



Tugas Akhir - MO 141326

ANALISIS RESIKO PADA PERALATAN *OFFSHORE PIPELAYING*

ZULLIAN ZULFIKAR HAFIZ

NRP. 04311540000149

Dosen pembimbing

Prof. Daniel M. Rosyid, Ph.D.

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

**DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER**

SURABAYA

2019



FINAL PROJECT - MO 141326

RISK ANALYSIS FOR OFFSHORE PIPELAYING EQUIPMENTS

ZULLIAN ZULFIKAR HAFIZ

NRP. 04311540000149

SUPERVISOR

Prof. Daniel M. Rosyid, Ph.D.

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

OCEAN ENGINEERING DEPARTMENT

FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY

SEPULUH NOPEMBER INSTITUTE OF TECHNOLOGY

SURABAYA

2019

LEMBAR PENGESAHAN
ANALISIS RESIKO UNTUK PERALATAN *OFFSHORE*
PIPELAYING

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar sarjana teknik pada
program studi S-1 Departemen Teknik Kelautan Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Oleh:

Zullian Zulfikar Hafiz NRP. 04311540000149

Disetujui oleh:

1. Prof. Daniel M. Rosyid, Ph.D. (Pembimbing 1)

2. Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D. (Pembimbing 2)

3. Dr. Eng. Shade Rahmawati, S.T., M.T. (Penguji 1)

4. Prof. Ir. Soegiono (Penguji 2)

SURABAYA, JANUARI 2020

Analisis Resiko Untuk Peralatan *Offshore Pipelaying*

Nama Mahasiswa : Zullian Zulfikar Hafiz
NRP : 04311540000149
Departemen : Teknik Kelautan – FTK ITS
Dosen Pembimbing : Prof. Daniel M. Rosyid, Ph.D.
Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D.

ABSTRAK

Untuk memenuhi kebutuhan energi yang dimiliki Indonesia, PT. Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java* (PT. PHE ONWJ) membangun *pipeline* atau saluran pipa dalam upaya menghubungkan operasi produksi minyak dari hulu ke hilir. Salah satu proses yang dilakukan dalam pembangunan *pipeline* adalah *offshore pipelaying*, yang menggunakan berbagai macam alat – alat pada saat operasi berlangsung. Alat – alat tersebut memiliki resiko akan terjadinya moda kegagalan pada saat operasi *offshore pipelaying* berlangsung, oleh karena itu penelitian ini dilakukan untuk menentukan peralatan mana saja yang perlu diprioritaskan berdasarkan metode FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*) tradisional yang bersifat kualitatif dan FMEA probabilistik yang bersifat kuantitatif. Berdasarkan hasil dari penelitian ini, peralatan yang digunakan pada proses *offshore pipelaying* yang perlu diprioritaskan berdasarkan metode kualitatif adalah *anchor handling tug* dengan moda kegagalan *engine breakdown* yang mendapatkan skor *risk priority number* (RPN) 27.29. Sedangkan berdasarkan metode kuantitatif, peralatan yang perlu diprioritaskan pada proses *offshore pipelaying* adalah *mooring system pipelaying barge* dengan moda kegagalan *mooring failure* yang memiliki kemungkinan terjadi sebesar 0.0001%.

Kata Kunci : *Offshore Pipelaying*, Analisis Resiko, FMEA, FMEA Probabilistik, RPN, *Undetected Failure Mode*

Risk Analysis for Offshore Pipelaying Equipment

Student's Name : Zullian Zulfikar Hafiz
Student's Number : 04311540000149
Major : Teknik Kelautan – FTK ITS
Supervisor : Prof. Daniel M. Rosyid, Ph.D.
Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D.

ABSTRACT

To meet the energy demands that Indonesia has, PT. Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java (PT. PHE ONWJ) constructs pipelines in an effort to develop and connect upstream and downstream oil production efforts. One of the operations that is part of the subsea pipeline construction process is the offshore pipelaying procedure which employs a range of equipment as part of the operational procedure. These equipments used in the operation have their own risks and failure modes that could happen as the operation is underway, which is why this research is conducted to find out which equipment used in the offshore pipelaying procedure needs to be prioritized based on the traditional failure mode and effects analysis (FMEA) which is qualitative in nature, and the probabilistic FMEA which is quantitative in nature. Based on the research that has been done, the equipment that needs to be prioritized based on the qualitative traditional FMEA method is the anchor handling tug (AHT) with its engine breakdown failure mode that has a risk priority number (RPN) score of 27.29. While based on the quantitative probabilistic FMEA method, the pipelaying barge mooring system is the equipment that needs to be prioritized during the offshore pipelaying operations for its undetected failure mode (P(uf)), which is a mooring failure, has a 0.0001% chance of happening.

Key Word : Offshore Pipelaying, Risk Analysis, FMEA, Probabilistic FMEA, RPN, Undetected Failure Mode

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan sebesar – besarnya kepada Allah SWT, karena atas berkat dan rahmat-Nya tugas akhir yang berjudul Analisis Resiko Untuk Peralatan *Offshore Pipelaying* ini dapat diselesaikan. Tugas akhir ini disusun dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar sarjana teknik di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Tugas akhir ini membahas tentang pelaksanaan analisis resiko menggunakan metode *failure mode and effect analysis* (FMEA) yang dapat bersifat kualitatif dan kuantitatif untuk menentukan peralatan mana saja yang paling beresiko yang digunakan pada operasi *offshore pipelaying*.

Penulis menyadari dalam penulisan tugas akhir ini bahwa “tak ada gading yang tak retak”. Laporan tugas akhir dan penelitian yang dilakukan penulis tentu saja banyak kekurangannya. Oleh karena itu, saran dan kritik dari para pembaca sangat penulis harapkan. Semoga laporan tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi pembaca.

Surabaya, Januari 2020

Zullian Zulfikar Hafiz

UCAPAN TERIMA KASIH

Pertama-tama saya ingin mencurahkan puji syukur sebesar-besarnya kepada Allah SWT yang telah memberikan rahmat-Nya dan selalu melancarkan pengerjaan laporan tugas akhir ini. Laporan Tugas Akhir ini dapat penulis selesaikan karena dukungan dan bantuan dari berbagai pihak. Untuk itu, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua penulis yang selalu memberikan dukungan dan doa mereka kepada penulis selama jenjang pendidikan penulis, terutama di perguruan tinggi.
2. Prof. Daniel M. Rosyid, Ph.D, selaku dosen pembimbing satu yang sangat baik hati dan selalu bersedia untuk membimbing dan membagikan ilmu dan pengalamannya kepada penulis.
3. Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D selaku dosen pembimbing dua yang selalu peduli akan siswa bimbingannya dan selalu memberikan masukannya
4. Dr. Eng., Muhammad Zikra, S.T., M.Sc. selaku dosen wali penulis selama 9 semester di ITS yang senantiasa sabar menghadapi penulis.
5. Indah Sagitaisna Putri, S.Ked., yang selalu membantu memberikan semangat kepada penulis selama pengerjaan tugas akhir ini.
6. Muhammad Farid Samad, S.T., dan Mora Afra S.T., yang senantiasa berbagi ilmu dan pengalaman mengenai pengerjaan tugas akhir dan sangat membantu dalam pengerjaan laporan penulis.
7. Beryl Abdiel S.E. Sitorus (S.T.), teman baik dan teman tempat tinggal penulis yang selalu saling menyemangati bersama penulis selama pengerjaan tugas akhir.
8. Jordy, Sharas, Biru, Yoha, Vanti, Inez, Daris, selaku teman sebimbingan tugas akhir yang bersama – sama saling menyemangati dan membantu dalam pengerjaan tugas akhir dan urusan akademik lainnya.
9. Syaima Gatneh, Biyan Shandy, Naurania Nadif, Safira Firdausi, Dimas Budi, dan Aisyah Nur H., selaku teman seperjuangan penulis pada Japan English MUN yang sedang berjuang dengan urusannya masing – masing namun selalu menyempatkan waktu untuk bertemu dan menyemangati penulis.
10. Nur Muhammad Hanif, S.T., F.M. Rohman, Asa Sekarnusa, Farah Qoonita, Prima Airlangga, selaku teman kepengurusan MUN Club penulis yang sangat

membantu penulis mengemban amanah yang diberikan kepada penulis di tahun ke – 4 penulis di ITS.

11. Dika, Hirsto, Aziz, dan Krisna, selaku teman kerja praktek penulis yang senantiasa membantu dalam pengerjaan laporan kerja praktek dan laporan tugas akhir.
12. Ikhsan, Alfi, Hamka, Luthfi, Ryanza, Rizal, Ariza, dan Hambay selaku teman tempat tinggal penulis yang telah mewarnai hidup penulis di Surabaya ketika tidak sedang di kampus.
13. Pihak – pihak lainnya yang telah membantu penulis mencapai penyelesaian tugas akhir ini yang tidak dapat dinamakan satu persatu.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN JUDUL.....	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
ABSTRAK	iv
ABSTRACT.....	v
KATA PENGANTAR	vi
UCAPAN TERIMA KASIH	vii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL.....	xii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang Masalah.....	1
1.2 Rumusan Masalah	4
1.3 Tujuan Penelitian.....	4
1.4 Manfaat Penelitian.....	4
1.5 Batasan Masalah.....	5
1.6 Sistematika Penulisan.....	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....	6
2.1 Tinjauan Pustaka	6
2.2 Dasar Teori	8
2.2.1 <i>Pipe Laying</i>	8
2.2.2 Konstruksi Pipa Bawah Laut	10
2.2.3 Manajemen Resiko	13
2.2.4 <i>Failure Mode and Effect Analysis (FMEA)</i>	15
2.2.5 FMEA Tradisional	15
2.2.6 FMEA Probabilistik.....	19
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	22
3.1 Diagram Alir Penelitian.....	22
3.2 Prosedur Penelitian.....	23
BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN	25
4.1 Identifikasi Resiko.....	25

4.1.1	<i>Welding Equipment</i>	28
4.1.2	<i>Tensioner</i>	30
4.1.3	<i>Stinger</i>	32
4.1.4	<i>Mooring System (Anchor and Winch)</i>	34
4.1.5	<i>Anchor Handling Tug</i>	36
4.2	<i>Fishbone Diagram</i>	39
4.3	Pengumpulan Data	41
4.3.1	<i>Welding Equipment</i>	46
4.3.2	<i>Tensioner</i>	48
4.3.3	<i>Stinger</i>	50
4.3.4	<i>Mooring System</i>	51
4.3.5	<i>Anchor Handling Tug</i>	53
4.4	Pengolahan Data.....	55
4.4.1	<i>Welding Equipment</i>	57
4.4.2	<i>Tensioner</i>	58
4.4.3	<i>Stinger</i>	58
4.4.4	<i>Mooring System</i>	59
4.4.5	<i>Anchor Handling Tug</i>	60
4.4.6	Pembobotan	61
4.4.7	Pembobotan <i>Welding Equipment</i>	64
4.4.8	Pembobotan <i>Tensioner</i>	65
4.4.9	Pembobotan <i>Stinger</i>	67
4.4.10	Pembobotan <i>Mooring System</i>	68
4.4.11	Pembobotan <i>Anchor Handling Tug</i>	70
4.5	Tindakan Mitigasi	71
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		73
5.1	Kesimpulan.....	73
5.2	Saran.....	74
DAFTAR PUSTAKA		75
LAMPIRAN.....		77
BIODATA PENULIS		91

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Metode S-lay	8
Gambar 2. 2 Metode J-lay	9
Gambar 2. 3 Metode <i>Reel Lay</i>	10
Gambar 2. 4 Pengelasan Pipa Bawah Laut	11
Gambar 2. 5 <i>Non-Destructive Testing</i>	12
Gambar 2. 6 Injeksi HDPU <i>Foam</i> pada <i>Joint</i> Pipa	12
Gambar 2. 7 Gambaran Umum Manajemen Resiko	14
Gambar 3. 1 <i>Flow Chart</i> Pengerjaan Tugas Akhir	22
Gambar 4. 1 DLB Armada KP1	26
Gambar 4. 2 Spesifikasi DLB Armada KP1	27
Gambar 4. 3 <i>Profile</i> DLB Armada KP1	28
Gambar 4. 4 Skema <i>Tensioner</i>	30
Gambar 4. 5 <i>Tensioner Shoes</i>	31
Gambar 4. 6 Konfigurasi <i>Stinger</i> pada DLB Armada KP1.....	32
Gambar 4. 7 <i>Roller</i> pada <i>Stinger</i>	33
Gambar 4. 8 Konfigurasi DMA	34
Gambar 4. 9 <i>Birdcaging</i> pada Tali Jangkar	35
Gambar 4. 10 <i>Anchor Handling Tug</i>	36
Gambar 4. 11 Spesifikasi <i>Anchor Handling Tug</i>	37
Gambar 4. 12 Spesifikasi <i>Anchor Handling Tug</i>	37
Gambar 4. 13 <i>Shark Jaw</i>	38
Gambar 4. 14 <i>Fishbone Diagram</i>	40

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Pembobotan skor dan keterangan untuk aspek <i>occurrence</i> (O).....	16
Tabel 2. 2 Pembobotan skor dan keterangan untuk aspek <i>detection</i> (D).....	17
Tabel 2. 3 Pembobotan skor dan keterangan untuk aspek <i>severity</i> (S).....	18
Tabel 2. 4 Contoh FMEA Tradisional	19
Tabel 2. 5 Penilaian P(O) dan P(D) pada FMEA Probabilistik	20
Tabel 4. 1 Spesifikasi <i>pipeline</i>	25
Tabel 4. 2 <i>Welding Station Pipelaying Barge</i> PT. PHE ONWJ.....	29
Tabel 4. 3 Pembobotan skor <i>occurrence</i> (O)	42
Tabel 4. 4 Pembobotan skor <i>severity</i> (S)	43
Tabel 4. 5 Pembobotan skor <i>detection</i> (D)	44
Tabel 4. 6 Biodata Responden	45
Tabel 4. 7 Respon Kuesioner untuk <i>Welding Equipment</i>	46
Tabel 4. 8 RPN Tertinggi untuk <i>Welding Equipment</i>	47
Tabel 4. 9 Respon Kuesioner untuk <i>Tensioner</i>	48
Tabel 4. 10 RPN Tertinggi untuk <i>Tensioner</i>	49
Tabel 4. 11 Respon Kuesioner untuk <i>Stinger</i>	50
Tabel 4. 12 RPN Tertinggi untuk <i>Stinger</i>	51
Tabel 4. 13 Respon Kuesioner untuk <i>Mooring System</i>	52
Tabel 4. 14 RPN Tertinggi untuk <i>Mooring System</i>	53
Tabel 4. 15 Respon Kuesioner untuk <i>Anchor Handling Tug</i>	53
Tabel 4. 16 RPN Tertinggi untuk <i>Anchor Handling Tug</i>	54
Tabel 4. 17 Penilaian P(O) dan P(D) pada FMEA Probabilistik	55
Tabel 4. 18 Pengolahan Data <i>Welding Equipment</i>	57
Tabel 4. 19 Pengolahan Data <i>Tensioner</i>	58
Tabel 4. 20 Pengolahan Data <i>Stinger</i>	59
Tabel 4. 21 Pengolahan Data <i>Mooring System</i>	59
Tabel 4. 22 Pengolahan Data <i>Anchor Handling Tug</i>	60
Tabel 4. 23 Pembobotan Terhadap Sekelompok Tenaga Ahli.....	61
Tabel 4. 24 Pembobotan Tiap Responden Penelitian.....	62
Tabel 4. 25 Skor Pembobotan Akhir Tiap Responden Penelitian.....	63
Tabel 4. 26 <i>Undetected Failure Mode</i> untuk <i>Welding Equipment</i> Setelah Pembobotan	64
Tabel 4. 27 <i>Undetected Failure Mode</i> untuk <i>Tensioner</i> Setelah Pembobotan	65
Tabel 4. 28 <i>Undetected Failure Mode</i> untuk <i>Stinger</i> Setelah Pembobotan	67
Tabel 4. 29 <i>Undetected Failure Mode</i> untuk <i>Mooring System</i> Setelah Pembobotan	68
Tabel 4. 30 <i>Undetected Failure Mode</i> untuk <i>Anchor Handling Tug</i> Setelah Pembobotan	70

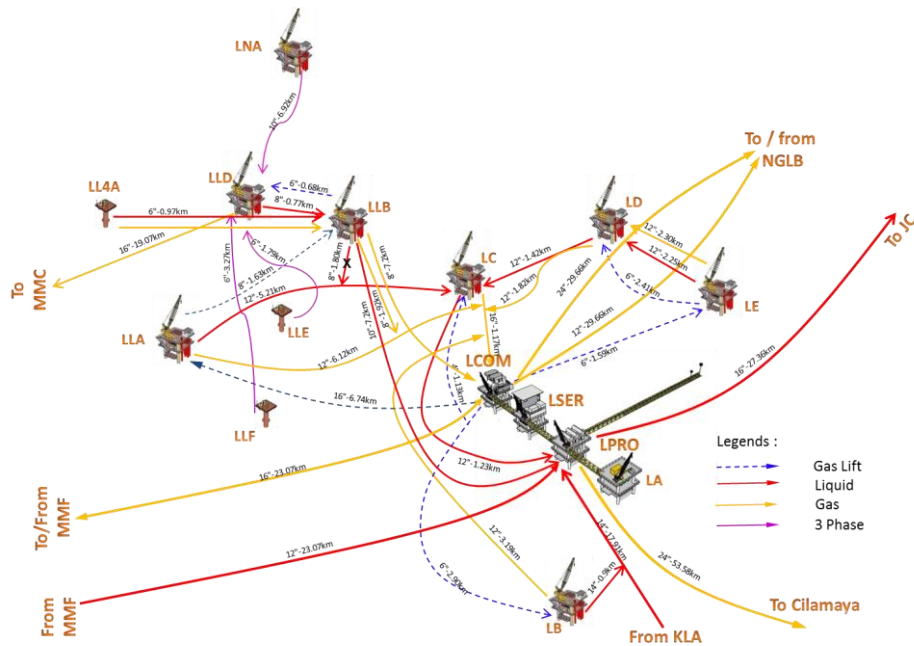
BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Pada saat ini, energi merupakan salah satu kebutuhan yang sangat diperlukan oleh rakyat Indonesia. Tingkat penggunaan energi dari tahun ke tahun terus meningkat meskipun kemampuan produksi minyak dan gas di Indonesia tidak menyetarai tingkat konsumsi tersebut. Menurut Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi Indonesia (2018), konsumsi bahan bakar hidrokarbon di Indonesia sepanjang tahun 2018 diperkirakan mencapai 75 juta kilo liter. Konsumsi bahan bakar nasional mencapai 1,6 juta barel per hari sedangkan kemampuan produksi industri minyak dan gas di Indonesia saat ini hanyalah 834 ribu barel per hari. Namun, cadangan minyak dan gas di Indonesia masih menunjukkan potensi. Menurut Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Indonesia (2010), cadangan yang terbukti di Indonesia pada tahun 2010 mencapai 112,5 TSCF (*Trillion Standard Cubic Feet*) dan diperkirakan cadangan yang baru akan terus bertambah di masa – masa yang akan datang.

Untuk memenuhi kebutuhan akan energi yang dimiliki Indonesia, maka perusahaan Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java* (PT PHE ONWJ) membangun *pipeline* atau saluran pipa dengan tujuan untuk meningkatkan daya produksi minyak dan gas di daerah perairan utara Jawa Barat, salah satu dari lapangan yang dikelola oleh PT. PHE ONWJ adalah *Lima Field*. Pipa sendiri adalah suatu teknologi yang mengalirkan fluida seperti minyak, gas, atau air dalam jumlah besar dan jarak yang jauh atau daerah lepas pantai. Karena medan yang dilalui oleh saluran pipa sangat beragam, yakni mulai dari dalam laut, dataran rendah, dan dalam tanah, maka pipa merupakan pilihan yang tepat untuk meningkatkan daya produksi energi dari minyak dan gas di Indonesia. (Drehem, 2017)



Gambar 1.1 Skema Jaringan Pipa Lima Field PT. PHE ONWJ (sumber: Pertamina)

Proses *pipelaying* merupakan suatu proses yang dilakukan oleh perusahaan minyak dan gas untuk menginstalasikan saluran pipa yang akan beroperasi di dasar laut. Pada industri *offshore pipeline* seperti halnya PT. PHE ONWJ, salah satu tantangan yang dihadapi adalah resiko – resiko yang ada pada proses instalasi pipa atau *pipelaying*. Resiko – resiko ini merupakan akibat dari berbagai macam faktor yang merupakan ancaman terhadap proses *pipelaying* yang dimulai dari permasalahan teknis pada peralatan *pipelaying* hingga *human error* atau kesalahan manusia. Salah satu aspek pada proses *pipelaying* yang memiliki berbagai macam resiko yang dapat memberikan kerugian terhadap perusahaan adalah berbagai macam alat yang digunakan pada proses *pipelaying*. Sehingga dalam industri *offshore pipeline*, dibutuhkan adanya analisis resiko agar tiap resiko yang ada dapat diketahui, dianalisis, dievaluasi, diperlakukan, dan dimonitor (AZ NZS 4360: 1999).

Analisis resiko adalah suatu aset yang berharga pada suatu operasi yang dilakukan perusahaan, karena tidak hanya membantu perusahaan dalam mendeteksi resiko teknis, namun juga dapat membantu mendeteksi resiko – resiko yang berhubungan dengan *human error* (Barends et al, 2012). Salah satu metode dalam melakukan analisis resiko adalah dengan menggunakan metode *Hazard and Operability (HAZOP) study* dan *Failure Mode and Effects Analysis (FMEA)*.

