Dasar laut yang permeabel akan mengizinkan aliran di dasar laut yang berada bawah pipa dan dengan demikian dapat mengurangi beban vertikal. Jika beban hidrodinamika vertikal yang digunakan dalam analisis didasarkan pada koefisien beban yang berasal dari asumsi dasar laut yang tidak permeable. Maka nilai r_{perm} sesuai DNV RP F109 sebesar 0,7.

b. Reduksi Beban akibat Penetrasi

Faktor reduksi beban akibat penetrasi terbagi menjadi arah horizontal dan vertikal yang mana terdapat pada persamaan 4.15 dan 4.16 berikut:

$$r_{pen,y} = 1 - 1.4 \cdot \frac{z_p}{D} \quad (4.15)$$

$$r_{pen,z} = 1 - 1.3 \cdot \frac{z_p}{D} - 0.1 \quad (4.16)$$

Dimana:

$r_{pen,y}$ = Reduksi Beban akibat Penetrasi Arah Horizontal

$r_{pen,z}$ = Reduksi Beban akibat Penetrasi Arah Vertikal

z_p = Kedalaman Penetrasi Pipa

D = Diameter Total Pipa termasuk *Coating*

Untuk nilai kedalaman pipa bisa dihitung dengan persamaan 4.17 berikut:

$$z_p = z_{pi} + z_{pm} \quad (4.17)$$

Dimana:

z_p = Kedalaman Penetrasi Pipa

z_{pi} = Kedalaman Penetrasi Awal

z_{pm} = Kedalaman Pergerakan Pipa akibat Gelombang dan Arus

Maka nilai untuk kedalaman penetrasi pipa, reduksi beban akibat penetrasi arah horizontal maupun vertikal dapat dilihat pada Tabel 4.18 berikut:

Tabel 4. 18 Reduksi Beban akibat Penetrasi

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Kedalaman Penetrasi Pipa	z_p	0,113	m
Reduksi Beban akibat Penetrasi Arah Horizontal	$r_{pen,y}$	0,736	
Reduksi Beban akibat Penetrasi Arah Vertikal	$r_{pen,z}$	0,885	

c. Reduksi Beban akibat *Trenching*

Faktor reduksi beban akibat *trenching* terbagi menjadi arah horizontal dan vertikal

yang mana terdapat pada persamaan 4.18 dan 4.19 berikut:

$$r_{tr,y} = 1 - 0.18 \cdot (\theta - 5)^{0.25} \cdot \left(\frac{z_t}{D}\right)^{0.42}, \quad 5 \leq \theta \leq 45 \quad (4.18)$$

$$r_{tr,z} = 1 - 0.14 \cdot (\theta - 5)^{0.43} \cdot \left(\frac{z_t}{D}\right)^{0.46}, \quad 5 \leq \theta \leq 45 \quad (4.19)$$

Dimana:

$r_{tr,y}$ = Reduksi Beban akibat *Trenching* Arah Horizontal

$r_{tr,z}$ = Reduksi Beban akibat *Trenching* Arah Vertikal

z_t = Kedalaman *Trenching*

Dikarenakan pipa pada tugas akhir ini tidak di *trenching*, maka nilai kedalaman *trenching* (z_t) adalah 0 dan sudut *trenching* (θ) sebesar 0. Nilai reduksi beban akibat *trenching* arah horizontal dan vertikal dapat dilihat pada Tabel 4.19 berikut:

Tabel 4. 19 Nilai Reduksi Beban akibat *Trenching*

Parameter	Notasi	Nilai
Reduksi Beban akibat <i>Trenching</i> Arah Horizontal	$r_{tr,y}$	0,736
Reduksi Beban akibat <i>Trenching</i> Arah Vertikal	$r_{tr,z}$	0,885

Setelah reduksi beban akibat tanah yang *permeable*, akibat penetrasi pipa dan akibat *trenching* didapatkan, maka nilai faktor reduksi total dapat dihitung. Koefisien reduksi beban ini berlaku baik untuk arah horizontal maupun vertikal. Nilai-nilai koefisien reduksi beban dapat dilihat pada Tabel 4.20 dibawah ini:

Tabel 4. 20 Faktor Reduksi Beban pada Pipa Bawah Laut

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Faktor reduksi beban arah horizontal	$r_{tot,y}$	0,736	-
Faktor reduksi beban arah vertikal	$r_{tot,z}$	0,619	-

4.3.3.2 *Passive Resistance*

Kemudian dalam analisis ini cukup menggunakan tahanan pasif untuk lempung

yang nantinya akan berkaitan dengan analisis stabilitas lateral. Tahanan pasif tanah sangat penting diketahui karena sangat berpengaruh pada saat pipa kondisi operasi yang gunanya untuk mereduksi beban hidrodinamika.

Untuk menghitung tahanan pasif tanah lempung dapat menggunakan persamaan 4.20 berikut:

$$\frac{F_R}{F_C} = \frac{4.1 \cdot k_C}{G_c^{0.39}} \cdot \left(\frac{z_p}{D} \right)^{1.31} \quad (4.20)$$

Nilai tahanan pasif tanah (*passive soil resistance*) pada pipa bawah laut dengan diameter total 0,599 meter dapat dilihat pada Tabel 4.21 berikut:

Tabel 4. 21 Nilai Tahanan Pasif Tanah

Parameter	Notasi	Diameter	Nilai	Satuan
Tahanan pasif tanah	F _R	0,599 m	323,249	N/m

Pada Tabel 4.21, nilai tahanan pasif tanah sangat dipengaruhi oleh penetrasi pipa kedalam tanah (z_p), hal ini berbanding lurus dengan berat terendam pipa. Jika pipa semakin berat, maka penetrasi pipa kedalam tanah semakin dalam sehingga nilai tahanan pasifnya akan semakin besar pula.

4.4 Gaya-Gaya Hidrodinamika

Berdasarkan metode *absolute lateral static stability*, gaya *drag*, gaya *lift*, dan gaya inersia digantikan dengan gaya hidrodinamika puncak arah horizontal dan gaya hidrodinamika puncak arah vertikal begitu pula dengan koefisien- koefisiennya. Maka dari itu nilai *safety factor* harus ditentukan berdasarkan DNV RP F109. Seperti pada Tabel 4.22, Tabel 4.23, Tabel 4.24, dan Tabel 4.25 berikut:

Tabel 4. 22 Faktor Keamanan *Winter* di *North Sea*

Table 3-5 Safety factors, winter storms in North Sea			
	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
Sand and rock	0.98	1.32	1.67
Clay	1.00	1.40	1.83

Tabel 4. 23 Faktor Keamanan *Winter* di *Gulf of Mexico*

Table 3-6 Safety factors, winter storms in Gulf of Mexico and Southern Ocean			
	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
Sand and rock	0.95	1.41	1.99
Clay	0.97	1.50	2.16

Tabel 4. 24 Faktor Keamanan *Cyclonic* di *North Sea*

Table 3-7 Safety factors, cyclonic conditions North West Shelf			
	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
Sand and rock	0.95	1.50	2.16
Clay	0.95	1.56	2.31

Tabel 4. 25 Faktor Keaman *Cyclonic* di *Gulf of Mexico*

Table 3-8 Safety factors, cyclonic conditions Gulf of Mexico			
	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
Sand and rock	0.95	1.64	2.46
Clay	0.93	1.64	2.54

Terdapat dua kondisi yaitu *cyclonic* dan *winter*. *Cyclonic* mempunyai makna bahwa kondisi di perairan cenderung sering terjadi badai, sementara *winter* bermakna bahwa kondisi diperairan jarang terjadi badai. Maka dipilih kondisi *winter*.

Sementara untuk lokasi yaitu *North Sea* dan *Gulf of Mexico*. Dikarenakan karakteristik perairan Indonesia hampir mempunyai kesamaan dengan *North Sea* (Perairan Tertutup), maka dipilih *North Sea*. Maka nilai *safety factor* (γ_{SC}) yang dipilih adalah 1,83.

Selanjutnya menentukan nilai C_Y^* dan C_Z^* . nilai tersebut didapat dari Tabel 4.26 dan 4.27 berikut:

Tabel 4. 26 Koefisien Beban Horizontal Puncak

Table 3-9 Peak horizontal load coefficients												
C_Y	M^*	K^*										
		2.5	5	10	20	30	40	50	60	70	100	≥ 140
	0.0	13.0	6.80	4.55	3.33	2.72	2.40	2.15	1.95	1.80	1.52	1.30
	0.1	10.7	5.76	3.72	2.72	2.20	1.90	1.71	1.58	1.49	1.33	1.22
	0.2	9.02	5.00	3.15	2.30	1.85	1.58	1.42	1.33	1.27	1.18	1.14
	0.3	7.64	4.32	2.79	2.01	1.63	1.44	1.33	1.26	1.21	1.14	1.09
	0.4	6.63	3.80	2.51	1.78	1.46	1.32	1.25	1.19	1.16	1.10	1.05
	0.6	5.07	3.30	2.27	1.71	1.43	1.34	1.29	1.24	1.18	1.08	1.00
	0.8	4.01	2.70	2.01	1.57	1.44	1.37	1.31	1.24	1.17	1.05	1.00
	1.0	3.25	2.30	1.75	1.49	1.40	1.34	1.27	1.20	1.13	1.01	1.00
	2.0	1.52	1.50	1.45	1.39	1.34	1.20	1.08	1.03	1.00	1.00	1.00
	5.0	1.11	1.10	1.07	1.06	1.04	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Tabel 4. 27 Koefisien Beban Vertical Puncak

Table 3-10 Peak vertical load coefficients												
C_z		K^*										
		≤ 2.5	5	10	20	30	40	50	60	70	100	≥ 140
M^*	0.0	5.00	5.00	4.85	3.21	2.55	2.26	2.01	1.81	1.63	1.26	1.05
	0.1	3.87	4.08	4.23	2.87	2.15	1.77	1.55	1.41	1.31	1.11	0.97
	0.2	3.16	3.45	3.74	2.60	1.86	1.45	1.26	1.16	1.09	1.00	0.90
	0.3	3.01	3.25	3.53	2.14	1.52	1.26	1.10	1.01	0.99	0.95	0.90
	0.4	2.87	3.08	3.35	1.82	1.29	1.11	0.98	0.90	0.90	0.90	0.90
	0.6	2.21	2.36	2.59	1.59	1.20	1.03	0.92	0.90	0.90	0.90	0.90
	0.8	1.53	1.61	1.80	1.18	1.05	0.97	0.92	0.90	0.90	0.90	0.90
	1.0	1.05	1.13	1.28	1.12	0.99	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	2.0	0.96	1.03	1.05	1.00	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	5.0	0.91	0.92	0.93	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	10	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90

Sebelumnya harus mendapatkan nilai M^* dan K^* . dengan persamaan 4.21 dan 4.22 berikut:

$$M^* = V^*/U^* \tag{4.21}$$

Dimana:

M^* = Rasio Kecepatan Osilasi *Steady* untuk Desain Spektrum

V^* = Kecepatan Arus *Steady* untuk Desain Spektrum

U^* = Amplitudo Kecepatan Osilasi untuk Desain Osilasi Tunggal

$$K^* = U^* \cdot T^*/D \tag{4.22}$$

Dimana:

K^* = Angka *Keulegan-Carpenter* untuk Desain Osilasi Tunggal

U^* = Amplitudo Kecepatan Osilasi untuk Desain Osilasi Tunggal

T^* = Periode untuk Desain Osilasi Tunggal

D = Diameter Total Pipa termasuk *Coating*

Besar nilai M^* adalah 9 dan besar nilai K^* adalah 1,1. Kemudian nilai ini dimasukkan kedalam Tabel 4.26 untuk mendapatkan nilai C_y^* dan dimasukkan ke dalam Tabel 4.27 untuk mendapatkan nilai C_z^* . sehingga besar nilai C_y^* dan C_z^* masing-masing adalah 1,013 dan 0,9.

