Analisis Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pada Sistem Perpipaan Stasiun Penerima Gas Bumi

Agus Hartadi[1], Afira Ainur Rosidah[2], dan Suheni[3]
Institut Teknologi Adhi Tama Surabaya[1], Institut Teknologi Adhi Tama Surabaya[2], Institut Teknologi Adhi Tama Surabaya[3]
e-mail: agus.hartadi.2620@gmail.com

ABSTRACT

Corrosion is one of the threats to the provision of natural gas distribution infrastructure. This study observed and analyzed the decrease in pipe thickness to determine the corrosion rate and remaining service life on the piping system of the gas receiver station. It employed the pipe type of API 5L X46 carbon steel pipe, while the type of thickness gauge was the ultrasonic thickness gauge. The method used for calculating the corrosion rate and remaining service life was in accordance with API 510 and ASME B31.8 standards. The results of the corrosion rate calculation were compared with the gas distribution data in terms of pressure, flow rate, and impurity content to determine their relationship to the corrosion rate in the two different periods. As a result, the corrosion rate decreased by 63% from an average of 25.12 mils per year (mpy) to 9.07 mils per year (mpy). It was relevant to the decrease in the H_2S content of 2.77 ppmv and the H_2O content of 0.1 lb/MMSCFD. In addition, the gas distribution data was processed using the least squares multiple linear regression statistical method to determine the order of its effects on the corrosion rate. The results indicated that the H_2S content gained an effect of 8% on the corrosion rate, and H_2O obtained an influence of 2.5% on the corrosion rate. Meanwhile, the pressure and gas flow rate had little effect on the corrosion rate.

Kata kunci: *Corrosion, Corrosion rate, Impurities, Natural gas pipes, Remaining pipe life.*

ABSTRAK

Korosi merupakan salah satu ancaman dalam penyediaan infrastruktur penyaluran gas bumi. Pada penelitian kali ini dilakukan pengamatan dan analisa penurunan ketebalan pipa untuk mengetahui laju korosi dan sisa umur pakai dari sistem perpipaan stasiun penerima gas. Jenis pipa yang digunakan adalah pipa *carbon steel* API 5L X46. Jenis alat pengukur ketebalan yang dipakai adalah *ultrasonic thickness gauge* dan metode perhitungan laju korosi dan sisa umur pakai sesuai standart API 510 dan ASME B31.8. Hasil perhitungan laju korosi disandingkan dengan data penyaluran gas berupa tekanan, laju alir dan *impurities containt* untuk mengetahui hubungannya terhadap laju korosi pada kedua periode yang berbeda. Hasilnya laju korosi mengalami penurunan sebesar 63% dari rata rata 25,12 *mils per year (mpy)* menjadi 9,07 *mils per year (mpy*). Hal ini relevan dengan penurunan kandungan H_2S sebesar 2,77 ppmv dan kandungan H_2O sebesar 0,1 lb/MMSCFD. Selain itu, data penyaluran gas tersebut diolah menggunakan metode statistika regresi linear berganda kuadrat terkecil untuk mengetahui urutan pengaruhnya terhadap laju korosi. Hasilnya, kandungan H_2S memiliki pengaruh sebesar 8% terhadap laju korosi dan H_2O memiliki pengaruh sebesar 2,5% terhadap laju korosi, sementara itu tekanan dan laju alir gas tidak terlalu berpengaruh terhadap laju korosi

Kata kunci: Korosi, Laju korosi, *Impurities*, Pipa gas bumi, Sisa umur pakai pipa.

PENDAHULUAN

Gas bumi merupakan pilihan energi yang sangat diminati beberapa tahun terakhir ini. Selain bersih dan tidak memiliki efek buruk terhadap pencemaran lingkungan, gas bumi juga dapat disalurkan sebagai energi alternatif yang tersedia di Indonesia dan dapat memenuhi

kebutuhan energi di pasar domestik. Tantangan dalam penyediaan gas bumi sampai ke konsumen akhir adalah perihal penyediaan infrastruktur.

