

PENILAIAN RISIKO DAN PERENCANAAN INSPEKSI PADA PIPA LEPAS PANTAI BERDASARKAN METODE *RISK BASED INSPECTION (RBI)*

*Raka Sukma Bramantya¹, Gunawan Dwi Haryadi², Yusuf Umardani²

¹Mahasiswa Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro

²Dosen Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro

Jl. Prof. Sudharto, SH., Tembalang-Semarang 50275, Telp. +62247460059

*E-mail: rakanukma024@gmail.com

Abstrak

Perpipaan adalah salah satu metode yang paling praktis dan terjangkau untuk transportasi minyak dan gas. Akibatnya, masalah kegagalan pipa semakin banyak terjadi. Faktor ekonomis dan lingkungan serta kehidupan manusia menjadi pertimbangan untuk melibatkan masalah saat ini sebagai integritas struktural dan standar keamanan. Oleh karena itu, keandalan integritas struktural dan keamanan jaringan pipa minyak dan gas dalam berbagai kondisi termasuk adanya cacat harus dievaluasi secara seksama. Tujuan dari penelitian ini adalah mengetahui laju korosi, *remaining life time* dan *risk level* serta merekomendasikan penyusunan prioritas inspeksi pada instrumen pipa gas lurus (*inlet automatic valve KP-20 Ø 14"*), pipa Gas Lurus (*Outlet Automatic Shutdown Valve KP-20 Ø 14"*) dan sambungan *Tee* (*KP-20 Ø 14"*) pada Stasiun Gas KP-20, Blora, Jawa Tengah milik salah satu perusahaan distributor gas alam untuk pembangkit listrik menggunakan metode *Risk-Based Inspection* menggunakan *standard API 581* dengan bantuan *software* hitung Microsoft Excel.

Hasil dari penelitian ini adalah langkah-langkah menentukan *Risk Level* pada setiap instrumen menggunakan metode *Risk-Based Inspection standard API 581* dan hasil berikutnya adalah merekomendasikan perencanaan inspeksi yang efektif berdasarkan *Risk Level* dan *Remaining Life Time*.

Kata Kunci: pipa gas; *remaining life time*; risiko; *risk level*; *risk-based inspection*

Abstract

*Piping is one of many methods that is most practical and affordable for the transportation of oil and gas. As a consequences, the problem of the pipe failure happening more and more. Economical and environmental factors as well as human life be considered to involve the current problems as structural integrity and safety standards. Therefore, the reliability of structural integrity and security of oil and gas pipelines under various conditions, including the existence of defects should be carefully evaluated. The purpose of this study was to determine the corrosion rate, remaining life time, risk level and recommend prioritization of inspections on the instrument gas pipeline (*inlet automatic valve KP-20 Ø 14 "*), gas pipeline (*outlet automatic shutdown valve KP-20 Ø 14 "*) and the Tee joint (*KP-20 Ø 14"*) to the gas station KP-20, Blora, Central Java belongs to one of the distributors of natural gas for electricity generator using Risk-Based Inspection method based standard API 581 with the help of software count Microsoft Excel.*

The results of this study are the steps for setting Risk Level on any instrument using the Risk-Based Inspection API 581 standard and the subsequent results are recommending effective inspection planning by Risk Level and Remaining Life Time.

Keywords: pipe; *remaining life time*; risk; *risk level*; *risk-based inspection*

1. Pendahuluan

Saluran perpipaan adalah salah satu metode yang paling praktis dan terjangkau yang sudah diterapkan pada pada sistem transportasi minyak dan gas sejak 1950. Pipa telah digunakan sebagai salah satu metode yang paling praktis dan berharga murah untuk transportasi minyak dan gas. Instalasi pipa untuk minyak dan transmisi gas yang meningkat drastis dalam tiga dekade terakhir [1]. Istilah pipeline sendiri sebenarnya pada sistem perpipaan lepas pantai merupakan saluran pipa yang mengalirkan fluida berupa minyak ataupun gas yang telah mengalami pemrosesan dari bangunan terapung dengan fixed structure [2].

