TUGAS AKHIR – MO184804

ANALISIS RESIKO KETERLAMBATAN PROYEK INSTALASI OFFSHORE PIPELINE MENGGUNAKAN METODE FTA DAN FMEA

RAFDI ARYO NUGROHO
NRP. 04311840000046

Dosen Pembimbing
Prof. Suntoyo, S.T., M.Eng., Ph.D
NIP 197107231995121001
Silvianita, S. T., M.Sc., Ph.D
NIP 198308062006042001

Program Studi Teknik Kelautan
Departemen Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2022

TUGAS AKHIR – MO184804

ANALISIS RESIKO KETERLAMBATAN PROYEK INSTALASI OFFSHORE PIPELINE MENGGUNAKAN METODE FTA DAN FMEA

RAFDI ARYO NUGROHO
NRP. 04311840000046

Dosen Pembimbing
Prof. Suntoyo, S.T., M.Eng., Ph.D
NIP 197107231995121001
Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D
NIP 198308062006042001

Program Studi Teknik Kelautan
Departemen Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2022

FINAL PROJECT – MO184804

ANALYSIS OF DELAY RISK IN OFFSHORE PIPELINE INSTALLATION PROJECT USING FTA AND FMEA METHODS

RAFDI ARYO NUGROHO
NRP 04311840000046

Dosen Pembimbing
Prof. Suntoyo, S.T., M.Eng., Ph.D
NIP 197107231995121001
Silvianita, S. T., M.Sc., Ph.D
NIP 198308062006042001

Study Program Ocean Engineering
Departement of Ocean Engineering
Faculty of Marine Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2022

LEMBAR PENGESAHAN

ANALISIS RESIKO KETERLAMBATAN PROYEK INSTALASI OFFSHORE PIPELINE MENGGUNAKAN METODE FTA DAN FMEA

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat
memperoleh gelar Sarjana Teknik di
Program Studi Teknik Kelautan
Departemen Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh : **RAFDI ARYO NUGROHO**
NRP. 04311840000046

Disetujui oleh Tim Penguji Proposal Tugas Akhir:

1. Prof. Suntoyo, S.T., M.Eng., Ph.D ..... (Pembimbing I)
2. Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D ..... (Pembimbing II)
3. Dendy Satrio, S.ST ..... (Penguji I)
4. Wimala Lalitya Dhanista, S.T., M.T ..... (Penguji II)

SURABAYA
JULI, 2022

APPROVAL SHEET

ANALYSIS OF DELAY RISK IN OFFSHORE PIPELINE INSTALLATION PROJECT WITH FTA AND FMEA METHODS

FINAL PROJECT

Submitted to fulfill one of the requirements

for obtaining a degree in Ocean Engineering at

Undergraduate Study Program of Ocean Engineering

Department of Ocean Engineering

Faculty of Marine Technology

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

By: **RAFDI ARYO NUGROHO**

NRP. 04311840000046

Approved by Final Project Examiner Team:

5. Prof. Suntoyo, S.T., M.Eng., Ph.D ..... (Advisor I)
6. Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D ..... (Advisor II)
7. Dr. Dendy Satrio, S.ST ..... (Examiner I)
8. Wimala Lalitya Dhanista, S.T., M.T ..... (Examiner II)

SURABAYA

JULY, 2022

PERNYATAAN ORISINALITAS

Yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama mahasiswa / NRP	: Rafdi Aryo Nurgoho/04311840000046
Departemen	: Teknik Kelautan
Dosen pembimbing / NIP	: Prof. Suntoyo, S.T., M.Eng., Ph. D/ 197107231995121001

dengan ini menyatakan bahwa Tugas Akhir dengan judul "Analisis Resiko Keterlambatan Proyek Instalasi Offshore Pipeline Menggunakan Metode FTA dan FMEA" adalah hasil karya sendiri, bersifat orisinal, dan ditulis dengan mengikuti kaidah penulisan ilmiah.

Bilamana di kemudian hari ditemukan ketidaksesuaian dengan pernyataan ini, maka saya bersedia menerima sanksi sesuai dengan ketentuan yang berlaku di Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Surabaya, 20 Juli 2022

Mengetahui

Dosen Pembimbing

(Prof. Suntoyo, S.T., M.Eng., Ph. D)

NIP. 197107231995121001

Mahasiswa,

(Rafdi Aryo Nugroho)

NRP. 04311840000046

STATEMENT OF ORIGINALITY

The undersigned below:

Name of student / NRP	: Rafdi Aryo Nugroho/04311840000046
Department	: Ocean Engineering
Advisor / NIP	: Prof. Suntoyo, S.T., M.Eng., Ph. D/ 197107231995121001

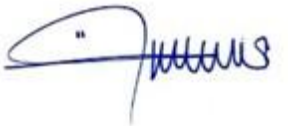
Hereby declare that the Final Project with the title of "Analysis of Delay Risk in Offshore Pipeline Installation Project with FTA and FMEA Methods" is the result of my own work, is original, and is written by following the rules of scientific writing.

If in the future there is a discrepancy with this statement, then I am willing to accept sanctions in accordance with the provisions that apply at Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Surabaya, 20 July 2022

Acknowledged

Advisor



(Prof. Suntoyo, S.T., M.Eng., Ph. D)

NIP. 197107231995121001

Student.

(Rafdi Aryo Nugroho)

NRP. 04311840000046

ANALISIS RESIKO KETERLAMBATAN PROYEK INSTALASI OFFSHORE PIPELINE MENGGUNAKAN METODE FTA DAN FMEA

Nama / NRP	**:**	**Rafdi Aryo Nugroho / 04311840000046**
Departemen	**:**	**Teknik Kelautan FTK - ITS**
Dosen Pembimbing	**:**	**Prof. Suntoyo, S.T., M.Eng., Ph. D**
		Silvianita, S.T., M.Sc., Ph. D

ABSTRAK

Offshore Pipeline atau pipa bawah laut merupakan salah satu hal penting dalam siklus perekonomian di Indonesia. Selain siklus perekonomian *offshore pipeline* juga diperlukan oleh seluruh masyarakat Indonesia untuk kegiatan sehari hari seperti supply BBM dan lain lain. Proses instalasi *offshore pipeline* merupakan suatu proses yang cukup rentan untuk mengalami suatu kendala. Salah satu kendala yang cukup krusial adalah adanya keterlambatan pada pengerjaan proyek instalasi *offshore pipeline.* Untuk menghindari kendala keterlambatan proyek dalam proses instalasi *offshore pipeline,* diperlukan sebuah manajemen proyek yang baik untuk mengantisipasi dampak negatif dari kendala keterlambatan. Penelitian diawali dengan pengumpulan data dari proyek instalasi *offshore pipeline* milik PT.ZYX di field Terang Sirasun Batur untuk selanjutnya data tersebut diolah dan dianalisis. Hasil dari penelitian ini didapatkan bahwa ada 29 *basic event* dengan probabilitas resiko yang menyebabkan keterlambatan proyek berbeda beda. Dengan Probabilitas paling tinggi pada Keterlambatan Proyek Instalasi Offshore Pipeline adalah 0,018763339. Dengan penambahan metode ETA untuk analisa dampak ditemukan bahwa kemungkinan lama keterlambatan proyek instalasi offshore pipeline diperkirakan selama 5 minggu – 3 bulan, dengan denda yang harus dibayar sebesar 1/1000 dari total biaya dikali jumlah hari keterlambatan dan didapatkan minimum denda sebesar Rp. 12.112.407.922 dan maksimum Rp. 35.084.216.052 dengan probability sebesar 0,005818. Selanjutnya dilakukan pengerjaan metode dilanjutkan dengan pengerjaan FMEA untuk klasifikasi, risk mapping, dan mitigasi dari factor factor keterlambatan. Ditemukan 10 resiko yang perlu dilakukan pengendalian dan cara pengendalian yang berbeda beda.

Kata kunci: manajemen proyek, keterlambatan proyek, instalasi offshore pipeline.

ANALYSIS OF DELAY RISK IN OFFSHORE PIPELINE INSTALLATION PROJECT WITH FTA AND FMEA METHODS

Name./ NRP	**:**	**Rafdi Aryo Nugroho/04311840000046**
Department	**:**	**Ocean Engineering**
Advisor	**:**	**Prof. Suntoyo, S.T., M.Eng., Ph. D**
		Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D

ABSTRACT

The offshore pipeline is one of the important things in the economic cycle in Indonesia. In addition to the economic cycle, the offshore pipeline is also needed by all Indonesian people for daily activities such as fuel supply and others. The offshore pipeline installation process is a process that is quite vulnerable to experiencing problems. One of the most crucial obstacles is the delay in the construction of the offshore pipeline installation project. To avoid project delays in the offshore pipeline installation process, a good project management is needed to anticipate the negative impacts of delay constraints. The research begins with collecting data from the offshore pipeline installation project owned by PT. ZYX in the Terang Sirasun Batur field for further processing and analysis of the data. The results of this study show that there are 29 basic events with different risk probabilities that cause project delays. With the highest probability of Delay in the Offshore Pipeline Installation Project is 0.018763339. With the addition of the ETA method for impact analysis, it was found that the possible delay in the offshore pipeline installation project is estimated to be 5 weeks – 3 months, with a fine to be paid of 1/1000 of the total cost multiplied by the number of days of delay and a minimum fine of Rp. 12,112,407,922 and a maximum of Rp. 35,084,216.052 with a probability of 0.005818. Continued by working on FMEA for classification, risk mapping, and mitigation of delay factors. There were 10 risks that needed to be controlled and different control methods were found.

Keyword : *project management, delay in construction, offshore pipeline installation*

KATA PENGANTAR

Segala puji syukur kehadirat Allah SWT karena atas rahmat, berkat dan ridho-Nya penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir ini tepat waktu dengan baik dan benar. Tidak lupa penulis panjatkan sholawat serta salam kepada Nabi Besar Muhammad SAW berserta keluarga dan pengikutnya. Laporan tugas akhir ini berjudul **"Analisis Resiko Keterlambatan Proyek Instalasi Offshore Pipeline Menggunakan Metode FTA dan FMEA"**

Laporan tugas akhir ini disusun sebagai syarat untuk menyelesaikan studi strata satu (S1) di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Tugas akhir ini membahas tentang faktor-faktor yang menyebabkan keterlambatan pada p proyek Instalasi Offshore Pipeline, dampak dari keterlambatan tersebut serta bagaimana cara mencegah keterlambatan dan melakukan mitigasi untuk dampak yang diakibatkan oleh keterlambatan. Digunakan metode *Fault Tre Analysis* untuk mengetahui probabilitas dan juga apa saja factor yang menyebabkan keterlambatan proyek Instalasi Offshore Pipeline, lalu dilanjut dengan analisis dampak menggunakan metode *Event Tree Analysis* dan dilanjutkan dengan pengerjaan FMEA untuk klasifikasi, risk mapping, dan mitigasi dari factor factor keterlambatan.

Semoga tugas akhir ini bisa bermanfaat bagi masyarakat sekitar, Serta semoga tugas akhir yang penulis buat ini bisa dijadikan referensi pada penelitian yang akan datang.

Penulis menyadari bahwa pada penulisan dan penyusunan tugas akhir ini masih terdapat banyak kekurangan, maka dari itu penulis mengharapkan adanya masukkan, kritik dan saran yang membangun dan dapat digunakan untuk mengembangkan penelitian ini di waktu yang akan datang

DAFTAR ISI

BAB I PENDAHULUAN 1
1.1 Latar Belakang Permasalahan 1
1.2 Perumusan Masalah 3
1.3 Tujuan 4
1.4 Manfaat 4
1.5 Batasan Masalah 4
1.6 Sistematika Penulisan 4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI 5
2.1 Tinjauan Pustaka 5
2.2 Dasar Teori 5
2.2.1 *Pipeline* 5
2.2.2 Proses Instalasi *Offshore Pipeline* 6
2.2.3 Metode Instalasi *Offshore Pipeline* 6
2.2.4 Definisi Proyek 9
2.2.5 Manajemen Proyek 10
2.2.6 Keterlambatan Proyek 11
2.2.7 *Fault Tree Analysis* 12
2.2.8 *Event Tree Analysis* 16
2.2.9 *Failure Mode and Effect Analysis* 17
BAB III METODOLOGI PENELITIAN 21
3.1 Diagram Alir 21
3.2 Prosedur Penelitian 22
BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN 25
4.1 Pengumpulan Data 25
4.1.1 Data Awal Pipa 25
4.1.2 Data Pengerjaan Proyek 25
4.1.3 *Schedule* dan Daftar Kegiatan 26
4.1.4 Daftar *Equipment* Instalasi *Offshore Pipeline* 27
4.1.5 Metode Instalasi 28
4.2 Analisis Faktor Keterlambatan Menggunakan Metode *Fault Tree Analysis* (FTA) 28
4.2.1 Kecacatan Pada Produksi Pipa 31
4.2.2 Proses Pengerjaan Instalasi Terganggu 31
4.2.3 Proses Manajemen Tidak Optimal 34
4.2.4 Data Responden Kuisioner 34
4.2.5 Perhitungan *Probability* 35
4.3 Perhitungan Dampak 40
4.3.1 *Initiating Event* 40
4.3.2 *Pivotal Event* 40
4.3.3 Diagram *Event Tree Analysis* 41
4.3.4 *Output* 41
4.4 Pengerjaan Tahap FMEA 42
4.4.1 Pembuatan Tabel FMEA 42
4.4.2 Penilaian *Severity* 45
4.4.3 Penilaian *Occurance* 47
4.4.4 Penilaian *Detection* 49
4.4.5 Perhitungan *Risk Priority Number* 51

4.5 *Risk Matrix* 52
4.6 Proses Evaluasi Resiko 53
4.6.1 *Risk Mapping* 53
4.6.2 Penentuan Rencana Mitigasi 53
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN 57
5.1 Kesimpulan 57
5.2 Saran 59
DAFTAR PUSTAKA 61
LAMPIRAN 65

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Jaringan Pipa Bawah Laut (Sumber Gambar : oilstates.com) 1
Gambar 1. 2 Letak Geografis Blok Terang Sirasun Batur (TSB) 2
Gambar 2. 1 Metode S-Lay 7
Gambar 2. 2 Metode J-Lay 7
Gambar 2. 3 Metode Surface Tow 8
Gambar 2. 4 Metode *Mid-depth Tow* 8
Gambar 2. 5 Metode *Off-bottom Tow* 9
Gambar 2. 6 Metode *Bottom-tow* 9
Gambar 2. 7 Tingkatan pada Fault Tree Analysis 12
Gambar 2. 8 Contoh Diagram Konsep *Fault Tree* 13
Gambar 2. 9 Simbol Fault Tree untuk *Basic event, conditions, dan transfers* 13
Gambar 2. 10 Simbol – simbol *Fault Tree* di *Gate Events* 14
Gambar 2. 11 Gambar *Alternative fault tree symbol* 14
Gambar 2. 12 Diagram langkah pengerjaan Fault Tree 15
Gambar 2. 13 Konsep Dasar FMEA 17
Gambar 2. 14 Overview Concept dari FMEA 17
Gambar 2. 15 Prosedur FMEA Tradisional 19
Gambar 2. 16 *Severity guidelines for design FMEA (1 - 10 qualitative scale)* 19
Gambar 2. 17 *Occurrence guidelines for design FMEA* (1 - 10 *qualitative scale*) 19
Gambar 2. 18 *Detectability guidelines for design FMEA* (1 - 10 *qualitative scale*) 20
Gambar 3. 1 Diagram Alir 21
Gambar 3. 1 Diagram Alir (Lanjutan) 22
Gambar 4. 1 Field Layout 25
Gambar 4. 2 Faktor Utama Keterlambatan 30
Gambar 4. 3 Kecacatan Pada Produksi Pipa 31
Gambar 4. 4 Proses Pengerjaan Instalasi Terganggu 31
Gambar 4. 5 Faktor Proses Pipelaying Terhambat 32
Gambar 4. 6 Terhambat Pada Proses Hydrotest 33
Gambar 4. 7 Faktor Kondisi Lingkungan Yang Kurang Mendukung 33
Gambar 4. 8 Proses Manajemen Tidak Optimal 34
Gambar 4. 9 Diagram Event Tree Analysis 41

DAFTAR TABEL

Tabel 1. 1 Data Pipa dan Lingkungan 3
Tabel 2. 1 Keuntungan dan Kerugian Fault Tree Analysis 16
Tabel 2. 2 Langkah – Langkah dalam Implementasi FMEA pada Manajemen Risiko..... 18
Tabel 4. 1 Spesifikasi Pipa 26”..... 25
Tabel 4. 2 Detail Pengerjaan Instalasi 26
Tabel 4. 3 Schedule dan Daftar Kegiatan Instalasi *Offshore Pipeline* 26
Tabel 4. 4 Daftar Equipment 28
Tabel 4. 5 Basic Event..... 29
Tabel 4. 6 Data Responden..... 34
Tabel 4. 7 Tabel Indeks Frekuensi (Frekuensi Kejadian)..... 35
Tabel 4. 8 Tabel Indeks Frekuensi (Dampak Kejadian)..... 35
Tabel 4. 9 Probabilitas Basic Event..... 36
Tabel 4. 10 Minimal Cut Set pada Kecacatan Pada Produksi Pipa 38
Tabel 4. 11 Minimal Cut Set Pada Proses Instalasi Terganggu 38
Tabel 4. 12 Minimal Cut Set pada Proses Manajemen Tidak Optimal 39
Tabel 4. 13 Probabilitas Top Event 40
Tabel 4. 14 Kesimpulan Konsekuensi Biaya..... 42
Tabel 4. 15 Tabel Identifikasi FMEA..... 43
Tabel 4. 16 Tabel Severity..... 46
Tabel 4. 17 Tabel Occurrence..... 48
Tabel 4. 18 Tabel Detection 50
Tabel 4. 19 Tabel Perhitungan RPN..... 51
Tabel 4. 20 Risk Matrix..... 53

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Hasil Perhitungan FTA 65
Lampiran 2 Kuisioner Event Tree Analysis 66
Lampiran 3 Hasil perhitungan probability ETA 67
Lampiran 4 Kuisioner FMEA 68
Lampiran 5 Hasil Perhitungan RPN 69

(*Halaman ini sengaja dikosongkan)*

BAB I
PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Permasalahan

Minyak dan gas merupakan salah satu industri yang sangat krusial bagi kehidupan manusia sehari hari. Hasil dari industri minyak dan gas banyak sekali dibutuhkan dalam kehidupan manusia. Hingga saat ini kebutuhan bahan bakar manusia masih sangat banyak memerlukan minyak dan gas. Karena tingginya kebutuhan akan minyak dan gas di Indonesia maka diperlukannya moda transportasi yang efisien dan aman. Sampai saat ini pipa bawah laut (*offshore pipeline)* masih menjadi moda transportasi fluida hasil industri minyak dan gas yang paling umum digunakan. Menurut Soegiono (2007) pipa bawah laut atau biasa disebut *Offshore Pipeline* merupakan moda trasportasi fluida yang efisien dan aman. Hampir seluruh hasil minyak maupun gas bumi ditransportasikan menggunakan *pipeline*. Namun, seperti semua hal, keuntungan teknis dan komersial seperti ini memiliki risiko terkait yang harus dikelola untuk melindungi orang-orang yang terkait baik secara langsung maupun tidak langsung dengan pipa, lingkungan di mana pipa itu berada dan tentu saja nilai dan operasi berkelanjutan dari pipa itu sendiri (McIntosh, 2009).

Gambar 1. 1 Jaringan Pipa Bawah Laut
(Oil States Industries, Inc, 2022)

Pipa bawah laut memiliki beberapa proses sebelum dapat dioperasikan, diantaranya ada proses desain dan juga instalasi. Ada beberapa metode yang digunakan dalam proses instalasi pipa antara lain metode S-lay, J-lay, reel barge, dan tow-in. Dalam proses instalasi dan operasi pipa tidak jarang juga ditemukannya risiko risiko kegagalan pada pipa (Guo, Song , Chacko, & Ghalambor, 2005).

Pada proses pengerjaan suatu proyek, tentu sangat diperlukan kerjasama yang baik serta komunikasi yang baik antara pemilik proyek dari pihak perusahaan dengan konsultan dan juga kontraktor sebagai pelaksana. Pemilik proyek dalam hal ini tentu menginginkan pelaksanaan proyek konstruksi berjalan dengan lancar sesuai waktu yang di tentukan di dalam jadwal yang sudah di tenderkan (Safri, 2018).

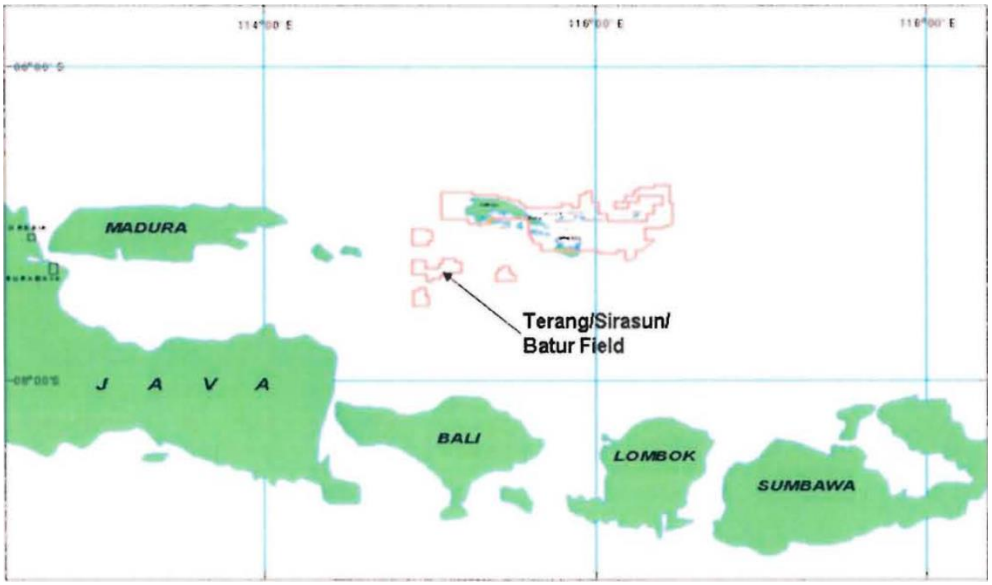
Menurut Householder and Rutland (1990) dalam (Padaga, 2018) dikatakan bahwa waktu merupakan nilai elemen kritis dalam sebuah pelaksanaan proyek dan menjadi sebuah parameter penting dalam penyelenggaraan proyek yang dikenal sebagai sasaran proyek sehingga salah satu ukuran keberhasilan proyek ditentukan oleh penyelesaian proyek sesuai jangka waktu dan tanggal akhir yang telah ditetapkan dalam dokumen kontrak dan sesuai pula degan rencana dan spesifikasinya. Hasil akhir dalam proyek tidak boleh melewati batas waktu yang telah

ditentukan. Penjadwalan merupakan salah satu tahap perencanaan proyek karena dengan penjadwalan yang bagus diharapkan dalam pelaksanaan proyek tidak banyak mengalami kendala yang bisa datang dari manusia, alat, metode dan uang (Almahdy & Prianto, 2008)

Keterlambatan adalah fenomena yang umum terjadi dalam industri minyak dan gas. Proyek minyak dan gas memiliki siklus konstruksi yang panjang, anggaran keuangan yang besar, dan risiko yang tak terhitung jumlahnya, yang dapat berdampak negatif pada penyelesaian proyek. (Suppramaniam, Ismail, & Suppramaniam, 2018). Banyak faktor yang mengakibatkan suatu proyek menjadi terlambat, seperti perencanaan yang kurang matang, material terlambat datang, dan kurangnya koordinasi dan pengawasan di lapangan. Kontraktor proyek manapun harus bisa menghindari masalah keterlambatan dalam menyeselesaikan suatu proyek. Karena ini bisa berpengaruh buruk pada kredibilitas kontraktor (Herdianti, 2016).

Untuk melakukan analisa keterlambatan proyek diperlukan suatu sistem identifikasi dampak dan penyebab dari keterlambatan proyek tersebut. Metode yang penulis pilih untuk melakukan analisa masalah tersebut adalah Metode Fault Tree Analysis (FTA) dan Failure Mode and Error Analysis (FMEA). Metode Fault Tree Analysis (FTA) berfungsi untuk menganalisa kegagalan yang terjadi pada suatu sistem termasuk menganalisis keterlambatan pada suatu proyek operasi. Metode ini digunakan untuk membahas mengenai penyebab mengapa kegagalan dapat terjadi. Setelah mengetahui penyebab-penyebab kegagalan dan keterlambatan menggunakan metode Fault Tree Analysis (FTA). Lalu dilanjutkan dengan membuat tabel FMEA, penilaian *severity, occurrence,* dan *detection* yang akan dilanjutkan dengan perhitungan RPN (*Risk Priority Numbe*r). FMEA sendiri digunakan untuk memastikan bahwa potential *failure modes*, sebab dan akibatnya memilki keterkaitan dengan karakteristik prosesnya.

