

Analisis Risiko Individu pada Pipa Penyalur Gas dengan Standar BS PD 8010-3:2009+A1:2013

Stanis Megan Bragasworo^{1,2} dan Ronald Sukwadi^{1,3*}

¹Program Profesi Insinyur, Fakultas Teknik, Universitas Katolik Indonesia Atma Jaya
Jl. Jenderal Sudirman No. 51 Jakarta 12930

²Arsasena Nata Nusantara

³Program Studi Teknik Industri, Fakultas Teknik, Universitas Katolik Indonesia Atma Jaya
Jl. Jenderal Sudirman No. 51 Jakarta 12930

Article Info

Abstract

Article history:

Received
09 Desember 2024

Accepted
16 Desember 2024

Keywords:

pipeline gas,
quantitative risk
analysis, individual risk

Generally, design specifications guide the construction of transmission pipelines, taking into account the safety of both the public and workers. However, over time the risk levels associated with pipelines tend to increase. One contributing factor to this increased risk is damage caused by third parties, often due to changes in land use within the designated safety zones around the pipelines' right of way and a lack of education and information about their presence. Over time, internal corrosion from operational activities and external corrosion from climatic or weather conditions deteriorate the integrity of pipelines. Given these less-than-ideal circumstances, it is necessary to perform risk assessments using quantitative methods in compliance with government regulations, specifically PERMEN ESDM No. 32 of 2021. Individual risk assessments can be carried out by referring to the BS PD 8010-3:2009+A1:2013 standard and using updated field data. If the calculated risk values exceed the safe thresholds set by government regulations, pipeline owners or operators must implement mitigation measures to reduce the risk levels to below the acceptable safety threshold.

Info Artikel

Abstrak

Histori Artikel:

Diterima:
09 Desember 2024

Disetujui:
16 Desember 2024

Kata Kunci:

pipa penyalur gas,
analisis risiko
kuantitatif, risiko
individu

Pipa penyalur umumnya dibangun mengikuti spesifikasi desain dan memperhitungkan keamanan dari publik dan pekerja, akan tetapi seiring berjalannya waktu tingkat risiko pipa akan meningkat. Faktor yang mengakibatkan naiknya risiko pipa adalah faktor kerusakan akibat pihak ketiga yang diakibatkan perubahan fungsi lahan pada area aman sekitar pipa dan kurangnya edukasi dan informasi tentang keberadaan pipa penyalur. Selain itu integritas pipa juga akan semakin berkurang karena korosi internal akibat mekanisme kerusakan oleh aktifitas operasi dan korosi eksternal akibat iklim/cuaca. Kondisi yang sudah tidak ideal ini diharuskan untuk dilakukannya penilaian risiko dengan metode kuantitatif, mengikuti regulasi pemerintah yaitu PERMEN ESDM No. 32 Tahun 2021. Penilaian risiko individu dapat dicari dengan mengacu Standar BS PD 8010-3:2009+A1:2013 dan menggunakan data lapangan teraktual. Bilamana nilai risiko yang didapatkan nilainya lebih tinggi daripada ambang batas/aman yang diatur oleh regulasi pemerintah, pemilik/pengguna instalasi pipa penyalur perlu melakukan tindakan mitigasi yang dapat menurunkan nilai risiko di bawah ambang aman.

*Corresponding author. Ronald Sukwadi

Email address: ronald.sukwadi@atmajaya.ac.id

1. PENDAHULUAN

Di Transmisi pipa penyalur gas yang dibangun oleh perusahaan minyak, gas dan bumi umumnya digelar di bawah tanah dan berada di lokasi jauh dari publik. Akan tetapi seiring berjalannya waktu, banyak ditemukan masyarakat melakukan aktifitas/bermukim dekat dengan jalur pipa. Selain itu, pipa penyalur juga mengalami penurunan integritas akibat adanya korosi internal dan eksternal. Hal ini menjadi perhatian karena dapat meningkatkan tingkat probabilitas dan konsekuensi risiko.

Pipa penyalur dengan kondisi ruang/aktifitas publik yang jaraknya tidak memenuhi kriteria jarak minimum antara pipa penyalur dengan bangunan disekitarnya (Kementerian ESDM, 2021), dipersyaratkan untuk dilakukan analisis risiko untuk mengetahui tingkat risiko pipa penyalur. Dalam kondisi pipa penyalur yang tidak memenuhi kriteria jarak minimum akan dikategorikan sebagai Kondisi 4, yang dipersyaratkan dilakukan analisis risiko dengan metode kuantitatif (Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, 2024).

