

**SKRIPSI**

**ANALISIS PENILAIAN RISIKO KEBOCORAN PIPA GAS BAWAH  
LAUT AKIBAT AKTIVITAS GALANGAN DI TANJUNG UNCANG**

Disusun dan diajukan oleh

**NI WAYAN ELMY DIAHUTARI**

**D081 18 1327**



**DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN**

**FAKULTAS TEKNIK**

**UNIVERSITAS HASANUDDIN**

**GOWA**

**2022**

**LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI**

**“ANALISIS PENILAIAN RISIKO KEBOCORAN PIPA GAS BAWAH LAUT AKIBAT AKTIVITAS GALANGAN DI TANJUNG UNCANG”**

Disusun dan diajukan oleh:

**NI WAYAN ELMY DIAHUTARI**

**D081 18 1327**

Telah dipertahankan di hadapan Panitia Ujian yang dibentuk dalam rangka penyelesaian studi Program Sarjana Program Studi Teknik Kelautan Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin pada tanggal 14 Juli 2022 dan dinyatakan telah memenuhi syarat kelulusan.

Menyetujui,

Pembimbing Utama,

Pembimbing Pendamping



**Ir. Juswan, M.T.**


**NIP.196212311989031031**



**Habibi, S.T., M.T.**

**NIP. 198704252019037012**

Ketua Departemen Teknik Kelautan,



**Dr. Ir. Chairul Paotonan, S.T., M.T.**

**NIP.197506052002121003**

**LEMBAR PENGESAHAN KOMISI PENGUJI**

**“ANALISIS PENILAIAN RISIKO KEBOCORAN PIPA GAS BAWAH  
LAUT AKIBAT AKTIVITAS GALANGAN DI TANJUNG UNCANG”**

Disusun dan diajukan oleh

**NI WAYAN ELMY DIAHUTARI**

**D081 18 1327**

Telah diperiksa dan disetujui oleh dosen pembimbing pada:

Tanggal : 14 Juli 2022

Di : Gowa

Dengan Panel Ujian Skripsi

1. Ketua : Ir. Juswan, M.T.
2. Sekretaris : Habibi, S.T., M.T.
3. Anggota 1 : Prof. Daeng Paroka, S.T., M.T. Ph. D.
4. Anggota 2 : Dr. Ir. Taufiqur Rachman, S.T., M.T.

Mengetahui,

Ketua Departemen Teknik Kelautan



**Dr. Ir. Chairul Paotonan, S.T., M.T.**

**NIP.197506052002121003**

## PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI

Yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : Ni Wayan Elmy Diahutari  
NIM : D081 18 1327  
Program Studi : Teknik Kelautan  
Jenjang : S1

Menyatakan dengan ini bahwa karya tulisan saya berjudul:

**“Analisis Penilaian Risiko Kebocoran Pipa Gas Bawah Laut Akibat Aktivitas Galangan di Tanjung Uncang”**

Adalah karya tulisan saya sendiri, bukan merupakan pengambilan alihan tulisan orang lain dan bahwa skripsi yang saya tulis ini benar-benar merupakan hasil karya saya sendiri.

Apabila dikemudian hari terbukti atau dapat dibuktikan bahwa sebagian atau keseluruhan isi skripsi ini hasil karya orang lain, maka saya bersedia menerima sanksi atas perbuatan tersebut.

Gowa, 14 Juli 2022

Yang Menyatakan,



Ni Wayan Elmy Diahutari

## ABSTRAK

**NI WAYAN ELMY DIAHUTARI.** *Analisis Penilaian Risiko Kebocoran Pipa Gas Bawah Laut Akibat Aktivitas Galangan di Tanjung Uncang. (dibimbing oleh Juswan dan Habibi).*

*Galangan berfungsi sebagai tempat pembuatan kapal, pemeliharaan serta perbaikan kapal. Kapal yang bersandar di galangan tentunya membutuhkan jangkar untuk penambatan kapal yang diturunkan ke dasar laut agar kapal tidak dapat berpindah. Namun kegiatan penambatan kapal yang berada di dekat pipa gas bawah laut berpotensi terjadinya risiko atau kerusakan pada pipa gas. Kerusakan pipa dapat terjadi akibat kejatuhan jangkar (*dropped anchor*) dan pipa terseret jangkar (*dragged anchor*). Pada studi kali ini, analisis penilaian risiko pipa gas bawah laut diakibatkan oleh aktivitas kapal terbesar yang melintasi pipa gas bawah laut di Tanjung Uncang. Analisis ini sesuai dengan DNV-RP-F107 dimulai dengan perhitungan frekuensi *dropped anchor* dan *dragged anchor* yaitu sebesar  $10^{-6}$  yang dapat diabaikan. Selanjutnya perhitungan konsekuensi *dropped anchor* sebesar 244,80 kJ berada pada peringkat satu dan *dragged anchor* sebesar 2.138,40 kJ berada pada peringkat lima. Penilaian matriks risiko dilakukan untuk mengetahui hubungan antara frekuensi dan konsekuensi. Diperoleh hasil *dropped anchor* berada pada daerah yang dapat diterima dan *dragged anchor* berada pada daerah ALARP.*

*Kata kunci: pipa gas bawah laut, DNV-RP-F107, penilaian risiko, dropped anchor, dragged anchor.*

## ABSTRACT

**NI WAYAN ELMY DIAHUTARI.** *Analysis of the Risk Assessment of Subsea Gas Pipeline Leaks Due to Shipyard Activities at Tanjung Uncang. (supervised by Juswan and Habibi).*

*The shipyard serves as a place for shipbuilding, ship maintenance and repair. Ships leaning on the shipyard certainly need anchors for mooring ships that are lowered to the seabed so that the ship cannot move. However, mooring activities near underwater gas pipelines have the potential for risk or damage to gas pipelines. Pipe damage can occur due to dropped anchors and dragged anchors. In this study, the risk assessment analysis of the subsea gas pipeline is caused by the activity of the largest ship crossing the underwater gas pipeline in Tanjung Uncang. This analysis is in accordance with DNV-RP-F107 starting with the calculation of the frequency of dropped anchors and dragged anchors which are  $10^{-6}$  which can be ignored. Furthermore, the calculation of the consequences of the dropped anchor of 244,80 kJ is ranked first and the dragged anchor of 2.138,40 kJ is ranked fifth. The risk matrix assessment was conducted to determine the relationship between frequency and consequences. The result is that the dropped anchor is in the acceptable area and the dragged anchor is in the ALARP area.*

*Keywords : subsea gas pipeline, DNV-RP-F107, risk assessment, dropped anchor, dragged anchor.*

## KATA PENGANTAR

Puji Syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa, karena atas rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan penelitian ini dengan judul “**Analisis Penilaian Risiko Kebocoran Pipa Gas Bawah Laut Akibat Aktivitas Galangan di Tanjung Uncang**”.

Teristimewa penulis haturkan terima kasih kepada kedua orang tua penulis Bapak **I Nyoman Nuarta** dan Ibu **Ni Wayan Purnami** yang senantiasa selalu mendoakan dan memberi dukungan moril dan materil kepada penulis. Dengan rasa terima kasih dan rendah hati, penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada:

1. Bapak **Ir. Juswan, M.T.** selaku dosen pembimbing I yang telah banyak memberi arahan dan saran kepada penulis sehingga penelitian ini dapat berjalan dengan baik.
2. Bapak **Habibi, S.T., M.T.** selaku dosen pembimbing II yang telah banyak memberi arahan dan saran kepada penulis sehingga penelitian ini dapat berjalan dengan baik.
3. Bapak **Dr. Chairul Paotonan, S.T., M.T.** selaku Ketua Departemen Teknik Kelautan UNHAS.
4. Bapak **Prof Daeng Paroka, S.T., M.T. Ph. D.** dan **Dr. Ir. Taufiqur Rachman, S.T., M.T.** selaku dosen penguji yang telah memberikan kritik serta saran yang membangun demi perbaikan skripsi ini.
5. Bapak **Dr. Eng. Firman Husain, S.T., M.T.** selaku dosen Pembimbing Akademik penulis selama masa perkuliahan di Teknik Kelautan UNHAS.
6. Seluruh **Dosen**, dan **Staf Akademik** Departemen Teknik Kelautan UNHAS yang telah banyak memberikan pembelajaran dan pengalaman berharga kepada penulis selama menjadi mahasiswa di Teknik Kelautan.
7. Teman-teman **Teknik Kelautan 2018**, teman-teman **Labo Riset Manajemen Produksi Bangunan Lepas Pantai, 9 Naga** (**Tina, Dila Oktafina Awalia, Natasya Zulkirani, Ainun Salsabila Bahtiar, Nur Azizah, Misfadilla Tribuana Dewi, Yunadiah Tri Rezkia, dan Kofifa Indah Sari**) yang telah menjadi keluarga kedua penulis selama masa perkuliahan dan sudah bersedia untuk membantu penulis hingga menyelesaikan tugas akhir ini.

8. Pihak-pihak lain yang telah membantu dalam penyelesaian penelitian ini dan tidak dapat disebutkan satu per satu.

Akhir kata penulis berharap apa yang telah dipaparkan dalam tugas akhir ini dapat memberikan manfaat kepada para pembaca dan mahasiswa yang akan melakukan penelitian selanjutnya.