Field menjadi subjek penelitian kali ini adalah field yang terletak pada perairan Terang Sirasun Batur diantara Pulau Bali dan Pulau Madura. Sebuah proyek tentunya tidak akan terlaksana dengan baik apabila tidak diikuti dengan manajemen yang baik. Dalam studi ini penulis akan membahas tentang analisia keterlambatan proyek instalasi *offshore* pipeline pada perairan Terang Sirasun Batur *field.* Dengan peletakan geografis field yang dilakukan studi di cantumkan pada Gambar 1.2 dibawah ini.



Gambar 1. 2 Letak Geografis Blok Terang Sirasun Batur (TSB)

Dalam studi mengenai analisia keterlambatan proyek instalasi *offshore* pipeline pada perairan Terang Sirasun Batur *field* digunakan data pipa yang digunakan sebagai acuan studi ini:

Tabel 1. 1 Data Pipa dan Lingkungan

General	
26" Pipeline Start Up	Sirasun Manifold
Start-up Target Coordinates	402 732.94 E
	9 197 882.74 N
Water Depth at startup	131.3 m
26" Pipeline Lay Down	Terang PLET
Lay down Target Coordinates	384 263.24 E
	9 196 464.38 N
Water Depth at laydown	93.6 m
Length of Pipeline (km)	23.254 km
Number of IP point	3
Radius of Curvature	2000m at IP1, IP2 and IP3
Anode Type	Half Shell Sacrificial Bracelet (52kg)
Anode Spacing	Every 15 Joints (KP 0.000-KP 1.000)
	Every 18 Joints (KP 1.000-KP 23.254)
Pipeline Details	
Outside Diameter	26" (660.4 mm)
Wall Thickness	20.6 mm
Pipe Manufacturing	SAWL (Plain End)
Linepipe length	12.35m
Overall Length	23.254
Estimated Required No. of Joints	Approx. 1883 Joints
Pipeline Material	
Grade	Carbon Steel - API 5L X65 PSL2
SMYS / SMTS	450 MPa / 535 MPa
Young Modulus	2.07×10^5 MPa
Poisson Ration	0.30
Density	7850 kg/m^3
Pipeline Corrosion Coating	
Coating Type	Asphalt Enamel (AE)
Coating Thickness	4 mm
Density	1281.5 kg/m^3
Pipeline Concrete Coating	
Concrete Thickness	50 mm
Concrete Density	3043.5 kg/m^3

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang diangkat dalam tugas akhir ini adalah:

1. Apa saja faktor yang menyebabkan keterlambatan pada proyek proyek instalasi *offshore pipeline*?
2. Apa saja dampak yang terjadi dari keterlambatan pada proyek proyek instalasi *offshore pipeline*?
3. Bagaimana upaya untuk mencegah resiko faktor keterlambatan?

1.3 Tujuan

Tujuan yang akan diraih dari penelitian tugas akhir ini adalah:

1. Untuk mengetahui faktor yang menyebabkan keterlambatan pada proyek instalasi *offshore pipeline* dengan metode *fault tree analysis* (FTA).
2. Mendapatkan analisa keterlambatan dan dampak yang terjadi dari keterlambatan proyek.
3. Mendapatkan upaya pencegahan dengan menggabungkan metode *fault tree analysis* (FTA) dan *failure mode and effect analysis* (FMEA).

1.4 Manfaat

Manfaat yang diharapkan dari penelitian tugas akhir ini adalah:

1. Mendapatkan tambahan ilmu pengetahuan dalam proses analisis risiko keterlambatan proyek.
2. Dapat mengetahui dampak yang terjadi dari keterlambatan pada proyek instalasi *offshore pipeline*.
3. Memberikan rekomandasi dan informasi untuk perusahaan dalam perencanaann proyek selanjutnya.

1.5 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah:

1. Proyek yang diamati adalah proyek instalasi *offshore pipeline* di blok Terang Sirasun Batur (TSB) milik Kangean Energy Indonesia Ltd (KEI).
2. Mencari faktor-faktor penyebab dan dampak keterlambatan proyek instalasi *offshore pipeline.*
3. Data-data yang digunakan hanya data dari survey lapangan, quisioner, wawancara, dan dokumen proyek instalasi *offshore pipeline* di blok Terang Sirasun Batur (TSB) milik Kangean Energy Indonesia Ltd (KEI).
4. Tidak membahas resiko lain diluar resiko keterlambatan instalasi *offshore pipeline*.
5. Tidak membahas mengenai analisa percepatan proyek instalasi *offshore pipeline* milik Kangean Energy Indonesia Ltd (KEI).

1.6 Sistematika Penulisan

1. BAB I PENDAHULUAN
   Bab ini menjelaskan tentang hal umum yang berhubungan dengan tema tugas akhir, latar belakang penyusunan tugas akhir, tujuan tugas akhir, manfaat dari penelitian tugas akhir, Batasan-batasan masalah, dan sistematika penulisan tugas akhir ini.
2. BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI
   Bab ini menjelaskan mengenai acuan dari penelitian tugas akhir. Bab ini juga menjelaskan asumsi dan teori yang digunakan untuk membantu perhitungan dan Analisa pengerjaan tugas akhir.
3. BAB III METODOLOGI PENELITIAN
   Bab ini menjelaskan mengenai langkah-langkah pengerjaan tugas akhir yang diilustrasikan melalui diagram alir. Tahapan dimulai dari penentuan latar belakang dan perumusan masalah, pengumpulan data, analisis data, pengolahan data, dan penentuan kesimpulan serta saran.

BAB II
TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Keterlambatan proyek merupakan salah satu permasalahan yang cukup umum ditemui pada suatu proyek. Keterlambatan proyek sendiri merupakan salah satu bagian dari resiko proyek yang berdampak cukup besar bagi kelangsugan suatu proyek. Selain kerugian finansial keterlambatan proyek juga dapat mempengaruhi hal hal krusial lainnya seperti, kurang nya kebutuhan masyarakat terhadap suatu produk atau barang. Penyempurnaan jadwal kegiatan dan perencanaan anggaran yang baik dapat mencegah terjadinya keterlambatan dan kerugian dari sebuah proyek pembangunan.

Keterlambatan juga dapat terjadi pada proyek Instalasi *Offshore Pipeline*. Keterlambatan pada proses instalasi *offshore pipeline* memiliki dampak yang sangat besar baik bagi perusahaan yang memiliki proyek tersebut dan juga bagi masyarakat luas. Kerugian secara finansial dan sumber daya manusia pasti akan terjadi kepada perusahaan yang mengalami keterlambatan pada proyek instalasi *offshore pipeline* tersebut, sedangkan masyarakat akan merasakan dampak dari keterlambatan proyek tersebut baik cepat ataupun lambat dengan berkurangnya supply dari produk yang akan disalurkan melalui *offshore pipeline tersebut.*

Penelitian mengenai pengendalian atau analisa keterlambatan merupakan salah satu tema penelitian yang cukup banyak dilakukan seperti penelitian yang dilakukan oleh Kurniawan (2015) yang mengangkat tema tentang studi keterlambatan proyek pembangunan kapal kargo menggunakan metode *bow-tie analysis.*

Kemudian ada juga penelitian yang dilakukan oleh Wiryawan (2016) yang membahas mengenai analisa keterlambatan pengerjaan proyek pembangunan dermaga, dimana pada penelitian ini penulis menggunakan tiga metode untuk melakukan proses analisa keterlambatan yaitu; *fault tree analysis, event tree analysis,* dan *bow-tie analysis.*

Namun hingga penelitian terkini, belum banyak yang mengangkat tema mengenai analisa dan pengendalian keterlambatan pada proyek instalasi *offshore pipeline* menggunakan metode *failure mode effect analysis* (FMEA). Kali ini penulis mengangkat tema analisis risiko keterlambatan proyek instalasi *offshore pipeline* di Indonesia. Objek penelitian pada Tugas Akhir ini adalah proyek instalasi *offshore pipeline* milik Kangean Energy Indonesia Ltd (KEI). Studi ini akan dilakukan menggunakan 2 metode yaitu, FTA (*fault tree analysis*) dan FMEA (*failure mode effect analysis*).

2.2 Dasar Teori

2.2.1 Pipeline

Pipeline merupakan suatu media transportasi fluida yang paling banyak digunakan, terutama untuk daerah lepas pantai atau offshore. Selain itu pipeline juga harus selalu handal dalam jangka waktu pemakaiannya. Pipeline mampu bekerja 24 jam sehari, 365 hari dalam setahun selama umur pipa yang bisa mencapai 30 tahun atau bahkan lebih (Soegiono, 2007). Pipeline digunakan untuk berbagai maksud dalam pengembangan sumber daya hidrokarbon di lepas pantai (Soegiono, 2007) antara lain :

1. Pipa transportasi untuk ekspor.
2. Pipa penyalur untuk mengangkut produksi dari suatu platforms ke pipa ekspor.
3. Pipa pengalir untuk injeksi air atau injeksi bahan kimia.
4. Pipa pengalir untuk mengangkut produksi antar platform, subsea manifold, dan satellite wells.
5. Pipeline bundles.

Menurut (Soegiono, 2007) terdapat perbedaan untuk istilah pipeline (pipa penyalur) dan line pipe (batangan pipa). Pipa penyalur sendiri atau pipeline ini bisa ditinjau dari beberapa aspek untuk pengelompokannya:

- Dari sisi jalur geografisnya ada pipa penyalur darat (onshore pipeline) dan pipa penyalur di laut (offshore pipeline, atau submarine pipeline).
- Dari materialnya bisa bermacam-macam: mulai dari baja, stainless steel, duplex ataupun bahan polimer seperti polyethylene & polyprophylene juga sudah digunakan untuk beberapa bentangan jalur pipa distribusi gas yang bertekanan relatif rendah dibandingkan pipa transmisi.
- Dari sistem jaringannya secara garis besar ada pipa alir sumur (wellhead line), pipa transmisi (transmission line) dan ada pipa distribusi (distribution line), sebetulnya istilah bisa berbeda-beda tergantung bagaimana perusahaan minyak & gas sebagai operator lahan mengidentifikasi system perpipaan dalam system operasi mereka.

2.2.2 Proses Instalasi *Offshore Pipeline*

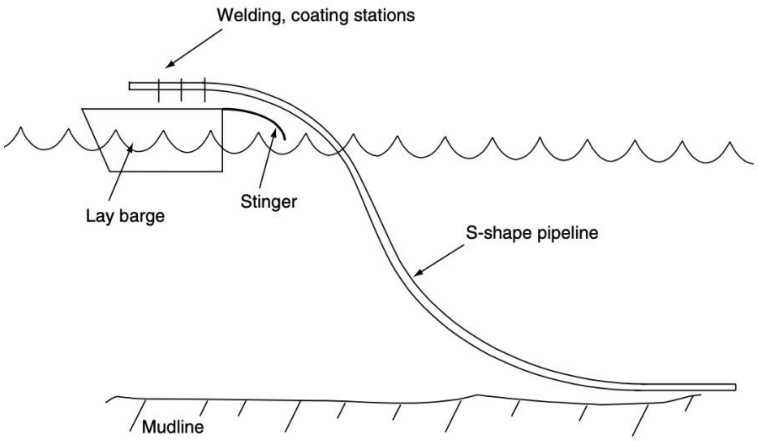
Menurut Lekkerkerk et al. (2006) dalam (Sadira, Windupranata, & Bachri, 2016) proses instalasi pipa bawah laut mempunyai beberapa proses tahapan yang masing- masingnya memiliki tujuan tertentu untuk dicapai. Tahapan-tahapan dalam proses instalasi *offshore pipeline* tersebut adalah:

- *Pre-lay Survey* merupakan tahapan yang dilakukan lebih dahulu sebelum instalasi pipa bawah laut dimulai untuk menyediakan konfirmasi data geofisika (batimetri dasar laut) dan identifikasi variabel lainnya yang mempengaruhi pemasangan pipa bawah laut
- *Pipeline Installation* merupakan tahapan dimana pipa bawah laut diletakkan di dasar laut menggunakan metode dan juga proteksi yang tepat berdasarkan variabel yang ada di area survei tersebut.
- *As-laid Survey* merupakan tahapan yang biasanya dilakukan pada saat proses peletakkan pipa atau segera setelah pipa diletakkan di dasar laut untuk mencatat status dan posisi pipa setelah diletakkan.

2.2.3 Metode Instalasi *Offshore Pipeline*

Dalam serangkaian proses pengerjaan dan perencanaan proyek *offshore pipeline* tahap selanjutnya setelah melakukan desain, dan produksi pipa adalah instalasi. Instalasi *offshore pipeline* dapat dilakukan menggunakan beberapa metode sesuai dengan keadaan lapangan atau spesifikasi dari pipa yang akan dipasang. Metode yang digunakan dalam proses instalasi *offshore pipeline* sebagai berikut: (Guo, Song , Chacko, & Ghalambor, 2005)

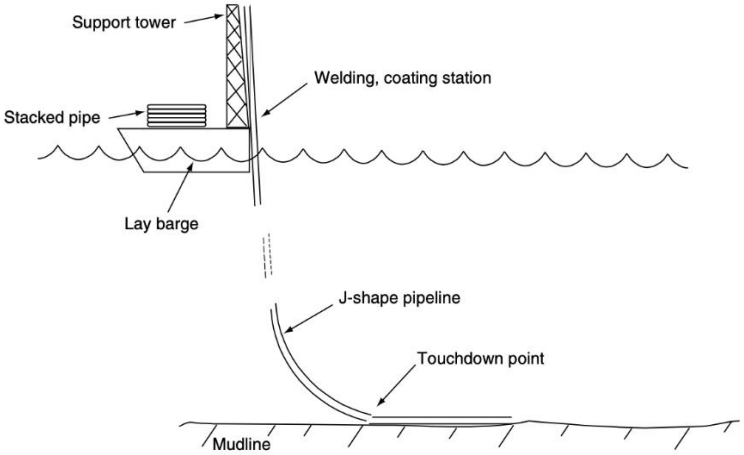
- *S-Lay*: Metode S-lay membutuhkan *laying barge* untuk stasiun pengelasan di deknya di mana para kru mengelas pipa berinsulasi sepanjang 40 hingga 80 kaki di lingkungan kering yang jauh dari angin dan hujan. Saat tongkang bergerak maju, pipa diturunkan, melengkung ke bawah melalui air saat keluar sampai mencapai titik pendaratan. Setelah mencapai dasar pipa akan berbentuk S. Metode ini digunakan untuk proses instalasi pada perairan dangkal.



Gambar 2. 1 Metode S-Lay

(Guo, Song , Chacko, & Ghalambor, 2005)

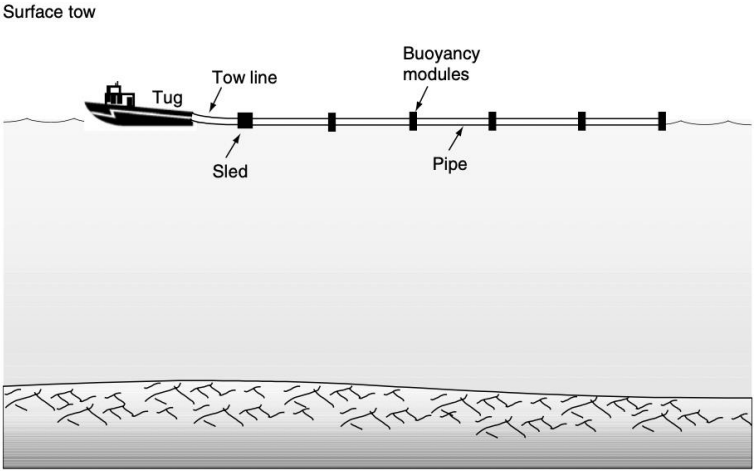
- *J-Lay*: Metode J-Lay hamper sama dengan metode S-Lay tetapi perbedaanya adalah keadaan saat pipa jatuh ke air. Pada metode J-Lay pipa akan jatuh secara horizontal sampai ke dasar laut dan pipa akan beberbentuk J normal. Tongkang J-lay memiliki menara tinggi di buritan untuk mengelas dan menyelipkan bagian pipa yang telah dilas sebelumnya dengan panjang hingga 240 kaki. Dengan bentuk pipa yang lebih sederhana, J-lay dapat digunakan di perairan yang lebih dalam daripada S-lay.



Gambar 2. 2 Metode J-Lay

(Guo, Song , Chacko, & Ghalambor, 2005)

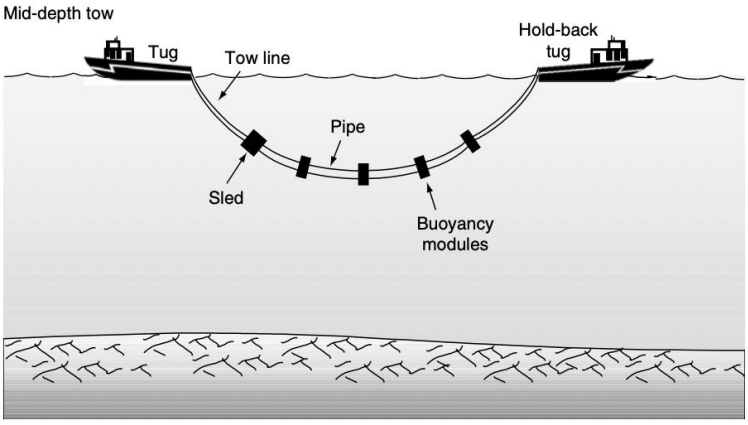
- *Reel Barge*: Pipa berdiameter kecil dapat dipasang dengan reel barge di mana pipa dilas, dilapisi, dan dililit di darat untuk mengurangi biaya.. Gulungan horizontal menggunakan konfigurasi S-lay sedangkan gulungan vertikal paling sering dilakukan menggunakan konfigurasi J-lay, tetapi bisa juga S-lay.
- *Tow-in*: Ada empat variasi metode tow-in yaitu:
    - *Surface tow*: Untuk metode surface tow digunakan modul daya apung agar pipa tidak tenggelam dan tetap mengapung di permukaan air. Setelah pipa ditarik menuju lokasi oleh dua kapal penarik, modul daya apung akan dilepas dan pipa akan mengendap di dasar laut. s



Gambar 2. 3 Metode Surface Tow

(Guo, Song , Chacko, & Ghalambor, 2005)

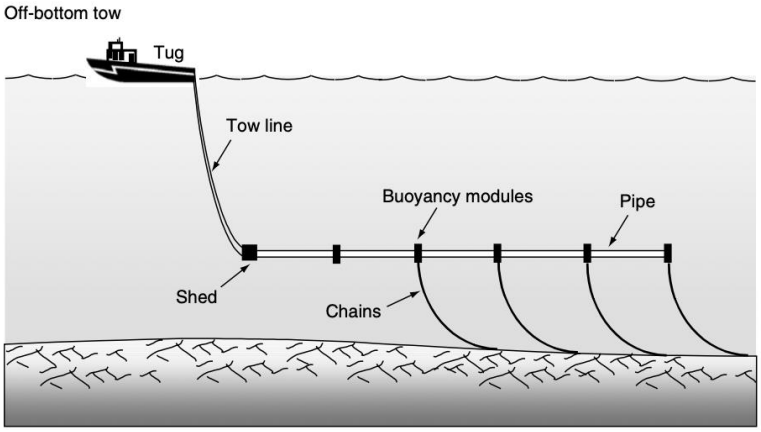
- *Mid-depth tow*: Metode ini membutuhkan lebih sedikit modul daya apung. Pipa akan mengendap ke bawah dengan sendirinya ketika kapal penarik depan berhenti bergerak.



Gambar 2. 4 Metode *Mid-depth Tow*

(Guo, Song , Chacko, & Ghalambor, 2005)

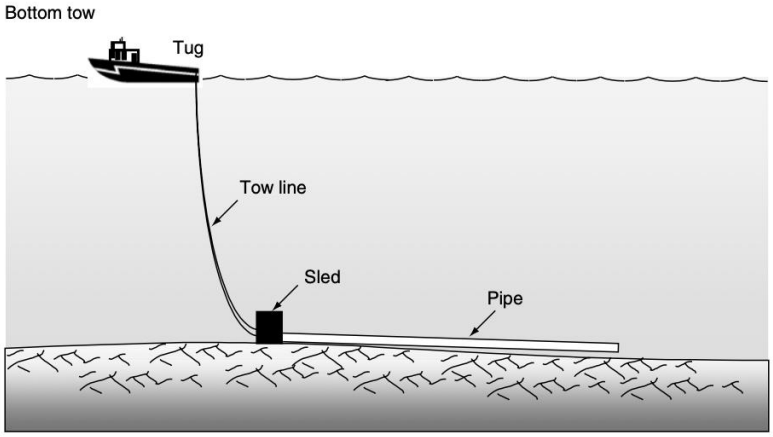
- *Off-bottom tow*: Metode ini melibatkan modul daya apung dan bobot tambahan dalam bentuk rantai. Pipa akan ditarik menggunakan kapal dan setelah sampai di lokasi, daya apung dihilangkan, dan pipa mengendap di dasar laut dengan bantuan dari pemberat (rantai).



Gambar 2. 5 Metode *Off-bottom Tow*

(Guo, Song , Chacko, & Ghalambor, 2005)

- *Bottom tow*: Pipa dibiarkan tenggelam ke dasar laut dan kemudian ditarik di sepanjang dasar laut. Metode ini utamanya digunakan untuk kondisi dasar laut yang lunak dan datar pada perairan dangkal.



Gambar 2. 6 Metode *Bottom-tow*

(Guo, Song , Chacko, & Ghalambor, 2005)

2.2.4 Definisi Proyek

Proyek didefinisikan sebagai suatu usaha yang dilakukan untuk mencipatakan suatu produk, baik dalam bentuk jasa maupun produk. Proyek memiliki waktu awal dan akhir yang pasti dengan jangka waktu yang bercamam macam sesuai dengan skala dan ukuran dari proyek tersebut. Akhir dari suatu proyek dicapai ketika tujuan awal dari proyek tersebut telah tercapai, atau apabila proyek dihentikan karena tujuan proyek tidak dapat dipenuhi Sebuah proyek dapat dihentikan jika klien ingin mengehentikan proyek tersebut (PMBOK Guide, 2013).

Menurut (PMBOK Guide, 2013) sebuah proyek dapat mendapatkan hasil akhir berupa:

1. Sebuah produk yang dapat berupa komponen dari *item* lain, bahan pongembangan atau peningkatan suatu *item*, atau hasil akhirdari *item* itu sendiri.
2. Sebuah *service* atau jasa yang mampu mendukung suatu kegiatan atau layanan.
3. Peningkatan lini produk atau kualitas kinerja dari suatu *service* atau jasa.
4. Hasil akhir berupa dokumen (contoh., suatu penelitian yang bertujuan untuk mengembakan suatu sektor yang berguna bagi masyarakat luas).

Menurut Nurhayati (2010) dijelaskan bahwa ada beberapa ciri - ciri dari suatu proyek, berikut adalah ciri – ciri dari proyek:

1. Nonrutin, tidak dilakukan berulang-ulang. Jenis dan intensitas kegiatan dapat berubah sepanjang proyek berlangsung.
2. Mempunyai tujuan yang khusus, produk akhir atau hasil kerja akhir.
3. Jumlah biaya, sasaran jadwal serta kriteria mutu dalam proses mencapai tujuan telah ditentukan.
4. Mempunyai sifat sementara, maksudnya adalah umur proyek dibatasi oleh selesainya tugas. Titik awal dan akhir ditentukan dengan jelas.

2.2.5 Manajemen Proyek

Manajemen proyek adalah penerapan pengetahuan, keterampilan, alat, dan teknik untuk kegiatan proyek untuk memenuhi persyaratan proyek. Manajemen proyek dicapai melalui aplikasi yang tepat dan integrasi dari proses manajemen proyek yang logis dan terintegritas dan dikategorikan menjadi lima *process group* (PMBOK Guide, 2013). Lima *process group* tersebut adalah:

1. Permulaan atau awal dari suatu proyek,
2. Perencanaan,
3. Pelaksanaan,
4. Pemantauan dan pengendalian, dan
5. Penutupan atau penyelesaian dari proyek.

Menurut PMBOK Guide (2013) ada banyak hal penting dalam proses manajemen proyek, diantaranya adalah:

1. Mengidentifikasi apa saja yang dibutuhkan dalam proses pengerjaan proyek tersebut,
2. Memenuhi kebutuhan, ekspetektasi, dan kekhawatiran dari para *stakeholders* dalam merencanakan dan melaksanakan proyek tersebut,
3. Menyiapkan, memelihara, dan melaksanakan sistem komunkasi yang bersifat aktif, elektif, dan kolaboratif antar *stakeholders* dari proyek tersebut,
4. Mengelola *stakeholders* untuk memastikan terpenuhinya persyaratan – persyaratan dari proyek dan menciptakan hasil proyek yang maksimal
5. Menyeimbangkan faktor - faktor yang krusial sehingga tidak berdampak buruk kepada proyek tersebut, faktor – faktor ini diantaranya adalah:
    a. Cakupan pengerjaan proyek,
    b. Kualitas proyek,
    c. Jadwal kegiatan proyek,
    d. Anggaran keseluruhan proyek,
    e. Sumber daya yang tersedia dalam pengerjaan proyek, dan
    f. Resiko yang dapat terjadi pada proyek.

