



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA LAJU KOROSI BERDASARKAN PERBANDINGAN
HASIL KUPON, *CORROSION MODELLING*, DAN
PENGUKURAN *METAL LOSS* PADA SISTEM PERPIPAAN
MINYAK DAN GAS BUMI DI LAPANGAN LEPAS PANTAI**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik

**GOFAR ISMAIL AJI
0806422914**

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK METALURGI DAN MATERIAL
DEPOK
JUNI 2010**

LEMBAR PERNYATAAN KEASLIAN

Saya menyatakan dengan sesungguhnya bahwa tesis dengan judul:

**ANALISA LAJU KOROSI BERDASARKAN
PERBANDINGAN HASIL KUPON, *CORROSION*
MODELLING, DAN PENGUKURAN *METAL LOSS* PADA
SISTEM PERPIPAAN MINYAK DAN GAS BUMI DI
LAPANGAN LEPAS PANTAI**

yang dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Magister Teknik pada Program Studi Korosi dan Proteksi Logam Departemen Metalurgi Material Fakultas Teknik Universitas Indonesia, sejauh yang saya ketahui bukan merupakan tiruan atau duplikasi dari skripsi 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, 24 Juni 2010

Gofar Ismail Aji

NPM 0806422914

LEMBAR PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Gofar Ismail Aji
NPM : 0806422914
Program Studi : Teknik Metalurgi dan Material
Judul Tesis : Analisa laju korosi berdasarkan perbandingan hasil kupon, *corrosion modelling*, dan pengukuran *wall loss* pada system perpipaan minyak dan gas bumi di Lapangan lepas pantai.

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik pada Program Studi Teknik Metalurgi dan Material Fakultas Teknik, Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

Pembimbing 1 : Prof. Dr. Ir. Johny Wahyuadi, DEA ()
Penguji 1 : Ir. Rini Riastuti, M.Sc.. ()
Penguji 2 : Dra. Sari Katili, M.Si. ()
Penguji 3 : Deni Ferdian, ST, M.Sc. ()

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 2 Juli 2010

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan ke hadirat Allah SWT, bahwasannya atas kehendak-Nyalah Tesis ini bisa diselesaikan sebagaimana mestinya. Tesis dengan judul “**Analisa Laju Korosi berdasarkan Perbandingan Hasil Kupon, Model Korosi, dan Pengukuran *Wall Loss* pada Sistem Perpipaan Industri Minyak dan Gas Bumi di Lapangan lepas pantai**” ini, semoga bisa memberikan suatu catatan dan pandangan baru dalam bidang ilmu korosi khususnya dalam hal monitoring korosi, dan sekaligus berguna dalam hal penanganan korosi di industri minyak dan gas.

Tidak lupa penulis mengucapkan terimakasih kepada berbagai pihak yang telah membantu sehingga Tesis ini dapat diselesaikan, antara lain kepada **Prof. Dr. Ir. Johny Wahyuadi S, DEA** selaku pembimbing tesis, **Prof. Dr. Ing. Bambang Suharno** selaku pembimbing akademik, **Ir. Ifan Rifandi** dan **corrosion team** di PHE ONWJ yang telah banyak membantu dalam menyediakan data – data, dan berbagai pihak yang telah menyediakan waktu, tempat dan memberikan saran kepada penulis pada saat menyelesaikan Tesis ini.

Besar harapan penulis agar Tesis ini bisa menjadi inspirasi dan sekaligus memotivasi para pembaca untuk mengembangkan hal – hal yang ilmiah dan praktis terkait dengan bidang monitoring korosi.

Depok, 24 Juni 2010

Penulis

LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Gofar Ismail Aji
NPM : 0806422914
Program Studi : Korosi dan Proteksi
Departemen : Teknik Metalurgi Material
Fakultas : Teknik Universitas Indonesia
Jenis karya : Tesis

demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul:

Analisa Laju Korosi Berdasarkan Perbandingan Hasil Kupon, Corrosion Modelling, dan Pengukuran *Wall Loss* Pada Sistem Perpipaan Minyak dan Gas Bumi di Lapangan Lepas Pantai

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/format-kan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (database), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 24 Juni 2010

Yang menyatakan

Gofar Ismail Aji

ABSTRAK

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|
| Gofar Ismail Aji NPM 0806422914 Departemen Metalurgi & Material | Dosen Pembimbing Prof. Dr. Ir. Johny Wahyuadi M, DEA |
| ANALISA LAJU KOROSI BERDASARKAN PERBANDINGAN HASIL KUPON, <i>CORROSION</i> <i>MODELLING</i>, DAN PENGUKURAN <i>METAL LOSS</i> PADA SISTEM PERPIPAAN MINYAK DAN GAS BUMI DI LAPANGAN LEPAS PANTAI | |
| Abstrak <p>Proses korosi yang alaminya terjadi pada komponen utama penggerak industri, material logam, semakin penting untuk dapat dikendalikan dan berbagai usaha dilakukan antara lain dengan adjustment pada parameter operasi dan faktor alam yang terlibat. Proses monitoring dan control terpadu, untuk memonitor dan bahkan mengukur ancaman korosi yang terjadi dilakukan dengan berbagai tipe mekanisme pelaksanaan dan piranti. Penggunaan model simulasi pengukuran korosi disertai dengan monitoring korosi dan inspeksi kerap digunakan sekaligus untuk memperoleh profil laju korosi yang semakin representatif dengan kondisi actual yang terjadi pada logam. Pemahaman terhadap faktor – faktor yang berpengaruh dalam ketiga kegiatan tersebut sebelumnya sangat penting dalam menginterpretasi hasil keluaran yang didapat dari 3 mekanisme tersebut dalam tingkat sensitifitas berbagai variabel alamiah dan operasional dengan keluaran yang dihasilkan.</p> <p>Dalam penelitian ini dilakukan perbandingan terhadap hasil keluaran laju korosi yang diperoleh dari proses simulasi perangkat lunak, monitoring korosi dengan metode kupon dan hasil inspeksi pembacaan ketebalan dengan peralatan ultrasonic. Penelitian dilakukan pada system perpipaan pada fasilitas produksi minyak lepas pantai, dengan 3 tipe lingkungan kajian, lingkungan multifasa, berbasis minyak dan lingkungan berbasis gas. Dari hasil keluaran yang diperoleh dari 3 metode tersebut kemudian diperoleh korelasi tertinggi antara laju korosi pada kupon dengan penghitungan perangkat lunak pada pipa dengan aliran minyak. Sementara itu untuk laju korosi pada kupon dengan laju penipisan dinding pipa diperoleh korelasi dengan koefisien tertinggi juga pada aliran minyak.</p> <p>Hasil laju korosi yang berbeda – beda dan seringkali tidak konsisten dari perbandingan ketiga metode tersebut lebih disebabkan oleh posisi pemasangan kupon yang tidak representatif (untuk kupon pada posisi arah jam 3 dan 9)</p> | |
| Kata kunci: <i>Monitoring Korosi, Simulasi Korosi</i> | |

ABSTRACT

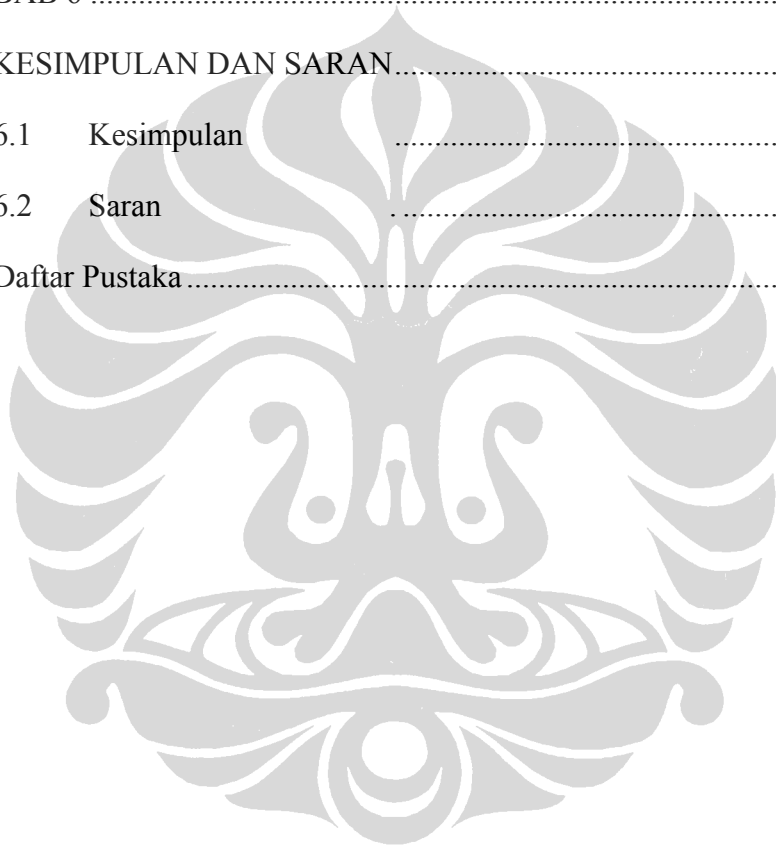
| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| Gofar Ismail Aji NPM 0806422914 Department of Metallurgy & Materials | Conselor: Prof. Dr. Ir. Johny Wahyuadi M, DEA |
| CORROSION RATE ANALYSIS BASED ON COMPARISON STUDY OF CORROSION COUPON, CORROSION MODELLING AND METAL LOSS CALCULATION ON OFFSHORE OIL AND GAS PIPING SYSTEM | |
| Abstract <p>Corrosion process naturally and readily occurs at metal surface, the backbone material of almost all operating equipment in oil and gas industry. Various methods and mechanisms are put operational to control and monitor corrosion process in order to maintain operational continuity by having provided latest update information about metal based equipment. Simulation model is also applied in order to predict corrosivity of the system by using operating parameter combined with natural existing parameter. Actual and predicted corrosion rate are valuable output expected from these methods, and with correct understanding of these methods, proper interpretation and specific data significancy can be used as decision bases.</p> <p>In this study, output comparison of corrosion rate measurement methods is conducted, involving data retrived from coupon monitoring, corrosion rate simulation and thickness inspection data from ultrasonic test. Samples are taken from oil and gas offshore piping system, with 3 types of environment, multiphase, oil based and gas. Correlation factor between each metods of corrosion rate measurement is concluded by graphical and linear formulation comparison, with closest relation found in oil based system.</p> <p>Any difference and inconsistency found from 3 corrosion rate measurement method are most likely as the result of sensitivity factor dissimilarity of each method, one of which is coupon positioning, specifically at 3 and 9 o'clock position.</p> | |
| Keywords: Corrosion monitoring, corrosion simulation. | |

DAFTAR ISI

| | |
|------------------------------------------------------------------------|------|
| LEMBAR PERNYATAAN KEASLIAN | ii |
| LEMBAR PENGESAHAN | iii |
| KATA PENGANTAR | iv |
| LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH | v |
| ABSTRAK | vi |
| DAFTAR ISI | viii |
| DAFTAR TABEL | xi |
| DAFTAR GAMBAR | xiii |
| DAFTAR LAMPIRAN | xvi |
| BAB 1 | 1 |
| PENDAHULUAN | 1 |
| 1.1 Latar Belakang | 1 |
| 1.2 Ruang Lingkup Kajian | 4 |
| 1.3 Tujuan Penelitian | 4 |
| 1.4 Sasaran | 4 |
| BAB 2 | 6 |
| TINJAUAN PUSTAKA | 6 |
| 2.1 Korosi CO ₂ | 6 |
| 2.1.1 Mekanisme Korosi Korosi CO ₂ : | 6 |
| 2.1.2 Faktor – Faktor yang mempengaruhi Korosi CO ₂ : | 8 |
| 2.1.3 Lapisan Korosi | 10 |
| 2.2 Korosi H ₂ S | 15 |

| | | |
|--------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.3 | Laju Korosi | 18 |
| 2.4 | Pengukuran Laju Korosi | 18 |
| 2.4.1 | Weight Loss Coupon..... | 18 |
| 2.5 | Pemodelan Korosi | 20 |
| BAB 3 | | 25 |
| METODE PENELITIAN..... | | 25 |
| 3.1 | Diagram Alir Penelitian | 25 |
| 3.2 | Metodologi Penelitian | 26 |
| 3.3 | Alat dan Bahan | 28 |
| BAB 4 | | 30 |
| DATA HASIL PENGUJIAN..... | | 30 |
| BAB 5 | | 34 |
| ANALISA HASIL PENELITIAN | | 34 |
| 5.1. | Perbandingan Kupon dengan Hasil Software..... | 34 |
| 5.1.1. | Aliran Multifasa | 34 |
| 5.1.2. | Aliran Minyak..... | 37 |
| 5.1.3. | Aliran Gas | 39 |
| 5.1.4. | Analisa Tingkat Akurasi Hasil..... | 43 |
| 5.2. | Perbandingan Kupon dengan Laju Penipisan Pipa..... | 44 |
| 5.2.1. | Aliran Multifasa | 45 |
| 5.2.2. | Aliran Minyak | 47 |
| 5.2.3. | Aliran Gas | 48 |
| 5.2.4. | Analisa Tingkat Akurasi Hasil..... | 50 |
| 5.3. | Perbandingan Hasil Keluaran <i>Software</i> dengan Laju Penipisan Pipa..... | 52 |
| 5.3.1. | Aliran Multifasa | 53 |

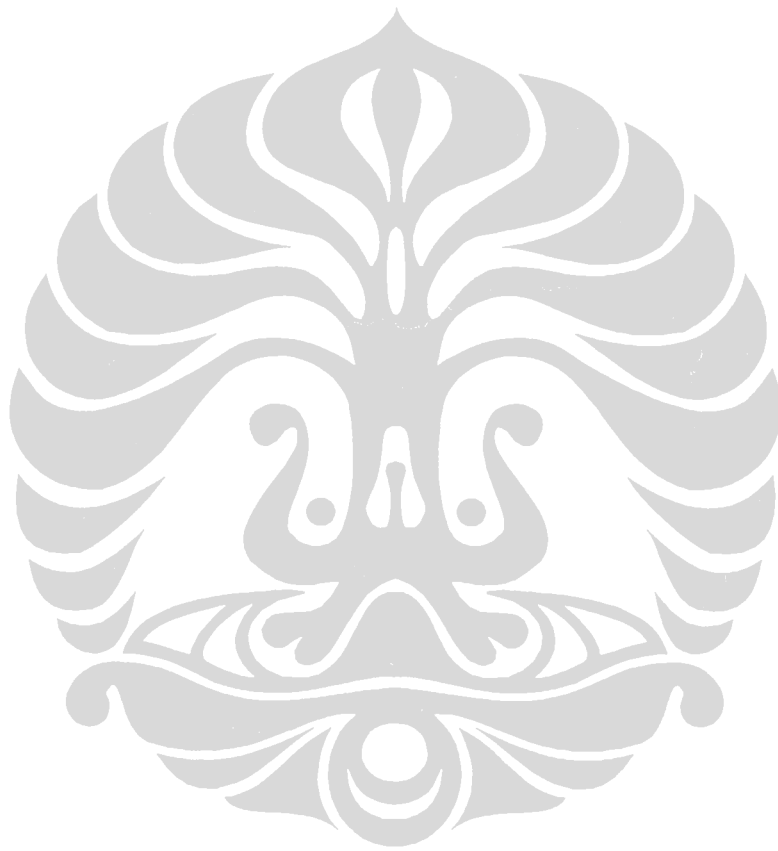
| | |
|-------------------------------------------------|----|
| 5.3.2. Aliran Minyak | 54 |
| 5.3.3. Aliran Gas | 56 |
| 5.4. Analisa Korosi pada Sampel Kupon | 57 |
| 5.4.1. Sampel Kupon pada Aliran Multifasa | 57 |
| 5.4.2. Sampel Kupon pada Aliran Minyak | 58 |
| 5.4.3. Sampel Kupon pada Aliran Gas | 60 |
| BAB 6 | 62 |
| KESIMPULAN DAN SARAN | 62 |
| 6.1 Kesimpulan | 62 |
| 6.2 Saran | 63 |
| Daftar Pustaka | 64 |



DAFTAR TABEL

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabel 2.1. Perbandingan daya larut gas CO ₂ dan O ₂ ⁽⁸⁾ | 7 |
| Tabel 2.2. Tabel Hubungan laju korosi dan ketahanan korosi ⁽¹¹⁾ | 18 |
| Tabel 2.3. Keuntungan dan kerugian penggunaan kupon dalam penghitungan laju korosi..... | 20 |
| Tabel 4.1. Data sampel uji | 30 |
| Tabel 4.2. Data sampel uji | 31 |
| Tabel 4.3. Data sampel uji (lanjutan)..... | 32 |
| Tabel 4.4. Data sampel uji | 32 |
| Tabel 4.4. Data sampel uji (Lanjutan)..... | 33 |
| Tabel 5.1 Data Hasil Penelitian pada Aliran Multifasa | 35 |
| Tabel 5.2 Data Hasil Penelitian pada aliran minyak..... | 38 |
| Tabel 5.3 Data hasil penelitian pada aliran gas..... | 40 |
| Tabel 5.4 Data hasil penelitian pada aliran gas (lanjutan)..... | 41 |
| Tabel 5.5 Data hasil penelitian kupon dan laju penipisan dinding pipa pada aliran multifasa..... | 45 |
| Tabel 5.6 Data hasil penelitian kupon dan laju penipisan dinding pipa pada aliran minyak..... | 47 |
| Tabel 5.7 Data hasil penelitian kupon dan laju penipisan dinding pipa pada aliran gas..... | 49 |
| Tabel 5.8 Data hasil kalkulasi <i>software</i> dan laju penipisan dinding pipa pada aliran multifasa..... | 53 |
| Tabel 5.9 Data hasil kalkulasi <i>software</i> dan laju penipisan dinding pipa pada aliran gas..... | 55 |

Tabel 5.10 Data hasil kalkulasi *software* dan laju penipisan dinding pipa pada aliran gas..... 56



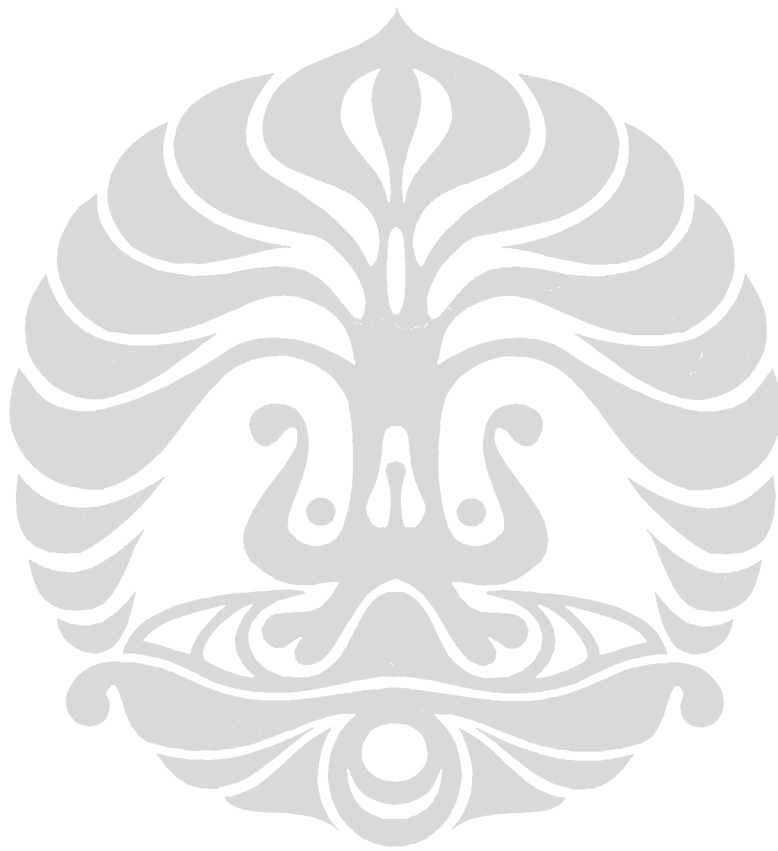
DAFTAR GAMBAR

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Gambar 2.1. Citra SEM lapisan besi karbonat..... | 11 |
| Gambar 2.2. Hubungan antara laju korosi dengan temperatur sistem ⁽⁷⁾ | 12 |
| Gambar 2.3. Hubungan antara laju korosi dengan pH system ⁽⁷⁾ | 13 |
| Gambar 2.4. Hubungan antara laju korosi dengan kandungan Fe ⁽⁷⁾ | 13 |
| Gambar 2.5. Hubungan antara laju korosi dengan laju alir sistem ⁽⁷⁾ | 14 |
| Gambar 2.6. Bentuk lapisan permukaan yang potensial terjadi pada system korosi CO ₂ ⁽⁸⁾ | 15 |
| Gambar 2.7. Lapisan permukaan baja pada system H ₂ S/CO ₂ | 16 |
| Gambar 2.8. Efek Rasio H ₂ S:CO ₂ pada Korosi yang terjadi..... | 17 |
| Gambar 2.9. Susunan Pemasangan Kupon..... | 19 |
| Gambar 2.10. Diagram alir tahapan perhitungan dalam perhitungan laju korosi dnegan simulasi perangkat lunak..... | 23 |
| Gambar 3.1. Diagram Alir Penelitian..... | 25 |
| Gambar 3.2. Tampilan software ECE..... | 26 |
| Gambar 3.3. Skematika <i>strip coupon</i> yang digunakan dalam pengukuran. (NACE RP 0775) ⁽¹³⁾ | 27 |
| Gambar 3.4. Beberapa tipe dan jenis kupon..... | 27 |
| Gambar 3.5. Skematika pemasangan kupon..... | 28 |
| Gambar 5.1 Kurva perbandingan hasil laju korosi ECE vs Kupon pada aliran Multifasa..... | 36 |
| Gambar 5.2 Kurva perbandingan hasil laju korosi <i>software</i> dengan Kupon pada aliran Multifasa..... | 39 |
| Gambar 5.3 Kurva perbandingan hasil laju korosi ECE vs Kupon pada aliran Gas..... | 42 |

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Gambar 5.4 Tingkat akurasi hasil prediksi laju korosi terhadap hasil kupon. | 43 |
| Gambar 5.5 Perbedaan tingkat akurasi hasil perhitungan menggunakan model terhadap laju korosi sebenarnya ⁽¹⁴⁾ | 44 |
| Gambar 5.6 Perbandingan laju korosi hasil kupon dengan laju penipisan pipa pada aliran multifasa..... | 46 |
| Gambar 5.7 Perbandingan laju korosi hasil kupon dengan laju penipisan pipa pada aliran minyak..... | 47 |
| Gambar 5.8 Perbandingan laju korosi hasil kupon dengan laju penipisan pipa pada aliran gas. | 50 |
| Gambar 5.9 Perbandingan laju korosi hasil kupon dengan laju penipisan pipa pada posisi kupon arah jam 3 dan jam 9..... | 51 |
| Gambar 5.10 Perbandingan laju korosi hasil kupon dengan laju penipisan pipa pada posisi kupon arah jam 6 dan jam 12. | 52 |
| Gambar 5.11 Perbandingan laju korosi hasil <i>software</i> dengan laju penipisan pipa pada aliran multifasa..... | 54 |
| Gambar 5.12 Perbandingan laju korosi hasil <i>software</i> dengan laju penipisan pipa pada aliran minyak. | 55 |
| Gambar 5.13 Perbandingan laju korosi hasil <i>software</i> dengan laju penipisan pipa pada aliran gas..... | 56 |
| Gambar 5.14 Kupon pada CO ₂ 3 % dengan laju korosi 0,0335 mm/tahun. Perbesaran 100x. | 57 |
| Gambar 5.15 Kupon pada CO ₂ 0.5 % dengan laju korosi 0,0012 mm/tahun. Perbesaran 100x. | 58 |
| Gambar 5.16 Kupon pada CO ₂ 11 % dengan laju korosi 0,0092 mm/tahun. Perbesaran 100x. | 59 |
| Gambar 5.17 Kupon pada CO ₂ 1 % dengan laju korosi 0,0024 mm/tahun. Perbesaran 100x. | 59 |

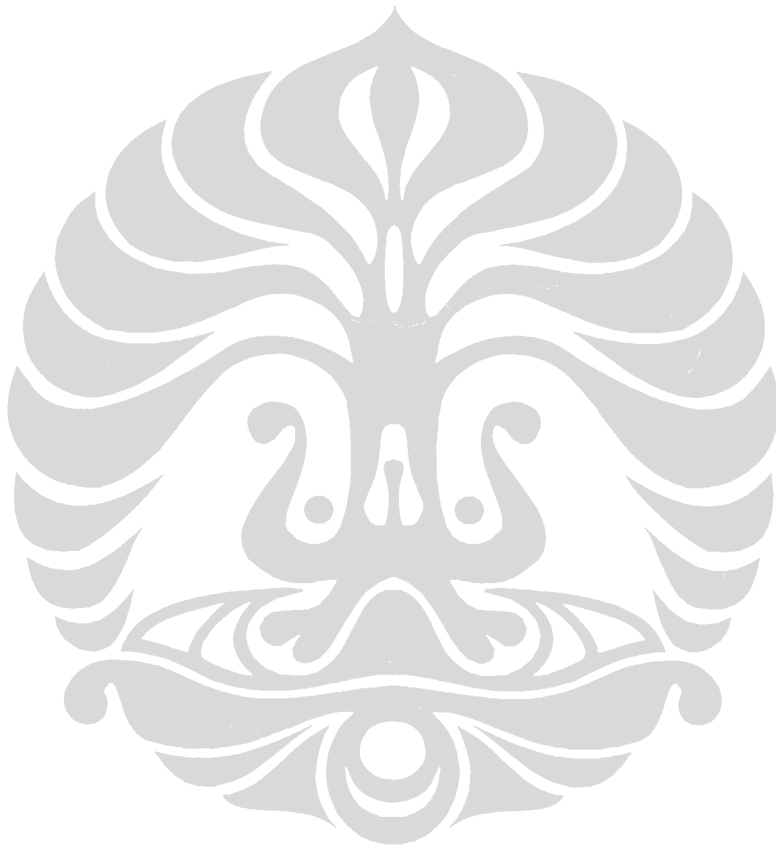
Gambar 5.18 Kupon pada CO₂ 25 % dengan laju korosi 0,0493 mm/tahun.
Perbesaran 100x. 60

Gambar 5.19 Kupon pada CO₂ 1 % dengan laju korosi 0,0003 mm/tahun.
Perbesaran 100x. 61



DAFTAR LAMPIRAN

| | |
|------------------|----|
| LAMPIRAN 1 | 68 |
|------------------|----|



BAB 1 PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Industri minyak dan gas merupakan salah satu industri penyedia energi yang sedang *booming* di abad ke-21 ini, eksplorasi dan eksploitasi besar-besaran dilakukan sepanjang masa di berbagai belahan dunia. Hal ini terjadi karena minyak dan gas masih merupakan komponen utama penyedia energi sebelum energi terbarukan bisa diproduksi secara masal dengan biaya yang murah. Kenaikan harga minyak dunia yang signifikan dalam kurun waktu 10 tahun terakhir semakin memacu kegiatan eksplorasi dan eksploitasi tersebut. Minyak saat ini adalah benar-benar merupakan “emas hitam” dalam komoditi perdagangan dunia. Kondisi terakhir ini membuat perusahaan – perusahaan minyak diseluruh dunia berusaha untuk mengoptimalkan dan sekaligus berusaha semaksimal mungkin untuk mengamankan produksinya.