Gowa, 14 Juli 2022



Penulis



## DAFTAR ISI

|  |      |
|--|------|
| SAMPUL .....   | i    |
| LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI .....                              | ii   |
| LEMBAR PENGESAHAN KOMISIS PENGUJI .....                      | iii  |
| PERNYATAAN KEASLIAN .....                                    | iv   |
| ABSTRAK.....   | v    |
| KATA PENGANTAR .....   | vii  |
| DAFTAR ISI .....   | ix   |
| DAFTAR GAMBAR .....  | xi   |
| DAFTAR TABEL .....   | xii  |
| DAFTAR NOTASI .....  | xiii |
| DAFTAR ISTILAH .....   | xv   |
| BAB I PENDAHULUAN.....                                       | 1    |
| 1.1 Latar Belakang.....                                      | 1    |
| 1.2 Rumusan Masalah .....                                    | 3    |
| 1.3 Batasan Masalah .....                                    | 3    |
| 1.4 Tujuan Penelitian.....                                   | 3    |
| 1.5 Manfaat Penelitian.....                                  | 3    |
| 1.6 Sistematika Penulisan.....                               | 4    |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....                                | 5    |
| 2.1 Gas Bumi .....   | 5    |
| 2.2 Eksploitasi Gas Bumi.....                                | 5    |
| 2.3 Pipa.....  | 6    |
| 2.4 Instalasi Pipa.....                                      | 9    |
| 2.5 Kerusakan yang Sering Terjadi pada <i>Pipeline</i> ..... | 10   |
| 2.5.1 Pergeseran Pipa dari Posisinya.....                    | 10   |
| 2.5.2 Kerusakan oleh Jangkar.....                            | 10   |
| 2.5.3 Kerusakan Peralatan .....                              | 11   |
| 2.5.4 Kerusakan oleh Pukat .....                             | 11   |
| 2.5.5 Kerusakan Akibat Penggalan .....                       | 11   |
| 2.6 Aktivitas Galangan.....                                  | 12   |

|  |    |
|--|----|
| 2.7 Penilaian Risiko.....  | 12 |
| 2.7.1 Metoda Mengidentifikasi Bahaya ( <i>Hazard Identification</i> ) .....            | 14 |
| 2.7.2 Model untuk Analisa Frekuensi .....  | 16 |
| 2.7.3 Metode Analisa Konsekuensi.....  | 18 |
| 2.7.4 <i>Standard Det Nordke Veritas</i> (DNV) .....                                   | 27 |
| BAB III METODE PENELITIAN.....   | 29 |
| 3.1 Jenis Penelitian .....   | 29 |
| 3.2 Lokasi dan Waktu Penelitian.....   | 29 |
| 3.3 Penyajian Data.....  | 29 |
| 3.4 Analisis Data .....  | 33 |
| 3.5 Diagram Alir.....  | 35 |
| BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....  | 36 |
| 4.1 Identifikasi Bahaya .....  | 36 |
| 4.2 Analisis Penilaian Frekuensi <i>Dropped Anchor</i> dan <i>Dragged Anchor</i> ..... | 36 |
| 4.2.1 Asumsi Penilaian Frekuensi Risiko .....  | 36 |
| 4.2.2 Hasil Penilaian Frekuensi <i>Dropped Anchor</i> .....                            | 37 |
| 4.2.3 Hasil Penilaian Frekuensi <i>Dragged Anchor</i> .....                            | 37 |
| 4.3 Analisis Perhitungan Besarnya Energi yang Mampu Ditahan oleh Pipa ....             | 37 |
| 4.4 Analisis Konsekuensi <i>Dropped Anchor</i> .....                                   | 39 |
| 4.5 Analisis Konsekuensi <i>Dragged Anchor</i> .....                                   | 40 |
| 4.5.1 Gaya yang bekerja pada mesin kapal.....  | 40 |
| 4.5.2 Gaya yang bekerja pada jangkar kapal .....                                       | 40 |
| 4.5.3 Gaya yang bekerja pada rantai jangkar.....                                       | 43 |
| 4.6 Matriks Risiko .....   | 44 |
| BAB V PENUTUP .....  | 46 |
| 5.1 Kesimpulan.....  | 46 |
| 5.2 Saran .....  | 46 |
| DAFTAR PUSTAKA .....   | 47 |
| LAMPIRAN .....   | 49 |

## DAFTAR GAMBAR

|  |    |
|--|----|
| Gambar 2.1 Sistem pipeline antara dua platform .....                       | 7  |
| Gambar 2.2 Sistem pipeline dari platform ke daratan .....                  | 8  |
| Gambar 2.3 Sistem pipeline antara platform ke floater .....                | 9  |
| Gambar 2.4 Kontribusi penilaian risiko untuk proses manajemen risiko ..... | 14 |
| Gambar 2.5 Pipa gas bawah laut .....                                       | 17 |
| Gambar 2.6 <i>Risk Matrix</i> DNV-RP-F107 .....                            | 27 |
| Gambar 3.1 Rute pemasangan pipa.....                                       | 29 |
| Gambar 3.2 Peta batimetri antara Pulau Pemping dan Tanjung Uncang.....     | 33 |
| Gambar 3.3 Diagram alir .....  | 35 |
| Gambar 4.3 Matriks risiko akibat <i>dropped anchor</i> .....               | 45 |
| Gambar 4.4 Matriks risiko akibat <i>dragged anchor</i> .....               | 45 |

## DAFTAR TABEL

|  |    |
|--|----|
| Tabel 2.1 Ranking frekuensi menurut DNV-RP-F107 .....                  | 18 |
| Tabel 2.2 Koefisien <i>drag</i> , DNV-RP-F107 .....                    | 20 |
| Tabel 2.3 Rangkings konsekuensi menurut DNV-RP-F107 .....              | 26 |
| Tabel 3.1 Data pipa .....  | 30 |
| Tabel 3.2 Data kapal .....   | 30 |
| Tabel 3.3 Data jangkar kapal.....                                      | 32 |
| Tabel 4.1 Parameter yang digunakan untuk penilaian frekuensi.....      | 36 |
| Tabel 4.2 Energi yang mengenai pipa.....                               | 38 |
| Tabel 4.3 Energi yang dapat diserap saluran pipa.....                  | 38 |
| Tabel 4.4 Data <i>dropped anchor</i> .....                             | 39 |
| Tabel 4.5 Kalkulasi perhitungan <i>dropped anchor</i> .....            | 40 |
| Tabel 4.6 Kalkulasi perhitungan energi tubrukan. ....                  | 40 |
| Tabel 4.7 Kalkulasi perhitungan gaya tubrukan.....                     | 41 |
| Tabel 4.8 Energi tubrukan akibat tambahan massa hidrodinamik .....     | 41 |
| Tabel 4.9 Kalkulasi perhitungan gaya horizontal maksimum .....         | 41 |
| Tabel 4.10 Kalkulasi perhitungan gaya vertikal maksimum .....          | 42 |
| Tabel 4.11 Kalkulasi perhitungan energi <i>pull over</i> .....         | 42 |
| Tabel 4.12 Kalkulasi perhitungan energi kinematik <i>hooking</i> ..... | 43 |
| Tabel 4.13 Kalkulasi perhitungan energi total pada jangkar .....       | 43 |
| Tabel 4.14 Dimensi rantai jangkar .....                                | 43 |
| Tabel 4.15 Kalkulasi perhitungan energi <i>dragged anchor</i> .....    | 44 |
| Tabel 4.16 Peringkat konsekuensi <i>dragged anchor</i> .....           | 44 |

## DAFTAR NOTASI

|              |  |
|--------------|--|
| $M_p$        | = Momen dinding pipa   |
| $\delta$     | = Kedalaman pipa penyok  |
| $t$          | = Tebal dinding pipa   |
| $\sigma_y$   | = <i>Yield strength</i>  |
| $D$          | = Diameter luar pipa   |
| $Y$          | = Tekanan lapisan pipa   |
| $b$          | = Lebar dari luasan benda yang menubruk lapisan pipa                                 |
| $h$          | = Panjang dari luasan benda yang menubruk lapisan pipa                               |
| $X_o$        | = Tebal lapisan pipa   |
| $m$          | = Berat obyek  |
| $g$          | = Kecepatan gravitasi  |
| $V$          | = Volume obyek   |
| $\rho_{air}$ | = Berat jenis air laut   |
| $C_D$        | = Koefisien drag jangkar   |
| $A$          | = Proyeksi luasan jangkar  |
| $V_T$        | = Kecepatan akhir jatuhnya jangkar   |
| $m_a$        | = Berat tambahan   |
| $C_a$        | = Koefisien <i>drag</i> berat tambahan   |
| $P$          | = Massa jenis anchor   |
| $L_s$        | = Panjang garis di atas permukaan dasar laut untuk karakteristik <i>line tension</i> |
| $W1'$        | = Berat pukat ( <i>trawl</i> ) yang tercelup di dalam air per satuan panjang         |
| $\mu$        | = Koefisien gaya gesek permukaan dasar laut  |
| $S$          | = Jarak ancang-ancang <i>trawl</i> sebelum menubruk pipa                             |
| GT           | = Gross tonnage  |
| DWT          | = Deadweight   |
| LOA          | = Length Overall   |
| LBP          | = Length Between Perpendicular   |
| LWL          | = Length Water Line  |
| B            | = Lebar kapal  |
| T            | = Sarat  |

|                  |   |
|------------------|---|
| H                | = Tinggi kapal  |
| C <sub>b</sub>   | = Koefisien blok  |
| BHP              | = Break Horse Power   |
| D <sup>2/3</sup> | = Banyaknya air yang berpindah pada saat garis air berada pada musim panas di dalam air laut yang memiliki massa jenis air 1025 kg/m <sup>3</sup> . |
| A                | = Luas pandangan samping lambung kapal, bangunan atas dan rumah geladak di atas garis muat  |
| η <sub>H</sub>   | = <i>Hull efficiency</i>  |
| η <sub>rr</sub>  | = <i>Relative rotative efficiency</i>   |
| η <sub>p</sub>   | = <i>Propulsive efficiency</i>  |
| E <sub>s</sub>   | = Energi tubrukan   |
| R <sub>fs</sub>  | = Faktor reduksi  |
| C <sub>h</sub>   | = Koefisien efek ketinggian span  |
| F <sub>b</sub>   | = Gaya tubrukan   |
| K <sub>b</sub>   | = Kekuatan lentur jangkar   |
| E <sub>a</sub>   | = Energi gaya tubrukan akibat tambahan massa hidrodinamik   |
| R <sub>fa</sub>  | = Massa tambahan asosiasi   |
| f <sub>y</sub>   | = Tegangan luluh  |
| H                | = Dimensi tinggi  |
| H <sub>sp</sub>  | = Tinggi span (jarak pipa ke dasar laut)  |
| OD               | = Diameter pipa keseluruhan   |
| B                | = Setengah dari tinggi jangkar  |
| C <sub>F</sub>   | = Koefisien geometri jangkar-pipa   |
| F <sub>z</sub>   | = Gaya vertikal maksimum  |
| F <sub>p</sub>   | = Gaya tarikan maksimum   |
| T <sub>p</sub>   | = Total waktu pull-over   |

## DAFTAR ISTILAH

- Subsea pipeline* : Bagian dari sistem pipa yang terletak di bawah permukaan air yang mungkin seluruhnya atau sebagian melayang di atas dasar laut, di dasar laut atau dikubur/ditimbun (*buried*) di bawah dasar laut.
- DNV-RP-F107 : Standar penilaian risiko pada proyeksi pipa
- ALARP : *As Low As Reasonably Practicable*
- CADZ : *Critical Anchor Damage Zone*
- Crushing strength : Tekanan lapisan pada pipa
- Frekuensi : Ukuran jumlah terjadinya peristiwa dalam satuan waktu
- Konsekuensi : Akibat dari suatu perbuatan
- Matriks risiko : Matriks yang digunakan selama penilaian risiko untuk menentukan tingkat risiko dengan mempertimbangkan kategori probabilitas atau kemungkinan terhadap kategori keparahan konsekuensi
- ORF : *Offshore Receiving Facilities*
- ROW : *Right of Way*
- Bilangan Z : Bilangan yang digunakan untuk menentukan berat dan dimensi jangkar
- Acceptable* : Risiko yang ditimbulkan oleh jangkar berada pada daerah yang dapat diterima

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Gas alam atau gas bumi adalah sumber energi yang dapat mendukung kehidupan masyarakat di sebagian besar negara di dunia. Gas alam adalah sumber energi yang berasal dari fosil tanaman, hewan, dan mikroorganisme yang tersimpan di bawah tanah selama ribuan bahkan jutaan tahun. Kegunaan utama gas alam adalah untuk produksi bahan bakar kendaraan. Selain itu, gas alam juga memiliki peran penting bagi kehidupan masyarakat Indonesia seperti energi alternatif rumah tangga, bahan baku industri, komersil, dan pembangkit listrik. Sejak 2015, Indonesia masuk sebagai 10 besar negara di dunia yang banyak menghasilkan gas alam. Sementara pada kawasan Asia Pasifik, Indonesia berada di urutan ketiga negara dengan cadangan gas alam terbesar. Daerah penghasil gas alam di Indonesia adalah Sumatera Selatan, Kalimantan Timur, Jambi, Kepulauan Riau, dan Papua Barat.

