

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

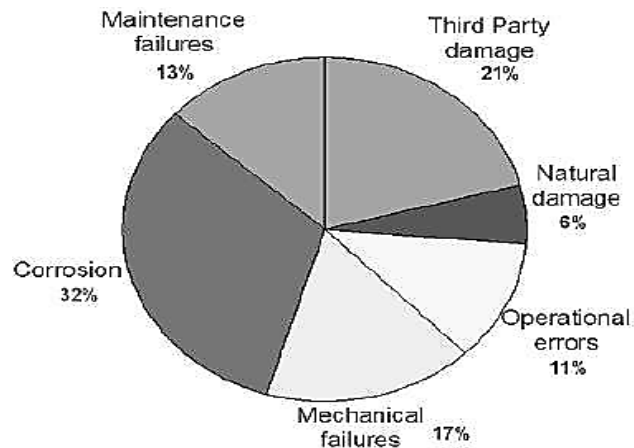
Pada jaman sekarang minyak masih menjadi kebutuhan bahan bakar yang utama bagi manusia. Minyak sangat penting untuk menggerakkan kehidupan dan roda perekonomian. Tiap hari dilakukan kegiatan eksplorasi untuk mencari sumber minyak baru.

Kegiatan eksplorasi minyak banyak melibatkan jaringan perpipaan sebagai tempat mengalirkan atau memindahkan fluida. Oleh karena itu kehandalan sistem perpipaan sangat diperlukan pada setiap industri perminyakan untuk mencegah terjadinya kegagalan pada sistem perpipaan.

Berikut beberapa contoh kegagalan pada sistem perpipaan yang terjadi pada industri perminyakan dalam beberapa tahun terakhir diantaranya:

1. Kebocoran pipa produksi PT Chevron Pacific Indonesia (CPI), pada tanggal 28 Oktober 2010, di Kecamatan Tanah Putih, Kabupaten Rokan Hilir. Dalam kejadian tersebut tidak ada korban jiwa [1].
2. Pecahnya pipa minyak milik Pertamina region Sumatera-Prabumulih, pada tanggal 24 November 2009 yang berada di kawasan Desa Patigalung, Sumatera Selatan [2].
3. Kebocoran pipa produksi Pertamina EPRS, pada tanggal 14 Juni 2008 di Jalan Baturaja, Kelurahan Dusun Prabumulih, Kota Prabumulih. Dalam kejadian tersebut tidak ada korban jiwa [3].
4. Kebocoran pipa gas milik ExxonMobil Oil Indonesia (EMOI), pada tanggal 23 Maret 2005 di Cluster III kawasan Desa Rayeuk Kuta, Kecamatan Tanah Luas, Kabupaten Aceh Utara. Dalam kejadian tersebut tidak ada korban jiwa hanya beberapa warga mengalami muntah darah dan sesak napas, setelah menghirup gas akibat kebocoran tersebut [4].

Pada Gambar 1.1 dapat dilihat diagram persentase penyebab-penyebab kegagalan dalam sistem perpipaan adalah korosi, kegagalan perawatan, kerusakan *tird party*, bencana alam, kesalahan operasional dan kegagalan mekanik. Untuk korosi memiliki persentase paling besar dalam penyebab kegagalan dalam sistem perpipaan sebesar 32%.



Gambar 1.1. Persentase penyebab-penyebab kegagalan sistem perpipaan [5].

Interaksi antara logam pipa dengan lingkungannya akan mengakibatkan terjadinya korosi. Dimana korosi tersebut dapat menjadi salah satu penyebab kebocoran pipa. Proses pemasangan dan berbagai kondisi lingkungan jaringan perpipaan yang berbeda akan berpengaruh terhadap korosi yang terjadi.

Proses korosi terjadi secara alamiah dan tidak dapat dicegah seluruhnya, seringkali berlangsung tiba-tiba sehingga diluar prediksi yang telah direncanakan. Adanya korosi pada dunia perminyakan mengakibatkan dampak yang besar dari berbagai aspek, seperti pencemaran lingkungan akibat tumpahnya minyak, terganggunya proses produksi akibat proses penggantian dan membengkaknya biaya operasional.

