

**ASESMEN KOROSI & ANALISIS RISIKO KUALITATIF PADA
VERTIKAL BEJANA TEKAN**
**CORROSION ASSESSMENT & QUALITATIVE RISK ANALYSIS ON
VERTICAL PRESSURE VESSEL**

Amam Fachrur Rozie^{1*}, D.N Adnyana²

^{1*,2} Sekolah Pasca Sarjana Program Studi Teknik Mesin, Institut Sains dan Teknologi Nasional

^{1*,2} Jl. Moh Kahfi II Srengseng Sawah, Jagakarsa, Jakarta Selatan, Indonesia, 12640

*Koresponden Email: amamfachrur@gmail.com

ABSTRAK

Keselamatan dan keamanan dalam penggunaan bejana tekan sangat penting dan hal utama dalam penggunaan bejana tekan, terlebih lagi jika bejana tekan tersebut sudah melewati umur desain nya. Penelitian ini bertujuan untuk menilai kelayakan kondisi terkini dari suatu bejana tekan vertikal (*vertical pressure vessel*) yang telah beroperasi sejak tahun 1970 tetapi berhenti beroperasi pada tahun 2011. Pendekatan penilaian pada bejana tekan vertikal ini berbasis pada metode penilaian korosi dan risiko secara kualitatif. Selain itu juga dipergunakan metode-metode lain dalam aspek penilaian nya seperti visual inspeksi, laju korosi (*corrosion rate*), *Non-Destructive Examination (NDE)*, *software calculation* dan analisa risiko kualitatif (*qualitative risk analysis*). Dari hasil observasi dan inspeksi di dapat tekanan desain (*design pressure*) adalah 7 kg/cm², Temperatur desain (*design temperature*) adalah 61°C dengan material konstruksi adalah SA-283 Gr. C dan *standard & code* yang dipergunakan adalah ASME Sect. VIII Div. 1 dan API 510 serta beberapa *standard & code* lainnya. Dari hasil kajian dan kalkulasi di lapangan, maka didapat faktor penyebab kerusakan yang kemungkinan terjadi adalah *atmospheric corrosion & uniform corrosion* dengan nilai laju korosi adalah sebesar 0,127mm/yr dan tingkat risiko dari bejana tekan vertikal ini masuk dalam kategori 2D yang artinya adalah *medium-high* dengan maksimal umur pakai sampai usia 27 tahun untuk *top head* dan 24 tahun dan *bottom head* serta 23 tahun untuk *shell*. Sehingga dapat disimpulkan bahwa bejana tekan ini masih aman dan layak dipergunakan dengan batasan-batasan di atas.

Kata Kunci: *Vertical Pressure Vessel, Corrosion Assessment, QRA, Risk Ranking, Kelayakan*

ABSTRACT

Safety and security in the use of pressure vessels is very important and the main thing in the use of pressure vessels, especially if the pressure vessel has passed its design life. This study aims to assess the feasibility of the current condition of a vertical pressure vessel that has been operating since 1970 but stopped operating in 2011. This vertical pressure vessel assessment approach is based on a qualitative risk and corrosion assessment method. In addition, other methods are also used in the assessment aspect such as visual inspection, corrosion rate (corrosion rate), Non-Destructive Examination (NDE), software calculation and qualitative risk analysis (qualitative risk analysis). From the results of observations and inspections, the design pressure is 7 kg/cm², the design temperature is 61°C and the construction material is SA-283 Gr. C and the standard & code used is ASME Sect. VIII Div. 1 and API 510 as well as several other standards & codes. From the results of studies and calculations in the field, it is found that the factors causing damage that are likely to occur are atmospheric corrosion & uniform corrosion with a corrosion rate of 0.127mm/yr and the risk level of this vertical pressure vessel is in the 2D category, which means medium-high. with a maximum service life of up to 27 years for the top head and 24 years for the bottom head and 23 years for the shell. It can be concluded that this pressure vessel is still safe and feasible to use with the above limitations.

