

Analisa Risiko dan Langkah Mitigasi pada *Offshore Pipeline*

Wahyu Abdullah, Daniel M. Rosyid, dan Wahyudi Citrosiswoyo
Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)
Jl. Arief Rahman Hakim, Surabaya 60111
E-mail: dmrosyid@oe.its.ac.id

Abstrak— Jurnal ini membahas mengenai analisa risiko dan langkah mitigasi pada *offshore pipeline* milik PT. Kodeco Energy Co. Ltd., yang menghubungkan *Poleng Process Platform (PPP)* diperairan Madura menuju *Gresik Onshore Receiving Facility (ORF)* dengan mode kegagalan *pressure based*. Indeks keandalan *pipeline* didapatkan dengan menggunakan metode *Bea*, sementara untuk menghitung konsekuensi kegagalan didapatkan dengan metode semi kuantitatif *risk based inspection (RBI)*, sehingga bisa diketahui risiko dari suatu *pipeline*. Besarnya peluang kegagalan tiap kilometer poin (KP) *pipeline* akibat terjadinya *burst pressure* sangat kecil yaitu dibawah 0.016, sehingga *pipeline* andal terhadap terjadinya *burst pressure*, untuk besarnya tingkat risiko tiap kilometer poin (KP) *pipeline* adalah Menengah Tinggi (1E). Selanjutnya untuk mitigasi yang digunakan berdasarkan API RBI 581 adalah *inventory blowdown*, sehingga besarnya tingkat risiko tiap kilometer poin (KP) *pipeline* menjadi Menengah (1D).

Kata Kunci : *Bea, burst pressure, mitigation, pressure based, risiko, risk based inspection (RBI)*.

I. PENDAHULUAN

Indonesia termasuk negara penghasil gas bumi terbesar di dunia. Diperkirakan saat ini cadangan gas bumi Indonesia adalah 176 trilyun kaki kubik (TCF). Sumber-sumber gas bumi tersebar di beberapa wilayah kepulauan di Indonesia, seperti di Aceh, Kepulauan Riau, Natuna, Kalimantan Timur, Jawa, Sulawesi dan Irian [1]. *Marine pipeline* telah menjadi sarana transportasi pengiriman minyak dan gas bumi yang tergolong baru sekaligus yang paling aman sebagai bagian dari struktur lepas pantai yang berperan mendukung perkembangan teknologi kelautan dengan mengadaptasi teori hidrodinamika dan mekanika [2].

Kebocoran sering terjadi pada pipa di lapangan produksi (*area plant*), karena sistem saluran pipa sangatlah rentan terjadi kerusakan dan biaya pemeliharaan yang mahal maka pemeliharaan jaringan saluran pipa menjadi perhatian utama dari suatu perusahaan [3]. Dalam hal ini yang menjadi perhatian utama adalah kemungkinan risiko-risiko yang terjadi sehingga bisa diketahui langkah mitigasi yang harus dilakukan.

Aliran fluida maupun gas yang melalui *segment pipeline* tersebut memiliki tekanan operasi (*operational pressure*) yang berbeda-beda dan apabila tekanan tersebut melampaui tekanan ledakan (*burst pressure*) maka *segment pipeline*

dapat mengalami kerusakan [4]. Berdasarkan pertimbangan tersebut maka diperlukan metode pemeriksaan berbasis keandalan (RBI) dalam penentuan prioritas pemeriksaan *segment pipeline* untuk mencegah terjadinya kerusakan yang akan terjadi. *Risk based inspection (RBI)* adalah sebuah pendekatan sistematis tentang metode pengelolaan inspeksi atas peralatan atau unit kerja pada sebuah pabrik yang didasarkan pada tingkat risiko yang dimiliki oleh peralatan atau unit kerja tersebut. Metode RBI memakai kombinasi dua parameter: peluang kegagalan dan kategori konsekuensi kegagalan [5].

II. URAIAN PENELITIAN

A. Pengumpulan Data

Data-data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi data desain *pipeline* dan data aliran fluida pada *pipeline* milik PT. Kodeco Energy Co. Ltd. yang menghubungkan *Poleng Process Platform (PPP)* diperairan Madura menuju *Gresik Onshore Receiving Facility (ORF)* [6].

