

STUDI KARAKTERISTIK KOROSI PIPA DISTRIBUSI MINYAK MENTAH DARI TANGKI KE HEAT EXCHANGER PADA KILANG MINYAK PT.PERTAMINA RU.II SUNGAI PAKNING

Ridho Permadi¹⁾, Edi Septe S.²⁾

¹Mahasiswa Prodi Teknik Mesin, Fakultas Teknologi Industri, Universitas Bung Hatta

Email : ridhopermadi25@gmail.com

²Dosen Prodi Teknik Mesin, Fakultas Teknologi Industri, Univesitas Bung Hatta

Email : edi.septe@bunghatta.ac.id

ABSTRAK

Industri perminyakan mengandung berbagai macam lingkungan yang dapat menimbulkan korosi, terutama pada system pemipaan yang berakibat fatal jika terjadi korosi yang menyebabkan kebocoran. Oleh karena itu peneliti melakukan penelitian menggunakan material yang sama dalam sistem transportasi berupa *carbon steel pipe* API 5L Grade X42 dan larutan uji berupa crude oil. Pengujian dilakukan selama 144 jam, 216 jam, 288 jam dan 312 Jam. Setelah melakukan pengujian yang dilakukan selama 144, 216, 288, 360 jam, dapat melihat specimen yang lebih lama terpapar crude oil dengan temperature yang konstan sebesar 40 °C dan semakin tinggi tekanan pada pemaparan maka korosinya juga semakin besar. Waktu sangat mempengaruhi dari laju korosi tersebut, dengan kata lain semakin lama kita lakukan pengujian pada specimen, maka laju korosinya juga akan lebih besar. Laju korosi yang terjadi pada pipa distribusi minyak mentah untuk specimen A memiliki nilai laju korosi rata-rata 1,15 *mmpy*, specimen B rata-rata bernilai 1,02 *mmpy*, specimen C rata-rata bernilai 0,96 *mmpy* dan specimen D rata-rata bernilai 1,07 *mmpy*. Dari hasil laju korosi yang didapat berdasarkan tabel 2.1 maka ketahanan spesimen terhadap laju korosi adalah *Fair*.

Kata Kunci : Korosi pipa, *carbon steel pipe* API 5L Grade X42, crude oil

I. PENDAHULUAN

Indonesia kaya akan sumber daya alam diantaranya yaitu minyak dan gas bumi. Salah satu penggunaan minyak bumi di Indonesia yaitu sebagai BBM atau bahan bakar minyak. Pemanfaatan minyak dan gas bumi ini terus mengalami peningkatan seiring dengan bertambahnya jumlah penduduk, hal tersebut dapat dilihat dari banyaknya penggunaan BBM di berbagai sektor industry (Salahudin dkk, 2020). Data

konsumsi energi di Indonesia menunjukkan bahwa konsumsi BBM untuk sector transportasi mencapai 62% dari total konsumsi BBM disemua sector pada tahun 2006 sedangkan untuk sector industri dan rumah tangga masing-masing mengkonsumsi BBM sebesar 19% dari total konsumsi. Dari 62% BBM yang dikonsumsi oleh sektor transportasi, 78% nya adalah BBM yang

dikonsumsi oleh transportasi jalan (Zulfikri dkk,2010).

II. TINJAUAN PUSTAKA

Pada industri perminyakan dan gas bumi tidak lepas dari peristiwa korosi, baik yang berhubungan langsung dengan distribusi (pentransfer) minyak maupun air. Pada umumnya korosi ditemukan pada kondisi yang kompleks di produksi, proses dan jaringan pipa minyak dan gas (Zaabi,2016) Di bawah ini akan dijelaskan macam-macam kerusakan akibat korosi pada industri pengolahan minyak, diantaranya:

1. Sweet Corrosion

Sweet Corrosion adalah jenis korosi yang terjadi tanpa hidrogen sulfida tingkat tinggi atau jenis sulfida lainnya. Karbon dioksida dan asam karbonat biasanya menjadi penyebab *sweet corrosion*. Korosi manis (*sweet corrosion*) adalah istilah yang biasanya digunakan di ladang minyak, penyimpanan minyak, dan industri transportasi minyak untuk membedakan antara korosi yang disebabkan oleh bahan bakar fosil yang mengandung sulfida dalam jumlah tinggi dan yang tidak terdapat sulfida

(www.corrosionpedia.com/2017/sweet-corrosion). Karbon dioksida dapat mengakibatkan terjadinya korosi

yang menyebabkan terbentuknya *deep pitting*. Tanpa adanya air CO₂ tidak terjadi korosi (Sari dkk,2015).

