

Penilaian Risiko pada *Onshore Pipeline* Menggunakan Metode *Risk Based Inspection (RBI)*

Risky Lestari Prabowo^{1*}, Adi Wirawan Husodo², Nurvita Arumsari³

Program Studi D-IV Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Indonesia^{1,2}

Program Studi D-IV Teknik Permesinan Kapal, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Indonesia³

Email: risky1812@gmail.com^{1*}, adi_wirawan@ppns.ac.id^{2*}, arum.up3d@gmail.com^{3*}

Abstract - In this study will be discussed risk assessment on pipeline located in Salawati West Papua consisting of 3 flowline and 1 export line. The flowline drains oil from 3 wells to Matoa Processing Area (MPA) with pipe diameters 6", 8", and 10". While the export line serves to drain the oil from the Matoa Processing Area (MPA) to the Canal Jetty with a pipe diameter of 6". The Probability of Failure (PoF) calculation uses the random number generated method that is performed with Monte Carlo simulation. While the determination of Consequence of Failure (CoF) and the determination of risk level on the pipeline using semi-quantitative risk based inspection analysis based on code API 581. From the calculation results obtained different categories of risk levels at each location. The location of Canal, Bagong, and MT 14 belongs to category 1B with interval inspection every 10 years and the location of SWO has the highest level of risk that is category 5B with interval inspection every 4 years. The inspection method used is visual examination, ultrasonic straight beam, eddy current, flux leakage, radiography and dimension measurement.

Keywords: Consequence of Failure, Inspection, Pipeline, Probability of Failure, Risk Assessment.

Nomenclature

| | |
|----------|---|
| α | ketebalan pipa minimum yang diizinkan (Menurut ASTM B.31G besarnya nilai adalah 80% dari <i>wall thickness</i> pipa) (inch) |
| CoF | <i>Consequence of Failure</i> (ft ²) |
| CR | laju korosi pipa (inch/year) |
| g(x) | fungsi limit |
| PoF | <i>Probability of Failure</i> |
| Tx | waktu yang akan diprediksi (year) |

1. PENDAHULUAN

Minyak masih menjadi kebutuhan bahan bakar yang utama bagi manusia. Setiap hari dilakukan kegiatan eksplorasi untuk mencari sumber minyak baru. Kegiatan eksplorasi minyak banyak melibatkan jalur perpipaan (*pipeline*) sebagai alat mengalirkan atau memindahkan fluida. *Pipeline* memiliki risiko kegagalan yang perlu diperhitungkan sehingga perlu adanya pemeriksaan. *Pipeline* merupakan bagian yang paling sering mengalami kegagalan pada sebuah unit produksi minyak. Hal ini dikarenakan *pipeline* merupakan bagian terbesar dari unit tersebut sehingga peluang kegagalan yang juga besar dibandingkan dengan *equipment* lain. Fluida yang korosif menjadi faktor utama penyebab timbulnya korosi dan mengakibatkan terjadinya penipisan atau degradasi material. Dalam tahap desain degradasi material sudah dipertimbangkan dengan memberikan batas umur operasi. Namun akibat sulitnya mengontrol dan tidak seragamnya laju korosi untuk setiap lokasi, maka kegagalan masih sering terjadi yang

mengakibatkan terjadinya kebocoran pipa. Oleh karena itu perlu dilakukan perawatan dan pemeriksaan atau inspeksi secara berkala pada *pipeline*. Setiap alat memiliki tingkat risiko kerusakan yang merupakan hasil dari peluang kerusakan dan akibat yang ditimbulkan. Tingkat risiko pada alat sebaiknya memiliki tingkat yang rendah, karena apabila memiliki tingkat risiko yang tinggi maka akan sangat berbahaya mempengaruhi keamanan, keselamatan, dan lingkungan [9].

API (*American Petroleum Institute*), merupakan suatu badan internasional yang mengeluarkan panduan dalam inspeksi berdasar risiko atau *Risk Based Inspection (RBI) code* yang dijadikan dasar adalah API 581 (Paddiyatu, 2011). Berdasarkan *code* ini akan dijadikan dasar untuk analisis risiko yang dapat terjadi pada studi kasus *pipeline* di Salawati Papua Barat.