Proses pengadaan gas bumi tentunya tidak mudah dan membutuhkan biaya yang mahal. Industri minyak dan gas bumi dibagi menjadi dua tahap yaitu, tahap eksplorasi adalah tahap untuk menemukan cadangan minyak dan gas, dan tahap produksi adalah tahapan untuk mengangkatnya ke permukaan. Kegiatan produksi termasuk kegiatan sumur, pengembangan, serta pembangunan fasilitas produksi. Kegiatan produksi mengangkat minyak dan gas bumi ke permukaan. Aliran minyak dan gas akan masuk ke dalam sumur lalu dinaikkan ke permukaan melalui tubing. Minyak dan gas bumi kemudian dialirkan ke sumur lalu naik ke permukaan melalui pipa salur setelah itu dinaikkan kembali ke separator yang akan memisahkan keduanya dari material yang tidak dibutuhkan hingga akhirnya minyak dan gas bumi saling dipisahkan.

Pipa gas bumi diletakkan di dasar laut karena mempertimbangkan faktor keamanan yang berhubungan dengan aktivitas yang terdapat di laut, meminimalkan biaya yang diperlukan, serta bahan pembuatan pipa lebih efisien karena bentuk dari pipa cenderung lurus. Namun dibalik kelebihan peletakan pipa di dasar laut terdapat



kelemahan yang tidak dapat diabaikan. Korosi merupakan masalah utama yang dapat terjadi pada pipa sehingga menyebabkan kegagalan pada material yang berujung pada kerusakan atau kegagalan pada pengoperasian yang menimbulkan kerugian [1]. Aktivitas kapal disekitar lokasi instalasi pipa seperti lego jangkar yang berpotensi menimbulkan kebocoran. Selain itu, kondisi alam seperti gempa bumi, sedimentasi, longsoran batuan, dll bisa menimbulkan risiko kegagalan pipa gas.

Penilaian risiko pipa gas bawah laut dilaksanakan dengan membagi pipa menjadi beberapa bagian. Tekanan kerja dalam pipa, lokasi, kondisi lingkungan, dan kondisi operasi merupakan dasar dalam melakukan segmentasi pipa. Pada kondisi operasi yang normal, tekanan kerja dalam pipa tidak boleh melewati tekanan desain untuk mencegah tekanan dalam pipa akibat fluida menjadi naik dan melewati batas tekanan yang diijinkan. Penilaian risiko pipa gas bawah laut juga sangat dipengaruhi oleh rute pipa gas tersebut. Peletakan pipa gas bawah laut harus diupayakan melalui rute dimana akan memberikan jaminan keselamatan umum dan operator, jaminan proteksi lingkungan, dan jaminan gangguan dan kerusakan pipa yang paling rendah karena risiko yang diterima oleh pipa yang berada di sekitar daerah pelabuhan akan berbeda dengan pipa yang berada di laut terbuka. Ketentuan peletakan/rute pipa gas pada perairan dangkal juga akan berbeda dengan perairan dalam [2]. Selain itu, aktivitas di perairan juga mempengaruhi kondisi pipa seperti aktivitas dermaga untuk bongkar muat kapal, proses pembangunan trestle, proses pengerukan di sekitar pipa gas, pemancangan, dan pengerukan.

Galangan adalah suatu tempat untuk membangun atau mereparasi kapal – kapal, jadi galangan harus memiliki tanah atau lahan dan *water form* atau garis pantai [3]. Galangan berfungsi sebagai tempat pembuatan kapal, pemeliharaan serta perbaikan kapal. Kapal yang bersandar di galangan tentunya membutuhkan jangkar untuk penambat kapal yang diturunkan ke dasar laut agar kapal tidak dapat berpindah. Namun kegiatan penambatan kapal yang berada di dekat pipa gas bawah laut berpotensi terjadinya risiko atau kerusakan pada pipa gas. Kerusakan pipa dapat terjadi akibat kejatuhan jangkar (*dropped anchor*). Oleh karena itu, dikeluarkannya Keputusan Menteri Perhubungan, Nomor PM 68 Tahun 2011, tentang Alur Pelayaran di Laut Pasal 45 ayat 2 poin e yang berbunyi, “Pada lokasi tertentu untuk mengantisipasi pengembangan pelabuhan dan kepadatan lalu lintas

pelayaran perlu dilakukan penilaian risiko (*risk assessment*) antara lain melalui kegiatan *anchor drop test* pada kapal terbesar.

Berdasarkan hal tersebut, maka Penulis akan melakukan analisis penilaian risiko kebocoran pipa gas bawah laut akibat aktivitas galangan yaitu pada saat kapal menjatuhkan jangkar di sekitar instalasi pipa gas bawah laut untuk menunggu giliran pendedakan di kelurahan Tanjung Uncang. Analisis ini bertujuan untuk mengetahui risiko kebocoran yang mungkin terjadi pada pipa gas bawah laut di Tanjung Uncang.

## **1.2 Rumusan Masalah**

Berdasarkan latar belakang di atas, rumusan masalah yang menjadi kajian dalam penelitian ini yaitu:

Bagaimana risiko kebocoran pipa gas bawah laut akibat aktivitas galangan di Tanjung Uncang?

## **1.3 Batasan Masalah**

Untuk menghindari penelitian yang terlalu luas dan untuk memberikan arah yang terfokus serta mempermudah penyelesaian masalah dengan baik sesuai dengan tujuan yang dicapai, maka perlu adanya pembatasan masalah berupa faktor yang akan diteliti adalah penilaian risiko kebocoran pipa gas bawah laut yang hanya diakibatkan oleh aktivitas galangan berupa *dropped anchor* dan *dragged anchor*.

## **1.4 Tujuan Penelitian**

Tujuan dari penelitian analisis penilaian risiko kebocoran pipa gas bawah laut akibat aktivitas galangan di Tanjung Uncang ini adalah:

1. Untuk mengetahui peringkat frekuensi *dropped anchor* dan *dragged anchor* pada instalasi pipa gas bawah laut.
2. Untuk mengetahui peringkat konsekuensi *dropped anchor* dan *dragged anchor* pada instalasi pipa gas bawah laut.
3. Untuk mengetahui hubungan antara peringkat frekuensi dengan peringkat konsekuensi *dropped anchor* dan *dragged anchor*.

## **1.5 Manfaat Penelitian**

Adapun manfaat dari penelitian analisis penilaian risiko kebocoran pipa gas bawah laut akibat aktivitas galangan di Tanjung Uncang ini adalah:

1. Hasil penelitian ini diharapkan menjadi dasar dalam penilaian risiko

kebocoran pipa gas bawah laut akibat aktivitas galangan.

2. Dapat dijadikan dasar informasi mengenai bahaya dan risiko kebocoran pipa gas bawah laut akibat aktivitas galangan.
3. Penelitian ini dapat dijadikan referensi dalam pengendalian risiko kebocoran pipa gas bawah laut terutama yang diakibatkan oleh aktivitas galangan.

### **1.6 Sistematika Penulisan**

Secara garis besar penulis membagi kerangka masalah dalam beberapa bagian yaitu sebagai berikut:

#### **BAB I Pendahuluan**

Bab ini menguraikan tentang latar belakang, rumusan masalah, batasan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, dan sistematika penulisan.

#### **BAB II Landasan Teori**

Bab ini berisi teori-teori yang berhubungan dan dapat menyelesaikan masalah penulisan.

#### **BAB III Metode Penelitian**

Bab ini berisi tentang lokasi penelitian, sumber data, metode pengumpulan data, dan cara menganalisis data.

#### **BAB IV Hasil dan Pembahasan**

Bab ini meliputi sumber data, lokasi dan waktu pengambilan data, jenis data (data sekunder dan data primer), metode pengolahan data, dan diagram alur penelitian.

#### **BAB V Penutup**

Berisi penjelasan singkat atas hasil penelitian yang telah dilakukan dan saran berisi tentang hal-hal yang menjadi kekurangan penelitian untuk ditindaklanjuti.

## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **2.1 Gas Bumi**

Gas bumi merupakan sumber daya alam dengan cadangan terbesar ketiga di dunia setelah batu bara dan minyak bumi. Gas bumi pada awalnya tidak dikonsumsi sebagai sumber energi karena kesulitan dalam hal transportasi sehingga selalu dibakar ketika diproduksi bersamaan dengan minyak bumi. Pemanfaatan gas bumi di Indonesia tidak hanya untuk transportasi dan rumah tangga saja, tetapi sekarang untuk industri [4].

Di Indonesia, energi migas masih menjadi andalan utama perekonomian Indonesia, baik sebagai penghasil devisa maupun pemasok kebutuhan energi dalam negeri. Pembangunan prasarana dan industri yang sedang giat-giatnya dilakukan di Indonesia, membuat pertumbuhan konsumsi energi rata-rata mencapai 7% dalam 10 tahun terakhir. Peningkatan yang sangat tinggi, melebihi rata-rata kebutuhan energi global, mengharuskan Indonesia untuk segera menemukan cadangan migas baru, baik di Indonesia maupun ekspansi ke luar negeri. Potensi sumber daya minyak dan gas bumi Indonesia masih cukup besar untuk dikembangkan terutama di daerah-daerah terpencil, laut dalam, sumur-sumur tua dan kawasan Indonesia Timur yang relatif belum dieksplorasi secara intensif [5].