Suatu *Hazard and Operability (HAZOP) study* adalah suatu pemeriksaan secara terstruktur dan sistematis terhadap proses atau operasi yang telah direncanakan atau telah ada dan mengevaluasi permasalahan yang dapat memberikan resiko terhadap personel atau peralatan, atau dapat mencegah efisiensi operasi (Gossman, 2009). Sementara menurut Barends et al (2012), suatu *Failure Mode and Effects Analysis (FMEA)* adalah metode sistematis yang digunakan untuk menganalisis dan menggolongkan resiko – resiko yang berhubungan dengan berbagai mode kegagalan produk (atau proses) (yang sudah ada ataupun yang berpotensi), memprioritaskan mereka untuk tindakan remedial, dengan bertindak terhadap resiko dengan ranking tertinggi, mengevaluasikan kembali resiko – resiko tersebut dan kembali kepada langkah penggolongan dalam sebuah siklus yang berulang hingga pengembalian marjinal (*marginal returns*) kembali.

Namun menurut Gossman (2009), metode HAZOP memiliki kelemahan dimana suatu HAZOP biasanya terfokus pada suatu *event* atau mode kegagalan dibandingkan dengan kombinasi dari berbagai macam event. Sementara Barends et al (2012) mengatakan bahwa metode FMEA tradisional masih memiliki beberapa kekurangan. Adapun kekurangan yang dipaparkan yaitu frekuensi terjadinya *failure mode* yang tidak terdeteksi masih diperkirakan secara kualitatif dan prioritas risiko masih bersifat subjektif sehingga modifikasi FMEA dengan melihat *Probabilistic Occurrence, Detection, dan Severity* dibutuhkan untuk mencari kekurangan tersebut.

Banyaknya resiko – resiko yang ada pada peralatan *pipelaying* yang digunakan oleh PT. PHE ONWJ dan kontraktor yang bekerja sama dengannya beserta dengan kekurangan yang ada pada analisis resiko dengan metode HAZOP dan FMEA tradisional yang digunakan oleh perusahaan tersebut mengakibatkan perlunya analisis resiko dan proses manajemen resiko yang dikelola dengan baik dengan metode yang lebih unggul dari kedua metode tersebut. Oleh karena itu, penulis memilih judul “Analisis Resiko Untuk Peralatan *Offshore Pipelaying*”.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah dijelaskan di atas, maka dapat dirumuskan pokok permasalahan yang akan dijadikan penelitian yaitu :

1. Berapa skor *Risk Priority Number* (RPN) pada peralatan yang digunakan pada *offshore pipelaying*?
2. Berapa besar kemungkinan terjadinya *undetected failure mode* (P(uf)) pada peralatan yang digunakan pada *offshore pipelaying*?
3. Apa saja tindakan mitigasi yang perlu dilakukan berdasarkan perhitungan *traditional FMEA* dan *probabilistic FMEA*?

1.3 Tujuan Penelitian

Berdasarkan rumusan masalah di atas, maka didapatkan tujuan penelitian yaitu :

1. Menentukan skor *Risk Priority Number* (RPN) untuk peralatan – peralatan yang digunakan pada *offshore pipelaying*.
2. Menentukan besarnya kemungkinan terjadinya suatu *undetected failure mode* (P(uf)) pada peralatan yang digunakan pada *offshore pipelaying*.
3. Menentukan tindakan mitigasi berdasarkan hasil perhitungan metode FMEA tradisional dan FMEA probabilistik.

1.4 Manfaat Penelitian

Dengan adanya penelitian ini, manfaat yang akan didapat untuk penulis adalah menambah pengetahuan dan pengalaman dengan melakukan analisis resiko dengan metode semi-kuantitatif pada suatu proses yang dilakukan oleh industri yang relevan dengan jurusan penulis. Selain itu, diharapkan penelitian ini dapat memberikan masukan kepada perusahaan PT. PHE ONWJ dan kontraktor mengenai peralatan mana saja yang perlu diprioritaskan pada proses *offshore pipelaying*.

1.5 Batasan Masalah

Adapun batasan yang digunakan dalam penelitian ini yaitu :

1. Peralatan yang dianalisis hanyalah beberapa peralatan tertentu yang digunakan pada proses *initiation – normal lay* pada *pipelaying* dan digunakan pada proyek – proyek yang berlangsung di *Lima Field*.
2. Diasumsikan perusahaan tidak melakukan tindakan tertentu berdasarkan urutan prioritas resiko peralatan yang telah dihitung.

1.6 Sistematika Penulisan

Bab I Pendahuluan menjelaskan tentang latar belakang masalah, rumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, batasan masalah, dan sistematika penulisan dari tugas akhir. Bab II Tinjauan Pustaka dan Dasar Teori menjelaskan tentang dasar-dasar teori yang mendukung dalam tugas akhir “Analisis Resiko Untuk Peralatan *Offshore Pipelaying*”. Bab III Metodologi Penelitian menjelaskan tentang langkah-langkah dalam pengerjaan tugas akhir yang direpresentasikan dengan diagram alir (*flow chart*). Tahapan-tahapan pengerjaan dimulai dari studi lapangan, pengumpulan data, identifikasi resiko, *Failure Mode and Effects Analysis* (FMEA), *probabilistic FMEA* dan distribusi triangular, dan yang terakhir pemberian kesimpulan dan saran.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Jaringan pipa atau pipeline didefinisikan sebagai alat untuk mengalirkan fluida dalam hal ini zat cair dan gas dari suatu atau beberapa titik menuju satu atau beberapa titik lainnya. Offshore pipeline merupakan jaringan pipa yang beroperasi di dasar laut. Biasanya pipa bawah laut digunakan untuk mendistribusikan fluida antar pulau (Filihan, 2013).

Sementara *subsea pipeline* adalah suatu sistem transportasi untuk produk hidrokarbon seperti *crude oil*, gas alam bertekanan tinggi atau *condensate* yang relatif bertekanan rendah dalam jumlah yang besar dan jarak jauh melalui daerah lepas pantai. *Pipeline* dapat bekerja 24 jam sehari, 365 hari dalam setahun selama umur pipa yang dapat mencapai 30 tahun atau bahkan lebih (Maradika, 2019). *Pipelaying* sendiri adalah suatu metode untuk instalasi *subsea pipeline* yang sering digunakan karena dianggap *versatile* dan dapat dilakukan dalam untuk menginstalasi hampir semua besar pipa (Ariani, 2015).

Drehem (2017) melakukan penelitian mengenai Analisa Resiko pada Kebocoran Pipa Bawah Laut dengan Metode *Hybrid Risk Analysis*. Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah kombinasi dari metode kualitatif (FMEA tradisional) dan kuantitatif (*Fault Tree Analysis*) untuk menentukan probabilitas dan konsekuensi suatu *top event* pada sistem *subsea pipeline* yaitu kebocoran pipa bawah laut. Menurut penulis metode yang digunakan pada penelitian ini sudah tepat penggunaannya karena yang dicari risikonya adalah satu *top event* saja yaitu kebocoran pipa bawah laut.

Maradika (2019) melakukan penelitian mengenai Penerapan *Fuzzy Failure Mode and Effect Analysis* dalam Analisa Risiko Operasi *Offshore Pipeline*. Seperti nama dari penelitian tersebut, Maradika menggunakan metode *Fuzzy Failure Mode and Effect Analysis* untuk menentukan skor *Risk Priority Number* (RPN) dari beberapa resiko pada operasi *offshore pipeline* seperti *buckling*, korosi eksternal, *scouring*, dll. dan menyarankan pengendalian untuk resiko – resiko tersebut berdasarkan hasil ranking dari tiap RPN resiko – resiko tersebut. Menurut penulis penelitian yang dilakukan Maradika sudah bagus karena menilai beberapa resiko dan tidak satu saja, hal ini setara dengan tujuan penulis dalam penelitian ini yang berencana untuk menilai RPN dari beberapa peralatan *offshore pipelaying* yang berbeda.

Penelitian utama yang akan penulis gunakan sebagai referensi adalah penelitian yang dilakukan oleh Barends et al (2012) mengenai *Risk of Analytical Validations by Probabilistic Modification of FMEA*. Dimana pada penelitian tersebut, Barends et al menggunakan dua metode analisis resiko untuk *Near Infrared (NIR) analytical procedure* yaitu dengan metode FMEA tradisional dan FMEA dengan modifikasi probabilistik. FMEA tradisional memberikan RPN berdasarkan pengumpulan data kualitatif, namun dengan tambahan FMEA dengan modifikasi probabilistik, Barends et al dapat menemukan hasil yang tidak dapat didapatkan dari metode FMEA tradisional seperti kemungkinan terjadinya *failure mode* yang tidak terdeteksi, kemungkinan suatu *failure mode* yang tidak terdeteksi terjadi dalam setahun, dsb. dengan menambahkan analisis data kuantitatif pada data kualitatif yang didapatkan dari FMEA tradisional.

Filihan (2016) melakukan penelitian yang serupa dengan Barends et al mengenai Analisis Risiko Kerusakan *Offshore Pipeline* Transmisi Sumatera Jawa. Dalam penelitian ini Filihan menerapkan metode FMEA tradisional, FMEA dengan modifikasi probabilistik, dan juga distribusi triangular untuk menentukan *probabilistic severity* yang tidak digunakan pada penelitian yang dilakukan Barends et al. Pada penelitian tersebut Filihan berhasil menentukan *probabilistic RPN* untuk lima *failure mode* yang dapat terjadi pada suatu *offshore pipeline*. Penulis juga akan menjadikan penelitian ini sebagai referensi dan menerapkan beberapa metode lain karena perbedaan topik yang diteliti.

Berdasarkan semua penelitian yang penulis telah sebutkan, dapat disimpulkan bahwa mayoritas analisis resiko bertujuan untuk mencari RPN dari suatu produk (FMEA) atau suatu *failure mode* atau *top event (Fault Tree Analysis)*. Penulis bertujuan untuk mencari RPN dari beberapa produk dan beberapa *failure mode* yang khusus terjadi pada produk tersebut dengan menggunakan beberapa metode yang digunakan oleh penelitian yang dilakukan diatas.

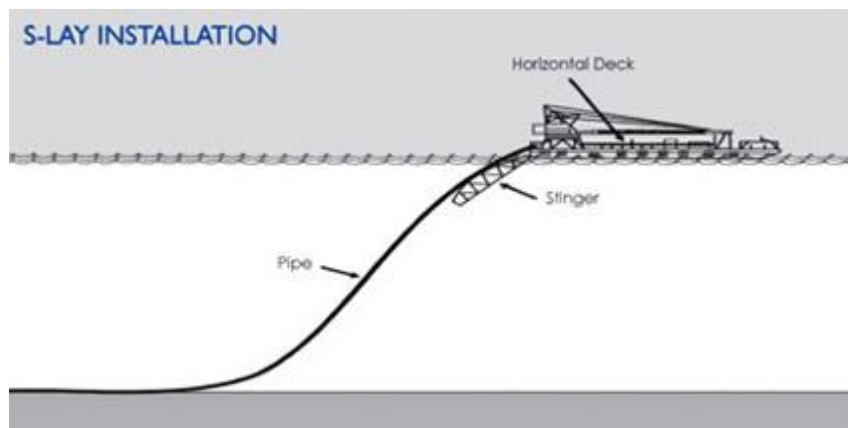
2.2 Dasar Teori

2.2.1 Pipe Laying

Menurut Ariani (2015), *pipelaying* adalah suatu metode untuk instalasi *subsea pipeline* yang sering digunakan karena dianggap *versatile* dan dapat dilakukan dalam untuk menginstalasi hampir semua besar pipa. Berdasarkan Babicz (2015), metode *pipe laying* dibagi menjadi berikut;

a. Metode S-Lay

Metode *pipe laying* ini lebih sering digunakan untuk pipa yang bersifat *rigid* atau kaku dan juga pada kedalaman air yang relatif dangkal (0 - 1000 ft). Ketika menggunakan metode ini, *pipe joints* yang berada di *pipelay vessel* akan diturunkan ke dasar laut dan diarahkan dengan sebuah *stinger*, yaitu sebuah struktur pada bagian belakang *vessel* yang menopang pipa yang diturunkan ke dasar laut untuk mengontrol radius bengkokannya (*bend radius*). Pipa diturunkan dengan *tensioner*. Karena tingkat produksinya yang tinggi dan kemampuannya untuk menginstall pipa lapis beton, metode s-lay sangat cocok untuk perairan yang kedalamannya dangkal dan sedang.

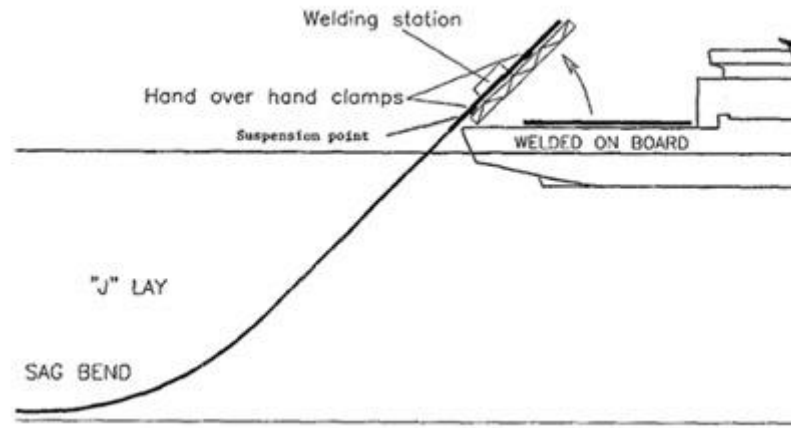


Gambar 2.1 Metode S-lay (sumber: Ariani, 2015)

b. Metode J-Lay

Metode ini digunakan untuk menginstall *subsea pipeline* pada kedalaman yang lebih dalam (>500 ft). Pada metode j-lay, *pipelay vessel* dilengkapi dengan suatu *tower* dimana pipa dengan maksimal 6 *joint* akan dinaikkan ke *tower* untuk dilas dan setelah dilakukan *non-destructive testing* (NDT) akan diturunkan melalui *vertical ramp* dibawah *tower*. Metode j-lay cocok untuk perairan yang relatif dalam karena *pipeline* yang dipasang hanya akan

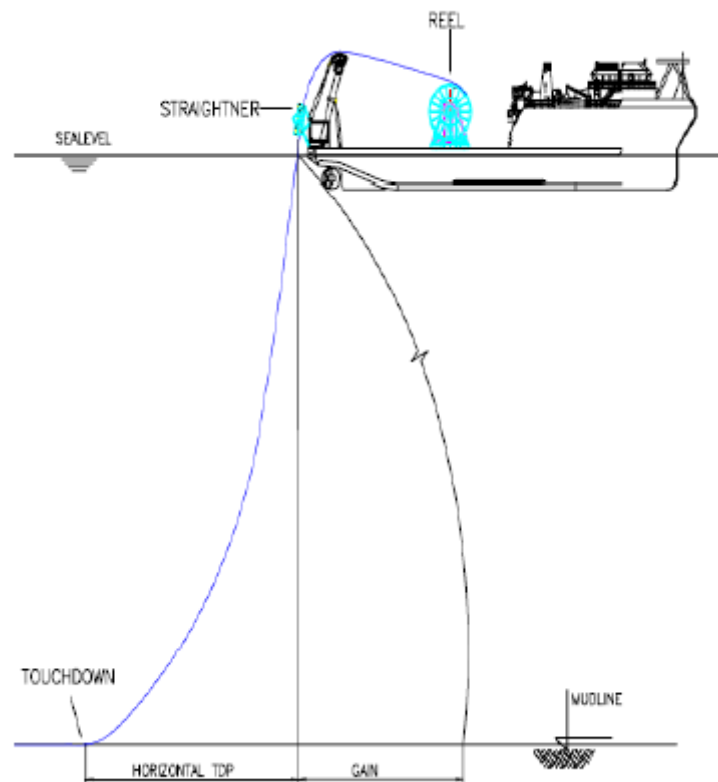
dibengkokkan sekali ketika instalasi (di dasar laut) yang sangat dianjurkan jika ingin menginstalasi *pipeline* yang sensitif terhadap *fatigue*. Dibandingkan dengan metode s-lay, metode ini memiliki tingkat produksi yang rendah karena hanya adanya 1 *station* untuk melakukan pengelasan.



Gambar 2.2 Metode J-lay (sumber: Ariani, 2015)

c. Metode *Reel Lay*

Metode ini dapat digunakan untuk pipa yang fleksibel ataupun kaku dan biasa dilakukan di perairan yang relatif dalam (>500 ft). Karakteristik utama dari metode ini adalah pipa yang akan diinstalasi menggunakan metode ini telah dilas, diberi *coating*, dan diuji di tempat fabrikasi *onshore* sebelum dibawa ke lapangan untuk diinstalasi. Pipa kemudian digulung menjadi sebuah kumparan, dibawa ke lapangan dan dibuka dari gulungannya ketika proses *pipelaying* berlangsung. Kelebihan dari metode ini adalah mudahnya untuk mengontrol proses pengelasan dan pemberian *coating*, juga tingkat produksi yang tinggi.



Gambar 2.3 Metode *Reel Lay* (sumber: Ariani, 2015)

2.2.2 Konstruksi Pipa Bawah Laut

Sebelum proses *pipelaying* berlangsung, pipa akan melewati beberapa proses konstruksi yang terjadi dari pusat fabrikasi hingga pipa mencapai *tensioner* menuju *stinger* pada *pipelaying barge*. Beberapa proses konstruksi pipa bawah laut yang dilewati pipa adalah sebagai berikut;

a. Transportasi Pipa Bawah Laut

Sebelum diproses pada sebuah *pipelaying barge*, maka pipa harus dibawa dulu ke lapangan dari pusat fabrikasi. Pipa yang akan dikonstruksi dibawa terlebih dahulu dari *onshore* ke lapangan menggunakan *material barge*, pada suatu *material barge*, pipa akan ditumpukkan dengan satu sama lain kemudian diikat untuk ditahan dengan konfigurasi yang sesuai dengan hasil perhitungan *stacking analysis*.

b. Pengelasan Pipa Bawah Laut

Setelah pipa dibawa ke lapangan menggunakan *material barge*, maka pipa akan dipindahkan ke *pipelaying barge* untuk memulai proses konstruksi pipa. Pengelasan pipa bawah laut digunakan untuk menyambung satu batang pipa dengan batang pipa yang lain. Pada proses ini pipa akan di las untuk disambung dengan menggunakan alat berat dan membutuhkan tenaga ahli untuk mengerjakan proses pengelasan. Pekerjaan pengelasan pipa bawah laut dapat dilakukan secara manual, semi-otomatis, maupun otomatis.



Gambar 2.4 Pengelasan Pipa Bawah Laut (sumber: Drehem, 2016)

c. *Non-Destructive Testing* (NDT)

Setelah melewati tahap pengelasan, maka pipa bawah laut akan diberikan pengujian *Non-Destructive Testing* (NDT) untuk memastikan bahwa tidak ada kecacatan atau ketidaksempurnaan dalam pengelasan pada *joint* pipa yang disambung. NDT dilakukan dengan menembakkan sinar-X atau sinar gamma. Jika terjadi kecacatan pada hasil las, maka NDT akan memberikan hasil yang memberi tahu letak kecacatan las pada *joint* pipa tersebut. Setelah cacat pada las diperbaiki, maka NDT akan dilakukan kembali untuk memastikan bahwa kecacatan las sudah benar diperbaiki.



Gambar 2.5 *Non-Destructive Testing* (sumber: engineering.com)

d. *Coating*

Setelah dilakukan pengelasan dan NDT, maka *joint* pipa yang sudah dilas akan diberikan *coating*. Lapisan *coating* pertama yang akan diberikan pada *joint* pipa adalah *heat shrink sleeve* yang akan melekat di sekitar *joint* pipa ketika diberikan panas dan menjadi pelindung *joint* paling utama. Kemudian *joint* pipa akan diberikan suatu bahan pengisi bernama *High Density Polyurethane foam* (HDPU foam) yang berfungsi sebagai peneras dan lapisan perlindungan terakhir untuk pipa.



Gambar 2.6 Injeksi HDPU Foam pada *Joint* Pipa (sumber: Pertamina)

2.2.3 Manajemen Resiko

Menurut AZ NZS 4360 (1999), manajemen resiko adalah suatu bagian integral dalam proses manajemen. Manajemen resiko adalah sebuah proses beragam dengan aspek – aspek yang sesuai yang sebaiknya dilaksanakan dengan suatu tim dengan berbagai keahlian / bidang. Manajemen resiko adalah suatu proses yang terus berkembang.

