



Analisis Risiko Penyebab Kegagalan Pipa Penyalur Crude Oil

Teguh Santoso^{1*}, Rifki Adrian², Rizal Fazaul M³, Rochim Bakti Cahyono⁴

^{1,2,3,4} Magister Terapan K3, Sekolah Vokasi, Universitas Gadjah Mada, Indonesia

Corresponding Author : santosoteguh19@gmail.com

Abstract. The distribution pipe refers to API 5L Grade B standard, 8 inches in diameter, has a length of 212 km. The design life of pipe is 20 years, but after being operated, there were two leaks in this segment in one year. This condition resulted in disruption of oil deliveries. Research is needed to determine the cause of pipe failure before its design life. Pipe samples are subjected to visual observation, thickness test, chemical composition of the pipe, microstructure test, Characterization test of pipe corrosion product deposits. Produced water are testing to determine anions, cations and the tendency for scale formation with Valone & Skillern references. The visual test results showed that the inside of the pipe was thinning at 6 o'clock. Chemical composition testing showed that there was no difference in chemical composition with API 5L Grade B standards. SEM results in the leak area revealed the corrosion morphology caused by dissolved CO₂. XRD analysis of the corrosion deposits formed were siderite (Fe₂CO₃), hematite (Fe₃O₄) and iron (Fe) compounds. Pipe failure occurs due to corrosive substances in the form of produced water. This situation causes the surface of the pipe to be exposed to produced water at the 6' o'clock position, initiating the formation of hydrogen ions (H⁺) and ions (HCO₃⁻).

Keywords: Failure Analysis, API 5L Grade B, Crude Oil, Internal Corrosion, Distribution Pipes

Abstrak. Pipa penyalur mengacu standar API 5L Grade B, diameter 8 inchi, memiliki panjang 212 km. Design life pipa tersebut 20 tahun, namun setelah dioperasikan terjadi kebocoran sebanyak dua kali pada segmen tersebut dalam satu tahun. Kondisi ini berakibat pada terganggunya pengiriman minyak dari lapangan PT PQR. Oleh sebab itu diperlukan penelitian untuk mengetahui penyebab pipa mengalami kegagalan sebelum umur *design life*. Sampel pipa dilakukan pengamatan visual, pengujian ketebalan pipa, pengujian terkait komposisi kimia pipa, pengujian struktur mikro pada area kebocoran. Uji karakterisasi unsur yang terkandung pada deposit produk korosi pipa. Pengujian fluida proses untuk mengetahui anion, kation, serta kecenderungan terbentuk scale dengan acuan Valone & Skillern. Hasil uji visual bagian dalam pipa mengalami penipisan pada arah jam 6. Pengujian komposisi kima menunjukkan tidak ada perbedaan secara komposisi kimia dengan pipa sesuai standar API 5L Grade B. Hasil SEM pada area kebocoran diketahui morfologi korosi yang disebabkan oleh CO₂ yang terlarut. Analisis XRD deposit korosi yang terbentuk merupakan senyawa siderite (Fe₂CO₃), hematit (Fe₃O₄), dan besi (Fe). Kegagalan pipa terjadi dikarenakan terdapat zat yang korosif berupa air terproduksi. Keadaan ini menyebabkan permukaan pipa terpapar oleh *produced water* pada posisi pukul 6', menginisiasi terbentuk ion hidrogen (H⁺), dan ion (HCO₃⁻).

Kata kunci: Analisis Kegagalan, API 5L Grade B, Crude Oil, Korosi Internal, Pipa Penyalur

1. LATAR BELAKANG

PT PQR adalah salah satu anak perusahaan PT Pertamina (Persero) bagian dari Subholding Upstream mengelola transportasi crude oil menggunakan Trunkline yang membentang sepanjang 212 KM. Trunkline tersebut memiliki peran yang sangat vital dalam proses pengiriman minyak bumi dari lapangan hingga ke Terminal Penumpul untuk selanjutnya dilakukan proses pengapalan. Trunkline tersebut umumnya terbuat dari bahan material carbon steel dengan standard API 5L Grade B. Hal ini dikarenakan material tersebut memiliki sifat mekanik yang baik dan ketersediaan di dalam negeri yang cukup banyak. Namun, material tersebut memiliki tingkat resistansi terhadap korosi yang relatif rendah (Sholihin, Kusyanto, & Soegijono, 2018).

