

PENENTUAN LAJU KOROSI DAN *REMAINING LIFE* PADA PIPA JEMBATAN GAS JREBENG 1, JREBENG 2, NGINDEN DAN KALI SURABAYA DARI PT PERUSAHAAN GAS NEGARA TBK

Puput Wulandari dan Bambang Widiono

Jurusan Teknik Kimia, Politeknik Negeri Malang, Jl. Soekarno Hatta No. 9, Malang, Indonesia
pptwlnr@gmail.com, [widionomlg@gmail.com]

ABSTRAK

Pipa merupakan salah satu alat transportasi minyak dan gas yang paling aman dan ekonomis. Selain itu, kelebihan pipa adalah sifatnya yang *continuous*, otomatis dan mampu digunakan untuk berbagai macam kondisi lingkungan. Dalam transportasi gas bumi, material pipa yang sering digunakan adalah baja karbon karena sifatnya yang mudah di-*machining* dan keuletan yang tinggi. Pipa jrebeng 1, Jrebeng 2, Nginden dan Kali Surabaya merupakan beberapa jembatan pipa gas yang dimiliki oleh PGN. Jembatan pipa berada pada posisi *above ground* sehingga tidak terproteksi secara katodik, yang menyebabkan jembatan pipa ini rentan terkorosi baik berasal dari korosi internal maupun eksternal. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui laju korosi pada daerah tersebut. Pipa yang digunakan adalah pipa dengan jenis API 5L *Grade B* dan metode pengukuran ketebalan pada pipa menggunakan *Ultrasonic Thickness Gauge*. Dari hasil penelitian dapat disimpulkan bahwa laju korosi yang terjadi pada jembatan pipa gas jrebeng 1 dan 2, jembatan nginden, jembatan kali Surabaya secara berturut-turut adalah sebagai berikut : 0,0213 mmpy; 0,02183 mmpy; 0,0413 mmpy; 0,0250 mmpy. Sisa umur pipa pada masing-masing jembatan pipa gas adalah sebagai berikut: 265 Tahun, 313 Tahun, 101 Tahun, 201 Tahun. Berdasarkan hasil perhitungan MAOP dan analisis *remaining life*, maka jembatan pipa gas Jrebeng 1 dan 2, jembatan Nginden, jembatan Kali Surabaya masih dalam kondisi yang handal.

Kata kunci: Laju Korosi, Pipa, Remaining Life Pipa

ABSTRACT

Pipes are one of the safest and most economical means of transportation for oil and gas. In addition, the advantages of pipes are that they are continuous, automatic and can be used for various environmental conditions. In natural gas transportation, the pipe material that is often used is carbon steel due to its easy machining and high ductility. Pipa Jrebeng 1, Jrebeng 2, Nginden and Surabaya River are some of the gas pipelines owned by PGN. The pipe bridge is in a position above ground so that it is not cathodically protected, which makes this pipe bridge vulnerable to corrosion, both from internal and external corrosion. This study aims to determine the corrosion rate in the area. The pipe used is a pipe with API 5L *Grade B* type and the method of measuring the thickness of the pipe uses an *Ultrasonic Thickness Gauge*. From the research results it can be concluded that the corrosion rates that occur at the Jrebeng 1 and 2 gas pipeline bridge, the Nginden bridge, the Surabaya river bridge are as follows: 0.0213 mmpy; 0.02183 mmpy; 0.0413 mmpy; 0.0250 mmpy. The remaining pipe life on each gas pipeline bridge is as follows: 265 years, 313 years, 101 years, 201 years. Based on the MAOP calculation results and analysis of the remaining life, the Jrebeng 1 and 2 gas pipeline bridges, Nginden Bridge, and Surabaya River Bridge are still in reliable condition.

Keywords: Corrosion rate, Pipeline, Remaining Life Pipeline

1. PENDAHULUAN

Kontribusi dari energi fosil di Indonesia adalah sebesar 80% terhadap kebutuhan energi nasional, dimana 50% nya berasal dari minyak bumi dan 30% dari gas alam. Akan tetapi diprediksi 10 tahun kedepan penggunaan gas alam sebagai sumber energi di Indonesia akan lebih tinggi dibandingkan dengan penggunaan minyak bumi mengingat semakin menipisnya cadangan minyak bumi nasional [1].