Menurut Nizar (2011) dalam (Kurniawan, 2015) Manajemen proyek dapat didefinisikan sebagai suatu proses dari perencanaan, pengaturan, kepemimpinan, dan pengendalian dari suatu proyek oleh para anggotanya dengan memanfaatkan sumber daya seoptimal mungkin untuk mencapai sasaran yang telah ditentukan. Fungsi dasar manajemen proyek terdiri dari pengelolaan-pengelolaan lingkup kerja, waktu, biaya, dan mutu. Pengelolaan aspek-aspek tersebut dengan benar merupakan kunci keberhasilan dalam penyelenggaraan suatu proyek. Manajemen proyek terdiri dari tiga fase, yaitu: perencanaan, penjadwalan dan pengendalian (Heizer & Render, 2014).

1. Perencanaan: Fase ini meliputi penyiapan tujuan, penggambaran proyek, dan pengorganisasian tim.

2. Penetuan jadwal: Fase ini berkaitan dengan orang, uang, dan pasokan untuk aktivitas-aktivitas tertentu dan mengaitkan aktivitas-aktivitas satu sama lain.
3. Pengendalian: Di sini perusahaan mengawasi sumber daya, biaya, kualitas, dan anggaran.

Dalam proses sesungguhnya, pemimpin dan wewenang yang ada dalam organisasi proyek mengelola dan mengarahkan segala perangkat dan sumber daya yang ada dengan kondisi terbatas, tetapi berusaha memperoleh pencapaian paling maksimal sesuai dengan standar kinerja proyek dalam hal biaya, mutu, waktu dan keselamatan kerja yang telah ditetapkan sebelumnya. Untuk mendapatkan produk akhir yang maksimal, segala macam kegiatan pada proses manajemen proyek direncanakan dengan detail dan akurat untuk mengurangi penyimpangan-penyimpangan. Dan bila ada tindakan koreksi dalam proses selanjutnya, diusahakan koreksi tersebut tidak terlalu banyak (Husen, Manajemen Proyek, 2010).

2.2.6 Keterlambatan Proyek

Dalam suatu proyek, telah ditetapkan jadwal yang harus ditepati. Dalam arti, pekerjaan tersebut harus selesai dalam waktu yang telah ditetapkan. Namun akibat kendala yang dialami, hal tersebut tidak dapat terpenuhi dan pekerjaan tersebut mengalami keterlambatan. Akibatnya, seluruh jadwal yang telah ditetapkan semula akan kacau karena berakibat pada masalah keuangan perusahaan. Keterlambatan ini akan memperpanjang durasi proyek maupun meningkatnya biaya konstruksi bahkan dapat mempengaruhi keduanya. Adapun dampak yang diterima oleh owner maupun klien adalah hilangnya sumberdaya untuk ditempatkan pada proyek lain dan meningkatnya biaya langsung berakibat pada meningkatnya gaji karyawan, sewa peralatan, dan hal-hal lain yang mengurangi keuntungan (Levis & Artheley, Delay Construction, 1996).

Menurut Levis dan Atherley (1996), untuk mempermudah analisa dalam menentukan penyebab-penyebab keterlambatan maka dibagi menjadi 3 bagian yaitu:

1. Excusable non compensable delays adalah penyebab keterlambatan yang sering terjadi dan tentunya mempengaruhi waktu pelaksanaan proyek. Hal- hal yang termasuk dalam keterlambatan tipe ini adalah:

1. Act of God adalah segala kejadian yang tidak dapat dicegah dan diprediksi, hal ini adalah kejadian pada alam dapat menimbulkan keterlambatan antara lain gempa bumi, banjir, kebakaran, badai, letusan gunung, dan tsunami.
2. Force majeure adakah segala penyebab dari Act of God dan faktor- faktor yang diakibatkan oleh manusia. Salah satu contohnya adalah.
3. Cuaca menjadi tidak bersahabat dan melebihi kondisi normal, hal ini masuk kedalam faktor penyebab keterlambatan yang tidak dapat dihindari.

2. Excusable Compensable Delays, keterlambatan ini disebabkan oleh faktor pelaksana itu sendiri yaitu adalah owner, klien, dan kontraktor yang dapat mengajukan klaim atas perpanjangan waktu. Penyebab keterlambatan tersebut adalah:

1. Terlambatnya pendetailan pekerjaan
2. Terlambatnya penyerahan lokasi proyek
3. Terlambatnya pembayaran kepada kontraktor
4. Kesalahan pada gambar dan spesifikasi
5. Terlambatnya persetujuan atas gambar dan spesifikasi

3. Non-excusable delays, keterlambatan ini sepenuhnya merupakan tanggung jawab dari kontraktor, karena beberapa faktor kontraktor memperpanjang durasi pengerjaan proyek sehingga melewati batas penyelesaian proyek yang telah disepakati sebelumnya. Hal ini merupakan kesalahan murni oleh kontraktor, karena sebenarnya keterlambatan ini sudah

diprediksi dan dapat dihindari namun akibat beberapa faktor hal ini tidak dapat dihindari. Hal-hal yang termasuk dalam faktor keterlambatan ini adalah:

1. Kesalahan dalam mengkoordinasikan pekerjaan, bahan, dan peralatan
2. Kesalahan dalam pengelolaan keuangan proyek
3. Keterlambatan dalam penempatan personil
4. Keterlambatan dalam penyerahan gambar

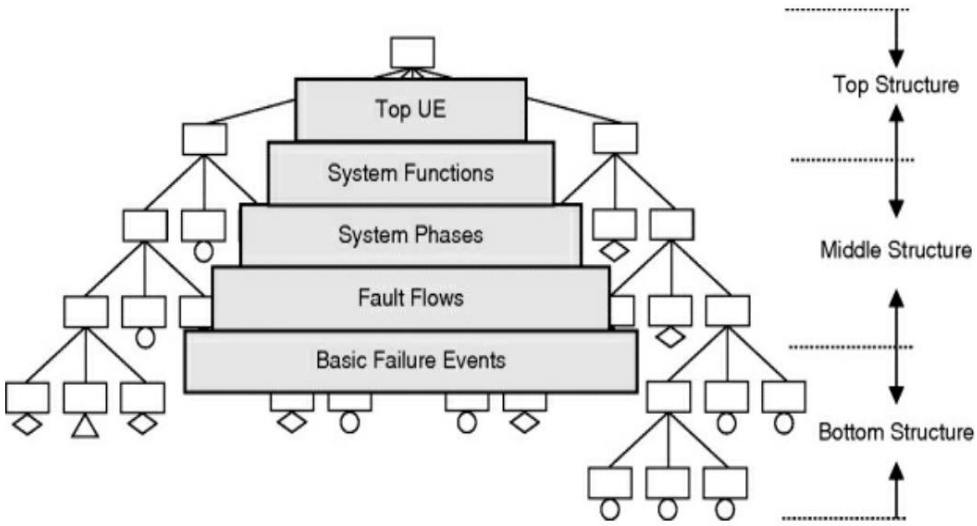
Menurut Lewis dan Atherley (1996), keterlambatan sepenuhnya berdampak pada perencanaan awal yang tenntunya akan berujung pada masalaha keuangan. Hal ini dapat dilihat dari segi pemilik, keterlambatan proyek tentunya akan membawa kerugian karena pemilik akan mengalami pengurangan pemasukan karena penundaan pengoperasian fasilitas yang telah dipesan. Sedangkan bagi kontraktor, kerugian timbul karena denda penalty akibat keterlambatan yang terjadi berdasarkan kontrak yang telah ditanda tangani kedua pihak.

2.2.7 Fault Tree Analysis

Menurut Rosyid (2007), Fault Tree Analysis adalah metode yang digunakan untuk mengidentifikasi sebab yang mungkin menyebabkan kegagalan sistem dan memberikan dasar untuk melakukan proses perhitungan peluang kejadian kegagalan tersebut.

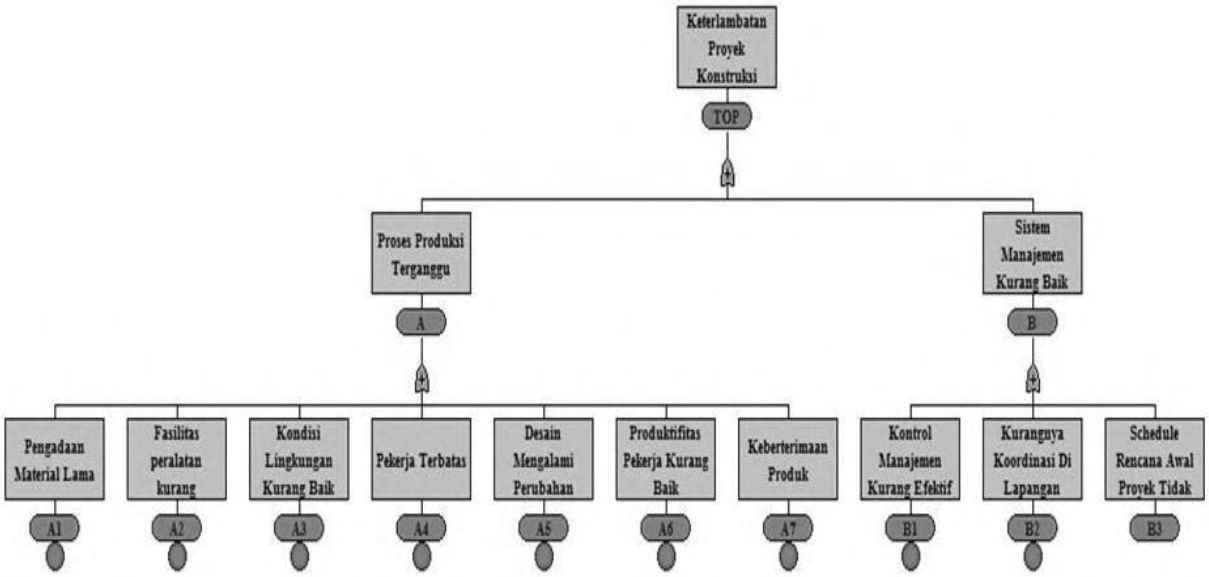
Menurut Ericson (2016) *Fault Tree Analysis* (FTA) adalah teknik analisis sistem yang digunakan untuk menentukan akar penyebab permasalahan dan kemungkinan terjadinya kejadian tertentu yang tidak diinginkan. FTA digunakan untuk mengevaluasi sistem dinamis yang kompleks dan besar untuk memahami dan mencegah potensi masalah. Menggunakan metodologi yang ketat dan terstruktur, FTA memungkinkan menganalisa sistem untuk model kombinasi unik dari peristiwa kesalahan yang dapat menyebabkan kejadian yang tidak diinginkan terjadi.

Jadi secara garis besar *Fault Tree Analysis* adalah sebuah teknik yang digunakan untuk menyelesaikan suatu permasalahan yang terjadi kegagalan dengan cara mencari sumber permasalahan pada *Basic Event* lalu dipecahkan dan diuraikan Kembali dalam *Top Event.*



Gambar 2. 7 Tingkatan pada Fault Tree Analysis

(Ericson, 2016)



Gambar 2. 8 Contoh Diagram Konsep *Fault Tree*

(Wiryawan, 2016)

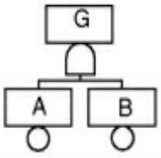
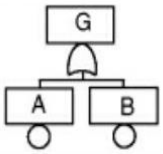
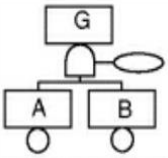
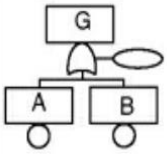
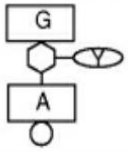
Struktur *Fault Tree* seperti pada Gambar 2.8 yang telah dilengkapi dapat digunakan untuk menentukan signifikansi dari kesalahan peristiwa dan kemungkinan mereka terjadinya.validitas tindakan yang dilakukan untuk menghilangkan atau mengontrol kesalahan peristiwa dapat ditingkatkan dalam keadaan tertentu dengan mengukur fault tree dan melakukan evaluasi numerik (Wiryawan, 2016).

Dalam pembuatan diagram fault tree juga terdapat berbagai simbol. Simbol simbol dijelaskan pada Gambar 2.9 dibawah ini.

Symbol	Type	Description
	Node Text Box	Contains the text for all FT nodes. Text goes in the box, and the node symbol goes below the box.
	Primary Failure (BE)	A basic component failure; the primary, inherent, failure mode of a component. A random failure event.
	Secondary Failure (BE)	An externally induced failure or a failure mode that could be developed in more detail if desired.
	Normal Event (BE)	An event that is expected to occur as part of normal system operation.
	Condition (CE)	A conditional restriction or probability.
In Out	Transfer (TE)	Indicates where a branch or subtree is marked for the same usage elsewhere in the tree. In and Out or To/From symbols.

Gambar 2. 9 Simbol Fault Tree untuk *Basic event, conditions, dan transfers*

(Ericson, 2016)

Symbol	Gate Type	Description
	AND Gate	The output occurs only if all of the inputs occur together. $P = P_A \cdot P_B = P_A P_B$ (2 input gate) $P = P_A \cdot P_B \cdot P_C = P_A P_B P_C$ (3 input gate)
	OR Gate	The output occurs only if at least one of the inputs occurs. $P = P_A + P_B - P_A P_B$ (2 input gate) $P = (P_A + P_B + P_C) - (P_{AB} + P_{AC} + P_{BC}) + (P_{ABC})$ (3 input gate)
	Priority AND Gate	The output occurs only if all of the inputs occur together, and A must occur before B. The priority statement is contained in the Condition symbol. $P = (P_A P_B) / N!$ Given $\lambda_A \approx \lambda_B$ and N = number of inputs to gate
	Exclusive OR Gate	The output occurs if either of the inputs occurs, but not both. The exclusivity statement is contained in the condition symbol. $P = P_A + P_B - 2(P_A P_B)$
	Inhibit Gate	The output occurs only if the input event occurs and the attached condition is satisfied. $P = P_A \cdot P_Y = P_A P_Y$

Gambar 2. 10 Simbol – simbol *Fault Tree* di *Gate Events*

(Ericson, 2016)

Typical Symbol	Action	Description	Alternative Symbol
	Exclusive OR Gate	Only one of the inputs can occur, not both. Disjoint events.	
	Priority AND Gate	All inputs must occur, but in given order, from left to right.	
	M of N Gate	M of N combination of inputs causes output to occur. Voting gate.	
	Double Diamond	User defined event for special uses.	

Gambar 2. 11 Gambar *Alternative fault tree symbol*

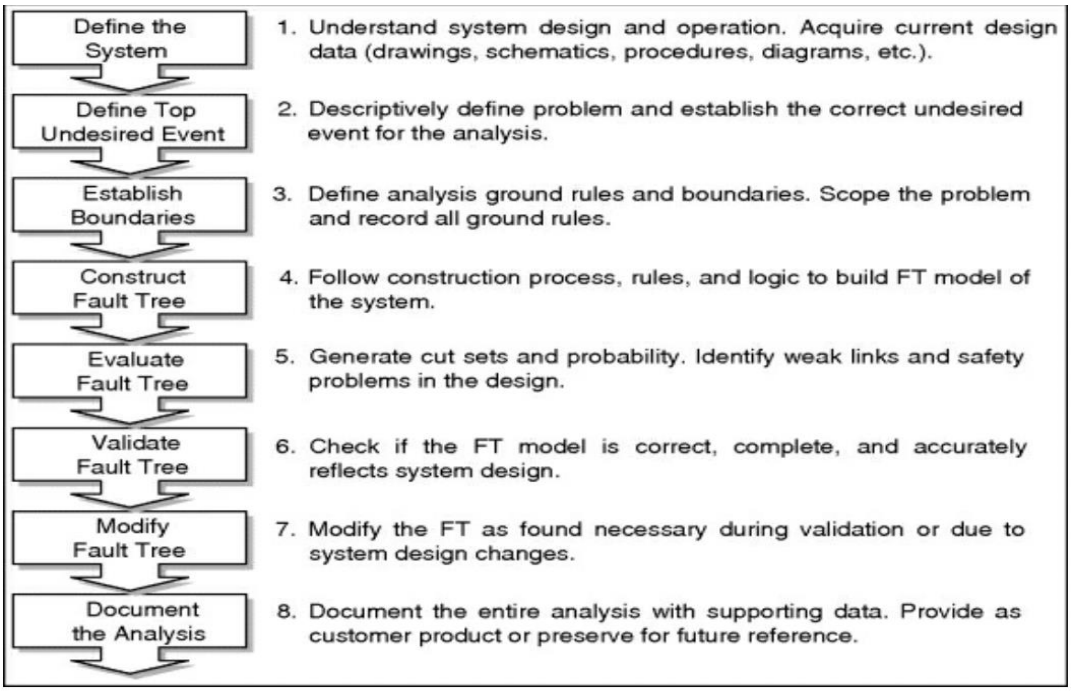
(Ericson, 2016)

Menurut Ericson (2016) ada 8 langkah dasar dalam proses FTA, berikut ini adalah prosedur dasar yang harus diikuti sebagai berikut :

1. Memahami desain sistem dan operasi. Memperoleh data desain saat ini (gambar, skema, prosedur, diagram, dll).
2. Secara deskriptif mendefinisikan masalah dan menetapkan hal yang benar - benar tidak diinginkan untuk dianalisis.

3. Tentukan aturan dasar analisis dan batas - batas cakupan masalah dan mencatat semua aturan - aturan dasar.
4. Ikuti proses konstruksi, aturan, dan logika untuk membangun model system fault tree.
5. Menghasilkan cut set dan probabilitas kemudian mengidentifikasi sistem yang lemah dan resiko keamanan dalam desain.
6. Periksakan ke responden apakah model *Fault Tree* benar, lengkap, danakurat mencerminkan desain sistem.
7. Memodifikasi fault tree seperti kenyataan yang ditemukan diperlukanselama validasi atau karena perubahan desain sistem.
8. Melengkapi dokumen pada seluruh analisa dengan data pendukung.

Langkah – langkah pengerjaan dari *fault tree* dijelaskan lebih jelas dengan diagram dan penjelasan dari Gambar 2.12 dibawah ini.



Gambar 2. 12 Diagram langkah pengerjaan Fault Tree

(Ericson, 2016)

Menurut Ericson (2016), berikut adalah kekurangan dan kelebihan dari FTA (*fault tree analysis)*. Untuk mempermudah pembelajaran maka dimodifikasi dalam bentuk Tabel 2.1 dibawah ini.

Tabel 2. 1 Keuntungan dan Kerugian Fault Tree Analysis (Ericson, 2016)

Perbandingan Keuntungan dan Kerugian *Fault Tree Analysis*	
Keuntungan	**Kerugian**
Terstruktur, ketat, dan menggunakan pendekatan metodis	Dapat dengan mudah menghabiskan waktu jika tidak hati-hati
Sebagian besar pekerjaan dapat terkomputerisasi	Dapat menjadi tujuan daripada alat
Dapat dilakukan secara efektif pada berbagai tingkat detail desain	Modeling waktu berurutan dan perbaikan lebih sulit
Model visual menampilkan sebab-akibat hubungan	Proses modeling yang memiliki beberapa fase lebih sulit
Relatif mudah dipelajari, digunakan, dan diikuti	Membutuhkan seorang analis dengan beberapa pelatihan dan pengalaman praktis
Model hubungan sistem yang kompleks dengan cara yang dimengerti	
Mengikuti jalur kesalahan melintasi batas-batas sistem	
Menggabungkan hardware, software, lingkungan, dan interaksi manusia	
Izin dalam melakukan penilaian probabilitas	
Sangat Ilmiah; berdasarkan teori logika, teori probabilitas, dan teori keandalan	
Software komersial tersedia	
Dapat melakukan penilaian meskipun informasi yang didapat terbatas	
Sebuah teknik yang terbukti bertahun-tahun sukses digunakan.	
Diperkirakan dapat memberikan informasi pengambilan keputusan yang sangat baik	

Dari Tabel 2.1 diatas dapat dilihat bahwa FTA (*fault tree analysis)* memiliki lebih banyak keuntungan dibandingkan dengan kerugiannya, dan menjadi pendukung penggunaan metode FTA (*fault tree analysis*) hingga saat ini.

2.2.8 Event Tree Analysis

Event Tree Analysis (ETA) adalah sebuah metode analisis yang digunakan untuk mengevaluasi kejadian yang memiliki resiko kegagalan dari *initating event.* ETA memiliki fungsi dan tujuan untuk menentukan dampak dari resiko yang dapat muncul dari *initiating event.* ETA dapat menghasilkan beberapa kemungkinan kejadian dari sebuah *initiating event* dengan memunculkan nilai nilai probabilitas dari tiap kemungkinan kejadian kegagalan. Ada beberapa hal penting dalam pengerjaan ETA diantaranya adalah; *initating event, pivotal event, dan output.* (Ericson, 2016)

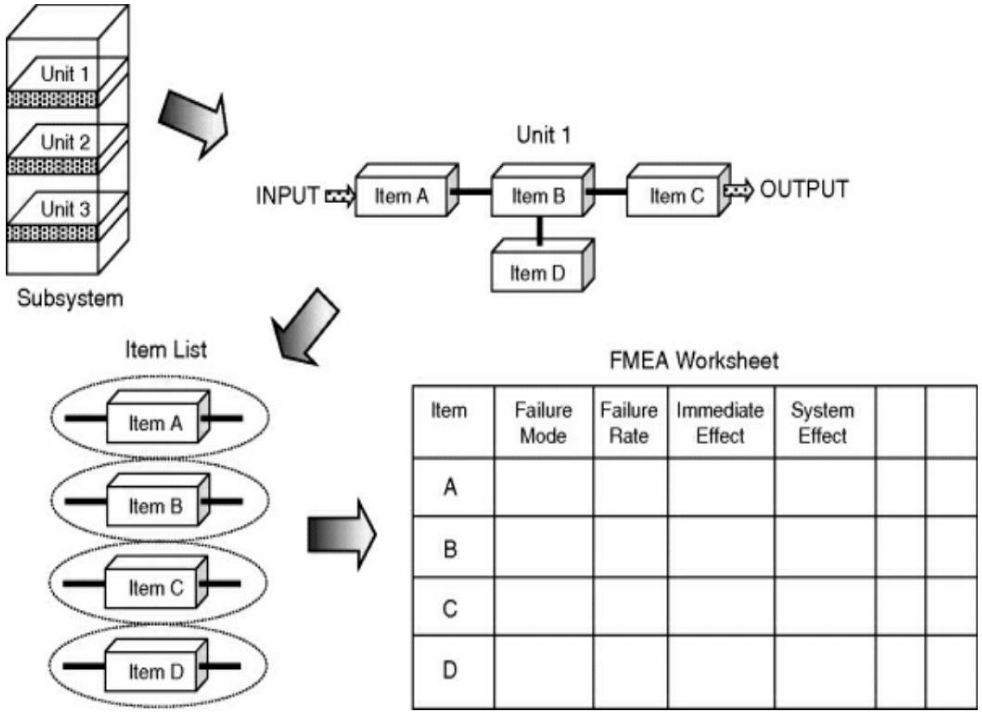
Menurut Ericson (2016), berikut ini adalah tahapan pengerjaan Event Tree Analysis (ETA).

1. Menentukan dan mengidentifikasi *initiating event.*
2. Menentukan dan mengidentifikasi *pivotal event.*
3. Membuat diagram Event Tree Analysis (ETA).
4. Melakukan analisis dan perhitungan probabilitas kegagalan dari setiap kejadian.
5. Mengurutkan kemungkinan konsekuensi kegagal yang dapat terjadi.
6. Melakukan evaluasi *output* dari dampak kegagalan.
7. Dokumentasi ETA.

2.2.9 Failure Mode and Effect Analysis

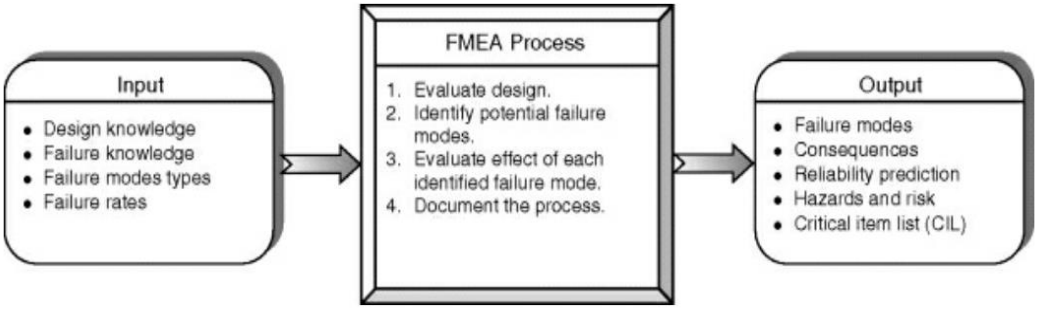
FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*) adalah metode sistematis untuk mengidentifikasi dan mencegah masalah dalam suatu proses sebelum terjadi. FMEA difokuskan untuk mencegah cacat, meningkatkan keamanan, dan meningkatkan kepuasan pelanggan. Idealnya, FMEA dilakukan dalam tahap desain atau tahap pengembangan. Melakukan implementasi FMEA pada produk dan proses yang ada juga dapat menghasilkan manfaat yang substansial (McDermott, Mikulak, & Beauregard, 2008).