Keywords: *Vertical Pressure Vessel, Corrosion Assessment, QRA, Risk Ranking, Feasibility*



TEKNOSAINS: Jurnal Sains, Teknologi & Informatika is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License.

1. PENDAHULUAN

Proses pemeriksaan dan inspeksi yang dilakukan dalam instalasi minyak dan gas bumi merupakan suatu hal yang penting dan keharusan dalam menunjang aspek keselamatan dan keandalan peralatan. Untuk itu perlu dirancang program inspeksi yang tepat. Karena keselamatan merupakan aspek paling penting yang tidak boleh diabaikan, karena hal tersebut berkaitan dengan keselamatan asset, keselamatan lingkungan dan keselamatan sumber daya manusia[1].

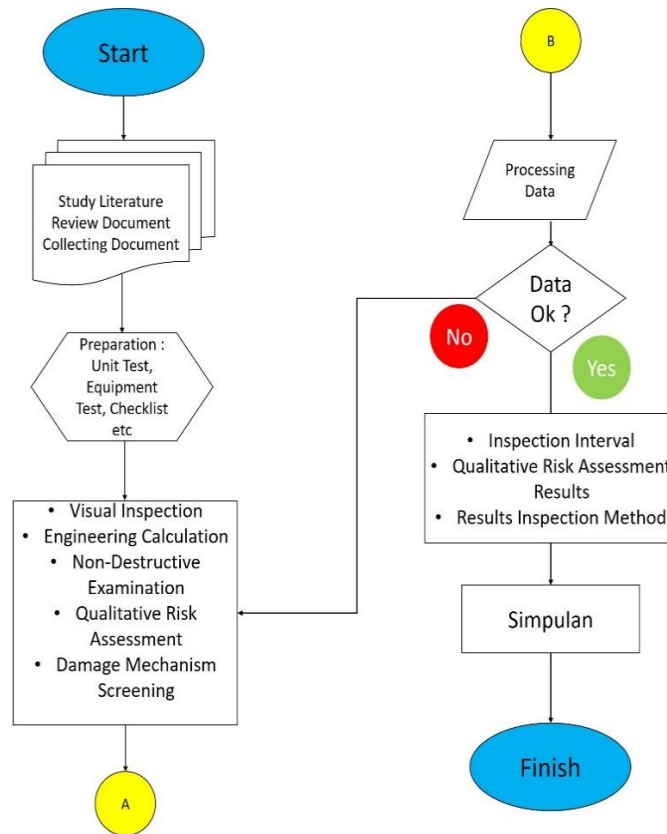
Salah satu faktor kerusakan dan ancaman dalam peralatan minyak dan gas bumi adalah korosi. Korosi dapat menjadi penyebab kerusakan yang membatasi usia, lubang, dan retakan pada peralatan yang pada gilirannya dapat menyebabkan hilangnya penahan cairan hidrokarbon dan cairan proses lainnya[2]. Korosi bisa menjadi penyebab utama kegagalan fungsi dan itu bisa terjadi pada seluruh peralatan di dunia industri minyak dan gas bumi, petrokimia, *power plant*, *geothermal plant*, nuklir *plant* dan sebagainya. Seperti kegagalan fungsi berupa korosi sampai rusak (pecah) pada belokan pipa U (*return bend*) pada sebuah alat penukar kalor (*heat exchanger*) yang telah mengalami korosi sebelumnya[3]. Hal-hal tersebut dapat terjadi pada unit peralatan dikarenakan pengurangan ketebalan material bejana tekan yang disebabkan oleh faktor korosi[4]. Oleh karena itu Penilaian kondisi dan umur komponen teknik harus mendapat perhatian besar untuk alasan keamanan dan ekonomi [5][6].

