



TUGAS AKHIR - MO184804

**PENILAIAN RISIKO PIPA GAS BAWAH LAUT
AKIBAT AKTIVITAS KAPAL DI AREA DERMAGA**

ASIH ASTARI

NRP. 04311640000020

Dosen Pembimbing

Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D.

Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D.

**Departemen Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2020**



FINAL PROJECT - MO184804

RISK ASSESSMENT OF SUBSEA GAS PIPELINE DUE TO VESSEL ACTIVITIES IN THE PORT AREA

ASIH ASTARI

NRP. 04311640000020

Supervisors

Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D.

Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D.

**Department of Ocean Engineering
Faculty of Marine Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya
2020**

LEMBAR PENGESAHAN

PENILAIAN RISIKO PIPA GAS BAWAH LAUT AKIBAT AKTIVITAS KAPAL DI AREA DERMAGA

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:

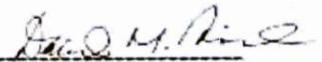
ASIH ASTARI

NRP. 0431164000020

Disetujui oleh :

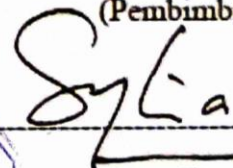
1. Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D.

(Pembimbing I)



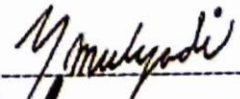
2. Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D.

(Pembimbing II)



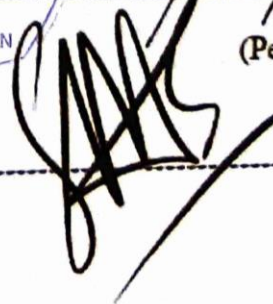
3. Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.

(Penguji I)



4. Dr. Eng. Shade Rahmawati, S.T., M.T.

(Penguji II)



SURABAYA, AGUSTUS 2020

PENILAIAN RISIKO PIPA GAS BAWAH LAUT AKIBAT AKTIVITAS KAPAL DI AREA DERMAGA

Nama : Asih Astari
NRP : 0431164000020
Departemen : Teknik Kelautan FTK ITS
Dosen Pembimbing : Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D.
Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D.

ABSTRAK

Pipa bawah laut masih menjadi moda transportasi yang paling efektif dan efisien dalam menyalurkan gas bumi dalam jumlah besar dari lapangan gas tengah laut menuju fasilitas di darat. Namun dalam operasinya terdapat beberapa bahaya yang dapat menyebabkan kegagalan antara lain disebabkan oleh material pipa itu sendiri, korosi, kondisi lingkungan, pihak ketiga, dll. Berdasarkan data historis, kegagalan terbesar pipa disebabkan oleh pihak ketiga yaitu benturan dari suatu benda lain. PT X memiliki pipa bawah laut yang melewati beberapa dermaga termasuk milik PT Y sehingga pipa tidak terbenam ini memiliki risiko kegagalan akibat aktivitas kapal di sana. Penelitian ini bertujuan untuk menilai tingkat risiko yang dialami pipa akibat kejatuhan jangkar, terseret jangkar, dan tertimpa kapal sehingga hasilnya dapat menjadi dasar bagi perusahaan dalam mengambil keputusan. Penilaian risiko ini mengacu pada DNV-RP-F107 *Risk Assessment of Pipeline Protection*. Tingkat risiko didapatkan dari kombinasi tingkat frekuensi dan tingkat konsekuensi yang dimasukkan dalam matriks risiko. Analisis frekuensi menggunakan metode *Event Tree Analysis* dengan konsep penggabungan peluang. Ukuran konsekuensi yang digunakan adalah kerusakan pipa yang direpresentasikan dengan rasio *denting*/ diameter pipa. Dari penilaian risiko yang telah dilakukan, risiko pipa akibat kejatuhan jangkar berada pada tingkat *acceptable* dan *ALARP*, risiko pipa akibat terseret jangkar berada pada tingkat *ALARP* dan *unacceptable*, dan risiko pipa akibat tertimpa kapal berada pada *unacceptable*. Hasil penilaian risiko menunjukkan perlunya langkah mitigasi seperti menambah perlindungan untuk pipa, membuat rambu penunjuk adanya pipa, mengoperasikan kapal patroli, atau lainnya.

Kata kunci : DNV-RP-F107, kejatuhan jangkar, penilaian risiko, pipa bawah laut, terseret jangkar, tertimpa kapal

RISK ASSESSMENT OF SUBSEA GAS PIPELINE DUE TO VESSEL ACTIVITIES IN THE PORT AREA

Name : Asih Astari
Reg. Number : 0431164000020
Department : Ocean Engineering, Faculty of Marine Technology, Sepuluh
Nopember Institute of Technology
Dosen Pembimbing : Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D.
Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D.

ABSTRACT

The subsea pipeline is still the most effective and efficient mode of transportation in channeling large amounts of natural gas from offshore gas field to onshore facilities. But in its operation there are several hazards that can cause failures, such as caused by the pipe material itself, corrosion, environmental conditions, third parties, etc. Based on historical data, the biggest subsea pipeline failure caused by a third party is the impact of an object. PT X has an subsea pipeline that passes through several ports, including those of PT Y, so that the unburied subsea pipeline has the risk of failure due to vessel activities there. This study aims to assess the level of risk experienced by the pipeline due to dropped anchor, dragged anchor, and ship sinking so that the results can be the basis for the company in making decisions. This risk assessment refers to DNV-RP-F107 Risk Assessment of Pipeline Protection. The level of risk is derived from a combination of the frequency and consequence levels included in the risk matrix. Frequency analysis uses the Event Tree Analysis method with the concept of probabilities join. The consequence measure used is pipe damage which is represented by the pipe denting/ diameter ratio. The results are pipeline risk due to dropped anchor is acceptable and ALARP, pipeline risk due to dragged anchor is ALARP and unacceptable, and pipeline risk due to ship sinking is unacceptable. The results of the risk assessment indicate the need for mitigation steps such as adding protection to the pipeline, making a signpost for the existence of the pipeline, operating a patrol boat, or others.

Keywords : DNV-RP-F107, dragged anchor, dropped anchor, risk assessment, ship sinking, subsea pipeline

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur Penulis panjatkan ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa karena berkat dan rahmatNya sehingga Penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir yang berjudul “Penilaian Risiko Pipa Gas Bawah Laut akibat Aktivitas Kapal di Area Dermaga” dengan lancar. Tugas akhir ini membahas mengenai tingkat risiko yang dialami pipa bawah laut akibat kejatuhan jangkar, terseret jangkar, dan tertimpa kapal.

Tugas akhir ini disusun untuk memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan studi di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Penulis juga berharap agar Tugas Akhir ini dapat dijadikan referensi bagi perusahaan dalam mengambil keputusan berdasarkan hasil penilaian risiko dan bagi pihak lain dalam menyelesaikan studi kasus serupa.

Penulis menyadari bahwa Tugas Akhir ini masih banyak kekurangan sehingga Penulis mengharapkan kritik dan saran dari pembaca untuk menjadi evaluasi terhadap penelitian ini. Akhir kata, semoga Tugas Akhir ini dapat menjadi sumber ilmu dan bermanfaat bagi pembaca.

Surabaya, Juli 2020

Asih Astari

UCAPAN TERIMA KASIH

Dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini, Penulis telah dibantu oleh banyak pihak baik secara langsung maupun tidak langsung. Tugas Akhir ini tentu tidak dapat diselesaikan tanpa bantuan-bantuan yang diterima Penulis. Oleh karena itu, Penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D. dan Ibu Silvianita S.T., M.Sc., Ph.D. sebagai dosen pembimbing yang telah memberi ilmu dan motivasi dalam membimbing Penulis selama menyelesaikan Tugas Akhir.
2. Bapak Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc. dan Ibu Dr. Eng. Shade Rahmawati, S.T., M.T. sebagai dosen penguji yang telah memberi kritik dan saran terhadap Tugas Akhir Penulis.
3. Bapak Herman Pratikno, S.T., M.T., Ph.D. selaku Kepala Departemen Teknik Kelautan dan seluruh karyawan Departemen Teknik Kelautan yang telah membantu perizinan dan administratif Tugas Akhir ini.
4. Keluarga Penulis yang telah memberi dukungan secara moral dan materil untuk Penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir.
5. Teman-teman Teknik Kelautan 2016 “Adhiwamastya” yang selalu membantu dan memberi semangat dalam menyelesaikan perkuliahan.
6. Semua pihak yang telah membantu secara langsung maupun tidak langsung.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	iii
ABSTRAK	iv
<i>ABSTRACT</i>	v
KATA PENGANTAR	vi
UCAPAN TERIMA KASIH	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR LAMPIRAN	xii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Permasalahan	1
1.2 Rumusan Masalah	4
1.3 Tujuan	4
1.4 Manfaat	4
1.5 Batasan Masalah	4
1.6 Sistematika Penulisan	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	7
2.1 Tinjauan Pustaka	7
2.2 Dasar Teori	8
2.2.1 Pipa Bawah Laut	8
2.2.2 DNV-RP-F107 Risk Assessment of Pipeline Protection	9
2.2.3 Identifikasi Bahaya	10
2.2.4 Analisis Frekuensi	12
2.2.5 Event Tree Analysis	13
2.2.6 Analisis Konsekuensi	14
2.2.7 Matriks Risiko	22
2.2.8 Mekanisme Kapal Bersandar di Dermaga	23
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	25
3.1 Diagram Alir	25
3.2 Prosedur Penelitian	26
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN	29

4.1	Pengumpulan Data.....	29
4.1.1	Lokasi Objek Penelitian	29
4.1.2	Data Pipa	29
4.1.3	Data Kapal dan Jangkar	30
4.2	Analisis Frekuensi.....	31
4.2.1	Frekuensi Pipa Kejatuhan Jangkar	31
4.2.2	Frekuensi Pipa Terseret Jangkar	34
4.2.3	Frekuensi Pipa Tertimpa Kapal	35
4.3	Analisis Konsekuensi.....	36
4.3.1	Kapasitas Energi yang Mampu Ditahan Pipa	36
4.3.2	Konsekuensi Pipa akibat Kejatuhan Jangkar	38
4.3.3	Konsekuensi Pipa akibat Terseret Jangkar	39
4.3.4	Konsekuensi Pipa akibat Tertimpa Kapal	43
4.4	Penilaian Risiko	44
4.4.1	Risiko Pipa akibat Kejatuhan Jangkar	44
4.4.2	Risiko Pipa akibat Terseret Jangkar	47
4.4.3	Risiko Pipa akibat Tertimpa Kapal	49
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		51
5.1	Kesimpulan	51
5.2	Saran	51
DAFTAR PUSTAKA		53
LAMPIRAN		
BIODATA PENULIS		

DAFTAR GAMBAR

Gambar I-1 Penyebab Kegagalan pada Pipa Bawah Laut (sumber: Publication PARLOC 2001).....	2
Gambar I-2 Layout Pipa PT X di sekitar dermaga PT Y (sumber: PT X, 2015)	3
Gambar II-1 Pipa Bawah Laut (sumber: <i>Offshore Pipelines</i> , 2005)	9
Gambar II-2 Aplikasi dari Recommended Practice (sumber: DNV-RP-F107, 2010).....	10
Gambar II-3 Proses Penilaian Risiko (sumber: DNV-RP-F107, 2010)	10
Gambar II-4 Contoh Diagram Event Tree Analysis (sumber: Artana, 2009)	13
Gambar II-5 Pipa Kejatuhan Jangkar (sumber: Penilaian Risiko Pipa Gas Bawah Laut, 2013).....	18
Gambar II-6 Skema Kapal Tenggelam Menimpa Pipa	22
Gambar II-7 Matriks Risiko (sumber: DNV-RP-F107, 2010)	23
Gambar II-8 Ilustrasi Kapal Bersandar di Dermaga (sumber: IPC, 2020)	24
Gambar III-1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir.....	25
Gambar IV-1 Lokasi Objek Studi (sumber: Navionics, 2020).....	29
Gambar IV-2 Ilustrasi Critical Anchor Damage Zone (sumber: Pratiwi, et al., 2019)	32
Gambar IV-3 Diagram Event Tree Analysis Pipa Kejatuhan Jangkar variasi Kecepatan Kapal 0,25 knot dan Peluang Kapal Menjatuhkan Jangkar 10%	34
Gambar IV-4 Grafik Pengaruh Kecepatan Kapal terhadap Frekuensi Pipa Kejatuhan Jangkar.....	34
Gambar IV-5 Grafik Pengaruh Kecepatan Kapal terhadap Frekuensi Pipa Terseret Jangkar	35
Gambar IV-6 Grafik Pengaruh Kecepatan Kapal terhadap Frekuensi Pipa Tertimpa Kapal	36
Gambar IV-7 Matriks Risiko Pipa akibat Kejatuhan Jangkar	46
Gambar IV-8 Matriks Risiko Pipa akibat Terseret Jangkar	48
Gambar IV-9 Matriks Risiko Pipa akibat Tertimpa Kapal.....	50

DAFTAR TABEL

Tabel II-1 Kemungkinan Bahaya Eksternal menurut DNV-RP-F107.....	11
Tabel II-2 Peringkat Frekuensi Kejadian Setiap Tahun	12
Tabel II-3 <i>Human Safety Consequences</i>	14
Tabel II-4 <i>Release to the Environment Consequences</i>	14
Tabel II-5 <i>Economic Loss Consequences</i>	15
Tabel II-6 Peringkat Konsekuensi menurut DNV-RP-F107	15
Tabel II-7 Koefisien Drag.....	18
Tabel IV-1 Data Desain Pipa.....	29
Tabel IV-2 Data Kapal dan Jangkar	30
Tabel IV-3 Energi yang Mampu Ditahan Pipa Setiap Dent/Diameter	37
Tabel IV-4 Peringkat Konsekuensi.....	38
Tabel IV-5 Data Kapal	43
Tabel IV-6 Peringkat Frekuensi dan Konsekuensi Pipa Kejatuhan Jangkar	45
Tabel IV-7 Peringkat Frekuensi dan Konsekuensi Pipa Terseret Jangkar	47
Tabel IV-8 Peringkat Frekuensi dan Konsekuensi Pipa Tertimpa Kapal.....	49

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A	PERHITUNGAN FREKUENSI PIPA KEJATUHAN JANGKAR
LAMPIRAN B	EVENT TREE ANALYSIS PIPA KEJATUHAN JANGKAR
LAMPIRAN C	PERHITUNGAN FREKUENSI PIPA TERSERET JANGKAR
LAMPIRAN D	EVENT TREE ANALYSIS PIPA TERSERET JANGKAR
LAMPIRAN E	PERHITUNGAN FREKUENSI PIPA TERTIMPA KAPAL
LAMPIRAN F	EVENT TREE ANALYSIS PIPA TERTIMPA KAPAL
LAMPIRAN G	RANGKUMAN HASIL ANALISIS FREKUENSI

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Permasalahan

Gas bumi merupakan energi primer ketiga yang paling banyak digunakan di dalam negeri setelah minyak bumi dan batu bara (KESDM Republik Indonesia Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, 2018). Gas bumi dibagi menjadi 3 kelompok dalam pemanfaatannya yaitu sebagai sumber energi, bahan baku, dan komoditas ekspor. Pemanfaat gas bumi di dunia sebagai sumber energi terus meningkat apalagi untuk sektor tenaga listrik karena efisiensi bahan bakar dan lebih bersih untuk mengurangi emisi CO₂ (U.S. Energy Information Administration, 2016). Peningkatan pemanfaatan gas bumi juga terjadi di Indonesia yaitu rata-rata sebesar 7% sejak tahun 2004 sampai 2017. Menurut Pratiwi, et al., (2019) dari sisi produksi, industri gas Indonesia memegang peranan vital karena produksi gas di Indonesia berada di peringkat 10 dalam hal produksi gas global.

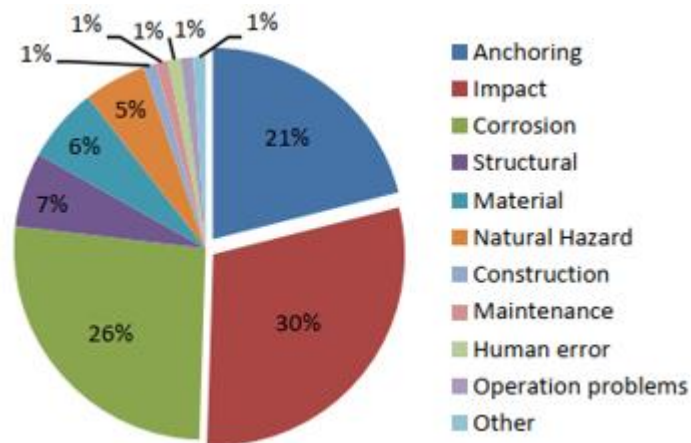
Dalam pendistribusian gas bumi yaitu dari lapangan gas menuju fasilitas produksi maupun sampai ke konsumen dapat dilakukan dengan beberapa pilihan moda transportasi. Pada daerah lepas pantai, pendistribusian gas bumi dapat menggunakan pipa bawah laut atau kapal untuk gas yang telah diproses menjadi LNG, CNG, atau LPG. Penyaluran gas bumi dengan pipa bawah laut diklaim sangat efisien karena memerlukan biaya yang minimal sehingga pipa gas bawah laut menjadi pilihan utama untuk penyalurannya (Devi, 2017). Rios-Mercado & Borraz-Sanchez (2015) juga mengatakan bahwa pipa merupakan alat yang paling ekonomis untuk mengangkut gas alam dalam jumlah besar.

Namun, pada penggunaan pipa bawah laut terdapat bahaya-bahaya yang berpotensi menyebabkan kegagalan sehingga berdampak pada korban jiwa, kerugian ekonomi, kerusakan lingkungan, dan reputasi perusahaan. Menurut Mouselli (1981) pengklasifikasian kategori bahaya pada pipa bawah laut digolongkan menjadi 3 kategori yaitu:

1. Bahaya yang terjadi selama periode konstruksi
2. Bahaya yang terjadi setelah jalur pipa terpasang di dasar laut
3. Bahaya yang terjadi baik itu dari proses instalasi maupun dari proses operasi

Kegagalan pada pipa bawah laut bisa disebabkan oleh korosi, material pipa itu sendiri, pihak ketiga, kondisi lingkungan, dll. Bahaya dari pihak ketiga ditujukan pada benda jatuh, aktivitas kapal yaitu dari pukuk dan jangkar, maupun dari benturan kapal itu sendiri (Mustafina, 2015).

Berdasarkan data historis, kegagalan terbesar pada pipa disebabkan oleh bahaya eksternal atau pihak ketiga yaitu *impact* dan *anchoring* seperti yang ditampilkan pada **Gambar I-1**.

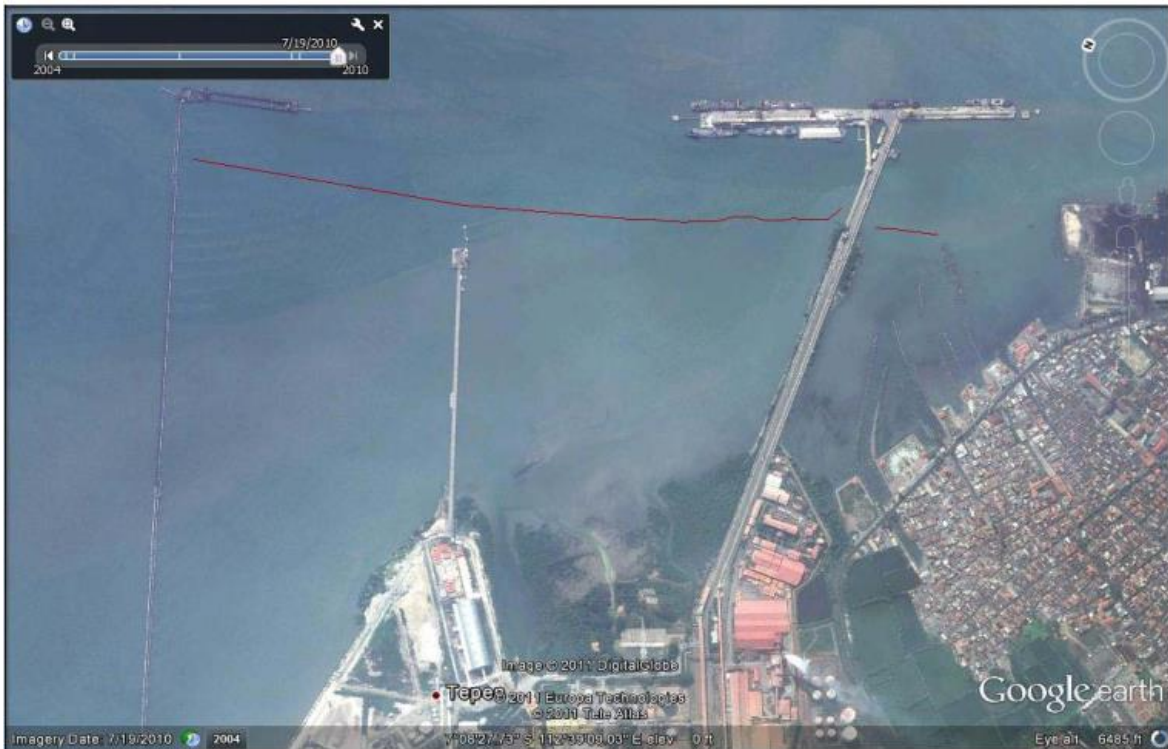


Gambar I-1 Penyebab Kegagalan pada Pipa Bawah Laut (sumber: Publication PARLOC 2001)

Data dari *International Association of Oil and Gas Producers* atau OGP (2010) menyebutkan bahwa penyebab utama kerusakan pipa bawah laut diakibatkan pihak ketiga dengan persentase 38% dari total keseluruhan penyebab kerusakan. Selain itu data yang dikutip dari *European Gas Pipeline Incidents Data Group* (2015) menunjukkan penyebab utama kerusakan pipa bawah laut dari tahun 2004-2013 diakibatkan oleh pihak ketiga yaitu sebesar 35%.

PT X sebagai salah satu operator *Production Sharing Contract* (PSC) nasional dalam bidang bisnis eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas memiliki beberapa fasilitas produksi dan jaringan pipa bawah laut. Salah satunya adalah pipa bawah laut berdiameter 14” yang mengalirkan gas dari *Central Processing Platform* (CPP) sepanjang 64 km menuju *Offshore Receiving Facility* (ORF) yang berlokasi di Gresik, Jawa Timur. Jalur pipa ini melewati beberapa daerah Jetty, salah satunya milik PT Y. PT Y sebagai salah satu produsen pupuk nasional terbesar dipercaya pemerintah untuk meningkatkan kapasitas produksi menjadi 5,4 juta ton. Pada tahun 2019, produksi PT Y mencapai 4,61 juta ton. Guna mendukung pencapaian target, PT Y memiliki fasilitas infrastruktur

pendukung, salah satunya adalah TUKS atau dermaga. Kapasitas bongkar muat dermaga ini sebesar 7.425.000 ton/ tahun dengan dermaga sisi luar mampu melayani kapal dengan muatan sampai 60.000 DWT dan 30.000 DWT pada sisi dalam. Oleh karena itu, pipa milik PT X berisiko mengalami kegagalan akibat aktivitas kapal di area dermaga milik PT Y. *Layout* dari pipa milik PT X di sekitar dermaga PT Y ditampilkan pada **Gambar I-2**.