Nilai risiko yang didapat perlu disandingkan dengan ambang batas, yaitu risiko individu terhadap pekerja di bawah 1×10^{-3} kematian/tahun dan risiko individu terhadap publik di bawah 1×10^{-4} kematian/tahun. Apabila nilai melebihi batas tersebut, tindakan mitigasi perlu dilakukan dan dikalkulasi kembali nilai risiko residualnya.

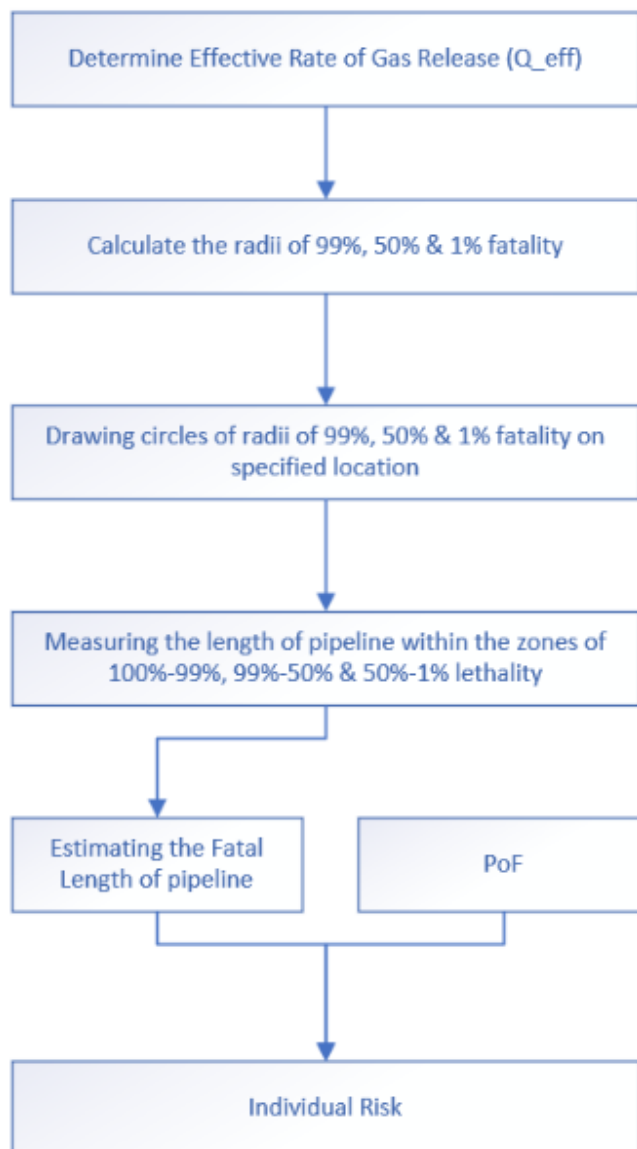
2. METODE PELAKSANAAN

Analisis risiko dilakukan mengikuti Standar BS PD 8010-3:2009+A1:2013 merupakan salah satu acuan analisis risiko dengan metode kuantitatif yang dapat digunakan dan diadaptasi pada Keputusan Direktur Teknik dan Lingkungan Minyak dan Gas Bumi No: 197.K/HK.02/DMT/2024. Kemungkinan ancaman/bahaya diidentifikasi, kemudian dicari nilai probability of failure dan consequence of failure. Setelah itu mencari nilai risiko dari individu pekerja dan publik. Mitigasi risiko diperlukan saat nilai risiko di atas ambang aman. Alur kerja dalam mencari risiko individu tersaji pada Gambar 1.