Disisi lain banyak komponen yang dapat digunakan melebihi umur desain yang direkomendasikan. Pemakaian bejana tekan akan mengalami kegagalan jika tidak dilakukan pengecekan dan perawatan secara berkala[2]. Oleh karena itu evaluasi ulang terhadap komponen yang sudah lama terpasang dan beroperasi penting dilakukan agar dapat dilakukan dengan aman dan baik[7]. Metode dan cara yang paling efektif adalah melakukan *Remaining Life Assessment (RLA)*. Metode ini dapat dipergunakan pada seluruh peralatan bertekanan baik dalam industri minyak dan gas serta industri lainnya, seperti pemeriksaan RLA pada *tubes boiler* di *power plants* yang telah beroperasi 150.000 jam dan beroperasi dalam temperatur tinggi dan tingkat *stress and aggressive environment*[8]. Selain itu metode RLA juga dapat dipergunakan untuk unit peralatan yang belum terpasang atau belum beroperasi seperti pemeriksaan berbasis RLA pada *high pressure steam pipe* di industri *palm oil* yang berfungsi untuk menyalurkan uap bertekanan dan temperatur tinggi hamper [9].

Dalam penelitian ini suatu bejana tekan telah terpasang sejak tahun 1970 dan telah berhenti beroperasi sejak tahun 2011 dengan kondisi keterbatasan data teknis serta *previous* data inspeksi bejana tekan vertikal ini akan kembali dioperasikan. Untuk mendapatkan kepastian keamanan dan keselamatan penggunaan maka perlu dilakukan *assessment*. Metode yang dipergunakan dalam penelitian ini adalah *Non-Destructive Test Ultrasonic Test* yang dipergunakan untuk melakukan pengukuran terhadap ketebalan bejana tekan dengan memanfaatkan gelombang *ultrasound* sehingga ketebalan material dapat dideteksi dan diukur[10]. Dan pengkajian ulang akan dilakukan pada bejana tekan tersebut agar mendapatkan data teknis dan tingkat risiko secara kualitatif sehingga penggunaan kembali bejana tekan mendapatkan kepastian keamanan dan keselamatan.

2. METODE

Metode yang dilakukan dalam mengobservasi, mengumpulkan data dan melakukan *assessment* pada bejana tekan vertikal ini adalah visual inspeksi, pengukuran ketebalan menggunakan *Ultrasonic Measurement*, *Corrosion Assessment*, *Engineering Calculation* dan *Damage Mechanism Assessment*. Selanjutnya menentukan rencana inspeksi sehingga diharapkan dapat memperkirakan tingkat risiko secara kualitatif dan hasil kelayakan dari bejana tekan ini. Secara singkat metode dari setiap tahapan dideskripsikan yang dijelaskan pada gambar 1.



Gambar 1. Diagram alir penelitian.

a. Visual inspeksi.

Inspeksi visual merupakan aktivitas yang dilakukan secara langsung untuk mengetahui kondisi bejana tekan dengan memperhatikan poin-poin dari setiap bagian kritikal pada bejana tekan.

b. *Engineering calculation*

Tahapan kalkulasi mengacu pada semua persamaan yang relevan dengan bejana tekan vertikal seperti kalkulasi laju korosi, ketebalan yang dipersyaratkan, MAWP serta kalkulasi sisa umur layan (RLA). Kalkulasi *Corrosion Rate* untuk proses penipisan yang terjadi akibat *mechanical failure* ditentukan oleh perbedaan hasil pengujian *thickness measurement* dengan kemudian dipergunakan dalam kalkulasi dengan pembagian setelah mendapatkan data ketebalan. Persamaan yang dipergunakan untuk menghitung laju korosi bersumber dari API 510 Bab 7.1[11] dengan persamaan.

$$LT = \frac{t_{initial} - t_{actual}}{time_{initial} - time_{actual}} \quad (1)$$

$$ST = \frac{t_{previous} - t_{actual}}{time_{previous} - time_{actual}} \quad (2)$$

Dimana :

$t_{previous}$: Tebal sebelumnya yang diukur selama inspeksi sebelumnya.

