

AMINE BASED CORROSION INHIBITION ANALYSIS ON SURAM WEST AREA– PETAPAHAN AND KOTABATAK–PETAPAHAN API 5L GRADE B PIPELINE

Darma Reza Syahputra¹⁾, Suyitno²⁾

Departemen Teknik Mesin, Fakultas Teknik Mesin dan Industri,
Universitas Gajah Mada Yogyakarta
Email : ¹⁾darmareza@mail.ugm.ac.id

Abstract

In Petapahan, Kotabatak, and Suram West Area Gathering Station, Hot water shipping system is used as oil shipping system for production. This fluid is highly corrosive and there is no corrosion protection by corrosion inhibition available for this pipeline until now, hence multiple leaks occurred massively since several years ago. This thesis focused in analysis of amine-based corrosion inhibitor with several concentration variations against API 5 L Grade-B corrosion rate in waxy oil fluid inside Petapahan - Kotabatak and Suram West Area – Petapahan Pipeline. Concentration variation that used are 0, 20, 40, 60, 80 and 100 ppm while pipe has outside diameter of 4.5 in (114.3 mm) and thickness of 0.237 in (6.02 mm). Corrosion rate analysis conducted using potentiodynamic polarization (Tafel plot). For Petapahan – Kotabatak fluid, corrosion rates are 10.51, 15.85 and 46.60 mpy at temperature of 30, 40 and 50 C. 20 ppm amine-based inhibitor injection at 50 C showed lowest corrosion rate at 46.10 mpy. While for Suram West Area fluid, corrosion rates are 12.19, 12.41 and 29.85 mpy at temperature of 30, 40 and 50 C. 60 ppm amine-based inhibitor injection at 50 C showed lowest corrosion rate at 26.92 mpy. Hardness test conducted also showed a drop in HVN no from 48.39 to 13.74.

Keywords: *API 5L Gr B Carbon Steel, amine-based inhibitor, corrosion rate, pipeline, hardness.*

1. Pendahuluan

Korosi adalah penurunan mutu logam akibat reaksi elektrokimia dengan lingkungannya. Penurunan mutu logam tidak hanya melibatkan reaksi kimia namun juga reaksi elektrokimia karena dalam rangkaian proses tersebut terjadi perpindahan elektron. Dalam banyak hal korosi menyebabkan penurunan daya guna suatu komponen atau peralatan yang dibuat dari logam. Korosi merupakan proses alamiah yang menimbulkan degradasi pada material, komponen-komponen ataupun infrastruktur sehingga besarnya kerugian yang ditimbulkan proses korosi ini cukup besar yakni rata-rata sekitar 3-5 % GDP (Gross Domestic Product) dari suatu negara (Roberge, 2000). Korosi tersebut akan menghambat proses produksi dan menyebabkan kerusakan yang tidak sedikit terhadap peralatan baik yang berupa pipa maupun peralatan yang terbuat dari pelat.

Baja karbon rendah/low carbon steel adalah material utama yang banyak digunakan, keunggulan baja karbon rendah mempunyai karakteristik material berupa ketangguhan/toughness, keuletan/ductility, kekuatan/strength dan mampu las/weldability (Kiefner dan Trench, 2001). Baja karbon rendah memiliki kerugian berupa terjadinya proses oksidasi ketika terpapar oleh udara, tanah dan air. Dalam industri pengolahan minyak dan gas, stasiun pengolah dan pengumpul minyak/gathering station memiliki sistem perpipaan yang terbuat dari baja karbon rendah dengan spesifikasi API 5L Gr B.

Korosi pada sistem perpipaan ini disebabkan oleh media/larutan korosif yang dialirkannya, menurut Tobon dkk, (2014) faktor korosi dari baja ditentukan oleh seberapa

korosifnya larutan elektrolit nya serta kondisi hydrodinamiknya. Laju korosi pada pipa baja yang mengalirkan larutan yang bersifat korosif dapat di kurangi atau dihambat dengan penambahan inhibitor korosi. Inhibitor korosi adalah istilah yang umum bagi suatu bahan kimia atau zat yang ditambahkan dalam jumlah yang kecil ke dalam suatu media korosif untuk mengurangi atau menghalangi proses korosi, menurut Revie, (2008) untuk perlindungan korosi secara optimal, konsentrasi inhibitor harus melebihi nilai kritis tertentu artinya konsentrasi inhibitor harus tepat. Pada konsentrasi yang tidak tepat, laju korosi akan meningkat.