Frekuensi kegagalan dikalkulasi dengan menjumlah *failure rate* untuk bocor dan runtuh karena:

- *External interference* $\varphi_{i,ext}$, dengan komponen sebagai berikut:
 - a. faktor reduksi untuk *design factor* (R_{df})
 - b. faktor reduksi untuk ketebalan pipa aktual (R_{wt})
 - c. faktor reduksi untuk *depth of cover* (R_{dc})
 - d. faktor reduksi untuk interval pengawasan/patrol (R_s)
 - e. faktor reduksi untuk *Right of way condition* (R_{mp})
 - f. *Proportion of Rupture* (RF)
 - g. *Generic value for PoF due external interference* (GTFF)
- *Corrosion* $\varphi_{i,cor}$
- *Material & construction defect* $\varphi_{i,mat}$
- *Ground movement* $\varphi_{i,gr}$

Sedangkan konsekuensi terbatas pada nilai risiko individu, yang mana alur kerja dan kalkulasi akan bereferensi pada jurnal dengan judul *A method of quantitative risk assessment for transmission pipeline carrying natural gas*, oleh Jo & Ahn (2005).

**Gambar 1.**

Alur Kerja Mencari Risiko Individu

Kondisi pipa penyalur yang akan diterapkan pada perhitungan adalah sebagai berikut:

- pipa penyalur dengan bentang = 83.5 m
- outside diameter = 219.075 mm (8.625 in)
- ketebalan aktual pipa = 7.18 mm
- ukuran diameter lubang yang disimulasikan: pin hole = 6 mm, hole = 40 mm dan rupture hole = 219.075 mm
- titik tinjau berada di 0 m dari sumber gas
- Interval pengawasan/patroli = sekali dalam 90 hari
- “All weld (leak)” untuk perhitungan PoF karena ground movement
- Potensi longsor/landslide = moderate

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Probability of failure

Dengan menyandingkan data-data lapangan yang diketahui terhadap grafik masing-masing komponen PoF pada setiap skenario lubang, persamaan 1 dapat diolah dan hasilnya disajikan pada Tabel 1 (BSI, 2013).

$$\varphi_i = \varphi_{i,ext} + \varphi_{i,cor} + \varphi_{i,mat} + \varphi_{i,gr} \dots\dots\dots (1)$$

Tabel 1.

Hasil perhitungan Probability of Failure dalam failure/km.year

<i>Scenario</i>	<i>External Interference</i>	<i>Corrosion</i>	<i>Material & Defect</i>	<i>Ground Movement</i>	<i>Total</i>
<i>Pin Hole</i>	1.11E-04	3.20E-05	4.00E-05	1.86E-05	2.01E-04
<i>Hole</i>	1.11E-04	1.10E-05	1.60E-05	1.86E-05	1.56E-04
<i>Rupture</i>	1.81E-04	0.00E+00	0.00E+00	1.86E-05	1.99E-04

3.2 Consequences of failure (CoF)

Gas/Vapor Effective Release Rate ($Q_{eff,i}$) adalah pelepasan gas dari sebuah lubang pada pipa penyalur nilainya bervariasi mengikuti fungsi waktu. Pada saat kegagalan dan waktu yang cepat, debit pelepasan gas akan turun ke titik semula. Untuk mendapatkan $Q_{eff,i}$ dicari dengan persamaan 2 (Y.-D. Jo & B.J Ahn, 2005). *Gas release rate* juga dapat dicari dengan formula yang disajikan pada API 581.

$$Q_{eff,i} = 1.783 \times 10^{-3} A_p \alpha_i p_0 \times \max \left[0.3, \frac{1}{\sqrt{1+4.196 \times 10^{-3} \alpha_i^2 (L_0+x)/d}} \right] \dots\dots\dots (2)$$

Panjang fatal dapat diperoleh dengan menambahkan tiga bentang pipa dikalikan dengan rata-rata tingkat kematian yang sesuai di dalam zona dibagi dengan jari-jari 99, 50 dan 1% tingkat kematian sesuai dengan Persamaan (3)-(6) (Y.-D. Jo & B.J Ahn, 2005). Dan jari-jari setiap zona dapat dihitung secara bergantian dengan memasukkan *Gas/Vapor Effective Release Rate* ($Q_{eff,i}$) ke dalam Persamaan (7) - (9) (Y.-D. Jo & B.J Ahn, 2005). Hasil kalkulasi tersaji pada Tabel 2.

