

Pengaruh Temperatur dan Konsentrasi Inhibitor terhadap Laju Korosi pada Material Drillpipe API 5D Grade G-105

Bagus Handika Yuda^{1*}, Budi Prasajo², Endah Wismawati³

Program Studi D4 Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Indonesia^{1*,2,3}

Email: bagushandikayuda@gmail.com^{1*}; budiprasajo1968@gmail.com²; endahsaputra60@gmail.com³;

Abstract – Corrosion is a problem that often arises and cannot be avoided in the industrial world. As happened to the oil and gas drilling company operating in the Jegulo area, Tuban, corrosion had occurred in the 5-inch API 5D Grade G-105 drill pipe which resulted in a series of drilling breaks in the well. The addition of inhibitors is considered capable of inhibiting the rate of corrosion that occurs. From the description above, research will be carried out on controlling corrosion by the method of adding inhibitors to the drilling mud on. Inhibitors used are Potassium Chromate, Ethyl Diamin Tetra Acid and Sodium Nitrite with variations of 0 ppm, 500 ppm, 1000 ppm and 1500 ppm. This test was carried out with the Potentiostat method at temperatures of 40 ° C, 55 ° C and 70 ° C. The test results showed the lowest corrosion rate using a potassium chromate inhibitor occurred at a concentration of 1000 ppm 40 ° C that is 0.0107 mm / y. In EDTA inhibitors occur at a concentration of 1500 ppm 40 ° C which is 0.0045 mm / y. Whereas the sodium nitrite inhibitor occurs at a concentration of 1500 ppm 50 ° C which is 0.0018 mm / y. So, the best inhibitor inhibits corrosion rate is Sodium Nitrite because it has the lowest average corrosion rate.

Keyword: API 5D Gr G-105, Inhibitor, Potensiostat Test, Corrosion Rate, Lifetime

Nomenclature

CR	Corrosion Rate(mm/y)
K	Constant Factor
D	Density of Specimen (gr/cm ³)
E _w	Equivalent Weight
A	Area of Specimen (cm ²)
T	Exposure time (hour)
I	Current Density (μA/cm ²)
Ppm	Part Per Million
Tr	Remaining Life (year)
Tacc	Thickness Actual (mm)
Tm	Thickness minimum (mm)
ρ	Masa Jenis Material

1. PENDAHULUAN

Drill pipe merupakan bagian rangkaian komponen pendukung pada proses pengeboran minyak bumi dan gas. Fungsi *drill pipe* antara lain meneruskan aliran lumpur bor dari *swivel* ke mata bor, untuk menyambung komponen HWDP, *cross over*, *drill pipe*, *stabilizer* sampai ke mata bor untuk menembus formasi batuan yang lebih dalam dan juga meneruskan putaran dari *top drive* ke mata bor. Tak jarang terjadi kerusakan atau penurunan kualitas material akibat korosi yang ditimbulkan oleh fluida yang memiliki komposisi kompleks. Kerusakan yang ditimbulkan akibat kerusakan komponen *drill pipe* diperkirakan melebihi 250 juta dollar per tahun.

Seperti yang terjadi pada perusahaan pengeboran yang beroperasi di daerah Tuban, Jawa Timur yang mengalami kerusakan *drill pipe* pada tanggal 17 November 2019 yang ditaksir mengalami kerugian sebesar 34 miliar rupiah. Dari hasil pengamatan

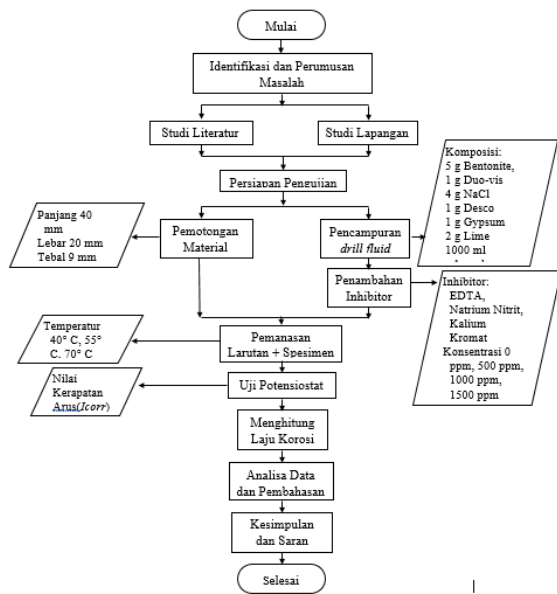
visual, *drill pipe* mengalami *pitting Corrosion* sepanjang rangkaian.