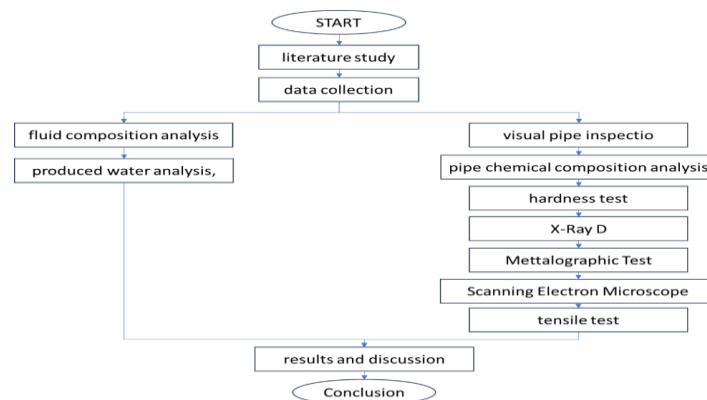
Pengiriman crude oil yang masih mengandung ikutan air terproduksi juga mempengaruhi tingkat laju korosi pada pipa penyalur yang menyebabkan terjadinya internal

corrosion. Internal corrosion ini terjadi karena adanya senyawa korosif seperti CO_2 , H_2S dan Cl^- di dalam larutan fluid process (Azevedo, 2007). Senyawa tersebut terlarut didalam cairan dan dapat mempercepat proses terjadinya korosi pada material baja karbon (Jafari, Danaee, Eskandari, & RashvandAvei, 2014). Air formasi adalah fluida ikutan yang terbawa bersamaan dengan crude oil saat proses pengiriman fluida dari sumur minyak (Abarua & Nirmala, 2022). Sehingga dalam proses pengiriman tersebut sering dilakukan proses pemisahan antara crude oil dengan air terproduksi (Nasrazadani, Akhtar, Patel, & Ezell, 2018). Kandungan air terproduksi mengandung senyawa Cl^- dan CO_2 terlarut dan dapat menyebabkan korosi di permukaan pipa penyalur (Ossai, Boswell, & Davies, 2015).

Berdasarkan data internal PT PQR selaku pemilik asset, telah terjadi 2 kali kegagalan pipa di sepanjang segmen tersebut dalam periode tahun 2014. Kondisi ini menyebabkan kerugian dari segi produksi dan penanganan pencemaran lingkungan sehingga kondisi ini menjadi perhatian dari manajemen (Sholihin & Aljabbar, 2023). Oleh sebab perlu dilakukan analisis penyebab dari kegagalan yang terjadi. Hal ini bertujuan untuk menemukan root caused dari kejadian tersebut sehingga kejadian serupa tidak terjadi kembali. Berdasarkan kondisi yang terjadi maka perlu dilakukan penelitian lebih lanjut terkait desain pipa, data material pipa, data fabrikasi pipa, pengukuran ketebalan pipa, dan analisis dari fluida

2. METODE PENELITIAN

Penelitian deskriptif ini menggunakan pendekatan studi kasus. Penelitian dilakukan dengan cara melakukan pengujian pada sampel pipa yang tidak mengalami kegagalan dan sampel pipa yang mengalami kegagalan di titik KM 14. Sampel pipa tersebut dilakukan analisis di laboratorium material untuk mengetahui parameter-parameter acuan untuk menentukan suatu kesimpulan penelitian ini (Wijayanto & Bayuseno, 2013).



Gambar 1. Metode penelitan analisis penyebab kegagalan pipa

Pengumpulan data yang dilakukan diantaranya melakukan analisis pada fluid process berupa air terproduksi dan analisis pada pipa yang mengalami kegagalan. Analisis air

terproduksi dilakukan dengan analisis kandungan anion dan kation (Adiman, 2022). Pada sampel pipa dilakukan analisis berupa pemeriksaan fisik pipa, komposisi kimia mengacu pada API 5L Grade B, uji analisis scale, uji metallografi, tensile test selanjutnya dibandingkan dengan standar sampel pipa (Azevedo, 2007; Ossai et al., 2015; Shabarchin & Tesfamariam, 2016; Sholihin et al., 2018).

