

**ANALISIS LAJU KOROSI DALAM KAITAN TERHADAP
TINGKAT KEKRITISAN SISTEM PEMIPAAN PADA AREA
PROSES PRODUKSI MINYAK DAN GAS**

DISERTASI

DIAJUKAN SEBAGAI SALAH SATU SYARAT MEMPEROLEH
GELAR DOKTOR DALAM BIDANG ILMU MATERIAL

YUDI MASDUKY SOLIHIN

NPM : 8303000011



PROGRAM PASCASARJANA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI ILMU MATERIAL
UNIVERSITAS INDONESIA

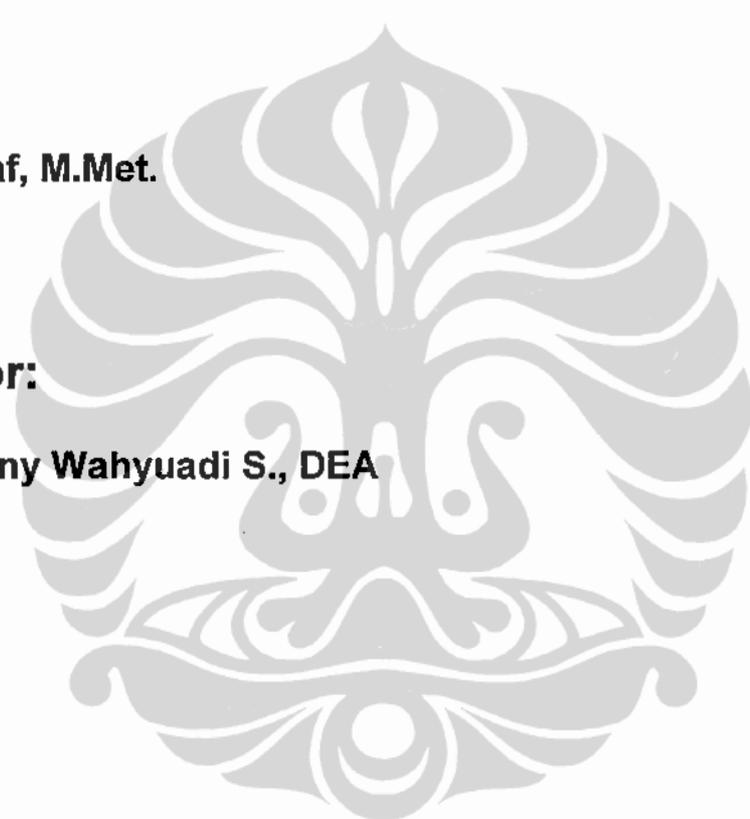
2008

Promotor :

Dr. Azwar Manaf, M.Met.

Ko-Promotor:

Prof. Dr. Ir. Johnny Wahyuadi S., DEA



Lembar Persetujuan :

Promotor :



(Dr. Azwar Manaf, M.Met)

Ko-Promotor :



(Prof. Dr. Ir. Johny Wahyuadi S., DEA)

Penguji :



(Dr. Bambang Soegijono)

Penguji :



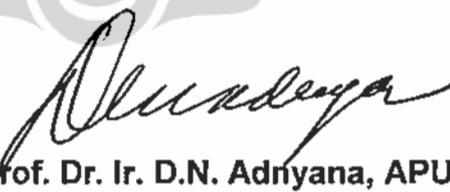
(Dr. Muhammad Hikam)

Penguji :



(Dr. Pudji Untoro)

Penguji :



(Prof. Dr. Ir. D.N. Adnyana, APU)

UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur penulis panjatkan ke hadirat Allah SWT atas segala rahmat dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian dan penulisan disertasi dengan judul : **Analisis laju korosi dalam kaitan terhadap tingkat kekritisian sistem pemipaan pada area proses produksi minyak dan gas**. Penulis menyadari bahwa kesanggupan dalam menyelesaikan disertasi ini tidak terlepas dari peran serta dan perhatian berbagai pihak dengan segala macam bantuan dan dukungan yang diberikan serta kesan dan kenangan yang tidak terlupakan. Oleh karena itu, penulis ingin mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Rektor Universitas Indonesia, Prof. Dr. der.Soz. Gumilar Rusliwa Soemantri, yang telah berkenan menyelenggarakan Sidang Senat Akademik dalam ujian promosi Doktor ini.
2. Dekan FMIPA, Dr. Adi Basukriadi Msc., atas kesempatan yang diberikan sehingga saya dapat maju dalam sidang tertutup ini.
3. Dr. Azwar Manaf M.Met, bertindak sebagai promotor yang telah memberikan perhatian, bimbingan dan arahan yang sangat berharga dalam penyusunan disertasi ini hingga promosi.
4. Prof. Dr. Ir. Johnny Wahyuadi S. DEA, selaku ko-promotor yang dengan penuh keihlasan membimbing penulis, memberi nasehat atau arahan, dorongan, semangat, dan saran-saran atau masukan selama penulis melakukan penelitian, penulisan jurnal dan disertasi, seminar dan promosi.
5. Dr. Bambang Soegijono, sebagai Ketua Program Studi Ilmu Material FMIPA UI sekaligus sebagai tim penguji yang telah memberikan kesempatan, dorongan semangat dalam menyelesaikan program Doktor ini.
6. Dr. Muhammad Hikam M.Sc., sebagai sekretaris program studi Ilmu Material FMIPA UI dan sekaligus sebagai tim penguji yang telah memberikan masukan, arahan, dan saran-saran yang sangat

membantu selama penulis melakukan penelitian dan penyempurnaan disertasi ini.

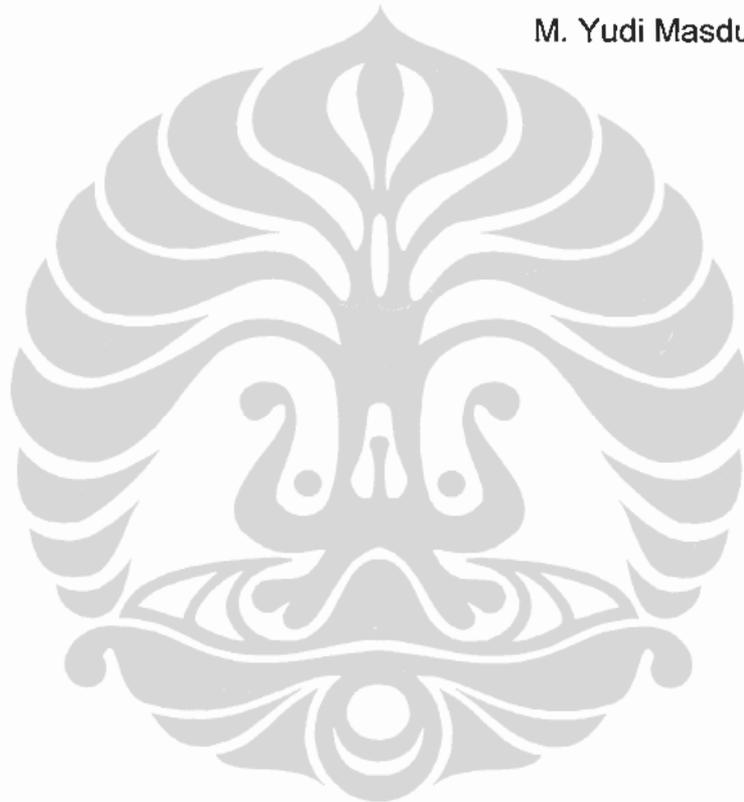
7. Dr. Pudji Untoro, sebagai tim penguji yang rela meluangkan waktu, memberikan saran dan perbaikan disertasi ini.
8. Prof. Dr. Ir. D.N. Adnyana APU, sebagai tim penguji yang rela meluangkan waktu, memberikan saran dan perbaikan disertasi ini.
9. Bapak Kepala Laboratorium beserta staff Laboratorium Korosi LEMIGAS Cipulir, wabil khusus kepada Bapak Ir Tarwanto M.T. yang dengan kesabaran dalam membantu percobaan, serta menyediakan fasilitas laboratorium korosi erosi .
10. Bapak Kepala Laboratorium Korosi dan staff Jurusan Metallurgi dan Material UI Depok, wabil khusus kepada Mas Gofar yang dengan segala fasilitas dan kesempatan untuk malakukan percobaan korosi erosi.
11. Bapak Ketua Program Studi Ilmu Material Universitas Indonesia selaku Penanggung Jawab Labororium yang telah mengijinkan penulis untuk menggunakan fasilitas Labororium Material.
12. Pimpinan P.T. Radiant Utama Interinsco dan Karyawan yang sedang bertugas di Area dan Lab Minyak dan Gas Vico Indonesia,BP west Java ,PERTAMINA dan EMP Kangean.
13. Rekan-rekan Mahasiswa dan staff administrasi Program Studi Ilmu Material FMIPA Universitas Indonesia.
14. Ibu Hj. Enah S.T. Hasanah (Alm.) dan Ayah R. Darfan Masduky Natadiraksa (Alm.) yang penulis sangat hormati yang telah membesarkan menyayangi penulis dengan tulus saat hayat beliau, dan istri serta anak-anak tercinta,yang telah dengan setia dan penuh kesabaran dan dorongan serta semangat dalam menyelesaikan pendidikan Doktor ini .

Akhirnya penulis dengan setulus hati yang sedalam-dalamnya menyampaikan terima kasih yang tak terhingga dan permohonan maaf

kepada semua pihak yang namanya tidak mampu saya sebutkan satu persatu, yang telah memberikan segala bantuan, pertolongan serta dorongan moril dalam penyelesaian disertasi ini. Hanya Allah SWT yang mampu memberikan imbalan yang sesuai dan melimpahkan rahmat-Nya kepada kita semua. Ammiin.

Jakarta, 30 Juni 2008

M. Yudi Masduky Solihin



DAFTAR ISI

LEMBAR JUDUL	i
LEMBAR PERSETUJUAN	iii
UCAPAN TERIMA KASIH	iv
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR GAMBAR	xv
DAFTAR LAMPIRAN	xx
DAFTAR ISTILAH/SINGKATAN	xxii
ABSTRAK	xxix

BAB I	PENDAHULUAN	1
	1.1. Latar Belakang Masalah	1
	1.2. Ruang Lingkup dan Batasan Masalah	3
	1.3. Perumusan Masalah	4
	1.4. Tujuan Penelitian	5
	1.5. Hipotesis Penelitian	6
	1.6. Manfaat Penelitian	7
BAB II	STUDI LITERATUR	8
	2.1. Analisis Laju Korosi Sistem Pemipaan Produksi Minyak dan Gas	8
	2.1.1. Mekanisme Korosi Erosi Pada Sistem Pemipaan Produksi Minyak dan Gas	9
	2.1.2. Persamaan Kecepatan Laju Korosi Erosi API (<i>American Petroleum Institute</i>)	12
	2.1.3. Persamaan Kecepatan Erosi Salama Venkatesh (SV)	15

2.2.	Pengaruh Aliran Fluida	21
2.2.1.	Percepatan Korosi Aliran dan Erosi-Korosi	22
2.2.2.	Tegangan Geser Dinding (<i>Wall Shear Stress</i>)	23
2.2.3.	Tegangan Geser Dinding Untuk Aliran Paralel Dalam Pipa	24
2.2.4.	Tegangan Geser Dinding karena Gesekan Pancaran (<i>Jet Impingement Wall Shear Stress</i>)	26
2.2.5.	Tegangan Geser Dinding dalam Silinder yang Berputar (<i>Rotating Cylinder Wall Shear Stress</i>)	29
2.3.	Pengertian Tingkat Kekritisian berdasarkan Metoda <i>Risk Based Inspection</i>	31
2.3.1.	Pemeringkat Tingkat Kekritisian Berdasarkan Metode RBI	32
2.4.	Latar Belakang Teknis dan Metodologi Tingkat Kekritisian dengan Metoda RBI	35
2.4.1.	Penilaian Atas Pemeringkatan Tingkat Kekritisian Sistem Pemipaan Produksi Minyak dan Gas	37
2.4.2.	Penilaian Peluang Terjadinya Kegagalan Pada Pemeringkatan Tingkat Kekritisian	40
2.4.3.	Indeks Angka Tingkat Keyakinan Untuk Menentukan Perencanaan Inspeksi dan Strategi Pemeliharaan	41
2.4.4.	Pengembangan Rencana Inspeksi dan Strategi Pemeliharaan Sesuai Dengan Tingkat Kekritisian Menggunakan Metode RBI	41
2.4.5.	Penentuan Interval Inspeksi dan Strategi Pemeliharaan Pada Produksi Minyak dan Gas	42

	2.4.6. Penentuan Metoda Pengujian Dengan Menggunakan NDT (<i>Non Destructive Testing</i>)	43
	2.5. Sifat-Sifat Bahan Pipa Untuk Minyak dan Gas	46
	2.6. Standar dan Kriteria Penerimaan Sistem Pemipaan Produksi Minyak dan Gas	47
BAB III	LATAR BELAKANG TEKNIS, METODOLOGI PENELITIAN, DAN PROSEDUR EKSPERIMENTAL	49
	3.1. Diagram Alir Penelitian	49
	3.2. Prosedur Eksperimen dan Simulasi Pemodelan Tingkat Kekritisitas Berdasarkan Analisis Laju Korosi	51
	3.3. Prosedur Pengujian Material Pipa dan Analisis Permodelan Penilaian Peluang Terjadinya Kegagalan (POF), Karena Korosi	53
	3.3.1. Prosedur Pengujian dan Permodelan Akibat Kegagalan (COF)	58
	3.4. Peralatan dan Prosedur Pengujian Serta Analisis Laju Korosi Di Lapangan Migas Dengan Menggunakan Alat Uji Ultrasonik	65
	3.4.1. Prosedur Pengujian dan Pemodelan Analisis Laju Korosi dengan Menggunakan Alat Uji Ultrasonik (UT) di Lapangan	68
	3.5. Peralatan dan Prosedur Eksperimental	72
	3.5.1. Peralatan Untuk Simulasi Test Erosi	72
BAB IV	HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN	74
	4.1. Penentuan Kekritisitas Pipa	74
	4.2. Analisis Laju Korosi Pipa Gas API 5L Grade B	79
	4.2.1. Pengaruh Tegangan Geser Terhadap Laju Korosi	88