Infrastruktur gas bumi yang paling utama adalah jaringan gas pipa mulai dari *upstream* di sisi pemasok sampai dengan *downstream* di hilir di sisi konsumen. Jaringan pipa gas bumi yang sebagian besar menggunakan pipa jenis *carbon steel* harus benar benar dijaga reliabilitas dan availabilitasnya agar tetap aman dan handal dalam proses penyaluran gasnya. Tantangan utama yang saat ini dihadapi salah satunya adalah munculnya masalah korosi. Korosi pada pipa gas selain menyebabkan kerugian karena gagal salur juga memiliki potensi bahaya yang tinggi terutama ketika jaringan pipa gas yang mengalami korosi dan menyebabkan kebocoran ada pada tekanan yang tinggi dan dekat dengan sumber api.

Menurut penelitian yang dilakukan di berbagai negara, kerugian akibat korosi akan semakin besar apabila teknologi pencegahan korosi tidak diterapkan secara tepat. Jika tidak dilakukan secara benar, maka biaya yang timbul akibat korosi akan semakin besar.

Penerapan teknologi pencegahan korosi juga harus disesuaikan dengan sifat serta kondisi lingkungan dan operasi, diantaranya adalah kandungan *impurities* yang bersifat korosif di dalam aliran fluida gas yang dialirkan. Kandungan *impurities* korosif yang paling berbahaya seperti H_2S, H_2O, CO_2 content harus dikendalikan agar tidak menyebabkan kerusakan di jaringan pipa dari sisi internal pipa gas. Parameter lain yakni tekanan serta laju alir gas juga sangat berpengaruh terhadap laju korosi.

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis laju korosi dan sisa umur pakai disandingkan dengan data tekanan, laju alir gas dan *impurities content* pada instalasi stasiun penerima gas. Keterkaitan antara aliran fluida dan laju korosi diperlukan untuk diketahui karena digunakan sebagai dasar perencanaan *maintenance* atau penentuan *technology selection* untuk mencegah kerusakan lebih lanjut.

Pengukuran laju korosi internal pipa gas dapat menggunakan berbagai metode. Blokhin Vladimir (2019) menyatakan bahwa korosi pipa dapat dideteksi menggunakan pendekatan metode kehilangan berat (*corrosion coupon*), mengukur ketebalan (*electrical resistance*) maupun metode *linear polarization resistance*.

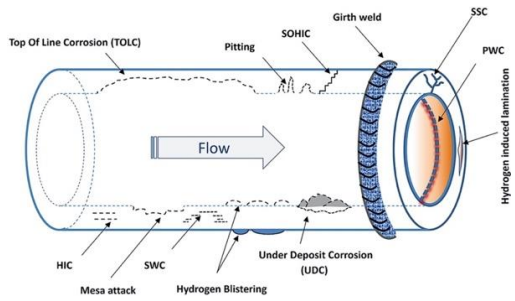
Penyebab korosi internal pipa gas bisa disebabkan oleh kandungan *impurities* gas alam yang mengalir di dalamnya. Yong Chen (2021) pernah melakukan penelitian pada fasilitas *gas collecting station* yang mengalami kerusakan di internal pipa. Hasil penelitiannya menunjukkan bahwa korosi terjadi diakibatkan kandungan CO_2 yang berpadu dengan air kemudian menyebabkan korosi.

Selain kandungan CO_2 dan air, H_2S juga memiliki efek negatif terhadap lingkungan gas dan minyak seperti yang pernah diteliti oleh Yuli Panca (2018), yang menyatakan bahwa gas H_2S memiliki dampak yang besar terhadap kerusakan instalasi, terutama ketika terkombinasi dengan kandungan gas lain seperti CO_2 dan O_2 yang akan sangat mempercepat laju korosi.

TINJAUAN PUSTAKA

Pemicu Korosi Pada Pipa Gas

Pipa gas memiliki kecenderungan mengalami korosi akibat pengaruh kondisi lingkungan sekitar maupun diakibatkan juga dari komoditas yang teralirkan didalam pipa gas yang mungkin memiliki kandungan *impurities* yang mempercepat terjadinya korosi seperti air, gas karbon dioksida (CO_2), hydrogen sulfida (H_2S). Skema korosi pada internal pipa gas adalah seperti pada gambar 1. berikut.