4.4.1 Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Horizontal

Gaya hidrodinamika puncak arah terjadi pada pipa bawah laut karena adanya pergerakan kecepatan partikel air yang disebabkan oleh gelombang dan arus yang bekerja secara lateral. Faktor reduksi beban total juga mempengaruhi nilai gaya hidrodinamika puncak arah horizontal. Nilainya dapat dihitung menggunakan persamaan 4.23 berikut:

$$F_y^* = r_{tot,y} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D \cdot C_y^* \cdot (U^* \cdot V^*)^2 \quad (4.23)$$

Dimana:

F_y^* = Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Horizontal

$r_{tot,y}$ = Koefisien Reduksi Beban Arah Horizontal

ρ_w = Massa Jenis Air Laut

D = Diameter Total Pipa termasuk *Coating*

C_y^* = Koefisien Beban Horizontal Puncak

U^* = Amplitudo Kecepatan Osilasi untuk Desain Osilasi Tunggal

V^* = Kecepatan Arus *Steady* untuk Desain Spektrum

Analisis yang dilakukan yakni pada pipa bawah laut yang memiliki diameter total 0,599 meter pada saat kondisi operasi dengan kedalaman 106,5 meter. Hasil nilai gaya hidrodinamika puncak arah horizontal pada pipa bawah laut akibat gelombang dan arus dengan kedalaman 106,5 meter dapat dilihat pada Tabel 4.28 dibawah ini:

Tabel 4. 28 Nilai Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Horizontal akibat Gelombang dan Arus

Parameter	Notasi	Diameter	Kedalaman	Nilai	Satuan
Gaya hidrodinamika puncak arah horizontal	F_y^*	0,599 m	106,5 m	82,863	N/m

4.4.2 Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Vertikal

Gaya hidrodinamika puncak arah vertikal terjadi pada pipa bawah laut karena adanya pergerakan kecepatan partikel air disebabkan oleh gelombang dan arus yang bekerja secara vertikal. Faktor reduksi beban total juga mempengaruhi nilai gaya hidrodinamika puncak arah vertikal. Nilainya dapat dihitung menggunakan persamaan 4.24 berikut:

$$F_z^* = r_{\text{tot.z}} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D \cdot C_z^* \cdot (U^* \cdot V^*)^2 \quad (4.24)$$

Dimana:

F_z^* = Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Vertikal

$r_{\text{tot.z}}$ = Koefisien Reduksi Beban Arah Vertikal

ρ_w = Massa Jenis Air Laut

D = Diameter Total Pipa termasuk *Coating*

C_z^* = Koefisien Beban Vertikal Puncak

U^* = Amplitudo Kecepatan Osilasi untuk Desain Osilasi Tunggal

V^* = Kecepatan Arus *Steady* untuk Desain Spektrum

Analisis yang dilakukan yakni pada pipa bawah laut yang memiliki diameter total 0,599 meter pada saat kondisi operasi dengan kedalaman 106,5 meter. Hasil nilai gaya hidrodinamika puncak arah vertikal pada pipa bawah laut akibat gelombang dan arus dengan kedalaman 106,5 meter dapat dilihat pada Tabel 4.29 dibawah ini:

Tabel 4. 29 Nilai Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Vertikal akibat Gelombang dan Arus

Parameter	Notasi	Diameter	Kedalaman	Nilai	Satuan
Gaya hidrodinamika puncak arah vertikal	E_z^*	0,599 m	106,5 m	61,957	N/m

Nilai gaya hidrodinamika pada Tabel 4.28 dan 4.29 sangat dipengaruhi oleh kecepatan partikel air akibat gelombang yang dipengaruhi oleh durasi badai selama 3 jam (U^*) dan arus pada elevasi pipa (V^*).

4.5 Analisis Stabilitas Vertikal dan Lateral pada Pipa Bawah Laut

4.5.1 Analisis Stabilitas Vertikal

Analisis stabilitas vertikal dilakukan untuk mengetahui apakah berat pipa saat di udara mampu melawan gaya apungnya saat tercelup air laut. Jika pipa mampu melawan gaya apung dan meletak di dasar laut maka pipa dapat dikatakan stabil. Menurut DNV RP F109, pipa bawah laut dikatakan stabil secara vertikal jika memenuhi kriteria seperti pada persamaan 4.25 berikut:

$$\gamma_w \cdot \frac{B}{W_s+B} = \frac{\gamma_w}{S_G} \leq 1 \quad (4.25)$$

Untuk mengetahui nilai stabilitas vertikal pipa bawah laut pada kedalaman 106,5 meter dapat dilihat Tabel 4.30 dibawah ini:

Tabel 4. 30 Nilai Stabilitas Vertikal

Diameter	Kedalaman	Nilai Stabilitas Vertikal	Keterangan
0,599 m	106,5 meter	0,715	STABIL

Dari Tabel 4.30, pipa bawah laut lolos kriteria stabilitas vertikal berdasarkan DNV RP F109 dengan nilai 0,715. Itu artinya pipa bawah laut mampu melawan gaya apung-nya sehingga pipa bawah laut dapat meletak di *seabed* saat beroperasi.

4.5.2 Analisis Stabilitas Lateral

Analisis stabilitas lateral dilakukan untuk mengetahui apakah pipa tetap stabil bila terkena beban yang diakibatkan oleh gelombang dan arus. Berdasarkan DNV RP F 109, pipa bawah laut dikatakan stabil secara lateral jika memenuhi kriteria seperti pada persamaan 4.26 berikut:

$$\gamma_{SC} = \frac{F_Y^* + \mu \cdot F_Z^*}{\mu \cdot W_S + F_R} \leq 1 \quad (4.26)$$

Untuk mengetahui nilai *absolute lateral static stability* pipa bawah laut pada kedalaman 106,5 meter, lihat Tabel 4.31 dibawah ini:

Tabel 4. 31 Nilai Stabilitas Lateral

Diameter	Kedalaman	Nilai Stabilitas Lateral	Keterangan
0,599 m	106,5 meter	0,277	STABIL

Pada Tabel 4.31 menunjukkan bahwa pipa bawah laut memenuhi kriteria *absolute lateral static stability* pada kedalaman 106,5 meter.

4.6. Local Buckling (Kriteria Ultimate Limit State)

Menurut Standard DNV OS F101(2013), di dalam kriteria ultimate limit state (ULS) dibutuhkan 4 moda kegagalan yang harus dipenuhi agar pipa bisa disebut aman dari terjadinya buckling. Kriteria tersebut telah disebutkan didalam Bab 2, yaitu kriteria tekanan bursting, kriteria tekanan collapse, kriteria tekanan perambatan buckling dan kriteria beban kombinasi. Ketika keempat moda kegagalan ini telah dipenuhi, maka pipa dapat dikatakan aman dari terjadinya buckling.

4.6.1 Analisis Data

Data-data yang dibutuhkan untuk menganalisis *local buckling* pada tugas akhir ini terdapat pada Tabel 4.32 berikut:

Tabel 4. 32 Data Pipa untuk Analisis *Local Buckling*

No	Pipe Data			
1	Outer Diameter	D	599	mm
2	Nominal Thickness	tnom	15.9	mm
3	Fabrication Tolerance	tfab	1	mm
4	Corrosion Allowance	tcorr	3	mm
5	Ovality (DNV Definition)	f0	0.05%	

Material Data				
6	Material Grade		X65	
7	Young's Modulus	E	207000	MPa
8	Poisson Ratio	v	0.3	
9	Specified Minimum Yield Strength	SMYS	450	MPa
10	Specified Minimum Tensile Strength	SMTS	535	MPa
11	SMYS at Relevant Temperature	SMYS(T)		MPa (at 60C)
12	SMTS at Relevant Temperature	SMTS(T)		MPa (at 60C)
13	Reduction in SMYS due to Manufacture Process		15%	
14	Supplementary Requirement U Fulfilled		Yes	
Pressure Data-Gas				
15	Design Pressure	Pd	600	Psi
16	Design Depth	d	106.5	m
17	Variation of Mean Sea Level	wmin/wmax	1.14	m
18	Density Gas	rgas	107.6	kg/m ³
19	Operating Temperature		60	C

4.6.2 Menentukan *Safety Class dan Material Resistance*

Menentukan klasifikasi kriteria yang ada pada *Standard* DNV OS F101 dengan tujuan mendapatkan faktor-faktor yang harus ditentukan untuk melakukan perhitungan. Beberapa diantaranya, yaitu:

a. Tipe Fluida

Untuk klasifikasi dari jenis fluida dipilih kategori D karena fluida yang dialirkan di dalam pipa adalah gas natural (lihat Tabel 4.33).

Tabel 4. 33 *Classification of Fluid* (DNV OS F101, 2013)

Category	Description
A	Typical non-flammable water-based fluids.
B	Flammable and/or toxic fluids which are liquids at ambient temperature and atmospheric pressure conditions. Typical examples are oil and petroleum products. Methanol is an example of a flammable and toxic fluid.
C	Non-flammable fluids which are non-toxic gases at ambient temperature and atmospheric pressure conditions. Typical examples are nitrogen, carbon dioxide, argon and air.
D	Non-toxic, single-phase natural gas.
E	Flammable and/or toxic fluids which are gases at ambient temperature and atmospheric pressure conditions and which are conveyed as gases and/or liquids. Typical examples would be hydrogen, natural gas (not otherwise covered under category D), ethane, ethylene, liquefied petroleum gas (such as propane and butane), natural gas liquids, ammonia, and chlorine.

b. Lokasi

Dengan mempertimbangkan kondisi kedalaman 106,5 meter, maka dipilih klasifikasi 1 karena dianggap bahwa pada kedalaman tersebut tidak ada aktivitas manusia (lihat Tabel 4.34).

Tabel 4. 34 *Classification of Location* (DNV OS F101, 2013)

Location	Definition
1	The area where no frequent human activity is anticipated along the pipeline route.
2	The part of the pipeline/riser in the near platform (manned) area or in areas with frequent human activity. The extent of location class 2 should be based on appropriate risk analyses. If no such analyses are performed a minimum horizontal distance of 500 m shall be adopted.

c. Safety Class

Dalam kasus ini jika *pipeline* mengalami kegagalan maka diasumsikan korban (manusia) sedikit. Sedangkan dampak terhadap lingkungan bias berupa pencemaran lingkungan yang cukup berbahaya sehingga dipilih klasifikasi adalah medium (lihat Tabel 4.35).