Tingkat keamanan dari produksi minyak dan gas, baik dilihat secara *safety to people* maupun *safety to production* sangat tergantung kepada tingkat integritas fasilitas produksi yang ada. Semakin tinggi tingkat integritas dari komponen fasilitas tersebut, maka akan semakin rendah peluang untuk terjadinya kegagalan pada sistem (sistem material) yang bisa berdampak terhadap *safety to people* ataupun *safety to production*. Salah satu ancaman terhadap tingkat integritas yang bisa menimbulkan kegagalan tersebut adalah terkait dengan proses korosi.

Proses korosi dalam industri minyak dan gas merupakan peristiwa yang terjadi secara alami, dimana potensi untuk terjadi korosi tersebut relatif besar. Hal ini disebabkan oleh adanya faktor – faktor dalam kondisi operasional proses produksi minyak dan gas yang seringkali menjadi sumber ataupun akselerator bagi proses korosi untuk terjadi. Faktor – faktor tersebut secara umum adalah suhu, tekanan, kandungan air dalam fluida produksi, tingkat keasaman fluida, adanya gas – gas korosif (seperti O₂, CO₂, dan H₂S) yang terproduksi dari dalam sumur dan juga faktor yang tidak kalah pentingnya adalah material penyusun komponen – komponen fasilitas produksi yang memang mempunyai *susceptibility*

untuk terjadi korosi. Dari faktor – faktor tersebut, faktor alam terlihat mendominasi berbagai faktor yang ada. Namun demikian bukan berarti faktor alam tersebut tidak bisa dikendalikan sama sekali. Karena terkait dengan proses produksi minyak dan gas, tentunya ada kemungkinan untuk melakukan *adjustment* terhadap parameter operasinya sehingga menurunkan resiko terjadinya korosi.

Di Indonesia, tingkat *corrosion awareness* terutama dalam industri minyak dan gas semakin meningkat dalam 10 tahun terakhir, hal ini disebabkan dengan semakin banyaknya kasus kegagalan yang terjadi akibat proses korosi. Ancaman korosi yang semakin meningkat di industri migas di Indonesia disebabkan oleh dua faktor utama, yaitu yang pertama adalah terkait dengan umur fasilitas dan perubahan karakteristik fluida terproduksi, dimana umumnya umur fasilitas produksi migas di Indonesia yang mengalami kegagalan adalah telah melewati masa 20 tahun dengan karakteristik fluida yang telah berubah, yaitu apabila pada saat awal produksinya mungkin nilai *water cut*-nya adalah kecil, sekarang setelah sekian lama berproduksi, *water cut*-nya menjadi semakin besar sehingga menjadi lebih korosif. Faktor yang kedua adalah fenomena dimana sumur – sumur gas yang sedang dikembangkan mengandung ikutan yang berupa gas korosif (CO_2 dan H_2S) yang jumlahnya relatif besar ⁽¹⁾ dan sangat berpengaruh dalam menimbulkan kegagalan akibat korosi.

Untuk menghadapi ancaman korosi, umumnya dilakukan proses monitoring dan kontrol yang terpadu. Proses monitoring korosi merupakan aktivitas untuk memonitor ancaman korosi yang terjadi dan juga sekaligus mengukur berapa kecepatan korosinya. Sedangkan proses kontrol merupakan aktivitas untuk mengendalikan ancaman korosi atau mengurangi kecepatan korosinya sehingga korosi berlangsung dalam batas yang diijinkan untuk keberlangsungan integritas komponen fasilitas produksi.

Aktifitas monitoring korosi pada fasilitas produksi minyak dan gas utamanya dilakukan untuk mengukur kecepatan korosi dari internal pipa dan juga kondisi eksternal dari pipa tersebut akibat korosi atmosferik. Untuk pengukuran kecepatan korosi internal dari pipa biasanya dilakukan dengan metode intrusif

dengan menggunakan kupon atau *probe* ataupun juga dengan mengukur ketebalan pipa secara berkala sehingga bisa didapatkan laju penipisan dinding pipa. Penggunaan *software* untuk mengkalkulasi kecepatan korosi juga sudah banyak dilakukan dengan terlebih dahulu mendapatkan data – data operasional dan juga data mengenai kandungan fluida atau gas yang bersifat korosif.

Teknik monitoring dengan metode intrusif menggunakan kupon telah banyak digunakan dalam pengukuran di lapangan maupun di laboratorium. J. K. Heuer and J. F. Stubbins (1998) ⁽²⁾ menggunakan kupon untuk menganalisa perubahan mikrostruktur yang terjadi pada korosi CO₂ dalam aliran *multiphase*. Y. Sun, T. Hong, and C. Bosch (2003) ⁽³⁾ menggunakan kupon untuk mengkonfirmasi hasil laju korosi yang terukur oleh *probe* dalam penelitiannya.

Pengukuran laju korosi yang telah berkembang sedemikian jauhnya sehingga bisa dilakukan dengan berbagai metode. Pengukuran ketebalan dinding pipa secara berkala menjadi salah satu solusi yang praktis dan cukup akurat untuk dilakukan di lapangan. Pemeriksaan NDT dengan menggunakan metode *Ultrasonic Testing* bisa dimanfaatkan untuk mendapatkan data ketebalan pipa secara ekstrusif ⁽⁴⁾. Dalam berbagai standard internasional untuk inspeksi system perpipaan seperti API 570 dan API 579, penggunaan *Ultrasonic Testing* untuk mengukur ketebalan menjadi sesuatu yang dipersyaratkan untuk memenuhi kriteria *assessmen* ⁽⁵⁾.

Penentuan laju korosi juga telah merambah dalam bentuk permodelan, dimana diawali oleh C. De Waard dan D.E. Milliams (1975) ⁽⁶⁾ yang berhasil memformulasikan kecepatan korosi CO₂ dan diikuti dengan pengembangan – pengembangannya seperti yang dilakukan oleh Srdjan Nesic (2003) ⁽⁷⁾.

Metode – metode monitoring korosi tersebut telah banyak diaplikasikan di berbagai fasilitas produksi migas untuk menghasilkan data korosi yang *reliable*, tidak terkecuali yang dilakukan di lapangan lepas pantai Laut Jawa. Namun demikian perlu dilakukan telaah lebih lanjut untuk melihat sejauh mana metode – metode monitoring korosi tersebut mempunyai hasil yang korelatif sehingga bisa dijadikan dasar untuk mensubstitusi satu metode dengan metode lain dengan tidak mengurangi tingkat akurasi dan *level of confidence* dalam penentuan laju korosi.

Hal ini diperlukan mengingat kondisi di lapangan sedemikian kompleksnya sehingga perlu didapatkan suatu terobosan untuk melakukan monitoring korosi yang lebih efektif.

1.2 Ruang Lingkup Kajian

Penelitian ini dibatasi pada ruang lingkup studi seperti yang tertera berikut,

- Penelitian dilakukan di fasilitas produksi minyak dan gas di lapangan lepas pantai Laut Jawa, area operasi perusahaan migas asing PT. XYZ (*piping & pipeline*).
- Pengukuran laju korosi internal dengan metode:
 - *Corrosion coupon*.
 - *Metal loss UT inspection*.
 - *Corrosion prediction* dengan *software ECE (Electronic Corrosion Engineer)* dari hasil pengukuran *operating parameter, water analysis, kandungan CO₂ & H₂S* terukur.
- Sampling laju korosi diambil pada lokasi – lokasi sebagai berikut:
 - Pipa dengan aliran *multiphase* (minyak, air & gas)
 - Pipa dengan aliran minyak.
 - Pipa dengan aliran gas.

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan umum penelitian ini adalah untuk memahami faktor – faktor yang berpengaruh terhadap perbedaan hasil pengukuran laju korosi dari kupon, hasil pengukuran *metal loss* dengan *ultrasonic inspection* dan kalkulasi laju korosi menggunakan permodelan dengan software yang ada. Selain itu juga untuk mendapatkan hasil yang korelatif diantara metode - metode penentuan laju korosi tersebut.

1.4 Sasaran

Untuk mencapai tujuan di atas, maka sasaran khusus dalam penelitian ini adalah:

1. Memahami faktor – faktor yang mempengaruhi hasil pembacaan dengan menggunakan kupon.
2. Memahami faktor – faktor yang mempengaruhi pengukuran *metal loss* dengan metode UT.
3. Memahami parameter – parameter yang digunakan dan formulasi dari permodelan untuk menghitung laju korosi.

Membuat suatu hubungan empiris yang memperlihatkan perbandingan hasil pengukuran laju korosi dengan metode kupon, pengukuran *metal loss* dengan inspeksi UT dan hasil kalkulasi dari permodelan.



BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

Korosi yang terjadi pada industri minyak dan gas umumnya dipengaruhi oleh beberapa faktor utama yaitu:

- ◆ Suhu dan tekanan yang tinggi.
- ◆ Adanya gas korosif (CO₂ dan H₂S).
- ◆ Air yang diproduksi dari dalam sumur.
- ◆ Adanya aktifitas bakteri.

Dari beberapa faktor utama tersebut, sekarang ini pengendalian korosi sangat bertumpu pada aktifitas monitoring dan control terhadap gas korosif serta aktifitas SRB, karena faktor lainnya merupakan parameter tingkat produksi yang pengendaliannya akan berdampak terhadap produktifitas dari fasilitas minyak dan gas.

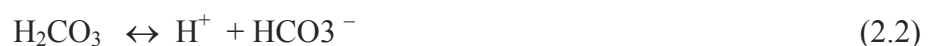
2.1 Korosi CO₂

Dalam produksi gas dan minyak, CO₂ selain H₂S merupakan salah satu factor utama penyebab korosi. Gas ini tidak bersifat korosif jika berada dalam keadaan kering dan tidak terlarut dalam air. Jika terlarut dalam air gas ini akan membentuk suatu asam lemah H₂CO₃ yang bersifat korosif.

Laju korosi pada korosi CO₂ ditentukan oleh sifat lapisan produk korosi yang terbentuk pada permukaan logam. Jika lapisan terbentuk pada keadaan yang sesuai maka akan terbentuk lapisan protektif yang dapat menurunkan laju korosi.

2.1.1 Mekanisme Korosi Korosi CO₂:

Secara umum, CO₂ yang terlarut dalam air akan membentuk asam karbonat dengan reaksi ⁽⁸⁾,



Korosi CO₂ pada intinya merupakan masalah korosi yang disebabkan oleh asam karbonat. CO₂ menjadi bersifat korosif akibat adanya air sehingga akan membentuk asam karbonat.

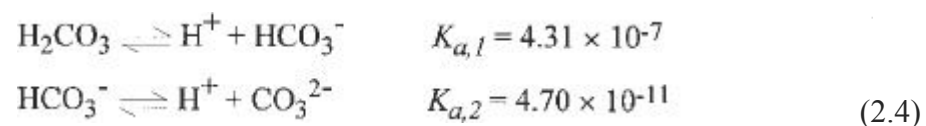


Dibandingkan dengan oksigen, reaksi tersebut cenderung terjadi akibat daya larut CO₂ yang lebih tinggi dari oksigen. Seperti terlihat pada tabel berikut.

Tabel 2.1. Perbandingan daya larut gas CO₂ dan O₂ ⁽⁸⁾

| Temperature (C°) | CO ₂ (g/L) | O ₂ (g/L) |
|---------------------|--------------------------|-------------------------|
| 0 | 3.36 | 0.070 |
| 10 | 2.35 | 0.054 |
| 20 | 1.72 | 0.044 |
| 30 | 1.31 | 0.037 |
| 40 | 1.04 | 0.033 |
| 50 | 0.86 | 0.030 |
| 60 | 0.71 | 0.028 |
| 70 | | 0.026 |
| 80 | | 0.025 |

Asam karbonat merupakan asam lemah, dimana pada temperatur kamar kurang dari 0,1 % saja yang terdisosiasi.



Jika korosi CO₂ dapat dikategorikan sebagai korosi yang diakibatkan oleh asam lemah, dimana baja terkorosi akibat reduksi dari H⁺ dan oksidasi dari Fe,

seharusnya dari reaksi di atas tingkat korosif dari CO_2 seharusnya sangat lemah, hal ini dikarenakan tingkat disosiasi yang rendah.

Nyatanya, tingkat korosif dari asam karbonat adalah lebih tinggi dari nilai dari reaksi diatas. Fenomena yang diketahui pada tahun 1924, adalah pada pH tertentu, korosi yang terjadi pada baja lebih banyak disebabkan oleh larutan cair yang mengandung CO_2 dibandingkan dengan HCl. Dari hasil eksperimen diketahui bahwa ion hidrogen merupakan unsur korosif utama dalam korosi CO_2 .

2.1.2 Faktor – Faktor yang mempengaruhi Korosi CO_2 :

Parameter-parameter yang mempengaruhi korosi dapat dibagi menjadi 3 bagian:

1. Lingkungan

▪ Supersaturation (Lewat Jenuh)

Nilai supersaturation memegang peranan penting dalam pembentukan dan stabilitas dari lapisan protektif. Supersaturation didefinisikan sebagai “ $\log [A^+][B^-] / K_{sp}$ ”, pada system garam AB yang insoluble dengan reaksi $AB = [A^+] + [B^-]$, dimana $[A^+]$ dan $[B^-]$ dalam bentuk ion dan K_{sp} sebagai tetapan kelarutan. Nilai supersaturation yang tinggi akan mendorong terjadinya pengendapan dan pembentukan lapisan pada permukaan struktur yang nantinya akan menurunkan laju korosi.

▪ Tekanan Parsial CO_2

Tekanan Parsial CO_2 akan menentukan pH larutan serta konsentrasi gas terlarut. Semakin banyak gas CO_2 terlarut maka pH larutan akan menurun, dan akan semakin memungkinkan terjadinya korosi. Dalam pengujian laboratorium, diperoleh bahwa air tawar ataupun air laut yang dilakukan pengasaman dengan penambahan konsentrasi CO_2 kemudian menghasilkan larutan yang lebih korosif dibandingkan dengan pengasaman sampai pH yang sama oleh asam mineral. Hal ini disebabkan oleh sifat H_2CO_3 yang merupakan asam lemah dan tidak terdisosiasi sepenuhnya dalam larutan, dan

menyediakan reservoir untuk ion H^+ . Namun dengan hadirnya ion pembentuk scale seperti Fe^{2+} dan Ca^{2+} pada larutan maka pembentukan lapisan yang dapat menghambat korosi akan terjadi pada permukaan struktur.

- Efek H_2S

H_2S dapat meningkatkan laju korosi CO_2 dengan berperan sebagai pembentuk lapisan yang non-protektif pada permukaan logam. Dari beberapa penelitian diperoleh bahwa pada kadar H_2S di bawah 30 ppm dalam lingkungan CO_2 jenuh, laju korosi akan meningkat, dikarenakan FeS yang terbentuk mengganggu pembentukan lapisan $FeCO_3$, membentuk cacat pada lapisan, menyebabkan korosi yang terlokalisir. Begitupun pada kadar H_2S yang ditingkatkan dan pada temperatur di atas $60^\circ C$, terbentuk lapisan protektif dan menurunkan laju korosi.

- Efek Asam Asetat

Adanya asam organik pada sistem akan menurunkan nilai supersaturation dari Fe^{2+} . Hal ini akan berakibat pada berkurangnya laju pengendapan pada permukaan sehingga lapisan yang terbentuk kurang protektif. Asam organik juga meningkatkan kemampuan oksidasi H^+ .

Penggantian konsentrasi dari bikarbonat menjadi asetat akan menaikkan kelarutan Fe . Hal ini akan menurunkan tingkat protektif lapisan tersebut.

- Kandungan Air (Water Cut)

Adanya kandungan air diatas 30% menurut acuan praktis lapangan, mengindikasikan kemungkinan terjadinya korosi. Air dalam system gas berasal dari fluida dari reservoir dalam bentuk bebas maupun dalam bentuk uap air. Uap air dengan penurunan temperature akan membentuk *condensed water* (air terkondensasi). Air terkondensasi merupakan ancaman yang lebih besar dibandingkan dengan air biasa,

dikarenakan tidak mempunyai kemampuan buffer, dan kandungan pembentuk scale, seperti ion karbonat.

2.1.3 Lapisan Korosi

Laju korosi dapat dihubungkan dengan laju pembentukan dan kestabilan lapisan film pada permukaan logam. Sifat protektif suatu lapisan tidak ditentukan berdasarkan ketebalan dari lapisan tersebut, melainkan dari struktur dan morfologi dari lapisan tersebut. Produk hasil korosi (Corrosion Scale), bila terbentuk dalam kondisi tertentu dapat memberikan perlindungan yang superior terhadap logam struktur.

1) Pembentukan Lapisan

Dari berbagai penelitian, lapisan korosi yang terbentuk pada temperature 5°C hingga 150°C pada lingkungan air yang mengandung CO₂ berupa:

- Lapisan transparan

Lapisan ini memiliki ketebalan < 1µm dan hanya terbentuk pada temperature kamar. Lapisan ini tidak stabil secara termodinamik. Lapisan ini tidak mengandung karbonat, hanya Fe dan O₂ dengan perbandingan 1:2.

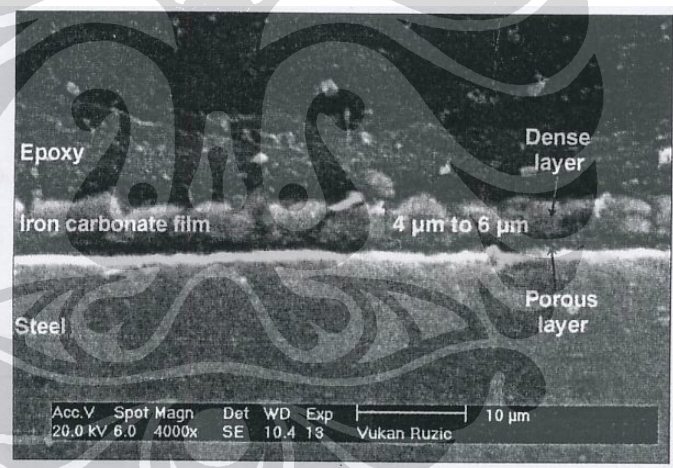
- Lapisan karbida Fe₃C

Reaksi anodic pada baja melepaskan ion – ion Fe, dan meninggalkan lapisan Fe₃C pada permukaan. Lapisan Fe₃C terbentuk pada kondisi dimana lingkungan air yang mengandung CO₂ dan tidak memiliki kemampuan buffer, serta dengan laju aliran yang tinggi. Lapisan memiliki ketebalan <100 µm dan bersifat getas. Akumulasi Fe₃C pada permukaan dapat menghambat laju korosi dengan adanya pelepasan dan pengumpulan ion Fe²⁺ di permukaan, dimana hal ini pada kondisi yang tepat akan membantu pembentukan lapisan FeCO₃ pada permukaan. Gabungan antara lapisan Fe₃C dan FeCO₃ lebih meningkatkan ketahanan korosi struktur. Namun

Fe_3C juga dapat meningkatkan laju korosi dengan membentuk paduan galvanis dengan Fe, sehingga mempercepat pengionan Fe.

- Lapisan FeCO_3

Lapisan ini merupakan yang terpenting dalam mekanisme penghambatan laju korosi pada korosi CO_2 . Pembentukan lapisan protektif menghambat transport produk reaksi dari permukaan. Lapisan ini juga menghambat reaksi difusi yang terjadi pada sel elektrokimia yang terbentuk. Kekuatan ikatan serta ketebalan lapisan bergantung dari mikrostruktur logam. Lapisan yang terbentuk pada logam hasil normalisasi akan lebih tebal, padat dibandingkan dengan hasil quenching dan tempering.



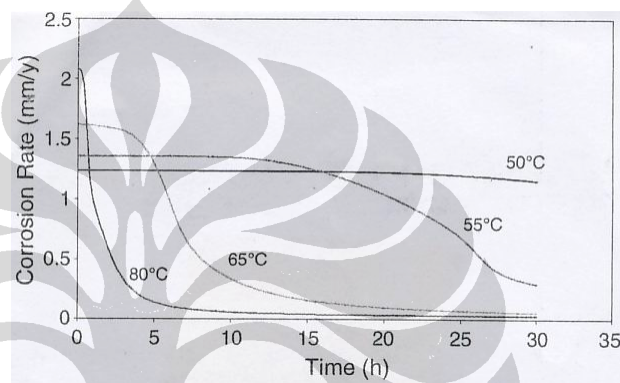
Gambar 2.1. Citra SEM lapisan besi karbonat

Beberapa faktor yang mempengaruhi pembentukan lapisan FeCO_3 antara lain:

- Temperatur

Kinetika pembentukan lapisan FeCO_3 sangat dipengaruhi oleh temperatur. Hal ini ditunjukkan sebagai berikut.

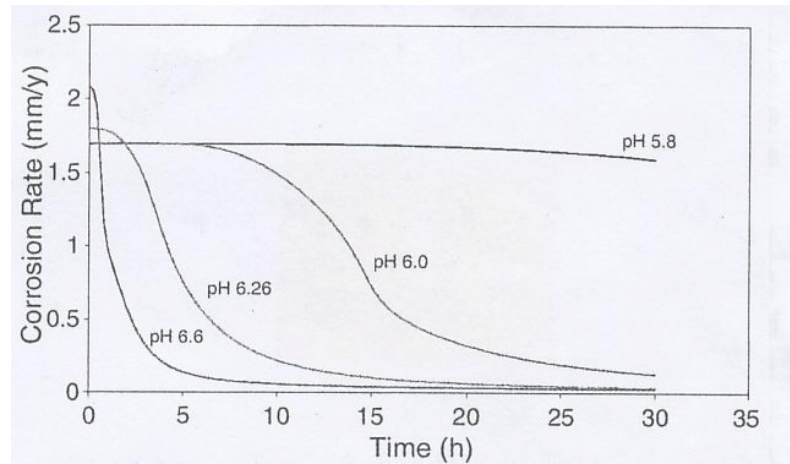
- Pada kondisi temperatur rendah ($<75^{\circ}\text{C}$), laju pembentukan lambat, dan keefektifan lapisan rendah.
- Pada temperatur antara 75°C sampai 100°C , reaksi pengendapan mulai mempengaruhi reaksi korosi.
- Pada temperatur tinggi, $>100^{\circ}\text{C}$, pengendapan berlangsung dengan sangat cepat. Fe yang dilepas oleh reaksi korosi dengan cepat terendapkan kembali pada permukaan, membentuk lapisan protektif yang rapat melekat.



Gambar 2.2. Hubungan antara laju korosi dengan temperatur sistem⁽⁷⁾

➤ pH

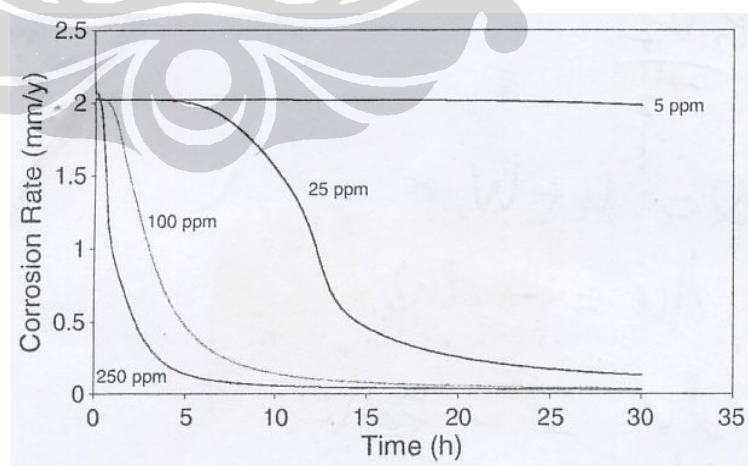
pH mempengaruhi tingkat kelarutan dari FeCO_3 . peningkatan pH menurunkan tingkat kelarutan FeCO_3 yang mendorong terjadinya pengendapan, lalu kemudian menurunkan laju korosi. Dari berbagai percobaan diperoleh bahwa lapisan protektif hanya dapat diperoleh pada pH diatas 5,5.



