

## **KOROSI BAJA KARBON API 5L GRADE B SEBAGAI FLOWLINE PRODUKSI GAS ALAM**

**Adhi Setiawan<sup>1\*</sup>, Alfinura Fajrin<sup>2</sup>, M. Miftahul Munir<sup>2</sup>, dan M. Ari<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Program Studi Teknik Pengolahan Limbah, Jurusan Teknik Permesinan Kapal

<sup>2</sup>Program Studi Teknik Pengelasan, Jurusan Teknik Bangunan Kapal  
Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya (PPNS)

\*e-mail: adhistw23@gmail.com

### **Abstract**

Corrosion that occurs in a gas flowline is a serious problem because it can cause leaks that lead to material loss and environmental pollution. The aims of this research were to analyze the corrosion occurred in gas flowline of carbon steel 5l Grade B and the effect of inhibitor TIC-8002 GCI to the corrosion rate of metal. This research was conducted using SEM-EDX to analyze and produce various types of metals and corrosion crust. Metals corrosion test and the effect of inhibitors on the corrosion rate of metals were carried out by linear polarization methods. The result of SEM-EDX showed that inner pipe surface occurred pitting corrosion caused by dissolved chloride ions in the electrolyte that flows in the pipeline. The result of XRD showed that corrosion products of carbon steel were Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> and FeOOH. The result of linear polarization showed that the corrosion rate of steel about 0.642 mmy without using inhibitor. The addition of an inhibitor can reduce the corrosion rate in carbon steel. The increase in inhibitor concentration from 10 ppm to 50 ppm can reduce the corrosion rate from 0.633 mmy to 0.394 mmy along with an increase in inhibition efficiency from 1.32% to 38.6%.

**Keywords:** Corrosion, Flowline, Natural Gas, Inhibitor, Carbon Steel.

### **Abstrak**

*Korosi yang terjadi pada flowline gas merupakan masalah yang serius karena dapat menyebabkan kebocoran yang mengarah pada kerugian baik dari segi material maupun pencemaran lingkungan. Tujuan dari penelitian ini adalah menganalisis korosi yang terjadi flowline gas yang dibuat dari material baja karbon API 5L Grade B serta pengaruh inhibitor TIC-8002 GCI terhadap laju korosi logam baja. Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan SEM-EDX untuk menganalisis morfologi dan komposisi unsur dari logam maupun kerak korosi. Pengujian korosi logam dan pengaruh inhibitor terhadap laju korosi logam dilakukan dengan metode polarisasi linear. Hasil SEM-EDX menunjukkan bahwa pada permukaan pipa bagian dalam terjadi korosi pitting yang disebabkan oleh ion klorida terlarut di dalam elektrolit yang mengalir di pipa. Hasil XRD menunjukkan bahwa produk korosi baja karbon berupa Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> dan FeOOH. Pengujian polarisasi linear menunjukkan bahwa laju korosi baja karbon sebesar 0,642 mmy tanpa menggunakan inhibitor. Penambahan inhibitor dapat menurunkan laju korosi pada baja karbon. Peningkatan konsentrasi inhibitor dari 10 ppm hingga 50 ppm dapat menurunkan laju korosi dari 0,633 mmy sampai dengan 0,394 mmy disertai dengan peningkatan efisiensi inhibisi dari 1,32% sampai dengan 38,6%.*

**Kata kunci:** Korosi, Flowline, Gas Alam, Inhibitor, Baja Karbon.

## 1. PENDAHULUAN

Gas alam merupakan sumber energi bersih yang telah digunakan secara luas sebagai bahan bakar di bidang industri kimia, transportasi, serta rumah tangga (Zou dkk, 2013). Ekplorasi minyak dan gas sejauh ini terus dilanjutkan selama bahan bakar fosil tetap menjadi sumber energi yang paling mendominasi di dunia (Mansoori dkk, 2017). Kebutuhan konsumsi gas alam secara global pada tahun 2003 mencapai 2600 miliar meter kubik dan mengalami pertumbuhan yang berkelanjutan pada tingkat tahunan sebesar 1,8% (Rathnayaka, 2012). Komposisi gas alam pada umumnya didominasi oleh gas metana dengan komposisi lebih dari 90%. Gas alam yang diperoleh dari sumur eksplorasi tanpa melalui proses purifikasi masih mengandung gas korosif ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ) serta pengotor (pasir) yang berpotensi menimbulkan masalah korosi yang merusak perpipaan (Qiao dkk, 2017). Gas alam yang diperoleh langsung dari sumur eksplorasi pada umumnya memiliki kandungan gas  $\text{CO}_2$  yang tinggi sehingga dapat menimbulkan kegagalan material akibat proses korosi  $\text{CO}_2$  di dalam lingkungan yang mengandung air (Javidi dan Bekhrad, 2018).

Korosi merupakan proses degradasi suatu logam akibat reaksi elektrokimia logam dengan lingkungannya. Korosi mengakibatkan kerusakan dan membawa konsekuensi biaya pada setiap industri yang menggunakan struktur logam. Permasalahan korosi menyebabkan perusahaan harus mengeluarkan biaya yang cukup signifikan dalam perbaikan dan penggantian infrastruktur (Kahyarian dkk, 2016; Setiawan dkk, 2017). Proses kerusakan logam akibat korosi apabila

tidak dikendalikan secara tepat dapat menyebabkan bencana yang mengakibatkan korban jiwa dan kontaminasi lingkungan. National Association of Corrosion Engineers (NACE) memperkirakan bahwa total biaya yang terkait dengan semua jenis korosi di USA mencapai 276 miliar dolar. Biaya korosi pada jaringan transmisi minyak dan gas di darat mencapai 7 miliar dolar. Namun, biaya tersebut dapat dikurangi secara signifikan bila program mitigasi korosi diterapkan secara tepat (Norsworthy, 2014; Belarbi dkk, 2017).