Tabel 4. 35 *Classification of Safety Class* (DNV OS F101, 2013)

Safety class	Definition
Low	Where failure implies insignificant risk of human injury and minor environmental and economic consequences
Medium	Where failure implies low risk of human injury, minor environmental pollution or high economic or political consequences.
High	Classification for operating conditions where failure implies risk of human injury, significant environmental pollution or very high economic or political consequences

Sehingga untuk akumulasi daripada ketiga kategori sebelumnya maka dipilih *normal classification of safety classes* adalah medium (lihat Tabel 4.36).

Tabel 4. 36 Normal Classification of Safety Classes (DNV OS F101, 2013)

Table 2-4 Normal classification of safety classes¹⁾				
Phase	Fluid Category A, C		Fluid Category B, D and E	
	Location Class		Location Class	
	1	2	1	2
Temporary ^{2,3}	Low	Low	-	-
Operational	Low	Medium ⁴	Medium	High

5) Other classifications may exist depending on the conditions and criticality of failure the pipeline. For pipelines where some consequences are more severe than normal, i.e. when the table above does not apply, the selection of a higher safety class shall also consider the implication, on the total gained safety. If the total safety increase is marginal, the selection of a higher safety class may not be justified.

6) Installation until pre-commissioning (temporary phase) will normally be classified as safety class Low.

7) For safety classification of temporary phases after commissioning, special consideration shall be made to the consequences of failure, i.e. giving a higher safety class than Low.

8) Risers during normal operation will normally be classified as safety class High.

d. Faktor Tahanan dari *Safety Class*

Dengan ditentukannya *safety class* berupa medium, maka *safety class resistance factor*, γ_{SC} adalah 1,138 (lihat Tabel 4.37).

Tabel 4. 37 Safety Class Resistance Factors (DNV OS F101, 2013)

Table 5-3 Safety class resistance factors, γ_{SC}			
Safety class	γ_{SC}		
	Low	Medium	High
Pressure containment ¹⁾	1.046 ^{2),3)}	1.138	1.308 ⁴⁾
Other	1.04	1.14	1.26

5) The number of significant digits is given in order to comply with the ISO usage factors.

6) Safety class low will be governed by the system pressure test which is required to be 3% above the incidental pressure. Hence, for operation in safety class low, the resistance factor will effectively be minimum 3% higher.

7) For system pressure test, α_U shall be equal to 1.00, which gives an allowable hoop stress of 96% of SMYS both for materials fulfilling supplementary requirement U and those not.

8) For parts of pipelines in location class 1, resistance safety class medium may be applied (1.138).

e. Faktor Insidentil

Dikarenakan sistemnya berupa *pipeline*, maka untuk *incidental to design pressure ratios*, γ_{inc} adalah 1,1 (lihat Tabel 4.38).

Tabel 4. 38 Incidental to Design Pressure Ratios (DNV OS F101, 2013)

Table 3-1 Incidental to design pressure ratios	
Condition or pipeline system	γ_{inc}
Typical pipeline system	1.10
Minimum, except for below	1.05
When design pressure is equal to full shut-in pressure including dynamic effects	1.00

f. Faktor Tahanan Material

Untuk kategori *limit state* bukanlah FLS (*Fatigue Limit State*), maka *material resistance factor*, γ_m adalah 1,15 (lihat Tabel 4.39).

Tabel 4. 39 Material Resistance Factor (DNV OS F101, 2013)

Table 5-2 Material resistance factor, γ_m		
<i>Limit state category</i> ¹⁾	<i>SLS/ULS/ALS</i>	<i>FLS</i>
γ_m	1.15	1.00
1) The limit states (SLS, ULS, ALS and FLS) are defined in D.		

g. Faktor Penggunaan

Dikarenakan *safety class* yang telah ditentukan adalah medium, maka untuk *usage factors for equivalent stress check* η adalah 0,9 (lihat Tabel 4.40).

Tabel 4. 40 Usage Factor for Equivalent Stress Check (DNV OS F101, 2013)

Table 5-16 Usage factors for equivalent stress check			
	<i>Safety class</i>		
	<i>Low</i>	<i>Medium</i>	<i>High</i>
η	1.00	0.90	0.80

h. Faktor Kekuatan Material

Untuk faktor kekuatan material bernilai 1, dapat dilihat pada Tabel 4.41.

Tabel 4. 41 Material Strength Factor (DNV OS F101, 2013)

Table 5-4 Material Strength factor, α_U		
<i>Factor</i>	<i>Normally</i>	<i>Supplementary requirement U</i>
α_U	0.96	1.00

i. Kombinasi Faktor Beban dan Kondisinya

Langkah selanjutnya menentukan γ_F dan γ_C pada Tabel 4.42 dan 4.43 sebagai berikut:

Tabel 4. 42 Load Effect Factor Combinations (DNV OS F101, 2013)

Table 4-4 Load effect factor combinations						
<i>Limit State / Load combination</i>	<i>Load effect combination</i>		<i>Functional loads</i> ¹⁾	<i>Environmental load</i>	<i>Interference loads</i>	<i>Accidental loads</i>
			γ_F	γ_E	γ_F	γ_A
ULS	<i>a</i>	System check ²⁾	1.2	0.7		
	<i>b</i>	Local check	1.1	1.3	1.1	
FLS	<i>c</i>		1.0	1.0	1.0	
ALS	<i>d</i>		1.0	1.0	1.0	1.0

3) If the functional load effect reduces the combined load effects, γ_F shall be taken as 1/1.1.
4) This load effect factor combination shall only be checked when system effects are present, i.e. when the major part of the pipeline is exposed to the same functional load. This will typically only apply to pipeline installation.

Tabel 4. 43 *Condition Load Effect Factors* (DNV OS F101, 2013)

Table 4-5 Condition load effect factors, γ_c	
<i>Condition</i>	γ_c
Pipeline resting on uneven seabed	1.07
Reeling on and J-tube pull-in	0.82
System pressure test	0.93
Otherwise	1.00

4.6.3 *System Pressure Test*

Langkah selanjutnya adalah menghitung karakteristik tegangan luluh, karakteristik tegangan tarik, tekanan insidental, tekanan insidental lokal, tekanan internal, tekanan eksternal, tekanan *elastic Collapse*, dan tekanan *plastic collapse* dapat dilihat pada persamaan berikut:

Karakteristik Tegangan Luluh (lihat persamaan 4.27)

$$f_y = (SMYS - f_{y.temp}) \cdot \alpha_U \quad (4.27)$$

Karakteristik Tegangan Tarik (lihat persamaan 4.28)

$$f_u = (SMYS - f_{u.temp}) \cdot \alpha_U \quad (4.28)$$

Tekanan Insidental (lihat persamaan 4.29)

$$P_{inc} = \gamma_{inc} \cdot P_d \quad (4.29)$$

Tekanan Insidental lokal (lihat persamaan 4.30)

$$P_{li} = P_{inc} - (\gamma_f \cdot g \cdot d) \quad (4.30)$$

Tekanan Internal (lihat persamaan 4.31)

$$P_i = \gamma_w \cdot g \cdot d \quad (4.31)$$

Tekanan Eksternal (lihat persamaan 4.32)

$$P_e = \gamma_w \cdot g \cdot d_{min} \quad (4.32)$$

Pada Tabel 4.44 merupakan hasil hitungan karakteristik tegangan luluh, karakteristik tegangan tarik, tekanan insidental, tekanan insidental lokal, tekanan internal, tekanan eksternal, tekanan *elastic collapse*, dan tekanan *plastic collapse* sebagai berikut:

Tabel 4. 44 Hasil Perhitungan Tekanan

Parameter	Notasi	Nilai	Unit
Karakteristik Tegangan Luluh	f_y	429	MPa
Karakteristik Tegangan Tarik	f_u	514	MPa
Tekanan Insidental	P_{inc}	4,554	MPa
Tekanan Insidental lokal	P_{li}	4,442	MPa
Tekanan Internal	P_i	1,07	MPa
Tekanan Eksternal	P_e	0,797	MPa

4.6.4 Kriteria Tekanan Pengamanan (*Bursting*)

Tujuan daripada kriteria tekanan pengamanan (*bursting*) ini yaitu sebagai sistem kendali pada pipa agar tekanan internal yang bekerja tidak melebihi kekuatan maksimum tekanan internal yang diterima pipa. Dalam hal ini kekuatan maksimum pipa terhadap tekanan internal adalah tekanan *bursting*. Pada kriteria tekanan pengamanan ini, *Standard DNV OS F101* telah menetapkan bahwa syarat tekanan *local incidental* (tekanan maksimum internal pipa pada kondisi operasi ekstrim) dikurangi dengan nilai minimum tekanan eksternal, harus lebih kecil daripada tekanan *bursting* dibagi dengan *safety factornya*. Dari hasil analisis ini, ditentukan bahwa pipa telah aman sebab memenuhi kriteria tekanan *bursting*. Dapat dilihat pada Tabel 4.45 berikut:

Tabel 4. 45 Hasil Analisis Kriteria Tekanan Pengamanan

Kriteria Tekanan Bursting			
Syarat		$P_{li} - P_e \leq P_b(t1) / \gamma_m \cdot \gamma_{sc,pc}$	
Parameter	Nilai	Unit	Kondisi
$P_{li} - P_e$	3.65	MPa	AMAN
P_b	22.72	MPa	
$P_b(t1) / \gamma_m \cdot \gamma_{sc,pc}$	17.36	MPa	

4.6.5 Kriteria Tekanan Keruntuhan (*Collapse*)

Pada kriteria tekanan keruntuhan telah dilakukan pengecekan ketahanan pipa terhadap tekanan eksternal, dimana di dalam *Standard DNV OS F101* menyatakan bahwa tekanan eksternal maksimum dikurangi dengan tekanan internal minimum yang bekerja terhadap pipa. Tidak boleh melebihi kapasitas tekanan maksimum eksternal yang dapat diterima oleh pipa, dimana kapasitas tekanan maksimum pipa ditandai dengan nilai tekanan *collapsenya*. Sehingga dari hasil analisis ini, dapat dikatakan bahwa pipa aman dari tekanan eksternal yang bekerja. Hasil dapat dilihat pada Tabel 4.46 berikut:

Tabel 4. 46 Hasil Analisis Tekanan Keruntuhan

Kriteria Tekanan Collapse			
Syarat		$Pe - Pmin \leq Pc (t) / \gamma m. \gamma sc. pc$	
Parameter	Nilai	Unit	Kondisi
Pe - Pmin	1.07	MPa	AMAN
Pc	4.54	MPa	
$Pc(t) / \gamma m. \gamma sc$	3.47	MPa	

4.6.6 Kriteria Tekanan Perambatan (*Propagation*) *Buckling*

Setelah menganalisis kriteria tekanan pengamanan dan tekanan keruntuhan, selanjutnya melakukan pengecekan kriteria tekanan perambatan yang sudah ada di dalam *Standard DNV OS F101* bahwa tekanan eksternal maksimum yang bekerja terhadap pipa tidak boleh melebihi kapasitas tekanan perambatan maksimum eksternal. Dimana kapasitas tekanan maksimum pipa ditandai dengan nilai tekanan *Propagationnya*. Sehingga hasil perhitungan tekanan perambatan ini dapat dilihat pada Tabel 4.47 sebagai berikut:

Tabel 4. 47 Hasil Analisis Tekanan Perambatan

Kriteria Tekanan Propagation			
Syarat		$Pe - Pmin \leq Ppr(t2) / \gamma m. \gamma sc, lb$	
Parameter	Nilai	Unit	Kondisi
Pe - Pmin	0.80	MPa	AMAN
Ppr	1.724	MPa	
$Ppr(t2) / \gamma m. \gamma lb$	1.32	MPa	

4.6.7 Kriteria Beban Gabungan (*Combined Load*)

Selanjutnya menganalisis awal mula terjadinya *buckling*. Analisis ini ditandai dengan melakukan analisis kriteria beban gabungan (*combined load*). *Combined load* meliputi beban dari momen bending, gaya aksial efektif, tekanan internal dan tekanan eksternal. Ketika kriteria *combined load* ini tidak terpenuhi, dimana nilainya lebih dari 1, maka bermakna bahwa ada *buckling* yang terbentuk pada pipa. Yang kemudian *buckling* tersebut akan merambat pada pipa sampai pada nilai batas tekanan eksternal lebih kecil dari nilai tekanan perambatan *buckling*. Apabila nilai tekanan eksternal lebih besar daripada tekanan perambatannya, maka *buckling* akan terus merambat sepanjang pipa.