$t_{initial}$: Ketebalan awal saat fabrikasi

t_{actual} : Ketebalan pengukuran terakhir

ST : Laju korosi (*short term*)

LT : Laju korosi yang dihitung menggunakan ketebalan awal (*long term*)

Hasil dari MAWP perhitungan tidak diperbolehkan lebih dari MAWP awal kecuali dilakukan *derating*. Pada servis yang korosif, nilai dari ketebalan dinding yang digunakan untuk

perhitungan adalah nilai ketebalan aktual yang didapat dari hasil inspeksi dikurangi dengan dua kali perkiraan laju korosi sebelum tanggal inspeksi [1] sehingga persamaan.

$$t = t_{actual} - 2(C_{rate} \times I_{internal}) \quad (3)$$

Dimana :

C_{rate} : Laju korosi dalam mm per tahun (mm/yr)

$I_{internal}$: Jangka waktu dari inspeksi internal atau *on-stream* yang akan dilakukan ke depannya dalam tahun.

t_{actual} : Ketebalan dinding actual (CML) dalam milimeter, diukur pada saat inspeksi dilakukan.

Selanjutnya adalah menghitung *Maximum Allowable Working Pressure* dengan menggunakan persamaan yang terdapat pada ASME Sect. VII Div. 1 untuk bagian *shell & head* [1] yaitu:

$$MAWP \text{ Head} = \frac{2.S.E.t}{K_{cor}.D+(0,2t)} \quad (4)$$

$$MAWP \text{ Shell} = \frac{S.E.t}{R+(0,6t)} \quad (5)$$

Kalkulasi selanjutnya merupakan kalkulasi untuk menentukan nilai sisa umur layan atau *Remaining Life* menggunakan formula yang terdapat pada API 510 Bab 7.2, *remaining life* bejana tekan dapat dikalkulasikan dengan persamaan sebagai berikut:

$$RL = \frac{t_{actual} - t_{required}}{C_{rate}} \quad (6)$$

Dimana :

T_{actual} : Tebal actual pada sebuah CML (mm).

$T_{Required}$: Tebal yang di minimum yang dipersyaratkan dalam operasional.

c. *Non-Destructive Examination*

Dijelaskan dalam API 510 bahwa memungkinkan bagi inspektur untuk melakukan inspeksi dalam kondisi *on-stream* sebagai pengganti inspeksi internal pada kondisi tertentu[4]. Pengukuran ketebalan aktual pada *shell & head* bejana tekan serta nosel diperlukan pada setiap bejana tekan. Jumlah pengambilan titik pengukuran tebal yang dilakukan pada bejana tekan harus memenuhi/mewakili persyaratan dalam pemeriksaan internal. Jumlah dan lokasi titik pengukuran ketebalan harus mempertimbangkan hasil dari pemeriksaan sebelumnya, jika tersedia dan potensi konsekuensi akibat kebocoran. Secara umum, bejana tekan dengan laju korosi rendah akan memerlukan lokasi pengukuran ketebalan lebih sedikit dibandingkan dengan bejana tekan dengan laju korosi tinggi[12].

d. *Qualitative Risk Assessment*

Untuk menentukan tingkat risiko secara kualitatif terdapat 2 variabel yang harus ditentukan terlebih dahulu yaitu nilai dari *Probability of Failure (POF)* dan nilai dari *Consequence of Failure (COF)*[13]. Setelah mendapatkan nilai dari kedua variabel tersebut maka selanjutnya dapat menentukan tingkat risiko dari peralatan tersebut dengan mengalikan kedua nya dan di plot ke dalam matrik risiko.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

a. Data teknis

Sebelum melakukan inspeksi serta survey pada bejana tekan, dilakukan penelaahan dokumen teknis terhadap bejana tekan. Dari dokumen teknis didapat data bejana tekan berdasarkan tabel 1.