Pada penelitian ini akan dibahas *risk assessment* pada *pipeline* yang berlokasi di Salawati Papua Barat yang terdiri dari 3 *flowline* dan 1 *export line*. *Flowline* tersebut mengalirkan minyak dari 3 sumur menuju *Matoa Processing Area* (MPA) dengan diameter pipa 6", 8", dan 10". Sedangkan *export line* berfungsi untuk mengalirkan minyak dari *Matoa Processing Area* (MPA) menuju *Canal Jetty* dengan diameter pipa 6". Metode perhitungan *probability of failure* dilakukan dengan menggunakan *random number generate* yang dilakukan dengan simulasi *Monte Carlo*. Sedangkan perhitungan *probability of failure* dan penentuan tingkat risiko pada

pipeline menggunakan analisa *risk based inspection* semi-kuantitatif yang berdasarkan pada code API 581. Dari penelitian ini diharapkan dapat diketahui keandalan dari keempat *pipeline* tersebut yang nantinya dapat memberikan analisa mekanisme kegagalan secara sistematis sehingga dapat mengetahui nilai peluang kegagalan dan konsekuensi luas daerah terdampak dari kegagalan *pipeline* tersebut, serta memberikan gagasan inspeksi yang lebih efektif dan efisien.

2. METODE PENELITIAN

Tahapan kegiatan penelitian ini sebagai berikut.

2.1 Identifikasi Kegagalan

Proses Identifikasi kegagalan menggunakan *fault tree analysis* dengan menerjemahkan dan menganalisa suatu kegagalan atau kesalahan dari sistem ke dalam bentuk diagram visual. *Fault event* dari *basic event* yang mewakili kegagalan peralatan ataupun manusia, dapat dibagi menjadi kegagalan dan kesalahan [1].

2.2 Peluang Kegagalan

Probabilitas kegagalan adalah kemungkinan terjadinya suatu kegagalan dalam komponen yang akan dianalisis apabila berada dalam kondisi kerja saat ini. Risiko kegagalan akibat korosi terhadap penipisan dinding pipa perlu diperhitungkan. Pipa dinyatakan gagal jika kedalaman korosi yang terjadi pada pipa selama umur operasinya lebih dari 80% tebal pipa (ASME B31.G). Persamaan moda kegagalan ditunjukkan pada persamaan 1, dimana $g(x)$: fungsi limit, α : ketebalan pipa minimum yang diizinkan, CR: laju korosi dan T_x : waktu yang diprediksi [6]

$$g(x) = \alpha - CR T_x \quad (1)$$

2.3 Konsekuensi Kegagalan

Konsekuensi yang dimaksud pada bagian ini adalah suatu metode sederhana yang dipakai untuk menentukan tingkat risiko kegagalan menggunakan persamaan yang telah disediakan oleh API RBI 581. Secara umum konsekuensi terlepasnya fluida kerja yang berbahaya dapat diestimasi berdasarkan beberapa tahap, yaitu menentukan fluida representatif dan sifatnya, pemilihan ukuran lubang kebocoran, penentuan fase fluida setelah terlepas, estimasi laju kebocoran, menentukan tipe kebocoran, evaluasi respon setelah kebocoran, reduksi akibat kebocoran, fraksi kerusakan generik, menentukan luas konsekuensi [8].

2.4 Analisa tingkat risiko

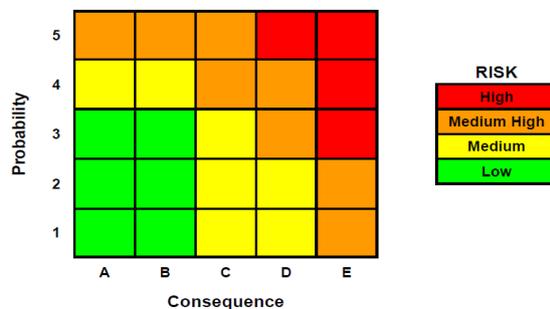
Dalam penelitian ini digunakan matriks risiko berdasarkan API 581 untuk menentukan ranking tingkat risiko yang dimiliki oleh setiap *pipeline* yang ditunjukkan pada Gambar 1. Metode RBI ini

mendefinisikan risiko dari suatu peralatan sebagai kombinasi dari 2 hal, yaitu *Consequence of Failure (CoF)* dan *Likelihood/Probability of Failure (PoF)* (Elanda,2011). Nilai numerik yang berhubungan dengan kategori konsekuensi dan kategori probabilitas ditunjukkan pada Tabel 1 [2],[7].