Gambar I-2 Layout Pipa PT X di sekitar dermaga PT Y (sumber: PT X, 2015)

Keputusan Menteri Pertambangan dan Energi No. 300.K/38/M.PE/1997 tentang Keselamatan Kerja Pipa Penyalur Minyak dan Gas Bumi mengatur bahwa dalam hal kedalaman dasar laut kurang dari 13 meter, maka pipa harus ditanam dengan kedalaman sekurang-kurangnya 2 meter di bawah dasar laut, serta dilengkapi pemberat agar pipa tidak tergeser atau berpindah, atau disanggah dengan pipa pancang. Dalam surat ini juga menyatakan bahwa dalam hal terjadi perubahan kondisi lingkungan pada jalur pipa, maka wajib dilakukan analisa resiko untuk menetapkan langkah pengamanan tambahan. Mengingat pipa PT X di sekitar dermaga PT Y tidak ditanam dan kedalaman kurang dari 13 meter maka wajib dilakukan penilaian risiko pada pipa tersebut. Penilaian risiko sering dinyatakan dengan hubungan matematika antara perkiraan frekuensi dan perkiraan konsekuensi (Muhlbauer, 2004).

1.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah yang menjadi kajian dalam tugas akhir ini yaitu:

1. Berapa tingkat risiko yang dialami pipa akibat kejatuhan jangkar?
2. Berapa tingkat risiko yang dialami pipa akibat terseret jangkar?
3. Berapa tingkat risiko yang dialami pipa akibat tertimpa kapal?

1.3 Tujuan

Tujuan dari tugas akhir ini yaitu:

1. Mengetahui tingkat risiko yang dialami pipa akibat kejatuhan jangkar.
2. Mengetahui tingkat risiko yang dialami pipa akibat terseret jangkar.
3. Mengetahui tingkat risiko yang dialami pipa akibat tertimpa kapal.

1.4 Manfaat

Manfaat dari tugas akhir ini yaitu:

1. Memberikan informasi mengenai tingkat risiko yang dialami pipa akibat kejatuhan jangkar, terseret jangkar, dan tertimpa kapal.
2. Memberikan rekomendasi mitigasi apabila tingkat risiko tidak dapat diterima.
3. Memberikan referensi untuk penelitian selanjutnya dalam menyelesaikan studi kasus yang serupa.

1.5 Batasan Masalah

Batasan masalah pada tugas akhir ini yaitu:

1. Analisis dilakukan saat kondisi operasi dari pipa milik PT X dan dermaga PT Y.
2. Bahaya terhadap pipa yang dipertimbangkan hanya bahaya eksternal yaitu akibat kejatuhan jangkar, terseret jangkar, dan tertimpa kapal.
3. Data yang tidak tersedia dalam melakukan penilaian risiko ini akan digunakan beberapa asumsi yang akan ditetapkan oleh penulis namun tidak akan jauh menyimpang dari kaidah *engineering*.
4. Analisis frekuensi dan konsekuensi diberikan atas dasar data dan standar yang digunakan, jika tidak memungkinkan maka akan digunakan asumsi atau *engineering judgment*.
5. Apabila tingkat risiko tidak dapat diterima, pemberian rekomendasi mitigasi tanpa melakukan penilaian risiko ulang.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan dalam tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Pendahuluan

Bab ini menjelaskan tentang hal-hal yang menjadi latar belakang penelitian, perumusan masalah yang akan diselesaikan, tujuan yang hendak dicapai, manfaat yang dapat diperoleh, batasan masalah guna membatasi analisis yang dilakukan, serta sistematika penulisan yang digunakan dalam penyusunan tugas akhir ini.

2. Tinjauan Pustaka dan Dasar Teori

Bab ini berisi mengenai tinjauan pustaka yang menjelaskan penelitian-penelitian terdahulu yang dijadikan sebagai referensi penyusunan tugas akhir dan dasar teori yang mengandung teori-teori terkait bersumber dari buku, *codes*, dan *standard* yang menjadi acuan pengerjaan tugas akhir.

3. Metodologi Penelitian

Bab ini menunjukkan tahapan-tahapan yang dilakukan dalam menyelesaikan penyusunan tugas akhir ini dan menjelaskan setiap tahapnya.

4. Analisis dan Pembahasan

Bab ini menjelaskan tentang pengumpulan data, identifikasi dan pembahasann masalah, serta analisis data sehingga menjadi hasil yang diharapkan dari tugas akhir ini.

5. Kesimpulan dan Saran

Bab ini berisi mengenai hasil analisis yang dibuat berdasarkan pengolahan data yang telah dilakukan dan saran-saran untuk penelitian selanjutnya.

(halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Seperti yang telah dijelaskan pada bagian latar belakang tugas akhir ini, salah satu penyebab terbesar kegagalan pada pipa bawah laut adalah bahaya eksternal. Bahaya eksternal ini timbul karena pipa bawah laut berada di area yang padat aktivitas seperti di area jalur pelayaran, area produksi migas, maupun area konstruksi bangunan pantai dan lepas pantai. Sehingga penelitian-penelitian untuk menilai risiko pipa bawah laut akibat bahaya eksternal terus dilakukan pada berbagai macam studi kasus.

Pada tahun 2009, Negara melakukan penelitian analisa ketebalan pipa bawah laut dan resiko akibat kejatuhan jangkar kapal. Penelitian ini mengkaji studi kasus pipa bawah laut yang tidak dikubur di daerah Ujung Pangkah pada zone II. Hasil tingkat risiko pada pipa tersebut berada pada tingkat yang dapat diterima. Utama melakukan penilaian risiko jalur pipa gas *offshore* akibat *dropped anchor*, *dragged anchor*, dan *sinking vessel* pada tahun 2011. Pipa bawah laut yang menjadi bahan penelitian terdapat di jalur pelayaran Labuhan Maringgai Muara Bekasi. Dari hasil penelitian, tingkat risiko paling tinggi yang mungkin terjadi berada pada area ALARP. Agar risiko menurun pada tingkat yang dapat diterima maka dilakukan mitigasi yaitu membuat *box curvert* sebagai pelindung pipa. Pada tahun yang sama, Popang melakukan penilaian risiko pipa terhadap *trawl gear* dengan kondisi *hooking*. Pipa tidak terkubur ini berada di daerah perairan delta Mahakam yang padat aktivitas nelayan. Popang menggunakan *Event Tree Analysis* untuk menghitung peluang terjadinya *hooking* dan menggunakan *software ANSYS 11.0* untuk menghitung konsekuensi berdasarkan tegangan maksimum yang terjadi pada pipa.

Penilaian risiko akibat aktivitas kapal yaitu *dropped anchor* dan *dragged anchor* di area *offshore pipeline* dilakukan oleh Prayoga tahun 2013 dengan studi kasus pipa milik PT Perusahaan Gas Negara pada zona 17 Labuhan Maringgai Muara Bekasi. Prayoga menggunakan matriks risiko yang terdapat pada DNV-RP-F116 karena dianggap lebih relevan dalam menjelaskan mengenai kekuatan integritas pipa bawah laut dengan berbagai aspek. Tahun berikutnya, Pranata melakukan penilaian risiko jalur pipa gas *offshore* akibat proses *piling* dan pemasangan girder pada pembangunan *trestle*. Pipa yang dikaji adalah pipa bawah laut milik PT PHE WMO dan PT Hess Indonesia serta *trestle* milik PT Berlian Manyar Sejahtera. Pranata menggunakan *software Solid Work* untuk

memodelkan struktur pipa sehingga didapat konsekuensi *impact* pada material pipa. Nuraini (2016) melakukan analisis risiko pipa bawah laut akibat tarikan jangkar. Ia mengkaji jaringan pipa bawah laut Tunu Field Blok Mahakam, Kalimantan Timur. Dalam menghitung konsekuensi kegagalan digunakan pemodelan dengan ANSYS dan menggunakan metode simulasi *Monte Carlo*

Beberapa penelitian pada berbagai macam studi kasus yang telah disebutkan di atas dijadikan sebagai acuan oleh penulis dalam menilai risiko pipa bawah laut akibat kejatuhan jangkar, terseret jangkar, dan tertimpa kapal yaitu dampak dari aktivitas kapal di daerah dermaga.

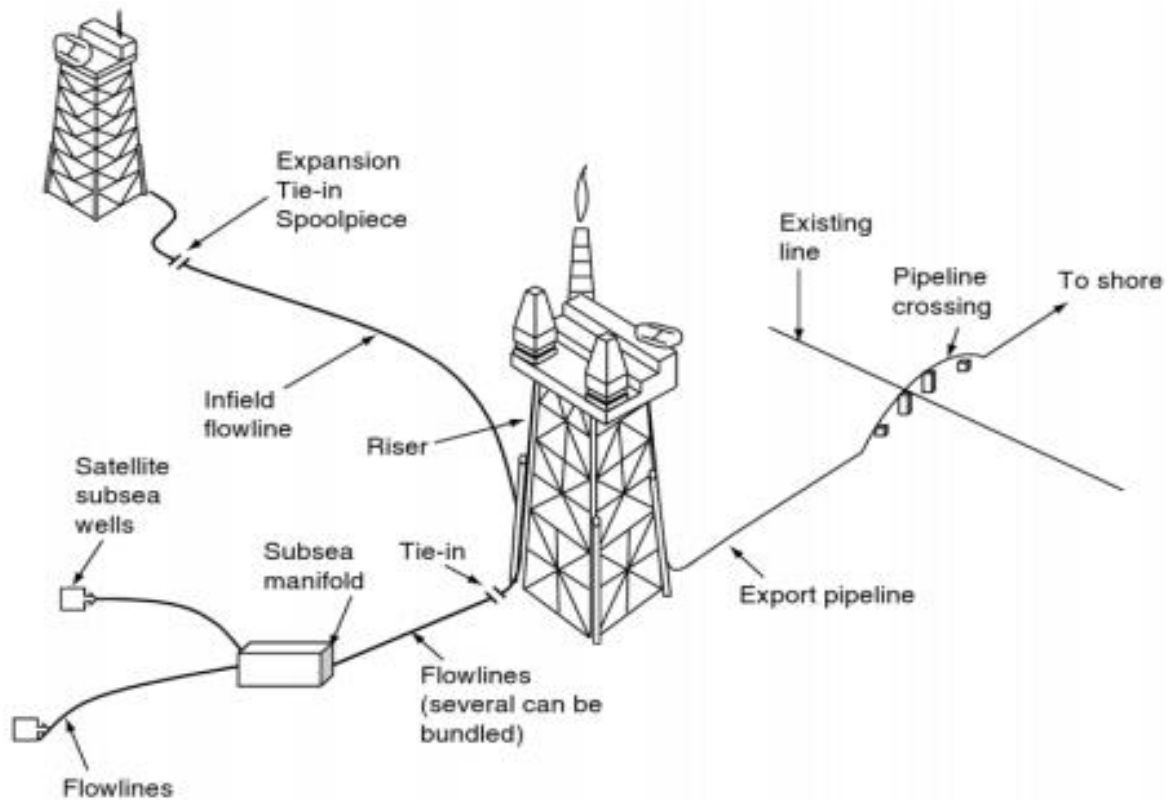
2.2 Dasar Teori

2.2.1 Pipa Bawah Laut

Pipeline dan *piping* adalah dua istilah yang berbeda. *Pipeline* berfungsi mengalirkan fluida dari satu *plant* ke *plant* lainnya, sedangkan *piping* berfungsi mengalirkan fluida antar peralatan dalam 1 *plant*. *Subsea Pipeline* (pipa bawah laut) sangat dibutuhkan di industri minyak dan gas untuk mentransportasikan hidrokarbon dari ladang lepas pantai. Jalur pipa didefinisikan sebagai pipa yang memanjang dari titik awal yaitu sumur bawah laut menuju titik akhir yang biasanya berupa fasilitas darat.

Pada jalur pipa, pipa bawah laut dapat diklasifikasikan sebagai berikut dan ditunjukkan pada **Gambar II-1**:

1. Jalur (*flowlines*) untuk transportasi minyak dan gas antara sumur dan manifold bawah laut.
2. Jalur (*flowlines*) untuk transportasi minyak dan gas antara manifold bawah laut dan anjungan fasilitas produksi.
3. Jalur di ladang (*infield flowlines*) untuk transportasi minyak dan gas antar anjungan fasilitas produksi.
4. Jalur ekspor (*export pipelines*) untuk transportasi minyak dan gas antara anjungan fasilitas produksi dan fasilitas darat.
5. Jalur (*flowlines*) untuk transportasi air atau bahan kimia antara anjungan fasilitas produksi dan sumur injeksi.



Gambar II-1 Pipa Bawah Laut (sumber: *Offshore Pipelines*, 2005)

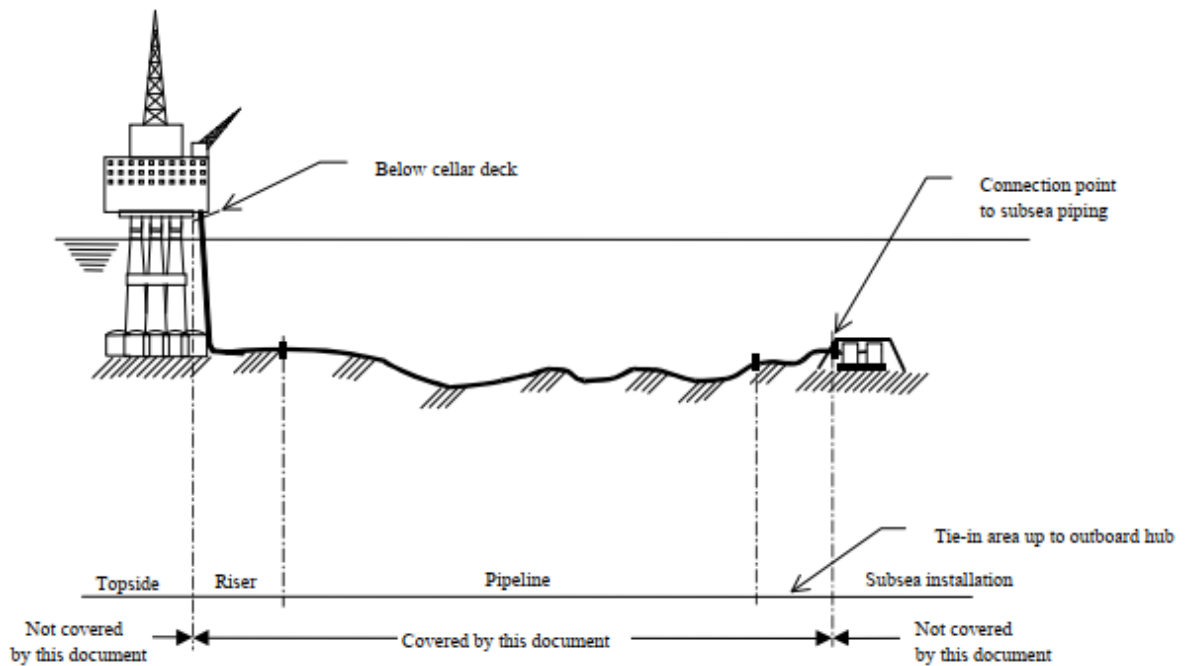
2.2.2 DNV-RP-F107 Risk Assessment of Pipeline Protection

Recommended practice ini menyajikan pendekatan berbasis risiko untuk menilai perlindungan pipa terhadap bahaya eksternal yang tidak disengaja. Tujuan dari *recommended practice* ini adalah untuk memberikan dasar penilaian risiko akibat gangguan eksternal yang tidak disengaja pada *risers*, *pipelines*, dan *umbilicals*, serta untuk memberikan panduan mengenai persyaratan perlindungan. Sebuah peristiwa awal yang tidak disengaja seperti jatuhnya kontainer dapat berkembang menjadi peristiwa akhir yaitu membentur pipa, secara umum penilaian risiko terdiri dari estimasi frekuensi peristiwa akhir dan evaluasi konsekuensi peristiwa akhir.

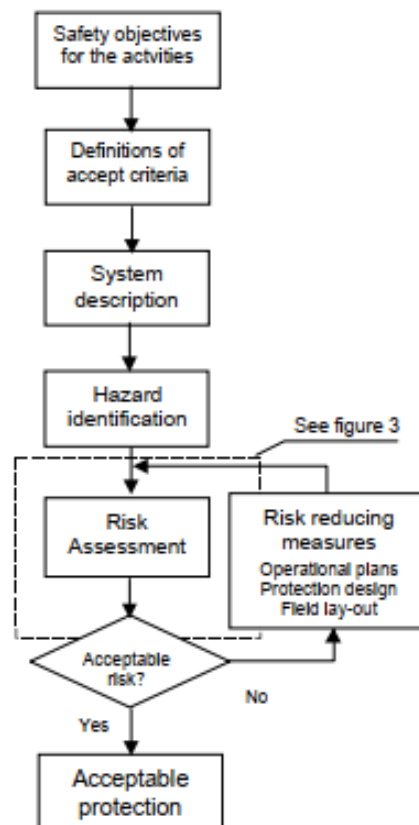
Praktik yang direkomendasikan ini hanya mencakup penilaian risiko seperti yang telah dijelaskan sebelumnya. Batas penerapan dokumen ini juga akan dijelaskan pada **Gambar II-2**, yaitu:

1. Pada anjungan tetap atau mengambang, di bawah *cellar deck*
2. Pada instalasi bawah laut, pada titik koneksi ke *subsea manifold/ piping*

Tahapan dalam melakukan penilaian risiko menurut DNV-RP_F107 ditampilkan pada **Gambar II-3**.



Gambar II-2 Aplikasi dari Recommended Practice (sumber: DNV-RP-F107, 2010)



Gambar II-3 Proses Penilaian Risiko (sumber: DNV-RP-F107, 2010)

2.2.3 Identifikasi Bahaya

Proses identifikasi bahaya ini bertujuan untuk mengenali bahaya yang mungkin terjadi dengan tanpa melihat hal yang dapat diterima atau tidak dapat

diterima yang terjadi. Menurut KBBI, bahaya adalah sesuatu yang (mungkin) mendatangkan kecelakaan (bencana, kesengsaraan, keugian, dan sebagainya). Identifikasi bahaya harus mampu menampung semua kemungkinan bahaya yang terjadi. Beberapa contoh bahaya eksternal yang mungkin terjadi pada pipa telah diberikan oleh standard DNV RP-F107. Hal tersebut dapat dilihat pada **Tabel II-1** dibawah ini:

Tabel II-1 Kemungkinan Bahaya Eksternal menurut DNV-RP-F107

NO	OPERATION/ ACTIVITY	HAZARD	POSSIBLE CONSEQUENCE TO PIPELINE
1	Installation of pipeline	Dropped and dragged anchor/anchor chain from pipe lay vessel	Impact damage
		Vessel collision during laying leading to dropped object, etc.	
		Loss of tension, drop of pipe end, etc.	Damage to pipe/umbilical being laid or other pipes/umbilical already installed
		Damage during trenching, gravel dumping, installation of protection cover, etc	Impact damage
		Damage during crossing construction	
2	Installation of risers, modules, etc. (i.e. heavy lifts)	Dropped objects	Impact damage
		Dragged anchor chain	Pull-over and abrasion damage
3	Anchor handling (Rig and lay vessel operations)	Dropped anchor, breakage of anchor chain, etc.	Impact damage
		Dragged anchor	Hooking (and impact) damage
		Dragged anchor chain	Pull-over and abrasion damage
4	Lifting activities (Rig or Platform operations)	Drop of objects into the sea	Impact damage
5	Subsea operations (simultaneous operations)	ROV impact	Impact damage
		Maneuvering failure during equipment installation/removal	Impact damage
			Pull-over and abrasion damage
6	Trawling activities	Trawl board impact, pull over or hooking	Impact damage and pull-over damage

NO	OPERATION/ ACTIVITY	HAZARD	POSSIBLE CONSEQUENCE TO PIPELINE
7	Tanker, supply vessel and commercial ship traffic	Collision (either powered or drifting)	Impact damage
		Emergency anchoring	Impact and/or hooking damage
		Sunken ship (e.g. after collision with platform or other ships)	Impact damage

Bahaya-bahaya eksternal yang diperhitungkan dalam tugas akhir ini adalah jangkar jatuh mengenai pipa, jangkar menyeret pipa, dan kapal tenggelam menimpa pipa.

2.2.4 Analisis Frekuensi

Dalam menentukan frekuensi kejadian dapat dilakukan dengan dua macam cara menurut DNV-RP-F107 yaitu:

1. Melakukan perhitungan jika informasi data yang diperlukan tersedia.
2. Melakukan estimasi berdasarkan *engineering judgment* serta pengalaman operator yang berada di lapangan.

Perhitungan frekuensi jangkar dan kapal mengenai pipa didasarkan pada penggabungan peluang (*join probability*) dari beberapa peristiwa seperti peluang kapal menyimpang dari jalur pelayaran, peluang kapal memasuki Critical Anchor Damage Zone atau Critical Sinking Zone, peluang kapal menjatuhkan jangkar, peluang jangkar mengenai dan menyeret pipa, atau peluang kapal menimpa pipa.

DNV-RP-F107 juga menetapkan peringkat frekuensi berdasarkan kriteria-kriteria seperti yang ditunjukkan oleh **Tabel II-2** di bawah ini:

Tabel II-2 Peringkat Frekuensi Kejadian Setiap Tahun

PERINGKAT	DESKRIPSI	FREKUENSI TAHUNAN
1	Frekuensi sangat rendah sehingga kejadian dapat diabaikan.	$< 10^{-5}$
2	Kejadian diperkirakan jarang terjadi.	$10^{-4} > 10^{-5}$
3	Kejadian secara individu tidak diperkirakan terjadi, tapi ketika diringkaskan melebihi jumlah yang besar dari saluran pipa dipercayakan terjadi sekali dalam setahun.	$10^{-3} > 10^{-4}$
4	Kejadian secara individu mungkin diperkirakan terjadi selama usia saluran pipa.	$10^{-2} > 10^{-3}$

PERINGKAT	DESKRIPSI	FREKUENSI TAHUNAN
5	Kejadian secara individu mungkin diperkirakan terjadi lebih dari sekali selama usia saluran pipa.	$>10^{-2}$

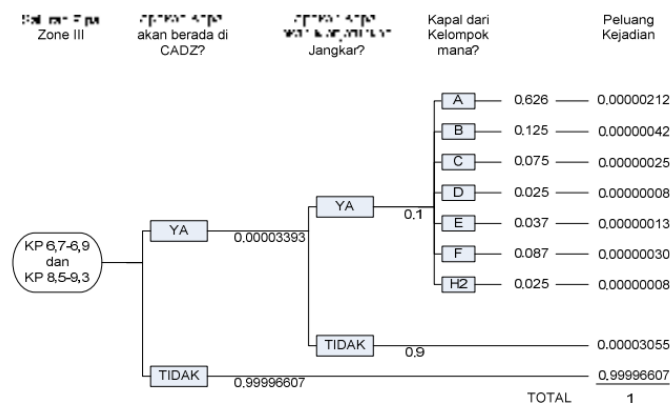
2.2.5 Event Tree Analysis

Event Tree Analysis merupakan metode analisis untuk merepresentasikan urutan kejadian yang saling eksklusif dari suatu peristiwa risiko awal sesuai alur keberhasilan atau kegagalan suatu sistem tersebut (Alijoyo, Wijaya, & Jacob). ETA dapat menunjukkan apakah peristiwa awal dapat berkembang menjadi suatu kegagalan yang serius.