Gambar 1. Skema korosi pada internal pipa [Askari dkk, 2019]

Pembahasan mengenai masing masing pengaruh adalah sebagai berikut:

Pengaruh CO_2

Gas CO_2 yang terlarut di dalam air akan menimbulkan lingkungan yang bersifat asam dan kondisi ini dapat memicu korosi. Gas CO_2 tidak akan bersifat korosif jika berada dalam keadaan kering dan tidak terlarut di dalam air. Gas CO_2 yang terlarut di dalam air akan membentuk asam karbonat (H_2CO_3) yang merupakan senyawa asam lemah yang mudah terurai. Penguraian senyawa asam karbonat ini akan memicu terjadinya reaksi oksidasi pada material yang berada pada lingkungan tersebut.

Pengaruh konsentrasi O_2 dan H_2O

Kelarutan Oksigen dalam air akan mempengaruhi laju korosi. Oksigen dan karbon dioksida merupakan gas terlarut yang paling penting di air. Oksigen merupakan penerima elektron yang dihasilkan oleh logam untuk terjadinya reaksi korosi logam pada air, sehingga jika jumlah oksigen yang terlarut terbatas maka laju korosi terbatas. Laju oksigen yang mencapai permukaan logam mengontrol laju korosi. Untuk korosi logam pada air biasanya oksigen terlarut sekitar 25- 45 ppm. Semakin banyak konsentrasi oksigen terlarut, atau secara harafiah diartikan semakin besar kandungan air dari gas yang dialirkan di pipa, maka akan semakin cepat laju korosinya.

Bahaya H_2S

Selain berbahaya bagi kesehatan dan keselamatan, gas H_2S dapat menyebabkan kegagalan pipa dengan mempercepat laju penipisan dinding (*wall thinning*) dan memicu keretakan (*crack*). Menurut API 571, mekanisme kegagalan yang berkaitan dengan H_2S sangat beragam. *Wall thinning* disebabkan oleh mekanisme *amine corrosion, ammonium bisulfide corrosion, high temperature H_2/ H_2S corrosion*, dan *sour or acidic water corrosion*. Gas H_2S juga menyebabkan suasana atau kondisi yang memicu berbagai mekanisme keretakan, seperti *hydrogen embrittlement (hydrogen stress cracking), amine stress corrosion cracking* dan *wet H_2S damage* (termasuk *blistering, hydrogen induced cracking (HIC), Stress Oriented Hydrogen Induced Cracking (SOHIC)* dan *Sulfide Stress Corrosion Cracking (SSCC).*

Wall thinning yang terjadi karena internal corrosion umumnya diantisipasi melalui desain konstruksi pipa. Pada tahap desain, jenis material dan ketebalannya dipilih dengan mempertimbangkan kandungan gas alam yang akan dialirkan. Untuk mempertahankan kehandalan aset pipa, perlu dilakukan manajemen integritas dan pengelolaan resiko. Oleh karena itu, mengetahui dan memahami dampak gas H_2S ini menjadi penting.

Efek Laju Aliran Gas (*flowrate*) dan Tekanan (*pressure*)

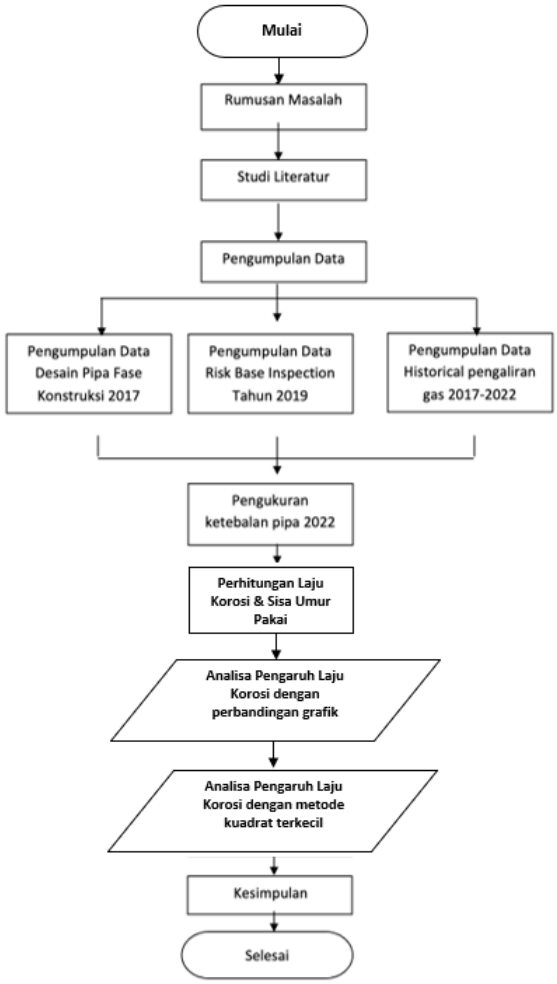
Aliran gas yang bertekanan dengan kecepatan fluida yang relatif tinggi dan mengandung partikel akan menyebabkan erosi, dan kecepatan fluida yang relatif lambat akan menimbulkan