Inhibitor korosi berbasis amine saat sudah dapat disintesis dan sudah dilakukan pengujian performance nya oleh Gao dkk (2017). Beberapa amina tersier dalam rangkaian 1,3-di-amino-propan-2-ol, disebut sebagai 1,3-di-morfolin-4-yl-propan-2-ol (DMP) dan 1,3-bis-diethylamino-propan-2-ol (DEAP), telah berhasil disintesis oleh reaksi alkilasi. Kinerja elektrokimia dari produk-produk ini diselidiki melalui pengukuran polarisasi potensiodinamik dan spektroskopi impedansi elektrokimia (EIS) di bawah lapisan elektrolit tipis dengan ketebalan 100 μm . Senyawa-senyawa ini, memperlambat pelarutan besi anodik oleh ikatan lapisan pelindung pada permukaan logam. Selain itu, Baux dkk (2018) meneliti mengenai penggunaan Octadecylamine (ODA) yang merupakan inhibitor organik yang terkenal untuk perlindungan korosi baja karbon. Dalam penelitian ini, menemukan bahwa lapisan organik yang sangat tipis melapisi permukaan baja setelah adanya penggunaan ODA.

Tujuan penelitian ini adalah untuk mengkaji dan menganalisis laju korosi dari inhibitor korosi berbasis amine dengan konsentrasi 0, 20, 40, 60, 80 dan 100 ppm pada baja API 5L Gr B dengan fluida di pipa transmisi minyak Petapahan - Kotabatak dan Suram West Area – Petapahan yang merupakan *waxy fluid*. Penelitian saat ini difokuskan pada analisis korosi pada media fluida dan mengetahui pengaruh paraffin content di dalam fluida terhadap laju korosi yang nantinya akan dijadikan acuan untuk pemasangan *system* injeksi inhibitor korosi. Selain itu, penelitian ini juga dapat menjadi sumber literatur bagi perusahaan dan referensi bagi peneliti lain untuk dapat mengaplikasikan metode pencegahan korosi yang ada terhadap pengembangan penelitian yang lebih aplikatif selanjutnya. Ringkasan dari penelitian-penelitian sebelumnya dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

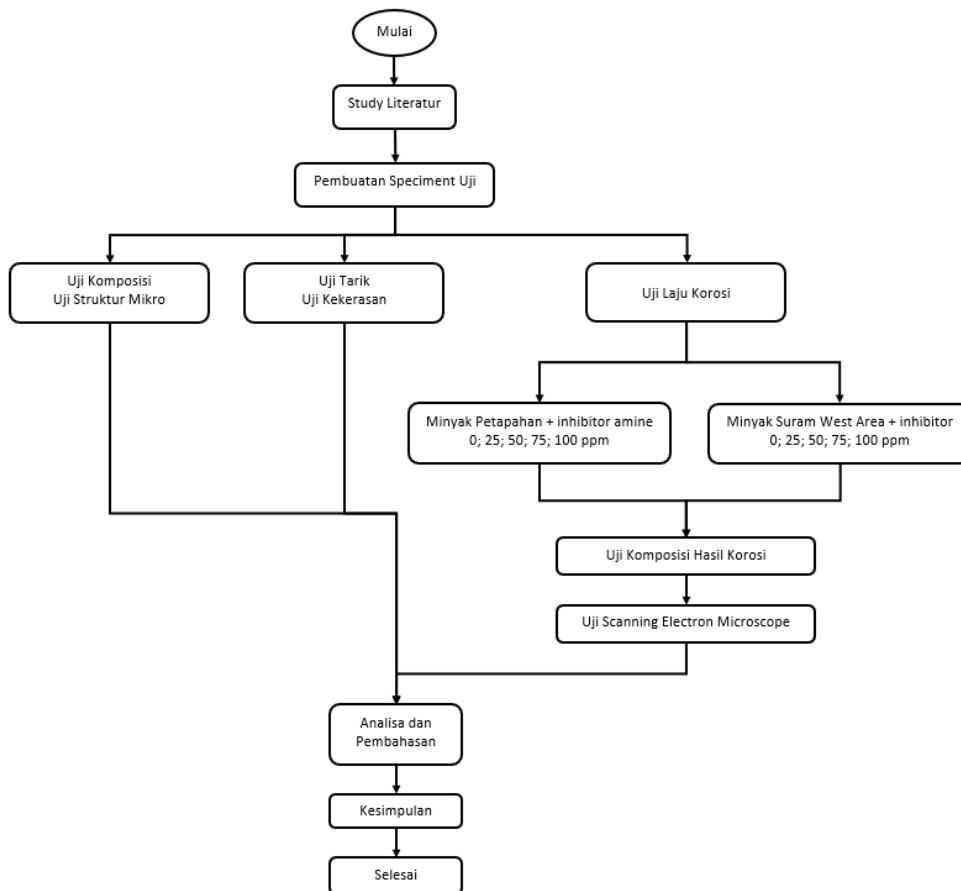
Tabel 1. Perbandingan dengan penelitian sebelumnya