Dari suatu kejadian atau kasus kerusakan bisa ditelusuri penyebabnya dengan cara mengumpulkan data yang terkait dan menganalisisnya. Sehingga dapat diperkirakan upaya-upaya penanggulangan untuk menghindari kerusakan yang serupa. Dengan demikian biaya dan dampak yang ditimbulkan dapat diminimalisir [6].

Korosi *external* pada pipa disebabkan oleh faktor-faktor lingkungan dan proses *coating* yang kurang baik seperti pada Gambar 1.1 (a), sedangkan korosi *internal* pipa disebabkan oleh jumlah kandungan unsur kimia yang bersifat korosif yang terkandung dalam fluida yang mengalir di dalam pipa, aliran fluida dan temperatur dalam dapat dilihat pada Gambar 1.1 (b) [5].

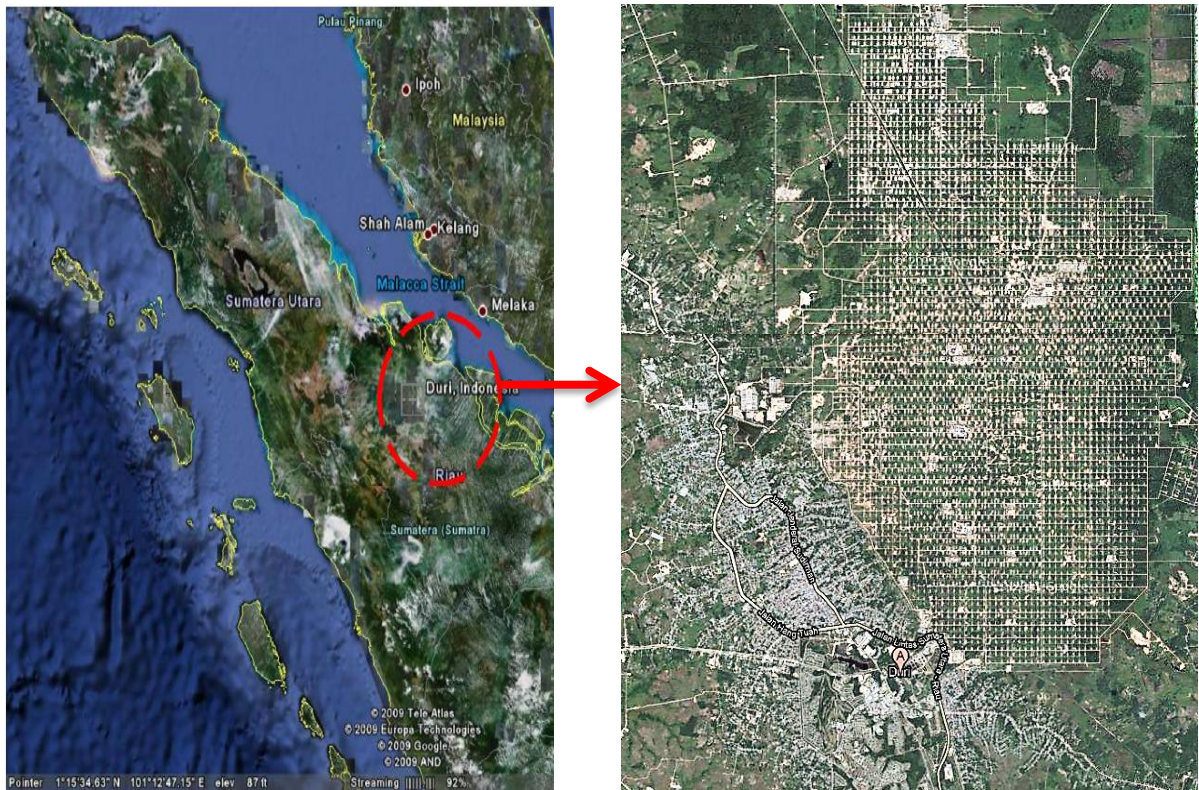


Gambar 1.2. Pipa yang terkorosi (a) *external* [7] dan (b) *internal* [8].

Pipeline yang mengalami degradasi atau penipisan dinding pipa, akan mengalami penurunan kekuatan. Walaupun dalam tahap desain penipisan dinding pipa ini sudah dipertimbangkan dengan memberikan batas umur operasi, namun akibat sulitnya mengontrol dan tidak seragamnya laju korosi untuk setiap lokasi, maka kegagalan *piping* yang diakibatkan oleh korosi masih sering terjadi, akibatnya terjadi kebocoran pipa.