Seperti yang dinyatakan sebelumnya, FMEA awalnya berfokus pada masalah keselamatan, tetapi setelah adanya perkembangan lebih lanjut, banyak studi yang menunjukkan bahwa FMEA merupakan salah satu dari banyak alat dan metode lain dalam melakukan analisa dalam manajemen risiko.



Gambar 2. 13 Konsep Dasar FMEA

(Ericson, 2016)



Gambar 2. 14 Overview Concept dari FMEA

(Ericson, 2016)

Menurut McDermott, et. al., (2008) Langkah langkah yang harus dilakukan saat menerapkan FMEA pada manajemen risiko ditunjukkan pada Tabel 2.2.

Tabel 2. 2 Langkah – Langkah dalam Implementasi FMEA pada Manajemen Risiko (McDermott, Mikulak, & Beauregard, 2008)

Langkah ke-	Deskripsi
Langkah ke-1	Melakukan review pada proses atau produk
Langkah ke-2	Mencari potensi kegagalan pada proses
Langkah ke-3	Membuat list dampak dari tiap kegagalan
Langkah ke-4	Memberikan penilaian tingkat *severity* untuk setiap dampak
Langkah ke-5	Memberikan penilaian tingkat *occurrence* untuk setiap kegagalan dan dampaknya
Langkah ke-	Deskripsi
Langkah ke-6	Memberikan penilaian tingkat detection untuk setiap kegagalan dan dampaknya
Langkah ke-7	Melakukan perhitungan RPN (*Risk Priority Number*)
Langkah ke-8	Melakukan tingkatan atau skala prioritas untuk setiap kegagalan
Langkah ke-9	Ambil tindakan untuk menghilangkan kegagalan berisiko tinggi
Langkah ke-10	Hitung kembali RPN setelah kegagalan dikurangi

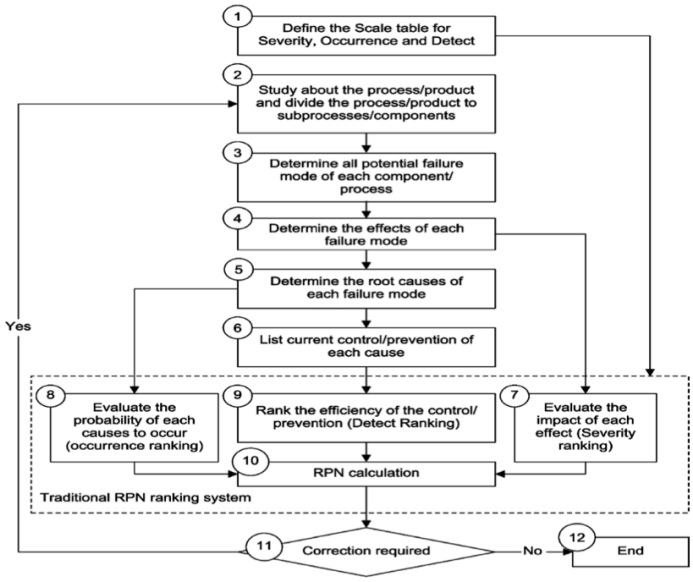
Metode FMEA mendefinisikan tingkat risiko berdasarkan nilai *risk priority number* (RPN) dari masing-masing risiko. Semakin tinggi nilai RPN maka semakin tinggi pula risikonya. Rumus untuk mendapatkan RPN dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\boldsymbol{RPN = S \times O \times D} \qquad (2.1)$$

Dimana RPN (*risk priority number*) adalah nomor prioritas risiko, S adalah peringkat keparahan untuk setiap efek (*severity*), O adalah peringkat kejadian untuk setiap mode kegagalan (*occurrence*), dan D adalah peringkat deteksi untuk setiap mode dan atau efek kegagalan (*detection*) (McDermott, Mikulak, & Beauregard, 2008).

Penentuan nilai *severity, occurrence,* dan *detection* dapat dijelaskan sebagai berikut: (Ebrahemzadih, Halvani, Shahmoradi, & Giahi, 2014)

1. Penentuan tingkatan *severity*: *Severity* adalah tingkatan yang berhubungan dengan keseriusan dampak dengan kegagalan mungkin terjadi. *Severity* atau keseriusan dari resiko hanya dianggap sebagai "efek" dan pengurangan tingkatan resiko dapat terjadi dengan mengganti proses dan cara melakukan aktivitas tersebut.
2. Penentuan tingkatan *occurrence*: *Occurrence* ditingkatan sesuai dengan kemungkinan kegagalan, yang mewakili jumlah relative dari kegagalan yang diantisipasi pada proses desain atau perencanaan. Dampak dari kegagalan dapat dilihat dari hasil akhir-nya.
3. Tingkat probabilitas *risk detection*: *Detection possibility* adalah penilaian yang diberikan untuk mengidentifikasi penyebab dari sebuah risk occurrence. Dalam kata lain, *detection* possibility adalah tingkatan yang berkaitan dengan adanya kemungkinan ditemukannya potensi kegagalan sebelum masuk ke tahap perencanaan.



Gambar 2. 15 Prosedur FMEA Tradisional

(Sumber: Tay, K.M. and Lim, C.P. (2006) dalam (Ebrahemzadih, Halvani, Shahmoradi, & Giahi, 2014))

Effect	Rank	Criteria
No	1	No effect
Very slight	2	Customer not annoyed
Slight	3	Customer slight annoyed
Minor	4	Customer experiences minor nuisance
Moderate	5	Customer experiences some dissatisfaction
Significant	6	Customer experiences discomfort
Major	7	Customer dissatisfied
Extreme	8	Customer very dissatisfied
Serious	9	Potential hazardous effect
Hazardous	10	Hazardous effect

Gambar 2. 16 *Severity guidelines for design FMEA (1 - 10 qualitative scale)*

(Sumber: Narayanagounder, S (2009) dalam (Ebrahemzadih, Halvani, Shahmoradi, & Giahi, 2014))

Effect	Rank	Criteria
Almost never	1	Failure unlikely. History shows no failure
Remote	2	Rare number of failures likely
Very slight	3	Very few failures likely
Slight	4	Few failures likely
Low	5	Occasional number of failures likely
Medium	6	Medium number of failures likely
Moderately high	7	Moderately high number of failures likely
High	8	High number of failures likely
Very high	9	Very high number of failures likely
Almost certain	10	Failure almost certain

Gambar 2. 17 *Occurrence guidelines for design FMEA* (1 - 10 *qualitative scale*)

(Sumber: Narayanagounder, S (2009) dalam (Ebrahemzadih, Halvani, Shahmoradi, & Giahi, 2014)

Effect	Rank	Criteria
Almost certain	1	Proven detection methods available in concept stage
Very high	2	Proven computer analysis available in early design stage
High	3	Simulation and/or modeling in early stage
Moderately high	4	Tests on early prototype system elements
Medium	5	Tests on preproduction system components
Low	6	Tests on similar system components
Slight	7	Tests on product with prototypes and system components installed
Very slight	8	Proving durability tests on products with system components installed
Remote	9	Only unproven or unreliable technique(s) available
Almost impossible	10	No known techniques available

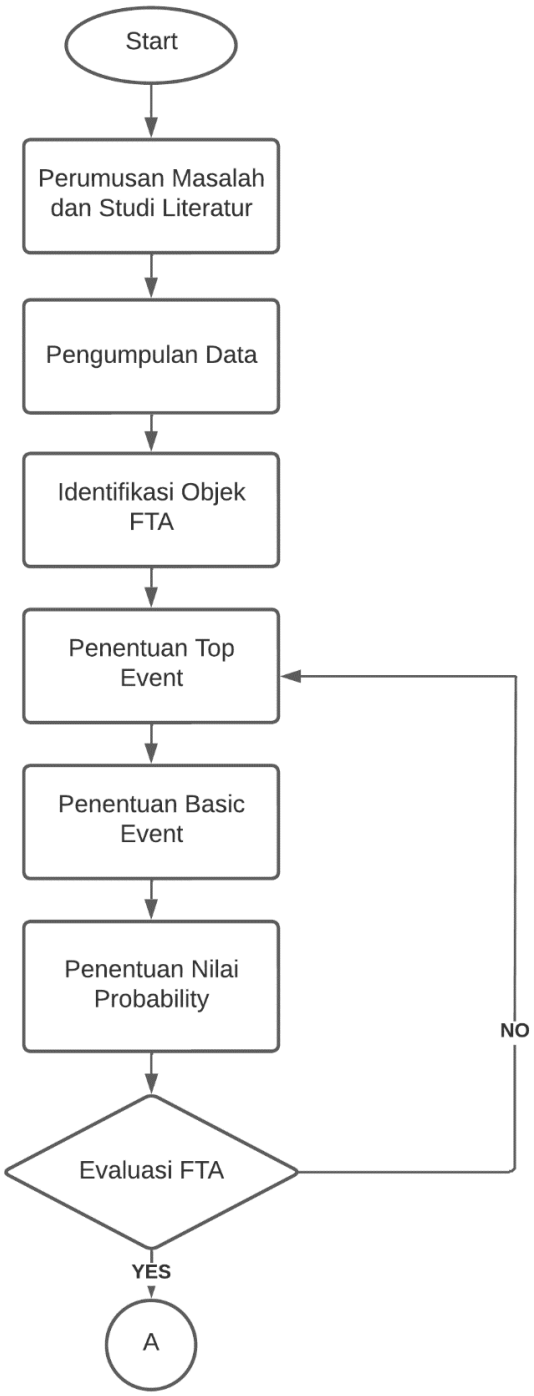
Gambar 2. 18 *Detectability guidelines for design FMEA* (1 - 10 *qualitative scale*)

(Sumber: Narayanagounder, S (2009) dalam (Ebrahemzadih, Halvani, Shahmoradi, & Giahi, 2014))

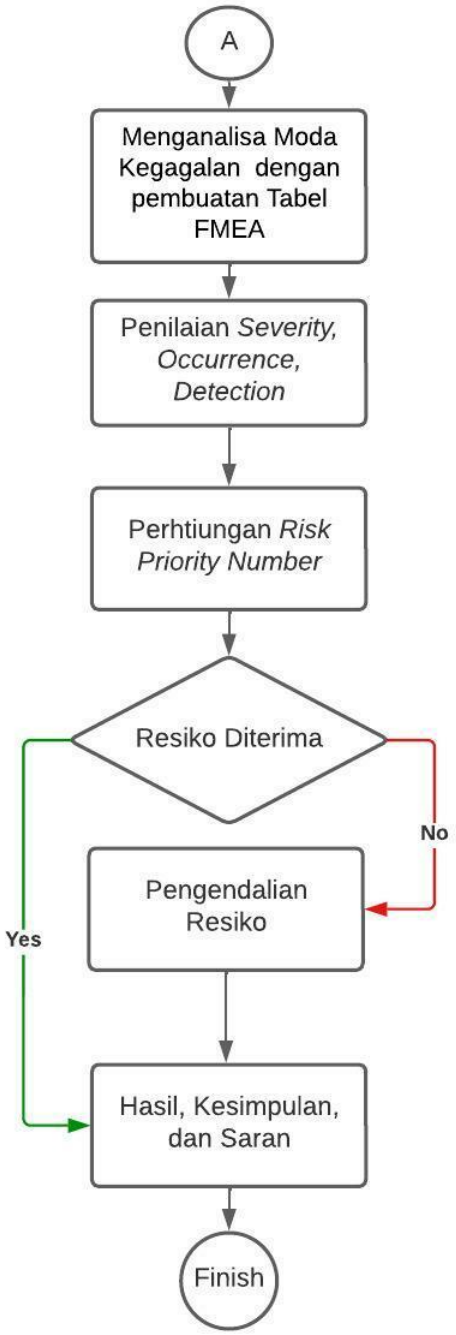
BAB III
METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir

Penjelasan mengenai tugas akhir dapat dilihat pada Gambar 3.1 berikut ini:



Gambar 3. 1 Diagram Alir



Gambar 3. 1 Diagram Alir (Lanjutan)

3.2 Prosedur Penelitian

Adapun prosedur dan langkah-langkah penelitian dalam Tugas Akhir ini dijelaskan sebagai berikut:

1. Identifikasi dan Perumusan Masalah

Langkah pertama dalam sebuah penelitian yang dilakukan adalah mengidentifikasi masalah dalam topik tugas akhir. Kemudian ditetapkan tujuan penelitian agar penelitian menjadi jelas dan terarah. Selanjutnya dilakukan studi literatur dan penelitian terdahulu yang kemudian dapat dijadikan perbandingan dan acuan dalam pengerjaan penelitian ini.

2. Studi Literatur

Untuk membantu dalam penulisan tugas akhir ini diperlukan banyak literatur - literatur yang mendukung, yang berfungsi sebagai pengembangan wawasan dan analisis. Adapun studi literatur yang diperlukan antara lain:

1. Studi mengenai proses pekerjaan instalasi *offshore pipeline* di Kangean Energy Indonesia Ltd.
2. Studi mengenai manajemen proyek dan risk assessment.
3. Studi mengenai *Fault Tree Analysis, Failure Mode and Effect Analysis.*
4. Studi mengenai implementasi FMEA pada risiko keterlambatan untuk membantu proses penentuan mitigasinya.

3. Pengumpulan Data

Melakukan pengumpulan data yang diperlukan sebagai pendukung dari penelitian. Data yang akan diolah berkaitan dengan evaluasi kinerja proyek sebagai bahan analisis dan kondisi eksisting dari organisasi proyek. Data yang diperlukan antara lain:

1. Data *schedule* awal instalasi *offshore pipeline.*
2. Data mengenai waktu jam kerja harian, meliputi jam kerja biasa dan jam kerja lembur. Data mengenai jumlah pekerja yang terlibat.
3. Data mengenai fasilitas produksi (mesin dan peralatan) yang dimiliki.
4. Membuat kuisioner dan wawancara.

4. Analisa Data dan Pembahasan

Dari data-data yang telah diperoleh, maka akan dilakukan analisis dan pembahasan, dibagi dalam 2 tahapan yaitu:

1. Tahap FTA (*Fault Tree Analysis*): Pada tahap ini, dilakukan suatu identifikasi potensi kegagalan yang menyebabkan keterlambatan. Identifikasi dilakukan dengan menentukan kemungkinan kegiatan yang mengalami kegagalan dan uraian penyebabnya. Dari identifikasi tersebut, selanjutnya akan digambarkan prosesnya melalui Diagram *Fault Tree*. Kejadian yang memungkinkan menyebabkan terjadinya kegagalan pada top event akan diteliti lebih lanjut sampai ke penyebab dasarnya (*basic event*). *Basic event* yang ditemukan merupakan mode kegagalan yang selanjutnya akan ditentukan tingkat kekritisannya (paling dominan) pada analisa dengan metode FMEA.
2. Tahap FMEA (*Failure Modes and Effect Analysis*)
    a. Melakukan analisa dampak dan proses kontrol dari mode kegagalan yang teridentifikasi pada tahap FTA.
    b. Melakukan penilaian *severity* (S), occurrence (O), dan detection (D) pada setiap mode kegagalan yang teridentifikasi. Penilaian ini dilakukan dengan cara penyebaran kuisioner kepada narasumber yang telah berpengalaman.
    c. Menentukan tingkat *risk priority number* (RPN).

5. Kesimpulan dan Saran

Pada tahap akhir penelitian dibutuhkan analisis dari pengolahan data yang telah dilakukan. Dengan adanya kesimpulan dari penelitian maka dapat disusun saran-saran yang berguna bagi peningkatan kinerja perusahaan, proyek dan bagi pengembangan penelitian selanjutnya.

(*Halaman ini sengaja dikosongkan)*

BAB IV
ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN

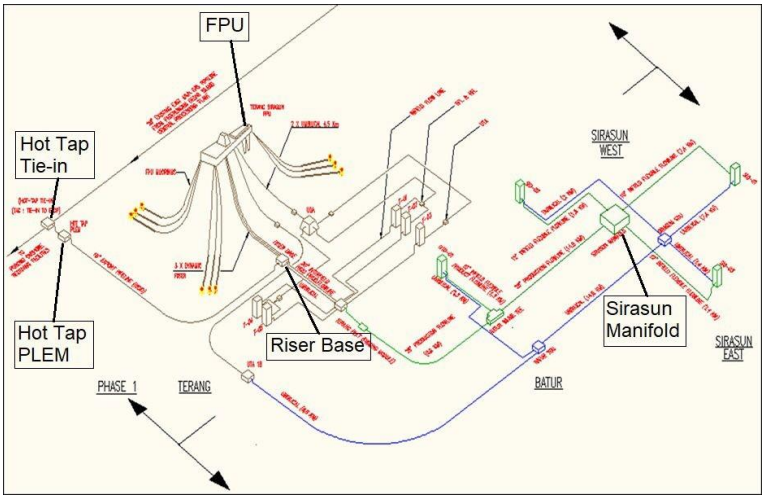
4.1 Pengumpulan Data

4.1.1 Data Awal Pipa

Proyek Instalasi *Offshore* Pipeline milik PT.X yang terletak di Terang Sirasun Batur Field dengan tata letak yang diilustrasikan pada Gambar 4.2 menggunakan pipa dengan spesifikasi yang tertera pada Tabel 4.1.

Tabel 4. 1 Spesifikasi Pipa 26”

Water Depth at startup	131.3 m
26” Pipeline Lay Down	Terang PLET
Lay down Target Coordinates	384 263.24 E
	9 196 464.38 N
Water Depth at laydown	93.6 m
Length of Pipeline (km)	23.254 km
Number of IP point	3
Radius of Curvature	2000m at IP1, IP2 and IP3
Anode Type	Half Shell Sacrificial Bracelet (52kg)
Anode Spacing	Every 15 Joints (KP 0.000-KP 1.000)
	Every 18 Joints (KP 1.000-KP 23.254)
Pipeline Details	
Outside Diameter	26” (660.4 mm)
Wall Thickness	20.6 mm



Gambar 4. 1 Field Layout

4.1.2 Data Pengerjaan Proyek

Proyek Instalasi *Offshore Pipeline* milik PT.X yang terletak di Blok Terang Sirasun Batur dilaksanakan dalam keadaan lingkungan dan detail pengerjaan proyek yang tercantum pada Tabel 4.2.

Tabel 4. 2 Detail Pengerjaan Instalasi

General	
26" Pipeline Start Up	Sirasun Manifold
Start-up Target Coordinates	402 732.94 E
	9 197 882.74 N
Water Depth at startup	131.3 m
26" Pipeline Lay Down	Terang PLET
Lay down Target Coordinates	384 263.24 E
	9 196 464.38 N
Water Depth at laydown	93.6 m
Length of Pipeline (km)	23.254 km
Number of IP point	3
Radius of Curvature	2000m at IP1, IP2 and IP3
Anode Type	Half Shell Sacrificial Bracelet (52kg)
Anode Spacing	Every 15 Joints (KP 0.000-KP 1.000)
	Every 18 Joints (KP 1.000-KP 23.254)

4.1.3 Schedule dan Daftar Kegiatan

Berikut ini adalah data kegiatan proyek dan durasi proyek Instalasi *Offshore Pipeline* milik PT. X mulai dari kegiatan pertama instalasi hingga selesai, pekerjaan dilakukan dari tanggal 1 Desember 2018 hingga 21 Februari 2019:

Tabel 4. 3 Schedule dan Daftar Kegiatan Instalasi *Offshore Pipeline*

Data Time Schedule Instalasi Offshore Pipeline			
No.	**Task Name**	**Start**	**Finish**
MOBILIZATION			
1	(DP Pipe Laying Vessel) Rigup in Johor	4/12/2018	7/12/2018
2	(DP Pipe Laying Vessel) Transit from Johor to Site	8/12/2018	12/12/2018
3	(DP Pipe Laying Vessel) DP Trial & USBL Cal	13/12/2018	13/12/2018
4	(DP Construction & Diving Support Vessel) Rig-up in Sing	01/12/2018	08/12/2018
5	(DP Construction & Diving Support Vessel) Transit from Sing to TSB Field	9/12/2018	13/12/2018
6	(DP Construction & Diving Support Vessel) DP Trial & USBL Cal	14/12/2018	14/12/2018
7	(DP Construction & Diving Support Vessel) Backload items to m- barge	15/12/2018	15/12/2018
DP Pipe Laying Vessel			
8	PL Start-up from Sirasun	14/12/2018	14/12/2018
9	Normal Laying + Batur Inline Tee	15/12/2018	29/12/2018
10	PL Laydown at Terang	30/12/2018	30/12/2018
DP Construction & Diving Support Vessel			
11	Install TPLET with 2ea Pile	16/12/2018	16/12/2018
12	Install SM (4ea Pile) & 1ea PrePile for SSDU	17/12/2018	18/12/2018
13	Lay 3ea Flex Flowlines at Sirasun Area, from SM to Tree: SIO#2 - 1.6km, SIO#3 - 1.75km, SIO#1 - 7.9km	21/12/2018	28/12/2018
14	Lay Flex, BILT to BTO#1-1.34km	29/12/2018	29/12/2018
15	Check & cut DMA cable, Wet Store BILT Frame, Terang Spool Metro, PL FCG, Remove LH & Install Blind, Insert Pin	3/1/2019	5/1/2019
16	Sirasun Spool Metro, Remove RH & Install Blind, PL Hydrotest, Insert Pin	6/1/2019	8/1/2019

Tabel 4. 3 Schedule dan Daftar Kegiatan Instalasi *Offshore Pipeline*

Data Time Schedule Instalasi Offshore Pipeline			
17	3x Flex Tie-in at Sirasun Manifold	9/1/2019	10/1/2019
18	26" Sirasun Spool Tie-in & Install SSDU	11/1/2019	12/1/2019
19	BILT Piping / Batur SDU	13/01/2019	13/01/2019
20	26" Terang Spool, System Leak Test, Install L-DW	14/01/2019	15/01/2019
21	Install VFC and Flex Tie-in (Sirasun & Batur), 4ea to VFCs, 1ea to BILT Piping, Install BILT Protect Frame	16/01/2019	18/01/2019
22	Lay Umb, BILT to BTO#1-1.5km	20/01/2019	20/01/2019
23	Lay 3ea Umb at Sirasun Area: SIO#3 - 1.7km, SIO#1 - 8km, SIO#2 - 1.9km	21/01/2019	24/01/2019
24	Remove Blind & Install R-DW at SM	25/01/2019	25/01/2019
25	Lay 2ea Umb: TUTA to BSDU, 9.6km BSDU to SSDU, 14.5km Dewat er & N2 from Terang / Derig &	26/01/2019	30/01/2019
26	Dewater & N2 from Terang / Derig & Install Blind	31/01/2019	1/2/2019
27	Remove R-DW & Install Blind at SM	2/2/2019	2/2/2019
28	Lay New Terang Flying Lead	3/2/2019	3/2/2019
29	IWOCS of SCS Phase2	4/2/2019	5/2/2019
30	Flush & Test Exist UDA Connection / Reconfig & Stab Fly Lead/ Tree Valve Exercis e	6/2/2019	7/2/2019
31	Final 20" Spool Tie-in bet TPLET to existing TM	8/2/2019	9/2/2019
MODE CHANGE & TRANSIT			
32	Mode Change	19/12/2018	19/12/2018
33	Standby for HIPAP Spare Part	20/12/2018	20/12/2018
34	Backload Empt Flex Reel	30/12/2018	30/12/2018
35	to CLB for Shelter & Mat Shuffling	31/01/2018	31/01/2018
36	Cont' Mat Shuffling & Transit to Sit	1/1/2019	1/1/2019
37	Transit from CLB to Sit	2/1/2019	2/1/2019
38	Mode Change to Umb Lay	19/01/2019	19/01/2019
DEMOBILIZATION			
39	(DP Pipe Laying Vessel) Transit from TSB Field to Johor	31/12/2018	5/1/2019
40	(DP Pipe Laying Vessel) Derig in Johor	6/1/2019	7/1/2019
41	(DP Construction & Diving Support Vessel) Transit from TSB Field to Sing	10/2/2019	16/02/2019
42	(DP Construction & Diving Support Vessel) Derig in Sing	17/02/2019	21/02/2019

4.1.4 Daftar Equipment Instalasi Offshore Pipeline

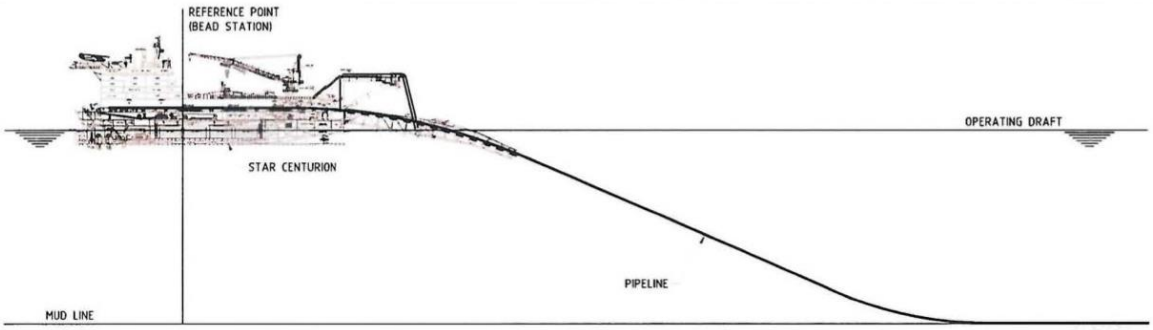
Berikut adalah peralatan utama (Major *Equipment)* yang digunakan dalam proses instalasi *offshore pipeline*, yaitu:

Tabel 4. 4 Daftar Equipment

No	Equipment Name	
	Major Equipment	Installation Aids
1	Stinger	26” Launcher Head
2	Tensioner	26” Reciever Head
3	A&R Winch	26” Emergency Laydown Head
4	Main Crane	26” Swabbing Pig
5	Pipe Transfer Crane	26” Buckle Detector
6	Pipe Hold Crane	Blowdown Cap for 26” Pipe
7	Conveyor	Flange Protector

4.1.5 Metode Instalasi

Dalam proses pengerjaan proyek instalasi *offshore pipeline* ada beberapa metode yang dapat digunakan, diantaranya adalah S-Lay. Pada proyek instalasi offshore pipeline yang dilakukan pada Blok Terang Sirasun Batur miliki PT.X, metode yang diguanakan dalam proses instalasinya adalah metdode S-Lay. Penentuan metode dipilih melalui berdasarkan keadaaan lingkungan pada jalur instalasi offshore pipeline.