Menurut Ericson (2005) tahapan dalam proses Event Tree Analysis adalah sebagai berikut:

1. Mendefinisikan sistem
2. Identifikasi bahaya kecelakaan
3. Identifikasi kejadian awal
4. Identifikasi *pivotal events*
5. Membuat diagram *event tree*
6. Menentukan probability kegagalan
7. Identifikasi hasil risiko
8. Evaluasi hasil risiko
9. Menggolongkan hasil risiko ke *risk matrix*
10. Menyarankan tindakan korektif
11. Dokumen *event tree analysis*

Diagram ETA terdiri dari *initiating event*, *pivotal event*, dan *output event* yang dapat dicontohkan seperti gambar **Gambar II-4**.



Gambar II-4 Contoh Diagram Event Tree Analysis (sumber: Artana, 2009)

2.2.6 Analisis Konsekuensi

Konsekuensi akibat kegagalan suatu sistem seringkali direpresentasikan melalui beberapa ukuran yaitu

1. Jumlah orang terdampak
2. Jumlah kerugian material
3. Luasan lingkungan terdampak
4. Durasi terhentinya sistem/ proses produksi
5. Reputasi di masyarakat

DNV RP-F107 telah mengklasifikasikan konsekuensi yang terjadi pada pipa bawah laut antar lain klasifikasi berdasarkan *Human Safety*, *Release to the Environment*, dan *Economic Loss*. Tingkat konsekuensi tiap klasifikasi menurut DNV-RP-F107 akan dijelaskan pada **Tabel II-3**, **Tabel II-4**, **Tabel II-5**.

Tabel II-3 Human Safety Consequences

CATEGORY	DESCRIPTION
1 (low)	No person(s) are injured.
2	(not used)
3 (medium)	Serious injury, one fatality (working accident)
4	(not used)
5 (high)	More than one fatality (gas cloud ignition)

Tabel II-4 Release to the Environment Consequences

CATEGORY	DESCRIPTION	AMOUNT OF RELEASE
1 (low)	Non, small or insignificant on the environment. Either due to no release of internal medium or only insignificant release.	~ 0
2	Minor release of polluting media. The released media will decompose or be neutralised rapidly by air or seawater.	<1000 tonnes
3 (medium)	Moderate release of polluting medium. The released media will use some time to decompose or neutralise by air or seawater, or can easily be removed.	<10000 tonnes
4	Large release of polluting medium which can be removed, or will after some time decompose or be neutralised by air or seawater.	<100000 tonnes
5 (high)	Large release of high polluting medium which can not be removed and will use long time to decompose or be neutralised by air or seawater.	> 100000 tonnes

Tabel II-5 Economic Loss Consequences

CATEGORY	DESCRIPTION	PRODUCTION DELAY/ DOWNTIME
1 (low)	Insignificant effect on operation, small or insignificant cost of repair	0 days
2	Repair can be deferred until scheduled shutdown, some repair costs will occur.	<1 month
3 (medium)	Failure causes extended unscheduled loss of facility or system and significant repair costs. Rectification requires unscheduled underwater operation with pre qualified repair system before further production.	1-3 months
4	Failure causes indefinite shutdown and significant facility or system failure costs. Rectification requires unscheduled underwater operation without pre-qualified repair system before further production. Or Failures resulting in shorter periods of shut down of major parts of (or all of) the hydrocarbon production for the field.	3-12 months
5 (high)	Total loss of pipeline and possible also loss of other structural parts of the platform. Large cost of repair including long time of shut down of production. Or Failures resulting in shut down of the total hydrocarbon production for a longer period.	1-3 years

Pada tugas akhir ini ukuran konsekuensi yang digunakan yaitu kerusakan pada pipa berdasarkan *denting per diameter ratio* menurut DNV-RP-F107, sehingga peringkat konsekuensi yang akan digunakan ditampilkan seperti tabel **Tabel II-6.**

Tabel II-6 Peringkat Konsekuensi menurut DNV-RP-F107

Ranking	Dent/ Diameter (%)	Damage description	Conditional Probability					
			D1	D2	D3	R0	R1	R2
1	< 5	Minor damage	1	0	0	1	0	0
2	5 – 10	Minor damage Leakage anticipated	0.1	0.8	0.1	0.9	0.1	0
3	10 – 15	Major damage	0	0.75	0.25	0.75	0.2	0.05

Ranking	Dent/ Diameter (%)	Damage description	Conditional Probability					
			D1	D2	D3	R0	R1	R2
		Leakage and rupture anticipated						
4	15 – 20	Major damage Leakage and rupture anticipated	0	0.25	0.75	0.25	0.5	0.25
5	> 20	Rupture	0	0.1	0.9	0.1	0.2	0.7

Kerusakan material pada saluran pipa dikelompokkan sebagai berikut :

- *Minor damage* (D1) : Kerusakan yang tidak membutuhkan perbaikan dan tidak menimbulkan pelepasan hidrokarbon.
- *Moderate damage* (D2) : Kerusakan yang membutuhkan perbaikan tetapi tidak menimbulkan pelepasan hidrokarbon.
- *Major damage* (D3) : Kerusakan yang menimbulkan pelepasan hidrokarbon atau air, dll.

Dalam kasus kerusakan yang menyebabkan pelepasan hidrokarbon (D3), klasifikasi pelepasan hidrokarbonnya dapat dikelompokkan menjadi:

- *No release* (R0) : Tidak ada pelepasan gas hidrokarbon.
- *Small release* (R1) : Pelepasan dari lubang yang kecil hingga menengah pada dinding pipa.
- *Major release* (R2) : Pelepasan gas dari saluran pipa yang pecah. *Full rupture* akan menyebabkan pelepasan total dari volume gas pada saluran pipa dan akan berlanjut hingga saluran pipa diisolasi.

2.2.6.1 Kapasitas Energi yang Mampu Ditahan Pipa

Besarnya energi yang mampu ditahan oleh pipa dapat dihitung menggunakan rumus dalam DNV-RP-F107 seperti pada persamaan (1) dengan skenario tiap dent/ diameter (%) yaitu sebesar 5%, 10%, 15%, dan 20%.

$$E = 16 \cdot \left(\frac{2\pi}{9}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot m_p \cdot \left(\frac{D}{t}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot D \cdot \left(\frac{\delta}{D}\right)^{\frac{3}{2}} \quad (1)$$

dimana:

E = energi yang mampu ditahan oleh pipa

m_p = kapasitas momen plastis dari dinding pipa

δ = deformasi pipa, kedalaman dent

t = tebal dinding pipa

D = diameter luar pipa

Kapasitas momen plastis pipa dari dinding pipa dihitung menggunakan persamaan (2)

$$m_p = \frac{1}{4} \cdot \sigma_y \cdot t^2 \quad (2)$$

di mana σ_y adalah tegangan yield pipa.

Energi kinetik yang dapat diredam oleh lapisan pelindung pipa (*concrete*) yang merupakan fungsi dari volume benda dan *crushing strength* diberikan pada persamaan (3).

$$E_k = Y \cdot b \cdot \frac{4}{3} \cdot \sqrt{D \cdot x_o^3} \quad (3)$$

di mana:

Y = Tekanan lapisan pipa (N/m^2), sebesar 3-5 kali *Cube Strength* untuk berat jenis lapisan normal, atau 5-7 kali *Cube Strength* untuk berat jenis lapisan ringan. *Cube Strength* sebesar 35 sampai 45 Mpa

b = lebar dari luasan benda yang menubruk lapisan pipa

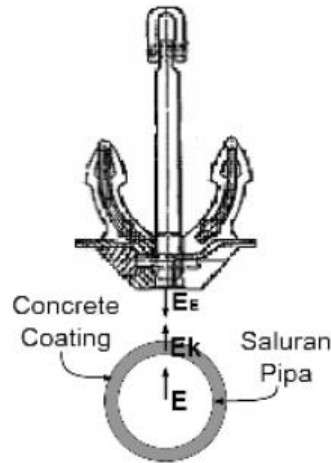
D = diameter pipa

x_o = tebal lapisan pelindung pipa

Nilai E_k ini akan ditambahkan pada masing-masing batas energi yang mampu diterima pipa pada masing-masing peringkat konsekuensi.

2.2.6.2 Energi Jangkar Menimpa Pipa

Ilustrasi energi pada pipa saat kejatuhan jangkar ditampilkan pada **Gambar II-5**. E merupakan energi yang mampu diterima oleh pipa, E_k merupakan energi kinetik yang dapat diredam oleh lapisan *concrete* pipa, dan E_e merupakan energi kinetik efektif jangkar saat membentur lapisan saluran pipa.



Gambar II-5 Pipa Kejatuhan Jangkar (sumber: Penilaian Risiko Pipa Gas Bawah Laut, 2013)

Langkah awal dalam menghitung energi kinetik efektif jangkar yaitu dengan menghitung kecepatan jatuhnya jangkar yang ditampilkan pada persamaan (4).

$$((m \cdot V) \cdot \rho_{water}) \cdot g = \frac{1}{2} \cdot \rho_{water} \cdot C_D \cdot A \cdot V_T^2 \quad (4)$$

di mana:

m = berat jangkar (kg)

g = kecepatan gravitasi (9.81 m/s^2)

V = volume jangkar (m^3)

ρ_{water} = berat jenis air laut (1025 kg/m^3)

C_D = koefisien drag jangkar

A = proyeksi luas jangkar (m^2)

V_T = kecepatan jatuh jangkar (m/s)

Koefisien drag (C_D) diberikan oleh DNV-RP-F107 seperti pada **Tabel II-7**.

Tabel II-7 Koefisien Drag

Description	C_d	C_a
Slender shape	0.7 – 1.5	0.1 – 1.0
Box shape	1.2 – 1.3	0.6 – 1.5
Misc shape (spherical to complex)	0.6 – 2.0	1.0 – 2.0

Kombinasi persamaan (4) dan persamaan energi kinetik objek pada kecepatan terminal seperti yang ditampilkan pada persamaan (5) akan menghasilkan persamaan (6) untuk mencari energi terminal.

$$E_T = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V_T^2 \quad (5)$$

$$E_T = \frac{m \cdot g}{C_D \cdot A} \left(\frac{m}{\rho_{water}} - V \right) \quad (6)$$

Sehingga energi kinetik efektif dari jangkar dapat dihitung menggunakan persamaan (7).

$$E_E = E_T + E_A = \frac{1}{2} (m + m_a) \cdot V_T^2 \quad (7)$$

m_a = added mass

$$= \rho_{water} \cdot C_a \cdot V$$

C_a = koefisien drag berat tambahan

2.2.6.3 Energi Jangkar Menyeret Pipa

Perhitungan energi jangkar menyeret pipa mengacu pada DNV-RP-F111 *Interference Between Trawl Gear and Pipelines*. Energi yang dihasilkan oleh jangkar disebabkan oleh *impact load*, *pull over load*, dan *hooking load*.

a. Impact Load

Energi yang diserap karena massa baja yang membentur:

$$E_s = R_{fs} \cdot \frac{1}{2} \cdot m_t \cdot (C_h \cdot v)^2 \quad (8)$$

di mana:

R_{fs} = faktor reduksi untuk energi impak yang terkait dengan massa baja tergantung pada diameter pipa luar

m_t = massa jangkar

C_h = faktor koreksi tinggi span untuk kecepatan pull-over yang efektif

v = kecepatan kapal bergerak

Gaya tumbukan yang disebabkan massa hidrodinamik:

$$F_b = C_h \cdot v \cdot \sqrt{m_a \cdot k_b} \quad (9)$$

k_b adalah kekakuan jangkar dan m_a adalah massa tambah hidrodinamis dari jangkar

$$m_a = 2,14 \cdot m_t \quad (10)$$

Sehingga energi yang diserap karena massa hidrodinamis:

$$E_a = \frac{1}{2} \cdot m_a \cdot (C_h \cdot v)^2 \quad (11)$$

b. *Pull Over Load*

Dimensionless height:

$$\bar{H} = \frac{H_{sp} + \frac{OD}{2} + 0,2}{B} \quad (12)$$

di mana:

H_{sp} = tinggi span/ jarak antara pipa dengan dasar laut

OD = diameter terluar pipa termasuk *coating*

B = *anchor breadth*

Koefisien gaya empiris:

$$C_F = 8,0 \cdot (-e^{-0,8H}) \quad (13)$$

Kekakuan warp line:

$$k_w = \frac{3,5 \cdot 10^7}{L_w} \quad (14)$$

dengan L_w adalah panjang warp line dalam meter, biasanya 2,5 sampai 3,5 kali kedalaman laut.

Gaya pull-over maksimum:

$$F_p = C_F \cdot v \cdot (m_t \cdot k_w)^{\frac{1}{2}} \quad (15)$$

The corresponding maximum downward acting force:

$$F_z = F_p \cdot (0,2 + 0,8 \cdot e^{-2,5 \cdot \bar{H}}) \quad (16)$$

Pull-over load duration:

$$T_p = C_T \cdot C_F \cdot (m_t/k_w)^{1/2} + \delta_p/v \quad (17)$$

di mana:

C_T = *koefisien pull over load duration* bernilai 2

δ_p = defleksi global pipa

Energi pull-over:

$$E = F_z \cdot s \quad (18)$$

s jarak ancang-ancang jangkar sebelum menubruk pipa, didapatkan dari perkalian kecepatan kapal bergerak dan durasi *pull over load*.

c. *Hooking Load*

Maximum lifting height:

$$H_l = 0,7B - 0,3OD \quad (19)$$

Energi hooking:

$$E = (m_a \cdot g \cdot H_l) + (0,5 \cdot m_a \cdot v^2) \quad (20)$$

sehingga total energi yang dihasilkan oleh jangkar yaitu:

$$E_{jangkar} = E_{impact} + E_{pull-over} + E_{hooking} \quad (21)$$

Selain itu, dihitung juga energi yang dihasilkan oleh mesin kapal dan rantai jangkar. Energi yang dihasilkan oleh mesin kapal disebabkan oleh gaya dorong kapal dengan langkah-langkah perhitungan sebagai berikut. Kecepatan dinas, koefisien blok, midship, prismatic dan *power engine* kapal perlu diketahui.

Thrust deduction factor:

$$t = 0,5C_p - 0,12 \quad (22)$$

Wake friction:

$$w = 0,5C_b - 0,05 \quad (23)$$

Koefisien propulsi (PC):

$$PC = \eta_H \cdot \eta_{rr} \cdot \eta_P \quad (24)$$

η_H = hull efficiency, rasio antara daya efektif (PE) dan daya dorong (PT)

$$\eta_H = (1 - t)/(1 - w) \quad (25)$$

η_{rr} = relative rotatife efficiency, nilainya antara 1,02-1,05

η_P = propulsive efficiency, nilainya antara 40%-70%

Break horse service continuous rating:

$$BHP_{scr} = BHP_{mcr} \cdot 0,85 \quad (26)$$

Shaft horse power:

$$SHP = BHP_{scr} \cdot 0,98 \quad (27)$$

Delivered horse power:

$$DHP = SHP \cdot 0,98 \quad (28)$$

Effective horse power:

$$EHP = DHP \cdot PC \quad (29)$$

Resistance:

$$R = EHP/V_s \quad (30)$$

Gaya dorong (*thrust*):

$$T = \frac{R}{1 - t} \quad (31)$$

Energi dari mesin kapal:

$$E = T \cdot s \quad (32)$$

Berikut adalah tahapan perhitungan energi yang dihasilkan oleh rantai jangkar:

Gaya dari rantai jangkar:

$$T = \frac{T_v}{\sin\theta} \quad (33)$$

T_v = berat jangkar

$$T_v = \text{massa jangkar} \cdot \text{panjang jangkar} \cdot \text{gravitasi} \quad (34)$$

Energi dari rantai jangkar:

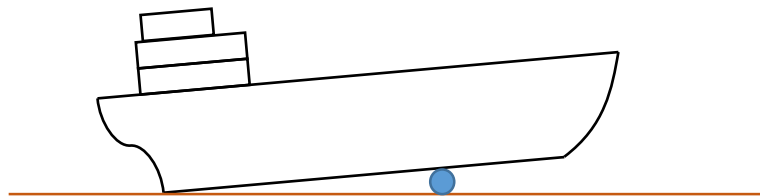
$$E = T \cdot s \quad (35)$$

Sehingga total energi yang bekerja terhadap pipa ditampilkan seperti persamaan (8).

$$E_{total} = E_{jangkar} + E_{mesin kapal} + E_{rantai jangkar} \quad (36)$$

2.2.6.4 Energi Kapal Menimpa Pipa

Beban akibat tenggelamnya kapal terhadap pipa adalah sebuah quasi-static load yang hanya diakibatkan oleh berat dari kapal itu sendiri. Skema tenggelamnya kapal dan menimpa pipa ditunjukkan seperti pada gambar **Gambar II-6**. Pendekatan dalam menghitung energi kapal yang menimpa pipa sama dengan menghitung energi jangkar yang menimpa pipa. Perhitungan energi ini juga mengacu pada DNV-RP-F107.



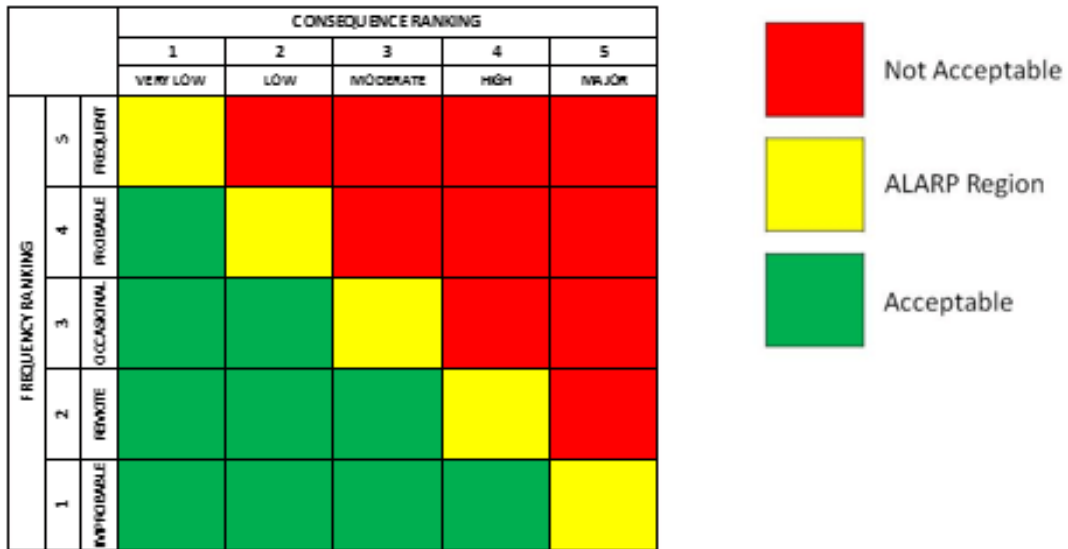
Gambar II-6 Skema Kapal Tenggelam Menimpa Pipa

2.2.7 Matriks Risiko

Setelah memperoleh hasil dari analisis frekuensi dan konsekuensi maka selanjutnya adalah menggabungkan hasil analisis tersebut dalam bentuk representasi risiko, dalam hal ini menggunakan matriks risiko. Matriks risiko

mengkombinasikan peringkat yang dihasilkan oleh frekuensi dan konsekuensi untuk memberikan level risiko sehingga diketahui tingkat risiko yang terjadi.

Tingkat risiko menurut DNV-RP-F107 dikelompokkan menjadi 3 daerah yaitu daerah dapat diterima, daerah *ALARP* (as low as reasonably practicable), dan daerah tidak dapat diterima, seperti yang ditampilkan pada **Gambar II-75**.



Gambar II-7 Matriks Risiko (sumber: DNV-RP-F107, 2010)

2.2.8 Mekanisme Kapal Bersandar di Dermaga

Dermaga yang ditinjau dalam Tugas Akhir ini merupakan Terminal Untuk Kepentingan Sendiri (TUKS) yaitu berdasarkan Peraturan Menteri Perhubungan Republik Indonesia No 20 Tahun 2017 diartikan sebagai terminal yang terletak di dalam daerah lingkungan kerja dan daerah lingkungan kepentingan pelabuhan yang merupakan bagian dari pelabuhan untuk melayani kepentingan sendiri sesuai dengan usaha pokoknya.

Berikut adalah mekanisme kapal bersandar di dermaga secara umum (eMaritim, 2020) dan ilustrasinya ditampilkan pada **Gambar II-8**:

1. Kapal berada di area labuh dan Syahbandar memeriksa kelengkapan dokumen untuk menentukan apakah kapal tersebut layak laut dan telah memenuhi ketentuan keselamatan pelayaran.
2. Bila kondisi sudah memungkinkan maka kapal segera masuk ke dermaga dengan keadaan mesin kapal mati.
3. Kapal bergerak menggunakan *tugboat* yang disesuaikan dengan kapasitas kapal.
4. Posisi diambil alih kapal kecil ketika mendekati dermaga untuk membantu menambatkan di dermaga.

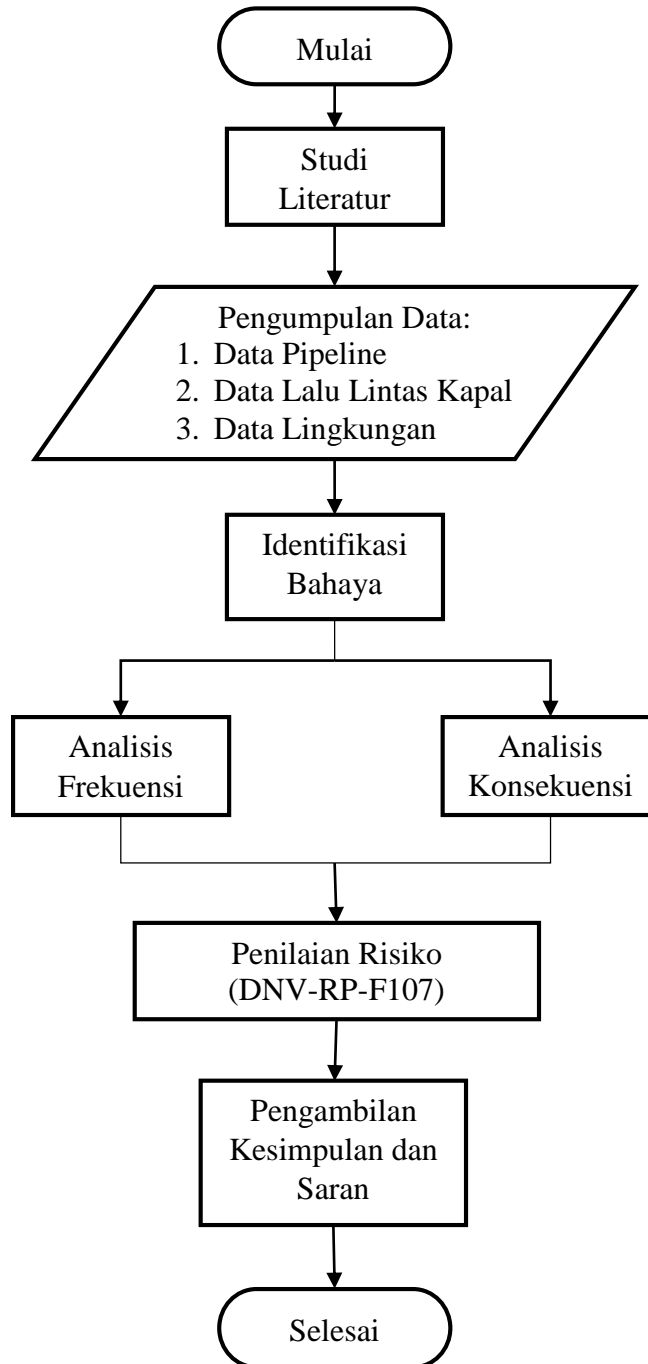
Kecepatan bergerak kapal saat memasuki area dermaga adalah 0,15 m/s atau sekitar 0,3 knot, seperti yang juga tertuang pada Buku Penilaian Risiko Pipa Gas Bawah Laut.