4.2.2.	Perbandingan Pengaruh Tegangan Geser Terhadap Laju Korosi	96
4.2.3.	Perbandingan Korelasi Laju Korosi dan Tegangan Geser Antara Hasil Percobaan Dengan Beberapa Parameter Uji Validasi	98
4.3.	Data Periodik Ketebalan Dinding Pemipaan Minyak Diameter 4 Inchi A106B	100
4.3.1.	Hasil Laju Korosi Pipa Minyak Diameter 4 Inchi Material A 106 B	106
4.3.2.	Perbandingan Pengaruh Tegangan Geser Terhadap Laju Korosi Pada Material Uji A 106 B	113
4.4.	Kasus Kerusakan Pipa Minyak dan Pipa Gas Berdasarkan Analisis Laju Korosi dan Tingkat Kekritisian	115
4.5.	Analisis Hasil Uji Material Pipa Baru di Laboratorium	119
4.5.1.	Analisis Pemilihan Material dan Pengaruhnya Terhadap Kandungan Fluida Gas Pada Tekanan Tertentu	130
4.6.	Aplikasi RBI Untuk Penentuan Tingkat Kekritisian	135
4.6.1.	Hubungan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa Gas 24 Inchi dan Pipa Minyak 4 Inchi	136
4.6.2.	Hubungan Laju Korosi dan Tingkat Kekritisian Pipa Gas 24 Inchi dan Pipa Minyak 4 Inchi	139
4.6.3.	Analisis Fungsi Kekuatan Regresi Laju Korosi (C_r) Dan Tegangan Geser (τ_w)	144
4.6.4.	Memformulasikan Model Tingkat Kekritisian dan Pengaruhnya Terhadap Laju Korosi	148

BAB V	KESIMPULAN DAN SARAN	155
	5.1. Kesimpulan	155
	5.2. Saran-Saran	158
DAFTAR ACUAN		160
LAMPIRAN		



DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2.1. Matrik tingkat kekritisian (3x3) sistem pemipaan	37
Tabel 2.2. Konsekuensi-konsekuensi kegagalan	39
Tabel 2.3. Matriks interval inspeksi (dalam tahun)	42
Tabel 2.4. Syarat-syarat minimal ruang lingkup terbatas, umum, dan detail pada penilaian internal	44
Tabel 2.5. Metoda inspeksi NDT	45
Tabel 4.1. Hasil kalkulasi laju korosi dari tingkat kekritisian pipa	76
Tabel 4.2. Hasil uji tingkat kekritisian pipa, metoda inspeksi, frekuensi inspeksi dan luas area inspeksi untuk tipe kegagalan korosi internal dan erosi	77
Tabel 4.3. Data hasil verifikasi keakuratan data sistem pemipaan	78
Tabel 4.4. Persentase Pengurangan Ketebalan Hasil Uji MFL	85
Tabel 4.5. Hasil regresi fungsi kekuatan untuk variasi laju korosi material pipa API 5L grade B pada lokasi A dengan tegangan gesekan (τ_w)	90
Tabel 4.6. Hasil regresi fungsi kekuatan untuk variasi laju korosi material pipa API 5L grade B pada lokasi B dengan tegangan gesekan (τ_w)	92
Tabel 4.7. Hasil regresi fungsi kekuatan untuk variasi laju korosi material pipa API 5L grade B pada lokasi C dengan tegangan gesekan (τ_w)	94
Tabel 4.8. Rangkuman hasil uji pengukuran pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi pada material pipa gas API 5L Grade B	96
Tabel 4.9. Rangkuman nilai konstanta a dan b dari beberapa parameter uji Validasi	98
Tabel 4.10. Rangkuman nilai konstanta a dan b dari pipa gas pada Lokasi A	99

Tabel 4.11.	Rangkuman nilai konstanta a dan b dari pipa gas pada Lokasi B	99
Tabel 4.12.	Rangkuman nilai konstanta a dan b dari pipa gas pada Lokasi C	99
Tabel 4.13.	Hasil regresi fungsi kekuatan untuk variasi laju korosi material pipa A 106 grade B pada lokasi A dengan tegangan gesekan (τ_w)	108
Tabel 4.14.	Hasil regresi fungsi kekuatan untuk variasi laju korosi material pipa A 106 grade B pada lokasi B dengan tegangan gesekan (τ_w)	109
Tabel 4.15.	Hasil regresi fungsi kekuatan untuk variasi laju korosi material pipa A 106 grade B pada lokasi C dengan tegangan gesekan (τ_w)	111
Tabel 4.16.	Rangkuman hasil uji pengukuran pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi pada material pipa minyak A 106 B grade B	114
Tabel 4.17.	Komposisi kimia material benda uji pipa A 106 B <i>carbon steel</i>	119
Tabel 4.18.	Hasil pengujian laju korosi dengan metoda polarisasi pada <i>carbon steel</i> di berbagai lingkungan korosif pada suhu 28 ⁰ C	120
Tabel 4.19.	Hasil pengujian laju korosi dengan metoda polarisasi pada <i>carbon steel</i> di berbagai lingkungan korosif pada suhu 60 ⁰ C	121
Tabel 4.20.	Hasil pengujian laju korosi dengan metoda polarisasi pada <i>carbon steel</i> di berbagai lingkungan korosif pada suhu 100 ⁰ C	122
Tabel 4.21.	Variasi laju korosi material <i>carbon steel</i> , <i>stainless steel</i> , dan <i>alloy 825</i> pada suhu 29°, 50°, 75°, dan 90° C	123
Tabel 4.22.	Laju korosi variasi komposisi gas pada variasi material benda uji pada Temperature 28 ⁰ C	125
Tabel 4.23.	Laju korosi variasi komposisi gas pada variasi material benda uji pada Temperature 60 ⁰ C	126
Tabel 4.24.	Laju korosi variasi komposisi gas pada variasi	

Tabel 4.25. Pemilihan material sampel D (P = 200 PSI) (diambil dari <i>Well Blok Station</i>)	132
Tabel 4.26. Laju korosi benda uji beberapa material	132
Tabel 4.27. Fungsi kekuatan regresi laju korosi dan tegangan geser (τ_w) pipa gas diameter 24 inchi API 5L B dan pipa minyak diameter 4 inchi A 106 B	146
Tabel 4.28. Tingkat kegagalan dan mekanisme kegagalan	150



DAFTAR GAMBAR

	halaman
Gambar 2.1. Laju aliran fluida pada pipa	9
Gambar 2.2. Keseimbangan kekuatan (“ <i>force</i> ”) antara tekanan dan tegangan gesekan dinding dalam segmen pipa dengan asumsi hanya terjadi kehilangan friksi (tidak ada perubahan dalam elevasi atau suhu)	26
Gambar 2.3. Karakteristik hidrodinamik dari <i>jet impingement</i> pada sebuah plat yang diperlihatkan pada empat karakteristik daerah aliran	27
Gambar 2.4. <i>Flow chart</i> model tingkat kekritisian	38
Gambar 3.1. Diagram alir penelitian	50
Gambar 3.2. Model evaluasi untuk menentukan tingkat kekritisian	51
Gambar 3.3. Proses untuk menentukan laju korosi di Lapangan dari data Laboratorium berdasarkan keseimbangan hidrodinamik	52
Gambar 3.4. <i>Flow chart</i> prosedur pengujian pipa di Lapangan dan analisis pemodelan korosi eksternal	55
Gambar 3.4. <i>Flow chart</i> prosedur pengujian dan analisis pemodelan korosi dalam (fluida minyak dan gas)	56
Gambar 3.6. <i>Flow chart</i> prosedur pengujian dan analisis pemodelan erosi pada pipa	57
Gambar 3.7. Prosedur pengujian dan analisis pemodelan konsekuensi dan peluang terjadinya kegagalan akibat fluida	62
Gambar 3.8. Prosedur pengujian dan analisis pemodelan konsekuensi dan peluang kegagalan akibat bahaya oleh persediaan fluida	63
Gambar 3.9. Prosedur pengujian dan analisis pemodelan tekanan operasi fluida dengan konsekuensi dan peluang yang dapat mendatangkan kegagalan	63

Gambar 3.10. Prosedur pengujian pemodelan konsekuensi dan peluang kegagalan pada lingkungan sekitar <i>Plant</i> dan <i>Review Integritas Plant</i>	64
Gambar 3.11. Prosedur pengujian dan analisis pemodelan konsekuensi terjadinya kegagalan terhadap penduduk di sekitar <i>plant</i>	66
Gambar 3.12. Peralatan korosi dan erosi di Laboratorium	73
Gambar 4.1. Hasil ketebalan pipa gas 24 inchi material API 5L Grade B tahun ke-1 sampai tahun ke-5 di lokasi A semua posisi	80
Gambar 4.2. Hasil ketebalan pipa gas 24 inchi material API 5L Grade B tahun ke-1 sampai tahun ke-5 di lokasi B semua posisi	80
Gambar 4.3. Hasil ketebalan pipa gas 24 inchi material API 5L Grade B tahun ke-1 sampai tahun ke-5 di lokasi C semua posisi	81
Gambar 4.4. Sketsa pengambilan sampel ketebalan pipa 24 " berdasarkan arah jam 12,15,18,dan 21	81
Gambar 4.5. Pengurangan ketebalan akibat korosi erosi (30%) pada daerah Km 13 pada penampakan 3 dimensi	86
Gambar 4.6. Pengurangan ketebalan akibat korosi pada posisi di permukaan dalam (33 %) lokasi Km 40 pada penampakan 3 dimensi	86
Gambar 4.7. Penampakan pengurangan ketebalan karena korosi pada lokasi Km 13	87
Gambar 4.8. Gambar detail daerah pipa yang pengurangan ketebalannya di atas 30% pada lokasi 39.429,93 M	87
Gambar 4.9. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi A pada posisi Jam 12	89
Gambar 4.10. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi A pada posisi jam 12, 15, 18, dan 21	90
Gambar 4.11. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi B pada posisi jam 12	92

Gambar 4.12.	Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi B pada posisi jam 12, 15, 18, dan 21	93
Gambar 4.13.	Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi C pada posisi jam 21	95
Gambar 4.14.	Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi C pada posisi jam 12, 15, 18, dan 21	96
Gambar 4.15.	Gambar perbandingan pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi antara posisi A, B, dan C pada material pipa gas API 5L Grade B	97
Gambar 4.16.	Perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w	100
Gambar 4.17.	Hasil ketebalan pipa minyak 4 inchi material A 106 B Tahun ke-1 sampai tahun ke-5 di lokasi A semua posisi	104
Gambar 4.18.	Hasil ketebalan pipa minyak 4 inchi material A 106 B tahun ke-1 sampai tahun ke-5 di lokasi B semua posisi	105
Gambar 4.19.	Hasil ketebalan pipa minyak 4 inchi material A 106 B tahun ke-1 sampai tahun ke-5 di lokasi C semua posisi	105
Gambar 4.20.	Sketsa pengambilan sampel ketebalan pipa 4 " berdasarkan arah jam 12,15,18,dan 21	106
Gambar 4.21.	Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi A pada posisi jam 15	107
Gambar 4.22.	Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi A pada posisi jam 12, 15, 18, dan 21	108
Gambar 4.23.	Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi B pada posisi jam 21	110
Gambar 4.24.	Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi B pada posisi jam 12, 15, 18, dan 21	111

Gambar 4.25.	Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi C pada posisi jam 15	112
Gambar 4.26.	Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi C pada posisi jam 12, 15, 18, dan 21	113
Gambar 4.27.	Gambar perbandingan pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi antara posisi A, B, dan C pada material pipa minyak A 106 B	114
Gambar 4.28.	Sketsa pengambilan sampel metalografi	116
Gambar 4.29.	Penampang melintang bagian lekukan pipa 4 inchi yang mengalami penipisan dan kebocoran	117
Gambar 4.30.	(a) Kondisi dinding bagian dalam sistem pemipaan material A 106 Grade B; diperbesar 2x dan 20x. dan hasil mikro struktur dengan menggunakan larutan nital 2% atas produk korosi yang terbentuk pada permukaan bagian dalam; diperbesar 560 x.	118
	(b) Kondisi dinding bagian dalam sistem pemipaan material API 5L Grade B. Hasil uji SEM perbesaran 50x dan hasil uji mikrostruktur diperbesar 500x.	118
Gambar 4.31.	Hubungan antara rapat arus dan laju korosi pada material <i>carbon steel</i> dalam suhu 28 ^o C	121
Gambar 4.32.	Hubungan antara rapat arus dan laju korosi pada material <i>carbon steel</i> dalam suhu 60 ^o C	122
Gambar 4.33.	Hubungan antara rapat arus dan laju korosi pada material <i>carbon steel</i> dalam suhu 100 ^o C	123
Gambar 4.34.	Laju korosi benda uji beberapa material pada perubahan suhu	132
Gambar 4.35.	Laju korosi dan sisa umur pakai pipa gas 24 inchi API 5L Grade B	137
Gambar 4.36.	Laju korosi dan sisa umur pakai pipa minyak 4 inchi ASTM A 106 B	138
Gambar 4.37.	Hubungan antara laju korosi dan sisa umur pakai; (a) pipa gas diameter 24 inchi API 5 L Grade B, (b) pipa minyak diameter 4 inchi A 106 B	140

Gambar 4.38.	Hubungan antara <i>Probability of Failure</i> dan waktu operasi pada; (a) pipa gas diameter 24 inchi API 5L Grade B , (b) pipa minyak diameter 4 inchi A 106 B	142
Gambar 4.39.	Grafik tingkat kekritisitan ; (a) pipa gas diameter 24 inchi API 5L Grade B, (b) pipa minyak 4 inchi	143
Gambar 4.40.	Rangkuman hasil analisis laju korosi dan tegangan geser pipa gas API 5L B dan pipa minyak A 106 B	147



DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN A** Hasil Simulasi Tingkat Kekritisian
- LAMPIRAN B** Perhitungan MAWP, Laju Korosi, dan Sisa Umur Pakai Diameter 24 Inchi Pipa Gas Material API 5L Grade B
- LAMPIRAN C** Perhitungan MAWP, Laju Korosi, dan Sisa Umur Pakai Diameter 4 Inchi Pipa Minyak Material ASTM 106 B
- LAMPIRAN D** Data Ketebalan Hasil Pengujian Dengan Menggunakan *Ultrasonic* Pipa Diameter 24 Inchi Pipa Gas Material API 5L Grade B
- LAMPIRAN E** Data Ketebalan Hasil Pengujian Dengan Menggunakan *Ultrasonic* Pipa Minyak Material ASTM 106 B
- LAMPIRAN F** Data Hasil Laju Korosi Pipa Diameter 24 Inchi Pipa Gas Material API 5L Grade B
- LAMPIRAN G** Data Hasil Laju Korosi Pipa Minyak Material ASTM 106 B
- LAMPIRAN H** Gambar Process and Instrument Diagram (P&ID) Nomer Jalur – jalur sebagai berikut : 02-0015-4"-F1, 02-0023-4"-F, 02-0023-4"-F1, 02-0001-24"-A1
- LAMPIRAN I** Gambar perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w

LAMPIRAN J Hasil pengujian ultrasonik, komposisi kimia, kekerasan bahan, dan
chromatography Pipa Gas 24 Inchi



DAFTAR ISTILAH/SINGKATAN

Alloy

Logam campuran

ANSI

American National Standard Institute

API

American Petroleum Institute : Salah satu bagian dari standar pemipaan

API 570

Salah satu bagian dari standar API untuk sistem pemipaan

API 5L grade B

Salah satu bagian dari standard material carbon steel

API 653

Salah satu bagian dari standar API untuk repair dan inspeksi tangki penimbun

API 750

Salah satu bagian dari standar API untuk proses manajemen keselamatan

API BRD 581

Salah satu bagian dari standar API untuk referensi RBI

API RP 14E

Salah satu bagian dari standar API untuk *guideline* perhitungan laju korosi erosi

API RP 580

Salah satu bagian dari standar API untuk *guideline* RBI

ASME

American Society Of Mechanical Engineering

ASME B 31.3

Salah satu bagian dari standar ASME untuk pemipaan pada proses

ASME B 31.4

Salah satu bagian dari standar ASME untuk pipa penyalur

ASME B 31.8

Salah satu bagian dari standar ASME untuk pemipaan distribusi dan transmisi gas

ASME B.31.G

Salah satu bagian dari standar ASME untuk sistem pemipaan bertekanan

ASTM

American Society for Testing Materials

Bore scope

Alat untuk melakukan uji visual

By-pass

Mengalirkan fluida ke jalur lain guna menghindari stop produksi ketika jalur utamanya bermasalah

Cacat laminasi

Suatu cacat pada pipa karena adanya rongga udara yang terjebak di dalam pipa

Carbon steel

Baja dengan kandungan karbon

Coating

Pelapisan pada pipa atau logam untuk melindungi logam dari korosi

COF

Consequence of Failure : Dampak kegagalan yang ditentukan dari beberapa factor dengan metode RBI

Completion

Penyelesaian pada implementasi RBI

Crack

Cacat retak

Creep hot hydrogen damage

Cacat pemipaan karena mulur

Criticality ranking

Pemeringkatan tingkat kekritisian terhadap suatu sistem pemipaan

Crude oil

Minyak mentah yang belum disuling, dan masih bercampur dengan berbagai jenis zat

CUI

Corrosion Under Insulation

Damage mechanism

Mekanisme kerusakan

Degradasi

Kemunduran kualitas pemipaan

Dimensionless friction factor

Faktor gesekan karena kekasaran material

Direct Assessment

Pengecekan yang dilakukan secara langsung

Ductile

Kenyal

EDAX

Salah satu alat uji material untuk struktur

Eksplorasi

Kegiatan pencarian hasil tambang

Elbow

Bagian lekukan pipa

Elektrokimia

Reaksi kimia yang melibatkan ion-ion listrik

Erosi

Kehilangan ketebalan pipa karena tergerus

ERW

Electric Resistant Welding

Fatigue

Kelelahan dari suatu logam

Field research

Penelitian lapangan

Fittings

Sambungan

Flange

Ujung pipa yang disambungkan dengan baut

Flow rate

Laju aliran fluida

Friction

Gesekan yang timbul antara interaksi fluida dengan pipa

Grade of inspections

Tingkatan inspeksi

Inhibitor

Zat kimia untuk menetralkan fluida agar tidak korosif

Intelligent pig

Salah satu alat untuk memonitoring ketebalan pipa dari

Jet impingement

Laju erosi yang sangat cepat karena turbulensi di belokan pipa

Korosif

Material yang dapat terkorosi

Liquid penetrant

Cairan untuk menguji permukaan lasan

Magnetic particle

Partikel yang bersifat magnet

MAWP

Maximum Allowable Working Pressure : Tekanan maksimum yang diijinkan pada pengoperasian pipa

Metode Vickers

Metode pengujian kekerasan material

MFL

Magnetic Flux Leakage : Suatu pengujian tak merusak yang dilakukan di dalam pipa untuk mengetahui pengurangan ketebalan pipa

Mikroba

Suatu organisme yang terkandung pada minyak mentah yang menyebabkan terjadinya produk korosi

Mpy

mils per year : satuan laju korosi (dimana 1 mil setara dengan 0,001 inch)

NDT

Non Destructive Testing : Suatu pengujian yang dilakukan tanpa merusak material yang diuji

Nozzle

Pipa yang tersambung lasan pada tangki / bejana tekan, guna menyambungkan ke sistem pemipaan

OSHA

Occupational Safety Health Administration

P&ID

Process and Instrument Diagram

Piping system

Sistem pemipaan

PIR

Plant Integrity Review

Pitting

Salah satu cacat korosi pada permukaan pipa

Plant

Area produksi atau instalasi proses produksi migas

Plant shutdown

Penghentian pengoperasian pada suatu area proses produksi

POF

Probability of Failure

Pollution hazard

Bahaya dari polusi

Production tubing

Produksi pipa

Produk korosi

Endapan yang timbul karena kandungan zat kimia pada aktivitas fluida yang mengalir di dalam pipa

Radiography Testing

Salah satu pengujian NDT dengan metode radiasi

RBI

Risk Based Inspection : Suatu metode yang terintegrasi untuk menentukan tingkat kekritisian dari system pemipaan

Refinery

Instalasi penyulingan minyak

Risk Assessment

Seluruh pengecekan pada proses mengevaluasi resiko

Roughness

Kekasaran permukaan

S

Strengthness : Ukuran kekuatan suatu material untuk pipa (biasanya dinyatakan dalam psi)

Scanning

Mengukur ketebalan pipa dengan cara menempelkan probe UT pada pipa dan dapat dibaca di layer monitor

SCC

Stress Corrosion Cracking

SEM

Scanning Electron Microscope

Severity

Tingkat keparahan

Shear stress

Tegangan geser

Stand by availability

Tingkat keberadaan volume produksi pada sistem pemipaan

Stream

Sistem fluida pada system pemipaan

T.OCA

Tischuk Operational Criticality Assesment

Tee

Sambungan pipa berbentuk T

Thermal gradient

Perbedaan suhu

Thermography

Salah satu alat untuk menguji material dengan metode perbedaan suhu

Turbulent

Aliran suatu fluida yang berpusat pada suatu pusaran

Turbulent core

Pusat dari arus turbulen

Ultrasonic flowdetector

Salah satu alat uji ultrasonic dengan metode A-scan

Ultrasonic full scanning

Pengujian UT dengan probe pada seluruh permukaan pemipaan

Ultrasonic Testing

Pengujian tak merusak dengan alat yang menggunakan prinsip kerja gelombang ultrasonic

Ultrasonic thickness gauge

Pengukuran ketebalan pipa dengan metode UT

Ultrasonic thickness meter

Suatu alat yang memancarkan gelombang ultrasonic untuk mendeteksi ketebalan suatu logam

Wall loss

Pengurangan ketebalan suatu pipa dalam jangka waktu tertentu (dinyatakan dalam %)

Wall shear stress

Tegangan geser pada dinding pipa

Weld corrosion

Korosi pada las-lasan

Wellhead

Kepala sumur produksi pipa

ABSTRAK

Kebanyakan area proses produksi minyak dan gas yang sedang beroperasi bekerja kearah pencapaian tujuan bagaimana pengoperasian *plant* secara aman dan ekonomis dalam atau sepanjang umur pakai desain. Sistem pemipaan adalah salah satu peralatan kritikal yang bertekanan pada area proses produksi minyak dan gas yang memerlukan minimal pinalty resiko kegagalan melalui perencanaan inspeksi dan strategy pemeliharaan pada pengelolaan sisa umur pakai guna memperbaiki kehandalan dan keberadaannya dalam mencapai tujuan tersebut. Berbagai kondisi operasi berlebihan pada piping sistem tersebut cenderung mengakibatkan model-model deteriorasi dan kegagalan khususnya korosi erosi pada materialnya. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menganalisis hasil pemantauan ketebalan dinding pipa terhadap kemungkinan laju korosi erosi di lapangan yang diukur dengan alat uji ultrasonik secara periodik di lokasi dan posisi yang sama, dan pengaruhnya terhadap laju korosi erosi hasil percobaan di laboratorium dimana variabel tegangan geser yang paling signifikan. Dari hasil penelitian dan percobaan ini, menunjukkan kecenderungan peningkatan laju korosi terhadap fungsi waktu, yang dimodelkan dengan fungsi $Y = 0.0213 x^{2.911}$. Hal ini dibuktikan dengan fungsi dari laju korosi (Y) yang sangat berhubungan dengan tegangan geser dinding pipa (variabel x) dimana nilai koefisien determinasi dari persamaan tersebut adalah $R^2 = 0.9964$. Artinya, akan terjadi peningkatan laju korosi (Y) sebesar 99.64% berasal dari variabel x tersebut yang dipengaruhi oleh faktor laju aliran fluida gas yang mengandung H_2S , CO_2 , O_2 , H_2O (kondensat), ion Fe^{++} , dan HCO_3 , faktor desain seperti belokan, dan pada fluida minyak mentah (*crude oil*) dipengaruhi oleh kerapatan fluida, kandungan pasir, mikroba, dan lain-lain. Sedangkan sisanya 0.36% adalah faktor lain seperti produk korosi dan faktor degradasi lainnya. Fungsi laju korosi erosi yang dipengaruhi oleh variabel tegangan geser (τ_w) tersebut membentuk persamaan laju korosi erosi $C_r = 0.0213 \tau_w^{1.2911}$, dan dimodelkan dengan $C_r = a \cdot \tau_w^b$, dimana nilai a adalah merupakan slope percepatan laju korosi erosi, dan nilai b adalah sebuah faktor konstanta dari hasil percobaan yang dipengaruhi oleh faktor cacat material, cacat laminasi, terbawa arah pergerakan tanah longsor, rusak oleh pihak ke tiga, dan lain-lain. Pengaruhnya terhadap tingkat kekritisitas pada ketebalan aktual minimum yang kritis sehubungan dengan sisa umur masa pakai kritis (RL_{crit}) selama 4 tahun maka nilai dampak tingkat kegagalan (COF_{crit}) adalah 0,5 sehingga menjadi persamaan

$$Crit = 0.5 \left(\frac{t a_{crit} - t r}{a \tau_w^b} \right)$$

Manfaat dari model ini adalah untuk menentukan tingkat kekritisitas sistem pemipaan berdasarkan batas dampak resiko yang diijinkan dari nilai umur desain 20 tahun, yang dipengaruhi oleh pengurangan ketebalan dinding pipa yang kritis akibat kemungkinan terjadinya laju korosi erosi yang terus menerus pada sistem pemipaan produksi minyak dan gas. Dengan diketahuinya tingkat kekritisitas dari sistem pemipaan tersebut maka perencanaan inspeksi dan strategi pemeliharaan akan sangat berperan. Sebagai prediksi semi empiris pada tingkat kekritisitas dan proses penentuan tingkat keparahan karena laju korosi erosi pada sistem pemipaan. Dan untuk mengkaji laju korosi yang diakibatkan oleh faktor mekanis yang secara spesifik disebut sebagai erosi atau tergerus pada dinding ketebalan sistem pemipaan, sebagai solusi pemilihan material yang ekonomis di lapangan produksi minyak dan gas.

Kata kunci : Analisis laju korosi, produksi minyak dan gas, sistem pemipaan, tingkat kekritisitas.

ABSTRACT

Most of the operating plants in oil and gas process production areas work toward goals how to operate the plant equipments safely and economically within or beyond its design life. Piping system is one of pressurize critical equipment in oil and gas production area, need to minimize failure risk penalties through optimized maintenance strategy and inspection planning on strategic issues of plant life management enabling to improve plant reliability and availability prior to achieve the above goals. Various excessive operating conditions of piping systems trend to cause various modes of deterioration and failure to the material especially corrosion erosion. The objective of this research is to develop the corrosion rate analysis based on the pipe wall thickness monitoring results at the same locations periodically using ultrasonic testing, into account of effect of fluid flow on the corrosion processes, and the effects of wall shear stress variable from laboratory simulation. The result of this research and experiment, is indicated that the trend of corrosion rate versus time dependent will be modeled by the function of $Y = 0.0213 X^{1.2911}$. It is stated that the corrosion rate function (Y) correlated with pipe wall shear stress (τ_w) as variable x and the regression value of R^2 is 0.9964 into account of trend corrosion rate 99.64 % is of its variable x effect from content of gas fluid which is H_2S , CO_2 that accelerated by flow, O_2 , H_2O (condensate), ion Fe^{++} , and H_2CO_3 , design factor (elbow), and at the crude oil corrosion rate accelerated by the velocity of fluids, fluids density, and the roughness surfaces of the pipe material. The function of corrosion erosion rate is impact from wall shear stress found to be the equation of $C_r = 0,0213\tau_w^{1.2911}$. This acceleration of corrosion erosion is impact from the several factors such as design function of the piping system. It is stated that the model of corrosion rate is $Y = a X^b$, which the value of "a" is the slope of acceleration of corrosion rate, and the value of "b" is experiment constant factor from impact of material defect, lamination defect, earth movement, third party damage, etc. These equation can be solve in the corrosion rate equation $C_r = a \cdot \tau_w^b$. The relationship between criticality ranking and the critical actual minimum wall thickness correlative with critical remaining life (RL_{crit}) 4 years, stated that the critical consequences of failure (COF_{crit}) is 0.5 and quantified by using the equation of

$$Crit = 0.5 \left(\frac{ta_{crit} - tr}{a\tau_w^b} \right)$$

This model is used to identify the criticality ranking of the piping system based on tolerable risk impact from the 20 years of design life, it is impact from critical pipe wall thickness of the continuous corrosion rate at the piping system in oil and gas production. The criticality of piping system, known as the inspection planning and the maintenance strategy are become very important. This model is useful for the prediction of semi-empirical criticality ranking and to identify severity from the corrosion erosion rate at the piping system. And also useful for corrosion erosion rate study especially impact from mechanical factor, commonly specified as erosion at piping system wall thickness, it is given to solutions of the economical material selection at oil and gas production plant.