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Fisik Pipa

Spesifikasi dan kondisi operasi pada *Trunkline* segmen BS CLM – BS CMS tertuang pada tabel 1, terlihat bahwa bahwa operasi pengiriman minyak masih mengandung komponen air diproduksi (*gross*) secara intermiten, serta rutin dilakukan perawatan dengan cara *pigging*. Perlindungan korosi dari eksternal dilakukan dengan cara pemasangan proteksi katodik berupa anoda karbon. Anoda karbon adalah bentuk perlindungan pipa dari korosi eksternal, terbuat dari paduan logam dari seri galvanik yang memiliki potensi elektrokimia yang lebih negatif dari pada pipa yang dilindunginya (Wilson, Jawed, & Ngala, 2013). Faktor lingkungan seperti korosi yang berasal dari tanah juga akan mempengaruhi laju korosi pada eksternal permukaan pipa. Teknologi anti-korosi berupa *three-layer polyethylene* (3PE) dapat diterapkan pada pipa dengan desain konstruksi di bawah tanah (Wang, Chen, Li, & Qi, 2020).

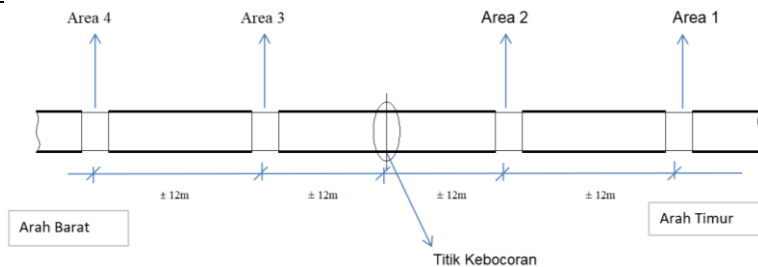
Tabel 1. Data operasi dan ukuran pipa

Spesifikasi	Keterangan
Material	: API 5L <i>Grade B</i>
Diameter	: 8"
Temperatur Operasi	: 26-30 °C
Tekanan Operasi	: 450 Psi
Wall Thickness	: 0 (Pipa Bocor)
Fluida	: Gross (Oil + Water)
Proses Transfer	: Intermitten
Tahun Konstruksi	: 2006

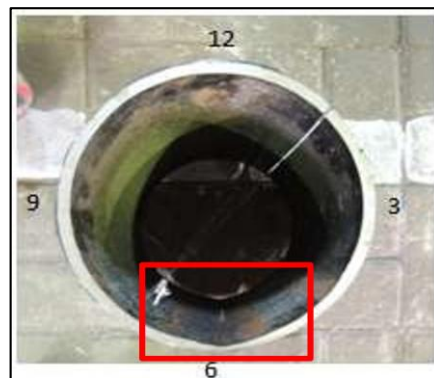
Data ketebalan pipa disajikan pada tabel 2, di mana pengambilan ketebalan diambil sebanyak 4 titik dengan rentang jarak 12 meter dengan pengambilan ketebalan pada posisi 0', 3' 6' dan 9'. Adapun deskripsi pengambilan titik ketebalan ditampilkan pada gambar 2 berupa sketsa titik pengambilan ketebalan pipa yang mengalami kegagalan. Pengambilan ketebalan menggunakan alat ultrasonic thickness dengan hasil terdapat pengurangan yang significant pada area leak (Jam 6 dan Jam 9) dibandingkan dengan nominal thickness pipa.