Standar AZ NZS 4360 (1999) mengenai manajemen resiko memaparkan langkah – langkah utama dalam manajemen resiko, yaitu;

a. Menetapkan Konteks

Langkah pertama yang harus dilakukan sebelum menjalankan manajemen resiko adalah untuk menetapkan konteks dan ruang lingkup bahasan secara strategis dan terstruktur. Perlu ditentukan kriteria untuk resiko apa saja yang akan dianalisis dan batasan – batasan yang akan dilakukan selama proses analisis berlangsung.

b. Menentukan Resiko

Langkah berikutnya adalah untuk menentukan apa, mengapa, dan bagaimana suatu resiko bisa terjadi dalam ruang lingkup yang telah ditentukan sebagai suatu basis untuk analisis lebih lanjut.

c. Analisis Resiko

Menentukan kontrol yang sudah ada terhadap resiko dan melakukan analisis terhadap resiko dalam hal konsekuensi dan kemungkinan terjadinya resiko dalam konteks kontrol yang sudah ada tersebut. Analisis resiko harus juga mempertimbangkan berbagai konsekuensi yang mungkin terjadi secara berurutan dan kemungkinan resiko – resiko tersebut terjadi. Konsekuensi dan kemungkinan dapat digabungkan untuk membuat suatu estimasi tingkat resiko.

d. Evaluasi Resiko

Bandingkan estimasi tingkat resiko dengan kriteria resiko yang sudah dibuat sebelumnya. Hal ini dilakukan agar tiap resiko dapat diranking berdasarkan tingkat resikonya dan agar pihak manajemen dapat menentukan resiko mana yang perlu diprioritaskan. Jika tingkat resiko rendah dan berada di

bawah kriteria resiko yang ditentukan, maka mitigasi terhadap resiko mungkin tidak dibutuhkan.

e. Memperlakukan Resiko

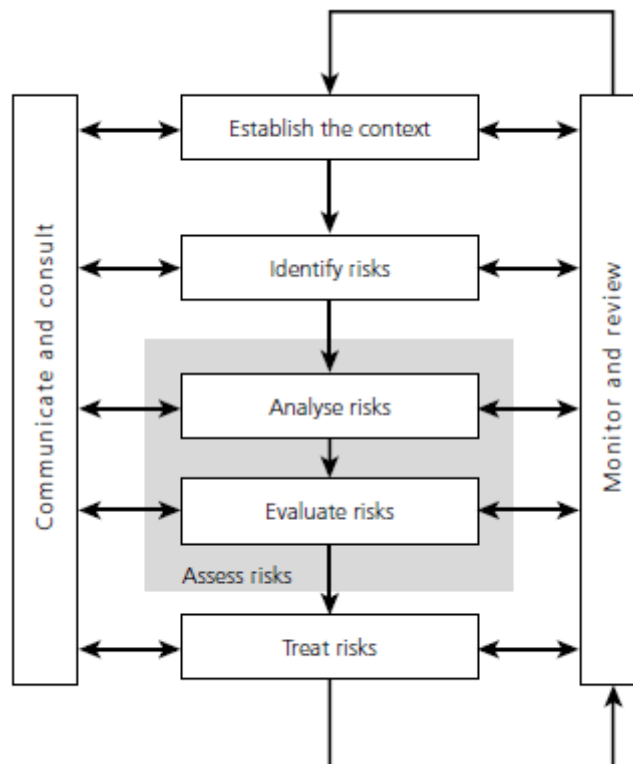
Lakukan pemantauan pada resiko dengan tingkat rendah, untuk resiko lain, kembangkan dan implementasikan suatu rancangan manajemen yang spesifik yang termasuk spesifikasi pembiayaan untuk memperlakukan resiko.

f. Monitor dan Periksa

Lakukan pemantauan dan pemeriksaan terhadap performa dari sistem manajemen resiko yang digunakan beserta dengan perubahan yang mungkin mempengaruhinya.

g. Komunikasi dan Konsultasi

Lakukan komunikasi dan konsultasi terhadap *stakeholder* internal dan eksternal sesuai dengan kebutuhan pada tiap tahap dari proses manajemen resiko.



Gambar 2.7 Gambaran Umum Manajemen Resiko (sumber: AS NZS 4360, 1999)

2.2.4 Failure Mode and Effect Analysis (FMEA)

FMEA adalah sebuah metode sistematis untuk menganalisa dan meranking risiko yang terkait dengan bermacam-macam produk atau proses *failure modes* untuk yang terjadi dan yang kemungkinan akan terjadi. Memprioritaskan risiko tersebut untuk dilakukan tindakan perbaikan, tindakan pada bagian-bagian yang memiliki risiko tertinggi, mengevaluasi ulang bagian-bagian tersebut dan mengembalikan ke langkah-langkah prioritas dalam siklus berkelanjutan (Filihan, 2016). Ada 2 jenis FMEA yang akan penulis bahas pada laporan ini, yaitu FMEA tradisional dan FMEA probabilistik yang merupakan modifikasi dari FMEA tradisional.

2.2.5 FMEA Tradisional

Metode FMEA tradisional adalah metode analisis risiko yang paling sering digunakan (Filihan, 2016). Metode ini merupakan metode kualitatif dimana akan dilakukan perhitungan / perbobotan terhadap berbagai macam *failure mode* atau risiko pada suatu proses dengan jajaran nilai tertentu yang akan diberikan berdasarkan *expert judgement* yang bersangkutan. Perhitungan atau pembobotan yang dilakukan pada metode ini mengacu pada tiga aspek utama yaitu *occurrence* (O) atau kemungkinan terjadinya risiko, *detection* (D) atau kemungkinan terdeteksi suatu risiko sebelum risiko tersebut terjadi dengan kontrol yang sudah ada, dan *severity* (S) atau dampak dari terjadinya suatu risiko. Adapun pembobotan untuk ketiga aspek tersebut ditunjukkan pada tabel berikut.

Tabel 2.1 Pembobotan skor dan keterangan untuk aspek *occurrence* (O)

Definisi <i>Occurrence</i> pada FMEA	Skor O	Keterangan
<i>Negligible</i>	1	0-1x Setahun
<i>Very Low</i>	2	1-2x Setahun
<i>Low</i>	3	2-3x Setahun
<i>Occasionally</i>	4	3-4x Setahun
<i>Now and Then</i>	5	4-5x Setahun
<i>Regularly</i>	6	5-6x Setahun
<i>Very Regularly</i>	7	6-7x Setahun
<i>Often</i>	8	7-8x Setahun
<i>Very Often</i>	9	8-9x Setahun
<i>Extremely Often</i>	10	9-10x Setahun

(Sumber: Barends et al, 2012)

Tabel 2.2 Pembobotan skor dan keterangan untuk aspek *detection* (D)

Definisi <i>Detection</i> pada FMEA	Skor D	Keterangan
<i>Certainly</i>	1	0-1 bulan
<i>Very Likely</i>	2	1-2 bulan
<i>Likely</i>	3	2-3 bulan
<i>More than Average</i>	4	3-4 bulan
<i>Average</i>	5	4-5 bulan
<i>Low</i>	6	5-6 bulan
<i>Very Low</i>	7	6-7 bulan
<i>Unlikely</i>	8	7-8 bulan
<i>Very Unlikely</i>	9	8-9 bulan
<i>Excluded</i>	10	9-12 bulan

(Sumber: Barends et al, 2012)

Tabel 2.3 Pembobotan skor dan keterangan untuk aspek *severity* (S)

Definisi <i>Severity</i> pada FMEA	Skor S	<i>Consequence</i> terhadap <i>Severity</i>
<i>None</i>	1	Tidak memberikan dampak
<i>Almost None</i>	2	Dampak yang diberikan kecil
<i>Extremely Low</i>	3	Melakukan tindakan ekstra tanpa <i>delay</i>
<i>Very Low</i>	4	Terjadi <i>delay</i> namun dalam waktu singkat
<i>Low</i>	5	Terjadi <i>delay</i> dan dalam waktu yang cukup lama
<i>Moderate</i>	6	<i>Delay</i> yang terjadi lama karena perbaikan
<i>High</i>	7	<i>Reject</i> hasil produksi
<i>Very High</i>	8	Kesalahan produk ke konsumen
<i>Extremely High</i>	9	Kualitas produksi sangat menurun (melebihi standar / toleransi)
<i>Dangerously High</i>	10	Jumlah produksi menjadi sangat rendah (melebihi standar / toleransi)

(Sumber: Barends et al, 2012)

Setelah dilakukan pembobotan untuk ketiga aspek tersebut; maka dilakukan perhitungan *Risk Priority Number* untuk tiap resiko dengan menggunakan persamaan berikut

$$\mathbf{RPN = Occurrence (O) \times Detection (D) \times Severity (S) \dots\dots(2.1)}$$

Berikut adalah contoh perhitungan untuk menghitung RPN dengan metode FMEA tradisional.

Tabel 2.4. Contoh FMEA Tradisional

<i>Failure Mode</i>	O	D	S	RPN
<i>Buckling</i>	5	3	8	120
Korosi Eksternal	4	3	5	60
Korosi Internal	5	3	8	120
<i>Scouring</i>	4	3	3	36
Kejatuhan Jangkar	4	7	8	224

2.2.6 FMEA Probabilistik

Metode FMEA probabilistik merupakan metode yang merupakan modifikasi dari FMEA tradisional yang dikembangkan oleh Barends et al (2012). Pada FMEA probabilistik untuk penentuan risiko terbesar tidak hanya tergantung pada *Risk Priority Number* (RPN) tetapi juga memperhatikan *probability* atau kemungkinan dari masing-masing risiko sehingga membedakan metode tersebut dengan FMEA tradisional yang lebih ditentukan dengan bobot yang subjektif atau skala-skala tertentu yang digunakan. Sehingga pada FMEA probabilistik perhitungan lebih bersifat kuantitatif dibanding penggunaan FMEA pada umumnya (Filihan, 2016).

Pada FMEA probabilistik diperlukan 2 aspek yaitu *frequency of occurrence* (P(O)) dan *detection failure modes* (P(D)) dimana perhitungan tersebut akan digunakan untuk menghitung peluang dari masing-masing risiko yang dianalisis. Berikut ini adalah *categorical scoring* untuk (P(O)) dan (P(D)) yang dipaparkan oleh Barends et al (2012).

Tabel 2.5. Penilaian P(O) dan P(D) pada FMEA Probabilistik

Occurrence of failure modes			Detection of failure modes			
Definition	(O)	$P_{(O)}$	Definition	(D)	$P_{(D)}$	$(1 - P_{(D)})$
Negligible	1	5×10^{-10}	Certainly	1	1	0
Very low	2	2×10^{-9}	Very likely	2	0.99	0.01
Low	3	6×10^{-7}	Likely	3	0.96	0.04
Occasionally	4	6×10^{-6}	More than average	4	0.93	0.07
Now and then	5	1×10^{-4}	Average	5	0.90	0.1
Regularly	6	3×10^{-3}	Low	6	0.75	0.25
Very regularly	7	1×10^{-2}	Very low	7	0.50	0.5
Often	8	5×10^{-2}	Unlikely	8	0.30	0.7
Very often	9	3×10^{-1}	Very unlikely	9	0.10	0.9
Extremely often	10	6×10^{-1}	Excluded	10	0	1

(Sumber: Barends et al, 2012)

FMEA probabilistik juga dapat digunakan untuk menghitung peluang kejadian suatu moda kegagalan atau resiko yang tidak terdeteksi sesuai dengan kedua aspek FMEA probabilistik dengan pertama menggunakan persamaan berikut (Barends et al, 2012).

$$P(\text{uf}) = P(\text{O}) \times (1 - P(\text{D})) \dots\dots(2.2)$$

dengan:

$$P(\text{uf}) = \textit{Undetected failure mode}$$

$$P(\text{O}) = \text{Peluang kejadian (occurrence)}$$

$$P(\text{D}) = \text{Peluang deteksi (detection)}$$

Berdasarkan rumus tersebut, kemungkinan suatu *undetected failure mode* atau terjadinya suatu moda kegagalan tanpa terdeteksi terlebih dahulu adalah sebagai berikut;

$$\% \textit{Undetected Failure Mode} = P(\text{uf}) \times 100 \% \dots\dots(2.3)$$

dengan:

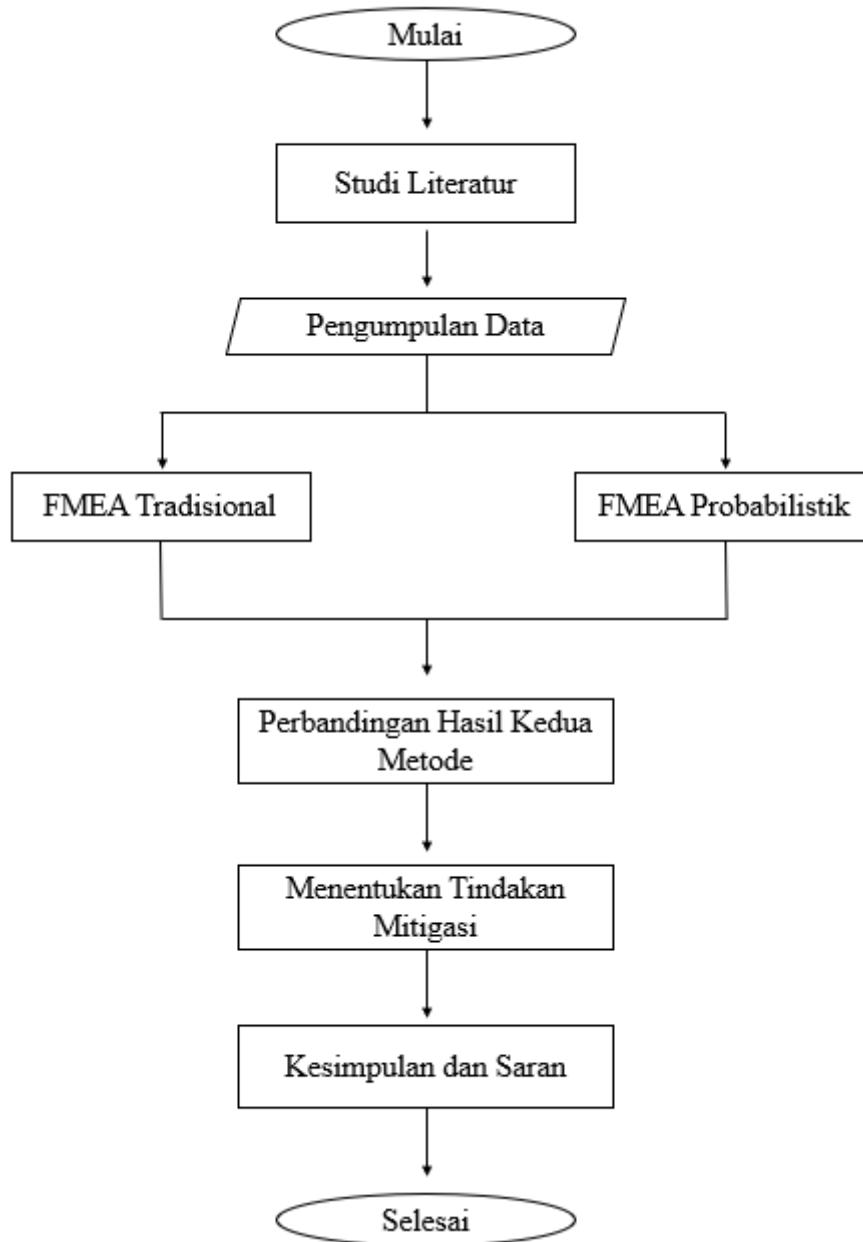
$$\% \textit{Undetected Failure Mode} = \text{Kemungkinan terjadinya suatu moda kegagalan tanpa terdeteksi terlebih dahulu}$$

$$P(\text{uf}) = \textit{Undetected failure mode}$$

Dari hasil yang didapatkan dari rumus 2.3, dapat diketahui bahwa jika didapatkan suatu skor seperti 0.1, maka kemungkinan suatu moda kegagalan terjadi tanpa terdeteksi oleh sistem kontrol suatu sistem adalah 10% (Filihan, 2016).

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Penelitian



Gambar 3.1 *Flow Chart* Pengerjaan Tugas Akhir

3.2 Prosedur Penelitian

Adapun langkah – langkah penelitian yang akan dilakukan penulis berdasarkan *flow chart* yang ditampilkan diatas adalah sebagai berikut:

1. Studi Literatur

Tahap pertama penelitian ini adalah untuk melakukan studi literatur dengan mencari bahan dari berbagai daftar pustaka seperti jurnal penelitian dan tugas akhir dengan tujuan untuk menentukan topik yang akan dibahas dalam penelitian ini.

2. Identifikasi Resiko

Setelah menentukan topik dan ruang lingkup yang akan dibahas maka tahap kedua dalam penyusunan laporan penelitian ini adalah untuk melakukan identifikasi terhadap resiko yang akan diteliti.

3. Pengumpulan Data

Tahap berikutnya adalah untuk melakukan pengumpulan data dengan mendapatkan *expert judgement* dari berbagai sumber untuk mendapatkan 3 kriteria yang akan digunakan dalam perhitungan RPN untuk FMEA tradisional yaitu untuk *occurrence* (O), *detection* (D), dan *severity* (S) untuk tiap resiko yang telah diidentifikasi.

4. FMEA Tradisional

Kemudian penulis akan melakukan perhitungan RPN dengan metode FMEA tradisional dan melakukan ranking untuk tiap resiko berdasarkan hasil RPN yang didiapatkan dari metode FMEA tradisional ini.

5. FMEA Probabilistik

Langkah berikutnya bagi penulis adalah untuk melakukan FMEA probabilistik dengan mengolah data dari 3 aspek FMEA tradisional menjadi $P(O)$, $P(D)$, dan $P(S)$ dan menentukan peluang kejadian moda kegagalan yang tidak terdeteksi dan *probabilistic* RPN.

6. Perbandingan Hasil Kedua Metode

Penulis kemudian akan membandingkan hasil dari kedua metode tersebut yang memakai data yang sama.

7. Menentukan Tindakan Mitigasi

Berdasarkan peringkat tingkat untuk tiap resiko yang RPN-nya sudah dihitung masing – masing, maka penulis akan menyarankan mitigasi untuk tiap resiko berdasarkan dengan tingkat prioritasnya untuk pihak PT. PHE ONWJ.

8. Kesimpulan dan Saran

Penulis kemudian akan menyimpulkan hasil dari penelitian yang telah penulis lakukan dan juga memberikan saran untuk penelitian semacam ini kedepannya.

BAB IV

ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN

4.1. Identifikasi Resiko

Sesuai dengan langkah pengerjaan penelitian yang telah dibahas oleh penulis pada bagian laporan sebelumnya, maka langkah pertama dalam pengerjaan penelitian mengenai analisis resiko pada peralatan *offshore pipelaying* ini dimulai dari melakukan identifikasi resiko terhadap moda – moda kegagalan (*failure mode*) yang dapat terjadi pada saat proses *pipelaying*, terutama akibat *machine error* yaitu moda kegagalan yang terjadi hanya karena peralatan yang digunakan dan tidak dipengaruhi oleh faktor lain seperti faktor lingkungan atau faktor kesalahan manusia (*human error*). Peralatan yang dipilih untuk tahap identifikasi resiko ini merupakan peralatan yang digunakan pada proses – proses *offshore pipelaying* PT. PHE ONWJ pada proyek – proyek yang berada di *Lima Field*.

Kondisi lingkungan yang akan diperhitungkan pada analisis resiko di penelitian ini adalah berdasarkan kondisi lingkungan yang ada di *Lima Field* yang berada di perairan utara Jawa Barat. Sementara spesifikasi *pipeline* pada penelitian ini adalah *pipeline* LPRO – LLB yang memiliki spesifikasi sebagai berikut:

Tabel 4.1 Spesifikasi *pipeline* (sumber: dokumen Pertamina)

GENERAL	
Location	LIMA Field
Starting point from	LPRO Platform
Pipeline Laydown	LLB Platform
Pipeline Start-up Coordinate (target box)	E. 333 157.975
	N. 9 348 220.628
Pipeline Laydown Coordinate (target box)	E. 328 015.705
	N. 9 352 701.198
Water Depth along pipeline route (MSL Depth)	Start-up Location ; 31 m below MSL
	Laydown Location ; 30 m below MSL
PIPELINE MATERIAL	
Grade	Carbon Steel API 5L X-52 PSL 2
SMYS/SMTS	360/460 Mpa
PIPELINE MATERIAL	
Outside Diameter	273.05 mm (10.75 inch)
Wall Thickness	12.7 mm (0.5 inch)
Line Pipe Length	12.2 m
Estimated Number Joint	565 Joint
Corrosion Coating	3LPE with 3.2 mm Thickness
Concrete Coating	Concrete 40 mm Thickness

Tabel 4.1 Spesifikasi *pipeline* (lanjutan) (sumber: dokumen Pertamina)

ANODE DETAIL	
Anode Type	Half Self Bracelet
Anode Spacing	146.4 m
FIELD JOINT COATING MATERIAL	
Corrosion Coating	Polyethylene Heat Shrink Sleeve
In fill joint coating	High Density Polyurethane Foam
DESIGN CRITERIA	
Design Pressure	230 psi (15.85 bar)
Operating Pressure	42 psi (2.89 bar)
Hydrotest Pressure (min. 1.25 x design pressure)	287.5 psi (198.22 bar)
Operating Temperature	57.2 °C (135 °F)

Sementara untuk *pipelaying barge* yang akan ditentukan sebagai parameter / standar dalam penilaian analisis resiko pada penelitian ini adalah salah satu *pipelaying barge* yang digunakan oleh PT. PHE ONWJ pada proyeknya yaitu *Derrick Lay Barge (DLB) Armada KP1* yang digunakan pada proyek *offshore pipelaying LPRO – LLB* pada *Lima Field*.