2. Sour Corrosion

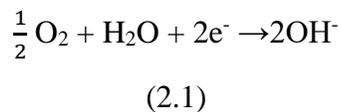
Menurut Sari dkk (2015) *sour corrosion* disebabkan oleh adanya hidrogen sulfida (H₂S) dan air, jika tidak ada air maka korosi tidak terjadi, jika terdapat air maka H₂S akan terionisasi dan menjadi bersifat korosif. Korosi asam (*sour corrosion*) adalah degradasi atau pembentukan karat pada permukaan logam karena adanya lingkungan yang sangat asam yang mengandung hidrogen sulfida. Korosi asam dapat menyebabkan kegagalan material pada tingkat tegangan kurang dari kekuatan luluh normalnya

(www.corrosionpedia.com/2017/sour-corrosion).

Crude oil dan gas alam membawa beberapa zat kotor alami seperti karbon dioksida (CO₂), hidrogen sulphide (H₂S) dan air bebas yang membawa sifat korosif (Zaabi,2016). Berikut adalah unsur – unsur yang dibawa oleh crude oil yang dapat menyebabkan korosi:

a. Oksigen

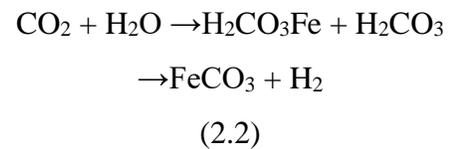
Menurut Al-Janabi,(2020). pada produksi minyak,serangan korosi terjadi karena oksigen yang sangat agresif. Normalnya,oksigen tidak ada pada kedalaman 100 m (330 ft) dibawah permukaan. Kontaminasi oksigen seperti yang terjadi pada fasilitas yang digunakan untuk proses dan penanganan dari produksi minyak yang beroperasi dari tekanan disekitar. Masuknya oksigen bisa mneyebabkan seal pompa bocor,kerusakan selongsong(casing) dan pada penanganan *mud pits* selama pengeboran. Oksigen memiliki sifat yang unik,seperti oksidan kuat dengan reduksi kinetic yang relatif cepat sesuai dengan reaksi berikut,sebagai contoh:



Oksigen memiliki kelarutan yang rendah dalam air dan air garam,ini menjelaskan mengapa pada transport massa oksigen adalah langkah pembatas laju korosi dalam reaksi korosi karbon dan baja paduan pada lingkungan yang tidak asam.

b. Karbondioksida (CO₂)

Pada saat karbondioksida berada didalam air maka akan terbentuk asam karbonta (H₂CO₂) yang dapat mengakibatkan penurunan pH air dan meningkatkan korosifitas, biasanya bentuk korosi berupa pitting (Ramadhan,2015). Menurut Tiurlina (2021) jika karbondioksida dilarutkan dalam air maka akan terbentuk asam karbonat (H₂CO₃) yang dapat menurunkan pH air dan meningkatkan korositifitas,biasanya bentuk korosi nya berupa *pitting* yang secara umum reaksinya adalah:



Korosi yang dihadapi pada produksi minyak dan gas secara tidak langsung dapat menghabiskan biaya yang besar dan kerugian waktu,perbaikan material dari kontruksi dan berkaitan dengan manajemen korosi yang dilakukan oleh personil seta konsekuensi keselamatan dan lingkungan (Al-Janabi,2020).