Tabel 2. Ketebalan pipa

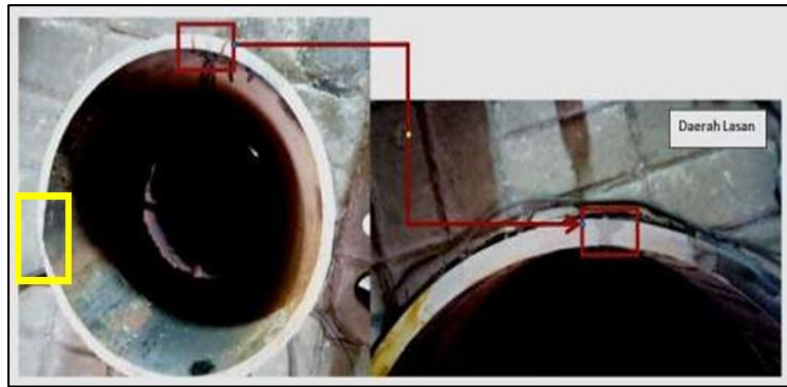
Posisi	Nominal Thickness	Area 1 (mm)	Area 2 (mm)	Area Leak (mm)	Area 3 (mm)	Area 4 (mm)
0'	8,18	8,14	8,11	8,14	8,14	8,14
3'	8,18	8,12	8,15	8,15	8,14	8,12
6'	8,18	8,12	8,14	0	8,12	8,13
9'	8,18	8,12	8,14	6,85	8,12	8,12

**Gambar 2.** Titik pengambilan ketebalan pipa

Hasil pengukuran ketebalan yang digambarkan pada Gambar 3 maka dapat disimpulkan bahwa terdapat pengurangan ketebalan pipa di bagian internal sehingga terjadi kebocoran, khususnya pada titik arah jam 6' ke jam 9'. Hasil pengukuran ini diperkuat dengan pemerisaan secara visual dari sampel pipa yang dianalisis, seperti ditampilkan pada gambar 3.

**Gambar 3.** Pemeriksaan visual pipa mengalami penipisan

Tahapan selanjutnya dilakukan pengamatan makro, tahapan ini dilakukan untuk mengetahui apakah kegagalan tersebut terjadi di daerah *Heat-Affected Zone* (HAZ). Hal ini dikarenakan untuk memastikan apakah kegagalan dititik HAZ atau bukan. Titik HAZ adalah titik terlemah karena telah mengalami pemasanan sehingga mengalami perubahan mikrostruktur sehingga mempengaruhi sifat mekanik dan ketahanan korosinya (Azevedo, 2007).



Gambar 4. Bagian HAZ tidak mengalami kegagalan/penipisan

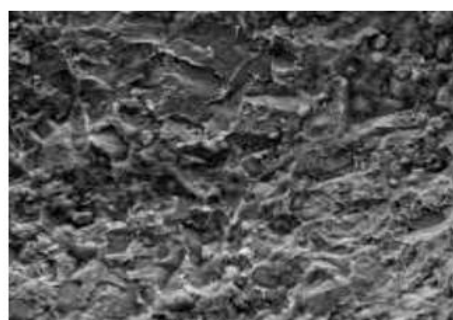
Analisis Kimia Pipa

Pipa yang mengalami kegagalan selanjutnya dilakukan analisis untuk mengetahui komposisi kimia dengan menggunakan uji komposisi kimia, uji *metallography*, *tensile* dan *hardness test*, dibandingkan dengan sampel pipa yang tidak mengalami kebocoran dan standar komposisi pipa API 5L Grade B (Nasrazadani et al., 2018). Tabel 3 menggambarkan bahwa komposisi kimia dari hasil analisa sampel pipa yang mengalami kegagalan masih masuk pada range standar pipa standar API 5L Gr. B.

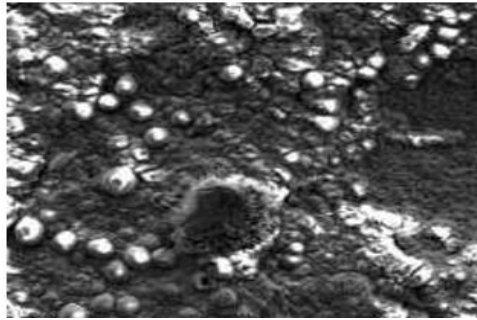
Tabel 3. Hasil analisis komposisi pipa

Kode Sampel		C	S	P	Mn	Ti	Fe
Pipa Gagal	(%)	0,088	0,0063	0,003	0,003	0,002	99,274
Normal Pipe	(%)	0,101	0,003	0,003	0,805	0,002	99,086
API 5L Gr. B	(% max)	0,26	0,03	0,03	1,2	0,4	98,08