Gambar 2.3. Hubungan antara laju korosi dengan pH system ⁽⁷⁾

➤ Kandungan Fe^{2+}

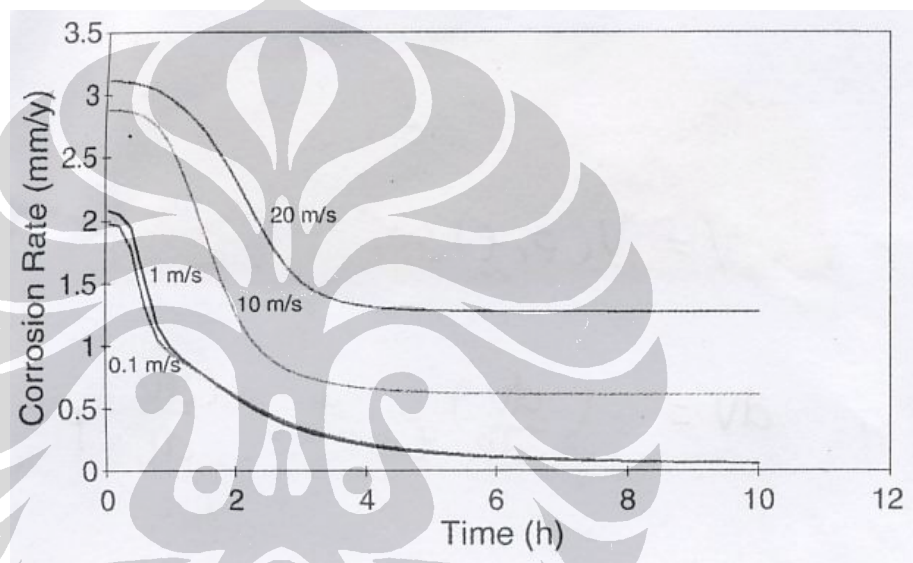
Pembentukan FeCO_3 terjadi pada keadaan dimana konsentrasi dari Fe^{2+} melewati jangkauan kelarutan dari FeCO_3 . Pembentukan FeCO_3 sendiri berasal dari hasil reaksi pada katoda yaitu HCO_3^- dan hasil dari anoda Fe^{2+} . Konsentrasi ion Fe^{2+} yang dibawah kelarutan FeCO_3 tidak hanya mencegah pembentukan lapisan yang mengandung FeCO_3 , namun juga dapat merusak lapisan yang sudah ada.



Gambar 2.4. Hubungan antara laju korosi dengan kandungan $\text{Fe}^{(7)}$

➤ Laju Aliran

Laju aliran mempunyai dua efek yang bertolak belakang. Di satu pihak adanya bantuan kecepatan aliran akan memberikan efek stirring pada laju pengendapan, sehingga mempercepat pengendapan. Di lain pihak, laju aliran yang terlalu tinggi akan menimbulkan kerusakan pada lapisan atau film yang porous sehingga akan memungkinkan kontak antara struktur dengan fluida.

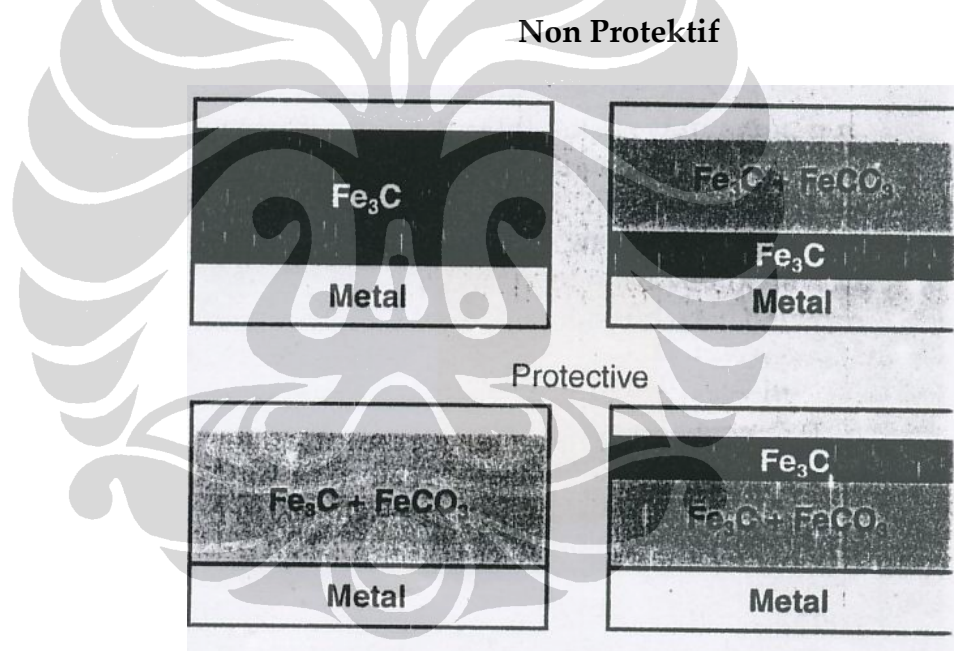


Gambar 2.5. Hubungan antara laju korosi dengan laju alir sistem⁽⁷⁾

Adanya pasir, dapat menyebabkan laju penetrasi oleh erosi-korosi yang tinggi dibandingkan dengan proses oleh korosi atau erosi saja. Pada elbow, pada kecepatan rendah, lapisan scale FeCO_3 akan terbentuk pada seluruh permukaan, sehingga laju korosi menjadi sangat rendah. Namun pada kecepatan yang tinggi, lapisan protektif tidak sempat terbentuk dan laju korosi yang terjadi sangat tinggi dan seragam. Pada kecepatan sedang, lapisan protektif terbentuk pada permukaan elbow, kecuali pada lokasi tertentu dimana sand impingement mencegah pembentukan lapisan protektif, sehingga pada daerah ini potensial untuk terbentuk pit.

- Lapisan FeCO_3 plus lapisan karbida Fe_3C

Lapisan ini paling sering ditemukan pada permukaan baja karbon dan baja paduan rendah pada lingkungan CO_2 . Struktur serta keprotektifan lapisan ditentukan oleh dimana dan kapan FeCO_3 terbentuk. Bila lapisan terbentuk secara langsung dan berintegrasi di dalam lapisan karbida, maka kemudian akan terbentuk lapisan yang protektif dan stabil. Namun bila sebelumnya telah terbentuk lapisan karbida lalu diikuti oleh FeCO_3 maka tidak akan terbentuk lapisan protektif. Sebaliknya jika pembentukan lapisan FeCO_3 diikuti oleh pembentukan karbida maka kemudian masih diperoleh lapisan protektif.



Gambar 2.6. Bentuk lapisan permukaan yang potensial terjadi pada system korosi CO_2 ⁽⁸⁾

2.2 Korosi H_2S

Dalam industri migas, H_2S merupakan gas bersifat korosif yang sering terdapat pada fluida yang dihasilkan. H_2S larut dalam air untuk membentuk asam yang lebih lemah dari asam karbonat, tetapi H_2S memiliki tingkat kelarutan yang lebih tinggi dibandingkan dengan CO_2 , yang bisa meningkatkan kecepatan korosi.

Seperti halnya CO_2 , H_2S terdisosiasi dalam air dengan reaksi sebagai berikut,

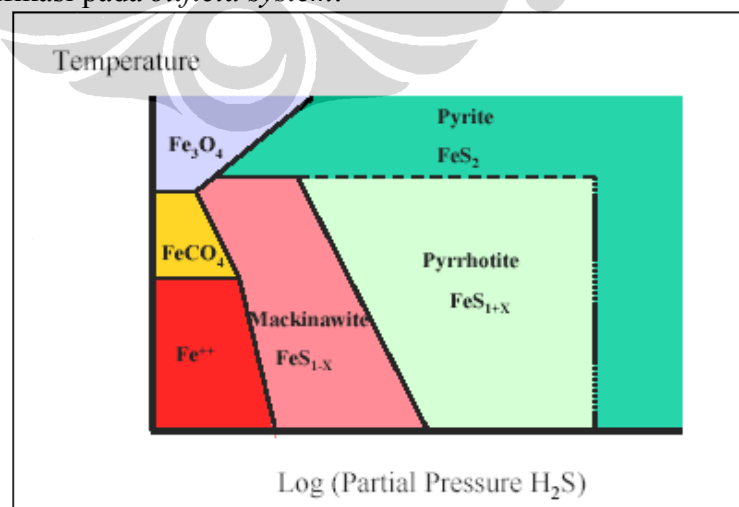


Pada lingkungan dengan $\text{pH} > 6$ HS^- terdisosiasi lebih lanjut menjadi H^+ + S^{2-} . Reaksi katodik yang penting untuk diingat yang akan terjadi pada system korosi H_2S adalah sebagai berikut⁽⁹⁾,



Atom H dikombinasikan dengan gas hydrogen, namun hydrogen dalam bentuk atomic dapat berdifusi ke dalam material dan potensial untuk kemudian menyebabkan hydrogen embrittlement, terlebih pada material baja kekuatan tinggi high-strength steels yang dapat berujung pada hydrogen-induced cracking.

Lapisan akan mengendap ketika hasil kali kelarutan (K_{sp}) dari FeS terlampaui. Pembentukan lapisan besi sulfida lebih mudah terjadi pada pH tinggi. Komposisi dari lapisan korosi besi sulfida bervariasi, walaupun komposisi lebih sering dinyatakan sebagai FeS . Struktur kristalin yang berbeda dari besi sulfida dapat diidentifikasi pada *oilfield system*.



Gambar 2.7. Lapisan permukaan baja pada system $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$

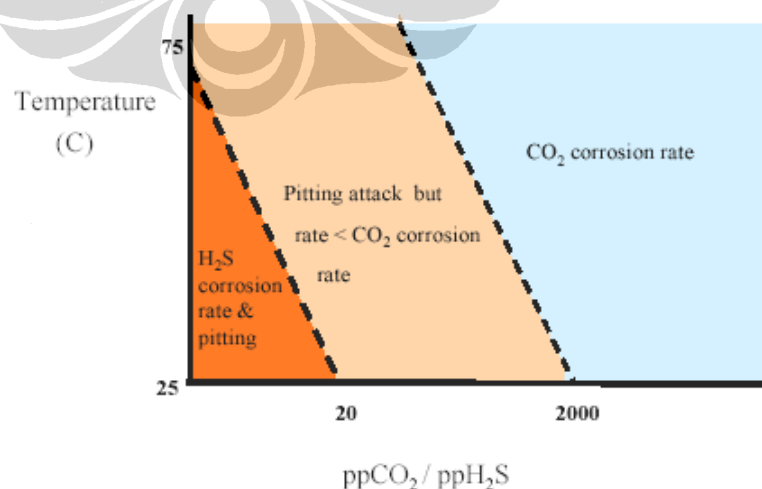
Lapisan besi sulfida melindungi permukaan baja dari korosi pada berbagai kondisi, tetapi derajat perlindungan tergantung pada konsentrasi relatif dari H_2S dan CO_2 , *total pressure*, temperatur dan umur lapisan.

Dalam lingkungan campuran antara H_2S dan CO_2 , dimana kadar H_2S relatif lebih tinggi (misalnya diatas 200 ppm pada fasa cair), dan terutama pada temperatur di atas sekitar $40^\circ C$, lapisan protektif berwarna hitam (pyrrhotite) terbentuk di bawah lapisan karbonat dan sulfida bebas berwarna abu-abu.

Mekanisme ini kemungkinan melibatkan penguraian dan pengendapan awal dari campuran besi karbonat dan besi sulfida (amorf/mackinawite). Hal ini menimbulkan lapisan penghalang fisik namun *porous*, dan kemudian lapisan protektif yang rapat (lapisan pasif besi sulfida) terbentuk pada permukaan logam.

Pada konsentrasi H_2S yang lebih rendah, proteksi berasal dari lapisan campuran besi karbonat dan besi sulfida yang kurang rapat, *porous* dan kurang protektif. Sedangkan pada konsentrasi H_2S yang lebih tinggi, ion sulfida bertindak seperti inhibitor korosi dengan membentuk lapisan besi sulfida yang dapat menurunkan kecepatan korosi.

Hidrogen sulfida sering menyebabkan *pitting*. Kerentanan terjadinya *pitting* tergantung pada lapisan yang terbentuk pada temperatur dan konsentrasi H_2S dan CO_2 tertentu seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.8.



Gambar 2.8. Efek Rasio $H_2S:CO_2$ pada Korosi yang terjadi

2.3 Laju Korosi

Laju korosi didefinisikan sebagai banyaknya logam yang dilepas tiap satuan waktu pada permukaan tertentu ⁽¹⁰⁾. Laju korosi umumnya dinyatakan dengan satuan *mil per year* (mpy). Satu mil adalah setara dengan 0,001 inchi. Laju korosi dapat ditentukan dengan berbagai cara, diantaranya dengan ekstrapolasi kurva tafel. Pada tabel 2.2 berikut dapat dilihat hubungan laju korosi dengan ketahanan korosinya (relatif).

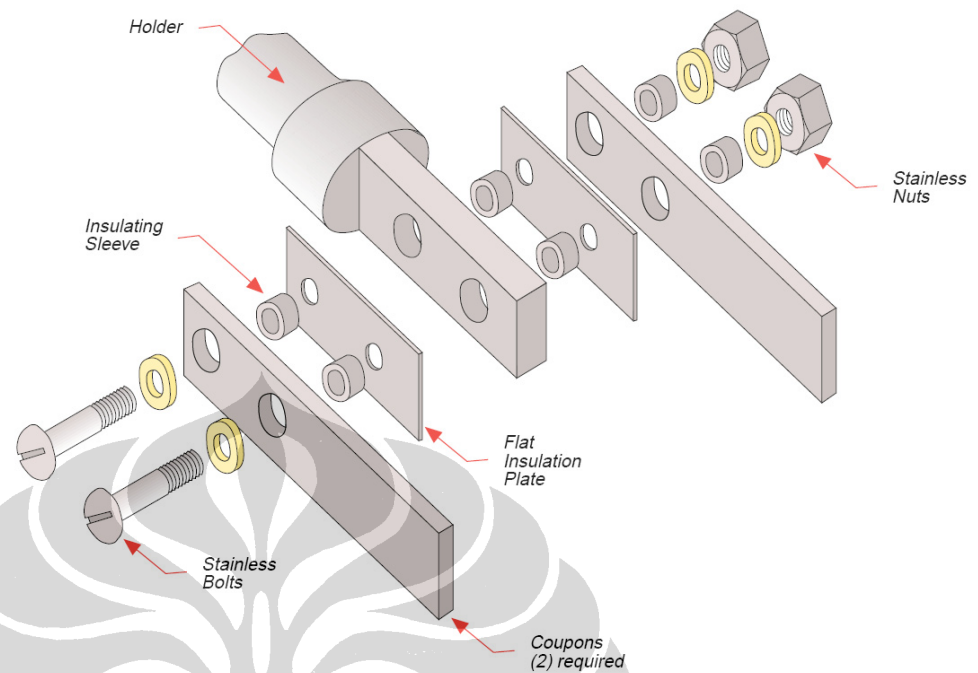
Tabel 2.2. Tabel Hubungan laju korosi dan ketahanan korosi ⁽¹¹⁾

| Ketahanan Korosi Relatif | Laju Korosi | | | | |
|-----------------------------|-------------|------------|-------------|-----------|----------|
| | Mpy | Mm/yr | µm/yr | Nm/hr | Pm/s |
| Sangat baik sekali | < 1 | < 0,02 | < 25 | < 2 | < 1 |
| Sangat baik | 1 – 5 | 0,02 – 0,1 | 25 - 100 | 2 - 10 | 1 -5 |
| Baik | 5 -20 | 0,1 – 0,5 | 100 - 500 | 10 - 50 | 20 - 50 |
| Cukup | 20 – 50 | 0,5 – 1 | 500 - 1000 | 50 - 150 | 20 - 50 |
| Kurang | 50 – 200 | 1 -5 | 1000 - 5000 | 150 - 500 | 50 - 200 |

2.4 Pengukuran Laju Korosi

2.4.1 Weight Loss Coupon

Corrosion coupon adalah lempengan logam yang ditempatkan di dalam system, dan dibiarkan untuk terkorosi. Bahan logam system dan kupon diusahakan sama, untuk dapat membandingkan laju korosi pada system. Dari kupon, laju korosi diukur dengan membandingkan berat awal dan berat sesudah pemasangan setelah waktu tertentu. Sebelum pemasangan kupon dibersihkan lalu ditimbang, demikian juga dilakukan setelah kupon dilepas. Kupon yang dipasang berbentuk strip atau disc. Skema pemasangan dan komponen penyusun system kupon korosi dapat dilihat pada Gambar 2.9 berikut.



Gambar 2.9. Susunan Pemasangan Kupon

Data yang diperoleh dari kupon berupa perubahan berat dan penampakan visual kerusakan pada kupon. Laju korosi dapat ditentukan dengan perubahan berat kupon sebanding dengan perubahan waktu,

$$\text{Laju korosi (mpy)} = (534.W) / (A.T.D) \quad (2.10)$$

dimana,

mpy = laju korosi dalam seperseribu inci pertahun

W = berat yang hilang (gr)

D = densitas (g/cm^3)

A = luas area total terekspos dengan fluida (cm^2)

T = waktu exposure (jam)

Setelah melakukan penimbangan, specimen diperiksa lebih lanjut untuk mengetahui apakah terdapat sumuran (pit). Pemeriksaan adanya sumuran

dilakukan dengan menggunakan mikroskop optic, lalu kemudian didapat jumlah bentuk dan ukuran dari sumuran.

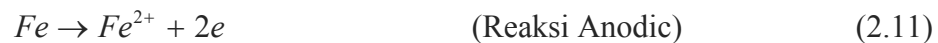
Tabel 2.3. Keuntungan dan kerugian penggunaan kupon dalam penghitungan laju korosi

| Keuntungan | Kerugian |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> • Murah, mudah digunakan • Kupon terbuat dari material yang sama dengan struktur • Pemeriksaan visual dapat mengidentifikasi jenis serangan • Kupon tersebut dapat dianalisa scale. | <ul style="list-style-type: none"> • Laju korosi yang diperoleh berupa rata rata • Kalkulasi laju korosi diasumsikan sebagai korosi seragam • Pengambilan data berlangsung lama • Memerlukan pemasangan dan pengambilan yang dapat mempengaruhi proses dan keselamatan |

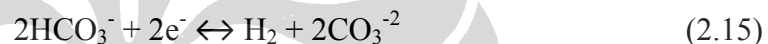
2.5 Pemodelan Korosi

Pemilihan material pada studi ini didasari pada perhitungn laju korosi pada material baja karbon dengan adanya kandungan elemen korosif seperti CO₂. Perhitungan laju korosi dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak simulasi ECE.4 (*Electronic Corrosion Engineer*). Variabel utama pada system simulasi ini berupa gas CO₂ yang berkontribusi pada modifikasi pH lingkungan. Model yang dipakai pada simulasi ini didasari pada pemodelan de Waard - Milliams untuk korosi CO₂ sebagai acuan awal untuk penentuan laju korosi system. Bedanya adalah penentuan laju korosi final tidak hanya ditentukan oleh tekanan parsial CO₂ seperti halnya nomograf de Waard – Milliams, namun melalui penentuan pH system yang turut dipengaruhi oleh elemen – elemen lainnya seperti kandungan H₂S, lapisan korosi yang terjadi, efek temperatur serta komposisi kimia larutan.

Penggunaan model de Waard – Milliams merupakan dasar dalam menentukan mekanisme pelarutan logam dalam larutan yang mengandung CO_2 dan disertai dengan pengaruh pH dalam mekanisme pelarutan anodic, maka menghasilkan reaksi katodik yang dipengaruhi oleh reduksi asam karbonat, seperti yang ditunjukkan pada reaksi berikut,



Reaksi Katodik terdiri dari 2 kondisi⁽¹²⁾



Reaksi korosi yang terjadi dapat ditunjukkan pada reaksi berikut⁽¹²⁾,



Kelarutan besi karbonat yang semakin berkurang seiring peningkatan temperatur disertai dengan pembentukan besi karbonat merupakan elemen penting dalam menentukan korosivitas lingkungan. Reaksi yang dikontrol oleh transfer muatan yang melibatkan asam karbonat dan besi dapat direpresentasikan dalam bentuk konsentrasi atau tekanan parsial dari CO_2 terlarut dalam media, untuk kemudian menghasilkan formulasi laju korosi yang melibatkan urutan reaksi dan fungsi eksponensial. Perhitungan laju korosi kemudian dapat dijelaskan pada formulasi berikut,

$$\log(V_{corr}) = 5.8 - \frac{1710}{T} + 0.671 \log(P_{\text{CO}_2}) \quad (2.17)$$

dimana

V_{corr} = prediksi laju korosi baja karbon (mm/yr)

T = temperatur (K)

p_{CO_2} = tekanan parsial CO_2 (bar)

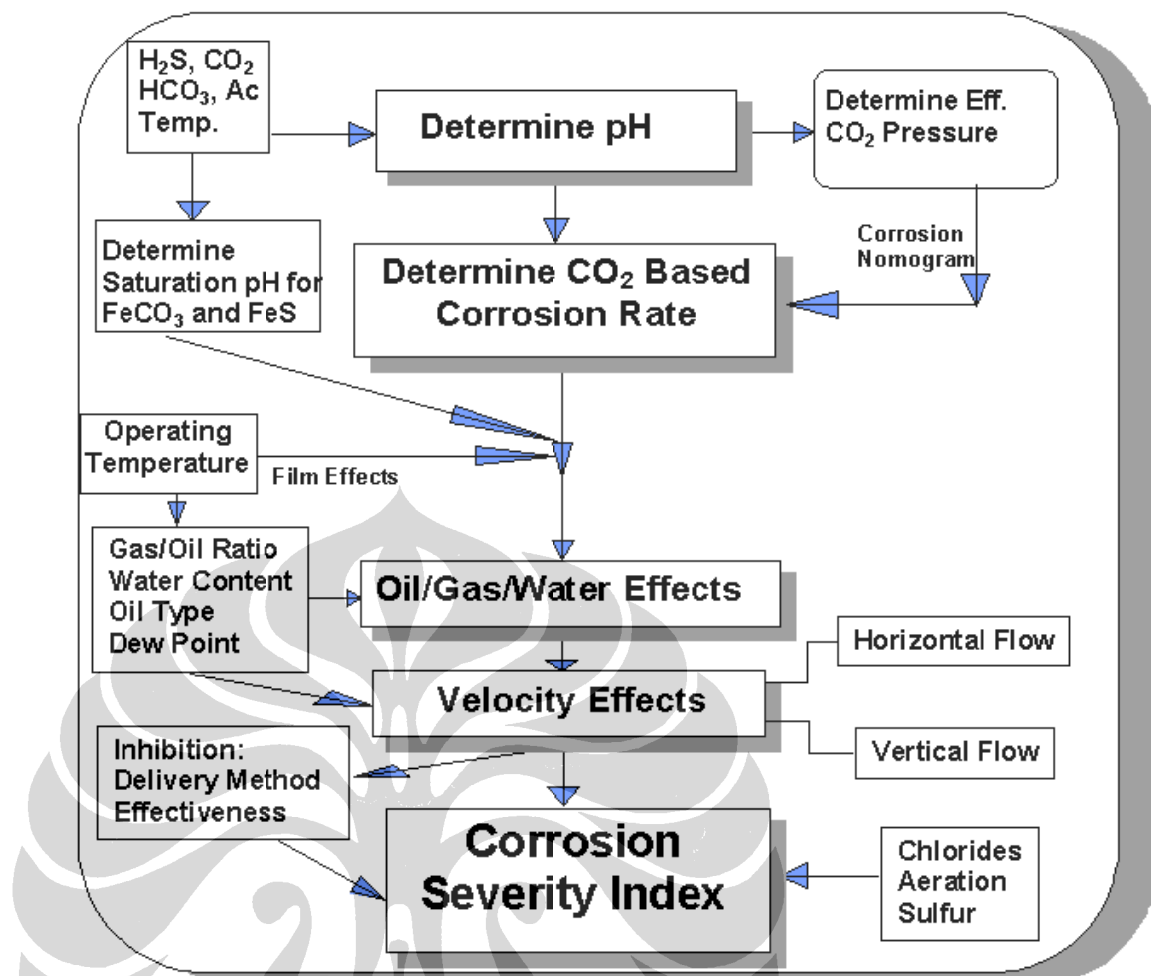
Tekanan parsial efektif CO₂ digunakan dalam formulasi diatas untuk menentukan laju korosi inisiasi untuk system korosi CO. laju korosi yang diperoleh tersebut kemudian dimodifikasi untuk turut memperhitungkan pengaruh dari pembntukan lapisan FeCO₃ (Fe₃O₄ pada temperatur yang lebih tinggi) dengan stabilitas lapisan sanga bergantung pada temperatur operasional. Parameter ini diperoleh dari kombinasi tekanan parsial asam yang terlibat, bikarbonat, asam organic, dan temperatur. Harus diingat bahwa laju korosi yang didapat dari formulasi diatas harus dimodifikasi untuk turut memperhitungkan fek dari variable kritis lainnya dalam lingkungan. Lebh jauh lagi, laju korosi tidak mengindikasikan jenis korosi yang terjadi, apakah korosi merata atau terlokalisir, namun lebih untuk memperhitungkan laju serangan korosi maksimum. Laju korosi yang didapat dengan formulasi sebelumnya merupakan laju korosi maksimum tanpa memperhitungkan pengaruh scale besi karbonat. Dari penelitian – penelitian sebelumnya diketahui bahwa asam karbonat dapt membentuk lapisan protektif pada temperatur diatas 60°C. Faktor koreksi F_{scale} untuk perhitungan laju korosi dapat dikalkulasi dengan formulasi,

$$\text{Log } F_{\text{scale}} = \frac{2400 - 0.6 \text{ Log } (f \text{ CO}_2) - 6.7}{T} \quad (2.16)$$

Dengan nilai minimum F_{scale} 1.

f CO₂ merepresentasikan fugacity of CO₂, penggunaan fugacity untuk memperbolehkan penggunaan gas non-ideal pada peningkatan temperatur dan tekanan.