Jaringan pipa merupakan fasilitas utama dalam semua sektor industri minyak dan gas termasuk eksplorasi, produksi, perawatan, dan distribusi. Jaringan pipa dari sistem pengumpulan minyak dan gas lebih rentan terhadap fenomena korosi akibat adanya kandungan gas asam ( $\text{H}_2\text{S}$  dan  $\text{CO}_2$ ), air, dan klorin yang berpotensi menyebabkan problem korosi. Bahkan adanya kandungan gas asam serta ion klorida dapat menginisiasi terbentuknya korosi *pitting* pada logam baja (Mansoori dkk 2017; Wang dkk 2018). Adanya kandungan garam yang terlarut di dalam air yang mengalir melalui perpipaan dapat meningkatkan laju proses korosi. Variabel proses seperti halnya laju alir volume, tekanan, dan desain pipa berinteraksi untuk menciptakan efek sinergis dari korosi dan erosi dari pipa (Hamid dkk, 2015). Produk korosi pertama kali diendapkan pada permukaan pipa gas internal dalam bentuk *scale*. Produk korosi tersebut berbentuk  $\text{CaCO}_3$  dan  $\text{FeCO}_3$  yang pada awalnya bertindak sebagai penghalang untuk mencegah korosi pada permukaan baja. Ketebalan produk korosi tersebut semakin lama semakin bertambah dan bersifat mudah

rapuh (*brittle*) serta mudah terlepas oleh kekuatan mekanis aliran gas di zona lokal. Daerah yang terkelupas tersebut menjadi sangat rentan terhadap proses korosi galvanik yang diperparah oleh daya tarik ion klorida di area tersebut. Hal ini menyebabkan terbentuknya lubang yang mengarah pada terbentuknya korosi *pitting* (Palacios dan Shadley, 1994).

Beberapa peneliti sebelumnya telah melakukan analisis tentang kegagalan pipa distribusi minyak dan gas yang disebabkan oleh permasalahan korosi. Mansoori *et al.* 2017 dalam penelitiannya menganalisis kegagalan akibat korosi pada pipa gas alam bawah tanah (Mansoori dkk, 2017). Dalam penelitian tersebut menunjukkan bahwa mekanisme korosi *pitting* merupakan penyebab dari kegagalan pipa gas alam. Penurunan laju alir gas menyebabkan laju korosi pipa semakin tinggi karena kontak air menjadi lebih efisien dengan permukaan bagian dalam dari pipa. He dkk (2015) melaporkan bahwa ukuran partikel tanah berpengaruh terhadap proses korosi pipa gas alam di dalam tanah. Peningkatan ukuran partikel tanah menyebabkan meningkatnya tahanan polarisasi sehingga mengarah pada menurunnya laju korosi pipa. Selain itu, korosi pada pipa baja pada perpipaan *wet gas* disebabkan oleh CO<sub>2</sub> yang terlarut di dalam air menghasilkan asam karbonat, asam karbonat yang terbentuk selanjutnya bereaksi dengan besi di dalam baja membentuk deposit besi karbonat.

Penggunaan inhibitor kerak dan pembersihan secara mekanis dapat mencegah proses korosi (Javidi dan Bekhrad, 2018). Yucheng dkk (2013) melaporkan bahwa korosi akibat gas CO<sub>2</sub> menyebabkan kerusakan pipa baja lebih

awal dan menyebabkan kerugian ekonomi yang besar. Shi dkk (2014) dalam penelitiannya telah melakukan analisis kegagalan korosi pada material pipa L485 *low alloy steel* yang digunakan sebagai pipa transmisi gas alam di dalam lingkungan yang mengandung CO<sub>2</sub>.

Beberapa peneliti sebelumnya banyak membahas tentang korosi pada material baja karbon di dalam lingkungan yang mengandung gas CO<sub>2</sub> di dalam media elektrolit buatan. Padahal di dalam kondisi yang sebenarnya elektrolit yang mengalir di dalam pipa mengandung komponen ion klorida, ion sulfat, gas CO<sub>2</sub>, serta pengotor yang memberikan kontribusi terhadap kegagalan akibat korosi. Analisis laju korosi dengan menggunakan sampel elektrolit *flowline* lebih memberikan pendekatan yang lebih *real* dalam menganalisis kasus kegagalan. Selain itu, beberapa penelitian sebelumnya belum memberikan rekomendasi lanjutan tentang metode pengendalian korosi.

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis penyebab terjadinya korosi baja karbon API 5L *Grade B* sebagai *flowline* gas serta menganalisis pengaruh konsentrasi inhibitor komersial TIC-8002 GCI terhadap laju korosi baja karbon API 5L *Grade B*. Analisis laju korosi dilakukan dengan menggunakan metode polarisasi linear dengan elektrolit yang sesuai dengan kondisi fluida yang mengalir di dalam *flowline*. Morfologi dan komposisi logam yang terkorosi dianalisa dengan metode SEM-EDX. Produk korosi yang terbentuk di dalam pipa dianalisis dengan XRD.

## 2. METODE PENELITIAN

Material yang digunakan dalam penelitian ini adalah baja karbon API 5L

Grade B. Diameter dalam dan diameter luar pipa masing-masing 6,625 in dan 6,065 in. Kondisi operasi pipa bertekanan 800 psi dengan suhu 49 °C serta dipasang pada kedalaman 1,7 m di bawah permukaan tanah. Elektrolit yang digunakan dalam pengujian korosi material baja karbon diambil dari *drainase separator* yang berfungsi memisahkan fluida antara fasa gas dan cair dari sumber gas. Selain itu, cairan yang terpisah dari *drainase separator* diuji kandungan elektrolitnya di Laboratorium Kualitas Lingkungan Jurusan Teknik Lingkungan ITS Surabaya. Parameter pengujian elektrolit meliputi konsentrasi ion klorida (metode argentometri), ion sulfat (metode spektrofotometri), ion bikarbonat (metode titrimetri), serta pH (pH meter). Hasil pengujian elektrolit tersebut disajikan dalam Tabel 1.

