



Pengujian Hidrostatik untuk Menguji Kebocoran pada Jaringan Pipa Penyalur Gas di PT. Roda Pasifik Mandiri

Taufik Bimo Satriyo Pambudi^{1*}, Jaka Windarta^{1,2}

¹Program Studi Program Profesi Insinyur Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro,

²Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro,
Jl. Prof. Soedarto, SH, Tembalang, Semarang, Indonesia 50275

^{*}Corresponding author: taufikbimosatriyop@gmail.com

(Received: March 3, 2026; Accepted: April 10, 2026)

Abstract

Hydrostatic Testing to Check for Leaks in the Gas Pipeline Network at PT. Roda Pasifik Mandiri. The integrity of gas piping systems is a critical aspect in the oil and natural gas industry that is directly related to operational safety and leak prevention. This research aims to analyze the effectiveness of hydrostatic testing in detecting leaks in the 424.5 meter 4 inch diameter gas distribution pipeline network at PT. Roda Pasifik Mandiri, Kaligawe Industrial Area, Semarang. Tests were carried out in November 2025 using the hydrostatic method according to ASME B31.8 standards with a test pressure of 1200 psig (1.67 times the design pressure of 720 psig). The test procedure includes pipe cleaning, water filling, gradual pressure increase, stabilization and pressure holding for 25 hours 15 minutes. The test results show a pressure drop of 1.5 psig (0.12% of test pressure) with a change in temperature from 27°C to 32°C. The pressure drop value obtained is still below the maximum permitted limit, namely 0.2% or 2.4 psig, indicating that there are no significant leaks in the piping system. Analysis shows that the pressure drop is mainly caused by thermal contraction due to temperature stabilization with the environment and elastic deformation of the pipe material. The piping system was declared to have passed the test and met operational safety requirements for use in gas distribution with a working pressure of 720 psig.

Keywords: hydrostatic, pipe integrity, pressure test, ASME B31.8, pipe leak

Abstrak

Integritas sistem perpipaan gas merupakan aspek kritis dalam industri perminyakan dan gas bumi yang berkaitan langsung dengan keselamatan operasional dan pencegahan kebocoran. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis efektivitas pengujian hidrostatik dalam mendeteksi kebocoran pada jaringan pipa penyalur gas berdiameter 4 inci sepanjang 424,5 meter di PT. Roda Pasifik Mandiri, Kawasan Industri Kaligawe, Semarang. Pengujian dilaksanakan pada November 2025 menggunakan metode hidrostatik sesuai standar ASME B31.8 dengan tekanan uji 1200 psig (1,67 kali tekanan desain 720 psig). Prosedur pengujian mencakup tahap pembersihan pipa, pengisian air, kenaikan tekanan bertahap, stabilisasi dan penahanan tekanan selama 25 jam 15 menit. Hasil pengujian menunjukkan penurunan tekanan sebesar 1,5 psig (0,12% dari *test pressure*) dengan perubahan temperatur dari 27°C menjadi 32°C. Nilai *pressure drop* yang diperoleh masih berada di bawah batas maksimum yang diizinkan yaitu 0,2% atau 2,4 psig, mengindikasikan tidak adanya kebocoran signifikan pada sistem perpipaan. Analisis menunjukkan bahwa penurunan tekanan terutama disebabkan oleh *thermal contraction* akibat stabilisasi temperatur dengan lingkungan dan *elastic deformation* material pipa. Sistem perpipaan dinyatakan lolos uji dan memenuhi persyaratan keselamatan operasional untuk digunakan dalam distribusi gas dengan tekanan kerja 720 psig.

Kata kunci: *hidrostatik, integritas pipa, pressure test, ASME B31.8, kebocoran pipa*

How to Cite This Article: Pambudi, T. B. S., & Windarta, J. (2026). Penguujian Hidrostatik untuk Menguji Kebocoran pada Jaringan Pipa Penyalur Gas di PT. Roda Pasifik Mandiri. *JPII*, 4(2), 177-186. DOI: <https://doi.org/10.14710/jpii.2026.32318>

PENDAHULUAN

Sistem perpipaan merupakan infrastruktur vital dalam industri perminyakan dan gas bumi yang berfungsi untuk mendistribusikan produk hidrokarbon dari sumber ke pengguna akhir. Integritas sistem perpipaan menjadi perhatian utama mengingat potensi risiko yang dapat ditimbulkan seperti kebocoran gas, ledakan, kebakaran dan dampak lingkungan yang merugikan (Khan et al., 1999). Menurut data *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* (PHMSA), terdapat lebih dari 300 insiden kebocoran pipa gas di Amerika Serikat setiap tahunnya dengan kerugian mencapai ratusan juta dollar. Oleh karena itu, pengujian integritas perpipaan sebelum dioperasikan menjadi tahapan yang sangat penting untuk memastikan keandalan dan keselamatan sistem (PHMSA, 2023).

Pengujian terhadap integritas perpipaan bisa dilakukan dengan metode *pneumatic test* atau hidrostatik tes. *Pneumatic test* menggunakan media uji udara atau gas, sedangkan hidrostatik menggunakan media fluida. Hidrostatik (*hydrostatic test*) merupakan metode yang paling umum dan efektif untuk mengevaluasi integritas sistem perpipaan sebelum dioperasikan, selain itu pengujian hidrostatik lebih aman dilakukan pada pengujian dengan tekanan tinggi. Metode ini telah menjadi standar industri internasional yang diadopsi oleh berbagai kode dan regulasi seperti ASME B31.8 untuk pipa gas, ASME B31.3 untuk pipa proses dan API 1104 untuk konstruksi dan inspeksi perpipaan (ASME B31.8, 2020; API 1104, 2021).

Prinsip dasar pengujian hidrostatik adalah memberikan tekanan pada sistem perpipaan menggunakan media fluida (umumnya air) dengan tekanan yang melebihi tekanan operasi normalnya, kemudian mempertahankan tekanan tersebut dalam periode waktu tertentu untuk mendeteksi adanya kebocoran atau kegagalan struktural (Kiefner et al., 2012).