Gambar 1. Pitting corrosion

Untuk meminimalisir terjadinya korosi pada material, maka perlu dilakukan penelitian lebih lanjut dengan melakukan pengujian material beserta *drill fluid* yang ditambahkan inhibitor menggunakan metode *Potensiostat Test* dengan variasi inhibitor Ethyl Diamin Tetra Acid (EDTA), Kalium kromat, Natrium Nitrit, dengan temperatur 40° C, 55° C, 70° C dan juga dengan konsentrasi inhibitor 0 ppm, 500 ppm, 1000 ppm dan 1500 ppm. Hasil dari pengujian tersebut digunakan untuk menghitung laju korosi. Kemudian hasil tersebut dianalisa sehingga

ditemukan jenis inhibitor yang paling tepat untuk ditambahkan kedalam *drill fluid* tersebut.



Gambar 2. Diagram Alir

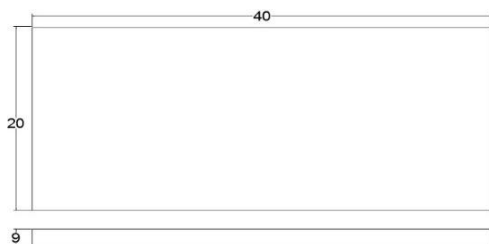
2. METODOLOGI

2.1. Metode Penelitian

Di dalam suatu penelitian diperlukan suatu metode untuk mempermudah dalam melakukan suatu penelitian. Pada penelitian ini diawali dengan melakukan persiapan material sebelum dilakukan pengujian. Awal mula material pipa API 5D grade G-105 yang akan digunakan untuk pengujian dipilih, tujuannya agar jika material tersebut merupakan spesimen bekas atau kondisi telah digunakan sesuai dengan kriteria untuk dilakukan pengujian potensiostat. Berikut ini diagram alir dari penelitian tugas akhir ini dapat dilihat pada Gambar 2.

2.2. Persiapan Pengujian dan Pemotongan

Pada awalnya spesimen yang berbentuk pipa API 5D Gr G-105 dengan ukuran *outside diameter* 5 inch dipotong memanjang dengan ukuran 200 mm sebanyak 5 spesimen. Kemudian spesimen tersebut dipotong dengan ukuran yang lebih kecil yaitu 40 mm x 20 mm x 9 mm. Berikut Gambar 3 dibawah ini merupakan contoh bentuk spesimen yang nanti akan diuji.



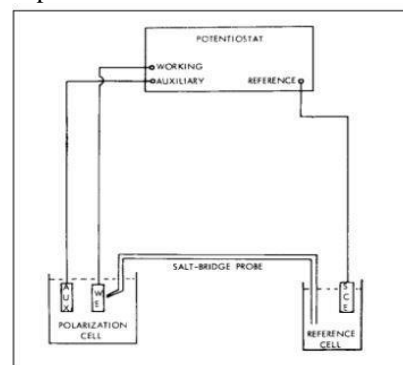
Gambar 3. Contoh spesimen uji

Spesimen selanjutnya dilakukan perataan dengan gerinda atau kertas gosok agar permukaannya rata. Jika permukaan sudah rata maka dilakukan perendaman dengan larutan HCL selama 20 menit, setelah

perendaman selesai maka material harus dikeringkan lalu akan masuk pada tahap pelapisan material dengan menggunakan *cat clear* agar permukaan yang tidak dilakukan pengujian terhindar dari paparan fluida. Setelah proses semua selesai, maka dilakukan pencampuran *drilling fluid* dengan komposisi Bentonite 5 gram, Duo-Vis 1 gram, NaCl 4 gram, Desco 1 gram, Gypsum 1 gram, Lime 2 gram dan dilarutkan kedalam 1000 ml aquades. Lalu campuran tersebut dilakukan pemanasan sampai pada temperatur yang dibutuhkan untuk pengujian korosi.[1]