**Tabel 1.** Hasil Analisis *Liquid Content* Pada *Flowline*

Parameter	Satuan	Hasil Analisis
PH	-	7,35
Ion klorida	mg/L Cl <sup>-</sup>	4140
Ion Sulfat	mg/L SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	9,31
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	mg/L as CaCO <sub>3</sub>	500

Inhibitor korosi yang digunakan dalam penelitian ini yaitu inhibitor korosi komersial TIC-8002 GCI (Suplier Tim Inti Cipta Tangerang Selatan). Peralatan yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Scanning Electron Microscope-Energy Dispersion X-Ray* (SEM-EDX) Phenom Dekstop ProX untuk menganalisa morfologi logam. *EDX* digunakan untuk menganalisis komposisi unsur dari logam yang terkorosi dan *scale* yang terbentuk pada proses korosi material. Peralatan

XRD (*X-ray Diffraction* X'Pert RINT 2200 V Philip CuK $\alpha$  ( $\lambda=1,5418 \text{ \AA}$ ). Peralatan PGSTAT Autolab 302 METROHM dengan elektroda *reference* berupa Ag/AgCl, elektode *counter* berupa platina untuk menguji laju korosi material baja karbon. Peralatan FTIR (SHIMADZU 8400SS) untuk menganalisis struktur kimia dari inhibitor TIC-8002 GCI. Mikroskop optik (OLYMPUS BX51 M) digunakan untuk menganalisis struktur mikro pada logam. *Optical Emission Spectroscopy* (OES OXFORD INSTRUMENT) digunakan untuk mengetahui komposisi kimia logam baja karbon.

### Analisis Morfologi Material dan Produk Korosi

Morfologi dari logam uji setelah mengalami korosi diuji dengan menggunakan *Scanning Electron Microscope-Energy Dispersion X-Ray* (SEM-EDX) Phenom Dekstop ProX yang dioperasikan pada 15 KV. Produk korosi yang terbentuk di dalam pipa dianalisis dengan menggunakan XRD. Analisis XRD pada dilakukan interval sudut 20°-90° dengan lebar step 0,01° dan laju scan 0,5 s/step.

### Analisis Struktur Kimia Inhibitor

Analisis gugus fungsi yang mengindikasikan struktur kimia inhibitor komersial TIC-8002 GCI dilakukan dengan metode FTIR (*Fourier Transform Infrared*) pada panjang gelombang antara 4000-500 cm<sup>-1</sup>.

### Analisis Korosi Logam dan Kinerja Inhibitor

Luas permukaan logam baja yang digunakan dalam pengujian korosi sebesar

2,18 cm<sup>2</sup>. Sebelum dilakukan pengujian korosi, potongan baja diabrasi dengan menggunakan kertas gosok berukuran 320, 400, dan 600 grit secara berurutan untuk membersihkan kotoran dan kerak korosi. Logam uji selanjutnya dibilas dengan air dan dilanjutkan dengan pembilasan dengan menggunakan aseton. Setelah dicuci logam uji dikeringkan di dalam oven.

Pengujian korosi menggunakan metode polarisasi linear (PGSTAT Autolab 302 METROHM) dengan elektroda *reference* berupa Ag/AgCl, elektode *counter* berupa platina, sedangkan logam baja karbon API 5L Grade B sebagai elektroda kerja. Larutan elektrolit yang digunakan diambil dari drainase separator. Laju scan yang digunakan pada pengujian polarisasi linear sebesar 1 mv/s. Spesimen dipolarisasi pada -100 mV-100 mV terhadap *Open Circuit Potential* (OCP). Kurva Tafel yang diperoleh dari hasil pengujian polarisasi linear selanjutnya dianalisis dengan menggunakan *Software* NOVA 1.8 untuk menentukan besarnya rapat arus korosi. Laju korosi logam dapat dihitung dengan mensubstitusikan rapat arus korosi pada persamaan berikut:

$$CR(mm/y) = \frac{3,27 \times I_{corr} \times EW}{D} \quad (1)$$

Dimana *Corrosion Rate* (CR) adalah laju korosi,  $I_{corr}$  yaitu rapat arus korosi (mA/cm<sup>2</sup>), D adalah denstitas spesimen uji sebesar 7,85 g/cm<sup>3</sup>, EW berat ekuivalen spesimen uji sebesar 54,62 g/mol. Pengujian korosi dengan polarisasi linear dilakukan pada kondisi larutan tanpa inhibitor serta kondisi larutan mengandung inhibitor. Variasi konsentrasi inhibitor korosi yang digunakan pada penelitian ini antara lain 0

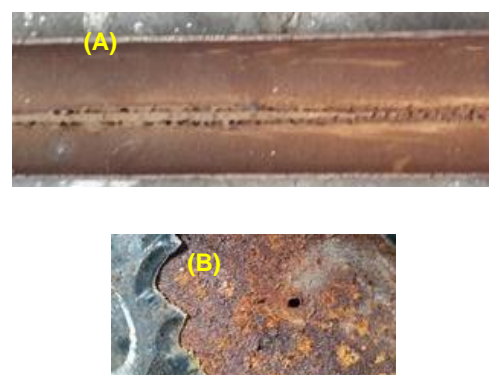
ppm, 10 ppm, 20 ppm, 30 ppm, 40 ppm, dan 50 ppm. Efisiensi inhibitor dihitung dengan menggunakan rumus 2 berikut:

$$CI(\%) = \frac{CR_{uninhibitd} - CR_{inhibitd}}{CR_{uninhibitd}} \times 100\% \quad (2)$$

Dimana  $CR_{uninhibitd}$  merupakan laju korosi logam tanpa menggunakan inhibitor dan  $CR_{inhibitd}$  merupakan laju korosi logam dengan penambahan inhibitor.

