

**ANALISIS LAJU KOROSI PADA PIPA-PIPA LAPANGAN JATIBARANG  
DITINJAU DARI AIR FORMASI SPU-A PT PERTAMINA EP REGION  
JAWA**

**LAPORAN PRAKTIK KERJA LAPANGAN**

**Oleh : SORAYA**

**ZAHRA**

**0606110330**



**PROGRAM DIPLOMA 3 KIMIA TERAPAN**

**DEPARTEMEN KIMIA**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM**

**UNIVERSITAS INDONESIA**

**DEPOK**

**2009**

## LEMBAR PENGESAHAN

### “Analisis Laju Korosi Pipa-pipa Lapangan Jatibarang Ditinjau Dari Air Formasi SPU-A PT Pertamina Region Jawa”

Tempat : Laboratorium Teknik Reservoir PT Pertamina Region Jawa

Nama Mahasiswa : Soraya Zahra

Tanggal Mulai PKL : 1 Mei 2009

Tanggal Selesai PKL : 29 Mei 2009

Telah diperiksa dan disetujui,

Pembimbing I,

Pembimbing II,

Aminatul Iffah, ST

Drs. Sultan Badjri, M.Si

## KATA PENGANTAR

Bismillah hirrahman irrahim,

Dengan mengucapkan alhamdulillah rabbil 'alamin, penulis memanjatkan puji syukur yang tak terhingga kepada Allah SWT serta para Rasul-Nya, karena berkat rahmat dan karunia-Nya penulis diberikan kesabaran dan petunjuk sehingga dapat menyelesaikan tugas akhir ini.

Tugas akhir yang berupa laporan praktik kerja lapangan ini merupakan salah satu persyaratan kelulusan pada program diploma 3 jurusan kimia terapan FMIPA UI. Penyusunan laporan praktik kerja lapangan ini berdasarkan hasil praktik kerja lapangan yang dilakukan di Laboratorium Teknik Reservoir PT Pertamina EP Region Jawa dengan judul “Analisis Laju Korosi Pada Pipa-pipa Lapangan Jatibarang Ditinjau Dari Air Formasi Pada SPU-A”.

Berbagai bantuan dan manfaat serta pengalaman telah diperoleh penulis selama praktik kerja lapangan dan penyusunan laporan ini. Oleh karena itu, penulis mengucapkan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya, antara lain kepada :

1. Kedua orang tua yang tercinta, rasa terima kasih yang tulus dan mendalam penulis haturkan untuk ibu yang dengan kesabaran dan ketulusannya memberikan semangat dan kepercayaan kepada penulis, serta ayah yang insya Allah merasakan kebanggaan yang luar biasa ini dari surga-Mu, amin.

2. Saudara-saudaraku tersayang : Mbak Sofie, Mas Donny, Mbak Rahma, Mas Iwan, Mbak Sari, Mas Rizaq, Kamal. Terima kasih atas cinta dan kasih sayangnya yang selalu dapat membuka hati dan pikiran penulis untuk tetap memberikan yang terbaik untuk keluarga.
3. Ibu Aminatul Iffah, ST dan Bapak Drs. Sultan Badjri, M.Si, selaku pembimbing yang telah sabar meluangkan waktu dan pikiran serta banyak memberikan solusi mengenai pelbagai permasalahan dalam penyelesaian tugas akhir ini.
4. *Laboratorium Teknik Reservoir Team* (Pak Tata, Mbak Endah, Mbak Diah, Mbak Yuyun, Mbak Ika, Pak Ade, Pak Heri, Pak Harsiman, Mas Anto, Pak Sugina, Mas Yudi, Mas Dadang). Terima kasih atas ilmu dan kesempatan untuk terus mempelajari hal-hal baru dalam dunia kerja yang sangat berkesan. Kultur kekeluargaan yang begitu terasa membuat penulis begitu nyaman menimba ilmu serta mengasah kemandirian, keberanian, dan kepercayaan diri disana.
5. Teman-teman PT Pertamina EP Region Jawa ( Mas Safri, Bapak Jurit, Mbak Mona, Mbak Putri, Mas Evan, Mas Wahyu, Mas Nasrudin, Mas Idris, Mas Sugeng (ELNUSA) ).
6. Bapak Drs. Riswiyanto, M.Si selaku ketua program studi diploma 3 departemen kimia terapan FMIPA UI atas arahan dan bimbingannya.
7. Ibu Drs. Widyastuti, M.Si selaku Pembimbing Akademik saya selama berkuliah di kimia terapan FMIPA UI.

8. Sahabat-sahabat baikku, angels : Ayu, Nadia, Indri, Shufi, Anggy, Dini, Ashri, Esza, Najma, Vines. Terima kasih atas dukungan dan kasih sayangnya yang telah diberikan sehingga setiap fluktuasi emosi yang hadir begitu bermakna dan insya Allah lebih mendewasakan penulis.
9. Teman-teman Metalurgi dan Material FT UI : Chadut, Nduy, Dika, Yudha, Syarif, terima kasih atas diskusi dan kesabaran menjawab pertanyaan-pertanyaan penulis.
10. Keluarga besar mahasiswa Jurusan Kimia Terapan FMIPA UI angkatan 2006 atas kebersamaan, kepercayaan, dan nilai-nilai kebaikan lain yang tidak dapat penulis ungkapkan satu per satu.

Penulis menyadari bahwa isi dari tugas akhir ini masih jauh dari kesempurnaan mengingat keterbatasan ilmu dan waktu. Semoga tugas akhir ini dapat bermanfaat dan memberi wawasan kepada semua pembaca. Amin.

Depok, Juni 2009

Penulis

## ABSTRAK

PROGRAM D3 KIMIA TERAPAN

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

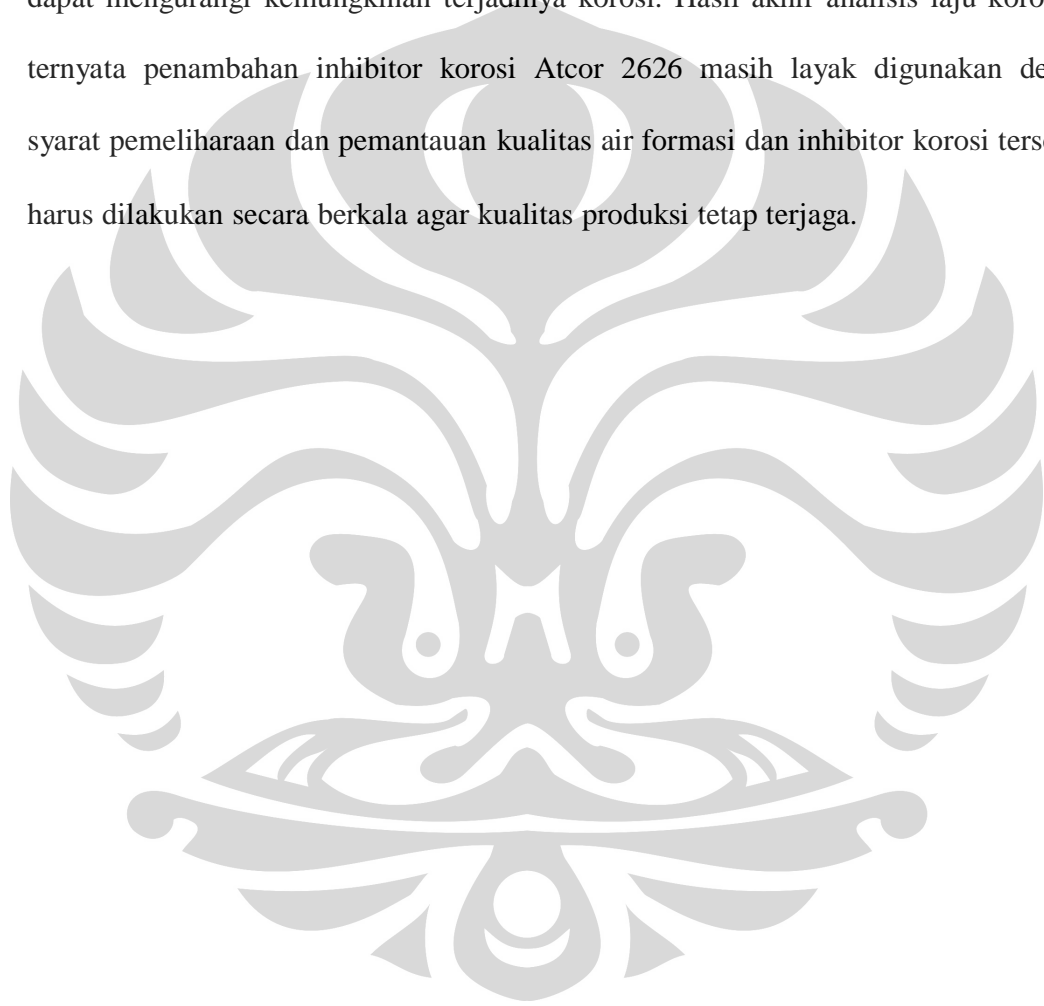
UNIVERSITAS INDONESIA

DEPOK, 2009

Korosi sering ditemukan pada pipa-pipa SPU-A lapangan Jatibarang. Salah satu cara penanggulangan masalah tersebut yaitu dengan penambahan inhibitor korosi dengan cara injeksi. Dosis inhibitor yang telah digunakan kurang efektif mengatasi masalah korosi tersebut sehingga diperlukan penambahan dosis inhibitor. Analisis masalah tersebut lebih rinci ditinjau dari air formasi yang terdapat pada lapangan tersebut. Adapun analisis yang dilakukan diantaranya analisis kupon korosi, analisis air formasi dan analisis kandungan Fe pada air formasi SPU-A.

Pada analisis kupon korosi dilakukan menggunakan inhibitor korosi Atcor 2626 PT Sasfindo. Variasi dosis yang telah diberikan ternyata menunjukkan hasil yaitu dosis yang efektif sebesar 1000 ppm. Hal tersebut dapat diketahui dari data laju korosi yang didapatkan paling kecil pada dosis tersebut. Sedangkan analisis air formasi dilakukan untuk mengetahui nilai SI (*Solubility Indeks*). Menurut hasil yang diperoleh air formasi pada SPU-A cenderung menyebabkan korosi dibandingkan kerak. Hal tersebut dapat diketahui dari nilai SI yang bertanda negatif.

Analisis Fe dilakukan untuk mengetahui pengaruh penambahan inhibitor korosi terhadap kandungan Fe pada air formasi SPU-A. Dari hasil yang diperoleh, penambahan inhibitor korosi Atcor 2626 dapat mengurangi kandungan Fe sehingga dapat mengurangi kemungkinan terjadinya korosi. Hasil akhir analisis laju korosi ini ternyata penambahan inhibitor korosi Atcor 2626 masih layak digunakan dengan syarat pemeliharaan dan pemantauan kualitas air formasi dan inhibitor korosi tersebut harus dilakukan secara berkala agar kualitas produksi tetap terjaga.