No	Penelitian	Fluida & Inhibitor	Pengujian	Hasil
1	Sekarang	Fluida pipa penyalur + <i>amine-based inhibitor</i> : 1. Petapahan – Kotabatak (less wax) 2. Suram West Area – Petapahan (high wax)	Uji korosi, <i>Microstructural characteristic</i> , uji kekerasan pipa baru dan pipa terkorosi	
2	Efird dan Jasinski	Minyak mentah	Uji korosi	minyak mentah dapat menimbulkan inhibisi korosi, namun seberapa jauh inhibisi tersebut berbeda antara satu minyak dengan lainnya
3	Morales dkk	<i>Waxy fluid</i> – tanpa inhibitor	<i>Microstructural characteristic</i> dan uji korosi	lapisan paraffin pada permukaan menyebabkan penurunan signifikan pada laju korosi general

4	Revie	Media korosif <i>non waxy</i> – <i>chromate-based inhibitor</i>	<i>Microstructure</i> , uji keras dan uji korosi	untuk perlindungan korosi secara optimal, konsentrasi inhibitor harus melebihi nilai kritis tertentu artinya konsentrasi inhibitor harus tepat
5	Gao dkk	Media korosif <i>non waxy</i> – <i>amine-based inhibitor</i>	Uji korosi potensiodinamik dan spektroskopi impedansi elektrokimia	Amine tersier berhasil memperlambat pelarutan besi anodik oleh ikatan lapisan pelindung pada permukaan logam
6	Baux dkk	Media korosif <i>non waxy</i> – <i>amine-based inhibitor</i>	Uji korosi potensiodinamik	lapisan organik yang sangat tipis melapisi permukaan baja setelah adanya penggunaan ODA

2. Metodologi Penelitian

Penelitian ini diawali dengan pembuatan spesimen uji, kemudian di lakukan uji lainnya antara lain, pengujian mekanis (uji tarik dan uji kekerasan), uji komposisi dan struktur mikro, uji laju korosi yang detailnya dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram alir metodologi penelitian

Uji komposisi material, uji struktur mikro, uji kekerasan dan uji tarik digunakan untuk validasi material baja API 5L Gr B. Uji komposisi juga digunakan untuk perhitungan berat ekuivalen yang digunakan untuk perhitungan laju korosi. Pengujian laju korosi menggunakan sel tiga elektroda merek Gamry 600 dengan metode polarisasi potentiodynamik dan dilakukan di Badan Tenaga Nuklir Nasional.

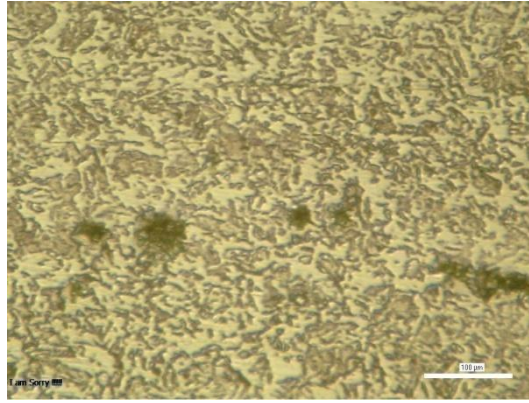
3. Hasil dan Pembahasan

Hasil uji komposisi menggunakan spectrometer dapat dilihat pada Tabel 2 dibawah ini. Komposisi utama material baja paduan API 5L Gr B adalah Fe sebesar 98.99 %, kemudian diikuti dengan Mn sebesar 0.6371 % dan C sebesar 0.1417 %.