korosi. Hanya pada kecepatan tertentu (kecepatan kritis) korosi erosi dapat terjadi. Laju kerusakan yang diakibatkan oleh sinergi antara korosi dan erosi lebih besar dibandingkan dengan kerusakan oleh korosi saja atau erosi saja.

Pada korosi CO_2, aliran mempengaruhi proses korosi merupakan kombinasi antara efek mekanis dan elektrokimia. Aliran akan menghasilkan lapisan yang tipis dengan mengurangi tingkat kejenuhan sehingga memudahkan gas impurities terlarut untuk membuat material terkorosi. Pada aliran gas dengan kontaminan partikel padat dapat juga menyebabkan pengikisan pada dinding pipa ketika gerakan partikel tersebut turbulen dan menghantam dinding pipa gas.

METODE

Proses penelitian analisis laju korosi dan sisa umur pakai pada sistem perpipaan stasiun penerima gas bumi. Langkah pertama sesuai alur penelitian adalah pengumpulan data desain pipa fase konstruksi untuk mengetahui tebal pipa awal, data pengukuran ketebalan pipa tahun 2019 sebagai data ketebalan pipa periode 1. Kemudian dilanjutkan pengukuran ketebalan pipa pada tahun 2022 untuk mendapatkan data ketebalan pipa periode 2. Selain itu juga dikumpulkan data *historical* penyaluran gas sepanjang tahun 2017 sampai dengan 2022 meliputi data tekanan, laju alir gas dan *impurities contain* sebagai pembanding penyebab perubahan laju korosi dari periode 1 sampai periode 2.



Gambar 2. Diagram alir penelitian.

Perhitungan Laju Korosi

Perhitungan laju korosi sesuai dengan standart API 510 2018 7.1.1.1. dilakukan menggunakan persaman berikut:

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

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 pipa (mm). Tebal aktual adalah nilai ketebalan pipa yang didapat dari hasil inspeksi di lapangan (mm). Umur pipa dihitung sejak pipa pertama kali dipasang (tahun) sampai dengan periode pengukuran dilakukan.

Sisa Umur Pipa

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.

$$Remaining\ Life\ Time = \frac{T\ Actual - T\ Required}{Corrosion\ Rate} \quad \text{.....(2)}$$

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).

Tebal Minimal Pipa (*T Required*)

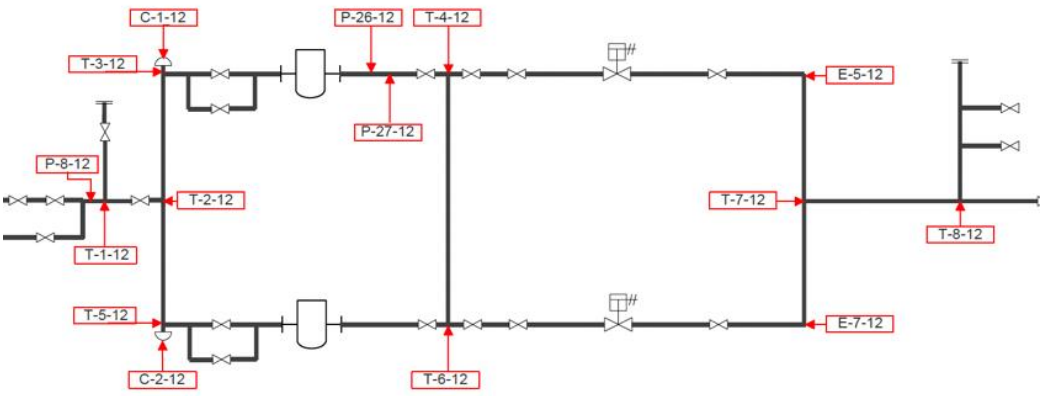
Perhitungan *T required* dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan yang terdapat pada *American Society Mechanical Engineering* (ASME) B31.8 *Gas Transmission and Distribution Piping System* berikut:

$$T\ Required = \frac{P\ D}{2\ S\ F\ E\ T} \quad \text{.....(3)}$$

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 dioperasikan pada kondisi normal. S (Psia) adalah *specified minimum yield strength* (SMYS), yaitu kekuatan pipa yang ditentukan ketika pipa di produksi, umumnya kekuatan pipa bergantung pada material dan *grade* dari pipa tersebut. Nilai dari SMYS telah ditabulasikan 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 temperatur 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.