Tabel 1. General data

<i>Equipment</i>	<i>Pressure Vessel (Storage Drum)</i>
<i>Year Built</i>	1970
<i>Design Pressure</i>	7 kg/cm ²
<i>Design Temperature</i>	61 °C
<i>Material</i>	SA-283 Gr. C (SS41)
<i>Dimension</i>	1050 mm (ID) x 3200 mm (TL/TL)
<i>Design code</i>	Asme Sect. VIII Div. 1
<i>RT / Joint Efficiency</i>	Spot / 0,85
<i>Service</i>	Crude Oil
<i>Corrosion Allowance</i>	3 mm
<i>Operating Pressure</i>	No Data
<i>Operating Temperature</i>	No Data
<i>Flow</i>	Hydro dynamic
<i>Loading</i>	Static
<i>Insulation</i>	No Data
<i>Last year inspection</i>	2011

Dari hasil telaah desain dan dokumen teknis juga didapat bahwa ketebalan terakhir pada tahun 2011 adalah 7 mm.

b. Damage mechanism

Selanjutnya merupakan proses observasi berbasis pada factor *damage mechanism* atau kerusakan mekanis pada bejana tekan. Berdasarkan pada tabel *B-1 Damage Mechanism & Defect Screening Table (ASME PCC-3)*[13] ada beberapa parameter yang mempengaruhi jenis kerusakan yakni:

- Material.
- Temperatur operasi.
- Fluida.
- Lingkungan.
- Aliran.
- Beban.

Data-data tersebut mengacu pada kondisi terkini bejana tekan hasil dari *visual check* dan observasi langsung ke lapangan. Sehingga didapat hasil *damage mechanism* yang sesuai dengan kondisi aktual. Selanjutnya seleksi mekanisme kerusakan berdasarkan tabel 2 *screening* ASME PCC 3 sesuai dengan mekanisme kerusakan yang umum terjadi dengan pendekatan API 571. Setelah dilakukan analisis pada bejana tekan terdapat beberapa kemungkinan mekanisme kerusakan pada bejana tekan sesuai tabel 2.

Tabel 2. Mekanisme kerusakan yang mungkin terjadi.

<i>No</i>	<i>Damage Mechanism</i>	<i>Mode</i>	<i>Possibility</i>	<i>Area</i>	<i>Remark</i>
1	<i>Atmospheric Corrosion</i>	<i>Metal loss</i>	<i>High</i>	<i>Shell</i>	<i>Slightly Corroded</i>
2	<i>Carbon Dioxide Corrosion</i>	<i>Metal loss</i>	<i>Low</i>		-
3	<i>Erosion / Erosion-corrosion</i>	<i>Metal loss</i>	<i>Low</i>		-
4	<i>Fatigue</i>	<i>Cracking</i>	<i>Low</i>		-

5	<i>Galvanic Corrosion</i>	<i>Metal loss</i>	<i>Low</i>		-
6	<i>Hydrogen Embrittlement</i>	<i>Metallurgical Damage</i>	<i>Low</i>		-
7	<i>Microbiologically Induced Corrosion</i>	<i>Metal Loss</i>	<i>Low</i>		-
8	<i>Localized / Pitting Corrosion</i>	<i>Metal Loss</i>	<i>Low</i>		-
9	<i>Soil Corrosion</i>	<i>Metal Loss</i>	<i>N/A</i>		-
10	<i>Uniform Corrosion</i>	<i>Metal Loss</i>	<i>High</i>	<i>Shell</i>	<i>Slightly Corroded</i>
11	<i>Wet H₂S Damage (Blistering/HOSONIC/SSC)</i>	<i>Cracking</i>	<i>Low</i>		-

Sehingga dapat disimpulkan bahwa mekanisme kerusakan yang paling dominan dari bejana tekan tersebut adalah *atmospheric corrosion* dan *Uniform Corrosion* yang terjadi pada bagian *shell*.

c. Rencana inspeksi

Metode pelaksanaan NDE harus dievaluasi untuk memastikan bahwa metode analisa tersebut harus dapat mengidentifikasi mekanisme kerusakan dan beberapa indikasi potensi kerusakan yang terjadi. Sehingga berdasarkan metode inspeksi dan monitoring, perencanaan inspeksi yang diajukan untuk bejana tekan sesuai tabel 3.