Oleh karena itu perlu dilakukan perawatan dan pemeriksaan atau inspeksi secara berkala pada *pipeline*. Setiap alat memiliki tingkat resiko kerusakan yang merupakan hasil dari peluang kerusakan dan akibat yang ditimbulkan. Tingkat resiko pada alat sebaiknya memiliki tingkat yang rendah, karena apabila memiliki tingkat resiko yang tinggi maka akan sangat berbahaya mempengaruhi keamanan, keselamatan, dan lingkungan disekitar serta *finance* pada perusahaan itu sendiri.

API (*American Petroleum Institute*), merupakan suatu badan internasional yang mengeluarkan panduan dalam inspeksi berdasar risiko atau *Risk Based Inspection* (RBI) *code* yang digunakan adalah API 570, 580, & 581. Berdasarkan *code* ini akan digunakan untuk analisis risiko-risiko yang dapat terjadi pada studi kasus *pipeline* di *Production Gathering Line* (PGL) di Duri *field* (*heavy oil*) PT. Chevron Pacific Indonesia.



Gambar 1.3. Duri field PT. Chevron Pacific Indonesia, Riau [9].

1.2 Tujuan Penulisan

Adapun tujuan yang ingin diperoleh penulis dengan mengajukan judul Tugas Akhir seperti tersebut di atas adalah sebagai berikut:

1. Mengembangkan program bantu/*template* perhitungan kuantitatif nilai resiko untuk *pipeline* berdasarkan *code API Recommended Practice 581* edisi kedua tahun 2008, *Risk Based Inspection Technology*.
2. Mengaplikasikan program bantu perhitungan pada studi kasus *pipeline* di *Production Gathering Line (PGL) PT. Chevron Pacific Indonesia* untuk mendapatkan tingkat resiko kegagalan.
3. Mengetahui pengaruh parameter-parameter terhadap nilai probabilitas dan konsekuensi dalam analisis nilai resiko.

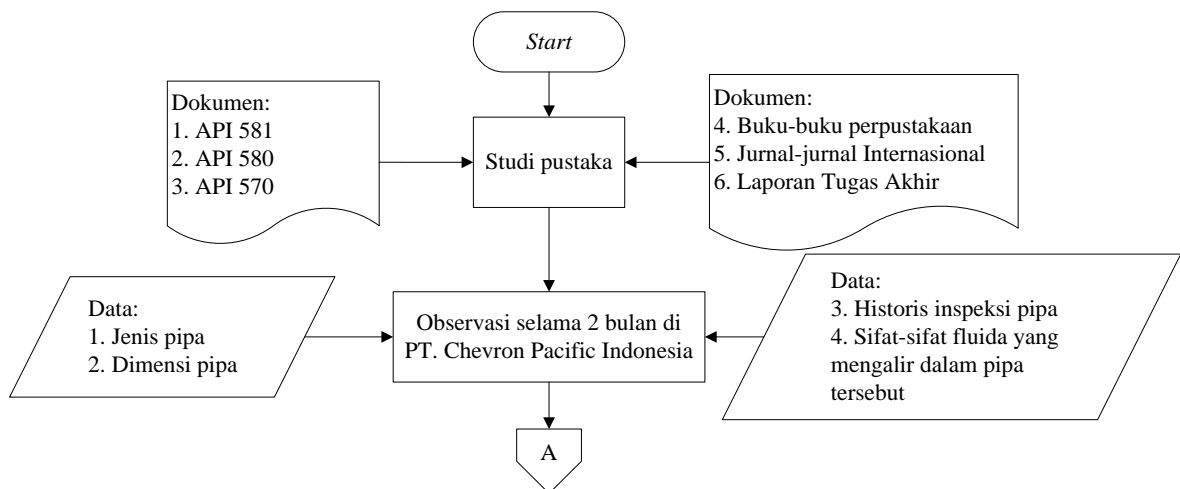
1.3 Batasan Masalah

Untuk mampu menghasilkan kapabilitas penelitian yang baik, maka lingkup pembahasan penelitian adalah sebagai berikut:

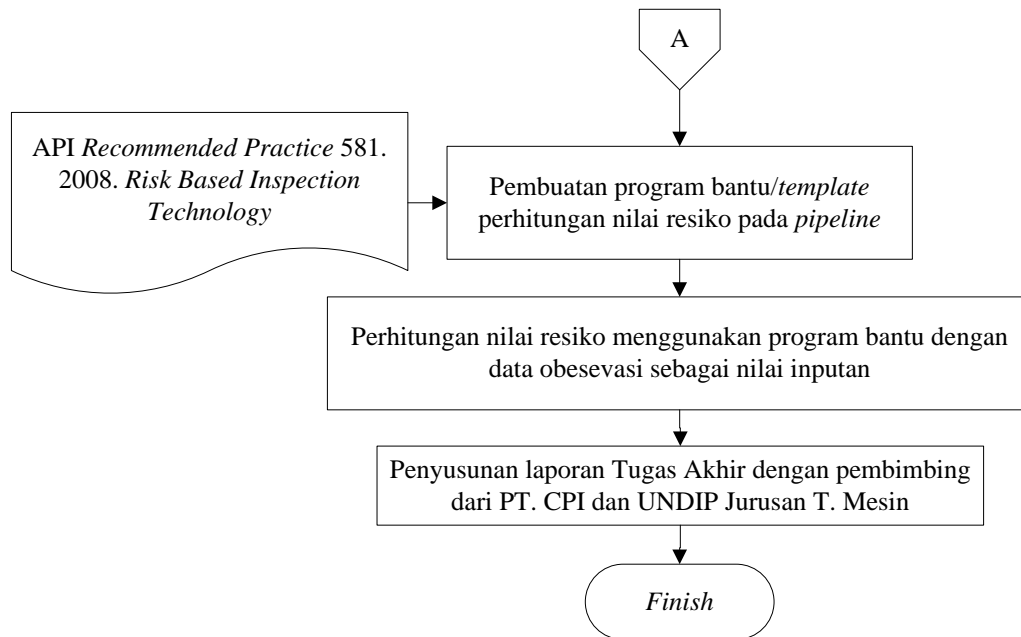
1. Penelitian ini hanya membahas analisis risiko menggunakan perhitungan kuantitatif pada *pipeline* di *Production Gathering Line (PGL)* area 1, 7, dan 8 Duri *field* PT. Chevron Pacific Indonesia.
2. Penelitian berpedoman pada *code*:
 - a. *API Recommended Practice 581. 2008. Risk Based Inspection Technology*
 - b. *API Recommended Practice 580. 2002. Risk Based Inspection.*
 - c. *API Recommended Practice 570. 2003. Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems.*

1.4 Metode Penelitian

Adapun langkah-langkah yang penulis lakukan dalam membuat Tugas Akhir ini dapat dilihat pada Gambar 1.1 di bawah ini:



Gambar 1.4A. Diagram alir penelitian secara umum.



Gambar 1.4B. Diagram alir penelitian secara umum.

1.5 Sistematika Penulisan

Pada Bab 1 ini telah dijelaskan tentang latar belakang, tujuan, batasan masalah, metode penulisan, dan sistematika penulisan laporan Tugas Akhir. Bab berikutnya akan menjelaskan studi literatur tentang pengertian *pipeline*, korosi, gas H₂S, dan konsep RBI *Technology code* API 581 sebagai referensi yang digunakan untuk melahirkan gagasan dilakukannya penelitian.

Pada Bab 3 metode penelitian, berisi tentang pengembangan program bantu dan proses metodologi untuk mendapatkan analisa resiko secara lengkap dengan mengacu pada standar API 581 RBI *Technology*. Meliputi: diagram alir program bantu, langkah-langkah cara penggunaan program bantu, studi kasus, dan pengumpulan data-data awal.

Pada Bab 4 berisi tentang hasil dari perhitungan resiko yang didapat pada *pipeline pipeline Production Gathering Line* di duri *field* area 1, 7, dan 8 akan dibahas. Serta analisa parameter-parameter yang mempengaruhi tingkat resiko.

Pada Bab 5 berisi tentang kesimpulan yang diambil setelah dilakukannya analisa serta saran penulis yang diharapkan bisa memberikan masukan untuk analisis yang lebih baik di masa yang akan datang. Terakhir Daftar Pustaka menampilkan seluruh informasi dan dokumen tertulis yang dijadikan landasan dan pengembangan penelitian. Penulisan daftar pustaka mengikuti aturan "*Vancouver System*".