Key words : Corrosion rate analysis, oil and gas production plant, criticality ranking, piping system.

BAB – I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang Masalah

Kebanyakan area proses produksi minyak dan gas yang sedang beroperasi bekerja kearah pencapaian tujuan bagaimana pengoperasian *plant* secara aman dan ekonomis dalam atau sepanjang umur pakai desain. Sistem pemipaan adalah salah satu peralatan kritikal yang bertekanan pada area proses produksi minyak dan gas yang memerlukan minimal pinalty resiko kegagalan melalui perencanaan inspeksi dan strategy pemeliharaan pada pengelolaan sisa umur pakai guna memperbaiki kehandalan dan keberadaannya dalam mencapai tujuan tersebut. Berbagai kondisi operasi berlebihan pada piping sistem tersebut cenderung mengakibatkan model-model deteriorasi dan kegagalan khususnya kororsi erosi pada materialnya. Terjadinya korosi erosi tersebut diakibatkan oleh kandungan tertentu seperti gas mengandung CO₂, H₂S dan H₂O, serta minyak mentah (*crude oil*) yang mengandung pasir, air, mikroba, dan lain-lain yang mengakibatkan produk korosi dari dalam. Pengaruh cacat material, seperti laminasi, goresan-goresan akibat fabrikasi, dan lain sebagainya juga akan mempercepat terjadinya degradasi sistem pemipaan tersebut.

Kerusakan ini terkadang terjadi pada saat jauh di bawah umur teknis yang direncanakan sehingga menimbulkan kerugian, khususnya pada daerah kritis pipa seperti belokan (*elbow*) yang sering terjadi kebocoran akibat dari erosi. Dengan kebocoran di bawah umur teknis ini maka berakibat biaya pemeliharaan signifikan yang lebih tinggi dibandingkan dengan perencanaan semula, juga berakibat menurunnya jumlah produksi yang direncanakan. Solusi yang jarang dilakukan pada produksi minyak dan gas adalah melakukan penelitian terhadap jenis dan faktor penyebab terjadinya kerusakan yang diintegrasikan dengan melakukan penilaian serta perhitungan secara kuantitatif terhadap peluang dan dampak terjadinya kegagalan, melakukan analisis laju korosi pada sistem pemipaan, guna menghindari kejadian serupa pada periode berikutnya. Dari hasil evaluasi dan simulasi tersebut dapat dilanjutkan terhadap analisis laju korosi dan perhitungan sisa umur pakai sesuai dengan tingkat kekritisannya dari sistem pemipaan tersebut.

Penelitian ini diharapkan berguna untuk tindakan penanggulangan kerusakan, khususnya dari segi material dan pengembangan ilmu bahan dalam menentukan laju korosi yang diijinkan terhadap pemilihan ketebalan material sistem pemipaan di area eksplorasi dan produksi minyak dan gas.

1.2. Ruang Lingkup dan Batasan Masalah

Penelitian ini dilakukan dengan beberapa batasan masalah terhadap sampel uji hasil uji tingkat kekritisian dan sampel uji yang dilanjutkan terhadap sistem pemipaan diameter 4 inchi dan diameter 24 inchi .Pembatasan sesuai dengan ruang lingkup penelitian dilakukan berdasarkan tahapan sebagai berikut :

- 1.2.1. Pengujian RBI (*Risk Based Inspection*) guna pemilihan sampel berdasarkan tingkat kekritisian terhadap beberapa jalur sistem pemipaan pada beberapa gambar P&ID (*Process and Instrument Diagram*) pada area produksi minyak dan gas.
- 1.2.2. Pengujian laboratorium dengan simulasi korosi dan erosi terhadap beberapa sampel jenis material sistem pemipaan yang diambil dari material yang ada di pasaran, sebagai bahan uji dengan kondisi peralatan laboratorium dan dilengkapi dengan *software* pendukung serta media uji yang disesuaikan dengan kondisi lapangan dimana sistem pemipaan tersebut berada, guna mengetahui nilai laju korosi.
- 1.2.3. Pemantauan laju korosi dengan melakukan *field research* atau pengambilan data ketebalan dinding pipa secara berkala di lapangan pada lokasi A, B, dan C pada posisi jam 12, 15, 18, dan 21 serta melakukan analisis laju korosi yang dapat

menghasilkan model laju korosi sesuai dengan jangka waktu pengambilan selama 5 periode.

- 1.2.4. Melakukan analisis kerusakan terhadap bahan baja jenis API 5L grade B pipa gas berdiameter 24 inchi dan bahan dari baja jenis ASTM (*American Society of Testing Material*) A-106 grade B pipa minyak berdiameter 4 inchi diambil sampelnya dari area produksi minyak dan gas.
- 1.2.5. Melakukan kalkulasi tingkat kekritisian dan pemodelan terhadap hasil analisis laju korosi berdasarkan tingkat resiko dari sistem pemipaan tersebut.

1.3. Perumusan Masalah

Penelitian mengenai analisis laju korosi yang terintegrasi dengan tingkat kekritisian, belum banyak dilakukan. Pentingnya penelitian ini diperlukan untuk mengetahui tingkat keparahan dari sistem pemipaan minyak dan gas yang selama ini sangat sulit diprediksi, terutama pemipaan pada area produksi yang kandungannya juga sangat sulit secara detail diprediksi. Dengan melakukan penelitian analisis laju korosi dan tingkat kekritisannya terutama pada sistem pemipaan minyak dan gas, maka manfaatnya adalah dapat memantau dan memetakan laju korosi sepanjang jalur sistem pemipaan di lapangan dan secara periodik dapat memprediksi sisa umur

pakainya. Dengan demikian, maka selanjutnya dapat dilakukan kalkulasi terhadap tingkat kekritisannya pada setiap segmentasi pemipaan yang dialiri fluidanya. Tingkat kekritisannya setiap segmen pemipaan dapat membuat perencanaan inspeksi dan strategi pemeliharaan.

Simulasi korosi erosi pada material yang disesuaikan dengan kondisi fluida sistem pemipaan dapat memodelkan laju korosi erosi yang diharapkan pada area produksi minyak dan gas agar dapat membuat perencanaan penilaian langsung (*direct assessment*) dan strategi pemeliharaan yang handal, berkualitas, dan efisien. Pemodelan yang terintegrasi atas hasil pengujian korosi di laboratorium maupun data hasil pengukuran di lapangan produksi akan memunculkan suatu model yang komprehensif antara kondisi pipa di lapangan dengan mendapatkan gambaran tingkat kekritisannya, dan pemanfaatan pipa yang optimal akan terlaksana dengan baik dan efisien.

1.4. Tujuan Penelitian

1. Melakukan analisis kondisi ketebalan dengan melakukan pemantauan laju korosi di lapangan secara periodik, secara konsisten di lokasi yang sama guna mengetahui kondisi tingkat keparahan sistem pemipaan.

2. Mengetahui analisis tingkat keparahan laju korosi sistem pemipaan dengan melakukan simulasi di laboratorium terutama pada laju korosi karena erosi dan produk korosi.
3. Mempelajari dan menganalisis perbandingan antara hasil analisis laju korosi di lapangan maupun di laboratorium, yang dilanjutkan terhadap kalkulasi tingkat kekritisian sistem pemipaan yang bermanfaat untuk mengetahui perencanaan pemeriksaan dan strategi pemeliharaan yang akan ditentukan terhadap sistem pemipaan tersebut.

1.5. Hipotesis Penelitian

1. Adanya pemantauan penurunan kualitas ketebalan material karena erosi dan produk korosi pada sistem pemipaan yang diakibatkan oleh kandungan fluidanya, akan dapat menentukan kalkulasi guna memprediksi sisa umur pakai.
2. Laju korosi sistem pemipaan pada area produksi minyak dan gas dapat diprediksi tingkat keparahannya melalui analisis hasil pengujian dan simulasi laboratorium yang dihubungkan dengan hasil monitoring ketebalan pipa di lapangan.
3. Secara kuantitatif laju korosi yang disebabkan oleh erosi dan produk korosi yang terdapat di bagian dalam pipa dapat

disimulasikan sehingga dapat memprediksi tingkat kemungkinan kegagalan pipa tersebut.

4. Penelitian analisis laju korosi dengan hasil perhitungan sisa umur pakai akan menentukan model tingkat kekritisannya.
5. Model tingkat kekritisannya dihubungkan dengan faktor tingkat keyakinan dan berkurangnya ketebalan akibat korosi dapat menentukan model untuk perencanaan inspeksi yang terkait dengan sisa umur pakai.

1.6. Manfaat Penelitian

Manfaat penelitian ini guna menambah data literatur mengenai analisis laju korosi yang berkaitan dengan tingkat kekritisannya dari sistem pemipaan produksi minyak dan gas. Dan dapat mengembangkan metoda analisis laju korosi yang dihubungkan dengan tingkat kekritisannya, juga dapat memprediksi nilai laju korosi erosi berdasarkan nilai tegangan geser yang disimulasikan di laboratorium. Hal ini dapat memperluas pengetahuan mengenai analisis laju korosi erosi yang spesifik dan berhubungan dengan tingkat kekritisannya pada sistem pemipaan pada area produksi minyak dan gas.

BAB – II

STUDI LITERATUR

2.1. Analisis laju Korosi Sistem Pemipaan Produksi Minyak dan Gas

Analisis laju korosi dengan pengertian adalah evaluasi korosi yang digunakan untuk memperoleh informasi dari penampilan logam tertentu yang digunakan dalam suatu kondisi lingkungan dengan metode tertentu dan mempergunakan alat bantu yang konvensional maupun modern⁽¹⁾. Informasi tersebut dijadikan dasar dalam pemilihan material yang paling tepat dan optimal sesuai dengan biaya investasi, operasional, dan pemeliharaan. Kemudian biaya tersebut dapat meminimalisir sesuai dengan kriteria keselamatan dan kehandalan⁽²⁾.

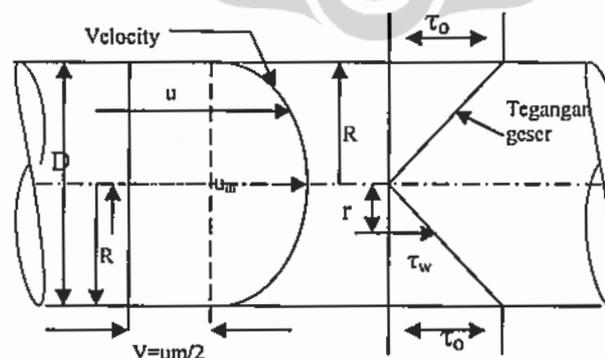
Pengujian lapangan analisis laju korosi dilakukan dengan pemantauan ketebalan yang diukur menggunakan *Ultrasonic Thickness Meter* (UTM), guna mendapatkan hasil yang akurat setiap periodik di lokasi dan posisi yang sama. Kemudian analisis laju korosi dari hasil pengujian laboratorium yang dilakukan dengan menggunakan zat-zat kimia dalam kondisi tertentu dan terkontrol. Secara umum pengujian laboratorium dapat diklasifikasikan dalam 5 kelas berdasarkan tujuannya⁽³⁾, yaitu :

- 1) Untuk mempelajari mekanisme korosi.
- 2) Pemilihan material logam yang cocok untuk suatu kondisi lingkungan.

- 3) Mendapatkan material yang terbaik sesuai kebutuhan/
mengembangkan bahan dengan ketahanan korosi yang baik.
- 4) Memperkirakan umur bahan.
- 5) Untuk kontrol mutu suatu produk.

2.1.1. Mekanisme Korosi Erosi Pada Sistem Pemipaan Produksi Minyak dan Gas

Mekanisme korosi erosi yang terjadi pada sistem pemipaan produksi minyak dan gas lebih banyak disebabkan oleh aliran dari suatu cairan (minyak dan air), gas (gas alam), dan/atau padatan (pasir)⁽⁴⁾. Situasi/keadaan aliran demikian ini pada hakikatnya merupakan salah satu bentuk dari aliran berupa cairan-gas, dua fase, dengan partikel-partikel padatan yang terkandung di dalamnya. Komponen kecepatan normal yang tegak lurus pada dinding pipa terlihat pada Gambar 2.1. berikut ini⁽⁵⁾:



Gambar 2.1. Laju aliran fluida pada pipa

Penjelasan mengenai besaran pada Gambar 2.1. : u adalah distribusi kecepatan fluida, u_m adalah kecepatan maksimum fluida, V adalah kecepatan rata-rata fluida, τ_o adalah tegangan geser pada dinding pipa, dan τ_w adalah tegangan geser pada variasi jarak.

Fluida mengalir pada sistem pemipaan yang dihambat oleh perubahan arah secara lokal maka akan muncul berupa tumbukan berulang-ulang pada ketebalan dinding sistem pemipaan⁽⁶⁾. Korosi erosi pada sistem pemipaan lebih banyak disebabkan oleh tumbukan berulang-ulang oleh partikel-partikel cairan dan padatan fluida. Korosi erosi juga disebabkan oleh peningkatan kapasitas produksi dari sistem aliran yang meningkat kecepatannya⁽⁷⁾. Solusi agar terhindar dari permasalahan korosi erosi, maka harus membatasi tingkat produksinya dengan mengurangi kecepatan aliran⁽⁸⁾. Hal ini dilakukan dengan membatasi kecepatan aliran dengan menghitung persamaan empiris API RP 14E⁽⁹⁾, seperti berikut:

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \dots\dots\dots (2.1)$$

Dimana : V_e adalah kecepatan erosi fluida dalam ft/det., ρ_m adalah kerapatan fluida pada kondisi tekanan dan temperatur operasi lb/ft³, dan C adalah suatu konstanta empiris , pada umumnya dikenal sebagai faktor C , yang secara umum nilainya antara 100 hingga 125⁽⁹⁾.