Gambar 4.1 DLB Armada KP1 (sumber: dokumen Pertamina)

Berikut adalah spesifikasi *Derrick Lay Barge (DLB) Armada KP1* yang digunakan oleh PT. PHE ONWJ pada proyek *offshore pipelaying LPRO – LLB*:

MAIN PARTICULARS

Owner	Bumi Armada Offshore Holding Limited
Built	Japan 1974
Refurbishment	April to August 2014, Keppel Singapore
Flag	Panama (Tentative Indonesia by end 2014)
Classification	ABS + A1 Accommodation, Lifting, Pipelay (BKI Tentative by end 2014)
Official Number	28610-PEXT-4

DIMENSIONS & CAPACITIES

LOA	139m
Beam:	30.2m
Depth moulded	9.1m
Operating Draft	4.6m
Min Draft	3.6m
Gross Tonnage	12598
Net Tonnage	3779
Deck Space:	1254.2 sq.m (82.3 x 15.2 m PORT Side)

PIPELAY EQUIPMENT

Min OD	4 in
Max OD	60 in
Tension Machine	2 x 68t
Tension Capacity	136t
A & R Hoist	136t
Wire Rope	1524m @ 2.50 in
Ramp Station	6 x welding 1 x repair 1 x X-ray 2 x field joint
Davits	6 x 54.43 ST
Max Water Depth	case by case depending on pipe specs
Min Water Depth	5m
Auto Weld equip	provided on request
Stinger	2 to 4 sections depending on Water depth

ACCOMMODATION

Berths	air conditioned & heated 80 cabins for max 275 POB • 1 Men Cabin = 5 • 2 Men Cabin = 17 • 4 Men Cabin = 56 • 6 Men Cabin = 2
Medical	Primary & Secondary clinic with 1 bed each
Other Facilities	galley, 2x mess room, laundry, movie room, conference room, gymnasium, internet café, 6x client offices

CRANES

Main Crane	American Model 509
Boom Length Main	59.4m
Boom Length Aux	68.7m
Boom Length Whip	86.9m
Main Hook Capacity Fixed	598t @ 65ft
Main Hook Cap Revolving	544.3t
Aux Hook Capacity	122.5t @ 200ft
Hook Aux Whip	45.35t @ 240ft
Deck Crane	Manitowoc 999 crawler crane; 55m boom

CONSTRUCTION EQUIPMENT:

DLB spread is outfitted with assisting tugs, material barges, survey equipment, Air & Saturation diving systems, x-ray, NDT, and hammer equipment as required on a project-specific basis

EQUIPMENT

Air Compressor	1 @ 39.6 m ³ /min; 2 @ 18.4 m ³ /min electric
Jet Pump	1 @ diesel 4,542.4 L/min
Welding Machine	manual and automatic ready
Boilers	600 hp; 9,980 kg steam/hr @ 12.1 bar
Anti Pollution	oil spill response kit
Water Maker	2 @ 72,000 L/Day
Helideck	21.3 m x 21.3 m

SAFETY

Life Raft	26 x 25 persons with HRU
Rescue Boat	1 x VIKING 470 GRP 1 for 6 persons
Life buoys	18
Lifejackets	283 / 275 (Accommodation/Main Deck)
Extinguish syst	CO2 Smothering System for Engine Room, Changing Room and Paint Store

COMMUNICATION & NAVIGATION

Call Sign	3FYI9
MMSI	357992000
Communication	E-mail / phone / VSAT
Radio	VHF / UHF / GMDSS
Radar	2 x X-Band (Furuno & Manta)
Gyro Compass	1 x TOKIMEC, 1 x RAYTHEON
Echo Sounder	1 x FURUNO FE 700
GPS	1 x JMC GPS-WAAS Receiver GP- 200, 1 x JRC GPS Navigator JNAV 500
EPIRB	SAILOR SGE406-II
SART	2 x McMURDO S4

POWER

Distribution	480 V, 220 V, 110 V, 60 Hz, 3 phase
Main Generator	4 x 1,200 kW
Emerg Genset	1 x 250 kW
Aux Generator	1 x 715 kW

TANKS

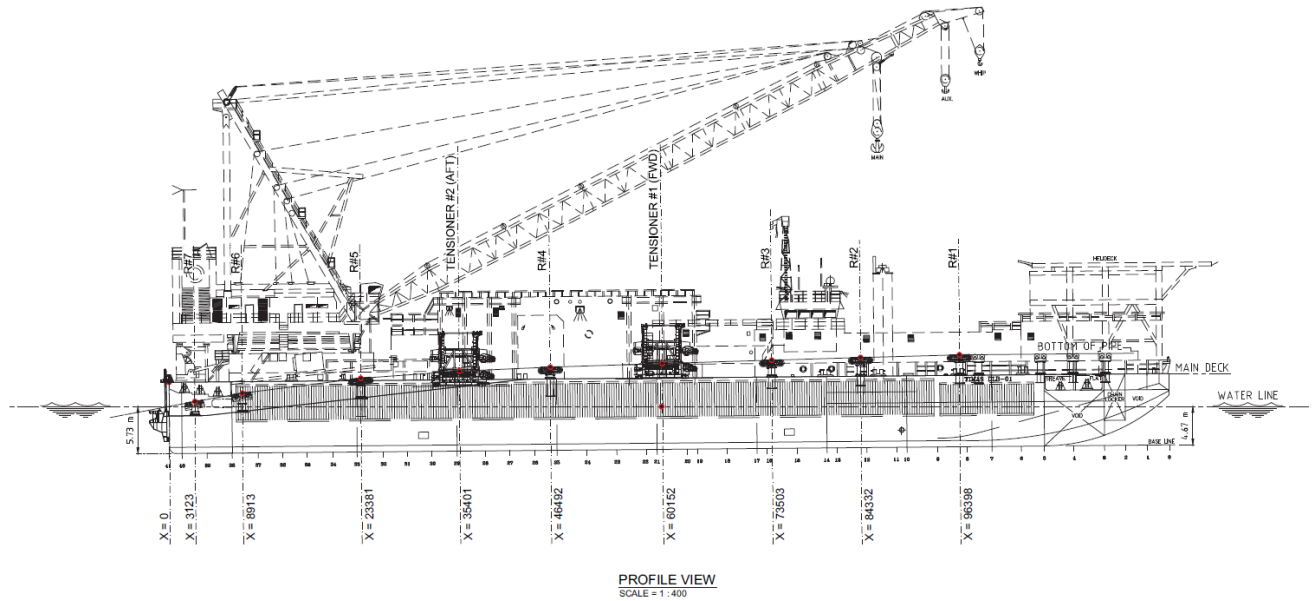
Fuel	1,703,935 L
Ballast Water	7,077,550 L
Fresh Water	1,670,237 L
Lube Oil	60,567 L

TOWING & MOORING

Storm Anchor	BALDT anchor 13.6 MT, 10.5 Shots of 2.25" Stud Link Chain in ITB-315 M type Electric Motor Windlass
Anchor System	10 x 9 T / 10 T Flipper Delta Anchor
Anchor Wire	(1524 m) of 2.25" dia. (57.15 mm) wire
Anchor Winches	10 x Skagit AED 285 with 136 MT

Gambar 4.2 Spesifikasi DLB Armada KP1 (sumber: dokumen Pertamina)

Sementara berikut adalah skema *profile* DLB Armada KP1:



Gambar 4.3 Profile DLB Armada KP1 (sumber: dokumen Pertamina)

Ditemukanlah hasil dari langkah identifikasi resiko berupa *machine error* berdasarkan 5 peralatan yang digunakan pada *offshore pipelaying* yaitu;

4.1.1. *Welding Equipment*

Pada bagian ini akan dibahas mengenai *machine error* yang dapat terjadi pada *welding equipment* atau alat las yang digunakan pada proses *offshore pipelaying*. Seperti yang dijelaskan pada bab sebelumnya, proses pengelasan dilakukan untuk menyambungkan *joint* pada pipa yang akan menjadi *pipeline* yang diturunkan pada proses *pipelaying*. Sementara pekerjaan laut dibedakan menjadi proses manual, semi-otomatis, dan otomatis. (Drehem,2016)

Untuk operasi *offshore pipelaying* yang dilakukan oleh PT. PHE ONWJ pada *Lima Field*, jenis *welding* yang sering dilakukan adalah *Gas Metal Arc Welding (GMAW)* dan *Flux-Cored Arc Welding (FCAW)* yang bersifat semi-otomatis. Tabel berikut menjelaskan aktifitas yang dilakukan di *welding station* yang biasanya ada pada *pipelaying barge* yang digunakan untuk operasi *offshore pipelaying* di *Lima Field* oleh PT. PHE ONWJ:

Tabel 4.2 *Welding Station Pipelaying Barge PT. PHE ONWJ*

<i>Station</i>	<i>Activities</i>
<i>Station 1</i>	<i>Line Up, Root and Hot Pass (GMAW)</i>
<i>Station 2</i>	<i>Clean, Fill Pass (FCAW)</i>
<i>Station 3</i>	<i>Clean, Fill Pass (FCAW)</i>
<i>Station 4</i>	<i>Clean, Cap, Touch Up, Visual Inspection (FCAW)</i>
<i>Station 5</i>	<i>NDT, Repair</i>
<i>Station 6</i>	<i>NDT, Repair, Surface Cleaning</i>
<i>Station 7</i>	<i>Field Joint Coating</i>
<i>Station 8</i>	<i>Foam Infill</i>

a. *Electrical Shortage* (Mati Listrik)

Meskipun jarang, suatu *failure mode* berupa mati listrik bisa saja terjadi pada *pipelaying barge* pada saat proses *offshore pipelaying*, hal ini dapat mempengaruhi peralatan – peralatan pada *barge* tersebut yang membutuhkan tenaga listrik untuk berjalan seperti mesin las, jika moda kegagalan ini terjadi, maka akan terjadi tertundanya proyek.

b. *Machine Error* (Error Mesin)

Pada proses pengelasan yang bersifat semi-otomatis dan otomatis atau disebut juga *machine welding*, dapat terjadi *machine error* atau error mesin dimana alat yang berfungsi untuk melakukan seluruh atau sebagian proses pengelasan dapat mengalami kerusakan sehingga terjadinya kesalahan pada proses pengelasan *joint* pipa yang dapat menyebabkan beberapa akibat seperti hasil las yang kurang sempurna dan kerusakan pada *joint* pipa.

c. *Unstable Power Supply* (Sumber Tenaga yang Tidak Stabil)

Ketidak-stabilan sumber tenaga untuk peralatan las pada saat proses pengelasan *joint* pipa dapat menyebabkan ketidak-stabilan aliran listrik yang mengalir pada alat las yang menyebabkan adanya hambatan aliran listrik yang meningkat pada peralatan las yang digunakan pada proses *offshore pipelaying*. Hal ini menyebabkan beberapa masalah seperti hasil pengelasan yang tidak sempurna sehingga menunda berjalannya proses *offshore*

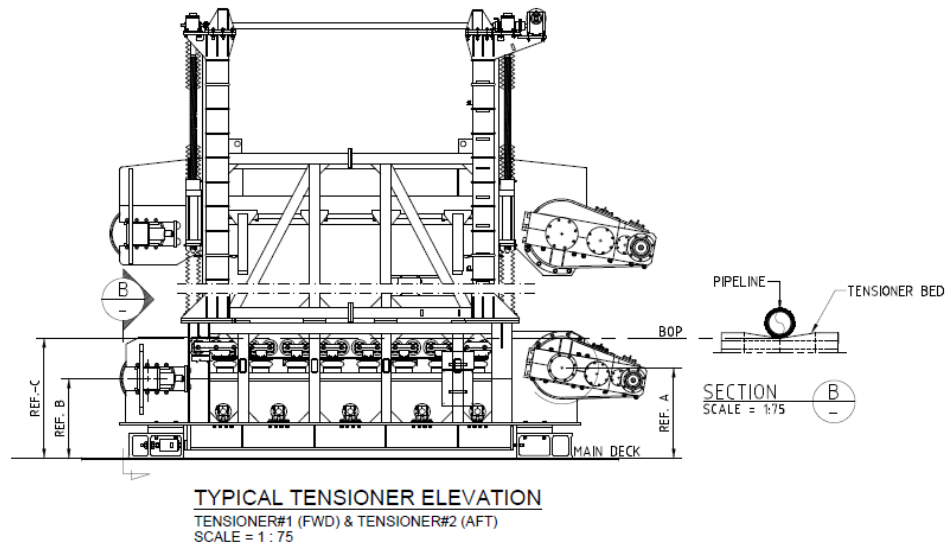
pipelaying akibat perlunya dilakukan pengelasan kembali pada bagian yang tidak di las dengan sempurna.

d. *Wet Rods* (Elektroda yang Basah)

Elektroda merupakan suatu alat yang digunakan pada proses pengelasan *joint pipeline*. Mengingat mengenai tempat terlaksananya operasi *pipelaying* yang terletak di laut lepas, maka tidak heran bahwa akan banyak peralatan yang terkena basah. Salah satu peralatan yang dapat terkena basah tersebut adalah elektroda. Jika tidak dikeringkan pada *heated box* yang digunakan untuk mengeringkan elektroda – elektroda yang basah, maka elektroda yang basah tidak akan mengantarkan aliran listrik dengan baik sehingga dapat terjadi *imperfect weld* pada *joint* pipa dan menyebabkan tertundanya proyek.

4.1.2. *Tensioner*

Tensioner merupakan alat yang digunakan pada proses *pipelaying* untuk memberikan tegangan yang dibutuhkan oleh pipa sehingga tekanan yang dialami pipa pada saat *pipelaying* dapat tetap berada di tingkat yang diinginkan. (Chakrabarti, 2005) Berikut adalah skema *tensioner* yang digunakan oleh PT. PHE ONWJ pada proyek *offshore pipelaying*:



Gambar 4.4 Skema *Tensioner* (sumber: dokumen Pertamina)

a. *Power Outage* (Mati Listrik)

Seperti yang telah dijelaskan pada *failure mode* alat las, mati listrik merupakan suatu moda kegagalan yang bisa saja terjadi pada proses *offshore pipelaying*. Jika terjadi, maka *tensioner* tidak dapat berjalan dengan baik sehingga proses *pipelaying* perlu diberhentikan untuk sementara dan hal ini akan menunda jalannya proyek.

b. *Inaccurate Tension Setting* (Pengaturan Tegangan yang Tidak Akurat)

Pada umumnya, *tensioner* akan diberikan suatu pengaturan (*setting*) yang sedemikian rupa sehingga *tensioner* tersebut dapat memberikan tegangan yang tepat untuk menjaga tekanan pada *pipeline* pada proses *offshore pipelaying*. Namun terkadang dapat terjadi *machine error* dimana tegangan yang diberikan oleh *tensioner* pada *pipeline* tidak sesuai dengan yang diberikan atau diatur kepada *tensioner*. Hal ini dapat menyebabkan *buckling* pada pipa jika setting *tensioner* terlalu cepat, dan *dragging* (*overtension*) pada pipa jika setting *tensioner* terlalu lambat.

c. *Broken / Loose Tensioner Shoes* (Sepatu *Tensioner* yang Rusak / Lepas)

Tensioner dilengkapi dengan suatu *shoes* yang berfungsi untuk memegang *pipeline* ketika *pipeline* bergerak melewati *tensioner* sehingga ketika pipa diberikan tekanan oleh *tensioner*, *coating* yang telah diberikan pada pipa tidak akan lepas akibat diberikannya tekanan pada permukaan pipa. Jika *tensioner shoes* rusak / lepas dari *tensioner*, maka *coating* pada pipa akan tergerus akibat diberi tekanan dan proses *pipelaying* akan terhambat.



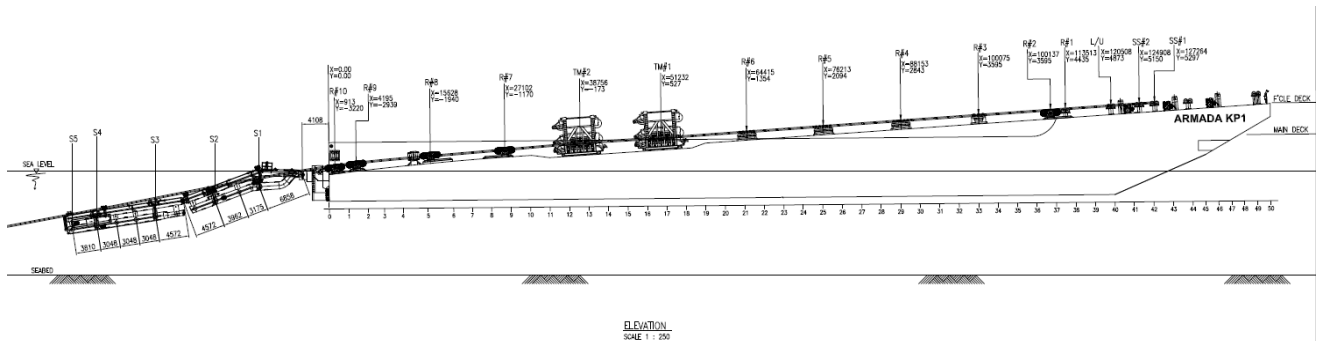
Gambar 4.5 *Tensioner Shoes* (sumber: lucgroup.com)

d. *Miscommunication with Anchor Handling* (Miskomunikasi dengan Penanganan Jangkar)

Pada proses *pipelaying* terdapat tahap dimana *pipeline* diulur kebawah laut melalui *tensioner* dan kemudian melalui *stinger*. Penguluran pipa melewati *tensioner* ini perlu sesuai dengan gerakan penanganan jangkar *pipelay barge* agar penguluran *pipeline* dapat sesuai dengan rute *pipeline* yang telah ditetapkan. Namun, dapat terjadi moda kegagalan dimana terjadi miskomunikasi dan ketidaksesuaian antara *setting tensioner* dan bagian *anchor handling* sehingga penguluran *pipeline* tidak sesuai rencana.

4.1.3. *Stinger*

Sebelum pipa dimasukkan kedalam air laut menuju ke *touchdown point* yang merupakan titik temu antara *pipeline* dengan dasar laut yang telah ditentukan, maka diperlukan suatu alat yang digunakan oleh pihak kontraktor untuk dapat mengarahkan *pipeline* menuju *touchdown point* yang diinginkan, maka itulah fungsi dari *stinger*. *Stinger* ditempatkan pada bagian *stern* (buritan) kapal agar dapat mengarahkan pipa pada proses *pipelaying* agar sesuai dengan rute *pipeline* yang telah ditentukan. Gambar berikut menunjukkan konfigurasi *stinger* dan *tensioner* pada DLB Armada KP1, dimana *stinger* merupakan bagian paling kiri dari gambar berikut:



Gambar 4.6 Konfigurasi *Stinger* pada DLB Armada KP1 (sumber: dokumen Pertamina)

a. *Inaccurate Stinger Positioning* (Posisi *Stinger* yang Tidak Akurat)

Suatu *stinger* harus sangat akurat dalam mengarahkan *pipeline* menuju *touchdown point*nya, jika tidak maka dapat terjadi kerusakan pada *pipeline* akibat tidak ditempatkan pada rute yang telah ditentukan untuknya. Oleh karena itu, mode kegagalan merupakan

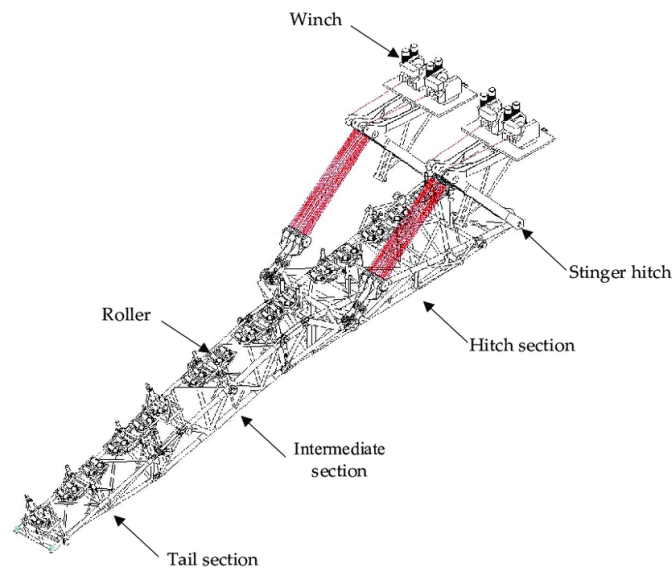
posisi *stinger* yang tidak akurat dapat menjadi suatu moda kegagalan yang dapat menghambat jalannya proyek.

b. *Stinger Failure (Stinger Roboh)*

Sebagai alat yang mengangkat *pipeline* dan mengarahkannya menuju bawah laut, suatu *stinger* pada *pipelaying barge* akan terkena tekanan, baik dari lingkungan seperti air laut maupun dari *pipeline* yang diturunkannya. Kerobohan pada *stinger* merupakan suatu hal yang dapat terjadi dan moda kegagalan dapat berakibat dengan *buckling* pada pipa dan bahkan hancurnya *pipeline* yang tentu saja akan sangat merugikan.

c. *Jammed Roller (Roller Macet)*

Suatu *stinger* dilengkapi dengan *roller* sepanjangnya yang berfungsi untuk menjadi bantalan bagi *pipeline* pada saat proses *pipelaying*, jika pada proses *pipelaying* *roller* pada *stinger* mengalami kemacetan dan berhenti, maka *coating* pipa akan tergerus dan hilang akibat bergesek dengan *stinger* dan tidak adanya bantalan.



Gambar 4.7 Roller pada *Stinger* (sumber: dokumen Pertamina)

d. *Stinger Winch Failure (Kegagalan Derekan Stinger)*

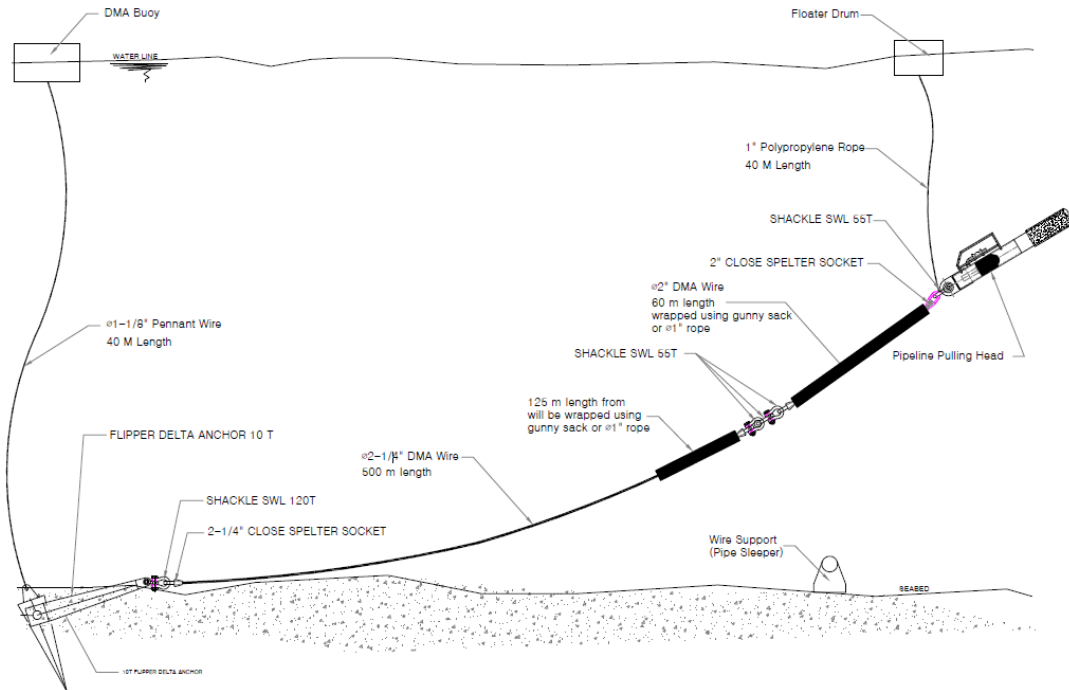
Pada keadaan darurat yang terjadi pada proses *pipelaying*, *pipeline* dapat dilepaskan dari *pipelay barge* dan kemudian di ambil kembali menggunakan *stinger winch*

yang terhubung pada *tensioner*. Namun pada moda kegagalan ini, *stinger winch* mengalami kerusakan / tidak dapat berfungsi sehingga pipa yang diturunkan tidak dapat diambil kembali. Hal ini menyebabkan keterlambatan pada proses *pipelaying* dan berpotensi merusak *pipeline*.