Pada persamaan berikut merupakan persamaan untuk mencari *Pressure Factor Combined Loading Criteria*, yaitu:

Faktor kriteria beban gabungan

$$\beta = \frac{60 - \frac{D}{t}}{90} \quad (4.33)$$

Flow Stress Parameter

$$\alpha_c = (1 - \beta) + \beta \cdot \frac{f_u}{f_y} \quad (4.34)$$

Faktor kriteria tekanan beban gabungan

$$\alpha_p = \begin{cases} (1 - \beta) & \text{for } \frac{P_i - P_e}{P_b(t)} < \frac{2}{3} \\ \left[1 - 3 \cdot \beta \cdot \left(1 - \frac{P_i - P_e}{P_b(t)} \right) \right] & \text{for else} \end{cases} \quad (4.35)$$

Pada Tabel 4.48 merupakan hasil dari perhitungan untuk menentukan faktor kriteria tekanan gabungan, yaitu sebagai berikut:

Tabel 4. 48 Nilai-Nilai *Perhitungan Pressure Factor Combined*

No	Nama	Simbol	Nilai
1	Factor Combined Loading Criteria	β	0,151
2	Parameter Tegangan Aliran	α_c	1,03
3	Pressure Factor Combined Loading Criteria	α_p	0,849
4	Ketahanan Gaya Aksial Kondisi Plastis	Sp	$1,019 \times 10^7$ N
5	Ketahanan Momen Kondisi Plastis	Mp	$5,972 \times 10^6$ Nm
6	Desain Momen Bending	Msd	$5,035 \times 10^5$ Nm
7	Desain Gaya Aksial	Ssd	$-3,796 \times 10^5$ N

Menghitung Momen tekuk kapasitas plastis dan Gaya efektif aksial kapasitas plastis pada persamaan 4.36 dan 4.37 dari DNV OS F101 sebagai berikut:

Momen tekuk kapasitas plastis

$$M_P(t) = f_y \cdot \pi \cdot (D - t)^2 \cdot t \quad (4.36)$$

Gaya efektif aksial kapasitas plastis

$$S_P(t) = f_y \cdot \pi \cdot (D - t) \cdot t \quad (4.37)$$

Sehingga hasil perhitungan dari momen tekuk kapasitas plastis sebesar $5,972 \times 10^6$ Nm dan gaya efektif aksial kapasitas plastis sebesar $1,019 \times 10^7$ N.

Untuk menghitung *effective aksial force* dan *bending moment*, diperlukan luas area internal pipa yaitu dengan persamaan 4.38 dan 4.39 sebagai berikut:

Pipe Internal Cross Section Area

$$A_i = \pi \cdot \frac{(D-2 \cdot t)^2}{4} \quad (4.38)$$

Pipe Steel Cross Section Area

$$A_s = \pi \cdot (D - t) \cdot t \quad (4.39)$$

Nilai luas area internal pipa sebesar 0,258 m² dan nilai luas area baja pipa sebesar 0,024 m². Selanjutnya menghitung *effective axial force* dengan persamaan 4.40 sebagai berikut:

Effective Axial Force

$$S_{sd}(P_i) = H - \Delta P_i \cdot A_i \cdot (1 - 2 \cdot \nu) - (A_s \cdot E \cdot \alpha \cdot \Delta T) \quad (4.40)$$

Limit state termasuk ULS dan beban fungsional yang digunakan sehingga dapat ditentukan nilai γ_F adalah 1,1. Sedangkan kondisi tidak termasuk kedalam tiga kategori diatas maka nilai γ_C adalah 1. Lalu menghitung *bending moment* dengan persamaan 4.41 sebagai berikut:

Design Moment

$$M_{sd} = \frac{W_s \cdot \gamma_F \cdot \gamma_C \cdot L^2}{8} \quad (4.41)$$

Menentukan apakah desain pipa memenuhi kriteria *combined load* dengan menyesuaikan dengan persamaan kriteria persamaan 4.42 sebagai berikut:

$$LB = \begin{cases} \text{"OK" for} & \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t)} + \left(\frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}(P_i)}{\alpha_c \cdot S_p(t)} \right)^2 \right)^2 + \left(\alpha_p \cdot \frac{P_i - P_e}{\alpha_c \cdot P_b(t)} \right)^2 \leq 1 \\ \text{"NOT OK" for else} & \end{cases} \quad (4.42)$$

Untuk hasil perhitungan kriteria beban gabungan dapat dilihat pada Tabel 4.49 berikut:

Tabel 4. 49 Hasil Analisis Kriteria Beban Gabungan

Kriteria Combined Load		
Syarat		Persamaan 2.57
Parameter	Nilai	Kondisi
Nilai Desain Kriteria	0.012	AMAN

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisis dan pembahasan *On-Bottom Stability* dan *Local Buckling* pada pipa bawah laut pada kondisi operasi yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Besar gaya hidrodinamika yang bekerja pada pipa yaitu:
 - Besar gaya yang bekerja terhadap arah horisontal (F_y^*) pada kedalaman 106,5 meter adalah 82,863 N/m.
 - Besar gaya yang bekerja terhadap arah vertikal (F_z^*) pada kedalaman 106,5 meter adalah 61,957 N/m.
 - Besar tahanan pasif pada kedalaman 106,5 meter adalah 323,249 N/m.
2. Berdasarkan desain kriteria pada DNV RP F109 mengenai *On-Bottom Stability* dibagi menjadi dua, yaitu stabilitas vertikal dan stabilitas lateral. Nilai desain stabilitas vertikal dan lateral harus mempunyai nilai kurang dari 1. Berikut merupakan hasil penelitian:
 - Stabilitas vertikal pada pipa bawah laut di kedalaman 106,5 meter adalah 0,715.
 - Stabilitas lateral pada pipa bawah laut di kedalaman 106,5 meter adalah 0,277.
3. Desain pipa ini memenuhi kriteria *local buckling* berdasarkan *Standard DNV OS F101*, sehingga masih dalam batas aman dari terjadinya *local buckling*.

5.2 Saran

Berikut merupakan beberapa saran yang diharapkan dapat menjadi bahan pertimbangan dan perkembangan untuk penelitian ini, yaitu:

1. Pemodelan simulasi aliran dapat menggunakan ANSYS CFX dan ANSYS Fluid Flow (Fluent) untuk input lebih mendetail.
2. Dapat ditambahkan mengenai analisis *on-bottom stability* dengan metode *generalized lateral stability*.

3. Melakukan analisis mitigasi terhadap *local buckling* yang disebabkan memiliki panjang bentangan bebas yang diizinkan.

DAFTAR PUSTAKA

- Bai, Yong., and Bai, Qiang. 2005. *Subsea Pipelines and Risers*. UK, Great Britain.
- Chakrabarti, S. K. 1997. *Hydrodynamics of Offshore Structures*. Computational Mechanics Publications Southampton. Boston, USA.
- Danendra, Reyhan P. 2018. *Analisis On-Bottom Stability: Studi Kasus Infield Flowline dari Platform MMF menuju Platform LPRO*. Surabaya: Tugas Akhir. Jurusan Teknik Kelautan ITS.
- Guo, Boyun. 2005. *Offshore Pipelines*. Massachusetts: Elsevier Inc.
- HCML, 2016, D-100-MDA-SBS-BDL-001 *Rigid Pipeline and Design Basis*, Jakarta.
- Heryanto, Julius. 2008. *Desain dan Analisis Struktur Pipa Bawah Laut*. Bandung: Tugas Akhir. Jurusan Teknik Kelautan ITB.
- Le Mehaute, B. 1976. *An Introduction to Hydrodynamics and Water Wave*. Springer Verlag: Berlin.
- Mouselli, A. H. 1981. *Offshore Pipeline Design, Analysis and Methods*. PenWell Books: Oklahoma.
- Ridlwan, Asfarur, Rochani, I., Ikhwan, H. 2017. *Analisis On-Bottom Stability dan Local Buckling Offshore Pipeline pada Kondisi Operasi: Studi Kasus Platform SP Menuju Platform B1C/B2C PT. Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java*. Jurnal Teknik ITS, 6(2), G189-G193.
- Sibuea, C., Mulyadi, Y., Rochani, I. 2016. *Analisis On-Bottom Stability dan Local Buckling: Studi Kasus Pipa Bawah Laut dari Platform ULA Menuju Platform UW*. Jurnal Teknik ITS, 5(2).
- Soegiono. 2007. *Pipa Laut*. Airlangga University Press. Surabaya.
- Veritas Offshore Technology and Services A/S. 2010. *DNV-RP-F109 On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*. Norway: DNV Publisher.
- Veritas Offshore Technology and Services A/S. 2013. *DNV-OS-F101 Submarine Pipeline Systems*. Norway: DNV Publisher.

LAMPIRAN A
PERHITUNGAN ANALISIS *ON-BOTTOM*
STABILITY

On Bottom Stability Calculation Based on DNVGL RP F109 2017

1. INPUT DATA

1.1 GENERAL

"Trench" or "Seabed" position

Pos := "Seabed"

Condition:

"Installation" or "Operation"

Cond := "Operation"

Location Class (1 or 2)

Section 2 C300 DNV OS F101 Table 2-2, page 43)

LC := 1

Note: Location Class Definition :

- _____ 1 The area where no frequent human activity is anticipated along the pipeline route
- 2 The part of the pipeline/riser in the near platform (manned) area or in areas with frequent human activity. The extent of location class 2 should be based on appropriate risk analyses. If no such analyses are performed a minimum distance of 500 m shall be adopted.