B. Pemeriksaan Berbasis Keandalan Pada Pipeline

Sistem perpipaan minyak dan gas mempunyai risiko terbesar untuk mengalami kegagalan yang berakibat pada terlepasnya fluida yang mudah terbakar dan fluida beracun [7]. Analisa dibatasi pada *segment pipeline*, karena *segment pipeline* memberikan peran yang sangat penting dalam proses aliran fluida maupun gas unit produksi dari *platform* sampai dengan unit pemrosesan. Peluang kegagalan dapat diberikan sebagai kemungkinan (P) dari kemampuan *operational pressure (Demand)* melebihi kapasitas (*Capacity*) [8].

$$Pf = P[D \geq C] \quad (1)$$

Jadi dalam hal ini *segment pipeline* dinyatakan gagal jika *operational pressure* (tekanan operasi) yang terjadi pada *segment pipeline* melampaui *burst pressure* (tekanan ledakan).

C. Analisa Risiko

Risiko yang didefinisikan sebagai fungsi peluang kegagalan (*probability of failure*) dan fungsi konsekuensi

akibat kegagalan (*concequence of failure*). Langkah awal adalah mengidentifikasi dari bahaya atau *hazard* dan efek dari *hazard* tersebut dan siapa atau apa yang akan terkena dampaknya. Langkah berikutnya adalah menentukan besarnya *frequency* atau *probability* dari kejadian. Lalu langkah ketiga adalah menentukan besarnya *consequence* dari kejadian karena *Risk* adalah kombinasi dari *consequence* dan *probability* atau *frequency* [9].

$$\text{Risiko} = \text{Frekuensi} \times \text{Konsekuensi}$$

Dengan:

- Risiko = Kemungkinan terjadinya peristiwa yang dapat merugikan perusahaan, atau bahaya yang dapat terjadi akibat sebuah proses yang sedang berlangsung atau kejadian yang akan datang.
- Frekuensi = Kemungkinan terjadinya peristiwa per satuan waktu, biasanya dalam satu tahun.
- Konsekuensi = Seberapa besar tingkat kerusakan yang diakibatkan karena adanya bahaya.

Proses dari analisa risiko ini terdiri dari empat langkah dasar antara lain:

1. Identifikasi Bahaya (*Hazard*).
2. Perkiraan Frekuensi.
3. Perkiraan Konsekuensi.
4. Evaluasi Risiko.

D. Konsep Analisa Keandalan dalam Perancangan

Keandalan sebuah komponen atau sistem adalah peluang komponen atau sistem tersebut untuk memenuhi tugas yang telah ditetapkan tanpa mengalami kegagalan selama kurun waktu tertentu, apabila dioperasikan dengan benar dalam lingkungan tertentu [10]. Dalam konsep keandalan, suatu masalah akan didefinisikan dalam hubungan permintaan dan penyediaan, yang keduanya merupakan *variabel-variabel* acak. Peluang terjadinya kegagalan suatu rancangan, dimana penyediaan (kekuatan sistem) tidak dapat memenuhi permintaan (beban yang bekerja pada sistem) [11].

E. Perhitungan Indeks Keandalan Pipeline dengan Metode Pressure Based.

Perhitungan indeks keandalan *pipeline* dengan metode *pressure based* pengerjaannya meliputi:

1. Menghitung besarnya Burst Pressure (P_B) dengan menggunakan persamaan:

$$P_B = B_{BP} 2 \frac{S_y}{D} (t - d) \tag{2}$$

Dengan:

- B_{BP} = Faktor bias
- S_y = Kuat luluh minimum material
- D = Diameter pipeline
- t = Ketebalan pipeline
- d = Maksimum kedalaman korosi

2. Menghitung besarnya *operational pressure* yang menyebabkan kegagalan (P_f) dengan menggunakan persamaan:

$$P_f = P[P_O \geq P_B] \tag{3}$$

Dengan:

- P_O = Tekanan Operasi
- P_B = Tekanan Ledakan

3. Menghitung indeks keandalan dari *operational pressure* (β) dengan menggunakan persamaan:

$$\beta = \frac{\ln[B_{BP} 2 \frac{S_y}{D} (t - d)]}{(\sigma_{\ln P_B}^2 + \sigma_{\ln P_O}^2)^{\frac{1}{2}}} \tag{4}$$

Dengan:

- $\sigma_{\ln P_B}$ = Standar deviasi logaritmik *burst pressure*
- $\sigma_{\ln P_O}$ = Standar deviasi logaritmik *operational pressure*