Gambar 4. 2 Metode S-Lay (Sumber : Dokumen Perusahaan)

4.2 Analisis Faktor Keterlambatan Menggunakan Metode Fault Tree Analysis (FTA)

Fault Tree Analysis adalah suatu metode yang digunakan untuk mengidentifikasi faktor penyebab dan ditampilkan dalam bentuk diagram yang mengk. Analisa ini dilakukan dengan mempertimbangkan beberapa faktor yang berpengaruh pada pengerjaan proyek Instalasi *Offshore Pipeline*. Metode Fault Tree Analysis (FTA) berfungsi untuk menganalisa kegagalan yang terjadi pada suatu sistem termasuk menganalisis keterlambatan pada suatu proyek operasi. Metode ini digunakan untuk membahas mengenai penyebab mengapa kegagalan dapat terjadi. Setelah mengetahui penyebab-penyebab kegagalan dan keterlambatan menggunakan metode Fault Tree Analysis (FTA).

Langkah pertama dalam menggunakan metode FTA adalah menentukan *basic event* yang dilakukan dengan cara pemangamatan langsung lalu dilanjutkan dengan melakukan validasi kepada para expertise pada Instalasi *Offshore Pipeline*.

Dibawah ini merupakan hasil *basic event* yang diperoleh dari pengamatan langsung saat penulis kerja praktek dan hasil dari diskusi dengan para ahli didalam proyek tersebut, total dari

basic event yang telah ditentukan adalah 29 *basic event*, setelah penentuan basic event lalu selanjutnya ditentukan *intermediate event* dan dilakukan kembali validasi kepada para ahli, setelah *basic* dan *intermediate event* disetujui akan dibuatnya diagram *fault tree analysis* menggunakan *software* DPL 9.0.

Tabel 4. 5 Basic Event

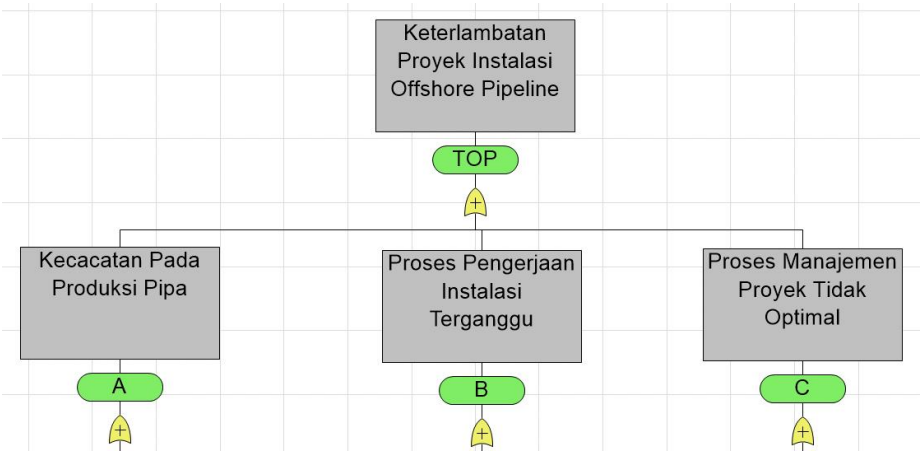
No	Kode Kejadian	Nama Kejadian
1	A.1	Welding Tidak Sempurna
2	A.2	Rolling Tidak Sempurna
3	A.3	Terjadi Laminasi Pada Material Pipa
4	B.1.1	Terjadi Buckling
5	B.1.2	Keterlambatan dan kerusakan pada Pipe Laying Vessel
6	B.1.3	Keterlambatan dan kerusakan pada Construction & Diving Support Vessel
7	B.1.3.1	Stinger mengalami Kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
8	B.1.3.2	Tensioner mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan wakstu
9	B.1.3.3	A&R Winch mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
10	B.1.3.4	Main Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
11	B.1.3.5	Pipe Transfer Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
12	B.1.3.6	Pipe Hold Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
13	B.1.3.7	Conveyor mengalami kerusakan / pada perlu adjustment yang memakan waktu
14	B.1.3.8	Pipeline Installation Aids mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
15	B.1.4	Human Error
16	B.2.1	Terjadi kegagalan pada proses hydrotest
17	B.2.2	ROV mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
18	B.3.1.1	Kendala Cuaca
19	B.3.1.2	Keadaan lingkungan diatas permukaan laut tidak baik
20	B.3.1.3	Keadaan lingkungan dibawah laut tidak baik
21	B.3.2.1	Adanya aktivitas kapal lain
22	B.3.2.2	Dropped object
23	C.1.1	Transparansi Antar Pekerja Kurang Terlaksana

Tabel 4. 5 Basic Event

No	Kode Kejadian	Nama Kejadian
24	C.1.2	Inisiatif Dari Tenaga Kerja Kurang Optimal
25	C.1.3	Terjadinya Konflik Sesama Tenaga Kerja
26	C.2.1	Proses Inspeksi Pekerjaan Tidak Terlaksana
27	C.2.2	Tidak Optimalnya Proses Evaluasi Tenaga Kerja
28	C.3	Adanya Ketidakselarasan Pendapat Antara Kontraktor dan Sub kontraktor
29	C.4	Proyek Tidak Berjalan Sesuai Dengan Jadwal Awal

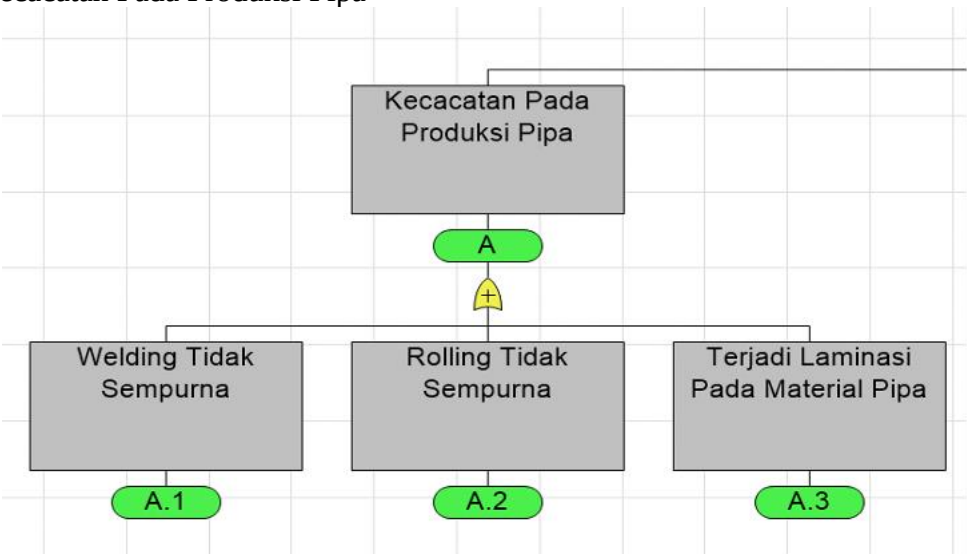
Diagram fault tree yang telah dibuat menggunakan *software* DPL Fault Tree 9.0 yang berisikan sebagai berikut dengan 3 faktor utama keterlambatan yaitu; Kecacatan pada produksi pipa, Proses pengerjaan instalasi terganggu, dan Proses manajemen proyek tidak optimal yang sudah di tampilkan pada Gambar 4.3. Langkah pembuatan diagram Fault Tree sebagai berikut:

1. Langkah pertama dalam pembuatan diagram FTA adalah dengan memasukan *Top Event* menggunakan software DPL Fault Tree 9.0.
2. Setelah Top Event dimasukkan, selanjutnya dilakukan pembuatan Intermediate Event berupa 3 faktor penyebab keterlambatan, yaitu:
   a. Kecacatan pada Produksi Pipa
   b. Proses Pengerjaan Instalasi Terganggu
   c. Proses Manajemen Tidak Optimal
3. Setelah *Intermediate Event* telah dibuat dilanjutkan dengan pembuatan *Basic Event* yang di dapatkan dari hasil diskusi dengan pihak ahli dari perusahaan.



Gambar 4. 3 Faktor Utama Keterlambatan

4.2.1 Kecacatan Pada Produksi Pipa



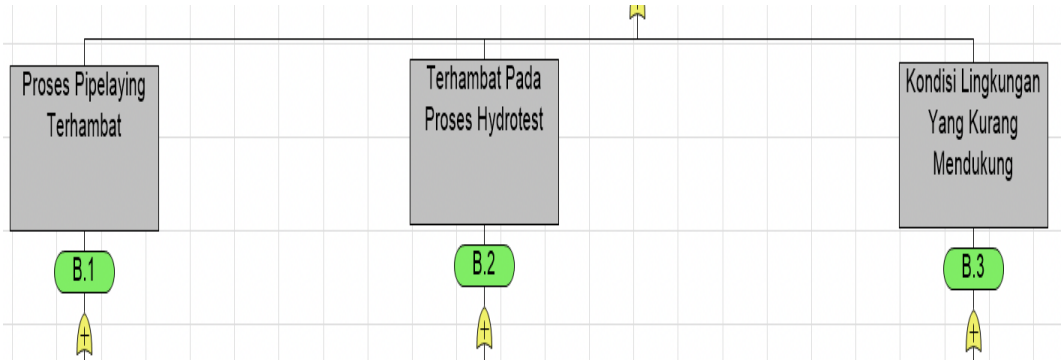
Gambar 4. 4 Kecacatan Pada Produksi Pipa

Proses pertama dalam proses Instalasi *offshore pipeline* adalah proses produksi pipa yang akan di instalasi, proses ini memiliki dampak yang sangat besar kepada keberlangsungan proyek instalasi *offshore pipeline* dikarenakan bukan hanya proses ini merupakan proses pembuka dari proyek instalasi *offshore pipeline*, tetapi juga merupakan subjek utama dalam proses instalasi *offshore pipeline*.

Pada Gambar 4.4 ditunjukan bahwa ada 3 penjabaran dari kecacatan pada produksi pipa yang dianggap sebagai faktor faktor yang dapat membuat proses produksi pipa menjadi terhambat, yaitu:

- Welding Tidak Sempurna
- Rolling Tidak Sempurna
- Terjadi Laminasi Pada Material Pipa

4.2.2 Proses Pengerjaan Instalasi Terganggu

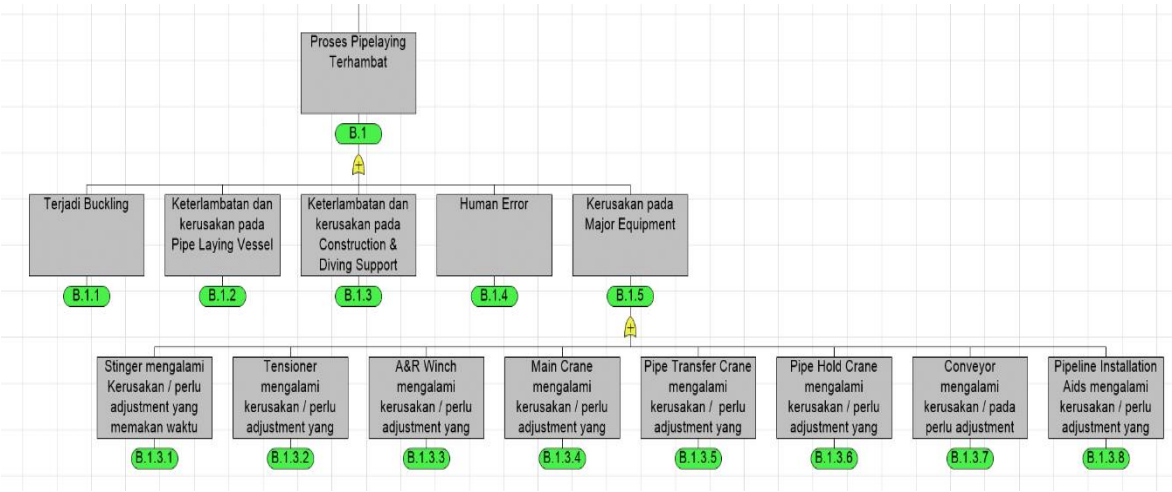


Gambar 4. 5 Proses Pengerjaan Instalasi Terganggu

Proses selanjutnya setelah pipa selesai di produksi adalah instalasi dari pipa hasil produksi, penjabaran dari Proses Pengerjaan Instalasi Terganggu dapat dilihat pada Gambar 4.4, pada gambar diatas ditunjukan faktor faktor yang dianggap memiliki resiko menimbulkan terganggunya proses pengerjaan Instalasi *offshore pipeline*. Faktor faktor tersebut diantaranya adalah Proses pipelaying terhambat, Terhambat pada proses *hydrotest*, dan Kondisi lingkungan

yang kurang mendukung sehingga dapat menyebabkan keterlambatan pada proses Instalasi *offshore pipeline*.

4.2.2.1 Proses Pipelaying Terhambat

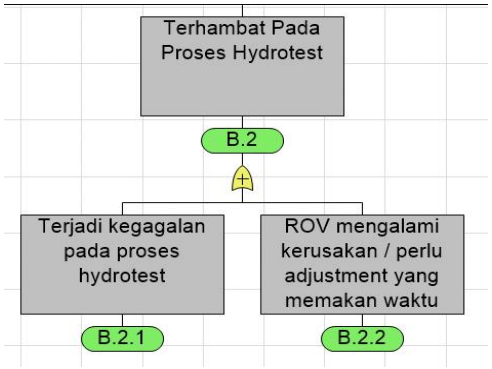


Gambar 4. 6 Faktor Proses Pipelaying Terhambat

Faktor – faktor yang menyebabkan proses pipelaying dapat terhambat adalah sebagai berikut:

- Terjadi Buckling
- Keterlambatan dan kerusakan pada Pipe Laying Vessel
- Keterlambatan dan kerusakan pada Construction and Diving Support
- Human Error
- Kerusakan Pada Major *Equipments*, pada poin kerusakan pada major equipment berikut adalah *equipments* yang memiliki resiko memperhambatan jalannya pengerjaan proyek Instalasi *Offshore Pipeline*, yaitu:
    - Stinger mengalami Kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu,
    - Tensioner mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu,
    - A&R Winch mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu,
    - Main Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu,
    - Pipe Transfer Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu,
    - Pipe Hold Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu,
    - Conveyor mengalami kerusakan / pada perlu adjustment yang memakan waktu,
    - Pipeline Installation Aids mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu.

4.2.2.2 Terhambat Pada Proses Hydrotest

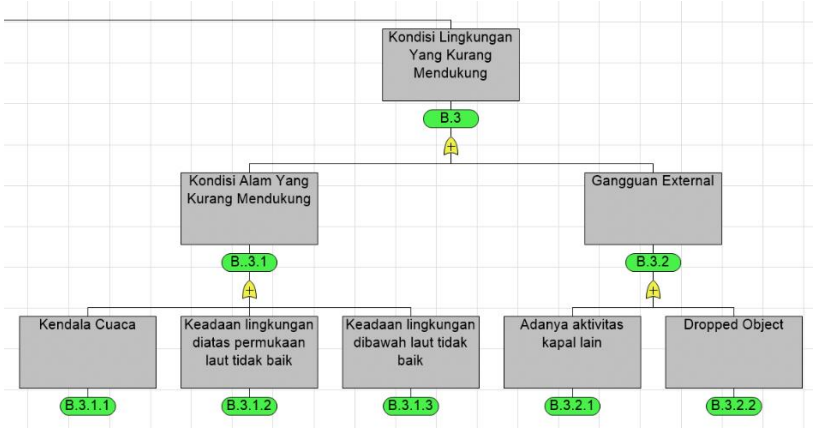


Gambar 4. 7 Terhambat Pada Proses Hydrotest

Faktor – faktor yang menyebabkan proses hydrotest dapat terhambat adalah sebagai berikut:

- Terjadi kegagalan pada proses hydrotest
- ROV mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu

4.2.2.3 Kondisi Lingkungan Yang Kurang Mendukung

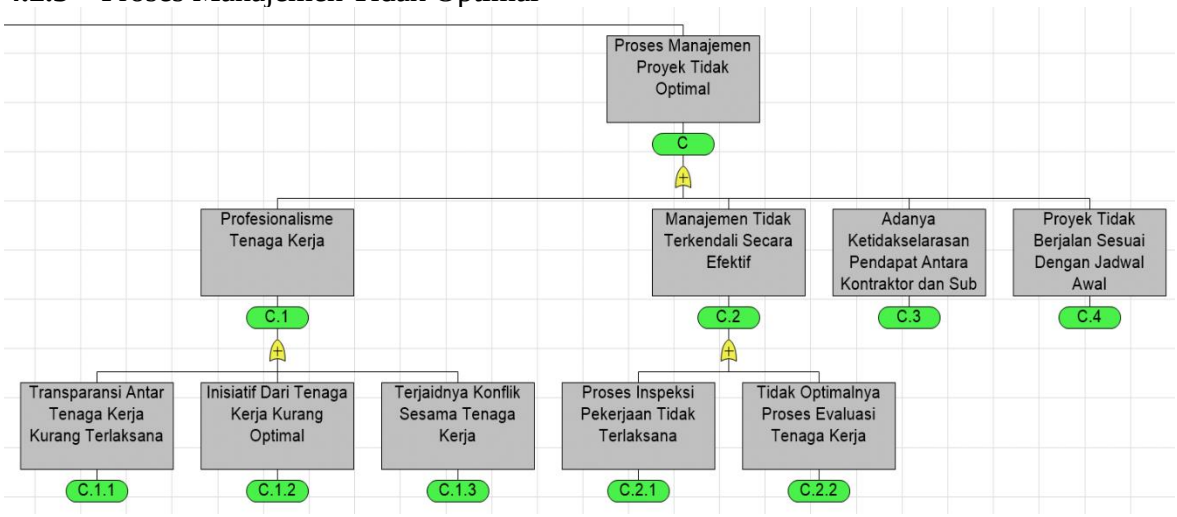


Gambar 4. 8 Faktor Kondisi Lingkungan Yang Kurang Mendukung

Faktor – faktor yang menyebabkan Kondisi lingkungan kurang mendukung adalah sebagai berikut:

- Kondisi Alam Yang Kurang Mendukung, pada poin Kondisi Alam Yang Kurang Mendukung, berikut adalah faktor yang membuat kondisi alam menjadi kurang memadai untuk dilakukan proses Instalasi *Offshore Pipeline*, yaitu:
    - Kendala Cuaca
    - Keadaan lingkungan diatas permukaan laut tidak baik
    - Keadaan lingkungan dibawah laut tidak baik
- Gangguan Eksternal, pada poin Gangguan Eksternal, berikut adalah faktor yang dapat dikategorikan sebagai Gangguan Eksternal yang memiliki resiko memperhambatan jalannya pengerjaan proyek Instalasi *Offshore Pipeline:*
    - Adanya aktivitas kapal lain

4.2.3 Proses Manajemen Tidak Optimal



Gambar 4. 9 Proses Manajemen Tidak Optimal

Faktor – faktor yang menyebabkan Proses Manajemen Tidak Optimal adalah sebagai berikut:

- Profesionalisme Tenaga Kerja, pada poin Profesionalisme Tenaga Kerja, berikut adalah faktor yang dapat dikategorikan sebagai adanya permasalahan pada Profesionalisme Tenaga Kerja yang memiliki resiko memperhambatan jalannya pengerjaan proyek Instalasi *Offshore Pipeline:*
    - Transparansi antar tenaga kerja kurang terlaksana
    - Inisiatif dari tenaga kerja kurang optimal
    - Terjadinya konflik sesame tenaga kerja
- Manajemen Tidak Terkendali Secara Efektif, pada poin Manajemen Tidak Terkendali Secara Efektif berikut adalah faktor yang dapat menjadi penyebab Manajemen Tidak Terkendali Secara Efektif, yaitu:
    - Proses inspeksi pekerjaan tidak terlaksana
    - Tidak optimalnya proses evaluasi tenaga kerja
- Adanya Ketidakselarasan Pendapat Antara Kontraktor dan Sub Kontraktor
- Proyek Tidak Berjalan Sesuai Dengan Jadwal Awal

4.2.4 Data Responden Kuisioner

Dalam proses pengerjaan tugas akhir penulis tahap selanjutnya setelah membuat diagram fault tree adalah pembuatan kuisioner, perntanyaan yang tertera dalam kuisioner merupakan basic event yang didapatkan dari pengeerjaan diagram fault tree.

Kuisioner yang telah dibuat selanjutnya akan disebarkan kepada pihak PT.X dengan data responden seperti yang tertera pada Tabel 4.6.

Tabel 4. 6 Data Responden

No	Jabatan	Jenis Kelamin	Pengalaman Kerja	Bobot
1	Sr. Project Engineer	L	15 Tahun	0,22

2	Project Support Coordinator	L	17 Tahun	0,17
3	Sr. Field Engineer	L	25 Tahun	0,22
4	Sr. Marine Subsea Engineer	L	21 Tahun	0,22
5	Project Management	L	20 Tahun	0,17

4.2.5 Perhitungan Probability

Tahap pertama dalam proses pengerjaan perhitungan probability dilakukan dengan cara menyebarkan kuesioner kepada para ahli yang terlibat dalam proyek Instalasi Offshore Pipeline di Blok TSB, kuesioner yang dikirimkan berisikan tabel *basic event* yang didapatkan dari diagram *fault tree*, kuesioner ini ditujukan untuk mengetahui seberapa sering kejadian pada *basic event* terjadi pada saat proses instalasi *offshore pipeline*. Pada perhitungan hasil kuesioner ini, setiap responden memiliki bobot yang berbeda berdasarkan jabatan dan pengalaman kerja, semakin lama dan tinggi jabatannya semakin juga tinggi bobot perhitungannya, penjelasannya seperti pada Tabel 4.6.

Untuk melakukan perhitungan probabilitas untuk mengetahui faktor yang menyebabkan keterlambatan dilakukan dengan pengolahan data dari kuesioner dan pembobotan ahli yang telah dilakukan pada Tabel 4.7. Nilai yang didapatkan pada kuesioner adalah berdasarkan pada frekuensi kejadian pada setiap *basic event* dengan indeks frekuensi sebagai berikut.