Gambar II-8 Ilustrasi Kapal Bersandar di Dermaga (sumber: IPC, 2020)

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir



Gambar III-1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir

3.2 Prosedur Penelitian

Tahapan-tahapan pengerjaan tugas akhir ini dapat dilihat pada diagram alir **gambar III-1** dengan penjelasan sebagai berikut:

1. Studi Literatur

Langkah pertama dalam menyelesaikan studi kasus dalam tugas akhir ini adalah melakukan studi literatur. Literatur yang dikaji berasal dari berbagai sumber seperti tugas akhir, jurnal, buku, *codes*, dan referensi lainnya yang berkaitan dengan topik. Pengerjaan tugas akhir ini mengacu pada *Codes DNV-RP-F107 Risk Assessment of Pipeline Protection*.

2. Pengumpulan Data

Pada tahap ini penulis mengumpulkan data-data yang diperlukan dalam pengerjaan tugas akhir yaitu data pipa, data lalu lintas kapal, dan data lingkungan. Pipa bawah laut yang ditinjau adalah pipa gas 14” milik PT X. Data lalu lintas kapal yang diperlukan yaitu saat kondisi operasional dermaga milik PT Y. Serta data lingkungan seperti data batimetri yang digunakan yaitu di sekitar dermaga tersebut.

3. Identifikasi Bahaya

Pada tahap ini penulis melakukan identifikasi bahaya untuk memperoleh daftar bahaya-bahaya yang paling berpotensi menyebabkan kegagalan pada pipa gas bawah laut. Bahaya-bahaya pada pipa bawah laut yang akan dianalisis dalam tugas akhir ini yaitu kejatuhan jangkar, terseret jangkar, dan tertimpa kapal.

4. Analisis Frekuensi

Pada tahap ini penulis melakukan analisis frekuensi jangkar jatuh yang mengenai maupun menyeret pipa dan frekuensi kapal tenggelam yang menimpa pipa dengan melakukan perhitungan berdasarkan skenario dan asumsi berdasarkan *engineering judgement* dan yang umum digunakan pada kajian terkait. Analisis Konsekuensi

Pada tahap ini penulis melakukan analisis konsekuensi yang mengacu pada *Codes DNV-RP-F107* untuk menentukan batasan energi yang dapat diterima pipa. Selanjutnya, menghitung energi yang disebabkan oleh jangkar dan kapal terhadap pipa.

6. Penilaian Risiko

Pada tahap ini hasil analisis frekuensi dan analisis konsekuensi ditentukan letaknya pada matriks risiko sehingga dapat diketahui tingkat risiko terhadap pipa

akibat kejatuhan jangkar, terseret jangkar, dan tertimpa kapal berada pada daerah yang dapat diterima, daerah *ALARP*, atau daerah yang tidak dapat diterima.

7. Kesimpulan dan Saran

Pada tahap terakhir ini penulis membuat kesimpulan dari keseluruhan proses analisis serta memberikan jawaban dari perumusan masalah dalam tugas akhir ini. Selanjutnya penulis melakukan pemberian saran untuk penelitian selanjutnya yang serupa.

(halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

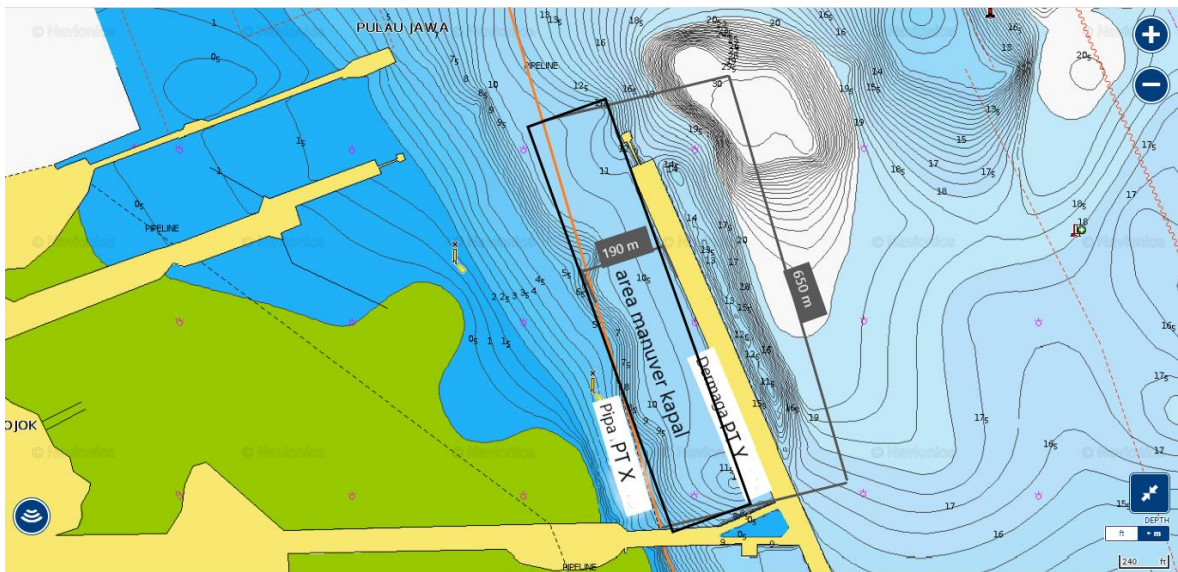
4.1 Pengumpulan Data

Data yang dibutuhkan untuk melakukan penilaian risiko, baik dalam menganalisis frekuensi kejadian maupun konsekuensinya antara lain data pipa, data lokasi yang menjadi objek studi, dan data jumlah kapal yang beroperasi.

4.1.1 Lokasi Objek Penelitian

Lokasi objek penelitian berada di sekitar dermaga PT Y dengan lebar area yang ditinjau 190 meter dan segmen pipa yang diteliti sepanjang 650 meter. Berdasarkan data batimetri, kedalaman laut pada lokasi objek studi yaitu 7,5 meter.

Gambar IV-1 menjelaskan lokasi objek studi dan menunjukkan area olah gerak kapal.



Gambar IV-1 Lokasi Objek Studi (sumber: Navionics, 2020)

4.1.2 Data Pipa

Properti pipa bawah laut milik PT X yang mengalirkan gas dari *Central Processing Platform* (CPP) menuju *Offshore Receiving Facility* (ORF) ditampilkan pada **Tabel IV-1**.

Tabel IV-1 Data Desain Pipa

Parameter	Value	Unit
Pipeline Diameter	14	inch

Parameter	Value	Unit
Nominal Pipe Wall Thickness	0.5	inch
Concrete Coating Thickness	1.5	inch
Length	64	km
Pipeline Material	API 51 X46	-
SMYS	46000	psi
SMTS	63000	psi
Design Pressure	960	psig
Design Temperature	200	°F
Content Density	65.99	kg/m ³

4.1.3 Data Kapal dan Jangkar

Dari data lalu lintas kapal yang beroperasi di dermaga PT Y, kapal yang dipertimbangkan dalam penilaian risiko ini adalah kapal dengan kapasitas besar yaitu Bulk Carrier dan Coal Barge karena diperkirakan akan memberikan risiko yang lebih besar. Jangkar diasumsikan sebagai *stockless anchor* dan data jangkar didapatkan dari panduan BKI 2009 Volume 2 Section 18 dan *Hall Anchor Manual*. Data kapal dan jangkar yang digunakan dalam penilaian risiko ditampilkan pada **Tabel IV-2**.

Tabel IV-2 Data Kapal dan Jangkar

No	Parameter	Unit	Value
1	The number of ship visits a year		
	Bulk Carrier	Ship visit	438
	Tugboat (2 boats are operated for a vessel)	Ship visit	876
	Coal Barge	Ship visit	416
	Tugboat (towing coal barge)	Ship visit	416
2	Maximum Vessel Capacity		
	Bulk Carrier	DWT	30000
	Coal Barge	DWT	10000
3	Maximum Vessel Length		
	Bulk Carrier	m	170,8
	Coal Barge	m	100
4	Maximum Vessel Breadth		
	Bulk Carrier	m	27,6
	Coal Barge	m	20

No	Parameter	Unit	Value
5	Maximum Anchor Weight		
	Bulk Carrier	kg	6450
	Coal Barge	kg	3540
6	Maximum Anchor Width		
	Bulk Carrier	m	2
	Coal Barge	m	1,6
7	Maximum Anchor Breadth		
	Bulk Carrier	m	0,9
	Coal Barge	m	0,6
8	Anchor Density	kg/m ³	7850

4.2 Analisis Frekuensi

Analisis frekuensi dilakukan dengan menggunakan metode *Event Tree Analysis* karena frekuensi kejadian pipa terkena jangkar, terseret jangkar, atau tertimpa kapal merupakan rangkaian kejadian yang diawali dengan kapal mengalami kondisi darurat, lalu kapal bergerak ke area kritis, kemudian kapal menjatuhkan jangkarnya atau tenggelam di area kritis pipa, sehingga berujung pada terjadinya kegagalan yang telah disebutkan. Agar perkiraan frekuensi kejadian lebih akurat maka diberikan variasi pada kecepatan kapal yang melintas yaitu sebesar 0,25; 0,5; dan 0,75 knot yang didasarkan pada kecepatan maksimum kapal di area dermaga dan variasi peluang kapal menjatuhkan jangkar, peluang kapal menjatuhkan jangkar dan menyeretnya, atau peluang kapal tenggelam. Selanjutnya, hasil frekuensi kejadian dimasukkan ke dalam peringkat frekuensi kejadian tahunan berdasarkan DNV-RP-F107.

4.2.1 Frekuensi Pipa Kejatuhan Jangkar

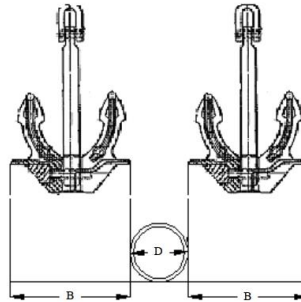
Frekuensi pipa kejatuhan jangkar merupakan gabungan dari beberapa peluang berdasarkan beberapa peristiwa, yaitu:

a. Peluang kapal mengalami kondisi darurat

Peristiwa jangkar jatuh mengenai pipa diawali oleh kapal yang beroperasi di lokasi objek studi mengalami kondisi darurat, sehingga kapal akan bergerak menuju daerah kritis, dalam kasus ini yaitu area sekitar pipa. Peluang kapal mengalami kondisi darurat diasumsikan sebesar 5%. Peluang ini berdasarkan Buku Penilaian Risiko Pipa Gas Bawah Laut (Artana, Dinariyana, Ariana, & Sambodho, 2013).

b. Peluang kapal berada di CADZ

CADZ yaitu akronim dari Critical Anchor Damage Zone merupakan zona kritis untuk penurunan jangkar kapal. Ukuran CADZ yaitu sebesar 2 kali lebar jangkar kapal ditambah diameter pipa dan ketebalan lapisan pelindung pipa. Ilustrasi CADZ ditampilkan pada **Gambar IV-2**. Peluang kapal berada di CADZ didapatkan dari rasio antara lebar CADZ dan lebar alur pelayaran (lebar lokasi objek studi), lalu rasio tersebut dikali dengan peluang kapal mengalami kondisi darurat.



Gambar IV-2 Ilustrasi Critical Anchor Damage Zone (sumber: Pratiwi, et al., 2019)

c. Frekuensi tahunan kapal berada di CADZ

Frekuensi ini didapatkan dari total waktu kapal berada di CADZ setahun yaitu hasil perkalian antara total waktu kapal bergerak pada daerah alur pipa setahun dan peluang kapal berada di CADZ, dibagi dengan waktu dalam satuan detik setahun.

d. Peluang kapal menjatuhkan jangkar

Peluang kapal menjatuhkan jangkar ketika mengalami kondisi darurat dan berada di CADZ diasumsikan menjadi 1%, 5%, dan 10%. Variasi peluang ini mengacu dari Jurnal Penilaian Resiko Pipa Gas Bawah Laut Ujung-Pangkah Gresik dengan Standard DNV RP F107 (Artana, 2009).

Berikut ini merupakan langkah-langkah perhitungan frekuensi pipa kejatuhan jangkar untuk variasi kecepatan kapal 0,25 knot dan peluang kapal menjatuhkan jangkar 10%.

1. Menentukan waktu kapal bergerak pada daerah alur pipa

Waktu kapal bergerak pada daerah alur pipa didapat dari pembagian panjang segmen pipa dengan kecepatan kapal, sehingga dihasilkan 5053,99 detik.

2. Menentukan total waktu kapal bergerak pada daerah alur pipa setahun

Waktu kapal bergerak pada daerah alur pipa dikali jumlah lalu lintas kapal dalam setahun akan menghasilkan total waktu kapal bergerak pada daerah alur pipa setahun yaitu sebesar 21691749,46 detik.

3. Menentukan lebar CADZ

Perhitungan lebar CADZ ditampilkan pada persamaan berikut:

$$CADZ = diameter\ pipa + (2 \times lebar\ jangkar) + (2 \times tebal\ lapisan\ concrete)$$

$$CADZ = 0,3556\ m + (2 \times 2\ m) + (2 \times 0,0381\ m)$$

$$CADZ = 4,43\ meter$$

4. Menentukan peluang kapal berada di CADZ

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, maka peluang kapal berada di CADZ adalah 0,001166263.

5. Menentukan total waktu kapal berada di CADZ setahun

Total waktu kapal berada di CADZ setahun dihitung dari perkalian total waktu kapal bergerak pada daerah alur pipa setahun dengan peluang kapal berada di CADZ yang menghasilkan 25298,28 detik.

6. Menentukan frekuensi tahunan kapal berada di CADZ

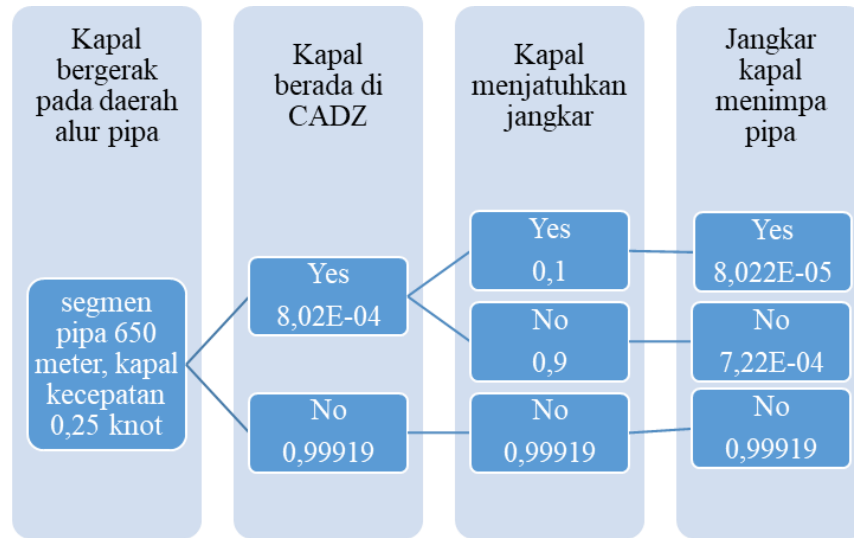
Total waktu kapal berada di CADZ setahun dibagi dengan waktu satu tahun dalam satuan detik akan menghasilkan frekuensi tahunan kapal berada di CADZ yaitu 0,000802203.

7. Menentukan frekuensi tahunan pipa kejatuhan jangkar

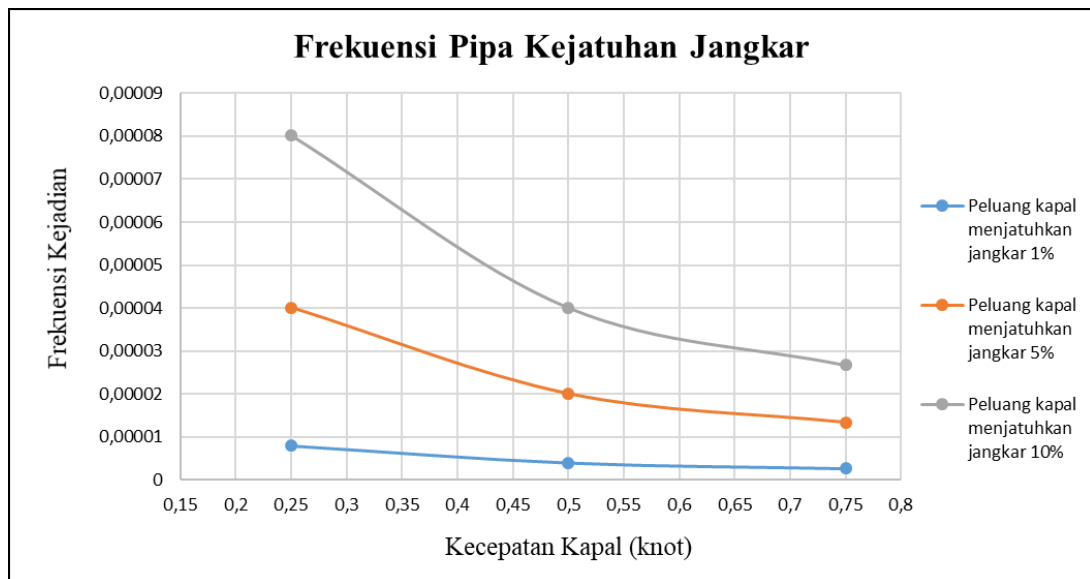
Frekuensi tahunan pipa kejatuhan jangkar didapatkan dari frekuensi tahunan kapal berada di CADZ dikali dengan peluang kapal menjatuhkan jangkar, dalam contoh ini sebesar 10%. Frekuensi tahunan pipa kejatuhan jangkar pada variasi kecepatan kapal 0,25 knot dan variasi peluang kapal menjatuhkan jangkar 10% yaitu sebesar 8,022E-05 yang berada pada peringkat II berdasarkan DNV-RP-F107.

Perhitungan frekuensi untuk variasi kecepatan kapal dan variasi peluang kapal menjatuhkan jangkar yang lain ditampilkan lebih rinci pada **LAMPIRAN A. Event Tree Analysis** pipa kejatuhan jangkar untuk variasi kecepatan kapal 0,25 knot dan peluang kapal menjatuhkan jangkar 10% ditampilkan pada **Gambar IV-3. Diagram Event Tree Analysis** pada variasi kecepatan dan peluang kapal

menjatuhkan jangkar lainnya ditampilkan dalam **LAMPIRAN B. Gambar IV-4** menunjukkan pengaruh kecepatan kapal terhadap frekuensi pipa kejatuhan jangkar.



Gambar IV-3 Diagram Event Tree Analysis Pipa Kejatuhan Jangkar variasi Kecepatan Kapal 0,25 knot dan Peluang Kapal Menjatuhkan Jangkar 10%

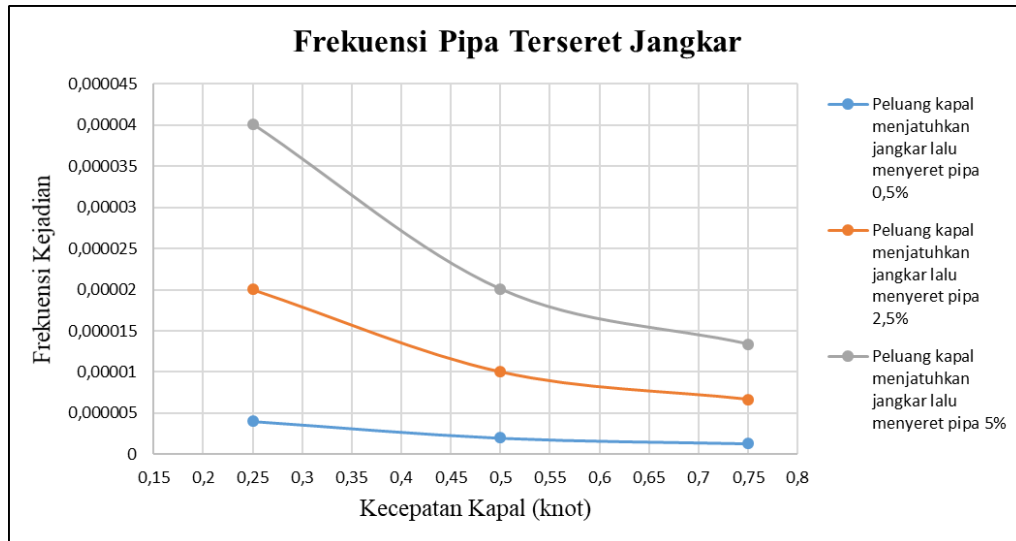


Gambar IV-4 Grafik Pengaruh Kecepatan Kapal terhadap Frekuensi Pipa Kejatuhan Jangkar

4.2.2 Frekuensi Pipa Terseret Jangkar

Pada dasarnya analisis frekuensi pipa terseret jangkar sama dengan analisis frekuensi pipa kejatuhan jangkar, yang menjadi pembeda adalah peluang kapal menjatuhkan jangkar lalu menyeret pipa. Variasi peluang yang diberikan yaitu 0,5%; 2,5%; dan 5% atau setengah dari peluang kapal menjatuhkan jangkar dengan pertimbangan tidak semua jangkar yang menimpa pipa akan menyeretnya. Perhitungan lengkap frekuensi pipa terseret jangkar dapat dilihat pada

LAMPIRAN C. Diagram *Event Tree Analysis* pipa terseret jangkar ditampilkan pada **LAMPIRAN D.** Grafik pengaruh kecepatan kapal terhadap frekuensi pipa terseret jangkar ditampilkan oleh **Gambar IV-5.**



Gambar IV-5 Grafik Pengaruh Kecepatan Kapal terhadap Frekuensi Pipa Terseret Jangkar

4.2.3 Frekuensi Pipa Tertimpa Kapal

Frekuensi pipa tertimpa kapal didapatkan dari beberapa penggabungan peluang berikut:

- a. Peluang kapal mengalami kondisi darurat

Asumsi peluang kapal mengalami kondisi darurat sama seperti moda kegagalan kejatuhan jangkar dan tertimpa kapal yaitu 5%. Peluang ini berdasarkan Buku Penilaian Risiko Pipa Gas Bawah Laut (Artana, Dinariyana, Ariana, & Sambodho, 2013).

- b. Peluang kapal berada di CSZ

Critical Sinking Zone diasumsikan sebesar dua kali panjang kapal yang artinya kapal tenggelam lalu menyentuh dasar laut berada di satu bagian panjang kapal sesudah jalur pipa maupun sebelumnya.

