

**PENGARUH KONSENTRASI BIKARBONAT DAN  
INHIBITOR *IMIDAZOLINE* TERHADAP  
KOROSI CO<sub>2</sub> PADA *MILD STEEL* (AISI 1018)**

**TESIS**

Oleh

**SUJIANTO  
0606003865**



**PROGRAM STUDI TEKNIK METALURGI DAN MATERIAL  
PROGRAM PASCASARJANA BIDANG ILMU TEKNIK  
UNIVERSITAS INDONESIA  
GENAP 2007/2008**

**PENGARUH KONSENTRASI BIKARBONAT DAN  
INHIBITOR *IMIDAZOLINE* TERHADAP  
KOROSI CO<sub>2</sub> PADA *MILD STEEL* (AISI 1018)**

**TESIS**

Oleh

**SUJIANTO  
0606003865**



**TESIS INI DIAJUKAN UNTUK MELENGKAPI SEBAGIAN  
PERSYARATAN MENJADI MAGISTER TEKNIK**

**PROGRAM STUDI TEKNIK METALURGI DAN MATERIAL  
PROGRAM PASCASARJANA BIDANG ILMU TEKNIK  
UNIVERSITAS INDONESIA  
GENAP 2007/2008**

## **PERNYATAAN KEASLIAN TESIS**

Saya menyatakan dengan sesungguhnya bahwa tesis dengan judul :

### **PENGARUH KONSENTRASI BIKARBONAT DAN INHIBITOR *IMIDAZOLINE* TERHADAP KOROSI CO<sub>2</sub> PADA *MILD STEEL* (AISI 1018)**

yang dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Magister Teknik pada Kekhususan Korosi Program Studi Teknik Metalurgi dan Material Program Pascasarjana Universitas Indonesia, sejauh yang saya ketahui bukan merupakan tiruan atau duplikasi dari tesis yang sudah dipublikasikan dan atau pernah dipakai untuk mendapatkan gelar kesarjanaan di lingkungan Universitas Indonesia maupun di Perguruan Tinggi atau Instansi manapun, kecuali bagian yang sumber informasinya dicantumkan sebagaimana mestinya.

Depok, Juli 2008

SUJIANTO  
NPM 0606003865

# PENGESAHAN

Tesis dengan judul :

## **PENGARUH KONSENTRASI BIKARBONAT DAN INHIBITOR *IMIDAZOLINE* TERHADAP KOROSI CO<sub>2</sub> PADA *MILD STEEL* (AISI 1018)**

dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Magister Teknik pada Kekhususan Korosi Program Studi Teknik Metalurgi dan Material Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Tesis ini telah dinyatakan memenuhi syarat/sah sebagai tesis pada Departemen Teknik Teknik Metalurgi dan Material Fakultas Teknik Universitas Indonesia dan disetujui untuk diajukan dalam sidang ujian tesis pada Juli 2008.

Depok, Juli 2008

Pembimbing I

Pembimbing II

(Prof. Dr.Ir. Johnny Wahyuadi Soedarsono, DEA)  
NIP. 131.627.863

( Dra. Sari Katili, MS )  
NIP. 130.938.253

Sujianto NPM 0606003865 Departemen Teknik Metalurgi dan Material	Pembimbing 1. Prof. Dr. Ir. Johnny Wahyuadi S, DEA 2. Dra. Sari Katili, MS
---	--

**PENGARUH KONSENTRASI BIKARBONAT DAN  
INHIBITOR *IMIDAZOLINE* TERHADAP  
KOROSI CO<sub>2</sub> PADA *MILD STEEL* (AISI 1018)**

**ABSTRAK**

*Mild steel* adalah bahan konstruksi yang paling umum digunakan untuk pipa dan peralatan dalam industri minyak dan gas. Akan tetapi, bahan tersebut sangat rentan terhadap korosi dalam lingkungan yang mengandung CO<sub>2</sub>. Bikarbonat (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) hasil penguraian dari asam karbonat bisa menguntungkan karena akan menambah pH sistem sehingga CO<sub>2</sub> menjadi kurang berbahaya. *Imidazoline* adalah komponen dasar dari inhibitor korosi yang mempunyai kemampuan yang baik untuk melindungi dalam media asam pada sumur minyak dan gas serta sistem perpipaan dari korosi CO<sub>2</sub>.

Penelitian ini dilakukan untuk mengamati 2 macam variabel yaitu bikarbonat dan inhibitor. Metode penelitian menggunakan *Weight Gain and Loss (WGL)* didapat bahwa jumlah konsentrasi HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> semakin besar maka laju korosi akan turun, yaitu 11,3 mpy, 5,8 mpy dan 2,6 mpy untuk konsentrasi 0,002 mol, 0,1 mol dan 0,5 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>. Ketika inhibitor ditambahkan, laju korosi akan lebih turun. Pada konsentrasi 0,1 mol bikarbonat laju korosi akan turun yaitu 0,5 mpy, 0,3 mpy dan 0,3 mpy pada penambahan inhibitor 10 ppm, 25 ppm dan 50 ppm. Sedangkan pada konsentrasi 0,5 mol bikarbonat laju korosi lebih tinggi disebabkan lapisan FeCO<sub>3</sub> bersifat *porous*. Ketebalan besi karbonat (FeCO<sub>3</sub>) semakin besar ketika konsentrasi bikarbonat semakin besar sedangkan semakin besar konsentrasi inhibitor maka ketebalan besi karbonat semakin tipis. Efisiensi inhibitor yang paling tinggi 95 persen dicapai pada konsentrasi 0,1 mol bikarbonat dengan inhibitor 25 ppm. Sedangkan yang paling rendah 77 persen pada konsentrasi 0,002 mol bikarbonat dengan inhibitor 10 ppm.

**Kata Kunci : bikarbonat, korosi CO<sub>2</sub>, inhibitor, imidazoline**

Sujianto  
NPM 0606003865  
Metallurgy and Material  
Engineering Department

Counselors  
1. Prof. Dr. Ir. Johnny Wahyuadi S, DEA  
2. Dra. Sari Katili, MS

## **INFLUENCE OF BICARBONATE AND IMIDAZOLINE INHIBITOR CONCENTRATION TO CO<sub>2</sub> CORROSION AT MILD STEEL (AISI 1018)**

### **ABSTRACT**

Mild Steel is the most commonly used construction materials for pipelines in the oil and gas industry. They are, however, very susceptible to corrosion in environment containing CO<sub>2</sub>. Bicarbonate (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) result of decomposition from carbonate acid can benefit because will add system pH so that CO<sub>2</sub> become less dangerous. Imidazoline is fundamental component from corrosion inhibitor having ability which good to protecting in acid media at gas and oil well and also pipeline from CO<sub>2</sub> corrosion.

Conducted research by 2 kinds of variable that are inhibitor and bicarbonate. Research method by using Weight Gain and Loss (WGL) obtained that amount of HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> concentration increase so corrosion rate decrease. Corrosion rate are 11,3 mpy at concentration 0,002 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, 5,8 mpy and 2,6 mpy for the concentration of 0,002 mol, 0,1 mol and 0,5 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, respectively. When inhibitor added, corrosion rate become lower. At concentration 0,1 mol bicarbonate, corrosion rate are 0,5 mpy 0,3 mpy and 0,3 mpy for the concentration of 10 ppm, 25 ppm and 50 ppm, respectively. Due to FeCO<sub>3</sub> layer porous at concentration 0,5 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, corrosion rate are higher. Thickness of carbonate iron (FeCO<sub>3</sub>) is thicker when ever greater bicarbonate concentration while is ever greater of inhibitor concentration hence is thickness of carbonate iron progressively attenuate. Highest inhibitor efficiency is 95 % at concentration 0,1 mol bicarbonate with 25 ppm inhibitor. While lowest is 77 % at concentration 0,002 mol bicarbonate with 10 ppm inhibitor.

**Key words : bicarbonate, CO<sub>2</sub> corrosion, inhibitor, imidazoline**

## DAFTAR ISI

	<b>Halaman</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN TESIS</b> .....	ii
<b>PENGESAHAN</b> .....	iii
<b>UCAPAN TERIMA KASIH</b> .....	iv
<b>ABSTRAK</b> .....	v
<b>ABSTRACT</b> .....	vi
<b>DAFTAR ISI</b> .....	vii
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	x
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xiv
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	xv
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	1
1.1 LATAR BELAKANG .....	1
1.2 RUMUSAN PERMASALAHAN .....	3
1.3 TUJUAN PENELITIAN .....	3
1.4 BATASAN MASALAH .....	3
<b>BAB II LANDASAN TEORI</b> .....	4
2.1 PRINSIP DASAR KOROSI .....	4
2.2 MEKANISME KOROSI CO <sub>2</sub> .....	6
2.3 FAKTOR YANG MEMPENGARUHI KOROSI CO <sub>2</sub> .....	8
2.3.1 Air .....	8
2.3.2 Tekanan Parsial .....	9
2.3.3 Temperatur .....	9
2.3.4 pH .....	10
2.3.5 Endapan Karbonat .....	11
2.4 INHIBITOR .....	13
2.5 EFISIENSI INHIBITOR .....	21
2.6 LSI DAN RSI LARUTAN .....	21
2.7 PENENTUAN LAJU KOROSI .....	22

<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>23</b>
3.1 SAMPEL DAN LARUTAN PENELITIAN .....	23
3.2 PERALATAN PENELITIAN .....	24
3.3 BAHAN-BAHAN PENELITIAN .....	25
3.4 DIAGRAM ALIR PENELITIAN .....	25
3.5 VARIABEL PENELITIAN .....	26
<b>BAB IV HASIL PENELITIAN .....</b>	<b>29</b>
4.1 FOTO SAMPEL DAN LARUTAN .....	29
4.1.1 Foto Larutan Hasil Penelitian .....	29
4.1.2 Foto Sampel Hasil Penelitian Pada Konsentrasi 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ .....	30
4.1.3 Foto Sampel Hasil Penelitian Pada Konsentrasi 0,1 mol $\text{HCO}_3^-$ .....	36
4.1.4 Foto Sampel Hasil Penelitian Pada Konsentrasi 0,5 mol $\text{HCO}_3^-$ .....	39
4.2 DATA LAJU KOROSI .....	42
4.2.1 Data Laju Korosi Penelitian Pada Konsentrasi 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ .....	42
4.2.2 Data Laju Korosi Penelitian Pada Konsentrasi 0,1 mol $\text{HCO}_3^-$ .....	43
4.2.3 Data Laju Korosi Penelitian Pada Konsentrasi 0,5 mol $\text{HCO}_3^-$ .....	43
4.4 DATA BEDA POTENSIAL .....	43
4.4.1 Data Beda Potensial <i>Mild Steel</i> Sebelum Perendaman .....	43
4.4.2 Data Beda Potensial <i>Mild Steel</i> Setelah Perendaman .....	44
4.5 EFISIENSI INHIBITOR .....	44
4.2.1 Efisiensi Inhibitor Pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ .....	44
4.2.2 Efisiensi Inhibitor Pada 0,1 mol $\text{HCO}_3^-$ .....	44
4.2.3 Efisiensi Inhibitor Pada 0,5 mol $\text{HCO}_3^-$ .....	45
4.6 LANGELIER INDEX (LSI) dan RYNAR INDEX (RSI).....	45
4.6.1 LSI Dan RSI Tanpa Inhibitor .....	45
4.6.2 TDS Tanpa Inhibitor.....	45
4.6.3 pH Tanpa Inhibitor .....	45
4.7 GRAFIK LAJU KOROSI .....	46
4.7.1 Grafik Laju Korosi Terhadap Konsentrasi Inhibitor Pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ .....	46



4.7.2 Grafik Laju Korosi Terhadap Konsentrasi Inhibitor Pada 0,1 mol HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> .....	46
4.7.3 Grafik Laju Korosi Terhadap Konsentrasi Inhibitor Pada 0,5 mol HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> .....	47
<b>BAB V PEMBAHASAN</b> .....	48
5.1 PENGARUH KONSENTRASI HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> .....	48
5.2 PENGARUH KONSENTRASI INHIBITOR .....	53
5.2.1 Kondisi 0,002 mol HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> .....	53
5.2.2 Kondisi 0,1 mol HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> .....	54
5.2.3 Kondisi 0,5 mol HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> .....	55
5.3 EFISIENSI INHIBITOR .....	56
<b>BAB IV KESIMPULAN</b> .....	58
<b>DAFTAR ACUAN</b> .....	59
<b>LAMPIRAN</b>	

## DAFTAR GAMBAR

	<b>Halaman</b>
Gambar 2.1 Empat syarat terjadinya korosi .....	5
Gambar 2.2 Diagram Pourbaix besi dalam air pada 25°C .....	6
Gambar 2.3 Skematik korosi CO <sub>2</sub> pada baja .....	7
Gambar 2.4 Skematik korosi CO <sub>2</sub> dengan kerak FeCO <sub>3</sub> pada permukaan baja .....	8
Gambar 2.5 Parameter yang mempengaruhi korosi CO <sub>2</sub> .....	8
Gambar 2.6 Pengaruh konsentrasi NaHCO <sub>3</sub> terhadap <i>current density</i> .....	9
Gambar 2.7 Kelarutan besi karbonat selama proses korosi pada tekanan parsial CO <sub>2</sub> 2 bar dan 40 °C .....	10
Gambar 2.8 Skematik molekul imidazoline.....	15
Gambar 2.9 Pengaruh inhibitor terhadap I corr .....	16
Gambar 2.10 Adsorpsi inhibitor bermuatan negatif pada permukaan logam bermutan positif .....	17
Gambar 2.11 Adsorpsi sinergistik inhibitor bermuatan positif dan anion pada permukaan logam bermutan positif .....	17
Gambar 2.12 Adsorpsi inhibitor imidazoline permukaan logam.....	19
Gambar 3.1 Diagram alir penelitian .....	26
Gambar 3.2 Penjenuhan larutan dengan gas CO <sub>2</sub> selama 2 jam .....	27
Gambar 3.3 Foto sampel sebelum dilakukan perendaman .....	28
Gambar 3.4 Pelaksanaan perendaman sampel selama 4 hari .....	28
Gambar 4.1 Foto larutan hasil percobaan selama 4 hari perendaman pada kondisi konsentrasi 0.002 mol HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> .....	29
Gambar 4.2 Foto larutan hasil percobaan selama 4 hari perendaman pada kondisi konsentrasi 0.1 mol HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> .....	29
Gambar 4.3 Foto larutan hasil percobaan selama 4 hari perendaman pada kondisi konsentrasi 0.5 mol HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> .....	30
Gambar 4.4 Foto sampel setelah perendaman pada 0,002 mol HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> tanpa inhibitor .....	30

Gambar 4.5	Foto sampel setelah perendaman pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 10 ppm.....	31
Gambar 4.6	Foto sampel setelah perendaman pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 25 ppm.....	31
Gambar 4.7	Foto sampel setelah perendaman pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 50 ppm.....	32
Gambar 4.8	Foto sampel tampak atas dengan pembesaran 10 kali setelah perendaman pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 0 ppm.....	32
Gambar 4.9	Foto sampel tampak atas dengan pembesaran 10 kali setelah perendaman pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 10 ppm....	33
Gambar 4.10	Foto sampel tampak atas dengan pembesaran 10 kali setelah perendaman pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 25 ppm.....	33
Gambar 4.11	Foto sampel tampak atas dengan pembesaran 10 kali setelah perendaman pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 50 ppm.....	34
Gambar 4.12	Foto sampel tampak melintang dengan pembesaran 100 kali setelah perendaman pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 0 ppm.....	34
Gambar 4.13	Foto sampel tampak melintang dengan pembesaran 100 kali setelah perendaman pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 10 ppm.....	35
Gambar 4.14	Foto sampel tampak melintang dengan pembesaran 100 kali setelah perendaman pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 25 ppm.....	35
Gambar 4.15	Foto sampel tampak melintang dengan pembesaran 100 kali setelah perendaman pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 50 ppm.....	36
Gambar 4.16	Foto sampel setelah perendaman pada 0,1 mol $\text{HCO}_3^-$ tanpa inhibitor .....	36
Gambar 4.17	Foto sampel setelah perendaman pada 0,1 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 10 ppm.....	37

Gambar 4.18	Foto sampel setelah perendaman pada 0,1 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 25 ppm.....	37
Gambar 4.19	Foto sampel setelah perendaman pada 0,1 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 50 ppm.....	38
Gambar 4.20	Foto sampel tampak atas dengan pembesaran 10 kali setelah perendaman pada 0,1 mol $\text{HCO}_3^-$ tanpa inhibitor .....	38
Gambar 4.21	Foto sampel tampak melintang dengan pembesaran 100 kali setelah perendaman pada 0,1 mol $\text{HCO}_3^-$ tanpa inhibitor .....	39
Gambar 4.22	Foto sampel setelah perendaman pada 0,5 mol $\text{HCO}_3^-$ tanpa inhibitor .....	39
Gambar 4.23	Foto sampel setelah perendaman pada 0,5 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 10 ppm.....	40
Gambar 4.24	Foto sampel setelah perendaman pada 0,5 mol $\text{HCO}_3^-$ dengan inhibitor 25 ppm.....	40
Gambar 4.25	Foto sampel setelah perendaman pada 0,5 mol $\text{HCO}_3^-$ inhibitor 50 ppm.....	41
Gambar 4.26	Foto sampel tampak atas dengan pembesaran 10 kali setelah perendaman pada 0,5 mol $\text{HCO}_3^-$ tanpa inhibitor .....	41
Gambar 4.27	Foto sampel tampak melintang dengan pembesaran 100 kali setelah perendaman pada 0,5 mol $\text{HCO}_3^-$ tanpa inhibitor .....	42
Gambar 4.28	Grafik hubungan laju korosi dengan konsentrasi Inhibitor pada kondisi 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ .....	46
Gambar 4.29	Grafik hubungan laju korosi dengan konsentrasi Inhibitor pada kondisi 0,1 mol $\text{HCO}_3^-$ .....	46
Gambar 4.30	Grafik hubungan laju korosi dengan konsentrasi Inhibitor pada kondisi 0,5 mol $\text{HCO}_3^-$ .....	47
Gambar 5.1	Grafik hubungan laju korosi dengan mol $\text{HCO}_3^-$ tanpa inhibitor ..	48
Gambar 5.2	Grafik hubungan pH dengan mol $\text{HCO}_3^-$ tanpa inhibitor .....	50
Gambar 5.3	Diagram Pourbaix tanpa inhibitor pada kondisi sebelum dan setelah perendaman 4 hari .....	52

Gambar 5.4	Grafik hubungan laju korosi dengan mol $\text{HCO}_3^-$ pada konsentrasi inhibitor 0 ppm, 10 ppm, 25 ppm dan 50 ppm.....	53
Gambar 5.5	Grafik hubungan efisiensi inhibitor dengan konsentrasi inhibitor dan $\text{HCO}_3^-$ .....	57



## DAFTAR TABEL

	<b>Halaman</b>
Tabel 2.1	Kriteria laju korosi ..... 4
Tabel 2.1	Inhibitor yang digunakan untuk aplikasi industri ..... 14
Tabel 2.2	Skala LSI dan RSI ..... 22
Tabel 3.1	Komposisi kimia sampel ..... 24
Tabel 3.2	Komposisi larutan <i>brine</i> ..... 25
Tabel 3.3	Variabel larutan <i>brine</i> ..... 26
Tabel 3.4	Tabel perlakuan percobaan ..... 28
Tabel 4.1	Laju korosi pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ dalam satuan mpy..... 43
Tabel 4.2	Laju korosi pada 0,1 mol $\text{HCO}_3^-$ dalam satuan mpy..... 44
Tabel 4.3	Laju korosi pada 0,5 mol $\text{HCO}_3^-$ dalam satuan mpy..... 44
Tabel 4.4	Nilai Potensial <i>mild steel</i> sebelum perendaman dalam satuan <i>milivolt</i> ..... 44
Tabel 4.5	Nilai Potensial <i>mild steel</i> setelah perendaman dalam satuan <i>milivolt</i> ..... 45
Tabel 4.6	Effisiensi Inhibitor pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$ dalam presentasi (%).. 45
Tabel 4.7	Effisiensi Inhibitor pada 0,1 mol $\text{HCO}_3^-$ dalam presentasi (%)..... 45
Tabel 4.8	Effisiensi Inhibitor pada 0,5 mol $\text{HCO}_3^-$ dalam presentasi (%)..... 46
Tabel 4.9	Tabel Langelier Index (LSI) dan Rynar Index (RSI) tanpa Inhibitor ..... 46
Tabel 4.10	Nilai TDS Sebelum Perendaman ..... 46
Tabel 4.11	Nilai pH sebelum Perendaman dan sesudah Perendaman ..... 46

## DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN 1 Data Komposisi Kimia *Mild Steel*
- LAMPIRAN 2 MSDS Inhibitor EC1304A
- LAMPIRAN 3 Hasil dan Pengolahan Data
- LAMPIRAN 4 Hasil EDS



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 LATAR BELAKANG

Masalah korosi CO<sub>2</sub> telah lama dikenal dan telah dilakukan penelitian yang intensif. Gas CO<sub>2</sub> kering tidak bersifat korosif pada temperatur didalam sistem produksi minyak dan gas, tetapi ketika terlarut dalam fase cair bisa mempromosikan reaksi elektrokimia antara *mild steel* dan fase cairan tersebut. CO<sub>2</sub> cepat larut didalam air dan garam. Tetapi harus diingat bahwa kelarutannya lebih besar dalam hidrokarbon dengan perbandingan 3:1. Cairan hidrokarbon secara umum diproduksi dalam fase cair. Dalam banyak kasus, sumber hidrokarbon mengandung CO<sub>2</sub> yang cukup besar sehingga CO<sub>2</sub> akan terlarut dalam fase cair. Fase cairan ini akan menyebabkan korosi pada baja karbon [1]. Kehadiran gas CO<sub>2</sub> berasal dari produksi gas CO<sub>2</sub> ketika kedalaman sumur bertambah dan penggunaan tehnik *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang menginjeksikan CO<sub>2</sub> dalam reservoir [2].

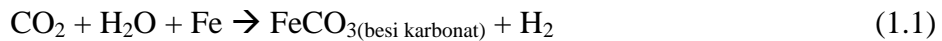
Dalam industri minyak dan gas, korosi pada alat-alat industri dianggap berbahaya bukan hanya terhadap industri itu sendiri, tetapi juga terhadap lingkungannya, antara lain dapat menyebabkan kehilangan bahan-bahan industri yang berbahaya, terhentinya proses secara tidak terduga, gangguan keamanan dan keselamatan kerja, serta pencemaran lingkungan. Langkah –langkah pencegahan untuk mengatasi persoalan ini telah banyak dilakukan namun korosi masih dapat terjadi [3]. Sangat penting untuk diingat bahwa korosi tidak bisa dihentikan. Laju korosi bisa dikurangi atau diminimalkan, tetapi pengurangan laju korosi jarang mencapai nol [4].

Air yang berasal dari *reservoir* banyak mengandung garam yang terlarut yang bisa mempengaruhi pH dari sistem hidrokarbon yang mengandung CO<sub>2</sub>. Bikarbonat (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) hasil penguraian dari asam karbonat bisa menguntungkan karena menambah pH sistem sehingga CO<sub>2</sub> menjadi kurang berbahaya [1].

Banyak mekanisme yang telah dirumuskan untuk proses korosi tetapi semua melibatkan asam karbonat atau ion bikarbonat yang terbentuk dari reaksi



CO<sub>2</sub> dalam air. Ini berperan pada laju korosi yang lebih besar dari pada korosi dalam asam kuat pada pH yang sama. CO<sub>2</sub> yang terlarut dalam air menyumbangkan asam karbonat. Reaksi karbon dioksida , air dan besi bisa dituliskan sebagai berikut [1]:



*Mild steel* adalah bahan konstruksi yang paling umum digunakan untuk perpipaan dan peralatan dalam industri minyak dan gas. Akan tetapi, bahan tersebut sangat rentan terhadap korosi dalam lingkungan yang mengandung CO<sub>2</sub> [5].

Material konstruksi tidak akan mengalami korosi CO<sub>2</sub> dalam lingkungan minyak kecuali ada cairan air. *Mild steel* diserang korosi dengan campuran CO<sub>2</sub> dan cairan air. Serangan korosi pada permukaan logam akan menjadi serius pada tekanan parsial minimum 7 psi dan akan naik dengan penambahan tekanan parsial meskipun tidak proposional. [6].