Tabel 4. 7 Tabel Indeks Frekuensi (Frekuensi Kejadian)

Keterangan	Penjelasan
Sering Sekali (SS)	Kejadian terjadi 8-9 kali selama satu tahun
Sering (S)	Kejadian terjadi 6-7 kali selama satu tahun
Pernah (P)	Kejadian terjadi 3-4 kali selama satu tahun
Jarang (SJ)	Kejadian terjadi 2-3 kali selama satu tahun
Sangat Jarang (SJ)	Kejadian terjadi <2 kali selama satu tahun

Tabel 4. 8 Tabel Indeks Frekuensi (Dampak Kejadian)

Keterangan	Penjelasan
Kecil (K)	Menyebabkan keterlambatan <1 Minggu
Normal (N)	Menyebabkan keterlambatan 2-4 Minggu
Besar (B)	Menyebabkan keterlambatan 5 Minggu – 3 Bulan
Besar Sekali (BS)	Pengerjaan instalasi offshore pipeline gagal dikerjakan

Perhitungan dilakukan dengan cara perkalian antara indeks frekuensi berdasarkan sering atau tidaknya kejadian terjadi dengan indeks frekuensi berdasarkan besar pengaruh kejadian, lalu dikalikan dengan bobot ahli, setelah dilakukan perhitungan tersebut, didapatkan probabilitas sebagai berikut:

Tabel 4. 9 Probabilitas Basic Event

No	Kode Kejadian	Nama Kejadian	Probabilitas
1	A.1	Welding Tidak Sempurna	0,0000121
2	A.2	Rolling Tidak Sempurna	0,0004437
3	A.3	Terjadi Laminasi Pada Material Pipa	0,0000485
4	B.1.1	Terjadi Buckling	0,0000051
5	B.1.2	Keterlambatan dan kerusakan pada Pipe Laying Vessel	0,0004467
6	B.1.3	Keterlambatan dan kerusakan pada Construction & Diving Support Vessel	0,0000793
7	B.1.4	Human Error	0,0004814
8	B.1.3.1	Stinger mengalami Kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	0,0000160
9	B.1.3.2	Tensioner mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan wakstu	0,0004814
10	B.1.3.3	A&R Winch mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	0,0000468
11	B.1.3.4	Main Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	0,0000468
12	B.1.3.5	Pipe Transfer Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	0,0000398
13	B.1.3.6	Pipe Hold Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	0,0000398
14	B.1.3.7	Conveyor mengalami kerusakan / pada perlu adjustment yang memakan waktu	0,0000160
15	B.1.3.8	Pipeline Installation Aids mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	0,0003541
16	B.2.1	Terjadi kegagalan pada proses hydrotest	0,0000130
17	B.2.2	ROV mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	0,0003866
18	B.3.1.1	Kendala Cuaca	0,0051785
19	B.3.1.2	Keadaan lingkungan diatas permukaan laut tidak baik	0,0048642
20	B.3.1.3	Keadaan lingkungan dibawah laut tidak baik	0,0044761

Tabel 4. 9 Probabilitas Basic Event

No	Kode Kejadian	Nama Kejadian	Probabilitas
21	B.3.2.1	Adanya aktivitas kapal lain	0,0000130
22	B.3.2.2	Dropped object	0,0000398
23	C.1.1	Transparansi Antar Pekerja Kurang Terlaksana	0,0000485
24	C.1.2	Inisiatif Dari Tenaga Kerja Kurang Optimal	0,0000398
25	C.1.3	Terjadinya Konflik Sesama Tenaga Kerja	0,0000051
26	C.2.1	Proses Inspeksi Pekerjaan Tidak Terlaksana	0,0000090
27	C.2.2	Tidak Optimalnya Proses Evaluasi Tenaga Kerja	0,0000485
28	C.3	Adanya Ketidakselarasan Pendapat Antara Kontraktor dan Sub kontraktor	0,0003905
29	C.4	Proyek Tidak Berjalan Sesuai Dengan Jadwal Awal	0,0008291

Setelah hasil dari kuesioner telah didapatkan, selanjutnya dilakukan perhitungan untuk mencari *minimal cut set* pada setiap *intermediate event*, periu ditentukan *intermediate event* terlebih dahulu sebelum melakukan perhitungan, lalu menentukan faktor-faktor dari *basic event* FTA, dan menentukan probabilitas *basic event* dari hasil kuesioner yang telah diisi oleh para responden, maka akan didapatkan hasil dari *minimal cut set* dari setiap cabang diagram FTA.

Cabang pertama dari minimal cut set adalah kecacatan pada produksi pipa dan ditemukan probabilitas terbesar yaitu rolling tidak sempurna (A.3) dengan probabilitas sebesar 0,0004437. Oleh karena itu rolling tidak sempurna menjadi factor utama yang menyebabkan keterlambatan karena kecacatan pada produksi pipa. Dengan Minimal Cut Set Keseluruhan pada resiko keterlambatan yang diakibatkan oleh Kecacatan Pada Produksi Pipa dapat dilihat pada Tabel 4.10.

Tabel 4. 10 Minimal Cut Set pada Kecacatan Pada Produksi Pipa

No	Kode Kejadian	Nama Kejadian	Probabilitas
1	A.1	Welding Tidak Sempurna	0,0000121
2	**A.2**	**Rolling Tidak Sempurna**	**0,0004437**
3	A.3	Terjadi Laminasi Pada Material Pipa	0,0000485
Total			**0,0005043**

Selanjutnya terdapat minimal cut set pada Proses Instalasi Terganggu, pada cabang tersebut didapakan probabilitas tertinggi sebesar 0,0051785 yang terdapat pada kode kejadian B.3.1.1 yaitu Kendala Cuaca, yang secara lebih lanjut akan dijelaskan pada Tabel 4.10 dibawah ini.

Tabel 4. 11 Minimal Cut Set Pada Proses Instalasi Terganggu

No	Kode Kejadian	Nama Kejadian	Probabilitas
1	B.1.1	Terjadi Buckling	0,0000051
2	B.1.2	Keterlambatan dan kerusakan pada Pipe Laying Vessel	0,0004467
3	B.1.3	Keterlambatan dan kerusakan pada Construction & Diving Support Vessel	0,0000793
4	B.1.4	Human Error	0,0004814
5	B.1.3.1	Stinger mengalami Kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	0,0000160
6	B.1.3.2	Tensioner mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan wakstu	0,0004814
7	B.1.3.3	A&R Winch mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	0,0000468
8	B.1.3.4	Main Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	0,0000468
9	B.1.3.5	Pipe Transfer Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	0,0000398
10	B.1.3.6	Pipe Hold Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	0,0000398
11	B.1.3.7	Conveyor mengalami kerusakan / pada perlu adjustment yang memakan waktu	0,0000160
12	B.1.3.8	Pipeline Installation Aids mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	0,0003541
13	B.2.1	Terjadi kegagalan pada proses hydrotest	0,0000130
14	B.2.2	ROV mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	0,0003866

Tabel 4. 11 Minimal Cut Set Pada Proses Instalasi Terganggu

15	**B.3.1.1**	**Kendala Cuaca**	**0,0051785**
16	B.3.1.2	Keadaan lingkungan diatas permukaan laut tidak baik	0,0048642
17	B.3.1.3	Keadaan lingkungan dibawah laut tidak baik	0,0044761
18	B.3.2.1	Adanya aktivitas kapal lain	0,0000130
19	B.3.2.2	Dropped object	0,0000398
Total			**0,0169214**

Untuk minimal cut set pada point C atau Proses Manajemen Tidak Optimal didapatkan probabilitas paling besar pada kode kejadian C.4 yaitu Projek Tidak Berjalan Sesuai Dengan Jadwal Awal dengan probabilitas dari terjadinya Projek Tidak Berjalan Sesuai Dengan Jadwal Awal adalah 0,0008291. Untuk rincian minimal cut set pada Proses Manajemen Tidak Optimal tertera pada Tabel 4.12 dibawah ini.

Tabel 4. 12 Minimal Cut Set pada Proses Manajemen Tidak Optimal

No	Kode Kejadian	Nama Kejadian	Probabilitas
1	C.1.1	Transparansi Antar Pekerja Kurang Terlaksana	0,0000485
2	C.1.2	Inisiatif Dari Tenaga Kerja Kurang Optimal	0,0000398
3	C.1.3	Terjadinya Konflik Sesama Tenaga Kerja	0,0000051
4	C.2.1	Proses Inspeksi Pekerjaan Tidak Terlaksana	0,0000090
5	C.2.2	Tidak Optimalnya Proses Evaluasi Tenaga Kerja	0,0000485
6	C.3	Adanya Ketidakselarasan Pendapat Antara Kontraktor dan Sub kontraktor	0,0003905
7	**C.4**	**Proyek Tidak Berjalan Sesuai Dengan Jadwal Awal**	**0,0008291**
Total			**0,00137007**

Dari ketiga tabel diatas dapat disimpulkan bahwa minimal cut set pada Terjadinya Kecacatan Pada Pipa memiliki probabilitas sebesar 0,0005043, Proses Pengerjaan Instalasi Terganggu sebesar 0,0169214 dan Proses Manajemen Tidak Optimal 0,00137007, jadi jika semua dijumlahkan akan didapatkan minimal cut set pada top event dengan probabilitas 0,018763339. Dengan perhitungan probabilitas Top Event tertera pada Tabel 4.13.

Tabel 4. 13 Probabilitas Top Event

No	Kode Kejadian	Nama Kejadian	Probabilitas
1	A	Kecacatan Pada Produksi Pipa	0,0005043
2	**B**	**Proses Pengerjaan Instalasi Terganggu**	**0,0169214**
3	C	Proses Manajemen Tidak Optimal	0,00137007
Total			**0,018763339**

Setelah melakukan proses perhitungan probabilitas pada seluruh basic event maka ditemukan hazard yang memiliki probabilitas kejadian paling tinggi adalah pada poin B yaitu Projses Pengerjaan Instalasi Terganggu sesuai dengan Tabel 4.13 diatas. Dengan kejadian dengan nilai perhitungan probabilitas terbesar ada pada poin B.1.3.1 yaitu Kendala Cuaca, yang berarti probabilitas terjadinya keterlambatan pada instalasi offshore pipeline kemungkinan besar dikarenakan oleh Kendala Cuaca. Setelah dilakukan proses identifikasi resiko dengan metode FTA yang dilanjutkan dengan pembuatan tabel FMEA dan juga perhitungan RPN.

4.3 Perhitungan Dampak

Setelah dilakukan proses analisis probability dari faktor keterlambatan tahap selanjutnya adalah melakukan perhitungan dampak yang terjadi, dalam hal ini dilakukan penambahan metode yaitu Event Tree Analysis untuk melakukan perhitungan dampak dari keterlambatan tersebut. Metode ini digunakan untuk mengevaluasi kejadian yang memiliki kemungkinan kegagalan dan dapat menyebabkan keterlambatan pada proses instalasi offshore pipeline.

Tahap pertama dalam pengerjaan ETA adalah penentuan *initiating event* dan *pivotal event* yang dilanjutkan dengan pembuatan kuisioner dan diagram dari hasil kuisioner tersebut, setelah itu baru dilakukan perhitungan dampak dari keterlambatan proyek. Diagram ETA dapat dilihat pada Gambar 4.9 dibawah ini.

4.3.1 *Initiating Event*

Initiating Event berperan sebagai kejadian awal pada diagram ETA, *initiating event* yang dimaksud adalah Keterlambatan Proyek Instalasi Offshore Pipeline. Pada hal ini *Initiating Event* adalah Keterlambatan Proyek Instalasi *Offshore Pipeline*.

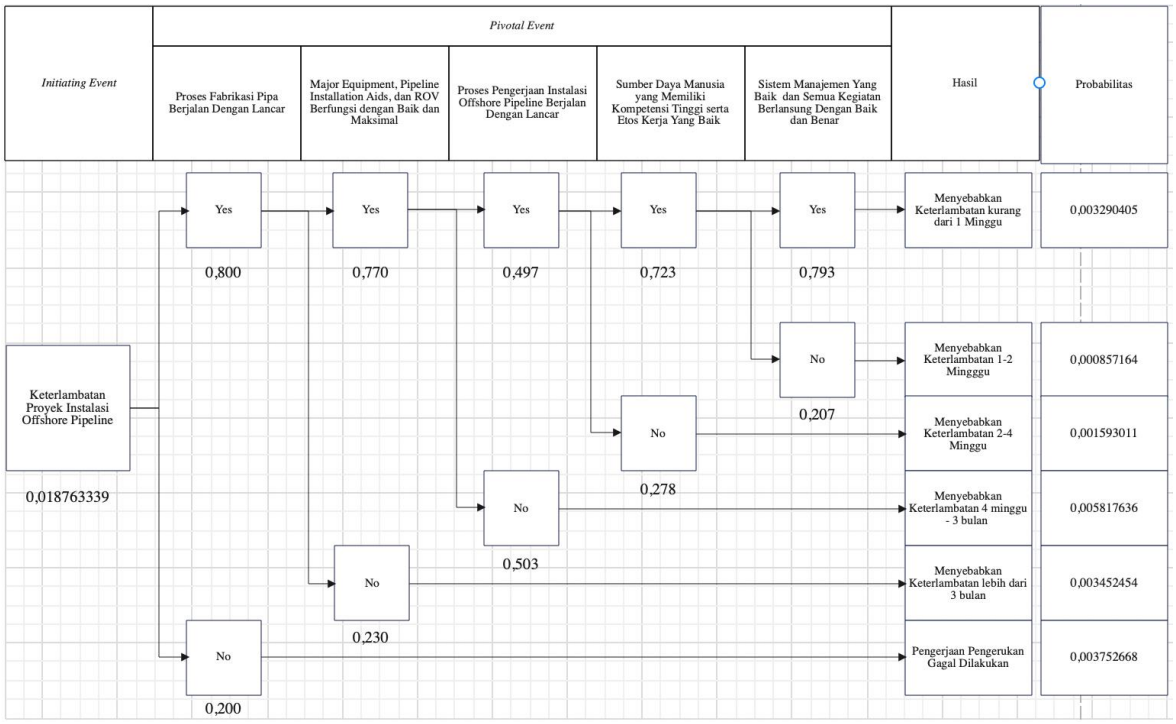
4.3.2 *Pivotal Event*

Pivotal Event adalah kejadian krusial atau kejadian penting yang berfungsi sebagai penyambung antara *initiaing event* dan juga *output* dari Event Tree Analysis. Pada penelitian ini ditemukan 5 buah *pivotal event*, *pivotal event* tersebut adalah:

1. Proses Fabrikasi Pipa Berjalan Dengan Lancar
2. Major Equipment, Pipeline Installation Aids, dan ROV Berfungsi dengan Baik dan Maksimal
3. Proses Pengerjaan Instalasi Offshore Pipeline Berjalan dengan Lancar
4. Sumber Daya Manusia yang Memiliki Kompetensi Tinggi serta Etos Kerja yang Baik
5. Sistem Manajemen yang Baik dan Semua Kegiatan Berlangsung Dengan Baik dan Benar

4.3.3 Diagram Event Tree Analysis

Seteleh dilakukan proses penentuan *initiating event*, *pivotal event*, dan pembuatan kuisioner Langkah selanjutnya adalah pembuata Diagram. Pembuatan diagram dilakukan sesusai dengan *initiating event dan pivotal event* yang telah ditentukan. Lalu dilanjutkan dengan penyesuaian dengan hasil kuisioner dan nilai probabilitas dari *initiating event* dan *semua pivotal event*. Diagram ETA dapat dilihat pada Gambar 4.9 dibawah ini.



Gambar 4. 10 Diagram Event Tree Analysis

4.3.4 *Output*

Output adalah dampak yang muncul dari *pivotal event*, *output* dibagi menjadi 6 dampak dengan masing masing tingkat keterlambatan yang berbeda. Penentuan keterlambatan didapatkan dengan diskusi dengan para ahli, dengan probabilitas yang berbeda beda mengacu kepada hasil kuisioner Event Tree Analysis. Setelah dilakukan analsisi dampak dilanjutkan dengan proses perhitungan biaya kerugian dari keterlambatan proyek dengan perhitungan denda seperti dibawah ini.

Mengacu kepada Pasal 120 Perpres 70 tahun 2012, mengenai sanksi keterlambatan, Biaya Denda Keterlambatan = (0,01% x Total Biaya Proyek) x Hari Keterlambatan.

Setelah dilakukan perhitungan untuk setiap kemungkinan dampak keterlambatan maka didapatkan kesimpulan konsekuensi biaya dibawah ini.

Tabel 4. 14 Kesimpulan Konsekuensi Biaya

Kemungkinan	Dampak Keterlambatan (Waktu)	Total Kerugian		Probability
		Minimum	Maksimum	
A	Kurang dari 1 Minggu	Rp. 417.669.238	Rp. 2.506.015.432	0,0329
B	1 – 2 Minggu	Rp. 3.341.353.909	Rp. 5.847.369.342	0,000857
C	2 – 4 Minggu	Rp. 6.265.038.580	Rp. 11.694.738.684	0,001593
D	5 Minggu – 3 Bulan	Rp. 12.112.407.922	Rp. 35.084.216.052	0,005818
E	Lebih Dari 3 Bulan	Rp. 35.501.885.291	> Rp. 35.501.885.291	0,003452
F	Proses Instalasi Offshore Pipeline Batal Dikerjakan			0,003753

Dengan penjelasan untuk Tabel 4.14 sebagai berikut:

A. Kemungkinan A: Kegiatan Instalasi Offshore Pipeline mengalami keterlambatan selama 1 – 6 hari dengan probabilitas kejadian sebesar 0,0329. Kemungkinan ini memiliki angka kerugian minimum sebesar Rp. 417.669.238 dan maksimum sebesar Rp. 2.506.015.432.

B. Kemungkinan B: Kegiatan Instalasi Offshore Pipeline mengalami keterlambatan selama 7 – 14 hari dengan probabilitas kejadian sebesar 0,000857. Kemungkinan ini memiliki angka kerugian minimum sebesar Rp. 3.341.353.909 dan maksimum Rp. 5.847.369.342

C. Kemungkinan C: Kegiatan Instalasi Offshore Pipeline mengalami keterlambatan selama 15 – 28 hari dengan probabilitas kejadian sebesar 0,001593. Kemungkinan ini memiliki angka kerugian minimum sebesar Rp. 6.265.038.580 dan maksimum Rp. 11.694.738.684.

D. Kemungkinan D: Kegiatan Instalasi Offshore Pipeline mengalami keterlambatan selama 29 – 84 hari dengan probabilitas kejadian sebesar 0,005818. Kemungkinan ini memiliki angka kerugian minimum sebesar Rp. 12.112.407.922 dan maksimum Rp. 35.084.216.052

E. Kemungkinan E: Kegiatan Instalasi Offshore Pipeline mengalami keterlambatan selama lebih dari 84 hari dengan probabilitas kejadian sebesar 0,003452. Kemungkinan ini memiliki angka kerugian minimum sebesar > Rp. 35.501.885.2912

F. Kemungkinan F: Kegiatan Instalasi Offshore Pipeline batal dilakukan dikarenakan kegagalan dalam proses fabrikasi pipa. Kemungkinan ini memiliki probabilitas sebesar 0,003753.

4.4 Pengerjaan Tahap FMEA

4.4.1 Pembuatan Tabel FMEA

Dalam pembuatan Tabel FMEA diperlukan adanya penilaian risiko dengan melakukan identifikasi potential effect, risk cause, dan current control terlebih dahulu berdasarkan masing-masing risiko yang telah teridentifikasi melalui metode Fault Tree Analysis. Identifikasi terhadap potensial effect diperlukan untuk mengetahui tingkat keparahan jika risiko terjadi atau severity. Identifikasi terhadap risk cause diperlukan untuk menilai seberapa sering kemungkinan suatu risiko keterlambatan dapat terjadi atau occurance. Kemudian identifikasi

terhadap current control diperlukan untuk mengukur kemampuan mendeteksi suatu risiko. dengan pihak terkait yang kompeten.

Hasil identifikasi terhadap potential effect, risk cause, dan current control dapat dilihat pada Tabel 4.15.

Tabel 4. 15 Tabel Identifikasi FMEA

Mode Kegagalan	*Effect*	*Causes*	*Current Control*
Kecacatan Pada Produksi Pipa	Kerusakan pada pipa	Welding Tidak Sempurna	Dilakukan quality control
	Kerusakan pada pipa	Rolling Tidak Sempurna	Dilakukan quality control
	Kerusakan pada pipa	Terjadi Laminasi Pada Material Pipa	Dilakukan quality control
Proses Pipelaying Terhambat	Kerusakan pada pipa	Terjadi Buckling	Dilakukan quality control
	Dapat menyebabkan kerusakan pada pipa	Keterlambatan dan kerusakan pada Pipe Laying Vessel	Dilakukan check suitability dan quality control
	Dapat menyebabkan kerusakan pada pipa	Keterlambatan dan kerusakan pada Construction & Diving Support Vessel	Dilakukan check suitability dan quality control
	Kemunduran jadwal dan dapat menyebabkan kerusakan pada pipa	Stinger mengalami Kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	Dilakukan check suitability dan quality control
	Kemunduran jadwal dan dapat menyebabkan kerusakan pada pipa	Tensioner mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	Dilakukan check suitability dan quality control
	Kemunduran jadwal dan dapat menyebabkan kerusakan pada pipa	A&R Winch mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	Dilakukan check suitability dan quality control

Tabel 4. 15 Tabel Identifikasi FMEA

Mode Kegagalan	*Effect*	*Causes*	*Current Control*
	Kemunduran jadwal dan dapat menyebabkan kerusakan pada pipa	Main Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	Dilakukan check suitability dan quality control
	Kemunduran jadwal dan dapat menyebabkan kerusakan pada pipa	Pipe Transfer Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	Dilakukan check suitability dan quality control
Proses Pipelaying Terhambat	Kemunduran jadwal dan adwal dan dapat menyebabkan kerusakan pada pipa	Pipe Hold Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	Dilakukan check suitability dan quality control
	Kemunduran jadwal dan dapat menyebabkan kerusakan pada pipa	Conveyor mengalami kerusakan / pada perlu adjustment yang memakan waktu	Dilakukan check suitability dan quality control
	Kemunduran jadwal dan dapat menyebabkan kerusakan pada pipa	Pipeline Installation Aids mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	Dilakukan check suitability dan quality control
	Terhambat proses pengerjaan proyek	Human Error	Pembuatan JSA (Job Safety Analysis)
Keterlambatan Pada Proses Hydrotest	Kerusakan pada pipa	Terjadi kegagalan pada proses hydrotest	Dilakukan quality control
	Terhambat proses pengerjaan proyek	ROV mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	Dilakukan check suitability dan quality control
Kondisi Lingkungan Kurang Mendukung	Kemunduran jadwal dan dapat menyebabkan kerusakan pada pipa	Kendala Cuaca	Quality Control
	Kerusakan pada pipa	Keadaan lingkungan diatas permukaan laut tidak baik	Quality Control
	Kerusakan pada pipa	Keadaan lingkungan dibawah laut tidak baik	Quality Control

Tabel 4. 15 Tabel Identifikasi FMEA

Mode Kegagalan	*Effect*	*Causes*	*Current Control*
Gangguan Eksternal	Terhambat proses pengerjaan	Adanya aktivitas kapal lain	Penggunaan kapal support untuk me
	Kerusakan pada pipa	Dropped object	Pengontrolan sistem
Proses Manajemen Proyek Tidak Optimal	Terhambat proses pengerjaan proyek	Transparansi Antar Pekerja Kurang Terlaksana	Pembuatan JSA (Job Safety Analysis) dan Toolbox Meeting
	Terhambat proses pengerjaan proyek	Inisiatif Dari Tenaga Kerja Kurang Optimal	Pembuatan JSA (Job Safety Analysis) dan Toolbox Meeting
	Terhambat proses pengerjaan proyek	Terjadinya Konflik Sesama Tenaga Kerja	Pembuatan JSA (Job Safety Analysis) dan Toolbox Meeting
	Terhambat proses pengerjaan proyek	Proses Inspeksi Pekerjaan Tidak Terlaksana	Pembuatan JSA (Job Safety Analysis) dan Toolbox Meeting
	Terhambat proses pengerjaan proyek	Tidak Optimalnya Proses Evaluasi Tenaga Kerja	Pembuatan JSA (Job Safety Analysis) dan Toolbox Meeting
	Terhambat proses pengerjaan proyek	Adanya Ketidakselarasan Pendapat Antara Kontraktor dan Sub kontraktor	Pembuatan JSA (Job Safety Analysis) dan Toolbox Meeting
	Terhambat proses pengerjaan proyek	Proyek Tidak Berjalan Sesuai Dengan Jadwal Awal	Pembuatan JSA (Job Safety Analysis) dan Toolbox Meeting

4.4.2 Penilaian *Severity*

Severity adalah langkah pertama untuk menganalisis risiko yaitu menghitung seberapa besar dampak intensitas kejadian mempengaruhi output proses. Dengan deskripsi dibawah ini.

Severity Rating	Description
5	Very high. Potential for great harm or death. Equipment destruction.
4	High. Harm would require medical treatment. Substantial equipment damage.
3	Moderate. Pain or discomfort. Some equipment or subsystem damage.
2	Low. Some annoyance. No noticeable performance change.
1	Negligible. End user would probably not notice

Penilaian Severity dilakukan dengan perhitungan indeks dengan rumus sebagai berikut.

$$\mathbf{S.I} = \frac{\sum_{i=1}^{5} \boldsymbol{aini}}{\mathbf{5}\boldsymbol{N}} \times \mathbf{100}\%$$

Dimana :

a = konstanta penilaian (1 s/d 5)

ni = probabilitas responden

i = 0,1,2,3,….n

N = total jumlah responden

5 = skala maksimal penilaian (1-5)

Tabel 4. 16 Tabel Severity

Sub-No	Penyebab	***Severity : tingkat dampak permasalahan***				
		1	**2**	**3**	**4**	**5**
A.1	Welding Tidak Sempurna					
A.2	Rolling Tidak Sempurna					
A.3	Terjadi Laminasi Pada Material Pipa					
B.1.1	Terjadi Buckling					
B.1.2	Keterlambatan dan kerusakan pada Pipe Laying Vessel					
B.1.3	Keterlambatan dan kerusakan pada Construction & Diving Support Vessel					
B.1.3.1	Stinger mengalami Kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.2	Tensioner mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.3	A&R Winch mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.4	Main Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.5	Pipe Transfer Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.6	Pipe Hold Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					

Tabel 4. 16 Tabel Severity

Sub-No	Penyebab	***Severity : tingkat dampak permasalahan***				
		1	**2**	**3**	**4**	**5**
B.1.3.7	Conveyor mengalami kerusakan / pada perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.8	Pipeline Installation Aids mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.4	Human Error					
B.2.1	Terjadi kegagalan pada proses hydrotest					
B.2.2	ROV mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.3.1.1	Kendala Cuaca					
B.3.1.2	Keadaan lingkungan diatas permukaan laut tidak baik					
B.3.1.3	Keadaan lingkungan dibawah laut tidak baik					
B.3.2.1	Adanya aktivitas kapal lain					
B.3.2.2	Dropped object					
C.1.1	Transparansi Antar Pekerja Kurang Terlaksana					
C.1.2	Inisiatif Dari Tenaga Kerja Kurang Optimal					
C.1.3	Terjadinya Konflik Sesama Tenaga Kerja					
C.2.1	Proses Inspeksi Pekerjaan Tidak Terlaksana					
C.2.2	Tidak Optimalnya Proses Evaluasi Tenaga Kerja					
C.3	Adanya Ketidakselarasan Pendapat Antara Kontraktor dan Sub kontraktor					
C.4	Proyek Tidak Berjalan Sesuai Dengan Jadwal Awal					

Pada Tabel 4.16 diatas dapat dilihat bahwa kejadian yang memiliki nilai severity paling tinggi ada pada Sub nomer B 2.1 yaitu Kegagalan pada hydrotest dengan nilai severity 4 dan diperlukannya manajemen resiko yang baik agar tidak berdampak besar terutama pada keterlambatan proyek instalasi offshore pipeline.