F. Peluang Kegagalan Segment Pipeline

Peluang kegagalan segment didapat dengan menggunakan persamaan:

$$P_{failure} = 1 - \phi(\beta) \tag{5}$$

Dengan:

- B = Indeks keandalan dari *operational pressure*

G. Perhitungan Konsekuensi Kegagalan Menurut API RBI.

Perhitungan konsekuensi kegagalan menurut API RBI 581 [12], pengerjaannya meliputi:

1. Menentukan tipe terlepasnya fluida gas (P_{trans}) dengan menggunakan persamaan:

$$P_{trans} = P_a \left(\frac{K + 1}{2} \right)^{\frac{K}{K+1}} \tag{6}$$

2. Menghitung besarnya laju terlepasnya fluida (W_g), jika tekanan yang diamati lebih besar daripada P_{trans} menggunakan persamaan W_g (*sonik*) sebaliknya jika tekanan yang diamati lebih kecil dari pada P_{trans} maka menggunakan persamaan W_g (*sub-sonik*).

Persamaan:

$$W_g(\text{sonik}) = C_d \cdot A \cdot P \sqrt{\left(\frac{KM}{RT} \right) \frac{g_c}{144} \left(\frac{2}{K+1} \right)^{\frac{K+1}{K-1}}} \tag{7}$$

Persamaan:

$$W_g(\text{sub-sonik}) = C_d \cdot A_L \cdot P_h \sqrt{\left(\frac{M_m}{RT_h} \right) \frac{g_c}{144} \left(\frac{2K}{K+1} \right) \left(\frac{P_a}{P} \right)^{\frac{2}{K}} \left[1 - \left(\frac{P_a}{P} \right)^{\frac{K-1}{K}} \right]} \tag{8}$$

3. Menentukan tipe kebocoran, Kriteria yang dipakai oleh metode RBI mengacu pada catatan kegagalan yang pernah terjadi disebabkan oleh kebakaran dan ledakan. Suatu jenis kebocoran dikatakan termasuk ke dalam jenis kebocoran seketika adalah jika fluida kerjanya dapat keluar semuanya dalam waktu yang cukup singkat (3 menit) atau dalam waktu

- 3 menit tersebut dapat membebaskan sekitar 10000 lb fluida kerja yang ada dalam peralatan yang dianalisis.
4. Menghitung luas daerah kerusakan dan luas daerah berbahaya.
5. Menghitung total luas daerah kebakaran.
6. Menentukan tipe konsekuensi berdasarkan total luas daerah kebakaran.

H. Mitigation Untuk Mengurangi Konsekuensi Kegagalan Menurut API RBI

Penentuan langkah mitigasi untuk perhitungan pengurangan konsekuensi kegagalan. Langkah mitigasi ditampilkan dalam bentuk tabel (Tabel 7.8. API RBI 581). Nilai-nilai ini berdasar pada pertimbangan rancang-bangun, pemanfaatan pengalaman dalam mengevaluasi mitigasi didalam analisa perhitungan risiko secara kuantitatif.

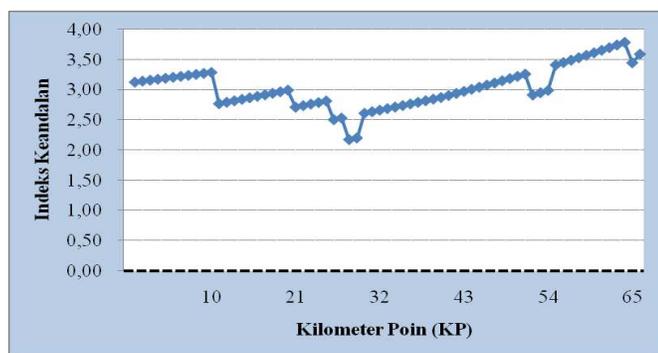
III. HASIL DAN DISKUSI

A. Perhitungan Burst Pressure (Tekanan Ledakan)

Besarnya *operational pressure* pada kilometer poin (KP) 0 sebesar 5692656.359 N/m², sedangkan untuk besarnya *burst pressure* pada kilometer poin (KP) 0 sebesar: 13709190.664 N/m².