Untuk mengurangi korosi karbon steel dalam industri oil dan gas, inhibitor sering ditambahkan pada fluida untuk mengontrol korosi sebagai metode yang ekonomis dan fleksibel. Inhibitor bisa melekat pada permukaan baja untuk membentuk penghalang yang melindungi terhadap senyawa yang korosif yang kontak dengan logam. Effisiensi inhibitor untuk memberikan perlindungan korosi tergantung pada besar luasan interaksi antara inhibitor dan permukaan logam.

*Imidazoline* adalah komponen dasar dari *corrosion inhibitor* yang mempunyai kemampuan yang baik untuk melindungi dalam lingkungan yang asam. Inhibitor ini sering digunakan dalam melindungi *mild steel* pada sumur minyak dan gas serta pipeline dari korosi CO<sub>2</sub> [5].

Produksi minyak dan gas dalam suatu sumur semakin lama akan semakin berkurang, tetapi jumlah air yang terbawa oleh minyak dan gas akan semakin besar. Air yang semakin banyak tentunya akan mempengaruhi laju korosi. Dengan bertambahnya jumlah air yang terbawa oleh minyak dan gas maka dosis penggunaan inhibitor korosi akan berubah.

Berdasarkan dari permasalahan tersebut diatas maka dilakukan penelitian dengan maksud untuk mendapatkan pengaruh penambahan jumlah konsentrasi bikarbonat dan inhibitor korosi serta effisiensinya terhadap korosi CO<sub>2</sub>. Pengujian

ini menggunakan larutan brine [7,8] sebagai larutan sintetik dari garam yang terlarut dalam minyak dan gas.

## 1.2 RUMUSAN PERMASALAHAN

Dengan mengacu pada uraian diatas maka timbul permasalahan antara lain :

- Bagaimana pengaruh konsentrasi bikarbonat terhadap laju korosi CO<sub>2</sub> dan morfologi produk korosi pada *mild steel* dalam kondisi tanpa inhibitor?
- Bagaimana pengaruh konsentrasi bikarbonat terhadap laju korosi CO<sub>2</sub> dan morfologi produk korosi pada *mild steel* dalam kondisi adanya penambahan inhibitor?
- Bagaimana efisiensi inhibitor pada perlakuan tersebut ?

## 1.3 TUJUAN PENELITIAN

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui

- Laju korosi CO<sub>2</sub> dan morfologi produk korosi pada mild steel dengan perbedaan konsentrasi bikarbonat.
- Laju korosi CO<sub>2</sub> dan morfologi produk korosi pada mild steel dengan perbedaan konsentrasi inhibitor.
- Efisiensi inhibitor korosi pada mild steel dengan perbedaan konsentrasi bikarbonat dan konsentrasi inhibitor.

## 1.4. BATASAN MASALAH

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terfokus dibuat batasan anntara lain :

1. Temperatur selama percobaan dianggap konstan yaitu pada temperatur ruang sebesar 27°C
2. Tekanan selama percobaan dianggap konstan yaitu pada tekanan atmosfer sebesar 1 atm.

## BAB II

### LANDASAN TEORI

Dasar-dasar teori dan kumpulan hasil-hasil penelitian dari berbagai jurnal yang berhubungan dengan korosi CO<sub>2</sub> dan inhibitor yang mendukung dalam penelitian sekaligus sebagai bahan pemecahan masalah akan diuraikan secara singkat di dalam bab ini.

#### 2.1 PRINSIP DASAR KOROSI

Ketika logam berada dalam lingkungan yang korosif maka logam tersebut akan menunjukkan reaksi tahan, aktif atau pasif. Logam dikatakan tahan jika tidak terjadi reaksi dan tidak ada korosi pada logam. Bila logam diukur beratnya sebelum dan sesudah dimasukkan dalam larutan maka tidak ada kehilangan berat dari logam tersebut. Sifat tahan berasal dari kestabilan termodinamika dalam lingkungan yaitu reaksi korosi tidak terjadi secara spontan.

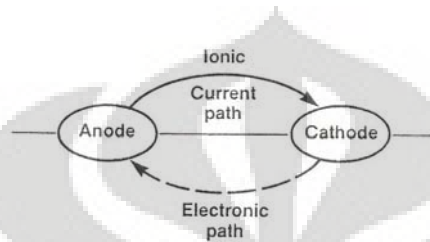
Logam mengalami korosi ( aktif ) jika logam terkorosi dalam larutan. Logam terurai dalam larutan dan membentuk produk korosi yang tidak protektif. Korosi logam akan berlanjut dalam larutan sebab produk korosi tidak menghalangi korosi berikutnya. Korosi dikatakan tinggi jika kehilangan berat logam tinggi [9]. Tabel 2.1 menunjukkan kriteria laju korosi.

Tabel 2.1 Kriteria laju korosi [10]

Relative Corrosion Resistance <sup>a</sup>	mpy	mm/yr	µm/yr	nm/h	pm/s
Outstanding	< 1	< 0.02	< 25	< 2	< 1
Excellent	1-5	0.02-0.1	25-100	2-10	1-5
Good	5-20	0.1-0.5	100-500	10-50	20-50
Fair	20-50	0.5-1	500-1000	50-150	20-50
Poor	50-200	1-5	1000-5000	150-500	50-200
Unacceptable	200+	5+	5000+	500+	200+

Logam mengalami pasif jika logam terkorosi tetapi produk korosinya mempunyai sifat protektif. Lapisan protektif ini dikenal dengan lapisan pasif. Ketahanan korosi logam berkaitan dengan lapisan pasif tergantung pada ketahanan lapisan pasif. Seandainya lapisan pasif rusak atau terlarut maka logam bisa kembali pada sifat aktif [9].

Ada empat syarat terjadinya korosi. Jika salah satu syarat tidak dipenuhi maka tidak akan terjadi korosi. Keempat syarat tersebut meliputi : *Anode*, *cathode*, *ionic path* dan *electronic path*. Seperti terlihat dalam Gambar 2.1. *Anode* adalah tempat dimana korosi terjadi, lokasi pada permukaan logam dimana atom logam menuju ke larutan sebagai ion logam dan kehilangan berat terjadi. Reaksi pada *Anode* disebut anodik atau oksidasi dimana elektron dilepaskan.



Gambar 2.1 Empat syarat terjadinya korosi [9]

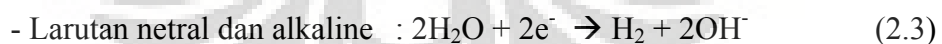
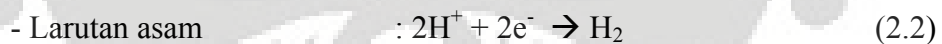
*Cathode* tidak terjadi korosi dan kehilangan berat. Reaksi pada *cathode* disebut katodik atau reduksi dimana elektron dikonsumsi. *Ionic path* adalah aliran arus yang mengalir dari anodik ke katodik dengan pergerakan muatan ion dalam larutan. Sedangkan *electronic path* adalah pergerakan elektron yang dibangkitkan dari *anode* oleh reaksi anodik bergerak ke *cathode* dimana dikonsumsi oleh reaksi reduksi [9].

Dalam korosi terjadi reaksi anodik dan katodik. Reaksi anodik pada logam dapat ditulis sebagai berikut [10,11] :

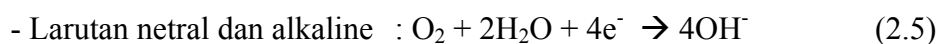
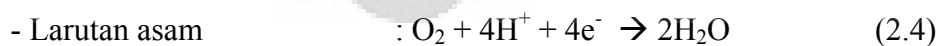


Sedangkan reaksi katodik yang mungkin terjadi pada proses korosi adalah :

a. Evolusi gas hidrogen



b. Reduksi Oksigen



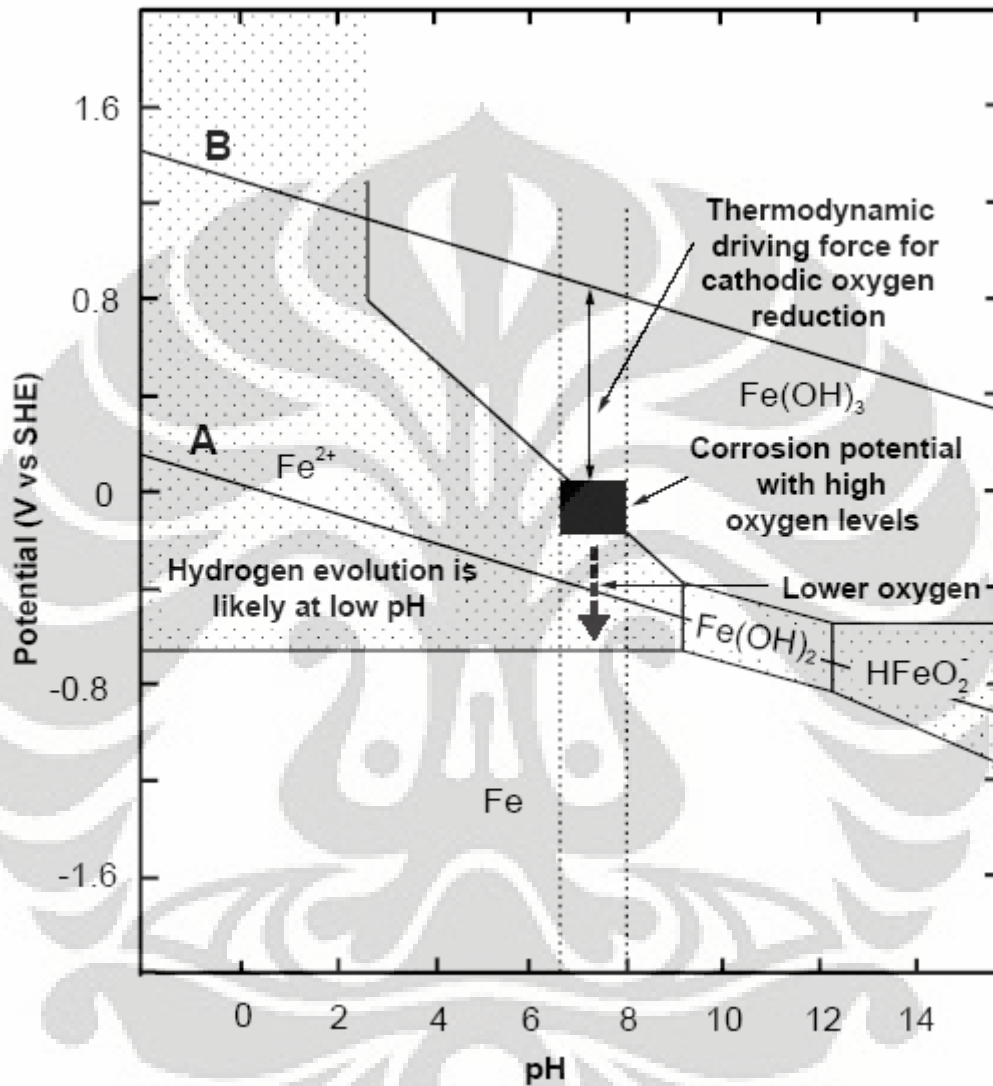
c. Reduksi ion logam



d. Pengendapan logam



Diagram Pourbaix digunakan untuk memprediksi kemungkinan logam dalam kondisi imune, pasif dan korosi. Data yang dibutuhkan dalam menganalisa diagram ini adalah potensial dan pH larutan. Diagram pada kondisi 25°C terlihat pada Gambar 2. 2.



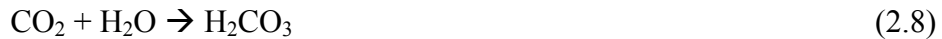
Gambar 2.2 Diagram Pourbaix besi dalam air pada 25°C [12]

## 2.2 MEKANISME KOROSI CO<sub>2</sub>

Dayalan *et al.* [2] dalam Jurnal Corrosion 1998 mengajukan mekanisme model untuk korosi karbon dioksida pada baja karbon aliran satu fasa dalam pipa. Mereka mengatakan bahwa seluruh proses korosi dapat dibagi menjadi empat tahap. Tahap pertama adalah penguraian karbon dioksida dalam larutan untuk membentuk berbagai jenis reaksi yang menjadi bagian dalam reaksi korosi.

Langkah yang kedua adalah perpindahan komponen reaktan menuju permukaan logam. Langkah yang ketiga melibatkan reaksi elektrokimia ( katodik dan anodik) berlangsung di permukaan logam. Langkah yang keempat adalah perpindahan produk korosi menuju larutan. Reaksinya sebagai berikut:

a. Formasi reaktan (bulk)



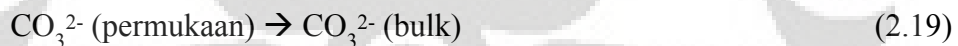
b. Perpindahan reaktan (bulk ke permukaan)



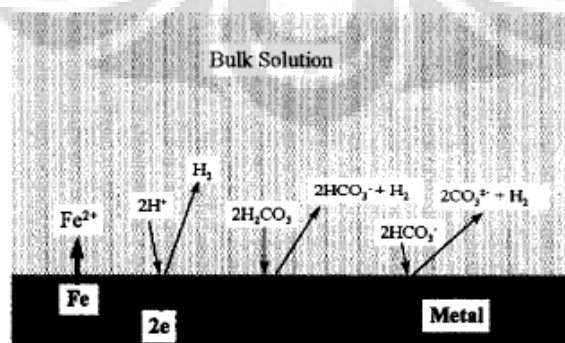
c. Reaksi elektrokimia (permukaan)



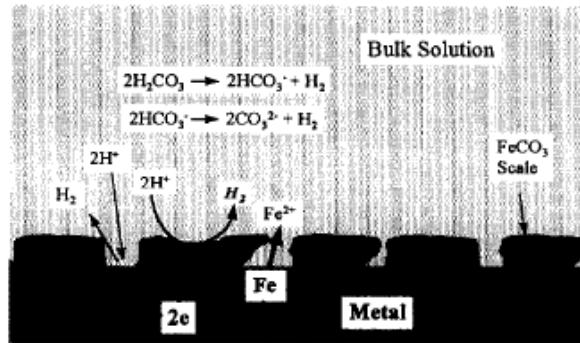
d. Perpindahan produk ( permukaan ke bulk)



Dari empat tahapan tersebut dibisa dilihat dalam Gambar 2.3 dan Gambar 2.4.  $\text{H}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{HCO}_3^-$  dan  $\text{H}^+$  mengalami reduksi pada permukaan besi dan menyumbangkan korosi.



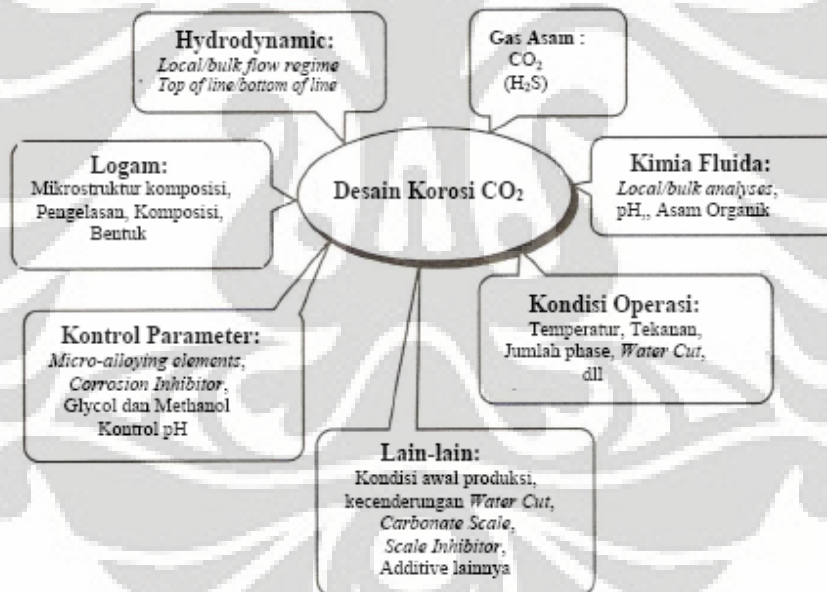
Gambar 2.3 Skematik korosi  $\text{CO}_2$  pada baja [2]



Gambar 2.4 Skematik korosi CO<sub>2</sub> dengan kerak FeCO<sub>3</sub> pada permukaan baja.[2]

### 2.3 FAKTOR YANG MEMPENGARUHI KOROSI CO<sub>2</sub>

Faktor-faktor yang mempengaruhi korosi CO<sub>2</sub> pada bahan baja karbon rendah bisa dilihat pada skematik diagram seperti terlihat pada Gambar 2.5 [1]. Parameter yang berhubungan dengan penelitian ini sebagian akan diuraikan secara singkat sebagai berikut:



Gambar 2.5 Parameter yang mempengaruhi korosi CO<sub>2</sub> [1]

#### 2.3.1 Air

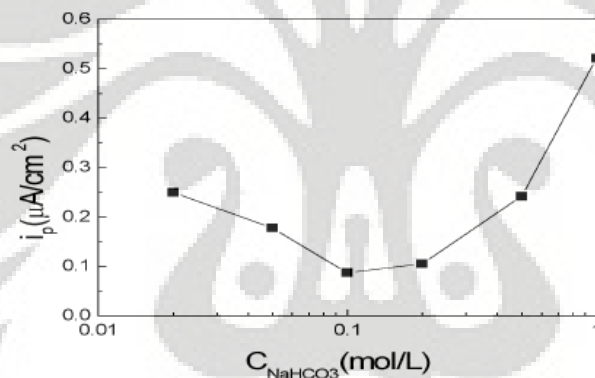
Air yang berhubungan dengan produksi minyak dan gas berasal dari 2 sumber.

1. Sebagai air kondensat (*condensate Water*), air yang dibentuk hasil kondensasi uap air dari fase gas.

2. Sebagai air reservoir (*reservoir water*), bentukan garam yang terbawa oleh aliran fluida hidrokarbon sumur.

*Reservoir water* mengandung garam terlarut yang cukup banyak bisa mempengaruhi pH dari system hidrokarbon yang mengandung CO<sub>2</sub>. Bikarbonat (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) bisa menguntungkan karena bisa bermanfaat untuk menambah pH sistem sehingga CO<sub>2</sub> kurang berbahaya.

Dong Junhua [13] dalam penelitiannya menyatakan bahwa ketika konsentrasi bikarbonat lebih besar dari 0,1 mol maka puncak *current density* bertambah dengan bertambahnya konsentrasi bikarbonat seperti terlihat pada Gambar 2.6. Artinya bahwa bikarbonat mempunyai dua pengaruh yang berlawanan yaitu sebagai pemercepat reaksi oksidasi besi dan pembuat pasif pada besi. Ketika konsentrasi bikarbonat kurang dari 0,1 mol maka *current density* berkurang dengan bertambahnya konsentrasi bikarbonat.



Gambar 2.6 Pengaruh konsentrasi NaHCO<sub>3</sub> terhadap *current density* [13]

### 2.3.2 Tekanan Parsial

Korosi CO<sub>2</sub> hasil dari reaksi permukaan baja dengan asam karbonat muncul dari larutan CO<sub>2</sub> dalam fase cairan. Konsentrasi CO<sub>2</sub> dalam fase cairan berhubungan langsung dengan tekanan parsial CO<sub>2</sub> gas dalam keseimbangan dengan fase cairan. Dalam korosi CO<sub>2</sub>, estimasi laju korosi berkaitan erat dengan tekanan parsial dari CO<sub>2</sub> dalam fase gas.

### 2.3.3 Temperatur

Korosi baja karbon dalam lingkungan CO<sub>2</sub> basah bisa berperan membentuk besi karbonat sebagai hasil produk korosi. Pada temperatur lebih tinggi dari 80°C, kelarutan besi karbonat berkurang karena pembentukan kerak

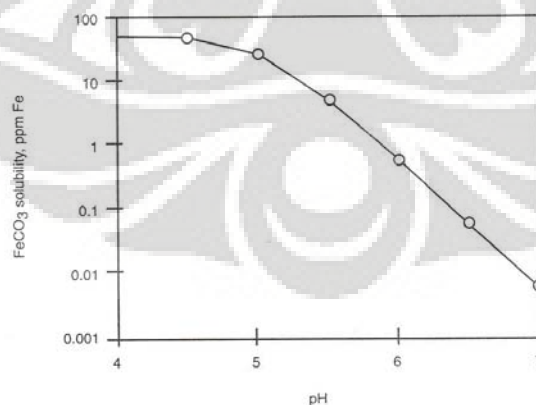


lebih memungkinkan. Sehingga laju korosi berkurang pada temperatur tinggi. Laju korosi bertambah dengan bertambahnya temperatur sampai temperatur 60 – 70°C.

### 2.3.4 pH

Nilai pH adalah parameter penting dalam korosi baja karbon. pH mempengaruhi reaksi elektrokimia dan pengendapan produk korosi dan pengendapan lainnya. Dengan kondisi produksi dalam fase cair bisa mengandung garam yang akan menyangga pH. Ini cenderung untuk mengurangi laju korosi dan berperan pada kondisi dimana pengendapan lapisan protektif atau *scale* lebih memungkinkan terbentuk.

Pergerakan reduksi  $H^+$  mendominasi reaksi katodik pada pH rendah (  $pH < 4.5$  ), sementara jumlah  $CO_2$  yang terlarut mengatur laju reaksi katodik pada pH lebih tinggi (  $pH > 5$  ). Disamping pengaruh laju reaksi pada katodik dan anodik , pH mempunyai dominan efek pada pembentukan lapisan korosi akibat pengaruhnya pada kelarutan besi karbonat lihat Gambar 2.7. Bisa dilihat bahwa daya larut produk korosi yang dilepaskan selama proses korosi berkurang 5 kali ketika pH bertambah dari 4 ke 5, tetapi 100 kali dengan penambahan pH dari 5 ke 6. Daya larut yang rendah memberikan lebih banyak endapan  $FeCO_3$  pada permukaan baja. Hal ini bisa menjelaskan mengapa laju korosi yang rendah ketika pH dalam range 5.5-6.



Gambar 2.7 Kelarutan besi karbonat selama proses korosi pada tekanan parsial  $CO_2$  2 bar dan 40 °C

### 2.3.5 Endapan Karbonat

Endapan atau lapisan karbonat yang memberikan proteksi pada permukaan baja tidak bisa dijamin seratus persen. Khususnya dalam daerah yang alirannya tinggi atau pada lasan, rusaknya endapan karbonat bisa berperan pada laju korosi lokal [1].

Lapisan produk korosi terdiri dari produk korosi yang tak bisa larut (*insoluble*) yaitu besi karbonat ( $\text{FeCO}_3$ ) dan komponen yang tidak bisa terurai (*undissolved*) dari logam dinamakan cementite ( $\text{Fe}_3\text{C}$ ). Seperti logam,  $\text{Fe}_3\text{C}$  adalah konduktor elektronik. Oleh karena itu, reaksi korosi katodik bisa terjadi pada permukaan logam itu sendiri. Ini berperan pada korosi galvanik antara logam dasar dengan lapisan  $\text{Fe}_3\text{C}$  yang tidak terurai.

Kelarutan  $\text{FeCO}_3$  sebagai fungsi dari konsentrasi ion  $\text{HCO}_3^-$ , reaksi pengendapan bisa dituliskan dalam bentuk



Sifat lapisan produk korosi dalam sistem yang tidak terlindungi adalah keropos (*porous*) dan ketebalan dalam mikron [15]. Kowata menjelaskan juga bahwa lapisan produk korosi adalah sangat keropos dan mempunyai ukuran lubang yang cukup untuk inhibitor berpindah tempat [16]. Beberapa penelitian yang berhubungan besi karbonat akan dikutip seperti dibawah ini.