Agar fluida bebas dari pasir, aliran dua fase, faktor C dibatasi pada angka 100 untuk aliran kontinyu dan angka 125 untuk aliran yang tidak

kontinyu (*intermittent*). Referensi API RP 14E menggunakan faktor C dengan dispesifikasikan lebih rendah dari fluida yang mengandung pasir di dalamnya⁽⁹⁾. Peningkatan laju produksi dibatasi dengan nilai yang dispesifikasikan pada persamaan (2.1), hal ini mengakibatkan kerusakan pada dinding pipa karena fluida tersebut mengandung pasir yang berlebihan adanya ketakutan akan terbentuknya kerusakan atau kandungan produksi pasir pada fluida yang berlebihan⁽¹⁰⁾. Adanya kemajuan atau perkembangan terbaru dalam prosedur-prosedur penyelesaian atau penyempurnaan sumur, teknik-teknik kontrol atas pasir dan adanya pemahaman tentang sifat aliran reservoir-reservoir, memungkinkan atau memungkinkan laju-laju produksi yang lebih tinggi⁽¹¹⁾. Pada persamaan kecepatan erosi berdasarkan API RP 14E merepresentasikan suatu hambatan besar. Walaupun persamaan API telah diterima secara meluas⁽¹²⁾.

Mekanisme erosi didefinisikan sebagai perpindahan fisik material dari permukaan. Hal ini berbeda dengan korosi, yang melibatkan perpindahan material yang diakibatkan adanya reaksi kimia atau elektrokimia⁽¹³⁾. Hal ini dikarenakan berubahnya bentuk dinding pipa oleh erosi yang berlatarbelakang proses: kavitasi, pengikisan partikel cairan, pengikisan partikel padatan.

Mekanisme korosi juga terjadi karena:Kelelahan akibat beban berulang-ulang yang diinduksikan oleh kavitasi atau pengikisan partikel, abrasi (penggerusan) akibat pengikisan berulang-ulang dari partikel keras

pada material yang lembek/lentur (*ductile*), erosi yang dibantu korosi akibat pecahnya/rusaknya lapisan permukaan yang sifatnya melindungi (protektif) ataupun akibat kelelahan (*fatigue*) atau abrasi⁽¹⁴⁾.

2.1.2. Persamaan Kecepatan Laju Korosi Erosi API (*American Petroleum Institute*)

Persamaan kecepatan korosi erosi API boleh jadi diturunkan dengan menggunakan satu di antara pendekatan-pendekatan berikut ini⁽⁹⁾: Pembatasan penurunan tekanan konstan dengan menggunakan hubungan persamaan Bernoulli, pembatasan pada laju erosi yang disebabkan pengikisan oleh cairan, pembatasan pada kecepatan untuk menghindari terlepasnya lapisan-lapisan pelindung korosi.

Korelasi Rumus Bernoulli ditulis untuk kasus dimana pengaruh gravitasi dan kecepatan awal cairan diabaikan sebagai berikut⁽⁹⁾:

$$V_e = \frac{\sqrt{2 \Delta P}}{\sqrt{\rho_m}} = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \dots\dots\dots (2.1)$$

dimana, V_e adalah kecepatan aliran maksimum, ρ_m adalah kerapatan fluida, dan ΔP adalah total penurunan tekanan sepanjang lintasan aliran.

Erosi yang diakibatkan pengikisan oleh cairan pada permukaan, hubungan antara kecepatan aliran, V (ft/det), dan laju erosi, h (*mils per year – mpy*), dapat dituliskan sebagai berikut⁽¹³⁾:

$$V = \frac{B h^{\frac{1}{6}}}{\sqrt{\rho}} \dots\dots\dots (2.2)$$

dimana, ρ adalah kerapatan fluida (lbs/ft³), dan B adalah suatu konstanta yang bergantung pada kekerasan material target dan regangan kritis ke arah kegagalan.

Persamaan (2.2) akan direduksi atau disederhanakan guna lebih praktis yang senantiasa menggunakan laju erosi yang diijinkan sebesar 10 mpy, maka persamaannya menjadi⁽¹³⁾:

$$V = \frac{300}{\sqrt{\rho}} \dots\dots\dots (2.3)$$

Nilai C dimana di bawah kondisi demikian ini, jauh lebih tinggi daripada yang direkomendasikan oleh persamaan empiris API RP 14 E. Kecepatan yang dikenakan oleh persamaan (2.3) sangat mengikat atau kurang fleksibel pembatasannya, jika dibandingkan dengan data eksperimental yang didapatkan terbaru untuk erosi pengikisan cairan. Sebagai contoh, persamaan (2.3) memberikan suatu kecepatan yang dibatasi sebesar 38 ft/det untuk pengikisan oleh air yang jauh lebih rendah daripada batas-batas kecepatan yang ditentukan secara eksperimental. Kecepatan batas didefinisikan sebagai kecepatan di bawah dimana tak terjadi kerusakan erosi yang dapat diukur setelah sejumlah besar tumbukan (10⁶ – 10⁸ tumbukan). Dalam kebanyakan eksperimen-eksperimen ini, erosi diakibatkan oleh tumbukan berkali-kali oleh pancaran air pada spesimen yang dipasang pada

suatu piringan yang sedang memutar⁽⁹⁾. Untuk menetapkan kasus dimana kecepatan batas ditentukan oleh terjadinya proses pengelupasan lapisan tipis inhibitor pelindung permukaan, baja berbentuk pipa (*steel tubular*), kecepatan batasnya dapat dinyatakan oleh⁽⁹⁾:

$$V = \frac{\sqrt{8g\tau/f}}{\sqrt{\rho}} \dots\dots\dots (2.4)$$

dimana, τ adalah kekuatan geser antarmuka inhibitor (penahan), f adalah faktor friksi atau gesekan. Persamaan ini diturunkan dengan cara menyamakan tegangan geser yang digerakkan atau ditimbulkan aliran pada dinding pipa dengan kekuatan geser inhibitor. Untuk kebanyakan kasus-kasus praktis, " τ " sama dengan 8.000 psi dan " f " sama dengan 0,0015, persamaan (2.4) dapat dituliskan sebagai⁽⁹⁾:

$$V = \frac{35.000}{\sqrt{\rho}} \dots\dots\dots (2.5)$$

Persamaan (2.5) memiliki bentuk sama seperti persamaan empiris API (1). Harga C didasarkan pada kriteria ini jauh lebih besar daripada yang diusulkan oleh persamaan API. Dari penjelasan tersebut di atas maka disimpulkan bahwa kecepatan laju erosi yang dihitung berdasarkan persamaan API 14E yang saat ini dijadikan standar laju erosi kenyataannya nilai tersebut terlalu konservatif sehingga perlu adanya penelitian-penelitian lebih lanjut yang mengakomodasi permasalahan-permasalahan di lapangan.
(15)

2.1.3. Modifikasi Persamaan API 14E Dengan Persamaan Kecepatan Erosi Oleh Salama Venkatesh (SV)

Dalam pemipaan proses (*process piping*), digunakan pembatasan kecepatan sekitar 100 ft/detik. Di atas kecepatan ini, akan menjadi lebih ekonomis menaikkan diameter pipa daripada menaikkan kapasitas pompa. Karena itu para pengarang percaya bahwa erosi dalam industri minyak terutama disebabkan karena partikel-partikel pasir terkandung dalam fluida yang diproduksi⁽¹⁵⁾. Walaupun proses estimasi kuantitas pasir yang dihasilkan dari sumur gas atau sumur minyak tampak (secara) langsung, proses kuantifikasi sedikit lebih rumit dalam praktik. Secara tipikal, produksi pasir adalah amat tak menentu (*erratic*).

Kehadiran partikel-partikel pasir dalam fluida yang diproduksi dapat mengakibatkan kerusakan yang bersifat erosi melalui mekanisme keausan abrasif. Walaupun demikian, agar pasir ini terangkat oleh campuran gas dan minyak untuk dapat menimbulkan kerusakan komponen, perlu bagi pasir untuk mendapatkan suatu komponen kecepatan yang tegak lurus (normal) ke dinding pipa⁽¹⁵⁾.

Kecepatan ini dapat dianggap berasal dari tiga sumber :Fluktuasi turbulensi dalam aliran, aliran-aliran sekunder di sekitar lekukan-lekukan dan *fittings*, fluktuasi-fluktuasi kecepatan radial dua fase.

Lokasi dari keausan maksimum dalam belokan-belokan (pipa) dan kadang-kadang ditemukan pola-pola keausan aneh/ganjil mengikuti bengkok-bengkok tonjol (*protuberances*) dan lubang-lubang, hanya diperhitungkan untuk yang diakibatkan oleh aliran sekunder. Akibat struktur aliran-aliran dua fase memiliki kecepatan-kecepatan radial yang kuat. Untuk suatu aliran dengan pukulan yang keras, kecepatan radial mendekati ujung dari suatu gelembung kira-kira sama dengan kecepatan relatif lokal antara dua fase. Kecepatan-kecepatan yang sejenis harus terjadi dalam gulungan-gulungan gelombang dari aliran-aliran menyerupai cincin. Adalah amat sulit tanpa adanya eksperimen-eksperimen yang memadai untuk mengidentifikasi yang mana dari ketiga kemungkinan di atas yang amat signifikan dan berapa sebenarnya harga kecepatan radial itu⁽¹⁶⁾.

Rabinowicz telah memperlihatkan bahwa hasil-hasil eksperimental⁽⁷⁾ dari kerusakan akibat erosi atas metal yang lentur (*ductile*) akibat dari pengikisan oleh partikel-partikel padatan secara logika sesuai benar dengan persamaan laju erosi berikut ini⁽¹⁶⁾:

$$U = \frac{K W V^2 \beta}{g \cdot P} \dots\dots\dots (2.6)$$

dimana, U adalah volume dari metal yang tererosi, W adalah berat total dari partikel-partikel padat/hasil pengikisan, V adalah kecepatan partikel, P adalah kekerasan penetrasi dari material target, β adalah suatu koefisien yang bergantung pada sudut penggerusan. Ia sama dengan 1.0 untuk besar

sudut antara 10° hingga 60° dan berharga 0,5 untuk besar sudut-sudut lain. Untuk sistem dengan aliran yang dikembangkan secara penuh, sebagaimana dalam kasus sebuah sistem sumur produksi, besarnya β yang dipilih dengan tepat adalah 0,75, K adalah koefisien keausan erosi tak berdimensi. Rabinowicz telah memperlihatkan melalui analisis statistik tentang harga-harga K yang ditentukan secara eksperimental, harga rata-ratanya adalah 0,0103. Suatu harga K yang masuk akal/tepat dalam kasus sistem sumur produksi dapat didasarkan atas deviasi standar rata-rata plus dua (*mean plus two standard deviation*). Harga K dalam konteks demikian itu adalah 0,071, dan g adalah konstanta gravitasi ($32,2 \text{ ft/det}^2$).

Untuk kasus aliran dalam pipa-pipa, erosi maksimum diharapkan terjadi dalam lekukan-lekukan (*elbows*). Sebagaimana suatu perkiraan pertama yang bersifat konservatif, luasan yang tererosi ditetapkan sama dengan luasan pipa yang diproyeksikan dan kecepatan partikel sama dengan kecepatan aliran rata-rata (V). Sejumlah partikel padatan yang terkikis (W) pada permukaan lekukan adalah suatu fraksi dari total partikel dalam aliran. Griffith telah memperkirakan bahwa untuk sistem gas dengan kerapatan rendah, fraksi ini kira-kira sekitar 100%, dan ketika kerapatan naik, fraksi tersebut turun, pada suatu harga batas 30% untuk zat-zat cair. Hal ini masuk akal karena dalam fluida dengan kerapatan tinggi, kebanyakan partikel akan terbawa dalam arus di pusat aliran tanpa menumbuk permukaan lekukan (*elbow*). Pengamatan ini menarik karena hal tersebut mengindikasikan bahwa

ketika kerapatan bertambah besar, jumlah partikel-partikel yang terkikis semakin menurun, dengan demikian berarti pula terjadi penurunan tingkat erosi dan karena itu meningkatkan kecepatan yang diperbolehkan/dijijinkan. Hal ini berlawanan dengan apa yang dinyatakan secara tidak langsung oleh persamaan kecepatan erosi sesuai standard API. Karena itu untuk sistem aliran dua fase perbandingan antara berat partikel-partikel hasil kikisan terhadap berat seluruh partikel dalam aliran adalah antara 0,3 dan 1,0. Suatu perbandingan yang layak adalah 0,65 untuk fluida dua fase dengan kerapatan menengah (medium), seperti halnya dalam kasus sistem sumur gas⁽¹⁶⁾.

Dengan menggunakan analisis dalam persamaan (2.6) di atas, laju erosi yang diakibatkan oleh aliran dalam lekukan-lekukan dapat diberikan/dinyatakan sebagai⁽¹⁶⁾:

$$h = \frac{K (0,65 W) V^2 (\beta)}{gP (\pi / 4 d^2)} \cdot A \dots\dots\dots (2.7)$$

dimana, h adalah laju erosi (mpy), W adalah laju aliran pasir (bbl/bulan; barel pasir \simeq 945 lb.), V adalah kecepatan aliran fluida (ft/det), P adalah tekanan (psi), d adalah diameter pipa (inchi), g adalah konstanta gravitasi (32,2 ft/det²), A adalah faktor koreksi untuk unit-unit/satuan-satuan yang sebenarnya. Harga untuk A persamaan (2.7) di atas di hitung menjadi :A = 1,36 x 10⁸ untuk β = 0,75 dan K = 0,071 dapat direduksi menjadi persamaan (2.8):

$$h = 1,86 \times 10^5 \frac{W V^2}{P d^2} \dots\dots\dots (2.8)$$

Memperbandingkan antara laju erosi yang diprediksi dengan menggunakan persamaan (2.8) dengan data eksperimental yang dikembangkan sebagai bagian dari proyek-proyek API-OSAPR pada erosi pasir oleh Texas A&M University Research Center terlihat dalam Tabel 2 lampiran 1. Hasil-hasil tersebut menggambarkan validitas persamaan (2.8) dalam memprediksi laju erosi pasir. Berdasarkan harga rata-rata, persamaan (2.9) memiliki perkiraan berlebihan dalam menentukan laju-laju erosi dengan faktor sebesar 1,44.

