

Analysis of Corrosion on Flow Line Pipe LR 038 Gathering Station PT. Pertamina Hulu Rokan Zone 1 Lirik Field

Duta Rahmadiza¹, Yusuf Qomaruddin Tamami², Dedy Masnur^{3*}

¹Universitas Riau. Pekanbaru, Indonesia

² PT. Pertamina Hulu Rokan, Indragiri Hulu, Riau, Indonesia

ABSTRACT – PT. PERTAMINA Hulu Rokan Zone 1 Field Lirik is engaged in upstream activities including exploitation and production, with two districts producing 2,000 barrels per day. An important component in oil production is the pipeline network, which distributes various fluids such as water, gas, and oil. This study assesses the remaining effective life of the LR 038 pipeline network and provides preventive recommendations to avoid damage to the pipeline network, thus optimizing oil processing operations and maintaining material integrity using direct observation and inspection methods in the field. The results obtained are the remaining pipe life of 19.9 years with a corrosion rate of 0.003 in years. Recommendations for periodic painting and inspection.

ARTICLE HISTORY

Received: 22 July 2024

Revised: 30 July 2024

Accepted: 31 July 2024

Published: 31 July 2024

KEYWORDS: : *Corrosion analysis, pipeline integrity, oil production, pipeline maintenance, remaining effective life*

1. PENDAHULUAN

PT. Pertamina Hulu Rokan Zona 1 Field Lirik merupakan perusahaan yang melakukan kegiatan usaha sektor hulu yang meliputi kegiatan eksploitasi dan produksi. PT. Pertamina Hulu Rokan Zona 1 Field Lirik memiliki 2 distrik yang menghasilkan 2.000 barrel per hari untuk menunjang kegiatan produksi tersebut, menjalankan proses produksi minyak di Pertamina hal yang perlu adanya perhatian khusus adalah pipa.

Pipa adalah suatu alat untuk mendistribusikan fluida dari suatu tempat ke tempat yang lain, pipa dapat digunakan untuk mengalirkan berbagai fluida, seperti air, gas, minyak, dan lain-lain. Pipa merupakan komponen utama di PT Pertamina Hulu Rokan. Proses pendistribusian minyak ada kalanya dilakukan melalui pipa yang melewati pemukiman penduduk dan tempat-tempat penting lainnya. Oleh sebab itu, dalam menjalankan tugasnya mendistribusikan minyak, sebuah pipa harus beroperasi dengan aman sehingga tidak membahayakan lingkungan sekitarnya.

Minyak bumi yang mengalir di dalam pipa mempunyai sifat-sifat kimia, termasuk air, garam, sulfur, dan asam. Beberapa senyawa ini dapat memicu korosi ketika bersentuhan dengan material pipa. Pada minyak bumi sendiri mempunyai kandungan H_2S (Hidrogen Sulfida) yang mana kandungan ini dapat merusak pelindung pipa sehingga menyebabkan korosi.

Pipa yang digunakan di Pertamina Hulu Rokan yang berada di atas tanah mempunyai potensi kerusakan akibat korosi eksternal yang disebabkan beberapa faktor. Oleh karena itu pemeliharaan dan peningkatan kualitasnya sangat penting untuk keberlangsungan proses pengolahan minyak. Masalah ini tentunya tidak diinginkan karena dapat menyebabkan kegagalan pada material pengolah minyak

bumi. Kegagalan material sendiri merupakan suatu hal yang merugikan, karena dapat membahayakan operator atau pekerja di sekitar tempat proses pengolahan minyak bumi. Korosi sebagai salah satu penyebab kegagalan material yang perlu diperhatikan secara khusus. Peristiwa perusakan logam ini dapat terjadi pada berbagai kondisi, seperti basah, kering (temperature tinggi), atau atmosferik.

Salah satu penyebab kegagalan material adalah korosi. Korosi menurut Callister, 2020 didefinisikan sebagai serangan yang merusak (*destructive*) dan tidak disengaja (*unintentional*) pada sebuah logam, yang diakibatkan proses elektrokimia dan biasanya serangan tersebut dimulai di permukaan logam.