Produk dari gas bumi yang digunakan adalah LPG (*Liquid Petroleum Gas*), CNG (*Compressed Natural Gas*), LNG (*Liquid Natural Gas*) dan CBM (Coal Bed Methane) yang merupakan sumber non konvensional yang sedang dikembangkan di Indonesia. CNG merupakan gas alam yang dikompresi tanpa melalui proses penyulingan dan disimpan dalam tabung logam. CNG relatif lebih murah karena tanpa melalui proses penyulingan dan lebih ramah lingkungan. LPG dan LNG merupakan gas alam hasil penyulingan dan pemisahan dari minyak bumi. Gas butana dan propana akan menjadi LPG dan metana akan menjadi LNG. LPG juga dikenal sebagai bahan bakar yang digunakan untuk keperluan memasak [4].

#### **2.2 Eksploitasi Gas Bumi**

Peningkatan kebutuhan minyak bumi yang tidak diimbangi dengan peningkatan produksinya menyebabkan Indonesia terancam krisis energi.

Penurunan cadangan minyak disebabkan oleh dua faktor utama yaitu eksploitasi minyak selama bertahun-tahun dan minimnya eksplorasi atau survei geologi untuk menemukan cadangan minyak terbaru [7]. Eksploitasi dapat diartikan sebagai tindakan berkelanjutan setelah dilakukan eksplorasi dan hasil dari eksplorasi itu menunjukkan adanya sumber minyak dan gas bumi [8].

### 2.3 Pipa

Aspek fundamental penting dari desain pipeline adalah pemilihan material pipa. Kebanyakan sistem pipeline hidrokarbon telah dibangun dengan pipa baja karbon. Namun, dalam beberapa kasus, bahan baja paduan eksotis seperti *stainless steel* atau *stainless steel Duplex*, atau bahan serupa, telah digunakan. Kesesuaian material pipa tergantung pada produk kimia yang akan diangkut, tekanan dan temperatur, dan persyaratan kekuatan selama operasi, instalasi dan pengujian. Kimia material baja pipa ditentukan oleh pertimbangan produk kimia, kerentanan material terhadap korosi, dan lain-lain. Hal ini selalu dianjurkan untuk mencari saran ahli rekayasa material dalam memilih material pipa. Hal ini sama pentingnya adalah untuk menjamin kepatuhan terhadap spesifikasi selama pembuatan pipa dan pengujian. Kontrol kualitas sangat penting untuk menghindari kesalahan yang mahal.

Untuk kepentingan mereka yang tidak terlibat dalam desain *pipeline*, sebuah definisi dasar yang digunakan dalam rekayasa *pipeline* diberikan dibawah ini:

#### a. Pipa

Sebuah silinder berongga seperti alang-alang, jerami, kayu, plastik atau logam. Pipa dapat memiliki bentuk apapun, misalnya, lingkaran silinder, elips, persegi, dan lain-lain. Untuk tujuan buku ini, pipa harus selalu berarti silinder berongga atau padat yang dikelilingi oleh dua ko-aksial permukaan silinder yang melingkar. Pipa dapat dibuat dari berbagai bahan: kayu, beton, plastik, logam, dan lain-lain. Dalam buku ini pipa terbuat dari logam dan juga dari baja.

#### b. Pipeline

Sebuah *pipeline* terdiri dari rangkaian pipa disambung secara *inline*. Definisi kamus, *pipeline* adalah setiap saluran untuk menyampaikan atau mensuplai sesuatu. *Pipelines* yang digunakan untuk menyampaikan gas, cairan, padatan, dan bahkan pesan. Dalam diskusi ini akan dibatasi untuk

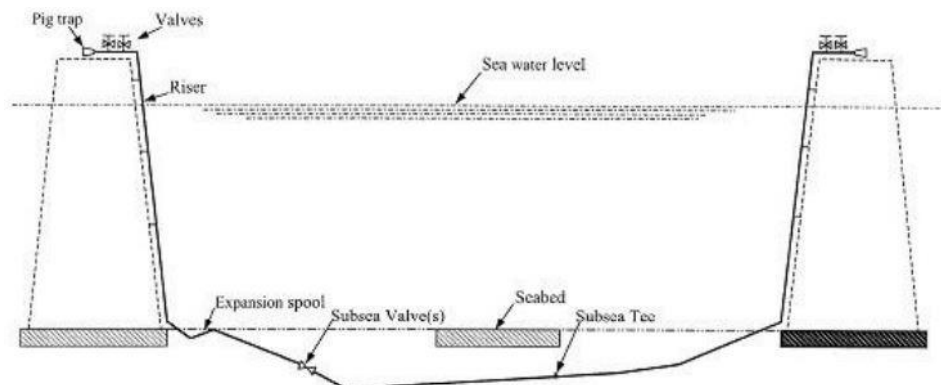
jaringan pipa yang digunakan dalam industri minyak dan gas untuk menyampaikan cairan seperti pelayanan cairan, gas, air, dan minyak.

c. Perbedaan antara Pipa, *Piping* and *Pipeline*

Istilah pipa ini digunakan untuk panjang individu pipa sebelum perakitan; *piping* yang digunakan untuk pekerjaan pipa yang biasanya terdiri panjang pendek berbagai macam pipa seperti di petro-kimia atau perencanaan sejenis termasuk pekerjaan pipa suatu *platform topsides*, *pipeline* selalu digunakan pada perakitan bentangan pipa panjang yang jauh baik di lepas pantai atau darat.

d. Klasifikasi *Pipelines*

*Pipeline* diklasifikasikan ke dalam dua kategori besar, yaitu, jalur transmisi (*transmission lines*) dan jalur distribusi (*distribution lines*). Sebagaimana pemberian nama, jalur transmisi digunakan untuk angkutan jumlah besar jarak jauh tanpa cabang sedangkan jalur distribusi digunakan untuk distribusi jarak jauh sebuah produk dan memiliki banyak cabang. Misalnya, pipa distribusi air dan melakukan pasokan gas untuk rumah tangga. Sedangkan pembahasan saat ini berkaitan dengan jalur transmisi.



Gambar 2.1. Sistem pipeline antara dua platform [9].

e. Klasifikasi Jalur Transmisi

Secara umum jalur transmisi dibagi menjadi tiga kategori, yaitu, *trunklines*, *infield* atau *intra-field lines*, dan *service lines*. *Infield* atau *intra-field lines* membawa produk dari sumber ke stasiun pengumpul, misalnya, hidrokarbon yang dihasilkan dari berbagai ladang minyak dapat dikumpulkan dan diproses pada central *processing platform* sebelum diekspor. *Trunklines* atau jalur ekspor membawa produk dari stasiun koleksi ke stasiun penerima,

sedangkan *service lines* biasanya pipa digunakan untuk membawa cairan layanan ke dan dari stasiun produksi, contoh *service lines* adalah angkutan gas, *glycol injection lines*, dan lain-lain.

f. *Subsea Pipeline*

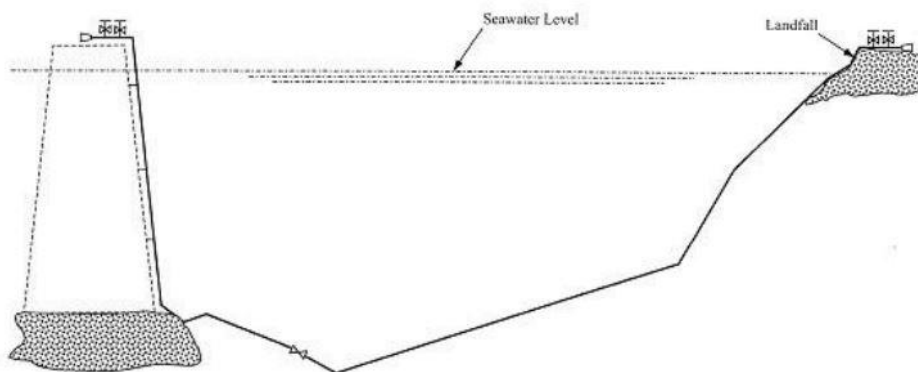
*Subsea pipeline* merupakan bagian dari sistem pipa yang terletak di bawah permukaan air yang mungkin seluruhnya atau sebagian melayang di atas dasar laut, di dasar laut atau dikubur/ditimbun (*buried*) di bawah dasar laut. Jika *subsea pipeline* menerus ke darat, maka bagian yang terletak di bawah tanda air yang tinggi juga dianggap sebagai *subsea pipeline*. Beberapa peraturan/regulasi menggunakan istilah, *submarine pipeline* daripada *subsea pipeline*.

g. *Riser*

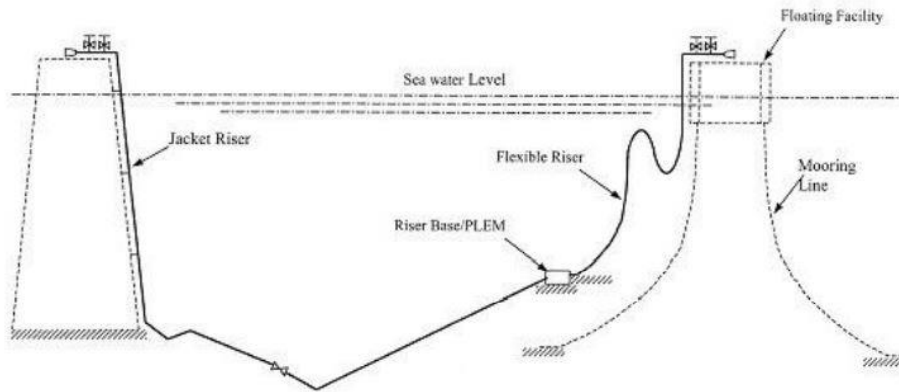
Sebuah *riser* adalah pipa panjang, baja atau bahan yang fleksibel, yang menghubungkan *pipeline* di dasar laut ke pekerjaan pipa di atas air pada sebuah instalasi. Instalasi ini dapat merupakan sebuah *fixed platform* atau *floating platform*.

h. *Pipeline System*

*Pipeline System* terdiri dari *system pipeline* dari *platform* ke daratan dan *system pipeline* antara *platform* ke *floater*.



Gambar 2.2. Sistem pipeline dari platform ke daratan [9].



Gambar 2.3. Sistem pipeline antara platform ke floater [9].