Hasil penelitian API-OSAPR juga memperlihatkan bahwa untuk aliran dalam *field elbow* dan *tees*, laju erosi sekitar 50% dalam lekukan-lekukan dan karena itu, persamaan (2.8) dapat ditulis sebagai berikut⁽¹⁶⁾:

$$h = 9,3 \times 10^4 \frac{W V^2}{P d^2} \dots\dots\dots (2.9)$$

Dengan mensubstitusikan harga P untuk baja, steel ($P=1,55 \times 10^5$ psi) dan dengan mengasumsikan bahwa kecepatan erosi didasarkan pada suatu laju erosi sebesar 10 mpy, persamaan (2.9) dapat dituliskan sebagai⁽¹⁶⁾:

$$V = \frac{4 d}{\sqrt{W}}, \text{ dengan } W \neq 0 \dots\dots\dots (2.10)$$

Apabila W mendekati nol, harga dari V dibatasi oleh persamaan (2.4), yang diperuntukkan sistem yang bebas pasir. Untuk sebuah pipa dengan diameter 3 inchi, kecepatan erosi V (ft/det) dapat dinyatakan sebagai suatu fungsi laju produksi pasir W (barell per bulan) sebagai berikut⁽¹⁶⁾:

$$V = \frac{12}{\sqrt{W}}, \text{ dengan } W \neq 0 \dots \dots \dots (2.11)$$

Persamaan (2.11) cukup konservatif dan karena itu, dapat digunakan sebagai suatu kriteria desain. Kecepatan yang diperbolehkan, sebagai fungsi dari produksi pasir sebagaimana dihitung dengan persamaan (2.11) terlihat dalam Tabel 3 lampiran 1 untuk fluida-fluida yang mengandung pasir⁽¹⁶⁾.

Walaupun persamaan (2.6) menawarkan suatu basis teoritis yang baik untuk menilai masalah-masalah erosi dalam pipa, jelas bahwa beberapa asumsi harus dibuat untuk menurunkan persamaan-persamaan desain, seperti misalnya persamaan (2.10). Dari persamaan-persamaan tersebut di atas disimpulkan bahwa persamaan hasil modifikasi API 14E oleh Salama Venkatesh kenyataannya di lapangan setelah dilakukan monitoring korosi terhadap ketebalan dinding pipa dan dihitung berdasarkan rumus tersebut sering ada perbedaan yang signifikan. Hal ini sering menimbulkan permasalahan pada hasil analisis laju korosi dan kondisi laju erosi pada sistem pemipaan produksi minyak dan gas. Untuk itu perlu diadakan penelitian yang komprehensif mengakomodasi kenyataan-kenyataan yang ada di lapangan⁽¹⁷⁾.

2.2. Pengaruh Aliran Fluida

Penggambaran pengaruh aliran fluida terhadap korosi untuk suatu sistem memerlukan definisi yang tepat mengenai karakter perpindahan panas (*thermal*), perpindahan massa dan perpindahan momentum (fisika)⁽¹⁸⁾. Pengaruh utama yang berasal dari perpindahan panas, perpindahan momentum, dan perpindahan massa terhadap korosi tidak terpisah satu sama lain. Perubahan dalam tegangan gesek dinding atau *wall shear stress* akan mempengaruhi koefisien difusi atau *diffusion coefficient* (perpindahan massa), yang akan merubah gradien panas atau *thermal gradient*. Pengaruh yang saling berinteraksi ini harus dipertimbangkan saat melakukan evaluasi percepatan korosi karena aliran⁽¹⁹⁾.

Perpindahan panas dalam pipa minyak dan gas, umumnya tidak cukup mempengaruhi proses korosi seperti perpindahan momentum dan perpindahan massa. Perpindahan momentum adalah kekuatan fisik di dalam fluida yang menyentuh permukaan benda padat melalui aliran turbulen yang diukur dengan τ_w . Perpindahan massa adalah laju dimana hasil reaksi kimiawi diangkut ke dan dari permukaan logam yang diukur dengan (K) untuk setiap jenis⁽²⁰⁾.

Bilamana fluida bergerak melewati permukaan yang padat, aliran tersebut dapat digolongkan laminar atau turbulen. Bilamana yang dijadikan perhatian adalah percepatan korosi yang berhubungan dengan aliran, maka

dalam hampir semua keadaan yang menyangkut minyak dan gas aliran tersebut adalah turbulen. Aliran turbulen yang dikembangkan terdiri dari *turbulent core*, dimana kecepatan rata-rata hampir tetap dan batas lapisan ada di tempat bersentuhannya benda padat dengan fluida. Perubahan utama yang menyangkut karakter tegangan fluida, turbulensi, perpindahan massa, dan interaksi fluida dengan dinding terjadi di batas lapisan. Hal ini berarti bahwa metoda pengujian yang memungkinkan untuk menghitung parameter-parameter dalam bahan percobaan yang tidak tergantung pada geometri, dapat digunakan untuk menyelidiki pengaruh-pengaruh aliran terhadap korosi untuk suatu sistem yang dapat digolongkan secara hidrodinamika⁽²¹⁾.

2.2.1. Percepatan Korosi Aliran dan Erosi-Korosi

Terjadinya percepatan korosi karena aliran harus dibedakan dari erosi-korosi. Mereka tidak sama, tetapi dalam perpustakaan penggunaannya sering kali membingungkan. Di sini percepatan korosi aliran didefinisikan sebagai meningkatnya korosi berasal dari meningkatnya intensitas turbulen dan perpindahan massa sebagai akibat dari mengalirnya fluida di atas suatu permukaan⁽²²⁾. Erosi-korosi didefinisikan sebagai meningkatnya korosi sebagai akibat bergeseknya (*impingement*) partikel-partikel di dalam fluida (yaitu partikel-partikel padat dalam cairan, tetesan cairan dalam gas, atau partikel padat dalam gas) di atas permukaan yang padat sebagai akibat dari

mengalirnya fluida di atas permukaan. Pekerjaan saat ini hanya ditujukan kepada percepatan korosi aliran⁽²³⁾.

2.2.2. Tegangan Geser Dinding (*Wall Shear Stress*)

Istilah Tegangan Gesek Dinding atau *wall shear stress* umumnya salah diartikan. Beberapa peneliti memandangnya sebagai kekuatan yang berperan untuk memindahkan lapisan-lapisan korosi (*corrosion product film*) dari permukaan suatu logam. Pandangan ini keliru. Sebaliknya, parameter tersebut merupakan pengukuran langsung dari kehilangan energi cair di dalam lapisan batas yang turbulen, dan berkaitan dengan intensitas turbulen dalam fluida yang bekerja pada dinding. Tegangan ini bukan merupakan kekuatan yang bekerja pada dinding dari aliran fluida, tetapi lebih merupakan kekuatan di dalam aliran fluida pada dinding⁽²⁴⁾.

Tegangan gesek dinding adalah kehilangan tekanan pada tempat-tempat yang sama suhunya (*isothermal pressure loss*) dalam aliran fluida yang turbulen karena gesekan (*friction*) akibat dari kontak dengan dinding yang tak dapat bergerak (*stationary wall*). Secara matematis, tegangan gesek suatu fluida yang bergerak melewati dinding yang tetap dapat dinyatakan sebagai⁽²⁵⁾:

$$\tau = \nu \left(\frac{\partial U}{\partial Y} \right) - U_x U_y \dots \dots \dots (2.12)$$

Dimana, U = kecepatan fluida, dan ν = viskositas kinematika fluida. Di dinding, $U_x = U_y = 0$, sehingga tegangan *viscous* dalam fluida τ_w didefinisikan sebagai tegangan gesek *viscous* pada $y = 0$, yang dinyatakan sebagai :

$$\tau_w = \nu \left(\frac{\partial U}{\partial Y} \right)_{y=0} \dots\dots\dots (2.13)$$

Tegangan gesek dinding berhubungan sangat erat dengan perpindahan massa untuk aliran turbulen, sebagaimana dinyatakan dalam analogi Chilton-Colburn. Mereka praktis tidak dapat dipisahkan baik dengan percobaan maupun perhitungan matematik untuk melakukan evaluasi mengenai percepatan korosi aliran. Dengan demikian, perubahan parameter-parameter aliran yang mempengaruhi satu hasil akan merubah yang lain. Kaitan ini tidak seluruhnya bebas dari geometri, namun, hubungan antara parameter-parameter mungkin berbeda dari satu geometri aliran ke yang lain⁽²⁶⁾.

2.2.3. Tegangan Geser Dinding Untuk Aliran Paralel Dalam Pipa

Pengaruh tegangan gesek dinding terhadap kehilangan tekanan dalam suatu segmen pipa (dL) dan diameter (d) dapat dievaluasi dengan membuat keseimbangan kekuatan antara tekanan ($P1$ dan dP) dan τ_w . Sumber kehilangan tekanan selain tegangan gesek dinding (yaitu aliran yang suhunya sama atau “*isothermal flow*” tanpa adanya perubahan dalam elevasi) harus

disisihkan. Keseimbangan kekuatan ini secara matematis ditunjukkan dalam Gambar 2.1., dinyatakan dengan⁽²⁵⁾:

$$\left\{ P_1 - \left(P_1 - \frac{dP}{dL} \right) \right\} \frac{\pi d^2}{4} = \tau_w \pi d (dL) \dots\dots\dots (2.14)$$

Persamaan ini disederhanakan menjadi persamaan (2.15), yang mendefinisikan pengukuran langsung interaksi antara fluida yang mengalir dengan dinding pipa, dinyatakan dengan τ_w yang dapat diukur dengan percobaan; misalnya, mengacu pada kehilangan tekanan (ΔP) untuk suatu panjang tertentu dalam pipa (ΔL) dengan diameter (d) :

$$\tau_w = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right) \left(\frac{d}{4} \right) \dots\dots\dots (2.15)$$

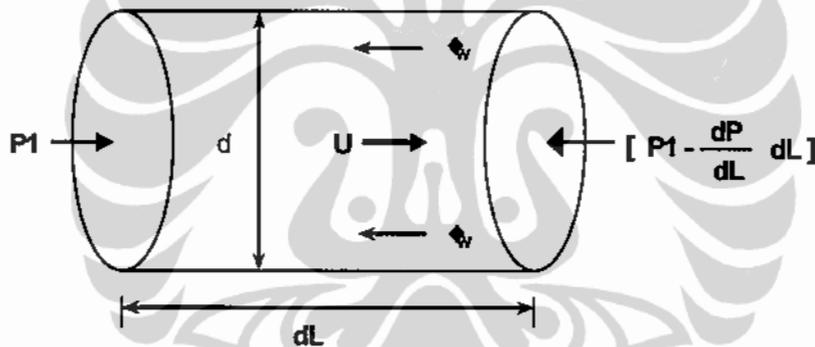
Perbandingan τ_w terhadap energi kinetik kehilangan tekanan per satuan volume fluida memberikan definisi mengenai faktor gesekan yang tidak berdimensi atau *dimensionless friction factor* (f), yang merupakan ukuran kehilangan tekanan akibat dari turbulensi di dinding, yang menerangkan tegangan *viscous* dalam fluida dan kekasaran (*roughness*) dari pipa. Hubungan ini dinyatakan sebagai⁽²⁵⁾:

$$f \equiv \frac{\tau_w}{\rho U_0^2} \equiv \frac{2\tau_w}{\rho U_0^2} \dots\dots\dots (2.16)$$

Dimana, ρ adalah kerapatan (*density*) fluida. Penyelesaian persamaan ini untuk τ_w memberikan hubungan berikut :

$$\tau_w = \frac{fU_0^2 \rho}{2} \dots\dots\dots (2.17)$$

Nilai τ_w untuk aliran paralel dalam pipa di tempat-tempat yang sama temperaturnya (*isothermal parallel pipe flow*) dapat dihitung secara empiris dari sifat-sifat fluida (Persamaan [2.17] atau dengan percobaan meliputi pengukuran kehilangan tekanan di pipa yang dimensi dan sifat fluidanya diketahui (persamaan [2.15]). Analogi ini dapat didefinisikan secara matematis untuk setiap permukaan dimana ada fluida mengalir⁽²⁵⁾.

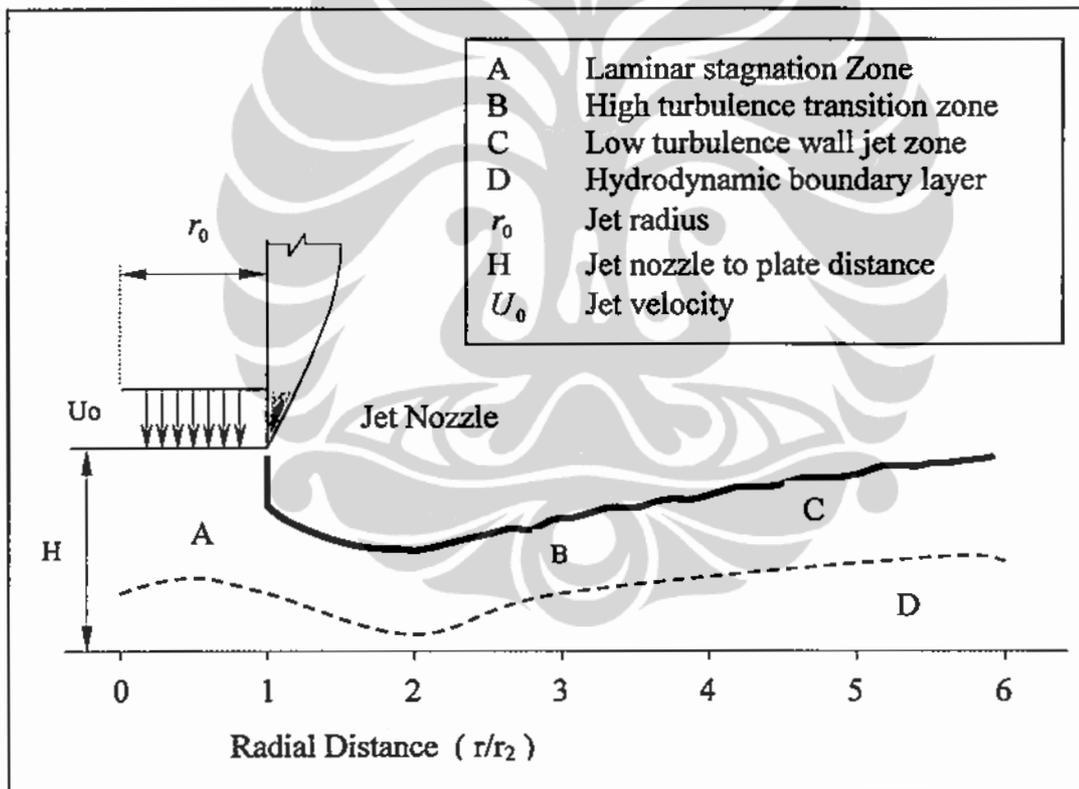


Gambar 2.2. Keseimbangan kekuatan (“force”) antara tekanan dan tegangan gesekan dinding dalam segmen pipa dengan asumsi hanya terjadi kehilangan friksi (tidak ada perubahan dalam elevasi atau suhu)

2.2.4. Tegangan Geser Dinding Karena Gesekan Pancaran (*Jet Impingement Wall Shear Stress*)

Pergesekan dengan pancaran (*jet impingement*) merupakan teknik pengujian yang banyak dipergunakan untuk mempelajari terjadinya percepatan korosi aliran. Gambar 2.3 menggambarkan aliran di lapangan

yang dibuat untuk pancaran yang bulat menggesek di atas suatu lempeng yang datar dengan pusat sumbu pancaran berada di posisi normal terhadap lempeng. Dalam situasi demikian, titik kemacetan akan berada di persimpangan (*intersection*) sumbu dengan lempeng, dan aliran akan simetris di sekitar sumbu. Disebabkan aliran ini simetris terhadap sumbu, maka hanya aliran dan sifat-sifat fluida yang berada di daratan radial yang normal yang dipertimbangkan⁽²⁵⁾.