Tabel 3. *Inspection methods base on damage mechanism*

<i>No</i>	<i>Damage Mechanism</i>	<i>Inspection Methods</i>	<i>Coverage</i>	<i>Area</i>
1	<i>Atmospheric Corrosion</i>	<i>Visual Inspection</i>	<i>>95 % visual inspection of the exposed surface area with follow-up by UT, RT or pit gauge as required [12]</i>	<i>Shell</i>
2	<i>Carbon Dioxide Corrosion</i>	<i>Ultrasonic Thickness or Profile Radiography</i>	<i>50 to 100 % Ultrasonic Scanning Coverage (automated or manual) [12]</i>	-
3	<i>Erosion / Erosion-corrosion</i>	<i>Visual Inspection & Ultrasonic Thickness or Radiography</i>	<i>Visual examination of suspected or troublesome areas, as well as UT checks or RT can be used to detect the extent of metal loss</i>	-

4	<i>Fatigue</i>	<i>Visual Inspection, Surface Inspection Methods or Measurement of Vibration Using Special Monitoring Equipment</i>	<i>Visual examination of all parts, especially supports, all fillet welded supports and attachments, small branch connection with unsupported valves or controllers since all of these are susceptible to failure by fatigue. Visual examination of any cyclic motion of the pipe. Surface inspection methods (PT, MT) can be effective in a focused and frequent inspection plan. [12]</i>	-
5	<i>Galvanic Corrosion</i>	<i>Visual Inspection & Ultrasonic Thickness or Radiography</i>	<i>50 to 100 % Ultrasonic Scanning Coverage (automated or manual) [12]</i>	-
6	<i>Hydrogen Embrittlement</i>	<i>PT, MT or WMFT</i>	<i>For surface cracking inspection (whole surface) [12]</i>	-
7	<i>Microbiologically Induced Corrosion</i>	<i>Visual Inspection & Ultrasonic Thickness or Radiography</i>	<i>50 to 100% coverage using automated ultrasonic scanning, or profile radiography in areas specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist [12]</i>	-
8	<i>Localized / Pitting Corrosion</i>	<i>Visual Inspection & Ultrasonic Thickness or Radiography</i>	<i>51 to 100% coverage using automated ultrasonic scanning, or profile radiography in areas specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist [12]</i>	-
9	<i>Soil Corrosion</i>	<i>Visual Inspection & Ultrasonic Thickness or Radiography</i>	<i>52 to 100% coverage using automated ultrasonic scanning, or profile radiography in areas specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist [12]</i>	-
10	<i>Uniform Corrosion</i>	<i>Visual Inspection & Ultrasonic Thickness or Radiography</i>	<i>50 to 100 % Ultrasonic Scanning Coverage (automated or manual) [12]</i>	<i>Shell</i>
11	<i>Wet H2S Damage (Blistering/HOSONIC/SSC)</i>	<i>Ultrasonic Testing</i>	<i>Automated shear wave ultrasonic testing of >20 % weldments [12]</i>	-

d. Hasil inspeksi

Secara umum hasil inspeksi visual yang telah dilakukan pada vertikal bejana tekan menunjukkan bahwa tidak adanya *major degradation* atau deformasi permanen yang akan mempengaruhi keberlangsungan unit dalam beroperasi. Selain visual inspeksi dilakukan juga pengujian ketebalan pada unit vertikal bejana tekan kemudian dari hasil pengukuran bejana

tekan dilakukan proses kalkulasi untuk menentukan nilai dari *corrosion rate* dan *maximum allowable working pressure* (MAWP). Berdasarkan hasil inspeksi dan pengukuran ketebalan serta hasil kalkulasi maka diperoleh bahwa nilai *corrosion rate actual* tidak dapat dipergunakan, hal tersebut dikarenakan nilai ketebalan *actual* lebih besar dibandingkan nilai ketebalan sebelumnya sehingga nilai *corrosion rate* yang diambil sebagai acuan untuk proses perhitungan adalah nilai *corrosion rate* yang terdapat pada *Pressure Vessel Handbook* yang ditulis oleh Eugene M. [2] yaitu sebesar 0,127 mm/thn. Selanjutnya data yang diperoleh akan dipergunakan untuk menghitung nilai *Thickness for MAWP & Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP). Sementara nilai *thickness for MAWP* menggunakan komputasi dalam kondisi *corrosive service* berdasarkan pada *API 510 Chapter 7.3.3*. dan nilai hasil seluruh proses kalkulasi disajikan dalam tabel 4.