Penentuan Titik Pengukuran

Untuk mengetahui laju korosi pipa di stasiun penerima gas, dipilihlah 15 titik pengukuran yang mengalami perubahan laju korosi paling besar. Berikut penentuan titik pengukuran pada piping & instrument diagram salah satu stasiun gas objek penelitian pada Gambar 3.

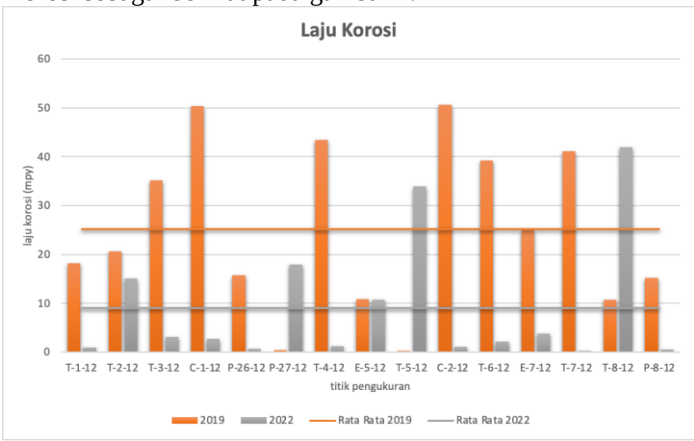


Gambar 3. Detail lokasi titik pengukuran pada piping diagram.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Laju Korosi

Setelah dilakukan pengukuran selama dua periode dan perhitungan laju korosi maka didapat data laju korosi sebagai berikut pada gambar 4.

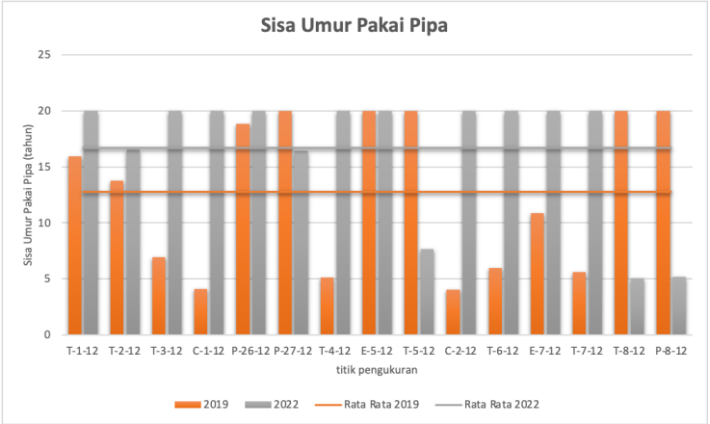


Gambar 4. Perbandingan Laju Korosi tahun 2019 dan tahun 2022.

Dari grafik diatas terlihat dari 15 titik pengukuran tahun 2019 dan tahun 2022, 12 titik diantaranya mengalami penurunan laju korosi sementara itu terdapat 3 titik yang mengalami kenaikan laju korosi, ketiga titik yang mengalami kenaikan laju korosi ini terletak pada pertemuan arus laju alir gas pada tee pipa. Rata rata laju korosi menurun sebesar 63% dari rata rata 25,12 *mils per year* (mpy) menjadi 9,07 *mils per year* (mpy). Untuk mengetahui penyebab menurunnya laju korosi internal pipa gas, maka perlu dilakukan analisa karakteristik gas yang mengalir di dalam pipa gas tersebut selama periode 1 dibandingkan periode 2.

Sisa Umur Pakai

Setelah dilakukan pengukuran selama dua periode dan perhitungan sisa umur pakai berdasar laju korosi dari gambar 4. maka didapat data sisa umur pakai sebagai berikut pada gambar 5.