$$\text{Risk} = \text{PoF} \cdot \text{CoF} \quad (2)$$

Tabel 1. Hubungan Nilai *Pof* dan *CoF*

| Kategori probabilitas | | Kategori konsekuensi | |
|-----------------------|--------------|----------------------|--------------------------|
| Kategori | Range | Kategori | Range (ft ²) |
| 1 | $PoF < 0,07$ | A | $CA \leq 100$ |
| 2 | $PoF < 0,14$ | B | $100 < CA \leq 1000$ |
| 3 | $PoF < 0,21$ | C | $1000 < CA \leq 10000$ |
| 4 | $PoF < 0,28$ | D | $10000 < CA \leq 100000$ |
| 5 | $PoF < 0,35$ | E | $CA > 100000$ |



Gambar 1. Matriks Risiko API 581

2.5 Rekomendasi Inspeksi

Posisi-posisi pipa yang terdapat pada matriks risiko analisa semi-kuantitatif juga dapat memberikan informasi untuk aktivitas selanjutnya, yaitu perencanaan inspeksi terhadap pipa-pipa tersebut. Berdasarkan API 581, maka didapatkan informasi metode inspeksi yang dapat dilakukan sesuai dengan kegagalan yang terjadi pada *pipeline*. Sedangkan interval waktu inspeksi mengacu ke standar DNV-RP-G101 dan API 570 [3-5].

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Identifikasi Kegagalan

Dari analisa FTA pada gambar 2, *pipeline failure* sebagai *top event* yang dihubungkan dengan *OR-Gate* pada sub kebocoran setiap lokasi *pipeline* dan sub kebocoran setiap lokasi *pipeline* dihubungkan dengan *OR-Gate* pada korosi setiap *segment* yang menjadi *basic event*. Nantinya *basic event* akan dilakukan pengolahan data untuk penentuan nilai peluang kegagalan. Analisa ini menunjukkan bahwa penyebab terjadinya kegagalan *pipeline* adalah kebocoran pada setiap lokasi *pipeline* yang disebabkan korosi pada setiap *segment pipeline* tersebut.

3.2 Peluang Kegagalan

Langkah pertama yaitu dilakukan uji distribusi data dengan menggunakan *software* weibull 6++. Hasil distribusi data digunakan untuk mengetahui jenis distribusi dan parameter distribusi. Berdasarkan uji distribusi data, terdapat tiga jenis distribusi pada 4 *pipeline* yaitu distribusi normal, log normal dan *weibull*2. Setelah didapatkan distribusi pada setiap *pipeline*, proses simulasi *Monte Carlo* dilakukan dengan melakukan *random number generate* nilai *corrosion rate* dengan menggunakan distribusi data yang sesuai pada setiap *segment pipeline* dan menggunakan moda kegagalan pada persamaan 1. Kegagalan pada pipa akibat keretakan terjadi apabila tebal pipa yang terkorosi melewati batas maksimum keandalan yang diizinkan didasarkan pada ASME B31.G yaitu 80% dari ketebalan dinding pipa (*wall thickness*). Maka besar peluang kegagalan yang terjadi pada pipa dapat dilihat pada Tabel 2. Analisa secara umum dari hasil simulasi *Monte Carlo* untuk setiap lokasi menunjukkan bahwa, peluang kegagalan terbesar terjadi pada Lokasi SWO sebesar 0,3164 dan peluang kegagalan terendah terjadi pada lokasi *Canal* sebesar 0,0015. Hal ini menunjukkan perlu dilakukannya inspeksi lebih efektif pada lokasi yang memiliki nilai peluang kegagalan terbesar.