Gambar 2.3. Karakteristik hidrodinamik dari *jet impingement* pada sebuah plat yang diperlihatkan pada empat karakteristik daerah aliran

Daerah A dalam Gambar 2.3 merupakan zona kemacetan. Aliran dekat lempeng hampir laminar, dan komponen utama kecepatan adalah perubahan dari *axial* menjadi radial, dengan titik kemacetan di tengah. Daerah A meluas dari pusat sumbu ke titik dimana kecepatan maksimum dan ketebalan pancaran minimum adalah sekitar $r/r_o = 2^{(25)}$.

Kecepatan lokal adalah kompleks, tetapi dapat didefinisikan secara matematis. Zona kemacetan digolongkan dengan baik berdasarkan perpindahan massa. Karena vektor aliran berubah dengan cepat dengan meningkatnya jarak radial, tegangan gesek dinding di daerah ini kurang diketahui.

Daerah B dalam Gambar 2.3 adalah daerah dimana turbulen meningkat dengan cepat dengan terbentuknya aliran ke dalam dinding pancaran (yaitu vektor aliran utama terletak paralel dengan permukaan yang padat). Daerah ini meluas secara radial menjadi $r/r_o = 4$. Pola aliran digolongkan berturbulen tinggi, mempunyai gradien kecepatan di dinding dan tegangan gesek dinding yang besar. Dengan demikian, daerah B merupakan daerah yang diminati untuk studi mengenai pengaruh aliran fluida terhadap korosi di daerah-daerah turbulen yang tinggi. Daerah ini belum digolongkan dengan tepat secara matematis, tetapi pekerjaan yang telah dipublikasikan menunjukkan bahwa tegangan gesek dinding berbanding secara proporsional dengan kecepatan kwadrat. Girat dan Trass mengembangkan persamaan untuk tegangan gesek dinding di daerah dinding pancaran. Dengan konstanta

Girat dan Trass yang dihitung kembali untuk penggunaan radius pancaran menggantikan diameter pancaran sebagai faktor normalisasi, persamaannya menjadi⁽²⁵⁾:

$$\tau_w = 0,179 \rho U_0^2 \text{Re}^{-0,182} \left(\frac{r}{r_0} \right)^{-2,0} \dots\dots\dots (2.18)$$

Reynolds number didefinisikan sebagai :

$$\text{Re} = \frac{2r_0 U_0}{\nu} \dots\dots\dots (2.19)$$

Dimana r adalah jarak radial dari pusat pancaran dan r₀ adalah radius pancaran.

Dalam daerah C di Gambar 2.3, laju aliran yang terbesar dan turbulensi menurun dengan cepat dengan meningkatnya ketebalan dinding pancaran, perpindahan momentum dari lebih lempeng, dan diangkutnya fluida di sekitarnya dalam pancaran. Daerah ini dapat dijabarkan secara matematis, tetapi alirannya tidak dapat dihubungkan dengan kondisi lapangan karena perpindahan momentum dan pengangkutan fluida berlawanan arah dengan aliran dalam pipa⁽²⁷⁾.

2.2.5. Tegangan Gesek Dinding dalam Silinder yang Berputar (*Rotating Cylinder Wall Shear Stress*)

Dalam pengujian dengan silinder berputar, bahan percobaan dari logam silinder diputar dengan kecepatan yang dapat dikendalikan dengan

tepat dalam medium yang korosif. Transisi dari aliran laminar ke aliran turbulen terjadi pada putaran yang sangat rendah, dan kondisi hidrodinamika yang didefinisikan secara matematis akan dihasilkan untuk semua permukaan elektroda. Kebanyakan pekerjaan percobaan yang menggunakan silinder berputar memfokuskan pada pengaruh perpindahan massa.

Gabe dan kawan-kawan telah mengkaji ciri-ciri hidrodinamika suatu silinder berputar dalam *electro-chemistry*. Pada kecepatan putar elektroda yang sangat rendah, aliran di sekitar RCE adalah laminar dan terjadi dalam lingkaran yang konsentris di sekitar silinder. Pada kecepatan putar yang lebih tinggi, pola aliran yang sederhana menjadi tidak stabil. Pergerakan sel-sel membebani aliran, yang menghasilkan pusat pusaran (*Toroidal Taylor Vortices*) yang berisi komponen kecepatan yang radial, tetapi bagian terbesar dari aliran tetap laminar. Ketika kecepatan putaran semakin meningkat, aliran sepenuhnya menjadi turbulen. Pusaran semakin memecah pola aliran reguler. Transisi menjadi aliran turbulen sepenuhnya terjadi pada $Re \sim 200$ ⁽²⁵⁾.

Persamaan untuk menghitung τ_w untuk silinder putar dalam aliran turbulen ditetapkan oleh Silverman sebagai⁽²⁵⁾:

$$\tau_w = 0,0791 Re^{-0.3} \rho r^2 \omega^2 \dots\dots\dots (2.20)$$

Persamaan ini berdasarkan hasil kerja oleh Theodorsen dan Regier yang menetapkan secara empiris koefisien-koefisien tarikan (*drag*) pada silinder putar dalam berbagai gas dan cairan.

2.3. Pengertian Tingkat Kekritisian Berdasarkan Metoda *Risk Based Inspection (RBI)*

Tingkat kekritisian (*criticality ranking*) adalah pemeringkatan resiko yang sangat erat kaitannya dengan kemungkinan terjadi kegagalan dan dampak dari kegagalan⁽²⁸⁾.

Resiko yang didefinisikan sebagai fungsi peluang terjadinya kegagalan (*probability of failure*) dan fungsi konsekuensi akibat kegagalan (*consequences of failure*) diformulasikan sebagai berikut:

$$\text{Risk} = \text{Consequences of Failure (CoF)} \times \text{Probability of Failure (PoF)} \quad (29)$$

Kedua fungsi resiko tersebut perlu dilakukan identifikasi terhadap bobot kontribusi atau peranan masing-masing guna mengetahui batasan-batasan dan penilaiannya, dimana RBI adalah suatu metoda perencanaan atau program inspeksi dan pengujian serta strategi pemeliharaan dengan menggunakan resiko sebagai metoda dasarnya.⁽³⁰⁾ Program inspeksi dan pengujian mulai dari bahan (bahan dasar) sampai kepada peralatan operasi di lokasi (*plant*) produksi minyak dan gas dan kilang minyak dan gas serta petrokimia⁽³¹⁾.

2.3.1. Pemeringkatan Tingkat Kekritisian Berdasarkan Metode RBI

Tingkat kekritisian resiko terhadap suatu proses sistem pemipaan adalah untuk menentukan peluang dan konsekuensi kegagalannya. Secara umum tingkat kekritisian tersebut dapat dinilai pada tiga tingkatan sebagai berikut⁽³²⁾:

- a. Tingkatan kekritisian 1: Penilaian resiko terhadap proses sistem pemipaan atau pengelompokan pemipaan yang lebih besar, dengan cara mengelompokkan aliran fluida (*stream*) berdasarkan gambar proses flow diagramnya.
- b. Tingkatan kekritisian 2: Peralatan individual dan bagian-bagian yang berhubungan dengan pipa (*piping items*).
- c. Tingkatan kekritisian 3: Hal-hal penting spesifik atau komponen-komponen peralatan (katup-katup, lekukan-lekukan pipa, dan sebagainya).

Penilaian probabilitas (*Assessment of Probability of a Failure*) seharusnya diulang pada satu peralatan (*equipment*) karena proses perubahan yang dibuat dapat mempengaruhi tingkat degradasi yang signifikan atau mengakibatkan kegagalan prematur pada pipa, juga menjadi faktor penting. Riwayat inspeksi dan kegagalan data akan menjadi informasi kunci untuk penilaian ini. Konsekuensi penilaian harus mempertimbangkan potensi kerusakan akibat ledakan seperti: api, racun, dampak lingkungan, dan efek potensial yang bercampur dengan kegagalan jaringan pipa. Hal

yang esensial, penilaian RBI didokumentasikan secara tertib, rapi, dan secara jelas dicatat semua faktor yang memiliki kontribusi, baik pada probabilitas maupun pada konsekuensi kegagalannya⁽³²⁾.

Identifikasi dan metoda evaluasi degradasi adalah sebuah penilaian probabilitas kegagalan. Format aplikasi degradasi diidentifikasi pada jaringan pipa yang spesifik ketika dimungkinkan untuk mendesain rencana efektif sebuah inspeksi pada pipa. Nomor dan posisi lokasi pengukuran ketebalan dijadikan tempat obyek inspeksi dan perbaikan, penentuan geometri, antisipasi korosi yang dapat mengakibatkan hilangnya sebagian permukaan metal seperti korosi sulfur pada temperatur tinggi dari *crude oil* sebagai fluida kerja⁽³³⁾. Untuk mekanisme yang mengakibatkan lokasi tertentu terkena korosi, seperti korosi karena keasaman air, lebih efektif menggunakan radiografi dan teknik *scanning* yang sifatnya tak merusak (*non destructive examination*)⁽³⁴⁾. Untuk setiap jaringan pipa, strategi inspeksi harus dibuat untuk mengkarakter bentuk degradasi yang diinginkan dan dapat dimodifikasi berdasarkan konsekuensi kegagalan.

Dengan pertimbangan fluida yang mengalir di dalam sistem pemipaan, karena sifatnya yang dapat mendatangkan potensi bahaya maka tindakan keselamatan dianggap penting ketika sistem diinspeksi, terutama ketika dibuka untuk diperiksa permukaan di dalamnya. Prosedur untuk sistem pemasangan pemipaan yang beraneka ragam material dan desainnya serta pengukuran ketebalan, harus dipandang sebagai satu bagian integral

tindakan keselamatan. Tindakan penyelamatan yang sesuai harus diambil sebelum instalasi pipa dibuka dan sebelum beberapa inspeksi internal dilakukan. Pada umumnya bagian pipa yang dibuka harus diisolasi dari segala bentuk cairan, gas, atau serbuk untuk menghilangkan segala bentuk minyak, racun, atau gas-gas yang dapat terbakar dan kotoran-kotoran. Sebelum memulai inspeksi, inspektur harus mendapat ijin untuk bekerja di area lokasi dari orang yang berwenang dalam sistem pemipaan tersebut. Peralatan pelindung harus dipakai bila disyaratkan oleh peraturan atau pihak pemilik. Peralatan NDT yang dipakai untuk operasi sebagai subyek persyaratan keselamatan fasilitas operasi ialah berupa peralatan elektrik⁽³⁵⁾.

Pada umumnya inspektur harus menyesuaikan diri dengan prioritas hasil inspeksi dan sistem perbaikan pipa yang mereka pertanggung jawabkan. Mereka harus mengkaji ulang riwayat sistem pemipaan sebelum membuat rencana inspeksi pipa yang disyaratkan dalam API 570⁽³⁶⁾.

RBI dan manajemen RBI merupakan modal sistem operasi inspeksi modern yang menggambarkan sistem manajemen inspeksi terpadu dengan menggunakan teknik manajemen resiko untuk mengembangkan program inspeksi secara menyeluruh di suatu *plant*. RBI merupakan suatu proses kualitatif dan kuantitatif selain juga mencakup pengertian usaha-usaha mengkombinasikan secara sistematis keduanya terhadap kemungkinan kegagalan dan konsekuensi dari kegagalan untuk dijadikan skala prioritas dalam pembebanan tekanan operasi pada *equipment* terhadap kemungkinan

terkecil dari keseluruhan resiko. Resiko ini digolongkan menurut sistem peralatan yang bertekanan tinggi dan dihitung berdasarkan kriteria resiko sementara dan permanen untuk mengembangkan program inspeksi yang optimal ketika pada saat yang bersamaan memastikan keselamatan dan keterpaduan pembebanan tekanan operasi peralatan di bawah yang dianjurkan⁽³²⁾.

Institut Petroleum Amerika (API) membuat rekomendasi praktis untuk implementasi RBI (API RP 580) yang memiliki spesifikasi dalam industri minyak dan petrokimia. Penggunaan RBI dengan kemampuan dan pengetahuan yang tidak memadai akan mengakibatkan kesimpulan yang tidak sesuai. RBI karenanya harus dijabarkan oleh personel yang berpengalaman dan mahir yang terbiasa dengan pengajaran dan mendapatkan pengetahuan RBI pada hal-hal spesifik yang menyangkut *plant* dan *equipment* serta yang terdiri dari sejumlah ahli yang dapat memberi saran dalam masalah-masalah proses, pemeliharaan (*maintenance*), korosi, inspeksi, metalurgi, dan hal-hal tentang analisis peralatan bertekanan⁽³²⁾.

2.4. Latar Belakang Teknis dan Metodologi Tingkat Kekritisian dengan Metoda RBI

Tingkat kekritisian merupakan metoda semi-kuantitatif atas penilaian resiko, yang menggunakan matriks resiko 3 x 3, 4 x 4, atau 5 x 5 untuk merepresentasikan tingkat-tingkat resiko yang berbeda-beda.