### 3. HASIL DAN DISKUSI

Studi kasus penelitian ini dilakukan pada *flowline* di salah satu perusahaan pertambangan gas alam di Jawa Timur. Kerusakan pada *flowline* API 5L Grade B akibat korosi dapat ditunjukkan pada Gambar 1. Gas yang mengalir melalui *flowline* mengandung 96,94% metana, 0,61% etana, 0,41% propana, 0,038% i-butana, 0,001% n-butana, 0,013% i-pentana, n-pentana, 0,036% heksana plus (C<sub>6+</sub>), 1,63% nitrogen, 0,316% karbon dioksida dan sisanya uap air.



**Gambar 1.** Korosi *Flowline* (A) pada Bagian dalam Pipa (B) Bagian Luar Pipa

Berdasarkan hasil pengujian *Optical Emission Spectroscopy* (OES) yang disajikan pada Tabel 2, komposisi kimia

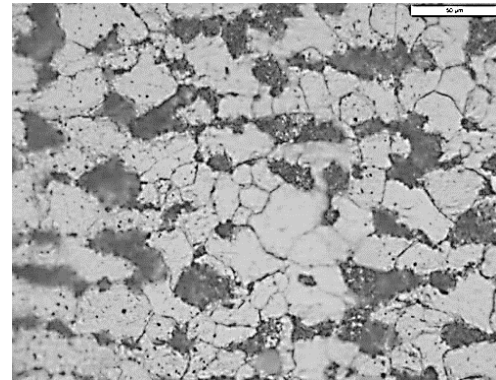
spesimen pipa yang terkorosi masih sesuai dengan Standar API 5L *Specification for Line Pipe* 2007. Hal tersebut didasarkan pada hasil analisis komposisi unsur karbon (C) sebesar 0,128% yang tidak melebihi standar dengan batas maksimal sebesar 0,28%. Kandungan unsur mangan (Mn) sebesar 1,09% tidak melebihi standar dengan batas maksimal sebesar 1,2%. Kandungan posfor (P), sulfur (S), niobium (Nb), titanium (Ti), dan vanadium (V) masing-masing tidak melebihi standar dengan batas maksimal sebesar 0,03%. Kandungan unsur gabungan niobium (Nb), titanium (Ti) dan vanadium (V) sebesar 0,0235% tidak melebihi standar dengan batas maksimal sebesar 0,15%. Kandungan unsur gabungan niobium (Nb) dan vanadium (V) sebesar 0,0176%, tidak melebihi standar dengan batas maksimal sebesar 0,03% (Baniak, 2008).

**Tabel 2.** Komposisi Kimia Baja Karbon API 5L Grade B

C	0,128	Ti	0,0059
P	0,0169	Mo	0,008
Mn	1,09	Ni	0,0526
S	0,0049	Si	0,27
Nb	0,0099	Fe	<i>Balance</i>
V	0,0077		

Gambar 2 menunjukkan mikrostruktur logam terkorosi tersusun dari dua fase yaitu fasa *feritic* dan *pearlite*. Matrik *feritic* ditunjukkan dengan area yang berwarna putih, sedangkan fasa *pearlite* ditunjukkan pada area berwarna hitam. Fasa *feritic* bersifat lunak serta memberikan kemampuan bentuk pada logam. Fase *pearlite* merupakan gabungan fase *feritic* dan

*cementite*. Kelarutan karbon pada fase *cementite* yaitu sebesar 6,67%. Hal ini menyebabkan fase *pearlite* bersifat keras dan menentukan kekuatan pada logam. Selain itu, adanya fasa *feritic* dan *pearlite* menyebabkan terbentuknya sel galvanis yang menyebabkan logam terkorosi lebih cepat (Amin dkk, 2016).

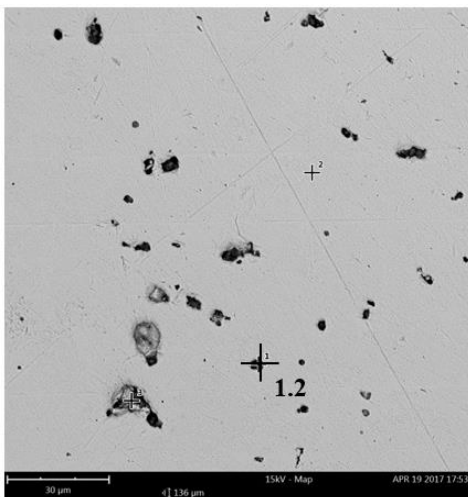


**Gambar 2.** Mikrostruktur Pipa pada Daerah yang Terkorosi dengan Perbesaran 1000x

Hasil pengujian metalografi menunjukkan bahwa tidak terjadi *defect* akibat proses korosi. Hal ini telah dibuktikan melalui analisis mikrostruktur yang menunjukkan bahwa tidak terdeteksi adanya inklusi berupa masuknya material asing atau fasa lain yang kemungkinan terbentuk saat korosi diantara fasa *feritic* dan *pearlite* yang terdapat pada material baja karbon API 5L Grade B.