Sebuah *pipeline system* terdiri dari interkoneksi sistem *subsea pipelines* termasuk beberapa bagian pendek dari *land pipelines*, *risers*, *supports*, *isolation valves*, sistem keselamatan (*safety systems*) dan sistem perlindungan korosi. Definisi dari sistem pipa tidak universal, itu tergantung pada peraturan yang berlaku atau *design codes*. Batas-batas dari beberapa *pipeline systems*, ditunjukkan dalam Gambar 2.1-2.3, adalah sebagai:

1. Sampai dengan *pig launcher/receiver (pig trap)* pada instalasi minyak;
2. Jika *pig trap* tidak terdapat dalam sistem, maka sampai katup pertama dalam fasilitas;
3. Untuk cabang dari *pipeline* utama, ini akan diperpanjang sampai dengan katup pertama pada setiap cabang tersebut;
4. Pada *wellhead subsea*, biasanya *pipeline* berakhir pada titik sambungan ke katup sayap (*wing valve*);
5. Pada instalasi *subsea* lainnya, *pipeline* berakhir pada koneksi ke instalasi *subsea*.

#### 2.4 Instalasi Pipa

Pipa bawah laut (*subsea marine pipeline*) adalah instalasi perpipaan yang pada umumnya digunakan untuk mengalirkan fluida air, minyak, gas melalui instalasi perpipaan yang ditempatkan didasar laut (*seabed*). Dengan menggunakan instalasi pipa bawah laut ini maka fluida dapat ditransfer dari satu tempat ke tempat lain, dari unit produksi ke unit produksi yang lain, dari unit penampungan ke unit proses, dan dari unit proses ditransfer ke unit penyimpanan [10].

Jalur pemipaan adalah sebuah proses untuk menghantarkan fluida (dalam



hal ini bisa minyak mentah atau gas) dari sumur pengeboran hingga sampai ke konsumen, yang dilengkapi dengan fasilitas pendukung. Pipa biasanya berbentuk silinder dan dalam penggunaannya sudah dispesifikasi dan distandarisasi. Yang termasuk dari sistem pemipaan ini adalah pipa, sambungan, katup, pompa dan peralatan lain yang terkait, pada industri *oil and gas* terdapat sebutan piping dan juga *pipeline* [1].

Instalasi perpipaan bawah laut digelar dilingkungan yang spesifik dan bersifat dinamis dengan adanya pengaruh gelombang, pasang surut, arus laut, dan pergerakan tanah didasar laut (DNV-OS-F101,2007). Sistem pipa bawah laut juga menyimpan potensi pergerakan dinamis dengan adanya tekanan dan aliran fluida didalam pipa. Tuntutan kondisi operasi berupa debit aliran, tekanan dan temperatur fluida dalam pipa sangat memungkinkan terjadi pergerakan atau perpindahan perpipaan akibat variabel operasi tersebut. Untuk itulah maka konstruksi gelaran sistem perpipaan bawah laut harus dipertimbangkan terhadap beban fungsional yang terdiri dari tekanan operasi, *thermal expansion*, potensi *hammering*, beban lingkungan dan beban-beban *accidental* [10].

## **2.5 Kerusakan yang Sering Terjadi pada Pipeline**

Terdapat beberapa kerusakan yang paling sering terjadi pada *pipeline* beberapa diantaranya adalah sebagai berikut.

### **2.5.1 Pergeseran pipa dari posisinya**

Permasalahan yang muncul yaitu pipa bawah laut (*submarine pipe line*) adalah peralatan yang digunakan untuk mensuplai *crude oil* dengan debit aliran yang cukup besar dan dengan tekanan tinggi sehingga memungkinkan pipa bergeser dan berpindah dari posisinya ke permukaan dasar laut sehingga jika pipa bawah laut dipasang sesuai standar dan ketentuan regulasi maka pipa bawah laut tidak ada bergeser atau berpindah dari posisinya kepermukaan dasar laut [10].

### **2.5.2 Kerusakan oleh jangkar**

Kerusakan oleh jangkar didefinisikan sebagai faktor terjadinya kerusakan pada pipa bawah laut, dimana akibat dari jangkar terjadi ketika kapal lewat tepat diatas jalur pipa bawah laut, gagal mesin pada kapal, dan sebuah jangkar yang dijatuhkan dalam kondisi darurat. Dua faktor utama

yang mengakibatkan efek dari energi adalah kedalaman air yang memberikan dampak sangat besar terhadap probabilitas dari jangkar dan lapisan pipa yang mampu mengurangi benturan terhadap pipa. Kedua dampak probabilitas dan dampak energi diintegrasikan untuk menentukan kerusakan yang diakibatkan jangkar terhadap pipa [11].

### **2.5.3 Kerusakan Peralatan**

Yang dimaksud dari kerusakan peralatan adalah kerusakan komponen pipa yang akan digunakan ataupun peralatan pendukungnya sehingga tidak dapat beroperasi sebagaimana mestinya. Dan apabila ini terjadi dapat terjadi kerusakan pada lingkungan karena fluida yang ada didalam pipa tumpah keluar pipa. Salah satu cara pencegahannya yaitu dengan cara melakukan inspeksi pada bagian – bagian kritis seperti jalur utama pipa, katup, *relieve valve* dan komponen lainnya secara teratur [1].

### **2.5.4 Kerusakan oleh pukot**

Dampak jaring terhadap kerusakan pipa secara garis besar disebabkan oleh jaring yang menyangkut pada pipa. Kapal ikan mengeluarkan jaring sampai ke dasar laut, kemudian jaring tersebut tersangkut pada pipa bawah laut. Jaring yang tersangkut tersebut tetap ditarik oleh kapal sehingga tarikan tersebut akan merusak lapisan pada pipa. Tarikan dari jaring terhadap pipa merupakan sebuah fungsi dari *net-casting depth*, *water depth* dan *the pipeline coating* [11].

### **2.5.5 Kerusakan akibat penggalian**

Kerusakan karena penggalian ini dapat juga dikatakan kerusakan pada coating pipa, pipa tertekuk, tergores dan bocor karena alat penggalian yang bersinggungan dengan pipa, dan umumnya terjadi pada pipa dibawah permukaan tanah. Cara untuk mencegah kerusakan ini adalah dengan membuat tanda yang ditanam diatas tanah agar pihak lain mengetahui bahwa di bawah tanah tersebut terdapat pipa, dan secara rutin melakukan inspeksi, bahkan di Amerika terdapat departemen khusus yang mengeluarkan izin khusus untuk menggali sehingga dapat meminimalisir penggalian yang bersinggungan [1].

## 2.6 Aktivitas Galangan

Galangan kapal merupakan suatu industri yang orientasinya untuk menghasilkan suatu produk berupa kapal (*ship*), struktur bangunan lepas pantai (*offshore structures*), bangunan apung (*floating plants*) dan lain-lain. Selain itu, galangan kapal adalah suatu tempat dimana faktor-faktor produksi seperti tenaga kerja (*man*), bahan (*material*), peralatan dan mesin (*machine*), tata cara kerja (*method*), dana (*money*), area pembangunan (*space*), dan sistem (*system*) dikelola dalam suatu sistem produksi [12]. Berdasarkan aktivitasnya galangan dapat dibagi menjadi sebagai berikut:

- a. Galangan bangunan baru
- b. Galangan khusus reparasi
- c. Galangan bangunan baru dan reparasi

Orientasi bangunan baru merupakan jenis galangan yang melakukan pembangunan kapal – kapal baru sesuai pesanan dari owner. Orientasi reparasi adalah merupakan jenis galangan yang melakukan pekerjaan perawatan perbaikan kapal. Orientasi bangunan baru dan reparasi merupakan galangan yang berfungsi multi yaitu melakukan pembuatan kapal baru dan perawatan/perbaikan serta modifikasi kapal [3].

Penambatan kapal dilakukan ketika kapal akan melaksanakan pemeliharaan maupun perbaikan di galangan. Pekerjaan tersebut diantaranya meliputi pemeliharaan dan perbaikan konstruksi lambung kapal, pemeliharaan mesin utama, perbaikan sistem propulsi dan lain sebagainya. Penambatan ini menggunakan jangkar yang diturunkan ke dasar laut agar kapal tidak bisa berpindah posisi akibat dari hembusan angin, gelombang, dan arus air.

## 2.7 Penilaian Risiko

Risiko didefinisikan sebagai kemungkinan terjadinya sesuatu yang akan berdampak pada hal-hal yang tidak diinginkan. Dampak yang paling dihindari adalah adanya korban jiwa, membahayakan kesehatan manusia, dan dampak pada lingkungan akibat berkembangnya teknologi aktifitas manusia. Risiko (R) didefinisikan sebagai kombinasi antara *probability of occurrence* (P) dan *possible consequences* (C). Semakin tinggi kemungkinan kejadian, maka semakin tinggi

pula risiko yang akan terjadi [13].

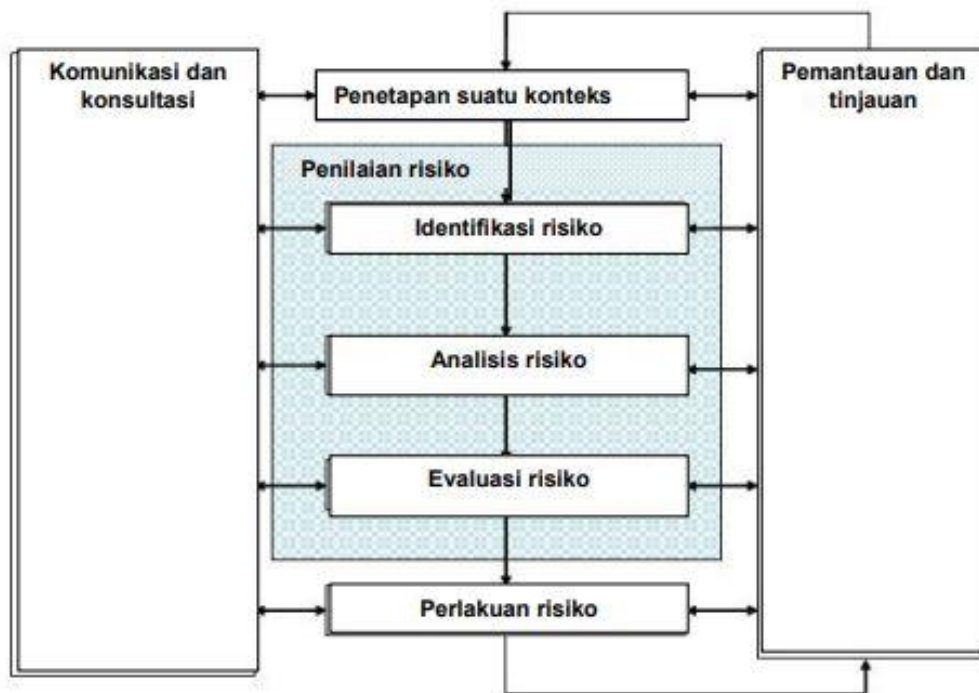
$$R = C.P \quad (2.1)$$

Adapun tingkatan atau level risiko yaitu sebagai berikut:

- a. Risiko yang tidak dapat dibenarkan atau diterima, kecuali dalam keadaan yang luar biasa (*intolerable*).
- b. Risiko yang telah dibuat sangat kecil sehingga tidak perlu tindakan pencegahan lebih lanjut (*negligible*).
- c. Risiko yang levelnya berada di antara *intolerable* dan *negligible level* (*As Low As Reasonably Practicable* = ALARP) [14].