2.3. Pengujian Potensiostat

Pada penelitian dilakukan pengujian dengan menggunakan metode *potensiostat test* yang mengacu pada (ASTM G-102(1994) *Standard Practice for Calculation of Corrosion Rate and Related Information from Electrochemical Measurements*)[2]. Pada tahap pengujian potensiostat ini bertujuan untuk memperoleh nilai icorr. Untuk persiapan pengujian memerlukan bahan tambahan yaitu isolasi. Penggunaan isolasi bertujuan untuk menutup daerah yang tidak perlu dilakukan pengujian. Sebelum spesimen uji ditutup dengan isolasi pastikan permukaan benda uji harus terlapisi *cat clear* agar spesimen uji benar-benar tertutup dan area yang akan diuji harus benar-benar dalam kondisi bersih. Persyaratan untuk dilakukan cleaning agar pada saat pengujian potensiostat nilai icorr tidak mengalami kesalahan pembacaan. Berikut Gambar 4 rangkaian potensiostat.



Gambar 4. Rangkaian potensiostat

Jenis elektroda yang digunakan antara lain, Elektroda acuan menggunakan Ag/AgCl (Standard Calomel Electrode), elektroda bantu menggunakan grafit dan elektroda kerja yang disambungkan adalah spesimen uji dengan spesifikasi API 5G grade G-105.

2.4. Laju Korosi (Corrosion Rate)

Metode Polarisasi merupakan parameter yang penting yang memungkinkan untuk membuat pernyataan – pernyataan tentang laju korosi. Hal ini terjadi karena laju korosi dan kerapatan arus mempunyai kaitan langsung. Polarisasi atau penyimpangan dari potensial kesetimbangan disini sama dengan gabungan polarisasi anoda pada logam dan polarisasi katoda pada lingkungannya. Setelah

dilakukan pengujian lalu akan didapatkan hasil berupa kerapatan arus (I_{corr}). Standart yang digunakan untuk mendapatkan nilai laju korosi yaitu mengacu pada ASTM G-102. Dan juga nilai nilai densitas material yang didapat dari (ASTM G1-03(2004) *Standards Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimen, American Society for Testing Material, U.S.A*) [3] maka digunakan rumus sebagai berikut:

$$CR = 3.27 \times 10^{-3} \frac{I_{corr}}{\rho} E_w \quad (1)$$

Dimana:

Cr : Corrosion Rate (mm/y)

I_{corr} : Current density ($\mu A/cm^2$)

D : Density of specimen (7,86 gr/cm³)

ρ : Masa jenis material (7,86)

E_w : Equivalent weight (27,9235)

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Hasil Perhitungan Laju Korosi

Setelah dilakukan uji potensiostat dengan variasi inhibitor yaitu EDTA, Kalium Kromat dan Natrium Nitrit dan *drill fluid* dengan komposisi yaitu Bentonite 5 gram, Duo-Vis 1 gram, NaCl 4 gram, Desco 1 gram, Gypsum 1 gram dan Lime 2 gram untuk pengujian laju korosinya[4]. Variasi yang digunakan pada inhibitor yaitu 0 ppm, 500 ppm, 1000 ppm dan 1500 ppm dengan variasi temperatur sebesar 40 °C, 55 °C dan 70 °C. Berikut merupakan hasil perbandingan laju korosi dari masing-masing inhibitor.

Perhitungan laju korosi sesuai pada persamaan 1 didapatkan hasil dalam tabel yang menyatakan nilai *corrosion rate* pada masing-masing kondisi.