3.3 Konsekuensi Kegagalan

Analisa konsekuensi kegagalan digunakan untuk menentukan luasan daerah yang terkena dampak ketika *pipeline* mengalami kegagalan (kebocoran). Analisa konsekuensi dilakukan dengan menggunakan perhitungan konsekuensi level 1 API 581.

a. Penentuan Fluida Representatif

Fluida yang akan dianalisis dalam konsekuensi ini sesuai dengan Tabel 4.1 pada API 581 yaitu *Oil typical Crude*. Berdasarkan Tabel 4.2 API 581 fluida ini termasuk dalam golongan C₁₇-C₂₅ yang memiliki sifat-sifat berat molekul 280, berat jenis 48,38 lb/ft³, temperatur didih 651 °F, *ambient state* adalah cair dan *auto ignition temperature* 396 °F.

b. Penentuan lubang kebocoran

Pada penelitian ini digunakan 4 ukuran lubang kebocoran pada setiap *pipeline* yang ditunjukkan Tabel 4.4 pada API 581. Terdapat 4 ukuran lubang yang telah ditentukan yaitu *small* (0,25”), *medium* (1”), *large* (4”) dan *rupture* (ukuran sesuai diameter pipa yang dianalisa).

c. Penentuan Fase Fluida Setelah Terlepas

Fluida yang mengalir pada *pipeline* adalah *crude oil* (C₁₇-C₂₅) maka sesuai Tabel 4.3 pada API 581, maka fase fluida *crude oil* setelah terlepas adalah fase cair. nantinya penentuan *fluid realease* akan berpengaruh pada pemilihan rumus yang akan digunakan dalam perhitungan laju kebocoran fluida.

d. Estimasi Laju Kebocoran

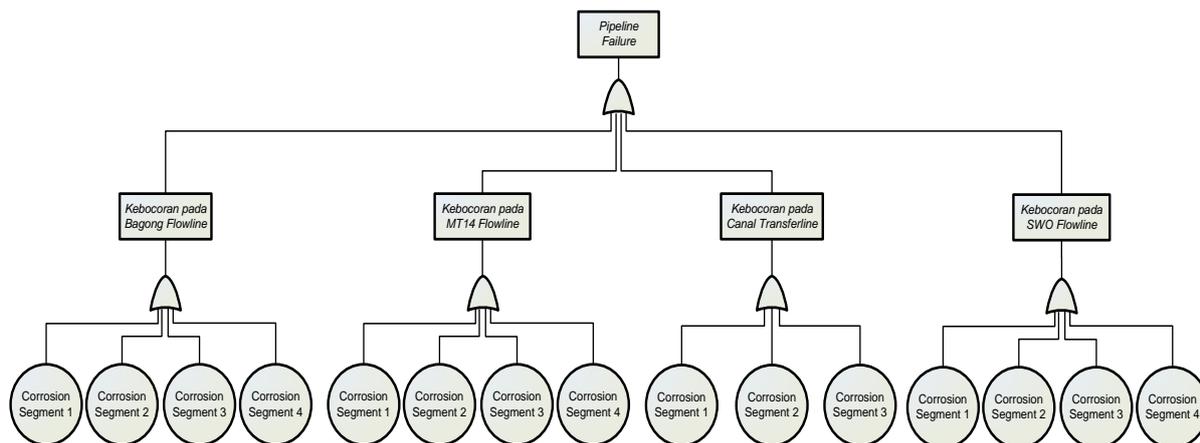
Pada penentuan fase fluida setelah terlepas menunjukan pada fase cair. Oleh sebab itu, perhitungan akan dilakukan dengan menggunakan persamaan 3.3 pada API 581 yang didapatkan hasil bahwa laju kebocoran terbesar terdapat pada *pipeline* pada lokasi Bagong baik pada ukuran ¼, 1, dan 4. Sedangkan untuk laju kebocoran pada jenis lubang kebocoran *rupture* (10 inch) terjadi pada lokasi SWO. Hal ini dikarenakan laju kebocoran tergantung dari besarnya nilai tekanan fluida yang mengalir dan ukuran lubang kebocoran.

e. Menentukan Tipe Kebocoran

Suatu jenis kebocoran dikatakan termasuk ke dalam jenis kebocoran seketika jika total massa fluida yang keluar sekitar 10000 lb atau lebih dalam waktu singkat 3 menit dan dikatakan kontinyu jika total massa keluar kurang dari 10000 lb dalam waktu 3 menit. Dari hasil perhitungan didapatkan lubang yang memiliki ukuran lubang kebocoran *small* dan *medium* memiliki tipe kebocoran *kontinyu*, sedangkan lubang dengan ukuran *large* dan *rupture* memiliki tipe kebocoran seketika.