Standar ASME B31.8 yang mengatur tentang sistem perpipaan transmisi dan distribusi gas menetapkan bahwa tekanan uji hidrostatik minimal harus 1,5 kali tekanan desain untuk pipa yang beroperasi pada kelas lokasi 4 (area dengan kepadatan tinggi). Pemilihan faktor pengali 1,5 ini didasarkan pada pertimbangan *safety margin* untuk mengakomodasi berbagai faktor seperti variabilitas material, kondisi operasi dan faktor degradasi jangka panjang. Beberapa penelitian menunjukkan bahwa pengujian dengan tekanan yang lebih tinggi (1,5–2,0 kali tekanan desain) mampu mendeteksi cacat mikroskopis

yang tidak terdeteksi pada inspeksi visual atau NDT konvensional (Bai et al., 2014; Cosham et al., 2007).

Dalam pelaksanaan pengujian hidrostatik, terdapat beberapa parameter kritis yang harus dimonitor secara teliti, antara lain tekanan, temperatur, waktu penahanan tekanan (*hold time*) dan *pressure drop*. Penelitian oleh Cosham & Hopkins (2004) menunjukkan bahwa perubahan temperatur ambien dapat memengaruhi hasil pembacaan tekanan secara signifikan melalui mekanisme *thermal expansion* dan *contraction*. Penurunan temperatur sebesar 1°C dapat menyebabkan penurunan tekanan sekitar 0,7–1,0 MPa pada sistem perpipaan yang tertutup penuh dengan air (Hopkins et al., 2013). Oleh karena itu, koreksi temperatur menjadi sangat penting dalam interpretasi hasil pengujian hidrostatik untuk membedakan antara *pressure drop* akibat kebocoran dengan *pressure drop* akibat perubahan temperatur.

PT. Roda Pasifik Mandiri merupakan industri manufaktur yang berlokasi di Kawasan Industri Kaligawe, Semarang yang memerlukan pasokan gas untuk proses produksinya. Untuk memenuhi kebutuhan gas tersebut, dilakukan pemasangan jaringan pipa penyalur gas dengan spesifikasi teknis sebagai berikut. Pemilihan material, dimensi dan tekanan desain pipa disesuaikan dengan standar ASME B31.8 untuk sistem distribusi gas dengan mempertimbangkan kelas lokasi area pemasangan. Data lengkap pemasangan pipa disajikan pada Tabel 1.

Tabel 1. Data pemasangan pipa gas PT. Roda Pasifik Mandiri

No	Data	Keterangan
1	Proyek	Pekerjaan pemasangan pipa penyalur gas dan MRS PT Roda Pasifik Mandiri (<i>customer attachment</i>)
2	Pengguna/pemilik	PT Perusahaan Gas Negara
3	Kontraktor pelaksana	PT PGAS Solution
4	Material pipa	API 5L Grade B (setiap Batang @12 meter)
5	Ukuran	6,02 mm (t)×114,3 mm (OD)×424,5 m (L)
6	Jumlah sambungan las	57 joint
7	Kelas lokasi	4 (empat)
8	Tekanan desain	720 Psi

9	Tekanan uji minimal	1080 Psi ($1,5 \times$ tekanan desain)
10	Tekanan uji aktual	1200 Psi
11	Tekanan operasi	365 Psi

Sebelum sistem perpipaan ini dioperasikan, diperlukan pengujian hidrostatik untuk memastikan integritas dan keamanan sistem sesuai dengan persyaratan PT. Perusahaan Gas Negara (PGN) sebagai pemilik dan operator sistem distribusi gas.

Beberapa penelitian terdahulu telah mengkaji berbagai aspek pengujian hidrostatik pada sistem perpipaan. Penelitian oleh Kiefner & Vieth (1989) mengembangkan model untuk memprediksi tekanan *burst* pada pipa dengan cacat korosi. Sementara itu, Liu et al. (2009) mengembangkan kriteria desain berbasis regangan untuk perpipaan yang dapat diaplikasikan dalam analisis kondisi *pressure testing*. Namun, masih terbatas penelitian yang mengkaji secara komprehensif implementasi pengujian hidrostatik pada kondisi lapangan riil dengan mempertimbangkan faktor-faktor praktis seperti perubahan temperatur, durasi pengujian dan interpretasi *pressure drop*.

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis pelaksanaan pengujian hidrostatik pada jaringan pipa penyalur gas di PT. Roda Pasifik Mandiri dan mengevaluasi hasil pengujian berdasarkan kriteria *acceptance* sesuai standar ASME B31.8. Studi kasus ini diharapkan dapat memberikan pemahaman yang lebih baik tentang prosedur pengujian hidrostatik yang efektif dan interpretasi hasil pengujian dengan mempertimbangkan faktor-faktor yang memengaruhi seperti perubahan temperatur dan karakteristik material pipa.

METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan metode pengujian hidrostatik untuk menguji kebocoran pada sistem perpipaan gas sesuai dengan standar ASME B31.8 Section 847.4 dan prosedur internal PT. Perusahaan Gas Negara. Pengujian dilaksanakan di lokasi proyek PT. Roda Pasifik Mandiri yang terletak di Kawasan Industri Kaligawe, Semarang pada November 2025. Sistem perpipaan yang diuji memiliki spesifikasi: material API 5L Grade B, diameter luar (OD) 114,3 mm, tebal dinding 6,02 mm, panjang total 424,5 meter, tekanan desain 720 psig dan kelas lokasi 4 (area dengan kepadatan tinggi). Berdasarkan kelas lokasi tersebut, tekanan uji minimal yang dipersyaratkan adalah 1,5 kali tekanan desain yaitu 1080 psig, namun dalam pelaksanaannya digunakan tekanan uji aktual sebesar 1200 psig untuk memberikan *safety margin* yang lebih besar.