4.1.4. *Mooring System (Anchor and Winch)*

Untuk menjaga stabilitas pada saat pelaksanaan proses *pipelaying*, suatu *pipelaying barge* akan diberikan beberapa jangkar yang terpasang pada tiap ujung *barge* tersebut dan berfungsi sebagai sistem tambat yang memastikan bahwa *barge* diam dan tetap pada keadaan stabil. Tiap jangkar ini akan diulur dengan *anchor winch* jika *pipelaying barge* akan bergerak.

Salah satu bagian dari *mooring system* pada proses *offshore pipelaying* adalah *dead man anchor (DMA)* yang berfungsi sebagai *mooring system* untuk *pipeline* pada awal *initiating process* atau tahap paling awal pada proses *offshore pipelaying*. Dimana skema dari konfigurasi DMA adalah sebagai berikut:



Gambar 4.8 Konfigurasi DMA (sumber: dokumen Pertamina)

a. *Mooring Failure* (Kegagalan Sistem Tambat)

Suatu jangkar yang berfungsi sebagai sistem tambat untuk *pipelaying barge* pada saat proses *pipelaying* berlangsung bisa saja mengalami kegagalan, yaitu ketika jangkar tidak dapat diturunkan (*deploy*) dari *pipelaying barge*. Hal ini dapat menghambat berjalannya proses *pipelaying* akibat ketidakmampuan *barge* untuk stabil karena tidak adanya sistem tambat.

b. *Wire Snap* (Kawat Putus)

Sistem tambat pada *pipelaying barge* diikat pada suatu kawat yang berfungsi untuk menahan jangkar dan membuat sistem tambat *barge* dapat diulur dan digerakkan selama proses *pipelaying* berlangsung. Namun, kawat tersebut bisa saja putus selama proyek berlangsung dan jika jangkar masih berada dibawah laut pada saat kawat putus, maka akan menyebabkan kerugian untuk pihak perusahaan dan kontraktor.

c. *Anchor Dragging* (Jangkar Terseret)

Mode kegagalan ini terjadi ketika *pipelaying barge* ingin bergerak, sehingga jangkar – jangkar yang menjadi sistem tambatnya perlu diulur kembali agar dapat digerakkan kearah tempat yang ingin dituju oleh *barge*. Namun, akibat adanya *machine error* berupa *winch* yang tidak memiliki *tension meter*, maka dapat terjadi mode kegagalan ini dimana jangkar akan terseret. Hal ini dapat menyebabkan kerusakan pada jangkar dan juga *pipelaying barge*.

d. *Anchor Line Birdcage* (Ikatan *Birdcage* pada Tali Jangkar)

Mode kegagalan ini terjadi ketika suatu ikatan berupa ikatan *birdcage* timbul pada tali yang terikat pada jangkar yang digunakan *pipelaying barge*. Hal ini menyebabkan kerusakan pada *winch*.



Gambar 4.9 *Birdcaging* pada Tali Jangkar (sumber: danis-schreibwelt.de)

4.1.5. *Anchor Handling Tug (AHT)*

Dijelaskan pada bagian sebelumnya bahwa suatu *pipelaying barge* membutuhkan jangkar untuk menjaga stabilitasnya, dan ketika *barge* tersebut ingin berpindah tempat, maka jangkar perlu diulur dan ditarik kembali kearah yang ingin dituju oleh *barge* selama proses *pipelaying* berlangsung. Alat yang digunakan untuk melakukan hal ini adalah *anchor handling tugboat* atau kapal penarik jangkar yang mendampingi *barge* selama proses *pipelaying* berlangsung.



Gambar 4.10 *Anchor Handling Tug* (sumber: rimorchiaroti.com)

Pada proyek *pipeline* LPRO – LLB, AHT yang digunakan berjumlah 2, yaitu ENA *Phoenix* dan ENA *Sovereign*, dengan spesifikasi sebagai berikut:



ENA Phoenix	
	5,000bhp Built 2008
	71 MT Bollard Pull
	75 MT Winch Pull
	FIFI-1
	136 m ² Deck Space
	408 m ³ Fuel Oil Capacity
	80 tons Fresh Water Capacity



ENA Sovereign	
	4,000bhp Built 2002
	58 MT Bollard Pull
	75 MT Winch Pull
	93.8 m ² Deck Space
	350 m ³ Fuel Oil Capacity
	98 m ³ Fresh Water Capacity

Gambar 4.11 dan 4.12 Spesifikasi *Anchor Handling Tug* (sumber: dokumen Pertamina)

a. *Engine Breakdown* (Mesin Kapal Rusak)

Salah satu moda kegagalan yang sering dijumpai pada semua jenis kendaraan adalah mesin yang mengalami kerusakan (*breakdown*), hal ini juga kadang terjadi pada kapal penarik jangkar yang sedang menarik jangkar *barge*. Kerusakan mesin kapal ditengah proses *pipelaying* dapat menyebabkan tertundanya proyek dan kerugian finansial bagi perusahaan dan kontraktor.

b. *Insufficient Power* (Daya Tarik Kapal Kurang)

Untuk menarik jangkar, diperlukan tenaga dan daya tarik yang kuat oleh suatu *anchor handling tug*. Namun jika kombinasi antara beban lingkungan dan beban jangkar tidak mampu dibawa oleh *anchor handling tug* yang ditugaskan, maka akan terjadi moda kegagalan yang sering juga disebut *underload*.

c. *Shark Jaw Failure* (Kegagalan *Shark Jaw*)

Shark jaw merupakan suatu alat di bagian *stern* (buritan) kapal yang berfungsi untuk menahan kawat yang menyambung dengan jangkar *pipelaying barge* sehingga sebuah *anchor handling tug* dapat menarik *barge* dengan baik. Namun karena tekanan besar yang harus ditahannya, suatu *shark jaw* terkadang mengalami kerusakan dimana *shark jaw* tersebut hancur. Moda kegagalan ini dapat menyebabkan terhambatnya proyek dan kerugian finansial bagi perusahaan dan kontraktor.



Gambar 4.13 *Shark Jaw* (sumber: sdmkorea.com)

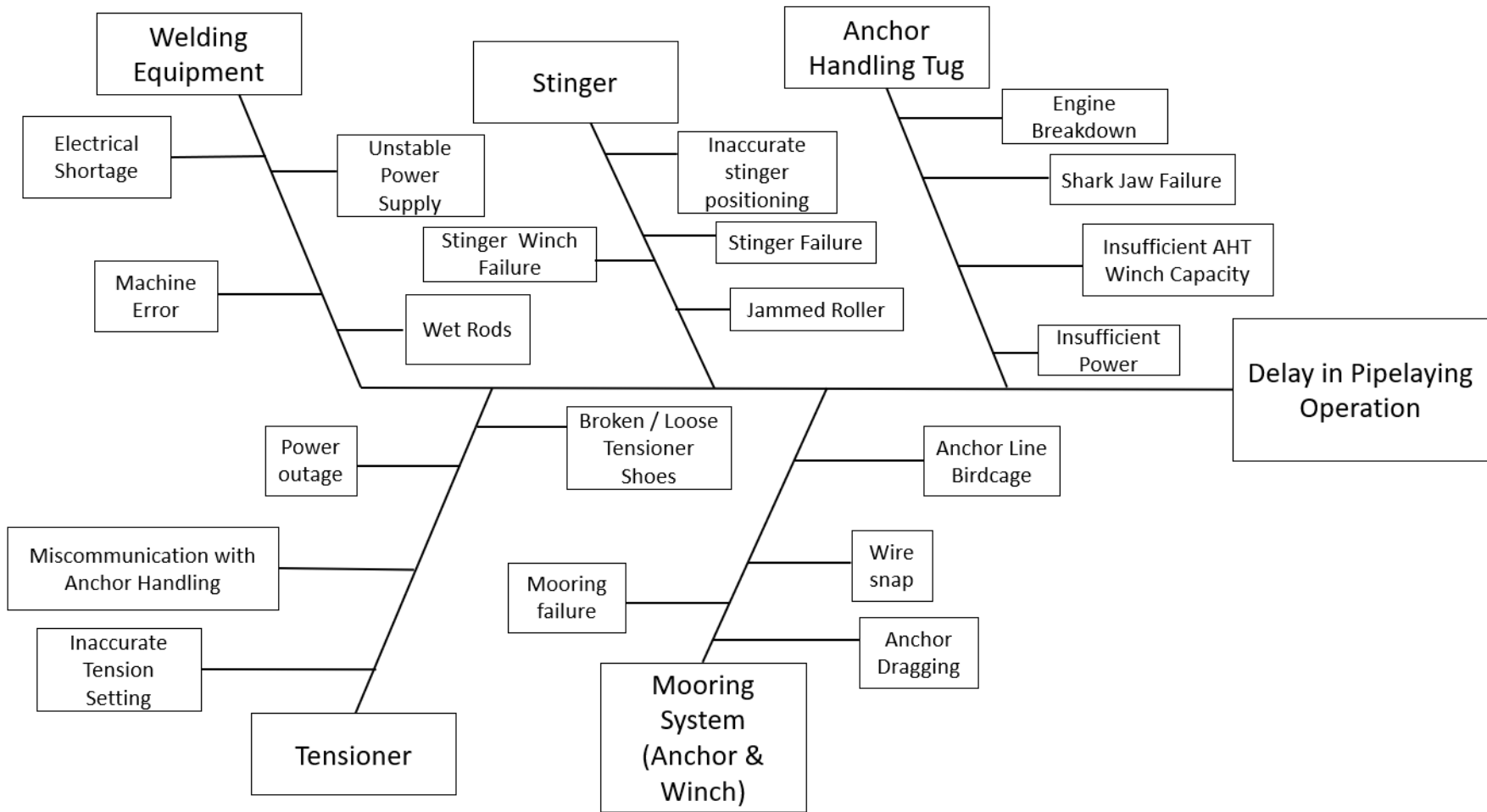
d. *Insufficient Anchor Handling Tug Winch Capacity* (Kapasitas Derekan Kapal Penarik Jangkar yang Tidak Cukup)

Agar dapat menarik mengulur kembali jangkar *pipelay barge* dan menggerakannya ketika *pipelay barge* ingin bergerak pada proses *pipelaying*, *anchor handling tug* dilengkapi dengan *winch* yang berfungsi menarik jangkar yang merupakan sistem tambat *pipelay barge*. Kegagalan ini terjadi ketika *winch* pada *anchor handling tug* tidak dapat menarik jangkar setelah diturunkan karena memiliki kapasitas atau tenaga *winch* yang kurang sehingga *pipelay barge* tidak dapat bergerak akibat jangkarnya belum dinaikkan kembali oleh *winch* tersebut.

4.2. Fishbone Diagram

Setelah tahap identifikasi resiko, maka langkah berikutnya adalah untuk menyusun *fishbone diagram* yang dapat menggambarkan dan merangkum seluruh *failure mode* yang telah diidentifikasi menjadi suatu diagram yang menyambungkan setiap *failure mode* dari tiap peralatan menjadi suatu kesatuan yang berkorelasi terhadap suatu kegagalan tertentu. Agar dapat menentukan tingkat *severity* dari tiap *failure mode* peralatan dengan sama, maka penulis menentukan bahwa kegagalan yang akan menjadi bagian ujung dari *fishbone diagram* yang ditampilkan adalah “keterlambatan pada proses *offshore pipelaying*”.

Berikut adalah *fishbone diagram* dari analisis resiko untuk peralatan *offshore pipelaying*;



Gambar 4.14 Fishbone Diagram

4.3. Pengumpulan Data

Setelah melakukan tahap identifikasi resiko dan penyusunan *fishbone diagram* terhadap resiko – resiko pada peralatan *offshore pipelaying*, maka tahap berikutnya adalah untuk melakukan pengumpulan data. Penulis mengumpulkan data dengan memberikan kuesioner kepada tenaga – tenaga yang berpengalaman dalam industri minyak dan gas dan pernah terlibat beberapa kali dalam proses *offshore pipelaying*. Kuesioner ini merupakan tahap analisis resiko kualitatif dari penelitian ini karena akan menentukan skor *Risk Priority Number* (RPN) berdasarkan tiga nilai yaitu *occurrence*, *severity*, dan *detection* yang akan diberikan oleh tiap tenaga ahli yang berperan sebagai responden terhadap kuesioner penulis pada tahap pengumpulan data ini.

Untuk tahap pengumpulan data ini, penulis telah meminta para responden untuk menilai tiap *failure mode* yang ada pada peralatan – peralatan yang digunakan pada *offshore pipelaying* dengan memberikan skor 1 – 10 berdasarkan yaitu *occurrence* (O) atau kemungkinan terjadinya resiko, *detection* (D) atau kemungkinan terdeteksi suatu resiko sebelum resiko tersebut terjadi dengan kontrol yang sudah ada, dan *severity* (S) atau dampak dari terjadinya suatu resiko. Untuk pembobotan skor, penulis menggunakan skala pembobotan skor yang merupakan modifikasi dari penelitian yang dilakukan oleh Barends et al (2012). Berikut adalah tiap tabel yang menjelaskan tiap pembobotan skor;

Tabel 4.3 Pembobotan skor *occurrence* (O)

Definisi <i>Occurrence</i> pada FMEA	Skor O	Keterangan
<i>Negligible</i>	1	0x Pada Satu Proyek
<i>Very Low</i>	2	1x Pada Satu Proyek
<i>Low</i>	3	2x Pada Satu Proyek
<i>Occasionally</i>	4	3x Pada Satu Proyek
<i>Now and Then</i>	5	4x Pada Satu Proyek
<i>Regularly</i>	6	5x Pada Satu Proyek
<i>Very Regularly</i>	7	6x Pada Satu Proyek
<i>Often</i>	8	7x Pada Satu Proyek
<i>Very Often</i>	9	8x Pada Satu Proyek
<i>Extremely Often</i>	10	9x atau Lebih Pada Satu Proyek

Untuk penilaian *occurrence* (O), penulis merubah keterangan dari tiap skor menjadi jumlah suatu *failure mode* terjadi dalam satu kali proyek *offshore pipelaying* yang biasa terjadi selama periode 1 – 2 tahun.

Tabel 4.4 Pembobotan skor *severity* (S)

Definisi <i>Severity</i> pada FMEA	Skor S	<i>Consequence</i> terhadap <i>Severity</i>
<i>None</i>	1	Tidak menyebabkan <i>delay</i> pada proyek
<i>Almost None</i>	2	Menyebabkan <i>delay</i> 10 menit – 30 menit pada proyek
<i>Extremely Low</i>	3	Menyebabkan <i>delay</i> 31 menit – 1 jam pada proyek
<i>Very Low</i>	4	Menyebabkan <i>delay</i> 1 jam – 12 jam pada proyek
<i>Low</i>	5	Menyebabkan <i>delay</i> 12 jam – 1 hari pada proyek
<i>Moderate</i>	6	Menyebabkan <i>delay</i> 2 hari – 5 hari pada proyek
<i>High</i>	7	Menyebabkan <i>delay</i> 6 hari – 14 hari pada proyek
<i>Very High</i>	8	Menyebabkan <i>delay</i> 15 hari – 20 hari pada proyek
<i>Extremely High</i>	9	Menyebabkan <i>delay</i> 21 hari – 25 hari pada proyek
<i>Dangerously High</i>	10	Menyebabkan <i>delay</i> 25 hari – 1 bulan lebih pada proyek

Untuk pembobotan skor *severity* (S), penulis merubah keterangan dari tiap skor menjadi seberapa lama *delay* atau penundaan waktu yang disebabkan oleh suatu *failure mode* terhadap jalannya proyek secara keseluruhan.

Tabel 4.5 Pembobotan skor *detection* (D)

Definisi <i>Detection</i> pada FMEA	Skor D	Keterangan
<i>Certainly</i>	1	Butuh waktu kurang dari 12 jam untuk terdeteksi
<i>Very Likely</i>	2	Butuh waktu 12 jam - 1 hari untuk terdeteksi
<i>Likely</i>	3	Butuh waktu 1 hari - 7 hari untuk terdeteksi
<i>More than Final</i>	4	Butuh waktu 8 hari – 14 hari untuk terdeteksi
<i>Final</i>	5	Butuh waktu 15 hari – 21 hari untuk terdeteksi
<i>Low</i>	6	Butuh waktu 22 hari – 1 bulan untuk terdeteksi
<i>Very Low</i>	7	Butuh waktu 1 bulan – 35 hari untuk terdeteksi
<i>Unlikely</i>	8	Butuh waktu 35 hari – 45 hari untuk terdeteksi
<i>Very Unlikely</i>	9	Butuh waktu 45 hari – 55 hari untuk terdeteksi
<i>Excluded</i>	10	Butuh waktu lebih dari 2 bulan untuk terdeteksi

Untuk pembobotan skor *detection* (D), penulis menggantikan skala lamanya suatu moda kegagalan untuk terdeteksi yang dipaparkan pada penelitian Barends et al (2012) dengan skala yang lebih sesuai dengan durasi berjalannya operasi suatu *pipelaying procedure* yang biasanya memakan waktu 1 – 2 bulan.

Adapun tenaga – tenaga ahli yang menjadi responden pada penelitian ini yang berasal dari pihak tim *brown field*, PT. Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java* (PT. PHE ONWJ), ataupun dari pihak kontraktor yang pernah bekerja sama dengan tim *brown field* pada proyek yang memiliki suatu operasi *offshore pipelaying*. Tabel berikut memaparkan biodata tenaga – tenaga ahli yang menjadi responden pada penelitian ini;

Tabel 4.6 Biodata Responden

No.	Nama Penuh	Umur	Posisi	Pengalaman (Tahun)	Pendidikan Terakhir
A	Agus Suryanto	35	<i>Installation Engineer</i>	>10	S1
B	Januar	35	<i>Senior Construction Engineer</i>	10	S2
C	Frits Madame Tampubolon	50	<i>Supervisor</i>	21	S1
D	Edim Toto Sinulingga	>40	<i>Manager</i>	17	S2
E	Frengki Siagian	38	<i>Project Manager</i>	13	S1
F	Aditya Pratama	32	<i>Project Engineer</i>	6	S2
G	Andry Hardyanto	52	<i>Senior Construction Engineer</i>	26	S1

Berdasarkan tahap pengumpulan data, berikut adalah hasil respon dari kuesioner yang telah penulis bagikan kepada para ahli;

4.3.1. *Welding Equipment*

Berikut adalah respon para ahli terhadap tiap moda kegagalan yang dapat terjadi pada *welding equipment* yang digunakan pada *offshore pipelaying*:

Tabel 4.7 Respon Kuesioner untuk *Welding Equipment*

Responden		A	B	C	D	E	F	G
<i>Electrical Shortage</i>	O	1	2	1	2	2	2	1
	S	1	2	1	2	4	1	1
	D	1	1	1	1	2	1	1
RPN		1	4	1	4	16	2	1
<i>Machine Error</i>	O	2	3	1	3	2	2	1
	S	1	6	1	3	4	2	1
	D	1	3	1	2	2	1	1
RPN		2	54	1	18	16	4	1
<i>Unstable Power Supply</i>	O	2	3	1	3	2	2	1
	S	2	6	1	3	4	1	1
	D	1	3	1	3	3	1	1
RPN		4	54	1	27	24	2	1
<i>Wet Rods</i>	O	1	2	2	1	2	1	1
	S	1	2	2	1	3	1	1
	D	1	1	2	1	3	1	1
RPN		1	4	8	1	18	1	1

Responden 1 menjawab bahwa *machine error* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *welding equipment* dengan skor RPN 2. Sementara responden 2 menjawab bahwa *machine error* dan *unstable power supply* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *welding equipment* dengan skor RPN 54 untuk keduanya. Responden 3 menjawab bahwa *wet rods* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *welding equipment* dengan skor RPN 8. Responden 4 menjawab bahwa *unstable power supply* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *welding equipment* dengan skor RPN 27. Responden 5 menjawab bahwa *machine error* dan *unstable power supply* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *welding equipment* dengan skor RPN 24 untuk keduanya. Responden 6 menjawab bahwa *machine error* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *welding equipment* dengan skor RPN 6. Responden 7 menjawab bahwa

semua mode kegagalan perlu diprioritaskan dengan skor RPN 1 untuk semuanya. Maka dari hasil responden pertanyaan dapat disimpulkan sebagai berikut;

Tabel 4.8 RPN Tertinggi untuk *Welding Equipment*

Responden	RPN Tertinggi
A	<i>Unstable Power Supply</i>
B	<i>Machine Error & Unstable Power Supply</i>
C	<i>Wet Rods</i>
D	<i>Unstable Power Supply</i>
E	<i>Unstable Power Supply</i>
F	<i>Machine Error & Unstable Power Supply</i>
G	Semua

Dapat disimpulkan bahwa jika berdasarkan metode kualitatif, *unstable power supply* merupakan moda kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *welding equipment* dengan 6 responden memberikannya skor RPN paling tinggi dan dengan rata – rata RPN 16.14.