Presence of piggy-back line "Yes" or "No"

piggy := "No"

1.2 PIPE DATA

Outside Diameter

$$D := 20\text{in} = 508\text{mm}$$

Selected Wall Thickness

$$t_0 := 15.9\text{mm}$$

Corrosion Allowance

$$CA := 3\text{mm}$$

Wall Thickness

$$t := t_0 - 100\% \cdot CA$$

$$t = 12.9\text{mm}$$

Internal Diameter

$$D_i := D - 2t_0$$

$$D_i = 476.2\text{mm}$$

Steel Density

$$\rho_{\text{st}} := 7850 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Corrosion Coating Thickness

$$t_{\text{corr}} := 5.5\text{mm}$$

Corrosion Coating Density

$$\rho_{\text{corr}} := 1280 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Content Density

$$\rho_{\text{cont}} := 107.6 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Concrete Coating Density $\rho_{\text{conc}} := 3044 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

Concrete Thickness $t_{\text{conc}} := 40\text{mm}$

Infill Density $\rho_{\text{infill}} := 1025 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

Cut Back Length $L_{\text{CB}} := 150\text{mm}$

Joint Length of Pipe $L_{\text{jnt}} := 12.2r$

1.3 ENVIROMENTAL DATA

a. Sea Water

Water Depth $d := 106.5r$

Kinematic Viscosity of Sea Water $\nu := 1.04 \cdot 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{s}}$

Sea Water Density $\rho_{\text{sw}} := 1024.5 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

b. Wave

Significant Wave Height $H_s := 5.09r$

Peak Period $T_p := 8.87s$

Reduction Factor $\text{Reduc} := 1$

Angel Wave Direction $\phi_{\text{wave}} := 90\text{deg}$

c. Current

Velocity $U_r := 0.618 \frac{\text{m}}{\text{s}}$

Reference Steady Current Height $z_T := 1r$

Angle Current Direction $\phi_{\text{curr}} := 90\text{deg}$

1.4 SOIL DATA

Soil type,	1. Sand 2. Clay	soil_type := 2
Safety Class,	1. Low 2. Normal 3. High	safety_class := 3
Sand type, (7000 Very Loose to 13500 Very Dense Section 1.5.2 DNVGL RP F109 2017)	1. Very Loose 2. Very Dense	sand_type := 1

Soil Friction Factor
(Section 3.4.6 DNVGL RP F109 2017)

$$\mu := \begin{cases} 0.6 & \text{if soil_type} = 1 \\ 0.2 & \text{if soil_type} = 2 \end{cases}$$

$$\mu = 0.2$$

Note : Seabed Roughness from Section 3.4.2 DNVGL RP F109 2017 Page 15, Table 3-1

Type	Seabed	Grain Size d ₅₀ (m)	Roughness z ₀ (m)
1	Silt and Clay	0,0625	5,E-06
2	Fine Sand	0,25	1,E-05
3	Medium Sand	0,5	4,E-05
4	Coarse Sand	1	1,E-04
5	Gravel	4	3,E-04
6	Pebble	25	2,E-03
7	Cobble	125	1,E-02
8	Boulder	500	4,E-02

Grain Size
Taken from Table 3.1 DNVGL RP F109

$$d_{50} := 0.0625 \text{ m}$$

Bottom Roughness Parameter
Taken from Tabel 3.1 DNVGL RP F109

$$z_0 := 5 \cdot 10^{-6} \text{ m}$$

Submerged unit soil Weight for Sand
(7000 Very Loose to 13500 Very Dense
Section 1.5.2 DNVGL RP F109 2017 Page 9)

$$\gamma_{\text{sand}} := \begin{cases} \left(\frac{7000 \text{ N}}{\text{m}^3} \right) & \text{if sand_type} = 1 \\ \left(\frac{13500 \text{ N}}{\text{m}^3} \right) & \text{if sand_type} = 2 \end{cases}$$

Dry Unit Soil Weight for Clay
(Section 1.5.2 DNVGL RP F109 2010 Page 9)

$$\gamma_{\text{clay}} := 18000 \frac{\text{N}}{\text{m}^3}$$

Undrained Clay Shear Strength
Soft Clay Table 7-2, Typical geotechnical parameters for clay, DNV RP F105

$$S_u := 2 \text{ kPa}$$

2. CALCULATION

2.1 Submerged Weight Calculation

Diameter of Linepipe with External Coating $D_e := D + 2t_{\text{corr}} + 2t_{\text{conc}}$ $D_e = 599 \text{ mm}$

Diameter of Inner for Steel Pipe $D_i := D - 2t_0$ $D_i = 476.2 \text{ mm}$

Sectional Area

Internal Area of Pipe $A_{\text{in}} := \frac{\pi}{4} \cdot D_i^2$ $A_{\text{in}} = 0.178 \text{ m}^2$

Area of Steel Pipe $A_{\text{st}} := \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - D_i^2)$ $A_{\text{st}} = 0.025 \text{ m}^2$

Area of Corrosion Coating $A_{\text{corr}} := \frac{\pi}{4} \cdot [(D_e - 2 \cdot t_{\text{conc}})^2 - D^2]$
 $A_{\text{corr}} = 8.873 \times 10^{-3} \text{ m}^2$

Area of Concrete Coating $A_{\text{conc}} := \frac{\pi}{4} \cdot [(D_e)^2 - (D + 2 \cdot t_{\text{corr}})^2]$
 $A_{\text{conc}} = 0.07 \text{ m}^2$

Overall Area of Linepipe $A_T := \frac{\pi}{4} \cdot D_e^2$ $A_T = 0.282 \text{ m}^2$

Concrete Density with Water Absorption

$$\rho_{\text{conc_ab}} := \rho_{\text{conc}} \cdot (1 + 5\%) \quad \rho_{\text{conc_ab}} = 3.196 \times 10^3 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Cut Back Weight

$$CB_{\text{cwc}} := \frac{2 \cdot A_{\text{conc}} \cdot L_{\text{CB}} \cdot \rho_{\text{infill}} \cdot g}{L_{\text{jnt}}} \quad CB_{\text{cwc}} = 17.363 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

Bouyancy

$$B := A_T \cdot \rho_{\text{sw}} \cdot g \quad B = 2.831 \times 10^3 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

Submerged Weight

$$F_{ad} := \left(A_{conc} \cdot \rho_{conc_ab} - \frac{2 \cdot A_{conc} \cdot L_{CB} \cdot \rho_{conc_ab}}{L_{jnt}} \right) + A_{in} \cdot \rho_{cont} - \frac{B}{g}$$

$$W_s := (A_{st} \cdot \rho_{st} + A_{corr} \cdot \rho_{corr} + F_{ad}) \cdot g + CB_{cwc}$$

$$W_s = 1.525 \times 10^3 \cdot \frac{N}{m}$$

2.2 Wave Induced Parameter Calculation

a. Short Term Wave Conditions (Section 3.4.3 DNVGL RP F109 2017)

Peak Wave Frequency

$$\omega_p := \frac{2 \cdot \pi}{T_p} \text{ s}$$

$$\omega_p = 0.708$$

$$\phi := \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \frac{m}{s}^{0.5}$$

$$\phi = 3.932$$

Peak Enhancement Factor

$$\gamma := \begin{cases} 5.0 & \text{if } \phi \leq 3.6 \\ 3.3 & \text{if } 3.6 < \phi < 5.0 \\ 1.0 & \text{if } \phi \geq 5.0 \end{cases}$$

$$\gamma = 3.3$$

Spectral Width Parameter

$$\sigma(\omega) := \begin{cases} 0.07 & \text{if } \omega \leq \omega_p \\ 0.09 & \text{if } \omega > \omega_p \end{cases}$$

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

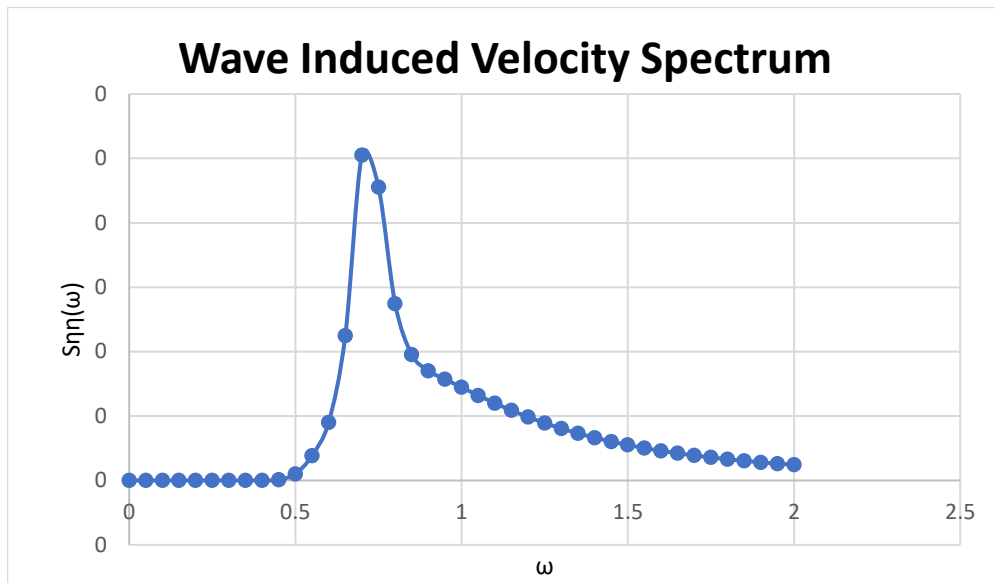
The Generalized Phillips

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

$$\alpha = 0.014$$

JONSWAP Spectrum

$$S_{\eta\eta}(\omega) := \alpha \cdot g^2 \cdot \omega^{-5} \cdot e^{\left[\frac{-5}{4} \left(\frac{\omega}{\omega_p} \right)^{-4} \right]} \cdot \left[\frac{1}{\gamma} \right] \cdot e^{\left[-0.5 \left(\frac{\omega - \omega_p}{\sigma(\omega) \cdot \omega_p} \right)^2 \right]}$$



b. Water Wave Induced Velocity (Section 3.4.3 DNVGL RP F109 2017)

Mendapatkan nilai k dari iterasi persamaan berikut untuk transfer function G

$$\frac{\omega^2}{g} := k \cdot \tanh(k \cdot d)$$

Nilai $\tanh(k \cdot d)$ diasumsikan bernilai 1 untuk menentukan k awal pada iterasi

k awal= 0.0511672

No.	k (asumsi)	kd	tanh(kd)	k
1	0.05117	5.44931	0.99996	0.05117
2	0.05117	5.44951	0.99996	0.05117
3	0.05117	5.44951	0.99996	0.05117
4	0.05117	5.44951	0.99996	0.05117

k := 0.05117

Nilai transfer function G

$$G(\omega) := \frac{\omega}{\sinh(k \cdot d)}$$

Wave Induced Velocity Spectrum at Seabed

$$S_{uu}(\omega) := G^2(\omega) \cdot S_{\eta\eta}(\omega)$$

M₀ := 0.000244

Spectral Moments of Order n

$$M_n := \int_0^{\infty} \omega^n \cdot S_{uu} \, d\omega$$

M₁ := 0.000139

M₂ := 0.0000798

Significant Flow Velocity Amplitude

$$U_s := 2\sqrt{M_0} \frac{m}{s}$$

M₄ := 0.0000277

Mean Zero Up-Crossing Period of Oscillating Flow $T_u := 2 \cdot \pi \sqrt{\frac{M_0}{M_2}} \cdot s$

Natural Periode $T_n := \sqrt{\frac{d}{g}}$ $T_n = 3.295 \text{ s}$

Significant Velocity
(Fig. 3.2 DNVGL RP F109 2017 Page 18) $\frac{T_n}{T_p} = 0.372$ therefore $U_s = 0.031 \frac{\text{m}}{\text{s}}$