4.4.3 Penilaian *Occurance*

Penilaian Occurrence merupakan penilaian yang dilakukan untuk mengetahui berapa frekuensi dari penyebab kegagalan dalam proses instalasi offshore pipeline. Dengan penjelasa dibawah ini.

Occurrence Rating	Description
5	Very high. Almost certain to occur repeatedly.
4	High. Very likely to occur.
3	Moderate. Somewhat likely to occur occasionally.
2	Low. Would occur under rare circumstances.
1	Remote. Unlikely that failure would occur.

Penilaian Occurrence dilakukan dengan perhitungan indeks dengan rumus sebagai berikut.

$$\mathbf{O.I} = \frac{\sum_{i=1}^{5} aini}{5N} \times 100\%$$

Dimana :

a = konstanta penilaian (1 s/d 5)

ni = probabilitas responden

i = 0,1,2,3,….n

N = total jumlah responden

5 = skala maksimal penilaian (1-5)

Tabel 4. 17 Tabel Occurrence

Sub-No	Penyebab	***Occurrence : seberapa sering penyebab kesalahan terjadi***				
		1	**2**	**3**	**4**	**5**
A.1	Welding Tidak Sempurna					
A.2	Rolling Tidak Sempurna					
A.3	Terjadi Laminasi Pada Material Pipa					
B.1.1	Terjadi Buckling					
B.1.2	Keterlambatan dan kerusakan pada Pipe Laying Vessel					
B.1.3	Keterlambatan dan kerusakan pada Construction & Diving Support Vessel					
B.1.3.1	Stinger mengalami Kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.2	Tensioner mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.3	A&R Winch mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.4	Main Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.5	Pipe Transfer Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.6	Pipe Hold Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.7	Conveyor mengalami kerusakan / pada perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.8	Pipeline Installation Aids mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.4	Human Error					
B.2.1	Terjadi kegagalan pada proses hydrotest					
B.2.2	ROV mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.3.1.1	Kendala Cuaca					

Tabel 4. 17 Tabel Occurrence

Sub-No	Penyebab	*Occurrence : seberapa sering penyebab kesalahan terjadi*				
		1	**2**	**3**	**4**	**5**
B.3.1.2	Keadaan lingkungan diatas permukaan laut tidak baik					
B.3.1.3	Keadaan lingkungan dibawah laut tidak baik					
B.3.2.1	Adanya aktivitas kapal lain					
B.3.2.2	Dropped object					
C.1.1	Transparansi Antar Pekerja Kurang Terlaksana					
C.1.2	Inisiatif Dari Tenaga Kerja Kurang Optimal					
C.1.3	Terjadinya Konflik Sesama Tenaga Kerja					
C.2.1	Proses Inspeksi Pekerjaan Tidak Terlaksana					
C.2.2	Tidak Optimalnya Proses Evaluasi Tenaga Kerja					
C.3	Adanya Ketidakselarasan Pendapat Antara Kontraktor dan Sub kontraktor					
C.4	Proyek Tidak Berjalan Sesuai Dengan Jadwal Awal					

Pada Tabel 4.17 diatas dapat dilihat bahwa kejadian yang memiliki nilai *occurrence* paling tinggi ada pada Sub nomer B 3.1.1 yaitu kendala cuaca dengan nilai occurrence 4 dan diperlukannya manajemen resiko yang baik agar tidak berdampak besar terutama pada keterlambatan proyek instalasi offshore pipeline.

4.4.4 Penilaian Detection

Detection adalah penilaian yang dilakukan untuk mengetahui kemampuan mendeteksi atau mengontrol kegagalan. Dengan penjelasan dibawah ini.

Detection Rating	Description
5	Ineffective controls. Failure, effect, or hazard not detectable.
4	Controls effective only sometimes. Failure or hazard detected only sometimes.
3	Allows occasional occurrences of failure or hazardous condition.
2	Allows rare occurrences of failure or hazardous condition.
1	Almost certain the failure or hazardous condition will be detected.

Penilaian Occurrence dilakukan dengan perhitungan indeks dengan rumus sebagai berikut.

$$\mathbf{D.I} = \frac{\sum_{i=1}^{5} \boldsymbol{aini}}{\mathbf{5}\boldsymbol{N}} \times \mathbf{100\%}$$

Dimana :

a = konstanta penilaian (1 s/d 5)

ni = probabilitas responden

i = 0,1,2,3,….n

N = total jumlah responden

5 = skala maksimal penilaian (1-5)

Tabel 4. 18 Tabel Detection

Sub-No	Penyebab	***Detection : kemampuan mengontrol untuk mendeteksi penyebab risiko***				
		1	**2**	**3**	**4**	**5**
A.1	Welding Tidak Sempurna					
A.2	Rolling Tidak Sempurna					
A.3	Terjadi Laminasi Pada Material Pipa					
B.1.1	Terjadi Buckling					
B.1.2	Keterlambatan dan kerusakan pada Pipe Laying Vessel					
B.1.3	Keterlambatan dan kerusakan pada Construction & Diving Support Vessel					
B.1.3.1	Stinger mengalami Kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.2	Tensioner mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.3	A&R Winch mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.4	Main Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.5	Pipe Transfer Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.6	Pipe Hold Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.7	Conveyor mengalami kerusakan / pada perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.3.8	Pipeline Installation Aids mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.1.4	Human Error					
B.2.1	Terjadi kegagalan pada proses hydrotest					
B.2.2	ROV mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu					
B.3.1.1	Kendala Cuaca					
B.3.1.2	Keadaan lingkungan diatas permukaan laut tidak baik					
B.3.1.3	Keadaan lingkungan dibawah laut tidak baik					
B.3.2.1	Adanya aktivitas kapal lain					
B.3.2.2	Dropped object					
C.1.1	Transparansi Antar Pekerja Kurang Terlaksana					
C.1.2	Inisiatif Dari Tenaga Kerja Kurang Optimal					
C.1.3	Terjadinya Konflik Sesama Tenaga Kerja					
C.2.1	Proses Inspeksi Pekerjaan Tidak Terlaksana					

Tabel 4. 18 Tabel Detection

Sub-No	Penyebab	***Detection : kemampuan mengontrol untuk mendeteksi penyebab risiko***				
		1	**2**	**3**	**4**	**5**
C.2.2	Tidak Optimalnya Proses Evaluasi Tenaga Kerja					
C.3	Adanya Ketidakselarasan Pendapat Antara Kontraktor dan Sub kontraktor					
C.4	Proyek Tidak Berjalan Sesuai Dengan Jadwal Awal					

Pada Tabel 4.18 diatas dapat dilihat bahwa kejadian yang memiliki nilai *detection* paling tinggi adalah 3.

4.4.5 Perhitungan Risk Priority Number

Setelah didapatkan nilai *severity, occurrence, dan detection* dari masing masing kegagalan selanjutnya dilakukan perhitungan Risk Priority Number dengan rumus sebagai berikut:

$$RPN = S \times O \times D$$

Dengan Keterangan:

S: Severity

O: Occurrence

D: Detection

Melalui RPN akan didapatkan bentuk kegagalan yang mendapatkan prioritas perbaikan nilai yang tertinggi, dengan detail nilai RPN tiap kegagalan dicantumkan pada Tabel 4.17 dibawah.

Tabel 4. 19 Tabel Perhitungan RPN

Mode Kegagalan	*Sub - No*	*Causes*	RPN
Kecacatan Pada Produksi Pipa	A.1	Welding Tidak Sempurna	8
	A.2	Rolling Tidak Sempurna	8
	A.3	Terjadi Laminasi Pada Material Pipa	8
Proses Pipelaying Terhambat	B.1.1	Terjadi Buckling	12
	B.1.2	Keterlambatan dan kerusakan pada Pipe Laying Vessel	18
	B.1.3	Keterlambatan dan kerusakan pada Construction & Diving Support Vessel	16
	B.1.3.1	Stinger mengalami Kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	36
	B.1.3.2	Tensioner mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	18
	B.1.3.3	A&R Winch mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	8
	B.1.3.4	Main Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	8
	B.1.3.5	Pipe Transfer Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	12

Tabel 4. 19 Tabel Perhitungan RPN

Mode Kegagalan	*Sub - No*	*Causes*	RPN
	B.1.3.6	Pipe Hold Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	18
	B.1.3.7	Conveyor mengalami kerusakan / pada perlu adjustment yang memakan waktu	18
	B.1.3.8	Pipeline Installation Aids mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	18
	B.1.4	Human Error	18
Keterlambatan Pada Proses Hydrotest	B.2.1	Terjadi kegagalan pada proses hydrotest	16
	B.2.2	ROV mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	27
Kondisi Lingkungan Kurang Mendukung	B.3.1.1	Kendala Cuaca	36
	B.3.1.2	Keadaan lingkungan diatas permukaan laut tidak baik	27
	B.3.1.3	Keadaan lingkungan dibawah laut tidak baik	27
Gangguan Eksternal	B.3.2.1	Adanya aktivitas kapal lain	12
	B.3.2.2	Dropped object	27
Proses Manajemen Proyek Tidak Optimal	C.1.1	Transparansi Antar Pekerja Kurang Terlaksana	12
	C.1.2	Inisiatif Dari Tenaga Kerja Kurang Optimal	8
	C.1.3	Terjadinya Konflik Sesama Tenaga Kerja	8
	C.2.1	Proses Inspeksi Pekerjaan Tidak Terlaksana	8
	C.2.2	Tidak Optimalnya Proses Evaluasi Tenaga Kerja	8
	C.3	Adanya Ketidakselarasan Pendapat Antara Kontraktor dan Sub kontraktor	8
	C.4	Proyek Tidak Berjalan Sesuai Dengan Jadwal Awal	18

Dari hasil perhitungan RPN diatas maka dapat disimpulkan bahwa kejadian yang memiliki nilai Risk Priority Number (RPN) yang terbesar dengan nilai 36 yaitu, Stinger mengalami Kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu dengan Sub B 1.3.1 dan Kendala Cuaca dengan nomer Sub B 3.2.1.

4.5 Risk Matrix

Setelah dilakukan proses perhitungan nilai resiko dengan menggunakan pergitungan Risk Priority Number, tahap selanjutnya adalah mengategorikan semua resiko yang telah terdeteksi agar semua mode kegagalan yang teridentifkasi dapat diterima. Hal ini dilakukan dengan cara melakukan plotting dengan Risk Matrix. Dengan Risk Matrix seperti dibawah ini.

Tabel 4. 20 Risk Matrix

Occurrence	5					
	4					
	3		**11,14,17**	**12,15,21, 22,23,25**	**7,18**	
	2		**1,2,3,9,10, 26,27,28**	**4,5,13,16 20,24,29**	**6,19**	
	1					
		1	2	3	4	5
	Severity					

Dengan keterangan sebagai berikut:

	Tidak dapat diterima
	Diperlukan pengendalian resiko
	Diterima

Pada Tabel 4.20 diatas digambarkan Risk Matrix untuk resiko keterlambatan pada proses instalasi offshore pipeline dengan acuan warna dan bentuk dari risk matrix mengacu kepada DNV-RP-F107.

4.6 Proses Evaluasi Resiko

4.6.1 *Risk Mapping*

Setelah mendapatkan nilai RPN dilanjutkan dengan pemetaan untuk setiap risiko yang telah teridentifikasi. Pemetaan risiko dibagim menjadi tiga tingkatan kategori yaitu; *high risk*, *medium risk*, serta *low risk*. Ditemukan persentase untuk *high risk* adalah 6 %, *medium risk* 27%, dan *low* risk 67%. Dengan hasil pemetaan tersebut perusahaan dapat menentukan risiko mana yang akan ditangani agar tidak menimbulkan kerugian besar bagi perusahaan.

4.6.2 Penentuan Rencana Mitigasi

Setelah ditentukan prioritas dari setiap risiko kemudian dilakukan pembuatan *risk mitigation*. Dalam pembuatan rencana *risk mitigation*, penulis menentukan rencana mitigasi serta berdiskusi dengan pihak perusahaan. Pembuatan rencana mitigasi dilakukan untuk risiko yang telah teridentifikasi. Sedangkan penentuan prioritas risiko dapat digunakan oleh perusahaan sebagai bahan pertimbangan perusahaan dalam menentukan keputusan atau langkah yang akan diambil. Berikut merupakan rencana mitigasi risiko.

4.6.2.1 Keterlambatan dan Kerusakan pada Construction & Diving Support Vessel

Kegiatan suitability survey atau uji kelayakan dengan bantuan dari pihak surveyor independent atau *marine warranty surveyor* diperlukan agar equipments yang digunakan dalam kegiatan proyek instalasi offshore pipeline dapat bekerja dengan maksimal dan memastikan tidak ada kerusakan atau kecacatan. Hal ini perlu dilakukan untuk menanggulangi atau mencegah terjadinya keruskan pada Construction & Diving Support Vessel.

4.6.2.2 Stinger Mengalami Kerusakan

Kegiatan suitability survey atau uji kelayakan dengan bantuan dari pihak surveyor independent atau *marine warranty surveyor* diperlukan agar equipments yang digunakan dalam kegiatan proyek instalasi offshore pipeline dapat bekerja dengan maksimal dan memastikan tidak ada kerusakan atau kecacatan. Hal ini perlu dilakukan untuk menanggulangi atau mencegah terjadinya keruskan pada Stinger.

4.6.2.3 Pipe Hold Crane Mengalami Kerusakan

Kegiatan suitability survey atau uji kelayakan dengan bantuan dari pihak surveyor independent atau *marine warranty surveyor* diperlukan agar equipments yang digunakan dalam kegiatan proyek instalasi offshore pipeline dapat bekerja dengan maksimal dan memastikan tidak ada kerusakan atau kecacatan. Hal ini perlu dilakukan untuk menanggulangi atau mencegah terjadinya keruskan pada Pipe Hold Crane.

4.6.2.4 Human Error

Human error merupakan permasalahan yang sangat spesifik karena kegagalan ini terjadi akibat kelalaian dari tenaga kerja, hal ini memiliki dampak yang besar bagi keberlangsungan kegiatan instalasi offshore pipeline. Karena hal ini dapat terjadi pada setiap kegiatan operasi selama proyek instalasi offshore pipeline sedang berjalan. Cara untuk menanggulangi terjadinya Human Error salah satunya adalah dengan dilakukannya Job Safety Analaysis dan Toolbox Meeting setiap pergantian shift.

4.6.2.5 Kendala Cuaca

Kendala cuaca merupakan sebuah resiko yang dapat muncul kapan saja dan sulit untuk di perkirakan. Kendala cuaca juga memiliki kemungkinan keajadian yang cukup besar maka dari itu diperlukan suatu cara untuk pengendalian resiko yang berkaitan dengan adanya kendala cuaca. Cara pengendalian resiko yang digunakan adalah dengan cara melakukan analisis menggunakan software offpipe untuk mengetahui weather limitation serta melakukan penyesuaian jadwal *offshore campaign* dengan *schedule weather window* yang memungkinkan untuk melakukan kegiatan instalasi.

4.6.2.6 Keadaan Lingkungan Diatas Permukaan Laut Tidak Baik

Sama halnya dengan kendala cuaca, Keadaan Lingkungan Diatas Permukaan Laut Tidak Baik juga merupakan salah satu resiko yang memiliki kemungkinan kejadian yang cuup besar. Dan sama halnya dengan Kendala Cuaca proses pengendalian resiko dari Keadaan Lingkungan Diatas permukaan Laut Tidak Baik dilakukan dengan melakukan analisis menggunakan software offpipe untuk mengetahui weather limitation serta melakukan penyesuaian jadwal *offshore campaign* dengan *schedule weather window* yang memungkinkan untuk melakukan kegiatan instalasi.

4.6.2.7 Aktivitas Kapal Lain

Adanya aktivitas kapal lain dapat mengganggu berjalannya kegiatan instalasi offshore pipeline, hal tersebut dapat mengakibatkan terjadinya keterlambatan proyek instalasi offshore pipeline dan diperlukan rencana pengendalian resiko agar tidak mengakibatkan keterlambatan proyek instalasi offshore pipeline. Pengendalian resiko dari adanya aktivitas kapal lain adalah dengan menyiapkan kapal support yang ditugaskan untuk mencegah adanya aktivitas kapal lain dalam jalur pengerjaan instalasi *offshore pipeline*.

4.6.2.8 *Dropped Object*

Dropped object merupakan salah satu kejadian yang memiliki dampak besar bagi kelangsungan proyek instalasi *offshore pipeline*, bukan hanya kerugian materi tetapi juga

permasalahan keamanan bagi para tenaga kerja juga sangat besar. Oleh karena itu untuk menanggulangi kejadian ini terjadi perlu dilakukan rencana pengendalian resiko. Rencana pengendalian resiko untuk *Dropped Object* adalah dengan cara pembuatan procurement dan juga melakukan analisis lifting yang komperhensif dan disetujui oleh MWS atau *Marine Warranty Surveyor*.

4.6.2.9 Transparansi Antar Pekerja Kurang Terlaksana

Cara menanggulangi permasalahan antara tenaga kerja dapat dilakukan dengan adanya Toolbox Meeting. Toolbox Meeting dapat mencairkan suasana antara pekerja dan dapat menjadi sarana diskusi antar tenaga kerja.

4.6.2.10 Adanya Konflik Antar Pekerja

Cara menanggulangi permasalahan antara tenaga kerja dapat dilakukan dengan adanya Toolbox Meeting. Toolbox Meeting dapat mencairkan suasana antara pekerja dan dapat menjadi sarana diskusi antar tenaga kerja. Apabila ada konflik yang berlangsung antara tenaga kerja dapat dilakukan pula meeting dan diskusi saat off shift.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil dari analisa data dan pembahasan pada bab sebelumnya, berikut merupakan kesimpulan yang dapat diambil dari tugas akhir kali ini:

1. Setelah melakukan identifikasi kegagalan pada proses instalasi *offshore pipeline* ditemukan 29 resiko yang dapat menyebabkan keterlambatan dengan resiko – resiko tersebut adalah:
    a. Welding Tidak Sempurna
    b. Rolling Tidak Sempurna
    c. Terjadi Laminasi Pada Material Pipa
    d. Terjadi Buckling
    e. Keterlambatan dan kerusakan pada Pipe Laying Vessel
    f. Keterlambatan dan kerusakan pada Construction & Diving Support Vessel
    g. Stinger mengalami Kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
    h. Tensioner mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
    i. A&R Winch mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
    j. Main Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
    k. Pipe Transfer Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
    l. Pipe Hold Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
    m. Conveyor mengalami kerusakan / pada perlu adjustment yang memakan waktu
    n. Pipeline Installation Aids mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
    o. Human Error
    p. Terjadi kegagalan pada proses hydrotest
    q. ROV mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu
    r. Kendala Cuaca
    s. Keadaan lingkungan diatas permukaan laut tidak baik
    t. Keadaan lingkungan dibawah laut tidak baik
    u. Adanya aktivitas kapal lain
    v. Dropped object

w. Transparansi Antar Pekerja Kurang Terlaksana

x. Inisiatif Dari Tenaga Kerja Kurang Optimal

y. Terjadinya Konflik Sesama Tenaga Kerja

z. Proses Inspeksi Pekerjaan Tidak Terlaksana

aa. Tidak Optimalnya Proses Evaluasi Tenaga Kerja

bb. Adanya Ketidakselarasan Pendapat Antara Kontraktor dan Sub kontraktor

cc. Proyek Tidak Berjalan Sesuai Dengan Jadwal Awal

2. Dampak yang diakibatkan dari keterlambatan proyek adalah terjadinya keterlambatan proyek 5 Minggu – 3 Bulan dengan total kerugian sebesar Rp. 12.112.407.922 ~ Rp. 35.084.216.052.

3. Pada perhitungan *Risk Priority Number* dapat diketahui bahwa terdapat beberapa moda kegagalan yang memiliki RPN tinggi atau diatas rata-rata adalah Stinger Mengalami Kerusakan dan Kendala Cuaca dengan Nilai RPN 36 dan ditemukan 10 resiko yang harus dilakukan pengendalian, yaitu:

   a. Keterlambatan dan Kerusakan pada Construction & Diving Support Vessel, dilakukan Suitability Survey dengan bantuan pihak surveyor independent atau MWS (*Marine Warranty Sureveyor).*

   b. Stinger Mengalami Kerusakan, dilakukan Suitability Survey dengan bantuan pihak surveyor independent atau MWS (*Marine Warranty Sureveyor).*

   c. Pipe Hold Crane Mengalami Kerusakan, dilakukan Suitability Survey dengan bantuan pihak surveyor independent atau MWS (*Marine Warranty Sureveyor).*

   d. Human Error, dilakukan pembuatan *Job Safety Analysis* dan *Toolbox Meeting*.

   e. Kendala Cuaca, dilakukan analisis menggunakan *software offpipe* untuk mengetahui *weather limitation* dan juga menyesuaikan jadwal kegiatan *offshore campaign* dengan *schedule weather window* yang memungkinkan untuk dilakukan kegiatan *offshore campaign*.

   f. Keadaan Lingkungan Diatas Permukaan Laut Tidak Baik, dilakukan analisis menggunakan *software offpipe* untuk mengetahui *weather limitation* dan juga menyesuaikan jadwal kegiatan *offshore campaign* dengan *schedule weather window* yang memungkinkan untuk dilakukan kegiatan *offshore campaign*.

   g. Aktivitas Kapal Lain, menyiapkan kapal support yang ditugaskan untuk mencegah adanya aktivitas kapal lain dalam jalur pengerjaan instalasi offshore pipeline.

   h. Dropped Object, cara pembuatan procurement dan juga melakukan analisis lifting yang komperhensif dan disetujui oleh MWS atau *Marine Warranty Surveyor.*

i. Transparansi Antar Pekerja Kurang Terlaksana, dilakukan pembuatan *Job Safety Analysis* dan *Toolbox Meeting*.

j. Adanya Konflik Antar Pekerja, dilakukan pembuatan *Job Safety Analysis* dan *Toolbox Meeting*.

5.2 Saran

Berdasarkan hasil analisis data dan pembahasan pada tugas akhir kali ini, penulis akan memberikan saran sebagai bahan pertimbangan untuk penelitian selanjutnya yang berkaitan dengan analisis risiko keterlambatan, diantaranya sebagai berikut:

1. Peningkatan jumlah responden untuk mendapatkan hasil yang lebih pasti dan dengan sudut pandang yang berbeda.
2. Penggunaaan metode lain dalam proses analisis dampak agar mendapatkan variasai hasil yang lebih variatif.

(*Halaman ini sengaja dikosongkan)*

DAFTAR PUSTAKA

Adris. A. Putra, Susanti Djalante. (2016). PENGEMBANGAN INFRASTRUKTUR PELABUHAN DALAM MENDUKUNG PEMBANGUNAN BERKELANJUTAN. *Jurnal Ilmiah Media Engineering*, 434.

Aldin, I. (2017). ANALISA PEMILIHAN METODE PENGERUKAN DI AREA TERTUTUP CANAL WATER INTAKE PLTU BANTEN 3 LONTAR. *Jurnal Tugas Akhir Teknik Kelautan ITS*.

Alijoyo, A., Wijaya, B., & Jacob, I. (2018). *Bow Tie Analysis.*

Alijoyo, A., Wijaya, B., & Jacob, I. (2021). *Event Tree Analysis.*

Almahdy, I., & Prianto, C. (2008). Penjadwalan Projek Dengan Metode CPM dan Slope Calculation (Studi Kasus pada Perusahaan Industri Rekayasa dan Konstruksi). *Jurnal SINERGI, 12*(4).

Alsuliman, J. (2019). Causes of delay in Saudi public construction Project. *Alexandria Engineering Journal*(58), 801-808.

Auzary, S., Badawi, F. K., Bimbault, L., Rabier, J., Gaboriaud, J. R., & Goudeau, P. (1997). *J. Phys. III, 35*.

Badu, S. (1990). *Analisis* .... Universitas Indonesia, Chemistry, Jakarta.