Pengujian deposit korosi yang terbentuk pada pipa penting dilakukan. Indikator ini menunjukkan bahwa telah terjadi proses kimia antara material korosif dengan material pipa tersebut. Untuk mengetahui produk korosi yang terbentuk dilakukan analisis *Scanning Electron Microscope* (SEM) (Nasrazadani et al., 2018; Sholihin et al., 2018). Dari hasil analisis *Scanning Electron Microscope* (SEM) dapat dilihat bahwa pada gambar 5 merupakan scale yang terbentuk dari senyawa besi karbonat (Fe_2CO_3) dan Gambar 6 merupakan magnetit (Fe_3O_4). Dari hasil SEM tersebut membuktikan bahwa telah terjadi proses korosi pada pipa yang mengalami kegagalan.



Gambar 5. Siderite (Fe_2CO_3) scale



Gambar 6. Fe₃O₄ scale

Selanjutnya menganalisis penyebab utama kegagalan dari sebuah pipa dengan melakukan pemeriksaan produk korosi yang terbentuk dengan metalurgi test menggunakan mikroskop optic dengan analisis *energy dispersive X-ray* (EDX) (Ilman & Kusmono, 2014). Tabel 4 menunjukkan hasil dari analisis EDX dari produk korosi yang terbentuk.

Tabel 4. Hasil analisis EDX pipa

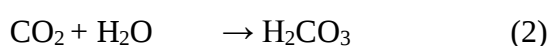
Element (wt %)	Titik 1	Titik 2
C	8,94	4,66
O	24,37	46,28
S	1,09	0,46
Cl	0,38	1,97
Fe	63,94	46,63
Si	1,11	
Cr	0,8	

Pengujian SEM dan EDX pada pipa yang mengalami kegagalan di Tabel 5 terlihat senyawa Fe₂CO₃ dan Fe₃O₄ sebagai produk dari korosi yang terbentuk. Dari hasil analisis juga diketahui tidak ada indikasi dari pasirdan indikasi keberadaan *Sulphate Reducing Bacteria* (SRB) yang ditandai dengan adanya formasi *tubercle* (Rao, Sairam, Viswanathan, & Nair, n.d.).

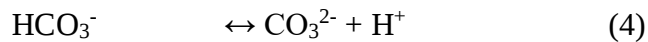
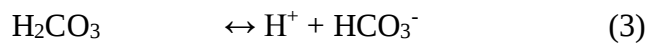
Tabel 5. Produk korosi

Nama Produk Korosi	Phase	Massa (% wt)
Siderit	Fe ₂ CO ₃	53
Hematite	Fe ₃ O ₄	21
Iron	Fe	26

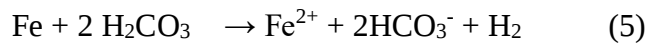
Siderit (Fe₂CO₃) produk korosi dari reaksi antara Fe dengan CO₂. CO₂ dapat terlarut dalam air terproduksi dan membentuk asam lemah berupa asam karbonat (H₂CO₃). Kondisi ini membuat air menjadi lebih korosif (Ossai et al., 2015). CO₂ yang larut pada air akan membentuk asam karbonat sesuai dengan reaksi kimia di bawah ini (Sholihin et al., 2018).



Asam karbonat mengalami terdisosiasi menjadi ion *bicarbonate* dan ion karbonat melalui 2 tahap. Setiap tahapan reaksi akan menghasilkan ion hidrogen dengan persamaan reaksi di bawah ini:



Selanjutnya terjadi reaksi antara Fe dengan asam karbonat, diawali dengan terbentuknya ion besi sesuai dengan reaksi di bawah ini.



Tabel 6 menyajikan data hasil pengukuran *hardness*. Pengujian *hardness* dapat diketahui bahwa nilai *hardness* pada pipa yang mengalami kegagalan memiliki nilai yang tidak melebihi standar material pipa API 5L Grade B.