B. Perhitungan Indeks Keandalan

Kegagalan akibat *burst pressure* dapat terjadi apabila tekanan operasi melebihi tekanan ledakan. Sehingga besarnya indeks keandalan *burst pressure* pada kilometer poin (KP) 0 adalah 3.121. Maka besarnya keandalan 0.99910 dan peluang kegagalan (Pf) pada kilometer poin (KP) 0 adalah 0.00090. Sedangkan untuk tiap kilometer poin (KP) lainnya, adalah sebagai berikut:



Gambar 1. Grafik Indeks Keandalan Pipeline.

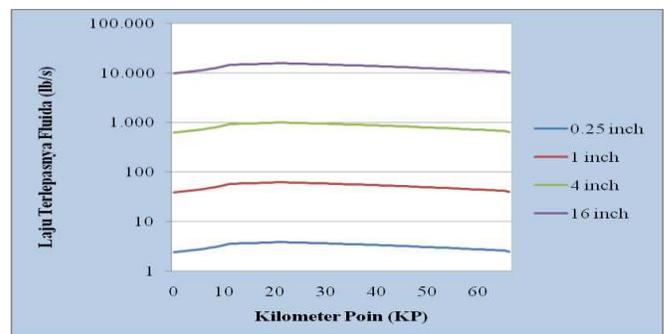
Gambar 1. Menunjukkan indeks keandalan *pipeline* terhadap *burst pressure* (β) > 2, sehingga *pipeline* andal terhadap *burst pressure*. Indeks keandalan terkecil (2.170) berada pada kilometer poin (KP) 28 dengan *operational pressure* sebesar 4785102.1 N/m² dan *burst pressure* 8815291.9 N/m². Sedangkan indeks keandalan terbesar (3.781) berada pada kilometer poin (KP) 64 dengan *operational pressure* sebesar 3386098.04 N/m² dan *burst pressure* 9819168.5 N/m².

C. Analisa Konsekuensi dengan Metode Semi-Kuantitatif

Fluida representatif dari referensi, menghasilkan fluida representatif untuk dianalisis, yaitu jenis C1-C2 (Methane dan Ethane). Analisis konsekuensi kegagalan akibat terlepasnya fluida representatif pada metode *semi-kuantitatif* RBI terdiri atas dua bagian, yaitu: konsekuensi akibat terlepasnya fluida representatif yang mudah terbakar dan konsekuensi akibat terlepasnya fluida representatif yang beracun. Pada kasus analisis tingkat risiko pada peralatan yang diamati, fluida representatif yang dipakai hanya mempunyai sifat mudah terbakar.

D. Analisis Laju Kebocoran

Untuk fluida gas maka dilakukan perhitungan untuk menentukan jenis laju terlepasnya fluida melalui persamaan 7.2. API RBI 581. Dengan menggunakan persamaan tersebut maka dapat diketahui nilai P_{trans} yaitu sebesar 25.972 psia, karena tekanan yang diamati lebih besar daripada P_{trans} maka tipe pelepasan fluida yang terjadi adalah *sonik*. Dengan menggunakan persamaan 7.3. API RBI 581. didapatkan hasil laju pelepasan fluida pada tiap lubang kebocoran adalah sebagai berikut:

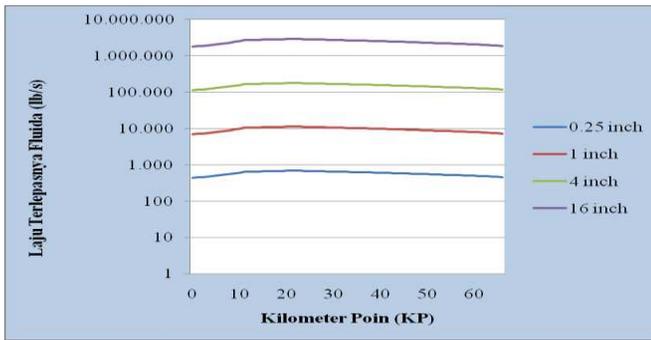


Gambar 2. Laju Terlepasnya Fluida Tiap Kilometer poin (KP).

Gambar 2. Menunjukkan laju terlepasnya fluida terkecil terjadi pada ukuran lubang 0.25 inch, pada kilometer poin (KP) 0 sebesar 2.44 lb/s dengan suhu hulu 39.11°R dan tekanan hulu 840.35 psia, sedangkan laju terlepasnya fluida terbesar terjadi pada 16 inch, pada kilometer poin (KP) 21 sebesar 16,023.52 lb/s dengan suhu hulu 12°R dan tekanan hulu 745.05 psia.