Gambar 3 menunjukkan morfologi dari permukaan baja karbon API 5L Grade B yang telah terkorosi. Lubang-lubang kecil yang diamati menunjukkan bahwa logam tersebut mengalami korosi *pitting*. Korosi *pitting* merupakan jenis korosi yang cukup berbahaya karena dapat berpotensi menyebabkan kasus kebocoran pada perpipaan. Korosi *pitting* diawali karena rusaknya lapisan

pelindung pasif yang disebabkan oleh erosi atau proses abrasif. Setelah lapisan pelindung pasif telah terlepas di dalam media elektrolit, maka proses elektrokimia untuk pitting korosi dapat terjadi. Inisiasi terbentuknya lubang terjadi pada suatu tempat kecil pada permukaan logam yang rusak akibat adanya ion agresif seperti misalnya ion klorida (Hamid dkk, 2015).



**Gambar 3.** Foto SEM Permukaan Pipa yang Terserang Korosi *Pitting*

Beberapa lokasi yang dapat menginisiasi pitting antara lain goresan, heterogenitas komposisi logam (inklusi), atau tempat dengan variasi kondisi lingkungan.



**Gambar 4.** Debu Pasir pada Permukaan Pipa Bagian Dalam

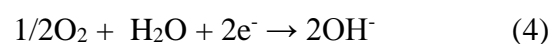
Dalam kasus saat ini kemungkinan *pitting* disebabkan oleh goresan yang

terbentuk oleh partikel pasir yang mengalir di dalam *flowline* bersama dengan gas dan air. Adanya partikel pasir tersebut dapat diamati pada Gambar 4 yang merupakan hasil investigasi lapangan.

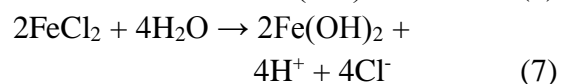
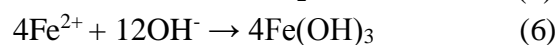
Berdasarkan Tabel 2, media *liquid* yang mengalir memiliki konsentrasi ion klorida yang tinggi yaitu sebesar 4140 mg/L. Konsentrasi ion klorida tinggi memungkinkan terjadinya penetrasi ion yang menembus lapisan permukaan logam dan mengawali proses *pitting* itu sendiri. Mekanisme korosi *pitting* dapat diawali dengan reaksi anodik pada bagian *pit* sebagai berikut:



Elektron yang terlepas tersebut selanjutnya mengalir menuju katoda. Elektron tersebut menyebabkan air tereduksi dan menghasilkan ion hidroksida ( $\text{OH}^-$ ) dengan reaksi sebagai berikut:



Hasil dari reaksi tersebut menyebabkan elektrolit di dalam daerah *pitting* bermuatan lebih positif dibandingkan elektrolit di permukaan logam. Kondisi tersebut menyebabkan ion  $\text{Cl}^-$  akan masuk ke dalam *pitting* dan membentuk  $\text{FeCl}_2$  dengan reaksi berikut:



$\text{FeCl}_2$  yang terbentuk akan terhidrolisis oleh air membentuk larutan basa lemah  $\text{Fe}(\text{OH})_2$  dan ion  $\text{H}^+$ . Ion  $\text{H}^+$  memiliki

sifat asam lebih kuat dibandingkan larutan Fe(OH)<sub>2</sub>, maka daerah di dalam *pitting* bersifat asam sehingga korosi yang terjadi lebih hebat (Li dkk, 2017).

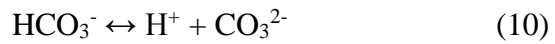
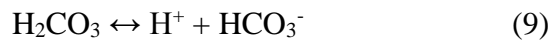
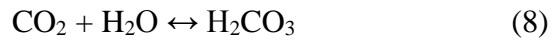
**Tabel 3.** Hasil EDX Daerah Korosi *Pitting*

Nama Atom	Komposisi (% wt)
Fe	84,63
O	8,97
Si	1,79
C	1,54
Ni	1,30
P	0,19
Mn	0,74
Nb	0,34
Mo	0,28
Cl	0,16
Cr	0,06

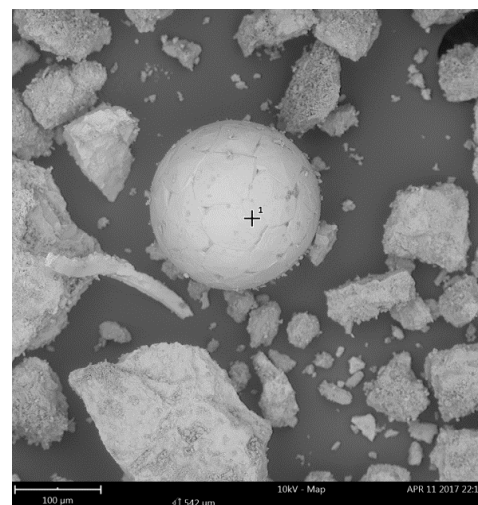
Hasil Uji EDX yang disajikan dalam Tabel 3 menunjukkan adanya kandungan unsur oksigen yang cukup tinggi, mengindikasikan proses oksidasi besi yang membentuk produk besi oksida dan dideteksi mengandung unsur Cl yang mengindasikan pada daerah *pitting* terjadi pembentukan senyawa besi klorida sebagai produk korosi. Hamid dkk (2015) dalam penelitiannya melaporkan hal yang serupa bahwa di dalam daerah *pitting* terdeteksi adanya kandungan oksigen dan klorin. Hal tersebut disebabkan pada konsentrasi ion klorida tinggi yang menyebabkan terbentuknya penetrasi permukaan logam serta inisiasi *pitting*.

Faktor lain yang mengintensifkan serangan korosi *pitting* adalah kandungan CO<sub>2</sub> yang tinggi. CO<sub>2</sub> yang terdapat di dalam gas alam memungkinkan terlarut di dalam media larutan elektrolit dan menyebabkan terbentuknya asam karbonat yang bersifat korosif.