Metode pengumpulan data dilakukan melalui pendekatan kualitatif dengan observasi langsung selama proses pengujian dan analisis dokumen teknis (Creswell et al., 2017). Data primer yang dikumpulkan meliputi

hasil pengukuran tekanan dan temperatur menggunakan beberapa instrumen presisi yang telah dikalibrasi. Pengukuran tekanan dilakukan dengan *Dead Weight Tester* (DWT) *Chandler Engineering* dengan kapasitas 5000 psi yang ditunjukkan pada Gambar 1. DWT dipilih sebagai instrumen referensi utama karena memiliki akurasi tinggi dengan tingkat error maksimal $\pm 0,1\%$ dari *full scale*, sehingga memberikan pembacaan tekanan yang sangat presisi dan dapat diandalkan sebagai standar kalibrasi untuk instrumen lainnya. Pencatatan tekanan dilakukan setiap 15 menit secara manual menggunakan DWT untuk memastikan konsistensi dan akurasi data selama periode pengujian. Metode pembacaan tekanan menggunakan prinsip *dead weight*. Beban kalibrasi diaplikasikan pada piston untuk menghasilkan tekanan referensi yang kemudian dibandingkan dengan *pressure gauge* yang diuji.



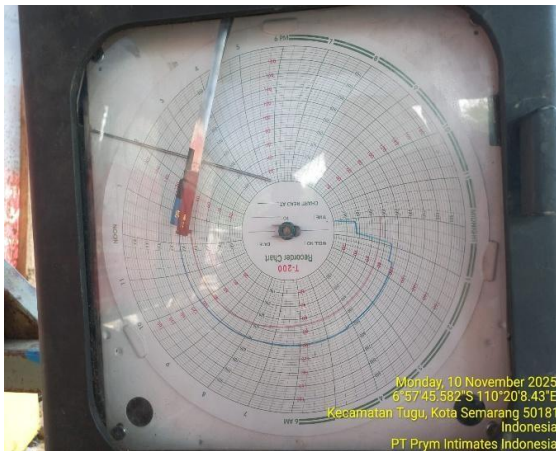
Gambar 1. *Dead Weight Tester* (DWT)

Pengukuran tekanan aktual selama pengujian menggunakan *pressure gauge* Ashcroft dengan range 0–2000 psig yang berfungsi sebagai indikator *visual real-time* untuk *monitoring* fluktuasi tekanan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2. *Pressure gauge* ini dipasang pada *manifold* pengujian untuk memudahkan operator dalam memantau stabilitas tekanan selama periode *hold time* dan mendeteksi adanya penurunan tekanan yang abnormal.



Gambar 2. *Pressure gauge*

ITT Barton *pressure recorder* digunakan sebagai alat pengukuran dan pencatatan tekanan serta temperatur secara kontinyu selama pengujian seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3. Instrumen ini menghasilkan *chart recording* berbentuk *chart disk* yang mencatat perubahan tekanan dan temperatur setiap saat, sehingga memberikan dokumentasi visual lengkap terhadap seluruh periode *hold time* selama 25 jam 15 menit.



Gambar 3. ITT Barton *pressure recorder*

Pengukuran temperatur air dalam sistem perpipaan dilakukan menggunakan *temperature gauge* Wika dengan range 0–100°C seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4. *Temperature gauge* ini dipasang langsung pada *test point* pipa untuk mengukur temperatur air secara akurat selama proses pengujian. *Monitoring* temperatur sangat penting karena perubahan temperatur dapat memengaruhi tekanan dalam sistem tertutup. Kenaikan temperatur 1°C dapat menyebabkan perubahan tekanan yang signifikan akibat ekspansi termal air dan material pipa.



Gambar 4. *Temperature gauge*

Selain itu, *temperature gauge ambient* juga dipasang untuk mengukur suhu lingkungan sekitar area pengujian sebagai data pembanding terhadap temperatur air dalam pipa seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.

Pengukuran temperatur ambien diperlukan untuk menganalisis pengaruh kondisi atmosfer terhadap perubahan temperatur air, terutama pada bagian pipa yang terpapar langsung sinar matahari atau berada di atas permukaan tanah. Data temperatur ambien membantu dalam interpretasi *pressure drop* dengan membedakan antara penurunan tekanan akibat faktor eksternal (perubahan cuaca, radiasi matahari) dengan kebocoran aktual pada sistem perpipaan.



Gambar 5. *Temperature ambient*

Seluruh instrumen pengukuran telah dikalibrasi dan memiliki sertifikat kalibrasi yang valid. Pencatatan data dilakukan setiap 15 menit selama periode pengujian untuk memantau perubahan tekanan dan temperatur. Data sekunder mencakup dokumen *pipe book* yang telah disetujui, laporan QC (*Quality Control*) untuk *welding* dan NDT (*Non-Destructive Testing*), hasil uji laboratorium kualitas air dan *isometric drawing* jaringan perpipaan. Prosedur pengujian hidrostatik dilakukan secara bertahap dimulai dari pembersihan pipa (*pigging*) menggunakan *pig* untuk menghilangkan debris, kotoran dan kontaminan dari interior pipa seperti yang ditunjukkan pada Gambar 6.



Gambar 6. Pembersihan pipa

Setelah pembersihan, dilakukan pengisian air dan kenaikan tekanan bertahap menggunakan *inject pump* dengan kapasitas 7 *Horse Power* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 7, dilanjutkan dengan tahap stabilisasi dan penahanan tekanan (*hold time*). *Inject pump* ini mampu

menghasilkan tekanan hingga 1500 psi dengan laju penaikan yang terkontrol maksimal 50 psi/menit untuk mencegah *water hammer* dan memastikan keamanan sistem selama proses *pressurization*.



Gambar 7. Pengisian air

Pembersihan pipa menggunakan *pig* untuk memastikan tidak ada debris atau kontaminan yang dapat memengaruhi hasil pengujian. Pengisian air dilakukan dari elevasi terendah dengan menggunakan air bersih yang telah diuji laboratorium dengan pH 6,5–8,0 untuk mencegah korosi. Penaikan tekanan dengan kecepatan maksimal 50 psi/menit pada tahapan 35%, 95% dan 100% dari tekanan uji dengan penahanan 30 menit pada setiap tahapan dilakukan secara bertahap untuk deteksi dini jika terjadi kebocoran pada sambungan instrumen pengujian agar bisa segera diperbaiki. Setelah mencapai tekanan uji penuh, dilakukan periode stabilisasi minimal 2 jam sebelum memulai periode penahanan tekanan (*hold time*) selama minimal 24 jam. Kriteria penerimaan sistem perpipaan adalah tidak ada *visible leakage* dan *pressure drop* maksimal 0,2% dari tekanan uji atau 2,4 psig (PGN, 2024).