Perkembangan yang meningkat dari ladang minyak juga meningkatkan konstruksi pipelines. Pipa merupakan suatu teknologi dalam mengalirkan fluida seperti minyak, gas atau air dalam jumlah besar dan jarak yang jauh melalui laut atau daerah di lepas pantai [3] Jalur pipa lepas pantai pertama kali dibangun di Amerika pada tahun 1859 untuk menyalurkan crude oil. Seiring perkembangan zaman setelah 50 tahun pengoperasian pipa lepas pantai secara praktis, industri minyak dan gas telah membuktikan bahwa penggunaan pipa lebih ekonomis karena mampu

menyalurkan crude oil, gas alam, dan campuran produknya dengan skala besar daripada dengan menggunakan rel dan truk pengangkut karena mampu memberikan kuantitas yang besar secara teratur dan berkesinambungan[4].

Pada umumnya dibedakan menjadi lima wilayah diantaranya adalah jalur aliran untuk menyalurkan minyak atau gas dari sumur minyak bawah laut ke manifold bawah laut, jalur aliran untuk menyalurkan minyak atau gas dari manifold bawah laut ke platform (fasilitas produksi), jalur aliran untuk menyalurkan minyak atau gas antar platform, jalur aliran minyak atau gas dari platform ke pantai, jalur aliran yang menyalurkan air atau bahan kimia dari platform melalui injection manifold bawah laut ke injection wellhead [5].

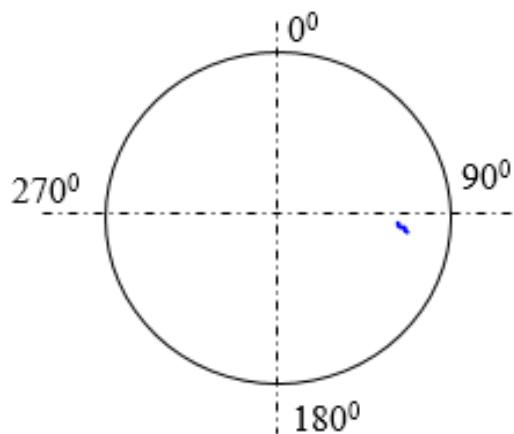
NDT merupakan suatu kumpulan metode yang digunakan untuk mengevaluasi kondisi material, komponen, atau sistem tanpa mempengaruhi kegunaan dari material, komponen, atau sistem tersebut selanjutnya[6]. Teknik NDT beragam mulai dari inspeksi visual sederhana hingga teknik yang lebih kompleks dengan memanfaatkan sifat fisik dan elektrokimia dari material, magnetik, ultrasonik, pengujian tekanan, dan inspeksi layanan in-line adalah contoh dari tipe terakhir dari teknik NDT [7]. Dapat dijelaskan pula bahwa risiko adalah pemaparan tentang kemungkinan dari suatu hal seperti kerugian atau keuntungan secara financial, kerusakan fisik, kecelakaan atau keterlambatan, sebagai konsekuensi dari suatu aktivitas [8]. Salah satu usaha mendasar untuk merencanakan kegiatan maintenance adalah dengan cara memberikan perlakuan dan perhatian khusus terhadap komponen-komponen kritis pada suatu fasilitas atau peralatan [9]. Komponen kritis merupakan sebuah komponen yang memiliki potensi untuk mengalami kerusakan yang dapat berpengaruh pada keandalan operasional unit dari sebuah sistem [10]

2. Metode Penelitian

Objek pada penelitian ini adalah pipa gas lurus, *elbow* dan *tee* dengan ukuran diameter nominal 14 inci yang berada pada area *seabed*. Penelitian ini dilakukan untuk menganalisis risiko dan menentukan *remaining life time* pada pipa gas yang beroperasi di wilayah lepas pantai menggunakan metode *risk based inspection (RBI) based resource document API 581 tahun 2000, 2008 dan 2016*. Metode *risk based inspection* yang digunakan dalam penelitian ini adalah pendekatan secara *semi-quantitative* berdasarkan *risk matrix* yang didapat dari perhitungan *probability of failures* dan *consequences of failures*. Setelah *risk matrix* didapatkan, dilakukan proses analisis untuk mendapatkan rekomendasi inspeksi yang teliti dan dapat menghemat biaya investasi yang besar.