Reaksi pembentukan asam karbonat dapat dijelaskan sebagai berikut:



Ionisasi asam karbonat dan ion bikarbonat meningkatkan keasaman air di dalam pipa dengan demikian meningkatkan serangan *pitting*. Hasil analisis *liquid content* sebagaimana disajikan pada Tabel 2. menunjukkan bahwa kandungan ion sulfat yang terlarut dapat menghambat proses terbentuknya korosi *pitting* dengan membentuk lapisan pelindung garam sulfat seperti FeSO<sub>4</sub> dan Cr<sub>2</sub>(SO<sub>4</sub>)<sub>3</sub> (Niu dan Nakada, 2015). Kehadiran ion sulfat di dalam larutan yang mengandung ion klorida menurunkan kelarutan penutup lapisan pelindung (lapisan pasif) yang terbentuk pada permukaan logam sehingga pembentukan *pitting* dapat dihambat (Niu dan Okano, 2018).



**Gambar 4.** Foto SEM dari *Scale* pada Permukaan Pipa Bagian Dalam

Gambar 4 dan Tabel 4 menunjukkan hasil SEM-EDX dari produk korosi pipa baja



dan *scale* pada bagian dalam pipa yang terkorosi. Hasil SEM menunjukkan bahwa morfologi *scale* berbentuk tidak teratur dengan permukaan yang bersifat *porous* serta tidak rata. *Scale* tersebut terbentuk sebagai hasil akumulasi produk korosi.

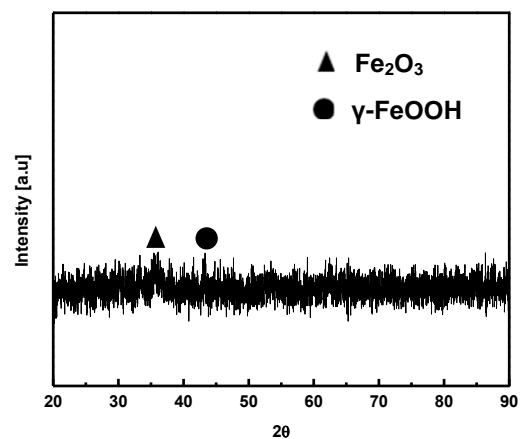
*Scale* yang terbentuk menutup hampir seluruh permukaan logam bagian dalam yang terkontak dengan cairan. Adanya *scale* tersebut tidak berkontribusi dalam menciptakan lapisan pelindung pada permukaan logam yang dapat memperlambat korosi lebih lanjut. Hal tersebut disebabkan masih memungkinkan terjadinya difusi ion elektrolit melalui pori-pori *scale* menuju permukaan logam bagian dalam yang mengakibatkan proses korosi tetap berlanjut. Komposisi dari *scale* tersebut didominasi unsur besi dan oksigen dengan kandungan masing-masing sebesar 48,52% dan 48,62%. Hal ini menunjukkan bahwa proses korosi pada baja karbon menghasilkan produk oksida besi.

**Tabel 4.** Hasil EDX *Scale* Pipa

Nama Atom	Komposisi (% wt)
Fe	48,52
O	48,62
Si	0,48
C	0,93
Ca	0,87
P	0,22
S	0,22
Cl	0,14

Hasil analisis EDX menunjukkan adanya kandungan atom Si yang terdeteksi di dalam deposit pipa. Hal ini disebabkan kandungan Si dan Ca di tanah ikut mengendap pada pipa dalam bentuk

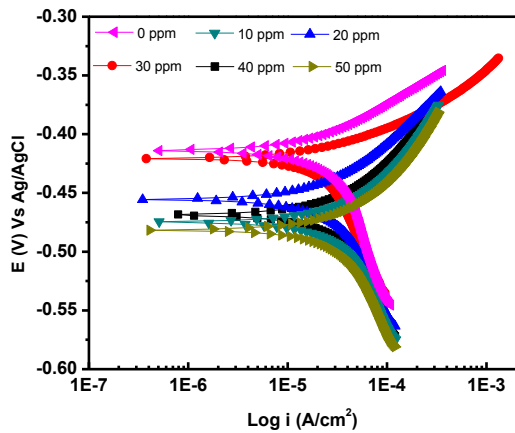
oksida silika. Gambar 5 menunjukkan XRD dari produk korosi pipa yang diidentifikasi sebagai Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> dan γ-FeOOH. He dkk (2015) dalam penelitian tentang korosi pada pipa baja X70 yang terbenam di dalam tanah juga melaporkan adanya kandungan produk korosi yang terbentuk berupa oksida besi seperti Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, FeOOH, Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> maupun SiO<sub>2</sub> pada sampel deposit di dalam pipa.



**Gambar 5.** XRD dari Produk Korosi pada Permukaan Pipa Bagian Dalam

Gambar 6 menunjukkan kurva polarisasi linear dari baja karbon API 5L Grade B di dalam larutan yang diperoleh dari separator gas dan *liquid* pada variasi konsentrasi inhibitor. Kurva tersebut selanjutnya dianalisis dengan metode ekstrapolasi Tafel sehingga menghasilkan parameter kinetika sebagaimana disajikan dalam Tabel 5. Pada semua kurva polarisasi memiliki bentuk yang sama pada semua konsentrasi inhibitor sehingga menunjukkan proses korosi yang sama (He dkk, 2015).

Kurva polarisasi anodik memiliki kemiringan terkait dengan proses pelarutan dari elektroda baja karbon API 5L grade B sedangkan kurva katodik menunjukkan proses reduksi oksigen.