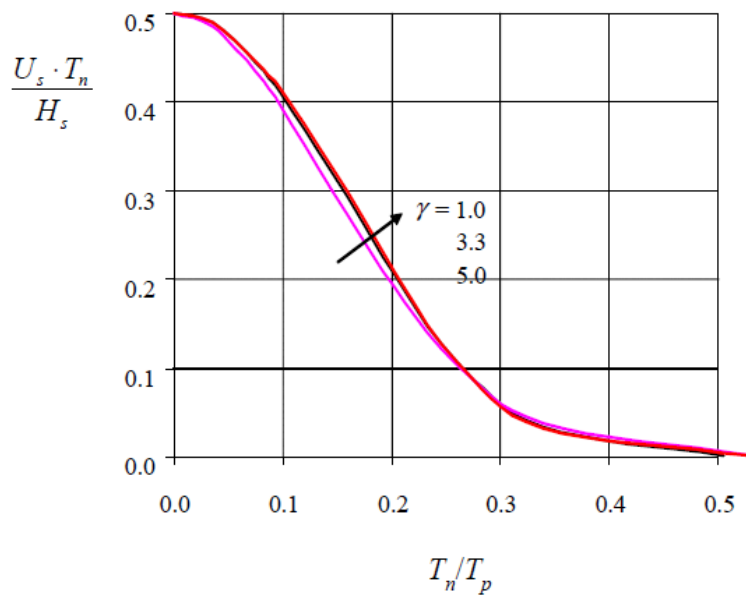


Figure 3-2. Significant flow velocity amplitude U_s at sea bed level

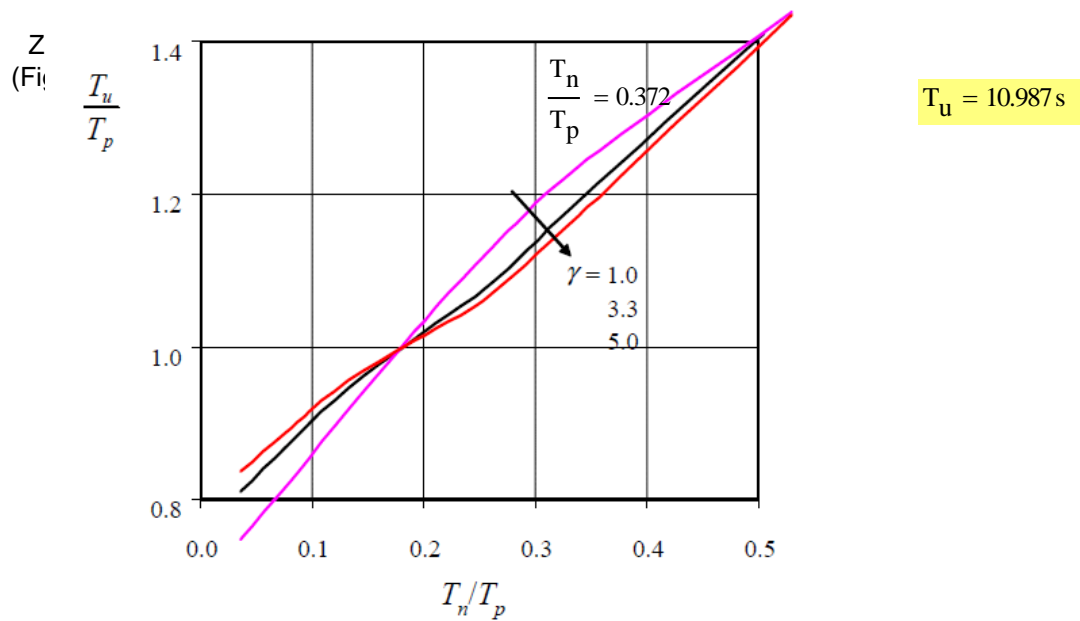


Figure 3-3. Mean zero up crossing period of oscillating flow T_u at sea bed level

c. Wave Directionality and Spreading (Section 3.4.4 DNVGL RP F109 2017)

Reduction Factor due to wave directionality, (s=site specific spreading parameter)

Spectral spreading exponent

$$s := 6$$

Angle between wave heading and pipe

$$\phi_w := \phi_{\text{wave}}$$

$$\phi_w = 90 \text{ deg}$$

Gamma Function (Euler's Constant)

$$\Gamma := 0.5772$$

Reduction factor is given by:

$$R_{\text{wave}} := \sqrt{\int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} \frac{1}{\pi} \cdot \frac{\Gamma \cdot \left(1 + \frac{s}{2}\right)}{\Gamma \cdot \left(\frac{1}{2} + \frac{s}{2}\right)} \cdot \cos(\theta)^s \cdot \sin(\phi_w - \theta)^2 d\theta}$$

$$R_{\text{wave}} = 0.744$$

Wave induced water particle velocity

$$U_w := U_s \cdot R_{\text{wave}}$$

$$U_w = 0.023 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Number of oscillations in the design bottom velocity spectrum

$$T := 3 \cdot 60 \cdot 60 \text{ sec}$$

$$\tau := \frac{T}{T_u}$$

$$\tau = 982.993$$

Ratio between oscillatory velocity amplitude of single design oscillation and design spectrum

$$k_u := \frac{1}{2} \left(\sqrt{2 \cdot \ln(\tau)} + \frac{0.5772}{\sqrt{2 \cdot \ln(\tau)}} \right)$$

$$k_u = 1.934$$

Wave velocity amplitude perpendicular to pipe

$$U_{\text{star}} := k_u \cdot U_s$$

$$U_{\text{star}} = 0.06 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$k_t := \begin{cases} 1.25 & \text{if } \gamma = 1 \\ 1.21 & \text{if } \gamma = 3.3 \\ 1.17 & \text{if } \gamma = 5 \end{cases}$$

$$k_T := \begin{cases} k_t - 5 \cdot (k_t - 1) & \text{if } \frac{T_n}{T_u} \leq 0.2 \\ 1 & \text{if } \frac{T_n}{T_u} > 0.2 \end{cases}$$

$$k_T = 1$$

Period associated with single design oscillation

$$T_{\text{star}} := k_T \cdot T_u$$

$$T_{\text{star}} = 10.987 \text{ s}$$

3. Steady Current Velocity

Ratio of pipe diameter to bottom roughness

$$\frac{D_e}{z_0} = 1.198 \times 10^5$$

Ratio of references steady current height to bottom roughness

$$\frac{z_r}{z_0} = 2 \times 10^5$$

Average velocity across the pipe

$$U_D := \frac{\left[\left(1 + \frac{z_0}{D_e} \right) \cdot \ln \left(\frac{D_e}{z_0} + 1 \right) - 1 \right] \cdot U_r}{\ln \left(\frac{z_r}{z_0} + 1 \right)}$$

$$U_D = 0.541 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Ratio of average velocity across pipe to reference current velocity

$$\frac{U_D}{U_r} = 0.876$$

Reduction factor due to current directionally

$$R_{\text{curr}} := \sin(\phi_{\text{curr}})$$

$$R_{\text{curr}} = 1$$

Steady current velocity perpendicular pipe

$$V_{\text{star}} := U_D \cdot R_{\text{curr}}$$

$$V_{\text{star}} = 0.541 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

4. Load Calculation

Shields parameter

$$\theta := 15 \text{deg}$$

Trench depth

$$Z_t := 0$$

Vertical hydrodynamic (lift) load

$$F_z := 0$$

Soil strength parameter

$$G_c := \begin{cases} \frac{\gamma_{\text{sand}}}{g \cdot \rho_{\text{sw}}} & \text{if soil_type} = 1 \\ \frac{S_u}{D_e \cdot \gamma_{\text{clay}}} & \text{if soil_type} = 2 \end{cases}$$

$$G_c = 0.185$$

k for initial penetration

$$k := \begin{cases} \frac{(\gamma_{\text{sand}} \cdot D_e^2)}{W_s - F_z} & \text{if soil_type} = 1 \\ \frac{(S_u \cdot D_e)}{W_s - F_z} & \text{if soil_type} = 2 \end{cases}$$

$$k = 0.785$$

z_{pi} for initial penetration

$$z_{\text{pi}} := \begin{cases} (0.037 \cdot k^{-0.67} \cdot D_e) & \text{if soil_type} = 1 \\ D_e \cdot \left[0.0071 \cdot \left(\frac{G_c}{k} \right)^{3.2} + 0.062 \cdot \left(\frac{G_c}{k} \right)^{0.7} \right] & \text{if soil_type} = 2 \end{cases}$$

$$z_{\text{pi}} = 0.033 \text{ m}$$

z_{pm} for pipe movement

$$z_{\text{pm}} := \frac{1}{2} \cdot \tan(\theta) \cdot D_e$$

$$z_{\text{pm}} = 0.08 \text{ m}$$

Penetration depth

$$z_p := z_{pi} + z_{pm}$$

$$z_p = 0.113 \text{ m}$$

Loads reduction due to permeable seabed

$$r_{perm.z} := 0.7$$

Loads reduction due to penetration

Penetration in horizontal direction

$$r_{pen.y0} := 1.0 - 1.4 \cdot \frac{z_p}{D_e}$$

$$r_{pen.y0} = 0.736$$

$$r_{pen.y} := \begin{cases} \left(1.0 - 1.4 \cdot \frac{z_p}{D_e}\right) & \text{if } r_{pen.y0} \geq 0.3 \\ 0.3 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$r_{pen.y} = 0.736$$

Penetration in vertical direction

$$r_{pen.z0} := 1.0 - 1.3 \left(\frac{z_p}{D_e} - 0.1 \right)$$

$$r_{pen.z0} = 0.885$$

$$r_{pen.z} := \begin{cases} 1.0 - 1.3 \left(\frac{z_p}{D_e} - 0.1 \right) & \text{if } r_{pen.z0} \geq 0.0 \\ 0.0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$r_{pen.z} = 0.885$$

Loads reduction due to trench

$$\theta_1 := \frac{\theta}{\text{deg}}$$

Trench in Horizontal Direction

$$r_{tr.y} := 1.0 - 0.18 \cdot (\theta_1 - 5)^{0.25} \cdot \left(\frac{Z_t}{D_e} \right)^{0.42}$$

$$r_{tr.y} = 1$$

Trench in Vertical Direction

$$r_{tr.z} := 1.0 - 0.14 \cdot (\theta_1 - 5)^{0.43} \cdot \left(\frac{Z_t}{D_e} \right)^{0.46}$$

$$r_{tr.z} = 1$$

Total Load Reduction

Load Reduction in Horizontal Direction

$$r_{tot.y} := r_{pen.y} \cdot r_{tr.y}$$

$$r_{tot.y} = 0.736$$

Load Reduction in Vertical Direction

$$r_{tot.z} := r_{perm.z} \cdot r_{pen.z} \cdot r_{tr.z}$$

$$r_{tot.z} = 0.619$$

Peak Horizontal Load Coefficients
(Take from Table 3.9 DNVGL RP F109)

$$C_{y.star} := 1.013$$

Peak Vertical Load Coefficients
(Take from Table 3.10 DNVGL RP F109)

$$C_{z.star} := 0.9$$

Peak Horizontal Loads

$$F_{Y.star} := r_{tot.y} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_{sw} \cdot D_e \cdot C_{y.star} \cdot (U_{star} + V_{star})^2$$

$$F_{Y.star} = 82.863 \cdot \frac{N}{m}$$

Peak Vertical Loads

$$F_{Z.star} := r_{tot.z} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_{sw} \cdot D_e \cdot C_{z.star} \cdot (U_{star} + V_{star})^2$$

$$F_{Z.star} = 61.957 \cdot \frac{N}{m}$$

$$F_C := W_s - F_{Z.star}$$

$$F_C = 1.463 \times 10^3 \cdot \frac{N}{m}$$

$$F_R := \frac{4.1 \cdot k}{G_c^{0.39}} \cdot \left(\frac{z_p}{D_e} \right)^2 \cdot F_C$$

$$F_R = 323.249 \cdot \frac{N}{m}$$

5. Lateral Stability Check

Soil type,

1. Sand
2. Clay

$$\text{soil_type} = 2$$

Safety Class,

1. Low
2. Normal
3. High

Pipeline location: (Section 3.6.3 DNVGL F109 2010 Page 31)