Tabel 1: Hasil perhitungan laju korosi inhibitor EDTA

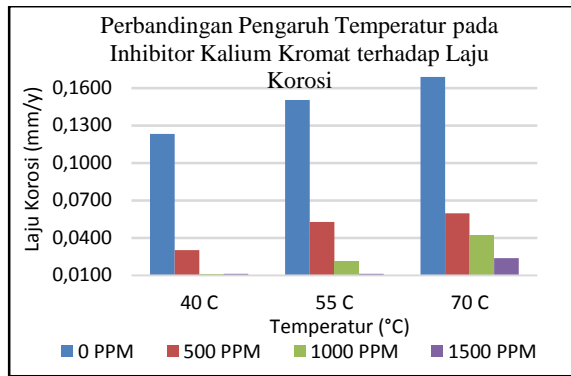
No.	Material	Inhibitor	Konsentrasi Temperatur		CR (mm/y)
			(ppm)	(°celcius)	
1	API 5D Grade G-105	EDTA	0	40	0.12320
2	API 5D Grade G-105	EDTA	0	55	0.15027
3	API 5D Grade G-105	EDTA	0	70	0.16857
4	API 5D Grade G-105	EDTA	500	40	0.00546
5	API 5D Grade G-105	EDTA	500	55	0.00652
6	API 5D Grade G-105	EDTA	500	70	0.00954
7	API 5D Grade G-105	EDTA	1000	40	0.00502
8	API 5D Grade G-105	EDTA	1000	55	0.00585
9	API 5D Grade G-105	EDTA	1000	70	0.00854
10	API 5D Grade G-105	EDTA	1500	40	0.00449
11	API 5D Grade G-105	EDTA	1500	55	0.00576
12	API 5D Grade G-105	EDTA	1500	70	0.00679

Tabel 2: Hasil perhitungan laju korosi inhibitor Kalium Kromat

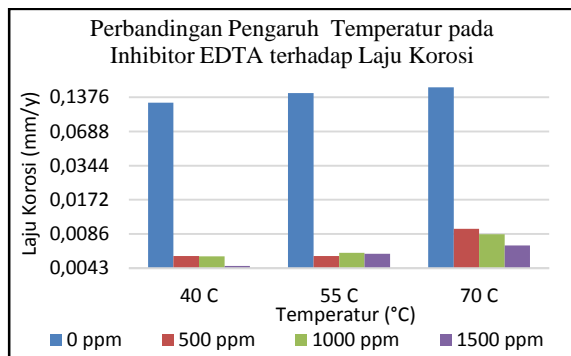
No.	Material	Inhibitor	Konsentrasi Temperatur		CR (mm/y)
			(ppm)	(°celcius)	
1	API 5D Grade G-105	Kalium Kromat	0	40	0.12340
2	API 5D Grade G-105	Kalium Kromat	0	55	0.15050
3	API 5D Grade G-105	Kalium Kromat	0	70	0.16880
4	API 5D Grade G-105	Kalium Kromat	500	40	0.03006
5	API 5D Grade G-105	Kalium Kromat	500	55	0.05276
6	API 5D Grade G-105	Kalium Kromat	500	70	0.05959
7	API 5D Grade G-105	Kalium Kromat	1000	40	0.01070
8	API 5D Grade G-105	Kalium Kromat	1000	55	0.02148
9	API 5D Grade G-105	Kalium Kromat	1000	70	0.04239
10	API 5D Grade G-105	Kalium Kromat	1500	40	0.01116
11	API 5D Grade G-105	Kalium Kromat	1500	55	0.01128
12	API 5D Grade G-105	Kalium Kromat	1500	70	0.02380

Tabel 3: Hasil perhitungan laju korosi inhibitor natrium nitrit

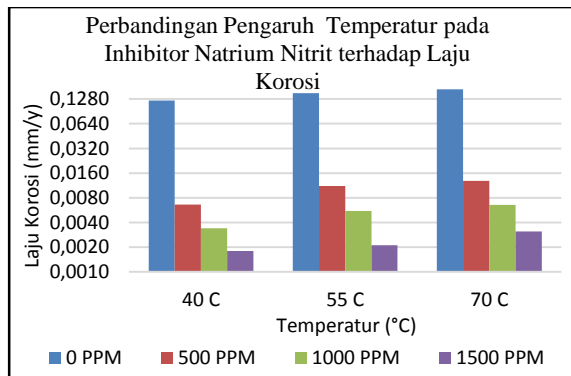
No.	Material	Inhibitor	Konsentrasi Temperatur		CR (mm/y)
			(ppm)	(°celcius)	
1	API 5D Grade G-105	Natrium Nitrit	0	40	0.12320
2	API 5D Grade G-105	Natrium Nitrit	0	55	0.15027
3	API 5D Grade G-105	Natrium Nitrit	0	70	0.16857
4	API 5D Grade G-105	Natrium Nitrit	500	40	0.00659
5	API 5D Grade G-105	Natrium Nitrit	500	55	0.01108
6	API 5D Grade G-105	Natrium Nitrit	500	70	0.01287
7	API 5D Grade G-105	Natrium Nitrit	1000	40	0.00339
8	API 5D Grade G-105	Natrium Nitrit	1000	55	0.00551
9	API 5D Grade G-105	Natrium Nitrit	1000	70	0.00652
10	API 5D Grade G-105	Natrium Nitrit	1500	40	0.00180
11	API 5D Grade G-105	Natrium Nitrit	1500	55	0.00211
12	API 5D Grade G-105	Natrium Nitrit	1500	70	0.00310