## DAFTAR ISI

	Halaman
Kata Pengantar.....	iii
Abstrak.....	vi
Daftar Isi.....	vii
Daftar Tabel.....	x
Daftar Gambar.....	xi
Daftar Grafik.....	xii
Daftar Lampiran.....	xiii
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang Praktik Kerja Lapangan (PKL).....	1
1.2 Waktu dan Tempat Praktik Kerja Lapangan .....	2
1.3 Tujuan Praktik Kerja Lapangan .....	2
<b>BAB II INSTITUSI TEMPAT PKL</b>	
2.1 Pelaksanaan Praktek Kerja Lapangan .....	5
2.2 Sejarah Perusahaan .....	5
2.2.1 Era Paradigma Baru Pertamina E & P Karang Ampel .....	6
2.2.2 Daerah Operasi Hulu Cirebon .....	8
2.2.3 Daerah Operasi Hulu Jawa Bagian Barat .....	8
2.2.4 PT. PERTAMINA (Persero) .....	8



2. 2. 5	PT PERTAMINA EP Region Jawa	9
2. 3	Visi dan Misi	10
2. 3. 1	Tujuan	10
2. 3. 2	Budaya Perusahaan (3K)	10
2. 3. 3	Tata Nilai Unggulan	11
2. 3. 4	Kegiatan PT Pertamina EP Region Jawa	11
2. 3. 5	Teknologi Perusahaan	11
2. 3. 6	Tugas dan Tanggungjawab PT Pertamina	12
<b>BAB III PEMBAHASAN</b>		
3. 1	Waktu dan Tempat Pelaksanaan PKL	13
3. 2	Tinjauan Pustaka	13
3. 2. 1	KOROSI	14
3. 2. 2	Mekanisme Korosi	15
3. 2. 3	Jenis Korosi	16
3. 2. 4	Tempat-Tempat Terjadinya Korosi Pada Produksi Minyak	20
3. 2. 5	Tipe korosi di Lapangan Minyak	22
3. 2. 6	Air Formasi	25
3. 3	Pengukuran dan Perhitungan	27
3. 3. 1	Analisa Air Formasi	27
3. 3. 2	Uji Spesifik Bahan Kimia Inhibitor Korosi	37
3. 3. 3	Analisis Kupon Korosi	39
3. 4	Hasil dan Pembahasan	41

3. 4. 1	Latar Belakang Analisis .....	41
3. 4. 2	Pengujian Efektifitas Inhibitor Korosi Atcor 2626 .....	42
3. 4. 2. 1	Uji Spesifikasi .....	42
3. 4. 2. 2	Uji Daya Guna .....	44
3. 4. 3	Evaluasi Analisis Yang Dilakukan .....	45
3. 4. 3. 1	Analisis Kadar Fe .....	45
3. 4. 3. 2	Analisis Air Formasi .....	47
3. 4. 4	Penanganan Korosi Pada Pipa-Pipa Lapangan Jatibarang .....	48
3. 5	Kesimpulan .....	52
<b>BAB IV PENUTUP</b>		
4. 1	Kesimpulan.....	54
4. 2	Manfaat PKL .....	55
4. 2	Saran.....	55
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....		56
Lampiran.....		57

## DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Perhitungan Kadar $\text{HCO}_3^-$ , $\text{CO}_3^{2-}$ , $\text{OH}^-$ .....	31
Tabel 3. 2 Uji Spesifik Inhibitor Korosi Atcor 2626 Pada Tanggal 18 Mei 2009.....	42
Tabel 3. 3 Uji Spesifik Inhibitor Korosi Atcor 2626 Pada Tanggal 2 Mei 2008.....	43
Tabel 3. 4 Analisa Laju Korosi Menggunakan Kupon Korosi.....	44
Tabel 3. 5 Hubungan Kadar Fe dengan Dosis Atcor 2626.....	46
Tabel 3.6 Hubungan Kadar Fe Dengan Dosis Inhibitor Korosi Atcor 2626 Pada Tahun 2008.....	46

## Daftar Gambar

Gambar 3. 1 <i>Downhole Corrosion</i> .....	21
Gambar 3. 2 <i>uniform corrosion</i> .....	23
Gambar 3.3 korosi erosi .....	24
Gambar 3. 4 <i>Galvanic Corrosion</i> .....	24
Gambar 3. 5 <i>crevice corrosion</i> .....	25
Gambar 3. 6 <i>Klam</i> .....	26
Gambar 3. 7 <i>Dubling</i> .....	49
Gambar 3. 8 Kerusakan Pipa .....	49
Gambar 3. 9 Proses Penyisipan Pipa .....	50
Gambar 3. 10 Proses Penggantian Pipa Baru .....	51

## DAFTAR GRAFIK

Grafik 3. 1 Hubungan Laju Korosi dengan Konsentrasi.....	45
Grafik 3. 2 Hubungan Kadar Fe dengan Konsentrasi Atcor 2626.....	47



# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang Praktik Kerja Lapangan (PKL)**

Program Diploma 3 Kimia Terapan FMIPA UI merupakan salah satu program studi yang berdiri sejak tahun 1992 merupakan salah satu program studi yang mempelajari ilmu kimia dan aplikasinya dalam bidang penelitian dan perindustrian yang memiliki visi dan misi yakni mewujudkan lulusan yang terampil, berkualitas di bidang kimia serta menjadi pusat unggulan dalam pendidikan ahli madya dalam mendukung pembangunan industri. Kemajuan ilmu dan teknologi dewasa ini menuntut mahasiswa untuk selalu mengikuti dan tanggap terhadap segala perubahan dan perkembangan yang terjadi untuk membentuk menjadi sumber daya unggul. Sumber daya unggul merupakan tenaga kerja yang siap pakai dan menjunjung tinggi profesionalitas. Maka dari itu praktik kerja lapangan ini menjadi salah satu syarat kelulusan dari kurikulum Diploma 3 Kimia Terapan FMIPA UI.

Ilmu-ilmu yang didapatkan pada perkuliahan merupakan ilmu yang sifatnya teoritis. Hal tersebutlah yang melatarbelakangi perlunya kami mengimplementasikannya dalam dunia nyata, yang dalam tahap pendidikan Diploma dilakukan dengan kegiatan Kerja Praktek. Kerja Praktek ini diharapkan dapat memberikan kesempatan kepada mahasiswa untuk mempersiapkan diri dengan berbagai macam pengalaman sebelum terjun ke dunia industri selepas studinya kelak.

Dalam bidang industri, khususnya industri kimia, mahasiswa diharapkan menjadi analis yang terdidik, terlatih dan terampil serta mampu meningkatkan keterampilan kerjanya sehingga memiliki akurasi dan presisi yang tinggi dalam menggunakan prosedur, metode, maupun pengoperasian alat. Hal tersebut dapat dijadikan modal bagi para lulusannya untuk memasuki dunia kerja. Hasil yang diperoleh selama praktek kerja lapangan dituangkan dalam bentuk Laporan Praktik Kerja Lapangan. Dalam penyusunannya dibutuhkan pengamatan, penelitian, serta aplikasi langsung terhadap sample yang diambil secara representatif. Selain itu juga diperlukan literature, referensi, dan berbagai sumber dasar teori yang berhubungan dengan laporan tersebut dan dapat dipertanggungjawabkan.

### **1.2 Waktu dan Tempat Praktik Kerja Lapangan**

Praktik Kerja Lapangan ini dilaksanakan pada :

Periode : 1 Mei – 29 Mei 2009

Tempat : Laboratorium Teknik Reservoir PT PERTAMINA EP Region Jawa

Alamat : Jalan Raya Mundu Indramayu

### **1.3 Tujuan Praktik Kerja Lapangan**

Adapun tujuan-tujuan dari diadakannya praktik kerja lapangan ini antara lain :

Tujuan untuk mahasiswa :

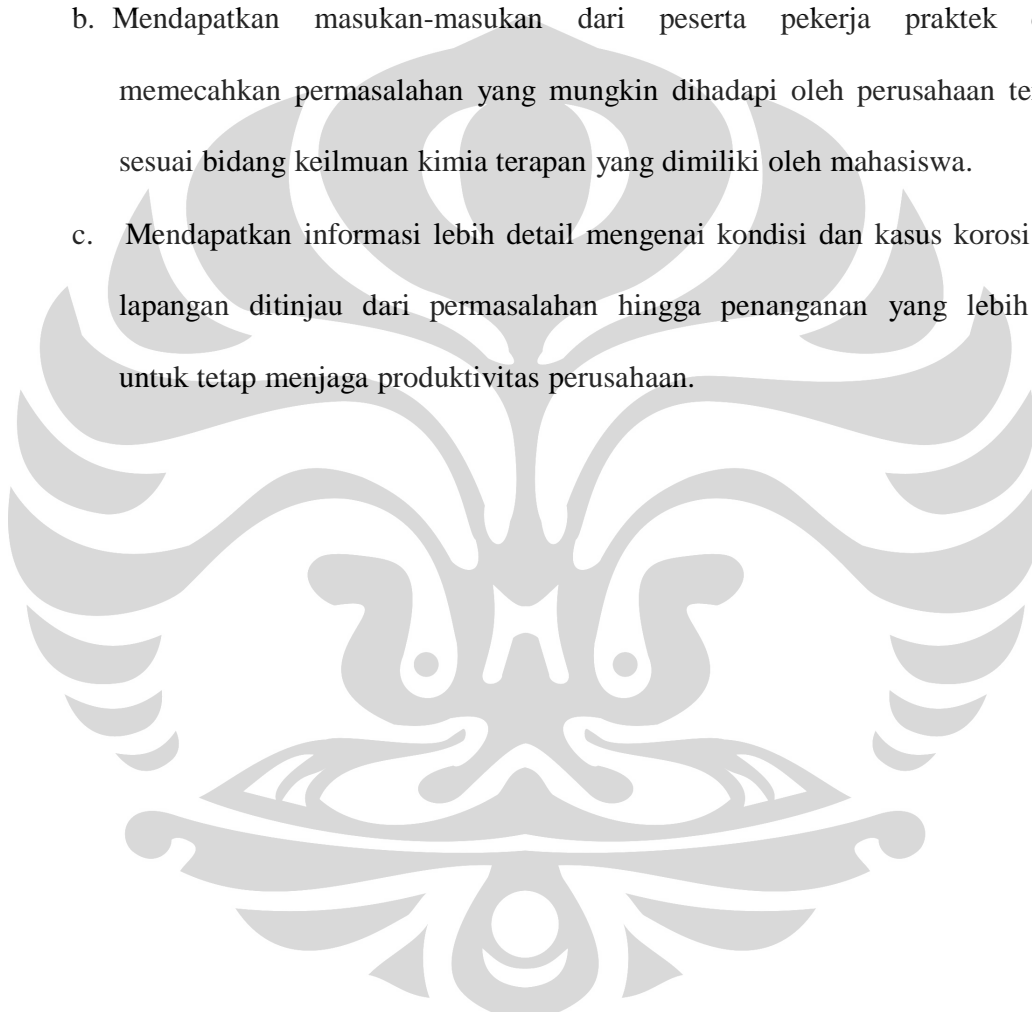
- a. Mengenalkan mahasiswa pada aspek-aspek dalam lapangan kerja seperti struktur organisasi, asosiasi usaha, manajemen usaha dan lain-lain.

- b. Meningkatkan dan memperluas keterampilan yang dapat membentuk kreativitas sebagai bekal untuk memasuki lapangan kerja yang sesuai dengan program studi.
- c. Mempelajari keadaan lapangan dan kasus korosi yang terjadi pada suatu lapangan serta menganalisis penyebab dan solusi yang paling tepat untuk menanggulangnya.
- d. Mengembangkan misi program Diploma 3 Kimia Terapan FMIPA UI sebagai penghasil lulusan tenaga professional menengah yang terampil dan berkualitas dalam mengevaluasi mutu secara kimiawi terhadap berbagai bahan baku dan produk suatu industri serta menjadi pusat unggulan dalam pendidikan ahli madya dalam mendukung pembangunan industri.
- e. Merealisasikan kurikulum program Diploma 3 Kimia Terapan FMIPA UI
- f. Mengetahui, memahami, dan mempelajari permasalahan dengan bekal ilmu kimia yang telah didapatkan pada masa perkuliahan dapat yang diterapkan pada PT Pertamina EP.
- g. Menjalankan kewajiban tugas praktik kerja lapangan dari Fakultas MIPA Universitas Indonesia yang merupakan salah satu persyaratan untuk kelulusan dengan bobot 4 sks.

Tujuan untuk Perusahaan :



- a. Sebagai salah satu sarana pertimbangan bagi perusahaan dalam hal penilaian kualitas mahasiswa yang pada akhirnya berhubungan pada penerimaan tenaga kerja baru yang *fresh graduate*.
- b. Mendapatkan masukan-masukan dari peserta pekerja praktek dalam memecahkan permasalahan yang mungkin dihadapi oleh perusahaan tersebut sesuai bidang keilmuan kimia terapan yang dimiliki oleh mahasiswa.
- c. Mendapatkan informasi lebih detail mengenai kondisi dan kasus korosi suatu lapangan ditinjau dari permasalahan hingga penanganan yang lebih tepat untuk tetap menjaga produktivitas perusahaan.



## **BAB II**

### **INSTITUSI TEMPAT PKL**

#### **2.1 Pelaksanaan Praktek Kerja Lapangan**

Nama Institusi : Laboratorium Migas Teknik Reservoir PT Pertamina EP  
Region Jawa  
Lokasi : Jalan Mundu Indramayu

#### **2.2 Sejarah Perusahaan**

Dalam perjalanan sejarah bangsa Indonesia minyak bumi memiliki peran yang penting dan strategis. Peran penting ini dalam hal ini karena migas menyangkut hajat hidup orang banyak dan strategis karena migas merupakan sumber energi bagi kegiatan ekonomi nasional, disamping sebagai sumber daya devisa negara yang secara keseluruhan terkait langsung dengan pertahanan dan keamanan nasional.

PERTAMINA merupakan Badan Usaha Milik Negara yang ditugaskan pemerintah untuk mengelola kegiatan minyak dan gas bumi di Indonesia. Terbentuknya PERTAMINA berlangsung melalui proses yang panjang yang tidak terlepas dari semangat perjuangan bangsa. Perusahaan ini melakukan beberapa penyelidikan antara lain :

- a. Geologi lapangan di daerah Purwakarta, Cirebon, Karawang dan Subang tahun 1910-1942.
- b. Gaya berat lapangan di daerah Karawang, Bekasi, Indramayu, Purwakarta, Cirebon dan Majalengka sekitar tahun 1928.
- c. Pemboran eksplorasi di daerah Indramayu, Karawang dan Majalengka sekitar tahun 1932-1941.