Nesic *et al.* [17] dalam Jurnal Corrosion 2003 membuat model mekanis untuk korosi karbon dioksida pada *mild steel* dengan keberadaan lapisan protektif besi karbonat. Penelitian ini digunakan untuk mengetahui pengaruh formasi lapisan protektif besi karbonat dan pengaruh lapisan ini pada proses korosi  $\text{CO}_2$ . Dijelaskan bahwa pH, temperatur, tekanan parsial  $\text{CO}_2$  dan konsentrasi ion  $\text{Fe}^{2+}$  serta kondisi kecepatan yang rendah berperan untuk pembentukan lapisan protektif besi karbonat. Laju korosi tidak ada hubungan yang kuat dengan ketebalan lapisan protektif. Laju korosi berkurang dengan cepat jika massa jenis lapisan bertambah. Dijelaskan bahwa keberadaan difusi lapisan yang tebal dari  $\text{CO}_2$  terlarut melalui lapisan adalah mekanisme utama yang memberikan reaktan terhadap reaksi korosi pada permukaan logam. Diperlihatkan bahwa terkelupasnya lapisan akan mempunyai sifat protektif yang kurang baik ketika lapisan sangat tebal.

Nesic dan Lee [18] dalam Jurnal Corrosion 2003 membuat model mekanis untuk korosi karbon dioksida pada *mild steel* dengan keberadaan lapisan protektif besi karbonat. Pertumbuhan lapisan terjadi dengan pengendapan besi karbonat yang melebihi kondisi jenuh. Kecepatan pengendapan tergantung pada temperatur dan konsentrasi lokal yang dihitung dengan pemecahan dua persamaan transport. Pengendapan cenderung membangun lapisan  $\text{FeCO}_3$  pada permukaan baja dan mengurangi laju korosi. Pada bagian lain, proses korosi menimbulkan cacat dibawah lapisan endapan akan menambah porositas dan berperan pada laju korosi lebih besar. Lapisan yang sangat protektif dan laju korosi yang rendah disebabkan karena parameter pH, temperatur, tekanan parsial  $\text{CO}_2$  dan konsentrasi ion  $\text{Fe}^{2+}$  tinggi.

F.Yu *et al.* [19] dalam Jurnal Material Letter mengamati kekuatan retak lapisan korosi  $\text{CO}_2$  pipa pipeline. Kekuatan lapisan korosi  $\text{CO}_2$  diukur dengan vicker indentor pada bagian yang sudah dipoles dan variasi kekuatan retak dengan temperatur pembentukan lapisan diamati. Hasil menunjukkan bahwa lapisan korosi  $\text{CO}_2$  dibentuk pada temperatur  $60^\circ\text{C}$  sampai  $90^\circ\text{C}$  adalah  $(\text{Fe,Ca})\text{CO}_3$  dan pada temperatur  $115^\circ\text{C}$  adalah  $(\text{Fe,Ca, Mg})\text{CO}_3$ . ketebalan lapisan berkurang dan jumlah Ca dalam lapisan bertambah dengan kenaikan temperatur pembentukan lapisan. Kekutan retak lapisan korosi  $\text{CO}_2$  berkurang dengan kenaikan temperatur pembentukan lapisan.

Omkar A. Nafday dan Srdjan Nesic [20] dalam Jurnal Corrosion 2005 mengamati formasi kerak besi karbonate dan korosi  $\text{CO}_2$  dalam asam asetat. Asam asetat dikenal sebagai sumber ion hidrogen dan berperan untuk penambahan laju korosi pada *mild steel*, khususnya pada pH rendah. Proteksi kerak besi karbonat terbentuk pada temperatur tinggi ( $>60^\circ\text{C}$ ) dan nilai pH yang tinggi. Dari hasil penelitian menegaskan bahwa penipisan kerak  $\text{FeCO}_3$  dan kehilangan proteksi dalam keberadaan asam asetat. Pengaruh asam asetat pada proteksi kerak  $\text{FeCO}_3$  menggunakan 3% NaCl larutan garam pada temperatur  $80^\circ\text{C}$  dilakukan dengan kondisi stagnan. Hasilnya tidak ada pengaruh asam asetat pada proteksi kerak  $\text{FeCO}_3$  yang ditemukan pada variabel pH dan konsentrasi asam asetat.

G. Lin *et al* [21] dalam Journal Corrosion melakukan penelitian mengenai pengaruh temperatur dan tekanan pada morfologi kerak korosi karbon dioksida.

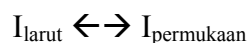
Hasil penelitian menunjukkan bahwa bagian melintang kerak produk korosi adalah struktur *double layer*. Maksimum ketebalan kerak ditunjukkan pada temperatur 120°C, sedangkan minimum ketebalan kerak bervariasi dengan temperaturnya. Tekanan parsial CO<sub>2</sub> ketebalan keraknya bervariasi dimana maksimum ketebalan kerak ditunjukkan pada tekanan parsialnya 6,89 Mpa dan berkurang dengan cepat ketika tekanan parsialnya bertambah.

Dong Junhua *et.al* [13] dalam jurnal Materials Research Society 2002, melakukan penelitian korosi baja karbon dalam larutan bikarbonat. Hasil pengukuran polarisasi anodik menunjukkan bahwa bikarbonat mempercepat penguraian anodik dan formasi lapisan luar dari baja karbon pada konsentrasi yang tinggi, mengingat bahwa bikarbonat menghambat proses pada konsentrasi yang rendah. Analisa FTIR dan XRD pada lapisan anodik menunjukkan bahwa siderite (FeCO<sub>3</sub>) dibentuk pada larutan bikarbonat 0,5 sampai 1 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> dan Fe(OH)<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> pada larutan bikarbonat 0,1 sampai 0,2 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, sementara itu Fe<sub>6</sub>(OH)<sub>12</sub>CO<sub>3</sub> pada larutan bikarbonat 0.02 sampai 0.05 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>. Dalam semua kasus, nilai pH sekitar 8,33.

## 2.4 INHIBITOR

Inhibitor adalah suatu zat kimia yang apabila ditambahkan/dimasukkan dalam jumlah sedikit kedalam suatu lingkungan yang korosif, dapat secara efektif mengurangi atau memperlambat laju korosi. Jumlah yang efektif diperlukan oleh inhibitor untuk mengurangi laju korosi cukup rendah hanya beberapa *part per million* (ppm)[11,22]. Beberapa inhibitor yang digunakan sering dipakai dapat dilihat pada Tabel 2.1.

Proses pelambatan korosi karena inhibitor pada hakikatnya adalah hasil adsorpsi inhibitor pada permukaan metal. Lapisan film yang terbentuk oleh proses adsorpsi dari zat inhibitor organik yang larut hanya beberapa molekul saja tebalnya sehingga tidak tampak oleh pandangan mata. Suatu inhibitor organik yang larut, kekuatan adsorpsi merupakan faktor yang dominan. Proses adsorpsi suatu inhibitor dalam suatu larutan menciptakan kesetimbangan sebagai berikut:



dimana I adalah Inhibitor organik yang dapat larut.

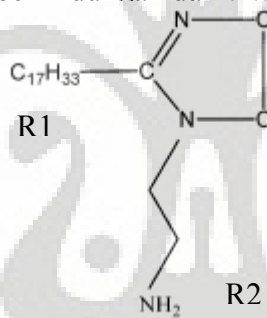
Tabel 2.1 Inhibitor yang digunakan untuk aplikasi industri [12]

System	Inhibitor	Metals	Concentration
Acids			
HCl	Ethylaniline	Fe	0.5%
	MBT*	..	1%
	Pyridine + phenylhydrazine	..	0.5% + 0.5%
	Rosin amine + ethylene oxide	..	0.2%
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Phenylacridine	..	0.5%
H <sub>3</sub> PO <sub>4</sub>	NaI	..	200 ppm
Others	Thiourea	..	1%
	Sulfonated castor oil	..	0.5–1.0%
	As <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	..	0.5%
	Na <sub>3</sub> AsO <sub>4</sub>	..	0.5%
Water			
Potable	Ca(HCO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	Steel, cast iron	10 ppm
	Polyphosphate	Fe, Zn, Cu, Al	5–10 ppm
	Ca(OH) <sub>2</sub>	Fe, Zn, Cu	10 ppm
	Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub>	..	10–20 ppm
Cooling	Ca(HCO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	Steel, cast iron	10 ppm
	Na <sub>2</sub> CrO <sub>4</sub>	Fe, Zn, Cu	0.1%
	NaNO <sub>2</sub>	Fe	0.05%
	NaH <sub>2</sub> PO <sub>4</sub>	..	1%
	Morpholine	..	0.2%
Boilers	NaH <sub>2</sub> PO <sub>4</sub>	Fe, Zn, Cu	10 ppm
	Polyphosphate	..	10 ppm
	Morpholine	Fe	Variable
	Hydrazine	..	O <sub>2</sub> scavenger
	Ammonia	..	Neutralizer
	Octadecylamine	..	Variable
Engine coolants	Na <sub>2</sub> CrO <sub>4</sub>	Fe, Pb, Cu, Zn	0.1–1%
	NaNO <sub>2</sub>	Fe	0.1–1%
	Borax	..	1%
Glycol/water	Borax + MBT*	All	1% + 0.1%
Oil field brines	Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub>	Fe	0.01%
	Quaternaries	..	10–25 ppm
	Imidazoline	..	10–25 ppm
Seawater	Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub>	Zn	10 ppm
	NaNO <sub>2</sub>	Fe	0.5%
	Ca(HCO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	All	pH dependent
	NaH <sub>2</sub> PO <sub>4</sub> + NaNO <sub>2</sub>	Fe	10 ppm + 0.5%

\*MBT = mercaptobenzotriazole.

Apabila jumlah inhibitor dalam larutan bertambah, maka bertambah pula inhibitor pada permukaan. Efisiensi inhibitor bertambah sesuai dengan konsentrasinya hingga permukaan menjadi penuh, yakni apabila seluruh permukaan telah menyerap molekul inhibitor. Semakin besar pelekatan adsorpsi makin rendah konsentrasi inhibitor di dalam larutan yang diperlukan untuk melapisi seluruh permukaan [22].

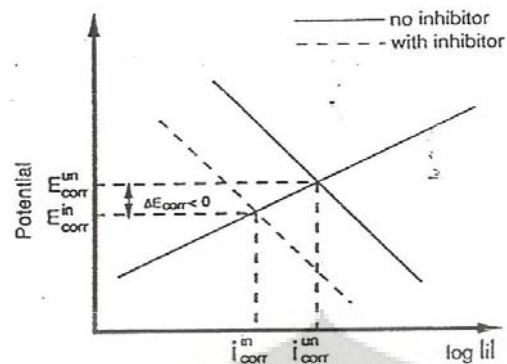
Struktur molekul dari *imidazoline* ditunjukkan pada Gambar 2.8. Struktur molekul *imidazoline* terdiri atas tiga substruktur yang berbeda yaitu cincin lima atom dengan elemen nitrogen, rantai panjang hidrokarbon (R1) dan anting-anting samping rantai dengan grup fungsional aktif (R2). R1 dan R2 mempunyai fungsi yang berbeda-beda. R2 mempunyai pengaruh yang besar pada mutu senyawa tetapi mempunyai efek yang sedikit pada efisiensi *imidazoline* sebagai inhibitor korosi. Sedangkan R1 adalah rantai panjang hidrokarbon yang mempunyai peranan utama dalam karakter perlindungan dari *imidazoline* [23].



Gambar 2.8 Struktur molekul imidazoline [5]

Ketika inhibitor ditambahkan kedalam sistem, penyerapan molekul inhibitor terjadi pada antarmuka baja dan larutan dan ini dilengkapi dengan perubahan potensial diantara baja dan larutan akibat distribusi yang tidak seragam dari muatan listrik pada antarmuka [24].

Seperti yang ditulis oleh Piron [25] bahwa penambahan inhibitor organik katodik ke dalam sistem elektrolit akan mengurangi laju reduksi hydrogen, tetapi sedikit bahkan tidak ada pengaruh ke reaksi anodik. Seperti dalam gambar 2.9, nilai  $I_{corr\ H_2}$  lebih kecil dengan kehadiran inhibitor. Garis Tafel akan bergeser menuju kiri, tetapi kemiringannya tidak dipengaruhi oleh inhibitor dan tetap konstan. Inhibitor katodik mempunyai tanda khusus yaitu negatif beda potensialnya.

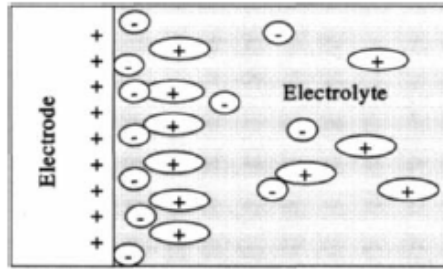


Gambar 2.9 Pengaruh inhibitor terhadap  $I_{corr}$  [25]

Penelitian Mansfield *et.al* [26] menjelaskan bahwa inhibitor memperlihatkan perlambatan reaksi elektroda dalam proses korosi. Dua tipe perlambatan bisa dibedakan yaitu perlambatan antarmuka dan antarfase. Perlambatan antarmuka fungsi utamanya adalah perlambatan reaksi permukaan melalui penyerapan langsung. Sedangkan perlambatan antarfase mengubah aktifitas permukaan baja melalui formasi dari luasan fase pada antarfase baja dan larutan.

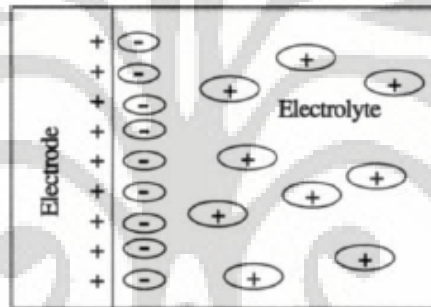
Dua tipe penyerapan inhibitor organik pada permukaan baja adalah fisik atau elektrostatik dan *chemisorption*. *Chemisorption* adalah perpindahan, atau *sharing* muatan molekul inhibitor ke permukaan baja untuk membentuk ikatan *coordinate-type*. *Chemisorption* yang paling penting dari interaksi antara permukaan baja dan molekul inhibitor [15].

Sekitar 80% inhibitor adalah senyawa organik yang tidak dapat dikatakan secara khusus sebagai anodik atau katodik dan disebut inhibitor campuran (*mixed inhibitor*). Inhibitor campuran melindungi logam dengan tiga kemungkinan yaitu adsorpsi fisik, adsorpsi kimia dan pembentukan lapisan (film). Adsorpsi fisik (elektrostatik) merupakan hasil dari aksi elektrostatik antara inhibitor dan permukaan logam. Jika permukaan logam bermuatan positif, maka adsorpsi dari inhibitor yang bermuatan negatif (anionik) akan terjadi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.10.



Gambar 2.10 Adsorpsi inhibitor bermuatan negatif pada permukaan logam bermuatan positif [9]

Molekul bermuatan positif kombinasi dengan yang bermuatan negatif dapat melindungi logam yang bermuatan positif. Anion seperti halida dalam larutan teradsorpsi dipermukaan logam yang bermuatan positif dan kation organik teradsorpsi pada dipole. Fenomena ini disebut efek sinergisme, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.11



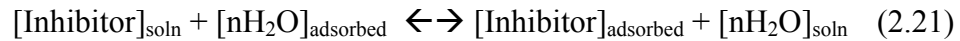
Gambar 2.11 Adsorpsi sinergistik inhibitor bermuatan positif dan anion pada permukaan logam bermuatan positif [9]

Inhibitor yang teradsorpsi fisik berinteraksi dengan cepat, akan tetapi juga mudah lepas dari permukaan logam. Kenaikan temperatur umumnya akan menyebabkan desorpsi inhibitor yang teradsorpsi secara fisik. Inhibitor yang paling efektif dalam memproteksi logam adalah yang teradsorpsi secara kimia, di mana proses tersebut melibatkan sharing muatan atau transfer muatan antara molekul inhibitor dan permukaan logam. Proses ini berlangsung lebih lambat daripada adsorpsi fisik, namun tidak mudah rontok. Kenaikan temperatur akan meningkatkan daya adsorpsi dan efisiensi inhibisi.

Adsorpsi molekul inhibitor bisa juga melalui reaksi permukaan menghasilkan lapisan polimer. Efisiensi inhibisi akan naik dengan bertambah tebalnya lapisan tersebut. Inhibisi akan efektif hanya bilamana lapisan yang terbentuk dapat melekat, tidak mudah larut dan mampu mencegah masuknya larutan ke permukaan logam.



Mekanisme kerja dari inhibitor organik terjadi melalui adsorpsi molekul air pada permukaan logam yang dicelupkan ke dalam larutan basah. Molekul organik teradsorpsi dengan menggantikan molekul air.

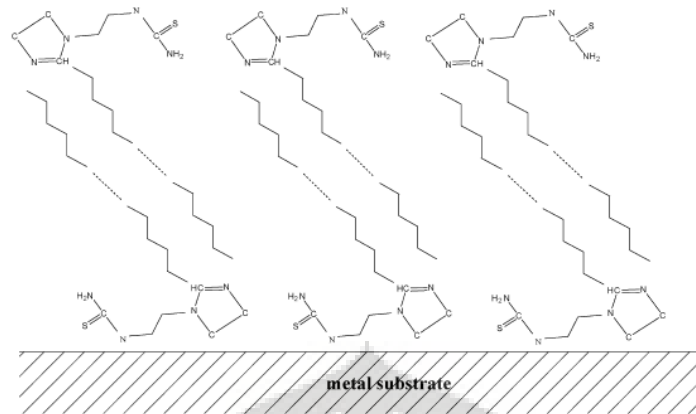


dimana  $n$  jumlah molekul air yang digantikan oleh satu molekul inhibitor.

Kemampuan inhibitor untuk menggantikan molekul air tergantung dari interaksi elektrostatik antara logam dan inhibitor. Sementara itu, jumlah molekul air yang digantikan tergantung dari ukuran dan orientasi molekul inhibitor. Dengan demikian, interaksi pertama antara inhibitor dengan permukaan logam tidak spesifik dan memerlukan energi aktivasi yang rendah. Proses ini disebut adsorpsi fisik, yang bersifat cepat dan reversible. Di bawah kondisi yang mendukung, proses ini akan melibatkan adsorpsi kimia membentuk ikatan dengan permukaan logam. Inhibitor yang mempunyai loncatan elektron relatif longgar akan berpindah dengan mudah [9].

Secara lebih rinci, mekanisme pembentukan lapisan dari inhibitor organik dapat diterangkan sebagai berikut. Ekor hidrokarbon non-polar dari molekul inhibitor ini berada secara vertikal terhadap permukaan logam seperti terlihat pada Gambar 2.12. Rantai hidrokarbon molekul inhibitor ini saling menangkap membentuk lapisan seperti jaring yang tertutup, yang akan menolak fasa cair, yang disebabkan karakter dari hidrofobik. Hidrokarbon yang ada pada minyak dan gas bumi akan diserap oleh ekor hidrokarbon inhibitor, sehingga ketebalan dan kemampuan penghambatan dari lapisan hidrofobik terhadap medium korosif semakin bertambah [27].

Kehadiran lapisan inhibitor senyawa organik rantai panjang berfungsi menahan reaksi anodik dan katodik. Seluruh proses tergantung pada lingkungan (pH, temperatur, dan tegangan geser cairan), keadaan permukaan logam (kekasaran, *scale*, lapisan oksida, kerusakan permukaan dan lapisan karbonat), dan persaingan dari permukaan aktif lainnya (inhibitor *scale* dan demulsifier). Penyerapan molekul inhibitor tidak hanya pada permukaan logam tetapi pada kerak karbonat. Morfologi dan tingkat kristalisasi dari kerak dan porositas akan dipengaruhi oleh molekul yang terserap [1].



Gambar 2.11 Adsorpsi inhibitor imidazoline permukaan logam [5]

Beberapa penelitian dari berbagai jurnal internasional yang berhubungan dengan inhibitor akan diperlihatkan sebagai berikut:

Guoan Zhang *et al.* [5] dalam Jurnal Material Chemistry dan Physic 2007 melakukan evaluasi mengenai efisiensi inhibitor derivative dalam larutan akuatik yang mengandung  $\text{CO}_2$ . Inhibitor derivative adalah tipe mixed-inhibitor yang menahan proses katodik dan anodik. Inhibitor yang terserap pada permukaan logam mempengaruhi proses kinetika reaksi katodik dan anodik dan menambah energi aktivitas reaksi. Dari pengukuran *Linear Polarization Resistance* (LPR) dan *Electrochemical Impedance Spectroscopy* (EIS) disimpulkan bahwa imidazoline derivative menghambat korosi API 5L X65 dalam  $\text{CO}_2$  yang mengandung 5% NaCl dan efisiensi inhibitor meningkat dengan meningkatnya konsentrasi inhibitor. Lapisan inhibitor yang menempel pada logam terbentuk secara bertahap dan efisiensi inhibitor meningkat dengan bertambahnya waktu pencelupan.

Y.J Tan *et al.* [28] dalam Jurnal Corrosion Science 1996 telah melakukan pengamatan formasi dan kerusakan lapisan inhibitor korosi (imidiazoline). Dari hasil pengamatannya menunjukkan bahwa imidiazoline sangat efektif sebagai inhibitor korosi  $\text{CO}_2$  yang membentuk ikatan kimia pada permukaan logam. Lapisan inhibitor terlihat mempunyai struktur lapisan yang banyak mengkombinasikan lapisan dalam (inhibitor-logam) dan lapisan luar berupa molekul inhibitor. Lapisan inhibitor menunjukkan kemampuan yang kuat untuk memperbaiki sendiri dan perbaikan yang terus menerus meskipun tegangan geser permukaan air secara bertahap melepaskan lapisan inhibitor.

K.Sapre *et al.* [29] dalam Jurnal Corrosion Science 2003 mengamati lapisan produk korosi pada larutan yang mengandung CO<sub>2</sub>. Lapisan produk korosi sangat keropos dan tebal diperoleh dari kecepatan alir yang rendah, tetapi pada kecepatan yang tinggi ketebalan lapisan menjadi tipis dan padat. Keberadaan minyak diketahui bisa menambah efektifitas inhibitor untuk mengurangi laju korosi daripada keberadaan air. Ketebalan lapisan produk korosi akan berkurang dengan bertambahnya angka *Froude Number* dan kehadiran imidiazoline menjadi efektif dan membantu mengontrol korosi jika ditambahkan dalam jumlah yang tepat. Laju korosi akan lebih tinggi tanpa kehadiran inhibitor dan *water cut* sistem 100%.

E.Gulbrandsen *et al.* [30] dalam Jurnal Corrosion 1998 mengamati pengaruh produk karat terhadap efektifitas inhibitor dalam korosi CO<sub>2</sub>. Hasil pengamatan menunjukkan bahwa efektifitas inhibitor terganggu dengan semakin lamanya waktu korosi logam dan bertambahnya temperatur. Hasil serangan korosi adalah korosi lokal dengan *pit* yang dalam. Pengaruh kerusakan dipengaruhi oleh sifat logam dan komposisi inhibitor. Kegagalan inhibitor dipengaruhi oleh formasi lapisan cementite (Fe<sub>3</sub>C) pada lapisan logam.

E.Gulbrandsen *et al.* [31] dalam Jurnal Corrosion 2007 mengamati pengaruh emulsi minyak dalam air terhadap efektifitas inhibitor korosi pada korosi CO<sub>2</sub>. Hasil pengamatan menunjukkan bahwa keberadaan emulsi mengurangi efisiensi secara substansional. Penelitian menyimpulkan bahwa kecenderungan *droplet* minyak membentuk lapisan tipis pada permukaan logam.

Yue Cen *et al.* [32] dalam Jurnal Corrosion 1999 mengamati pengaruh aliran multiphase pada inhibitor korosi dalam aliran yang mengandung CO<sub>2</sub> dengan kondisi tekanan 19.7 psi dan temperatur 40° C. Dengan menggunakan EIS, ia menyatakan bahwa tegangan geser yang tinggi dan turbulen akibat campuran *vortek* dan *buble impact* dalam aliran multiphase menaikkan korosi atau mengurangi efisiensi inhibitor.