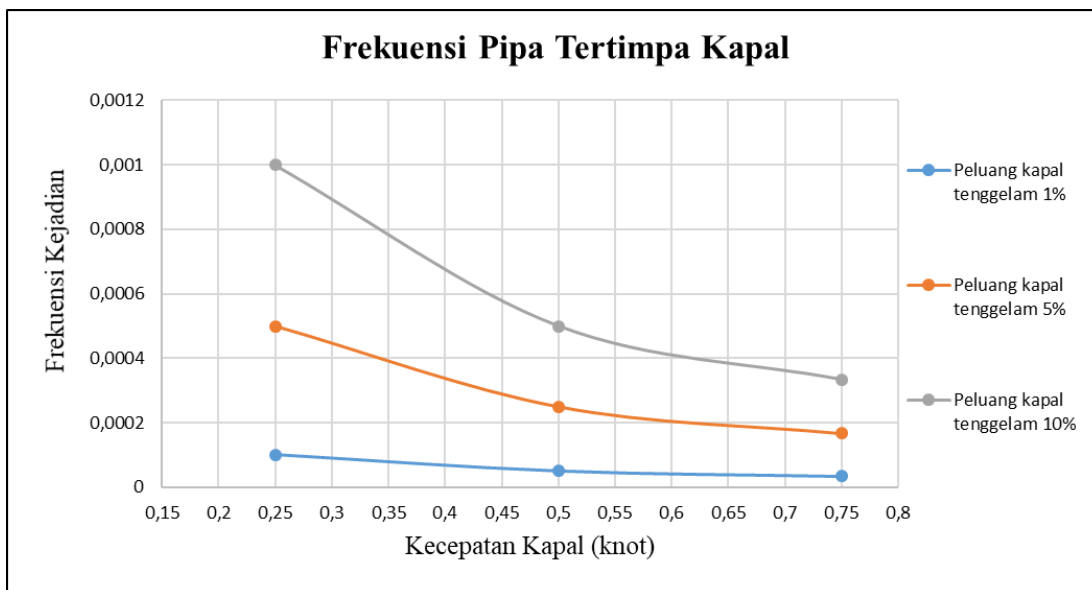
- c. Frekuensi tahunan kapal berada di CSZ

Total waktu kapal bergerak pada daerah alur pipa setahun dikali peluang kapal berada di CSZ, lalu hasilnya dibagi dengan waktu dalam satuan detik setahun dilakukan untuk mendapatkan frekuensi tahunan kapal berada di CSZ.

- d. Peluang kapal tenggelam

Asumsi peluang kapal tenggelam yaitu 1%, 5%, dan 10%. Variasi peluang ini mengacu dari Jurnal Penilaian Resiko Pipa Gas Bawah Laut Ujung-Pangkah Gresik dengan Standard DNV RP F107 (Artana, 2009).

Hasil perhitungan frekuensi pipa tertimpa kapal pada masing-masing variasi kecepatan kapal ditampilkan pada **LAMPIRAN E**. Diagram *Event Tree Analysis* pipa tertimpa kapal ditampilkan dalam **LAMPIRAN F**. Di bawah ini merupakan grafik pengaruh kecepatan kapal terhadap frekuensi pipa tertimpa kapal:



Gambar IV-6 Grafik Pengaruh Kecepatan Kapal terhadap Frekuensi Pipa Tertimpa Kapal

Rangkuman hasil analisis frekuensi ditampilkan pada **LAMPIRAN G**.

4.3 Analisis Konsekuensi

Ukuran konsekuensi yang digunakan pada penilaian risiko dalam penelitian ini adalah kerusakan pada pipa itu sendiri yang direpresentasikan dengan rasio *denting/diameter* pipa. Pengukuran konsekuensi ini mengacu pada DNV-RP-F107.

4.3.1 Kapasitas Energi yang Mampu Ditahan Pipa

Besarnya energi yang mampu ditahan oleh pipa dalam setiap skenario tingkat penyok pipa dihitung menggunakan persamaan 1 seperti yang telah dijelaskan dalam BAB II. Pada tingkat dent/diameter sebesar 5%, perhitungan energi yang mampu ditahan pipa adalah sebagai berikut:

$$m_p = \frac{1}{4} \cdot \sigma_y \cdot t^2$$

$$m_p = \frac{1}{4} \cdot 317158835,5 \text{ N/m}^2 \cdot (0,0127 \text{ m})^2$$

$$m_p = 12788,64 \text{ N}$$

Setelah didapatkan kapasitas momen plastisnya, lalu menghitung energi yang mampu ditahan pipa:

$$E = 16 \cdot \left(\frac{2\pi}{9}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot m_p \cdot \left(\frac{D}{t}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot D \cdot \left(\frac{\delta}{D}\right)^{\frac{3}{2}}$$

$$E = \left(16 \cdot \left(\frac{2 \cdot 3,14}{9}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot 12788,64 \text{ N} \cdot \left(\frac{0,3556 \text{ m}}{0,0127 \text{ m}}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot 0,3556 \text{ m} \cdot (0,05)^{\frac{3}{2}} \right) / 1000$$

$$E = 3,6 \text{ kJ}$$

Energi yang mampu ditahan pipa pada tingkat dent/diameter sebesar 5% adalah 3,6 kJ. Hasil perhitungan energi yang mampu ditahan pipa pada tingkat dent/diameter yang lain yaitu 10%, 15%, dan 20% ditampilkan pada **Tabel IV-3**.

Tabel IV-3 Energi yang Mampu Ditahan Pipa Setiap Dent/Diameter

Dent/Diameter	Energi (kJ)
5%	3,60
10%	10,17
15%	18,68
20%	28,77

Pipa tersebut dilapisi oleh lapisan pelindung berupa *concrete*, sehingga energi yang dapat diserap lapisan *concrete* perlu diperhitungkan. Energi yang dapat diserap lapisan *concrete* dihitung menggunakan persamaan 3 yang dapat dilihat pada Dasar Teori.

$$E_k = Y \cdot b \cdot \frac{4}{3} \cdot \sqrt{D \cdot x_o^3}$$

$$E_k = \left(105 \cdot \frac{10^6 \text{ N}}{\text{m}^2} \cdot 0,25 \text{ m} \cdot \frac{4}{3} \cdot \sqrt{0,3556 \text{ m} \cdot (0,0381 \text{ m})^3} \right) / 1000$$

$$E_k = 155,22 \text{ kJ}$$

Energi yang dapat diserap lapisan *concrete* ditambahkan pada energi yang mampu ditahan pipa pada setiap tingkat dent/diameter, sehingga menghasilkan peringkat

konsekuensi yang ditampilkan pada **Tabel IV-4**. Peringkat konsekuensi menjelaskan besarnya energi yang membuat pipa mengalami kerusakan pada setiap tingkat dent/diameter.

Tabel IV-4 Peringkat Konsekuensi

Peringkat	Dent/Diameter	Energy (kJ)
1	<5%	< 158,81
2	5% - 10%	158,81 - 165,39
3	10% - 15%	165,39 - 173,90
4	15% - 20%	173,90 - 183,98
5	> 20%	> 183,98

4.3.2 Konsekuensi Pipa akibat Kejatuhan Jangkar

Langkah-langkah dalam menghitung energi jangkar yang mengenai pipa atau yang disebut energi kinetik efektif telah dijelaskan pada dasar teori, yaitu:

1. Menentukan energi terminal

Koefisien drag jangkar yang ditinjau sebesar 1,2 berdasarkan DNV-RP-F107.

$$E_T = \frac{m \cdot g}{C_D \cdot A} \left(\frac{m}{\rho_{water}} - V \right)$$

$$E_T = \frac{6450 \text{ kg} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2}{1,2 \cdot 1,8 \text{ m}^2} \left(\frac{6450 \text{ kg}}{1025 \text{ kg/m}^3} - 0,822 \text{ m}^3 \right)$$

$$E_T = 160266,89 \text{ J}$$

2. Menentukan kecepatan terminal

$$E_T = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V_T^2$$

$$V_T^2 = \frac{2 \cdot 160266,89 \text{ J}}{6450 \text{ kg}}$$

$$V_T = 7,05 \text{ m/s}$$

3. Menentukan added mass

Koefisien added mass juga didapat dari DNV-RP-F107 yaitu pada jangkar ini sebesar 0,7.

$$m_a = \rho_{water} \cdot C_a \cdot V$$

$$m_a = 1025 \text{ kg/m}^3 \cdot 0,7 \cdot 0,822 \text{ m}^3$$

$$m_a = 589,54 \text{ kg}$$

4. Menentukan energi kinetik efektif

$$E_E = E_T + E_A = \frac{1}{2}(m + m_a) \cdot V_T^2$$

$$E_E = \left(\frac{1}{2}(6450 \text{ kg} + 589,54 \text{ kg}) \cdot 7,05^2\right) / 1000$$

$$E_E = 174,92 \text{ kJ}$$

Melalui hasil perhitungan yang dilakukan didapatkan energi jangkar yang mengenai pipa yaitu 174,92 kJ. Tingkat konsekuensi pipa kejatuhan jangkar berada pada tingkat 4 pada peringkat konsekuensi yaitu membuat tingkat penyok pipa sebesar 15%-20%.

4.3.3 Konsekuensi Pipa akibat Terseret Jangkar

Energi jangkar yang menyeret pipa terdiri dari energi yang dihasilkan dari jangkar, mesin kapal, dan rantai jangkar. Perhitungan energi ini mengacu pada DNV-RP-F111 *Interference Between Trawl Gear and Pipelines*. Perhitungan untuk analisis konsekuensi ini dilakukan pada kapal DWT 30000 dan kecepatan 0,75 knot.

1. Energi dari Jangkar

Energi yang dihasilkan oleh jangkar terdiri dari *impact load*, *pull-over load*, dan *hooking load*.

a. Impact Load

Menghitung *absorbed energy due to the impacting steel mass*

$$E_s = R_{fs} \cdot \frac{1}{2} \cdot m_t \cdot (C_h \cdot v)^2$$

$$E_s = 0,75 \cdot \frac{1}{2} \cdot 6450 \text{ kg} \cdot (0,85 \cdot 1,404 \text{ km/hr})^2$$

$$E_s = 265,801 \text{ Joule}$$

Menghitung *impacting force caused by the hydrodynamic mass*

$$m_a = 2,14 \cdot m_t$$

$$m_a = 2,14 \cdot 6450 \text{ kg}$$

$$m_a = 13803 \text{ kg}$$

$$F_b = C_h \cdot v \cdot \sqrt{m_a \cdot k_b}$$

$$F_b = 0,85 \cdot 1,404 \text{ km/hr} \cdot \sqrt{13803 \text{ kg} \cdot 10 \text{ MN/m}}$$

$$F_b = 443,376 \text{ kN}$$

Menghitung *absorbed energy of the hydrodynamic mass*

$$E_a = R_{fa} \cdot \frac{2(F_b)^3}{75 \cdot f_y^2 \cdot t^3} \leq \frac{1}{2} m_a (C_h \cdot V)^2$$

$$E_a = \frac{1}{2} \cdot m_a \cdot (C_h \cdot v)^2$$

$$E_a = \frac{1}{2} \cdot 13803 \text{ kg} \cdot (0,85 \cdot 1,404 \text{ km/hr})^2$$

$$E_a = 9829,141 \text{ Joule} = 9,829 \text{ kJ}$$

b. *Pull-over Load*

Menghitung *dimensionless height*

$$\bar{H} = \frac{H_{sp} + \frac{OD}{2} + 0,2}{B}$$

$$\bar{H} = \frac{0 + \frac{0,4318 \text{ m}}{2} + 0,2}{0,9 \text{ m}}$$

$$\bar{H} = 0,462 \text{ m}$$

Menghitung *empirical force coefficient*

$$C_F = 8,0 \cdot (-e^{-0,8H})$$

$$C_F = 2,472$$

Menghitung *warp line stiffness*

$$L_w = 3 \cdot d$$

$$L_w = 22,5 \text{ m}$$

$$k_w = \frac{3,5 \cdot 10^7}{L_w}$$

$$k_w = \frac{3,5 \cdot 10^7}{22,5}$$

$$k_w = 1555556 \text{ N}$$

Menghitung *maximum pull-over force*

$$F_p = C_F \cdot v \cdot (m_t \cdot k_w)^{\frac{1}{2}}$$

$$F_p = 2,472 \cdot 1,404 \text{ km/hr} \cdot (6450 \text{ kg} \cdot 1555556 \text{ N})^{\frac{1}{2}}$$

$$F_p = 347703,9 \text{ N} = 347,704 \text{ kN}$$

Menghitung *corresponding maximum downward acting force*

$$F_z = F_p \cdot (0,2 + 0,8 \cdot e^{-2,5 \cdot \bar{H}})$$

$$F_z = 157,153 \text{ kN}$$

Menghitung *pull-over load duration*

$$T_p = C_T \cdot C_F \cdot (m_t/k_w)^{1/2} + \delta_p/v$$

$$T_p = 0,348 \text{ s}$$

Menghitung energi pull-over

$$s = v \cdot T_p$$

$$s = 0,135 \text{ m}$$

$$E = F_z \cdot s$$

$$E = 157,153 \text{ kN} \cdot 0,135 \text{ m}$$

$$E = 21,354 \text{ kJ}$$

c. *Hooking Load*

Menghitung *maximum lifting height*

$$H_l = 0,7B - 0,30D$$

$$H_l = 0,7 \cdot 0,9 \text{ m} - 0,3 \cdot 0,4318 \text{ m}$$

$$H_l = 0,5004 \text{ m}$$

Menghitung energi hooking

$$E = E_p + E_k$$

$$E = (m_a \cdot g \cdot H_l) + (0,5 \cdot m_a \cdot v^2)$$

$$E = (13803 \text{ kg} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 0,5004 \text{ m})$$

$$+ (0,5 \cdot 13803 \text{ kg} \cdot (0,39 \text{ m/s})^2)$$

$$E = 68815,72 \text{ Joule} = 68,815 \text{ kJ}$$

Energi dari jangkar didapat dari penjumlahan energi *impact*, *pull-over* dan *hooking* yang menghasilkan energi sebesar 99,998 kJ.

2. Energi dari Mesin Kapal

Kapal yang ditinjau memiliki engine power sebesar pada kapal yang ditinjau 6480 HP dan kecepatan dinas 14 knot. Koefisien block, midship, dan prismatik dan kapal tersebut yaitu 0,81; 0,99; dan 0,818. Berikut adalah langkah-langkah menghitung energi dari mesin kapal:

Menghitung *thrust deduction factor*

$$t = 0,5C_p - 0,12$$

$$t = 0,289$$

Menghitung *wake friction*

$$w = 0,5C_b - 0,05$$

$$w = 0,355$$

Menghitung koefisien propulsi (PC)

$$\eta_H = (1 - t)/(1 - w)$$

$$\eta_H = 1,102$$

$$PC = \eta_H \cdot \eta_{rr} \cdot \eta_P$$

$$PC = 1,102 \cdot 1,04 \cdot 0,6$$

$$PC = 0,687$$

Menghitung *break horse service continuous rating*

$$BHP_{scr} = BHP_{mcr} \cdot 0,85$$

$$BHP_{scr} = 6480 \text{ HP} \cdot 0,85$$

$$BHP_{scr} = 5508 \text{ HP}$$

Menghitung *shaft horse power*

$$SHP = BHP_{scr} \cdot 0,98$$

$$SHP = 5397,84 \text{ HP}$$

Menghitung *delivered horse power*

$$DHP = SHP \cdot 0,98$$

$$DHP = 5289,88 \text{ HP}$$

Menghitung *effective horse power*

$$EHP = DHP \cdot PC$$

$$EHP = 3638,187 \text{ HP}$$

$$EHP = 4911,553 \text{ KW}$$

Menghitung *resistance*

$$R = EHP / V_s$$

$$R = \frac{4911,553 \text{ KW}}{7,202 \text{ m/s}}$$

$$R = 681,949 \text{ kN}$$

Menghitung gaya dorong (*thrust*)

$$T = \frac{R}{1 - t}$$

$$T = 959,264 \text{ kN}$$

Menghitung energi dari mesin kapal

$$E = T \cdot s$$

$$E = 130,344 \text{ kJ}$$

3. Energi dari Rantai Jangkar

Panjang rantai jangkar yang digunakan yaitu 605 meter dengan massa per meter sebesar 144 kg. Perhitungan energi dari rantai jangkar yaitu

Menghitung gaya dari rantai jangkar

$$T = \frac{T_v}{\sin\theta}$$

$$T = \frac{605 \text{ m} \cdot 144 \text{ kg} \cdot 9,81 \text{ m/s}}{0,85}$$

$$T = 1005467 \text{ N}$$

Menghitung energi dari rantai jangkar

$$E = T \cdot s$$

$$E = 136,623 \text{ kJ}$$

Sehingga energi total jangkar menyeret pipa yaitu sebesar

$$E_{total} = E_{jangkar} + E_{mesin kapal} + E_{rantai jangkar}$$

$$E_{total} = 99,998 \text{ kJ} + 130,344 \text{ kJ} + 136,623 \text{ kJ}$$

$$E_{total} = 366,966 \text{ kJ}$$

Energi jangkar menyeret pipa sebesar 366,966 kJ ini masuk dalam peringkat ke 5 dalam peringkat konsekuensi yang dapat menyebabkan pipa pecah.

4.3.4 Konsekuensi Pipa akibat Tertimpa Kapal

Tahapan perhitungan energi kapal yang menimpa pipa sama dengan perhitungan energi jangkar menimpa pipa yaitu mengacu pada DNV-RP-F107. Data kapal yang dibutuhkan dalam perhitungan ditampilkan pada **Tabel IV-5**. Koefisien drag dan koefisien added mass berdasarkan DNV-RP-F107 yaitu sebesar 1,5 dan 1.

Tabel IV-5 Data Kapal

Parameter	Value	Unit
LPP	170,8	m
LOA	178	m
B	27,6	m
H	13,9	m
T	9,6	m
DWT	30300	ton
Vessel Density	2079	kg/m ³

Berikut adalah tahapan perhitungan energi kapal menimpa pipa

1. Menentukan energi terminal

$$E_T = \frac{m \cdot g}{C_D \cdot A} \left(\frac{m}{\rho_{water}} - V \right)$$

$$E_T = \frac{30784800 \text{ kg} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2}{1,5 \cdot 4912,8 \text{ m}^2} \left(\frac{30784800 \text{ kg}}{1025 \text{ kg/m}^3} - 14807,504 \text{ m}^3 \right)$$

$$E_T = 623998,6 \text{ kJ}$$

2. Menentukan kecepatan terminal

$$E_T = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V_T^2$$

$$V_T^2 = \frac{2 \cdot 623998567,96 \text{ J}}{30784800 \text{ kg}}$$

$$V_T = 6,37 \text{ m/s}$$

3. Menentukan added mass

$$m_a = \rho_{water} \cdot C_a \cdot V$$

$$m_a = 1025 \text{ kg/m}^3 \cdot 1 \cdot 14807,504 \text{ m}^3$$

$$m_a = 15177691,2 \text{ kg}$$

4. Menentukan energi kinetik efektif

$$E_E = E_T + E_A = \frac{1}{2} (m + m_a) \cdot V_T^2$$

$$E_E = \left(\frac{1}{2} (30784800 \text{ kg} + 15177691,2 \text{ kg}) \cdot 6,37^2 \right) / 1000$$

$$E_E = 931645,77 \text{ kJ}$$

Dari hasil perhitungan, energi kapal yang menimpa pipa jika terjadi kapal tenggelam yaitu sebesar 931645,77 kJ. Besarnya energi tersebut berada pada peringkat 5 dalam peringkat konsekuensi atau dapat membuat pipa pecah.

4.4 Penilaian Risiko

Dalam penelitian ini, untuk mengetahui tingkat risiko yang dialami pipa akibat kejatuhan jangkar, terseret jangkar, dan tertimpa kapal menggunakan matriks risiko sesuai DNV-RP-F107.

4.4.1 Risiko Pipa akibat Kejatuhan Jangkar

Berdasarkan analisis frekuensi dan konsekuensi maka didapatkan peringkat frekuensi dan konsekuensi pipa akibat kejatuhan jangkar seperti yang ditampilkan dalam tabel **Tabel IV-6**.

Tabel IV-6 Peringkat Frekuensi dan Konsekuensi Pipa Kejatuhan Jangkar

Bahaya	Kecepatan Kapal (knot)	Peluang Kapal Menjatuhkan Jangkar	Kode	Tingkat Frekuensi	Tingkat Konsekuensi
Kejatuhan Jangkar	0,25	1%	A1	1	4
		5%	A2	2	4
		10%	A3	2	4
	0,5	1%	A4	1	4
		5%	A5	2	4
		10%	A6	2	4
	0,75	1%	A7	1	4
		5%	A8	2	4
		10%	A9	2	4

Maka matriks risiko pipa kejatuhan jangkar dengan variasi kecepatan kapal dan variasi peluang kapal menjatuhkan jangkar ditampilkan pada **Gambar IV-7**. Dari matriks risiko tersebut dapat diketahui bahwa risiko pipa akibat kejatuhan jangkar dengan berbagai variasinya berada di area yang dapat diterima dan ALARP (As Low As Reasonably Practicable).

		Consequence Ranking				
		1	2	3	4	5
Minor Damage		< 5%	Moderate Damage. Leakage Anticipated	Major Damage. Leakage Anticipated.	Major Damage. Leakage and Rupture Anticipated.	Rupture
		< 5%	5% - 10%	10% - 15%	15% - 20%	> 20%
Frequency Ranking		5	4	3	2	1
High	> 10-2	High	Red	Red	Red	Red
Relatively High	10-2 > 10-3	Relatively High	Yellow	Red	Red	Red
Medium	10-3 > 10-4	Medium	Green	Yellow	Red	Red
Relatively Low	10-4 > 10-5	Relatively Low	Green	Green	Yellow	Red
Low	< 10-5	Low	Green	Green	Green	Yellow
					A2, A3, A5, A6, A8, A9	A1, A4, A7

Gambar IV-7 Matriks Risiko Pipa akibat Kejatuhan Jangkar

4.4.2 Risiko Pipa akibat Terseret Jangkar

Peringkat frekuensi dan konsekuensi pipa akibat terseret jangkar berdasarkan analisis frekuensi dan konsekuensinya ditampilkan dalam **Tabel IV-7**.

Tabel IV-7 Peringkat Frekuensi dan Konsekuensi Pipa Terseret Jangkar

Bahaya	Kecepatan Kapal (knot)	Peluang Kapal Menjatuhkan Jangkar dan Menyeretnya	Kode	Tingkat Frekuensi	Tingkat Konsekuensi
Terseret Jangkar	0,25	0,5%	B1	1	5
		2,5%	B2	2	5
		5%	B3	2	5
	0,5	0,5%	B4	1	5
		2,5%	B5	2	5
		5%	B6	2	5
	0,75	0,5%	B7	1	5
		2,5%	B8	1	5
		5%	B9	2	5

Tingkat risiko yang dihasilkan dari peringkat frekuensi dan konsekuensi di atas ditampilkan dalam matriks risiko pada **Gambar IV-8**. Variasi peluang jangkar menyeret pipa sebesar 2,5% dan 5% sebagian besar menghasilkan tingkat risiko yang tidak dapat diterima, sisanya berada pada tingkat ALARP (As Low As Reasonably Practicable).