Setelah Proklamasi Kemerdekaan RI 17 Agustus 1945, daerah perminyakan di Jawa di kuasai oleh Perusahaan Tambang Minyak Nasional (PTMN) yang berkedudukan di Cepu Jawa Tengah. Ditahun 1948 PTMN berubah menjadi PTMRI (Perusahaan Tambang Minyak Republik Indonesia) dan kembali dikuasai Belanda hingga tahun 1960. Tahun 1961 dengan Peraturan Pemerintah No. 199/1961 didirikan PN Permigan, untuk mengurus kegiatan perminyakan di Jawa. Dari tahun 1962 Permigan mulai merehabilitir sumur-sumur di lapangan Randegan, Bongas Majalengka. Kantor lapangan Randegan pada waktu itu berkedudukan di Bongas Kabupaten Majalengka di kenal dengan istilah Kantor Daerah Administrasi Wilayah Cirebon.

### **2. 2. 1 Era Paradigma Baru Pertamina E & P Karang Ampel**

Struktur Organisasi UEP III yang bercirikan padat karya, alur birokrasi yang panjang dan pola usaha yang cost center dan telah berjalan selama Pembangunan Jangka Panjang Tahap I tentu tidak akan mampu lagi untuk mempertahankan kelangsungan dan pengembangan usaha dimasa mendatang. Mulai Jawa Barat hingga Timor-Timur. Untuk menghadapi tantangan masa depan dan meningkatkan kinerja perusahaan maka Pertamina melakukan program restrukturisasi melalui Surat Keputusan Direksi No. 070 tanggal 11 Mei 1994 dilakukan upaya pembenahan organisasi diseluruh unit dan daerah kerja Pertamina. Program restrukturisasi ini merupakan salah satu rangkaian dari scenario menuju perusahaan minyak dan gas yang berkelas dunia (world class oil and gas company). Salah satu realisasinya sejak 1 April 1995 Pertamina Unit EP III berubah menjadi Pertamina E dan P Karangampel.

Semula kegiatan Unit Eksplorasi & Produksi III menyebar di 9 (sembilan propinsi) mulai Jawa Barat hingga Timor-Timur berubah menjadi di Jawa Barat dan sebagian Jawa Tengah dan Jawa Timur. Organisasi menjadi lebih ramping, pola usaha dari cost centre menjadi profit center dan lebih menghargai waktu, disamping itu pula Lapangan Produksi Migas Karangampel ditiadakan dan dilebur menjadi bagian langsung dari PERTAMINA E dan P Karangampel yang sampai saat ini berkedudukan di Cirebon. Pertamina Lapangan Produksi Migas Cepu semula dibawah Pertamina UEP III dirubah menjadi Pertamina E dan P Cepu dan Pertamina Lapangan Kamojang menjadi Pertamina Area Pabum Kamojang.

### **2. 2. 2 Daerah Operasi Hulu Cirebon**

Pada 1 April 1999 adalah hari yang bersejarah bagi Direktorat EP sebagai Business Group yang paling siap mengimplementasikan SBU (Strategic Business Unit). Menghadapi hal tersebut maka OEP Karangampel merupakan salah satu Unit Profit centre perlu mempersiapkan diri secara seksama menyambut era dimaksud. Berdasarkan surat edaran General Manager Pertamina Daerah Operasi Hulu Cirebon No. E-001/D4000/2001-S0 tanggal 19 Maret 2001, sebutan Daerah Operasi Hulu Karangampel berubah menjadi Daerah Operasi Hulu (DOH) Cirebon.

### **2. 2. 3 Daerah Operasi Hulu Jawa Bagian Barat**

Setelah menyandang sebutan organisasi Daerah Operasi Hulu Cirebon selama sembilan bulan sejak 19 Maret 2001, maka berdasarkan surat keputusan Direktur Hulu PERTAMINA No. 002/D0000/2002-S0 tanggal 25 Januari 2002 sebutan organisasi Pertamina Daerah Operasi Hulu (DOH) Cirebon berubah menjadi PERTAMINA DAERAH OPERASI HULU JAWA BAGIAN BARAT (DOH JBB).

### **2. 2. 4 PT. PERTAMINA (Persero)**

PERTAMINA sebagai Badan Usaha Milik Negara yang didirikan dengan UU No.8/1971, karena adanya perubahan dilingkungan global yang mempengaruhi kegiatan usaha terutama dalam dunia perminyakan di Indonesia, maka PERTAMINA harus berubah menjadi satu perusahaan yang berentitas bisnis murni. Sesuai UU No.22/2001 tanggal 23 Nopember 2001 tentang Migas merupakan titik awal perubahan Status Hukum Pertamina dari BUMN dialihkan bentuknya menjadi Perusahaan Perseroan (Persero) dengan nama PT. PERTAMINA (Persero) melalui PP no. 31 tahun 2003. Seluruh ketentuan PERTAMINA termasuk struktur organisasi, pedoman dan tata kerja serta hal-hal lain yang berkaitan dengan pelaksanaan tugas dan tanggung jawab PERTAMINA sepanjang tidak bertentangan dengan PP tersebut dinyatakan tetap berlaku sampai ditetapkan ketentuan baru oleh Perusahaan dan sebutan untuk organisasi PT. PERTAMINA (Persero) Daerah Operasi Hulu Jawa Bagian Barat.

#### **2. 2. 5 PT PERTAMINA EP Region Jawa**

Sejak 17 September 2005 PERTAMINA DAERAH OPERASI HULU JAWA BAGIAN BARAT (DOH JBB) berubah nama menjadi PERTAMINA EP Region Jawa.

## 2.3 Visi dan Misi

Visi:

*“TO BE A LEADER”*

Misi :

Melaksanakan kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi di wilayah Region Jawa.

### 2.3.1 Tujuan

1. Menjadi unit usaha yang kuat dan sehat
2. Menghasilkan keuntungan bagi stakeholders
3. Berprestasi setara dengan perusahaan sejenis yang terbaik.
4. Dalam melaksanakan usaha selalu berdasarkan nilai unggulan

### 2.3.2 Budaya Perusahaan (3K)

1. Kejujuran.
2. Komitmen.
3. Kebersamaan.

### **2.3.3 Tata Nilai Unggulan**

1. Berstandar International
2. Berwawasan lingkungan yang terintegrasi dalam setiap kegiatan
3. Menumbuhkan kebanggaan dan mengembangkan profesionalisme pekerja.

### **2.3.4 Kegiatan PT Pertamina EP Region Jawa mempunyai 3 tujuan utama yaitu :**

1. Pengembangan cadangan-cadangan baru minyak mentah dan gas.
2. Produksi gas untuk memenuhi perjanjian kebutuhan konsumen-konsumen industri strategis di Jawa Barat dan Jawa Timur
3. Pelaksanaan dengan biaya serendah mungkin

### **2.3.5 Teknologi Perusahaan**

Teknologi yang dilakukan dalam perusahaan minyak bumi dan gas di PT PERTAMINA EP Region Jawa antara lain :

- Teknologi penginderaan dibawah permukaan bumi yang dapat mengetahui keberadaan/ akumulasi minyak bumi.



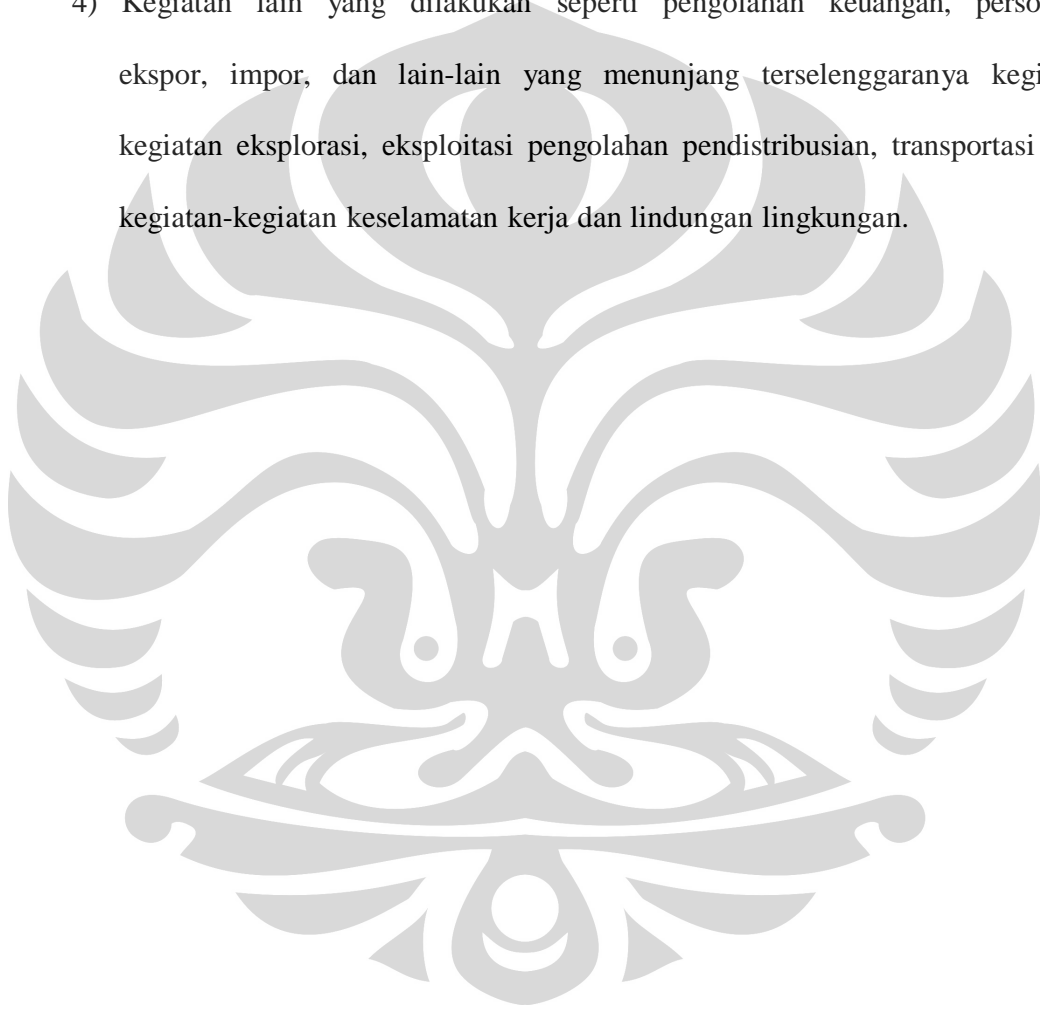
- Teknologi pengeboran untuk menghubungkan tempat terakumulasinya minyak bumi dan permukaan.
- Teknologi memproduksi/ mengangkat minyak bumi ke permukaan.
- Teknologi produksi tahap lanjut untuk memproduksi minyak sisa yang tidak dapat diproduksi minyak sisa yang tidak dapat diproduksi minyak sisa yang tidak dapat diproduksi secara konvensional.

### **2.3.6 Tugas dan Tanggungjawab PT Pertamina**

Berdasarkan keputusan Presiden No.22 Tahun 1981 dan Keputusan Presiden No. 45 Tahun 1991, Pertamina juga bertugas untuk mengusahakan kegiatan eksplorasi, eksploitasi serta distribusi panas bumi, hal ini berarti bahwa tugas dan tanggungjawab PT PERTAMINA meliputi :

- 1) Kegiatan Eksplorasi dan Produksi berupa upaya-upaya menemukan lokasi yang berpotensi bagi penambangan minyak bumi, gas bumi, panas bumi, baik yang berada di wilayah pertambangan daratan maupun lepas pantai (laut), memproduksinya menjadi bahan baku, minyak mentah, gas dan panas bumi.
- 2) Kegiatan Pengolahan berupa upaya memurnikan, menyuling, mengolah minyak bumi dan gas bumi menjadi bahan bakar minyak dan bahan bakar gas serta produk-produk bukan bahan bakar minyak.

- 3) Kegiatan pendistribusian berupa upaya menampung, menimbun, menyimpan, mendistribusikan serta mengangkut bahan bakar minyak maupun produk lain didalamnya.
- 4) Kegiatan lain yang dilakukan seperti pengolahan keuangan, personalia, ekspor, impor, dan lain-lain yang menunjang terselenggaranya kegiatan-kegiatan eksplorasi, eksploitasi pengolahan pendistribusian, transportasi serta kegiatan-kegiatan keselamatan kerja dan lingkungan.