Indonesia memiliki sumber daya energi khususnya minyak bumi dan gas yang sangat banyak, sehingga mendominasi pasar energi global. Cadangan sumber daya energi yang dimiliki oleh Indonesia tahun 2014 adalah sebesar 7,76 miliar barel minyak dan 157,14 TSCF gas. Gas alam merupakan senyawa hidrokarbon yang terdiri dari campuran beberapa macam gas hidrokarbon dan non-hidrokarbon. Gas alam bersifat mudah terbakar. Cadangan gas alam di Indonesia yang sangat besar yang diperkirakan sampai 65 tahun ke depan merupakan salah satu potensi sumber energi alternatif yang harus di optimalkan [2].

Salah satu usaha pemerintah dalam mengoptimalkan gas alam ini adalah dengan membangun jaringan distribusi gas alam, khususnya jaringan pipa gas untuk pelanggan rumah tangga sebagai bagian dari program konversi bahan bakar minyak bumi ke gas alam [3]. Jaringan pipa adalah salah satu sarana transportasi minyak dan gas yang paling aman dan ekonomis. Jaringan pipa dianggap paling ekonomis dibandingkan dengan kereta api, truk maupun kapal tanker. Kelebihan lainnya transportasi menggunakan pipa adalah sifatnya yang *continuous*, otomatis dan mampu digunakan untuk berbagai macam kondisi lingkungan.

Korosi adalah kerusakan atau degradasi logam akibat reaksi elektrokimia antara logam dengan berbagai zat di lingkungannya yang menghasilkan senyawa-senyawa produk korosi. Dalam dunia industri, salah satu kerugian yang ditimbulkan korosi adalah terjadinya penurunan kekuatan material sehingga logam tersebut menjadi rusak lebih cepat dan berdampak pada kegiatan produksi, meningkatnya biaya perbaikan dan pemeliharaan. Pipa transportasi merupakan jalur pipa yang sering mengalami korosi internal dan eksternal. Pipa rentan memiliki resiko kegagalan yang perlu diperhitungkan sehingga perlu diadakannya pemeriksaan. Oleh sebab itu, maka diperlukan suatu analisis mengenai laju korosi dan sisa umur pipa atau *remaining life* yang digunakan untuk mencegah kegagalan lebih lanjut pada jalur pipa serta pencegahan lebih dini dalam melakukan pemeliharaan dan menentukan ketebalan pipa yang tepat.

Penelitian terkait pengukuran laju korosi sudah pernah dilakukan oleh beberapa peneliti. Kurnia (2014) melakukan penelitian terkait pengukuran laju korosi beton busa dengan menggunakan metode *Linear Polarization Resistance* (LPR). Namun, metode ini memiliki kekurangan terkait akurasi jika digunakan untuk mengukur laju korosi pada benda yang mengalami korosi akibat udara yang korosif. Kemudian Harfi (2011) melakukan penelitian terkait pengukuran laju korosi pada *super heater* dengan menggunakan metode pengukuran kehilangan berat. Kekurangan metode ini yaitu tidak cocok di aplikasikan pada benda yang mengalami pembebanan statik seperti jembatan pipa [4].

Pada penelitian ini pengukuran laju korosi menggunakan metode pengukuran ketebalan aktual bagian pipa. Pipa di jembatan Jrebeng I Legundi, Jembatan Nginden, Jembatan Jrebeng 2 dan Jembatan Kali Surabaya merupakan beberapa pipa yang berada pada posisi *above ground* yang dimiliki oleh PT Perusahaan Gas Negara, Tbk. Pipa ini memiliki potensi korosi yang lebih tinggi dikarenakan pipa yang berada pada posisi *above ground* tidak terproteksi oleh proteksi katodik dan berinteraksi langsung dengan lingkungan atmosferik. Berdasarkan uraian diatas penulis ingin melakukan studi mengenai laju korosi

dan *remaining life* atau sisa umur pipa di pipa jembatan Jrebeng I Legundi, Jembatan Nginden, Jembatan Jrebeng 2 dan Jembatan Kali Surabaya milik PT Perusahaan Gas Negara, Tbk.