Tabel 4. Hasil kalkulasi

<i>Component</i>	<i>Actual Thickness (mm)</i>	<i>Thickness for MAWP Calc. (mm)</i>	<i>Corrosion Rate (mm/yr)</i>	<i>Year Prev. Inspection</i>	<i>Required thickness (mm)</i>	<i>MAWP (kg/cm²)</i>	<i>Remaining life (years)</i>
Top Head	7,35	6,33	0,127	2011	3,9	11,17	27
Shell	6,89	5,87	0,127	2011	4	10,36	23
Bottom					3,9	10,36	24
Head	6,89	5,87	0,127	2011			
N1 (12")	11,32	10,3	0,127	2011	0,89	10,36	82
N2 (8")	11,32	11,23	0,127	2011	0,59	11,17	92

Berdasarkan keterangan pada tabel 4 nilai dari sisa umur layan (RL) pada *shell* adalah 23 tahun dengan nilai MAWP adalah 10,36 kg/cm². Dari tabel 4 menginformasikan bahwa minimum interval inspeksi yang harus dilakukan adalah setiap 3 tahun sekali. Hal tersebut mengacu pada aturan pemerintah sementara maksimal interval inspeksi yang harus dilakukan berdasarkan pada hasil kalkulasi adalah 10 tahun

e. *Qualitative Risk Assessment*

Terdapat 2 variabel yang dipergunakan untuk menilai tingkat risiko dari penggunaan bejana tekan. Variabel-variabel tersebut adalah nilai *Probability of Failure (PoF)* dan nilai dari *Consequence of Failure (CoF)*. Nilai PoF pada aspek penilaian risiko *vertical pressure vessel* dibagi menjadi 8 *damage factor* yaitu:

- *Localized Thinning*
- *General Thinning*
- *External Condition*
- *Wet H2S Damage (Blistering, HIC, SOHIC, SSC)*
- *Dimensional Changes*
- *Support*
- *Third party Damage*
- *Safety Devices*

Sementara nilai CoF untuk menentukan tingkat risiko dari *vertical pressure vessel* diklasifikasikan menjadi 2 faktor utama yaitu faktor SHE (*safety, health & environment*) dan ekonomi. Tabel matriks yang dipergunakan pada aspek penilaian risiko untuk *vertical pressure vessel* adalah 6 x 5. Proses asesmen pada *vertical pressure vessel* menggunakan tabulasi dan formula dalam proses perhitungannya. Dari hasil perhitungan PoF dan CoF

didapatkan risiko untuk *vertical pressure vessel* ini berada pada level 2D yang artinya adalah *medium high*. Gambar 2 matriks risiko secara sederhana dapat digambarkan dalam bentuk visualisasi.

F					
E					
D		X			
C					
B					
A					
	1	2	3	4	5

Gambar 2. Risk assessment vertical pressure vessel

4. SIMPULAN

Vertikal bejana tekan dalam keadaan layak beroperasi dengan kondisi temperatur operasi tidak melebihi 61 °C dan tekanan operasi tidak melebihi nilai MAWP kalkulasi yaitu sebesar 10,36 kg/cm². Walaupun terdapat beberapa spot korosi namun masih dalam batas toleransi yang diperbolehkan. Nilai laju korosi pada vertikal bejana tekan sebesar 0,127 mm/tahun dengan sisa umur layan minimum adalah sebesar 23 tahun. Sedangkan untuk tingkat risiko dari vertikal bejana tekan ini adalah kategori 2D atau kategori *medium risk*. Rekomendasi yang perlu dilakukan pada vertikal bejana tekan ini adalah melakukan perawatan berdasarkan metode *fit for service* dengan tahapan sebagai berikut: Melakukan inspeksi rutin oleh inspektur, QC, atau pihak terkait untuk deteksi awal potensi kegagalan sistem atau kerusakan yang terjadi seperti (bocor fluida kerja, *spill out* dan sebagainya yang mungkin bisa mengganggu jalannya operasional) mengacu kepada API 510–5.5.4. Melakukan pengecekan rutin pada katup pengaman berdasarkan pada API 510–6.6 dan API R–576. Dan melakukan *condition monitoring locations (CMLs)* dan point-point pemeriksaan dicatat dan direkam secara permanen agar dilakukan pengukuran berulang pada CML yang sama berdasarkan pada API 510 – 5.6.2.5 & 5.6.3.1