## **BAB III**

### **PELAKSANAAN PKL**

#### **3.1 Waktu dan Tempat Pelaksanaan**

Praktik kerja lapangan ini dilaksanakan pada tanggal 1 Mei 2009 sampai dengan 29 Mei 2009 bertempat di Laboratorium Migas Teknik Reservoir PT Pertamina EP Region Jawa, di Jalan Raya Mundu Karangampel, Indramayu.

#### **3.2 Tinjauan Pustaka**

Minyak bumi terbentuk sebagai hasil akhir dari penguraian bahan-bahan organik (sel-sel dan jaringan hewan/tumbuhan laut) yang tertimbun selama berjuta-juta tahun di dalam tanah, baik di daerah daratan ataupun di daerah lepas pantai. Hal ini menunjukkan bahwa minyak bumi merupakan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui. Terbentuknya minyak bumi sangat lambat, oleh karena itu perlu penghematan dalam penggunaannya.

Minyak bumi terutama terdiri atas campuran senyawa hidrokarbon yang kompleks dengan presentase antara 50-98 %. Minyak bumi memiliki berat molekul yang beragam dan terdiri atas tiga komponen utama yaitu hidrokarbon alifatik (parafinik), hidrokarbon alisiklik (naftenik), hidrokarbon aromatik. Komponen lain merupakan senyawa-senyawa organik yang mengandung oksigen, nitrogen, sulfur, dan logam dengan prosentase kurang dari 3%. Minyak bumi sendiri bukan merupakan bahan yang uniform, melainkan memiliki komposisi

yang bervariasi, tergantung pada lokasi, umur lapangan minyak dan juga kedalaman sumur.<sup>[1]</sup>

Perusahaan penghasil minyak bumi diharuskan sadar akan kemungkinan dari kasus korosi yang merusak peralatan operasionalnya. Korosi dapat terjadi dimanapun di dalam sistem produksi dari bawah sumur sampai dengan peralatan yang digunakan dalam proses minyak dan gas bumi untuk penjualan. Salah satu alasan banyak produsen minyak dan gas bumi adalah tingkat masalah korosi yang dapat menyebabkan pendeknya umur dari suatu peralatan atau pemeliharaan.<sup>[2]</sup>

### **3. 2. 1 KOROSI<sup>[3]</sup>**

Korosi adalah suatu proses elektrokimia dimana atom-atom akan beraksi dengan zat asam dan membentuk ion-ion positif (kation). Hal ini akan menyebabkan timbulnya aliran-aliran fluida dari suatu tempat ke tempat yang lain pada permukaan logam.

Merupakan reaksi material dengan lingkungannya sehingga menyebabkan penurunan kualitas material tersebut. Sebanyak 80% kerusakan material pada industri minyak bumi dan gas diakibatkan oleh korosi sehingga kerugiannya mencapai sekitar 1-5 % dari pendapatan Pendapatan Domestik Nasional. Dengan demikian, strategi yang dapat dilakukan untuk menghemat biaya korosi antara lain

:

- Kepedulian semua pihak terhadap korosi
- Merubah persepsi bahwa korosi tidak bisa diatasi
- Penegasan terhadap kebijakan perusahaan dalam manajemen korosi

- Peningkatan keahlian desain yang tepat
- Peningkatan metode pengkajian dan prediksi umur pakai bahan/material
- Peningkatan pendidikan baik pendidikan terstruktur maupun training untuk para staf
- Pengembangan teknologi pencegahan korosi melalui penelitian, pengembangan dan implementasi

Adapun pengujian laju korosi biasanya dilakukan menggunakan kupon korosi. Kupon korosi merupakan plat yang menjadi representasi dari material pipa-pipa dan peralatan yang digunakan pada proses produksi suatu perusahaan minyak dan gas bumi. Uji Kupon korosi digunakan untuk menentukan tingkat dan tipe dari korosi di dalam system dan metode yang digunakan adalah metode *NACE standard*. Adapun perhitungan laju korosi yang digunakan adalah sebagai berikut :

$$\text{Laju Korosi (MPY)} = \frac{W \text{ (g)} \times 365 \times 1000}{J \times 2,54 \times A \times t} \quad (3.1)$$

Dimana :

W = selisih berat, gr

J = berat jenis pelat korosi (7.801 gr/cc)

A = luas penampang pelat korosi, cm<sup>2</sup>

t = lama waktu perendaman, hari

### 3. 2. 2 Mekanisme Korosi

Korosi dapat dikatakan sebagai suatu peristiwa elektrokimia antara logam dengan lingkungannya, dengan beberapa komponen sebagai syarat terjadinya, yaitu :

- Anoda, tempat terjadinya reaksi oksidasi berupa material terkorosi

Reaksi oksidasi → melepaskan elektron



- Katoda, tempat terjadinya reduksi berupa pusat distribusi elektron



- Elektrolit, sebagai penghantar arus listrik
- Adanya hubungan arus listrik antara anoda dengan katoda

Mekanisme korosi dalam elektrokimia dapat ditinjau dari potensial standar (reduksi), dimana suatu logam yang memiliki potensial reduksi lebih rendah dibandingkan dengan potensial reduksi sistem memiliki kecenderungan spontan untuk mengalami oksidasi.

### 3. 2. 3 Jenis Korosi

Berdasarkan penyebab terjadinya, korosi dapat dibagi dua, yaitu :

#### a. Korosi Internal

Pada lingkungan pada produksi minyak dan gas bumi terdapat beberapa faktor yang bersifat korosif, antara lain oksigen, gas karbondioksida (CO<sub>2</sub>), *hydrogen sulfide* (H<sub>2</sub>S), asam-asam organik, dan unsur sulfur. Selain itu juga kondisi lingkungan yang berpengaruh, antara lain tekanan dan temperatur.

#### ➤ Oksigen

Pada umumnya oksigen tidak terdapat pada kedalaman 100 meter, sehingga pada daerah tersebut tidak ada pengaruh oksigen

dalam proses korosi. Namun, oksigen dapat mempengaruhi korosi internal apabila terjadi kontaminasi dengan udara luar (atmosfer). Oksigen merupakan oksidator kuat sehingga akan meningkatkan potensial korosi logam di lingkungan air (fluida) yang mengandung oksigen terlarut. Kelarutan oksigen di dalam air merupakan faktor yang dapat menentukan laju korosi. Adanya oksigen terlarut akan menyebabkan korosi pada logam seperti laju korosi yang akan bertambah dengan meningkatnya kandungan oksigen. Kelarutan oksigen dalam air merupakan fungsi dari tekanan, suhu, dan kandungan klorida.

➤ Karbondioksida ( $\text{CO}_2$ )

Gas karbondioksida merupakan asam lemah dan bersifat lemah dan bersifat korosif apabila terlarut dalam air. Gas karbondioksida ( $\text{CO}_2$ ) terjadi dari dekomposisi zat organik maupun diambil dari udara apabila kontak air dengan udara cukup baik. Di dalam air, karbondioksida ( $\text{CO}_2$ ) akan membentuk asam karbonat yang akan menaikkan “hardness” air. Jika karbondioksida dilarutkan dalam air maka akan terbentuk asam karbonat ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ) yang dapat menurunkan pH air dan meningkatkan korosifitas, biasanya bentuk korosinya berupa *pitting*.

➤ Hidrogen Sulfida ( $\text{H}_2\text{S}$ )

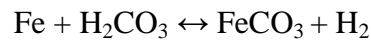
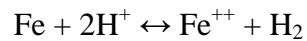
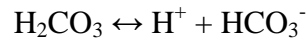
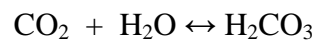
*Hidrogen Sulfida* bila terlarut dalam air bersifat asam lemah. Pada kondisi tekanan 1 atm  $\text{H}_2\text{S}$  pH larutan dapat mencapai

4, selain itu  $H_2S$  dapat bertindak sebagai katalis penyerapan atom hidrogen ke dalam kekuatan tinggi baja yang dapat menimbulkan *sulfide stress cracking*. Produk korosi  $H_2S$  pada baja berupa besi sulfida, dimana pembentukannya tidak dipengaruhi oleh kecepatan alir fluida. Laju korosi akibat  $H_2S$  ini sangat dipengaruhi oleh temperatur dan tekanan parsial  $H_2S$ .

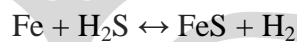
Pada produksi minyak dan gas bumi (effluent) dihasilkan campuran bahan seperti hidrokarbon dari  $C_1$  sampai  $C_{25}$ , gas bersifat asam seperti  $CO_2$ ,  $H_2S$ , dan asam organik, nitrogen, dan uap air. Korosi internal yang terjadi pada produksi minyak dan gas bumi dapat diakibatkan oleh gas yang dihasilkan (seperti  $CO_2$ ,  $H_2S$ , dan asam organik), effluent yang diinjeksikan (seperti : oksigen, bakteri, *chlorine* ) atau fluida yang digunakan. Pada industri minyak dan gas, kasus internal korosi 50% diakibatkan oleh gas  $CO_2$ .

Gas  $CO_2$  terlarut dalam air akan membentuk asam karbonat. Mekanisme korosi yang diakibatkan oleh gas  $CO_2$  dan  $H_2S$  dapat dilihat pada reaksi dibawah ini :





Untuk  $\text{H}_2\text{S}$ ,



#### ➤ Bakteri

Beberapa tipe dari bakteri yang dapat menghasilkan korosi pada umumnya SRB (*Sulphate Reducing Bacteria*) dan TSR (*Thiosulphate Reducing Bacteria*). Bakteri ini terdapat pada terdapat pada permukaan logam, umumnya dilindungi oleh *biofilm* yang dihasilkan oleh beberapa bakteri. Bakteri dapat membentuk kerak dan deposit (pasir) SRB merupakan deposit paling berbahaya. Bakteri dapat mengubah sulfat (didalam  $\text{H}_2\text{S}$ ) yang dapat bereaksi dengan baja. Bakteri juga mengkonsumsi hidrogen yang dihasilkan dari zona katodik dan mempercepat laju korosi.

Efisiensi dari metode ini dapat dikontrol dengan cara menentukan jumlah bakteri dalam air dan menggunakan *coupon* untuk mengevaluasi laju korosi.

#### b. Korosi Eksternal

Korosi eksternal merupakan korosi yang terjadi akibat kontaminasi logam dengan lingkungan sekitarnya yang berpotensi untuk menimbulkan perbedaan potensial. Korosi eksternal ini disebabkan oleh berbagai keadaan lingkungan, sebagai berikut :

- Perbedaan fasa

Jika suatu permukaan logam berada sebagian pada satu fasa, dan sebagian lagi berada pada fasa yang berbeda maka korosi akan terjadi.

- pH, korosi berpotensi terjadi pada lingkungan yang asam

- Kadar garam

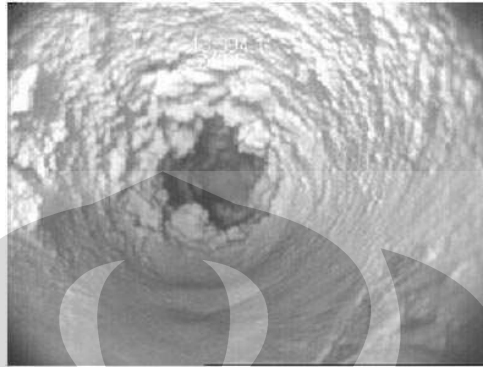
### 3. 2. 4 Tempat-Tempat Terjadinya Korosi Pada Produksi Minyak<sup>[4]</sup>

Adapun tempat-tempat terjadinya korosi pada produksi minyak :

#### 1. *Downhole Corrosion*

Tingkat cairan yang tinggi pada jenis pompa angguk di sumur minyak dapat menyebabkan terjadinya ketegangan pada tangkai bahkan dapat pula terjadi kepenatan korosi. Pemilihan material untuk peralatan dasar rongga pompa menjadi sangat penting. Pompa harus dapat tahan terhadap sifat-

sifat korosi dari fluida yang diproduksi dan tahan pula terhadap sifat abrasi.



**Gambar 3. 1 Downhole Corrosion**

## 2. Sumur Aliran

Anulus dapat pula digunakan untuk mengalirkan inhibitor ke dasar pipa dan memberikan proteksi pada pipa dari kemungkinan bahaya korosi. Pelapisan dengan plastik dan memberikan inhibitor untuk proteksi tabung dapat pula digunakan pada lapisan dalam tabung.

## 3. *Casing Corrosion*

*Casing* yang terdapat di sumur-sumur produksi bervariasi. Diperlukan perlindungan katodik untuk *external casing*. Korosi internal *casing* tergantung pada kecepatan alir fluida.

## 4. Kepala Sumur

Peralatan dari kepala sumur, terutama pada sumur yang memiliki gas tekanan tinggi, sering mengalami korosi yang disebabkan oleh kecepatan tinggi dan adanya gerakan putaran dari gas.