METODOLOGI PENELITIAN

Waktu pelaksanaan dilakukan di ruangan pendingin Universitas Bung Hatta

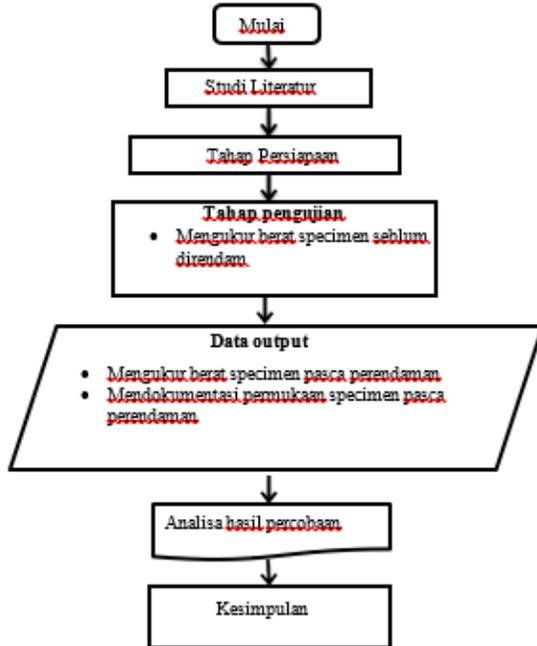


Diagram Alir penelitian

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Sebelum melakukan tahap percobaan akan dilakukan penyediaan semua perlengkapan sebelum dilaksanakannya penelitian laju korosi pada pipa. Alat dan bahan yang dibutuhkan yaitu ; *carbon steel pipe* API 5L Grade X42, *hot plate stirrer*, jangka sorong, gelas ukur, gerinda potong, *crude oil* dan bor tangan.

Data hasil pengujian carbon steel pipe API 5L Grade x42 yang dipakai sebagai pipa distribusi *crude oil* pada larutan uji berupa crude oil dengan suhu 40 °C. Berdasarkan hasil pengujian yang telah dilaksanakan dengan memfariasikan waktu ,maka dapat diperoleh data sebagaimana diperlihatkan pada tabel data hasil pengujian. Dari data tersebut didapatkan hasil selisih antara

perubahan berat (Δw) dengan waktu yang telah di tetapkan.

Spesimen	Waktu Perendaman (Jam)	Density Spesimen (gr/cm ³)	Kehilangan Berat (gr)	Luas Permukaan (cm ²)	Laju Korosi (mmpy)
A1	144	7.86	0.04	5.137	0.60
A2	144	7.86	0.01	5.137	0.15
A3	144	7.86	0.04	5.137	0.60
B1	216	7.86	0.05	5.137	0.50
B2	216	7.86	0.04	5.137	0.40
B3	216	7.86	0.03	5.137	0.30
C1	288	7.86	0.03	5.137	0.23
C2	288	7.86	0.06	5.137	0.45
C3	288	7.86	0.06	5.137	0.45
D1	360	7.86	0.05	5.137	0.30
D2	360	7.86	0.07	5.137	0.42
D3	360	7.86	0.06	5.137	0.36

- Perhitungan Laju Korosi

Laju korosi specimen A

Diketahui data yang didapatkan:

$$\Delta w : 0,01 \text{ Gram}$$

$$K : 8,76 \times 10^4 \text{ (mm/y)}$$

$$D : 7,86 \text{ g/cm}^3$$

$$A_s : P \times L \text{ (} 2 \times 1 = 2 \text{ CM}^2 \text{)}$$

$$t : 144 \text{ jam}$$

$$CPR = \frac{\Delta w \cdot K}{D \cdot A_s \cdot t} \text{ mmpy}$$

$$CPR = \frac{0,01 \text{ gram} \cdot 8,76 \times 10^4}{7,86 \text{ g/cm}^3 \cdot 2 \cdot 144 \text{ jam}} \text{ mmpy}$$

$$CPR = \frac{876}{2263.68} = 0,38 \text{ mmpy}$$

Laju korosi specimen B

Diketahui data yang didapatkan:

$$\Delta w : 0,03 \text{ Gram}$$

$$K : 8,76 \times 10^4 \text{ (mm/y)}$$

$$D : 7,86 \text{ g/cm}^3$$

$$A_s : P \times L \text{ (} 2 \times 1 = 2 \text{ CM}^2 \text{)}$$

$$t : 216 \text{ jam}$$

$$CPR = \frac{\Delta w \cdot K}{D \cdot A_s \cdot t} \text{ mmpy}$$

$$CPR = \frac{0,03 \text{ gram} \cdot 8,76 \times 10^4}{7,86 \text{ g/cm}^3 \cdot 2 \cdot 216 \text{ jam}} \text{ mmpy}$$

$$CPR = \frac{2628}{3395,52} = 0,77 \text{ mmpy}$$

Laju korosi specimen C

Diketahui data yang didapatkan:

$$\Delta w : 0,06 \text{ Gram}$$

$$K : 8,76 \times 10^4 \text{ (mm/y)}$$

$$D : 7,86 \text{ g/cm}^3$$

$$A_s : P \times L \text{ (} 2 \times 1 = 2 \text{ CM}^2 \text{)}$$

$$t : 288 \text{ jam}$$

$$CPR = \frac{\Delta w \cdot K}{D \cdot A_s \cdot t} \text{ mmpy} \quad (4.4)$$

$$CPR = \frac{0,06 \text{ gram} \cdot 8,76 \times 10^4}{7,86 \text{ g/cm}^3 \cdot 2 \cdot 288 \text{ jam}} \text{ mmpy}$$

$$CPR = \frac{5256}{4527,36} = 1,16 \text{ mmpy}$$

Laju korosi specimen D

Diketahui data yang didapatkan:

$$\Delta w : 0,07 \text{ Gram}$$

$$K : 8,76 \times 10^4 \text{ (mm/y)}$$

$$D : 7,86 \text{ g/cm}^3$$

$$A_s : P \times L \text{ (} 2 \times 1 = 2 \text{ CM}^2 \text{)}$$

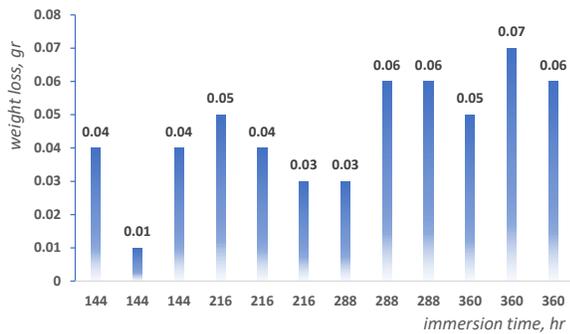
$$t : 312 \text{ jam}$$

$$CPR = \frac{\Delta w \cdot K}{D \cdot A_s \cdot t} \text{ mmpy} \quad (4.5)$$

$$CPR = \frac{0,07 \text{ gram} \cdot 8,76 \times 10^4}{7,86 \text{ g/cm}^3 \cdot 2 \cdot 312 \text{ jam}} \text{ mmpy}$$

$$CPR = \frac{6132}{4904,64} = 1,25 \text{ mmpy}$$

- Grafik Kehilangan Berat Sepsimen terhadap Waktu Perendaman



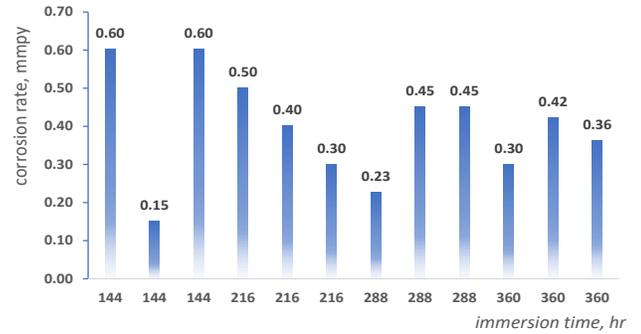
Data hasil pengujian korosi pipa dalam larutan minyak mentah memperlihatkan bahwa pengujian yang dilakukan selama waktu yang sama untuk tiga spesimen menghasilkan kehilangan berat yang bervariasi, seperti terlihat pada grafik.