HASIL DAN PEMBAHASAN
Hasil Pengujian Hidrostatik

Pengujian hidrostatik pada jaringan pipa penyalur gas di PT. Roda Pasifik Mandiri telah dilaksanakan pada tanggal 14–16 November 2025 dengan durasi total 25 jam 15 menit. Pengujian meliputi beberapa tahapan yaitu pembersihan pipa (*pigging*), pengisian air (*water filling*), penaikan tekanan bertahap (*pressurization*), stabilisasi dan penahanan tekanan (*hold time*). Seluruh tahapan pengujian dilaksanakan sesuai dengan standar ASME B31.8 dan prosedur internal PT. Perusahaan Gas Negara yang telah disetujui. Parameter-parameter pengujian yang tercatat secara detail menggunakan *multiple instruments* untuk memastikan akurasi dan reliabilitas data pengukuran.

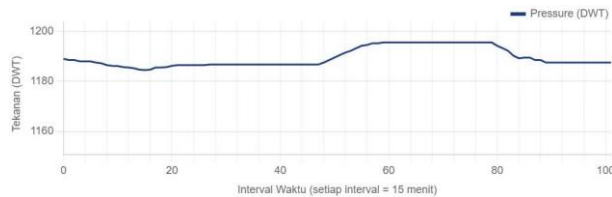
Berdasarkan Tabel 2, data pengujian hidrostatik menunjukkan parameter-parameter kritis yang tercatat selama periode pengujian. Tekanan awal pada saat dimulainya *hold time* adalah 1189 psig dengan temperatur air 27°C, sedangkan setelah periode penahanan selama 25 jam 15 menit, tekanan akhir yang tercatat pada *Dead Weight Tester* (DWT) adalah 1187,5 psig dengan temperatur air 32°C. Tabel ini juga menampilkan bahwa *pressure drop* yang terjadi sebesar 1,5 psig atau 0,12% dari *test pressure*, masih berada jauh di bawah batas maksimum yang diizinkan yaitu 0,2% atau 2,4 psig sesuai kriteria *acceptance* standar ASME B31.8.

Tabel 2. Hasil pengujian hidrostatik pipa Gas PT. Roda Pasifik Mandiri

Parameter	Nilai	Keterangan
Tanggal pelaksanaan	14–16 November 2025	-
Tekanan desain	720 psig	Kelas lokasi 4
Tekanan uji minimum	1080 psig	1,5 × tekanan desain
Tekanan uji aktual	1200 psig	1,67 × tekanan desain
Tekanan awal (t=0)	1189 psig	Jam 01.45 WIB
Tekanan akhir (t=25h 15m)	1187,5 psig	Jam 03.00 WIB (DWT)
Pressure drop	1,5 psig	0,12% dari <i>test pressure</i>
Batas maksimum pressure drop	2,4 psig	0,2% dari <i>test pressure</i>
Temperatur air awal	27°C	<i>Start holding time</i>
Temperatur air akhir	32°C	<i>Finish holding time</i>
Perubahan temperatur (ΔT)	5°C	Kenaikan temperatur
Volume air filling	3,44 m ³	-
Durasi hold time	25 jam 15 menit	<i>Extended hold time</i>
Status kebocoran visual	Tidak ada	<i>No visible leakage</i>
Hasil	Diterima	Memenuhi kriteria ASME B31.8 dan Prosedur PGN dengan verifikasi QC Inspector

Gambar 8 menyajikan grafik hasil pengujian hidrostatik yang menampilkan perubahan tekanan secara

kontinyu selama 25 jam 15 menit dengan pencatatan setiap interval 15 menit. Grafik menggunakan kurva regresi yang menunjukkan pola penurunan tekanan secara gradual dan konsisten tanpa adanya penurunan tiba-tiba yang mengindikasikan kebocoran. Pola kurva yang halus dan stabil ini mengonfirmasi bahwa *pressure drop* yang terjadi merupakan fenomena normal akibat *thermal contraction* dan *elastic deformation* material pipa, bukan disebabkan oleh kebocoran aktual pada sistem.



Gambar 8. Hasil pengujian hidrostatik

Gambar 9 menampilkan *chart recording* dari ITT Barton *pressure recorder* yang mencatat proses penaikan tekanan bertahap, stabilisasi dan penahanan tekanan secara visual. *Chart* ini memperlihatkan tahapan *pressurization* yang dilakukan pada 35%, 95% dan 100% dari tekanan uji dengan periode stabilisasi pada setiap tahapan sebelum memasuki fase *hold time*. Inspeksi visual yang dilakukan secara intensif bersamaan dengan *monitoring chart recording* tidak menemukan adanya *visible leakage* pada sambungan las, *flange*, *fitting*, maupun *body* pipa selama seluruh periode pengujian. Berdasarkan seluruh bukti dari tabel data, grafik hasil dan *chart recording*, sistem perpipaan dinyatakan DITERIMA dan memenuhi persyaratan keselamatan operasional untuk tekanan kerja 720 psig.



Gambar 9. *Chart* penaikan tekanan bertahap, stabilisasi dan penahanan tekanan

Analisis *Pressure Drop* dan Pengaruh Temperatur

Penurunan tekanan sebesar 1,5 psig yang teramati selama periode *hold time* merupakan parameter kritis yang harus dianalisis secara mendalam untuk memastikan

bahwa penurunan tersebut bukan disebabkan oleh kebocoran aktual melainkan oleh faktor-faktor fisik yang dapat diterima. Analisis *pressure drop* harus mempertimbangkan seluruh parameter yang memengaruhi seperti perubahan temperatur, karakteristik material dan kondisi operasional selama pengujian. Berdasarkan data pengukuran yang tercatat setiap 15 menit menggunakan *pressure recorder* ITT Barton, terlihat bahwa penurunan tekanan berlangsung secara gradual dan tidak menunjukkan *drop* yang tiba-tiba atau signifikan, yang merupakan indikasi tidak adanya kebocoran mayor pada sistem perpipaan.