Gambar 5. Grafik perbandingan temperatur terhadap laju korosi pada inhibitor Kalium Kromat



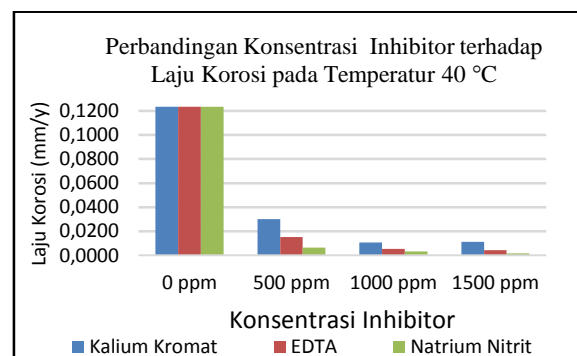
Gambar 6. Grafik perbandingan temperatur terhadap laju korosi pada inhibitor EDTA



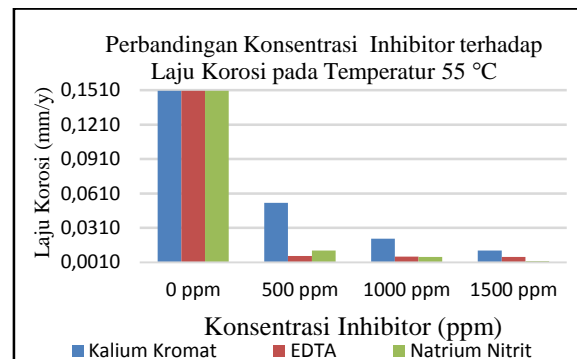
Gambar 7. Grafik perbandingan temperatur terhadap laju korosi pada inhibitor Natrium Nitrit

Dari ketiga grafik pada gambar 3, gambar 4 dan gambar 5 menunjukkan adanya pengaruh temperatur terhadap laju korosi. Pada inhibitor dengan temperatur terendah (40 °C) memiliki laju korosi paling rendah dan sebaliknya pada inhibitor dengan temperatur paling tinggi (70 °C) memiliki nilai laju korosi paling tinggi. Pada gambar 3 grafik perbandingan pengaruh temperatur inhibitor Kalium Kromat terhadap laju korosi memiliki nilai laju korosi terendah terjadi pada 1500 ppm dengan temperatur 40 °C yaitu 0,01116 mm/y dan nilai laju korosi tertinggi yaitu pada 500 ppm dengan temperatur 40 °C yaitu 0,03006 mm/y. Pada gambar 4 grafik perbandingan pengaruh temperatur inhibitor Ethyl Diamin Tetra Acid (EDTA) terhadap laju korosi memiliki nilai laju korosi terendah terjadi pada 1500 ppm dengan temperatur 40 °C yaitu 0,00449 mm/y dan nilai laju