* Is the pipeline located in a cyclonic area? "Yes" or "No"

$$\text{Cyclonic} := \text{"No"}$$

* Is the pipeline located in Gulf of Mexico? "Yes" or "No"

$$\text{GoM} := \text{"No"}$$

Note: Safety Factor for Absolute Stability (Tables 3.5 to 3.8 DNVGL RP F109 2017)

Table 3-5 Safety factors, winter storm in North Sea			
	Low	Normal	High
Sand and rock	0,98	1,32	1,67
Clay	1,00	1,40	1,83

$$\gamma_{35} := 1.83$$

Table 3-6 Safety factors, winter storm in GoM and Southern Ocean			
	Low	Normal	High
Sand and rock	0,95	1,41	1,99
Clay	0,97	1,50	2,16

$$\gamma_{36} := 2.16$$

Table 3-7 Safety factors, cyclonic conditions in North West Shelf			
	Low	Normal	High
Sand and rock	0,95	1,50	2,16
Clay	0,95	1,56	2,31

$$\gamma_{37} := 2.31$$

Table 3-8 Safety factors, cyclonic conditions Gulf of Mexico (GoM)			
	Low	Normal	High
Sand and rock	0,95	1,64	2,46
Clay	0,93	1,64	2,54

$$\gamma_{38} := 2.54$$

$$\gamma_{sc} := \begin{cases} \text{if GoM} = \text{"Yes"} \\ \quad \left| \begin{array}{l} \gamma_{38} \text{ if Cyclonic} = \text{"Yes"} \\ \gamma_{36} \text{ if Cyclonic} = \text{"No"} \end{array} \right. \\ \text{if GoM} = \text{"No"} \\ \quad \left| \begin{array}{l} \gamma_{37} \text{ if Cyclonic} = \text{"Yes"} \\ \gamma_{35} \text{ if Cyclonic} = \text{"No"} \end{array} \right. \end{cases}$$

$$\gamma_{sc} = 1.83$$

$$\text{Stable}_{abs} := \begin{cases} \text{"Yes"} & \text{if } \gamma_{sc} \cdot \frac{F_{Y.star} + \mu \cdot F_{Z.star}}{\mu \cdot W_s + F_R} \leq 1.0 \wedge \gamma_{sc} \cdot \frac{F_{Z.star}}{W_s} \leq 1.0 \\ \text{"No"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Lateral Stability Check

$$L_1 := \gamma_{sc} \cdot \frac{F_{Y.star} + \mu \cdot F_{Z.star}}{\mu \cdot W_s + F_R}$$

$$L_1 = 0.277$$

$$\text{Stable}_{abs} = \text{"Yes"}$$

$$L_2 := \gamma_{sc} \cdot \frac{F_{Z.star}}{W_s}$$

$$L_2 = 0.074$$

$$\text{Stable}_{abs} = \text{"Yes"}$$

Vertical Check

$$VC := \left(\gamma_w \cdot \frac{B}{W_s + B} \right)$$

$$\text{Stable}_{vc} := \begin{cases} \text{"Yes"} & \text{if } VC \leq 1.00 \\ \text{"No"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\gamma_w := 1.1$$

$$VC = 0.715$$

$$\text{Stable}_{vc} = \text{"Yes"}$$

6. Output Summary

Concrete Thickness

$$t_{\text{conc}} = 40 \text{ mm}$$

Submerged Weight

$$W_s = 1.525 \times 10^3 \cdot \text{N} \cdot \text{m}^{-1}$$

Steady Current Velocity Perpendicular to Pipe

$$V_{\text{star}} = 0.541 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Wave Velocity Amplitude Perpendicular to Pipe

$$U_{\text{star}} = 0.06 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Penetration Depth

$$z_p = 0.113 \text{ m}$$

Peak Horizontal Load Coefficient

$$C_{y.\text{star}} = 1.013$$

Peak Vertical Load Coefficient

$$C_{z.\text{star}} = 0.9$$

Peak Horizontal Loads

$$F_{Y.\text{star}} = 82.863 \cdot \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

Peak Vertical Loads

$$F_{Z.\text{star}} = 61.957 \cdot \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

Passive Resistane

$$F_R = 323.249 \cdot \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

LAMPIRAN B
PERHITUNGAN ANALISIS *LOCAL*
BUCKLING

1. Analisis Local Buckling

1. Input Design Data

1.1 Pipeline Parameters

Outside Diameter	$D := 599\text{mm}$
Nominal Thickness	$t_0 := 15.9\text{mm}$
Corrosion Allowance	$CA := 3\text{mm}$
Corrosion Coating Thickness	$t_{\text{corr}} := 5.5\text{mm}$
Modulus of Elasticity of Pipe Material	$E := 2.07 \cdot 10^5 \text{MPa}$
Steel Density	$\rho_{\text{st}} := 7850 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
Specified Minimum Yield Strength	$\text{SMYS} := 450\text{MPa}$
Specified Minimum Tensile Strength	$\text{SMTS} := 535\text{MPa}$
Coefficient of Thermal Expansion	$\alpha := \frac{11.7 \cdot 10^{-6}}{1^\circ\text{C}}$
Ovality	$f_o := 0.005$
Poissons Ratio	$\nu := 0.3$
Submerged Soil Density	$\rho_b := 815.7 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
Design Pressure	$P_d := 4.14\text{MPa}$
Internal Pressure	$\Delta P_i := 3\text{MPa}$
Submerged Weight (106.5m)	$W_s := 1.525 \times 10^3 \frac{\text{N}}{\text{m}}$
Density of Fluid	$\rho_f := 107.6 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
Fabrication Tolerance	$\alpha_{\text{fab}} := 1$

1.2 Coating Parameters

Corrosion Coating Density $\rho_{\text{corr}} := 1280 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

Concrete Coating Density $\rho_{\text{conc}} := 3044 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

1.3 Environmental Parameters

Density of Sea Water $\rho_w := 1024.5 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

Water Depth $d := 106.5\text{r}$

Water depth minimum $d_{\text{min}} := 79.3\text{r}$

Sea Floor Temperature $T_0 := 82.9\text{F}$

1.4 Soil Parameters

Soil Type $\text{ST} : \text{Soft Clay}$

Angle Friction $\psi_t := 0\text{deg}$

Undrained Shear Strength $S_u := 2\text{kPa}$

2. Determine Safety Class and Material Resistance

2.1 Fluid Type

Note: Taken from DNV OS F101 2013 Table 2.1, Page 43

Table 2-1 Classification of fluids	
Category	Description
A	Typical non-flammable water-based fluids.
B	Flammable and/or toxic fluids which are liquids at ambient temperature and atmospheric pressure conditions. Typical examples are oil and petroleum products. Methanol is an example of a flammable and toxic fluid.
C	Non-flammable fluids which are non-toxic gases at ambient temperature and atmospheric pressure conditions. Typical examples are nitrogen, carbon dioxide, argon and air.
D	Non-toxic, single-phase natural gas.
E	Flammable and/or toxic fluids which are gases at ambient temperature and atmospheric pressure conditions and which are conveyed as gases and/or liquids. Typical examples would be hydrogen, natural gas (not otherwise covered under category D), ethane, ethylene, liquefied petroleum gas (such as propane and butane), natural gas liquids, ammonia, and chlorine.

$F_T := D$

2.2 Location

Note: Taken from DNV OS F101 2013 Table 2.2, Page 43

Location	Definition
1	The area where no frequent human activity is anticipated along the pipeline route.
2	The part of the pipeline/riser in the near platform (manned) area or in areas with frequent human activity. The extent of location class 2 should be based on appropriate risk analyses. If no such analyses are performed a minimum horizontal distance of 500 m shall be adopted.

$L_C := 1$

2.3 Safety Class

Note: Taken from DNV OS F101 2013 Table 2.3-2.4, Page 43

Safety class	Definition
Low	Where failure implies insignificant risk of human injury and minor environmental and economic consequences
Medium	Where failure implies low risk of human injury, minor environmental pollution or high economic or political consequences.
High	Classification for operating conditions where failure implies risk of human injury, significant environmental pollution or very high economic or political consequences

Phase	Fluid Category A, C		Fluid Category B, D and E	
	Location Class		Location Class	
	1	2	1	2
Temporary ^{2,3}	Low	Low	-	-
Operational	Low	Medium ⁴	Medium	High

1) Other classifications may exist depending on the conditions and criticality of failure the pipeline. For pipelines where some consequences are more severe than normal, i.e. when the table above does not apply, the selection of a higher safety class shall also consider the implication, on the total gained safety. If the total safety increase is marginal, the selection of a higher safety class may not be justified.

2) Installation until pre-commissioning (temporary phase) will normally be classified as safety class Low.

3) For safety classification of temporary phases after commissioning, special consideration shall be made to the consequences of failure, i.e. giving a higher safety class than Low.

4) Risers during normal operation will normally be classified as safety class High.

SF= Medium

2.4 Safety Class Resistance Factor

Note: Taken from DNV OS F101 2013 Table 5.3, Page 69

Safety class	γ_{SC}		
	Low	Medium	High
Pressure containment ¹⁾	1.046 ^{2),3)}	1.138	1.308 ⁴⁾
Other	1.04	1.14	1.26

1) The number of significant digits is given in order to comply with the ISO usage factors.

2) Safety class low will be governed by the system pressure test which is required to be 3% above the incidental pressure. Hence, for operation in safety class low, the resistance factor will effectively be minimum 3% higher.

3) For system pressure test, α_U shall be equal to 1.00, which gives an allowable hoop stress of 96% of SMYS both for materials fulfilling supplementary requirement U and those not.

4) For parts of pipelines in location class 1, resistance safety class medium may be applied (1.138).