Tabel 2. Komposisi kimia API 5L Gr B (wt %)

Unsur	Sampel %	Standar %
C	0.1417	0.28 (max)
Si	0.1342	ND
S	0.0290	0.030 (max)
P	0.0061	0.030 (max)
Mn	0.6371	1.2 (max)
Ni	0.0104	≤ 0.50%
Cr	0.0144	≤ 0.50%
Mo	0.0013	≤ 0.15%
Cu	0.0091	≤ 0.50%
Ti	0.0009	Nb+V+Ti ≤ 0.15%
Sn	0.0006	ND
Al	0.0284	ND
Nb	0.0007	Nb+V+Ti ≤ 0.15%
V	0.0035	Nb+V+Ti ≤ 0.15%
Co	0.0016	ND
Pb	0.0022	ND
Ca	0.0035	ND
Zn	0.0036	ND
Fe	98.99	ND

Pengamatan struktur mikro dilakukan menggunakan mikroskop optic. Material API 5L Gr B memiliki kadar karbon standar maksimum 0.28 %. Hasil pengujian menunjukkan kadar karbon terukur 0.1417 %. Jumlah karbon yang kecil menunjukkan volume pearlite yang lebih sedikit pada pengamatan struktur mikro. Butiran pearlite ditunjukkan pada area yang berwarna lebih gelap, sedangkan ferrite pada area yang berwarna lebih terang. Bentuk butir ferrite terlihat lebih besar dan memanjang pada skala pengukuran 100 µm. Hasil ini dapat dilihat pada gambar 2 dibawah.



Gambar 2. Hasil Pengamatan Struktur Mikro API 5L Gr B.

Pengujian Tarik dilakukan menggunakan servopulser dan specimen uji Tarik standar ASTM E8M. sedangkan pengujian kekerasan dilakukan menggunakan Beuhler microhardness tester dengan metode Vickers. Hasil uji Tarik dan kekerasan dapat dilihat pada tabel 3 dan 4 dibawah ini.

Tabel 3. Hasil uji tarik API 5L Gr B

Spesimen	Elong (%)	σ_y MPa	σ_u MPa	Ratio (σ_y/σ_u)
1	20.0	466.9	521.3	0.90
2	19.8	460.2	516.4	0.89
3	21.0	437.0	503.5	0.87
Rata - rata	20.3	454.7	513.7	0.88
Standar	13.5	245	415	0.59

Tabel 4. Hasil uji kekerasan pipa baru

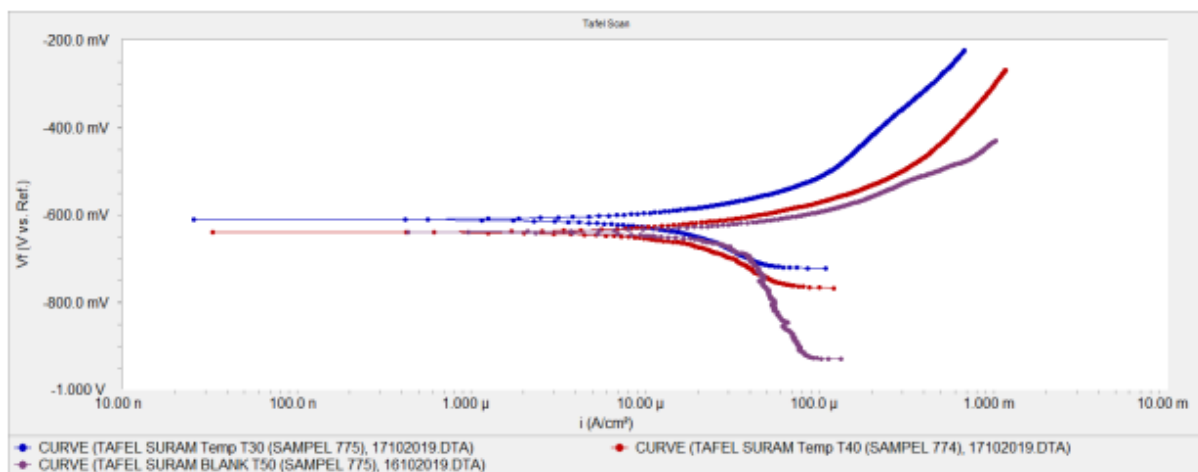
No	Diagonal bekas injakan		d (mm)	d ² (mm ²)	P (kg f)	VHN (kg/mm ²)
	d ₁ (μm)	d ₂ (μm)				
1	28	28.5	0.02825	0.00080	0.1	232
2	29	29.5	0.02925	0.00086	0.1	217
3	29	29	0.029	0.00084	0.1	220
4	29	29.5	0.02925	0.00086	0.1	217
5	28.5	29	0.02875	0.00083	0.1	224
6	29.5	29.5	0.0295	0.00087	0.1	213
7	29.5	29.5	0.0295	0.00087	0.1	213
					VHN	220

Hasil uji komposisi, uji tarik, uji struktur mikro dan uji kekerasan menunjukkan bahwa specimen baja telah memenuhi standar pipa API 5L Gr B.