**Gambar 6.** Grafik Polarisasi Linear Baja Karbon API 5L Grade B

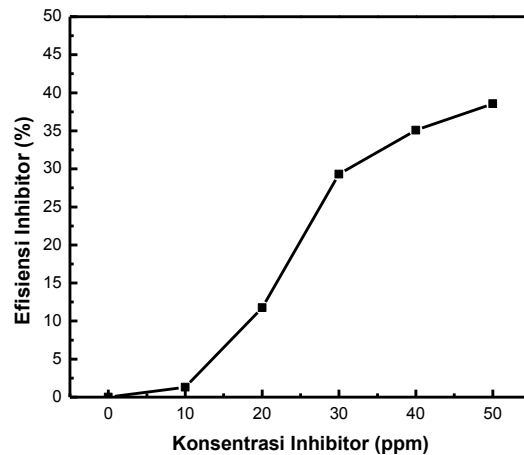
Tabel 5 menunjukkan bahwa peningkatan konsentrasi inhibitor menyebabkan pergeseran potensial korosi menjadi lebih negatif bila dibandingkan dengan potensial korosi tanpa menggunakan inhibitor. Hal tersebut menunjukkan bahwa proses katodik pada baja karbon dikendalikan oleh konsentrasi inhibitor. Selain itu, meningkatkan konsentrasi inhibitor menyebabkan rapat arus korosi semakin rendah sehingga laju korosi pada baja karbon menurun.

**Tabel 5.** Hasil Pengujian Polarisasi Linear Baja Karbon API 5L Grade B

Inhibitor (ppm)	E <sub>corr</sub> (mV)	I <sub>corr</sub> (µA/cm <sup>2</sup> )	CR (mmy)
0	-413,38	28,20	0,642
10	-474,50	27,83	0,633
20	-455,13	24,89	0,566
30	-420,32	19,94	0,454
40	-468,61	18,29	0,416
50	-481,30	17,33	0,394

Gambar 7 menunjukkan bahwa meningkatkan konsentrasi inhibitor menyebabkan efisiensi inhibisi korosi baja karbon semakin tinggi. Efisiensi inhibitor mengalami peningkatan dari

1,32% menjadi 38,6% pada saat konsentrasi ditingkatkan dari 10 ppm hingga 50 ppm.

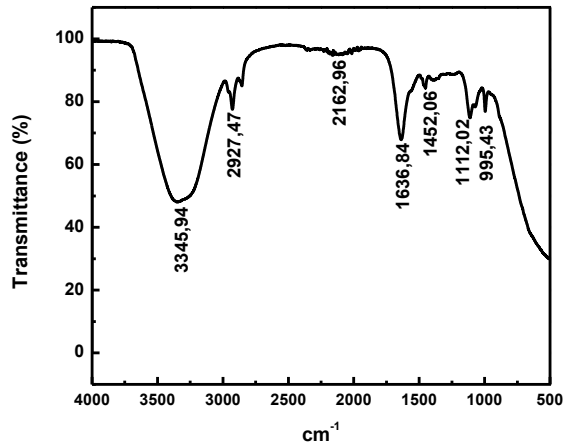


**Gambar 7.** Grafik Pengaruh Konsentrasi Inhibitor terhadap efisiensi Inhibitor

Gambar 8 menunjukkan spektra FTIR dari inhibitor. FTIR tersebut menunjukkan adanya gugus golongan amina yang terdeteksi dalam bentuk *Peak* pada 1452,06 cm<sup>-1</sup>; 1636,84 cm<sup>-1</sup> yang merupakan gugus N-N=O dan C=N-. Pada 297,47 cm<sup>-1</sup> menunjukkan terdeteksi adanya gugus hidroksil di dalam inhibitor dan merupakan golongan dari senyawa alkohol. Pada 1112,02 cm<sup>-1</sup> dan 3345,94 cm<sup>-1</sup> terdeteksi gugus C-O sebagai senyawa *ethoxylated primary amine*.

Kelompok gugus golongan amina tersebut akan teradsorpsi secara kimia pada permukaan logam sehingga dapat menggantikan air dan elektrolit yang telah teradsorpsi pada permukaan logam sehingga menurunkan laju korosi dengan membentuk lapisan pelindung (*protective film barrier*). Peningkatan konsentrasi inhibitor menyebabkan menurunnya rapat arus korosi. Hal tersebut disebabkan inhibitor dapat menggeser rapat arus korosi menjadi lebih rendah (Shawabkeh dkk, 2013). Penurunan rapat arus korosi

tersebut disebabkan meningkatnya energi penghalang (*barrier*) terhadap proses oksidasi logam dalam kemampuannya melawan proses korosi.



**Gambar 8.** Spektra FTIR dari Inhibitor

#### 4. KESIMPULAN

Kerusakan gas *flowline* yang mengalirkan gas alam disebabkan oleh masalah korosi yang menyerang pipa baja karbon API 5L grade B. Kandungan ion klorida dan gas CO<sub>2</sub> merupakan indikasi penyebab terjadinya kasus korosi yang berakibat pada kebocoran pipa gas. Berdasarkan hasil analisis SEM-EDX menunjukkan pada permukaan baja terdapat korosi sumuran yang disebabkan oleh kandungan ion klorida dan CO<sub>2</sub> di dalam larutan. Produk korosi baja karbon dianalisis dengan SEM-EDX memiliki kandungan Fe dan O dengan komposisi masing-masing 48,52% dan 48,62% yang mengarah pada terbentuknya senyawa oksida besi seperti Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> dan FeOOH sebagaimana telah identifikasi dengan XRD. Pengujian polarisasi linear menunjukkan bahwa baja karbon memiliki laju korosi sebesar 0,642 mmy tanpa inhibitor. Peningkatan konsentrasi inhibitor berbasis amine dapat menurunkan laju korosi baja karbon. Pada konsentrasi inhibitor 50 ppm diperoleh

laju korosi sebesar 0,394 mmy dengan efisiensi inhibisi sebesar 38,6%.