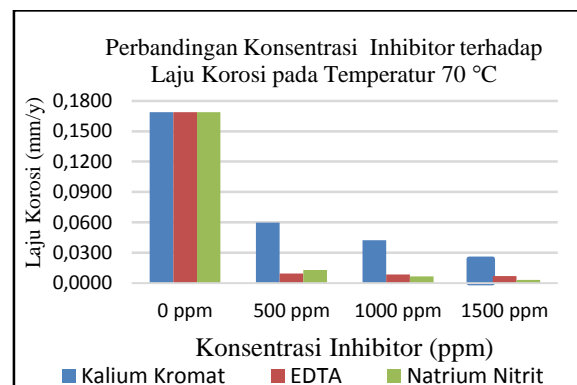
korosi tertinggi yaitu pada 500 ppm dengan temperatur 40 °C yaitu 0,00546 mm/y. Sedangkan pada gambar 5 grafik perbandingan pengaruh temperatur inhibitor Natrium Nitrit terhadap laju korosi memiliki nilai laju korosi terendah terjadi pada 1500 ppm dengan temperatur 40 °C yaitu 0,00180 mm/y dan nilai laju korosi tertinggi yaitu pada 500 ppm dengan temperatur 40 °C yaitu 0,00659 mm/y. Dapat disimpulkan bahwa semakin tinggi temperatur fluida, maka semakin tinggi nilai laju korosi yang terjadi[5]. Dengan demikian, inhibitor paling baik yang digunakan untuk menghambat laju korosi pada material API Spec 5D Grade G-105 berdasarkan kondisi tersebut adalah dengan menambahkan inhibitor Natrium Nitrit dengan konsentrasi 1500 ppm pada temperatur 40 °C senilai 0.00180 mm/y.



Gambar 8. Grafik perbandingan konsentrasi inhibitor terhadap laju korosi pada temperatur 40 °C



Gambar 9. Grafik perbandingan konsentrasi inhibitor terhadap laju korosi pada temperatur 55 °C



Gambar 10. Grafik perbandingan konsentrasi inhibitor terhadap laju korosi pada temperatur 70 °C

Dari ketiga grafik di atas menunjukkan adanya pengaruh konsentrasi inhibitor terhadap laju korosi. Pada inhibitor dengan konsentrasi terendah (0 ppm) memiliki laju korosi paling tinggi dan sebaliknya pada inhibitor dengan konsentrasi tertinggi (1500 ppm) memiliki nilai laju korosi paling rendah. Pada gambar 7 grafik perbandingan konsentrasi inhibitor terhadap laju korosi pada temperatur 40 °C memiliki nilai laju korosi terendah terjadi pada inhibitor Natrium Nitrit dengan konsentrasi 1500 ppm 0,00180 mm/y dan nilai laju korosi tertinggi dengan penambahan inhibitor yaitu pada inhibitor Kalium Kromat dengan konsentrasi 500 ppm yaitu 0,03006 mm/y. Pada gambar 8 grafik perbandingan konsentrasi inhibitor terhadap laju korosi pada temperatur 55 °C memiliki nilai laju korosi terendah terjadi pada inhibitor Natrium Nitrit dengan konsentrasi 1500 ppm 0,00211 mm/y dan nilai laju korosi tertinggi dengan penambahan inhibitor yaitu pada inhibitor Kalium Kromat dengan konsentrasi 500 ppm yaitu 0,05276 mm/y. Sedangkan Pada gambar 9 grafik perbandingan konsentrasi inhibitor terhadap laju korosi pada temperatur 70 °C memiliki nilai laju korosi terendah terjadi pada inhibitor Natrium Nitrit dengan konsentrasi 1500 ppm 0,00310 mm/y dan nilai laju korosi tertinggi dengan penambahan inhibitor yaitu pada inhibitor Kalium Kromat dengan konsentrasi 500 ppm yaitu 0,05959 mm/y. Dapat disimpulkan bahwa semakin tinggi konsentrasi inhibitor, maka semakin rendah nilai laju korosi yang terjadi[7]. Dengan demikian, inhibitor paling baik yang digunakan untuk menghambat laju korosi pada material API Spec 5D Grade G-105 berdasarkan kondisi tersebut adalah dengan menambahkan inhibitor Natrium Nitrit dengan konsentrasi 1500 ppm pada temperatur 40 °C senilai 0.00180 mm/y.