- Tabel Hasil Pengolahan Data dan Grafik

Dari Analisa yang telah dilakukan dengan menggunakan persamaan *Corrosion Rate* (Laju Korosi) (mmpy) didapatkan hasil yang dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Spesimen	Waktu Perendaman (Jam)	Density (gr/cm ³)	Kehilangan Berat (gr)	Luas Permukaan spesimen (CM ²)	Laju Korosi (mmpy)
A1	144	7,86	0,04	2	1,54
A2	144	7,86	0,01	2	0,38
A3	144	7,86	0,04	2	1,54
B1	216	7,86	0,05	2	1,28
B2	216	7,86	0,04	2	1,03
B3	216	7,86	0,03	2	0,77
C1	288	7,86	0,03	2	0,58
C2	288	7,86	0,06	2	1,16
C3	288	7,86	0,06	2	1,16
D1	312	7,86	0,05	2	0,89
D2	312	7,86	0,07	2	1,25
D3	312	7,86	0,06	2	1,07

Dari tabel diatas dapat kita lihat spesimen A dan B merupakan pengujian yang dilakukan dalam satu wadah dan terkena suhu konstan dari temperature titik beku *crude oil* hingga mencapai temperature titik tuang (*pour point*) pada *crude oil*. Didapatkan sebuah grafik perbandingan dari laju korosi dengan waktu seperti gambar dibawah ini.



Laju Korosi per Tahun berdasarkan Waktu Perendaman

Berdasarkan data kehilangan berat spesimen terhadap waktu perendaman, dapat dianalisis laju korosi specimen selama satu tahun.

Hasil perhitungan yang dilakukan

dengan persamaan:

$$\text{Corrothion Rate} = (\Delta w \cdot K) / (D \cdot A \cdot t), \text{ mmpy}$$

Dimana:

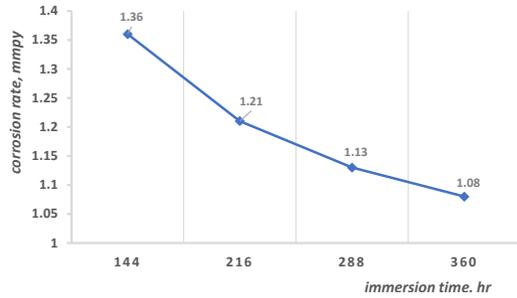
Δw = kehilangan berat, gram

K = konstanta: $8,76 \times 10^4$

D = Density Spesimen: $7,86 \text{ gr/cm}^3$

A = Luas permukaan specimen, cm^2

t = waktu perendaman, jam



diperoleh hasil laju korosi specimen berdasarkan waktu perendaman, seperti diperlihatkan pada Gambar Rata-rata laju korosi untuk setiap rentang waktu perendaman.

• Morfologi Spesimen Pasca Pengujian

- Pada specimen A terpapar selama 144 jam dan mendapatkan temperature konstan, oleh sebab itu laju korosi yang dihasilkan sangat besar. Pada specimen A rata-rata pengurangan berat specimen adalah sebesar 0,03 gr.



Tampak akhir dari specimen A dengan paparan selama 144 jam pasca pengujian.

- Pada specimen B diperlakukan pengujian selama 216 jam dan nilai laju korosi turun. Pada specimen B rata-rata penurunan berat specimen adalah sebesar 0,03 gr.



Tampak akhir dari specimen B dengan paparan selama 216 jam pasca pengujian.

- Pada specimen C diperlakukan pengujian selama 288 jam dan nilai laju korosi paling rendah. Pada specimen C rata-rata penurunan berat specimen adalah sebesar 0,05 gr.



Tampak akhir dari specimen C dengan paparan selama 288 jam pasca pengujian.

- Pada specimen D diperlakukan pengujian selama 312 jam dan nilai laju korosi kembali naik. Pada specimen D rata-rata penurunan berat specimen adalah sebesar 0,06 gr.



Tampak akhir dari specimen D dengan paparan selama 312 jam pasca pengujian.