## **2.5 EFISIENSI INHIBITOR.**

Inhibitor dapat bekerja dengan efektif harus tersebar ke seluruh permukaan cairan dan dengan kondisi sistem yang harus cukup efektif untuk

memberikan kemampuan proteksi [1]. Efisiensi inhibitor tergantung pada banyak faktor. Dari sudut pandang makroskopik tergantung pada model aliran, kimia larutan, temperatur, tekanan dan lain-lain. Sedangkan dari sudut pandang tingkat molekuler, efisiensi inhibitor tergantung pada jumlah tempat penyerapan, massa jenis muatan inhibitor, ukuran molekulnya, cara interaksi dengan permukaan baja, struktur elektronik dari molekul dan lain-lain [15]. Efisiensi inhibitor dirumuskan sebagai berikut [1]:

$$\text{Efisiensi inhibitor} = \frac{CRo - CRinh}{CRo} \times 100\% \quad (2.22)$$

Dimana

$CRo$  = laju korosi tanpa inhibitor

$CRinh$  = laju korosi dengan inhibitor

Efisiensi inhibitor sebagai fungsi dari konsentrasi inhibitor. Untuk mendesain plant baru, nilai efisiensi inhibitor biasanya yang dipakai adalah 85% [1]. Secara umum, efisiensi inhibitor bertambah dengan kenaikan konsentrasi dan inhibitor yang baik akan memberikan efisiensi 95% pada 80 ppm dan efisiensi 90% pada 40 ppm [33].

## 2.6 LSI DAN RSI LARUTAN

Untuk mengetahui kecenderungan suatu larutan itu bersifat korosif atau tidak dan scaling atau tidak, kita bisa menggunakan rumus seperti berikut ini [6]

*Langelier Saturation Index (LSI)*

$$LSI = pH - pHs \quad (2.23)$$

Nilai LSI mempunyai nilai negatif, nol dan positif seperti terlihat pada tabel 2.12. Nilai negatif artinya larutan akan bersifat korosif. Nilai nol artinya larutan akan bersifat netral. Sedangkan nilai positif artinya larutan akan pengendapan (*scaling*).  
*Ryznar Stability Index (RSI).*

$$RSI = 2 pHs + pH \quad (2.24)$$

Nilai RSI dibagi menjadi 3 bagian seperti terlihat pada Tabel 2.2. Nilai 6-6,5 artinya larutan netral. Dibawah nilai 6-6,5 artinya larutan cenderung mengendap sedangkan nilai diatas 6-6,5 artinya larutan bersifat semakin korosif.

$$pHs = (9 + a + b) - (c + d) \quad (2.25)$$

dimana :

$$a = (\log (\text{TDS})-1)/10$$

$$b = -13.2 * \log (T) + 34.55$$

$$c = \log (C) -0.4$$

$$d = \log (A)$$

TDS = total dissolved solids (mg/l)

T = temperature (K)

C = calsium hardness ( konsentrasi  $\text{CaCO}_3$ )(mg/l)

A = alkalinitas ( mg/l)

pH = pH larutan

Tabel 2.2 Skala LSI dan RSI [6]

Index		Tendency of water
LSI	RSI	
2.0	< 4	Heavy scale forming, nonaggressive
0.5	5 - 6	Slightly scale forming and midly aggressive
0	6 -6.5	Balanced or at $\text{CaCO}_3$ saturation
-0.5	6.5 - 7	Nonscaling and slightly aggressive
-2.0	>8	Undersaturated, very aggressive

## 2.7 PENENTUAN LAJU KOROSI

Untuk mengukur laju korosi selama penelitian menggunakan metode *weight gain and loss (WGL)*. Sesuai dengan standar ASTM G31 [34] bahwa rumus untuk mencari laju korosi sebagai berikut :

$$\text{Laju korosi ( CR )} = \frac{K W}{A T D} \text{ mpy}$$

Dimana : K = konstanta (  $3.45 \times 10^6$  )

W = berat yang hilang ( gram )

A = luas sampel yang terendam (  $\text{cm}^2$  )

T = waktu perendaman ( jam )

D = masa jenis logam (*mild steel* =  $7,86 \text{ g/cm}^3$ )

## BAB III

### METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian dilakukan di laboratorium korosi pada Jurusan Metalurgi dan Material Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Variabel penelitian yang akan digunakan adalah konsentrasi bikarbonat ( $\text{HCO}_3^-$ ) dan inhibitor.

#### 3.1 SAMPEL DAN LARUTAN PENELITIAN

Dalam penelitian ini akan dilakukan pengujian dengan menggunakan benda uji *mild steel* AISI 1018 berbentuk plat tipis dengan ukuran 40 mm x 15 mm x 3 mm dilubangi dengan diameternya 2 mm untuk gatungan. Komposisi kimia dari sampel seperti terlihat pada Tabel 3.1. Material sertifikat dan hasil test sampel ada dilampiran 1.

Tabel 3.1 Komposisi kimia sampel

No	Unsur Kimia	% Berat
1	Fe	98.831
2	C	0.120
3	Mn	0.815
4	Si	0.005
5	P	0.0123
6	S	0.006
7	Cr	0.0142
8	Mo	0.005
9	Ni	0.005
10	Al	0.0276
11	Co	0.0028
12	Cu	0.0164
13	Nb	0.002
14	Ti	0.0034
15	V	0.002
16	W	0.015
17	Pb	0.025
18	Sn	0.0124
19	B	0.001
20	Ca	0.007
21	Zr	0.002
22	As	0.0187
23	Bi	0.019

Larutan yang digunakan adalah larutan *brine* sebanyak 1 liter. Larutan *brine* menggunakan standar ASTM D1141 [7,8]. Komposisi larutan *brine* seperti pada Tabel 3.2

Tabel 3.2 Komposisi larutan *brine*.

No	Nama senyawa	Jumlah g/L
1	NaCl	28.5
2	CaCl <sub>2</sub>	1.16
3	MgCl <sub>2</sub>	5.2
4	NaHCO <sub>3</sub>	0.2

Percobaan ini dilakukan dengan menggunakan standar percobaan ASTM G31 [34].

### 3.2 PERALATAN PENELITIAN

Peralatan yang digunakan selama penelitian adalah

1. Amplas # 240
2. Timbangan digital A&D tipe GR-300 (keakurasian 0,01%)
3. pH/EC/TDS Hanna Instruments tipe HI 98130
4. Beaker glass dan gelas ukur
5. Pipet
6. Spidol Permanen
7. Senar
8. Toples Plastik
9. Selang plastik
10. Kamera digital
11. Avometer
12. Filter Udara
13. Elektroda referensi Ag-AgCl
14. Tabung CO<sub>2</sub>

### 3.3 BAHAN-BAHAN PENELITIAN

Bahan-bahan yang perlu dipersiapkan selama percobaan adalah

#### 1. Larutan brine

Untuk mendapatkan larutan brine maka dilakukan pencampuran berbagai macam senyawa sesuai dengan ASTM D1141 [7,8].

Tabel 3.3 Variabel larutan brine

Senyawa	Larutan I (gm/L)	Larutan II (gm/L)	Larutan III (gm/L)
NaCl	28.5	28.5	28.5
CaCl <sub>2</sub>	1.16	1.16	1.16
MgCl <sub>2</sub>	5.2	5.2	5.2
NaHCO <sub>3</sub>	0.2	8.4	42
Air	sisanya	sisanya	sisanya

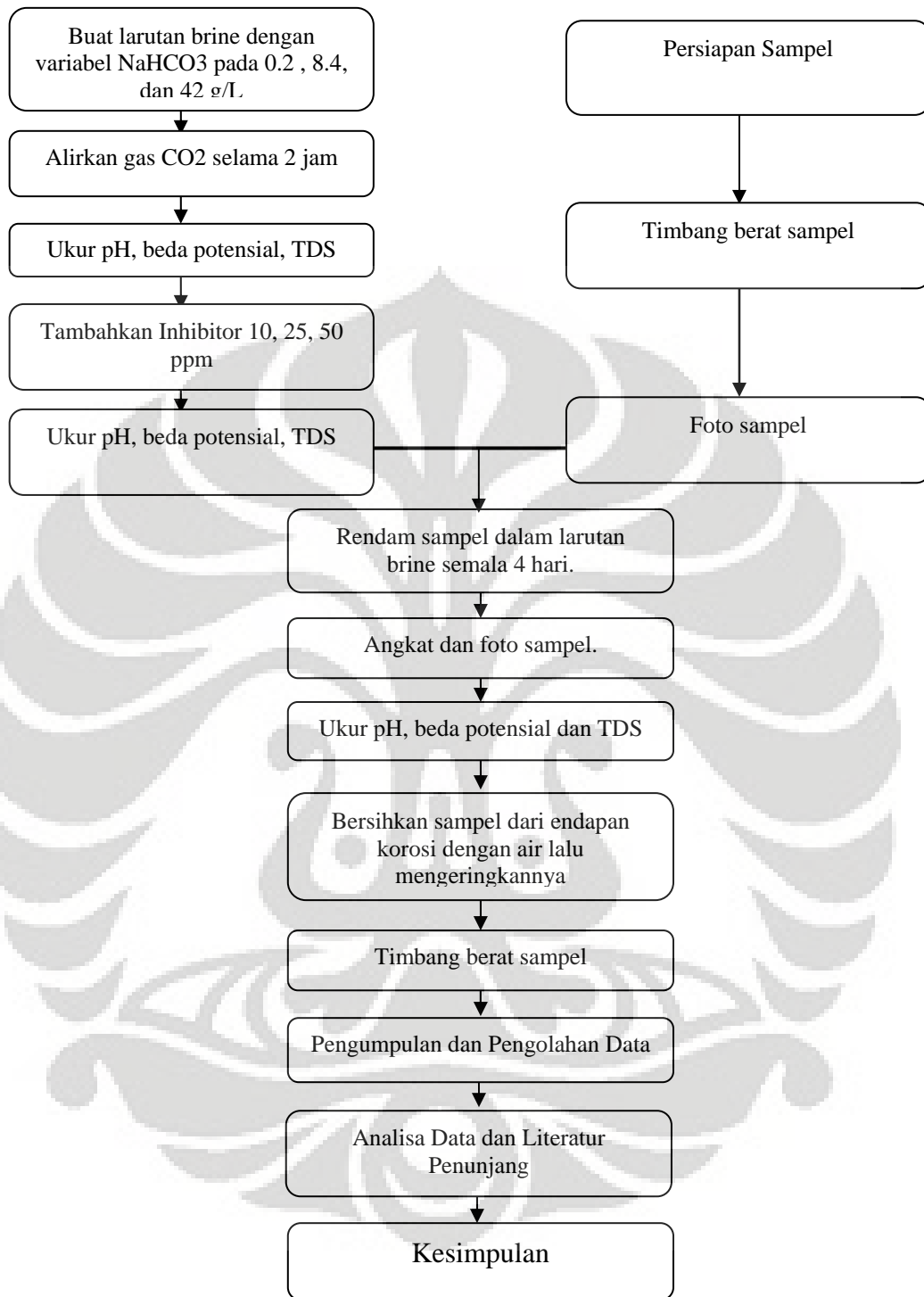
#### 2. Inhibitor korosi *Imidazoline* ( MSDS dilampiran )

#### 3. Gas CO<sub>2</sub>

### 3.4 DIAGRAM ALIR PENELITIAN

Urutan dari penelitian ini bisa dilihat dari diagram alir yang ada di Gambar 3.1. Standar pembersihan sampel sebelum dan setelah pengujian dilakukan dengan menggunakan standar ASTM G1 [35]. Luas permukaan sampel yang terendam dalam larutan 1000 mL adalah 1918 mm<sup>2</sup>.





Gambar 3.1 Diagram alir penelitian

### 3.5 VARIABEL PENELITIAN

Untuk mendapatkan korelasi yang mencukupi pengaruh bikarbonat dan inhibitor maka percobaan ini dilakukan terdiri atas 2 jenis perlakuan yaitu :

- a. Perlakuan  $\text{NaHCO}_3$  dengan 3 macam variabel yaitu pada konsentrasi 0,002 mol , 0.1 mol dan 0.5 mol
- b. Perlakuan inhibitor korosi dengan 4 macam variabel yaitu pada konsentrasi 0 ppm, 10 ppm, 25 ppm dan 50 ppm.

Jadi secara keseluruhan jumlah perlakuan yang ada dalam penelitian ni adalah 12 macam. Perlakuan tersebut bisa dilihat dalam Tabel 3.4.

Tabel 3.4 Tabel perlakuan percobaan

No Perlakuan	Kondisi $\text{NaHCO}_3$	Konsentrasi inhibitor
1	0,002 mol	0 ppm
2	0,002 mol	10 ppm
3	0,002 mol	25 ppm
4	0,002 mol	50 ppm
5	0,1 mol	0 ppm
6	0,1 mol	10 ppm
7	0,1 mol	25 ppm
8	0,1 mol	50 ppm
9	0,5 mol	0 ppm
10	0,5 mol	10 ppm
11	0,5 mol	25 ppm
12	0,5 mol	50 ppm

Penelitian dilakukan dengan cara perendaman *mild steel* ke dalam larutan dengan kondisi  $\text{CO}_2$  jenuh selama 4 hari pada larutan tersebut diatas. Foto-foto selama penelitian terlihat pada Gambar 3.4 ,Gambar 3.5 dan Gambar 3.6.



Gambar 3.2 Foto penjenuhan larutan dengan gas  $\text{CO}_2$  selama 2 jam



Gambar 3.3 Foto sampel sebelum dilakukan perendaman



Gambar 3.4 Foto pelaksanaan perendaman sampel selama 4 hari

## BAB IV HASIL PENELITIAN

Setelah dilakukan prosedur penelitian seperti yang diuraikan pada BAB III, maka hasil pengukuran, foto sampel, foto larutan, dan pengolahan data akan ditabelkan dan ditampilkan dalam bab ini.

### 4.1 FOTO SAMPEL DAN LARUTAN

#### 4.1.1 Foto Larutan Hasil Penelitian



Gambar 4.1 Foto Larutan hasil percobaan selama 4 hari perendaman pada kondisi konsentrasi 0.002 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>



Gambar 4.2 Foto Larutan hasil percobaan selama 4 hari perendaman pada kondisi konsentrasi 0.1 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>



Gambar 4.3 Foto Larutan hasil percobaan selama 4 hari perendaman pada kondisi konsentrasi  $0.5 \text{ mol HCO}_3^-$

#### 4.1.2 Foto Sampel Hasil Penelitian Pada Konsentrasi $0.002 \text{ mol HCO}_3^-$



Gambar 4.4 Foto sampel setelah perendaman pada  $0,002 \text{ mol HCO}_3^-$  tanpa inhibitor



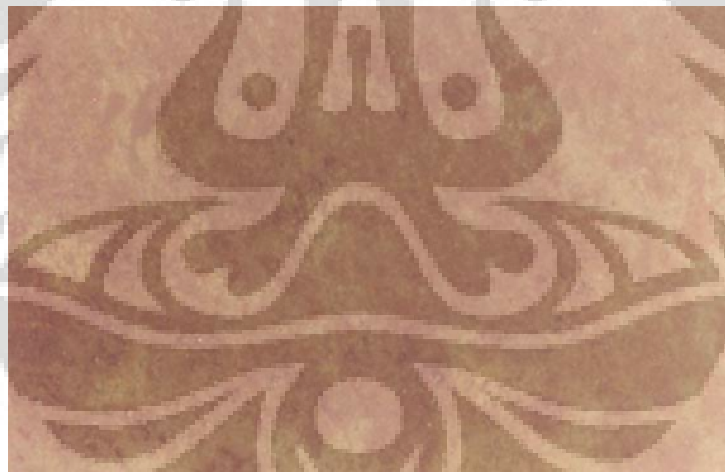
Gambar 4.5 Foto sampel setelah perendaman pada  $0,002 \text{ mol HCO}_3^-$  dengan inhibitor 10 ppm



Gambar 4.6 Foto sampel setelah perendaman pada  $0,002 \text{ mol HCO}_3^-$  dengan inhibitor 25 ppm



Gambar 4.7 Foto sampel setelah perendaman pada 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan inhibitor 50 ppm



Gambar 4.8 Foto sampel tampak atas dengan pembesaran 10 kali setelah perendaman pada 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  tanpa inhibitor



Gambar 4.9 Foto sampel tampak atas dengan pembesaran 10 kali setelah perendaman pada 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan inhibitor 10 ppm



Gambar 4.10 Foto sampel tampak atas dengan pembesaran 10 kali setelah perendaman pada 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan inhibitor 25 ppm

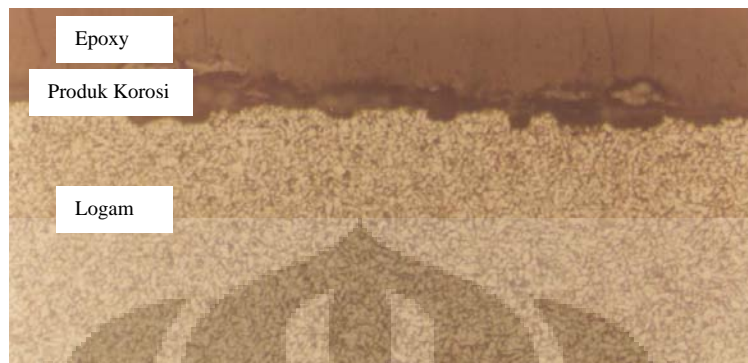




Gambar 4.11 Foto sampel tampak atas dengan pembesaran 10 kali setelah perendaman pada 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan inhibitor 50 ppm



Gambar 4.12 Foto sampel tampak melintang dengan pembesaran 100 kali setelah perendaman pada 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  tanpa inhibitor



Gambar 4.13 Foto sampel tampak melintang dengan pembesaran 100 kali setelah perendaman pada  $0,002 \text{ mol HCO}_3^-$  dengan inhibitor 10 ppm



Gambar 4.14 Foto sampel tampak melintang dengan pembesaran 100 kali setelah perendaman pada  $0,002 \text{ mol HCO}_3^-$  dengan inhibitor 25 ppm



Gambar 4.15 Foto sampel tampak melintang dengan pembesaran 100 kali setelah perendaman pada  $0,002 \text{ mol HCO}_3^-$  dengan inhibitor 50 ppm

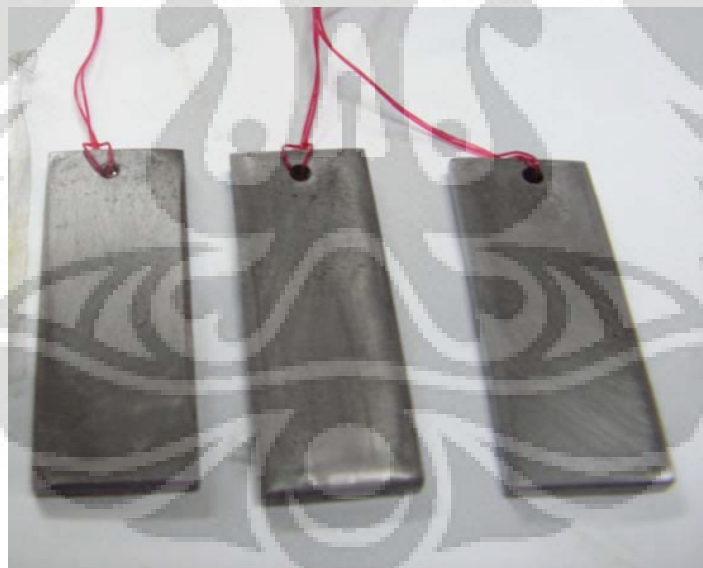
#### 4.1.3 Foto Sampel Hasil Penelitian Pada Konsentrasi $0.1 \text{ mol HCO}_3^-$



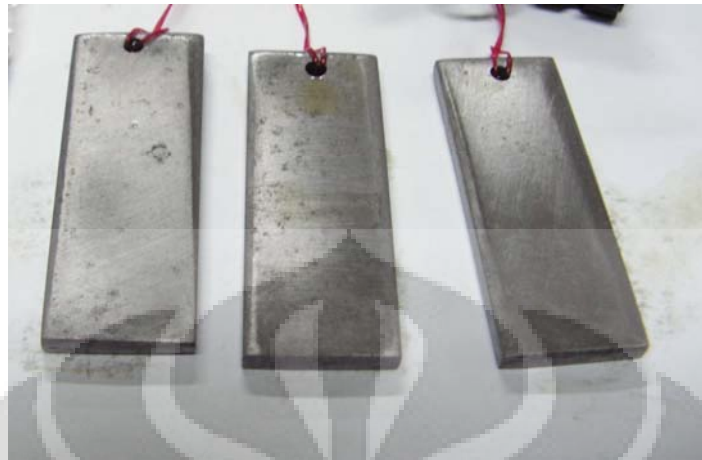
Gambar 4.16 Foto sampel setelah perendaman pada  $0.1 \text{ mol HCO}_3^-$  tanpa inhibitor



Gambar 4.17 Foto sampel setelah perendaman pada 0.1 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan inhibitor 10 ppm



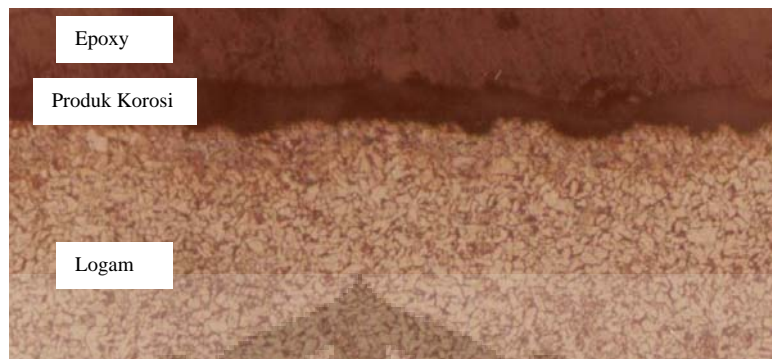
Gambar 4.18 Foto sampel setelah perendaman pada 0.1 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan inhibitor 25 ppm



Gambar 4.19 Foto sampel setelah perendaman pada 0.1 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan inhibitor 50 ppm

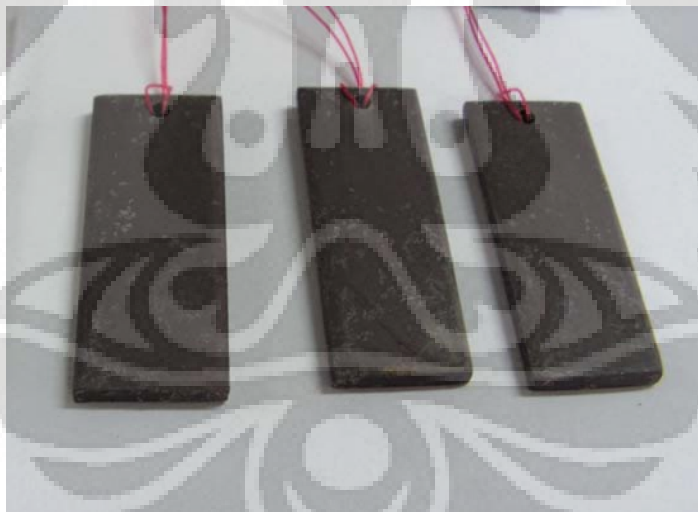


Gambar 4.20 Foto sampel tampak atas dengan pembesaran 10 kali setelah perendaman pada 0,1 mol  $\text{HCO}_3^-$  tanpa inhibitor



Gambar 4.21 Foto sampel tampak melintang dengan pembesaran 100 kali setelah perendaman pada  $0,1 \text{ mol HCO}_3^-$  tanpa inhibitor

#### 4.1.4 Foto Sampel Hasil Penelitian Pada Konsentrasi $0.5 \text{ mol HCO}_3^-$



Gambar 4.22 Foto sampel setelah perendaman pada  $0.5 \text{ mol HCO}_3^-$  tanpa inhibitor



Gambar 4.23 Foto sampel setelah perendaman pada 0.5 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan inhibitor 10 ppm



Gambar 4.24 Foto sampel setelah perendaman pada 0.5 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan inhibitor 25 ppm

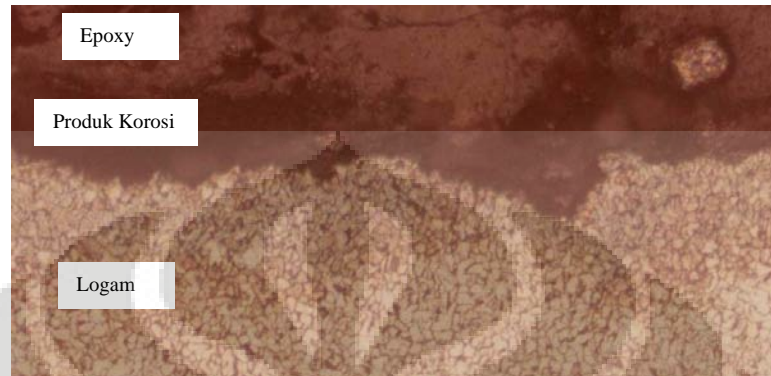


Gambar 4.25 Foto sampel setelah perendaman pada 0.5 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan inhibitor 50 ppm