Tabel 2. *Probability of Failure*

| <i>Pipeline Location</i> | <i>Probability of Failure (PoF)</i> |
|--------------------------|-------------------------------------|
| Canal | 0,0015 |
| Bagong | 0,0134 |
| MT14 | 0,0423 |
| SWO | 0,3164 |



Gambar 2. Fault tree Analysis Pipeline

f. Evaluasi Respon Setelah Kebocoran

Pipeline memiliki instrument *pressure relief valve* yang secara otomatis akan dapat bekerja pada tekanan melebihi batas normal terjadi. Namun sistem isolasi yang dimiliki *pipeline* hanya terdapat sistem *bypass* dan *emergency shutdown valve* yang dioperasikan secara manual. Hal ini menunjukkan bahwa terdapat detektor yang tepat untuk mendeteksi tekanan yang berubah dan sistem isolasi masih bergantung kepada operator untuk menutup atau membuka *valve* secara manual. Dengan demikian sesuai Tabel 4.5 pada API 581 sistem deteksi termasuk dalam kategori B dan sistem isolasi kategori C.

g. Reduksi Laju Kebocoran

Laju dan massa kebocoran yang telah dihitung sebelumnya akan dihitung ulang dengan memerhatikan faktor reduksi yang telah ditentukan berdasarkan sistem deteksi dan isolasi. Sesuai Tabel 4.6 API 581 sistem deteksi termasuk dalam kategori B dan sistem isolasi kategori C maka didapatkan nilai faktor reduksi yaitu 10% atau 0,1.

h. Fraksi Kerusakan Generik

Nilai fraksi kerusakan generik didapatkan dari membagi frekuensi kerusakan generik tiap lubang dengan total frekuensi kerusakan. Frekuensi kerusakan generik dipengaruhi oleh jenis peralatan yang diamati dan ukuran lubang kebocoran yang terjadi yang sesuai Tabel 3.1 pada API 581.

i. Menentukan Luas Konsekuensi

Nilai konsekuensi didapatkan dari luas daerah akibat kebocoran, yang terdiri dari luas daerah kerusakan dan luas daerah berbahaya. Nilai luas kerusakan generik dipilih kemudian dikalikan fraksi kerusakan generik dan didapatkan luas konsekuensi kegagalan. Besar konsekuensi kegagalan yang diakibatkan kebocoran pipa ditunjukkan pada Tabel 3. Hasil perhitungan konsekuensi kegagalan didapatkan nilai terbesar luas daerah terdampak akibat kegagalan terjadi pada lokasi Bagong dengan luas 908,859 ft².

3.4 Analisa Tingkat Risiko

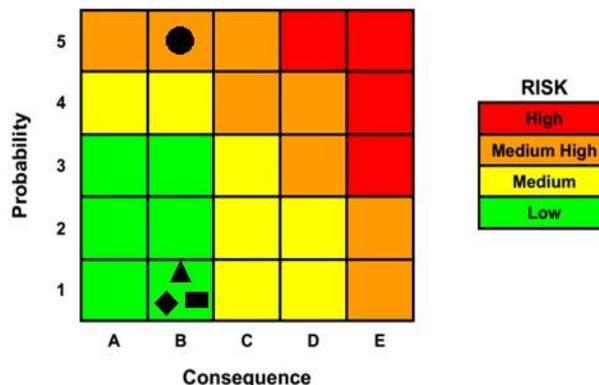
Analisa Tingkat resiko dilakukan dengan cara mengkombinasikan kategori *probability of failure* (PoF) dengan *consequence of failure* (CoF). Dari perhitungan sebelumnya maka didapatkan kategori tingkat risiko yang ditunjukkan pada Tabel 4 dan matriks risiko pada Gambar 3.