Sementara itu, *risk analysis* (analisa risiko) dapat diartikan sebagai proses dan metode pendekatan kuantitatif/kualitatif untuk menentukan frekuensi kemunculan bahaya dan proses serta metode untuk mengestimasi konsekuensi yang dimungkinkan jika bahaya tersebut muncul. *Risk assessment*, di lain pihak adalah lanjutan proses dari analisa risiko dimana hasil dari pendekatan kuantitatif/kualitatif dalam analisa frekuensi dan konsekuensi dijadikan dasar dalam pengambilan keputusan setelah tingkat/level risiko atas aset diketahui. Beberapa keputusan yang mungkin diakhir proses penilaian risiko adalah melanjutkan aktivitas/proses dari aset yang dinilai, karena risikonya berada pada tingkat yang masih dapat diterima (*acceptable*), atau menghindari risiko, memitigasi, dan mentransfernya jika risiko dari aset berada pada level yang tidak dapat diterima (*unacceptable*) [2].

Penilaian risiko adalah proses keseluruhan identifikasi risiko, analisis risiko dan evaluasi risiko (lihat Gambar 2.5). Cara di mana proses ini diterapkan tergantung tidak hanya pada konteks proses manajemen risiko tetapi juga pada metode dan teknik yang digunakan untuk melakukan penilaian risiko.



Gambar 2.4 Kontribusi penilaian risiko untuk proses manajemen risiko [15].

Penilaian risiko mungkin memerlukan suatu pendekatan multidisiplin karena risiko dapat mencakup berbagai sebab dan konsekuensi [15]. Secara umum penilaian risiko dilakukan dengan tahapan-tahapan umum sebagai berikut:

- a. *Hazard identification* (identifikasi bahaya)
- b. *Frequency analysis* (analisa frekuensi)
- c. *Consequence analysis* (analisa konsekuensi)
- d. *Risk Evaluation* (evaluasi risiko)

### 2.7.1 Metoda Mengidentifikasi Bahaya (*Hazard Identification*)

*Hazard* adalah suatu situasi dengan sebuah potensi untuk menyebabkan kecelakaan untuk keselamatan manusia, lingkungan, maupun peralatan-peralatan. Dapat berupa situasi secara fisik, sebuah aktivitas atau sebuah material. Di dalam prakteknya, *hazard* sering digunakan untuk kombinasi pada situasi secara fisik dengan keadaan tertentu yang mungkin menyebabkan terjadinya kecelakaan. Inti dari *hazard* adalah adanya sebuah potensi yang menyebabkan kecelakaan, dengan tanpa melihat hal yang dapat diterima atau tidak dapat diterima yang terjadi.

Ada beberapa teknik yang digunakan dalam mengidentifikasi *hazard*, antara lain yaitu:

a. *Hazard Identification (HAZID)*

*Hazard identification (HAZID)* adalah proses pengidentifikasian bahaya, dimana bentuk-bentuk inti dari langkah pertama penilaian risiko. Ada dua tujuan yang mungkin dalam mengidentifikasi bahaya:

- 1) Untuk memperoleh daftar dari bahaya-bahaya yang digunakan untuk pengevaluasian berikutnya dengan teknik penilaian risiko yang lain. Hal ini lebih dikenal dengan pemilihan penyebab kerusakan.
- 2) Untuk melakukan evaluasi secara kualitatif pada bahaya-bahaya yang penting dan ukuran untuk mengurangi risiko dari bahaya tersebut. Hal ini lebih dikenal dengan *hazard assessment*.

b. *What-if Analysis*

*What-if analysis* adalah pendekatan *brain storming* yang digunakan untuk mengidentifikasi bahaya-bahaya potensial yang disebabkan karena kelalaian atau kegagalan fungsi peralatan selanjutnya digunakan untuk menentukan upaya-upaya perlingungan (*protection/safeguard*) terhadap sistem akibat bahaya-bahaya potensial. Metode ini memiliki keterbatasan, khususnya karena hasilnya hanya memberikan informasi kualitatif, sehingga susah untuk menjustifikasi ketepatan dan kepastian atas kemunculan kejadian yang teridentifikasi.

c. *Checklist Analysis*

*Checklist analysis* adalah evaluasi yang secara sistematis digunakan untuk melakukan verifikasi atas terpenuhi atau tidaknya sebuah kriteria atau ketentuan teknis dan prosedur.

d. *Hazard and Operability (HAZOP) Analysis*

*Hazard and operability* menggunakan beberapa kata kunci dalam mengidentifikasi bahaya dari sebuah sistem/proses. Dalam proses ini beberapa kata kunci seperti *how*, *low*, *no*, dan lain-lain digunakan untuk mengetahui deviasi dari sistem/proses berdasarkan beberapa parameter yang telah ditetapkan seperti tekanan, temperatur, aliran, komposisi, dan lain-lain.

e. *Failure Modes and Effects Analysis (FMEA)*

FMEA adalah sebuah metode kualitatif yang sering digunakan dalam penilaian risiko. Metode ini mengidentifikasi modus kegagalan yang

mungkin terjadi di dalam sistem dan selanjutnya mengevaluasi efek dan tingkat jika modus kegagalan sistem tersebut muncul.

### **2.7.2 Model untuk Analisa Frekuensi**

Sebagaimana dijelaskan pada sub bab sebelumnya, langkah setelah identifikasi bahaya adalah menentukan frekuensi atau peluang kemunculan bahaya yang telah diidentifikasi dengan salah satu metode yang telah dijelaskan sebelumnya. Proses ini lebih dikenal dengan sebutan analisa frekuensi. Terdapat beberapa metode kuantitatif yang dapat digunakan dalam tahapan ini. Beberapa metode tersebut akan dijelaskan sebagai berikut.

#### *a. Historical Data Analysis*

Dalam *Quantitative Risk Analysis (QRA)*, frekuensi dipresentasikan dalam frekuensi kejadian dalam satu tahun (*annual frequency per year*). Idealnya, cara yang paling tepat dalam mengestimasi frekuensi/peluang kemunculan bahaya dalam dunia industri adalah dengan menggunakan data histori (*historical data*) dari asset yang dianalisa. Namun demikian, tidak sedikit industri mengesampingkan arti penting catatan kegagalan atau catatan kemunculan bahaya dari asset-aset mereka. Hal ini lebih disebabkan karena ketidaktahuan pentingnya catatan tersebut dan ketidakmampuan untuk melakukan metode pencatatan yang sistematis dan efisien, khususnya dengan memanfaatkan teknologi informasi yang sesuai.

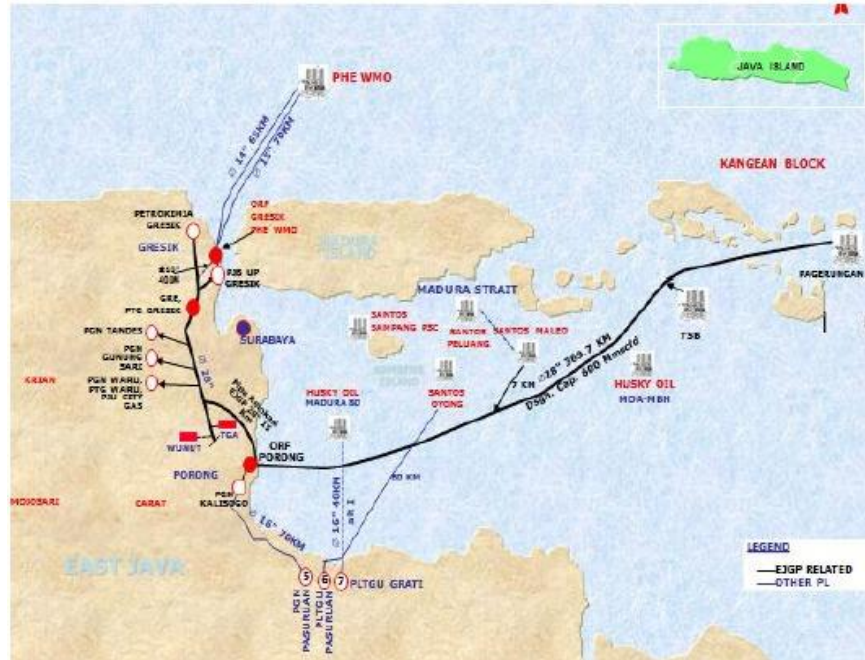
#### *b. Fault Tree Analysis*

Metode FTA ini umum digunakan dalam penilaian risiko, khususnya pada sistem yang memiliki tingkat konsekuensi yang tinggi atau sistem-sistem yang melibatkan fungsi control untuk menjamin keselamatan (*safety oriented system*). Metode ini pertama kali dikembangkan sebagai salah satu cara untuk mengevaluasi proses kegagalan sistem secara kualitatif. Perkembangan berikutnya, dengan algoritma tertentu, metode ini dapat dipergunakan untuk melakukan evaluasi keandalan secara kualitatif.

#### *c. Event Tree Analysis (ETA)*

Gambar 2.5 menunjukkan pipa gas bawah laut yang membentang dari Kepulauan Kangean Madura menuju ke fasilitas penerima di Sidoarjo. Pipa gas tersebut akan dilewati oleh kapal-kapal salah satunya adalah kapal yang

berlayar dari Pelabuhan Jangkar Situbondo menuju Pulau Raas di Madura. Karena pipa diletakkan di dasar laut, maka bahaya jangkar mengenai pipa akan menjadi salah satu bahaya yang mungkin terjadi pada kasus tersebut.



Gambar 2.5 Pipa gas bawah laut [2].