4.4.3 Risiko Pipa akibat Tertimpa Kapal

Hasil analisis frekuensi dan konsekuensi pipa akibat tertimpa kapal menghasilkan peringkat frekuensi dan konsekuensi yang ditampilkan dalam **Tabel IV-8.**

Tabel IV-8 Peringkat Frekuensi dan Konsekuensi Pipa Tertimpa Kapal

Bahaya	Kecepatan Kapal (knot)	Peluang Kapal Tenggelam	Kode	Tingkat Frekuensi	Tingkat Konsekuensi
Tertimpa Kapal	0,25	1%	C1	3	5
		5%	C2	4	5
		10%	C3	4	5
	0,5	1%	C4	3	5
		5%	C5	4	5
		10%	C6	4	5
	0,75	1%	C7	3	5
		5%	C8	4	5
		10%	C9	4	5

Peringkat frekuensi dan konsekuensi di atas menghasilkan tingkat risiko yang ditampilkan dalam matriks risiko pada **Gambar IV-9.** Semua tingkat risiko yang dihasilkan akibat tertimpa kapal berada pada tingkat yang tidak dapat diterima.

		Consequence Ranking						
		1	2	3	4	5		
Frequency Ranking	5	High	> 10-2	Minor Damage	Moderate Damage. Leakage Anticipated	Major Damage. Leakage Anticipated.	Major Damage. Leakage and Rupture Anticipated.	Rupture
	4	Relatively High	10-2 > 10-3	< 5%	5% - 10%	10% - 15%	15% - 20%	> 20%
	3	Medium	10-3 > 10-4					
	2	Relatively Low	10-4 > 10-5					
	1	Low	< 10-5					

Gambar IV-9 Matriks Risiko Pipa akibat Tertimpa Kapal

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Beberapa hal yang dapat disimpulkan dari analisa yang telah dilakukan pada penelitian Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Tingkat risiko pipa akibat kejatuhan jangkar berada pada tingkat yang dapat diterima dan tingkat ALARP. Pada variasi peluang jangkar jatuh sebesar 1% tingkat risikonya berada pada daerah yang dapat diterima, sedangkan pada variasi peluang jangkar jatuh sebesar 5% dan 10% tingkat risikonya berada pada daerah as low as reasonably practicable.
2. Tingkat risiko pipa akibat terseret jangkar berada pada tingkat ALARP dan tingkat yang tidak dapat diterima. Variasi peluang jangkar menyeret sebesar 0,5% menghasilkan tingkat risiko ALARP. Variasi peluang jangkar menyeret sebesar 2,5% dan 5% menghasilkan tingkat risiko tidak dapat diterima. Namun pada variasi peluang jangkar menyeret pipa sebesar 2,5% pada kecepatan kapal 0,75 knot menghasilkan tingkat risiko ALARP.
3. Tingkat risiko pipa akibat tertimpa kapal pada semua variasi kecepatan kapal dan peluang kapal tenggelam berada pada tingkat risiko yang tidak dapat diterima.

5.2 Saran

Beberapa saran yang dapat diberikan oleh Penulis untuk penelitian selanjutnya antara lain:

1. Menggunakan data yang lebih tepat untuk mengurangi asumsi sehingga hasil penilaian risiko lebih akurat.
2. Memodelkan kapasitas pipa dan energi yang mengenai pipa menggunakan *software* sehingga peringkat konsekuensi lebih akurat.
3. Menganalisis lebih lanjut sistem perlindungan tambahan pipa sebagai langkah mitigasi.
4. Tingkat risiko berada pada daerah yang tidak dapat diterima disebabkan peringkat konsekuensi yang tinggi. Sehingga perlu dilakukan mitigasi berupa pengurangan konsekuensi yaitu memberi perlindungan tambahan pada pipa. Perlindungan

tambahan ini dapat berupa pemendaman pipa, pemasangan *concrete mattress*, pemasangan *rock damping*, atau lainnya.

5. Pengurangan frekuensi juga perlu dilakukan sebagai langkah mitigasi. Pengurangan frekuensi dapat berupa pemberian rambu-rambu yang menunjukkan adanya pipa gas bawah laut, pembaruan peta laut secara reguler, pengoperasian kapal patroli di sekitar pipa, atau lainnya.

DAFTAR PUSTAKA

- Alijoyo, A., Wijaya, B., & Jacob, I. (t.thn.). *Event Tree Analysis*. Bandung: CRMS Indonesia.
- Artana, K. B. (Januari 2009). Penilaian Resiko Pipa Gas Bawah Laut Ujung Pangkah-Gresik Dengan Standar DNV RP F107. *Jurnal Teknik Mesin, Volume 9, Nomor 1*, 28 - 42.
- Artana, K. B., Dinariyana, A. B., Ariana, I., & Sambodho, K. (2013). *Penilaian Risiko Pipa Gas Bawah Laut*. Surabaya: Guna Widya.
- Biro Klasifikasi Indonesia. (2009). *Rules for The Classification and Construction of Seagoing Steel Ships Volume II Rules for Hull*. Biro Klasifikasi Indonesia.
- Det Norske Veritas. (2010). *DNV-RP-F107: Risk Assessment of Pipeline Protection*. Oslo: Det Norske Veritas.
- Det Norske Veritas. (2010). *DNV-RP-F111: Interference Between Trawl Gear and Pipelines*. Oslo: Det Norske Veritas.
- Devi, F. P. (2017). *Implementasi Bayesian Network untuk Perhitungan Probabilitas pada Penilaian Risiko Pipa Bawah Laut oleh Faktor Kapal*. Surabaya: Tugas Akhir Jurusan Matematika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam ITS.
- EGIG. (2015). *Gas Pipelines Incidents*. Groningen: European Gas Pipeline Incident Data Group.
- eMaritim. (2020, 07 27). Diambil kembali dari eMaritim: <https://www.emaritim.com/2016/03/info-alur-pelayanan-kapal-dan-barang-di.html>
- Guo, B., Song, S., Chacko, J., & Ghalambor, A. (2005). *Offshore Pipelines*. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing.
- IPC. (2020, 07 27). *Layanan Kapal*. Diambil kembali dari Indonesia Port: <https://www.indonesiaport.co.id/layanan-kapal-id>
- Kementerian BUMN. (2020, Maret 1). *Produksi Pupuk Petrokimia Gresik*. Diambil kembali dari Pupuk Indonesia: <http://bumn.go.id/pupukindonesia/berita/1-Produksi-Pupuk-Petrokimia-Gresik-Capai-4-61-Juta-ton-Sepanjang-2019>
- KESDM Republik Indonesia Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi. (2018). *Neraca Gas Bumi Indonesia 2018 - 2027*. Jakarta.
- Kusuma, D. (2017). *Manajemen Risiko Pipa Migas Bawah Laut Dampak Jalur Pelayaran Kapal Peti Kemas Patimbangan Menggunakan Metode Kent Muhlbauer dan Analytic Hierarchy Process (AHP) di Lapangan Arjuna*. Surabaya: Tesis Departemen Manajemen Teknologi Bidang Keahlian Manajemen Industri FBMT ITS.
- Mouselli, A. H. (1981). *Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods*. Oklahoma: Penn Well Books.

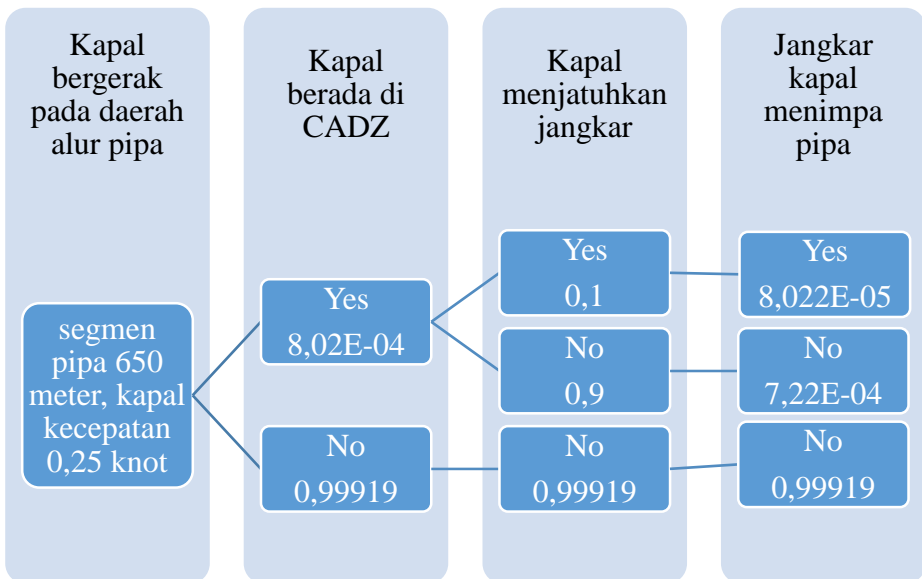
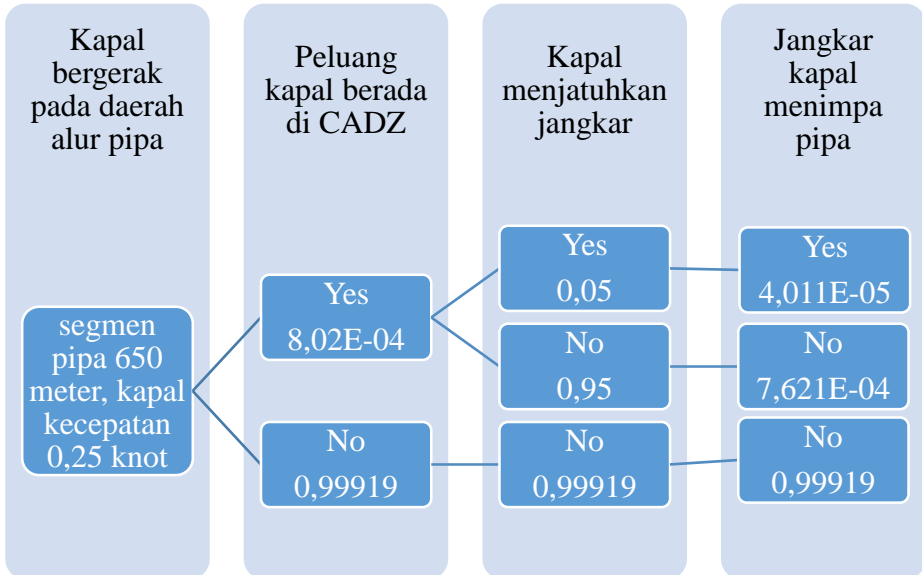
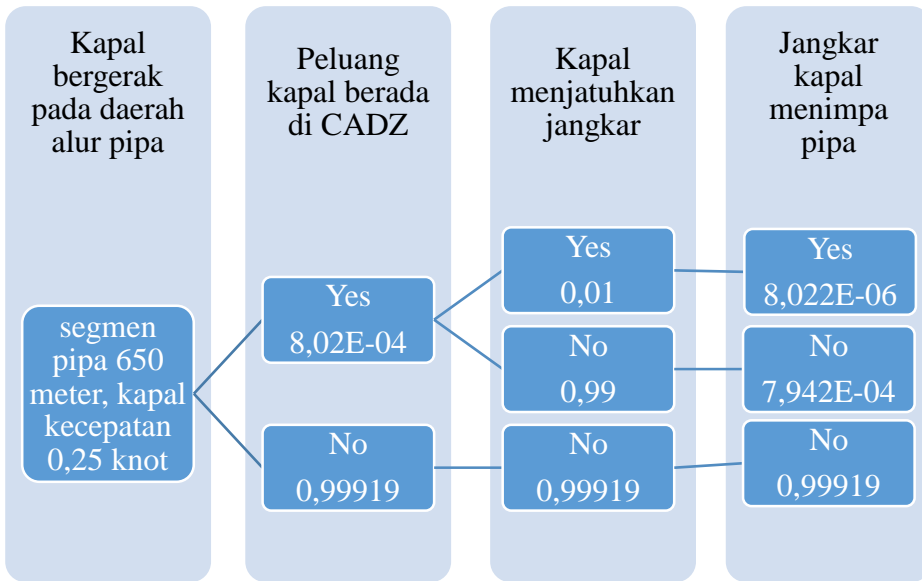
- Muhlbauer, W. K. (2004). *Pipeline Risk Management Manual, Third Edition, Idean, Techniques, and Resources*. Elsevier Inc.
- Mulyadi, Y., Kobayashi, E., Wakabayashi, N., Pitana, T., Wahyudi, & Prasetyo, E. (2014). Estimation Method for Dragged Anchor Accident Frequency on Subsea Pipelines in Busy Port Areas. *J. Jap. Soc. Naval Architects Ocean Eng*, 20: 173-183.
- Mustafina, A. F. (2015). *Anchor Damage Assessment of Subsea Pipelines - Optimization of Design Methodology*. Stavanger: Thesis Faculty of Science and Technology University of Stavanger.
- Navionics. (2020, Maret 27). *Chart Viewer*. Diambil kembali dari Navionics: <https://webapp.navionics.com/?lang=en#boating@14&key=xgrj%40wprnT>
- Negara, A. (2009). *Analisa Ketebalan Pipa Bawah Laut dan Resiko Akibat Kejatuhan Jangkar Kapal: Studi Kasus Pipa Ujung Pangkah*. Surabaya: Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan FTK ITS.
- Nuraini, I. P. (2016). *Analisis Resiko Pipa Bawah Laut akibat Tarikan Jangkar dengan Metode Monte Carlo: Studi Kasus Jaringan Pipa Bawah Laut Tunu Field Blok Mahakam, Kalimantan Timur*. Surabaya: Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan FTK ITS.
- OGP. (2010). *Riser & Pipeline Release Frequencies*. Brussels, Belgium: International Associations of Oil & Gas Producer.
- Petrokimia Gresik. (2020, Maret 1). *Infrastruktur*. Diambil kembali dari Petrokimia Gresik: <https://petrokimia-gresik.com/page/infrastruktur>
- PHE WMO. (2015). *Doc. No. PHEWMO-PHEWMO-W-MNL-0001-Rev. A: Risk Assessment of Pipeline Protection*. Jakarta: PHE WMO.
- Popang, O. (2011). *Penilaian Resiko Unburied Subsea Pipeline terhadap Trawl Gear dengan Kondisi Hooking*. Surabaya: Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan FTK ITS.
- Pranata, M. H. (2014). *Penilaian Risiko Jalur Pipa-pipa Gas Offshore PT. PHE-WMO dan PT. Hess Indonesia: Studi Kasus Risiko akibat Proses Piling dan Pemasangan Girder pada Pembangunan Trestle PT. Berlian Manyar Sejahtera*. Surabaya: Tugas Akhir Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK ITS.
- Prasetyo, M. R. (2013). *Analisis Kekuatan Pipa Bawah Laut terhadap Kemungkinan Kecelakaan Akibat Tarikan Jangkar Kapal*. Surabaya: Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan FTK ITS.
- Pratiwi, E., Artana, K. B., Dinariyana, A., Ariana, I. M., Handani, D. W., & Prastyasari, F. I. (2019). Technical Report Risk Assessment of Subsea Gas Pipeline Due to Port Development Located at Narrow Channel. *Asian Journal of Scientific Research*, 12 (1): 137-150.
- Prayoga, D. G. (2013). *Penilaian Risiko akibat Aktivitas Kapal di Area Offshore Pipeline: Studi Kasus Risiko akibat Dropped Anchor dan Dragged Anchor*. Surabaya: Tesis Teknik Sistem Pengendalian dan Kontrol FTK ITS.

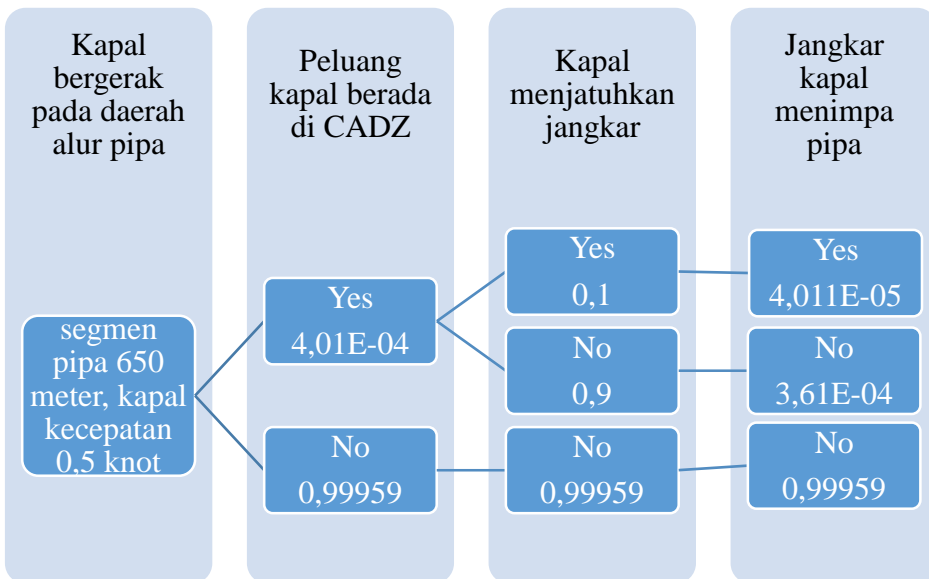
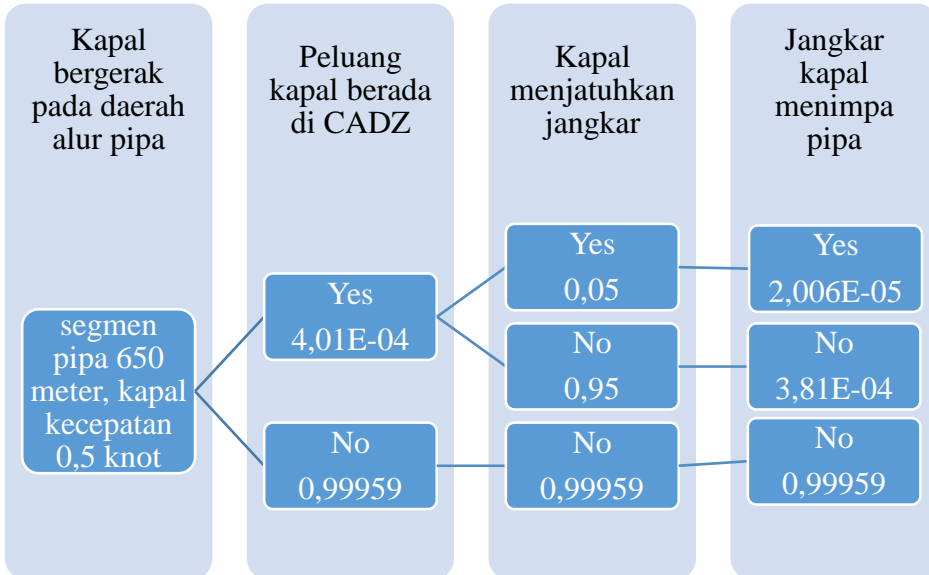
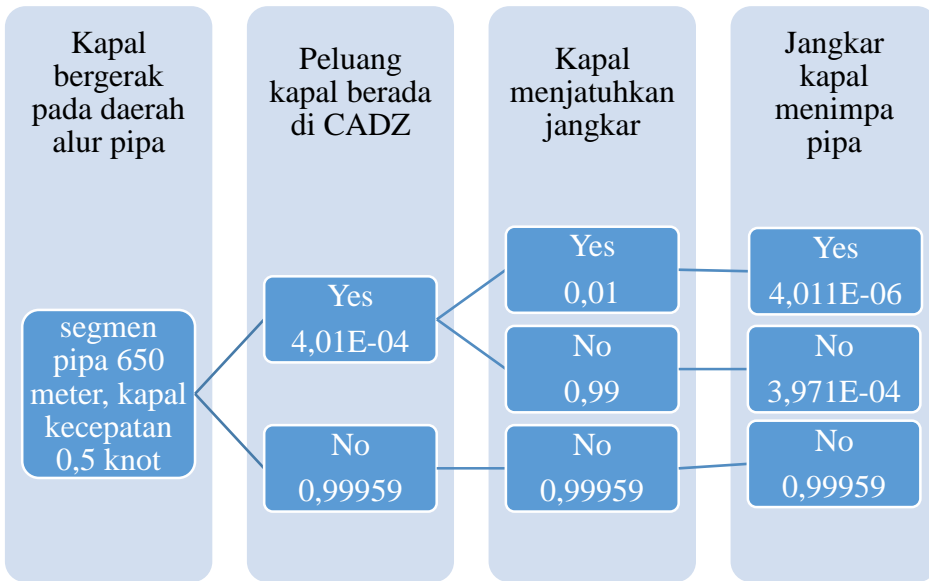
- Publication PARLOC 2001. (2003). *The Update of the Loss of Containment Data for Offshore Pipeline*. U.K.: Mott MacDonald Ltd., Offshore Operators Association, and the Institute of Petroleum.
- Rios-Mercado, R. Z., & Borraz-Sanchez, C. (2015). Optimization Problems in Natural Gas Transportation Systems: A state-of-the-art review. *Applied Energy* 147, 536-555.
- U.S. Energy Information Administration. (2016). *International Energy Outlook 2016*. Washington, DC.
- Utama, G. W. (2011). *Risk Assessment Jalur Pipa Gas Offshore Labuhan Maringgai - Muara Bekasi: Studi Kasus Risiko akibat Dropped Anchor, Dragged Anchor, dan Sinking Vessels*. Surabaya: Tugas Akhir Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK ITS.