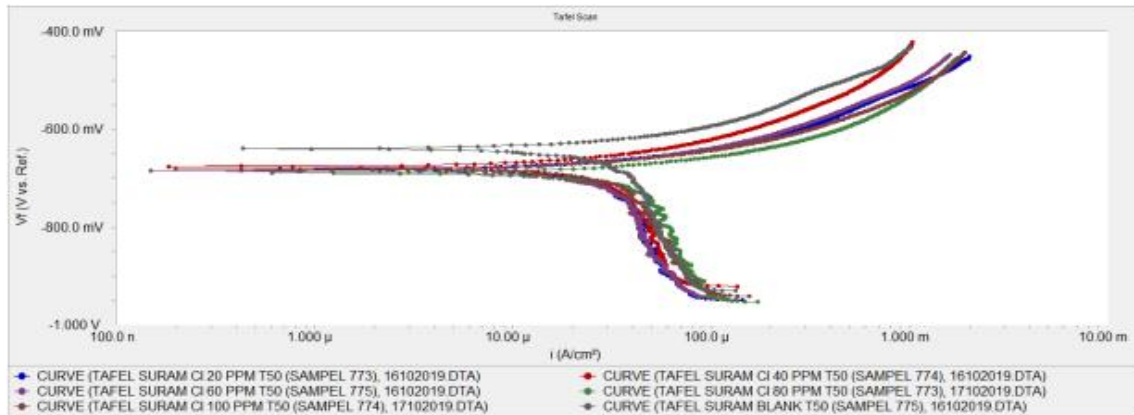
Hasil uji korosi pada material dengan fluida Suram West Area – Petapahan dapat dilihat pada tabel 5. Material tanpa inhibitor yang terpapar fluida pada temperature 30 C memiliki laju korosi 12.19 mpy. Peningkatan temperature menunjukkan peningkatan laju korosi yang signifikan. Dapat dilihat pada temperature 50 C laju korosi menjadi 29.85 mpy. Hubungan potensial dan arus korosi pada inhibitor pada temperature tertentu dapat dilihat pada gambar 3. Penambahan inhibitor amine dengan konsentrasi 60 ppm menghasilkan laju korosi terendah yaitu 26.92 mpy dengan $E = -684.5$ MV, $I = 30.04 \times 10^{-6}$ A/cm². Hubungan potensial dan arus korosi pada inhibitor dengan konsentrasi tertentu dapat dilihat pada gambar 4.

Tabel 5. Hasil uji laju korosi fluida Suram West Area – Petapahan

Larutan	I_{corr} (A/cm ²)	E_{corr} (mV)	CR (mpy)
Suram Blank T= 30°C	$13,6 \times 10^{-6}$	-610,4	12,19
Suram Blank T= 40°C	$13,85 \times 10^{-6}$	-639,3	12,41
Suram Blank T= 50°C	$33,31 \times 10^{-6}$	-638,8	29,85
Suram CI 20 ppm T= 50°C	$30,19 \times 10^{-6}$	-681,7	27,05
Suram CI 40 ppm T= 50°C	$32,60 \times 10^{-6}$	-675,7	29,21
Suram CI 60 ppm T= 50°C	$30,04 \times 10^{-6}$	-684,5	26,92
Suram CI 80 ppm T= 50°C	$41,77 \times 10^{-6}$	-689,6	37,43
Suram CI 100 ppm T= 50°C	$34,47 \times 10^{-6}$	-681,1	30,89



Gambar 3. Hubungan potensial dan arus korosi pada inhibitor pada temperature 30, 40 dan 50 C