E. Tipe Kebocoran

Untuk menentukan apakah kebocoran yang terjadi termasuk ke dalam jenis kebocoran seketika atau kebocoran kontinyu, dihitung melalui laju aliran massa yang keluar dalam waktu 3 menit. Jika dalam waktu 3 menit massa fluida representatif yang keluar lebih besar daripada 10000 lb, maka aliran tersebut termasuk ke dalam jenis kebocoran seketika. Berikut laju pelepasan fluida dalam waktu 3 menit pada tiap lubang kebocoran untuk semua kilometer poin (KP):



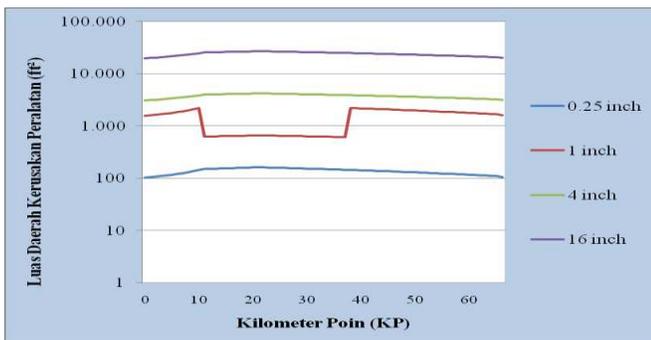
Gambar. 3. Laju Terlepasnya Fluida Tiap Kilometer poin (KP) Dalam Waktu 3 Menit.

Sehingga didapatkan untuk semua kilometer poin (KP) adalah:

- Ukuran lubang 0.250 inchi, tipe kebocoran adalah kontinyu.
- Ukuran lubang 1 inchi, pada kilometer poin (KP) 0 – 10 dan (KP) 38 – 66.95 tipe kebocoran adalah kontinyu. Sedangkan pada kilometer poin (KP) 11 – 37 Tipe kebocoran adalah seketika.
- Ukuran lubang 4 dan 16 inchi tipe kebocoran adalah seketika.

F. Luas Daerah Akibat Kebocoran

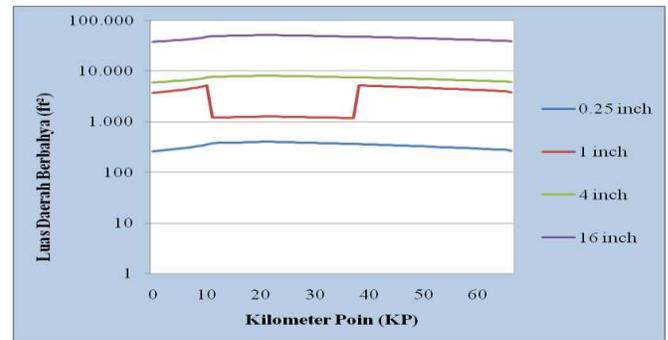
Metode RBI menggunakan ukuran luas daerah untuk menentukan konsekuensi terlepasnya fluida representatif. Luas daerah akibat kebocoran fluida representatif terdiri atas dua jenis, yaitu luas daerah kerusakan peralatan dan luas daerah berbahaya. Tabel untuk luas daerah akibat kebocoran untuk area kerusakan dan area berbahaya terdapat pada API RBI 581(Tabel 7.8-7.11). Dari tabel kita bisa menentukan luas daerah kerusakan peralatan dan luas daerah berbahaya tiap kilometer poin (KP). luas daerah kerusakan peralatan dan luas daerah berbahaya didapatkan dari laju terlepasnya fluida dikalikan faktor pengali. Faktor pengali didapatkan dengan menentukan tipe kebocoran seketika atau kontinyu.



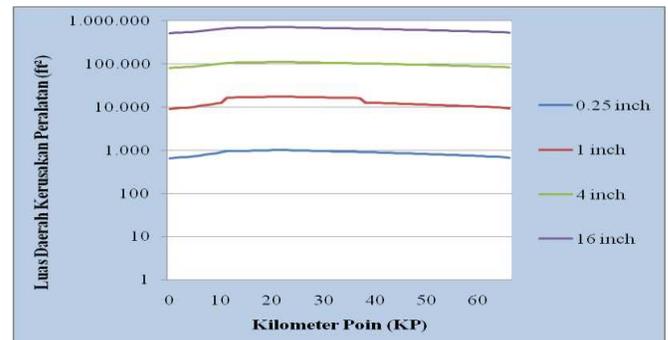
Gambar. 4. Grafik Perhitungan Luas Daerah Kerusakan Peralatan Akibat Kebocoran Di Bawah AIT.