Gambar 4.26 Foto sampel tampak atas dengan pembesaran 10 kali setelah perendaman pada 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan inhibitor 0 ppm





Gambar 4.27 Foto sampel tampak melintang dengan pembesaran 100 kali setelah perendaman pada 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan inhibitor 0 ppm

## 4.2 DATA HASIL LAJU KOROSI

### 4.2.1 Data Laju Korosi Penelitian Pada Konsentrasi 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$

Tabel 4.1 Laju korosi pada 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  dalam satuan mpy

Sampel	Jumlah Inhibitor			
	0 ppm	10 ppm	25 ppm	50 ppm
Sampel 1	11.6	2.6	2.1	1.8
Sampel 2	10.8	2.6	2.2	2.1
Sampel 3	11.6	2.6	2.1	1.7
Rata-rata	11.3	2.6	2.1	1.9

#### 4.2.2 Data Laju Korosi Penelitian Pada Konsentrasi 0.1 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>

Tabel 4.2 Laju korosi pada 0.1 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> dalam satuan mpy

Sampel	Jumlah Inhibitor			
	0 ppm	10 ppm	25 ppm	50 ppm
Sampel 1	5.8	0.6	0.3	0.3
Sampel 2	6.4	0.6	0.3	0.2
Sampel 3	5.3	0.5	0.3	0.3
Rata-rata	5.8	0.5	0.3	0.3

#### 4.2.3 Data Laju Korosi Penelitian Pada Konsentrasi 0.5 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>

Tabel 4.3 Laju korosi pada 0.5 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> dalam satuan mpy

Sampel	Jumlah Inhibitor			
	0 ppm	10 ppm	25 ppm	50 ppm
Sampel 1	2.4	0.4	0.4	0.3
Sampel 2	2.8	0.3	0.3	0.3
Sampel 3	2.5	0.4	0.4	0.3
Rata-rata	2.6	0.4	0.4	0.3

### 4.3 DATA BEDA POTENSIAL

#### 4.3.1 Data Nilai Beda Potensial *Mild Steel* Sebelum Perendaman

Tabel 4.4 Nilai Potensial *mild steel* sebelum perendaman dalam satuan *milivolt*

Mol HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Jumlah Inhibitor			
	0 ppm	10 ppm	25 ppm	50 ppm
0,002 mol	-406	-347	-343	-340
0.1 mol	-343	-330	-320	-310
0.5 mol	-456	-385	-368	-350

### 4.3.2 Data Nilai Beda Potensial *Mild Steel* Setelah Perendaman

Tabel 4.5 Nilai Potensial *mild steel* setelah perendaman dalam *milivolt*

Mol $\text{HCO}_3^-$	Jumlah Inhibitor			
	0 ppm	10 ppm	25 ppm	50 ppm
0,002 mol	-214	-322	-336	-338
0.1 mol	-132	-168	-228	-258
0.5 mol	-262	-323	-324	-329

## 4.4 EFFISIENSI INHIBITOR

### 4.4.1 Effisiensi Inhibitor pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$

Tabel 4.6 Effisiensi Inhibitor pada 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  dalam presentasi(%)

Sampel	Jumlah Inhibitor			
	0 ppm	10 ppm	25 ppm	50 ppm
Sampel 1	0	78	82	84
Sampel 2	0	76	80	81
Sampel 3	0	78	82	85
Rata-rata	0	77	81	83

### 4.4.2 Effisiensi Inhibitor pada 0,1 mol $\text{HCO}_3^-$

Tabel 4.7 Effisiensi Inhibitor pada 0.1 mol  $\text{HCO}_3^-$  dalam presentasi (%)

Sampel	Jumlah Inhibitor			
	0 ppm	10 ppm	25 ppm	50 ppm
Sampel 1	0	90	95	95
Sampel 2	0	91	95	96
Sampel 3	0	91	94	94
Rata-rata	0	91	95	95

#### 4.4.1 Efisiensi Inhibitor pada 0,5 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>

Tabel 4.8 Efisiensi Inhibitor pada 0.5 mol HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> dalam presentasi (%)

Sampel	Jumlah Inhibitor			
	0 ppm	10 ppm	25 ppm	50 ppm
Sampel 1	0	83	83	88
Sampel 2	0	89	89	89
Sampel 3	0	84	84	88
Rata-rata	0	85	85	88

#### 4.5 LANGELIER INDEX (LSI) dan RYNAR INDEX (RSI)

##### 4.5.1 LSI dan RSI tanpa Inhibitor

Tabel 4.9 Tabel Langelier Index (LSI) dan Rynar Index (RSI) tanpa Inhibitor

Kosentrasi HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Sebelum Perendaman	
	LSI	RSI
0,002 mol	-1.80	8.83
0.1 mol	1.14	4.37
0.5 mol	2.84	1.89

##### 4.5.2 TDS tanpa Inhibitor

Tabel 4.10 Nilai TDS Sebelum Perendaman

Kosentrasi HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,002 mol	0.1 mol	0.5 mol
TDS (ppm)	3520	3620	4640

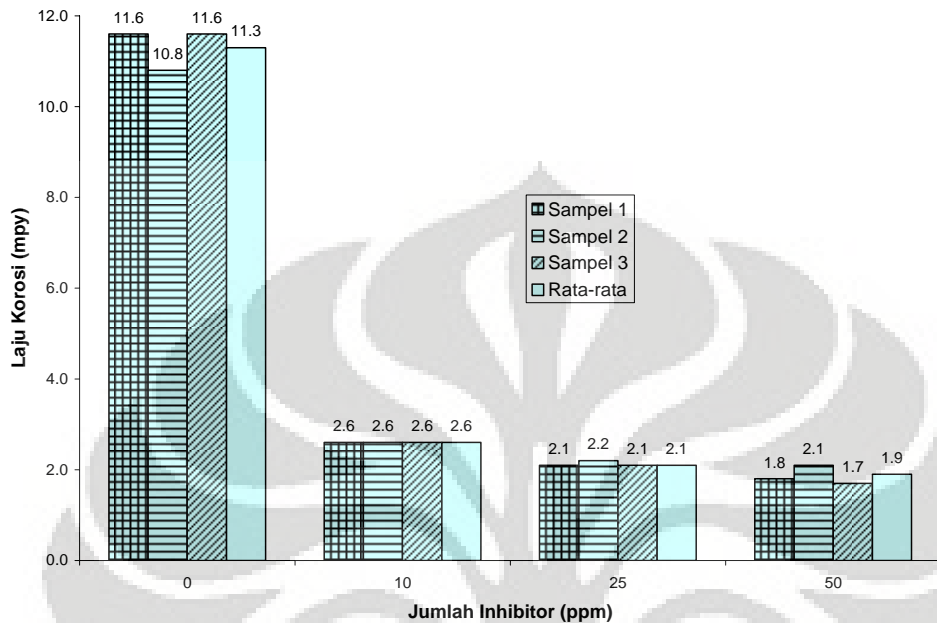
##### 4.5.3 pH tanpa Inhibitor

Tabel 4.11 Nilai pH sebelum Perendaman dan sesudah Perendaman

Kosentrasi HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,002 mol	0.1 mol	0.5 mol
Sebelum	5.22	6.64	7.57
Sesudah	8.24	8.91	8.86

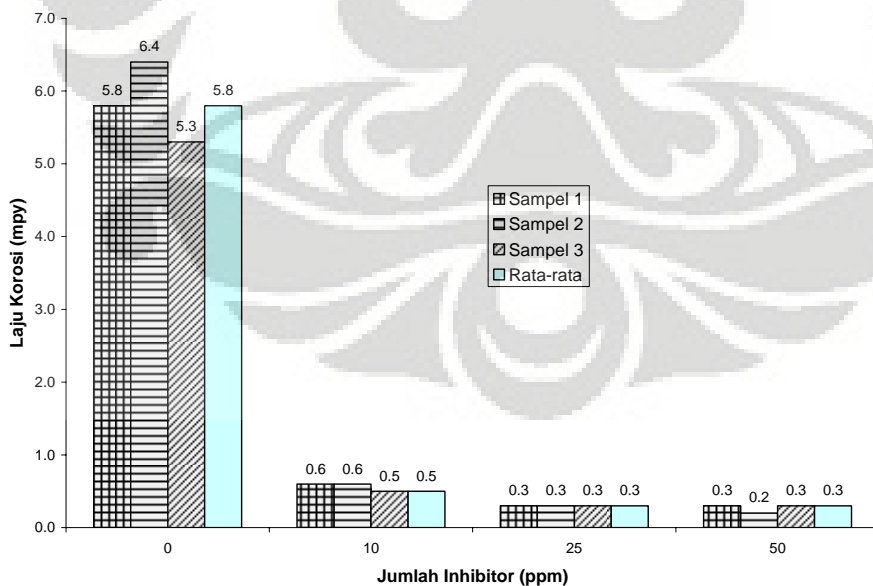
## 4.6 GRAFIK LAJU KOROSI

### 4.6.1 Grafik Laju Korosi Terhadap Konsentrasi Inhibitor pada 0,002 mol $\text{HCO}_3^-$



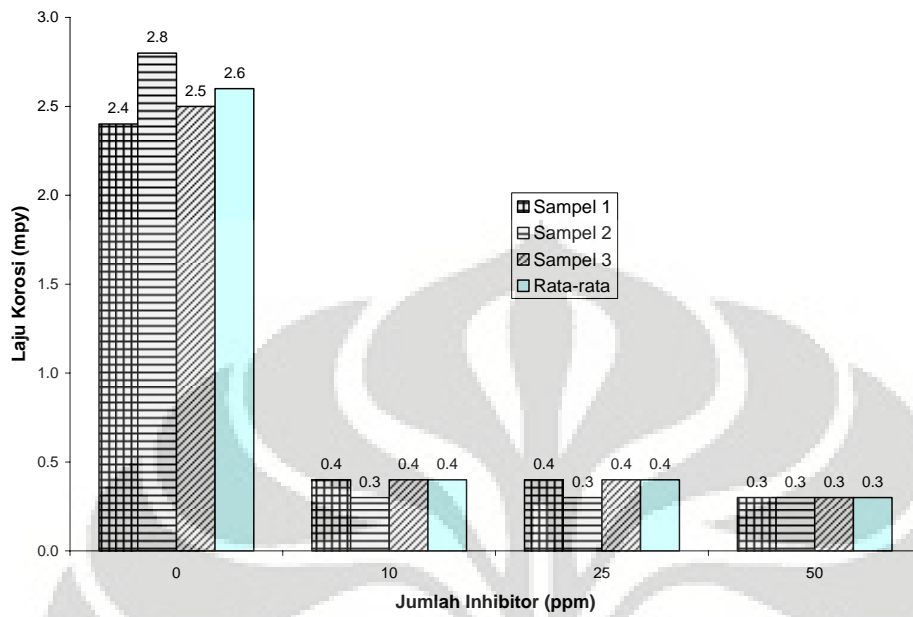
Gambar 4.28 Grafik hubungan laju korosi dengan konsentrasi Inhibitor pada kondisi 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$ .

### 4.6.2 Grafik Laju Korosi Terhadap Konsentrasi Inhibitor pada 0,1 mol $\text{HCO}_3^-$



Gambar 4.29 Grafik hubungan laju korosi dengan konsentrasi inhibitor pada kondisi 0.1 mol  $\text{HCO}_3^-$ .

#### 4.6.3 Grafik Laju Korosi Terhadap Konsentrasi Inhibitor pada 0,5 mol $\text{HCO}_3^-$



Gambar 4.30 Grafik hubungan laju korosi dengan konsentrasi inhibitor pada kondisi 0.5 mol  $\text{HCO}_3^-$ .

## BAB V

### PEMBAHASAN

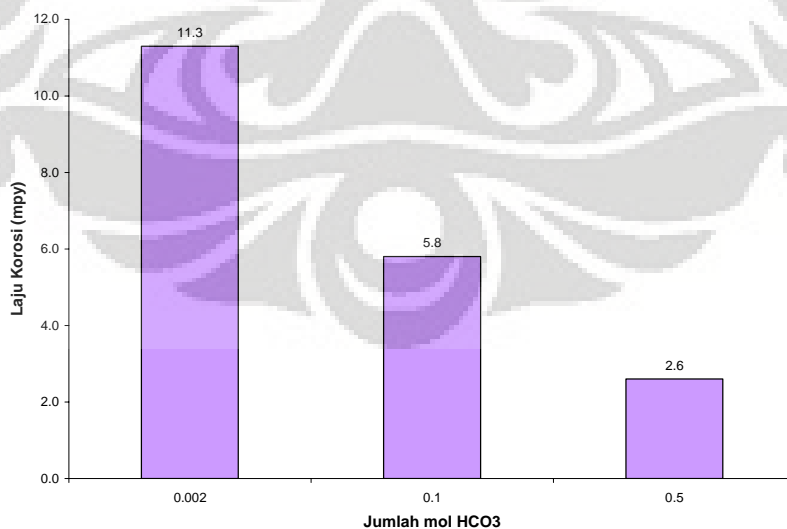
Dari pengamatan dan percobaan yang dilakukan pada penelitian ini dengan perubahan beberapa parameter yaitu:

1. Konsentrasi bikarbonat ( $\text{HCO}_3^-$ ) yaitu 0,002 mol, 0,1 mol dan 0,5 mol
2. Konsentrasi inhibitor yaitu 10 ppm, 25 ppm dan 50 ppm.

dan didapat data-data seperti pada Bab IV, berdasarkan hasil data tersebut terlihat kecenderungan penambahan konsentrasi baik bikarbonat maupun inhibitor. Selanjutnya dilakukan pembahasan sebagaimana berikut.

#### 5.1 PENGARUH KONSENTRASI $\text{HCO}_3^-$

Berdasarkan Gambar 5.1 yang menggambarkan hubungan laju korosi dengan konsentrasi mol  $\text{HCO}_3^-$  tanpa inhibitor, terlihat bahwa semakin besar jumlah konsentrasi  $\text{HCO}_3^-$ , laju korosi semakin menurun dari 11.3 mpy pada konsentrasi 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  menjadi 2.6 mpy pada konsentrasi 0.5 mol  $\text{HCO}_3^-$ . Penurunan laju korosi ini disebabkan oleh sifat dari bikarbonat ( $\text{HCO}_3^-$ ) yang cenderung membentuk lapisan  $\text{FeCO}_3$  yang akan berfungsi sebagai penghalang reaksi lebih lanjut. E.W.J Van Hunnik *et.al* [36] menyatakan bahwa laju korosi



Gambar 5.1 Grafik hubungan laju korosi dengan mol  $\text{HCO}_3^-$  tanpa inhibitor

bisa dikurangi dengan terbentuknya lapisan  $\text{FeCO}_3$ . Jika laju pembentukan lapisan  $\text{FeCO}_3$  lebih lambat dari terurai besi maka permukaan besi akan terkorosi lebih lanjut.

Penurunan laju korosi akibat pembentukan lapisan  $\text{FeCO}_3$  dibuktikan dengan hasil pengamatan visual dan foto sampel pada Gambar 4.4, Gambar 4.16 dan Gambar 4.22, terlihat bahwa ada perbedaan yang menyolok antara penambahan konsentrasi bikarbonat dari 0,002 mol sampai 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$ . Pada Gambar 4.4 yang mempunyai konsentrasi 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  terlihat bahwa penutupan permukaan sampel dengan lapisan  $\text{FeCO}_3$  belum mencapai 50 % dari total permukaan sampel. Pada Gambar 4.16 dengan konsentrasi 0.1 mol  $\text{HCO}_3^-$ , permukaan sampel sudah tertutup dengan lapisan  $\text{FeCO}_3$  sekitar 80%. Sedangkan pada Gambar 4.22 dengan konsentrasi 0.5 mol  $\text{HCO}_3^-$ , memperlihatkan foto dimana permukaan sampel tertutup dengan lapisan  $\text{FeCO}_3$  hampir 90 %. Hal ini menunjukkan bahwa semakin besar konsentrasi  $\text{HCO}_3^-$  maka permukaan yang tertutup lapisan  $\text{FeCO}_3$  semakin banyak. Efek dari penutupan permukaan lapisan  $\text{FeCO}_3$  menunjukkan bahwa laju korosi semakin menurun karena kontak antara metal dengan larutan terhalang oleh lapisan  $\text{FeCO}_3$ .

Dengan menggunakan foto pembesaran 10 kali tampak atas dan pembesaran 100 kali pada penampang sampel yang terlihat pada Gambar 4.8 sampai Gambar 4.12 untuk konsentrasi 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$ , Gambar 4.20 dan Gambar 4.21 untuk konsentrasi 0,1 mol  $\text{HCO}_3^-$  sedangkan Gambar 4.26 dan Gambar 4.27 untuk konsentrasi 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$ . Dari foto tampak atas terlihat bahwa semakin bertambah konsentrasi bikarbonat maka permukaan besi yang tertutup oleh lapisan  $\text{FeCO}_3$  semakin banyak. Sedangkan semakin meningkat konsentrasi bikarbonat maka ketebalan lapisan  $\text{FeCO}_3$  semakin bertambah.

Penurunan laju korosi bisa ditinjau dari perubahan nilai pH. Nilai pH larutan sebelum perendaman terlihat pada Gambar 4.32. Terlihat bahwa semakin besar konsentrasi bikarbonat maka nilai pH naik dari 5.22 pada 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  menjadi 7.57 pada 0.5 mol  $\text{HCO}_3^-$ . Hal ini menunjukkan bahwa kenaikan bikarbonat bisa menambah nilai pH larutan atau larutan semakin basa. Peristiwa ini sesuai dengan persamaan reaksi 2.7 dan 2.8 bahwa asam karbonat akan terurai menjadi  $\text{H}^+$  dan  $\text{HCO}_3^-$ , jika bikarbonat dalam larutan konsentrasinya

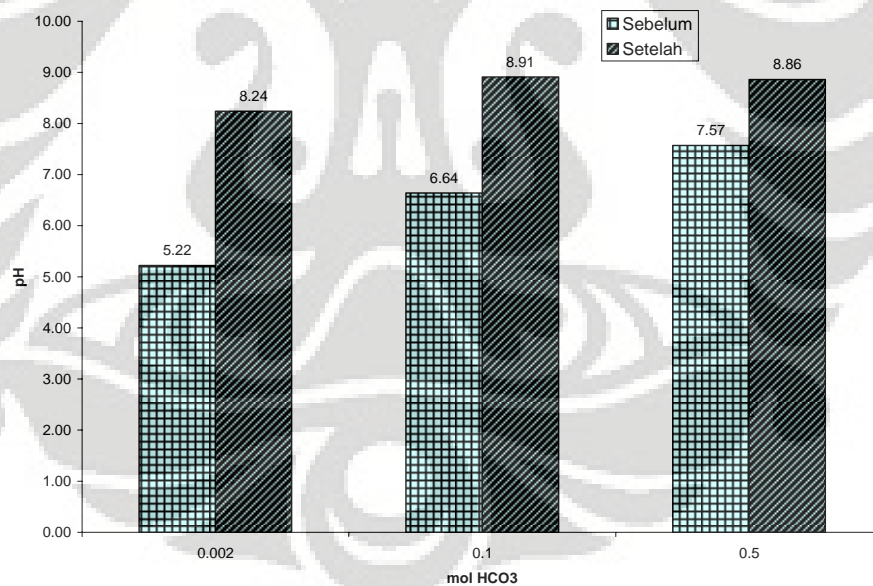


bertambah maka pH akan bertambah sesuai dengan rumus untuk penentuan pH senyawa tersebut seperti dalam persamaan 5.1.

$$pH = pK_{aH_2CO_3} + \log \frac{[HCO_3^-]}{[H_2CO_3]} \quad (5.1)$$

Hal ini sesuai dengan apa yang ditulis oleh M.B Kermani dan L.M Smith [1] bahwa bikarbonat sangat menguntungkan karena bisa bermanfaat untuk menaikkan pH sistem.

Nilai pH larutan setelah perendaman terlihat dalam Gambar 5.2. Terlihat bahwa semakin besar konsentrasi bikarbonat maka pH semakin naik dari 8.24 pada 0,002 mol  $HCO_3^-$  menjadi 8.86 pada 0.5 mol  $HCO_3^-$ . Kenaikan pH ini disebabkan oleh reaksi evolusi gas hidrogen seperti pada persamaan 2.3. Dari persamaan tersebut akan menghasilkan ion  $OH^-$  dalam larutan yang menyebabkan larutan semakin basa atau nilai pH naik. Hal ini menunjukkan bahwa larutan menjadi kurang korosif atau laju korosi semakin turun.



Gambar 5.2 Grafik hubungan antara pH terhadap mol  $HCO_3^-$  tanpa inhibitor

Penurunan laju korosi bisa tinjau juga dari perubahan nilai potensial. Dari pengukuran potensial *mild steel* terhadap larutan sebelum perendaman yang diambil dengan referensi AgCl maka didapat nilai potensial terhadap SHE seperti yang ada di Tabel 4.4. Nilai potensialnya adalah -406 mV, -343 mV dan -

456 mV untuk konsentrasi 0,002 mol, 0,1 mol dan 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$ . Setelah perendaman 4 hari nilai potensialnya adalah -214 mV, -132 mV dan -262 mV untuk konsentrasi 0,002 mol, 0,1 mol dan 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$ . Kalau dibandingkan dengan kondisi sebelum perendaman terlihat bahwa potensial cenderung naik. Kenaikkan potensial disebabkan karena *mild steel* mengalami korosi. Sesuai dengan persamaan 5.2 dari Nernst [6]:

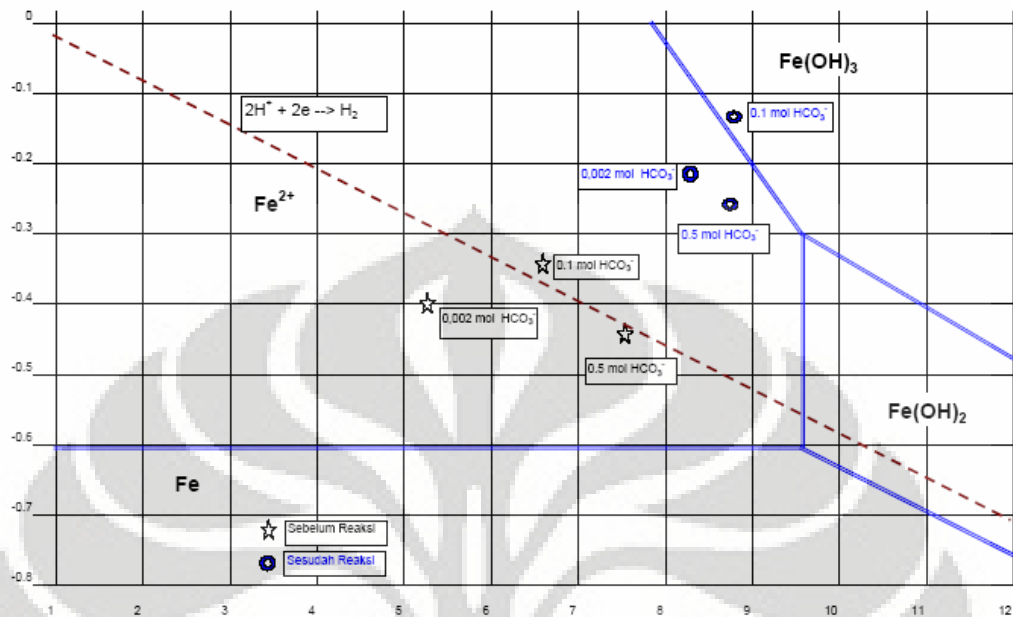
$$E_{\text{Fe}^{2+}/\text{Fe}} = E^{\circ}_{\text{Fe}^{2+}/\text{Fe}} + RT/2F \ln a_{\text{Fe}^{2+}} \quad (5.2)$$

Persamaan tersebut menjelaskan bahwa semakin naik potensial Fe disebabkan karena laju korosi meningkat. Artinya bahwa aktivitas ion  $\text{Fe}^{2+}$  bertambah di dalam larutan. Dengan kondisi potensial seperti tersebut diatas menunjukkan bahwa kenaikan bikarbonat bisa menurunkan laju korosi dengan turunnya nilai potensial *mild steel* dalam larutan tersebut.