#### DAFTAR PUSTAKA

- Amin, M.A., Saracoglu, M., El-Bagouri, N., Sharshar, T., Ibrahim, M.M., Wysocka, J., Krakowiak, S., and Ryl, Jacek. (2016). Microstructure and Corrosion Behaviour of Carbon Steel and Ferritic and Austenitic Stainless Steels in NaCl Solutions and the Effect of p-Nitrophenyl Phosphate Disodium Salt. *International Journal of Electrochemical Science*, 11, 10029-10052
- Belarbi, Z., Vu, T., Farel, F., Young, D., Singer, M., and Nestic, S. (2017) Thiols as Volatile Corrosion Inhibitors for Top of the Line Corrosion. *Corrosion*, 73, pp. 892-899
- Baniak, E.D. (2008). API Spec 5L Specification for Line Pipe 44<sup>th</sup> edition. Washington DC: API Publishing Services
- Hamid, Z.A., Ghayad, I.M., and Gomaa, N. (2015). Corrosion Failure of 4" Pipeline of a Gas Production Well In Egypt Western Desert. *J. of Metallurgical Engineering*, 4, pp. 62-68
- He, B., Han, P., Lu, C., and Bai, X. (2015). Effect of Soil Particle Size on The Corrosion Behavior of Natural Gas Pipeline. *Engineering Failure Analysis*, 58, pp. 19–30
- Javidi, M. and Bekhrad, S. (2018). Failure Analysis of Wet Gas due to Localised CO<sub>2</sub> Corrosion. *Engineering Failure Analysis*, 89, pp. 45-56-62

- Kahyarian, A., Singer, M., and Nestic, S. (2016). Modeling of Uniform CO<sub>2</sub> Corrosion of Mild Steel in Gas Transportation Systems: a Review. *J. of Natural Gas Science and Engineering*, 29, pp. 530-549
- Li, H., Wan, H., Liu, Z., Du, C., Liu, Y., and Li, X. (2017). Corrosion Behavior of L415 Natural Gas Pipeline in High pressure Oxygen-Enriched and High Salt Environment. *International Journal of Electrochemical Science*, 12, pp. 6940- 6951
- Mansoori, H., Mirzaee, R., Esmailzadeh, F., Vojood, A., and Dowrani, A.S. (2017). Pitting Corrosion Failure Analysis of a Wet Gas Pipeline. *Engineering Failure Analysis*, 82, pp. 16-25
- Niu, L.B. and Nakada, K. (2015). Effect of Chloride and Sulfate Ions in Simulated Boiler Water on Pitting Corrosion Behavior of 13Cr Steel. *Corrosion Science*, 96, pp. 171-177
- Niu, L.B., Okano, K., Izumi, S., Shiokawa, K., Yamashita, M., and Sakai, Y. (2018). Effect of Chloride and Sulfate Ions on Crevice Corrosion Behavior of Low-Pressure Steam Turbine Materials. *Corrosion Science*, 132, pp. 284-292
- Norsworthy, R.(2014). *Underground Pipeline Corrosion* 1<sup>st</sup> edition. Elsevier
- Palacios, C.A. and Shadley. (1994). CO<sub>2</sub> Corrosion of N-80 Steel at 71°C in a Two Phase Flow System. *J. of Corrosion*, 49, pp. 717-727
- Qiao, Q., Cheng, G., Li, Y., Wu, W., Hu, H. and Huang, H. (2017). Corrosion Failure Analyses of an Elbow and an Elbow-to-Pipe Weld in a Natural Gas Gathering Pipeline. *Engineering Failure Analysis*, 82, pp. 599-616
- Rathnayaka, S., Khan, F., and Amyotte, P. (2012). Accident Modeling Approach for Safety Assessment in an LNG Process Facility. *J. of Loss Prevention in Process Industries*, 25, pp. 414-423
- Setiawan, A., Novitrie, N.A., Nugroho, A. and W. Widiyastuti. (2017). Corrosion Characteristic of Carbon Steel upon Exposure to Biodiesel Synthesized from Used Frying Oil. *Reaktor*, 17(4), pp. 177-184
- Setiawan, A., Saputro, D.E., and Nugroho, A. (2017). Analisis Removal Scaling Silika Pada Jalur Re-Injeksi Brine Pembangkit Listrik Energi Panas Bumi Dengan Menggunakan Aasam Fluorida. *Journal of Research and Technology*, 3(1), pp. 19-27
- Shawabkeh, R.A., Rihan, R., and Baker, N.A. (2013). Effect of an Alkyl Amine-Based Corrosion Inhibitor for 1018 Carbon Steel Pipeline in Sea Water. *Anti-Corrosion Methods and Materials*, 60, pp. 259-270
- Shi, L., Wang, C., and Zou, C. (2014). Corrosion Failure Analysis of L485 Natural Gas Pipeline in CO<sub>2</sub> Environment. *Engineering Failure Analysis*, 36, pp. 372–378
- Wang, Y., Zuo, Y., and Tang, Y. (2018). Inhibition Effect and Mechanism of Sodium Oleate on Passivation and Pitting Corrosion of Steel in Simulated Concrete Pore Solution. *Construction and Building Materials*, 167, pp. 197-204.

- Yucheng, L., Yinlong, Z., Jianmei, Y., Mengjing, Y., and Junzhong, X. (2013). Research on Corrosion Perforation on Pipeline by Media of High Salinity Acidic Oil-Water Mixture. *Engineering Failure Analysis*, 34, pp. 35–40
- Zou, C., Zhao, P., Wang, M., Liu, D., Wang, H., and Wen, Z. (2013). Failure Analysis and Faults Diagnosis of Molecular Sieve in Natural Gas Dehydration. *Engineering Failure Analysis*, 34, pp.115–120