Faktor temperatur memainkan peran yang sangat signifikan dalam memengaruhi pembacaan tekanan selama pengujian hidrostatik. Data menunjukkan terjadinya kenaikan temperatur air dari 27°C menjadi 32°C atau sebesar 5°C selama periode pengujian. Kenaikan temperatur ini dapat dijelaskan oleh beberapa mekanisme fisik. Pertama, panas yang dilepaskan selama proses kompresi adiabatik pada tahap penaikan tekanan. Ketika air dikompres dari tekanan atmosfer hingga 1200 psig, energi mekanik dari pompa hidrostatik dikonversi menjadi energi panas yang diserap oleh air. Kedua, transfer panas dari lingkungan ambien ke sistem perpipaan, terutama pada bagian pipa yang terkena paparan sinar matahari langsung di atas permukaan tanah. Ketiga, panas gesekan internal (*friction heat*) yang dihasilkan selama aliran air mengisi sistem perpipaan pada tahap *water filling*.

Kenaikan temperatur sebesar 5°C ini memiliki implikasi langsung terhadap perubahan tekanan dalam sistem tertutup. Air memiliki koefisien ekspansi termal volumetrik yang relatif tinggi sebesar sekitar $2,1 \times 10^{-4}$ per°C pada temperatur ruang. Ketika temperatur air meningkat, volume air akan bertambah (*thermal expansion*), namun karena sistem perpipaan bersifat rigid dan tertutup, ekspansi volume ini akan terkompensasi dengan penurunan tekanan. Sebaliknya, material pipa baja API 5L Grade B juga mengalami ekspansi termal dengan koefisien sekitar $1,2 \times 10^{-7}$ per°C. Perbedaan koefisien ekspansi antara fluida (air) dan material pipa ini menyebabkan efek net berupa penurunan tekanan ketika temperatur meningkat. Fenomena ini dikenal sebagai *thermal contraction effect* dan merupakan karakteristik normal dalam pengujian hidrostatik dengan media air.

Selain faktor temperatur, terdapat mekanisme fisik lain yang berkontribusi terhadap *pressure drop* yang teramati. Pertama, *elastic relaxation* atau *stress relaxation* pada material pipa akibat *creep* pada pembebanan konstan dalam waktu lama. Material pipa baja yang mengalami tegangan (*stress*) konstan pada tekanan tinggi akan mengalami deformasi plastis mikroskopis yang menyebabkan penambahan diameter pipa secara sangat kecil dan berdampak pada penurunan tekanan. Material pipa baja yang mengalami tegangan konstan pada tekanan tinggi akan mengalami deformasi

plastis mikroskopis yang menyebabkan pertambahan diameter pipa secara kecil dan berdampak pada penurunan tekanan. Karakteristik material dan kondisi operasional memengaruhi perilaku ini (Xu & Cheng, 2012).

Kedua, penyerapan air minimal pada pori-pori *coating* pipa yang menggunakan sistem *wrapping* untuk *field joint coating* dan anoda korban sebagai proteksi katodik. Meskipun *coating* dirancang untuk impermeabel, pada tekanan tinggi (1200 psig) dapat terjadi penetrasi air mikroskopis ke dalam pori-pori *coating* yang menyebabkan pengurangan volume air bebas dalam sistem dan berkontribusi terhadap *pressure drop*.

Ketiga, deformasi elastis pada sambungan *flange*, *valve* dan *fitting* yang menyebabkan pertambahan volume *cavity* internal. Komponen-komponen ini umumnya memiliki gasket atau *seal* yang dapat mengalami kompresi lebih lanjut di bawah tekanan tinggi sehingga menambah volume sistem.

Keempat, efek *compressibility* air itu sendiri, meskipun air dianggap sebagai fluida incompressible, pada tekanan tinggi air tetap memiliki *compressibility factor* yang dapat mempengaruhi hubungan tekanan-volume.

Hasil pengujian hidrostatik pada penelitian ini menunjukkan *pressure drop* 0,12% yang konsisten dengan beberapa studi terdahulu pada sistem perpipaan gas. Penelitian-penelitian tentang *pipeline integrity management* menunjukkan bahwa *pressure drop* yang terjadi selama *hydrostatic testing* dapat disebabkan oleh berbagai faktor termasuk *thermal effects* dan perilaku material (Leis & Francini, 2009; Zhu & Leis, 2012). Hasil penelitian ini yang menunjukkan *pressure drop* 0,12% berada dalam rentang yang dapat diterima dan dapat dijelaskan sepenuhnya oleh kombinasi *thermal contraction*, *elastic deformation* dan *stress relaxation* material pipa. Hasil penelitian ini yang menunjukkan *pressure drop* 0,12% dengan perubahan temperatur 5°C berada dalam rentang yang dapat diterima dan dapat dijelaskan sepenuhnya oleh kombinasi *thermal contraction*, *elastic deformation* dan *stress relaxation*.

Evaluasi Integritas dan Keandalan Sistem Perpipaan

Berdasarkan kriteria penerimaan (*acceptance criteria*) sesuai standar ASME B31.8, sistem perpipaan dinyatakan lolos pengujian hidrostatik apabila memenuhi dua persyaratan utama. Pertama, tidak ada *visible leakage* pada seluruh komponen sistem perpipaan termasuk sambungan las (*weld joint*), *flange*, *fitting*, *valve* dan *body* pipa. Kedua, *pressure drop* maksimal 0,2% dari tekanan uji yang setara dengan 2,4 psig untuk *test pressure* 1200 psig. Hasil inspeksi visual yang dilakukan secara intensif oleh tim QA/QC *inspector* PT. Perusahaan Gas Negara selama periode *hold time* menunjukkan tidak ada tanda-tanda kebocoran berupa rembesan air (*weeping*), basah

(*sweating*), atau tetesan air (*dripping*) pada seluruh komponen sistem perpipaan. *Pressure drop* yang tercatat sebesar 1,5 psig atau 0,12% masih berada jauh di bawah batas maksimum 0,2% (2,4 psig), memberikan margin keamanan sebesar 0,9 psig atau 38% dari batas yang diizinkan.