Potensial pada konsentrasi 0,1 mol  $\text{HCO}_3^-$  baik sebelum dan sesudah perendaman dimana potensial lebih besar dari yang lainnya. Hal ini sesuai dengan penelitian dari Junhua Dong [46] yang menyatakan bahwa perubahan dari puncak *current density* berhubungan dengan konsentrasi  $\text{NaHCO}_3$ . Ketika konsentrasi  $\text{HCO}_3^-$  lebih tinggi dari 0,1 mol, puncak *current density* bertambah dengan penambahan konsentrasi  $\text{HCO}_3^-$ . Artinya bahwa  $\text{HCO}_3^-$  mempunyai dua pengaruh yang berlawanan yaitu sebagai alat pemercepat reaksi oksidasi *mild steel* ketika konsentrasinya lebih dari 0,1 mol dan pembuat pasif *mild steel* ketika konsentrasi kurang dari 0,1 mol seperti terlihat pada Gambar 2.6.

Prediksi larutan bersifat pasif, korosi dan *immune* bisa dilihat dari Diagram Pourbaix. Dari nilai potensial dan nilai pH terbentuk pola di dalam diagram pourbaix seperti dalam Gambar 5.3. Dari gambar tersebut terlihat bahwa *mild steel* dengan larutan tersebut berada pada daerah yang korosi. Pada konsentrasi 0,1 mol bikarbonat setelah perendaman 4 hari terlihat pada daerah  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  atau daerah pasif. Hal ini menunjukkan bahwa pada konsentrasi tersebut adalah kondisi yang baik untuk membuat lapisan pasif. Kondisi 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$  cenderung berada didaerah korosi karena lapisan  $\text{FeCO}_3$  mempunyai sifat *porous*. Hasil analisa endapan pada larutan dengan EDS seperti dalam lampiran menunjukkan bahwa konsentrasi 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  kandungan Fe sebesar 22,95 %, 0,1 mol  $\text{HCO}_3^-$  kandungan Fe sebesar 0 % dan 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$  kandungan Fe

sebesar 5,88 %. Hal ini menunjukkan bahwa sifat *porous* pada 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan adanya kandungan Fe pada larutannya.



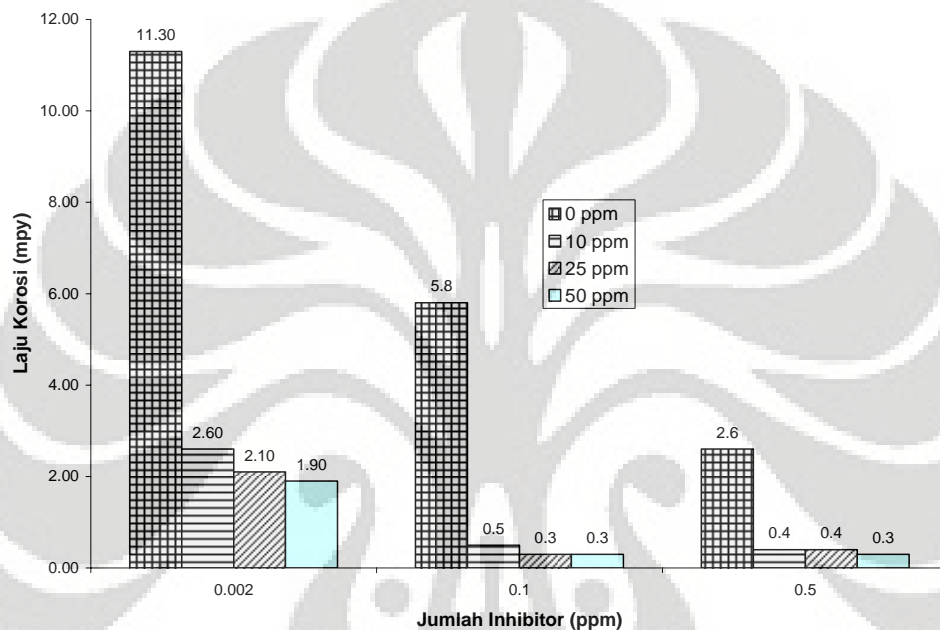
Gambar 5.3 Diagram Pourbaix tanpa inhibitor pada kondisi sebelum dan setelah perendaman 4 hari.

Dari perhitungan *Langelier Saturation Index* (LSI) dan *Rynar Stability Index* (RSI) dalam Tabel 4.9, terlihat bahwa semakin besar mol  $\text{HCO}_3^-$  maka LSI semakin meningkat. Pada konsentrasi 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$ , nilai LSI negatif artinya bersifat korosif sedangkan konsentrasi 0,1 mol dan 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$ , nilai LSI positif artinya bersifat membentuk endapan (*scaling*). Tetapi semakin meningkat konsentrasi  $\text{HCO}_3^-$  maka RSI semakin menurun. Nilai RSI larutan pada 0,1 mol dan 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$  dibawah nilai 5, hal ini menunjukkan bahwa larutan akan membentuk *heavy scaling*. Tetapi, pada 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  nilai RSI 8,83 artinya larutan korosif. Naiknya nilai LSI atau penurunan nilai RSI disebabkan oleh perubahan nilai pH dan TDS larutan. Hal ini sesuai dengan persamaan 2.21, 2.22 dan 2.23. Dari data nilai TDS pada Tabel 4.12 tersebut terlihat bahwa semakin besar konsentrasi bikarbonat maka semakin naik nilai TDS-nya.

## 5.2 PENGARUH KONSENTRASI INHIBITOR

### 5.2.1 Kondisi 0,002 mol Bikarbonat

Pada konsentrasi 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  seperti pada Gambar 5.4 terlihat bahwa semakin besar penambahan inhibitor maka laju korosi bisa berkurang dari nilai 11,3 mpy tanpa inhibitor menjadi 1,9 mpy pada inhibitor 50 ppm. Hal ini menunjukkan bahwa rantai panjang ion nitrogen dari *imidazoline* bisa menempel dengan baik pada permukaan *mild steel*.



Gambar 5.4 Grafik hubungan laju korosi dengan mol  $\text{HCO}_3^-$  pada konsentrasi inhibitor 0 ppm, 10 ppm, 25 ppm dan 50 ppm

Penurunan nilai laju korosi ini bisa dibuktikan dengan foto sampel pada Gambar 4.4 sampai 4.7. Gambar tersebut menjelaskan foto sampel setelah perendaman selama 4 hari pada konsentrasi  $\text{HCO}_3^-$  sebesar 0,002 mol dengan perbedaan konsentrasi inhibitor dari 0, 10, 25 dan 50 ppm. Terlihat bahwa semakin besar konsentrasi inhibitor yang ditambahkan maka semakin sedikit produk korosi yang menempel pada permukaan *mild steel*. Ini artinya bahwa *imidazoline* yang menempel pada permukaan berfungsi sebagai penghalang molekul atau ion menuju atau keluar permukaan *mild steel*.

Pierre R. Roberge [12] menyatakan bahwa perlindungan inhibitor ada 2 macam. Yang pertama *primary inhibition* yaitu perlindungan akibat penambahan senyawa (adanya lapisan tipis *imidazoline* pada permukaan *mild steel*) dan yang

kedua adalah *secondary inhibition* yaitu perlindungan akibat produk reaksi korosi. Ketika konsentrasi inhibitor masih belum mencukupi untuk membuat lapisan film maka korosi masih berlanjut. Pada konsentrasi  $0,002 \text{ mol HCO}_3^-$  semakin besar konsentrasi inhibitor maka semakin banyak lapisan film dari inhibitor yang terbentuk. Seperti terlihat pada Gambar 4.9 sampai Gambar 4.11 yang menunjukkan jumlah luasan yang terkorosi semakin kecil dengan meningkatnya konsentrasi inhibitor. Sedangkan dari ketebalan produk korosi semakin bertambah konsentrasi inhibitor maka ketebalan produk korosi semakin tipis seperti terlihat pada Gambar 4.13 sampai Gambar 4.15. Hal ini menyebabkan laju korosi semakin turun karena lapisan film dari inhibitor yang semakin banyak menutupi permukaan *mild steel*.

Dari sudut pandang beda potensial sebelum perendaman seperti pada Tabel 4.4 menunjukkan bahwa semakin meningkat konsentrasi inhibitor maka beda potensial semakin naik. Hal ini menunjukkan bahwa *imidazoline* telah menutupi permukaan sampel sehingga arus terhambat oleh lapisan film tersebut. Setelah perendaman 4 hari seperti pada Tabel 4.5, nilai potensial lebih besar dari sebelum perendaman. Sedangkan semakin meningkat konsentrasi inhibitor nilai potensialnya cenderung turun. Sesuai persamaan 5.2 bahwa semakin turun nilai potensial maka ion  $\text{Fe}^{2+}$  semakin sedikit didalam larutan. Ini menjelaskan bahwa laju korosi semakin turun.

### **5.2.1 Kondisi 0,1 mol Bikarbonat**

Pada  $0,1 \text{ mol HCO}_3^-$  dengan naiknya penambahan inhibitor seperti tampak pada Gambar 5.4 maka laju korosi akan semakin turun. Laju korosi ini lebih kecil dibandingkan pada kondisi  $0,002 \text{ mol}$  bikarbonat dengan konsentrasi inhibitor yang sama. Hal ini disebabkan karena perlindungan korosi terdiri dari dua senyawa yaitu *imidazoline* yang membentuk lapisan film dan bikarbonat yang membentuk lapisan  $\text{FeCO}_3$ . Dengan dua perlindungan diatas maka laju korosi lebih baik dibandingkan pada kondisi  $0,002 \text{ mol HCO}_3^-$ .

Gambar 4.17 sampai 4.19 menjelaskan foto sampel pada konsentrasi  $\text{HCO}_3^-$  sebesar  $0,1 \text{ mol}$  dengan perbedaan konsentrasi inhibitor. Pada konsentrasi  $0,1 \text{ mol HCO}_3^-$  semakin besar konsentrasi inhibitor maka semakin merata lapisan

film dari inhibitor yang menutupi permukaan *mild steel*. Pada kondisi konsentrasi inhibitor 10 ppm terlihat ada lapisan  $\text{FeCO}_3$  yang menempel pada permukaan sampel. Sedangkan konsentrasi inhibitor 25 ppm dan 50 ppm, lapisan  $\text{FeCO}_3$  hampir tidak tampak pada sampel. Hal ini disebabkan oleh lapisan film dari inhibitor merata diseluruh permukaan *mild steel*. Foto sampel pada konsentrasi inhibitor 25 ppm dan 50 ppm secara kasat mata hampir sama tetapi dari perhitungan kehilangan berat sampel ada perbedaan.

Dari sudut pandang beda potensial sebelum perendaman seperti pada Tabel 4.4 menunjukkan bahwa pada kondisi sebelum perendaman semakin meningkat konsentrasi inhibitor maka beda potensial semakin naik. Setelah perendaman 4 hari seperti pada Tabel 4.5 menunjukkan bahwa semakin meningkat konsentrasi inhibitor nilai potensialnya cenderung turun. Penjelasannya hampir sama dengan kondisi 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$ .

#### **5.2.1 Kondisi 0,5 mol Bikarbonat**

Pada konsentrasi 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan semakin besar penambahan inhibitor laju korosi semakin turun seperti yang terlihat pada Gambar 5.4. Laju korosi ini lebih kecil dibandingkan pada kondisi 0,002 mol dan 0,1 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan konsentrasi inhibitor yang sama. Hal ini disebabkan karena perlindungan korosi terdiri dari dua senyawa yaitu *imidazoline* yang membentuk lapisan film dan bikarbonat yang membentuk lapisan  $\text{FeCO}_3$ . Pada konsentrasi inhibitor 25 ppm dan 50 ppm, laju korosi pada 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$  dibandingkan dengan 0,1 mol  $\text{HCO}_3^-$  tidak terlalu berbeda jauh. Hal ini menunjukkan bahwa inhibitor dengan konsentrasi 25 ppm dan 50 ppm sudah mencukupi untuk perlindungan korosi dengan tertutupnya hampir seluruh permukaan dengan lapisan film dari inhibitor.

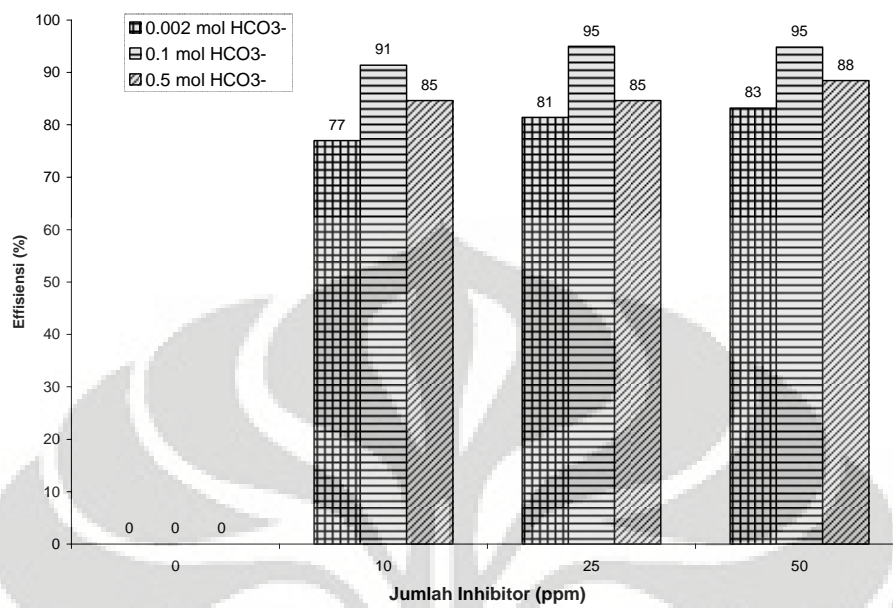
Penjelasan diatas didukung dengan Gambar 4.23 sampai 4.25 yang menjelaskan foto sampel pada konsentrasi 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan perbedaan konsentrasi inhibitor. Pada konsentrasi 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$  semakin besar konsentrasi inhibitor maka semakin merata adalah lapisan film dari inhibitor. Pada konsentrasi inhibitor 10 ppm dan 25 ppm hampir tidak terlihat ada lapisan  $\text{FeCO}_3$  pada permukaan sampel. Sedangkan konsentrasi inhibitor 50 ppm, terdapat gumpalan inhibitor yang menempel pada permukaan sampel ketika sampel diangkat dari toples. Terlihat pada gambar 4.3 bahwa dipermukaan larutan

tersebut terdapat gumpalan inhibitor yang kemungkinan besar adalah inhibitor yang rusak karena terlalu tinggi nilai pH dari pada larutan.

Dari sudut pandang beda potensial sebelum perendaman seperti pada Tabel 4.4 menunjukkan bahwa pada kondisi sebelum perendaman semakin meningkat konsentrasi inhibitor maka beda potensial semakin naik. Setelah perendaman 4 hari seperti pada Tabel 4.5 menunjukkan bahwa semakin meningkat konsentrasi inhibitor nilai potensialnya cenderung turun. Penjelasannya hampir sama dengan kondisi 0,002 mol bikarbonat.

### 5.3 EFISIENSI INHIBITOR

Dari data laju korosi pada perbedaan konsentrasi bikarbonat dan inhibitor maka bisa dihitung nilai efisiensi inhibitor. Nilai efisiensi inhibitor dengan menggunakan persamaan 2.20 diperoleh nilai seperti pada Gambar 5.6. Berdasarkan Gambar tersebut terlihat secara umum bahwa efisiensi meningkat dengan kenaikan konsentrasi inhibitor. Tetapi berdasarkan kenaikan bikarbonat yang paling tinggi pada 0,1 mol  $\text{HCO}_3^-$ . Nilai efisiensi tertinggi dari inhibitor dicapai pada kondisi 0,1 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan konsentrasi inhibitor 25 ppm yaitu sebesar 95 %. Hal ini disebabkan seperti uraian diatas bahwa semakin banyak konsentrasi bikarbonat maka lapisan  $\text{FeCO}_3$  *porous* sehingga inhibitor tidak bisa melindungi permukaan *mild steel* dengan baik. Sedangkan efisiensi yang terendah terdapat pada kondisi 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan konsentrasi inhibitor 10 ppm yaitu sebesar 77 %.



Gambar 5.6 Grafik hubungan antara efisiensi inhibitor dengan konsentrasi inhibitor dan HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>



## BAB VI

### KESIMPULAN

Berdasarkan data-data yang diperoleh dengan kondisi temperatur  $27^{\circ}\text{C}$  dan tekanan 1 atmosfer maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Semakin besar jumlah konsentrasi  $\text{HCO}_3^-$  maka laju korosi akan turun yaitu 11,3 mpy, 5,8 mpy dan 2,6 mpy pada konsentrasi 0,002 mol, 0,1 mol dan 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$ .
2. Ketika inhibitor ditambahkan maka laju korosi akan lebih turun. Pada konsentrasi 0,1 mol  $\text{HCO}_3^-$  laju korosi turun yaitu 0,5 mpy, 0,3 mpy dan 0,3 mpy pada penambahan inhibitor dengan konsentrasi 10 ppm, 25 ppm dan 50 ppm. Sedangkan pada konsentrasi 0,5 mol  $\text{HCO}_3^-$  laju korosi lebih tinggi disebabkan karena lapisan  $\text{FeCO}_3$  bersifat *porous*.
3. Ketebalan lapisan besi karbonat ( $\text{FeCO}_3$ ) semakin besar ketika konsentrasi bikarbonat semakin naik sedangkan semakin besar konsentrasi inhibitor maka ketebalan lapisan besi karbonat ( $\text{FeCO}_3$ ) semakin tipis.
4. Efisiensi inhibitor yang paling tinggi 95 persen dicapai pada konsentrasi 0,1 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan inhibitor 25 ppm. Sedangkan yang paling rendah 77 persen pada konsentrasi 0,002 mol  $\text{HCO}_3^-$  dengan inhibitor 10 ppm.

## DAFTAR ACUAN

- [1] M.B. Kermani and L.M. Smith, "CO<sub>2</sub> Corrosion Control in Oil and Gas Production Design Consideration", *EFC*, No. 23, 1997
- [2] E.Dayalan *et al.*, "CO<sub>2</sub> Corrosion Prediction in Pipe Flow under FeCO<sub>3</sub> Scale-Forming Condition", *Corrosion98-NACE*, No. 51, 1998
- [3] Subekti dan Tunggul Siagian, "Korosi Pada Pipa Aliran Gas Bumi oleh Kondensat yang Mengandung NaCl dan Bikarbonat", *Korosi dan Material, INDOCOR*, 2(3), (Juni,2002)
- [4] Philip R Petersen, "The Use of Corrosion Inhibitor in The Refining Industry", *Corrosion96-NACE*, No. 594, 1996
- [5] Guang Zhang, *et al.*, "Evaluation of Inhibitor Efficiency of An Imidazoline Derivative in CO<sub>2</sub>-Containing Aqueous Solution", *Materials Chemistry and Physics*, Elsevier, 2007
- [6] ASM Handbook Volume 13A," Corrosion : Fundamentals, Testing and Protection," *ASM International*, 2003
- [7] ASTM D1141," Standard Specification for Substitute Ocean Water", *ASTM Internasional*, 1992
- [8] Hein Moller," The Corrosion Behaviour of Steel in Seawater", *The Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, 8<sup>th</sup> International corrosion Conference
- [9] R.Winston Revie," *Uhlig's Corrosion Handbook*," (Canada : John Willey and Sons.Inc, 2000)
- [10] Denny A Jones,"*Principles and Prevention of Corrosion*", (Singapore: Simon and Schuster (Asia) Pte.Ltd, 1997)
- [11] U.K. Chatterjee, S.K. Bose and S.K. Roy," *Enviromental Degradation of Metals*", (New York : Marcel Dekker.Inc, 2001)
- [12] Pierre R. Roberge," *Handbook of Corrosion Engineering*," (New York : McGraw Hill, 2000)
- [13] Junhua DONG *et al.*, " Corrosion Behavior of Carbon Steel in Bicarbonate (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) Solution", *Material Research Society*, 713, 2002
- [14] J.L. Crolet *et al.*, "Role Of Conductive Corrosion Products In The Protectiveness of Corrosion Layers", *Corrosion*, NACE, 1998

- [15] G.Schmitt, *et al.*," Fracture Mechanical Properties of CO<sub>2</sub> Corrosion Product Scale and Their Relation to Localized Corrosion", *Corrosion*96, No. 9 , 1996
- [16] K.Kowata and K. Takahashi," Interaction of Corrosion Inhibitor with Corroded Steel Surface," *Corrosion*96-NACE, No. 219, 1996
- [17] Srdjan Nestic *et al.*, "A Mechanistic Model For Carbon Dioxide Corrosion of Mild Steel in The Presence of Protective Iron Carbonate Film : Part 2 Numerical Experiment", *Corrosion*2003-NACE, 59(6), 2003
- [18] Srdjan Nestic and L.J. Lee," A Mechanistic Model for Carbon Dioxide Corrosion of Mild Steel in The Presence of Protective Iron Carbonate Film : Part 3-Film Growth Model", *Corrosion*2003-NACE, 59(7), 2003
- [19] F. Yu *et al.*, "The Fracture Toughness of CO<sub>2</sub> Corrosion Scale in Pipeline Steel", *Material Letter- Elsevier*, 59, 2005
- [20] Omkar A. Nafday and Srdjan Nestic, "Iron Carbonate Scale Formation and CO<sub>2</sub> Corrosion in The Presence of Acetic Acid", *Corrosion*2005-NACE, No.05295, 2005
- [21] G. Lin *et al.*, "Effect of Temperature and Pressure on The Morphology of Carbon Dioxide Corrosion Scales", *Corrosion-NACE*, 62(6), 2000
- [22] Sri Widharta," *Karat dan Pencegahannya*," (Jakarta : Pt.Pradnya Paramitha,1999)
- [23] D.A. Lopez *et al.*, "Inhibitors Performance in CO<sub>2</sub> Corrosion EIS Studies on the Interaction between Their Molecular Structure and Steel Microstructure", *Materials Chemistry and Physics-Elsevier* , 2005
- [24] H. B. Wang *et al.*, "Characterization Of Inhibitor and Corrosion Product Film Using Electrochemical Impedance Spectroscopy (EIS)", *Corrosion*2001, No.01023, 2001
- [25] Piron," *The Electrochemistry of Corrosion*," (Houston : NACE, 1991)
- [26] Mansfield *et.al.*," Corrosion Inhibition in Neutral, Aerated Media", *J. Electrochem. Soc.*, 132, 1985
- [27] Sastri,V.S,"*Corrosion Inhibitor; Principles and Application*," New York : John Willey & son Inc, 1998)
- [28] Y. J. TAN *e .al.*, "An Investigation of The Formation and Destruction of Corrosion Inhibitor Films Using Electrochemical Impedance Spectroscopy (EIS)", *Corrosion Science-Pergamon*, 38(9),1996

- [29] K. Sapre *et al*, "Investigation Into The Evolution of Corrosion Product Layer (CPL) of 1018 C-Steel Exposed To Multiphase Environment Using Fiband (EIS) Techniques", *Corrosion Science-Pergamon*, 45, 2003
- [30] E.Gulbrandsen *et al*, "Effect of Precorrosion on The Performance of Inhibitors for CO<sub>2</sub> Corrosion of Carbon Steel", *Corrosion98-NACE*, No.13, 1998
- [31] E.Gulbrandsen and J.Kvarekval, "Effect of Oil In Water Emulsion on The Performance of The Carbon Dioxide Corrosion Inhibitor", *Corrosion-NACE* , 63(2), 2007
- [32] Yue Chen *et al*, "Effects Of Multiphase Flow on Corrosion Inhibitor", *Corrosion99-NACE*, No.12, 1999
- [33] <http://www.corrosion-doctors.org/Inhibitors/Efficiency.htm> 28 mei 2008
- [34] ASTM G31," Standard Praticce for Laboratory Immersion Corrosion Testing of Metal", *ASTM Internasional*, 2004
- [35] ASTM G1," Standard Praticce for Preparing, Cleaning and Evaluating Corrosion Test Specimen", *ASTM Internasional*, 2004
- [36] E.W.J Van Hunnik, B.F.M Pots and E.L.J.A Hendriksen, "The Formation of Protective FeCO<sub>3</sub> Corrosion Product Layers in CO<sub>2</sub> Corrosion", [www.corrosionsource.com/events/intercorr/techsess/nace/hunnik/hunnik.htm](http://www.corrosionsource.com/events/intercorr/techsess/nace/hunnik/hunnik.htm)