4. KESIMPULAN

- a. Berdasarkan pengujian laju korosi dengan menggunakan metode *Potensiostat Test* dengan hasil rata-rata dari masing masing variabel inhibitor menunjukkan hasil laju korosi pada penambahan Inhibitor Kalium Kromat pada 500 ppm dengan temperatur 40 °C yaitu 0,0301 mm/y menjadi 0,0528 mm/y pada temperatur 55 °C lalu menjadi 0,0596 mm/y dengan konsentrasi ppm yang sama pada temperatur 70 °C. Hal tersebut menunjukkan temperatur cenderung meningkatkan laju korosi jauh terlihat dari peningkatan pada setiap perubahan temperatur
- b. Laju korosi dapat diperlambat dengan menambahkan inhibitor Kalium Kromat, Etyl Diamin Tetra Acid (EDTA) dan Natrium Nitrit. Semakin besar konsentrasi inhibitor maka semakin rendah laju korosi. Laju korosi pada temperatur 40 °C dengan konsentrasi 0 ppm Natrium Nitrit yaitu 0,1234 mm/y menjadi 0,006 mm/y pada konsentrasi 500 ppm lalu

berkurang manjadi 0,0034 mm/y pada konsentrasi 1000 ppm lalu berkurang manjadi 0,0018 mm/y pada konsentrasi 1500 ppm dengan inhibitor yang sama. Dapat disimpulkan bahwa kenaikan konsentrasi inhibitor cenderung menurunkan laju korosi.

5. SARAN

Saran yang diberikan penulis kepada peneliti yang akan melakukan penelitian selanjutnya antara lain:

1. Penelitian selanjutnya dapat menggunakan inhibitor yang berbeda dan menambahkan variabel lain sebagai parameter pengujian.
2. Penelitian selanjutnya dapat menambah metode pengujian lainnya untuk mendapatkan kualitas penggunaan inhibitor yang lebih baik.
3. Penelitian selanjutnya dapat menggunakan komposisi *drill fluid* yang berbeda.
4. Penelitian selanjutnya dapat menggunakan material lain penyusun rangkaian pengeboran (*drillstring*)

6. UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis menyadari penyusunan jurnal ini tidak terlepas dari bantuan dan bimbingan berbagai pihak, oleh karena itu penulis menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Kedua orang tua, kakak-kakak, dan ponakan yang telah memberikan banyak kasih sayang, nasehat hidup, doa, dukungan moril serta materil, dan segalanya bagi penulis.
2. Bapak Budi Prasoj, S.T., M.T sebagai dosen pembimbing I yang telah memberikan banyak bimbingan dan pengarahan selama pengerjaan tugas akhir dengan sabar.
3. Ibu Ir. Endah Wismawati, M.T. sebagai dosen pembimbing II yang telah memberikan banyak bimbingan dan pengarahan selama pengerjaan tugas akhir dengan sabar.

7. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Setiawan, F. (2019). Analisa pengaruh Penambahan Inhibitor Kalsium Karbonat dan Ekstrak Daun The (*Camellia Sinensis*) pada Fluida Triethylene Glycol Terhadap Laju Korosi Material Nozzle A 106 Grade B. Surabaya: Vol 4 No 1 (2019): *Proceeding 3rd Conference of Piping Engineering and Its Application*.
- [2] ASTM G102. (1994). Standart Practice for Calculation of Corrosion Rates and Related Information from Electrochemical Measurement. America: American Standart for Testing materials.
- [3] ASTM-G01-03. (2011). Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens. Annual Book of ASTM Standards, 1-9. <https://doi.org/10.1520/G0001-03R11>
- [4] Al-Marhoun, M. , & Rahman, S. S. (1990). Treatmen of Drilling Fluid To Commbat Drill

- Pipe Corrosion. *Corrosion*, 11.
- [5] Ganesha, A. B. (2018). Pengaruh Variasi Kelembaban , Temperatur Dan Ketebalan Cat Pada Material a53 Grade B Terhadap Laju Korosi Di Pt Pjb Ubjom. Surabaya: Vol 3 No 1 (2018): *Proceeding 2nd Conference of Piping Engineering and Its Application*.
 - [6] Bagus, K. D. (2018). Perbandingan Inhibitor NaNO₃ Dengan K₂CrO₄ Pada Material Stainless Steel 316L Terhadap Laju Korosi Fluida Sulfuric Acid. Surabaya: Vol 3 No 1 (2018): *3rd Conference on Piping Engineering and Its Application*.
 - [7] Utomo, S. (2015). Pengaruh Konsentrasi Larutan NaNO₂ Sebagai Inhibitor. Jakarta.