Selanjutnya menentukan tipe jenis material, seperti diketahui bahwa fluida repressetatif yang dianalisis, yaitu jenis C1-C2 (Methane dan Ethane). Langkah selanjutnya menentukan final fase yang keluar dari lubang, dalam hal fase yang keluar adalah gas. Sehingga di dapatkan luas daerah kerusakan

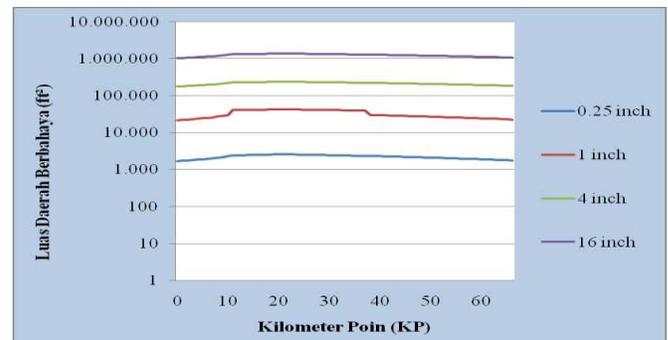
peralatan dan luas daerah berbahaya, bentuk grafiknya sebagai berikut:



Gambar. 5. Grafik Perhitungan Luas Daerah Berbahaya Akibat Kebocoran Di Bawah AIT.



Gambar. 6. Grafik Perhitungan Luas Daerah Kerusakan Peralatan Akibat Kebocoran Di Atas AIT.



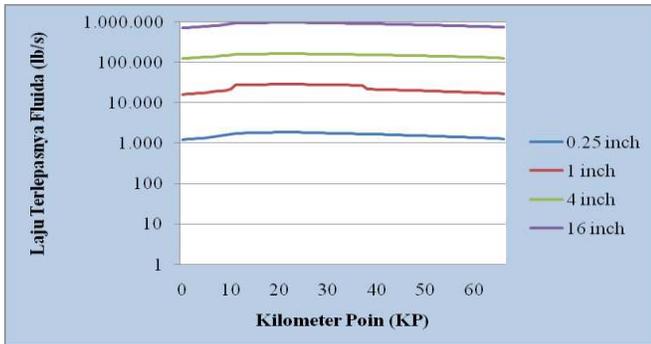
Gambar. 7. Grafik Perhitungan Luas Daerah Berbahaya Akibat Kebocoran Di Atas AIT.

Dari gambar 4–7 diketahui bahwa untuk luas daerah akibat kebocoran baik yang diatas AIT maupun dibawah AIT nilai luas daerah berbahaya lebih besar dari pada nilai kerusakan peralatan, sehingga perhitungan nilai total luas daerah kebakaran menggunakan nilai luas daerah berbahaya.

Besarnya probabilitas masing-masing tipe kebakaran ditunjukkan dalam tabel 7.8-7.11 API RBI 581. Sehingga didapatkan total luas daerah kebakaran tiap kilometer (KP) sebagai berikut:

Gambar 9. menunjukkan total luas daerah kebakaran terkecil terjadi pada ukuran lubang 0.25 inch, pada kilometer poin (KP) 0 sebesar sebesar 1238.52 ft² dengan laju terlepasnya fluida 2.44 lb/s dan total luas daerah kebakaran terbesar terjadi pada pada ukuran lubang 16 inch, pada kilometer poin

(KP) 21 sebesar 977439.99 ft² dengan laju terlepasnya fluida 16023.52 lb/s. Dari gambar diatas dapat diketahui bahwa perbedaan total luas daerah kebakaran dikarenakan besarnya nilai laju terlepasnya fluida, semakin besar laju terlepasnya fluida semakin besar total luas daerah kebakaran.



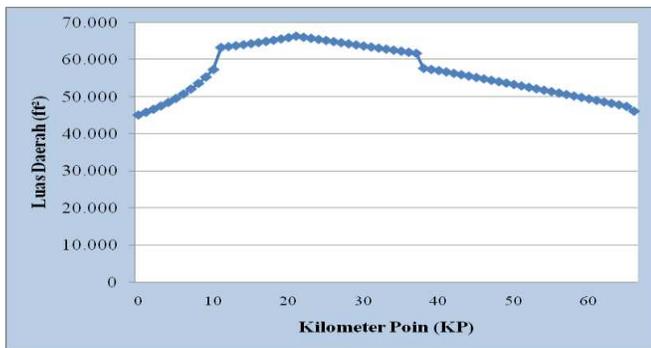
Gambar. 9. Total Luas Daerah Kebakaran Tiap Kilometer poin (KP).