Dalam memperoleh laju korosi yang merepresentasikan kondisi pesifik suatu lingkungan, penting untuk turut memperhitungkan variabel – variable kritis dalam lingkungan tersebut. Diagram alir pada Gambar 2.10 berikut memberikan informasi mengenai tahapan teknis yang penting untuk penentuan laju korosi dari suatu sistem.



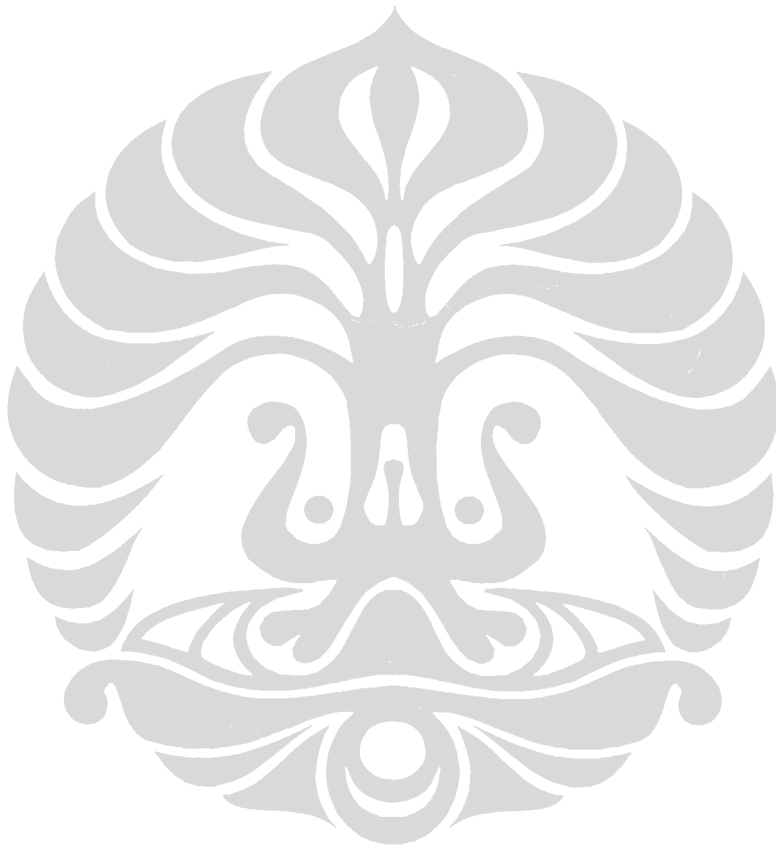
Gambar 2.10. Diagram alir tahapan perhitungan dalam perhitungan laju korosi dengan simulasi perangkat lunak

Langkah pertama dalam penentuan korosifitas adalah penentuan pH system, dikarenakan pengaruh ion hidrogen dalam proses pelarutan anodic. Pada lingkungan produksi dimana gas terlarut seperti CO_2 atau H_2S yang berpengaruh dalam nilai pH, pH dapat ditentukan dari fungsi tekanan parsial, kandungan bikarbonat, asam organik dan temperatur.

Laju korosi hasil dari perhitungan dari pemodelan merupakan hasil representasi dari pengaruh 3 parameter penting yang melandasi pengambilan keputusan dari software,

1. Pengaruh dari masing masing variabel fundamental sistem proses seperti tekanan, CO_2 , H_2S , pH, temperatur, dan laju alir pada laju korosi.

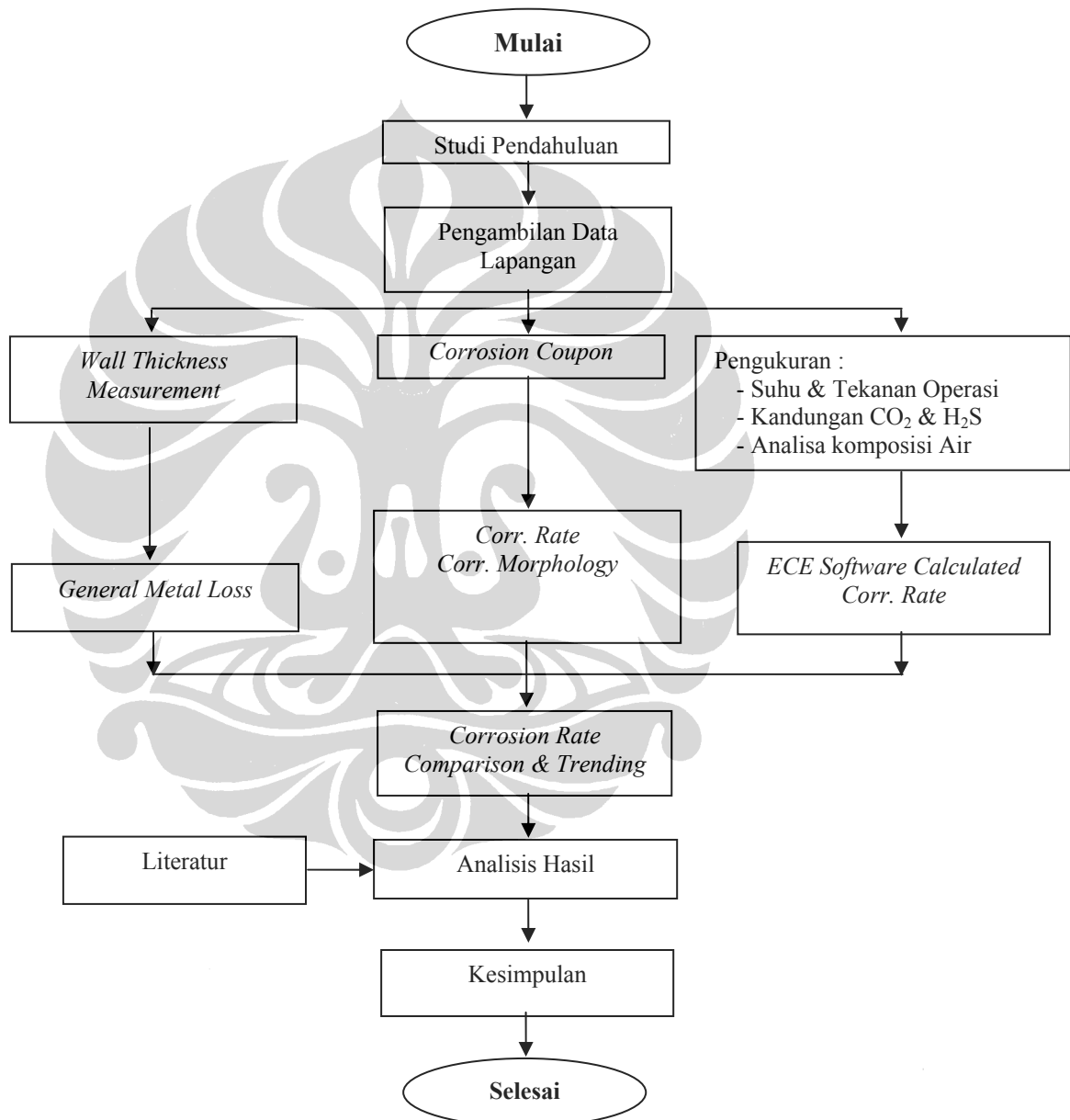
2. Pengaruh dari interaksi dari variabel – variabel tersebut, seperti pengaruh temperatur terhadap kestabilan lapisan korosi karbonat atau sulfide (atau keduanya), atau seperti pengaruh laju alir terhadap keprotektifan lapisan korosi.
3. Pengaruh dari system modifiers seperti kestabilan lapisan minyak pada permukaan baja, tipe minyak bumi, *water cut*, *dew point*, aerasi dan inhibisi.



BAB 3 METODE PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Penelitian

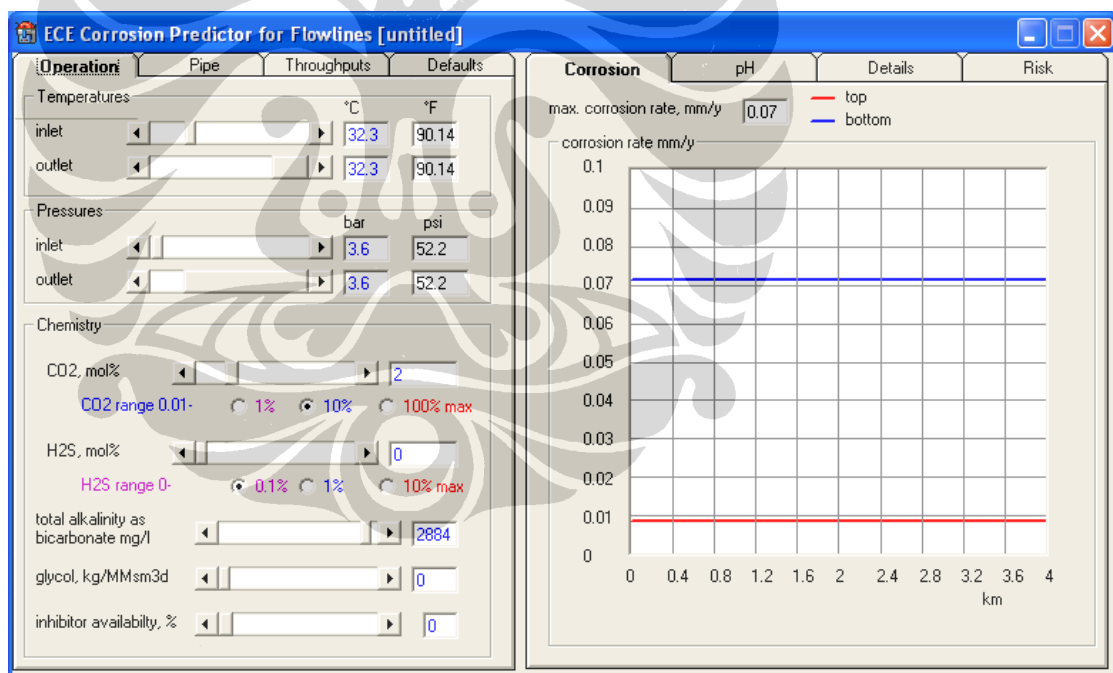
Proses pengujian dapat dilihat pada diagram alir berikut ini:



Gambar 3.1. Diagram Alir Penelitian.

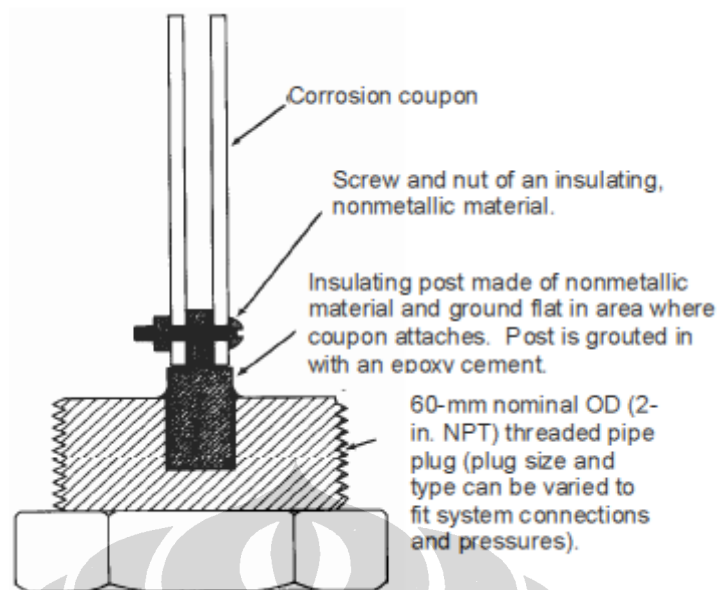
3.2 Metodologi Penelitian

Data – data yang dibutuhkan dalam penelitian ini merupakan data yang langsung diambil di fasilitas produksi migas di lapangan lepas pantai milik perusahaan migas dalam negeri. Metode yang digunakan untuk pengambilan data merupakan pengumpulan keluaran hasil metode pengukuran laju korosi dengan menggunakan teknik pemasangan kupon selama 90 hari pada lokasi – lokasi tertentu (lokasi – lokasi yang masing – masing merepresentasikan aliran *multiphase*, aliran minyak dan aliran gas) dan hasil dari pengukuran ketebalan dinding pipa yang dilakukan secara berkala. Sedangkan untuk menghitung laju korosi dengan permodelan, digunakan software ECE (*Electronic Corrosion Engineer*) dengan memasukkan parameter – parameter yang sebelumnya diukur di lapangan (*gas sampling*, tekanan operasi dan suhu) dan juga diukur di laboratorium (analisa komposisi air) serta data – data pendukung lainnya.

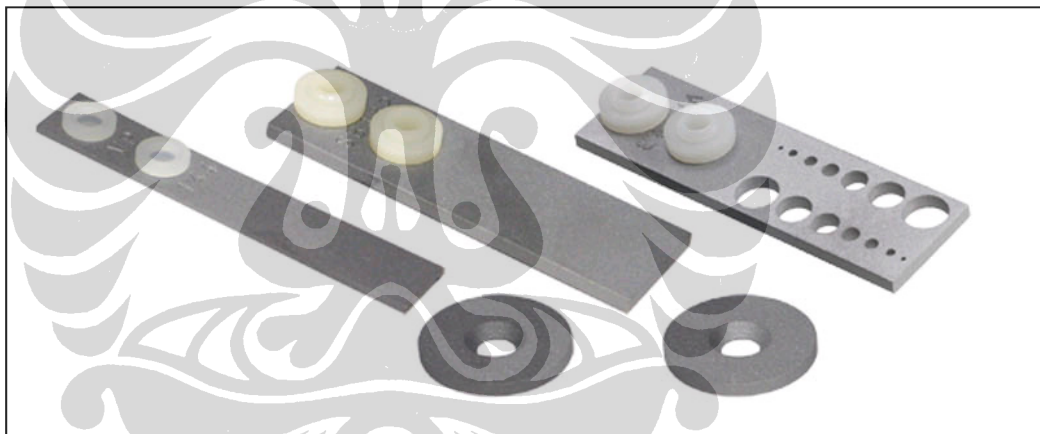


Gambar 3.2. Tampilan software ECE.

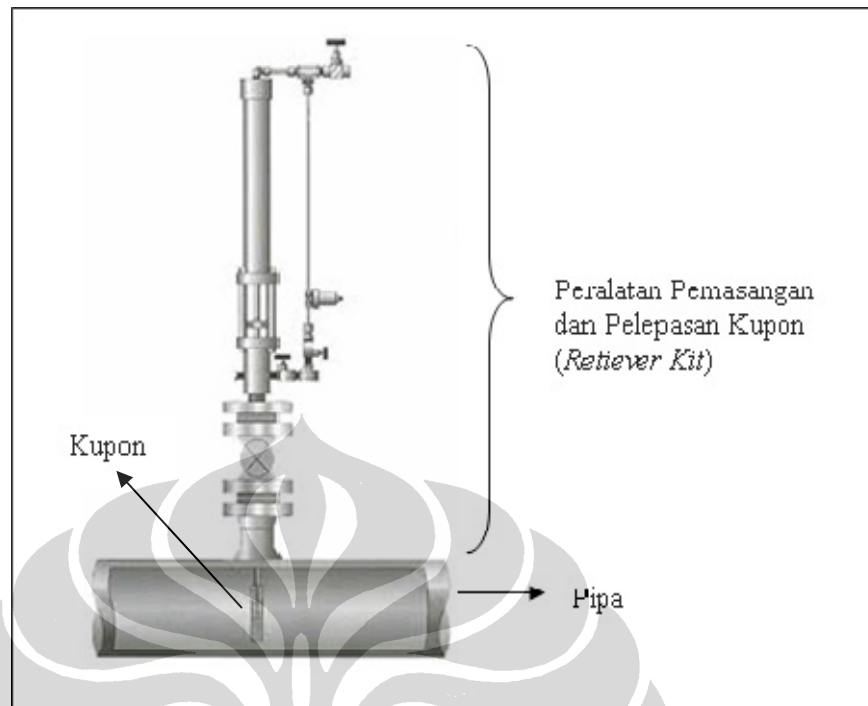
Kupon yang digunakan menggunakan material AISI A1018 yang sudah terstandar dan tersedia di pasaran. Standar yang digunakan dalam pemasangan kupon ini adalah NACE RP 0775 dan ASTM G4. Ukuran kupon disesuaikan dengan diameter pipa yang akan dimonitor laju korosinya.



Gambar 3.3. Skematika *strip coupon* yang digunakan dalam pengukuran. (NACE RP 0775)⁽¹³⁾



Gambar 3.4. Beberapa tipe dan jenis kupon.



Gambar 3.5. Skematika pemasangan kupon.

Dalam penelitian ini dilakukan juga pemeriksaan kupon yang telah diekspos di lapangan dengan menggunakan foto makro untuk mendapatkan profil atau *morphology* dari korosi.

3.3 Alat dan Bahan

1). Pengukuran Laju Korosi dengan Kupon

- Strip kupon 2 in.
- *Retriever Kit*.
- Timbangan dengan ketelitian 10^{-4} gram
- *Reagent* dan bahan kimia untuk *cleaning* (HCL/NaOH)
- *Tool kit*.

2). Pengukuran Laju Korosi dengan *Metal loss*.

- *Ultrasonic Thickness Meter Panamatrix D5DL*.

- *Couplant*.

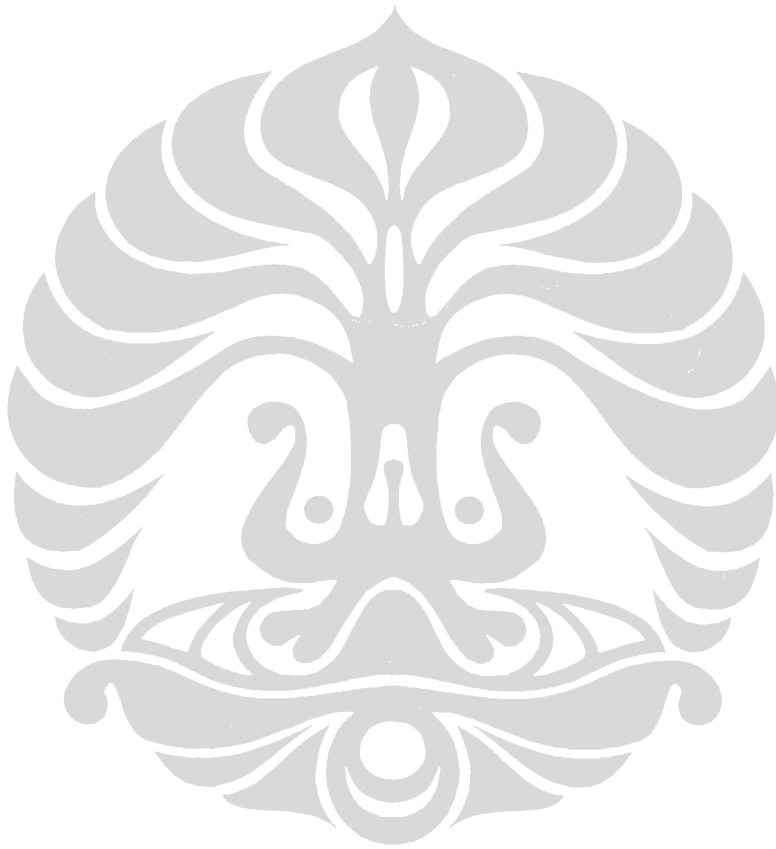
3). Pengukuran komposisi gas dan air.

- *Dragger Tube* untuk pengukuran CO_2 dan H_2S insitu.

- *Atomic Absorber Spectroscopy* (AAS).

4). *Digital Microscope*.

5). Penentuan Laju Korosi dengan *Software* ECE



BAB 4 DATA HASIL PENGUJIAN

Data – data hasil penelitian mencakup semua data yang dibutuhkan untuk penentuan laju korosi dari metode – metode yang digunakan (kupon, *software*, dan *metal loss*). Pengambilan data dilakukan di lokasi *sampling* yang merepresentasikan kondisi pipa dengan aliran minyak, gas ataupun campuran (minyak, gas dan air).

Data – data yang diperoleh dari pengambilan *sampling* di lapangan, diantaranya adalah:

- ◆ Data parameter operasional (suhu dan tekanan)
- ◆ Data komposisi gas korosif (% CO₂ dan H₂S)
- ◆ Data hasil analisa komposisi air
- ◆ Diameter pipa
- ◆ Data hasil pengukuran laju korosi dengan kupon
- ◆ Data hasil pengukura laju korosi dengan *metal loss*.

Data – data tersebut (kecuali data hasil pengukuran laju korosi baik dengan kupon ataupun *metal loss*) kemudian dijadikan sebagai *input* untuk penghitungan laju korosi dengan *software* ECE. Berikut adalah tabel yang memuat hasil pengukuran dan *sampling* di lapangan serta hasil penentuan laju korosi dengan *software* tersebut.

Tabel 4.1. Data sampel uji

| No | Platform | Lokasi | Tanggal | Fluida | Pipe ID | Hasil Analisa Gas | | Hasil Kalkulasi dengan ECE | Laju Korosi Kupon |
|----|----------|----------------------|---------|--------|---------|-------------------|---------------------|----------------------------|-------------------|
| | | | | | | in | CO ₂ (%) | | |
| 1 | BB | 3Phase from BC | Aug-09 | Gas | 16 | 0.5 | 0 | 0.05 | 0.0335 |
| 2 | BK | Prod. Header | Aug-09 | 3Phase | 10 | 0.5 | 0 | 0.03 | 0.0156 |
| 3 | B1C | Gas from UWA | Aug-09 | Gas | 16 | 25 | 0 | 0.043 | 0.0493 |
| 4 | B2C | Gas outlet V-44-01-B | Aug-09 | Gas | 10 | 8 | 0 | 0.03 | 0.0326 |
| 5 | BB | 3Phase from BC | Dec-09 | Gas | 16 | 0 | 0 | 0.001 | 0.0036 |
| 6 | BK | Prod. Header | Dec-09 | 3Phase | 10 | 0.5 | 0 | 0.009 | 0.0029 |
| 7 | B2C | Gas outlet V-44-01-A | Dec-09 | Gas | 10 | 15.5 | 2 | 0.05 | 0.0074 |
| 8 | NGL B | to Cilamaya | Dec-09 | Gas | 32 | 5 | 0 | 0.007 | 0.0069 |
| 9 | BPRO | Inlet DV-2 | Dec-09 | 3Phase | 10 | 0 | 0 | 0.004 | 0.0012 |
| 10 | BPRO | Inlet DV-4 | Dec-09 | 3Phase | 10 | 0 | 0 | 0.004 | 0.0003 |