Tujuan penelitian ini adalah adalah penilaian sisa umur pipa LR 038 di PT. Pertamina Hulu Rokan, serta identifikasi dan pencegahan korosi untuk memastikan integritas dan keandalan pipa dalam mendukung operasi produksi minyak. Fokus utama dari penelitian ini adalah untuk menentukan sisa umur efektif pipa berdasarkan tingkat korosi yang terdeteksi, dan memberikan rekomendasi pemeliharaan yang tepat agar pipa dapat beroperasi secara aman dan efisien. Dengan memahami tingkat korosi dan sisa umur pipa, perusahaan dapat merencanakan strategi pemeliharaan dan penggantian yang lebih baik, mengurangi risiko kegagalan pipa, dan meningkatkan keselamatan serta efisiensi operasional.

2. METODOLOGI

2.1 Pengambilan data awal

Penelitian dimulai dengan melakukan observasi visual kondisi pipa dan mengamati lingkungan sekitar pipa di area Stasiun Pengumpul 2 (SP 2) Pertamina Hulu Rokan pada tanggal 11 Oktober 2023.

Pengambilan data menggunakan alat ukur *corrosion tester*. Alat tersebut kemudian ditempelkan ke pipa yang akan

*Corresponding author: Name | ✉ dedy.masnur@lecturer.unri.ac.id

Penerbit: Jurusan Teknik Mesin, Universitas Riau, <https://proksima.ejournal.unri.ac.id>

di inspeksi yang nantinya dapat diketahui angka dari tebal korosi.

Terdapat kerusakan pipa pada pipa LR 38 0+102, pipa LR 38 0+302 dan pipa LR 38 0+133. Selanjutnya, data pipa yang mengalami kerusakan dikumpulkan. Data spesifikasi pipa disajikan pada Tabel 1.

Tabel 1 Spesifikasi pipa

Jenis	Pipe SCH 80
Material	Carbon Steel
Outside Diameter (D)	4,500 in
Inner Diameter (ID)	3,286 in
Initial Thickness	8,560 mm
API Standard	API 574
Year Build	1958

Data aktual dari pipa LR 38 0+102, pipa LR 38 0+302 dan pipa LR 38 0+133 disajikan pada Tabel 1.

Tabel 1 Data Aktual Pipa

Operating Press	190 Psi G = 13,358 Ksc
Design Press (P)	285 Psi G = 20,037 Ksc
Allow Stress (S)	17,280 Psi
Joint Eff (E)	1
Outside Diameter (OD)	4,500 in
Initial Thickness	8,560 mm = 0,337 in
Minimal Thickness Actual	3,56 mm = 0,140 in
Year Of Actual Inspection	2023

2.2 Penentuan Remaining Lifetime Pipa

Proses penghitungan sisa umur komponen dilakukan dengan memperkirakan waktu dimana ketebalan dinding pipa akan mencapai nilai minimal yang diperbolehkan (*tolerable minimum thickness*) sebesar 0,140 in dengan laju korosi yang dianggap linear. Cara ini digunakan karena mempertimbangkan adanya ketergantungan antara ketebalan dinding pipa dengan kekuatan pipa dalam menahan tekanan. Berdasarkan data-data yang diperoleh, maka dapat ditentukan sisa umur (*remaining lifetime*) dari pipa yang digunakan sebagai berikut:

Perhitungan *Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP) Data yang dibutuhkan untuk nilai MAWP yaitu tebal aktual pipa, diameter pipa, specification minimum yield strength dan joint factor menggunakan persamaan 1 (ASME B31.4):

$$\text{MAWP (PSI G)} = \frac{2 \times S \times E \times t_a}{\text{OD}} \quad (1)$$

dimana, MAWP: *maximum allowable working pressure*, S: *allowable stress*, E: *Joint Efisiensi*, t_a : *minimal thickness actual*, D: *outside diameter*

$$= \frac{2 \times 17,280 \text{ Psi} \times 1 \times 0,140 \text{ in}}{4,500 \text{ in}}$$

$$= 1076,41 \text{ Psi}$$

Setelah mendapatkan nilai MAWP, maka dimasukkan ke persamaan (2) untuk mendapatkan laju korosi.