Matriks risiko dapat dinyatakan dalam hal konsekuensi terhadap area atau konsekuensi financial. Kategori risiko yaitu tinggi, menengah tinggi, sedang dan rendah diletakkan pada kotak-kotak matriks risiko. Matriks risiko merupakan cara efektif untuk menunjukkan distribusi risiko berbagai komponen dalam unit proses tanpa nilai numerik yaitu dengan menggambarkan hasil dalam bentuk matriks. Kategori konsekuensi dan probabilitas telah disusun sedemikian rupa sehingga komponen memiliki nilai risiko tinggi terletak pada sudut kanan atas.

Pengukuran dilakukan dengan menggunakan alat Non-Destructive Test yaitu Ultrasonic Thickness Mitech MT-160. Pengukuran dilakukan pada 4 area setiap komponennya sebanyak 4 titik pada sudut: 00, 900, 1800, 2700. Setelah didapatkan nilai pengukuran pada setiap area di tiap komponen, maka akan diambil rata-rata hasil pengukuran.



Gambar 1. Titik Pengukuran Ketebalan Pipa

Remaining life dapat diartikan sebagai toleransi *equipment* terhadap jenis kerusakannya. *Remaining life* ini yang akan menentukan waktu interval inspeksi selanjutnya.

Risk Based Inspection (RBI) merupakan salah satu metode yang relatif baru dalam melakukan suatu inspeksi. Metode ini berdasarkan analisis risiko yaitu meliputi mengenai analisis besarnya kemungkinan munculnya suatu kegagalan dan besarnya efek risiko yang muncul akibat kegagalan tersebut dan hubungannya terhadap sistem operasi yang sedang berjalan.

3. Hasil dan Pembahasan

Data yang digunakan dalam analisis penelitian ini adalah informasi tentang korosi pipa dari perusahaan minyak dan gas lepas pantai, PT. X, yang mencakup pipa lurus, elbow, dan tee berukuran 14 inci. Karena keterbatasan data yang bersifat pribadi dan rahasia dari perusahaan, analisis tingkat pertama atau analisis kualitatif tidak perlu dilakukan. Analisis bisa langsung dilakukan ke tingkat kedua, yaitu analisis semi kuantitatif.

Penelitian ini meneliti risiko pipa gas di lokasi KP 09+012, KP 15+110, dan KP 22+040 menggunakan metode inspeksi berbasis risiko semi kuantitatif. Penelitian dimulai dengan pengumpulan data, dilanjutkan dengan analisis berdasarkan kemungkinan dan konsekuensi hingga menghasilkan matriks risiko. Tahapan berikutnya adalah evaluasi risiko untuk menentukan metode inspeksi dan perawatan. Hasil perhitungan ini akan dibandingkan dengan data lapangan yang diperoleh selama beberapa tahun terakhir.

Corrosion Allowance dan Penurunan Ketebalan Pipa

Hasil Data penurunan ketebalan pipa dari PT. X mencakup data desain awal dan data inspeksi yang dilakukan kira-kira setiap dua tahun.

Tabel 1. Data penurunan ketebalan pipa

No.	Komponen	Desain Cra (mm)	Tebal awal (mm)	Ketebalan pipa rata-rata (mm)			
				Apr-12	Mar-14	Feb-16	Mar-18
1	14" KP 09+012						
	Pipa Lurus	3	8,74	8,52	8,27	8,02	7,75
	Pipa Elbow	3	8,74	8,5	8,22	7,95	7,69
2	14" KP 15+110						
	Pipa Lurus	3	8,74	8,53	8,27	8,02	7,76
	Pipa Elbow	3	8,74	8,48	8,21	7,95	7,67
3	14" KP 22+040						
	Pipa Lurus	3	8,74	8,53	8,28	8,02	7,75
	Pipa Elbow	3	8,74	8,52	8,26	7,99	7,74
	Pipa Tee	3	8,74	8,5	8,25	7,97	7,71