Tabel 6. Hardness test

Sampel	Nilai Hardness	Keterangan
Pipa Gagal	75	Rockwell HRB Load 100 Kg
API 5L Gr. B	82	Rockwell HRB Load 100 Kg

Tabel 7 menunjukkan hasil analisis air ikutan yang ada di dalam pipa. Data tersebut dapat diketahui bahwa terdapat komponen ion dan kation yang bersifat korosif berupa anion *chloride*, *bicarbonate* dan *carbonate*. Hal ini menyebabkan potensi terjadinya korosi pada pipa dan terbukti dengan adanya produk korosi dari senyawa karbonat (Ossai et al., 2015).

Tabel 7. Analisis anion dan kation fluida terproduksi

Kation	mg/l	Anion	mg/l
Calcium	120.240	Chloride	3.747.863
Magnesium	41.344	Bicarbonat	823.770
Berium	-	Carbonate	60.010
Ferum	1	Hydroxide	-
Natrium	2.572.849	Sulfate	25.000

Tabel 8 menunjukkan hasil analisis air ikutan yang ada di dalam pipa untuk mengetahui kecenderungan terbentuk scale. Dari data tersebut didapat diketahui bahwa terdapat potensi terbentuknya scale dari produk karbonat ditandai dengan angka Valone & Skillern Metode adalah 32,86 PTB dan masuk dalam skala *Few Scale Problem* (Valone, Skillern, Laboratories, & Spe-Aime, n.d.).

Tabel 8. Valone & skillern formula

Q Value (PTB)	Keterangan
PTB < 0	No Scale
0 < PTB < 100	Few Scale Problem

100 < PTB < 250

Moderate Scaling Problem

PTB > 250

Severe Scaling Problem

Hasil pengukuran ketebalan pipa yang mengalami kegagalan terlihat bahwa telah terjadi internal corrosion di dalam pipa. Kondisi penipisan pada bagian internal pipa menyebabkan terjadinya kebocoran. Dari hasil pengukuran ketebalan pipa dari awal pembangunan hingga saat terjadinya kegagalan maka laju korosinya 1 mpy. Besar laju korosi 1 mpy merupakan laju korosi yang tinggi sehingga sangat signifikan terhadap faktor keamanan proses (Di & Fraser, 1974). Nilai laju yang cukup tinggi ini perlu dilakukan mitigasi lebih lanjut untuk menghindari kejadian serupa di titik lain.

Kandungan kimia di dalam pipa yang mengalami kegagalan diketahui tidak ada perbedaan yang signifikan sehingga pipa yang mengalami kegagalan memiliki standar dengan pipa API 5L Grade B dengan komposisi kimia C, S, P, Mn, Ti dan Fe yang masih masuk standar (Ilman & Kusmono, 2014). Dengan demikian dapat disimpulkan pipa tersebut masih sesuai dengan standar pipa API 5L Grade B. Hasil pemeriksaan secara visual ditemukan bahwa titik kegagalan bukan pada daerah HAZ. Kebocoran pipa terjadi di badan pipa atau pipa induk yang berada di posisi jam 6'.

Hasil analisis anion dan kation air terproduksi ikutan dalam proses transfer crude oil mengandung ion Cl^- 9.571 mg/l, HCO_3^- 3.859 mg/l. Kandungan Cl^- dan HCO_3^- pada air terproduksi tersebut menyebabkan sifat dari air terproduksi bersifat korosif terhadap logam khususnya terbuat dari baja karbon (Ossai et al., 2015). Faktor pemompaan yang dilakukan secara intermiten juga mempengaruhi laju korosi dari pipa, sehingga dimungkinkan akan terakumulasinya air terproduksi pada titik jam 6' (Nešić, Cai, & Lee, 2005).

Scanning Electron Microscopy (SEM) dilakukan untuk mempelajari morfologi permukaan produk korosi di permukaan logam (Challa, Yashwanth, Mendoza, & Stafford, 2016). Produk korosi yang terbentuk umumnya berbentuk dalam campuran yang tidak larut (Sholihin et al., 2018). Hasil SEM pada produk korosi pada pipa yang mengalami kegagalan diketahui dominan terbentuk dalam produk oksida (Fe_3O_4) dan karbonat (Fe_2CO_3). Sebagian besar produk korosi yang terbentuk pada pipa yang mengalami kegagalan mengandung komponen Fe, O dan C. Komponen Fe memiliki prosentase 46-63% wt, O memiliki prosentase 24,37-46,28% wt dan C memiliki prosentase 8,84-4,66% wt. Ketiga elemen tersebut membentuk produk korosi Fe Oksidan dan senyawa karbonat.