$$\text{corr. rate} = \frac{t_{\text{initial}} - t_{\text{actual}}}{\text{Years between actual and initial inspection}} \quad (2)$$

dengan t_{initial} : ketebalan pengukuran sebelumnya (mm), t_{actual} : ketebalan hasil pengukuran saat ini (mm), *inspection interval*: rentang waktu antar pengukuran (tahun), *corr rate*: laju korosi (dalam in/years)

$$= \frac{0,337 \text{ in} - 0,140 \text{ in}}{65 \text{ year}} = 0,003 \text{ in/year}$$

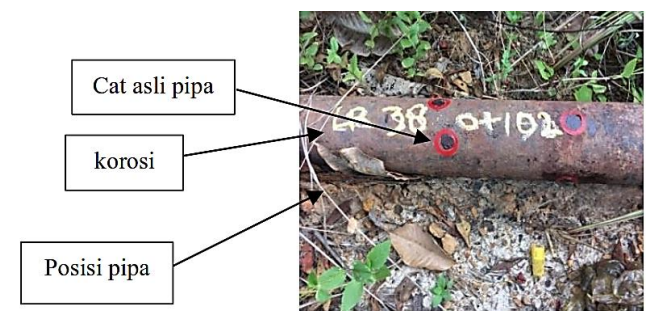
Berdasarkan ASME B31.4 penghitungan *remaining service life* (RSL) menggunakan persamaan 3.

$$\text{Remaining Life (Year)} = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{required}}}{\text{corrothion Rate}} \quad (3)$$

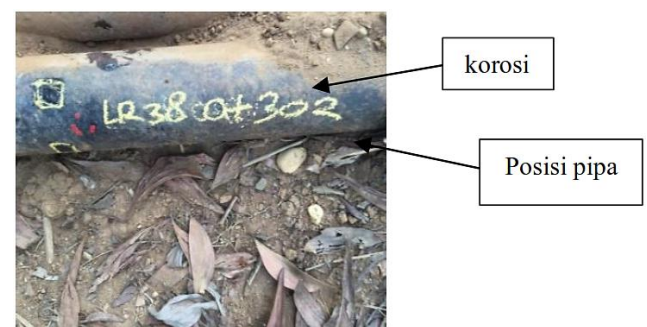
didapatkan RSL 19,9 tahun.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

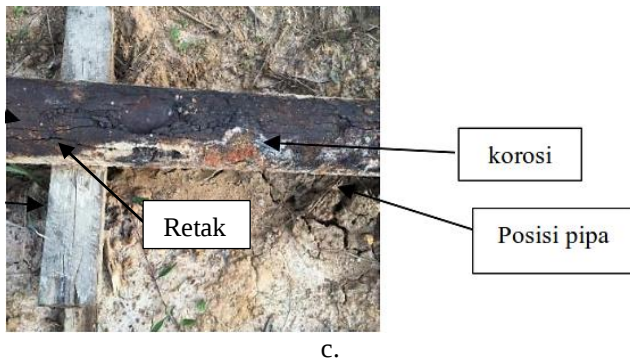
Hasil pengecekan secara visual pipa menunjukkan pipa mengalami korosi di beberapa titik, mulai dari pipa LR 38 0+102 (Gambar 1a) LR 38 0+302 (Gambar 1b) dan pipa LR 38 0+133 (Gambar 1c)



a.



b.