$$L_{FL,i} = l_{i,100-99} + 0.82l_{i,99-50} + 0.156l_{i,50-1} \dots\dots\dots (3)$$

$$l_{i,100-99} = 2 \cdot r_{i,99} \dots\dots\dots (4)$$

$$l_{i,99-50} = 2 r_{i,50} - 2 \cdot r_{i,99} \dots\dots\dots (5)$$

$$l_{i,50-1} = 2 r_{i,1} - 2 \cdot r_{i,50} \dots\dots\dots (6)$$

$$r_{i,99} = \sqrt{15.3Q_{eff,i}} \dots\dots\dots (7)$$

$$r_{i,50} = \sqrt{30.4Q_{eff,i}} \dots\dots\dots (8)$$

$$r_{i,1} = \sqrt{60.3Q_{eff,i}} \dots\dots\dots (9)$$

Tabel 2.
Hasil perhitungan Consequences of Failure

Scenario	$Q_{eff,i}$	$l_{i,100-99}$	$l_{i,99-50}$	$l_{i,50-1}$	$L_{FL,i}$
Pin Hole	0.276 kg/s	4.110 m	1.686 m	2.369 m	5.936 m
Hole	1.799 kg/s	10.494 m	4.298 m	6.041 m	15.133 m
Rupture	6.274 kg/s	19.595 m	8.026 m	11.280 m	28.258 m

3.3 Consequences of failure (CoF)

Risiko individu diperkirakan dengan mengalikan fatal length dengan tingkat kegagalan pipa sesuai dengan Persamaan (10) (BSI, 2013) dan hasil kalkulasi disajikan pada Tabel 3.

$$IR = \sum_I L_{FL,i} \varphi_i \dots\dots\dots (10)$$

Tabel 3.
Hasil perhitungan Risiko Individu

Scenario	φ_i (failure/km.year)	$L_{FL,i}$ (km)	IR (fatality/year)	IR Threshold (fatality/year)	
				Worker	Public
Pin Hole	2.01E-04	5.9×10^{-3}	1.20×10^{-6}	1.00×10^{-3}	1.00×10^{-4}
Hole	1.56E-04	15.13×10^{-3}	2.37×10^{-6}	1.00×10^{-3}	1.00×10^{-4}
Rupture	1.99E-04	28.26×10^{-3}	5.63×10^{-6}	1.00×10^{-3}	1.00×10^{-4}

4. KESIMPULAN DAN SARAN

Tingkat risiko instalasi pipa penyalur ini masih di bawah ambang batas (*threshold*) yang ditentukan oleh Keputusan Direktur Teknik dan Lingkungan Minyak dan Gas Bumi No. 197.K/HK.02/DMT/2024 tentang Mekanisme Analisis Risiko pada Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi.

Langkah mitigasi bila ingin menurunkan nilai PoF adalah dengan menurunkan nilai dari *external interference factor*. Untuk pipa penyalur gas yang digelar di dalam tanah, penambahan plat beton atau penambahan gradasi tanah di atas pipa penyalur dapat dilakukan. Apabila pipa penyalur digelar di atas tanah, tindakan perbaikan berupa patching, clamp atau replacement dapat dilakukan. Selain itu, pemasangan papan peringatan dan pembersihan RoW juga perlu dilakukan supaya publik terinformasi mengenai adanya pipa penyalur. Sedangkan untuk menurunkan nilai CoF adalah dengan menurunkan parameter operating pressure pada pipa penyalur.

Nilai risiko setiap skenario juga dapat dikembangkan dengan mengkalkulasi setiap bentang pipa dengan interval yang tetap, yang mana semakin panjang bentang pipa, nilai risiko akan semakin mengecil.

5. DAFTAR PUSTAKA

1. BSI. (2013). PD 8010-3:2009+A1:2013. *Steel Pipeline on Land – Guide to The Application of Pipeline Risk Assessment to Proposed Developments in The Vicinity of Major Accident Hazard Pipelines Containing Flammables*. British Standard Institution.

2. Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi. (2024). *Keputusan Direktur Teknik dan Lingkungan Minyak dan Gas Bumi No. 197.K/HK.02/DMT/2024 tentang Mekanisme Analisis Risiko pada Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi*. Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi.
3. Jo, Y.D., & Ahn, B.J. (2005). A Method of quantitative risk assessment for transmission pipeline carrying natural gas. *Journal of Hazardous Materials*. A123. 1–12.
4. Kementerian ESDM. (2021). *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 32 Tahun 2021 tentang Inspeksi Teknis dan Pemeriksaan Keselamatan Instalasi dan Peralatan Pada Kegiatan Usaha Minyak dan Gas*. Kementerian ESDM.