V KESIMPULAN

- Setelah melakukan pengujian yang dilakukan selama 144,216,288,360 jam, dapat melihat specimen yang lebih

lama terpapar crude oil dengan temperature yang konstan sebesar 40 °C dan semakin tinggi tekanan pada pemaparan maka korosinya juga semakin besar. Waktu sangat mempengaruhi dari laju korosi tersebut, dengan kata lain semakin lama kita lakukan pengujian pada specimen, maka laju korosinya juga akan lebih besar.

- Berdasarkan hasil pengujian, jenis korosi yang terjadi pada pipa distribusi minyak mentah adalah korosi sumuran dan korosi aliran.
- Laju korosi yang terjadi pada pipa distribusi minyak mentah untuk specimen A memiliki nilai laju korosi rata-rata 1,15 *mmpy*, specimen B rata-rata bernilai 1,02 *mmpy*, specimen C rata-rata bernilai 0,96 *mmpy* dan specimen D rata-rata bernilai 1,07 *mmpy*. Dari hasil laju korosi yang didapat berdasarkan tabel 2.1 maka ketahanan specimen terhadap laju korosi adalah *Fair*
- Metode pengendalian korosi yang diterapkan dengan cara menambahkan coating pada dinding pipa distribusi minyak mentah.
- Pada pengujian yang dilakukan terlihat terjadi pengurangan ketebalan dinding specimen. Pengurangan ketebalan specimen tersebut akibat adanya kontak antara pipa dengan larutan crude oil yang disimulasikan mengalir.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Aeroengineering.com (2021, 3 Agustus). Korosi Pada Heat Exchanger diakses pada 15 November 2022 dari <https://www.aeroengineering.co.id/2021/08/korosi-pada-heat-exchanger>.
- [2] Afandi, Y. K., Arief, I. S., & Amiadji, A. 2015. Analisa Laju Korosi pada pelat baja Karbon dengan Variasi ketebalan coating. *Jurnal Teknik ITS*, 4(1), G1-G5.
- [3] AGUSTIN, L. D. 2014. *Perbandingan Karbon Aktif dari Ampas Tebu dan Tongkol Jagung sebagai Adsorben Logam Cu pada Limbah Tumpahan Minyak Mentah (Crude Oil)* (Doctoral dissertation, Politeknik Negeri Sriwijaya).
- [4] Al-Janabi, Y. T. 2020. An overview of corrosion in oil and gas industry: upstream, midstream, and downstream sectors. *Corrosion Inhibitors in the Oil and Gas Industry*, 1-39.
- [5] Al-Jaroudi, S. S., Ul-Hamid, A., & Al-Gahtani, M. M. 2011. Failure of crude oil pipeline due to microbiologically induced corrosion. *Corrosion Engineering, Science and Technology*, 46(4), 568-579.
- [6] Ashfihani, G. 2020. Analisis Komposisi Hidrokarbon pada Crude Oil dan

- Kondensat Menggunakan Kromatografi Gas.
- [7]chemindo.com (2020). Korosi Pada Heat Exchanger diakses pada 14 November 2022 dari <https://chemindo.com/korosi-pada-heat-exchanger>.
- [8]Corrosionpedia.com.(2017,16 November). Sweet Corrosion.Diakses pada 20 November 2022 dari <https://www.corrosionpedia.com/definition/1434/sweet-corrosion>.
- [9]Corrosionpedia.com.(2020,29 Mei November). Sour Corrosion.Diakses pada 20 November 2022 dari <https://www.corrosionpedia.com/definition/6143/sour-corrosion>.
- [10]Groysman, A. 2017. Corrosion problems and solutions in oil, gas, refining and petrochemical industry. *Koroze a ochrana materialu*, 61(3), 100-117.
- [11]Hamied, R. S., Alhassan, M. A., & Al-Bidry, M. A. 2018. Study the Effect of Corrosion on the Pipes of Oil Well Production. *Journal of Petroleum Research and Studies*, 8(2), 155-165.
- [12]Hassan, T. A. (2013). Pengendalian Korosi Pipa perminyakan Dengan Menggunakan Inhibitor Korosi.
- [13]Irwanto, D., Basir, Y., & Pamuji, M. 2013. Studi Korosi Pada Pipa Menggunakan Metode Impressed Current di Petrochina International Jambi. Ltd. *Jurnal Desiminasi Teknologi*, 1(2).
- [14]Pqm.com. 2020. Korosi Tidak Pernah Tidur Diakses pada 22 November 2022 dari <https://pqm.co.id/korosi-tidak-pernah-tidur>.
- [15]Prabha, S. S., Rathish, R. J., Dorothy, R., Brindha, G., Pandiarajan, M., Al-Hashem, A., & Rajendran, S. 2014. Corrosion problems in petroleum industry and their solution. *Eur. Chem. Bull*, 3(3), 300-307.
- [16]Ramadhan, H. 2015. *Analisa Penyebab Dan Pencegahan Failure Tube Air Fin Cooler 15-E-110 Akibat Crevice Corrosion (Studi Kasus PT. PERTAMINA RU VI Balongan)* (Doctoral dissertation, Institut Teknologi Sepuluh Nopember).