G. Menghitung Frekuensi Kerusakan Generik

Frekuensi kerusakan generik dipengaruhi oleh jenis peralatan yang diamati dan ukuran lubang kebocoran yang terjadi. Nilai frekuensi kerusakan generik diambil dari sejarah pemakaian peralatan yang dianalisis.

H. Konsekuensi Kegagalan

Konsekuensi kegagalan dihitung berdasarkan luas daerah kerusakan peralatan atau luas daerah bahaya akibat kebakaran yang menjadi dampak suatu kebocoran. Nilai konsekuensi keterbakaran didapatkan dari total luas daerah kebakaran. Nilai konsekuensi keterbakaran kemudian dikalikan dengan fraksi kerusakan generik dan didapatkan luas daerah konsekuensi kegagalan. Berikut adalah grafik konsekuensi kegagalan tiap kilometer poin (KP).



Gambar. 10. Grafik Luas Daerah Konsekuensi Kegagalan.

Luas daerah konsekuensi terkecil berada pada kilometer poin (KP) 0 dengan luas 45063 ft² dan luas daerah konsekuensi terbesar berada pada kilometer poin (KP) 21 dengan luas 62844.69 ft². Berdasarkan tabel konsekuensi kegagalan (tabel 2). Maka konsekuensi tersebut dikategorikan E.

I. Tingkat Risiko Semi Kuantitatif RBI

Tingkat risiko untuk metode *semi kuantitatif* RBI merupakan kombinasi dari kategori peluang kegagalan atau

frekuensi kegagalan dan konsekuensi kegagalan. Berikut tingkat risiko semi kuantitatif RBI berdasarkan *failure mode pressure based*:

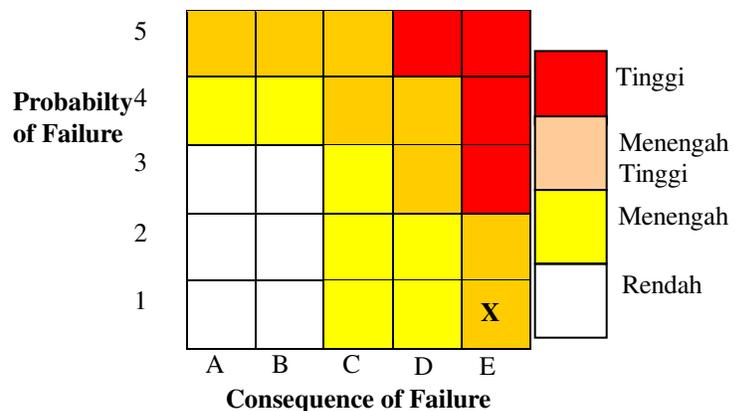
Tabel 1. Kategori Area Probabilitas Kegagalan

Kategori Probabilitas	Area Probabilitas
1	< 0,07
2	< 0,14
3	< 0,21
4	< 0,28
5	< 0,35

Tabel 2. Kategori Area Konsekuensi

Kategori Probabilitas	Area Probabilitas
A	< 10 ft ²
B	10 – 100 ft ²
C	100 – 1000 ft ²
D	1000 – 10000 ft ²
E	> 10000 ft ²

Berikut tingkat risiko untuk *failure mode pressure based* :

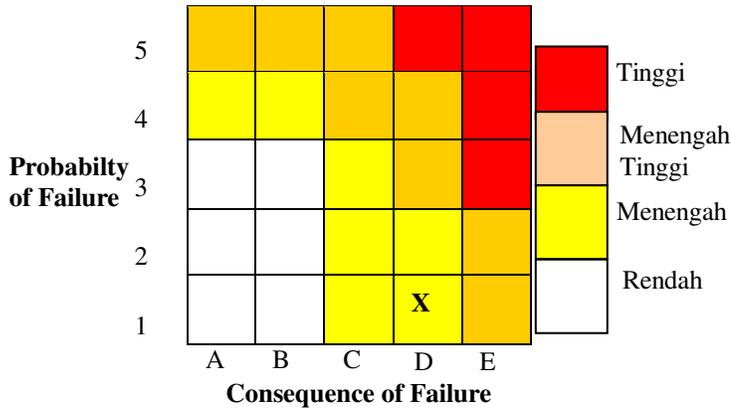


Gambar. 11.. Distribusi Tingkat Risiko pada Matriks Risiko Semi uantitatif RBI dengan *Failure Mode Pressure Based*.