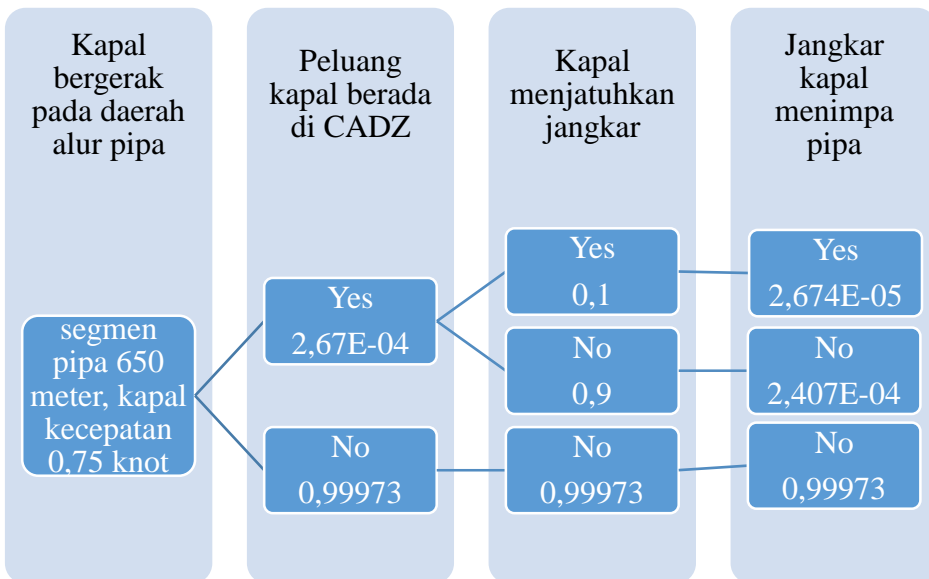
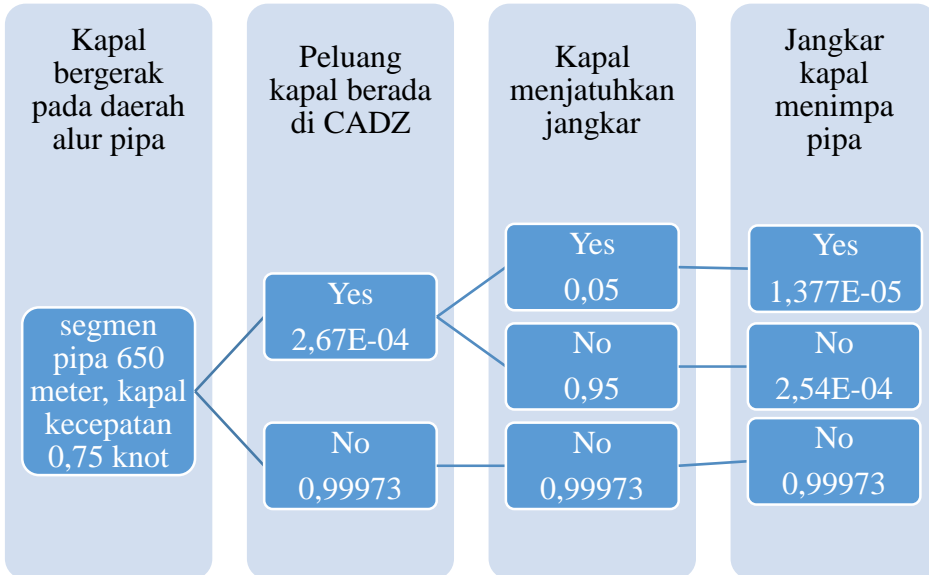
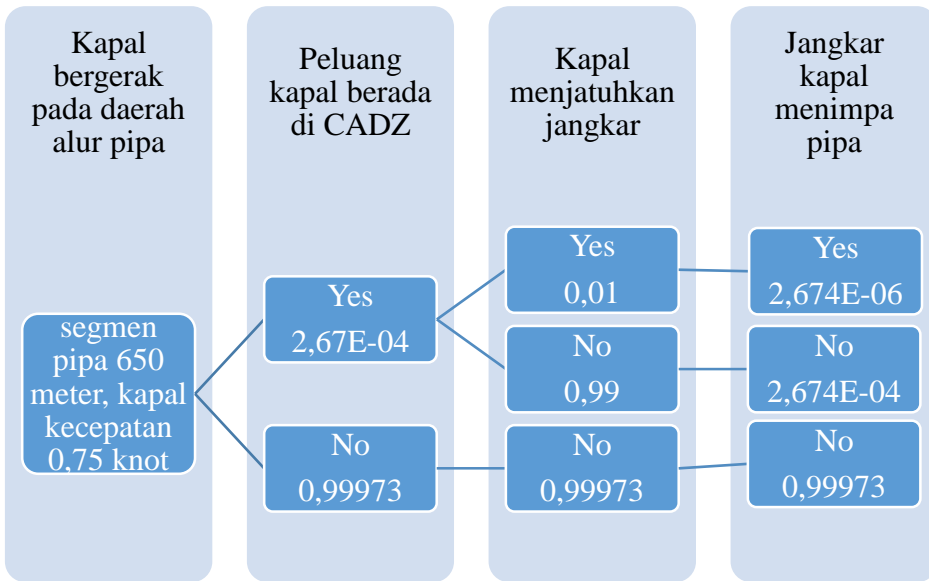
LAMPIRAN A
PERHITUNGAN FREKUENSI PIPA KEJATUHAN JANGKAR

No	Langkah	Persamaan	Keterangan	Satuan	Variasi Kecepatan									
					0,25	0,5	0,75	0,13	0,26	0,39	7,5	650		
1	A	-	Kecepatan kapal	knot	0,25	0,5	0,75							
2	-	-	Kedalaman laut	m/s	0,13	0,26	0,39							
3	B	-	Panjang segmen pipa	meter	7,5	7,5	7,5							
4	C	B/A	Waktu kapal bergerak pada daerah alur pipa	meter	650	650	650							
5	D	-	Jumlah lalu lintas kapal dalam setahun	s	5053,99568	2526,99784	1684,665227							
6	E	C*D	Total waktu kapal bergerak pada daerah alur pipa setahun	-	4292	4292	4292							
7	F	-	Diameter pipa	s	21691749,46	10845874,73	7230583,153							
8	G	-	Lebar jangkar terbesar	meter	0,3556	0,3556	0,3556							
9	H	-	Tebal lapisan pipa	meter	2	2	2							
10	I	F+2G+2H	Lebar CADZ	meter	0,0381	0,0381	0,0381							
11	J	-	Lebar alur lalu lintas kapal	meter	4,43	4,43	4,43							
12	K	-	Peluang kapal mengalami kondisi darurat	meter	190	190	190							
13	L	I/J*K	Peluang kapal berada di CADZ	-	5%	5%	5%							
14	M	E*L	Total waktu kapal berada di CADZ setahun	-	0,001166263	0,001166263	0,001166263							
15	N	-	Detik dalam satu tahun	s	25298,28823	12649,14411	8432,762742							
16	O	M/N	Frekuensi tahunan kapal berada di CADZ	s	31536000	31536000	31536000							
17	P	-	Peluang kapal menjatuhkan jangkar	-	0,000802203	0,000401102	0,000267401							
18	Q	O*P	Frekuensi tahunan pipa kejatuhan jangkar	-	1%	5%	10%	1%	5%	10%	1%	5%	10%	
					8,022E-06	4,011E-05	8,022E-05	4,011E-06	2,006E-05	4,011E-05	2,674E-06	1,337E-05	2,674E-05	2,674E-05

LAMPIRAN B
EVENT TREE ANALYSIS PIPA KEJATUHAN JANGKAR



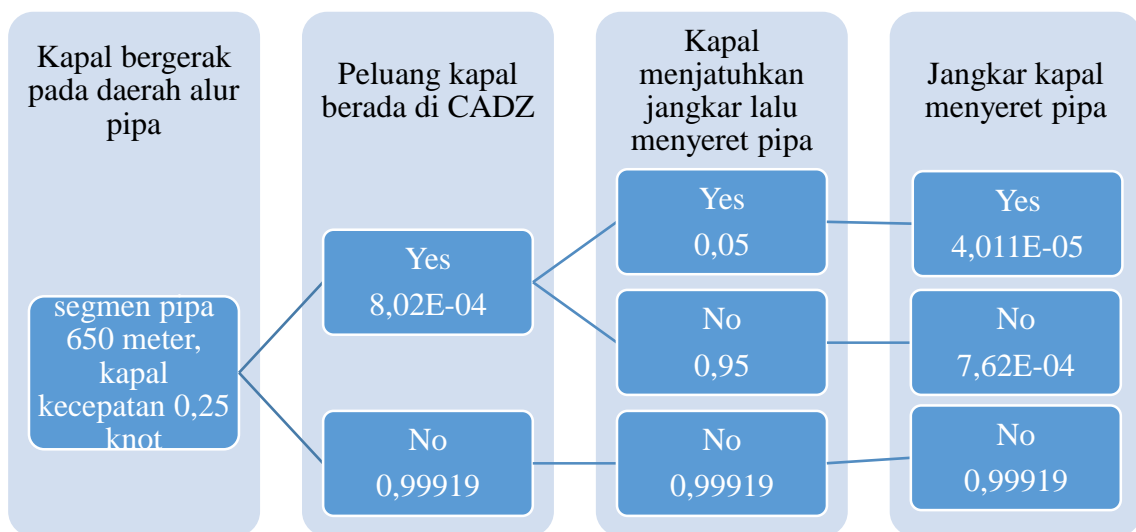
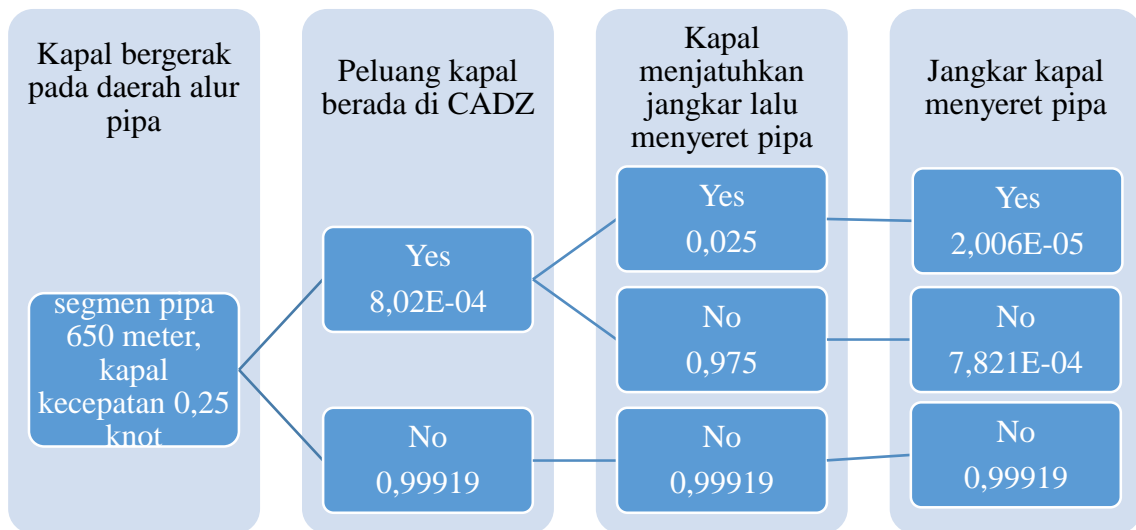
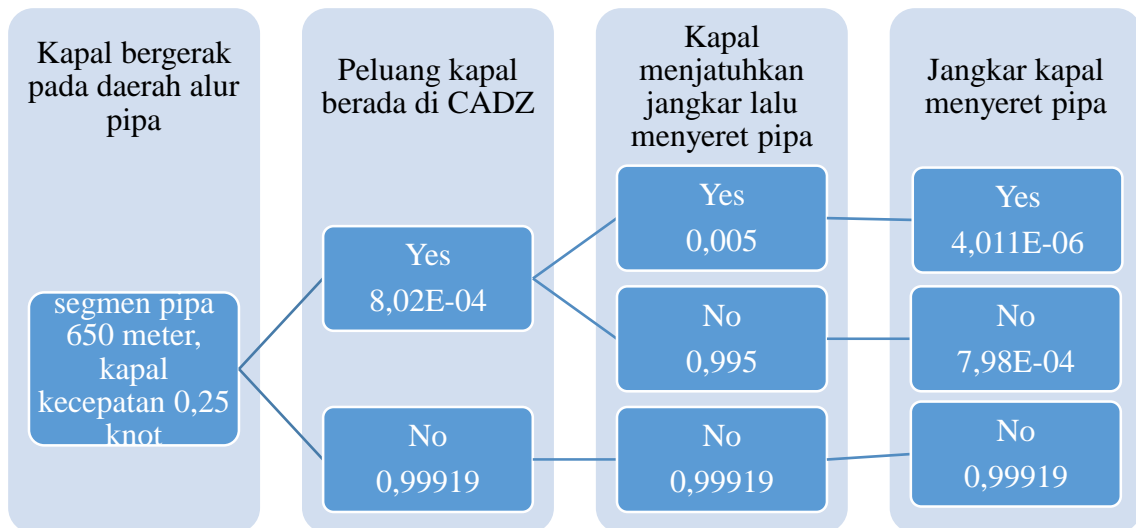


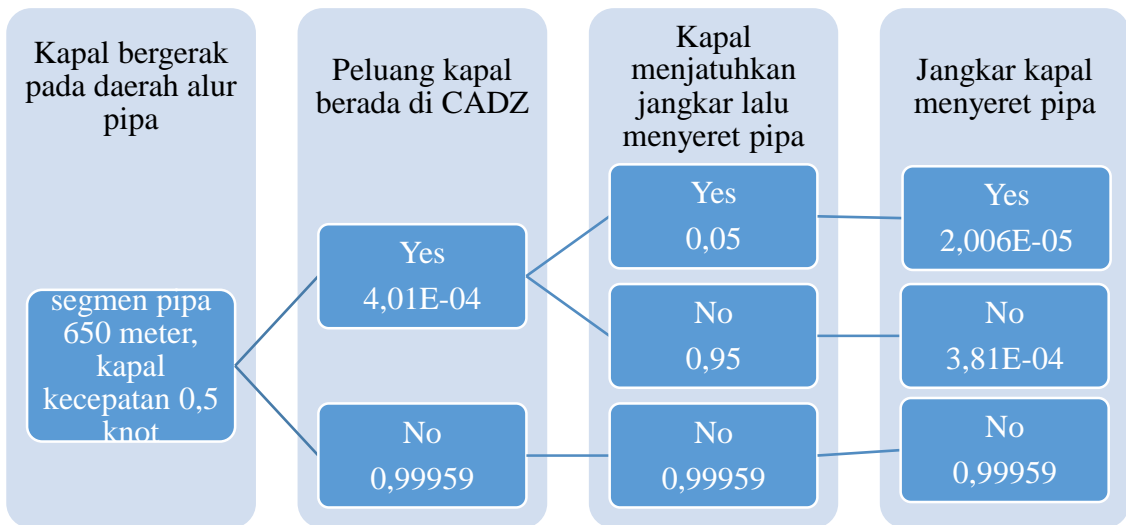
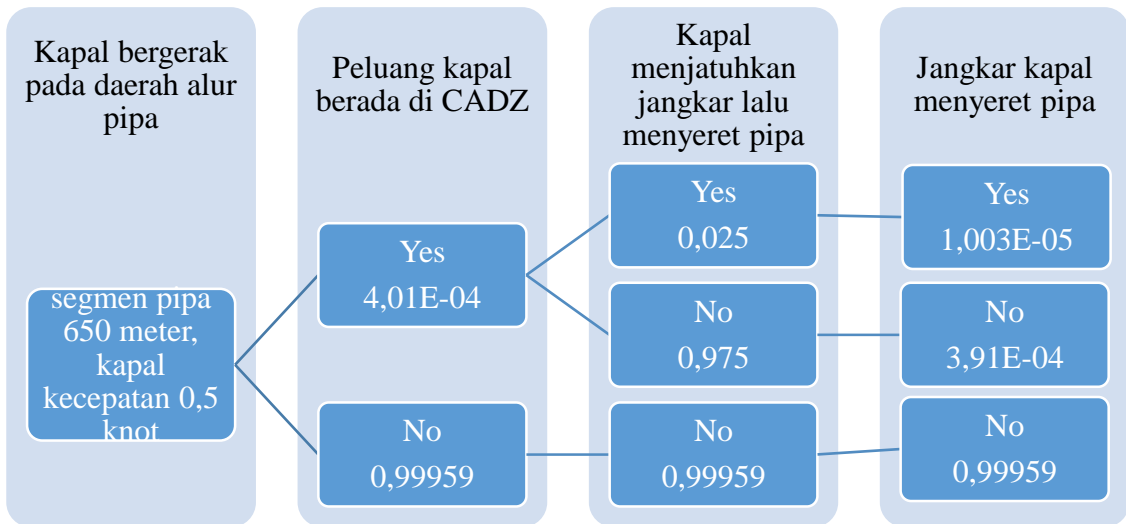
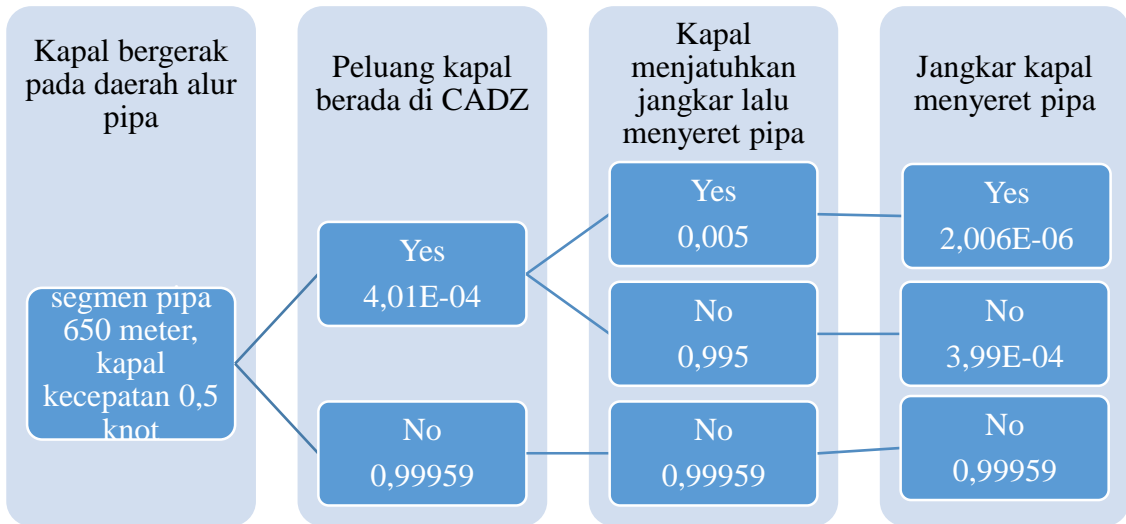


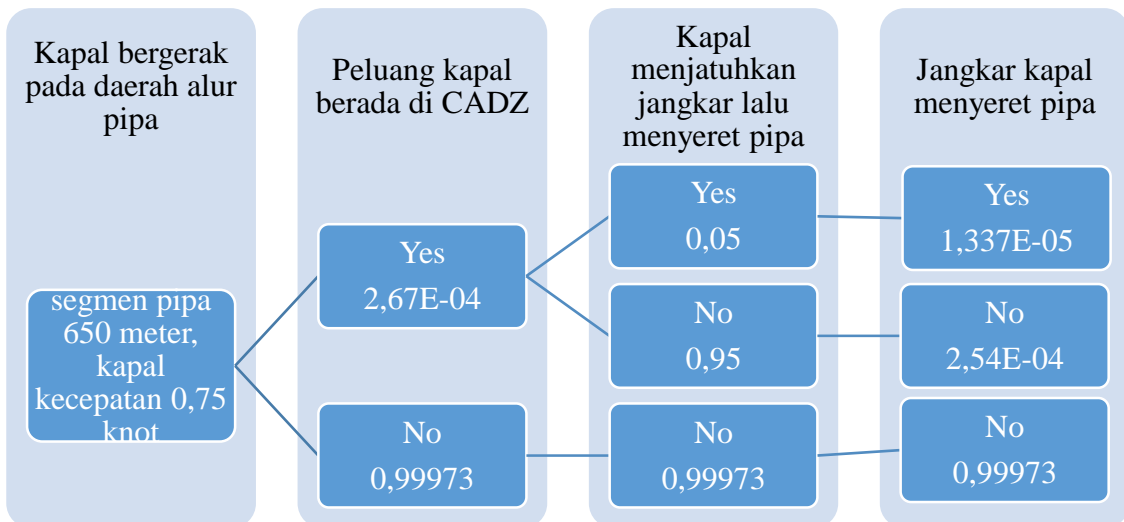
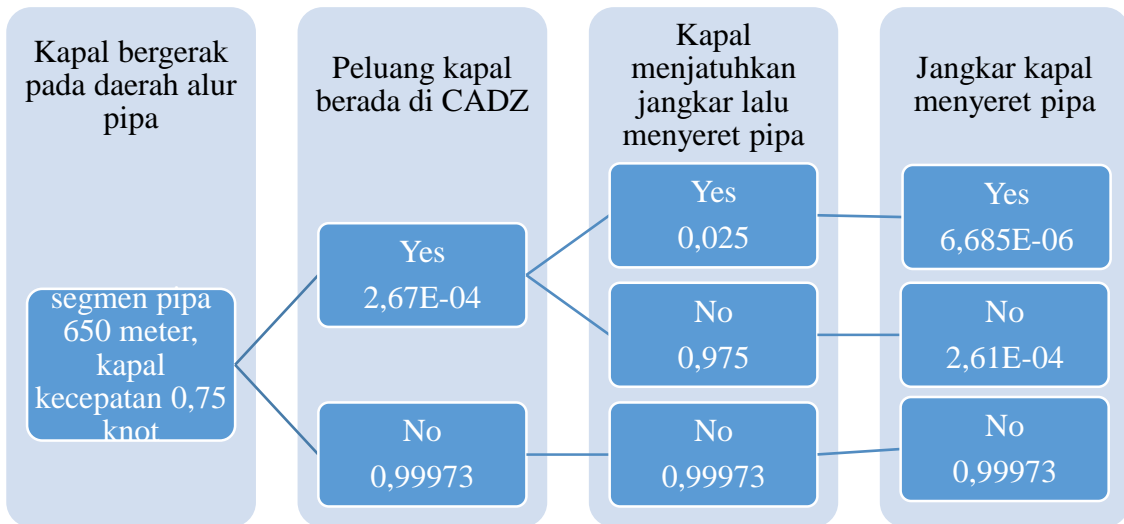
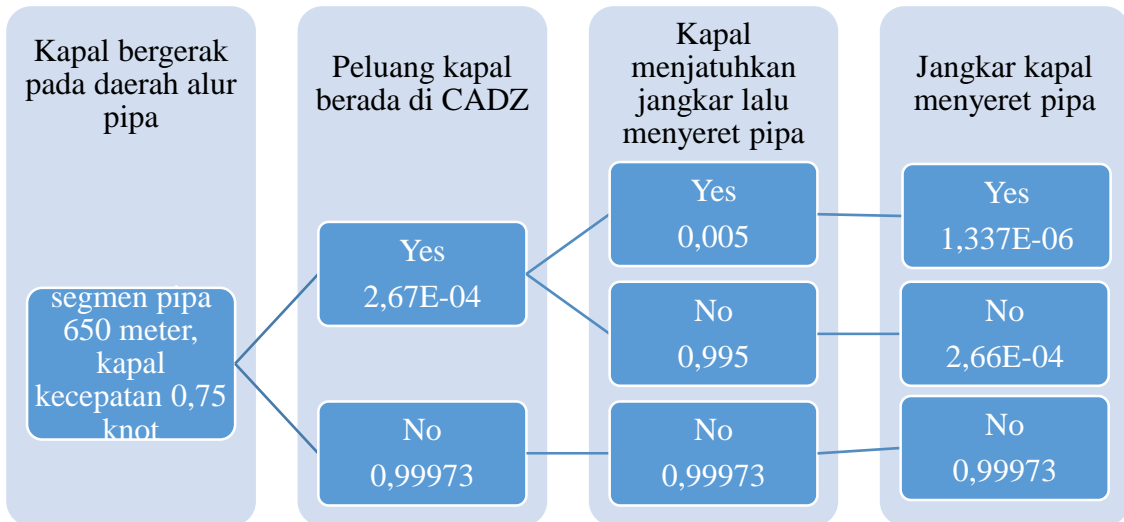
LAMPIRAN C
PERHITUNGAN FREKUENSI PIPA TERSERET JANGKAR