Tabel 4.2. Data sampel uji

| No | Platform | Lokasi | Tanggal | Fluida | Pipe ID | Hasil Analisa Gas | | Hasil Kalkulasi dengan ECE mm/tahun | Laju Korosi Kupon mm/tahun |
|----|----------|----------------------------|---------|--------|---------|---------------------|------------------------|----------------------------------------|-------------------------------|
| | | | | | in | CO ₂ (%) | H ₂ S (ppm) | | |
| 11 | B1C | Gas OL V-400 | Dec-09 | Gas | 10 | 19 | 1.5 | 0.02 | 0.0004 |
| 12 | B1C | Oil OL V-400 | Dec-09 | Oil | 6 | 2 | 0.5 | 0.004 | 0.0024 |
| 13 | B1C | Gas from YA | Dec-09 | Gas | 8 | 15.5 | 0.2 | 0.064 | 0.0653 |
| 14 | B1C | Gas from UWA | Dec-09 | Gas | 16 | 55 | 15 | 0.007 | 0.0001 |
| 15 | EC | MGL from EE | Feb-10 | Gas | 8 | 1 | 0.5 | 0.001 | 0.0007 |
| 16 | EPRO | MOL from EC | Feb-10 | Oil | 14 | 0 | 4 | 0.001 | 0.0024 |
| 17 | EPRO | MOL to NGL | Feb-10 | Oil | 14 | 0 | 0 | 0.002 | 0.0016 |
| 18 | ECOM | MGL to NGL | Feb-10 | Gas | 20 | 0 | 0 | 0.001 | 0.0024 |
| 19 | ECOM | MGL from EC | Feb-10 | Gas | 16 | 0 | 0.5 | 0.0001 | 0.0001 |
| 20 | ECOM | MGL from ED | Feb-10 | Gas | 8 | 0 | 0.1 | 0.004 | 0.003 |
| 21 | ECOM | MGL from EF | Feb-10 | Gas | 12 | 0 | 0.2 | 0.001 | 0.0018 |
| 22 | ECOM | Inlet V-101 | Feb-10 | 3Phase | 10 | 0 | 0.5 | 0.001 | 0.0011 |
| 23 | ECOM | Gas OL V-101 | Feb-10 | Gas | 16 | 0 | 0.5 | 0.001 | 0.0016 |
| 24 | FC | MOL from FFB | May-09 | Oil | 12 | 12 | 15 | 0.058 | 0.0037 |
| 25 | FFB | MGL to FPRO | May-09 | Gas | 12 | 9 | 0.5 | 0.02 | 0.014 |
| 26 | FFB | Gas Lift header | May-09 | Gas | 4 | 13 | 0.8 | 0.17 | 0.0083 |
| 27 | FPRO | Gas O/L VIA | May-09 | Gas | 16 | 0 | 0.5 | 0.01 | 0.0076 |
| 28 | FPRO | MBF-210 | May-09 | Gas | 8 | 11 | 0.5 | 0.02 | 0.0057 |
| 29 | FPRO | MBF-200 | May-09 | Gas | 8 | 10 | 0.5 | 0.02 | 0.0221 |
| 30 | FNB | FNB-2 | Dec-09 | 3Phase | 4 | 2 | 0 | 0.06 | 0.0002 |
| 31 | FC | MOL from FN | Dec-09 | Oil | 12 | 11 | 2 | 0.14 | 0.0092 |
| 32 | FC | MOL from FFB | Dec-09 | Oil | 12 | 0 | 60 | 0.001 | 0.0004 |
| 33 | FWB | FWB-3 | Dec-09 | 3Phase | 4 | 4 | 0 | 0.29 | 0.0029 |
| 34 | FPRO | MBF-200 | Dec-09 | Gas | 8 | 8 | 0.5 | 0.015 | 0.0099 |
| 35 | FPRO | Gas O/L VIA | Dec-09 | Gas | 16 | 0 | 0.5 | 0.001 | 0.0003 |
| 36 | UA | MGL to UWJ | Jul-09 | Gas | 16 | 27 | | 0.04 | 0.006 |
| 37 | UPRO | 3Phase from UB | Aug-09 | 3Phase | 10 | 1 | 1.7 | 0.02 | 0.0108 |
| 38 | UWJ | 3Phase from KPRO | Oct-09 | 3Phase | 12 | 4 | 10 | 0.02 | 0.0119 |
| 39 | UWJ | MGL from UXA | Oct-09 | Gas | 12 | 1 | 2 | 0.07 | 0.0014 |
| 40 | UWJ | MGL from UA | Oct-09 | Gas | 16 | 28 | 5 | 0.03 | 0.0014 |
| 41 | UPRO | 3Phase from UB | Oct-09 | 3Phase | 10 | 2 | 25 | 0.12 | 0.0007 |
| 42 | UA | MGL to UWJ | Oct-09 | Gas | 16 | 35 | 0.2 | 0.002 | 0.0013 |
| 43 | UWJ | 3Phase from KPRO | Jan-10 | 3Phase | 12 | 2 | 0 | 0.01 | 0.0091 |
| 44 | UWJ | MGL from UXA | Jan-10 | Gas | 12 | 1.5 | 0.5 | 0.1 | 0.0029 |
| 45 | UPRO | MGL from UC | Jan-10 | Gas | 12 | 1 | 0 | 0.001 | 0.0004 |
| 46 | UPRO | MOL from UC | Jan-10 | Oil | 12 | 1 | 0 | 0.001 | 0.0015 |
| 47 | UA | MGL to UWJ | Jan-10 | Gas | 16 | 24 | 0 | 0.001 | 0.0007 |
| 48 | LLB | HP Gas to LCOM | Jun-09 | Gas | 8 | 12 | 0 | 0.12 | 0.1173 |
| 49 | LLD | 3Phase to LLB | Jul-09 | 3Phase | 8 | 18 | 0 | 1.2 | 0.0829 |
| 50 | LCOM | LCOM - NGL | Aug-09 | Gas | 12 | 13 | 0 | 0.07 | 0.0539 |
| 51 | LCOM | Suction to V102A | Sep-09 | Gas | 8 | 14 | 0 | 0.075 | 0.0123 |
| 52 | LCOM | Suction to V102B | Oct-09 | Gas | 8 | 12 | 0 | 0.075 | 0.0109 |
| 53 | LPRO | MGL from MM | Nov-09 | Gas | 16 | 7 | 0 | 0.032 | 0.0307 |
| 54 | LLD | 3Phase to LLB | Oct-09 | Oil | 8 | 6 | 4 | 0.001 | 0.0001 |
| 55 | LLD | HP Prod. Header | Oct-09 | 3Phase | 8 | 1 | 0.5 | 0.002 | 0.0001 |
| 56 | LLA | HP Gas to LCOM | Oct-09 | Gas | 8 | 6 | 0.4 | 0.045 | 0.0171 |
| 57 | LCOM | Suction to V102A | Oct-09 | Gas | 8 | 8 | 0.5 | 0.1 | 0.0043 |
| 58 | LCOM | Suction to V102B | Oct-09 | Gas | 8 | 8 | 0.5 | 0.1 | 0.0027 |
| 59 | LPRO | MGL from MM | Oct-09 | Gas | 16 | 9 | 0 | 0.01 | 0.005 |
| 60 | LPRO | Incoming from KLA/B to LPV | Oct-09 | Oil | 14 | 10 | 0 | 0.1 | 0.0005 |

Tabel 4.3. Data sampel uji (lanjutan)

| No | Platform | Lokasi | Tanggal | Fluida | Pipe ID | Hasil Analisa Gas | | Hasil Kalkulasi dengan ECE mm/tahun | Laju Korosi Kupon mm/tahun |
|----|----------|------------------------------|---------|--------|---------|---------------------|------------------------|----------------------------------------|-------------------------------|
| | | | | | in | CO ₂ (%) | H ₂ S (ppm) | | |
| 61 | LC | O/L Oil from Prod. Separator | Oct-09 | Oil | 4 | 9 | 0.5 | 0.035 | 0.0342 |
| 62 | LLB | MGL to LC | Jan-10 | Gas | 8 | 13 | 0 | 0.001 | 0.057 |
| 63 | LLB | MOL to LC | Jan-10 | Oil | 8 | 15 | 0 | 1.12 | 1.2116 |
| 64 | LLD | 3Phase to LLB | Jan-10 | Oil | 8 | 17 | 0.5 | 1 | 0.0128 |
| 65 | LLD | HP Prod. Header | Jan-10 | 3Phase | 8 | 16 | 2 | 1 | 0.0036 |
| 66 | LCOM | Suction to V102B | Jan-10 | Gas | 8 | 6 | 0 | 0.1 | 0.0012 |
| 67 | LPRO | MGL from MM | Jan-10 | Gas | 16 | 6 | 0 | 0.01 | 0.0011 |
| 68 | LLA | GL to LLB | Jan-10 | Gas | 8 | 10 | 0.5 | 0.06 | 0.0674 |
| 69 | MMF | Incoming from PAPA | Nov-09 | Gas | 12 | 2 | 0 | 0.004 | 0.0031 |
| 70 | MMJ | Incoming 3Ph fr MBA | Nov-09 | Oil | 12 | 2 | 0 | 0.01 | 0.0001 |
| 71 | MMF | Incoming from PAPA | Nov-09 | Gas | 12 | 1 | 0 | 0.003 | 0.0028 |
| 72 | MMJ | Incoming 3Ph fr MBA | Nov-09 | Oil | 12 | 2 | 0 | 0.01 | 0.0036 |
| 73 | CLMY | MGL from NGL B | Mar-09 | Gas | 32" | 9.65 | 0 | 0.02 | 0.0211 |
| 74 | MK | MGL from PAPA | Mar-09 | Gas | 26" | 0.2 | 0 | 0.002 | 0.0164 |
| 75 | MK | MGL from PAPA | Mar-09 | Gas | 26" | 1 | 0 | 0.01 | 0.0158 |
| 76 | TP | MGL from MK | Oct-09 | Gas | 26" | 1 | 0 | 0.008 | 0.0098 |
| 77 | MK | MGL from PAPA | Oct-09 | Gas | 26" | 0 | 0 | 0.002 | 0.0038 |
| 78 | TP | MGL from MK | Oct-09 | Gas | 26" | 0 | 0 | 0.001 | 0.0015 |
| 79 | CLMY | MGL from NGL B | Oct-09 | Gas | 32" | 8 | 0 | 0.01 | 0.0042 |
| 80 | KKNA | Prod. Header | Feb-09 | 3Phase | 8 | 2 | 0 | 0.05 | 0.0459 |
| 81 | KLA | MOL to LIMA | Feb-09 | 3Phase | 14 | 1 | 0 | 0.07 | 0.0153 |
| 82 | KLB | MGL to KLXB | Feb-09 | Gas | 20 | 1 | 0 | 0.02 | 0.0175 |
| 83 | KLC | 3Ph to KLB | Sep-09 | Gas | 3 | 1 | 0 | 0.2 | 0.0071 |
| 84 | KKA | Prod. Header | Sep-09 | 3Phase | 8 | 1 | 0 | 0.13 | 0.1224 |
| 85 | KKNA | Prod. Header | Sep-09 | 3Phase | 8 | 0 | 0 | 0.045 | 0.0512 |
| 86 | KLXB | Test Header | Sep-09 | 3Phase | 4 | 0 | 0 | 0.008 | 0.0047 |
| 87 | KLB | Prod. Header | Sep-09 | 3Phase | 10 | 25 | 0.5 | 0.2 | 0.0018 |
| 88 | KLB | MOL to KLA | Sep-09 | Oil | 12 | 3 | 0 | 0.001 | 0.0009 |
| 89 | KLB | MGL to KLXB | Sep-09 | Gas | 20 | 1 | 0 | 0.001 | 0.0002 |
| 90 | KLA | Prod. Header | Sep-09 | 3Phase | 10 | 2 | 0 | 0.001 | 0.0255 |
| 91 | KLA | 3Ph from KLC | Sep-09 | Oil | 6 | 4 | 0 | 0.1 | 0.0066 |
| 92 | ZUD | Test Header | Aug-09 | 3Phase | 6 | 0 | 0 | 0.001 | 0.0004 |
| 93 | ZUD | Incoming MOL from ZU1 | Aug-09 | Oil | 12 | 0 | 0 | 0.001 | 0.0019 |

Tabel 4.4. Data sampel uji

| No | Platform | Lokasi | Stream | No. Pipa | Metal Loss (mm/tahun) | Laju Korosi Kupon (mm/tahun) | Orientasi Kupon (Arah Jan) |
|----|----------|------------------|--------|---------------|-----------------------|------------------------------|----------------------------|
| 1 | BPRO | Inlet DV3 | 3Phase | PB-139-D-10" | 0.0057 | 0.0003 | 6 |
| 2 | BIC | Outlet Gas V-400 | Gas | 03-516X-A-10" | 0.0052 | 0.0004 | 12 |
| 3 | BIC | Outlet Oil V-400 | Oil | 03-506-A-4" | 0.0036 | 0.0024 | 12 |
| 4 | BIC | Gas from YA | Gas | PG-200-XD-8" | 0.0606 | 0.0653 | 12 |
| 5 | BIC | Outlet Gas V-3 | Gas | 03-19-F1-16" | 0.0273 | 0.0112 | 12 |
| 6 | BIC | Gas from UWA | Gas | 03-41-C1-16" | 0.0061 | 0.0001 | 3 |

Tabel 4.4. Data sampel uji (Lanjutan)

| No | Platform | Lokasi | Stream | No. Pipa | Metal Loss (mm/tahun) | Laju Korosi Kupon (mm/tahun) | Orientasi Kupon (Arah Jan) |
|----|----------|-----------------------|--------|---------------|-----------------------|------------------------------|----------------------------|
| 7 | B2C | Gas Outlet V44-01A | Gas | PG-318-D-10" | 0.0087 | 0.0074 | 12 |
| 8 | B2C | Outlet Oil V-44-01A | Oil | PL-305-B-3" | 0.0038 | 0.0024 | 12 |
| 9 | KLB | Prod. Header | 3Phase | PL-110-E-10" | 0.0034 | 0.0018 | 12 |
| 10 | KLB | MOL to KLA | Oil | PL-119-B-12" | 0.0038 | 0.0009 | 3 |
| 11 | KLB | Gas to KLXB | Gas | PG-210-XD-20" | 0.0061 | 0.0002 | 12 |
| 12 | KLA | Prod. Header | 3Phase | PL-158-E-8" | 0.0373 | 0.0225 | 12 |
| 13 | KLA | Test Header | 3Phase | PL-147-E-6" | 0.0442 | 0.0021 | 9 |
| 14 | KLA | MOL from KLC | Oil | PL-126-B-6" | 0.0095 | 0.0066 | 12 |
| 15 | KLA | MOL to Lima | Oil | PL-143-B-14" | 0.0008 | 0.0001 | 12 |
| 16 | KLA | MOL from KLB | Oil | PL-125-B-12" | 0.0056 | 0.0006 | 3 |
| 17 | ZUJ1 | MGL to PCP | Gas | PG-109-D-10" | 0.0302 | 0.0004 | 3 |
| 18 | ZUJ1 | Inlet V-001 | 3Phase | PL-32-A-20" | 0.0014 | 0.0004 | 3 |
| 19 | ZUJ1 | Outgoing to ZUA/D | Oil | PL-XX-D-8" | 0.0067 | 0.0002 | 3 |
| 20 | ZUJ1 | Incoming fr ZUE | Gas | PL-114-B-16" | 0.0091 | 0.0013 | 12 |
| 21 | ZUJ1 | Incoming fr ZUG/C | Gas | PL-110-B-12" | 0.0400 | 0.0007 | 9 |
| 22 | MMF | Incoming MOL from MBA | Oil | PL-101-A-12" | 0.0050 | 0.0001 | 12 |
| 23 | LLB | MGL to LC | Gas | LLB-042-A-8" | 0.0418 | 0.057 | 3 |
| 24 | LLB | MOL to LC | Oil | LLB-048-A-8" | 0.2036 | 1.2216 | 12 |
| 25 | EC | MGL from EE | Gas | 6" | 0.1842 | 0.0052 | 9 |
| 26 | EC | MGL from EE | Oil | 6" | 0.1382 | 0.0007 | 9 |
| 27 | ECOM | Gas from FCOM | Gas | 16"-G-D-048 | 0.1768 | 0.0001 | 3 |
| 28 | ZUD | Test Header | 3Phase | PL-111-E-6" | 0.1309 | 0.0008 | 3 |
| 29 | ZUD | MOL to ZUJ1 | Oil | PL-119-B-12" | 0.0014 | 0.0013 | 12 |

BAB 5 ANALISA HASIL PENELITIAN

Dari hasil pengukuran korosi di lapangan dengan kupon dan juga pemodelan laju korosi dengan menggunakan *software* ECE serta penentuan laju korosi dari sisa ketebalan dinding pipa (*wall loss*), didapatkan tiga hasil laju korosi yang nilainya berbeda.

Perbandingan laju korosi yang didapat dengan beberapa metode tersebut diatas, dilakukan berdasarkan lokasi – lokasi yang spesifik, dalam hal ini terdapat 3 obyek lokasi yang diteliti untuk penentuan laju korosinya secara internal, yaitu:

- ◆ Pipa dengan aliran multifasa, dimana mengandung campuran minyak, gas dan air,
- ◆ Pipa dengan aliran minyak, dan
- ◆ Pipa dengan aliran gas.

5.1. Perbandingan Kupon dengan Hasil Software.

Perbandingan hasil laju korosi dari kupon dan hasil perhitungan *software* ECE, menunjukkan perbedaan hasil yang cukup signifikan, dimana angka – angka yang didapatkan mempunyai tingkat perbedaan yang cukup tinggi. Hal ini dimungkinkan oleh adanya keterbatasan yang dimiliki oleh *software* tersebut dalam menterjemahkan ataupun memprediksi laju korosi sebenarnya.

5.1.1. Aliran Multifasa

Laju korosi pada pipa dengan aliran multifasa pada dasarnya dipengaruhi oleh beberapa faktor utama, yaitu antara lain:

- ◆ Suhu dan tekanan.
- ◆ Komposisi gas CO₂/H₂S.
- ◆ Perbandingan volume dari minyak, air dan gas.
- ◆ Kecepatan aliran.

- ◆ Pola alir dari fluida multifasa tersebut.
- ◆ Komposisi senyawa dalam air.

Pada penelitian ini, rentang temperatur operasi untuk aliran multifasa adalah berkisar dari 60 – 100 F, tekanan operasi berkisar dari 80 – 160 psi, dengan komposisi CO₂ dan H₂S yang juga bervariasi (0 – 25%), dimana menghasilkan laju korosi pada kupon sebesar 0 – 0,1224 mm/tahun.

Penghitungan laju korosi dengan menggunakan permodelan korosi (ECE) didapatkan hasil yang juga bervariasi, dimana hasil perhitungan tidak mempunyai kecenderungan untuk meningkat dengan meningkatnya parameter korosi utama yaitu komposisi dari gas CO₂ ataupun H₂S. Ini berarti permodelan dengan *software* ECE sangat dipengaruhi oleh multi-parameter dan nilai hasil perhitungan relatif tidak bersifat konservatif.

Tabel 5.1 Data Hasil Penelitian pada Aliran Multifasa

| Platform | Lokasi | Tanggal | Fluida | Pipe ID | | T* | P* | Hasil Analisa Gas | | Hasil Kalkulasi dengan ECE | Laju Korosi Kupon |
|----------|------------------|---------|--------|---------|-----|-----|-----|-------------------|---------------------|----------------------------|-------------------|
| | | | | in | F | | | psi | CO ₂ (%) | | |
| BK | Prod. Header | Aug-09 | 3Phase | 10 | 70 | 80 | 0.5 | 0 | 0.03 | 0.0156 | |
| BK | Prod. Header | Dec-09 | 3Phase | 10 | 70 | 90 | 0.5 | 0 | 0.009 | 0.0029 | |
| BPRO | Inlet DV-2 | Dec-09 | 3Phase | 10 | 80 | 100 | 0 | 0 | 0.004 | 0.0012 | |
| BPRO | Inlet DV-4 | Dec-09 | 3Phase | 10 | 80 | 100 | 0 | 0 | 0.004 | 0.0003 | |
| ECOM | Inlet V-101 | Feb-10 | 3Phase | 10 | 85 | 90 | 0 | 0.5 | 0.001 | 0.0011 | |
| FNB | FNB-2 | Dec-09 | 3Phase | 4 | 90 | 150 | 2 | 0 | 0.06 | 0.0002 | |
| FWB | FWB-3 | Dec-09 | 3Phase | 4 | 85 | 160 | 4 | 0 | 0.29 | 0.0029 | |
| UPRO | 3Phase from UB | Aug-09 | 3Phase | 10 | 80 | 110 | 1 | 1.7 | 0.02 | 0.0108 | |
| UWJ | 3Phase from KPRO | Oct-09 | 3Phase | 12 | 80 | 100 | 4 | 10 | 0.02 | 0.0119 | |
| UPRO | 3Phase from UB | Oct-09 | 3Phase | 10 | 80 | 110 | 2 | 25 | 0.12 | 0.0007 | |
| UWJ | 3Phase fom KPRO | Jan-10 | 3Phase | 12 | 80 | 100 | 2 | 0 | 0.01 | 0.0091 | |
| LLD | 3Phase to LLB | Jul-09 | 3Phase | 8 | 70 | 80 | 18 | 0 | 1.2 | 0.0829 | |
| LLD | HP Prod. Header | Oct-09 | 3Phase | 8 | 90 | 130 | 1 | 0.5 | 0.002 | 0.0001 | |
| LLD | HP Prod. Header | Jan-10 | 3Phase | 8 | 90 | 130 | 16 | 2 | 1 | 0.0036 | |
| KKNA | Prod. Header | Feb-09 | 3Phase | 8 | 100 | 90 | 2 | 0 | 0.05 | 0.0459 | |
| KLA | MOL to LIMA | Feb-09 | 3Phase | 14 | 70 | 80 | 1 | 0 | 0.07 | 0.0153 | |
| KKA | Prod. Header | Sep-09 | 3Phase | 8 | 90 | 100 | 1 | 0 | 0.13 | 0.1224 | |
| KKNA | Prod. Header | Sep-09 | 3Phase | 8 | 100 | 90 | 0 | 0 | 0.045 | 0.0512 | |
| KLXB | Test Header | Sep-09 | 3Phase | 4 | 65 | 80 | 0 | 0 | 0.008 | 0.0047 | |
| KLB | Prod. Header | Sep-09 | 3Phase | 10 | 80 | 80 | 25 | 0.5 | 0.2 | 0.0018 | |
| KLA | Prod. Header | Sep-09 | 3Phase | 10 | 60 | 80 | 2 | 0 | 0.001 | 0.0255 | |
| ZUD | Test Header | Aug-09 | 3Phase | 6 | 70 | 90 | 0 | 0 | 0.001 | 0.0004 | |

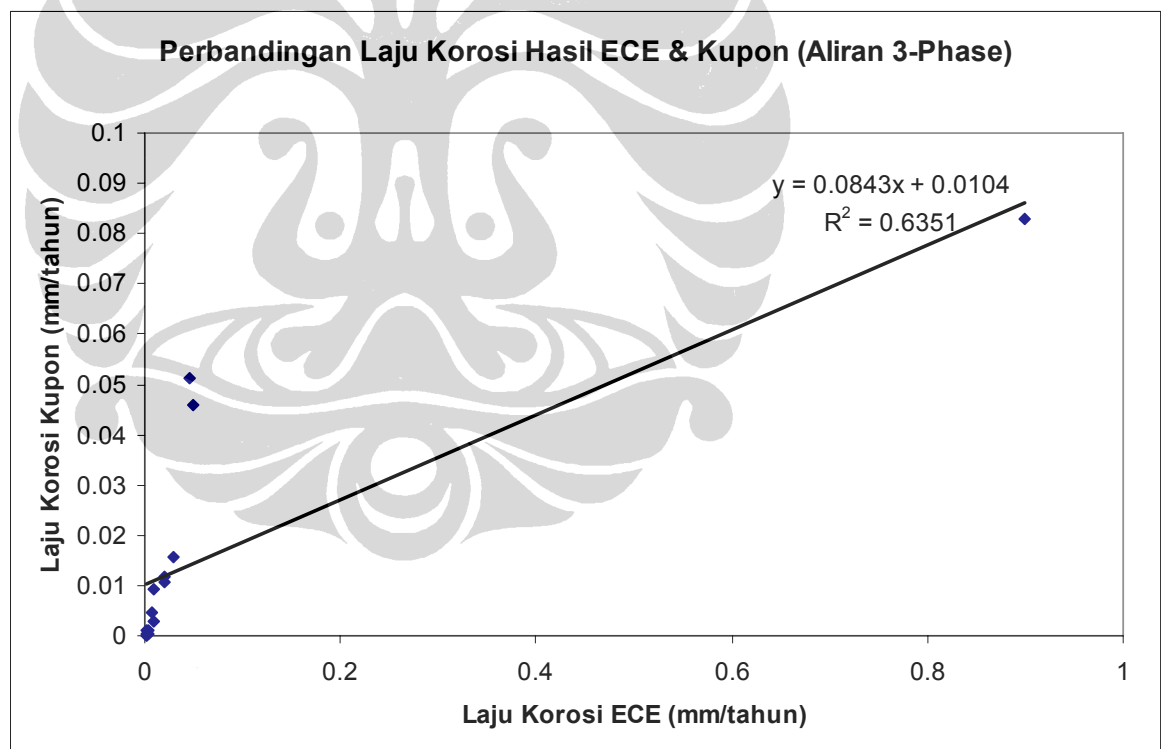
Perbandingan hasil penentuan laju korosi antara metode kupon dengan model atau *software* mempunyai hubungan yang linier. Dari hasil regresi linier berdasarkan hasil laju korosi yang didapat dengan kedua metode tersebut, didapatkan suatu hubungan.

$$Y = 0.0843X + 0.0104$$

Dimana Y = Laju korosi pada kupon,

X= Laju korosi hasil kalkulasi ECE.

Nilai R^2 yang didapat adalah sebesar 0.635, dimana nilai ini menunjukkan koefisien korelasi dari nilai Y dan X tersebut. Sehingga bisa disimpulkan korelasi antara Y dan X relatif masih cukup berhubungan, sehingga formulasi tersebut diatas bisa digunakan dengan tingkat kepercayaan 60%.



Gambar 5.1 Kurva perbandingan hasil laju korosi ECE vs Kupon pada aliran Multifasa.

Perbedaan hasil laju korosi dari kedua metode tersebut pada aliran multifasa dan juga korelasi hasil yang kurang linier lebih disebabkan oleh

perbedaan sensitifitas antara perhitungan laju korosi dengan *software* ECE dan hasil pengukuran laju korosi dengan kupon. Selain itu juga ada kemungkinan besar faktor posisi kupon yang kurang representatif sehingga kupon tidak terserang korosi separah hasil dari *software* yang mencerminkan hasil dari analisa fluida dan juga parameter operasi lainnya.

5.1.2. Aliran Minyak

Laju korosi pada pipa dengan aliran minyak pada dasarnya dipengaruhi oleh beberapa faktor utama, yaitu antara lain:

- ◆ Suhu dan tekanan.
- ◆ Komposisi gas CO₂/H₂S.
- ◆ Komposisi senyawa dalam air.
- ◆ Perbandingan volume dari minyak dan air (*water cut*)

Pada penelitian ini, rentang temperatur operasi untuk aliran minyak adalah berkisar dari 50 – 90 F, tekanan operasi berkisar dari 20 – 100 psi, dengan komposisi CO₂ dan H₂S yang juga bervariasi (0 – 17%), dimana menghasilkan laju korosi pada kupon sebesar 0,0001 – 1,216 mm/tahun.

Penghitungan laju korosi dengan menggunakan permodelan korosi (ECE) didapatkan hasil yang juga bervariasi, dimana hasil perhitungan tidak mempunyai kecenderungan untuk meningkat dengan meningkatnya parameter korosi utama yaitu komposisi dari gas CO₂ ataupun H₂S.