Unsur oksigen yang terikut di dalam aliran fluida umumnya berasal dari reservoir sumur minyak. Unsur karbon berasal dari kandungan CO_2 yang terlarut di dalam larutan berasal dari reservoir sumur minyak dan terbentuk dari kesetimbangan asam lemah yang berasal dari senyawa H_2CO_3 (Ossai et al., 2015). Keberadaan air terproduksi serta CO_2 terlarut menambah

efek buruk dari korosi yang terjadi di internal pipa. Kontaknya lapisan air terproduksi dengan pipa berpotensi menimbulkan korosi di bagian internal pipa (Wang, Chen, S., Li, & Qi, 2015). Proses terjadinya korosi CO_2 terlarut juga sangat tergantung pada tekanan parsial dan temperatur dari sebuah sistem itu sendiri. Hal tersebut meningkatkan konsentrasi PCO_2 dalam H_2CO_3 dan berakibat meningkatkan laju korosi (Ossai et al., 2015).

Siderit (Fe_2CO_3) adalah produk korosi dari reaksi antara Fe dengan CO_2 . CO_2 dapat terlarut dalam air terproduksi dan membentuk asam lemah berupa asam karbonat (H_2CO_3) kondisi ini membuat air menjadi lebih korosif (Ossai et al., 2015). Data hasil pengukuran diketahui bahwa terdapat komponen ion dan kation dan bersifat korosif berupa anion chloride, bicarbonate, dan carbonate. Hal ini menyebabkan korosi pada pipa dan terbukti dengan adanya produk korosi dari senyawa karbonat (Ossai et al., 2015). Kehadiran Cl^- adalah katalis korosif sehingga kehadirannya dapat menyebabkan terjadinya tingkat korosisifitas yang tinggi pada permukaan logam (Lu et al., 2018).

4. KESIMPULAN

Dari analisis hasil yang telah dilakukan dapat disimpulkan bahwa pipa mengalami kebocoran pada posisi jam 6' dikarenakan korosi internal. Hal ini terbukti dengan pengamatan secara visual dengan cara pengukuran ketebalan terdapat penipisan ketebalan pipa. Titik kebocoran yang terjadi bukan pada titik HAZ dan terkonfirmasi pada analisis pengamatan secara mikro pada titik HAZ. Secara komposisi pipa dan pengukuran hardness tidak ada perbedaan yang signifikan antara sampel pipa yang mengalami kegagalan dengan sampel standar pipa berdasarkan API 5L Grade B. Korosi yang terbentuk diakibatkan adanya CO_2 terlarut di dalam larutan hal ini dikarenakan dengan ditemukan produk korosi berupa Fe_3O_4 (hematite), Fe_2CO_3 (siderit) dari hasil analisis EDX, XRD dan scanning dengan SEM. Hal ini juga diperkuat dengan hasil analisis anion dan kation fluida ikutan (air terproduksi) yang bersifat korosif dengan tingkat kecenderungan terbentuknya scale dan masuk dalam kategori Few Scale Problem.

DAFTAR REFERENSI

- Abarua, G., & Nirmala, G. (2022). Analisa perbandingan fluida pada Sumur X dan Sumur Z. *Prosiding Seminar Nasional Teknologi Energi dan Mineral*, 110–115.
- Adiman, M. F. (2022). *Kajian risiko kegagalan pada proses pengolahan minyak bumi di unit utilities PT Kilang Pertamina Internasional RU VI Balongan dengan menggunakan metode Failure Mode and Effect Analysis (FMEA)* [Skripsi, Institut Teknologi Sepuluh Nopember].