## 5. Saluran Aliran

Adanya akumulasi dari endapan di dalam saluran aliran dapat menyebabkan korosi dan *pitting* yang akhirnya menyebabkan kebocoran. Korosi internal di dalam saluran aliran dapat dicegah dengan inhibitor.

### 3. 2. 5 Tipe korosi di Lapangan Minyak

Tipe-tipe korosi di lapangan minyak pada umumnya diklasifikasikan sebagai berikut :

- *Uniform Corrosion*

Merupakan korosi yang terjadi pada permukaan logam yang berbentuk pengikisan permukaan logam secara merata sehingga ketebalan logam berkurang sebagai akibat permukaan terkonversi oleh produk karat yang biasanya terjadi pada peralatan-peralatan terbuka. Misalnya permukaan luar pipa.



Gambar 3. 2 *uniform corrosion*

- *Pitting Corrosion*

Merupakan korosi yang terjadi pada bagian permukaan logam yang bersentuhan langsung dengan lingkungan yang memiliki potensial korosi yang berbentuk sumuran.

- *Stress Corrosion Cracking*

Merupakan korosi yang berbentuk retak-retak yang tidak mudah dilihat, terbentuk dipermukaan logam dan berusaha merembet ke dalam. Ini banyak terjadi pada logam-logam yang banyak mendapat tekanan, Hal ini disebabkan kombinasi dari tegangan tarik dan lingkungannya yang korosif sehingga struktur logam melemah.

- Korosi Erosi

Merupakan korosi yang terjadi karena tercegahnya pembentukan lapisan pelindung yang disebabkan oleh kecepatan alir fluida yang tinggi, misalnya abrasi pasir.



**Gambar 3.3 korosi erosi**

- *Galvanic Corrosion*

Merupakan korosi yang terjadi karena terdapat hubungan antara dua metal yang disambung dan terdapat perbedaan potensial antara keduanya.



**Gambar 3. 4 Galvanic Corrosion**

- *Crevice Corrosion*

Merupakan korosi yang biasanya terjadi pada bagian sambungan, terjadi secara tersembunyi, pemantauan korosi dilakukan dengan menggunakan sensor korosi.



**Gambar 3. 5 crevice corrosion**

- *Selective Leaching*

Merupakan korosi yang berhubungan dengan melepasnya satu elemen dari campuran logam. Contoh yang paling mudah adalah desinfeksi yang melepaskan seng dari panduan tembaga.

### 3. 2. 6 AIR FORMASI<sup>[5]</sup>

Air formasi merupakan air yang berasal dari formasi sumur minyak yang terproduksi bersama minyak. Pada umumnya air yang keluar dari sumur minyak mengandung garam kalsium karbonat ( $\text{CaCO}_3$ ), dimana besarnya kandungan kalsium karbonat tergantung dari komposisi lapisan tanah.

Analisa air formasi dilakukan untuk mengetahui kemungkinan terbentuknya endapan kerak kalsium karbonat dan memperkirakan lapisan kompleks asal air tersebut. Kemungkinan pembentuk kerak oleh air formasi perlu diketahui karena pembentukan kerak dapat menyebabkan penyumbatan pipa saluran minyak yang mengganggu jalannya operasi produksi.

Analisa air formasi meliputi analisa terhadap kandungan ion  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{3+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{OH}^-$ , kesadahan total,  $\text{CO}_2$ , dan pH dari air formasi. Perhitungan *Stability Index* dapat digunakan untuk memperkirakan pembentukan kerak pada air formasi. Nilai yang didapatkan dari perhitungan ini dapat dijadikan sebagai petunjuk terhadap tendensi pergerakan, karena pada dasarnya fenomena pergerakan pada air formasi secara alami adalah proses yang kompleks.

Metode yang digunakan adalah metode Stiff dan Davis. Metode ini didasarkan pada teori kelarutan komponen-komponen pembentuk kerak dengan

memperhitungkan faktor-faktor yang dapat mempengaruhinya, seperti pH, kekuatan ion dan temperatur. Perhitungan ini menggunakan metode Stiff dan Davis, yaitu dengan menghitung kekuatan ion (*ionic strength*), kemudian dimasukkan pada kurva, sehingga diperoleh nilai K (suatu konstanta yang berhubungan dengan salinitas, komposisi dan temperature air). Kemudian pCa (suatu nilai konversi mg/L kalsium) yang diperoleh dengan memasukkan konsentrasi  $\text{Ca}^{2+}$  dan nilai pAlk (nilai konversi mg/L total alkalinitas) diperoleh dengan memplotkan keseluruhan total alkalinitas. Untuk memperoleh *stability index*  $\text{CaCO}_3$ , nilai-nilai tersebut kemudian dimasukkan ke dalam rumus :

$$\text{SI} = \text{pH} - (\text{K} + \text{pCa} + \text{pAlk}) \quad (3.2)$$

Jika:

- a. SI diperoleh negatif berarti air tersebut tidak jenuh dengan  $\text{CaCO}_3$  dan tidak terjadi kecenderungan terbentuknya kerak tetapi akan bersifat korosif.
- b. SI yang diperoleh positif berarti air tersebut jenuh dengan  $\text{CaCO}_3$  dan adanya indikasi terbentuknya kerak.
- c. SI nol air dalam keadaan titik jenuh.

### 3.3 Pengukuran dan Perhitungan

#### 3.3.1 Analisa Air Formasi

##### Tujuan



Metode ini bertujuan untuk menganalisa sifat fisika dan kimia dari sampel air formasi.

### Ruang Lingkup

Metode ini menetapkan pH, kebasaan (*alkalinity*), *Specific Gravity* (SG), kadar ion kalsium ( $\text{Ca}^{2+}$ ) dan magnesium ( $\text{Mg}^{2+}$ ), kadar sulfat ( $\text{SO}_4^{2+}$ ), kadar ion klorida ( $\text{Cl}^-$ ), *Total Dissolved Solid* (TDS),

### Alat dan Bahan

Alat :

1. *pH meter*
2. Gelas ukur 250 mL
3. Gelas Beaker
4. Erlenmeyer 250 mL
5. Termometer
6. Peralatan distilasi
7. Hidrometer
8. Buret
9. Pipet
10. Labu ukur
11. Turbidimeter
12. *Magnetic Stirrer*
13. Desikator

14. Oven

15. Fotometer

Bahan :

1. HCl 0,1 N
2. Indikator *Methyl Purple*
3. EDTA 0,02 N
4. *Tri-ethanol-amine*
5. KOH
6. Indikator *Murexid*
7. Larutan Buffer
8. Indikator EBT (*Eriochrome Black T*)
9. *Hydroxylamine hydrochloride*
10. AgNO<sub>3</sub>
11. K<sub>2</sub>CrO<sub>4</sub>
12. Indikator *Phenolphthalein*
13. Aquades

Persiapan

1. Diperiksa kondisi semua peralatan, pastikan dalam keadaan baik.
2. Diperiksa bahan kimia yang digunakan, pastikan konsentrasinya sesuai dengan yang dibutuhkan
3. Dicatat identitas sampel pada lembar kerja yang telah disiapkan dan buat label sampel untuk dilekatkan pada gelas.

## Langkah Kerja dan Perhitungan

### Penetapan pH

#### a. Dengan memakai pH meter.

- Dibersihkan pH meter digital yang telah disiapkan pada bagian elektrodanya menggunakan aquades.
- Lalu, ditekan tombol ON pada pH meter.
- Kemudian dicelupkan pH meter tersebut ke dalam *beaker glass* yang sudah terisi air formasi.
- Bila angka yang tertera pada pH meter telah stabil, maka angka tersebut dapat dicatat sebagai pH air formasi tersebut.
- Setelah selesai penggunaan, dapat kembali dibersihkan dengan aquades bagian elektrodanya, lalu ditekan tombol OFF pada pH meter.

#### b. Dengan kertas pH (*pH paper*)

Dicelupkan kertas pH kedalam air formasi selama 3 menit. Bandingkan warna *pH paper* dengan warna standar pH. Catat pH sampel.

### Penetapan Kebasaan (Alkalinitas)

#### a. Dengan cara elektrometri (dengan pH meter)

Cara ini dikerjakan langsung setelah penetapan pH agar kesalahan yang disebabkan oleh dekomposisi bikarbonat minimal:

- Dituang 50 mL sampel ke dalam gelas beaker.
- Dititrasi dengan HCl 0.1 N sambil diaduk dengan *stirrer*, rendam elektroda pH. Setelah pH menunjukkan 8,1 catat volume titran sebagai **P**.
- Bila pH dibawah 8,1 maka nilai  $P = 0$ .
- Dilanjutkan titrasi dengan pengadukan sampai pH = 4,5 dan catat volum total titran sebagai **T**.

b. Dengan metode Indikator.

- Dituangkan 50 mL sampel ke dalam gelas beaker
- Ditambahkan 2 sampai 5 tetes indikator PP
- Dititrasi dengan HCl 0,1 N sampai terjadi perubahan warna contoh yang permanen dari bening menjadi merah muda. Catat volume titran sebagai **P**.
- Ditambahkan 2 sampai 4 tetes *Methyl Purple* indikator. Lanjutkan titrasi dengan HCl sampai warna berubah dari merah muda menjadi ungu. Catat volume total titran sebagai **T**.

c. Perhitungan

Cara menghitung kadar  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{OH}^-$

**Table 3. 1 Perhitungan Kadar  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{OH}^-$**

Hasil Titrasi	$\text{HCO}_3^-$	$\text{CO}_3^{2-}$	$\text{OH}^-$
$P = 0$	T	0	0
$P < \frac{1}{2} T$	$T - 2P$	2P	0
$P = \frac{1}{2} T$	0	2P	0
$P > \frac{1}{2} T$	0	$2(T - P)$	$2P - T$
$P = T$	0	0	T

Keterangan : T = Volum total titran

P = Volum titran hingga mencapai pH 8,1 atau dengan indikator PP.

#### Penetapan *Specific Gravity*

Dengan Metoda Hidrometer.

- Dituangkan contoh ke dalam gelas silinder 250 mL atau 500 mL.
- Dimasukkan hydrometer. Baca angka skala tepat pada permukaan air. Catat sebagai SG sample.

#### Penetapan Kadar Ion Kalsium dan Magnesium ( $\text{Ca}^{++}$ dan $\text{Mg}^{++}$ )

Metode titrasi :

Titrasi dengan EDTA pada pH 10, senyawa kompleks EDTA mengikat ion  $\text{Ca}^{++}$  dan  $\text{Mg}^{++}$  dan pH 12 hanya mengikat  $\text{Ca}^{++}$ .

- Dipipet 10 mL sampel, masukkan ke dalam gelas kimia. Encerkan sampai 25 mL.
- Ditambahkan 2 –3 tetes *Triethanolamine*, 4 mL larutan KOH dan indikator murexid.
- Dititrasi sample dengan larutan standard EDTA 0,02 N sampai warna berubah dari merah jambu ke ungu. Catat volume EDTA sebagai A.
- Dipipet 10 mL contoh yang sama, tambah 3 mL larutan buffer tambah 3-4 tetes indikator EBT. Titrasi dengan EDTA sampai warna berubah dari merah anggur sampai biru. Catat volume EDTA sebagai B.

Perhitungan :

- Kadar ion Kalsium:

$$Ca^{2+} = \frac{A \times N \times 40,1 \times 1000}{V} \text{ ppm} \quad (3.3)$$

- Kadar ion magnesium:

$$Mg^{2+} = \frac{(B - A) \times N \times 24,3 \times 1000}{V} \text{ ppm} \quad (3.4)$$

Keterangan :

V = Volume sample, mL

BM Ca = 40,1 g/mol

N = Normalitas EDTA

BM Mg = 24,3 g/mol

### Penetapan Sulfat dan Besi

Menggunakan spektrofotometer NOVA

Cara Kerja :

- Fotometer NOVA 60 dinyalakan, lalu masukkan tabung standar ( tergantung pemakaian bila yang akan diukur kandungan Fe, maka standar fe yang dimasukkan, dst).
- Sampel air formasi yang telah dimasukkan kedalam tabung reaksi, ditambahkan *chemical* yang telah disediakan pada masing-masing kotak (tergantung pemakaian disesuaikan dengan pengukuran yang akan dilakukan berdasarkan prosedur fotometer NOVA 60).
- Kemudian tuang air formasi tersebut ke dalam kuvet, lalu dimasukkan kedalam fotometer NOVA 60, lalu dicatat konsentrasinya.

### Cara Kekeruhan ( turbidimetri )

Dasar : Sulfat diendapkan sebagai barium sulfat dalam larutan asam. Kekeruhan dibanding dengan larutan standar menggunakan fotometri.