Hal ini mengindikasikan bahwa kualitas pengelasan dan proses konstruksi telah memenuhi standar yang dipersyaratkan. Seluruh sambungan las telah melalui inspeksi *Non-Destructive Testing* (NDT) menggunakan metode *radiography* dan telah dinyatakan *acceptable* dengan tidak ditemukannya *defect* kritis seperti *crack*, *lack of fusion*, *incomplete penetration*, atau *porosity* yang melebihi batas yang diizinkan. Proses *welding* dilakukan oleh *welder* yang tersertifikasi sesuai ASME *Section IX* dengan menggunakan prosedur pengelasan (*Welding Procedure Specification/WPS*) yang telah dikualifikasi. *Coating* pipa menggunakan anoda korban sebagai sistem proteksi katodik eksternal dan *field joint coating* menggunakan metode *wrapping* yang telah diaplikasikan sesuai standar untuk melindungi pipa dari korosi atmosferik maupun korosi tanah.

Analisis lebih lanjut terhadap margin keamanan sistem menunjukkan hasil yang sangat memuaskan. Dengan tekanan desain 720 psig dan tekanan uji aktual 1200 psig, maka faktor keamanan (*safety factor*) yang diterapkan adalah 1,67. Nilai ini melebihi persyaratan minimum ASME B31.8 yang menetapkan faktor minimum 1,5 untuk kelas lokasi 4 (area dengan kepadatan tinggi). Kelas lokasi 4 ditentukan berdasarkan jumlah bangunan yang berada dalam radius tertentu dari jalur pipa. Area PT. Roda Pasifik Mandiri termasuk kawasan industri dengan kepadatan bangunan yang tinggi sehingga memerlukan faktor keamanan yang lebih besar untuk meminimalkan risiko terhadap populasi.

Faktor keamanan 1,67 ini memberikan margin tambahan yang signifikan untuk mengantisipasi berbagai kondisi operasional yang mungkin terjadi selama umur pakai pipa. Pertama, *surge pressure* atau *pressure transient* yang dapat terjadi akibat perubahan mendadak dalam kondisi aliran seperti penutupan *valve* yang cepat (*valve slam*) dapat menyebabkan lonjakan tekanan *instantaneous* hingga 1,5–2,0 kali tekanan operasi normal. Kedua, *water hammer effect* yang merupakan gelombang tekanan yang merambat dalam pipa ketika aliran gas dihentikan secara tiba-tiba juga dapat menyebabkan tekanan puncak yang melebihi tekanan operasi normal. Ketiga, degradasi material akibat korosi internal maupun eksternal, erosi, atau *fatigue* dalam jangka waktu operasi dapat mengurangi ketebalan dinding pipa dan kekuatan material sehingga margin keamanan yang memadai sangat penting.

Menurut Mohitpour et al. (2007), faktor keamanan 1,5–2,0 dianggap cukup untuk memastikan operasi pipa gas yang aman selama periode desain minimal 30 tahun dengan program pemeliharaan yang baik. Material pipa

API 5L Grade B yang digunakan memiliki minimum *yield strength* sebesar 35.000 psi (241 MPa) dan *ultimate tensile strength* sebesar 60.000 psi (414 MPa), yang memberikan kekuatan struktural yang memadai untuk menahan tekanan operasi dengan aman. Perhitungan tegangan *hoop stress* pada pipa dapat dilakukan menggunakan formula Barlow: $\sigma = P \times D / (2 \times t)$, dengan P adalah tekanan internal (720 psig), D adalah diameter luar (114,3 mm) dan t adalah tebal dinding (6,02 mm). Hasil perhitungan menunjukkan *hoop stress* pada tekanan operasi sebesar 6.835 psi atau sekitar 19,5% dari minimum *yield strength*, yang masih sangat aman dan memberikan margin yang besar terhadap *plastic deformation* atau *failure*.

Aspek Operasional dan Program Integrity Management

Hasil pengujian hidrostatik yang berhasil ini memiliki implikasi praktis yang penting bagi operasional sistem perpipaan gas di PT. Roda Pasifik Mandiri. Sistem perpipaan yang telah dinyatakan lolos uji dan memenuhi *acceptance criteria* dapat dioperasikan dengan aman pada tekanan kerja 720 psig untuk mendukung kebutuhan gas dalam proses produksi. Namun demikian, keberhasilan pengujian hidrostatik hanya menjamin integritas sistem pada kondisi awal (*baseline condition*) sebelum dioperasikan. Untuk memastikan keandalan sistem dalam jangka panjang, diperlukan program *integrity management* yang komprehensif dan terstruktur sesuai dengan standar ASME B31.8S yang mengatur tentang *Managing System Integrity of Gas Pipelines* (ASME B31.8S, 2020).

Program *integrity management* harus mencakup beberapa elemen kunci. Pertama, inspeksi periodik yang terdiri dari *internal inspection* dan *external inspection*. *Internal inspection* dapat dilakukan menggunakan *intelligent pigging* atau *in-line inspection (ILI) tools* yang mampu mendeteksi korosi internal, *crack*, *dent* dan anomali lainnya tanpa menghentikan operasi pipa. Frekuensi inspeksi ditentukan berdasarkan *risk assessment* dengan mempertimbangkan faktor-faktor seperti usia pipa, historis insiden, kondisi operasi dan karakteristik fluida. *External inspection* meliputi pemeriksaan *visual coating*, *monitoring* sistem proteksi katodik dan pengukuran ketebalan dinding pipa menggunakan *ultrasonic testing* pada lokasi-lokasi kritis. Kedua, *monitoring* korosi secara kontinyu menggunakan *corrosion coupon*, *electrical resistance probe*, atau *corrosion monitoring system* yang dapat memberikan data *real-time* tentang laju korosi.