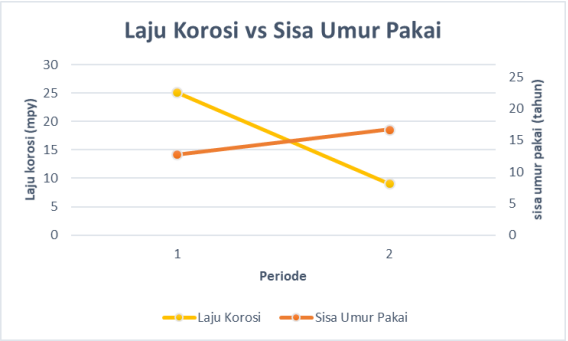


Gambar 5. Perbandingan *Remaining Lifetime* tahun 2019 dan tahun 2022.

Dari gambar 5 terlihat bahwa dari ke-15 titik yang diukur, rata rata sisa umur pakai pipa terkoreksi naik dari 12,7 tahun menjadi 16,7 tahun seiring dengan menurunnya laju korosi seperti pada gambar 4.

Perbandingan Laju Korosi Terhadap Sisa Umur Pakai

Setelah didapatkan perhitungan laju korosi dan sisa umur pakai pada periode pengukuran tahun 2019 (periode 1) dan tahun 2022 (periode 2), berikut adalah grafik hubungan laju korosi dan pengaruhnya terhadap sisa umur pakai.



Gambar 6. Perbandingan Laju Korosi Terhadap Sisa Umur Pakai.

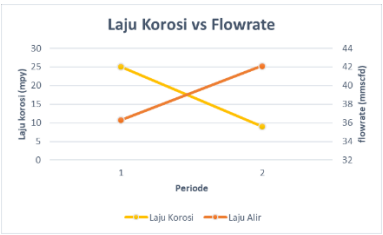
Dari Gambar 6. terlihat hubungan bahwa dengan menurunnya laju korosi maka menyebabkan terkoreksi nya perhitungan sisa umur pakai menjadi naik.

Perbandingan Laju Korosi terhadap Data Tekanan, Laju Alir, dan Kandungan Impuritis Gas

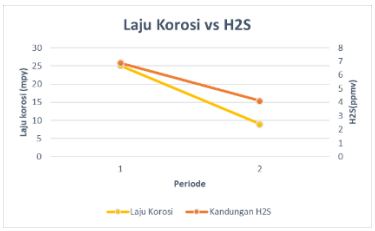
Setelah mendapatkan data laju korosi dari perhitungan periode 1 dan 2 serta data tekanan, laju alir gas dan kandungan impurities periode 1 dan 2, maka dapat ditampilkan korelasi antara laju korosi dengan tekanan, laju alir gas dan kandungan impurities seperti pada Gambar 7. berikut.



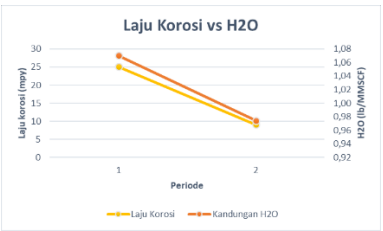
a. Grafik Laju Korosi vs Tekanan



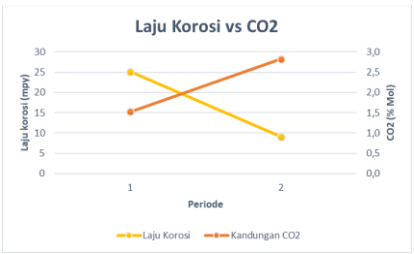
b. Grafik Laju Korosi vs Laju Alir



c. Grafik Laju Korosi vs Kandungan H_2S



d. Grafik Laju Korosi vs Kandungan H_2O



e. Grafik Laju Korosi vs Kandungan CO_2

Gambar 7. Perbandingan Laju Korosi terhadap Data Tekanan, Laju Alir, dan Kandungan Impuritis Gas.

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa penurunan laju korosi ini relevan dengan penurunan kandungan H_2S sebesar 2,77 ppmv dan kandungan H_2O sebesar 0,1 lb/MMSCFD. Sementara itu tekanan gas tidak berpengaruh langsung terhadap penurunan laju korosi karena perubahan variasi tekanan tidak terlalu signifikan dibandingkan rentang tekanan operasi pipa gas. Laju alir gas dan kandungan CO_2 juga tidak berpengaruh terhadap laju korosi. Gas CO2 akan menyebabkan korosi ketika bereaksi dengan air dalam jumlah yang cukup. Gas CO2 tidak akan bersifat korosif jika berada dalam keadaan kering dan tidak terlarut di dalam air.