Pengganggu : Ion Ferri ( besi ) sebagai hidroksi dalam larutan asam, dihilangkan dengan *Hydroxylamine hydrochloride*.

- Kadar  $\text{Cl}^-$  antara 0 – 18.000 ppm volum contoh yang digunakan 50 mL.
- Bila contoh bebas dari kandungan besi ditambah 0,5 g  $\text{BaCl}_2$  aduk selama 2 menit. Tetapkan titik 0 pada skala pembacaan dengan

menggunakan penetapan blanko ( aquades ) . Encerkan contoh menjadi 100 mL . Masukkan contoh dan catat angka penyimpangan.

- Bila mengandung besi.

Netral contoh dengan 1N NaOH, tambah 5 mL hydroxylamine *hydrochloride*. Encerkan menjadi 100 mL pindahkan ke erlenmeyer aduk dan tambah BaCl<sub>2</sub> 0,5 g selama 2 menit. Dimasukkan contoh dan angka penyimpangan.

#### Penentuan Kadar Ion Klorida ( Cl<sup>-</sup> )

Metode : Titrasi Argentometri secara Mohr

Cara Kerja :

- Dimasukkan 1 mL sampel ke dalam Erlenmeyer 125 mL. Ke dalamnya ditambahkan 3 tetes indikator K<sub>2</sub>CrO<sub>4</sub> (warna larutannya menjadi kuning).
- Dititrasi dengan AgNO<sub>3</sub> 0,2818 N hingga terjadi perubahan warna larutan menjadi coklat muda. Lalu dicatat volume larutan AgNO<sub>3</sub> yang dibutuhkan.
- Kemudian ditentukan kadar Cl<sup>-</sup> dalam sampel dengan persamaan :

$$[\text{Cl}^-], \text{ ppm} = \frac{V \text{ AgNO}_3 \times N \text{ AgNO}_3 \times \text{Ar. Cl} \times 1000}{X \text{ sampel}} \quad (3.5)$$

X sampel

Resistivitas

Metode: API RP 45



Alat Kerja :

1. *resistivity* meter
2. Pipet

Bahan : Air Formasi

Pengertian : Penentuan *resistivity* adalah pengujian air formasi dengan cara potensiometri menggunakan *resistivity meter* untuk menentukan besarnya *resistivity*. Daya tahan terhadap arus listrik merupakan fungsi dari besarnya TDS. Semakin kecil nilai resistivitas semakin besar jumlah ion-ion terlarut. Hal ini merupakan metode untuk mengestimasi nilai TDS, terutama untuk nilai TDS rendah.

Cara Kerja

- a) memasukkan contoh air formasi ke dalam tabung dari alat *resistivity meter* sampai penuh tanpa gelembung udara yang masuk.
- b) memasang tabung pada rangkaian *resistivity meter*.
- c) menekan tombol hitam.
- d) mengatur skala pada *ADJUST*.
- e) menekan tombol merah.
- f) membaca angka atas yang ditunjukkan oleh skala pada *resistivity meter* sebagai harga *resistivity* air formasi (ohm).

### 3. 3. 2 Uji Spesifik Bahan Kimia Inhibitor Korosi

Adapun uji spesifikasi yang dilakukan, antara lain :

### 1. pH

Menggunakan pH meter dan dilakukan untuk mengetahui sifat dari bahan kimia, yaitu bersifat asam ataupun basa.

### 2. Bentuk

Untuk melihat sifat fisik dari suatu bahan kimia.

### 3. *Specific Gravity*

Merupakan perbandingan massa volume cairan tertentu terhadap massa air yang volumenya sama pada suhu yang sama.

Cara Kerja :

- a) menuangkan contoh bahan kimia ke dalam *cylinder glass* 250 mL atau 500 mL.
- b) memasukkan hidrometer.
- c) membaca angka skala tepat di permukaan air sebagai harga SG bahan kimia tersebut.

### 4. Titik Tuang (*Pour point*), ASTM D-97

Titik tuang merupakan suatu angka yang menyatakan suhu terendah dari bahan bakar minyak atau bahan kimia sehingga bahan tersebut masih dapat mengalir karena gravitasi.

Cara Kerja

- a) Dituangkan contoh ke dalam *test jar* hingga tanda batas. Bila perlu, panaskan terlebih dahulu untuk mempermudah menuangkannya ke dalam *test jar*.

- b) D tutup *test jar* dengan gabus yang dilengkapi dengan termometer.
- c) Jika tidak dapat mengeras/membeku dalam waktu yang lama, maka dapat didinginkan di dalam lemari es.
- d) Dilihat harga titik tuang dalam derajat yang ada pada termometer tersebut, bila keadaan sudah tidak mengeras lagi (dapat dimiringkan  $45^\circ$  )

#### 5. Titik Nyala (*Flash Point*), ASTM D-93

Titik nyala merupakan suatu angka yang menyatakan suhu terendah dari bahan bakar/ bahan kimia dimana akan timbul penyalaan api sesaat, apabila pada permukaan minyak atau bahan kimia tersebut didekatkan pada nyala api. Titik nyala ini diperlukan sehubungan dengan adanya pertimbangan-pertimbangan mengenai keamanan dari penimbunan atau pengangkutan bahan bakar atau bahan kimia terhadap bahaya kebakaran.

Cara Kerja :

- a. Pada cup yang bersih, tuangkan contoh sampai tanda batas.
- b. Letakkan *cup* pada tempatnya, pasang tutup berserta rangkaiannya.
- c. Nyalakan api pada *test flame*
- d. Perhatikan termometer yang terpasang pada rangkaian
- e. Bila setelah dinyalakan apinya, bila telah sampai titik nyalanya maka catat suhunya pada termometer.
- f. Bila tidak dapat dipanaskan terlebih dahulu contohnya, lalu ulangi pengerjaannya.

#### 6. Kelarutan Dalam Minyak

Untuk mengetahui keadaan bahan kimia apabila bercampur dengan minyak dengan kondisi suhu ruangan.

#### 7. Kelarutan Dalam Air Garam

Untuk mengetahui keadaan bahan kimia apabila bercampur dengan air garam dengan kondisi suhu ruangan.

#### 8. Kelarutan Dalam Air

Untuk mengetahui keadaan bahan kimia apabila bercampur dengan air dengan kondisi suhu ruangan.

### 3. 3. 3 Analisis Kupon Korosi

Analisis dari keefektifan inhibitor korosi dapat dilihat dari besarnya MPY (laju korosi) yang dapat dilihat dari ukuran berat dari suatu kupon. Kupon korosi merupakan suatu plat yang menjadi representasi dari material pipa yang menjadi jalur aliran suatu sistem produksi.

Cara Kerja :

#### Pengambilan sampel

1. Sampel air formasi diambil dari tangki air formasi pada SPU-A (Stasiun Pengumpul Utama A) OPS.Jatibarang.
2. Setelah itu sampel air didinginkan pada suhu kamar.

3. Kemudian sampel air formasi tersebut disaring dengan kertas saring *whatman No.1*.
4. Hasil saringannya ditempatkan pada Erlenmeyer 2000 mL

#### Persiapan Kupon Korosi

1. Dicuci kupon korosi menggunakan aquades (tidak terlalu lama),
2. Dibersihkan seluruh permukaannya menggunakan kain lap/tissue.
3. Dihitung luas permukaan dan dicatat kode masing-masing kupon korosi.
4. Dikeringkan dalam *oven* suhu 105 °C selama 5 menit.
5. Lalu, dihitung berat awal masing-masing kupon korosi tersebut.

#### Analisis Laju Korosi

1. Dimasukkan air formasi tersebut kedalam beaker 500 mL.  
Dibuat dalam 4 dosis/konsentrasi yaitu 0, 1000 ppm, 3000 ppm, 5000 ppm (masing-masing 450 mL).
2. Dimasukkan inhibitor korosi Atcore 2626 sesuai dengan dosis masing-masing yaitu 0 mL; 0,45 mL; 1,35 mL; 2,25 mL, kedalam beaker yang telah terisi air formasi tersebut.
3. Dirangkai perangkatnya, kupon korosi dipasang tercelup dalam campuran inhibitor korosi dan air formasi tersebut dengan dikaitkan dengan kawat agar posisinya stabil.
4. Kemudian, diletakkan dan diaduk di atas pengaduk *magnetic (stirrer)* selama 3 hari (72 jam).

5. Diamati setiap perubahannya.

### **3.4 Hasil dan Pembahasan**

#### **3.4.1 Latar Belakang Analisis**

Beberapa analisis dilakukan bertujuan untuk mengetahui lebih jelas mengenai kemungkinan terjadinya korosifitas pada pipa-pipa lapangan Jatibarang. Pengambilan sampel air formasi dilakukan pada tanggal 18 Mei 2009 dan tanggal 19 Mei 2009, pada pukul 08.30 WIB. Adapun analisis yang akan dilakukan antara lain :

1. Analisis Kupon Korosi
2. Analisis Kadar Fe
3. Analisis Air Formasi

Bahan kimia yang digunakan untuk inhibitor korosi pada lapangan SPU-A lapangan Jatibarang PT Pertamina EP Region Jawa adalah Atcor 2626 yang diproduksi oleh PT SASFINDO.

Air formasi tersebut berasal dari campuran air formasi dari sumur-sumur minyak yang terdapat di daerah Jatibarang. Pemasukkan inhibitor korosi tersebut dilakukan dengan cara *injection*. Penginjeksian dilakukan bertahap dan berkesinambungan sesuai dengan kebutuhan setiap harinya. Pipa-pipa yang terdapat pada lapangan Jatibarang diperkirakan baru berumur 2 tahun tetapi sering sekali terjadi masalah kebocoran.

### 3. 4. 2 Pengujian Efektifitas Inhibitor Korosi Atcor 2626

#### 3. 4. 2. 1 Uji Spesifikasi

Uji ini dilakukan pada chemical corrosion inhibitor Atcor 2626.

Table 3. 2 Uji Spesifik Inhibitor Korosi Atcor 2626 Pada Tanggal 18 Mei 2009

Sifat Fisik	Satuan	Hasil	Spec.
Bentuk	-	Cair	Cair
Warna	-	Kuning - Coklat Tua	Kuning – Coklat Tua
SG @ 27	°C	1,001	
Flash Point	°C	> 90	> 60
Pour Point	°C	-0,5	
Ph	-	6,2	
Kelarutan Dalam Minyak	-	Tidak Larut	Tidak Larut
Kelarutan Dalam Air Garam	-	Larut	Menjadi Agak Kental
Kelarutan Dalam Air	-	Larut	Larut

Table 3. 3 Uji Spesifik Inhibitor Korosi Atcor 2626 Pada Tanggal 2 Mei 2008

Sifat Fisik	Satuan	Hasil	Spec.
Bentuk	-	Cair	Cair
Warna	-	Kuning - Coklat	Kuning – Coklat

		Tua	Tua
SG @ 28	°C	1,03	
Flash Point	°C	> 90	> 60
Pour Point	°C	-0,5	
pH	-	-	
Kelarutan Dalam Minyak	-	-	-
Kelarutan Dalam Air Garam	-	Larut	Menjadi Agak Kental
Kelarutan Dalam Air	-	-	-

Uji spesifikasi saya lakukan kembali pada tanggal 18 Mei 2009, untuk mengetahui evaluasi dari corrosion inhibitor Atcor 2626. Dari data yang dihasilkan, spesifik gravity dari chemical tersebut mengalami penurunan yang tidak terlalu besar yaitu sebesar 0,029. Walaupun spesifikasi yang dilakukan terdahulu tidak terlalu detail bila dibandingkan dengan yang saya lakukan.

#### 3. 4. 2. 2 Uji Daya Guna

Uji ini dilakukan terhadap air garam, pada  $T = 27\text{ }^{\circ}\text{C}$  untuk analisis kupon korosi.