REFERENSI

- [1] A. F. Rozie, “Remaining Life Assessment Dan Kasus Laju Korosi Pada Lpg Storage Tank Kapasitas 50 Ton,” *JTTM J. Terap. Tek. Mesin*, vol. 1, no. 2, pp. 96–106, 2020, doi: 10.37373/msn.v1i2.26.
- [2] E. Shekari, F. Khan, and S. Ahmed, “Economic risk analysis of pitting corrosion in process facilities,” *Int. J. Press. Vessel. Pip.*, vol. 157, pp. 51–62, 2017, doi: 10.1016/j.ijpvp.2017.08.005.
- [3] D. N. Adnyana, “F o a h e r b d t l - t l o,” pp. 19–30, 2019.
- [4] U. Test, “ANALISA SISA UMUR PEMAKAIAN (REMAINING LIFE ASSESMENT) AIR RECEIVER COMPRESSOR TANK MENGGUNAKAN METODE ULTRASONIC TEST Fuad Khoirul 1 , Muh Amin 2 , Muhammad Subri 3 ABSTRAK,” vol. 17, no. 1, pp. 10–20.
- [5] A. Nana *et al.*, “Determination of Corrosion Rate and Remaining Life of Pressure Vessel Using Ultrasonic Thickness Testing Technique,” vol. 3, no. 2, pp. 43–50, 2014.

- [6] J. Emblemsvåg and L. E. Kjølstad, "Qualitative risk analysis: Some problems and remedies," *Manag. Decis.*, vol. 44, no. 3, pp. 395–408, 2006, doi: 10.1108/00251740610656278.
- [7] M. Nurbanasari, "Evaluation and Remaining Life Assessment of Separator and Demister in a Geothermal Power Generation Plant," vol. 9, no. 1, pp. 1–4, 2017, doi: 10.7763/IJET.2017.V9.946.
- [8] A. K. Ray *et al.*, "Remaining life assessment of service exposed reheater and superheater tubes in a boiler of a thermal power plant," *High Temp. Mater. Process.*, vol. 21, no. 1–2, pp. 109–121, 2002, doi: 10.1515/HTMP.2002.21.1-2.109.
- [9] D. N. Adnyana, "M e l t a h p s p o p p," no. 2018, pp. 109–124, 2019.
- [10] E. S. Ameh, "Fitness for Service Assessment of Ageing Pressure Vessel Experiencing External Corrosion: A Case Study," *Int. J. Eng. Sci.*, vol. 06, no. 02, pp. 12–16, 2017, doi: 10.9790/1813-0602011216.
- [11] P. Vessel, I. Code, W. Inspection, N. Examination, F. Procedures, and F. Operators, "Api-510 Pressure Vessel Inspector," vol. 2018, no. May 2016, pp. 1–8, 2018.
- [12] T. R. Chandrupatla, "Remaining life estimation of engineering components," *SAE Tech. Pap.*, no. January, pp. 1–17, 1995, doi: 10.4271/951044.
- [13] A. Ali and H. Sabry, "Implementing a successful risk based inspection program," *Soc. Pet. Eng. - Abu Dhabi Int. Pet. Exhib. Conf. 2019, ADIP 2019*, no. November, pp. 11–14, 2019, doi: 10.2118/197790-ms.
- [12] Boiler, A. S. M. E., and Pressure Vessel Code. "Section viii division 1." *Rules for construction of pressure vessels, Appendix 1* (2010): 1-1.
- [13] Code, Pressure Vessel Inspection. "API 510." *Washington, DC: American Petroleum Institute* (1981).