Tabel 5.2 Data Hasil Penelitian pada aliran minyak.

| Platform | Lokasi | Tanggal | Fluida | Pipe ID | T* | P* | Hasil Analisa Gas | | Hasil Kalkulasi dengan ECE | Laju Korosi Kupon |
|----------|-----------------------------|---------|--------|---------|----|-----|---------------------|------------------------|----------------------------|-------------------|
| | | | | in | F | psi | CO ₂ (%) | H ₂ S (ppm) | mm/tahun | mm/tahun |
| FC | MOL fom FFB | Dec-09 | Oil | 12 | 92 | 20 | 0 | 60 | 0.001 | 0.0004 |
| EPRO | MOL to NGL | Feb-10 | Oil | 14 | 70 | 90 | 0 | 0 | 0.002 | 0.0016 |
| ZUD | Incoming MOL from ZUJ1 | Aug-09 | Oil | 12 | 50 | 60 | 0 | 0 | 0.001 | 0.0019 |
| EPRO | MOL from EC | Feb-10 | Oil | 14 | 70 | 80 | 0 | 4 | 0.001 | 0.0024 |
| UPRO | MOL fom UC | Jan-10 | Oil | 12 | 60 | 60 | 1 | 0 | 0.001 | 0.0015 |
| MMJ | Incoming 3Ph fr MBA | Nov-09 | Oil | 12 | 70 | 90 | 2 | 0 | 0.01 | 0.0001 |
| B1C | Oil OL V-400 | Dec-09 | Oil | 6 | 75 | 80 | 2 | 0.5 | 0.004 | 0.0024 |
| MMJ | Incoming 3Ph fr MBA | Nov-09 | Oil | 12 | 70 | 90 | 2 | 0 | 0.01 | 0.0036 |
| KLB | MOL to KLA | Sep-09 | Oil | 12 | 60 | 70 | 3 | 0 | 0.001 | 0.0009 |
| KLA | 3Ph from KLC | Sep-09 | Oil | 6 | 55 | 80 | 4 | 0 | 0.1 | 0.0066 |
| LLD | 3Phase to LLB | Oct-09 | Oil | 8 | 70 | 80 | 6 | 4 | 0.001 | 0.0001 |
| LC | O/L Oil from Prod Separator | Oct-09 | Oil | 4 | 60 | 80 | 9 | 0.5 | 0.035 | 0.0342 |
| LPRO | Incoming from KLA/B to LPV | Oct-09 | Oil | 14 | 60 | 70 | 10 | 0 | 0.1 | 0.0005 |
| FC | MOL from FN | Dec-09 | Oil | 12 | 85 | 75 | 11 | 2 | 0.14 | 0.0092 |
| FC | MOL from FFB | May-09 | Oil | 12 | 90 | 60 | 12 | 15 | 0.058 | 0.0037 |
| LLB | MOL to LC | Jan-10 | Oil | 8 | 80 | 100 | 15 | 0 | 1.12 | 1.2116 |
| LLD | 3Phase to LLB | Jan-10 | Oil | 8 | 70 | 80 | 17 | 0.5 | 1 | 0.0128 |

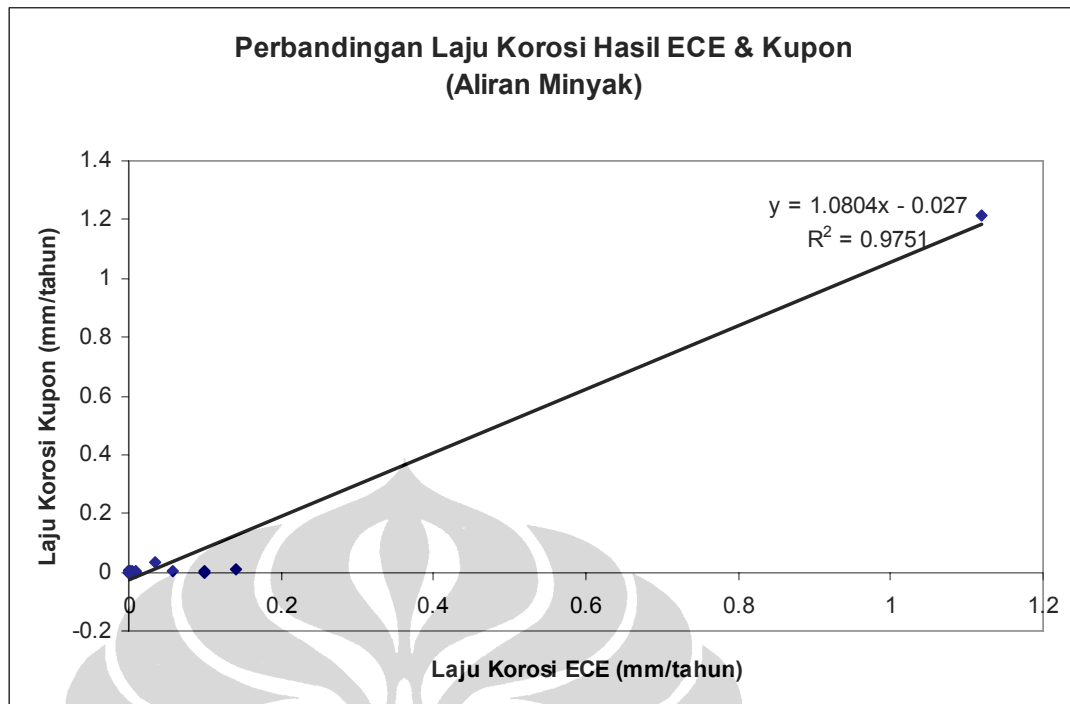
Perbandingan hasil penentuan laju korosi antara metode kupon dengan model atau *software* mempunyai hubungan yang linier. Dari hasil regresi linier berdasarkan hasil laju korosi yang didapat dengan kedua metode tersebut, didapatkan suatu hubungan.

$$Y = 1.0804X - 0.027$$

Dimana Y = Laju korosi pada kupon,

X= Laju korosi hasil kalkulasi ECE.

Nilai R^2 yang didapat adalah sebesar 0.975, dimana nilai ini menunjukkan koefisien korelasi dari nilai Y dan X tersebut. Sehingga bisa disimpulkan korelasi antara Y dan X relatif sangat berhubungan, sehingga formulasi tersebut diatas bisa digunakan dengan tingkat kepercayaan hampir 100%.



Gambar 5.2 Kurva perbandingan hasil laju korosi *software* dengan Kupon pada aliran Multifasa.

Data – data pada Tabel dan kurva pada Gambar, menunjukkan rata – rata hasil laju korosi perhitungan *software* dan laju korosi kupon yang besarnya tidak terlalu bervariasi dan cukup konsisten, jika dibandingkan dengan hasil yang didapatkan pada aliran multifasa. Kondisi ini menunjukkan bahwa pada pipa dengan aliran minyak, hasil penghitungan laju korosi dengan *software* ECE mempunyai perbandingan yang cukup tetap terhadap hasil laju korosi terukur dari kupon. Nilai perbandingan yang tetap ini kemungkinan besar disebabkan oleh tidak terlalu berpengaruhnya posisi kupon pada pengukuran laju korosi dalam aliran minyak. Selisih nilai yang terjadi lebih disebabkan oleh perbedaan proses perolehan hasil laju korosi sehingga sangat memungkinkan untuk terjadinya perbedaan hasil.

5.1.3. Aliran Gas

Laju korosi pada pipa dengan aliran gas pada dasarnya dipengaruhi oleh beberapa faktor utama, yaitu antara lain:

- ◆ Suhu dan tekanan.

- ◆ Komposisi gas CO₂/H₂S.
- ◆ Kecepatan alir gas.
- ◆ Perbandingan volume dari air dan gas (bbl/scf).

Dari hasil penelitian, rentang temperatur operasi untuk aliran minyak adalah berkisar dari 50 – 180 F, tekanan operasi berkisar dari 20 – 100 psi, dengan komposisi CO₂ dan H₂S yang juga bervariasi (0 – 55%), dimana menghasilkan laju korosi pada kupon sebesar 0,0001 – 10,1173 mm/tahun.

Penghitungan laju korosi dengan menggunakan permodelan korosi (ECE) didapatkan hasil yang juga bervariasi, dimana hasil perhitungan tidak mempunyai kecenderungan untuk meningkat seiring dengan peningkatan terhadap parameter korosi utama yaitu komposisi dari gas CO₂ ataupun H₂S. Data hasil penelitian pada aliran gas dapat dilihat pada Tabel

Tabel 5.3 Data hasil penelitian pada aliran gas.

| Platform | Lokasi | Tanggal | Fluida | Pipe ID | T* | P* | Hasil Analisa Gas | | Hasil Kalkulasi dengan ECE | Laju Korosi Kupon |
|----------|----------------------|---------|--------|---------|-----|-----|---------------------|------------------------|----------------------------|-------------------|
| | | | | in | F | psi | CO ₂ (%) | H ₂ S (ppm) | | |
| B1C | Gas from UWA | Aug-09 | Gas | 16 | 80 | 100 | 25 | 0 | 0.043 | 0.0493 |
| B1C | Gas OL V-400 | Dec-09 | Gas | 10 | 75 | 85 | 19 | 1.5 | 0.02 | 0.0004 |
| B1C | Gas from YA | Dec-09 | Gas | 8 | 80 | 90 | 15.5 | 0.2 | 0.064 | 0.0653 |
| B1C | Gas fom UWA | Dec-09 | Gas | 16 | 80 | 100 | 55 | 15 | 0.007 | 0.0001 |
| B2C | Gas outlet V-44-01-B | Aug-09 | Gas | 10 | 80 | 80 | 8 | 0 | 0.03 | 0.0326 |
| B2C | Gas outlet V-44-01-A | Dec-09 | Gas | 10 | 80 | 80 | 15.5 | 2 | 0.05 | 0.0074 |
| BB | 3Phase from BC | Aug-09 | Gas | 16 | 85 | 80 | 0.5 | 0 | 0.05 | 0.0335 |
| BB | 3Phase from BC | Dec-09 | Gas | 16 | 85 | 80 | 0 | 0 | 0.001 | 0.0036 |
| CLMY | MGL from NGL B | Mar-09 | Gas | 32" | 120 | 250 | 9.65 | 0 | 0.02 | 0.0211 |
| CLMY | MGL from NGL B | Oct-09 | Gas | 32" | 120 | 250 | 8 | 0 | 0.01 | 0.0042 |
| EC | MGL from EE | Feb-10 | Gas | 8 | 85 | 90 | 1 | 0.5 | 0.001 | 0.0007 |
| ECOM | MGL to NGL | Feb-10 | Gas | 20 | 180 | 360 | 0 | 0 | 0.001 | 0.0024 |
| ECOM | MGL from EC | Feb-10 | Gas | 16 | 70 | 80 | 0 | 0.5 | 0.0001 | 0.0001 |
| ECOM | MGL from ED | Feb-10 | Gas | 8 | 60 | 75 | 0 | 0.1 | 0.004 | 0.003 |
| ECOM | MGL from EF | Feb-10 | Gas | 12 | 65 | 80 | 0 | 0.2 | 0.001 | 0.0018 |
| ECOM | Gas OL V-101 | Feb-10 | Gas | 16 | 85 | 90 | 0 | 0.5 | 0.001 | 0.0016 |
| FFB | MGL to FPRO | May-09 | Gas | 12 | 80 | 90 | 9 | 0.5 | 0.02 | 0.014 |
| FFB | Gas Lift header | May-09 | Gas | 4 | 80 | 70 | 13 | 0.8 | 0.17 | 0.0083 |
| FPRO | Gas O/L VIA | May-09 | Gas | 16 | 84 | 80 | 0 | 0.5 | 0.01 | 0.0076 |
| FPRO | MBF-210 | May-09 | Gas | 8 | 140 | 350 | 11 | 0.5 | 0.02 | 0.0057 |
| FPRO | MBF-200 | May-09 | Gas | 8 | 140 | 350 | 10 | 0.5 | 0.02 | 0.0221 |
| FPRO | MBF-200 | Dec-09 | Gas | 8 | 140 | 350 | 8 | 0.5 | 0.015 | 0.0099 |
| FPRO | Gas O/L VIA | Dec-09 | Gas | 16 | 84 | 80 | 0 | 0.5 | 0.001 | 0.0003 |
| KLB | MGL to KLXB | Feb-09 | Gas | 20 | 65 | 70 | 1 | 0 | 0.02 | 0.0175 |
| KLB | MGL to KLXB | Sep-09 | Gas | 20 | 50 | 70 | 1 | 0 | 0.001 | 0.0002 |
| KLC | 3Ph to KLB | Sep-09 | Gas | 3 | 70 | 80 | 1 | 0 | 0.2 | 0.0071 |

Tabel 5.4 Data hasil penelitian pada aliran gas (lanjutan)

| Platform | Lokasi | Tanggal | Fluida | Pipe ID | T* | P* | Hasil Analisa Gas | | Hasil Kalkulasi dengan ECE | Laju Korosi Kupon |
|----------|--------------------|---------|--------|---------|-----|-----|---------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------|
| | | | | in | F | psi | CO ₂ (%) | H ₂ S (pp) | mm/tahun | mm/tahun |
| LCOM | LCOM - NGL | Aug-09 | Gas | 12 | 120 | 200 | 13 | 0 | 0.07 | 0.0539 |
| LCOM | Suction to V102A | Sep-09 | Gas | 8 | 90 | 200 | 14 | 0 | 0.075 | 0.0123 |
| LCOM | Suction to V102B | Oct-09 | Gas | 8 | 90 | 200 | 12 | 0 | 0.075 | 0.0109 |
| LCOM | Suction to V102A | Oct-09 | Gas | 8 | 90 | 200 | 8 | 0.5 | 0.1 | 0.0043 |
| LCOM | Suction to V102B | Oct-09 | Gas | 8 | 90 | 200 | 8 | 0.5 | 0.1 | 0.0027 |
| LCOM | Suction to V102B | Jan-10 | Gas | 8 | 90 | 200 | 6 | 0 | 0.1 | 0.0012 |
| LLA | HP Gas to LCOM | Oct-09 | Gas | 8 | 90 | 120 | 6 | 0.4 | 0.045 | 0.0171 |
| LLA | GL to LLB | Jan-10 | Gas | 8 | 80 | 90 | 10 | 0.5 | 0.06 | 0.0674 |
| LLB | HP Gas to LCOM | Jun-09 | Gas | 8 | 110 | 165 | 12 | 0 | 0.12 | 0.1173 |
| LLB | MGL to LC | Jan-10 | Gas | 8 | 60 | 75 | 13 | 0 | 0.001 | 0.057 |
| LPRO | MGL from MM | Nov-09 | Gas | 16 | 75 | 80 | 7 | 0 | 0.032 | 0.0307 |
| LPRO | MGL from MM | Oct-09 | Gas | 16 | 75 | 80 | 9 | 0 | 0.01 | 0.005 |
| LPRO | MGL from MM | Jan-10 | Gas | 16 | 75 | 80 | 6 | 0 | 0.01 | 0.0011 |
| MK | MGL from PAPA | Mar-09 | Gas | 26" | 100 | 200 | 0.2 | 0 | 0.002 | 0.0164 |
| MK | MGL from PAPA | Mar-09 | Gas | 26" | 100 | 200 | 1 | 0 | 0.01 | 0.0158 |
| MK | MGL from PAPA | Oct-09 | Gas | 26" | 100 | 200 | 0 | 0 | 0.002 | 0.0038 |
| MMF | Incoming from PAPA | Nov-09 | Gas | 12 | 80 | 100 | 2 | 0 | 0.004 | 0.0031 |
| MMF | Incoming from PAPA | Nov-09 | Gas | 12 | 80 | 100 | 1 | 0 | 0.003 | 0.0028 |
| NGL B | to Cilamaya | Dec-09 | Gas | 32 | 140 | 250 | 5 | 0 | 0.007 | 0.0069 |
| TP | MGL from MK | Oct-09 | Gas | 26" | 80 | 150 | 1 | 0 | 0.008 | 0.0098 |
| TP | MGL from MK | Oct-09 | Gas | 26" | 80 | 150 | 0 | 0 | 0.001 | 0.0015 |
| UA | MGL to UWJ | Jul-09 | Gas | 16 | 90 | 90 | 27 | 0 | 0.04 | 0.006 |
| UA | MGL to UWJ | Oct-09 | Gas | 16 | 90 | 120 | 35 | 0.2 | 0.002 | 0.0013 |
| UA | MGL to UWJ | Jan-10 | Gas | 16 | 90 | 120 | 24 | 0 | 0.001 | 0.0007 |
| UPRO | MGL from UC | Jan-10 | Gas | 12 | 70 | 85 | 1 | 0 | 0.001 | 0.0004 |
| UWJ | MGL from UXA | Oct-09 | Gas | 12 | 65 | 90 | 1 | 2 | 0.07 | 0.0014 |
| UWJ | MGL from UA | Oct-09 | Gas | 16 | 70 | 80 | 28 | 5 | 0.03 | 0.0014 |
| UWJ | MGL from UXA | Jan-10 | Gas | 12 | 65 | 90 | 1.5 | 0.5 | 0.1 | 0.0029 |

Perbandingan hasil penentuan laju korosi antara metode kupon dengan model atau *software* mempunyai hubungan yang linier. Dari hasil regresi linier berdasarkan hasil laju korosi yang didapat dengan kedua metode tersebut, didapatkan suatu hubungan.

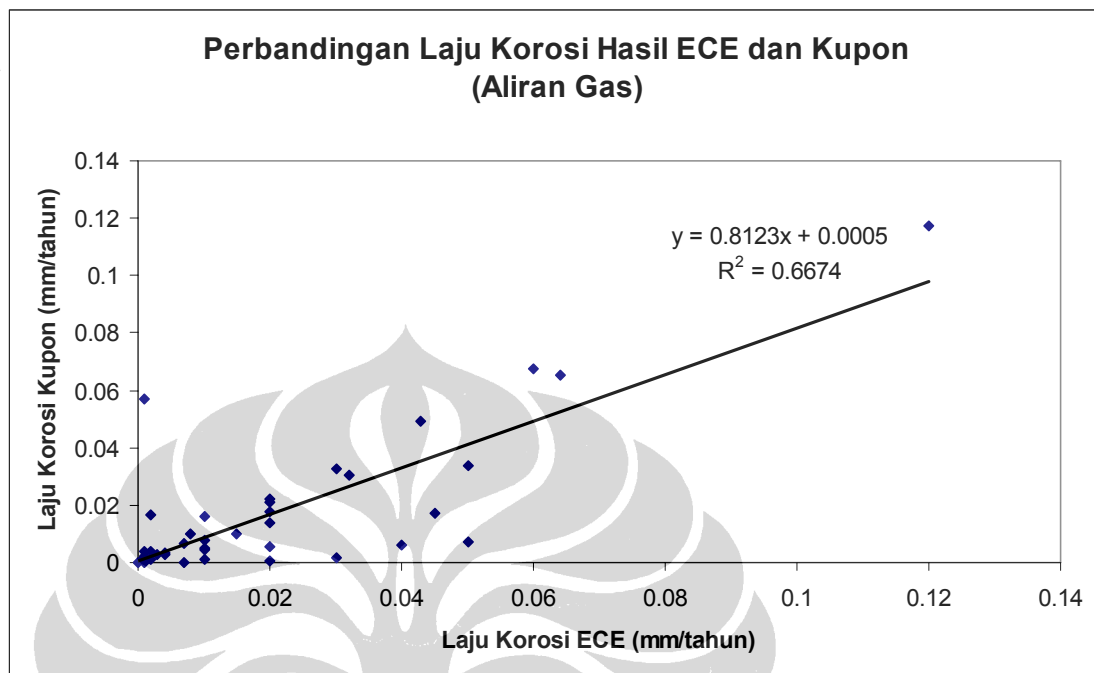
$$Y = 0.8123X + 0,0005$$

Dimana Y = Laju korosi pada kupon,

X= Laju korosi hasil kalkulasi ECE.

Nilai R^2 yang didapat adalah sebesar 0.6674, dimana nilai ini menunjukkan koefisien korelasi dari nilai Y dan X tersebut. Sehingga bisa disimpulkan korelasi antara Y dan X relatif sangat berhubungan, sehingga

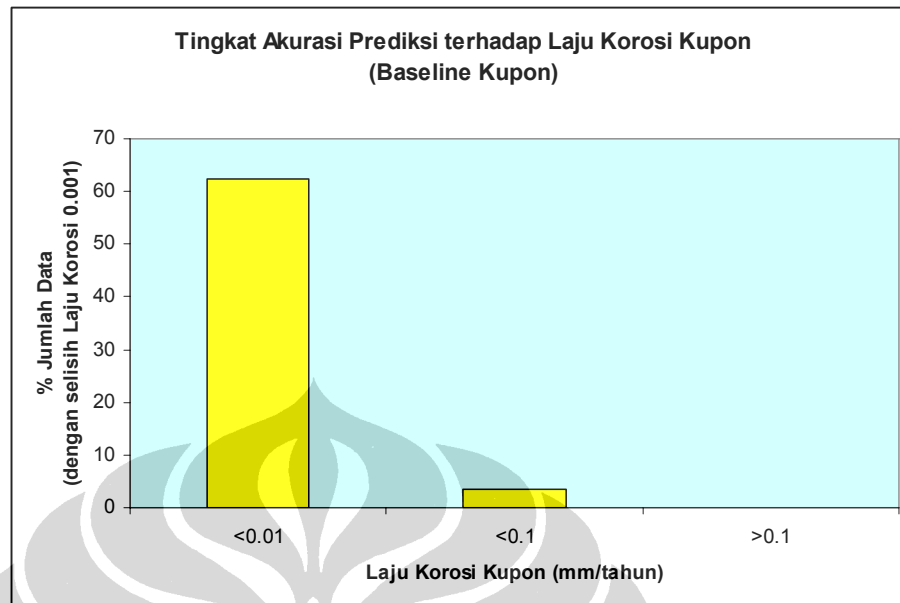
formulasi tersebut diatas bisa digunakan dengan tingkat kepercayaan hampir 67%.



Gambar 5.3 Kurva perbandingan hasil laju korosi ECE vs Kupon pada aliran Gas.

Perbedaan nilai laju korosi dari masing – masing metode tersebut pada pipa dengan aliran gas, kurang lebih disebabkan oleh hal yang sama dengan hasil laju korosi pada pipa dengan aliran multifasa.

5.1.4. Analisa Tingkat Akurasi Hasil

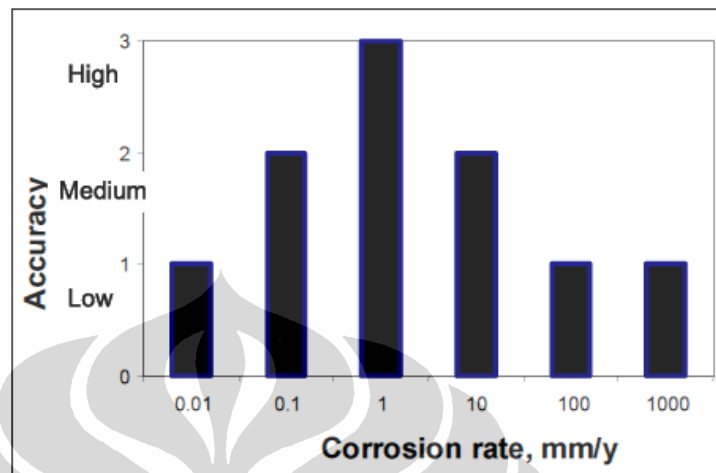


Gambar 5.4 Tingkat akurasi hasil prediksi laju korosi terhadap hasil kupon.

Dari hasil penghitungan prediksi laju korosi dengan menggunakan *software* ECE, didapatkan bahwa tingkat akurasi nilai laju korosinya terhadap laju korosi dari hasil kupon menunjukkan tingkat akurasi yang berbeda – beda. Nilai keakuratan yang dimaksud dalam penelitian ini ditentukan berdasarkan selisih nilai laju korosi dari hasil prediksi *software* dengan nilai laju korosi dari kupon. Selisih yang digunakan disini adalah maksimum sebesar 0,001, dimana apabila selisih nilainya kurang dari 0.001, maka akurasinya dianggap tinggi, dan apabila lebih, tingkat akurasinya dianggap rendah. Selisih nilai 0.001 ini dipakai sebagai acuan dengan mendasarkan pada kategorisasi laju korosi yang telah ada (>0,125 tinggi, 0,0625 – 0,125 medium dan <0,0625 rendah) dimana kategorisasi nilai tersebut ordenya berbeda sampai 10^{-2} . Sehingga tingkat keakuratan dengan perbedaan nilai 10^{-3} tidak akan berpengaruh terhadap kategorisasi nilai laju korosi.

Dari hasil penelitian, didapatkan bahwa dengan laju korosi kupon sebesar <0,01 mm/tahun, tingkat akurasi dari *software* ECE untuk menghitung laju korosi paling tinggi, dibandingkan untuk menghitung laju korosi kupon >0,01 mm/tahun. Sehingga bisa disimpulkan bahwa ada nilai - nilai laju korosi tertentu yang dihasilkan/dihitung dimana tingkat keakuratannya paling tinggi dibandingkan

pada nilai laju – laju korosi lainnya. Kondisi tersebut juga didasarkan pada hasil penelitian Sergio D. Kapusta et. al. (2004), yang menemukan perbedaan tingkat akurasi dari nilai laju korosi untuk beberapa nilai laju korosi tertentu⁽¹⁴⁾.



Gambar 5.5 Perbedaan tingkat akurasi hasil perhitungan menggunakan model terhadap laju korosi sebenarnya⁽¹⁴⁾.

Perbedaan hasil antara kupon dan *software*, kemungkinan disebabkan oleh keterbatasan dari kedua metode tersebut. Faktor yang paling utama adalah terkait dengan sensitivitas nilai laju korosi yang dihasilkan, dimana pada *software* ECE, nilai laju korosi minimum yang bisa ditampilkan adalah sebesar 0,001 mm/tahun, sedangkan untuk nilai laju korosi minimum dari hasil kupon adalah sebesar 0,0001 mm/tahun dimana terjadi perbedaan orde 10^{-1} , sehingga untuk kondisi korosi yang seharusnya sama, terutama untuk laju korosi $< 0,001$ mm/tahun, akan mendapatkan nilai laju korosi yang berbeda antara *software* ECE dengan hasil kupon. Faktor lain yang juga cukup berpengaruh adalah terkait dengan penempatan lokasi kupon yang tidak representatif pada pipa sehingga menyebabkan kupon tidak mengalami korosi separah seperti yang direpresentasikan oleh hasil analisis fluida yang menjadi dasar bagi penghitungan laju korosi dengan *software*.