Pada penilaian risiko, frekuensi tahunan jangkar terjatuh dan mengenai pipa menjadi salah satu frekuensi yang perlu dihitung. Frekuensi tersebut merupakan rangkaian kejadian (*event*) yang berujung pada terkenanya pipa akibat jangkar yang terjatuh. Karena itu, peluang pipa kejatuhan jangkar merupakan penggabungan peluang sebagai berikut:

- 1) Frekuensi tahunan kapal melewati pipa
- 2) Peluang kapal mengalami kondisi *emergency*
- 3) Peluang kapal lego jangkar, dan
- 4) Peluang jangkar jatuh pada daerah kritis (CADZ)

Frekuensi tahunan kapal yang lewat di atas pipa diperoleh dengan menghitung waktu yang dibutuhkan oleh kapal melewati pipa (tergantung pada kecepatan kapal). Waktu tersebut selanjutnya dikalikan untuk semua jumlah kapal yang mungkin lewat di atas pipa (dalam detik) dan selanjutnya nilai tersebut dibagi dengan waktu (detik) dalam satu tahun.

Peluang kapal mengalami kondisi *emergency* dapat diperoleh dari beberapa sumber, salah satunya adalah *l'loyds register casualties* dimana di



laut terbuka diasumsikan nilai tersebut adalah 0.23%. peluang kapal menjerat jangkar dapat mengambil nilai konservatif sebesar 5%.

Peluang jangkar jatuh pada CADZ (*Critical Anchor Damage Zone*) diperoleh dengan mencari rasio antara lebar CADZ (diameter pipa + 2 (lebar jangkar terbesar)) dan lebar alur pelayaran. Perkalian keempat item tersebut menghasilkan frekuensi tahunan jangkar mengenai pipa. Nilai dari frekuensi tersebut digunakan untuk menentukan tingkat frekuensi suatu bahaya yang dapat dilihat pada tabel 2.1 menurut DNV-RP-F107 yang merupakan suatu standar penilaian risiko instalasi pipa bangunan lepas pantai yang diakibatkan oleh *dropped anchor* dan *dragged anchor*.

Tabel 2.1 Ranking frekuensi menurut DNV-RP-F107

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

### 2.7.3 Metode Analisa Konsekuensi

Analisa konsekuensi dilakukan dengan beberapa pendekatan antara lain: dengan mengevaluasi catatan insiden sebelumnya, pemodelan computer, pemodelan fisik, atau pendapat kualitatif ahli dalam bidang yang sesuai. Berikut ini akan disajikan beberapa metode dalam analisa konsekuensi pipa

gas bawah laut akibat kejatuhan jangkar (*dropped anchor*).

a. Pipa Kejatuhan Jangkar (*Dropped Anchor*)

Konsekuensi *dropped anchor* disebabkan oleh skenario jatuhnya kapal dikarenakan berdasarkan *standard* DNV-RP-F107, perhitungan konsekuensi dihitung menggunakan beberapa data untuk menghitung energi yang bias mempengaruhi pipa. Yaitu data ukuran kapal yang akan menentukan berat dari jangkar terbesar dan data dari pipa. Hal tersebut sesuai dengan Permenhub 68 tahun 2011 pasal 45 ayat 2 dimana, “pada lokasi tertentu imtuk mengantisipasi pengembangan pelabuhan dan kepadatan lalu lintas pelayaran perlu dilakukan penilaian risiko (*risk assessment*) antara lain melalui kegiatan penjatuhan jangkar kapal terbesar (*anchor drop test*).”

Besarnya energi tubrukan dari masing-masing rangking konsekuensi sesuai dengan tabel 2.3 di bawah tergantung dari spesifikasi bahan saluran pipa yang dapat dihitung dengan persamaan DNV-RP-F107 berikut.

$$E = 16 \times \left(\frac{2\pi}{9}\right)^{\frac{1}{2}} \times m_p \times \left(\frac{D}{t}\right)^{\frac{1}{2}} \times D \times \left(\frac{\delta}{D}\right)^{\frac{3}{2}} \quad (2.2)$$

Dimana:

$M_p$  = Momen dinding pipa

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

$\delta$  = Kedalaman pipa penyok (meter)

$t$  = Tebal dinding pipa (meter)

$\sigma_y$  = *yield strength* (N/m<sup>2</sup>)

$D$  = Diameter luar pipa (meter)

Kemudian energi yang dapat diredam lapisan pipa (*concrete*) adalah fungsi volume benda dan *crushing strength*. Hal tersebut ditunjukkan pada persamaan DNV-RP-F107 berikut.

$$E_k = Y \times b \times h \times X_o \quad (2.3)$$

Dimana:

$Y$  = Tekanan lapisan pipa (N/m<sup>2</sup>), sebesar 3-5 kali *cube strength* untuk berat jenis lapisan normal, atau 5-7 kali *cube strength* untuk berat jenis lapisan ringan. *Cube strength* sebesar 35 - 45 Mpa.

- b = Lebar dari luasan benda yang menubruk lapisan pipa  
h = Panjang dari luasan benda yang menubruk lapisan pipa  
X<sub>o</sub> = Tebal lapisan pipa

Nilai Ek ini kemudian ditambahkan pada masing-masing batas energi yang diterima saluran pipa untuk setiap persentase *dent/diameter*, sehingga didapatkan batasan energi yang diterima pada pipa berdasarkan rangking konsekuensi pada DNV-RP-F107.

Menghitung energi yang dihasilkan jangkar dapat dilakukan dengan dua acara. Cara pertama adalah menghitung kecepatan jatuhnya jangkar dengan persamaan DNV-RP-F107, berikut.

$$(m - V \cdot \rho_{air}) \cdot g = \frac{1}{2} \cdot \rho_{air} \cdot C_d \cdot A \cdot D \times V_T^2 \quad (2.4)$$

Dimana:

- m = berat obyek, (kg)  
g = kecepatan gravitasi, (9,81 m/s<sup>2</sup>)  
V = volume obyek, (m<sup>3</sup>)  
ρ<sub>air</sub> = berat jenis air laut, (1.025 kg/m<sup>3</sup>)  
C<sub>D</sub> = koefisien drag jangkar  
A = proyeksi luasan jangkar, (m<sup>2</sup>)  
V<sub>T</sub> = kecepatan akhir jatuhnya jangkar, (m/s)

Untuk koefisien drag merupakan ukuran seberapa besar suatu benda dapat menahan gerakan selama aliran fluida. Nilai koefisien drag dapat dilihat pada tabel 2.2 sesuai dengan DNV-RP-F107.

Tabel 2.2 Koefisien *drag*, DNV-RP-F107

| Cat. No. | Deskripsi         | C <sub>D</sub> | C <sub>A</sub> |
|----------|-------------------|----------------|----------------|
| 1,2,3    | Bentuk silinder   | 0,7-1,5        | 0,1-1,0        |
| 4,5,6,7  | Bentuk kotak      | 1,2-1,3        | 0,6-1,5        |
| Semua    | Bulat ke kompleks | 0,6-2,0        | 1,0-2,0        |

Kemudian mengitung Energi Kinetik Efektif (E<sub>E</sub>) dari jangkar dengan persamaan DNV-RP-F107.

$$E_E = \frac{1}{2} (m + m_a) \times V_T^2 \quad (2.5)$$

Dimana:

$m_a$  = Berat tambahan (kg)

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

$C_a$  = Koefisien *drag* berat tambahan

Cara kedua adalah menghitung energi kinetik terminal dengan mengkombinasi persamaan energi kinetik efektif dengan persamaan DNV-RP-F107 di bawah ini.

$$E_T = \frac{1}{2} m \times V_T^2 \quad (2.6)$$

Dari persamaan di atas, didapatkan DNV-RP-F107 berikut.

$$E_T = \left( \frac{m \times g}{C_d \times A} \right) \times \left( \frac{m}{\rho_{air}} - V \right) \quad (2.7)$$

Dimana:

$m$  = berat jangkar, (kg)

$g$  = kecepatan gravitasi, (9,81 m/s<sup>2</sup>)

$\rho$  = massa jenis anchor, (kg/m<sup>3</sup>)

$\rho_{water}$  = massa jenis air laut, (kg/m<sup>3</sup>)

$C_D$  = Koefisien drag jangkar

$A$  = Proyeksi luasan jangkar, (m<sup>2</sup>)

$V$  = Volume jangkar, (m<sup>3</sup>)

b. Pipa terseret jangkar (*dragged anchor*)

Besarnya gaya-gaya serta energi yang bekerja terhadap pipa akibat terseret jangkar dapat diketahui dari hasil penjumlahan energi yang bekerja pada jangkar kapal, mesin kapal, dan rantai jangkar.

1) Gaya yang bekerja pada jangkar kapal

a) Impact (DNV-RP-F107)

Energi tubrukan jangkar kapal yang mengenai pipa dapat dihitung dengan persamaan (2.8).

$$E_S = R_{fs} \times \frac{1}{2} \times m_t (C_h \times V)^2 \quad (2.8)$$

Dimana:

$E_s$  = Energi tubrukan, (kJ)

$R_{fs}$  = Faktor reduksi

$M_t$  = massa baja jangkar, (kg)

$C_h$  = Koefisien efek ketinggian span

Untuk gaya impact yang disebabkan oleh *hydrodynamics added mass* ( $F_b$ ) dihitung dengan persamaan di bawah ini.

$$F_b = C_h \times V \times \sqrt{m_a \times k_b} \quad (2.9)$$

Dimana:

$F_b$  = Gaya tubrukan (kN)

$C_h$  = Koefisien efek ketinggian span

$V$  = Kecepatan (m/s)

$m_a$  = Massa hidrodinamik jangkar (kg)

$K_b$  = Kekuatan lentur jangkar (MN/m)

Dimana *absorbed energy of hydrodynamics mass* dibatasi oleh energi maksimum yang ada. Untuk perhitungannya dapat dilihat pada persamaan di bawah ini.

$$E_a = R_{fa} \times \frac{2(F_b)^3}{75 \times f_y^2 \times t^3} \leq \frac{1}{2} m_a (C_h \times v)^2 \quad (2.10)$$

Dimana:

$E_a$  = Energi gaya tubrukan akibat tambahan massa hidrodinamik

$R_{fa}$  = Massa tambahan asosiasi

$F_b$  = Gaya akibat tubrukan (kN)

$C_h$  = Koefisien kecepatan

$V$  = Kecepatan (m/s)

$m_a$  = Massa hidrodinamik jangkar (kg)

$f_y$  = SMYS (N/m<sup>2</sup>)

b) *pull over load*

Untuk menghitung tinggi dimensi dapat dihitung dengan persamaan (2.11).

$$\bar{H} = \frac{H_{sp} + \frac{OD}{2} + 0.2}{B} \quad (2.11)$$

Dimana:

$H$  = Tinggi dimensi (m)

$H_{sp}$  = Tinggi span (jarak pipa ke dasar laut), m

OD = Diameter pipa keseluruhan (m)

B = Setengah dari tinggi jangkar

Untuk *warp line stiffness* dihitung dengan persamaan (2.12) di bawah.