4.3.2. *Tensioner*

Berikut adalah respon para ahli terhadap tiap moda kegagalan yang dapat terjadi pada *tensioner* yang digunakan pada *offshore pipelaying*:

Tabel 4.9 Respon Kuesioner untuk *Tensioner*

Responden		A	B	C	D	E	F	G
<i>Power Outage</i>	O	1	2	1	2	2	2	2
	S	1	5	1	4	4	6	4
	D	1	3	1	1	3	2	1
RPN		1	30	1	8	24	24	8
<i>Inaccurate Tension Setting</i>	O	2	2	1	1	2	2	1
	S	4	6	1	1	3	6	1
	D	1	3	1	1	3	2	1
RPN		8	36	1	1	18	24	1
<i>Broken / Loose Tensioner Shoes</i>	O	2	5	2	1	2	1	1
	S	1	2	2	1	4	7	1
	D	1	2	2	1	3	2	1
RPN		2	20	8	1	24	14	1
<i>Miscommunication w/ AHT</i>	O	3	3	1	3	3	3	1
	S	2	4	1	5	2	3	1
	D	1	3	1	1	2	2	1
RPN		6	36	1	15	12	18	1

Responden 1 menjawab bahwa *inaccurate tension setting* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *tensioner* dengan skor RPN 8. Responden 2 menjawab bahwa *inaccurate tension setting* dan *miscommunication with anchor handling tug* (AHT) merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *tensioner* dengan skor RPN 36 untuk keduanya. Responden 3 menjawab bahwa *broken / loose tensioner shoes* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *tensioner* dengan skor RPN 8. Responden 4 menjawab bahwa *miscommunication with anchor handling tug* (AHT) merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *tensioner* dengan skor RPN 15. Responden 5 menjawab bahwa *power outage* dan *broken / loose tensioner shoes* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *tensioner* dengan skor RPN 24 untuk keduanya. Responden 6 menjawab bahwa *inaccurate tension setting* dan *power outage* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada

tensioner dengan skor RPN 24 untuk keduanya. Responden 7 menjawab bahwa *power outage* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *tensioner* dengan skor RPN 8. Maka dari hasil responden pertanyaan dapat disimpulkan sebagai berikut;

Tabel 4.10 RPN Tertinggi untuk *Tensioner*

Responden	RPN Tertinggi
A	<i>Inaccurate Tension Setting</i>
B	<i>Inaccurate Tension Setting & Miscommunication w/ AHT</i>
C	<i>Broken / Loose Tensioner Shoes</i>
D	<i>Miscommunication w/ AHT</i>
E	<i>Power Outage and Broken / Loose Tensioner Shoes</i>
F	<i>Power Outage and Inaccurate Tension Setting</i>
G	<i>Power Outage</i>

Dapat disimpulkan bahwa jika berdasarkan metode kualitatif, *inaccurate tension setting* dan *power outage* merupakan moda kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *tensioner* dengan 3 responden memberikannya keduanya skor RPN paling tinggi. Untuk menentukan mana yang paling harus diprioritaskan antara keduanya perlu dihitung rata – rata skor RPNnya. Berdasarkan hasil perhitungan rata – rata RPN, *inaccurate tension setting* memiliki rata – rata RPN 12.71, dan *power outage* memiliki rata – rata RPN 13.71. Sehingga dapat disimpulkan bahwa moda kegagalan yang perlu diprioritaskan pada *tensioner* berdasarkan metode kualitatif adalah *power outage*.

4.3.3. *Stinger*

Berikut adalah respon para ahli terhadap tiap moda kegagalan yang dapat terjadi pada *stinger* yang digunakan pada *offshore pipelaying*:

Tabel 4.11 Respon Kuesioner untuk *Stinger*

Responden		A	B	C	D	E	F	G
<i>Inaccurate Stinger Positioning</i>	O	2	1	2	1	2	1	1
	S	4	6	2	1	5	6	1
	D	1	3	2	1	3	2	1
RPN		8	18	8	1	30	12	1
<i>Stinger Failure</i>	O	1	2	2	1	1	1	1
	S	1	6	2	1	10	8	1
	D	1	3	2	1	7	2	1
RPN		1	36	8	1	70	16	1
<i>Jammed Roller</i>	O	1	1	1	2	2	2	1
	S	1	1	1	2	5	6	1
	D	1	1	1	1	3	2	1
RPN		1	1	1	4	30	24	1
<i>Stinger Winch Failure</i>	O	1	1	1	1	2	2	1
	S	1	1	1	1	4	8	1
	D	1	1	1	1	3	2	1
RPN		1	1	1	1	24	32	1

Responden 1 menjawab bahwa *inaccurate stinger positioning* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *stinger* dengan skor RPN 8. Responden 2 menjawab bahwa *stinger failure* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *stinger* dengan skor RPN 36. Responden 3 menjawab bahwa *stinger failure* dan *inaccurate stinger positioning* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *stinger* dengan skor RPN 8 untuk keduanya. Responden 4 menjawab bahwa *jammed roller* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *stinger* dengan skor RPN 4. Responden 5 menjawab bahwa *stinger failure* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *stinger* dengan skor RPN 70. Responden 6 menjawab bahwa *stinger winch failure* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *stinger* dengan skor RPN 32. Responden 7 menjawab bahwa semua mode

kegagalan perlu diprioritaskan dengan skor RPN 1 untuk semuanya. Dari hasil responden dapat disimpulkan sebagai berikut;

Tabel 4.12 RPN Tertinggi untuk *Stinger*

Responden	RPN Tertinggi
A	<i>Inaccurate Stinger Positioning</i>
B	<i>Stinger Failure</i>
C	<i>Inaccurate Stinger Positioning and Stinger Failure</i>
D	<i>Jammed Roller</i>
E	<i>Stinger Failure</i>
F	<i>Stinger Winch Failure</i>
G	Semua

Dapat disimpulkan bahwa jika berdasarkan metode kualitatif, *stinger failure* merupakan moda kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *stinger* dengan 4 responden memberikannya skor RPN paling tinggi antara moda kegagalan lainnya. Skor RPN rata – rata untuk moda kegagalan *stinger failure* adalah 19.

4.3.4. ***Mooring System***

Berikut adalah respon para ahli terhadap tiap moda kegagalan yang dapat terjadi pada *mooring system* pada *pipelaying barge* yang digunakan pada *offshore pipelaying*:

Tabel 4.13 Respon Kuesioner untuk *Mooring System*

Responden		A	B	C	D	E	F	G
<i>Mooring Failure</i>	O	1	1	3	2	2	4	1
	S	1	1	3	2	4	6	1
	D	1	1	3	1	3	5	1
RPN		1	1	27	4	24	120	1
<i>Wire Snap</i>	O	2	2	3	2	3	1	2
	S	4	6	3	3	5	8	6
	D	3	1	3	1	3	5	3
RPN		24	12	27	6	45	40	36
<i>Anchor Dragging</i>	O	8	2	3	4	4	1	1
	S	3	6	3	3	3	8	1
	D	1	1	3	1	3	3	1
RPN		24	12	27	12	36	24	1
<i>Anchor Line Birdcage</i>	O	2	1	3	1	2	3	1
	S	4	4	3	1	5	6	1
	D	2	2	3	1	3	3	1
RPN		16	8	27	1	30	54	1

Responden 1 menjawab bahwa *wire snap* dan *anchor dragging* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *mooring system* dengan skor RPN 24 untuk keduanya. Responden 2 menjawab bahwa *wire snap* dan *anchor dragging* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *mooring system* dengan skor RPN 12 untuk keduanya. Responden 3 menjawab bahwa semua mode kegagalan perlu diprioritaskan dengan skor RPN 27 untuk semuanya. Responden 4 menjawab bahwa *anchor dragging* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *mooring system* dengan skor RPN 12. Responden 5 menjawab bahwa *wire snap* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *mooring system* dengan skor RPN 45. Responden 6 menjawab bahwa *mooring failure* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *mooring system* dengan skor RPN 120. Responden 7 menjawab bahwa *wire snap* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *mooring system* dengan skor RPN 36. Berdasarkan respon pada bagian ini, dapat disimpulkan sebagai berikut;

Tabel 4.14 RPN Tertinggi untuk *Mooring System*

Responden	RPN Tertinggi
A	<i>Wire Snap & Anchor Dragging</i>
B	<i>Wire Snap & Anchor Dragging</i>
C	Semua
D	<i>Anchor Dragging</i>
E	<i>Wire Snap</i>
F	<i>Mooring Failure</i>
G	<i>Wire Snap</i>

Dapat disimpulkan bahwa jika berdasarkan metode kualitatif, *wire snap* merupakan moda kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *mooring system* dengan 5 responden memberikannya skor RPN paling tinggi antara moda kegagalan lainnya. Skor RPN rata – rata untuk moda kegagalan *wire snap* adalah 27.14.

4.3.5. *Anchor Handling Tug*

Berikut adalah respon para ahli terhadap tiap moda kegagalan yang dapat terjadi pada *anchor handling tug* (AHT) yang digunakan pada *offshore pipelaying*:

Tabel 4.15 Respon Kuesioner untuk *Anchor Handling Tug*

Responden		A	B	C	D	E	F	G
<i>Engine Breakdown</i>	O	3	3	2	4	3	4	2
	S	4	5	1	2	3	6	4
	D	1	2	1	2	3	4	1
RPN		12	30	2	16	27	96	8
<i>Insufficient Power</i>	O	1	1	1	1	1	1	1
	S	1	1	1	1	5	6	1
	D	1	1	1	1	9	2	1
RPN		1	1	1	1	45	12	1
<i>Insufficient Winch Capacity</i>	O	1	1	1	1	1	1	1
	S	1	1	1	1	4	6	1
	D	1	1	1	1	9	2	1
RPN		1	1	1	1	36	12	1
<i>Shark Jaw Failure</i>	O	1	1	1	2	3	1	2
	S	1	1	1	2	4	6	4
	D	1	1	1	2	5	2	1
RPN		1	1	1	8	60	12	8

Khusus untuk respon berikut, karena skor yang kurang seimbang, maka diberikan asumsi bahwa AHT yang dipakai adalah AHT yang digunakan pada proyek *offshore pipelaying* di Indonesia secara umum. Responden 1 menjawab bahwa *engine breakdown* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *anchor handling tug* dengan skor RPN 12. Responden 2 menjawab bahwa *engine breakdown* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *anchor handling tug* dengan skor RPN 30. Responden 3 menjawab bahwa *engine breakdown* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *anchor handling tug* dengan skor RPN 2. Responden 4 menjawab bahwa *engine breakdown* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *anchor handling tug* dengan skor RPN 16. Responden 5 menjawab bahwa *insufficient power (underload)* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *anchor handling tug* dengan skor RPN 45. Responden 6 menjawab bahwa *engine breakdown* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *anchor handling tug* dengan skor RPN 96. Responden 7 menjawab bahwa *engine breakdown* dan *shark jaw failure* merupakan mode kegagalan yang paling perlu diprioritaskan pada *anchor handling tug* dengan skor RPN 8 untuk keduanya. Berdasarkan respon untuk bagian ini, dapat disimpulkan sebagai berikut;

Tabel 4.16 RPN Tertinggi untuk *Anchor Handling Tug*

Responden	RPN Tertinggi
A	<i>Engine Breakdown</i>
B	<i>Engine Breakdown</i>
C	<i>Engine Breakdown</i>
D	<i>Engine Breakdown</i>
E	<i>Shark Jaw Failure</i>
F	<i>Engine Breakdown</i>
G	<i>Engine Breakdown & Shark Jaw Failure</i>

Dapat disimpulkan bahwa berdasarkan metode FMEA tradisional, peralatan dengan RPN tertinggi adalah *mooring system* (sistem tambat) (rata – rata RPN 22,9) meskipun moda kegagalan tertinggi adalah *engine breakdown* (mesin rusak) pada *anchor handling tug* dengan RPN 27,29.

4.4. Pengolahan Data

Tahap berikutnya adalah untuk mengolah data yang merupakan hasil respon untuk kuesioner yang telah penulis bagikan kepada tenaga – tenaga ahli yang berpengalaman di industri minyak dan gas dan pernah berperan dalam operasi *offshore pipelaying*. Metode yang digunakan dalam tahap ini adalah *probabilistic failure mode and effect analysis* (FMEA) yang merupakan modifikasi dari metode FMEA yang bersifat kuantitatif. (Filihan, 2016).

Seperti yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya, FMEA probabilistik membutuhkan 2 aspek yang didapatkan dari kuesioner yaitu *frequency of occurrence* (P(O)) yang didapatkan dari skor *occurrence* dan *detection failure modes* (P(D)) yang didapatkan dengan memodifikasikan skor *detection* yang diberikan oleh responden pada kuesioner. (Barends et al, 2012)

Tabel 4.17 Penilaian P(O) dan P(D) pada FMEA Probabilistik

Occurrence of failure modes			Detection of failure modes			
Definition	(O)	$P_{(O)}$	Definition	(D)	$P_{(D)}$	$(1 - P_{(D)})$
Negligible	1	5×10^{-10}	Certainly	1	1	0
Very low	2	2×10^{-9}	Very likely	2	0.99	0.01
Low	3	6×10^{-7}	Likely	3	0.96	0.04
Occasionally	4	6×10^{-6}	More than average	4	0.93	0.07
Now and then	5	1×10^{-4}	Average	5	0.90	0.1
Regularly	6	3×10^{-3}	Low	6	0.75	0.25
Very regularly	7	1×10^{-2}	Very low	7	0.50	0.5
Often	8	5×10^{-2}	Unlikely	8	0.30	0.7
Very often	9	3×10^{-1}	Very unlikely	9	0.10	0.9
Extremely often	10	6×10^{-1}	Excluded	10	0	1

(Sumber: Barends et al, 2012)

Pada tahap ini penulis juga akan melakukan perhitungan peluang terjadinya *undetected failure mode* yaitu peluang terjadinya suatu moda kegagalan yang tidak terdeteksi terlebih dahulu dengan rumus (Barends et al, 2012);

$$P(\text{uf}) = P(\text{O}) \times (1 - P(\text{D})) \dots\dots(4.1)$$

dengan:

$P(\text{uf}) = \text{Undetected Failure Mode}$

$P(\text{O}) = \text{Peluang kejadian (occurrence)}$

$P(\text{D}) = \text{Peluang deteksi (detection)}$

Kemudian memasukkannya (P(uf)) kerumus berikut untuk menentukan peluang terjadinya suatu moda kegagalan tanpa terdeteksi (*undetected failure mode*);

$$\% \text{ Undetected Failure Mode} = P(\text{uf}) \times 100 \% \dots\dots(4.2)$$

dengan:

% Undetected Failure Mode = Kemungkinan terjadinya suatu moda kegagalan tanpa terdeteksi terlebih dahulu

$$P(\text{uf}) = \text{Undetected failure mode}$$

Berikut adalah hasil pengolahan data kuesioner menggunakan metode FMEA probabilistik;

4.4.1. *Welding Equipment*

Berdasarkan hasil pengolahan data, maka hasil modifikasi skor kuesioner berdasarkan metode FMEA probabilistik dan skor *undetected failure mode* untuk moda kegagalan yang terjadi pada *welding equipment* pada saat operasi *offshore pipelaying* adalah;

Tabel 4.18 Pengolahan Data *Welding Equipment*

Responden	<i>Electrical Shortage</i>				P(uf)	<i>Machine Error</i>				P(uf)
	O	P(O)	D	P(D)		O	P(O)	D	P(D)	
A	1	5E-10	1	1	0	2	2E-09	1	1	0
B	2	2E-09	1	1	0	3	6E-07	3	0,96	0
C	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
D	2	2E-09	1	1	0	3	6E-07	2	0,99	0
E	2	2E-09	2	0,99	2E-11	3	6E-07	2	0,99	0
F	2	2E-09	1	1	0	3	6E-07	1	1	8E-11
G	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	2E-11
Responden	<i>Unstable Power Supply</i>				P(uf)	<i>Wet Rods</i>				P(uf)
	O	P(O)	D	P(D)		O	P(O)	D	P(D)	
A	2	2E-09	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
B	3	6E-07	3	0,96	2,4E-08	2	2E-09	1	1	0
C	1	5E-10	1	1	0	2	2E-09	2	0,99	2E-11
D	3	6E-07	3	0,96	2,4E-08	1	5E-10	1	1	0
E	2	2E-09	3	0,96	8E-11	2	2E-09	3	0,96	8E-11
F	2	2E-09	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
G	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	0

4.4.2. *Tensioner*

Berdasarkan hasil pengolahan data, maka hasil modifikasi skor kuesioner berdasarkan metode FMEA probabilistik dan skor *undetected failure mode* untuk moda kegagalan yang terjadi pada *tensioner* pada saat operasi *offshore pipelaying* adalah;

Tabel 4.19 Pengolahan Data *Tensioner*

Responden	<i>Power Outage</i>				P(uf)	<i>Inaccurate Tension Setting</i>				P(uf)
	O	P(O)	D	P(D)		O	P(O)	D	P(D)	
A	1	5E-10	1	1	0	2	2E-09	1	1	0
B	2	2E-09	3	0,96	8E-11	2	2E-09	3	0,96	8E-11
C	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
D	2	2E-09	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
E	2	2E-09	3	0,96	8E-11	2	2E-09	3	0,96	8E-11
F	2	2E-09	2	0,99	2E-11	2	2E-09	2	0,99	2E-11
G	2	2E-09	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
Responden	<i>Broken / Loose Tensioner Shoes</i>				P(uf)	<i>Miscommunication with AHT</i>				P(uf)
	O	P(O)	D	P(D)		O	P(O)	D	P(D)	
A	2	2E-09	1	1	0	3	6E-07	1	1	0
B	5	1E-04	2	0,99	1E-06	3	6E-07	3	0,96	2E-08
C	2	2E-09	2	0,99	2E-11	1	5E-10	1	1	0
D	1	5E-10	1	1	0	3	6E-07	1	1	0
E	2	2E-09	3	0,96	8E-11	3	6E-07	2	0,99	6E-09
F	1	5E-10	2	0,99	5E-12	3	6E-07	2	0,99	6E-09
G	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	0

4.4.3. *Stinger*

Berdasarkan hasil pengolahan data, maka hasil modifikasi skor kuesioner berdasarkan metode FMEA probabilistik dan skor *undetected failure mode* untuk moda kegagalan yang terjadi pada *stinger* pada saat operasi *offshore pipelaying* adalah;

Tabel 4.20 Pengolahan Data *Stinger*

Responden	<i>Inaccurate Positioning</i>				P(uf)	<i>Stinger Failure</i>				P(uf)
	O	P(O)	D	P(D)		O	P(O)	D	P(D)	
A	2	2E-09	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
B	1	5E-10	3	0,96	2E-11	2	2E-09	3	0,96	8E-11
C	2	2E-09	2	0,01	2E-09	2	2E-09	2	0,99	2E-11
D	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
E	2	2E-09	3	0,96	8E-11	1	5E-10	7	0,5	2,5E-10
F	1	5E-10	2	0,99	5E-12	1	5E-10	2	0,99	5E-12
G	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
Responden	<i>Jammed Roller</i>				P(uf)	<i>Stinger Winch Failure</i>				P(uf)
	O	P(O)	D	P(D)		O	P(O)	D	P(D)	
A	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
B	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
C	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
D	2	2E-09	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
E	2	2E-09	3	0,96	8E-11	2	2E-09	3	0,96	8E-11
F	2	2E-09	2	0,99	2E-11	2	2E-09	2	0,99	2E-11
G	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	0

4.4.4. *Mooring System*

Berdasarkan hasil pengolahan data, maka hasil modifikasi skor kuesioner berdasarkan metode FMEA probabilistik dan skor *undetected failure mode* untuk moda kegagalan yang terjadi pada *mooring system* pada saat operasi *offshore pipelaying* adalah;

Tabel 4.21 Pengolahan Data *Mooring System*

Responden	<i>Mooring Failure</i>				P(uf)	<i>Wire Snap</i>				P(uf)
	O	P(O)	D	P(D)		O	P(O)	D	P(D)	
A	1	5E-10	1	1	0	2	2E-09	3	0,96	8E-11
B	1	5E-10	1	1	0	2	2E-09	1	1	0
C	3	6E-07	3	0,96	2,4E-08	3	6E-07	3	0,96	2,4E-08
D	2	2E-09	1	1	0	2	2E-09	1	1	0
E	2	2E-09	3	0,96	8E-11	3	6E-07	3	0,96	2,4E-08
F	4	6E-06	5	0,9	6E-07	1	5E-10	5	0,9	5E-11
G	1	5E-10	1	1	0	2	2E-09	3	0,96	8E-11

Tabel 4.21 Pengolahan Data *Mooring System* (Lanjutan)

Responden	<i>Anchor Dragging</i>				P(uf)	<i>Anchor Line Birdcage</i>				P(uf)
	O	P(O)	D	P(D)		O	P(O)	D	P(D)	
A	8	5E-02	1	1	0	2	2E-09	2	0.99	2E-11
B	2	2E-09	1	1	0	1	5E-10	2	0.99	5E-12
C	3	6E-07	3	0.96	2E-08	3	6E-07	3	0.96	2.4E-08
D	4	6E-06	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
E	4	6E-06	3	0.96	2E-07	2	2E-09	3	0.96	8E-11
F	1	5E-10	3	0.96	2E-11	3	6E-07	3	0.96	2.4E-08
G	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	0

4.4.5. *Anchor Handling Tug*

Berdasarkan hasil pengolahan data, maka hasil modifikasi skor kuesioner berdasarkan metode FMEA probabilistik dan skor *undetected failure mode* untuk moda kegagalan yang terjadi pada *anchor handling tug* pada saat operasi *offshore pipelaying* adalah;

Tabel 4.22 Pengolahan Data *Anchor Handling Tug*

Responden	<i>Engine Breakdown</i>				P(uf)	<i>Insufficient Power</i>				P(uf)
	O	P(O)	D	P(D)		O	P(O)	D	P(D)	
A	3	6E-07	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
B	3	6E-07	2	0,99	6E-09	1	5E-10	1	1	0
C	2	2E-09	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
D	4	6E-06	2	0,99	6E-08	1	5E-10	1	1	0
E	3	6E-07	3	0,96	2E-08	1	5E-10	9	0,1	4,5E-10
F	4	6E-06	4	0,93	4E-07	1	5E-10	2	0,99	5E-12
G	2	2E-09	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
Responden	<i>Insufficient Winch Capacity</i>				P(uf)	<i>Shark Jaw Failure</i>				P(uf)
	O	P(O)	D	P(D)		O	P(O)	D	P(D)	
A	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
B	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
C	1	5E-10	1	1	0	1	5E-10	1	1	0
D	1	5E-10	1	1	0	2	2E-09	2	0,99	2E-11
E	1	5E-10	9	0,1	4,5E-10	3	6E-07	5	0,9	6E-08
F	1	5E-10	2	0,99	5E-12	1	5E-10	2	0,99	5E-12
G	1	5E-10	1	1	0	2	2E-09	1	1	0

4.4.6. Pembobotan

Langkah berikutnya yang akan dilakukan pada penelitian ini adalah untuk memberikan pembobotan terhadap tiap skor *undetected failure mode* berdasar penilaian bobot terhadap tiap responden kuesioner pada penelitian ini. Rumus pembobotan yang digunakan pada tahap ini didapatkan dari penelitian yang dilakukan oleh Ramzali (2015) dimana pada penelitiannya, Ramzali (2015) memberikan pembobotan pada responden kuesionernya yang merupakan sebuah kelompok tenaga ahli (*group of experts*) di suatu bidang berdasarkan 4 kategori yaitu *professional position* (kedudukan profesional) yang dibagi menjadi *senior academic*, *junior academic*, *engineer*, *technician*, dan *worker*, kategori *service time* (waktu berjasa) yang dibagi menjadi lebih dari atau sama dengan 30 tahun, 20 - 29 tahun, 10 - 19 tahun, 6 - 9 tahun, dan kurang dari atau sama dengan 5 tahun, kategori *education level* (tingkat pendidikan terakhir) yang dibagi menjadi PhD, *Master*, *Bachelor*, HND, *School Level*, dan kategori *age* (umur) yang dibagi menjadi lebih dari atau sama dengan 50 tahun, 40 - 49 tahun, 30 - 39 tahun, dan kurang dari 30 tahun.