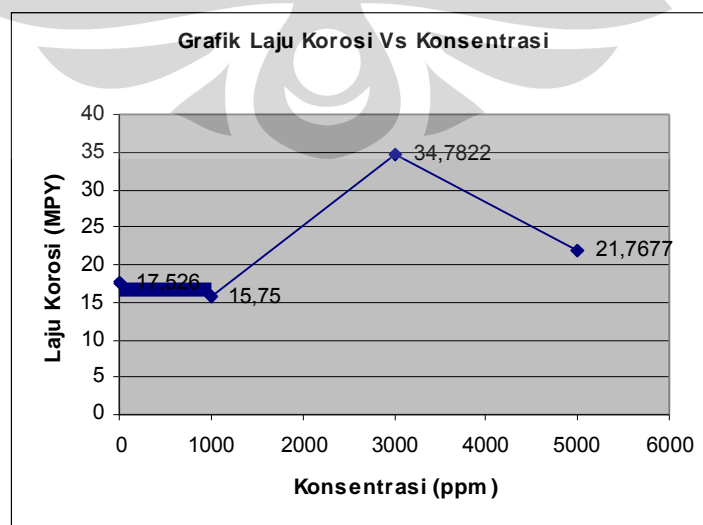
Tanggal Analisa : 25 Mei 2009



Table 3. 4 Analisa Laju Korosi Menggunakan Kupon Korosi

Kode Kupon	Panjang (cm)	Lebar (cm)	Tebal (cm)	Luas (cm <sup>2</sup> )	Dosis (ppm)	Berat Kupon (g)		Laju Korosi (MPY)	Waktu
						Awal	Akhir		
09	2,9371	2,4381	2,2395	19,1986	0	38,4677	38,4129	17,526	72 jam
095	2,9376	2,4286	2,2375	19,1411	1000	35,3195	35,2704	15,750	72 jam
231	2,9387	2,4297	2,2379	19,1540	3000	36,3118	36,2033	34,7822	72 jam
078	2,9382	2,4292	2,2387	19,1533	5000	36,9480	36,8801	21,7677	72 jam

Dari hasil yang diperoleh, laju korosi yang didapatkan pada analisis kupon korosi yang memiliki harga terbesar adalah pada dosis 3000 ppm penambahan inhibitor korosi. Efektifitas bahan kimia tersebut terdapat pada penambahan inhibitor korosi dengan dosis 1000 ppm. Bila terus ditambahkan lebih dari dosis tersebut maka akan terjadi *overtreatment* sehingga tidak efektif lagi inhibitor korosi Atcor 2626. Hal tersebut berarti bahan kimia yang digunakan yaitu Atcor 2626 dapat bekerja aktif untuk mencegah terjadinya korosi atau dapat memperpanjang umur pemakaian dari suatu pipa.



**Grafik 3. 1 Hubungan Laju Korosi dengan Konsentrasi**

**3. 4. 3 Evaluasi Analisis Yang Dilakukan**

**3. 4. 3. 1 Analisis Kadar Fe**

Kadar Fe yang didapatkan adalah sebagai berikut :

Kadar Fe pada air formasi tersebut adalah sebesar 4,07 mg/L.

Kadar Fe setelah analisis kupon korosi :

**Table 3. 5 Hubungan Kadar Fe dengan Dosis Atcor 2626**

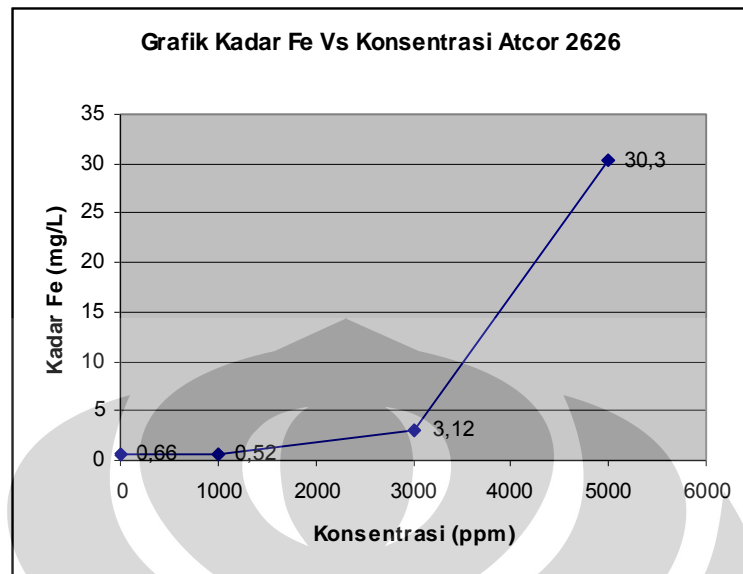
<b>Kadar Fe</b>	<b>Dosis Atcor 2626</b>
<b>(mg/L)</b>	<b>(ppm)</b>
0,66	0
0,52	1000
3,12	3000
30,3	5000

**Tabel 3.6 Hubungan Kadar Fe Dengan Dosis Inhibitor Korosi Atcor 2626 Pada Tahun 2008**

<b>Bahan Kimia</b>	<b>Dosis ( ppm )</b>	<b>Fe (ppm)</b>	<b>Reduksi %</b>
Blanko	0	7.80	0
Atcor 2626	500	2.34	70

Dari hasil yang diperoleh analisis Fe yang dilakukan, kadar Fe pada air formasi cukup besar. Tetapi apabila ditambahkan bahan kimia berupa inhibitor korosi Atcor 2626 dapat mengurangi kadar Fe, sehingga dapat mengurangi kemungkinan terjadinya korosi. Diketahui bahwa dosis yang efektif untuk penambahan inhibitor korosi Atcor 2626 terdapat pada dosis 1000 ppm, karena pada dosis 3000 ppm dan 5000 ppm terjadi kenaikan kadar Fe yang cukup signifikan.

Kadar Fe yang cukup besar dapat mempengaruhi korosifitas suatu lingkungan. Apabila kadar Fe yang terdapat cukup tinggi maka akan sering terjadi korosi atau bahkan kebocoran pada pipa-pipa di lapangan Jatibarang.



**Grafik 3. 2 Hubungan Kadar Fe dengan Konsentrasi Atcor 2626**

#### **3. 4. 3. 2 Analisis Air Formasi**

Analisis air formasi ini dilakukan dengan tujuan untuk menganalisa sifat fisika dan sifat kimia dari sampel air formasi. Analisis ini dilakukan dengan dua sampel yaitu air formasi yang diambil pada tanggal 18 Mei 2009 dan air formasi yang diambil pada tanggal 19 Mei 2009. Saya bermaksud mengetahui keadaan air formasi pada tangki SPU-A Jatibarang lebih jelas.

Data hasil yang diperoleh, analisis air formasi dari sampel air formasi tanggal 18 Mei 2009 bila dibandingkan dengan sampel air formasi yang diambil keesokan harinya, maka didapatkan beberapa perbedaan. Hal itu dapat dikarenakan oleh faktor lingkungan.

Menurut data, diketahui bahwa kandungan klorida pada air formasi cukup terkendali bila dibandingkan dengan informasi data sebelumnya yaitu berkisar 15.000 ppm. Kandungan klorida yang saya dapatkan pada sampel tanggal 18 Mei

2009 yaitu mencapai 17.187 ppm sedangkan pada tanggal 19 Mei 2009 kadar klorida mencapai 15.380 ppm. Hal tersebut dapat disimpulkan bahwa kandungan klorida pada air formasi tersebut cukup terkendali walaupun besarnya tidak sama pada setiap harinya.

Untuk mengetahui keadaan air formasi dari lapangan Jatibarang dilakukan analisis air formasi. Setelah dilakukan analisis tersebut dapat diperoleh *stability index* yang dapat menentukan akan terbentuk kerak atau korosi. Dari data yang saya dapatkan nilai SI negative pada air formasi tersebut. Hal tersebut menerangkan bahwa air berada dibawah saturasi  $\text{CaCO}_3$  dan tidak akan terbentuk kerak tetapi akan bersifat korosif.

#### **3. 4. 4 Penanganan Korosi Pada Pipa-Pipa Lapangan Jatibarang**

##### *a. Klam*

*Klam* adalah salah satu cara penanggulangan kebocoran pipa yang sifatnya sementara sebelum dilakukan penanganan secara serius.

*Klam* dilakukan apabila kebocoran pipa hanya pada satu titik saja dan sifatnya mendesak, misalnya pada waktu malam hari atau pada saat hujan, sehingga sulit untuk dilakukan pekerjaan pengelasan. *Klam* merupakan penanganan kebocoran pipa dengan cara menutup pipa dengan karet kemudian ditekan dengan potongan pipa yang telah dipersiapkan sebelumnya dan diikat dengan baut. Jika *klam* dibiarkan terlalu lama dan tidak segera

dilakukan penanganan yang serius, karet penutupnya akan rusak, dan kebocoran akan terjadi kembali.



**Gambar 3. 6 Klam**

*b. Dubling*

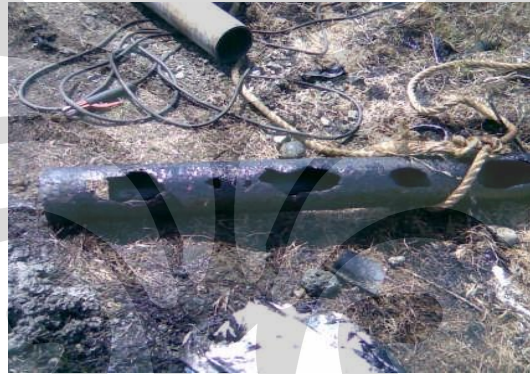
*Dubling* adalah penanganan kebocoran pipa dengan cara menutup pipa yang bocor dengan potongan pipa yang telah disediakan, kemudian dilakukan pengelasan menjadi satu dengan pipa utama sehingga kebocoran dapat ditutup. Kebocoran pipa dapat diatasi dengan cara *dubling* jika pada suatu *pipeline* hanya terdapat satu titik kebocoran saja.



**Gambar 3. 7 Dubling**

*c. Sisip pipa*

Sisip pipa adalah penanganan kebocoran *pipeline* dengan cara memotong bagian *pipeline* yang rusak atau mengalami kebocoran kemudian menggantinya dengan pipa yang baru. Penyisipan dilakukan karena kebocoran atau kerusakan terjadi pada beberapa titik pada suatu *pipeline*. Kerusakan ini biasanya disebabkan karena *pipeline* mengalami korosi sehingga terjadi penipisan dinding pipa sampai menimbulkan kebocoran.



**Gambar 3. 8 Kerusakan Pipa**



**Gambar 3. 9 Proses Penyisipan Pipa**

d. Penggantian dengan pipa baru

Penggantian pipa baru dilakukan karena suatu *pipeline* telah mengalami banyak kerusakan. Biasanya disebabkan karena usia pipa yang sudah tidak produktif sehingga dapat menimbulkan masalah apabila terus dipergunakan. Karena biaya yang dibutuhkan penggantian pipa baru cukup besar, maka pekerjaan penggantian pipa dikerjakan dengan menggunakan pekerjaan paket, dimana pengerjaannya dilakukan oleh pihak ke tiga (kontraktor) dan fungsi pemeliharaan sebagai pengawasnya.



**Gambar 3. 10 Proses Penggantian Pipa Baru**

e. Pemberian Inhibitor Korosi

Bahan kimia yang digunakan pada lapangan Jatibarang khususnya SPU-A untuk mencegah dan mengurangi kemungkinan terjadinya korosi adalah Injeksi inhibitor korosi Atcor 2626 yang diproduksi oleh PT Sasfindo.



### 3.5 Kesimpulan

Adapun kesimpulan yang diperoleh antara lain :

- Laju Korosi terendah didapatkan pada 15,750 MPY yaitu pada penambahan 1000 ppm.
- Kadar Fe yang paling rendah didapatkan pada penambahan inhibitor korosi 1000 ppm dengan kadar Fe sebesar 0,52 ppm.
- Dosis yang paling efektif dalam penggunaan inhibitor korosi Atcor 2626 yaitu terdapat pada dosis 1000 ppm sehingga perlu dilakukan penambahan dosis inhibitor pada lapangan Jatibarang.
- Didapatkan kadar  $Cl^-$  pada air formasi tanggal 18 Mei 2009 yaitu sebesar 17.187 ppm, sedangkan keesokan harinya didapatkan kadar  $Cl^-$  mencapai 15.380 ppm. Hal tersebut berarti kadar  $Cl^-$  dari lapangan Jatibarang masih tergolong stabil apabila dibandingkan dengan data sebelumnya.
- Masalah korosi yang sering terjadi pada pipa-pipa lapangan Jatibarang salah satu penyebab yang paling mengkhawatirkan adalah kandungan Fe pada air formasinya dimana jenis korosi yang akan sering terjadi adalah korosi erosi.

## BAB IV

### PENUTUP

#### 4.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan yang diperoleh dari laporan tugas akhir ini, antara lain :

- Praktik kerja lapangan ini memberikan banyak pengetahuan untuk mahasiswa terutama mengenai menganalisis laju korosi yang terjadi pada suatu perusahaan minyak dan gas bumi.
- Salah satu cara yang dapat digunakan untuk mengurangi kemungkinan terjadinya korosi adalah dengan pemberian inhibitor korosi, dalam hal ini inhibitor korosi yang digunakan yaitu Atcor 2626 dari PT SASFINDO.
- Cara pemberian/penambahan bahan kimia inhibitor korosi dapat dibagi dua sesuai dengan bentuknya, yaitu bila berbentuk cairan maka cara yang digunakan dengan injeksi, sedangkan bila bentuknya padat maka dapat langsung dicelupkan ke kepala sumur dengan keadaan tertentu.
- Untuk mengetahui perkembangan laju korosi pada pipa-pipa lapangan Jatibarang yang ditinjau dari air formasi SPU-A, dapat dilakukan beberapa cara, antara lain analisis air formasi, analisis kupon korosi, dan analisis kandungan Fe.