2. METODOLOGI PENELITIAN

Metode penelitian ini menggunakan metode studi lapangan yang bertujuan untuk mendapatkan data-data yang diperlukan dalam penulisan tugas akhir ini. Studi lapangan dilakukan di PT Perusahaan Gas Negara, Tbk Regional 2, data yang di peroleh merupakan data teknis baik secara tertulis maupun lisan.

Dalam pengumpulan data, analisis dan penulisan laporan, penulis melakukan langkah-langkah berikut: persiapan, studi literatur, inspeksi lapangan, pengumpulan data dan *review* data, Perhitungan *T required*, *Maximum Allowable Operating Pressure*, Laju Korosi dan *Remaining Life*, analisis dan pembahasan.

Alat. Alat yang digunakan meliputi *Ultrasonic Thickness Gauge* dan Alat pelindung diri (helm, sarung tangan, *safety shoes*).

Bahan. Pipa API 5L Grade B.

2.1. Analisis Laju Korosi

Perhitungan laju korosi dilakukan menggunakan persamaan berikut:

$$\text{Laju Korosi (CR)} = \frac{\text{Tebal Awal-Tebal Aktual}}{\text{Umur Pipa}} \quad (1)$$

Dimana Laju korosi merupakan laju pengurangan tebal pipa pertahun (mmpy), tebal awal adalah nilai ketebalan pipa pada saat di pasang berdasarkan schedule dan NPS dari pips (mm). Tebal aktual adalah nilai ketebalan pipa yang didapat dari hasil inspeksi di lapangan (mm). Umur pipa dihitung sejak pipa pertama kali dipasang (tahun) [5].

2.2. Analisis *Remaining Life* (RL)

Sisa umur pipa atau *remaining life service* adalah perkiraan atau estimasi yang digunakan untuk memprediksi sisa umur suatu pipa sehingga dapat dilakukan perencanaan penggantian atau perbaikan untuk selanjutnya. Sisa umur pipa bergantung pada nilai laju korosinya. Berdasarkan standar diketahui bahwa untuk menghitung sisa umur pipa maka dibutuhkan nilai ketebalan minimum (*T required*) yang dihitung berdasarkan ASME B31.8.

$$\text{Remaining Life (RL)} = \frac{T \text{ actual}-T \text{ required}}{\text{Corrosion Rate}} \quad (2)$$

Remaining Life merupakan Sisa umur pipa (Tahun), *T actual* adalah Nilai ketebalan pipa yang di dapat dari hasil inspeksi di lapangan (mm). *T required* adalah Nilai *minimum wall thickness* yang diperoleh berdasarkan perhitungan ASME B31.8 (mm). *Corrosion Rate* adalah Laju korosi (mmpy).

Perhitungan *T required* dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan yang terdapat pada *American Society Mechanical Engineering* (ASME) B31.8 berikut:

$$T \text{ required} = \frac{P D}{2 \sigma F E T} \quad (3)$$

T required adalah Nilai *minimum wall thickness* yang diperoleh berdasarkan perhitungan ASME B31.8 (mm). *P* (Psia) adalah tekanan operasi, yaitu tekanan dimana pipa tersebut di operasikan pada kondisi normal. *σ* (Psia) adalah *specified minimum yield strength* (SMYS), yaitu kekuatan pipa yang ditentukan ketika pipa di produksi, umunya kekuatan

pipa bergantung pada material dan *grade* dari pipa tersebut. Nilai dari SMYS telah di tabulasikan pada standar *American Petroleum Institute (API) 5L*. D (mm) adalah diameter luar dari pipa saat di fabrikasi. Nilai ini bergantung pada ukuran pipa dan *schedule* pipa. T adalah faktor derating suhu yaitu faktor yang dimiliki berdasarkan *temperature* operasi pipa, nilai T bervariasi untuk tiap desain suhu pipa. F adalah faktor desain dasar. F adalah fungsi dari lokasi fisik pipa dimana pipa tersebut dipasang. E adalah faktor sambungan pipa saat pipa tersebut di fabrikasi. Nilai ini bergantung kepada material pipa dan jenis sambungan pipa saat pipa di fabrikasi [6].