Gambar 1 Temuan korosi pada jalur pipa: a. Pipa LR 38 0+102, b. Pipa LR 38 0+302, c. Pipa LR 38 0+133

Pipa pada (Gambar 1a) terlihat mengalami perubahan warna secara keseluruhan, dengan kondisi pipa yang berada di atas tanah. Pada pipa LR 38 0+302 (Gambar 1b) mengalami hal yang sama namun perubahan warna tidak terjadi secara keseluruhan. Pipa LR 0+133 (Gambar 1c) mengalami korosi yang cukup parah dengan adanya retak di permukaan pipa, pengurangan ketebalan pada pipa, warna pipa yang hitam kecoklatan, permukaannya yang kasar dan peletakkan pipa menggunakan *pipe support*. Pengamatan lingkungan pipa menunjukkan pipa berada di lingkungan tanah liat. pH tanah liat tergolong asam berkisar 4,5 hingga 6,5, dengan suhu lapangan yang bervariasi 23°C hingga 34°C.

Pada pengamatan visual yang dilakukan terlihat kondisi beberapa pipa menunjukkan terjadinya korosi. Kondisi permukaan pipa (Gambar 1a dan Gambar 1b) menunjukkan terjadinya *uniform corrosion* (korosi merata), ini ditandai seperti pembentukan karat pada pipa tersebut, dan tekstur kasar tidak merata hal ini disebabkan reaksi elektrokimia antara logam dan lingkungan sekitarnya, dimana pada area tersebut air atau kelembaban dalam udara dapat mempercepat reaksi elektrokimia yang terlibat dalam korosi.

Pipa pada (Gambar 1c) menunjukkan pengurangan ketebalan dinding bagian luar pipa, perubahan bentuk permukaan, perubahan warna pada bagian penipisan dinding pipa, serta adanya retak pada bagian pipa. Ini disebut dengan *metal loss*, secara sederhana, merujuk pada kehilangan material logam dari pipa tersebut. Ini bisa terjadi karena korosi eksternal yang disebabkan faktor lingkungan. Korosi menyebabkan *metal loss* karena logam bereaksi dengan oksigen, air, atau zat lain dalam lingkungan. Permukaan terkorosi secara visual terlihat pada bentuk permukaan pipa yang menyebabkan pipa tidak rata dan warna permukaan pipa berbeda dibandingkan permukaan pipa yang tidak terkorosi. Logam yang terkubur dalam tanah atau terendam dalam air tanah juga dapat mengalami korosi.

Korosi pada pipa dapat memperpendek umur efektif pipa secara signifikan. Menurut literatur, faktor lingkungan seperti pH tanah dan suhu memiliki dampak langsung terhadap laju korosi. pH tanah yang asam (4,5 hingga 6,5) dapat mempercepat proses korosi karena meningkatkan reaktivitas elektrokimia antara logam pipa dan tanah [2]. Suhu yang lebih tinggi juga dapat mempercepat laju korosi dengan

meningkatkan laju reaksi kimia dan mempercepat degradasi material [6].

Minyak bumi yang mengalir melalui pipa dapat mempengaruhi proses korosi secara signifikan. Minyak bumi sering mengandung sejumlah senyawa kimia, seperti air, garam, sulfur, dan asam, yang dapat mempercepat korosi pada material pipa. Salah satu komponen utama, yaitu hidrogen sulfida (H_2S), dapat merusak pelapis pelindung pipa dan menyebabkan korosi yang lebih cepat dan parah. Kehadiran air dan garam dalam minyak juga dapat membentuk elektroda korosi, di mana reaksi elektrokimia yang merusak logam pipa menjadi lebih signifikan. Korosi yang diakibatkan oleh lingkungan internal ini sering disebut sebagai korosi internal dan dapat mengakibatkan penipisan dinding pipa yang lebih cepat daripada korosi eksternal yang disebabkan oleh faktor lingkungan luar seperti pH tanah dan suhu. Oleh karena itu, pengendalian kualitas minyak dan pemeliharaan pipa yang ketat sangat penting untuk meminimalkan dampak korosi dan memastikan integritas pipa tetap terjaga [1,5].