5.2. Perbandingan Kupon dengan Laju Penipisan Pipa.

Dalam penelitian ini, perbandingan hasil laju korosi juga dilakukan terhadap hasil pengukuran kupon dengan laju penipisan pada dinding pipa. Data

penipisan dinding pipa disesuaikan dengan titik dimana kupon ditempatkan (kupon berada di lokasi yang sama dengan pipa yang diukur laju penipisan ketebalannya).

Secara prinsip sebenarnya kedua metode ini akan menghasilkan nilai laju korosi yang tidak jauh berbeda, hal ini terkait dengan kondisi bahwa menempatkan kupon secara intrusif didalam pipa, berarti kupon tersebut akan mengalami tingkat korosi yang sama dengan permukaan internal dari pipa.

Namun demikian perlu diketahui bahwa terdapat perbedaan tingkat sensitifitas hasil pengukuran antara kedua metode tersebut diatas, dimana kupon terpasang didalam pipa dalam suatu periode waktu tertentu yang cukup pendek (sekitar 60 – 90 hari), sedangkan laju korosi dinding pipa diukur berdasarkan laju penipisan yang diukur dalam rentang waktu yang lebih panjang (minimum 12 bulan).

5.2.1. Aliran Multifasa

Untuk aliran multifasa, terdapat sekitar 6 titik pengambilan data yang digunakan untuk melihat korelasi antara hasil laju korosi dengan kupon dan hasil laju korosi berdasarkan penipisan dinding pipa.

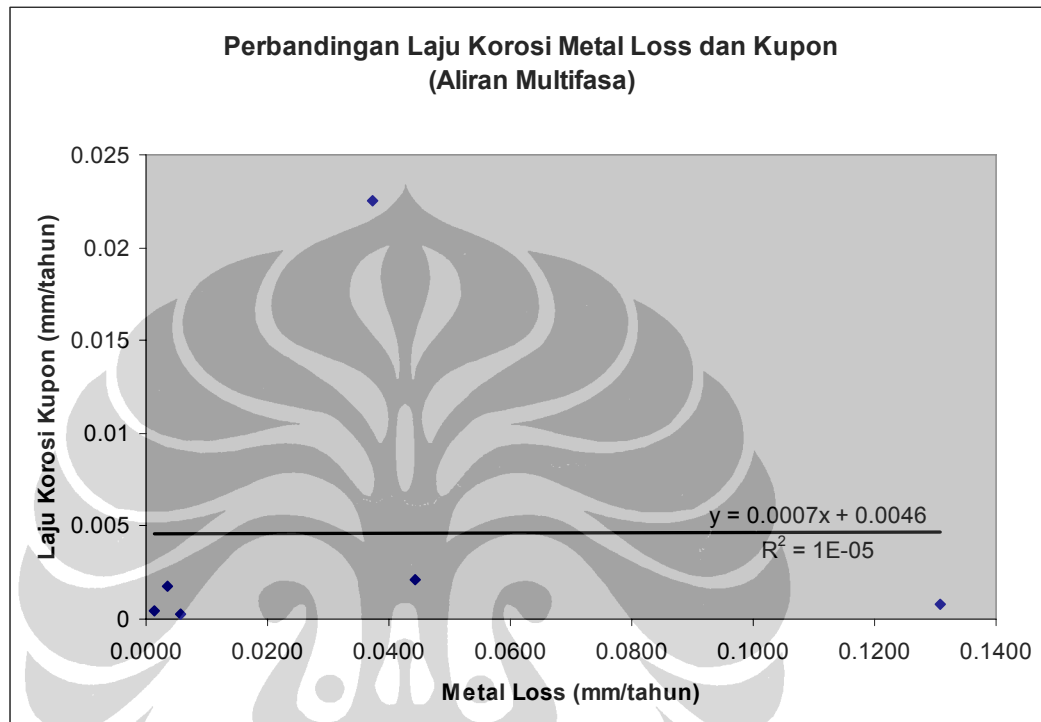
Tabel 5.5 Data hasil penelitian kupon dan laju penipisan dinding pipa pada aliran multifasa.

| Platform | Lokasi | Stream | No. Pipa | Metal Loss (mm/tahun) | Laju Korosi Kupon (mm/tahun) | Orientasi Kupon (Arah Jan) |
|----------|--------------|--------|--------------|-----------------------|------------------------------|----------------------------|
| BPRO | Inlet DV3 | 3Phase | PB-139-D-10" | 0.0057 | 0.0003 | 6 |
| KLB | Prod. Header | 3Phase | PL-110-E-10" | 0.0034 | 0.0018 | 12 |
| KLA | Prod. Header | 3Phase | PL-158-E-8" | 0.0373 | 0.0225 | 12 |
| KLA | Test Header | 3Phase | PL-147-E-6" | 0.0442 | 0.0021 | 9 |
| ZUJ1 | Inlet V-001 | 3Phase | PL-32-A-20" | 0.0014 | 0.0004 | 3 |
| ZUD | Test Header | 3Phase | PL-111-E-6" | 0.1309 | 0.0008 | 3 |

Berdasarkan data – data yang didapat tersebut, dari hasil regresi linier, tidak didapatkan korelasi yang kuat antara hasil penentuan laju korosi dengan

kupon terhadap laju penipisan dari pipa. Hal ini ditunjukkan dengan hasil regresi linier seperti pada Gambar dibawah ini.

Persamaan yang dihasilkan adalah $Y = 0,0007X + 0,0046$ dengan koefisien korelasi (R^2) yang sangat kecil



Gambar 5.6 Perbandingan laju korosi hasil kupon dengan laju penipisan pipa pada aliran multifasa.

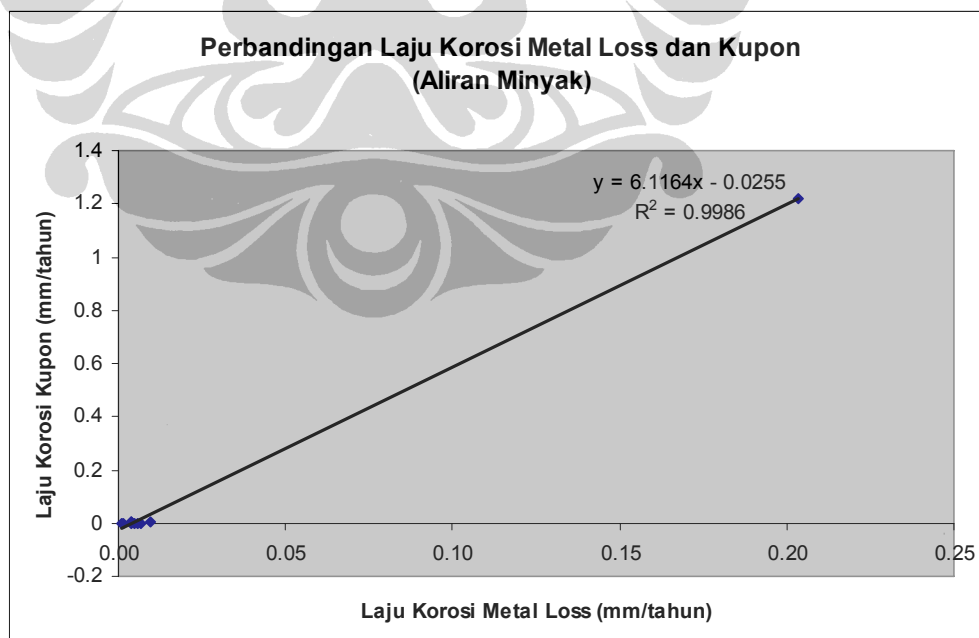
Dari Tabel 5.5, terlihat bahwa rata – rata nilai yang dihasilkan oleh kupon lebih rendah dibandingkan laju penipisan yang terjadi pada pipa. Perbedaan laju korosi yang terjadi, kemungkinan besar disebabkan oleh beberapa faktor, yang utama adalah terkait dengan sensitifitas dari kedua metode tersebut. Faktor lainnya yang berpengaruh adalah terkait dengan posisi penempatan kupon pada pipa. Posisi – posisi yang berbeda – beda dikhawatirkan akan memberikan hasil yang berbeda – berbeda juga.

5.2.2. Aliran Minyak

Ada 11 titik yang diambil untuk melihat perbandingan antara laju korosi pada kupon dengan laju korosi yang terukur dari penipisan logam. Data selengkapnya ada pada Tabel 5.6.

Tabel 5.6 Data hasil penelitian kupon dan laju penipisan dinding pipa pada aliran minyak.

| Platform | Lokasi | Stream | No. Pipa | Metal Loss (mm/tahun) | Laju Korosi Kupon (mm/tahun) | Orientasi Kupon (Arah Jan) |
|----------|-----------------------|--------|--------------|-----------------------|------------------------------|----------------------------|
| BIC | Outlet Oil V-400 | Oil | 03-506-A-4" | 0.0036 | 0.0024 | 12 |
| B2C | Outlet Oil V-44-01A | Oil | PL-305-B-3" | 0.0038 | 0.0024 | 12 |
| KLB | MOL to KLA | Oil | PL-119-B-12" | 0.0038 | 0.0009 | 3 |
| KLA | MOL from KLC | Oil | PL-126-B-6" | 0.0095 | 0.0066 | 12 |
| KLA | MOL to Lima | Oil | PL-143-B-14" | 0.0008 | 0.0001 | 12 |
| KLA | MOL from KLB | Oil | PL-125-B-12" | 0.0056 | 0.0006 | 3 |
| ZUJ1 | Outgoing to ZUA/D | Oil | PL-XXX-D-8" | 0.0067 | 0.0002 | 3 |
| MMF | Incoming MOL from MBA | Oil | PL-101-A-12" | 0.0050 | 0.0001 | 12 |
| LLB | MOL to LC | Oil | LLB-048-A-8" | 0.2036 | 1.2216 | 12 |
| EC | MGL from EE | Oil | 6" | 0.1382 | 0.0007 | 9 |
| ZUD | MOL to ZUJ1 | Oil | PL-119-B-12" | 0.0014 | 0.0013 | 12 |



Gambar 5.7 Perbandingan laju korosi hasil kupon dengan laju penipisan pipa pada aliran minyak..

Hasil regresi linier dari data pada Tabel diatas, menunjukkan bahwa hasil laju korosi kupon dan laju penipisan pada pipa dengan aliran minyak menunjukkan hasil yang sangat korelatif.

Dimana dengan hasil persamaan linier $Y = 6,1164X - 0.0255$ koefisien korelasinya adalah sebesar 0,9986. Nilai koefisien korelasi yang mendekati angka 1 itu berarti persamaan linier tersebut bisa bernilai benar.

Apabila kita cermati, data pada Tabel dan kurva pada Gambar, menunjukkan rata – rata hasil laju korosi kupon dan laju penipisan dinding pipa yang besarnya tidak terlalu bervariasi dan cukup konsisten, jika dibandingkan dengan hasil yang didapatkan pada aliran multifasa. Kondisi ini menunjukkan bahwa pada pipa dengan aliran minyak, hasil laju korosi terukur dengan kupon mempunyai perbandingan yang cukup tetap terhadap hasil laju penipisan dinding pipa. Nilai perbandingan yang tetap ini kemungkinan besar disebabkan oleh tidak terlalu berpengaruhnya posisi kupon pada pengukuran laju korosi dalam aliran minyak. Selisih nilai yang terjadi lebih disebabkan oleh perbedaan proses perolehan hasil laju korosi sehingga sangat memungkinkan untuk terjadinya perbedaan hasil.

5.2.3. Aliran Gas

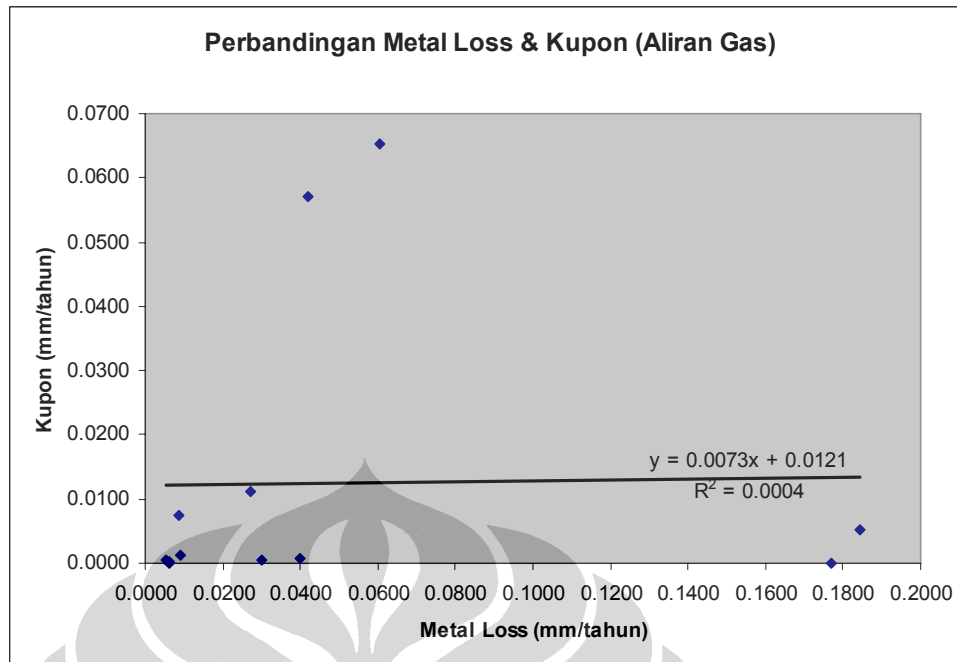
Pada pipa yang mengalirkan gas, didapatkan beberapa titik sample untuk membandingkan antara laju korosi pada kupon dengan laju korosi berdasarkan penipisan dinding pipa. Tabel 5.7 berikut memuat data – data tersebut.

Tabel 5.7 Data hasil penelitian kupon dan laju penipisan dinding pipa pada aliran gas.

| Platform | Lokasi | Stream | No. Pipa | Metal Loss (mm/tahun) | Laju Korosi Kupon (mm/tahun) | Orientasi Kupon (Arah Jan) |
|----------|--------------------|--------|---------------|-----------------------|------------------------------|----------------------------|
| BIC | Outlet Gas V-400 | Gas | 03-516X-A-10" | 0.0052 | 0.0004 | 12 |
| BIC | Gas from YA | Gas | PG-200-XD-8" | 0.0606 | 0.0653 | 12 |
| BIC | Outlet Gas V-3 | Gas | 03-19-F1-16" | 0.0273 | 0.0112 | 12 |
| BIC | Gas from UWA | Gas | 03-41-C1-16" | 0.0061 | 0.0001 | 3 |
| B2C | Gas Outlet V44-01A | Gas | PG-318-D-10" | 0.0087 | 0.0074 | 12 |
| KLB | Gas to KLXB | Gas | PG-210-XD-20" | 0.0061 | 0.0002 | 12 |
| ZUJ1 | MGL to PCP | Gas | PG-109-D-10" | 0.0302 | 0.0004 | 3 |
| ZUJ1 | Incoming fr ZUE | Gas | PL-114-B-16" | 0.0091 | 0.0013 | 12 |
| ZUJ1 | Incoming fr ZUG/C | Gas | PL-110-B-12" | 0.0400 | 0.0007 | 9 |
| LLB | MGL to LC | Gas | LLB-042-A-8" | 0.0418 | 0.057 | 3 |
| EC | MGL from EE | Gas | 6" | 0.1842 | 0.0052 | 9 |
| ECOM | Gas from FCOM | Gas | 16"-G-D-048 | 0.1768 | 0.0001 | 3 |

Hasil regresi linier dengan membandingkan dua data laju korosi dari dua metode yang berbeda pada pipa dengan aliran gas, menunjukkan hal yang tidak jauh berbeda dengan hasil pada aliran multifasa, dimana tingkat korelasi antara hasil dua metode tersebut yang sangat kecil.

Persamaan yang dihasilkan dari regresi linier adalah $Y = 0,0073 X + 0,0121$ dengan nilai koefisien korelasi (R^2) adalah sebesar **0,0004**. Nilai koefisien korelasi yang kecil ini menunjukkan bahwa persamaan yang dihasilkan dari regresi linier tersebut menunjukkan hubungan yang kurang korelatif.



Gambar 5.8 Perbandingan laju korosi hasil kupon dengan laju penipisan pipa pada aliran gas.

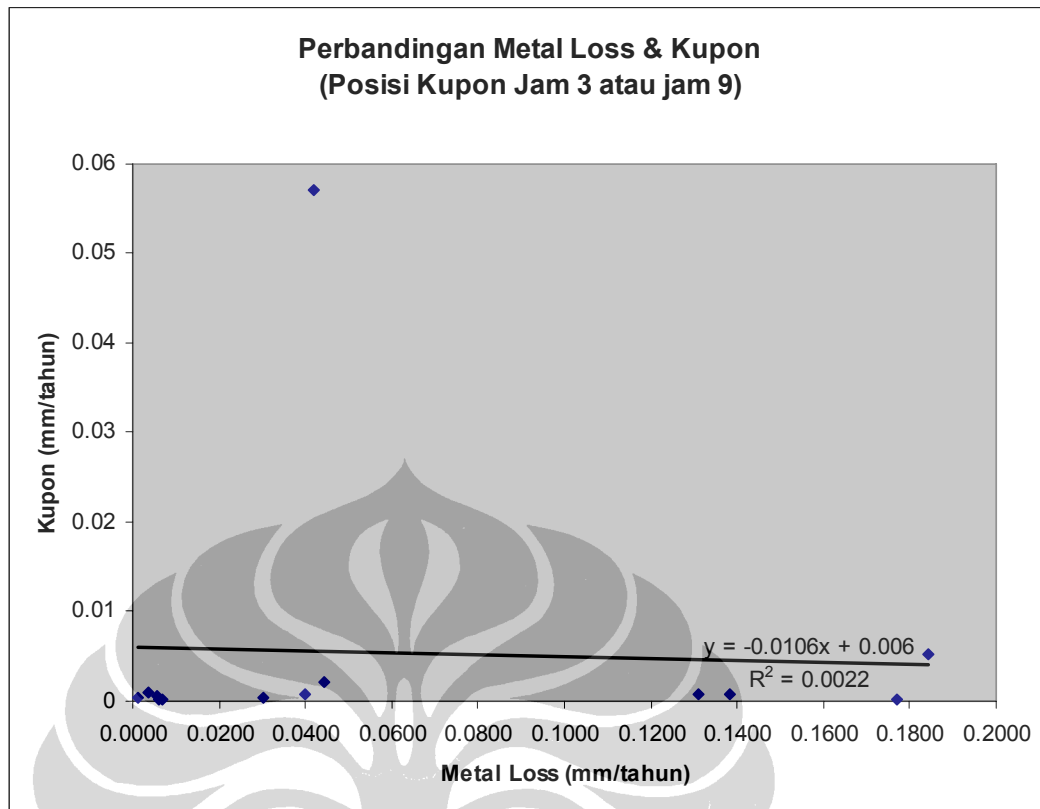
Kondisi yang kurang korelatif antara hasil laju korosi dari kupon dan laju penipisan dinding pipa pada pipa dengan aliran gas kemungkinan disebabkan oleh faktor yang sama dengan yang terjadi pada aliran multifasa.

5.2.4. Analisa Tingkat Akurasi Hasil

Dari hasil perbandingan hasil laju korosi kupon dengan laju penipisan dinding pipa, dicurigai disebabkan oleh dua faktor utama, yaitu:

- Perbedaan lamanya waktu *exposure* yang mengakibatkan perbedaan sensitifitas dalam laju korosi yang terukur.
- Posisi dari kupon yang tidak representatif untuk terjadinya korosi seperti yang dialami pipa.

Untuk melihat faktor yang dominan dari dua faktor tersebut diatas, maka dilakukan juga regresi linier dari dua metode penentuan laju korosi tersebut dengan didasarkan pada posisi dari kupon yang dipasang pada pipa, yaitu pada jam 6 atau 12 dan jam 3 atau jam 9.



Gambar 5.9 Perbandingan laju korosi hasil kupon dengan laju penipisan pipa pada posisi kupon arah jam 3 dan jam 9.

Dari hasil perbandingan dua metode tersebut, yang didasarkan pada posisi dari kupon dalam pipa, didapatkan bahwa posisi kupon pada jam 3 dan jam 9 dari arah aliran pipa menunjukkan hasil yang tidak korelatif, sehingga bisa disimpulkan bahwa posisi kupon pada arah jam – jam tersebut tidak representatif. Sehingga hasil laju korosi yang didapatpun tidak konsisten.

Sebaliknya untuk posisi kupon pada arah jam 6 atau jam 12 menunjukkan hal yang sebaliknya, dimana hasil laju korosi dengan dua metode yang berbeda menunjukkan adanya hubungan yang konsisten, sehingga cukup *reliable* hasil laju korosi dari kupon - kupon tersebut.

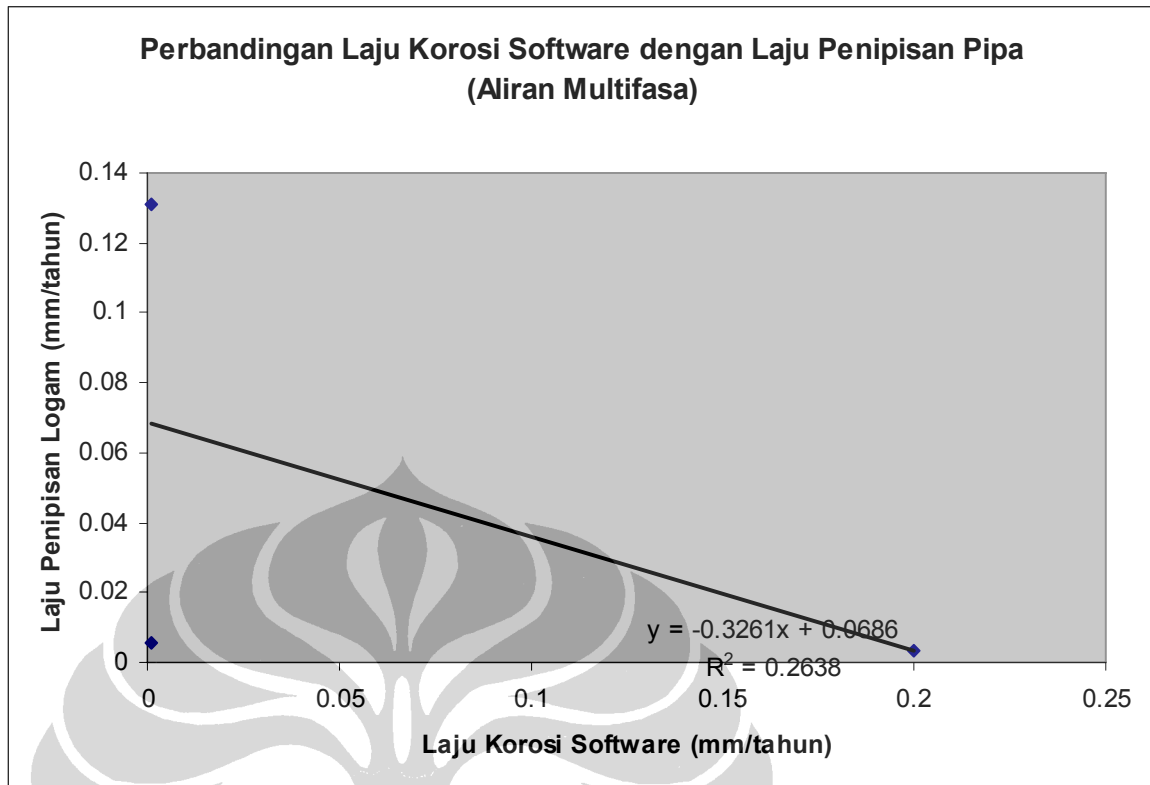
Secara prinsip sebenarnya kedua metode ini akan menghasilkan nilai laju korosi yang berbeda, hal ini terkait dengan kondisi bahwa *software* cenderung akan menghasilkan laju korosi yang lebih konservatif dibandingkan laju penipisan dinding pipa yang terukur. Hasil dari *software* mempunyai sensitifitas yang lebih tinggi terhadap parameter – parameter operasi yang diinput dibandingkan yang dialami oleh dinding pipa itu sendiri, karena parameter operasi kemungkinan hanya berlaku pada suatu rentang waktu yang pendek, sedangkan perhitungan laju penipisan dinding pipa dihitung berdasarkan suatu rentang waktu yang relatif lebih panjang.

5.3.1. Aliran Multifasa

Pada pipa dengan aliran multifasa, hasil laju korosi antara perhitungan *software* dengan laju penipisan pipa tidak menunjukkan hubungan yang cukup korelatif. Kondisi ini sama dengan kondisi pada perbandingan sebelumnya, yaitu pada perbandingan antara hasil laju korosi kupon dengan laju penipisan logam pada pipa dengan aliran multifasa (sub bab 5.2.1).

Tabel 5.8 Data hasil kalkulasi *software* dan laju penipisan dinding pipa pada aliran multifasa.

| Platform | Lokasi | Tanggal | Fluida | Hasil Kalkulasi dengan ECE | Laju Korosi UT |
|----------|--------------|---------|--------|----------------------------|----------------|
| | | | | mm/tahun | mm/tahun |
| KLB | Prod. Header | Sep-09 | 3Phase | 0.2 | 0.0034 |
| KLA | Prod. Header | Sep-09 | 3Phase | 0.001 | 0.0057 |
| ZUD | Test Header | Aug-09 | 3Phase | 0.001 | 0.1309 |



Gambar 5.11 Perbandingan laju korosi hasil *software* dengan laju penipisan pipa pada aliran multifasa.