No	Langkah	Persamaan	Keterangan	Satuan	Variasi Kecepatan						
					0,25	0,5	0,75	0,26	0,39		
1	A	-	Kecepatan kapal	knot	0,25	0,5	0,75				
2	-	-	Kedalaman laut	m/s	0,13	0,26	0,39				
3	B	-	Panjang segmen pipa	meter	7,5	7,5	7,5				
4	C	B/A	Waktu kapal bergerak pada daerah alur pipa	meter	650	650	650				
5	D	-	Jumlah lalu lintas kapal dalam setahun	s	5053,99568	2526,99784	1684,665227				
6	E	C*D	Total waktu kapal bergerak pada daerah alur pipa setahun	-	4292	4292	4292				
7	F	-	Diameter pipa	s	21691749,46	10845874,73	7230583,153				
8	G	-	Lebar jangkar terbesar	meter	0,3556	0,3556	0,3556				
9	H	-	Tebal lapisan pipa	meter	2	2	2				
10	I	F+2G+2H	Lebar CADZ	meter	0,0381	0,0381	0,0381				
11	J	-	Lebar alur lalu lintas kapal	meter	4,43	4,43	4,43				
12	K	-	Peluang kapal mengalami kondisi darurat	meter	190	190	190				
13	L	I/J*K	Peluang kapal berada di CADZ	-	5%	5%	5%				
14	M	E*L	Total waktu kapal berada di CADZ setahun	-	0,001166263	0,001166263	0,001166263				
15	N	-	Detik dalam satu tahun	s	25298,28823	12649,14411	8432,762742				
16	O	M/N	Frekuensi tahunan kapal berada di CADZ	s	31536000	31536000	31536000				
17	P	-	Peluang kapal menjatuhkan jangkar lalu menyeret pipa	-	0,000802203	0,000401102	0,000267401				
18	Q	O*P	Frekuensi tahunan pipa terseret jangkar	-	0,5%	2,5%	0,5%	5%	2,5%	5%	
					4,011E-06	2,006E-05	2,006E-06	1,003E-05	2,006E-05	1,337E-06	1,337E-05

LAMPIRAN D
EVENT TREE ANALYSIS PIPA TERSERET JANGKAR



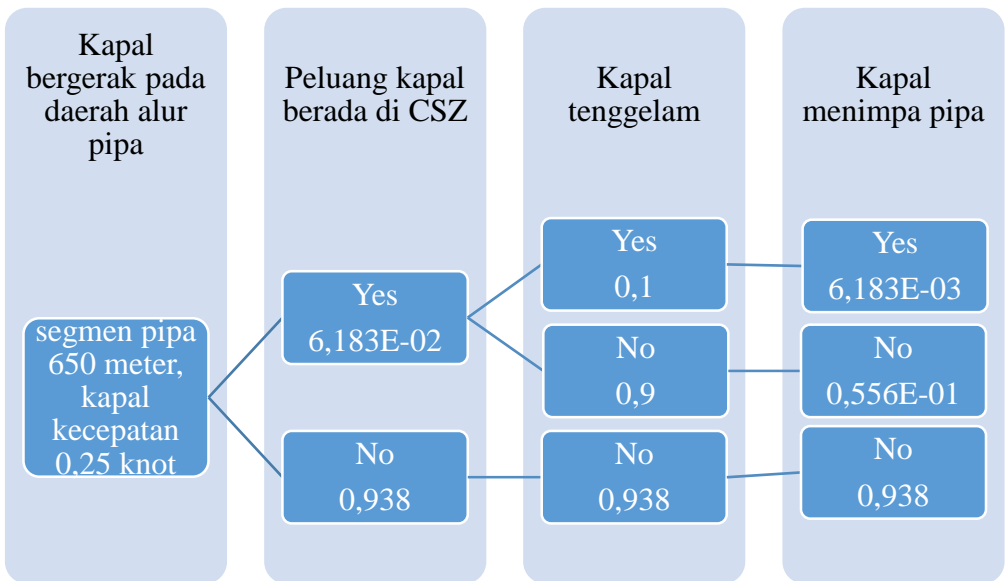
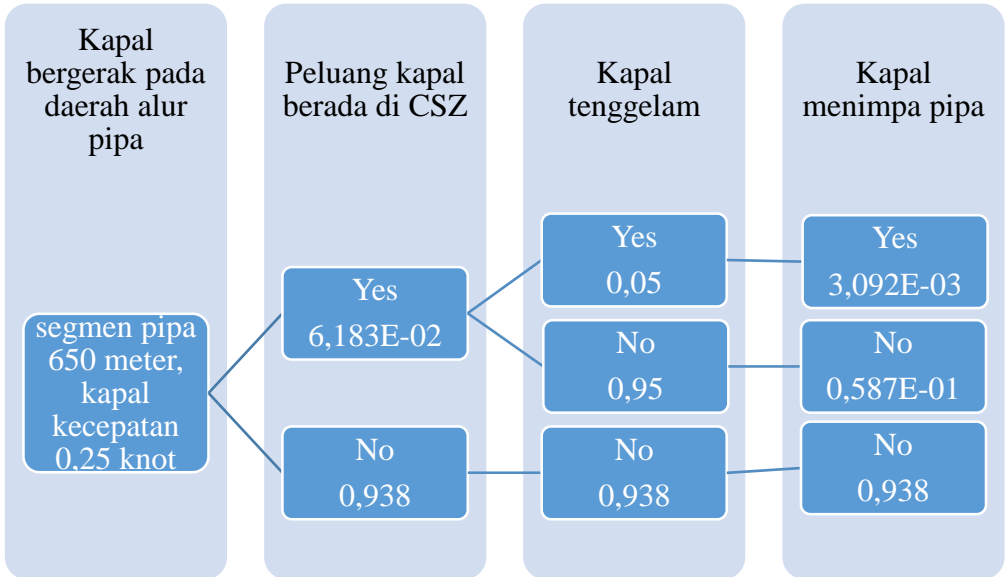
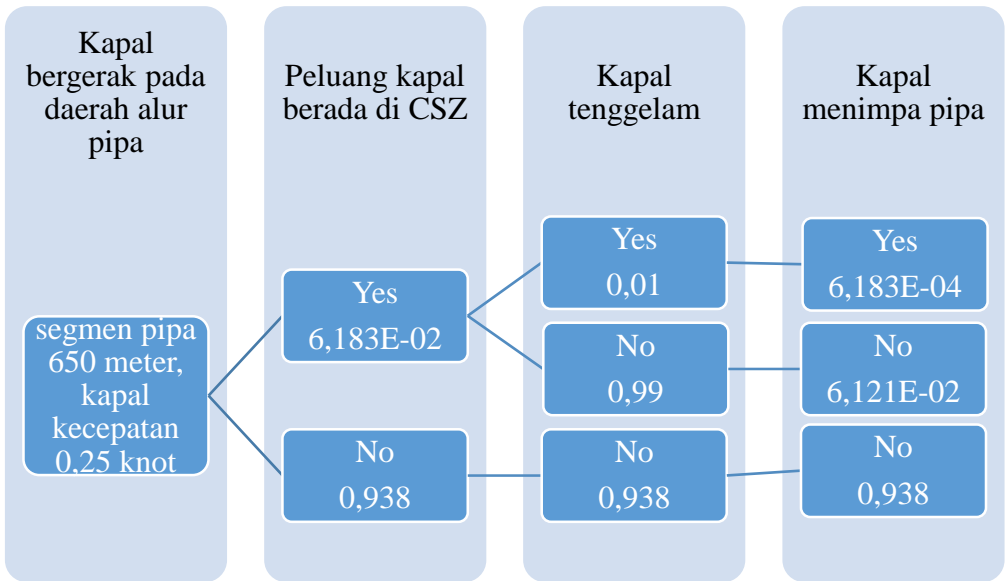


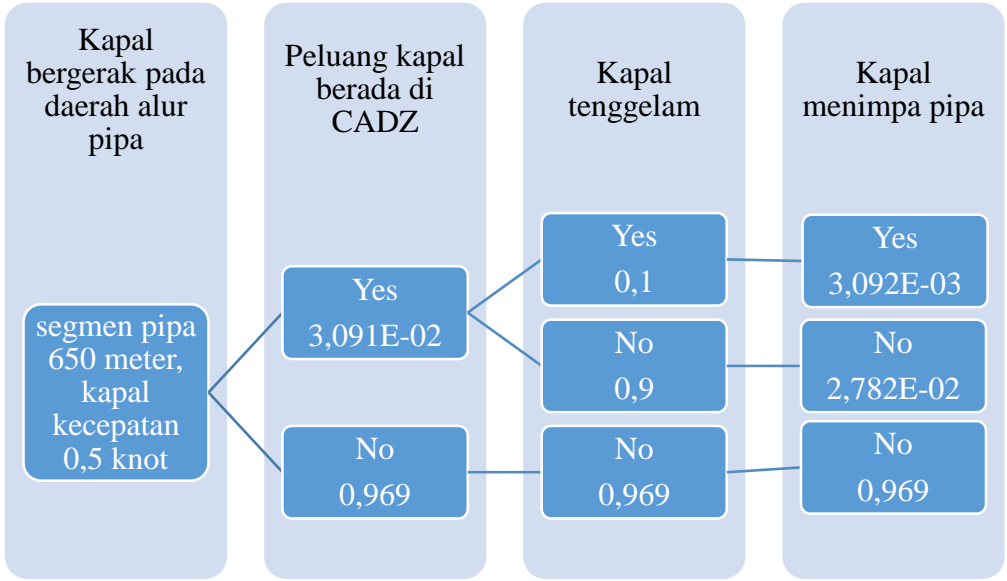
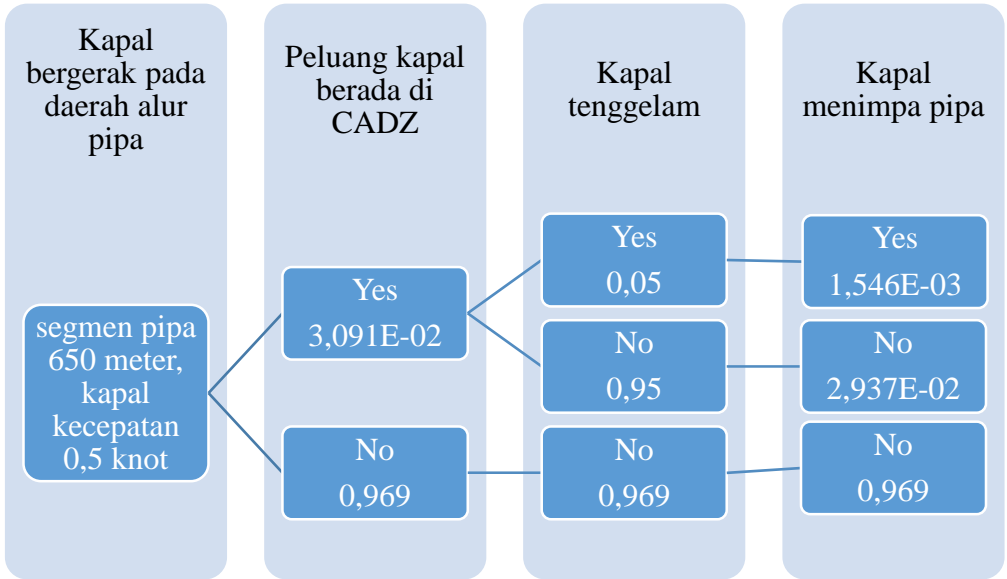
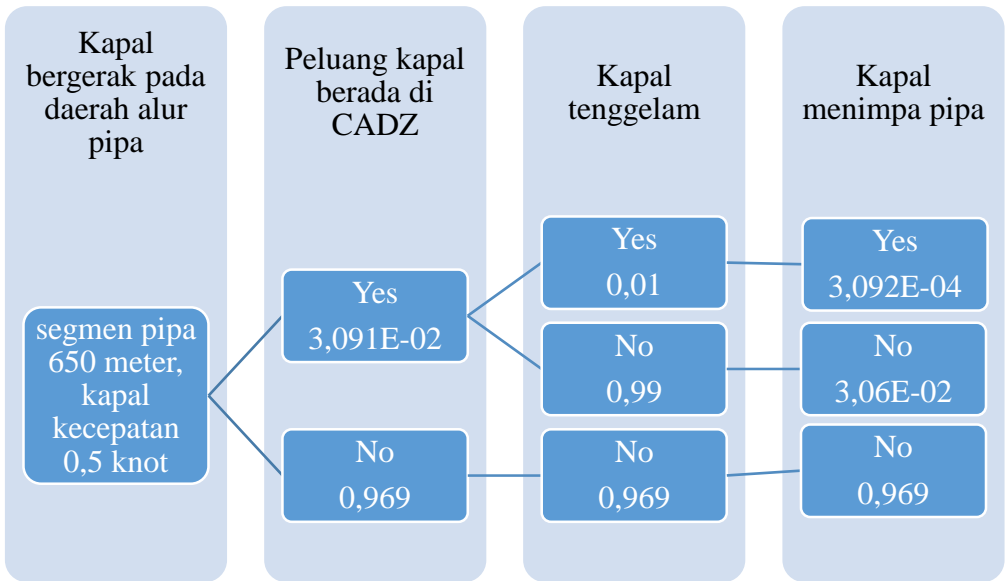


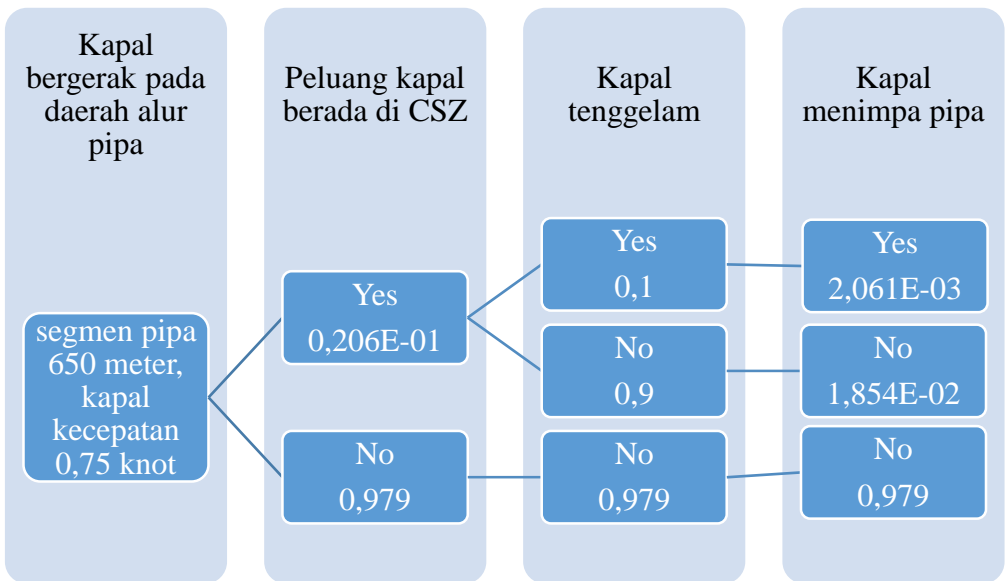
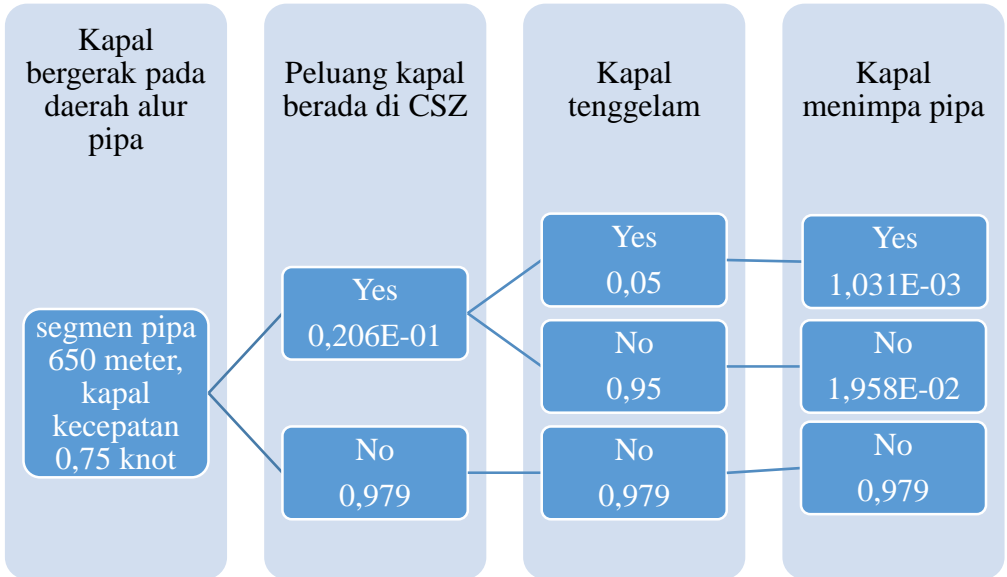
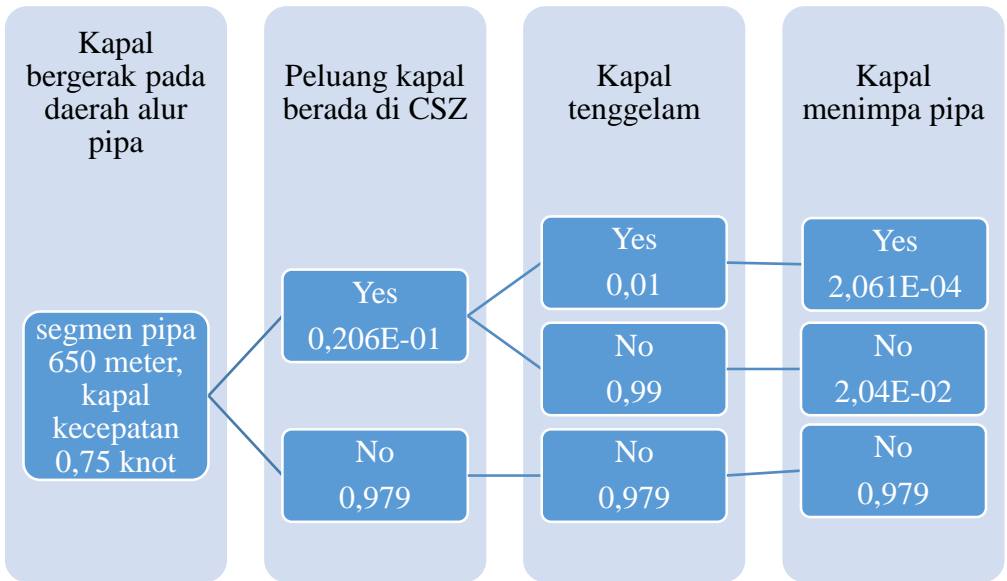
LAMPIRAN E
PERHITUNGAN FREKUENSI PIPA TERTIMPA KAPAL

No	Langkah	Persamaan	Keterangan	Satuan	Variasi Kecepatan										
1	A	-	Kecepatan kapal	knot	0,25					0,5					0,75
2	-	-	Kedalaman laut	m/s	0,13					0,26					0,39
3	B	-	Panjang segmen pipa	meter	7,5					7,5					7,5
4	C	B/A	Waktu kapal bergerak pada daerah alur pipa	meter	650					650					650
5	D	-	Jumlah lalu lintas kapal dalam setahun	s	5053,99568					2526,99784					1684,665227
6	E	C*D	Total waktu kapal bergerak pada daerah alur pipa setahun	-	4292					4292					4292
7	F	-	Panjang kapal terbesar	s	21691749,46					10845874,73					7230583,153
8	G	2*F	Lebar CSZ	meter	170,8					170,8					170,8
9	H	-	Lebar alur lalu lintas kapal	meter	341,60					341,60					341,60
10	I	-	Peluang kapal mengalami kondisi darurat	meter	190					190					190
11	J	G/H*I	Peluang kapal berada di CSZ	-	5%					5%					5%
12	K	E*J	Total waktu kapal berada di CSZ setahun	-	0,089894737					0,089894737					0,089894737
13	L	-	Detik dalam satu tahun	s	1949974,109					974987,0547					649991,3698
14	M	K/L	Frekuensi tahunan kapal berada di CSZ	s	31536000					31536000					31536000
15	N	-	Peluang kapal tenggelam	-	0,061833273					0,030916637					0,020611091
16	O	M*N	Frekuensi tahunan pipa tertimpa kapal	-	1%	5%	10%	1%	1%	5%	10%	1%	5%	10%	10%
					6,183E-04	3,092E-03	6,183E-03	3,092E-04	3,092E-03	1,546E-03	3,092E-03	2,061E-04	2,061E-03	1,031E-03	2,061E-03

LAMPIRAN F
EVENT TREE ANALYSIS PIPA TERTIMPA KAPAL







LAMPIRAN G
RANGKUMAN HASIL ANALISIS FREKUENSI

Bahaya	Kecepatan Kapal (knot)	Variasi Peluang	Frekuensi	Peringkat
Kejatuhan Jangkar	0,25	1%	8,022E-06	I
		5%	4,011E-05	II
		10%	8,022E-05	II
	0,5	1%	4,011E-06	I
		5%	2,006E-05	II
		10%	4,011E-05	II
	0,75	1%	2,674E-06	I
		5%	1,337E-05	II
		10%	2,674E-05	II
Terseret Jangkar	0,25	0,5%	4,011E-06	I
		2,5%	2,006E-05	II
		5%	4,011E-05	II
	0,5	0,5%	2,006E-06	I
		2,5%	1,003E-05	II
		5%	2,006E-05	II
	0,75	0,5%	1,337E-06	I
		2,5%	6,685E-06	I
		5%	1,337E-05	II
Tertimpa Kapal	0,25	1%	6,183E-04	III
		5%	3,092E-03	IV
		10%	6,183E-03	IV
	0,5	1%	3,092E-04	III
		5%	1,546E-03	IV
		10%	3,092E-03	IV
	0,75	1%	2,061E-04	III
		5%	1,031E-03	IV
		10%	2,061E-03	IV

BIODATA PENULIS



Nama lengkap Penulis yaitu Asih Astari yang dilahirkan di Probolinggo tanggal 17 Juli 1998. Penulis merupakan anak pertama dari dua bersaudara. Penulis menempuh pendidikan di SD Katolik Mater Dei Probolinggo, kemudian di SMP Katolik Mater Dei, selanjutnya di SMA Negeri 1 Probolinggo. Pada tahun 2016, Penulis diterima di Departemen Teknik Kelautan FTK ITS melalui jalur SNMPTN. Selama menjadi mahasiswa, Penulis mengasah *hardskill* dan *softskill* melalui berbagai kegiatan termasuk di luar kegiatan belajar di kelas. Penulis aktif sebagai pengurus pada beberapa organisasi yaitu Unit Kegiatan Mahasiswa Maritime Challenge, *Offshore Oil Rig Club* HIMATEKLA ITS, dan Laboratorium *Design and Construction of Ocean Structure*. Penulis juga pernah menjadi panitia pada kompetisi internasional yaitu *Petroleum Intergrated Days* sebagai staf divisi *Smart Competition*. Prestasi yang diperoleh Penulis selama kuliah yaitu terpilih menjadi peserta *Project Management Course* dalam *Delightful Istanbul Summer School 2020* oleh *Istanbul Aydin University Turkey*, terpilih menjadi peserta kegiatan *Study Excursion 2019 to Singapore: ITS Goes Beyond*, dan menjadi finalis dalam kompetisi *Apexindo Oil Rig Design OGIP 2019*. Penulis berkesempatan untuk melakukan kerja praktik di PT Pertamina Hulu Energi West Madura Offshore pada Departemen *Facility Engineering & Integrity*. Penulis mengakhiri masa perkuliahannya dengan mengerjakan Tugas Akhir yang berjudul “Penilaian Risiko Pipa Gas Bawah Laut akibat Aktivitas Kapal di Area Dermaga”.

Email: asihastari4@gmail.com