Dalam studi ini, laju korosi yang terukur adalah 0.003 in/year, dan umur sisa pipa adalah 19.9 tahun. Penurunan ketebalan pipa akibat korosi berpengaruh pada kekuatan dan ketahanan pipa dalam menahan tekanan. Berdasarkan perhitungan, pipa akan mencapai ketebalan minimum yang diizinkan dalam waktu 19.9 tahun jika laju korosi tetap konstan [4,5]. Dengan melakukan perawatan rutin dan inspeksi, risiko korosi dapat dikendalikan untuk memperpanjang umur pipa dan mengurangi kemungkinan kegagalan material [1,7].

Salah satu cara untuk mencegah korosi eksternal adalah dengan melakukan pengecatan ulang pada pipa. Selain itu, melapisi permukaan logam dengan pelapis pelindung seperti cat anti korosi atau pelapis epoksi dapat membantu melindungi logam dari kontak langsung dengan elemen lingkungan yang dapat menyebabkan korosi. Pemilihan logam yang tahan terhadap korosi juga merupakan langkah penting. Logam seperti *stainless steel* atau aluminium yang dilapisi dapat mengurangi risiko *metal loss* pada pipa. Inspeksi rutin dan pemeliharaan terhadap struktur logam juga diperlukan untuk mendeteksi dini tanda-tanda korosi

Untuk menjaga integritas pipa dan mendeteksi korosi dini, inspeksi rutin harus dilakukan secara berkala. Inspeksi visual dilakukan setiap 6 bulan untuk memeriksa tanda-tanda korosi dan kerusakan permukaan pipa. Inspeksi mendalam menggunakan teknik non-destruktif seperti ultrasonik atau radiografi perlu dilakukan untuk mengukur ketebalan dinding dan mendeteksi korosi internal. Selain itu, inspeksi tambahan harus dilakukan jika terjadi insiden atau tanda-tanda peringatan seperti kebocoran [10].

Pemeliharaan melibatkan beberapa langkah penting. Pengecatan rutin dengan cat anti-korosi harus dilakukan untuk melindungi pipa dari elemen lingkungan, sementara pelapisan epoksi atau bahan pelindung lainnya meningkatkan ketahanan terhadap korosi. Pipa yang menunjukkan kerusakan parah perlu segera diperbaiki atau diganti.

Dokumentasikan hasil inspeksi dan tindakan pemeliharaan secara detail untuk analisis dan perencanaan lebih lanjut. Dengan tindakan ini, risiko kerusakan pipa dapat diminimalkan dan umur pakai pipa dapat diperpanjang.

Berdasarkan data-data yang diperoleh, maka dapat ditentukan sisa umur pipa LR 038 (*remaining lifetime*) yaitu 19,9 tahun dengan laju korosi 0,003 in. Kondisi ini dapat dicapai dengan catatan tetap melaksanakan pemeriksaan secara rutin serta pemeliharaan terhadap struktur logam agar risiko potensial dapat diidentifikasi dan dikelola lebih baik. Hal ini membantu mencegah kerusakan yang tidak terduga dan potensi kecelakaan.

Untuk memvalidasi hasil penelitian dapat dibandingkan dengan penelitian terdahulu salah satunya Smith dkk, (2021), ditemukan bahwa kedua studi menggunakan metode pengukuran ketebalan pipa dan laju korosi yang serupa, yakni alat corrosion tester dan teknik ultrasonik. Hasil pengukuran ketebalan pipa dan laju korosi dalam penelitian ini, yang menunjukkan sisa umur pipa 19,9 tahun dengan laju korosi 0,003 in/tahun, konsisten dengan temuan Smith dkk, yang juga melaporkan hasil serupa untuk pipa karbon baja dalam kondisi operasional yang hampir identik. Kedua studi mencatat pengaruh signifikan dari kondisi lingkungan, seperti pH tanah dan suhu, terhadap laju korosi, dengan Smith dkk. mencatat dampak serupa pada pipa mereka teliti.