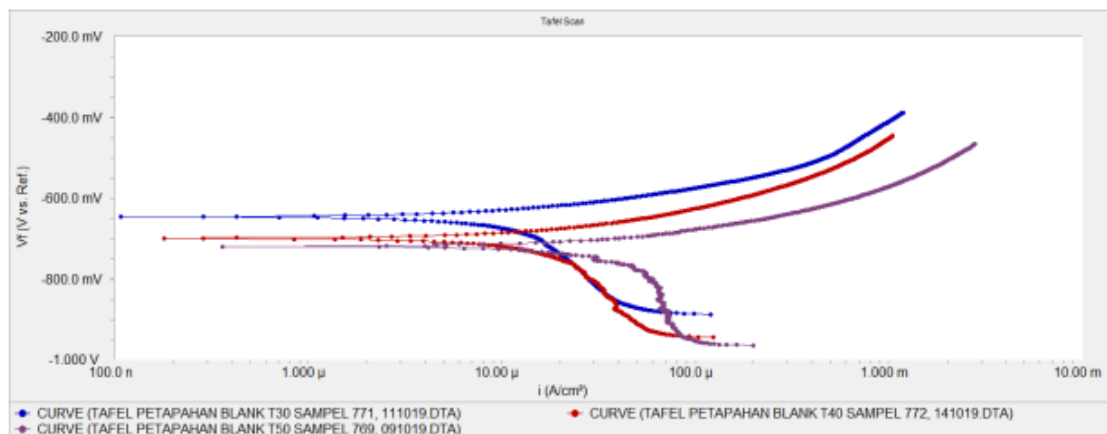


Gambar 4. Hubungan potensial dan arus korosi pada inhibitor dengan konsentrasi 0,20,40,60,80 dan 100 ppm

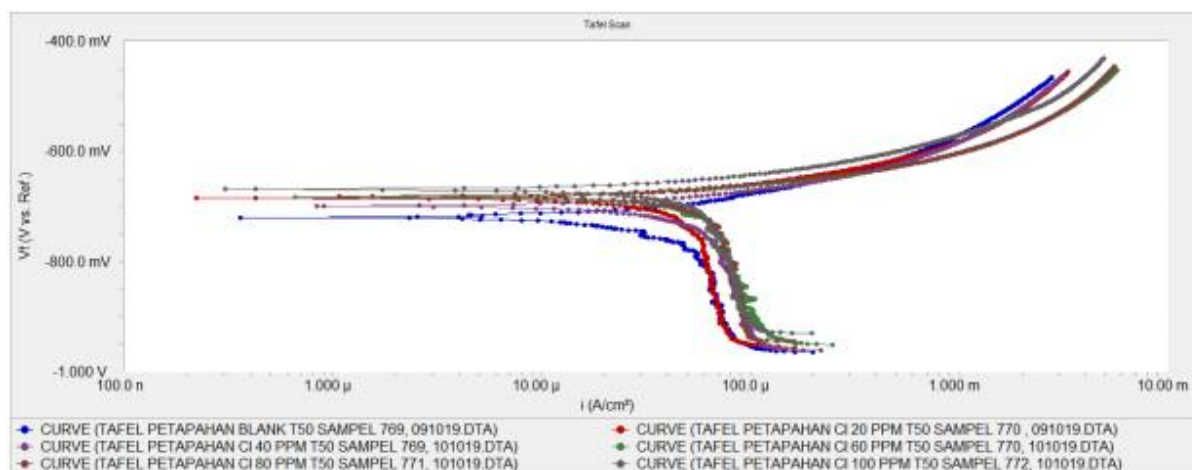
Hasil uji korosi pada material dengan fluida Petapahan - Kotabatak dapat dilihat pada tabel 6. Material tanpa inhibitor yang terpapar fluida pada temperature 30 C memiliki laju korosi 10.51 mpy. Peningkatan temperature menunjukkan peningkatan laju korosi yang signifikan. Dapat dilihat pada temperature 50 C laju korosi menjadi 46.60 mpy. Hubungan potensial dan arus korosi pada inhibitor pada temperature tertentu dapat dilihat pada gambar 5. Penambahan inhibitor amine dengan konsentrasi 20 ppm menghasilkan laju korosi terendah yaitu 46.10 mpy dengan $E = -684.5$ MV, $I = 51.44 \times 10^{-6}$ A/cm². Hubungan potensial dan arus korosi pada inhibitor dengan konsentrasi tertentu dapat dilihat pada gambar 6.