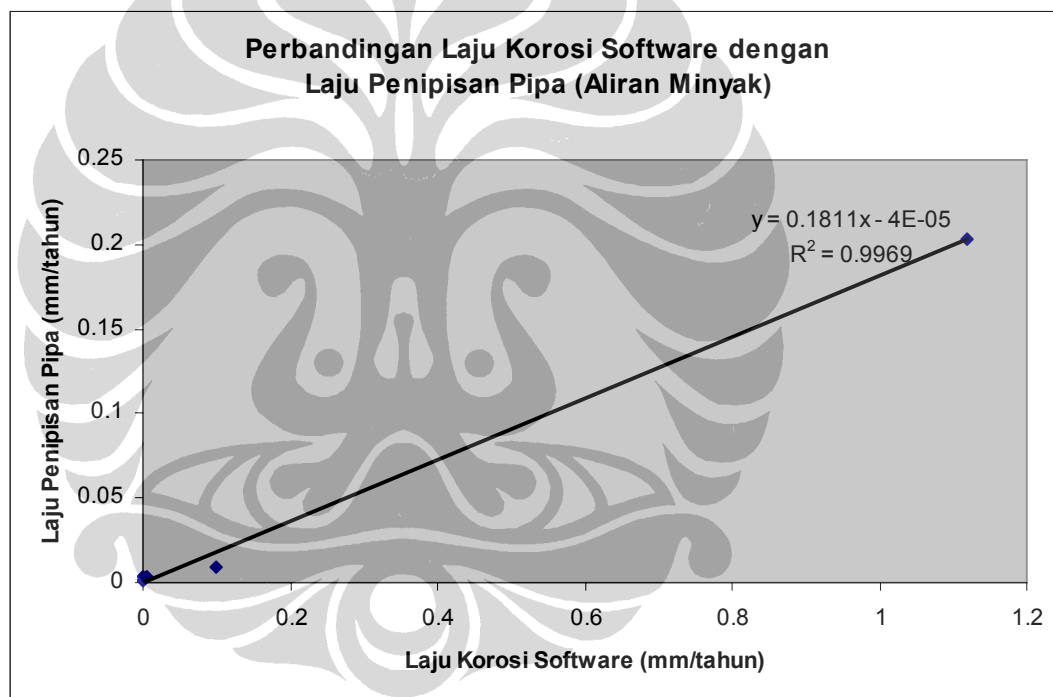
Hasil yang tidak korelatif tersebut lebih disebabkan oleh perbedaan sensitifitas antara *software* dengan hasil laju penipisan dinding pipa terukur, dimana parameter – parameter operasi yang diinputkan ke *software* diambil pada suatu waktu tertentu, sedangkan hasil laju penipisan dihasilkan dari hasil rata – rata penipisan yang terjadi dalam satu rentang waktu yang panjang.

5.3.2. Aliran Minyak

Hasil perbandingan antara laju korosi *software* dengan laju penipisan dinding pipa pada aliran minyak menunjukkan tingkat korelasi yang cukup tinggi. Hal ini sama dengan kondisi pada perbandingan metode kupon dan laju penipisan pipa pada sub bab 5.2.2.

Tabel 5.9 Data hasil kalkulasi *software* dan laju penipisan dinding pipa pada aliran gas.

| Platform | Lokasi | Tanggal | Fluida | Hasil Kalkulasi dengan ECE | Laju Korosi UT |
|----------|------------------------|---------|--------|----------------------------|----------------|
| | | | | mm/tahun | mm/tahun |
| B1C | Oil OL V-400 | Dec-09 | Oil | 0.004 | 0.0036 |
| LLB | MOL to LC | Jan-10 | Oil | 1.12 | 0.2036 |
| KLB | MOL to KLA | Sep-09 | Oil | 0.001 | 0.0038 |
| KLA | 3Ph from KLC | Sep-09 | Oil | 0.1 | 0.0095 |
| ZUD | Incoming MOL from ZUJ1 | Aug-09 | Oil | 0.001 | 0.0014 |



Gambar 5.12 Perbandingan laju korosi hasil software dengan laju penipisan pipa pada aliran minyak.

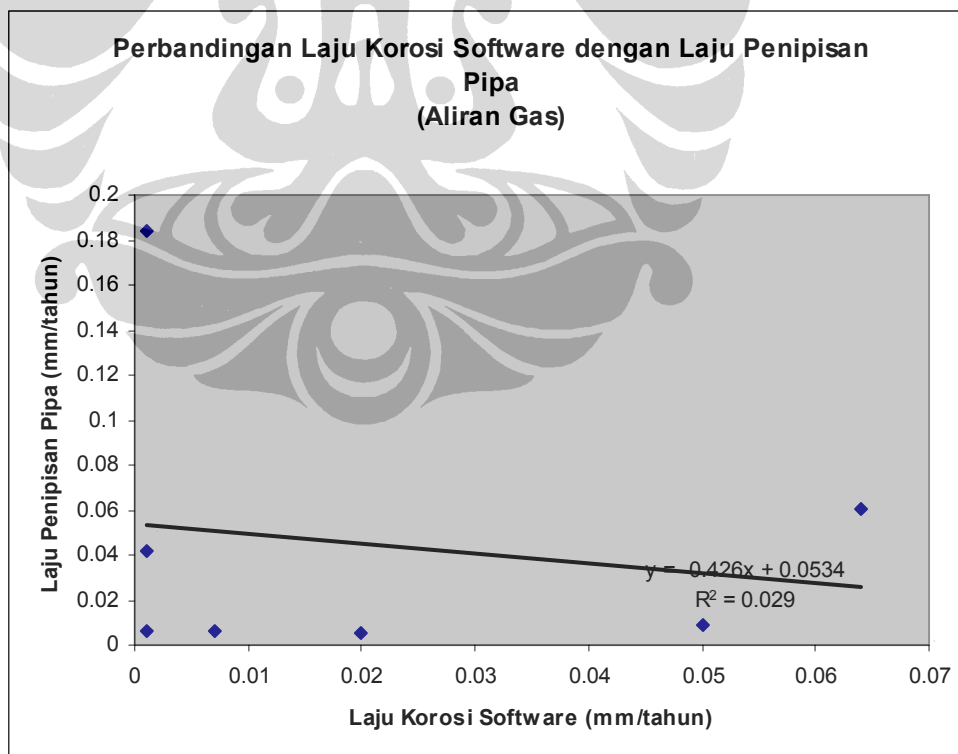
Hasil tersebut diatas menunjukkan bahwa hasil kalkulasi *software* lebih bisa merepresentasikan hasil laju penipisan dinding pipa pada pipa dengan aliran minyak. Hal ini menunjukkan kemungkinan besar kondisi korosi di dalam pipa dengan aliran minyak cenderung konstan dalam rentang waktu yang panjang.

5.3.3. Aliran Gas

Perbandingan antara hasil kalkulasi *software* dengan laju penipisan dinding pipa pada aliran gas menunjukkan hasil yang tidak jauh berbeda dengan hasil perbandingan pada aliran multifasa.

Tabel 5.10 Data hasil kalkulasi *software* dan laju penipisan dinding pipa pada aliran gas.

| Platform | Lokasi | Tanggal | Fluida | Hasil Kalkulasi dengan ECE | Laju Korosi UT |
|----------|----------------------|---------|--------|----------------------------|----------------|
| | | | | mm/tahun | mm/tahun |
| B1C | Gas OL V-400 | Dec-09 | Gas | 0.02 | 0.0052 |
| B1C | Gas from YA | Dec-09 | Gas | 0.064 | 0.0606 |
| B1C | Gas fom UWA | Dec-09 | Gas | 0.007 | 0.0061 |
| B2C | Gas outlet V-44-01-A | Dec-09 | Gas | 0.05 | 0.0087 |
| EC | MGL from EE | Feb-10 | Gas | 0.001 | 0.1842 |
| KLB | MGL to KLXB | Sep-09 | Gas | 0.001 | 0.0061 |
| LLB | MGL to LC | Jan-10 | Gas | 0.001 | 0.0418 |



Gambar 5.13 Perbandingan laju korosi hasil *software* dengan laju penipisan pipa pada aliran gas.

Hasil yang tidak korelatif tersebut lebih disebabkan oleh perbedaan sensitifitas antara *software* dengan hasil laju penipisan dinding pipa terukur, dimana parameter – parameter operasi yang diinputkan ke *software* diambil pada suatu waktu tertentu, sedangkan hasil laju penipisan dihasilkan dari hasil rata – rata penipisan yang terjadi dalam satu rentang waktu yang panjang. Pada pipa dengan aliran yang terdapat gas didalamnya ada kemungkinan jumlah gas dan gas ikutannya (seperti CO₂ dan H₂S) cenderung bervariasi, dimana hal ini menyebabkan serangan korosi yang tidak konstan sepanjang waktu.

5.4. Analisa Korosi pada Sampel Kupon

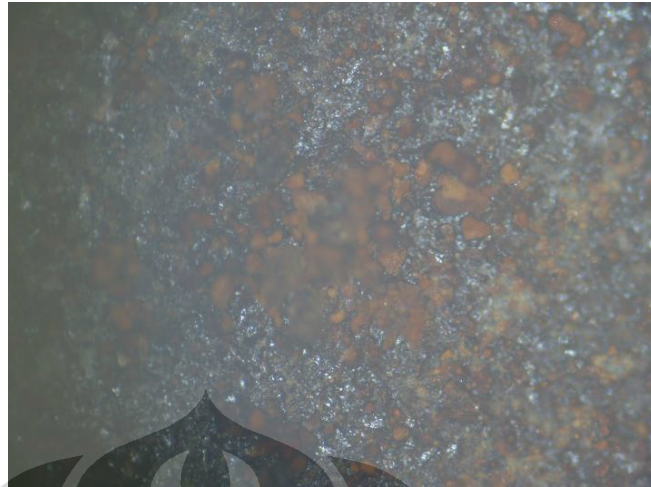
Laju korosi yang terjadi pada kupon, sangat terkait dengan mekanisme korosi yang terjadi, dimana perbedaan jenis korosi akan menyebabkan hasil laju korosi yang berbeda pula.

5.4.1. Sampel Kupon pada Aliran Multifasa

Sampel kupon diambil dari kupon yang ditempatkan di aliran multifasa dengan kandungan gas CO₂ yang diukur secara insitu sebesar 3 % dan 0,5 %. Kupon – kupon tersebut mengalami laju korosi secara berurutan sebesar 0,0335 mm/tahun dan 0,0012 mm/tahun. Foto makroskopi dari kupon terlihat seperti pada Gambar dibawah ini.



Gambar 5.14 Kupon pada CO₂ 3 % dengan laju korosi 0,0335 mm/tahun.
Perbesaran 100x.

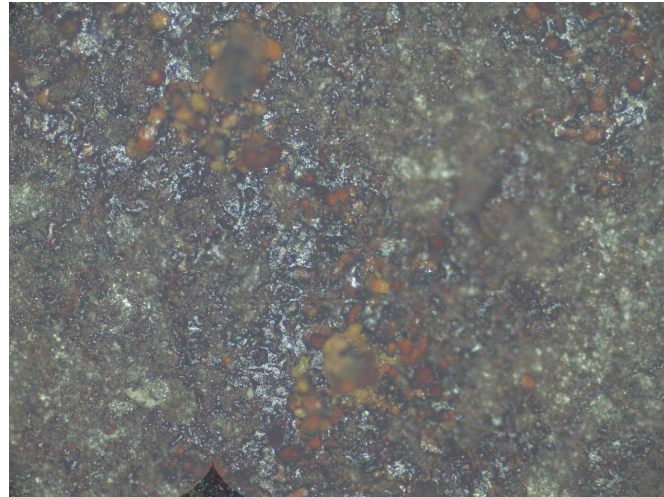


Gambar 5.15 Kupon pada CO₂ 0.5 % dengan laju korosi 0,0012 mm/tahun.
Perbesaran 100x.

Dari foto diatas, sekilas tidak tampak perubahan yang signifikan terhadap pola korosi yang terjadi pada kupon dengan laju korosi yang berbeda serta kandungan CO₂ yang terekspos juga berbeda pada pipa dengan aliran multifasa. Foto – foto diatas menunjukkan bahwa pola korosi yang terjadi adalah relatif sama yaitu kemungkinan akibat korosi CO₂ namun dengan intensitas yang berbeda, sehingga menghasilkan laju korosi yang berbeda pula. Perbedaan intensitas korosi ini, disebabkan oleh parameter – parameter operasional seperti suhu dan tekanan, kandungan gas korosif dan juga pola aliran fluida yang terjadi pada aliran fluida multifasa.

5.4.2. Sampel Kupon pada Aliran Minyak

Sampel kupon diambil dari kupon yang ditempatkan di aliran minyak dengan kandungan gas CO₂ yang diukur secara insitu sebesar 11 % dan 1%. Kupon – kupon tersebut mengalami laju korosi secara berurutan sebesar 0,0092 mm/tahun dan 0,0024 mm/tahun. Foto makroskopi dari kupon terlihat seperti pada Gambar dibawah ini.



Gambar 5.16 Kupon pada CO₂ 11 % dengan laju korosi 0,0092 mm/tahun.
Perbesaran 100x.



Gambar 5.17 Kupon pada CO₂ 1 % dengan laju korosi 0,0024 mm/tahun.
Perbesaran 100x.

Terlepas dari penempatan posisi atau letak kupon pada pipa, foto kupon diatas memperlihatkan bahwa perbedaan kandungan gas CO₂ yang signifikan pada aliran minyak tidak memberikan laju korosi yang juga berbeda secara signifikan. Laju korosi pada pipa aliran minyak lebih banyak dipengaruhi oleh mekanisme *self inhibiting* dari minyak tersebut, dimana jumlah minyak lebih dominan daripada jumlah air yang melewati pipa, sehingga mekanisme laju korosi CO₂ dipengaruhi sepenuhnya *opportunity* dari CO₂ untuk *dissolved* ke dalam air.

Faktor lain yang sangat berpengaruh adalah terkait dengan tekanan operasional dari sistem, dimana akan menentukan *partial pressure* dari CO₂. *Partial pressure* inilah yang akan menjadi *driving force* dari CO₂ untuk larut dalam air.

5.4.3. Sampel Kupon pada Aliran Gas

Sampel kupon diambil dari kupon yang ditempatkan di aliran gas dengan kandungan gas CO₂ yang diukur secara insitu sebesar 25 % dan 1%. Kupon – kupon tersebut mengalami laju korosi secara berurutan sebesar 0,0493 mm/tahun dan 0,0003 mm/tahun. Foto makroskopi dari kupon terlihat seperti pada Gambar dibawah ini.



Gambar 5.18 Kupon pada CO₂ 25 % dengan laju korosi 0,0493 mm/tahun.
Perbesaran 100x.



Gambar 5.19 Kupon pada CO₂ 1 % dengan laju korosi 0,0003 mm/tahun.

Perbesaran 100x.

Laju korosi kupon pada aliran gas sangat dipengaruhi oleh komposisi gas korosif yang ada. Namun demikian korosi yang terjadi disebabkan oleh adanya air dalam bentuk *free-water* yang terkondensasi dalam pipa tersebut. Foto kupon diatas menunjukkan korosi CO₂ dengan intensitas yang berbeda sehingga menghasilkan laju korosi yang berbeda juga.

Faktor lain yang sangat berpengaruh adalah terkait dengan tekanan operasional dari sistem, dimana akan menentukan *partial pressure* dari CO₂. *Partial pressure* inilah yang akan menjadi *driving force* dari CO₂ untuk larut dalam air.

BAB 6

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Dari penelitian yang telah dilakukan, didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil interpretasi kupon menunjukkan bahwa korosi pada sistem perpipaan minyak dan gas sangat tergantung terhadap kombinasi berbagai faktor yang berperan:
 - a. Suhu dan tekanan,
 - b. Persentasi gas CO₂/H₂S.
 - c. Kandungan atau komposisi dari air.
 - d. Jenis fluida dalam pipa (multifasa, minyak atau gas).
2. Perbandingan hasil penentuan laju korosi antara metode kupon dengan model atau *software* mempunyai hubungan yang linier.
3. Hasil regresi linier dari metode kupon dan permodelan dengan *software* pada pipa dengan aliran multifasa menghasilkan persamaan $Y = 0,0843X + 0,0104$ (X = laju korosi kupon dan Y = laju korosi hasil *software* (mm/tahun)), dengan koefisien korelasi sebesar 0,635.
4. Hasil regresi linier dari metode kupon dan permodelan dengan *software* pada pipa dengan aliran minyak menghasilkan persamaan $Y = 1,0804X - 0,027$ (X = laju korosi kupon dan Y = laju korosi hasil *software* (mm/tahun)), dengan koefisien korelasi sebesar 0,975.
5. Hasil regresi linier dari metode kupon dan permodelan dengan *software* pada pipa dengan aliran minyak menghasilkan persamaan $Y = 0,8123X + 0,0005$ (X = laju korosi kupon dan Y = laju korosi hasil *software* (mm/tahun)), dengan koefisien korelasi sebesar 0,6674.
6. Perbandingan laju korosi dari metode kupon dengan laju penipisan pipa mempunyai hubungan yang linier.
7. Hasil regresi linier dari metode kupon dan laju penipisan pipa pada aliran multifasa dan gas menunjukkan hubungan yang tidak korelatif.

8. Hasil regresi linier dari metode kupon dan laju penipisan pipa pada pipa dengan aliran minyak menghasilkan persamaan $Y = 6,1164X - 0.0255$ ($X =$ laju penipisan pipa dan $Y =$ laju korosi kupon (mm/tahun)), dengan koefisien korelasi sebesar 0,9986.
9. Hasil regresi linier antara kalkulasi *software* dengan laju penipisan pipa pada aliran multifasa dan gas menunjukkan hubungan yang tidak korelatif.
10. Hasil regresi linier antara kalkulasi *software* dengan laju penipisan pipa pada pipa dengan aliran minyak menghasilkan persamaan $Y = 0,1811X - 10^{-5}$ ($X =$ laju korosi *software* (mm/tahun) dan $Y =$ laju korosi kupon (mm/tahun)), dengan koefisien korelasi sebesar 0,9969.
11. Penempatan posisi kupon pada arah jam 6 atau jam 12 memberikan hasil yang lebih konsisten terhadap perbandingan laju korosi dengan metode kupon dan laju penipisan logam.

6.2 Saran.

1. Pemasangan kupon untuk mengukur laju korosi pada pipa minyak dan gas sebaiknya ditempatkan pada posisi jam 6 atau jam 12, untuk mendapatkan hasil yang lebih akurat dan representatif.

Daftar Pustaka

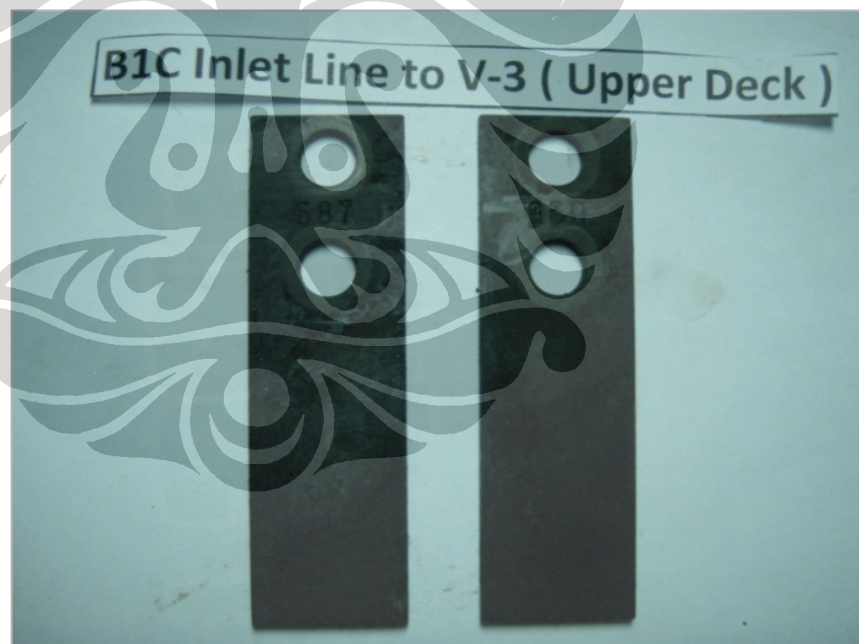
1. *Potential utilisation of Indonesia's Natuna Natural Gas Field via Methane Dry Reforming to Synthesis Gas*. **Thomas Suhartanto, Andrew P.E. York, Ahmad Hanif, Hamid Al-Megren and Malcolm L.H. Green**. 1-2, Houston : Catalysis Letter, 2001, Vol. 71.
2. *Microstructure Analysis of Coupons Exposed to Carbon Dioxide Corrosion in Multiphase Flow*. **J. K. Heuer and J. F. Stubbins**. 566, Houston : NACE Conference 1998, 1998, Vol. Corrosion 54.
3. *Carbon Dioxide Corrosion in Wet Gas Annular Flow at Elevated Temperature*. **Y. Sun, T. Hong, and C. Bosch**. 11, Houston : NACE, 2003, Vol. Corrosion 59.
4. *API 570 - Inspection, Repair, Alteration and Re-rating of In-service Piping System. 2nd Edition*. **Institute, American Petroleum**. Houston : American Petroleum Institute, 1998.
5. **Institute, American Petroleum**. API Recommended Practice 579. . *Fitness for Service*. Houston : API, 2000. Vol. 579.
6. *Prediction of Carbonic Acid Corrosion in Natural Gas*. **C. De Waard, D. E. Milliams**. Houston : NACE, 1975.
7. *A Mechanistic Model for Carbon Dioxide Corrosion of Mild Steel in the Presence of Protective Iron Carbonate – Part 1, 2, 3*. **Nesic, S, K – L J. Lee**. 7, Columbus : NACE, 2003, Vol. CORROSION JOURNAL VOL. 59 .
8. *Carbon Dioxide Corrosion in Oil and Gas Production – A* . **Kermani, Morshed**. 8, Houston : NACE, 2003, Vols. CORROSION JOURNAL – Vol 59.
9. **Bardal, Einar**. *Corrosion and Protection*. Trondheim : Springerlink, 2003. 1-85233-758-3.
10. **Fontana, Mars G**. *Corrosion Engineering, 3rd Edition*. Houston : McGraw-Hill, 1986.
11. **Jones, Denny A**. *Handbook of Corrosion*. Singapore : Prentice Hall, 1997.

12. NTNU Trondheim - Norway. *CORROSION MANAGEMENT*. Presented by: Professor Roy Johnsen. [Online] October 11, 2004. [Cited: July 5, 2010.] <http://www.ivt.ntnu.no/ipm/und/fag/TMM4170/Forelesningsnotater/16.11.2004%20Corrosion%20Management.pdf>.
13. NACE. NACE RP 0775. Preparation and Installation of Corrosion Coupons and Interpretation of Test Data in Oil Field Operations. Columbus : NACE, 2003.
14. *The Application of Corrosion Prediction Model to The Design and Operation of Pipeline*. Sergio D. Kapusta and Bernardus F.M. Pots, Ian Rippon . Columbus : NACE, 2004, Vol. Corrosion 2004.
15. Piron, Dominique L. *The Electrochemistry of Corrosion*. Houston : NACE, 1991.
16. *Corrosion in Multiphase Flow Containing* . Bruce Brown, Kun-Lin Lee, Srdjan Nesic. 8, Columbus : NACE, 2003, Vol. Corrosion Journal Vol. 59.
17. *Carbon Dioxide Corrosion in Wet Gas Annular Flow at Elevated Temperature*. NACE Conference 1998. 5, Houston : NACE Conference 2003, 2003, Vol. Corrosion 59.
18. ASTM. ASTM G4 Conducting Corrosion Coupon Tests in Field Application.. Ohio : ASTM, 2001.

Lampiran 1 Sampel Kupon Korosi



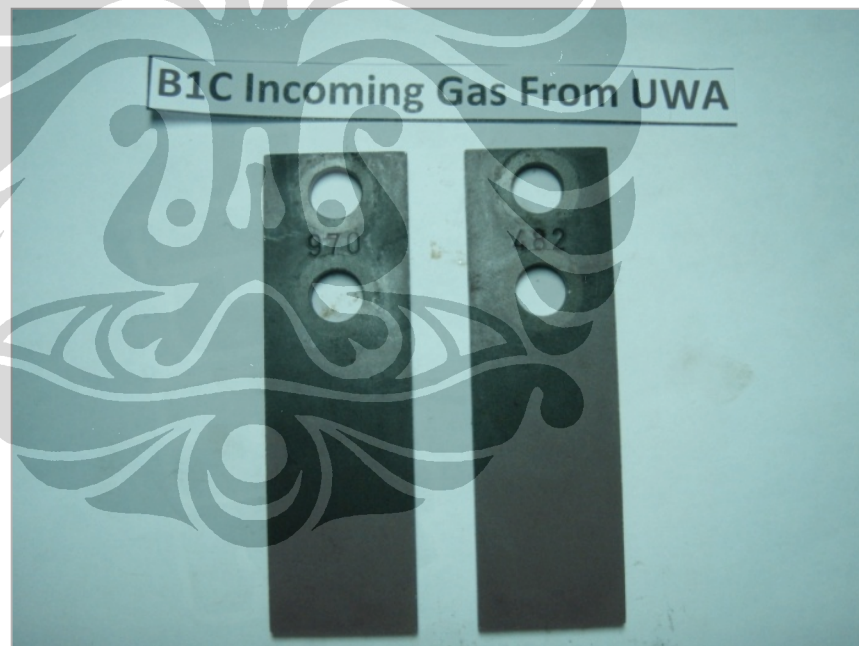
Gambar A.1. Sampel kupon 1



Gambar A.2. Sampel kupon 2



Gambar A.3. Sampel kupon 3



Gambar A.4. Sampel kupon 5



Gambar A.5. Sampel kupon 5



Gambar A.6. Sampel kupon 6



Gambar A.7. Sampel kupon 7



Gambar A.8. Sampel kupon 8



Gambar A.9. Sampel kupon 9



Gambar A.10. Sampel kupon 10