Untuk nominal penilaian, dapat dilihat di tabel berikut;

Tabel 4.23 Pembobotan Terhadap Sekelompok Tenaga Ahli

Constitution	Classification	Score
Professional position	Senior academic	5
	Junior academic	4
	Engineer	3
	Technician	2
	Worker	1
Service time	≥ 30 years	5
	20–29	4
	10–19	3
	6–9	2
	≤ 5	1
Education level	PhD	5
	Master	4
	Bachelor	3
	HND	2
	School level	1
Age	≤ 50	4
	40–49	3
	30–39	2
	> 30	1

(Sumber: Ramzali, 2015)

Maka berdasarkan tabel kriteria pembobotan yang telah ditunjukkan, penulis memberikan skor yang dimiliki oleh tiap responden kuesioner penulis berdasarkan keempat kategori tersebut. Sehingga didapatkanlah nilai - nilai sebagai berikut;

Tabel 4.24 Pembobotan Tiap Responden Penelitian

Responden	A	B	C	D	E	F	G	
<i>Age</i>	2	2	4	3	2	2	4	
<i>Experience</i>	3	3	4	3	3	2	4	
<i>Position</i>	3	3	3	4	4	3	3	
<i>Education</i>	3	4	3	4	3	4	3	Total
Skor Total	11	12	14	14	12	11	14	88

Setelah mendapatkan skor total untuk tiap responden dan skor total dari seluruh skor total responden (n), maka diberikanlah skor pembobotan akhir (*final score*) dengan rumus sebagai berikut;

$$final\ score = \frac{skor\ total}{n} \dots\dots(4.3)$$

dengan:

final score = Skor pembobotan akhir

Skor total = Jumlah dari penilaian keempat kategori tiap tenaga ahli

n = Jumlah dari seluruh skor total responden penelitian

Maka didapatkanlah skor pembobotan akhir untuk tiap responden berdasarkan rumus 4.2. yaitu sebagai berikut;

Tabel 4.25 Skor Pembobotan Akhir Tiap Responden Penelitian

Responden	<i>Final Score</i>
A	0.13
B	0.14
C	0.16
D	0.16
E	0.14
F	0.13
G	0.16

Tiap skor pembobotan akhir ini akan dikalikan dengan skor *undetected failure mode* akhir oleh tiap responden yang kemudian akan digunakan untuk menentukan skor *undetected failure mode* tiap moda kegagalan secara final dengan menggunakan rumus sebagai berikut;

$$P(uf) \text{ final} = \frac{P(uf) \times \text{final score}}{\text{jumlah responden}} \dots\dots(4.4)$$

dengan:

$P(uf) \text{ final}$ = Skor *undetected failure mode* akhir

$P(uf)$ = *Undetected failure mode*

final score = Skor pembobotan akhir

Maka dengan menggunakan rumus 4.3, didapatkanlah skor *undetected failure mode* akhir untuk tiap moda kegagalan dari peralatan - peralatan yang digunakan pada proses *offshore pipelaying* yang merupakan sebagai berikut;

4.4.7. Pembobotan *Welding Equipment*

Berdasarkan skor final yang didapatkan untuk tiap responden yang telah dilakukan di langkah sebelumnya; didapatkan skor akhir untuk tiap *undetected failure mode* yang ada pada *welding equipment* yang digunakan pada proses *offshore pipelaying* yaitu sebagai berikut;

Tabel 4.26 *Undetected Failure Mode* untuk *Welding Equipment* Setelah Pembobotan

<i>Electrical Shortage</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	3,9E-13
B	0	0	
C	0	0	
D	0	0	
E	2E-11	2,7E-12	
F	0	0	
G	0	0	
<i>Unstable Power Supply</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	1,0E-09
B	2,4E-08	3,3E-09	
C	0	0	
D	2,4E-08	3,8E-09	
E	8E-11	1,1E-11	
F	0	0	
G	0	0	
<i>Machine Error</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	7,2E-10
B	2,4E-08	3,3E-09	
C	0	0	
D	6E-09	9,5E-10	
E	6E-09	8,2E-10	
F	0	0	
G	0	0	

Tabel 4.26 *Undetected Failure Mode* untuk *Welding Equipment* Setelah Pembobotan
(lanjutan)

<i>Wet Rods</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	2,0E-12
B	0	0	
C	2E-11	3,2E-12	
D	0	0	
E	8E-11	1,1E-11	
F	0	0	
G	0	0	

Berdasarkan metode kuantitatif, dapat disimpulkan bahwa mode kegagalan yang perlu diprioritaskan adalah *unstable power supply* dengan skor P(uf) final 1,0E-09. Jika dimasukkan kedalam rumus 4.2, maka kemungkinan terjadinya *undetected failure mode* untuk *unstable power supply* adalah 0.00001%.

4.4.8. Pembobotan *Tensioner*

Berdasarkan skor final yang didapatkan untuk tiap responden yang telah dilakukan di langkah sebelumnya; didapatkan skor akhir untuk tiap *undetected failure mode* yang ada pada *tensioner* yang digunakan pada proses *offshore pipelaying* yaitu sebagai berikut;

Tabel 4.27 *Undetected Failure Mode* untuk *Tensioner* Setelah Pembobotan

<i>Power Outage</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	3,5E-12
B	8E-11	1,1E-11	
C	0	0	
D	0	0	
E	8E-11	1,1E-11	
F	2E-11	2,5E-12	
G	0	0	

Tabel 4.27 *Undetected Failure Mode* untuk *Tensioner* Setelah Pembobotan (lanjutan)

<i>Broken / Loose Tensioner Shoes</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	1,2E-10
B	6E-09	8,2E-10	
C	2E-11	3,2E-12	
D	0	0	
E	8E-11	1,1E-11	
F	5E-12	6,3E-13	
G	0	0	
<i>Inaccurate Tension Setting</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	3,5E-12
B	8E-11	1,1E-11	
C	0	0	
D	0	0	
E	8E-11	1,1E-11	
F	2E-11	2,5E-12	
G	0	0	
<i>Miscommunication w/ AHT</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	1,4E-09
B	2,4E-08	3,3E-09	
C	0	0	
D	0	0	
E	2,4E-08	3,3E-09	
F	2,4E-08	3,0E-09	
G	0	0	

Berdasarkan metode kuantitatif, dapat disimpulkan bahwa mode kegagalan yang perlu diprioritaskan adalah *miscommunication with AHT* dengan skor P(uf) final 1,4E-09. Jika dimasukkan kedalam rumus 4.2, maka kemungkinan terjadinya *undetected failure mode* untuk *miscommunication with AHT* adalah 0.00001%.

4.4.9. Pembobotan *Stinger*

Berdasarkan skor final yang didapatkan untuk tiap responden yang telah dilakukan di langkah sebelumnya; didapatkan skor akhir untuk tiap *undetected failure mode* yang ada pada *stinger* yang digunakan pada proses *offshore pipelaying* yaitu sebagai berikut;

Tabel 4.28 *Undetected Failure Mode* untuk *Stinger* Setelah Pembobotan

<i>Inaccurate Stinger Positioning</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	2,5E-12
B	2E-11	2,7E-12	
C	2E-11	3,2E-12	
D	0	0	
E	8E-11	1,1E-11	
F	5E-12	6,3E-13	
G	0	0	
<i>Jammed Roller</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	1,9E-12
B	0	0	
C	0	0	
D	0	0	
E	8E-11	1,1E-11	
F	2E-11	2,5E-12	
G	0	0	
<i>Stinger Failure</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	7,0E-12
B	8E-11	1,1E-11	
C	2E-11	3,2E-12	
D	0	0	
E	2,5E-10	3,4E-11	
F	5E-12	6,3E-13	
G	0	0	

Tabel 4.28 *Undetected Failure Mode* untuk *Stinger* Setelah Pembobotan (lanjutan)

<i>Stinger Winch Failure</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	1,9E-12
B	0	0	
C	0	0	
D	0	0	
E	8,0E-11	1,1E-11	
F	2,0E-11	2,5E-12	
G	0	0	

Berdasarkan metode kuantitatif, dapat disimpulkan bahwa mode kegagalan yang perlu diprioritaskan adalah *stinger failure* dengan skor P(uf) final 7,0E-12. Jika dimasukkan kedalam rumus 4.2, maka kemungkinan terjadinya *undetected failure mode* untuk *stinger failure* adalah 0.0000001%.

4.4.10. Pembobotan *Mooring System*

Berdasarkan skor final yang didapatkan untuk tiap responden yang telah dilakukan di langkah sebelumnya; didapatkan skor akhir untuk tiap *undetected failure mode* yang ada pada *mooring system* yang digunakan pada proses *offshore pipelaying* yaitu sebagai berikut;

Tabel 4.29 *Undetected Failure Mode* untuk *Mooring System* Setelah Pembobotan

<i>Mooring Failure</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	1,1E-08
B	0	0	
C	2,4E-08	3,8E-09	
D	0	0	
E	8,0E-11	1,1E-11	
F	6,0E-07	7,5E-08	
G	0	0	

Tabel 4.29 *Undetected Failure Mode* untuk *Mooring System* Setelah Pembobotan
(lanjutan)

<i>Anchor Dragging</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	5,2E-09
B	0	0	
C	2,4E-08	3,8E-09	
D	0	0	
E	2,4E-07	3,3E-08	
F	2E-11	2,5E-12	
G	0	0	
<i>Wire Snap</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	8,0E-11	1,0E-11	1,0E-09
B	0	0	
C	2,4E-08	3,8E-09	
D	0	0	
E	2,4E-08	3,3E-09	
F	5,0E-11	6,3E-12	
G	8,0E-11	1,3E-11	
<i>Anchor Line Birdcage</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	2,0E-11	2,5E-12	9,8E-10
B	5,0E-12	6,8E-13	
C	2,4E-08	3,8E-09	
D	0	0	
E	8,0E-11	1,1E-11	
F	2,4E-08	3,0E-09	
G	0	0	

Berdasarkan metode kuantitatif, dapat disimpulkan bahwa mode kegagalan yang perlu diprioritaskan adalah *mooring failure* dengan skor P(uf) final 1,1E-08. Jika dimasukkan kedalam rumus 4.2, maka kemungkinan terjadinya *undetected failure mode* untuk *mooring failure* adalah 0.0001%.

4.4.11. Pembobotan *Anchor Handling Tug*

Berdasarkan skor final yang didapatkan untuk tiap responden yang telah dilakukan di langkah sebelumnya; didapatkan skor akhir untuk tiap *undetected failure mode* yang ada pada *anchor handling tug* yang digunakan pada proses *offshore pipelaying* yaitu sebagai berikut;

Tabel 4.30 *Undetected Failure Mode* untuk *Anchor Handling Tug* Setelah Pembobotan

<i>Engine Breakdown</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	9,4E-09
B	6E-09	8,2E-10	
C	0	0	
D	6E-08	9,5E-09	
E	2,4E-08	3,3E-09	
F	4,2E-07	5,3E-08	
G	0	0	
<i>Insufficient Winch Capacity</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	8,9E-12
B	0	0	
C	0	0	
D	0	0	
E	4,5E-10	6,1E-11	
F	5E-12	6,3E-13	
G	0	0	
<i>Insufficient Power</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	8,9E-12
B	0	0	
C	0	0	
D	0	0	
E	4,5E-10	6,1E-11	
F	5E-12	6,3E-13	
G	0	0	

Tabel 4.30 *Undetected Failure Mode* untuk *Anchor Handling Tug* Setelah Pembobotan
(lanjutan)

<i>Shark Jaw Failure</i>			
Responden	P(uf)	P(uf)*Pembobotan	P(uf) Final
A	0	0	1,2E-09
B	0	0	
C	0	0	
D	2,0E-11	3,2E-12	
E	6,0E-08	8,2E-09	
F	5,0E-12	6,3E-13	
G	0	0	

Sehingga dapat disimpulkan bahwa berdasarkan metode FMEA probabilistik, moda kegagalan dengan kemungkinan terjadinya *undetected failure mode* (P(uf)) terkecil adalah *electrical shortage* (mati listrik) pada *welding equipment* (alat las) dengan kemungkinan terjadinya *undetected failure mode* sebesar 0,000000039% dan moda kegagalan dengan kemungkinan terjadinya *undetected failure mode* terbesar adalah *mooring failure* (kegagalan sistem tambat) pada *mooring system* dengan kemungkinan terjadinya *undetected failure mode* sebesar 0,00011%.

4.5. Tindakan Mitigasi

Berdasarkan tahap perhitungan yang telah dibahas pada penelitian ini, dapat ditentukan tindakan mitigasi berdasarkan dua moda kegagalan yang paling beresiko untuk mengalami kegagalan menurut kedua perhitungan analisis resiko. Kedua moda kegagalan tersebut adalah:

1. Berdasarkan metode FMEA tradisional yang bersifat kualitatif, moda kegagalan yang harus diprioritaskan pada proses *offshore pipelaying* adalah *engine breakdown* pada peralatan *anchor handling tug* dengan skor RPN 27.29. *Engine breakdown* sendiri adalah kegagalan mesin *anchor handling tug* sehingga *anchor handling tug* tersebut tidak dapat digunakan selama sisa berlangsungnya operasi *offshore pipelaying*. Moda kegagalan ini menjadi suatu hal yang merugikan dan berbahaya karena *engine breakdown* pada *anchor handling tug* tidak hanya dapat menyebabkan tertundanya operasi *offshore pipelaying*, tetapi juga dapat membahayakan tenaga kerja karena *anchor handling tug* juga dapat digunakan untuk membantu penanganan keadaan

ketika terjadi suatu keadaan darurat (Carral-Couce et al, 2017) seperti kegagalan pada operasi *pipelaying* atau kebakaran pada *pipelaying barge*, dll.

Maka tindakan mitigasi yang perlu dilakukan, berdasarkan dokumen L2RA PT. PHE ONWJ, adalah sebagai berikut:

- a. Menyediakan *critical spare part* atau bagian cadangan kritis yang dapat digunakan pada keadaan darurat,
 - b. Melakukan pengecekan reguler dan tes fungsi (*function test*) sebelum melakukan operasi *offshore pipelaying*,
 - c. Selalu mempersiapkan *anchor handling tug* pengganti yang dapat menggantikan *anchor handling tug* yang mengalami *engine breakdown* pada saat operasi *offshore pipelaying* berlangsung.
2. Berdasarkan metode FMEA probabilistik yang bersifat kuantitatif, moda kegagalan yang harus diprioritaskan pada proses *offshore pipelaying* adalah *mooring failure* pada peralatan *mooring system* dengan skor kemungkinan terjadi 0.0001%. *Mooring failure* yang terjadi pada *mooring system* adalah moda kegagalan dimana terjadi kegagalan pada sistem tambat *pipelaying barge*, terutama pada bagian *winch* dimana jangkar yang merupakan sistem tambat utama yang digunakan oleh *pipelaying barge* tidak dapat diturunkan (*deploy*), sehingga terjadi penundaan pada proses *offshore pipelaying* hingga jangkar yang mengalami *mooring failure* dapat diturunkan kembali karena bahaya yang dapat terjadi jika proses *offshore pipelaying* berjalan tanpa diturunkannya salah satu jangkar yang merupakan bagian dari sistem tambat *pipelaying barge* yang memberikan stabilitas pada *pipelaying barge* pada proses *offshore pipelaying*.

Maka tindakan mitigasi yang perlu dilakukan, berdasarkan dokumen L2RA PT. PHE ONWJ, adalah sebagai berikut:

- a. Menyediakan *critical spare part* atau bagian cadangan kritis yang dapat digunakan pada keadaan darurat,
- b. Selalu memastikan adanya komunikasi baik antara *barge master*, kapten *anchor handling tug*, dan *surveyor*,
- c. Melaksanakan pengecekan peralatan reguler sebelum melaksanakan operasi *offshore pipelaying*.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Dari hasil penelitian dalam Tugas Akhir ini, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Berdasarkan metode FMEA tradisional, peralatan dengan *Risk Priority Number* (RPN) terendah adalah *welding equipment* atau alat las (rata – rata RPN 9,7) dan moda kegagalan dengan RPN terendah adalah *electrical shortage* (mati listrik) dengan RPN 4,14. Sementara peralatan dengan RPN tertinggi adalah *mooring system* (sistem tambat) (rata – rata RPN 22,9) meskipun moda kegagalan tertinggi adalah *engine breakdown* (mesin rusak) pada *anchor handling tug* dengan RPN 27,29.
2. Berdasarkan metode FMEA probabilistik, moda kegagalan dengan kemungkinan terjadinya *undetected failure mode* (P(uf)) terkecil adalah *electrical shortage* (mati listrik) pada *welding equipment* (alat las) dengan kemungkinan terjadinya *undetected failure mode* sebesar 0,000000039% dan moda kegagalan dengan kemungkinan terjadinya *undetected failure mode* terbesar adalah *mooring failure* (kegagalan sistem tambat) pada *mooring system* dengan kemungkinan terjadinya *undetected failure mode* sebesar 0,00011%.
3. Berdasarkan metode FMEA tradisional, moda kegagalan yang harus diprioritaskan pada proses *offshore pipelaying* adalah *engine breakdown* pada peralatan *anchor handling tug*. Beberapa tindakan mitigasi yang dapat dilakukan untuk mencegah terjadinya *engine breakdown* adalah;
 - a. Menyediakan *critical spare part* atau bagian cadangan kritis yang dapat digunakan pada keadaan darurat,
 - b. Melakukan pengecekan reguler dan tes fungsi (*function test*) sebelum melakukan operasi *offshore pipelaying*,
 - c. Selalu mempersiapkan *anchor handling tug* pengganti yang dapat menggantikan *anchor handling tug* yang mengalami *engine breakdown* pada saat operasi *offshore pipelaying* berlangsung.

Sementara berdasarkan metode FMEA probabilistik, moda kegagalan yang harus diprioritaskan pada proses *offshore pipelaying* adalah *mooring failure* pada peralatan

mooring system. Beberapa tindakan mitigasi yang dapat dilakukan untuk mencegah terjadinya *mooring failure* adalah;

- d. Menyediakan *critical spare part* atau bagian cadangan kritis yang dapat digunakan pada keadaan darurat,
- e. Selalu memastikan adanya komunikasi baik antara *barge master*, kapten *anchor handling tug*, dan *surveyor*,
- f. Melaksanakan pengecekan peralatan reguler sebelum melaksanakan operasi *offshore pipelaying*.

5.2. Saran

Beberapa saran yang ingin penulis sampaikan yang dapat diterapkan pada penelitian seperti yang dilakukan pada tugas akhir ini kedepannya adalah sebagai berikut:

1. Perlu dilakukan penelitian analisis resiko untuk peralatan – peralatan lain yang digunakan pada *offshore pipelaying*,
2. Perlu diadakan penelitian analisis resiko menggunakan metode analisis resiko kuantitatif lainnya untuk peralatan – peralatan yang digunakan pada *offshore pipelaying*,
3. Perlu diadakan analisis resiko metode probabilistik dengan penilaian / pengukuran resiko yang lebih sesuai dengan operasi *offshore pipelaying*.