2.3. Analisis MAOP

Maximum allowable operating pressure (MAOP) adalah nilai tekanan operasi maksimum yang dapat dioperasikan dengan aman oleh pipa sesuai dengan ketentuan kode. MAOP merupakan kunci keamanan dari sebuah pipa agar dapat beroperasi dengan baik tanpa terjadinya kegagalan. Tekanan operasional pada pipa yang benar berdasarkan standar adalah pipa yang memiliki tekanan operasional dibawah tekanan desain dan tidak boleh melebihi MAOP. Hal ini bertujuan agar tidak terjadi kegagalan pada pipa yang dapat menyebabkan kerugian pada sebuah perusahaan [7].

Untuk menghitung MAOP pada sebuah pipa berdasarkan kode standar *American Society Mechanical Engineering (ASME) B31.8*:

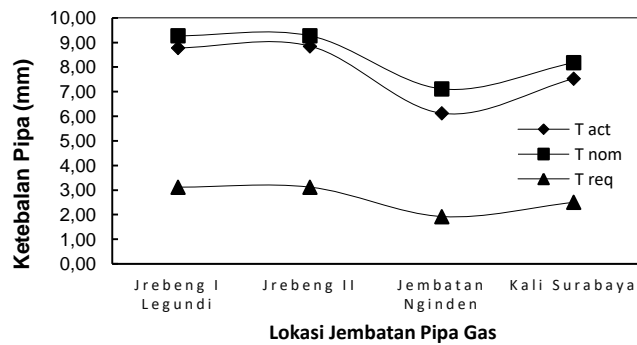
$$MAOP = \frac{2 \times \sigma \times F \times E \times T \text{ actual}}{D} \quad (4)$$

MAOP adalah Tekanan maksimum yang di ijinakan (Psia). σ adalah *specified minimum yield strength* atau (SMYS) (Psia). F merupakan *Joint Factor*. E adalah *Faktor sambungan arah memanjang Pipa*. T *actual* adalah Nilai ketebalan pipa yang di dapat dari hasil inspeksi di lapangan (mm) dan D adalah Diameter luar pipa (inchi) [6].

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Analisis Ketebalan

Jembatan pipa gas jrebeng 1 dan 2, jembatan nginden dan jembatan kali Surabaya pertama kali dioperasikan pada *range* tahun 1995-1996. Hal ini berarti pipa telah dioperasikan selama kurang lebih 23 tahun hingga kegiatan inspeksi ini dilakukan. Kegiatan inspeksi ini dilakukan untuk mengetahui pengurangan ketebalan pipa sejak pertama kali pipa dipasang dan dioperasikan. Pengukuran ketebalan pada pipa dilakukan pada seluruh bagian pipa yakni *ramp up* pipa, *elbow* pipa dan bentang pipa. Pengukuran ketebalan pada pipa dilakukan berdasarkan arah jam 12, 3, 6 dan 9. Sisi *elbow* pipa cenderung memiliki pengurangan ketebalan yang lebih tinggi dikarenakan sisi *elbow* dinilai memiliki resiko paling tinggi terhadap pengikisan lapisan internal pipa sehingga sisi ini selalu terkorosi lebih parah dibanding dengan sisi yang lain. Perbandingan ketebalan aktual jembatan pipa gas Jrebeng 1, Jrebeng 2, Nginden dan Kali Surabaya dengan tebal minimum dan tebal nominal pipa dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1. Grafik Penurunan Ketebalan Pipa

Berdasarkan Gambar 1 terlihat bahwa terjadi penurunan ketebalan sejak pipa pertama kali terpasang, adapun jumlah penurunan ketebalan yang terjadi pada jembatan pipa gas jrebeng 1 dan 2, jembatan nginden dan jembatan kali Surabaya berturut-turut adalah sebagai berikut: 0,49 mm, 0,42 mm, 0,99 mm, 0,65 mm. Namun ketebalan pipa saat ini masih berada jauh diatas ketebalan *required* atau ketebalan minimum pipa dan terlihat hanya sedikit mengalami pengurangan ketebalan dari tebal nominal. Hal ini mengindikasikan bahwa ketebalan pipa masih dalam batasan yang aman.