$\gamma_{SCpc} := 1.138$

$\gamma_{SClb} := 1.14$

2.5 Incidental Factor

Note: Taken from DNV OS F101 2013 Table 3.1, Page 51

Condition or pipeline system	γ_{inc}
Typical pipeline system	1.10
Minimum, except for below	1.05
When design pressure is equal to full shut-in pressure including dynamic effects	1.00

$$\gamma_{inc} := 1.1$$

2.6 Material Resistance Factor

Note: Take from DNV OS F101 2013 Table 5.2, Page 68

Limit state category ¹⁾	SLS/ULS/ALS	FLS
γ_m	1.15	1.00
1) The limit states (SLS, ULS, ALS and FLS) are defined in D.		

$$\gamma_m := 1.15$$

2.7 Usage Factor

Note: Taken from DNV OS F101 2013 Table 5.16, Page 88

	Safety class		
	Low	Medium	High
η	1.00	0.90	0.80

$$\eta := 0.9$$

3. Ultimate Limit State Criteria

Wall Thickness

$$t := t_0 - CA$$

$$t = 12.9 \text{ mm}$$

$$t_2 := t - t_{corr}$$

$$t_2 = 7.4 \text{ mm}$$

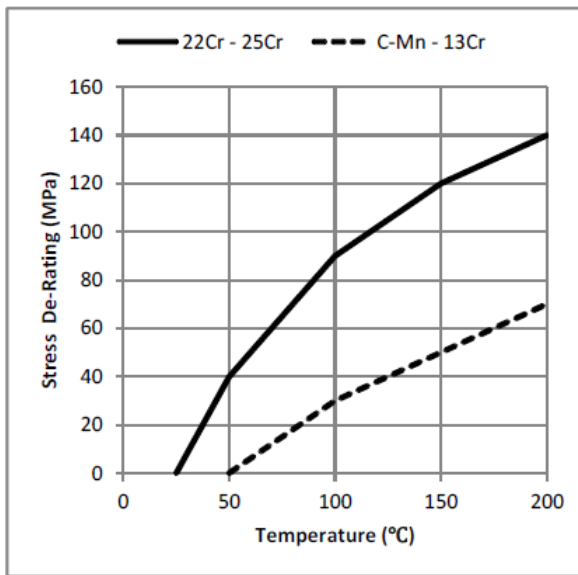
Maximum Temperature

$$T_{max} := 140^\circ\text{F}$$

$$T_{max} = 60^\circ\text{C}$$

$$\Delta T := T_{max}$$

Note: Graph of De-Rating Value is Taken from DNV OS F101 2013 Figure 2, Page 70



If maximum temperature less than 50 C. Thus stress De-Rating is 0

$$f_{y,temp} := 21 \text{ MPa}$$

$$f_{u,temp} := 21 \text{ MPa}$$

Note: Material Strength Factor is Taken from DNV OS F101 2013 Table 5.4, Page 70

Factor	Normally	Supplementary requirement U
α_U	0.96	1.00

$$\alpha_U := 1$$

4. System Pressure Test

Yield Strength $f_y := (SMYS - f_{y,temp}) \cdot \alpha_U$ $f_y = 429 \text{ MPa}$

Tensile Strength $f_u := (SMTS - f_{u,temp}) \cdot \alpha_U$ $f_u = 514 \text{ MPa}$

Incidental Pressure $P_{inc} := \gamma_{inc} \cdot P_d$ $P_{inc} = 4.554 \text{ MPa}$

Local Incidental Pressure $P_{li} := P_{inc} - (\rho_f \cdot g \cdot d)$ $P_{li} = 4.442 \text{ MPa}$

Internal Pressure $P_i := \rho_w \cdot g \cdot d$ $P_i = 1.07 \text{ MPa}$

External Pressure $P_e := \rho_w \cdot g \cdot d_{min}$ $P_e = 0.797 \text{ MPa}$

$$P_{li} - P_e = 3.645 \text{ MPa}$$

Elastic Collapse Pressure $P_{el}(t) := \frac{2 \cdot E \cdot \left(\frac{t}{D}\right)^3}{1 - \nu^2}$ $P_{el}(t) = 4.544 \text{ MPa}$

Plastic Collapse Pressure $P_p(t) := f_y \cdot \alpha_U \cdot \frac{2 \cdot t}{D}$ $P_p(t) = 18.478 \text{ MPa}$

5. Pressure Containment (Bursting)

Pressure Containment Resistance $P_{bu} := \frac{2 \cdot t}{D - t} \cdot f_y \cdot \frac{2}{\sqrt{3}}$ $P_{bu} = 21.806 \text{ MPa}$

$$P_{bs} := \frac{2 \cdot t}{D - t} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{f_u}{\gamma_m}$$

$P_{bs} = 22.719 \text{ MPa}$

$$P_b(t) := \frac{P_{bs}}{\gamma_m \cdot \gamma_{SCpc}}$$

$P_b(t) = 17.36 \text{ MPa}$

$$P_{li} - P_e = 3.645 \text{ MPa}$$

$$P_{li} - P_e \leq P_b(t)$$

AMAN

6. Kriteria Sistem Keruntuhan (Collapse)

Collapse Pressure

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

$P_c = 4.544 \text{ MPa}$

$$P_c(t) := \frac{P_c}{\gamma_m \cdot \gamma_{SCLb}}$$

$P_c(t) = 3.466 \text{ MPa}$

$$P_e - P_{min} \leq P_c(t)$$

AMAN

7. Kriteria Perambatan Buckling (Propagation)

Propagation Buckling $P_{pr} := 35 \cdot f_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \left(\frac{t_0}{D}\right)^{2.5}$ $P_{pr} = 1.724 \text{ MPa}$

$$P_{pr}(t) := \frac{P_{pr}}{\gamma_m \cdot \gamma_{SCLb}}$$

$P_{pr}(t) = 1.315 \text{ MPa}$

$$P_e - P_{min} \leq P_{pr}(t)$$

AMAN

8. Kriteria Combined Load

Note: The Formula is Taken from DNV OS F101 2013, Page 76

Factor Combined Loading Criteria $\beta := \frac{60 - \frac{D}{t}}{90}$ $\beta = 0.151$

Flow Stress Parameter $\alpha_c := (1 - \beta) + \beta \cdot \frac{f_u}{f_y}$ $\alpha_c = 1.03$

Pressure Factor Combined Loading Criteria $\alpha_p := \begin{cases} (1 - \beta) & \text{if } \frac{P_i - P_e}{P_b(t)} < \frac{2}{3} \\ \left[1 - 3 \cdot \beta \cdot \left(1 - \frac{P_i - P_e}{P_b(t)} \right) \right] & \text{if } \frac{P_i - P_e}{P_b(t)} \geq \frac{2}{3} \end{cases}$ $\alpha_p = 0.849$

Plastic Capacity of Bending Moment $M_p(t) := f_y \cdot \pi \cdot (D - t)^2 \cdot t$ $M_p(t) = 5.972 \times 10^6 \cdot \text{N} \cdot \text{m}$

Plastic Capacity of Effective Axial Force $S_p(t) := f_y \cdot \pi \cdot (D - t) \cdot t$ $S_p(t) = 1.019 \times 10^7 \text{ N}$

Note: The Formula is Taken from DNV OS F101 2013, Page 36

$H_{xx} := 0 \text{ N}$

Pipe Internal Cross Section Area $A_i := \pi \cdot \frac{(D - 2 \cdot t)^2}{4}$ $A_i = 0.258 \text{ m}^2$

Pipe Steel Cross Section Area $A_s := \pi \cdot (D - t) \cdot t$ $A_s = 0.024 \text{ m}^2$

Note: The Formula is Taken from DNV OS F101 2013, Page 63

Effective Axial Force $S_{sd}(P_i) := H - \Delta P_i \cdot A_i \cdot (1 - 2 \cdot \nu) - (A_s \cdot E \cdot \alpha \cdot \Delta T)$

$S_{sd}(P_i) = -3.796 \times 10^5 \text{ N}$

$N_{xxx} := -1 \cdot S_{sd}(P_i)$

$N = 3.796 \times 10^5 \text{ N}$

Note: Table 4.4 and 4.5 is Taken from DNV OS F101, Page 62

Table 4-4 Load effect factor combinations						
Limit State / Load combination	Load effect combination		Functional loads ¹⁾	Environmental load	Interference loads	Accidental loads
			γ_F	γ_E	γ_F	γ_A
ULS	a	System check ²⁾	1.2	0.7		
	b	Local check	1.1	1.3	1.1	
FLS	c		1.0	1.0	1.0	
ALS	d		1.0	1.0	1.0	1.0

1) If the functional load effect reduces the combined load effects, γ_F shall be taken as 1/1.1.
2) This load effect factor combination shall only be checked when system effects are present, i.e. when the major part of the pipeline is exposed to the same functional load. This will typically only apply to pipeline installation.

$$\gamma_F := 1.1$$

Table 4-5 Condition load effect factors, γ_C	
Condition	γ_C
Pipeline resting on uneven seabed	1.07
Reeling on and J-tube pull-in	0.82
System pressure test	0.93
Otherwise	1.00

$$\gamma_C := 1$$

Design Moment
$$M_{sd} := \frac{W_s \cdot \gamma_F \cdot \gamma_C \cdot L^2}{8}$$

$$L_{max} := 49m$$

$$M_{sd} = 5.035 \times 10^5 \cdot N \cdot m$$

7. Calculation Local Buckling

Note: The Formula is Taken from DNV OS F101, Page 76

LB = Combined Load Criteria

$$LB := \begin{cases} \text{"OK"} & \text{if } \left[\gamma_m \cdot \gamma_{SClb} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t)} + \left(\frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SClb} \cdot S_{sd}(P_i)}{\alpha_c \cdot S_p(t)} \right)^2 \right]^2 + \left(\alpha_p \cdot \frac{P_i - P_e}{\alpha_c \cdot P_b(t)} \right)^2 \leq 1 \\ \text{"NOT OK"} & \text{if } \left[\gamma_m \cdot \gamma_{SClb} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t)} + \left(\frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SClb} \cdot S_{sd}(P_i)}{\alpha_c \cdot S_p(t)} \right)^2 \right]^2 + \left(\alpha_p \cdot \frac{P_i - P_e}{\alpha_c \cdot P_b(t)} \right)^2 > 1 \end{cases}$$

$$Lb := \left[\gamma_m \cdot \gamma_{SClb} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t)} + \left(\frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SClb} \cdot S_{sd}(P_i)}{\alpha_c \cdot S_p(t)} \right)^2 \right]^2 + \left(\alpha_p \cdot \frac{P_i - P_e}{\alpha_c \cdot P_b(t)} \right)^2$$

$$Lb = 0.012$$

$$LB = \text{"OK"}$$

BIODATA PENULIS



Muhammad Azmi Shidqi lahir di Jakarta pada tanggal 20 Maret 1995. Penulis merupakan anak pertama enam bersaudara. Penulis telah menempuh Pendidikan formal dimulai dari TK Islam An-Nur (lulus 2007), lalu melanjutkan ke SMP Nurul Fikri Boarding School Anyer (lulus 2010), kemudian menuju SMAN 1 Bekasi (lulus 2013). Penulis mengikuti Seleksi Nasional Masuk Perguruan Tinggi Negeri dan diterima di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Selama menyandang status sebagai mahasiswa aktif dalam dunia Latihan Keterampilan Manajerial Mahasiswa, yaitu LKMM Tingkat Pra Dasar dan LKMM Tingkat Dasar. Dengan motivasi yang kuat dalam belajar serta diiringi dengan usaha yang keras, penulis dapat menyelesaikan pengerjaan Tugas Akhir yang berjudul “**Analisis *On-Bottom Stability* dan *Local Buckling* Pipa Bawah Laut pada Kondisi Operasi di MDA dan MBH, Selat Madura**”. Semoga Tugas Akhir ini dapat memberika manfaat bagi dunia kemaritiman, khususnya bidang pipa bawah laut. Apabila ada kritik dan saran dapat disampaikan melalui narahubung dibawah ini.

Narahubung:

Email: shidqimazmi@gmail.com