- Dari hasil analisis kupon korosi dan analisis kandungan Fe didapatkan konsentrasi yang efektif dalam penggunaan bahan kimia inhibitor korosi Atcor 2626 yaitu pada konsentrasi 1000 ppm.
- Dari hasil analisis air formasi, diperoleh nilai solubility indeks yang negative artinya air formasi tersebut kecenderungan bersifat korosif dibandingkan membentuk kerak.

#### **4.2 Manfaat PKL**

Adapun manfaat yang telah diperoleh setelah melaksanakan praktik kerja lapangan, antara lain :

- Meningkatkan wawasan mahasiswa pada aspek-aspek yang potensial dalam dunia kerja, antara lain struktur organisasi, disiplin, lingkungan dan sistem kerja.
- Menyerap pengalaman operasional dari industri dalam menerapkan ilmu pengetahuan dan teknologi yang diterapkan dalam sistem produksi perusahaan serta penggunaan sumber dayanya.
- Meningkatkan kemampuan, memperluas dan memantapkan keterampilan mahasiswa sebagai bekal kerja yang sesuai dengan program D3

#### **4.3 Saran**

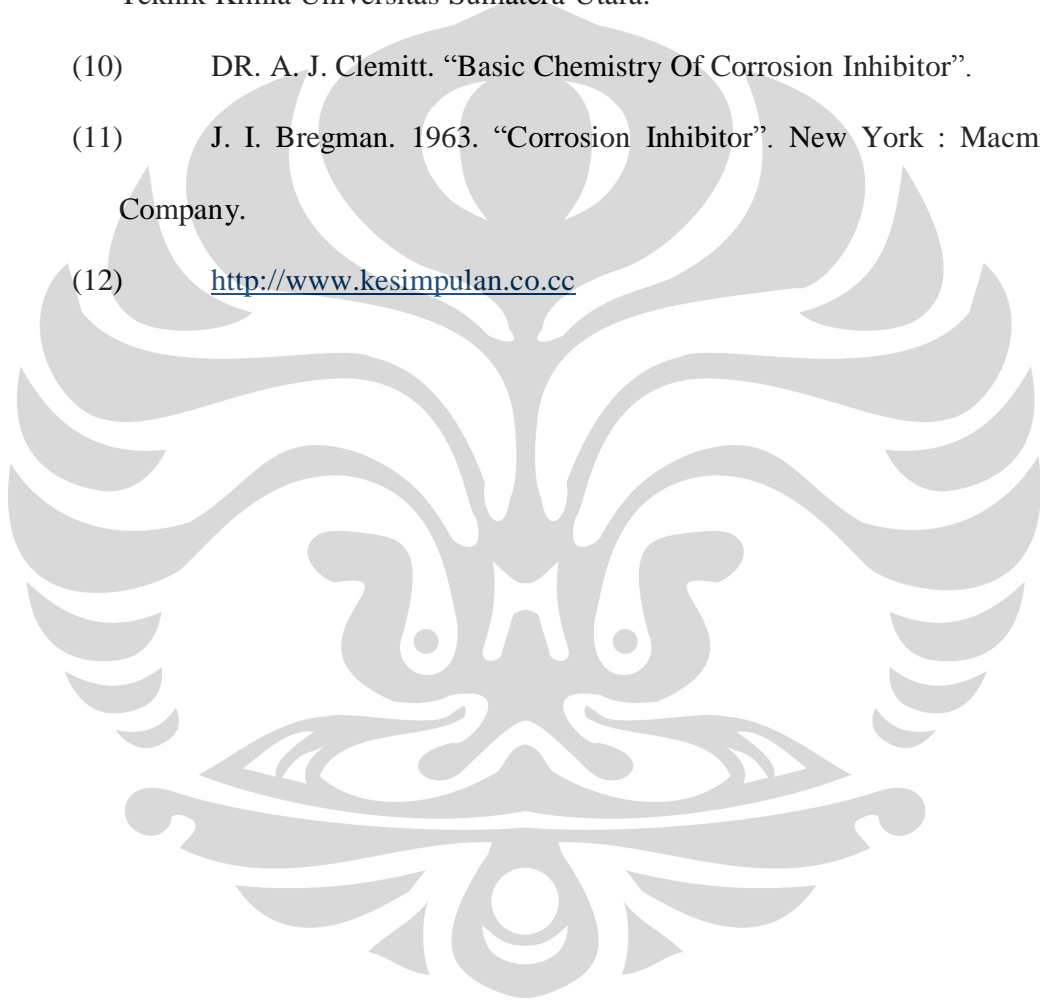
Adapun saran yang dapat mahasiswa berikan adalah sebagai berikut :

- PT Pertamina EP Region Jawa khususnya pada daerah mundu, kurang lebih memperhatikan kedisplininan jam kantor, sehingga terlihat tidak terlalu tegas terhadap karyawannya.
- Pada laboratorium teknik reservoir kurang dilengkapi dengan fasilitas keamanan bila keadaan bahaya terjadi, misalnya water spray yang digunakan untuk membasahi diri atau mata secara cepat bila terjadi sesuatu yang diluar prosedur yang diinginkan akibat kelalaian manusia.
- PT Pertamina EP Region Jawa perlu mengadakan uji spesifikasi dan daya guna secara berkala terhadap logistik bahan kimia yang masuk.

## DAFTAR PUSTAKA

- (1) Desi Rusliawati. 2008. "*Pemilihan Pelarut Untuk Mengatasi Kebuntuan Pipa Decanted Oil (DCO) di UP Balongan Pertamina*". Depok : Departemen Kimia FMIPA UI.
- (2) South, Creek Dr. 1979. "*Corrosion Control in Petroleum Production*". Houston Texas: An Official NACE International.
- (3) Rina. 2004. "*Corrosion and Scaling in Process Equipment*". Depok : Fakultas Teknik Universitas Indonesia.
- (4) Halimatuddahlia. 2008. "*Pencegahan Korosi dan Scale Pada Proses Produksi Minyak Bumi*". Sumatera Utara : Program Studi Teknik Kimia Fakultas Teknik Universitas Sumatera Utara.
- (5) Dunggio, Muhammad Yusuf Ramly. 2008. "*Analisa Pembentukan Kerak CaCO<sub>3</sub> Pada Air Formasi Dengan Menggunakan Metode Scalling Index*". Depok : Departemen Kimia FMIPA UI.
- (6) National Association Of Corrosion Engineers And American Petroleum Institute. 1958. "*Corrosion Of Oil And Gas Well Equipment*". Dallas Texas : Department American Petroleum Institute.
- (7) Phengkusaksomo, dkk. 2000. "*Studi Perilaku Korosi Tembaga Dengan Variasi Konsentrasi Asam Askorbat (Vitamin C) Dalam Lingkungan Air yang Mengandung Klorida Sulfat*". Jurnal Teknik Mesin.

- (8) Merchant, P, dkk. 1976. "Water Soluble Waterflood Corrosion Inhibitor".  
United State : 3,989,460.
- (9) Surya, Indra. 2004. "Kimia Dari Inhibitor Korosi". Sumatera Utara : Fakultas  
Teknik Kimia Universitas Sumatera Utara.
- (10) DR. A. J. Clemitt. "Basic Chemistry Of Corrosion Inhibitor".
- (11) J. I. Bregman. 1963. "Corrosion Inhibitor". New York : Macmillan  
Company.
- (12) <http://www.kesimpulan.co.cc>



## LAMPIRAN

### Lampiran 1.

Perhitungan Analisis Laju Korosi (MPY)

$$1) \quad \frac{0,0548 \times 365 \times 1000}{7,801 \times 2,54 \times 19,1986 \times 3} = 17,526$$

$$7,801 \times 2,54 \times 19,1986 \times 3$$

$$2) \quad \frac{0,0491 \times 365 \times 1000}{7,801 \times 2,54 \times 19,1411 \times 3} = 15,750$$

$$7,801 \times 2,54 \times 19,1411 \times 3$$

$$3) \quad \frac{0,1085 \times 365 \times 1000}{7,801 \times 2,54 \times 19,1540 \times 3} = 34,7822$$

$$7,801 \times 2,54 \times 19,1540 \times 3$$

$$4) \quad \frac{0,0679 \times 365 \times 1000}{7,801 \times 2,54 \times 19,1533 \times 3} = 21,7677$$

$$7,801 \times 2,54 \times 19,1533 \times 3$$

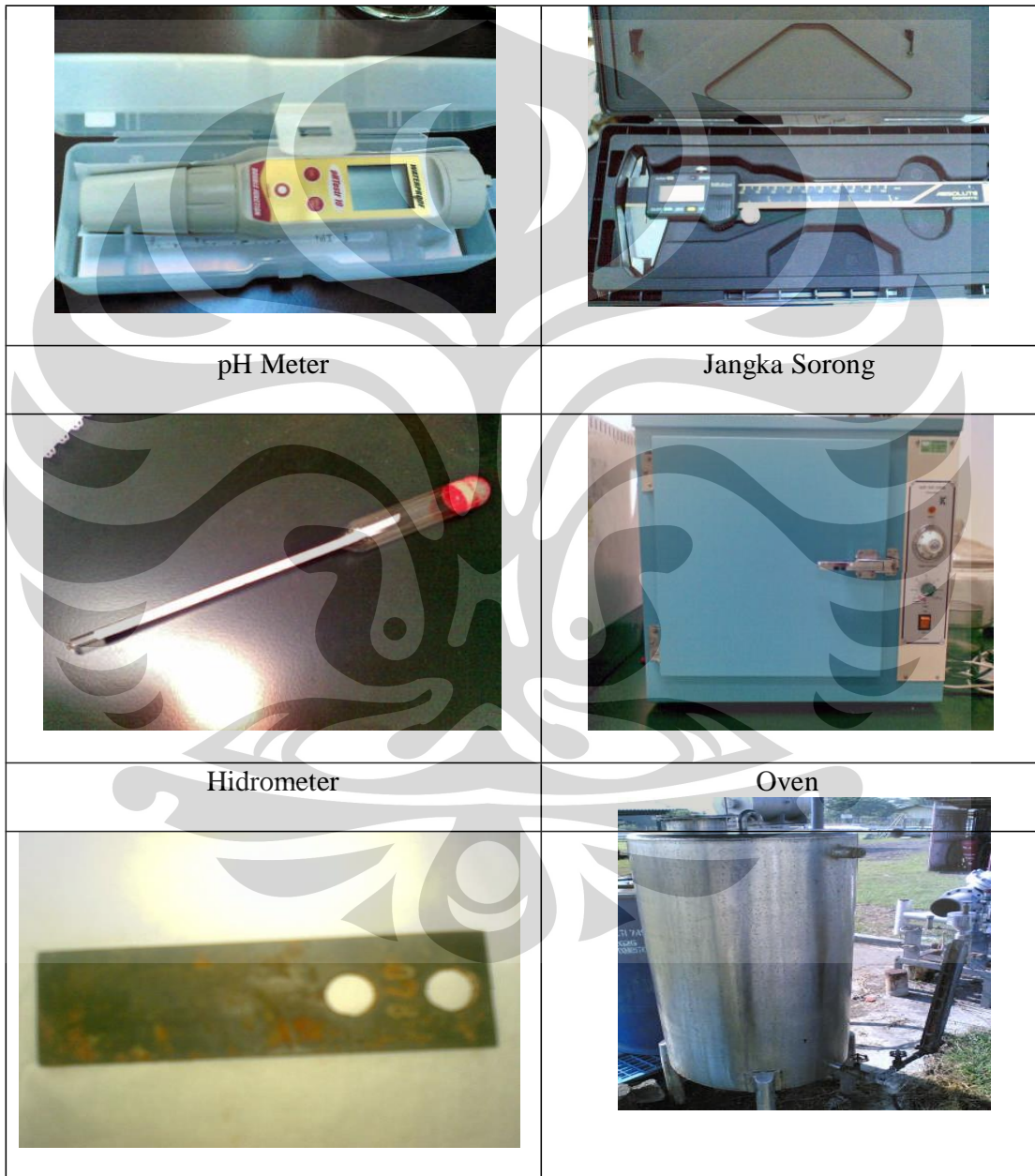
**Lampiran2.**







**Lampiran3.**



**Lampiran 4.****Gambar Peralatan dan Lapangan**

<i>Coupon Korosi</i>	Tempat Inhibitor Korosi Atcor 2626
	
Air Formasi dari Tangki	Inhibitor Korosi Atcor 2626