- [17]Salahudin, A. L., Moralista, E., & Widayati, S. 2020. Kajian Sisa Umur Pakai Pipa Transportasi Crude Oil Pipeline E (SP 05-SP 06) di Kecamatan Balongan Kabupaten Indramayu Provinsi Jawa Barat. *Prosiding Teknik Pertambangan*, 6(2), 443-450.
- [18]Sari, Y., & Dwiwati, S. T. 2015. Korosi H₂S dan CO₂ pada peralatan statik di industri minyak dan gas. *Jurnal Konversi Energi dan Manufaktur*, 2(1), 18-22.
- [19]Sidiq, M. F. 2013. Analisa korosi dan pengendaliannya. *Jurnal foundry*, 3(1), 25-30.
- [20]Siregar, T., Sitorus, E., Priastomo, Y., Bachtiar, E., Siagian, P., Mohamad, E., ... & Yanti, Y. 2021. *Korosi dan Pencegahannya*. Yayasan Kita Menulis.
- [21]Sugeng, M., Ismail, F. M., & Utomo, J. P. 2022. Analisis Perbedaan Laju Korosi Hasil Pengujian Weight Loss Dan Polarisasi Pada Pipa Dengan Pengujian Korosi Standar ASTM G59 DAN ASTM G31. *Jurnal Tera*, 2(1), 48-56.
- [22]Sulaiman, F. 2016. Mengenal Industri Petrokimia:Untirta Pres. (5).
- [23]Sunandrio, H. 2014. Serangan Korosi Sumuran pada Tube Heat Exchanger di Kilang Pengolahan Minyak. *Majalah Ilmiah Pengkajian Industri*, 8(3), 107-114.
- [24]Surbakti, Y. C. 2017. *Analisa Laju Korosi Pada Pipa Baja Karbon dan Pipa Baja Galvanis dengan Metode Kehilangan berat* (Doctoral dissertation, Institut Teknologi Sepuluh Nopember).
- [25]Utomo, B. 2009. Jenis korosi dan penanggulangannya. *Kapal: Jurnal Ilmu Pengetahuan dan Teknologi Kelautan*, 6(2), 138-141.
- [26]Wibowo, F. 2015. Kajian Resiko Pipa Gas Transmisi PT. Pertamina Studi Kasus Simpang Km. 32-Palembang. *Jurnal Teknik Sipil dan Lingkungan*, 3(1), 726-733.

[27]Widodo, H., & Wilastari, S. (2020, August). Analisa Kuantitatif Pengaruh Air Laut terhadap Kecepatan Korosi Baja Karbon Rendah dan Menengah di Desa Gemulak Sayung Demak. In *Prosiding Seminar Nasional* (Vol. 2, No. 1, pp. 143-154).

[28]Zaabi, A. A. L., Feroz, S., & Rao, L. N. 2016. Investigation of High Corrosion Rate in Oil Production Carbon Steel Pipelines. *International Journal of Chemical Engineering and Processing*, 2(2), 42-51.

[29]Zulfikri, Z., & Maimunah, S. 2010. Kajian Konsumsi Bbm Pengguna Kendaraan Pribadi Roda Empat Di Jabodetabek. *Warta Penelitian Perhubungan*, 22(5), 513-526.