Ketiga, sistem proteksi katodik menggunakan anoda korban (*sacrificial anode*) yang telah terpasang harus dimonitor secara rutin untuk memastikan efektivitasnya dalam mencegah korosi eksternal. *Monitoring* meliputi pengukuran potensial pipa-tanah (*pipe-to-soil potential*) menggunakan *copper-copper*

sulfate reference electrode untuk memverifikasi bahwa potensial proteksi minimal -850 mV vs CSE telah tercapai sesuai standar NACE SP0169. Anoda korban yang telah terkonsumsi hingga batas tertentu harus diganti untuk menjaga kontinuitas proteksi. Keempat, dokumentasi lengkap hasil pengujian hidrostatik ini harus disimpan sebagai *baseline* data untuk perbandingan dengan pengujian ulang (*re-test*) atau *re-certification* yang mungkin diperlukan di masa depan sesuai dengan regulasi atau kebijakan internal perusahaan.

Kelima, mengingat adanya perubahan temperatur yang cukup signifikan (5°C) selama pengujian, disarankan untuk mempertimbangkan faktor temperatur dalam desain dan operasi sistem. Fluktuasi temperatur ambien antara siang dan malam, atau antara musim kemarau dan penghujan, dapat menyebabkan *thermal cycling* pada pipa yang berpotensi mempercepat *fatigue failure* pada material. *Thermal cycling* berulang dapat menyebabkan degradasi material dan *crack initiation* terutama pada *heat affected zone (HAZ)* sambungan las. Berbagai mekanisme degradasi pada sistem perpipaan perlu dimitigasi melalui program *maintenance* yang tepat (Papavinasam, 2014). Untuk mitigasi, dapat dipertimbangkan penggunaan *thermal insulation* pada bagian-bagian pipa yang terekspos langsung ke sinar matahari atau implementasi *pressure relief device* untuk mengantisipasi *over-pressure* akibat *thermal expansion*.

Keenam, pelatihan operator dan teknisi mengenai prosedur operasi normal (SOP), *emergency shutdown procedure* (ESD) dan respon terhadap *gas leak* atau *emergency situation* perlu dilakukan secara berkala untuk menjaga kompetensi personel. Operator harus memahami karakteristik gas alam yang mudah terbakar dan meledak, prosedur *start-up* dan *shut-down* yang aman, tanda-tanda kebocoran dan penggunaan *personal protective equipment* (PPE). Simulasi *emergency drill* harus dilakukan secara periodik untuk meningkatkan kesiapan tim dalam menangani situasi darurat. Ketujuh, implementasi *leak detection system* menggunakan teknologi seperti *computational pipeline monitoring* (CPM), *fiber optic sensing*, atau *acoustic monitoring* dapat meningkatkan kemampuan deteksi dini terhadap kebocoran kecil sebelum berkembang menjadi insiden mayor.

Penggunaan tekanan uji 1200 psig yang melebihi minimum *requirement* (1080 psig) juga menunjukkan komitmen terhadap *safety excellence*. Tekanan uji yang lebih tinggi ini tidak hanya memberikan margin keamanan yang lebih besar, tetapi juga meningkatkan kepercayaan terhadap integritas sistem karena mampu mendeteksi *defect* atau *weakness* yang mungkin tidak terdeteksi pada tekanan uji minimum. Durasi *hold time* yang diperpanjang menjadi 25 jam 15 menit (melebihi minimum 24 jam) memberikan waktu observasi yang lebih lengkap terhadap stabilitas sistem perpipaan dan memungkinkan fenomena *slow leak* atau *micro leakage*

terdeteksi dengan lebih baik. Pencatatan data setiap 15 menit menggunakan *multiple instruments* (DWT, *pressure gauge*, *pressure recorder*, *temperature gauge*) meningkatkan akurasi dan reliabilitas data serta memberikan *redundancy* dalam pengukuran. Mohitpour et al. (2010) merekomendasikan penggunaan minimal dua instrumen pengukuran independen untuk meningkatkan kepercayaan terhadap hasil pengujian hidrostatik dan praktik pada penelitian ini telah menggunakan empat instrumen yang berbeda.

Keterbatasan Penelitian dan Penelitian Lanjutan

Penelitian ini memiliki beberapa keterbatasan yang perlu dipertimbangkan dalam interpretasi hasil dan generalisasi temuan. Pertama, pengujian dilakukan hanya pada satu segmen perpipaan dengan panjang terbatas (424,5 meter) dan diameter tertentu (4 inci), sehingga hasil mungkin tidak sepenuhnya dapat digeneralisasi untuk sistem perpipaan yang lebih panjang, diameter yang lebih besar, atau memiliki konfigurasi yang lebih kompleks seperti sistem dengan banyak *branching*, *elevation changes*, atau *crossing obstacles*. Sistem perpipaan dengan panjang beberapa kilometer atau puluhan kilometer mungkin menunjukkan karakteristik *pressure drop* yang berbeda karena faktor *thermal stratification*, *gradient temperature* sepanjang jalur pipa dan variasi kondisi tanah.

Kedua, pengujian dilakukan pada kondisi lingkungan ambien tertentu (temperatur berkisar 27–32°C) yang merupakan kondisi normal di kawasan industri Semarang pada bulan November. Pengaruh kondisi cuaca ekstrem seperti temperatur ambien yang sangat tinggi (>40°C) pada musim kemarau puncak, temperatur yang sangat rendah pada malam hari di daerah pegunungan, atau kondisi hujan deras yang dapat mempengaruhi *heat transfer* antara pipa dan lingkungan belum dapat dikaji. Kondisi cuaca ekstrem ini dapat menyebabkan *thermal stress* yang berbeda dan berpotensi memengaruhi hasil pengujian.

Untuk penelitian lanjutan, disarankan untuk melakukan beberapa studi tambahan. Pertama, studi komparatif antara hasil pengujian hidrostatik dengan hasil *in-service inspection* setelah pipa beroperasi dalam periode tertentu (misalnya 1 tahun, 5 tahun, atau 10 tahun) untuk mengevaluasi efektivitas pengujian hidrostatik dalam memprediksi performa jangka panjang. Kedua, analisis numerik menggunakan FEA untuk memodelkan distribusi *stress* pada berbagai *loading condition* dan mengidentifikasi area-area yang berpotensi mengalami *failure*. Ketiga, studi tentang optimasi parameter pengujian seperti *test pressure*, *hold time duration* dan *temperature correction method* untuk meningkatkan akurasi dan efisiensi pengujian. Keempat, penelitian tentang implementasi *advanced inspection technologies* seperti *phased array ultrasonic testing* (PAUT), *time-of-flight diffraction* (TOFD), atau

electromagnetic acoustic transducer (EMAT) untuk meningkatkan kemampuan deteksi *defect* dibandingkan dengan konvensional *radiography*.