- Azevedo, C. R. F. (2007). Failure analysis of a crude oil pipeline. *Engineering Failure Analysis*, 14(6), 978–994. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2006.12.001>
- Challa, V. S. A., Yashwanth, I. V. S., Mendoza, K. L., & Stafford, S. (2016). Failure investigation of hydrotest rupture on a natural gas pipeline. *Journal of Failure Analysis and Prevention*, 16(5), 858–863. <https://doi.org/10.1007/s11668-016-0164-4>
- Di, J. S. G., & Fraser, J. P. (1974). Corrosion tests in the Gulf floor. *ASTM Special Technical Publication, STP 558*, 185–208. <https://doi.org/10.1520/STP32164S4>
- Ilman, M. N., & Kusmono. (2014). Analysis of internal corrosion in subsea oil pipeline. *Case Studies in Engineering Failure Analysis*, 2(1), 1–8. <https://doi.org/10.1016/j.csefa.2013.12.003>
- Jafari, H., Danaee, I., Eskandari, H., & RashvandAvei, M. (2014). Combined computational and experimental study on the adsorption and inhibition effects of N2O2 Schiff base on the corrosion of API 5L Grade B steel in 1 mol/L HCl. *Journal of Materials Science & Technology*, 30(3), 239–252. <https://doi.org/10.1016/j.jmst.2014.01.003>
- Lu, Y., Wang, Z., Jiang, J., Dou, Z., Xue, A., & Wang, J. (2018). Corrosion of sedimentary liquids on internal bottom plate of tanks among coal liquefaction process. *Process Safety Progress*, 37(4), 506–517. <https://doi.org/10.1002/prs.11968>
- Nasrazadani, S., Akhtar, M. A., Patel, A., & Ezell, C. (2018). Failure analysis of API 5L (Grade B) oil field separator flowline pipe. *Journal of Failure Analysis and Prevention*, 18(4), 721–726. <https://doi.org/10.1007/s11668-018-0454-0>
- Nešić, S., Cai, J., & Lee, K.-L. J. (2005). A multiphase flow and internal corrosion prediction model for mild steel pipelines. *NACE - International Corrosion Conference Series*. <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-84923534673&partnerID=40&md5=a98264f46e8e897ba5eba9fecc04e23d>
- Ossai, C. I., Boswell, B., & Davies, I. J. (2015). Pipeline failures in corrosive environments – A conceptual analysis of trends and effects. *Engineering Failure Analysis*, 53, 36–58. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2015.03.004>
- Rao, T. S., Sairam, T. N., Viswanathan, B., & Nair, K. V. K. (n.d.). Carbon steel corrosion by iron oxidising and sulphate reducing bacteria in a freshwater cooling system.
- Shabarchin, O., & Tesfamariam, S. (2016). Internal corrosion hazard assessment of oil & gas pipelines using Bayesian belief network model. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 40, 479–495. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2016.02.001>
- Sholihin, M. Y. M., & Aljabbar, R. (2023). Analisis potensi risiko lingkungan segmen rivercrossing pipa penyalur gas diameter 30 inchi akibat penipisan ketebalan karena korosi pada PT. XX dengan metode PIMS. *Journal of Systems Engineering and Management*, 2(1), 1–11.
- Sholihin, M. Y. M., Kusyanto, H. S., & Soegijono, B. (2018). Analysis of the remaining life of API 5L grade B gas pipeline in the flare gas recovery unit. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 432(1), 012016. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/432/1/012016>

- Valone, F. W., Skillern, K. R., Laboratories, B., & Spe-Aime, M. (n.d.). An improved technique for predicting the severity of calcium carbonate.
- Wang, S., Chen, S., Li, Y., & Qi, J. (2015). Managing internal corrosion of mild steel pipelines in CO₂-enhanced oil recovery multiphase flow conditions. *Energy Technology*, 3(3), 225–233.
- Wang, S., Chen, S., Li, Y., & Qi, J. (2020). Advances in corrosion and prevention of a small-bore piping. *Cailiao Daobao/Materials Reports*, 34(19), 19166–19172. <https://doi.org/10.11896/cldb.19060044>
- Wijayanto, S. O., & Bayuseno, A. P. (2013). Analisis kegagalan material pipa ferrule nickel alloy N06025 pada waste heat boiler akibat suhu tinggi berdasarkan pengujian: Mikrografi dan kekerasan. *Jurnal Teknik Mesin*, 1(4), 33–39.
- Wilson, K., Jawed, M., & Ngala, V. (2013). The selection and use of cathodic protection systems for the repair of reinforced concrete structures. *Construction and Building Materials*, 39, 19–25. <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2012.05.037>