Tabel 6. Hasil uji laju korosi fluida Suram Petapahan - Kotabatak

Larutan	I_{corr} (A/cm ²)	E_{corr} (mV)	CR (mpy)
Petapahan Blank T= 30°C	$11,73 \times 10^{-6}$	-645,4	10,51
Petapahan Blank T= 40°C	$17,69 \times 10^{-6}$	-698,8	15,85
Petapahan Blank T= 50°C	$51,99 \times 10^{-6}$	-720,0	46,60
Petapahan CI 20 ppm T= 50°C	$51,44 \times 10^{-6}$	-684,5	46,10
Petapahan CI 40 ppm T= 50°C	$58,36 \times 10^{-6}$	-699,6	52,30
Petapahan CI 60 ppm T= 50°C	$57,61 \times 10^{-6}$	-683,4	51,63
Petapahan CI 80 ppm T= 50°C	$65,46 \times 10^{-6}$	-680,4	58,66
Petapahan CI 100 ppm T= 50°C	$55,88 \times 10^{-6}$	-668,6	50,08



Gambar 5. Hubungan potensial dan arus korosi fluida petapahan pada inhibitor pada temperature 30, 40 dan 50 C



Gambar 6. Hubungan potensial dan arus korosi fluida petapahan pada inhibitor dengan konsentrasi 0,20,40,60,80 dan 100 ppm

Secara umum dapat dilihat bahwa terjadi kenaikan corrosion rate yang diakibatkan oleh kenaikan laju reaksi yang signifikan pada kenaikan suhu dari 30 C, 40 C dan 50 C. Pada kebanyakan reaksi, laju reaksi akan menjadi dua kali lipatnya pada kenaikan 10 C temperature. Hal ini disebabkan oleh gerakan partikel yang semakin cepat dan tumbukan yang terjadi lebih sering. Selain itu, kenaikan temperature juga mempengaruhi kecepatan suatu reaktan dalam mencapai energi aktivasinya. Tumbukan hanya dapat terjadi saat partikel-partikel bersentuhan dengan energi yang cukup untuk terjadinya reaksi. Hal ini sudah sesuai dengan teori *Maxwell-Boltzman distribution* mengenai *collision theory*.

Pada specimen dengan efek penghambatan korosi terbaik, pada uji SEM dapat dilihat bahwa permukaan specimen yang halus karena adanya pemasigan dari inhibitor. Sedangkan pada specimen lainnya, dapat dilihat *general corrosion* sudah mulai terjadi. Pengujian EDS perlu dilakukan untuk validasi penurunan unsur FE dan penambahan unsur O pada specimen.

Uji kekerasan juga dilakukan untuk membandingkan perubahan kekerasan antara pipa lama yang sudah terkorosi dengan pipa baru. Hasil uji kekerasan menunjukkan adanya perubahan kekerasan dari cross sectional area pipa dari 219 HVN menjadi 187 HVN. Penurunan kekerasan ini terjadi karena tidak terdapatnya unsur karbon pada pipa terkorosi dan dapat divalidasi dengan uji EDS, dimana unsur karbon adalah unsur pengerasnya. Hasil Uji kekerasan pipa terkorosi dapat dilihat pada tabel 7 dibawah ini.

Tabel 7. Hasil uji kekerasan pipa terkorosi

No	Diagonal bekas injakan		d (mm)	d ² (mm ²)	P (kg f)	VHN (kg/mm ²)
	d ₁ (µm)	d ₂ (µm)				
1	31.5	32	0.03175	0.0010	0.1	184
2	32.5	33	0.03275	0.0011	0.1	173
3	31.5	30	0.03075	0.0009	0.1	196
4	31	31	0.031	0.0010	0.1	193

5	32	32	0.032	0.0010	0.1	181
6	31	32	0.0315	0.0010	0.1	187
7	30	31	0.0305	0.0009	0.1	199
					VHN	187

4. Kesimpulan

1. Penambahan inhibitor korosi berbasis amine pada fluida Petapahan – Kotabatak dan Suram West Area – Petapahan dapat membuat specimen lebih katodik dan menurunkan laju korosi.
2. Konsentrasi amine terbaik untuk fluida Suram West Area – Petapahan adalah 60 ppm dengan penurunan laju korosi dari 29,85 mpy menjadi 26,92 mpy.
3. Konsentrasi amine terbaik untuk fluida Petapahan – Kotabatak adalah 20 ppm dengan penurunan laju korosi dari 46,60 mpy menjadi 46,10 mpy
4. Penurunan kekerasan pada pipa terkorosi dari 219 HVN menjadi 187 HVN.