3.2. Analisis Laju Korosi

Faktor penyebab terjadinya korosi pada jembatan pipa dapat di kategorikan menjadi 2 faktor, yaitu faktor eksternal dan internal pada pipa. Faktor eksternal yang menjadi penyebab terjadinya korosi adalah terjadinya kontak dengan udara dan lingkungan sekitar. Jembatan pipa gas tidak memperoleh proteksi katodik baik secara *sacrificial anoda* maupun *impress current*, proteksi yang digunakan pada jembatan pipa gas adalah *coating*. Berdasarkan pengamatan visual terlihat bahwa sebagian *coating* pada jembatan pipa mengalami pengelupasan sehingga material pipa langsung berinteraksi dengan udara luar, hal ini menyebabkan terjadinya korosi seragaman pada tempat tersebut.

Penyebab lain korosi pada pipa tersebut juga berasal dari internal, yakni berasal dari fluida yang mengalir didalam pipa. Seperti yang telah diketahui bahwa fluida yang mengalir adalah gas alam. Gas alam merupakan senyawa hidrokarbon dari golongan alkana yang terdiri dari C_1 - C_6 dan beberapa senyawa non-hidrokarbon *impurities* lainnya seperti N_2 , CO_2 , H_2O dan H_2S . Senyawa dari gas alam yang dapat berpengaruh pada korosi adalah CO_2 , H_2O dan H_2S . Kandungan uap air akan menyebabkan terbentuknya hidrat dan bersifat korosif yang menyebabkan tersumbat perpipaan [8]. Komposisi senyawa kimia yang mengalir di dalam pipa dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Komposisi Gas Alam pada Jembatan Pipa Gas

Nama Senyawa	Nama Jembatan Pipa Gas			
	Jrebeng 1 (%mol)	Jrebeng 2 (%mol)	Nginden (%mol)	Kali Surabaya (%mol)
Methane	98,08203	98,08203	85,53202	97,01613
Ethane	0,324086	0,324086	5,569499	0,438391
Propane	0,166966	0,166966	3,847262	0,243847
<i>i</i> -Buthane	0,040573	0,040573	1,30557	0,713361
<i>n</i> -Buthane	0,00358	0,003580	0,998951	0,006126
<i>i</i> -Pentane	0,014917	0,014917	0,453000	0,027665
<i>n</i> -Pethane	0,008552	0,008552	0,034052	0,014919
<i>n</i> -Hexane	0,01959	0,019590	0,302365	0,024503
Nitrogen	0,436656	0,436656	0,983609	0,514865
CO ₂	0,346561	0,346561	0,468342	0,445604
H ₂ O	N/A	N/A	N/A	N/A
H ₂ S	N/A	N/A	N/A	N/A
SG	0,556486	0,556486	0,680347	0,554584

Berdasarkan Tabel 1 dapat diketahui bahwa kandungan gas penyebab korosi yang terdapat pada pipa hanya CO₂, sedangkan kandungan H₂O dan H₂S tidak terdeteksi. Hal tersebut dikarenakan keterbatasan GC online yang dimiliki PGN sehingga adanya H₂O dan H₂S tidak dapat terdeteksi oleh GC online. Berdasarkan persetujuan *Access Arrangement* PGN tahun 2015 telah ditetapkan bahwa spesifikasi gas PGN maksimum mengandung gas CO₂ sebanyak 5%, 8 ppmv H₂S dan 15 lb air per mmscf. Besar laju korosi yang terjadi pada jembatan pipa gas Jrebeng 1, Jrebeng 2, Nginden dan Kali Surabaya dapat dilihat pada Tabel 2.

Tabel 2. Hasil Perhitungan Laju Korosi pada Jembatan Pipa

Nama Jembatan Pipa	Diameter Luar Pipa (inchi)	PPCO ₂ (Psi)	Corrosion Rate (mmpy)
Jrebeng 1	10	1,1033	0,0213
Jrebeng 2	10	1,1033	0,0183
Nginden	6	1,4999	0,0413
Kali Surabaya	8	1,4390	0,0250

Berdasarkan Tabel 2 dapat diketahui bahwa laju korosi yang terjadi pada jembatan pipa Nginden lebih tinggi jika dibandingkan dengan jembatan pipa jrebeng 1,2 dan Kali Surabaya. Hal ini dikarenakan gas yang mengalir pada jembatan pipa Nginden memiliki kandungan gas CO₂ lebih tinggi. Jika diasumsikan setiap 1 mmscf gas yang mengalir mengandung 15 lb air (batas maksimum) maka jumlah CO₂ yang terlarut dalam jembatan pipa gas Nginden akan lebih besar jika dibandingkan dengan CO₂ yang terlarut dalam jembatan pipa gas Jrebeng 1,2 dan Kali Surabaya.