Menentukan Ukuran Lubang Kebocoran

Menurut API 581 konsep dalam menentukan ukuran lubang suatu peralatan adalah terjadinya kebocoran dengan diameter $\frac{1}{4}$ inci, 1 inci, 4 inci, dan rupture. Hal ini bertujuan untuk mempermudah analisis sehingga perhitungan tidak perlu dilakukan untuk setiap ukuran lubang jika terjadi kebocoran. Dengan demikian bila terjadi kebocoran peluang terjadinya setiap ukuran lubang dan nilai konsekuensi yang ditimbulkannya telah mewakili di dalam suatu nilai tunggal.

Estimasi Durasi Kebocoran

Durasi kebocoran berdasarkan sistem deteksi dan isolasi, maka durasi keluaran/massa terbuang berdasarkan sistem deteksi dan isolasi didapatkan estimasi durasi kebocoran pada masing-masing ukuran lubang $\frac{1}{4}$ in. 1 in, 4 in, dan rupture yaitu:

Tabel 2. Estimasi durasi kebocoran

Deteksi	Isolasi	Estimasi durasi kebocoran		
		40 menit untuk $\frac{1}{4}$ inci	30 menit untuk 1 inci	20 menit untuk 4 inci
B	B			

Menentukan Jenis Release

Menurut standar API jenis fluida representatif terdiri dua jenis, yaitu kebocoran seketika (*instantaneous*) dan kontinyu (*continuous*). Penentuan jenis release tersebut berdasarkan laju aliran massa yang keluar dalam waktu tiga menit.

Tingkat Risiko (risk ranking)

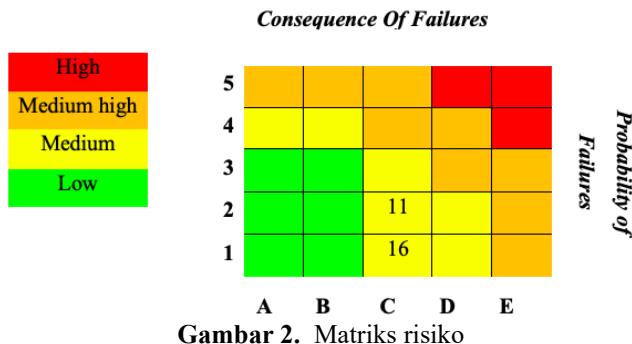
Untuk menentukan nilai peluang terjadinya kegagalan dan juga nilai konsekuensi akibat kegagalan, maka dapat ditentukan peringkat risiko dari tiap – tiap peralatan yang ada.

Tabel 3. Tingkat risiko pada setiap pipa

No.	Komponen	Kategori			
		Nilai PoF	Nilai CoF	Nilai Risiko	
14" KP 09+012					
1	Pipa lurus	1	C	1C	
	Pipa elbow	2	C	2C	

	Pipa tee	2	C	2C
2	14" KP 15+110			
	Pipa lurus	1	C	1C
	Pipa elbow	2	C	2C
	Pipa tee	2	C	2C
3	14" KP 22+040			
	Pipa lurus	1	C	1C
	Pipa elbow	2	C	2C
	Pipa tee	2	C	2C

Posisi kategori risiko peralatan yang dianalisis menggunakan metode kuantitatif secara matriks risiko 5x5 dapat dilihat pada Gambar.



Gambar 2. Matriks risiko

Penentuan Sisa Umur (*Remaining Life*)

Metode penentuan umur peralatan pada penelitian kali ini ditentukan dengan cara, analisis penipisan logam dengan penentuan T_{min} di mana nilai tersebut merupakan ketebalan minimum yang diijinkan suatu peralatan dalam beroperasi. Korosi yang terjadi adalah korosi merata sehingga variabel yang berubah ada pada ketebalan peralatan.