Dissipative Processes in Tribology. (1994). In G. G. Dalmas (Ed.), *Tribology Series* (p. 223). Amsterdam.

Ebrahemzadih, M., Halvani, G. H., Shahmoradi, B., & Giahi, O. (2014). Assessment and Risk Management of Potential Hazards by Failure Modes and Effect Analysis (FMEA) Method in Yazd Steel Complex. *Open Journal of Safety Science and Technology, 4*(http://dx.doi.org/10.4236/ojsst.2014.43014), 129 - 131.

Erdemir, A., Bindal, C., Pagan, J., & Wilbur, P. (1995). *Surf. Coat Technol., 559*, 76-77.

Ericson, C. A. (2016). *Hazard Analysis Techniques For System Safety* (2nd ed.). New Jersey: Wiley .

Favier, J. J., & Camel, D. (1986). Proceeding of The Eight International Conference on Crystal Growth., (p. 50). York, UK.

Ferdiana, T., & Priadythama, I. (2015). ANALISIS DEFECT MENGGUNAKAN METODE FAULT TREE ANALYSIS (FTA) BERDASARKAN DATA GROUND FINDING SHEET (GFS) PT. GMF AEROASIA.

Guo, B., Song , S., Chacko, J., & Ghalambor, A. (2005). *Offshore Pipeline.* Oxford: Gulf Professional Publishing.

Heizer, J., & Render, B. (2014). *Principles of Operations Management* (11th Edition ed.). Texas: Pearson.

Herdianti, W. A. (2016). *Perencanaan Proyek Pipa Transmisi Gas Gresik-Semarang.* Surabaya: Tugas Akhir S-1 Departemen Teknik Kelautan Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Hlali, A., & Hammami, S. (2017). Seaport Concept and Services Characteristics: Theoretical Test. *The Open Transportation Journal*(11), 120-122.

Husen, A. (2010). *Manajemen Proyek.* Yogyakarta: ANDI.

Husen, A. (2010). *Manajemen Proyek* (2nd ed.). Serpong: C.V Andi Offset.

Kang, J., Sun, L., & Soares, C. G. (2018). Fault Tree Analysis of floating offshore wind turbines. *Renewable Energy*, 1-13.

Kurniawan, R. (2015). *Studi Keterlambatan Proyek Pembangunan Kapal Kargo Dengan Metode Bow-Tie Analysis.* Surabaya: Tugas Akhir S-1 Departemen Teknik Kelautan Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Levis, & Artheley. (1996). *Delay Construction.* Langford: Cahner Books International.

Levis, & Atherley. (1996). *Delay Construction.* Langford.

Mahendra, J. (2014). CUTTER SUCTION DREDGER DAN JENIS MATERIAL (PADA PEKERJAAN CAPITAL DREDGING PEMBANGUNGAN PELABUHAN TELUK LAMONGAN).

McDermott, R. E., Mikulak, R. J., & Beauregard, M. R. (2008). *The Basics of FMEA* (2nd ed.). Florida: Taylor & Francis Group.

McIntosh, G. (2009). Risk Management in the Operations of a Subsea Pipeline. *Principle Subsea and Pipelines, 115*.

Nurhayati. (2010). *Manajemen Proyek.* Yogyakarta: Graha Ilmu.

Oil States Industries, Inc. (2022, January 30). *Subsea Pipeline Products*. Retrieved from oilstates.com: https://oilstates.com/offshore/subsea-pipeline-products/

Padaga, L. K. (2018). *Penjadwalan Berdasarkan Analisis Faktor-Faktor Penyebab Keterlambatan Proyek Reparasi Kapal: Studi Kasus MV. Blossom.* Surabaya: Tugas Akhir S-1 Departemen Teknik Kelautan Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Palik (Ed), D. (1991). *Handbook of Optical Constant of Solids II* (3rd ed ed.). New York: Academic Press.

Perry, C. H., Lu, F., Namavar, F., Kalkhoran, N. M., & Soref, R. A. (1991). Material Res. Soc. Symp. Proc. 256., (p. 153). Toronto.

Pinori, M. (2015). ANALISIS FAKTOR KETERLAMBATAN PENYELESAIAN PROYEK KONSTRUKSI GEDUNG TERHADAP MUTU, BIAYA DAN WAKTU DI DINAS PEKERJAAN UMUM KOTA MANADO . *Jurnal Ilmiah Media Engineering , V*(2), 283-293.

PMBOK Guide. (2013). *A Guide to the Project Management Body of Knowledge* (Fifth Edition ed.). New Jersey: Project Management Institute.

Pratama, E. (2020). ANALISA KETERLAMBATAN DAN PENENTUAN TENAGA KERJA PADA PEMBANGUNAN STRUKTUR STP MATING CONE MODULE “KAKINADA”. *Jurnal Tugas Akhir Teknik Kelautan ITS*.

Project Management Institute. (2013). *A Guide to the Project Management Body of Knowledge* (5th ed.). Pennsylvania: Project Management Institute, Inc.

Redana, F. (2016). ANALISA KETERLAMBATAN PADA PROYEK PEMBANGUNAN JACKET STRUCTURE. *Jurnal Tugas Akhir Teknik Kelautan ITS*.

Rizkiansyah, M. (2020). ANALISIS PERBANDINGAN BIAYA KAPAL KERUK PADA PEKERJAAN PENGERUKAN DI ALUR PELABUHAN BANDAR BAKAU JAYA BANTEN. *Jurnal Tugas Akhir Program Studi Teknik Sipil Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan Institut Teknologi Nasional*.

Rosyid, D. M. (Pengantar Rekayasa Keandalan). *Pengantar Rekayasa Keandalan.* Surabaya: Airlangga University Press.

Sadira, B., Windupranata, W., & Bachri, S. (2016). Identifikasi dan Klasifikasi Variabel Untuk Desain Lokasi dan Rute Pipa Bawah Laut . *ITB Indonesian Journal of Geospatial , 05*(1), 52-69.

Safri, A. (2018). *Analisa Percepatan Waktu Proyek Instalasi.* Surabaya: Tugas Akhir S-1 Departemen Teknik Kelautan Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Santosa, B. (2009). *MANAJEMEN PROYEK: Konsep & Implementasi* (1st ed.). Surabaya: Graha Ilmu.

Soegiono. (2007). *Pipa Laut.* Surabaya: Airlangga University Press.

Suppramaniam, S. K., Ismail, S., & Suppramaniam, S. (2018). Causes of delay in the construction phase of oil and gas projects in Malaysia. *International Journal of Engineering & Technology, 7*(2.29), 203-209.

Sze, S. M. (1981). *The Physics of Semiconductor Devices.* New York: Wiley.

Teguh, R., & Sudiadi. (2015). *Manajemen Proyek.* Palembang.

Triatmodjo, B. (2010). *Perencanaan Pelabuhan.* Yogyakarta: Beta Offset Yogyakarta.

Uddin, A., Ahmad, S. K., & Danish, M. (2017). TYPES AND CAUSES IN CONSTRUCTION DELAYS. *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET), IV*(7), 2236-2242.

Weiss, L. (1999). *Instruction to Authors*. Retrieved from http://www.elsevier.com/authors.htm

Wijayanto, A. T. (2014). ANALISIS PERBANDINGAN FAKTOR - FAKTOR PENYEBAB KETERLAMBATAN PENGERJAAN PROYEK KONSTRUKSI DI PROVINSI JATENG DAN DIY. *Jurnal Tugas Akhir Program Studi Teknik Sipil Fakultas Teknik Sipil Universitas Atma Jaya Yogyakarta*.

WIJOYO, P. H. (2012). TERMINAL PENUMPANG KAPAL LAUT PELABUHAN “HARBOUR BAY” PULAU BATAM. 15.

Wiryawan, P. P. (2016). *Analisa Keterlambatan Proyek Pembangunan Dermaga Pelabuhan Laut Calang.* Surabaya: Tugas Akhir S-1 Departemen Teknik Kelautan Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Yamagishi, H., Hiroe, A., Nishio, H., Miki, K., Tsuge, K., & Tawada, Y. (1993). *US Patent No. 5264710.*

Yuwono, E., & Sabaruddin, M. (2014). Kajian Pengerukan Waduk Sengguruh Kepanjen Kabupaten Malang. *JURNAL TEKNOLOGI TERPADU, II*(1), 46-54.

Zhang, Z., Wu, F., Zandvliet, H., Poelsema, B., Metiu, H., & Lagally, G. M. (1995). *Phys. Rev.Le, 74*.

LAMPIRAN

	1	2	3	4	5	Total						MIN CUT SET		
A.1.	2,19512E-05	1,70732E-05	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-05	0,0000121								
A.2	0,002195122	1,70732E-06	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-05	0,0004437	A	0,0005043	A	0,0005043	A	0,0005043		
A.3	0,000219512	1,70732E-06	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-05	0,0000485								
B.1.1	2,19512E-06	1,70732E-05	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-06	0,0000051	B.1.1	0,0000051						
B.1.2	0,002195122	1,70732E-05	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-05	0,0004467	B.1.2	0,0004467						
B.1.3	0,000219512	0,000170732	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-06	0,0000793	B.1.3	0,0000793						
B.1.4	0,002195122	0,000170732	2,19512E-05	2,19512E-06	1,70732E-05	0,0004814	B.1.4	0,0004814						
B.1.3.1	2,19512E-05	1,70732E-05	2,19512E-05	2,19512E-06	1,70732E-05	0,0000160								
B.1.3.2	0,002195122	0,000170732	2,19512E-05	2,19512E-06	1,70732E-05	0,0004814			i Aryo N_cdh (1)	0,002051662				
B.1.3.3	2,19512E-05	0,000170732	2,19512E-05	2,19512E-06	1,70732E-05	0,0000468								
B.1.3.4	2,19512E-05	0,000170732	2,19512E-05	2,19512E-06	1,70732E-05	0,0000468	B.1.3	0,001040521						
B.1.3.5	2,19512E-05	0,000170732	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-06	0,0000398								
B.1.3.6	2,19512E-05	0,000170732	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-06	0,0000398					B	0,0169214		
B.1.3.7	2,19512E-05	1,70732E-05	2,19512E-05	2,19512E-06	1,70732E-05	0,0000160								
B.1.3.8	2,19512E-05	0,001707317	2,19512E-05	2,19512E-06	1,70732E-05	0,0003541							Top Event	0,018763339
B.2.1	2,19512E-05	1,70732E-05	2,19512E-06	2,19512E-05	1,70732E-06	0,0000130	B.2.1	0,0000130						
B.2.2	0,000219512	0,001707317	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-06	0,0003866	B.2.2	0,0003866						
B.3.1.1	0,002195122	0,001707317	2,19512E-05	0,02195122	1,70732E-05	0,0051785			B.3	0,014848361				
B.3.1.2	0,002195122	0,000170732	2,19512E-06	0,02195122	1,70732E-06	0,0048642	B.3.1	0,0144488						
B.3.1.3	0,000219512	0,000170732	2,19512E-05	0,02195122	1,70732E-05	0,0044761								
B.3.2.1	2,19512E-05	1,70732E-05	2,19512E-06	2,19512E-05	1,70732E-06	0,0000130	B.3.2	5,27317E-05	B.4	5,27317E-05				
B.3.2.2	2,19512E-05	0,000170732	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-06	0,0000398								
C.1.1	0,000219512	1,70732E-05	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-06	0,0000485								
C.1.2	2,19512E-05	0,000170732	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-06	0,0000398	C.1	9,33635E-05						
C.1.3	2,19512E-06	1,70732E-05	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-06	0,0000051								
C.2.1	2,19512E-05	1,70732E-05	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-06	0,0000090	C.2	5,7561E-05	C	0,00137007	C	0,00137007		
C.2.2	0,000219512	1,70732E-05	2,19512E-06	2,19512E-06	1,70732E-06	0,0000485								
C.3.1	0,000219512	0,001707317	2,19512E-06	2,19512E-05	1,70732E-06	0,0003905	C.3	0,000391						
C.4	0,002195122	0,001707317	2,19512E-05	0,000219512	1,70732E-06	0,0008291	C.4	0,000829						

Lampiran 1 Hasil Perhitungan FTA

Pivotal Event	Nama Kejadian	Probabilitas	
		Yes	No
Proses Fabrikasi Pipa Berjalan Dengan Lancar	Proses Fabrikasi Pipa Berjalan Dengan Lancar		
Proses Pengerjaan Instalasi Offshore Pipeline Berjalan Dengan Lancar	Proses Pipelaying Berjalan Dengan Lancar		
	Proses Hydrotest Berjalan Dengan Lancar		
	Keadaan Lingkungan Memadai untuk melakukan proses instalasi		
Sistem Manajemen Yang Baik dan Semua Kegiatan Berlansung Dengan Baik dan Benar	Pengerjaan Proyek Sesuai *schedule*		
	Koordinasi antar pekerja berjalan dengan baik		
	Evaluasi pekerjaan dilaksanakan dengan baik		
	Pengawasan proyek berjalan dengan baik		
Sumber Daya Manusia yang Memiliki Kompetensi Tinggi serta Etos Kerja Yang Baik	Tenaga kerja memiliki kompetensi dan keahlian yang tinggi		
	Tidak terjadi kekurangan man power		
	Kedisiplinan tenaga kerja terhadap Keamanan dan Keselamatan Kerja baik		
Major Equipment, Pipeline Installation Aids, dan ROV Berfungsi Dengan Baik dan Maksimal	Equipments bekerja dengan baik dan maksimal		
	Equipments yang digunakan memiliki spesifikasi yang sesuai		
	Major Equipment, Pipeline Installation Aids, dan ROV siap digunakan saat Prose Instalasi		

Lampiran 2 Kuisioner Event Tree Analysis

		1	2	3	4	5		
Proses Fabrikasi Pipa Berjalan Dengan Lancar	Proses Fabrikasi Pipa Berjalan Dengan Lancar	0,9	0,75	0,8	0,75	0,8	**0,800**	0,200
Major Equipment, Pipeline Installation Aids, dan ROV Berfungsi dengan Baik dan Maksimal	Equipments bekerja dengan baik dan maksimal	0,8	0,65	0,7	0,7	0,65	**0,770**	0,230
	Equipments yang digunakan memiliki spesifikasi yang sesuai	0,95	0,8	0,7	0,8	0,7		
	Major Equipment, Pipeline Installation Aids, dan ROV siap digunakan saat Prose Instalasi	0,9	0,8	0,9	0,7	0,8		
Proses Pengerjaan Instalasi Offshore Pipeline Berjalan Dengan Lancar	Proses Pipelaying Berjalan Dengan Lancar	0,9	0,7	0,8	0,8	0,8	**0,497**	0,503
	Proses Hydrotest Berjalan Dengan Lancar	0,7	0,6	0,7	0,55	0,6		
	Keadaan Lingkungan Memadai untuk melakukan proses instalasi	0,7	0,7	0,7	0,7	0,65		
Sistem Manajemen Yang Rapih dan Berjalan Dengan Baik dan Benar	Pengerjaan Proyek Sesuai schedule	0,7	0,6	0,6	0,8	0,8	**0,723**	0,278
	Komunkasi dan Keselarasan antar tenaga kerja baik	0,9	0,8	0,8	0,85	0,8		
	Proses Penilaian pekerjaan terlaksana dengan baik	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6		
	Proyek diawasi dengan maksimal dan pemantauan pekerjaan terlaksana dengan baik dan efektif	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8		
Sumber Daya Manusia yang Memadai dan Bekerja Secara Maksimal	Tenaga kerja memiliki kompetensi dan keahlian yang	0,9	0,9	0,8	0,75	0,8	**0,793**	0,207
	Tidak terjadi kekurangan man power	0,95	0,7	0,7	0,8	0,8		
	Keamanan dan Keselamatan Kerja baik	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8		

Lampiran 3 Hasil perhitungan probability ETA

Sub-No	Penyebab	*Severity : tingkat dampak permasalahan*					*Occurrence : seberapa sering penyebab kesalahan terjadi*					*Detection : kemampuan mengontrol untuk mendeteksi*				
		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
A.1	Welding Tidak Sempurna															
A.2	Rolling Tidak Sempurna															
A.3	Terjadi Laminasi Pada Material Pipa															
B.1.1	Terjadi Buckling															
B.1.2	Keterlambatan dan kerusakan pada Pipe Laying Vessel															
B.1.3	Keterlambatan dan kerusakan pada Construction & Diving Support Vessel															
B.1.3.1	Stinger mengalami Kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu															
B.1.3.2	Tensioner mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu															
B.1.3.3	A&R Winch mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu															
B.1.3.4	Main Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu															
B.1.3.5	Pipe Transfer Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu															
B.1.3.6	Pipe Hold Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu															
B.1.3.7	Conveyor mengalami kerusakan / pada perlu adjustment yang memakan waktu															
B.1.3.8	Pipeline Installation Aids mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu															
B.1.4	Human Error															
B.2.1	Terjadi kegagalan pada proses hydrotest															
B.2.2	ROV mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu															
B.3.1.1	Kendala Cuaca															
B.3.1.2	Keadaan lingkungan diatas permukaan laut tidak baik															
B.3.1.3	Keadaan lingkungan dibawah laut tidak baik															
B.3.2.1	Adanya aktivitas kapal lain															
B.3.2.2	Dropped object															
C.1.1	Transparansi Antar Pekerja Kurang Terlaksana															
C.1.2	Inisiatif Dari Tenaga Kerja Kurang Optimal															
C.1.3	Terjadinya Konflik Sesama Tenaga Kerja															
C.2.1	Proses Inspeksi Pekerjaan Tidak Terlaksana															
C.2.2	Tidak Optimalnya Proses Evaluasi Tenaga Kerja															
C.3	Adanya Ketidakselarasan Pendapat Antara Kontraktor dan Sub kontraktor															
C.4	Proyek Tidak Berjalan Sesuai Dengan Jadwal Awal															

Lampiran 4 Kuisioner FMEA

Sub-No	PENYEBAB	INDEKS PENILAIAN RESIKO			RATING INDEKS			RPN
		S	O	D	S	O	D	
A.1	Welding Tidak Sempurna	36%	28%	36%	2	2	2	8
A.2	Rolling Tidak Sempurna	32%	24%	36%	2	2	2	8
A.3	Terjadi Laminasi Pada Material Pipa	36%	32%	32%	2	2	2	8
B.1.1	Terjadi Buckling	56%	36%	28%	3	2	2	12
B.1.2	Keterlambatan dan kerusakan pada Pipe Laying Vessel	60%	36%	40%	3	2	3	18
B.1.3	Keterlambatan dan kerusakan pada Construction & Diving Support Vessel	60%	32%	36%	4	2	2	16
B.1.3.1	Stinger mengalami Kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	60%	36%	44%	4	3	3	36
B.1.3.2	Tensioner mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	52%	44%	36%	3	3	2	18
B.1.3.3	A&R Winch mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	36%	44%	36%	2	2	2	8
B.1.3.4	Main Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	36%	44%	36%	2	2	2	8
B.1.3.5	Pipe Transfer Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	40%	36%	36%	2	3	2	12
B.1.3.6	Pipe Hold Crane mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	44%	40%	36%	3	3	2	18
B.1.3.7	Conveyor mengalami kerusakan / pada perlu adjustment yang memakan	44%	36%	40%	3	2	3	18
B.1.3.8	Pipeline Installation Aids mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	36%	40%	40%	2	3	3	18
B.1.4	Human Error	48%	28%	36%	3	3	2	18
B.2.1	Terjadi kegagalan pada proses hydrotest	60%	28%	32%	4	2	2	16
B.2.2	ROV mengalami kerusakan / perlu adjustment yang memakan waktu	48%	44%	44%	3	3	3	27
B.3.1.1	Kendala Cuaca	52%	52%	56%	3	4	3	36
B.3.1.2	Keadaan lingkungan diatas permukaan laut tidak baik	48%	44%	52%	3	3	3	27
B.3.1.3	Keadaan lingkungan dibawah laut tidak baik	48%	44%	40%	3	3	3	27
B.3.2.1	Adanya aktivitas kapal lain	24%	32%	32%	2	3	2	12
B.3.2.2	Dropped object	44%	32%	48%	3	3	3	27
C.1.1	Transparansi Antar Pekerja Kurang Terlaksana	28%	32%	40%	2	2	3	12
C.1.2	Inisiatif Dari Tenaga Kerja Kurang Optimal	28%	32%	32%	2	2	2	8
C.1.3	Terjadinya Konflik Sesama Tenaga Kerja	32%	36%	36%	2	2	2	8
C.2.1	Proses Inspeksi Pekerjaan Tidak Terlaksana	32%	20%	36%	2	2	2	8
C.2.2	Tidak Optimalnya Proses Evaluasi Tenaga Kerja	32%	32%	32%	2	2	2	8
C.3	Adanya Ketidakselarasan Pendapat Antara Kontraktor dan Sub kontraktor	32%	36%	32%	2	2	2	8
C.4	Proyek Tidak Berjalan Sesuai Dengan Jadwal Awal	44%	40%	40%	3	2	3	18

Lampiran 5 Hasil Perhitungan RPN

UCAPAN TERIMA KASIH

Pengerjaan tugas akhir ini dapat diselesaikan dengan baik atas bantuan dari pihak – pihak yang selalu mendukung penulis. Oleh karena itu penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Allah SWT yang telah meridhoi pengerjaan tugas akhir sehingga penulis dapat menjalani segala semua proses pengerjaan
2. Kedua Orang Tua saya yang tidak pernah luput memberikan doa dan dukungan selama penyusunan tugas akhir ini.
3. Prof. Suntoyo, S.T.. M.Eng., Ph.D selaku dosen pembimbing 1 saya dan Ibu Silvianita, S.T.. M.Sc.. Ph.D selaku dosen pembimbing 2 saya dalam tugas akhir ini. Terima kasih atas bimbingan, ilmu dan dukungan kepada saya dalam menyelesaikan Tugas akhir ini.
4. Herman Pratikno, S.T. M.T., Ph. D. selaku dosen wali saya selama perkuliahan di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Sepuluh Nopember. Terimakasih atas bimbingan dan bantuannya selama masa perkuliahan.
5. Ibu Wimala Lalitya Dhanistha, S.T., M T dan Bapak Dr. Dendy Satrio, S.ST selaku dosen penguji yang telah memberikan kritik serta saran pada tugas akhir penulis
6. Seluruh dosen dan karyawan Departemen Teknik Kelautan FTK-ITS yang telah memberikan dukungan selama saya menjalani perkuliahan.
7. Bapak Agus, Bapak Cecep, Bapak Daniel, dan Bapak Sudjarwoko selaku pihak perusahaan yang telah membantu dan membimbing penulis dalam pembuatan Tugas Akhir.
8. Teman-teman Kosyans 21, Omahkosa dan Tosca yang telah menyediakan tempat nyaman untuk beradaptasi di Surabaya sejak hari pertama.
9. Teman-teman saya REVASTRA P-58 L-36 yang memberikan dukungan penuh kepada saya.
10. Sahabat-sahabat saya yang telah memberikan doa dan dukungan kepada saya. Terima kasih atas bantuan, motivasi, maupun doa sehingga penulis mampu menyelesaikan tugas akhir ini dengan baik. Semoga Allah SWT melimpahkan rezeki dan rahmatnya kepada kita semua.

BIODATA PENULIS

Rafdi Aryo Nugroho lahir di Jakarta pada 11 September 1999, merupakan anak pertama dari dua bersaudara. Penulis telah menempuh pendidikan formal yaitu di SDPN Sabang Bandung, kemudian melanjutkan pendidikan di SMP dan SMA Kusuma Bangsa Palembang. Pada 2018, penulis mengikuti seleksi masuk Perguruan Tinggi Negeri (PTN) dan melanjutkan pendidikan di Departemen Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Selama masa perkuliahan, penulis aktif mengikuti kegiatan akademis maupun non-akademis. Sebagai bukti nyata, penulis pernah bergabung di organisasi *Society of Petroleum Engineer* (SPE) Pada tahun 2019 sebagai *Staff of Internal Affairs* dan pada 2020 sebagai *Head of PETROLIDA Division*, lalu penulis juga aktif pada *Big Event* yang dibuat oleh SPE yaitu PETROLIDA pada tahun 2019 sebagai *Staff of Accommodation and Transportation*, pada 2020 sebagai *Coordinator of Accommodation and Transportation*, dan 2021 sebagai *Project Officer*. Pada tahun 2021, penulis melaksanakan kerja praktik di Pt. Biro Klasifikasi Indonesia.selama dua bulan lamanya. Berdasarkan ketertarikan dari pengetahuan yang telah didapat selama perkuliahan dan kerja praktik, penulis memilih topik Tugas Akhir manajemen proyek dengan judul "Analisis Resiko Keterlambatan Proyek Instalasi Offshore Pipeline Menggunakan Metode FTA dan FMEA". Apabila pembaca mempunyai kritik dan saran terhadap penulis, maka dapat menghubungi *e-mail* dan kontak yang tertera di bawah ini untuk berdiskusi.

Kontak Penulis :

rafdiaryon11@gmail.com / 082177916607

Ditetapkan di Surabaya

REKTOR INSTITUT TEKNOLOGI

SEPULUH NOPEMBER,

MOCHAMAD ASHARI
NIP 196510121990031003