Pengukuran laju korosi pada jembatan pipa ini dilakukan secara *long term*, dimana ketebalan saat ini langsung dibandingkan dengan ketebalan awal pipa saat konstruksi bukan dengan kondisi pipa pada inspeksi sebelumnya, sehingga menyebabkan laju korosi sangat kecil. Berdasarkan Tabel 2 korosi yang terjadi pada jembatan pipa Jrebeng

1, Jrebeng 2, Nginden dan Kali Surabaya masih tergolong kedalam kategori *Excellent*, sehingga korosi pada jembatan pipa tersebut masih dapat ditoleransi.

3.3. Analisis Remaining Life Pipa

Remaining life pipa atau sisa umur pipa sangat dipengaruhi oleh laju korosi pada pipa. *Remaining life* pipa berguna dalam menentukan kapan pipa harus dilakukan penggantian atau perawatan demi mencegah terjadinya kegagalan proses penyaluran gas. Semakin tinggi nilai laju korosi pipa maka nilai sisa umur pipa semakin rendah, begitu sebaliknya. Semakin besar nilai pengurangan ketebalan pipa, maka semakin tinggi laju korosi pipa dan semakin rendah umur pipa. Sisa umur pipa pada jembatan pipa gas Jrebeng 1, Jrebeng 2, Nginden dan Kali Surabaya dapat dilihat pada Tabel 3.

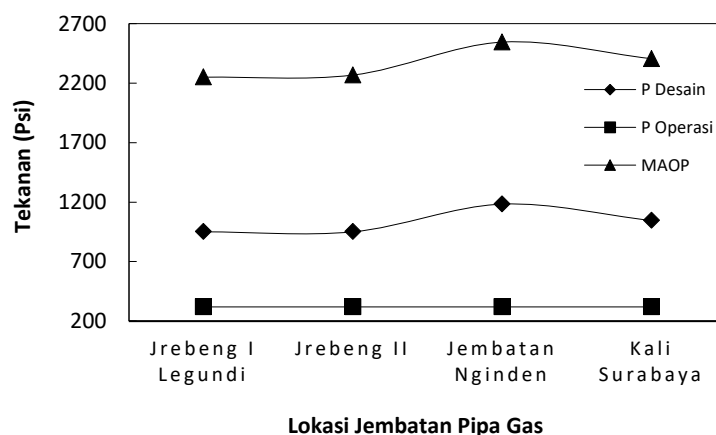
Tabel 3. Hasil Perhitungan *Remaining Life* pada Jembatan Pipa

Nama Jembatan Pipa	Diameter Luar Pipa (inchi)	Corrosion Rate (mmpy)	Remaining Life (Tahun)
Jrebeng 1	10	0,0213	265,27
Jrebeng 2	10	0,0183	313,95
Nginden	6	0,0413	101,54
Kali Surabaya	8	0,0250	201,13

Pipa PGN umumnya di desain dapat bertahan hingga umur 20 tahun, namun berdasarkan Tabel 3 dapat diketahui bahwa sisa umur pipa melebihi 20 tahun. Hal ini dikarenakan pemilihan material pipa yang bagus (*over specification*) saat desain awal dan perawatan rutin yang baik. Sisa umur pipa juga menandakan bahwa pipa tersebut masih sangat baik kondisinya karena masih dapat digunakan dalam jangka waktu yang lama.