J. Penentuan Langkah Mitigasi

Penentuan karakteristik pelepasan berdasar *mitigation* ditampilkan dalam bentuk tabel 7.8. (API RBI 581). Maka yang digunakan adalah langkah mitigasi dengan menggunakan *inventory blowdown*, dengan menggabungkan sistem isolasi B atau yang lebih tinggi sehingga dapat menekan laju pelepasan fluida hingga 25%. Dengan mengulangi langkah perhitungan konsekuensi kegagalan dengan menekan laju pelepasan fluida hingga 25%, maka didapatkan tingkat risiko untuk *failure mode pressure based*, sebagai berikut:

Berikut tingkat risiko untuk *failure mode pressure based* :



Gambar. 12.. Distribusi Tingkat Risiko pada Matriks Risiko Semi uantitatif RBI dengan *Failure Mode Pressure Based* Setelah Dimitigasi.

[10] Rosyid, D.M. 2007. “*Pengantar Rekayasa Keandalan*”. Airlangga University Press. Surabaya.
 [11] Ang, H.S. dan W.H. Tang. 1985. “*Probability Concepts In Engineering Planning and Design*”. New York.
 [12] API RBI 581. 2000. “*Risk Based Inspection (RBI)*”. American Petroleum Institute (API). New York.

II. KESIMPULAN/RINGKASAN

Adapun beberapa kesimpulan dari hasil dan pembahasan yang menjawab perumusan masalah adalah sebagai berikut :

1. Besarnya peluang kegagalan tiap kilometer poin (KP) *pipeline* akibat *burst pressure* (tekanan ledakan) adalah 0.015 – 0.000, sehingga *pipeline* ini andal terhadap *burst pressure* (tekanan ledakan)
2. Besarnya tingkat risiko tiap kilometer poin (KP) *pipeline* akibat *burst pressure* (tekanan ledakan) adalah Menengah Tinggi (1E).
3. Dari API RBI 581 maka langkah mitigasi yang cocok digunakan untuk mengurangi besarnya konsekuensi kegagalan adalah *inventory blowdown*, sehingga besarnya tingkat risiko tiap kilometer poin (KP) *pipeline* akibat *burst pressure* (tekanan ledakan) adalah Menengah (1D).

UCAPAN TERIMA KASIH

Dalam penyelesaian Tugas penulis mengucapkan terimakasih sebesar-besarnya, kepada Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, PhD. selaku dosen pembimbing I dan Dr. Ir. Wahyudi Citrosiswoyo, M.Sc. selaku dosen pembimbing II.

DAFTAR PUSTAKA

[1] Kurnely, K. 2004. “*Peluang Bisnis Pipa Gas Indonesia*”.Indonesia Pipeline Technology Seminar & Exhibitions.Bandung.
 [2] Bai,Y. 2001. “*Pipeline and Risers*”. Oxford : Elsevier Science Ltd.
 [3] Masduky, S.Y. 2003. “*Aplikasi Atas Inspeksi Berdasarkan Risiko (RBI) Terhadap Suatu Plant*”. Makalah Seminar Dirjen MIGAS, Bandung.
 [4] Bea, R. 2003. “*RAM Pipe Requal Pipeline Requalification Guidelines Project*”. Berkeley.
 [5] Aller, J.E. 1993. “*The Risk Based Management System A New Tool for Assessing Mechanical Integrity*”. ASME.
 [6] Lembaga Penelitian dan Pengabdian pada Masyarakat (LPPM). 2009. Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Surabaya.
 [7] Tronskar, J.P. 2000. “*Benefits of Risk Based Inspection to the Oil and Gas Industry*”. Det Norske Veritas. Singapore.
 [8] Bea, R. dan A. Karem. 1999. “*Knowledge-Based Pipeline Inspection, Maintenance and Performance Information System*”. California.
 [9] Maslun, M. 2009. “*Risk Assessment Pada Unburied Subsea Pipeline Akibat Pengaruh Trawl Gear*”. Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan ITS.