DAFTAR PUSTAKA

- Ariani, Meisy., 2015, *Offshore Pipeline Engineering Overview*, PT. Pertamina PHE ONWJ,
- Babicz, Jan. 2015, *Encyclopedia of Marine Technology*, 2nd edition, WÄRTSILÄ Corporation, Gdansk,
- Barends, D.M., Oldenhof, M.T., Vredenburg, M.J., Nauta, M.J. 2012. 'Risk Analysis of Analytical Validations by Probabilistic Modification of FMEA'. *Journal of Pharmaceutical and Biomedical Analysis*, Vol. 64, hal. 82-86.,
- Carral-Couce, Luis, Naya, Salvador, Feal, Carlos Alvarez, Pardo, Miguel Lamas. 2017. 'Estimating the Traction Factor and Designing the Deck Gear for the Anchor Handling Tug'. *Journal of Engineering for the Maritime Environment*, Vol. 23, hal. 600-615.,
- Dokumen PT. PHE ONWJ 'L2RA 2nd Offshore Campaign (Update 1 Mar 2019)',
- Dokumen PT. PHE ONWJ 'Pipeline Installation Procedure for Ø10" MOL LLB-LPRO',
- Dokumen PT. PHE ONWJ 'YY L2RA_Indonesia Rev.02',
- Drehem, Bassam M., 2017, *Analisa Resiko Pada Kebocoran Pipa Bawah Laut Dengan Metode Hybrid Risk Analysis*, Jurusan Teknik Kelautan – FTK – ITS. Surabaya,
- Filihan, Jalisman, 2016, *Analisis Resiko Kerusakan Offshore Pipeline Transmisi Sumatera Jawa*, Jurusan Teknik Kelautan – FTK – ITS. Surabaya,
- Gossman, David, 2009, 'HAZOP – Pros and Cons', *GCI Tech Notes*, vol. 14 no.1,
- Hyatt, Nigel, 2003, *Guidelines for Process Hazards Analysis, Hazards Identification & Risk Analysis*, Ontario, Dyadem Press,

Maradika, Fachri K., 2019. *Penerapan Fuzzy Failure Mode and Effect Analysis dalam Analisa Risiko Operasi Offshore Pipeline*, Jurusan Teknik Kelautan – FTK – ITS. Surabaya,

Ramzali, Nahid, Lavasani, M.R.M., Ghodousi, Jamal. 2015. ‘Safety Barriers Analysis of Offshore Drilling System by Employing Fuzzy Event Tree Analysis’. *Safety Science*, Vol. 78, hal. 49-59.,

LAMPIRAN

1. Kuesioner

Failure Mode and Effect Analysis Terhadap Equipment yang Dipakai Pada Pipelaying Process

Perkenalkan, nama saya Zullian Zulfikar Hafiz, saya adalah mahasiswa teknik kelautan ITS dengan nrp 04311540000149 yang sedang mengerjakan tugas akhir saya yang bertujuan untuk melakukan analisis failure mode and effect terhadap equipment - equipment yang dipakai pada proses pipelaying pada industri minyak dan gas, terutama pada operasi yang dilaksanakan oleh tim brown field, divisi facility construction, PHE ONWJ. Saya mohon bantuan anda untuk memberikan respon terhadap kuesioner saya yang akan membantu saya dalam menyusun laporan tugas akhir saya.

Atas perhatian dan waktunya saya ucapkan terima kasih.

* Required

Nama Penuh *

Your answer

Jabatan dalam perusahaan minyak dan gas yang sekarang dipegang *

Your answer

Berapa tahun pengalaman anda dalam bekerja di industri minyak dan gas? *

Your answer

Pengisian Risk Priority Number

Untuk setiap equipment dan failure modanya dibawah ini; mohon beri nilai berdasarkan pengalaman anda dalam bekerja dengan equipment - equipment yang akan disebutkan berdasarkan tiga kategori untuk tiap equipment dan failure mode dengan deskripsi lebih lanjut;

Occurrence (O)

Occurrence merupakan penilaian terhadap kemungkinan suatu failure mode pada peralatan yang digunakan pada offshore pipelaying terjadi. Penilaian (O) akan diberikan oleh responden dengan nilai 0 hingga 10. Nilai 0 menyatakan bahwa kegagalan tersebut biasanya tidak terjadi sama sekali pada satu proyek, sementara nilai 10 menyatakan bahwa kegagalan tersebut biasa terjadi 9 kali atau lebih pada suatu proyek.

Tabel Penilaian Occurrence

Definisi <i>Occurrence</i> pada FMEA	Nilai O	Keterangan
<i>Negligible</i>	1	0x Pada Satu Proyek
<i>Very Low</i>	2	1x Pada Satu Proyek
<i>Low</i>	3	2x Pada Satu Proyek
<i>Occasionally</i>	4	3x Pada Satu Proyek
<i>Now and Then</i>	5	4x Pada Satu Proyek
<i>Regularly</i>	6	5x Pada Satu Proyek
<i>Very Regularly</i>	7	6x Pada Satu Proyek
<i>Often</i>	8	7x Pada Satu Proyek
<i>Very Often</i>	9	8x Pada Satu Proyek
<i>Extremely Often</i>	10	9x atau Lebih Pada Satu Proyek

Severity (S)

Severity merupakan penilaian terhadap keparahan dampak dari suatu kegagalan pada equipment offshore pipelaying jika kegagalan tersebut terjadi. Untuk penelitian ini, severity dinilai dari seberapa besar delay yang disebabkan pada proyek jika suatu kegagalan terjadi. Responden akan memberikan nilai 0 - 10 untuk severity dari tiap kegagalan yang ditanyakan. Nilai 0 menyatakan bahwa kegagalan suatu equipment tidak akan menyebabkan delay pada proyek. Sementara nilai 10 menyatakan bahwa suatu kegagalan pada equipment menyebabkan delay selama 25 hari - 1 bulan atau lebih pada proyek.

Tabel Penilaian Severity

Definisi Severity pada FMEA	Nilai S	Consequence terhadap Severity
<i>None</i>	1	Tidak menyebabkan <i>delay</i> pada proyek
<i>Almost None</i>	2	Menyebabkan <i>delay</i> 10 menit – 30 menit pada proyek
<i>Extremely Low</i>	3	Menyebabkan <i>delay</i> 31 menit – 1 jam pada proyek
<i>Very Low</i>	4	Menyebabkan <i>delay</i> 1 jam – 12 jam pada proyek
<i>Low</i>	5	Menyebabkan <i>delay</i> 12 jam – 1 hari pada proyek
<i>Moderate</i>	6	Menyebabkan <i>delay</i> 2 hari – 5 hari pada proyek
<i>High</i>	7	Menyebabkan <i>delay</i> 6 hari – 14 hari pada proyek
<i>Very High</i>	8	Menyebabkan <i>delay</i> 15 hari – 20 hari pada proyek
<i>Extremely High</i>	9	Menyebabkan <i>delay</i> 21 hari – 25 hari pada proyek
<i>Dangerously High</i>	10	Menyebabkan <i>delay</i> 25 hari – 1 bulan lebih pada proyek

Detection (D)

Detection merupakan penilaian terhadap jumlah waktu yang dibutuhkan untuk mendeteksi akan terjadinya suatu kegagalan pada equipment yang ditanyakan sebelum kegagalan tersebut terjadi. Misalnya suatu potensi kegagalan A pada equipment tensioner membutuhkan waktu sekitar 5 hari untuk dideteksi sebelum kegagalan tersebut terjadi, maka penilaian (D) akan diberikan berdasarkan durasi 5 hari tersebut. Responden akan menilai (D) dari kegagalan pada equipment dengan nilai 0 - 10. Nilai 0 menyatakan bahwa potensi kegagalan pada suatu equipment butuh waktu kurang dari 12 jam untuk terdeteksi dan nilai 10 menyatakan bahwa potensi kegagalan pada suatu equipment butuh waktu lebih dari 2 bulan untuk terdeteksi.

Tabel Penilaian Detection

Definisi <i>Detection</i> pada FMEA	Nilai D	Keterangan
<i>Certainly</i>	1	Butuh waktu kurang dari 12 jam untuk terdeteksi
<i>Very Likely</i>	2	Butuh waktu 12 jam - 1 hari untuk terdeteksi
<i>Likely</i>	3	Butuh waktu 1 hari - 7 hari untuk terdeteksi
<i>More than Average</i>	4	Butuh waktu 8 hari - 14 hari untuk terdeteksi
<i>Average</i>	5	Butuh waktu 15 hari - 21 hari untuk terdeteksi
<i>Low</i>	6	Butuh waktu 22 hari - 1 bulan untuk terdeteksi
<i>Very Low</i>	7	Butuh waktu 1 bulan - 35 hari untuk terdeteksi
<i>Unlikely</i>	8	Butuh waktu 35 hari - 45 hari untuk terdeteksi
<i>Very Unlikely</i>	9	Butuh waktu 45 hari - 55 hari untuk terdeteksi
<i>Excluded</i>	10	Butuh waktu lebih dari 2 bulan untuk terdeteksi

1. Welding Equipment

Pada bagian ini penulis akan menanyakan mengenai penilaian occurrence, severity, dan detection dari berbagai macam kegagalan yang dapat terjadi pada equipment welding pada saat proses offshore pipelaying. Tabel penilaian (O), (S), dan (D) akan diberikan pada awal tiap bagian sebagai pengingat untuk responden.

1. a. Electrical Shortage

Yaitu ketika terjadi mati listrik pada pipelaying barge atau ketika mesin las kehilangan sumber daya listriknya sehingga proses las tidak dapat berjalan.

Occurrence (O) *

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

Penilaian (O)

Definisi <i>Occurrence</i> pada FMEA	Nilai O	Keterangan
<i>Negligible</i>	1	0x Pada Satu Proyek
<i>Very Low</i>	2	1x Pada Satu Proyek
<i>Low</i>	3	2x Pada Satu Proyek
<i>Occasionally</i>	4	3x Pada Satu Proyek
<i>Now and Then</i>	5	4x Pada Satu Proyek
<i>Regularly</i>	6	5x Pada Satu Proyek
<i>Very Regularly</i>	7	6x Pada Satu Proyek
<i>Often</i>	8	7x Pada Satu Proyek
<i>Very Often</i>	9	8x Pada Satu Proyek
<i>Extremely Often</i>	10	9x atau Lebih Pada Satu Proyek

Severity (S) *

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Penilaian (S)

Definisi <i>Severity</i> pada FMEA	Nilai S	<i>Consequence</i> terhadap <i>Severity</i>
<i>None</i>	1	Tidak menyebabkan <i>delay</i> pada proyek
<i>Almost None</i>	2	Menyebabkan <i>delay</i> 10 menit – 30 menit pada proyek
<i>Extremely Low</i>	3	Menyebabkan <i>delay</i> 31 menit – 1 jam pada proyek
<i>Very Low</i>	4	Menyebabkan <i>delay</i> 1 jam – 12 jam pada proyek
<i>Low</i>	5	Menyebabkan <i>delay</i> 12 jam – 1 hari pada proyek
<i>Moderate</i>	6	Menyebabkan <i>delay</i> 2 hari – 5 hari pada proyek
<i>High</i>	7	Menyebabkan <i>delay</i> 6 hari – 14 hari pada proyek
<i>Very High</i>	8	Menyebabkan <i>delay</i> 15 hari – 20 hari pada proyek
<i>Extremely High</i>	9	Menyebabkan <i>delay</i> 21 hari – 25 hari pada proyek
<i>Dangerously High</i>	10	Menyebabkan <i>delay</i> 25 hari – 1 bulan lebih pada proyek

Detection (D) *

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Penilaian (D)

Definisi <i>Detection</i> pada FMEA	Nilai D	Keterangan
<i>Certainly</i>	1	Butuh waktu kurang dari 12 jam untuk terdeteksi
<i>Very Likely</i>	2	Butuh waktu 12 jam - 1 hari untuk terdeteksi
<i>Likely</i>	3	Butuh waktu 1 hari - 7 hari untuk terdeteksi
<i>More than Average</i>	4	Butuh waktu 8 hari - 14 hari untuk terdeteksi
<i>Average</i>	5	Butuh waktu 15 hari - 21 hari untuk terdeteksi
<i>Low</i>	6	Butuh waktu 22 hari - 1 bulan untuk terdeteksi
<i>Very Low</i>	7	Butuh waktu 1 bulan - 35 hari untuk terdeteksi
<i>Unlikely</i>	8	Butuh waktu 35 hari - 45 hari untuk terdeteksi
<i>Very Unlikely</i>	9	Butuh waktu 45 hari - 55 hari untuk terdeteksi
<i>Excluded</i>	10	Butuh waktu lebih dari 2 bulan untuk terdeteksi

1. b. Machine Error

Yaitu kegagalan pada mesin ketika menggunakan metode welding semi-automatis atau otomatis pada proses offshore pipelaying

Occurrence (O) *

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

Severity (S) *

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

Detection (D) *

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

1. c. Unstable Power Supply

Yaitu kegagalan ketika aliran listrik yang mengalir pada elektroda pada proses welding tidak stabil

Occurrence (O) *

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

Severity (S) *

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

Detection (D) *

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

1.d. Wet Rods

Yaitu kegagalan dimana elektroda yang digunakan pada proses welding menjadi basah / terkena basah dan tidak dikeringkan sebelum digunakan untuk welding

Occurrence (O) *

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

Severity (S) *

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

Detection (D) *

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

2.a. Power Outage

Yaitu kegagalan dimana sumber tenaga yang dipakai untuk menjalan tensioner diatas pipelaying barge mati

2.b. Inaccurate Tension Setting

Yaitu kegagalan pada tensioner dimana tegangan yang tensioner berikan pada pipeline tidak sesuai dengan setting tension yang sudah dimasukkan pada kontrol tensioner

2.c. Broken / Loose Tensioner Shoes

Yaitu kegagalan dimana tensioner shoes yang ada pada tensioner rusak atau lepas, sehingga coating pipa akan tergerus ketika melewati tensioner tersebut

Tensioner Shoes



2.d. Miscommunication with Anchor Handling Control

Yaitu kegagalan dimana penguluran pipa ke bawah laut yang melewati tensioner tidak sesuai dengan gerakan anchor handling

3.a. Inaccurate Stinger Positioning

Yaitu kegagalan dimana posisi stinger tidak akurat sehingga pipeline tidak diulurkan sesuai dengan rute pipa yang ditentukan

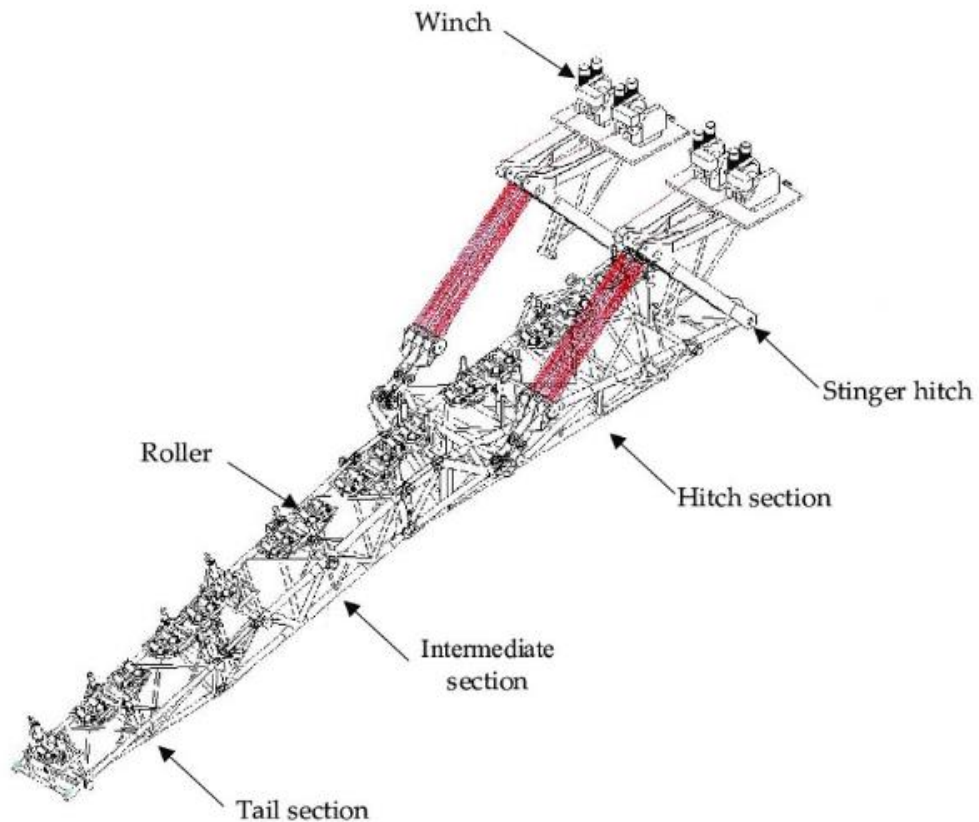
3.b. Stinger Failure

Yaitu kegagalan dimana stinger mengalami structural failure pada saat proses pipelaying sehingga stinger rusak / roboh

3.c. Jammed Roller

Yaitu kegagalan yang terjadi pada stinger dimana roller pada stinger macet / berhenti sehingga pipa yang sedang diulurkan pada proses pipelaying akan tergerus coatingnya

Stinger Roller



3.d. Stinger Winch Failure

Yaitu kegagalan yang terjadi pada stinger winch yang berfungsi untuk recovery pipa yang dilepas pada saat emergency. Dimana winch tersebut tidak berfungsi sehingga pipa yang telah dilepas tidak dapat direcover

4.a. Mooring Failure

Yaitu kegagalan dimana jangkar pipelaying barge tidak dapat diturunkan (di-deploy)

4.b. Wire Snap

Yaitu kegagalan pada sistem tambat pipelaying barge dimana wire yang menahan jangkar putus ketika jangkar berada di bawah laut

4.c. Anchor Dragging

Yaitu kegagalan pada sistem tambat dimana jangkar terseret di dasar laut pada saat pipelaying barge ingin bergerak

4.d. Anchor Line Birdcage

Yaitu kegagalan dimana terjadi ikatan birdcage pada anchor line di sistem tambat pipelay barge

Birdcage knot



5.a. Engine Breakdown

Yaitu kegagalan dimana mesin kapal AHT mengalami kerusakan (breakdown)

5.b. Insufficient Power / Underload

Yaitu kegagalan dimana karena kurangnya kapasitas kekuatan AHT dan beban eksternal lainnya; AHT tidak dapat menarik pipelay barge

5.c. Insufficient AHT Winch Capacity

Kegagalan dimana winch pada AHT tidak memiliki kapasitas kekuatan yang cukup untuk menarik anchor yang merupakan sistem tambat pipelay barge akibat beban eksternal dan faktor - faktor lainnya

5.d. Shark Jaw Failure

Kegagalan equipment dimana shark jaw pada AHT mengalami kerusakan atau hancur

Shark Jaw



Sekian Kuesioner Ini



Saya ingin menyampaikan terima kasih sebesar - besarnya kepada pihak responden yang telah meluangkan waktunya untuk mengisi kuesioner ini. Semoga penelitian yang akan dihasilkan dari data kuesioner ini dapat berguna untuk para pembacanya.

Terima Kasih,
Zullian Zulfikar Hafiz, Teknik Kelautan ITS
081280544150
zullianhafiz@gmail.com

BIODATA PENULIS

Zullian Zulfikar Hafiz lahir di Bogor pada tanggal 12 Maret 1997. Penulis adalah anak pertama dari dua bersaudara. Penulis menempuh pendidikan formal tingkat dasar di SD Bina Insani untuk tahun pertama hingga ketiga, kemudian melanjutkan pendidikan tingkat dasarnya di Interntaional School of Aberdeen untuk tahun keempat dan kelima, dan menyelesaikan tahun keenamnya di SD Bina Insani kembali. Penulis melanjutkan pendidikan tingkat menengahnya di SMPN 1 Bogor dan tingkat menengah atasnya di SMAN 1 Bogor. Setelah lulus dari SMA di tahun 2015, penulis melanjutkan studi S-1 di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya (ITS) melewati jalur mandiri. Selama menempuh masa studi, selain aktif di bidang akademis, penulis aktif di bidang ekstrakurikuler kampus, terutama pada ITS *Model United Nations Club* (ITS MUN Club) yang berfokus pada simulasi rapat perserikatan bangsa – bangsa (PBB) atau *United Nations*. Pada tahun kedua penulis menjadi *member* ITS MUN Club setelah melewati tahap seleksi yang ketat dan pada tahun ketiga penulis diterima menjadi ketua *delegate affairs* di ITS MUN Club. Pada tahun keempat, penulis diberikan amanah menjadi ketua ITS MUN Club untuk periode 2018 / 2019. Selain berkontribusi sebagai pengurus unit kegiatan mahasiswa (UKM) di ITS, penulis juga dapat mencapai berbagai prestasi baik di lomba nasional maupun internasional. Beberapa contoh dari prestasi penulis adalah *verbal commendation* pada *Asia Youth International MUN* di Malaysia, *best position paper* pada *Japan English MUN* di Jepang, dan *honorable mention* dan *best position paper* pada *Veteran East Java MUN* di Indonesia. Penulis juga memiliki pengalaman kerja praktek 2 bulan di tim *brown field* pada PT. Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java* (PT. PHE ONWJ) dan dari pengalamannya selama kerja praktek, penulis mendapat inspirasi untuk melakukan penelitian tugas akhir dengan judul “Analisis Resiko Untuk Peralatan *Offshore Pipelaying*”. Kritik dan saran terhadap penelitian ini ataupun pertanyaan lainnya untuk penulis dapat disampaikan melalui e-mail penulis yaitu zullianhafiz@gmail.com