Tabel 4. Tabel *remaining life*

No.	Komponen	Thickness (in)		Cr (in / tahun)	Remaining life (tahun)
		T actual	T min		
1	14" KP 09+012				
	Pipa lurus	0,255	0,176	0,005	15,8
	Pipa elbow	0,253	0,176	0,005	15,4
	Pipa tee	0,252	0,176	0,005	15,2
2	14" KP 15+110				
	Pipa lurus	0,255	0,176	0,005	15,8
	Pipa elbow	0,252	0,176	0,005	15,2
	Pipa tee	0,253	0,176	0,005	15,4
3	14" KP 22+040				
	Pipa lurus	0,255	0,176	0,005	15,8
	Pipa elbow	0,255	0,176	0,005	15,8
	Pipa tee	0,254	0,176	0,005	15,6

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan, maka didapatkan beberapa kesimpulan, antara lain:

- 1) *Remaining usefull life* (RUL) yang diperoleh dari grafik persamaan linier berdasarkan data *wall thickness* pipa yang diperoleh dari tahun pertama sampai dengan tahun kedelapan dengan empat kali inspeksi adalah sampai dengan paling rendah tahun 2032 untuk pipa *tee* 14" KP 09+012. Sedangkan rata – rata RUL untuk semua pipa adalah sampai dengan tahun 2034 atau 16 tahun kedepan.
- 2) *Remaining usefull life* (RUL) yang diperoleh dari metode RBI semi kuantitatif:
 - a) Pipa *elbow* 14" KP 09+012 dan pipa *tee* 14" KP 15+110 diperkirakan akan mengalami kegagalan di tahun 2033.
 - b) Pipa *tee* 14" KP 22+040, pipa lurus 14" KP 09+012, KP 15+110, KP 40+020 dan pipa *elbow* 14" KP 22+040 diperkirakan akan mengalami kegagalan di akhir tahun 2033.

- 3) Tingkat risiko pipa berada pada tingkat *medium risk* berdasarkan hasil dari matriks risiko, sehingga dapat di tentukan strategi perencanaan inspeksi selanjutnya yaitu inspeksi dilakukan 36 bulan (3 tahun) sekali. Inspeksi menggunakan metode *External NDT*.

5. Daftar Pustaka

- [1] Pluvinage, G. dan Elwany, M.H., 2013. Safety, Reliability and Risk Associated with Water, Oil and Gas Pipelines, Vol. 53, Springer., pp. 1689-1699.
- [2] Bai, Y. and Bai, Q., 2005. Subsea pipelines and risers. 1st ed. MA, USA: Elsevier Science.
- [3] Soegiono. 2007., Pipa laut, (Airlangga university surabaya).
- [4] Tanaka, S., Okada, Y. and Ichikawa, Y.2005., *Offshore drilling and production equipment*, Civil Engineering - Encyclopedia of Life Support Systems.
- [5] Guo, B.2005., *Offshore pipelines*. Elsevier/Gulf Professional Pub.
- [6] Vinod, G. et al.2014., *New approach for risk based inspection of H2S based Process Plants*, *Annals of Nuclear Energy*. Elsevier Ltd, 66, pp. 13–19.
- [7] David, B. et al.2002., *The application of autonomous underwater vehicle*, 1, pp. 19–26.
- [8] Melchers, R. E. and Feutrell, W. R. 2001., *Risk Assessment of LPG automotive refueling facilities*, *Reliability Engineering and System Safety*, 74, pp. 283–290.
- [9] Suhendar, E., & Soleha, M. (2011). “Analisis Availability dan Reliability Komponen Kritis Mesin Dental CX-9000 Pada Dental Clinic X”. *Jurnal Ilmiah Faktor Exacta*, Vol. 4, No. 4, pp. 350-366.
- [10] Taufik, & Septyan, S. (2015). “Penentuan Interval Waktu Perawatan Komponen Kritis pada Mesin Turbin di PT PLN (Persero) Sektor Pembangkit Ombilin”. *Jurnal Optimasi Sistem Industri*, Vol. 14, No. 2, pp. 238-258.