$$k_w = \frac{3,5 \times 10^7}{L_w} \quad (2.12)$$

Dimana:

$k_w$  = *warp line stiffness* (N/m)

$L_w$  = *warp line length* (m), 2,5 x kedalaman laut

Untuk gaya maksimum horizontal pipa dihitung dengan persamaan (2.13).

$$F_p = C_f \times V \times [(m_t + m_a) \times k_w]^{1/2} \quad (2.13)$$

Dimana:

$F_p$  = Gaya horizontal maksimum (kN)

$C_f$  = Koefisien geometri jangkar-pipa

$V$  = Kecepatan (m/s)

$k_w$  = *warp line stiffness* (N/m)

$m_t$  = Massa baja jangkar

$M_a$  = Massa tambahan

Untuk *corresponding maximum downward acting force* dapat dihitung dengan persamaan (2.14).

$$F_z = F_p (0,2 + 0,8xe^{-2,5\bar{H}}) \quad (2.14)$$

Dimana:

$F_z$  = Gaya vertikal maksimum (kN)

$F_p$  = Gaya tarikan maksimum (kN)

$H$  = Dimensi tinggi (m)

Untuk total waktu pullover dapat dihitung dengan persamaan (2.15).

$$T_p = C_T \times C_F \left( \frac{m_t}{k_w} \right)^{1/2} + \frac{\delta p}{V} \quad (2.15)$$

Dimana:

$T_p$  = total waktu pull-over (s)

$C_T$  = 1,5 – *beam trawls*

$C_f$  = Koefisien geometri jangkar-pipa

$k_w$  = *Warp line stiffness* (N/m)

$m_t$  = Massa baja jangkar (kg)

$\delta p$  = Deformasi pipa

$V$  = Kecepatan jangkar (m/s)

Maka besarnya energi yang bekerja pada saat *pull-over* dapat dihitung dengan persamaan (2.16)

$$E = Fz \times S \quad (2.16)$$

c) *Hooking*

Untuk ketinggian angkat maksimum dapat dihitung dengan persamaan (2.17).

$$H_l = 0,7B - 0,3OD \quad (2.17)$$

Dimana:

$H_l$  = Tinggi gaya angkat statik (m)

$B$  = Setengah dari tinggi jangkar

$OD$  = Diameter pipa keseluruhan (m)

Maka besarnya energi yang bekerja pada saat *hooking* dapat dihitung dengan persamaan (2.18).

$$E = (m_a \times g \times H_l) + (0,5m_a \times V^2) \quad (2.18)$$

Dimana:

$m_a$  = Massa hidrodinamik jangkar (kg)

$V$  = Kecepatan jangkar (m/s)

Karena energi yang bekerja pada jangkar terhadap pipa merupakan gabungan antara *impact*, *pull-over*, dan *hooking* maka total energinya merupakan penjumlahan dari ketiganya dapat dilihat pada persamaan (2.19).

$$E_{total} = E_{impact} + E_{pull-over} + E_{hooking} \quad (2.19)$$

2) Energi yang bekerja pada mesin kapal

Berikut ini adalah tahapan-tahapan untuk menghitung besarnya *thrust* kapal dengan cara menghitung maju dari PB MCR sampai didapatkan besarnya *thrust*:

$$\begin{aligned}
\text{PB SCR} &= \text{PB MCR} \times 0,85 \\
\text{SHP} &= \text{PB SCR} \times 0,98 \\
\text{DHP} &= \text{SHP} \times 0,98 \\
\text{T} &= \text{thrust deduction factor} \\
\text{T standard} &= 0,5 \text{ CP} - 0,12 \text{ (for single propeller)} \\
\text{CP} &= \text{Volume displacement} / \text{LxBxTx Cm} \\
&= (\text{LxBxTxCb}) / (\text{LxBxTx Cm}) \\
&= \text{Cb} / \text{Cm} \\
\text{W} &= 0,243 \\
\text{PC} &= \eta_H \times \eta_{rr} \times \eta_p \\
\eta_H &= \text{hull efficiency} \\
&= (1-t) / (1-w) \\
\eta_{rr} &= \text{relative ratio efficiency} \\
&= 1,04 \\
\eta_p &= \text{propulsive efficiency} \\
&= 0,6 \\
\text{EHP} &= \text{DHP} \times \text{PC} \\
\text{EHP} &= \text{R} \times \text{V}_s \\
\text{R} &= \text{EHP} / \text{V}_s \\
\text{T} &= \text{R} / (1-t)
\end{aligned}$$

Maka besarnya energi *thrust* yang bekerja dapat dihitung dengan persamaan (2.20).

$$E = T \times s \quad (2.20)$$

### 3) Gaya yang bekerja pada rantai

Massa rantai (m)

Berat rantai (w) = m x g

F rantai = T = w x sin 90

Maka besarnya energi yang bekerja pada rantai jangkar dapat dihitung dengan persamaan (2.21).

$$E = T \times s \quad (2.21)$$

Total gaya dan energi yang bekerja terhadap pipa dapat dihitung dengan persamaan (2.22).



$$T_{\text{total}} = T_{\text{trawl}} + T_{\text{thrust}} \text{ kapal} + T_{\text{rantai}} \quad (2.22)$$

Setelah melakukan perhitungan seperti di atas, maka peringkat konsekuensi dapat ditentukan berdasarkan tabel peringkat konsekuensi di tabel 2.3.

Tabel 2.3 Rangkings konsekuensi menurut DNV-RP-F107

| Peringkat | Kerusakan (%) | Deskripsi kerusakan                               | Kemungkinan kondisi pipa |      |      |      |     |      |
|-----------|---------------|---|--------------------------|------|------|------|-----|------|
|           |               |   | D1                       | D2   | D3   | R0   | R1  | R2   |
| 1         | <5            | Kerusakan kecil                                   | 1                        | 0    | 0    | 1    | 0   | 0    |
| 2         | 5 – 10        | Kerusakan besar<br>Antisipasi kebocoran           | 0,1                      | 0,8  | 0,1  | 0,9  | 1   | 0    |
| 3         | 10 – 15       | Kerusakan besar<br>Antisipasi kebocoran dan pecah | 0                        | 0,75 | 0,25 | 0,75 | 2   | 0,05 |
| 4         | 15 – 20       | Kerusakan besar<br>Antisipasi kebocoran dan pecah | 0                        | 0,25 | 0,75 | 0,25 | 0,5 | 0,25 |
| 5         | >20           | Pecah   | 0                        | 0,1  | 0,9  | 0,1  | 0,2 | 0,7  |

Kerusakan material pada saluran pipa diklasifikasikan dengan kategori sebagai berikut:

1. Kerusakan kecil (D1): kerusakan yang tidak membutuhkan perbaikan, dan juga tidak menghasilkan pelepasan hidrokarbon. Kerusakan (denting) yang lebih kecil dari 5% terhadap diameter pipa pada umumnya tidak memiliki dampak yang langsung terhadap operasi dari jalur pipa. Batas ini bisa bervariasi dan harus dievaluasi

untuk setiap pipa. Yang perlu dicatat, jika terjadi kerusakan kemudian pemeriksaan dan evaluasi Teknik harus dilakukan.

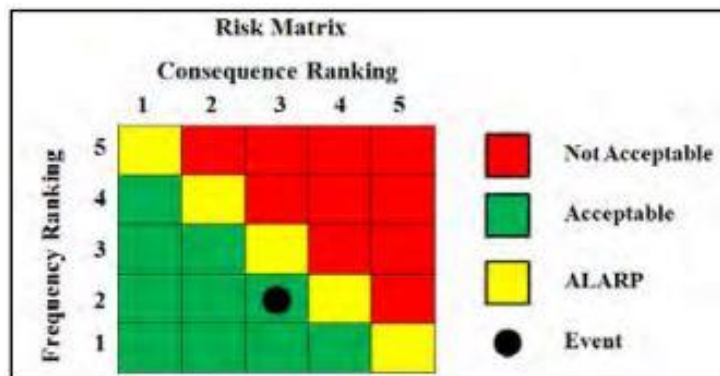
2. Kerusakan sedang (D2): kerusakan yang membutuhkan perbaikan, tetapi tidak menyebabkan pelepasan hidrokarbon. Ukuran penyok memerlukan pemeriksaan internal (misalnya lebih dari 5% dari diameter untuk saluran pipa baja).
3. Kerusakan besar (D3): kerusakan yang menyebabkan pelepasan hidrokarbon atau air, dll. Jika dinding pipa retak atau saluran pipa pecah, operasi saluran pipa harus dihentikan sesegera mungkin dan saluran diperbaiki. Bagian yang rusak harus dipindahkan dan diganti.

Dalam kerusakan yang menyebabkan pelepasan hidrokarbon (D3), klasifikasi pelepasan berikut digunakan:

1. Tidak ada pelepasan (R0) : tidak ada pelepasan gas hidrokarbon
2. Pelepasan kecil (R1) : pelepasan dari lubang yang kecil hingga menengah pada dinding pipa. Saluran pipa mungkin melepaskan sebagian kecil dari isinya hingga terdeteksi baik oleh penurunan tekanan atau secara visual.
3. Pelepasan besar (R3) : pelepasan gas dari saluran pipa yang pecah. *Full repture* akan menyebabkan pelepasan total dari volume saluran pipa dan akan berlanjut hingga saluran pipa diisolasi.

#### 2.7.4 Standard Det Norske Veritas (DNV)

Dalam kajian ini digunakan standar DNV-RP-F107 "Risk Assessment of Pipeline Protection". Untuk lebih jelasnya mengenai proses *risk assessment* dapat dilihat pada gambar 2.6 di bawah.



Gambar 2.6 Risk Matrix DNV-RP-F107

Daerah ALARP (*As Low As Reasonably Practicably*) mengidentifikasi daerah dimana risiko masih dapat diterima, bagaimanapun selanjutnya pengurangan dari risiko harus diikuti dengan evaluasi *Cost-Benefit*. Jika estimasi risiko berada di atas kriteria relevan yang dapat diterima, maka pengurangan risiko dapat dicapai dengan:

1. Mengurangi frekuensi dari kejadian
2. Mengurangi konsekuensi dari kejadian, atau
3. Sebuah kombinasi dari keduanya.

Dalam masing-masing proyek, risiko harus dijaga serendah mungkin (ALARP). Artinya bahwa beberapa pengurangan risiko dengan biaya yang rendah harus diperkenalkan meskipun risiko dapat diterima. Perhitungan pengurangan frekuensi harus diprioritaskan sebelum perhitungan pengurangan konsekuensi dalam melakukan pengurangan risiko [16].