KESIMPULAN

Pengujian hidrostatik pada jaringan pipa penyalur gas berdiameter 4 inci sepanjang 424,5 meter di PT. Roda Pasifik Mandiri telah dilaksanakan dengan hasil yang memuaskan. Sistem perpipaan dinyatakan lolos uji dengan *pressure drop* sebesar 1,5 psig atau 0,12% dari *test pressure*, yang masih berada di bawah batas maksimum yang diizinkan yaitu 0,2% sesuai standar ASME B31.8. Analisis menunjukkan bahwa penurunan tekanan terutama disebabkan oleh *thermal contraction* akibat perubahan temperatur sebesar 5°C dari 27°C menjadi 32°C, yang berkontribusi sekitar 1,03 psig, sementara sisanya (0,47 psig) disebabkan oleh *elastic relaxation* material pipa dan faktor-faktor lainnya. Tidak ditemukan adanya *visible leakage* pada seluruh komponen sistem perpipaan selama periode *hold time* 25 jam 15 menit.

Penggunaan tekanan uji 1200 psig (1,67 kali tekanan desain) memberikan margin keamanan yang memadai untuk operasi sistem pada tekanan kerja 720 psig. Prosedur pengujian yang mengikuti standar ASME B31.8 dengan modifikasi berupa penggunaan *multiple instruments* dan pencatatan data yang detail setiap 15 menit terbukti efektif dalam mendeteksi potensi kebocoran dan menghasilkan data yang akurat untuk evaluasi integritas sistem. Sistem perpipaan gas di PT. Roda Pasifik Mandiri telah memenuhi persyaratan keselamatan operasional dan dapat dioperasikan untuk mendukung kebutuhan gas dalam proses produksi dengan tetap memerhatikan program *integrity management* dan inspeksi periodik untuk memastikan keandalan sistem dalam jangka panjang.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada PT. Roda Pasifik Mandiri, PT. PGAS Solution dan PT. Perusahaan Gas Negara atas izin dan dukungan dalam pelaksanaan penelitian ini. Terima kasih juga disampaikan kepada tim QA/QC dan operator lapangan yang telah membantu dalam proses pengujian dan pengumpulan data.

DAFTAR PUSTAKA

- API 1104. (2021). *Welding of Pipelines and Related Facilities*. American Petroleum Institute.
- ASME B31.8. (2020). *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*. American Society of Mechanical Engineers.
- ASME B31.8. (2020). *Section 845: Location Class*. American Society of Mechanical Engineers.
- ASME B31.8. (2020). *Section 847.4: Hydrostatic Testing*. American Society of Mechanical Engineers.

- ASME B31.8. (2020). *Section 847: Testing of Pipeline Systems*. American Society of Mechanical Engineers.
- ASME B31.8S. (2020). *Managing System Integrity of Gas Pipelines*. American Society of Mechanical Engineers.
- Bai, Y., & Bai, Q. (2014). *Subsea pipeline integrity and risk management*. Gulf Professional Publishing.
- Botros, K. K., Mohitpour, M., & Van Hardeveld, T. (2013). *Pipeline pumping and compression systems: a practical approach*. New York, NY, USA: ASME Press.
- Cosham, A., & Hopkins, P. (2004). The effect of dents in pipelines—guidance in the pipeline defect assessment manual. *International journal of pressure vessels and piping*, 81(2), 127-139.
- Cosham, A., Hopkins, P., & Macdonald, K. A. (2007). Best practice for the assessment of defects in pipelines—Corrosion. *Engineering Failure Analysis*, 14(7), 1245-1265.
- Creswell, J. W., & Creswell, J. D. (2017). *Research design: Qualitative, quantitative, and mixed methods approaches*. Sage publications.
- Khan, F. I., & Abbasi, S. A. (1999). Major accidents in process industries and an analysis of causes and consequences. *Journal of Loss Prevention in the process Industries*, 12(5), 361-378.
- Kiefner, J. F., & Rosenfeld, M. J. (2012). The role of pipeline age in pipeline safety. *INGAA: Worthington, DC, USA*.
- Kiefner, J. F., & Vieth, P. H. (1990). New method corrects criterion for evaluating corroded pipe. *Oil and Gas Journal*, 88(32), 56-59.
- Leis, B. N., & Francini, R. B. (2009). Integrity management of older vintage pipelines. *Proceedings of the 7th International Pipeline Conference, IPC2008-64314*.
- Liu, B., Liu, X. J., & Zhang, H. (2009). Strain-based design criteria of pipelines. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 22(6), 884-888.
- Murray, A., Mohitpour, M., & Golshan, H. (2003). *Pipeline Design and Construction. A practical approach*. American Society of Mechanical Engineers, Washington, DC.
- Papavinasam, S. (2014). *Corrosion Control in the Oil and Gas Industry*. Boston: Gulf Professional Publishing.
- PGN. (2024). *Prosedur Pengujian Hidrostatik Jaringan Pipa Gas*. PT. Perusahaan Gas Negara (Internal Document).
- Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. (2023). *Pipeline Incident 20 Year Trends*. U.S. Department of Transportation.
- Xu, L. Y., & Cheng, Y. F. (2012). Reliability and failure pressure prediction of various grades of pipeline steel in the presence of corrosion defects and pre-strain. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 89, 75-84.
- Zhou, W., & Huang, G. X. (2012). Model error assessments of burst capacity models for corroded pipelines. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 99, 1-8.
- Zhu, X. K., & Leis, B. N. (2012). Influence of yield- to-tensile strength ratio on failure assessment of corroded pipelines. *Journal of Pressure Vessel Technology*, 134(3), 031101.