3.4. Analisis Maximum Allowable Operatin Pressure (MAOP)

Maximum allowable operating pressure (MAOP) adalah nilai tekanan operasi maksimum yang dapat dioperasikan dengan aman oleh pipa, umunya nilai MAOP selalu lebih besar dari pada tekanan desain dan tekanan operasi. Pada analisis MAOP dapat diketahui apakah tekanan operasi yang digunakan operator masih dalam kondisi batas aman. Perbandingan mengenai nilai MAOP, tekanan desain dan tekanan operasi jembatan pipa gas Jrebeng 1, Jrebeng 2, Nginden dan Kali Surabaya dapat dilihat pada Gambar 2.



Gambar 2. Grafik Perbandingan Nilai MAOP, Tekanan Operasi dan Tekanan Desain

Saat di fabrikasi pipa telah di desain untuk memiliki tekanan maksimum tertentu. Tekanan desain pipa berbeda-beda tergantung ukuran dan material pipa tersebut. Pipa PGN memiliki tekanan operasi kurang lebih sebesar 22 bar atau 319,08 psi. Berdasarkan Gambar 4.2 dapat diketahui bahwa tekanan desain dan tekanan operasi pada jembatan pipa gas jrebeng 1 dan 2, jembatan nginden dan jembatan kali Surabaya berada dibawah nilai MAOP. Tekanan desain pada jembatan pipa ini ditinjau dari segi tekanan operasi aman. Tekanan desain merupakan batas operasi antara kondisi aman dan tidak aman. Jika tekanan operasi berada diatas tekanan desain, maka kondisi tersebut tidak aman walaupun masih diperbolehkan. Kondisi aman adalah kondisi dimana tekanan operasi berada dibawah tekanan desain. Melihat kondisi seperti ini dapat disimpulkan bahwa keempat jembatan pipa gas tersebut berada pada kondisi aman dan handal untuk terus di operasikan.

4. KESIMPULAN

Laju korosi yang terjadi pada jembatan pipa gas jrebeng 1 dan 2, jembatan nginden, jembatan kali Surabaya secara berturut-turut adalah sebagai berikut: 0,0213 mmpy; 0,02183 mmpy; 0,0413 mmpy; 0,0250 mmpy. Sisa umur pipa pada masing-masing jembatan pipa gas adalah sebagai berikut: 265 Tahun, 313 Tahun, 101 Tahun, 201 Tahun. Berdasarkan hasil perhitungan MAOP dan analisis *remaining life*, maka jembatan pipa gas Jrebeng 1 dan 2, jembatan Nginden, jembatan Kali Surabaya masih dalam kondisi yang handal.

REFERENSI

- [1] Dewan Energi Nasional, 2011, *Outlook Energi 2011*, Dewan Energi Nasional, Jakarta.
- [2] Kementrian ESDM, 2016, *Laporan Tahunan Direktorat Jendral Minyak Bumi dan Gas Kementrian ESDM*, Kementrian ESDM, Jakarta.
- [3] Priyangga, D., 2014, *Laporan Kerja Praktik PT Perusahaan Gas Negara Tbk*, PPNS, Surabaya.
- [4] Kaspul, A., 2017, *Studi Umur Sisa dan Laju Korosi Menara Rig Bw-95 Tahun Pembuatan 1973*, Jurnal Ilmiah Multitek Indonesia, Vol. 11, No. 1, 35-41.
- [5] Hafydhz, A. E. M. N. D., *Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (Remaining Life Service) pada Jalur Pipa Transportasi Gas Jumper Simpang Brimob-NFG (Non Flare Gas) Mundu di PT Pertamina EP Asset 3 Jatibarang Field*, Prosiding Teknik Pertambangan, Vol. 4, No. 2, 647-657.
- [6] API Committee 570, 2000, *Specification for Line Pipe*, American Petroleum Institute, New York.
- [7] A. R. Aulia F, "Perhitungan dan Analisis Tekanan Operasi Maksimum yang Diperbolehkan (MAOP) pada Empat Jalur Pipa Gas PT.X Menggunakan Pipa API 5L Grade B Berdasarkan Standard ASME B31.8 dan Perangkat Lunak RSTRENG," Universitas Indonesia, Depok, 2014.
- [8] Mohammad, D. D., and Ariani, 2020, *Simulasi Pengaruh Suhu Lean Glycol pada Proses Gas Dehydration Unit di Industri Gas Alam*, Jurnal Teknologi Separasi, Vol. 6, No. 2.