KESIMPULAN

Berdasarkan perhitungan, laju korosi menunjukkan penurunan sebesar 63% dari rata rata 25,12 *mils per year* (mpy) menjadi 9,07 *mils per year* (mpy). Sementara itu sisa umur pakai menunjukkan kenaikan sebesar 31 % terkoreksi naik dari 12,7 tahun menjadi 16,7 tahun seiring dengan menurunnya laju korosi. Kondisi penurunan laju korosi ini relevan dengan penurunan kandungan H_2S sebesar 2,77 ppmv dan kandungan H_2O sebesar 0,1 lb/MMSCFD. Sementara itu

kandungan CO_2, tekanan dan laju alir gas tidak berpengaruh langsung terhadap penurunan laju korosi pada sistem perpipaan yang di teliti ini.

DAFTAR PUSTAKA

[1] Ramaji, Mardian, 2021. Kabar Fakultas: Kuliah Umum FT UNDIP bersama SKK MIGAS, <URL : https://ft.undip.ac.id/peran-industri-hulu-migas-bagi-ketahanan-energi-nasional-kuliah-umum-ft-undip-bersama-skk-migas-jabanusa-dan-kkks/>.

[2] Hermawan, Hendra. 2019. "Pengantar proteksi katodik." INA-Rxiv. doi:10.31227/osf.io/mxky6. < URL: https://osf.io/preprints/inarxiv/mxky6/>.

[3] Moyano, Clara. 2017. 2017 Offshore Europe Cinema Seminar: Conquer Corrosion with Materials Selection. < URL : https://www.slideshare.net/ParkerHannifin/conquer-corrosion-with-materials-selection-2017-offshore-europe-cinema-seminar>.

[4] Askari, M., Aliofkhazraei, M., Afroukhteh, S. 2019. "A comprehensive review on internal corrosion and cracking of oil and gas pipelines". Journal of Natural Gas Science and Engineering Volume 71: 102971.

[5] Vladimir Blokhin, Anton Dorosinskiy, Aleksandr Manjosov, Andrey Markin. 2019. "A method for detecting the early stages of local corrosion processes". E3S Web of Conferences 121, 01003

[6] Yuli Panca Asmara, 2018. "The Roles of H2S Gas In Behavior of Carbon Steel Corrosion in Oil and Gas Environment". Jurnal Tenik Mesin Vol. 07, University Malaysia Pahang

[7] Yong Chen, Haochen Wu, Jichuan Li, Yanjun Chen. 2021. "Failure analysis of gas pipeline in a gas collecting station". <URL: https://doi.org/10.21595/msea.2021.22283>.

[8] Aji, Gofar Ismail. 2010. "Analisa Laju Korosi Berdasarkan Perbandingan Hasil Kupon, Corrosion Modelling, Dan Pengukuran Metal Loss Pada Sistem Perpipaan Minyak Dan Gas Bumi Di Lapangan Lepas Pantai". (Sidang Thesis: Universitas Indonesia) < URL: https://lib.ui.ac.id/>.

[9] Iandiano, Dito. 2011. "Studi Laju Korosi baja Karbon Untuk Pipa Penyalur Proses Produksi Gas Alam Yang Mengandung Gas CO_2 Pada Lingkungan Na Cl 0.5, 1.5, 2.5, 3.5 %". (Sidang Skripsi: Universitas Indonesia) <URL: https://lib.ui.ac.id/>.

[10] Kohar, Ahmad Zakianto. 2012. "Asesmen Korosi Pada Fasilitas Produksi Minyak dan Gas Bumi di Lingkungan CO_2 dan H_2S". (Sidang Thesis: Universitas Indonesia)

[11] Hafydhz, A. E. M. N. D., 2018, "Penentuan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai (Remaining Life Service) pada Jalur Pipa Transportasi Gas Jumper Simpang Brimob-NFG (NonFlare Gas) Mundu di PT Pertamina EP Asset 3 Jatibarang Field", Prosiding Teknik Pertambangan, Vol. 4, No. 2, 647-657.