Tabel 3. Consequence of Failure

| Pipeline Location | Consequence of Failure (ft ²) |
|-------------------|---|
| Canal | 518,217 |
| Bagong | 908,859 |
| MT14 | 502,800 |
| SWO | 498,057 |

Tabel 4. Hasil Perhitungan Analisa Risiko

| Parameter | Nilai | | | |
|------------------|-------|--------|------|-----|
| Lokasi | Canal | Bagong | MT14 | SWO |
| $Risk = PoF.CoF$ | 1B | 1B | 1B | 5B |
| Symbol | ◆ | ▲ | ■ | ● |



Gambar 3. Hasil Matriks Risiko

Tabel 5. Rekomendasi Interval Inspeksi

| Lokasi Pipeline | Tingkat Risiko | Waktu Inspeksi (Tahun) |
|-----------------|----------------|------------------------|
| Canal | Low | 10 |
| Bagong | Low | 10 |
| MT14 | Low | 10 |
| SWO | Medium High | 4 |

3.5 Rekomendasi Inspeksi

Berdasarkan keefektifan metode inspeksi yang digunakan pada API 581, maka metode yang efektif untuk digunakan adalah dengan *visual examination, ultrasonic straight beam, eddy current, flux leakage, radiography* dan pengukuran dimensi. Untuk waktu inspeksi yang direkomendasikan berdasarkan DNV RP G101 dan API 570 dapat dilihat pada Tabel 5.

4. KESIMPULAN

Dari hasil analisa dan pembahasan yang dilakukan pada penelitian ini, maka dapat diambil kesimpulan bahwa setiap *pipeline* memiliki kategori tingkat risiko dan interval waktu inspeksi yang berbeda pada setiap lokasi. Lokasi Canal, Bagong, dan MT 14 termasuk kategori 1B dengan maksimal interval waktu inspeksi setiap 10 tahun dan lokasi SWO memiliki tingkat risiko yang paling tinggi yaitu 5B dengan maksimal interval waktu inspeksi setiap 4 tahun sekali. Untuk metode inspeksi yang digunakan yaitu dengan *visual examination, ultrasonic straight beam, eddy current, flux leakage, radiography* dan pengukuran dimensi.

5. UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak yang telah membantu dalam pembuatan penelitian ini. Pihak yang dimaksud adalah:

1. Kedua orang tua yang telah memberikan dukungan materi, motivasi, kasih sayang, do'a, dan nasehat hidup bagi penulis.
2. Bapak Adi Wirawan Husodo, selaku dosen pembimbing I yang selalu memberi pengarahan dan bimbingan selama pengerjaan jurnal tugas akhir.
3. Ibu Nurvita Arumsari, selaku dosen pembimbing II yang selalu memberi pengarahan dan bimbingan selama pengerjaan jurnal tugas akhir.
4. Keluarga besar Program Studi Teknik Perpipaan, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya.

6. DAFTAR PUSTAKA

[1] Alamsyah, T. T., Arumsari, N., & Haryono, E. (2017). Evaluasi Interval Waktu Pemeliharaan Komponen *Fly Ash Handling System* PLTU Paiton Unit 7 Berdasarkan Nilai Keandalan dan Ketersediaan. *Proceeding 2nd Conference of Piping Engineering and its Application*.

[2] *API Recommended Practice 580*. (2002). "Risk Based Inspection", Washington D.C., USA.

[3] *API Recommended Practice 581*. (2016). "Risk-Based Inspection Methodology". Washington D.C., USA.

[4] *API Recommended Practice 570*. (2001). "Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems". Washington D.C., USA.

[5] *DNV-RP-G101*. (2010). "Risk Based Inspection of Offshore Topsides Static Mechanical Equipment". Det Norske Veritas (DNV), Høvik, Norway.

[6] Elanda, R. W. (2011). Analisis Keandalan Pipa Lurus Akibat Korosi Eksternal Pada Jalur Pipa Transmisi Gas dengan Menggunakan Simulasi Monte Carlo. Skripsi Departement Material dan Metalurgi UI .

[7] Indrajaya, B. (2013). Manajemen Risiko Korosi Pada Pipa Penyalur Minyak. *JURNAL TEKNIK POMITS* Vol. 2, No. 1 .

[8] Kusumo, A. W., Witjonarko, R. D., & Wismawati, E. (2013). Analisa Resiko Elbow Pipe Pada Sistem Perpipaan Main Steam Akibat Korosi Internal dengan Menggunakan *Risk Based Inspection* (RBI). Tugas Akhir Program Studi Teknik Perpipaan PPNS .

[9] Paddiyatu, F. (2011). Perhitungan Kuantitatif *Risk Based Inspection* Berdasarkan API 581 Pada Pipeline Production Gathering Line di Duri Field. Jurusan Teknik Mesin Universitas Diponegoro .