## LAMPIRAN 1

Data Komposisi Kimia *Mild Steel*



Department of Metallurgy and Materials Engineering  
UNIVERSITY OF INDONESIA

CHEMICAL COMPOSITION TEST REPORT

Contract No. / No. Kontrak JWS

Standards / Standar : ASTM A751

Customer / Pemberi Kerja : CMPFA

Materials / Material : 1

	Fe	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo
1	98.836	0.117	< 0.0050	0.816	0.0119	0.0059	0.0146	< 0.0050
2	98.825	0.124	< 0.0050	0.813	0.0127	0.0067	0.0138	< 0.0050
Ave	98.831	0.120	< 0.0050	0.815	0.0123	0.0063	0.0142	< 0.0050

	Ni	Al	Co	Cu	Nb	Ti	V	W
1	< 0.0050	0.0280	0.0029	0.0162	< 0.0020	0.0034	< 0.0020	< 0.0150
2	< 0.0050	0.0272	0.0026	0.0167	< 0.0020	0.0035	< 0.0020	< 0.0150
Ave	< 0.0050	0.0276	0.0028	0.0164	< 0.0020	0.0034	< 0.0020	< 0.0150

	Pb	Sn	B	Ca	Zr	As	Bi
1	< 0.0250	0.0117	< 0.0010	0.0007	< 0.0020	0.0159	0.114
2	< 0.0250	0.0130	0.0011	0.0008	< 0.0020	0.0216	0.104
Ave	< 0.0250	0.0124	0.0010	0.0007	< 0.0020	0.0187	0.109

Datum / date  
4/18/2008

Tested by / Diuji oleh :  
Deni

Approved by / Disetujui oleh :  
Jaya

Center of Materials Processing and Failure Analysis  
Dept. of Metallurgy and Material Engineering  
Gedung Metalurgi dan Material FTUI  
Kampus Baru Universitas Indonesia  
Depok - West Java INDONESIA 16424  
Tel. : +62 21 7863510 Fax: +62 21 7872350  
Web: www.metal.ui.ac.id  
e-mail: cmpfa@metal.ui.ac.id



**LAMPIRAN 2**

MSDS Inhibitor EC1304A

## 1. CHEMICAL PRODUCT AND COMPANY IDENTIFICATION

PRODUCT NAME : **ENERCEPT® EC1304A**

APPLICATION : CORROSION INHIBITOR

COMPANY IDENTIFICATION :

**EMERGENCY TELEPHONE NUMBER(S) :** (800) 424-9300 (24 Hours) CHEMTREC

NFPA 704M/HMIS RATING

HEALTH : 2/2 FLAMMABILITY : 2/2 INSTABILITY : 0/0 OTHER :

0 = Insignificant 1 = Slight 2 = Moderate 3 = High 4 = Extreme

## 2. COMPOSITION/INFORMATION ON INGREDIENTS

Our hazard evaluation has identified the following chemical substance(s) as hazardous. Consult Section 15 for the nature of the hazard(s).

Hazardous Substance(s)	CAS NO	% (w/w)
Thioglycolic Acid	68-11-1	1.0 - 5.0
Imidazoline Salts	Proprietary	5.0 - 10.0
Quaternary ammonium compound	Proprietary	1.0 - 5.0

## 3. HAZARDS IDENTIFICATION

### \*\*EMERGENCY OVERVIEW\*\*

#### WARNING

Irritating to eyes and skin. Combustible.

Keep away from heat. Keep away from sources of ignition - No smoking. Keep container tightly closed. Do not get in eyes, on skin, on clothing. Do not take internally. Avoid breathing vapor. Use with adequate ventilation. In case of contact with eyes, rinse immediately with plenty of water and seek medical advice. After contact with skin, wash immediately with plenty of water.

Wear suitable protective clothing.

Combustible Liquid; may form combustible mixtures at or above the flash point. Empty product containers may contain product residue. Do not pressurize, cut, heat, weld, or expose containers to flame or other sources of ignition. May evolve oxides of carbon (COx) under fire conditions. May evolve oxides of nitrogen (NOx) and sulfur (SOx) under fire conditions. May evolve ammonia (NH4) under fire conditions.

PRIMARY ROUTES OF EXPOSURE :

Eye, Skin, Inhalation



**HUMAN HEALTH HAZARDS - ACUTE :**

**EYE CONTACT :**

Can cause moderate irritation.

**SKIN CONTACT :**

Can cause moderate irritation.

**INGESTION :**

Not a likely route of exposure. There may be irritation to the gastro-intestinal tract.

**INHALATION :**

May cause irritation of mucous membranes.

**SYMPTOMS OF EXPOSURE :**

**Acute :**

A review of available data does not identify any symptoms from exposure not previously mentioned.

**Chronic :**

A review of available data does not identify any symptoms from exposure not previously mentioned.

**AGGRAVATION OF EXISTING CONDITIONS :**

A review of available data does not identify any worsening of existing conditions.

<b>4.</b>	<b>FIRST AID MEASURES</b>
-----------	---------------------------

**EYE CONTACT :**

Immediately flush eye with water for at least 15 minutes while holding eyelids open. Get medical attention.

**SKIN CONTACT :**

Immediately flush with plenty of water for at least 15 minutes. If symptoms develop, seek medical advice.

**INGESTION :**

Do not induce vomiting without medical advice. If conscious, washout mouth and give water to drink. If reflexive vomiting occurs, rinse mouth and repeat administration of water.

**INHALATION :**

Remove to fresh air, treat symptomatically. Get medical attention.

**NOTE TO PHYSICIAN :**

Probable mucosal damage may contraindicate the use of gastric lavage. Based on the individual reactions of the patient, the physician's judgement should be used to control symptoms and clinical condition.

<b>5.</b>	<b>FIRE FIGHTING MEASURES</b>
-----------	-------------------------------

**FLASH POINT :** 181.4 °F / 83 °C ( PMCC )

**EXTINGUISHING MEDIA :**

Dry powder, Carbon dioxide, Foam, Other extinguishing agent suitable for Class B fires, For large fires, use water spray or fog, thoroughly drenching the burning material.  
Keep containers cool by spraying with water.

**FIRE AND EXPLOSION HAZARD :**

Combustible Liquid; may form combustible mixtures at or above the flash point. Empty product containers may contain product residue. Do not pressurize, cut, heat, weld, or expose containers to flame or other sources of ignition. May evolve oxides of carbon (COx) under fire conditions. May evolve oxides of nitrogen (NOx) and sulfur (SOx) under fire conditions. May evolve ammonia (NH<sub>4</sub>) under fire conditions.

**SPECIAL PROTECTIVE EQUIPMENT FOR FIRE FIGHTING :**

In case of fire, wear a full face positive-pressure self contained breathing apparatus and protective suit.

**6. ACCIDENTAL RELEASE MEASURES**

**PERSONAL PRECAUTIONS :**

Restrict access to area as appropriate until clean-up operations are complete. Ensure clean-up is conducted by trained personnel only. Ventilate spill area if possible. Do not touch spilled material. Stop or reduce any leaks if it is safe to do so. Remove sources of ignition. Use personal protective equipment recommended in Section 8 (Exposure Controls/Personal Protection). Notify appropriate government, occupational health and safety and environmental authorities.

**METHODS FOR CLEANING UP :**

**SMALL SPILLS:** Soak up spill with absorbent material. Place residues in a suitable, covered, properly labeled container. Wash affected area. **LARGE SPILLS:** Contain liquid using absorbent material, by digging trenches or by diking. Reclaim into recovery or salvage drums or tank truck for proper disposal. Wash site of spillage thoroughly with water. Contact an approved waste hauler for disposal of contaminated recovered material. Dispose of material in compliance with regulations indicated in Section 13 (Disposal Considerations).

**ENVIRONMENTAL PRECAUTIONS :**

Do not contaminate surface water.

**7. HANDLING AND STORAGE**

**HANDLING :**

Do not get in eyes, on skin, on clothing. Do not take internally. Do not breathe vapors/gases/dust. Use with adequate ventilation. Avoid generating aerosols and mists. Keep away from acids and oxidizing agents. Do not use, store, spill or pour near heat, sparks or open flame. Keep the containers closed when not in use. Have emergency equipment (for fires, spills, leaks, etc.) readily available.

**STORAGE CONDITIONS :**

Store the containers tightly closed. Store away from heat and sources of ignition. Use proper grounding procedures. Store separately from acids. Store separately from oxidizers.

**SUITABLE CONSTRUCTION MATERIAL :**

HDPE (high density polyethylene), Stainless Steel 304, Stainless Steel 316L, MDPE (medium density polyethylene), Nitrile, PTFE

UNSUITABLE CONSTRUCTION MATERIAL :  
Viton, Neoprene, Carbon Steel C1018, Perfluoroelastomer

## **8. EXPOSURE CONTROLS/PERSONAL PROTECTION**

### OCCUPATIONAL EXPOSURE LIMITS :

Exposure guidelines have not been established for this product. Available exposure limits for the substance(s) are shown below.

### ACGIH/TLV :

Substance(s)  
Thioglycolic Acid                      TWA: 1 ppm , 3.8 mg/m<sup>3</sup> (Skin)

### OSHA/PEL :

Substance(s)  
Thioglycolic Acid                      TWA: 1 ppm , 4 mg/m<sup>3</sup> (Skin)

### ENGINEERING MEASURES :

General ventilation is recommended. Use local exhaust ventilation if necessary to control airborne mist and vapor.

### RESPIRATORY PROTECTION :

Where concentrations in air may exceed the limits given in this section, the use of a half face filter mask or air supplied breathing apparatus is recommended. A suitable filter material depends on the amount and type of chemicals being handled. Consider the use of filter type: Multi-contaminant cartridge. with a Particulate pre-filter. In event of emergency or planned entry into unknown concentrations a positive pressure, full-facepiece SCBA should be used. If respiratory protection is required, institute a complete respiratory protection program including selection, fit testing, training, maintenance and inspection.

### HAND PROTECTION :

Butyl gloves, Most glove materials are of low chemical resistance. Replace gloves regularly.

### SKIN PROTECTION :

Wear chemical resistant apron, chemical splash goggles, impervious gloves and boots. A full slicker suit is recommended if gross exposure is possible.

### EYE PROTECTION :

Wear a face shield with chemical splash goggles.

### HYGIENE RECOMMENDATIONS :

Eye wash station and safety shower are necessary. If clothing is contaminated, remove clothing and thoroughly wash the affected area. Launder contaminated clothing before reuse.

## **9. PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES**

PHYSICAL STATE                      Liquid

APPEARANCE	Clear Amber
ODOR	Pungent
SPECIFIC GRAVITY	1.0 @ 60 °F / 15.6 °C
DENSITY	8.3 lb/gal
SOLUBILITY IN WATER	Complete
pH (100 %)	4
MELTING POINT	ASTM D-97 34.7 °F / 1.51 °C

Note: These physical properties are typical values for this product and are subject to change.

## 10. STABILITY AND REACTIVITY

### STABILITY :

Stable under normal conditions.

### HAZARDOUS POLYMERIZATION :

Hazardous polymerization will not occur.

### CONDITIONS TO AVOID :

Heat and sources of ignition including static discharges.

### MATERIALS TO AVOID :

Contact with strong acids (e.g. sulfuric, phosphoric, nitric, hydrochloric, chromic, sulfonic) may generate heat, splattering or boiling and toxic vapors. Contact with strong oxidizers (e.g. chlorine, peroxides, chromates, nitric acid, perchlorate, concentrated oxygen, permanganate) may generate heat, fires, explosions and/or toxic vapors. Avoid contact with SO<sub>2</sub> or acidic bisulfite products, which may react to form visible airborne amine salt particles. Certain amines in contact with nitrous acid, organic or inorganic nitrites or atmospheres with high nitrous oxide concentrations may produce N-nitrosamines, many of which are cancer-causing agents to laboratory animals.

### HAZARDOUS DECOMPOSITION PRODUCTS :

Under fire conditions: Oxides of carbon, Oxides of nitrogen, Oxides of sulfur, ammonia

## 11. TOXICOLOGICAL INFORMATION

No toxicity studies have been conducted on this product.

### SENSITIZATION :

This product is not expected to be a sensitizer.

### CARCINOGENICITY :

None of the substances in this product are listed as carcinogens by the International Agency for Research on Cancer (IARC), the National Toxicology Program (NTP) or the American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH).

**HUMAN HAZARD CHARACTERIZATION :**

Based on our hazard characterization, the potential human hazard is: High

**12. ECOLOGICAL INFORMATION**

**ECOTOXICOLOGICAL EFFECTS :**

The following values are estimated based on known component toxicity.

**ACUTE FISH RESULTS :**

Species	Exposure	LC50	Test Descriptor
Fish	96 hrs	18.7 mg/l	Product (estimated)

Rating : Slightly toxic

**ACUTE INVERTEBRATE RESULTS :**

Species	Exposure	LC50	EC50	Test Descriptor
Crustacean	48 hrs	19.7 mg/l		Product (estimated)

Rating : Slightly toxic

**MOBILITY :**

The environmental fate was estimated using a level III fugacity model embedded in the EPI (estimation program interface) Suite TM , provided by the US EPA. The model assumes a steady state condition between the total input and output. The level III model does not require equilibrium between the defined media. The information provided is intended to give the user a general estimate of the environmental fate of this product under the defined conditions of the models. If released into the environment this material is expected to distribute to the air, water and soil/sediment in the approximate respective percentages;

Air	Water	Soil/Sediment
<5%	30 - 50%	50 - 70%

The portion in water is expected to be soluble or dispersible.

**BIOACCUMULATION POTENTIAL**

Component substances have a low potential to bioconcentrate.

**ENVIRONMENTAL HAZARD AND EXPOSURE CHARACTERIZATION**

Based on our hazard characterization, the potential environmental hazard is: Moderate

If released into the environment, see CERCLA/SUPERFUND in Section 15.

**13. DISPOSAL CONSIDERATIONS**

If this product becomes a waste, it is not a hazardous waste as defined by the Resource Conservation and Recovery Act (RCRA) 40 CFR 261, since it does not have the characteristics of Subpart C, nor is it listed under Subpart D.

As a non-hazardous waste, it is not subject to federal regulation. Consult state or local regulation for any additional handling, treatment or disposal requirements. For disposal, contact a properly licensed waste treatment, storage, disposal or recycling facility.

## 14. TRANSPORT INFORMATION

The information in this section is for reference only and should not take the place of a shipping paper (bill of lading) specific to an order. Please note that the proper Shipping Name / Hazard Class may vary by packaging, properties, and mode of transportation. Typical Proper Shipping Names for this product are as follows.

### LAND TRANSPORT :

For Packages Less Than Or Equal To 119 Gallons:

Proper Shipping Name : PRODUCT IS NOT REGULATED DURING TRANSPORTATION

For Packages Greater Than 119 Gallons:

Proper Shipping Name : COMBUSTIBLE LIQUID, N.O.S.  
Technical Name(s) : ISOPROPANOL, ACETIC ACID  
UN/ID No : NA 1993  
Hazard Class - Primary : COMBUSTIBLE  
Packing Group : III

Flash Point : 83 °C / 181.4 °F

### AIR TRANSPORT (ICAO/IATA) :

Proper Shipping Name : PRODUCT IS NOT REGULATED DURING TRANSPORTATION

### MARINE TRANSPORT (IMDG/IMO) :

Proper Shipping Name : PRODUCT IS NOT REGULATED DURING TRANSPORTATION

## 15. REGULATORY INFORMATION

### NATIONAL REGULATIONS, USA :

OSHA HAZARD COMMUNICATION RULE, 29 CFR 1910.1200 :

Based on our hazard evaluation, the following substance(s) in this product is/are hazardous and the reason(s) is/are shown below.

Thioglycolic Acid : Corrosive

Imidazoline Salts : Irritant

Quaternary ammonium compound : Corrosive

CERCLA/SUPERFUND, 40 CFR 117, 302 :

Notification of spills of this product is not required.

SARA/SUPERFUND AMENDMENTS AND REAUTHORIZATION ACT OF 1986 (TITLE III) - SECTIONS 302, 311, 312, AND 313 :

**SECTION 302 - EXTREMELY HAZARDOUS SUBSTANCES (40 CFR 355) :**

This product does not contain substances listed in Appendix A and B as an Extremely Hazardous Substance.

**SECTIONS 311 AND 312 - MATERIAL SAFETY DATA SHEET REQUIREMENTS (40 CFR 370) :**

Our hazard evaluation has found this product to be hazardous. The product should be reported under the following indicated EPA hazard categories:

- |   |                                   |
|---|-----------------------------------|
| X | Immediate (Acute) Health Hazard   |
| - | Delayed (Chronic) Health Hazard   |
| X | Fire Hazard                       |
| - | Sudden Release of Pressure Hazard |
| - | Reactive Hazard                   |

Under SARA 311 and 312, the EPA has established threshold quantities for the reporting of hazardous chemicals. The current thresholds are: 500 pounds or the threshold planning quantity (TPQ), whichever is lower, for extremely hazardous substances and 10,000 pounds for all other hazardous chemicals.

**SECTION 313 - LIST OF TOXIC CHEMICALS (40 CFR 372) :**

This product does not contain substances on the List of Toxic Chemicals.

**TOXIC SUBSTANCES CONTROL ACT (TSCA) :**

The substances in this preparation are included on or exempted from the TSCA 8(b) Inventory (40 CFR 710)

**FEDERAL WATER POLLUTION CONTROL ACT, CLEAN WATER ACT, 40 CFR 401.15 / formerly Sec. 307, 40 CFR 116.4 / formerly Sec. 311 :**

None of the substances are specifically listed in the regulation.

**CLEAN AIR ACT, Sec. 111 (40 CFR 60, Volatile Organic Compounds), Sec. 112 (40 CFR 61, Hazardous Air Pollutants), Sec. 602 (40 CFR 82, Class I and II Ozone Depleting Substances) :**

This product may contain trace levles (<0.1% for carcinogens, <1% all other substances) of the following substance(s) listed under the regulation:

**CALIFORNIA PROPOSITION 65 :**

This product does not contain substances which require warning under California Proposition 65.

**MICHIGAN CRITICAL MATERIALS :**

None of the substances are specifically listed in the regulation.

**STATE RIGHT TO KNOW LAWS :**

The following substances are disclosed for compliance with State Right to Know Laws:

Thioglycolic Acid

68-11-1

**NATIONAL REGULATIONS, CANADA :**

#### WORKPLACE HAZARDOUS MATERIALS INFORMATION SYSTEM (WHMIS) :

This product has been classified in accordance with the hazard criteria of the Controlled Products Regulations (CPR) and the MSDS contains all the information required by the CPR.

#### WHMIS CLASSIFICATION :

B3 - Combustible Liquids, E - Corrosive Material

#### CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT (CEPA) :

The substances in this preparation are listed on the Domestic Substances List (DSL), are exempt, or have been reported in accordance with the New Substances Notification Regulations.

#### INTERNATIONAL CHEMICAL CONTROL LAWS

##### EUROPE

The substances in this preparation have been reviewed for compliance with the EINECS or ELINCS inventories.

##### JAPAN

All substances in this product comply with the Law Regulating the Manufacture and Importation Of Chemical Substances and are listed on the Ministry of International Trade & Industry List (MITI).

## **16. OTHER INFORMATION**

This product material safety data sheet provides health and safety information. The product is to be used in applications consistent with our product literature. Individuals handling this product should be informed of the recommended safety precautions and should have access to this information. For any other uses, exposures should be evaluated so that appropriate handling practices and training programs can be established to insure safe workplace operations. Please consult your local sales representative for any further information.

#### REFERENCES

Threshold Limit Values for Chemical Substances and Physical Agents and Biological Exposure Indices, American Conference of Governmental Industrial Hygienists, OH., (Ariel Insight# CD-ROM Version), Ariel Research Corp., Bethesda, MD.

Hazardous Substances Data Bank, National Library of Medicine, Bethesda, Maryland (TOMES CPS# CD-ROM Version), Micromedex, Inc., Englewood, CO.

IARC Monographs on the Evaluation of the Carcinogenic Risk of Chemicals to Man, Geneva: World Health Organization, International Agency for Research on Cancer.

Integrated Risk Information System, U.S. Environmental Protection Agency, Washington, D.C. (TOMES CPS# CD-ROM Version), Micromedex, Inc., Englewood, CO.

Annual Report on Carcinogens, National Toxicology Program, U.S. Department of Health and Human Services, Public Health Service.

Title 29 Code of Federal Regulations, Part 1910, Subpart Z, Toxic and Hazardous Substances, Occupational Safety and Health Administration (OSHA), (Ariel Insight# CD-ROM Version), Ariel Research Corp., Bethesda, MD.



Registry of Toxic Effects of Chemical Substances, National Institute for Occupational Safety and Health, Cincinnati, OH, (TOMES CPS# CD-ROM Version), Micromedex, Inc., Englewood, CO.

Ariel Insight# (An integrated guide to industrial chemicals covered under major regulatory and advisory programs), North American Module, Western European Module, Chemical Inventories Module and the Generics Module (Ariel Insight# CD-ROM Version), Ariel Research Corp., Bethesda, MD.

The Teratogen Information System, University of Washington, Seattle, WA (TOMES CPS# CD-ROM Version), Micromedex, Inc., Englewood, CO.