Daftar Pustaka

- [1] Moosbrugger, C., Sanders, B. R., Anton, G. J., Hrivnak, N., Kinson, J., Polakowski, C., ... & Scott Jr, W. W. (2003). ASM handbook. S. D. Cramer, & B. S. Covino Jr (Eds.). Materials Park: ASM international.
- [2] ASTM, I. (2016). ASTM E8/E8M-16a: Standard Test Methods for Tension Testing of Metallic Materials. West Conshohocken, PA, USA: ASTM International.
- [3] ASTM E384-17. (2017). Standard test method for microindentation hardness of materials.
- [4] Standard, A. S. T. M. (2014). Standard Test Method for Conducting Cyclic Potentiodynamic Polarization Measurements for Localized Corrosion Susceptibility of Iron-, Nickel-, or Cobalt-based Alloys.
- [5] API, A. (2012). 5L: Specification for Line Pipe. The American Petroleum Institute, Washington, DC.
- [6] API, R. (2011). 571-Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. April 2011.
- [7] Baux, J., Caussé, N., Esvan, J., Delaunay, S., Tireau, J., Roy, M., ... & Pébère, N. (2018). Impedance analysis of film-forming amines for the corrosion protection of a carbon steel. *Electrochimica Acta*, 283, 699-707.
- [8] Díaz-Cruz, M., Domínguez-Aguilar, M. A., Cervantes-Tobón, A., Castro-Domínguez, B., Jiménez-Cruz, F., & Fuentes-Romero, M. T. (2017). Corrosion inhibition of pipeline steel X-70 in sour brine by an imidazoline derivative under flow assisted conditions. *International Journal of Electrochemical Science*, 12, 7481-7501.
- [9] Dariva, C. G., & Galio, A. F. (2014). Corrosion inhibitors—principles, mechanisms and applications. In *Developments in corrosion protection*. IntechOpen.
- [10] Efir, K. D., & Jasinski, R. J. (1989). Effect of the crude oil on corrosion of steel in crude oil/brine production. *Corrosion*, 45(2), 165-171.
- [11] FROSIO, 2007, Surface Treatment Inspector in Accordance with NS 476, National Institute of Technology, Norway
- [12] Ramirez, M., Perdomo, J., Morales, J. L., & Vilorio, A. (2000, January). Effect of crude oil contaminants on the internal corrosion in gas pipelines. In *CORROSION 2000*. NACE International.

- [13] Jones, D.A., 1997, Principles and prevention of corrosion, Metallurgical and Chemical Engineering Department, University of Nevada, Prentice Hall International, USA.
- [14] Gao, G., Liang, C. H., & Wang, H. (2007). Synthesis of tertiary amines and their inhibitive performance on carbon steel corrosion. *Corrosion science*, 49(4), 1833-1846.
- [15] Kiefner, J. F., & Trench, C. J. (2001). Oil pipeline characteristics and risk factors: illustrations from the decade of construction. American Petroleum Institute.
- [16] Ajmera, P., Robbins, W., Richter, S., & Nešić, S. (2011). Role of asphaltenes in inhibiting corrosion and altering the wettability of the steel surface. *Corrosion, The Journal of Science and Engineering*, 67(10), 105006-105006.
- [17] Papavinasam, S., 2000, Uhligs Corrosion handbooks, Jhon Wiley & Sons, Inc., USA.
- [18] Revie, R.W., and Uhlig, H.H., An Introduction to Corrosion Science and Engineering, Jhon Wiley & Sons, Inc., New Jersey
- [19] Roberge, P.R., 2000, Handbook of Corrosion Engineering, McGraw-Hill Book Company, New York
- [20] Speight, J. G. In the Chemistry and Technology of Petroleum; Marcel Dekker: New York, NY, 1999; Vol. 3, pp 918.
- [21] Cervantes-Tobón, A., Godínez-Salcedo, J. G., Gonzalez-Velazquez, J. L., & Díaz-Cruz, M. (2014). Corrosion rates of API 5L X-52 and X-65 steels in synthetic brines and brines with H₂S as a function of rate in a rotating cylinder electrode. *International Journal of Electrochemical Science*, 9(5), 2454-2469.
- [22] Widharto, S.(1999). Karat dan Pencegahannya.Cet.1, Jakarta: Pradnya Paramitha
- [23] Vargel, C.(2004). Corrosion of Aluminium, eBook Elsevier Ltd.