4. KESIMPULAN

Kesimpulan yang dapat diambil dari penelitian ini sebagai berikut:

1. Sisa umur pipa LR 038 (*remaining lifetime*) yaitu 19,9 tahun dengan laju korosi 0,003 in.
2. Berdasarkan hasil pengamatan makroskopik yang dilakukan pada pipa LR 038 yaitu pipa mengalami korosi *uniform corrosion*. Adapun pencegahan dapat dilakukan dengan cara:
 - a) Menetapkan Jadwal Inspeksi Rutin: Lakukan inspeksi visual setiap 6 bulan dan teknik non-destruktif seperti ultrasonik atau radiografi setiap 1-2 tahun untuk mendeteksi korosi dini dan memastikan integritas pipa.
 - b) Implementasi Pemeliharaan Proaktif: Terapkan pengecatan dan pelapisan pelindung secara berkala untuk melindungi pipa dari korosi. Pastikan perbaikan atau penggantian pipa yang menunjukkan kerusakan parah dilakukan segera.
 - c) Optimalkan Sumber Daya: Gunakan data sisa umur pipa untuk merencanakan alokasi sumber daya dan jadwal pemeliharaan, mengurangi downtime, dan meningkatkan efisiensi operasional.

Langkah-langkah ini akan memperpanjang umur pipa, meningkatkan keselamatan kerja, dan meminimalkan biaya operasional.

UCAPAN TERIMAKASIH

Terimakasih kepada PT. Pertamina Hulu Rokan Zona 1 *Field* Lirik yang telah memberikan kesempatan dan segala fasilitas selama pelaksanaan penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, S., & Ali, S. (2023). *Evaluation Of Corrosion Inhibition Performance on Carbon Steel Pipelines in Oil Fields*. *Journal Of Materials Science and Engineering*, 15(4), 203-214.
- Brown, J., & Green, K. (2022). *Corrosion Mechanisms and Prevention in Oil and Gas Pipelines*. *Corrosion Science and Technology Journal*, 38(2), 167-180.
- Callister, William D Jr . 2020. *Materials Science and Engineering An Introduction 10 th ed*, John wiley & sons. United state of America.
- Chandra, S., & Patel, M. (2021). *Field Analysis of Corrosion in Oil Transport Pipelines*. *International Journal of Mechanical Engineering*, 29(3), 45-57.
- Davis, R., & Lin, Z. (2020). *Corrosion Assessment and Mitigation Strategies in Oil and Gas Industry*. *Journal of Applied Corrosion Science*, 12(1), 97-109.
- Evans, J., & Johnson, D. (2019). *Study on Corrosion Control Techniques for Oil Pipelines*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 27(5), 390-403.
- Fadli, H., & Idris, S. (2023). *Investigation of Corrosion Rates in Oil Pipeline Systems*. *Journal of Pipeline Integrity and Safety*, 11(2), 123-136.
- Gonzales, M., & Harris, L. (2021). *Corrosion and Material Degradation in Oil and Gas Pipelines: A Case Study*. *Materials Performance and Protection*, 14(3), 74-89.
- Khan, N., & Kumar, V. (2020). *Analysis of External Corrosion on Underground Oil Pipelines*. *Corrosion Engineering Journal*, 35(6), 345-359.
- Lee, S., & Ma, Y. (2022). *Lifecycle Analysis of Pipeline Corrosion and Preventive Maintenance Strategies*. *Journal of Oilfield Technology*, 18(2), 67-79.
- Smith, P., & Taylor, A. (2019). *Real-Time Monitoring and Control of Corrosion in Oil Pipelines*. *Journal of Industrial Corrosion Technology*, 23(4), 258-271.
- Smith, P., Johnson, R., & Lee, S. (2021). *Corrosion assessment and lifespan prediction of oil pipelines: A case study of carbon steel pipes*. *Journal of Pipeline Integrity and Maintenance*, 34(2), 157-172