---

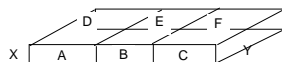
Prepared By : Product Safety Department  
Date issued : 12/07/2004  
Version Number : 1.9





## LAMPIRAN 3

Hasil dan Pengolahan Data



$$CR = KW / ATD$$

T Waktu Pencelupan 4 hari  
 D Density 7.86  
 K Konstanta 3.45E+06

NaHCO3	Inhibitor	Sampel	Dimensi (mm)						Massa (g)		Delta massa (g)	Hole	average thk	average lbr	Luas Area (mm <sup>2</sup> )	Luas Area (cm <sup>2</sup> )	CR	CR rata	
			A	B	C	D	E	F	XY	Sblm									Ssdh
0.2	0	I	2.8	2.8	2.7	15.1	15.1	15.1	40	12.2567	12.219	0.0377	2	2.77	15.10	1495.51	14.96	11.60	11.30
		II	2.8	2.9	2.8	15.5	15.5	15.4	40	13.1203	13.0844	0.0359	2	2.83	15.47	1533.85	15.34	10.80	
		III	3	3	3	16.4	16.3	16	40	14.4589	14.4182	0.0407	2	3.00	16.23	1617.23	16.17	11.60	
0.2	10	I	2.9	2.9	2.9	15	15.1	15.3	40	13.3827	13.3743	0.0084	2	2.90	15.13	1512.23	15.12	2.60	2.60
		II	3	2.95	3	15.9	16	16	40	14.459	14.45	0.0090	2	2.98	15.97	1592.53	15.93	2.60	
		III	3	3	3	15.2	15.3	15.4	40	13.7729	13.7644	0.0085	2	3.00	15.30	1536.96	15.37	2.60	
0.2	25	I	2.8	2.8	2.8	15.7	15.85	15.8	40	13.7684	13.7615	0.0069	2	2.80	15.78	1557.47	15.57	2.10	2.10
		II	2.9	2.9	2.9	15.5	15.5	15.8	39.65	13.4029	13.3958	0.0071	2	2.90	15.60	1539.32	15.39	2.20	
		III	2.9	2.9	2.9	14.9	14.9	14.8	40	13.1762	13.1695	0.0067	2	2.90	14.87	1489.35	14.89	2.10	
0.2	50	I	2.8	2.8	2.8	14.8	14.9	14.9	39.9	12.8721	12.8663	0.0058	2	2.80	14.87	1475.47	14.75	1.80	1.90
		II	2.8	2.9	2.9	15.1	15.2	15.3	39.9	13.2402	13.2334	0.0068	2	2.87	15.20	1510.86	15.11	2.10	
		III	2.85	2.85	2.85	14.5	14.55	14.45	39.55	12.5445	12.5393	0.0052	2	2.85	14.50	1437.14	14.37	1.70	
8.4	0	I	2.95	2.9	3	15.2	15.1	15.1	40.4	13.7567	13.7375	0.0192	2	2.95	15.13	1531.89	15.32	5.80	5.80
		II	3	2.95	2.95	14.7	14.8	15	40.3	13.386	13.3651	0.0209	2	2.97	14.83	1504.06	15.04	6.40	
		III	2.95	3	3	15.25	15.3	15.25	40.4	13.8568	13.8389	0.0179	2	2.98	15.27	1546.96	15.47	5.30	
8.4	10	I	2.95	2.9	2.95	15	15.15	15.1	40	13.5107	13.509	0.0017	2	2.93	15.08	1511.40	15.11	0.60	0.50
		II	2.8	2.8	2.85	15.65	15.55	15.5	40.3	13.6384	13.6367	0.0017	2	2.82	15.57	1551.70	15.52	0.60	
		III	2.9	2.95	2.95	15.1	15.2	15.35	40.5	13.6208	13.6193	0.0015	2	2.93	15.22	1541.00	15.41	0.50	
8.4	25	I	2.8	2.8	2.8	15.3	15.3	15.3	39.9	14.1468	14.1459	0.0009	2	2.80	15.30	1512.48	15.12	0.30	0.30
		II	3	2.95	2.95	15.1	15.35	15.4	40.25	13.7769	13.7762	0.0007	2	2.97	15.28	1541.18	15.41	0.30	
		III	2.9	2.9	2.85	15.25	15.25	15.2	39.7	13.3783	13.3776	0.0007	2	2.88	15.23	1508.20	15.08	0.30	
8.4	50	I	2.85	2.9	2.9	15.15	15	14.9	39.9	13.0458	13.0449	0.0009	2	2.88	15.02	1496.91	14.97	0.30	0.30
		II	2.95	2.95	2.95	15.2	15.3	15.25	40.4	13.6718	13.6713	0.0005	2	2.95	15.25	1542.01	15.42	0.20	
		III	2.9	2.9	2.9	15.1	15.25	15.35	40.4	13.6006	13.5995	0.0011	2	2.90	15.23	1535.31	15.35	0.30	
42	0	I	2.95	2.95	2.9	15.1	15.5	15.8	39.6	13.3852	13.3773	0.0079	2	2.93	15.47	1529.60	15.30	2.40	2.50
		II	2.9	2.95	2.85	14.9	15.1	15.25	40.2	13.345	13.336	0.0090	2	2.90	15.08	1515.13	15.15	2.80	
		III	3	3	3	15.8	16	16	40.55	14.4331	14.4245	0.0086	2	3.00	15.93	1612.25	16.12	2.50	
42	10	I	3	3	2.9	15.2	15.4	15.6	40.5	13.7481	13.7468	0.0013	2	2.97	15.40	1560.44	15.60	0.40	0.30
		II	2.7	2.8	2.7	15.2	15.2	15.05	39.6	12.1916	12.1907	0.0009	2	2.73	15.15	1482.01	14.82	0.30	
		III	2.8	2.9	2.8	14.9	14.95	15	40	12.8499	12.8489	0.0010	2	2.83	14.95	1489.59	14.90	0.40	
42	25	I	3	3	3	14.6	14.65	14.5	40.6	13.2278	13.2266	0.0012	2	3.00	14.58	1496.43	14.96	0.40	0.30
		II	3	3	3	15.05	14.85	14.6	40.35	13.2907	13.2898	0.0009	2	3.00	14.83	1509.31	15.09	0.30	
		III	2.9	2.85	2.8	15.75	15.85	15.8	40.1	13.7433	13.742	0.0013	2	2.85	15.80	1567.89	15.68	0.40	
42	50	I	3	3	3	14.7	14.8	14.9	40.4	13.4995	13.4986	0.0009	2	3.00	14.80	1508.20	15.08	0.30	0.30
		II	2.9	2.95	2.9	14.6	14.6	14.45	39.5	12.5277	12.527	0.0007	2	2.92	14.55	1446.43	14.46	0.30	
		III	2.97	2.99	2.98	15.5	15.45	15.45	40	13.063	13.062	0.0010	2	2.98	15.47	1549.20	15.49	0.30	

NaHCO <sub>3</sub> g/L	pH (sbl CO <sub>2</sub> )	pH (CO <sub>2</sub> )	pH (CO <sub>2</sub> + Inhibitor)				pH (CO <sub>2</sub> + Inhibitor) Hasil Perendaman				
			0 ppm	10 ppm	25 ppm	50 ppm	0 ppm	10 ppm	25 ppm	50 ppm	
0	6.79	5.03									
0.2	6.84	5.22	5.22	4.81	4.41	4.18	8.24	6.11	4.56	4.26	
8.4	7.64	6.64	6.64	6.54	6.52	6.44	8.91	8.57	8.50	8.46	
42	7.96	7.57	7.57	7.50	7.44	7.34	8.86	8.77	8.77	8.76	

Potensial terhadap AgCl ( dalam satuan Volt)

NaHCO <sub>3</sub> g/L	Volt (sbl CO <sub>2</sub> )	Volt (CO <sub>2</sub> )	Volt (CO <sub>2</sub> + Inhibitor)				pH (CO <sub>2</sub> + Inhibitor) Hasil Perendaman				
			0 ppm	10 ppm	25 ppm	50 ppm	0 ppm	10 ppm	25 ppm	50 ppm	
0.2	-0.585	-0.628	-0.628	-0.569	-0.565	-0.562	-0.436	-0.544	-0.558	-0.56	
8.4	-0.501	-0.565	-0.565	-0.552	-0.542	-0.532	-0.354	-0.390	-0.450	-0.480	
42	-0.542	-0.678	-0.678	-0.607	-0.590	-0.572	-0.484	-0.545	-0.546	-0.551	

Potensial terhadap SHE ( dalam satuan Volt)

NaHCO <sub>3</sub> g/L	Volt (sbl CO <sub>2</sub> )	Volt (CO <sub>2</sub> )	Volt (CO <sub>2</sub> + Inhibitor)				pH (CO <sub>2</sub> + Inhibitor) Hasil Perendaman				
			0 ppm	10 ppm	25 ppm	50 ppm	0 ppm	10 ppm	25 ppm	50 ppm	
0.2	-0.363	-0.406	-0.406	-0.347	-0.343	-0.340	-0.214	-0.322	-0.336	-0.338	
8.4	-0.279	-0.343	-0.343	-0.330	-0.320	-0.310	-0.132	-0.168	-0.228	-0.258	
42	-0.320	-0.456	-0.456	-0.385	-0.368	-0.350	-0.262	-0.323	-0.324	-0.329	

Potensial Ag-AgCl = 0.222 Volt

TDS Sebelum Perendaman

NaHCO <sub>3</sub>	0 ppm		10 ppm		25 ppm		50 ppm	
g/L	MS	ppt	MS	ppt	MS	ppt	MS	ppt
0.2	7.22	3.52	>20	>10	>20	>10	>20	>10
8.4	7.33	3.62	>20	>10	>20	>10	>20	>10
42	9.01	4.64	>20	>10	>20	>10	>20	>10

TDS Setelah Perendaman

HCO <sub>3</sub>	0 ppm		10 ppm		25 ppm		50 ppm	
g/L	MS	ppt	MS	ppt	MS	ppt	MS	ppt
0.2	10.39	5.4	17.24	9.5	>20	>10	>20	>10
8.4	13.29	6.99	14.91	7.9	14.2	7.7	16.1	8.52
42	12.4	6.2	17.15	9.38	18.49	9.66	>20	>10

Langelier Index(LSI)

$$LSI = pH - pHs$$

Rynar Index (RSI)

$$RSI = 2pHs - pH$$

$$pHs = (9.3 + A + B) - (C + D)$$

$$pHs = (44.15 + A - B) - (C + D)$$

$$A = (\log TDS \text{ (mg/L atau ppm)} - 1)/10$$

$$B = -13.2 \log(T\text{C} + 273) + 34.55$$

$$C = \log(\text{ca (mg/L atau ppm)}) - 0.4$$

$$D = \log(\text{alkalinitas (mg/L atau ppm)})$$

Sebelum Perendaman

NaHCO3 g/L	TDS (mg/L) mg/L	Alkaline (mg/L) mg/L	Ca mg/L	Temp C	A	B	C	D	pHs	pH	LSI	RSI
0.2	3520	145	418	27	0.25	1.85	2.22	2.16	7.02	5.22	-1.80	8.83
8.4	3620	6100	418	27	0.26	1.85	2.22	3.79	5.40	6.64	1.24	4.16
42	4640	30500	418	27	0.27	1.85	2.22	4.48	4.71	7.57	2.86	1.86

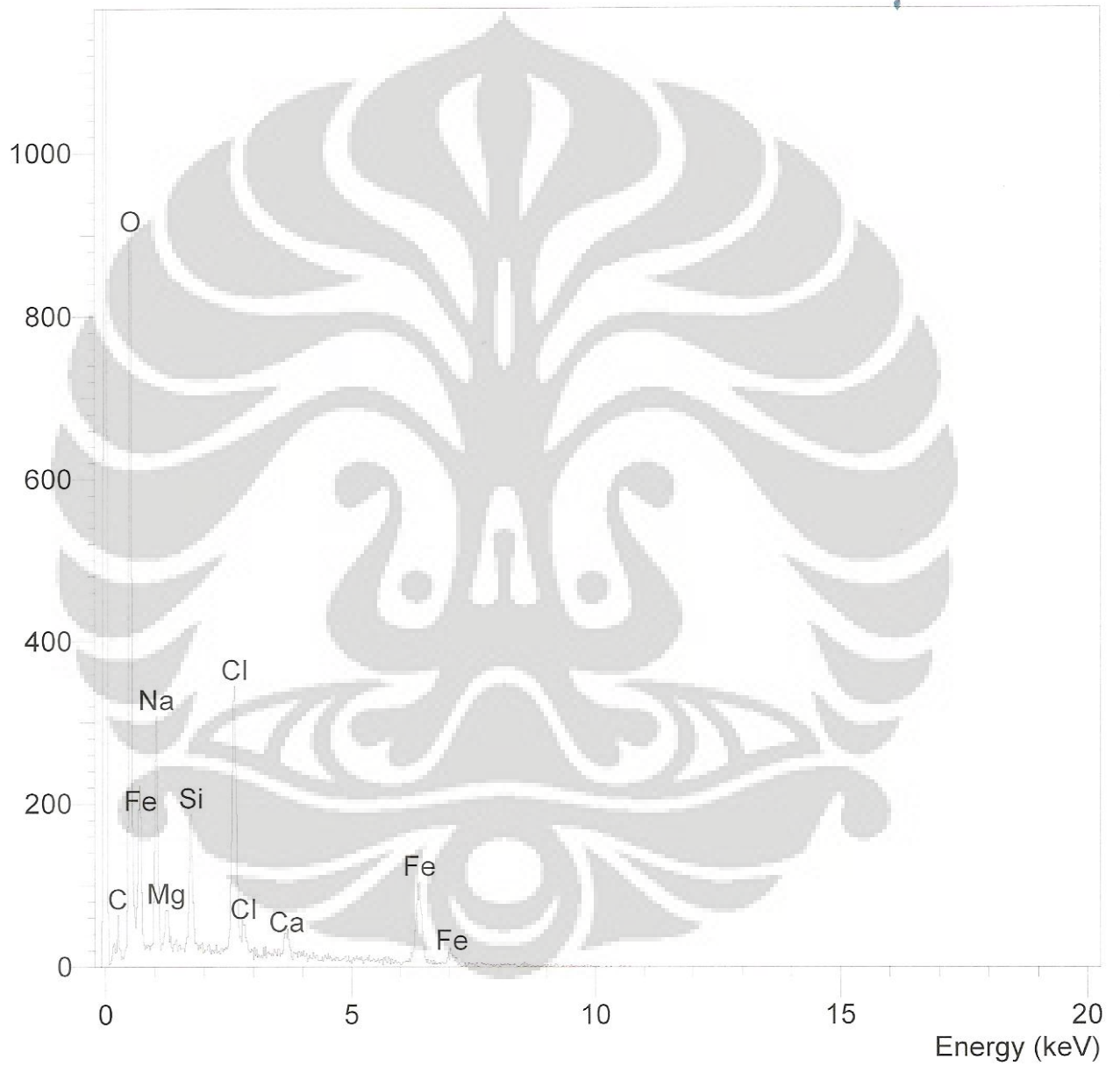


## **LAMPIRAN 4**

Hasil EDS

Operator : jaya  
Client : Dept. Metalurgi dan Material Universitas Indonesia  
Job : Energy Dispersive X-Ray Analysis  
0,2/0 - 01 (24/06/08 08:35)

Counts





SEMQuant results. Listed at 08:38:51 on 24/06/08  
Operator: jaya  
Client: Dept. Metalurgi dan Material Universitas Indonesia  
Job: Energy Dispersive X-Ray Analysis  
Spectrum label: 0,2/0 - 01

System resolution = 60 eV

Quantitative method: ZAF ( 3 iterations).  
Analysed all elements and normalised results.

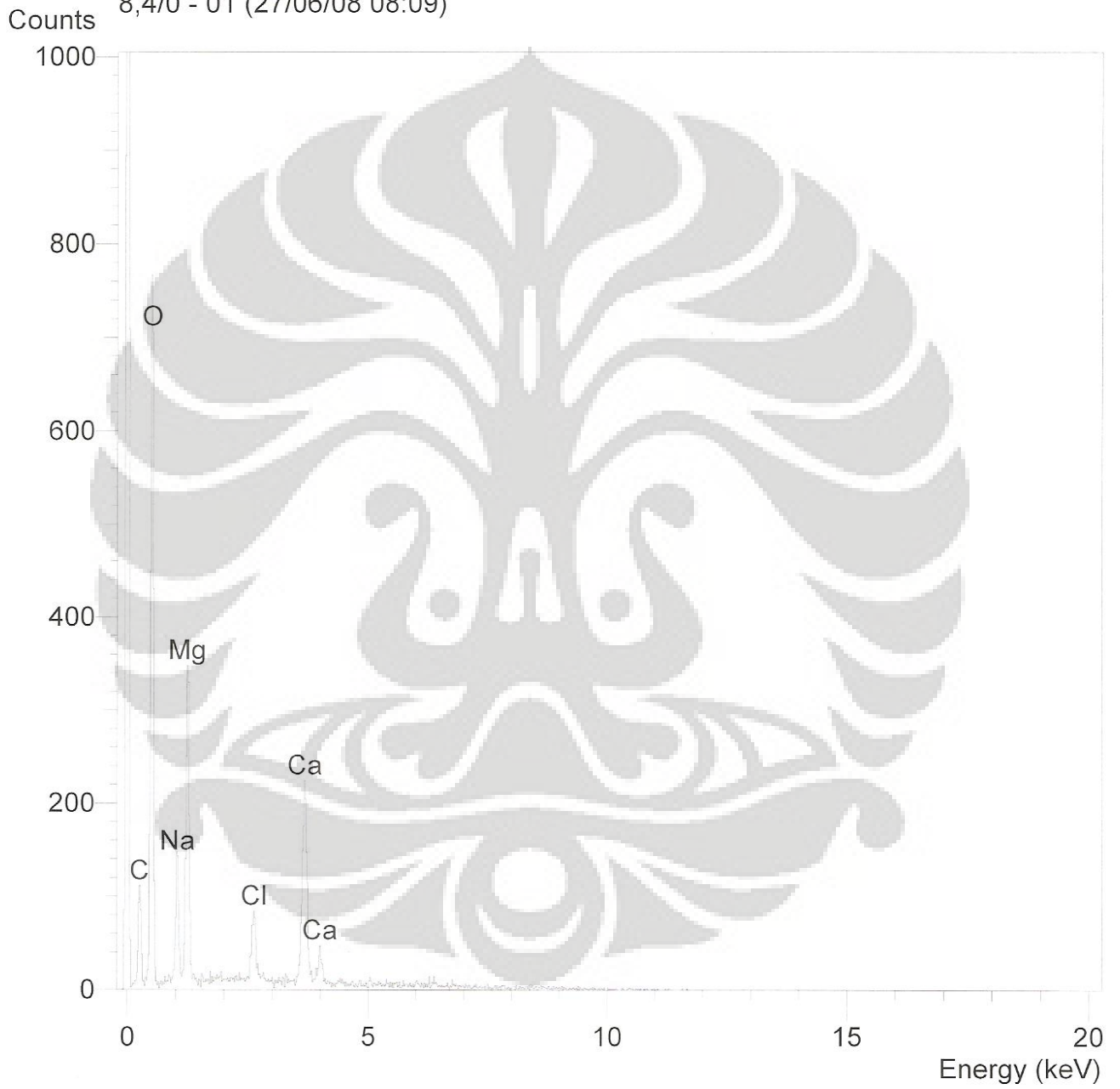
Standards :

C K Carbon Low 13/09/06  
O K AL2O3 22/03/06  
Na K Orthoclase 22/03/06  
Mg K MagOxide 22/03/06  
Si K Low Carbon Steel 13/09/06  
Cl K KCl 15/02/94  
Ca K Orthoclase 22/03/06  
Fe K FeS2 22/03/06

Elmt	Spect.	Element	Atomic
	Type	%	%
C K	ED	6.62	13.56
O K	ED	27.52	42.35
Na K	ED	9.94	10.65
Mg K	ED	0.89	0.90
Si K	ED	1.70	1.49
Cl K	ED	28.36	19.69
Ca K	ED	2.02	1.24
Fe K	ED	22.95	10.11
Total		100.00	100.00

\* = <2 Sigma

Operator : jaya  
Client : Dept. Metalurgi dan Material Universitas Indonesia  
Job : Energy Dispersive X-Ray Analysis  
8,4/0 - 01 (27/06/08 08:09)



SEMQuant results. Listed at 08:12:23 on 27/06/08  
Operator: jaya  
Client: Dept. Metalurgi dan Material Universitas Indonesia  
Job: Energy Dispersive X-Ray Analysis  
Spectrum label: 8,4/0 - 01

System resolution = 60 eV

Quantitative method: ZAF ( 3 iterations).  
Analysed all elements and normalised results.

Standards :

C K Carbon Low 13/09/06  
O K AL2O3 22/03/06  
Na K Orthoclase 22/03/06  
Mg K MagOxide 22/03/06  
Cl K KCl 15/02/94  
Ca K Orthoclase 22/03/06

Elmt	Spect.	Element	Atomic
	Type	%	%
C K	ED	1.49	2.60
O K	ED	49.38	64.96
Na K	ED	7.39	6.77
Mg K	ED	8.87	7.67
Cl K	ED	10.69	6.35
Ca K	ED	22.18	11.65
Total		100.00	100.00

\* = <2 Sigma

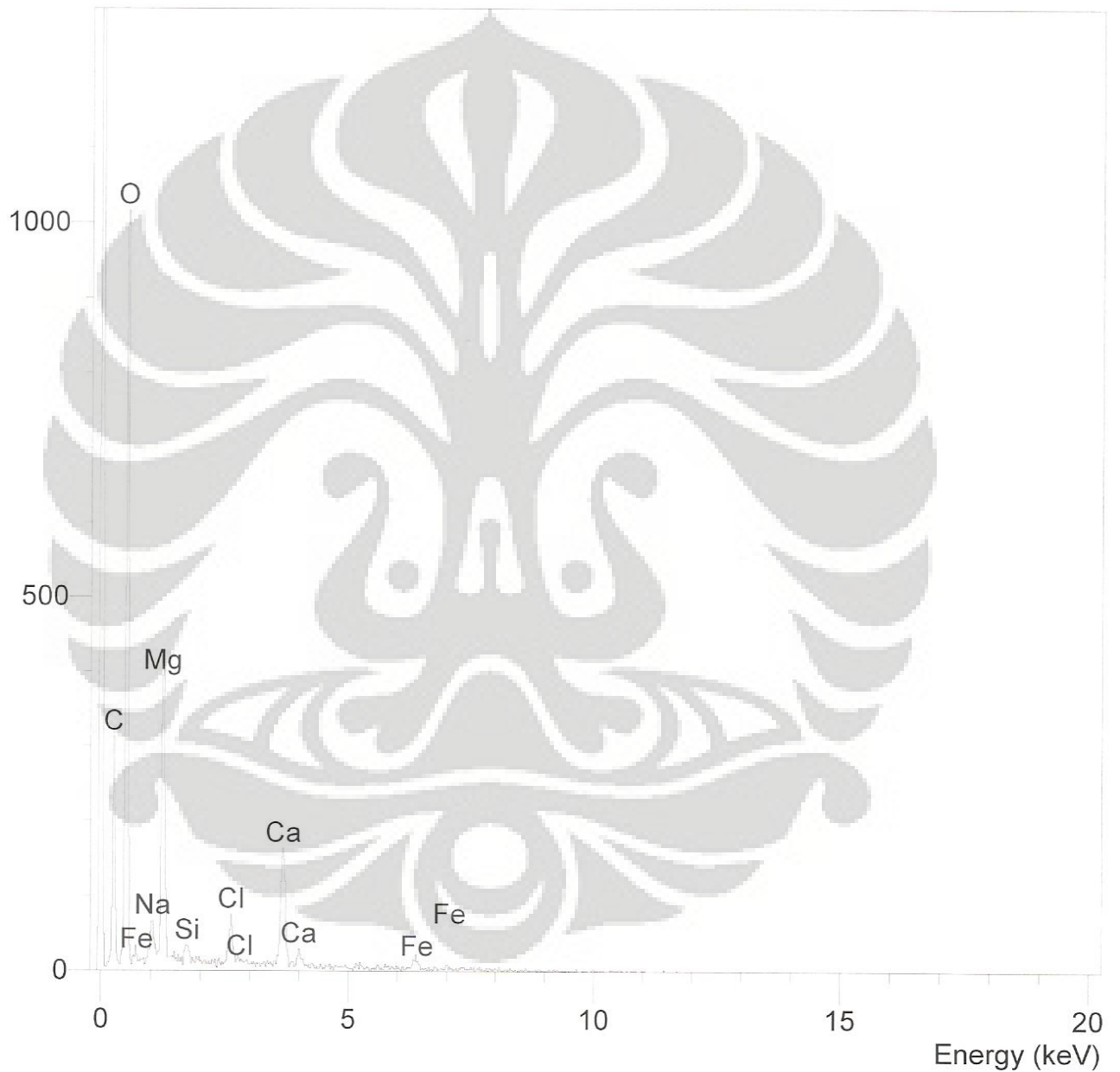
Operator : jaya

Client : Dept. Metalurgi dan Material Universitas Indonesia

Job : Energy Dispersive X-Ray Analysis

4 2/0 - 01 (24/06/08 08:46)

Counts



SEMQuant results. Listed at 08:49:20 on 24/06/08  
Operator: jaya  
Client: Dept. Metalurgi dan Material Universitas Indonesia  
Job: Energy Dispersive X-Ray Analysis  
Spectrum label: 4 2/0 - 01

System resolution = 60 eV

Quantitative method: ZAF ( 4 iterations).  
Analysed all elements and normalised results.

Standards :

C K Carbon Low 13/09/06  
O K AL2O3 22/03/06  
Na K Orthoclase 22/03/06  
Mg K MagOxide 22/03/06  
Si K Low Carbon Steel 13/09/06  
Cl K KCl 15/02/94  
Ca K Orthoclase 22/03/06  
Fe K FeS2 22/03/06

Elmt	Spect.	Element	Atomic
	Type	%	%
C K	ED	6.80	11.38
O K	ED	49.94	62.74
Na K	ED	2.85	2.49
Mg K	ED	10.37	8.57
Si K	ED	0.42	0.30
Cl K	ED	7.45	4.22
Ca K	ED	16.30	8.18
Fe K	ED	5.88	2.12
Total		100.00	100.00

\* = <2 Sigma