Kalkulasi tingkat kekritisannya harus memuat pembaharuan atas hasil-hasil inspeksi, pemantauan, dan perubahan-perubahan proses. Tingkat kekritisannya merefleksikan keadaan *plant* pada saat data dikumpulkan; hal demikian itu penting guna mempertahankan data RBI tidak ketinggalan zaman dengan adanya perubahan-perubahan *plant* dan hasil-hasil inspeksi⁽²²⁾.

Secara ringkas pengembangan rencana RBI dapat dilukiskan dalam *flowchart* Gambar 2.4. Dari Gambar 2.4 terlihat bahwa pengembangan perencanaan RBI dimulai dari penyusunan inventarisasi daftar seluruh aset perusahaan di lapangan. Setelah menerima masukan data teknis dan data operasional. Langkah selanjutnya adalah memverifikasi data dan dilanjutkan dengan *review integritas plant (plant integrity review – PIR)*. Kemudian dilanjutkan dengan penentuan konsekuensi-konsekuensi atas kegagalan dan penentuan peluang terjadinya kegagalan serta penentuan tingkat kekritisannya dan peringkat inspeksi. Dari ketiga elemen yang disebutkan terakhir dapat disusun program inspeksi yang terdiri dari⁽²²⁾:

- Interval inspeksi : interval ini ditentukan berdasarkan tingkat kekritisannya dan peringkat inspeksi.
- Metoda inspeksi : metoda ini ditentukan dengan mempertimbangkan peluang terjadinya kegagalan.

- Ruang lingkup inspeksi : aspek ini ditetapkan setelah mempertimbangkan konsekuensi-konsekuensi kegagalan.

Tingkat kekritisan berdasarkan resiko ini dilukiskan dalam Gambar 2.4. Rencana inspeksi yang *integrated* dilakukan atas dasar pengolahan data melalui perangkat lunak T.OCA atas data-data masukan dari berbagai aspek misalnya dengan mempertimbangkan konsekuensi tingkat kekritisan dan peluang terjadinya kegagalan⁽²²⁾.

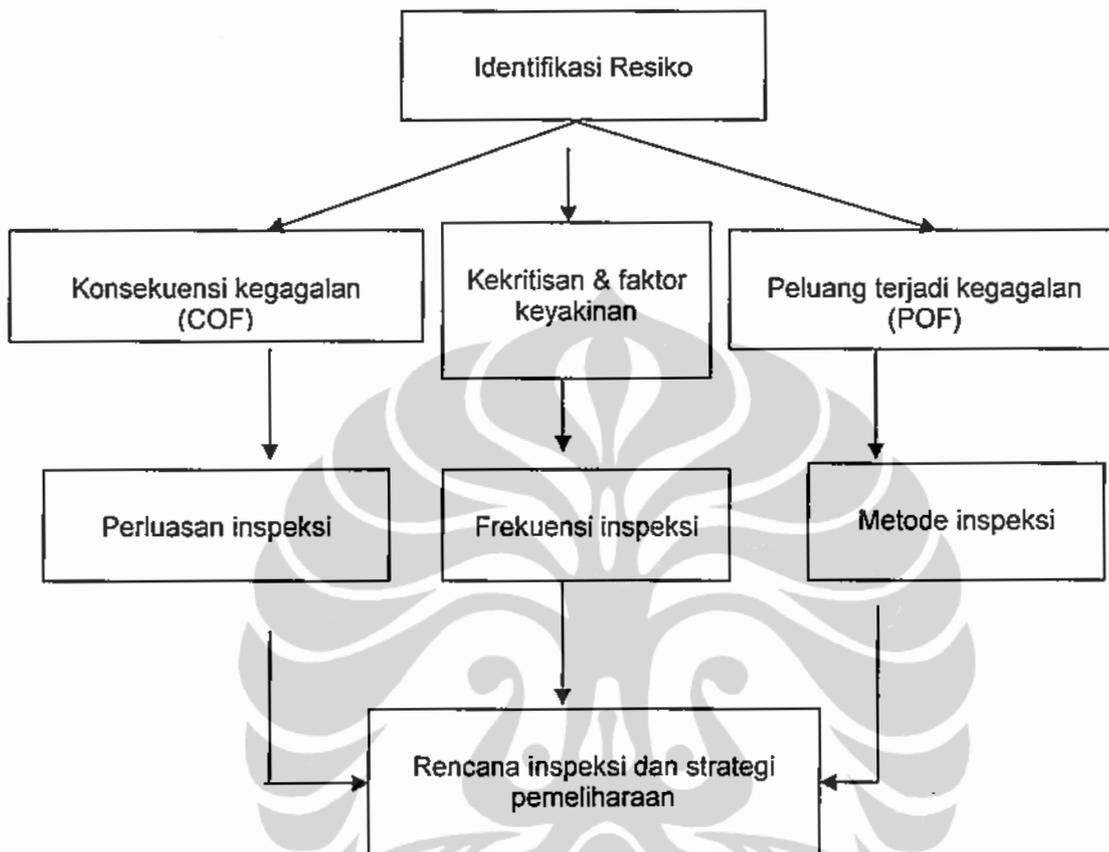
Dari hasil analisis data-data tersebut, dihasilkan rekomendasi *action* berupa perluasan inspeksi, frekuensi inspeksi dan metoda inspeksi, yang pada akhirnya dapat ditetapkan rencana inspeksi.

2.4.1. Penilaian Atas Pemeringkatan Tingkat Kekritisan Sistem Pemipaan Produksi Minyak dan Gas

Pemeringkatan tingkat kekritisan merupakan suatu ikhtisar gambaran menyeluruh tentang resiko yang didasarkan atas konsekuensi-konsekuensi kegagalan dan peluang terjadinya kegagalan, yang secara ringkas disusun dalam Tabel 2.1.⁽²²⁾

Tabel 2.1 : Matrik tingkat kekritisan (3x3) sistem pemipaan

Peluang Kegagalan (POF)	Konsekuensi Kegagalan (COF)		
	Rendah (3)	Menengah (2)	Tinggi (1)
Tinggi (1)	3	2	1
Menengah (2)	4	3	2
Rendah (3)	5	4	3



Gambar 2.4. Flow chart model tingkat kekritisian⁽²²⁾

Kriteria penilaian konsekuensi berdasarkan faktor yang dipengaruhi oleh kesiapan/keberadaan (*standby*), keuangan, dan lokasi dinilai oleh staf operasi lapangan dengan menggunakan serangkaian aturan tertentu, yang disetujui oleh manajemen lapangan. Aturan-aturan ini memungkinkan penyesuaian konsekuensi-konsekuensi di bidang keuangan atas dasar kepentingan relatif suatu unit pada lokasi/lapangan. Kriteria konsekuensi sisanya diturunkan dari data yang termuat dalam database pencatatan daftar

aset dengan menggunakan data referensi dalam bentuk tabel-tabel pencarian (*look-up tables*) yang didasarkan atas praktik-praktik terbaik industri, standar-standar perusahaan atau peraturan nasional.

Rating konsekuensi-konsekuensi kegagalan menggunakan 8 kriteria untuk menghitung nilai rating, dibuat ikhtisarnya sebagai berikut⁽²²⁾:

Tabel 2.2. Konsekuensi-konsekuensi kegagalan sistem pemipaan

Faktor pengaruh Komersial	Faktor pengaruh <i>Safety</i>	Faktor pengaruh Lingkungan
Kesiapan (<i>availability</i>)	Lokasi keberadaan	Lingkungan
Keuangan	Fluida	
	Persediaan	
	Tekanan	
	Populasi	

Perhitungan rating konsekuensi menyeluruh didasarkan atas harga rata-rata aritmatik dari tujuh rating kriteria, tidak termasuk nilai konsekuensi finansial. Jika rating konsekuensi finansial tinggi dan rating konsekuensi total rendah atau menengah, rating konsekuensi total dinaikkan satu tingkat dari rendah ke menengah atau dari menengah ke tinggi. Jika rating konsekuensi finansial menengah dan rating konsekuensi total rendah, rating konsekuensi total dinaikkan dari rendah ke menengah⁽³⁷⁾.

2.4.2. Penilaian Peluang Terjadinya Kegagalan Pada Pemeringkatan Tingkat Kekritisian

Rating peluang terjadinya kegagalan merupakan peluang tertinggi dihitung dari model-model dan aturan-aturan dengan mengevaluasi peluang terjadinya kegagalan melalui mekanisme-mekanisme yang bersesuaian dengan tipe peralatan instalasi kerja pipa dan peralatan statik-produksi minyak dan gas⁽²²⁾. Berikut ini merupakan bentuk-bentuk korosi yang dapat menjadi penyebab penipisan pada dinding pipa⁽²²⁾:

1. Korosi internal.
2. Korosi pengelasan (*weld corrosion*).
3. Korosi eksternal termasuk korosi di bawah insulasi.
4. Erosi.

Model-model peluang terjadinya kegagalan dalam sistem RBI dilaksanakan pada 3 tingkatan :

1. Mengukur tingkat deteriorasi dari hasil-hasil inspeksi yang diberlakukan sebagai aturan melalui *plant integrity review*.
2. Memprediksi tingkat deteriorasi didasarkan atas standar industri atau metoda perhitungan spesifik *plant* seperti misalnya metoda De Waard & Milliams untuk korosi karbon dioksida pada material baja karbon atau aturan API 14E untuk erosi.
3. Buku pegangan berupa Tabel-tabel pencarian.

2.4.3. Indeks Angka Tingkat Keyakinan Untuk Menentukan Perencanaan Inspeksi dan Strategi Pemeliharaan

Indeks angka keyakinan merupakan suatu ukuran keyakinan dalam kemampuan memprediksi hal yang semakin memburuk (deteriorasi) atas hal-hal yang dianggap penting untuk kegunaan di masa mendatang. Hal-hal demikian ini meliputi suatu penilaian atas keefektifan setiap metoda inspeksi yang digunakan. Indeks angka berikut digunakan dan ditetapkan pada sistem atau peralatan⁽²²⁾. Indeks tingkat keyakinan terdiri dari beberapa tingkatan berikut ini :

Tingkat keyakinan = 0, tak ada keyakinan atau tak tersedia data data yang akurat dalam menentukan tingkat kekritisn. Tingkat keyakinan = 1 berarti tingkat keparahan atau memburuknya kondisi piping sistem, dapat diprediksi dengan data- data hasil inspeksi dan data pemeliharann yang tersedia masih terbatas. Tingkat keyakinan = 2 adalah data-data tingkat keparahan atau cacat dapat diprediksi dan diterima oleh batasan standar kriteria, data –data inspeksi dan pemeliharaan yang lengkap dan akurat. Tingkat keyakinan = 3 adalah tak ada mekanisme-mekanisme terjadinya kegagalan yang aktif dan lingkungan operasi yang stabil, dengan didukung data-data yang lengkap⁽³²⁾.

2.4.4. Pengembangan Rencana Inspeksi dan Strategi Pemeliharaan Sesuai dengan Tingkat Kekritisn Menggunakan Metode RBI

Proses mengembangkan tingkat kekritisn dilakukan dengan tiga pemeringkatan, yaitu⁽³²⁾:

- Rating kekritisian, dalam kombinasi dengan indeks keyakinan digunakan untuk menentukan interval mayoritas inspeksi;
- Konsekuensi kegagalan digunakan untuk menurunkan ruang lingkup inspeksi;
- Peluang terjadinya kegagalan mengidentifikasi mekanisme kegagalan yang diharapkan dan digunakan untuk menyeleksi inspeksi yang amat bersesuaian untuk digunakan atau menggunakan metoda NDT⁽³⁸⁾.

2.4.5. Penentuan Interval Inspeksi dan Strategi Pemeliharaan Pada Produksi Minyak dan Gas

Tingkat kekritisian operasional bersama dengan indeks keyakinan dari suatu item digunakan untuk menentukan interval inspeksi⁽³⁹⁾. Tabel 2.3. memperlihatkan interval inspeksi yang direkomendasikan⁽³²⁾.

Tabel 2.3. Matriks interval inspeksi (dalam tahun)

Tingkat Kekritisian	Tingkat keyakinan 0	Tingkat keyakinan 1	Tingkat keyakinan 2	Tingkat keyakinan 3
1	1	2	6	NA
2	2	4	6	NA
3	2	4	8	8
4	3	8	10	10
5	3	8	10	10
Deteriorasi	Tinggi	Menengah	Rendah	Diabaikan

Keterangan :

NA : Tidak tersedia

2.4.6. Penentuan Metode Pengujian dengan Menggunakan NDT (*Non-Destructive Testing*)

Ruang lingkup inspeksi ditentukan melalui konsekuensi kegagalan. Ruang lingkup inspeksi detail ditetapkan pada item-item atau sistem-sistem dengan konsekuensi kegagalan tinggi. Ruang lingkup umum ditetapkan pada item-item atau sistem-sistem dengan konsekuensi kegagalan menengah dan ruang lingkup terbatas ditetapkan pada item-item dengan konsekuensi kegagalan rendah⁽³²⁾. Untuk keduanya yaitu unit pemipaan dan peralatan statik (misalnya bejana tekan, tangki, pemindah panas), ruang lingkup inspeksi seharusnya termasuk inspeksi visual eksternal dan penilaian kondisi internal. Tabel 2.3. menyarankan syarat-syarat minimal untuk ruang lingkup terbatas, umum, dan detail untuk penilaian internal. Seleksi metode (yang akan digunakan) harus dilakukan selama rencana inspeksi didasarkan atas teknologi yang sudah ada dan pada penilaian ekonomis biaya dan untung atas inspeksi yang tak melanggar/ mengganggu (*non-intrusive*) versus yang melanggar⁽³²⁾.

Pilihan atas metoda inspeksi NDT didasarkan atas peluang kegagalan. Metode-metode yang ada dipilih untuk mendeteksi mode/jenis kegagalan yang menyerupai. Tabel 2.4 disusun sebagai petunjuk. Seleksi terakhir atas metode yang harus dibuat pada saat inspeksi direncanakan, didasarkan atas aspek teknologi yang tersedia dengan aspek pilihan ekonomis⁽³²⁾.

Tabel 2. 4. Syarat-syarat minimal ruang lingkup terbatas, umum, dan detail pada penilaian internal⁽³²⁾

Konsekuensi Kegagalan Rendah – Penilaian Terbatas	Konsekuensi Kegagalan Menengah – Penilaian Umum	Konsekuensi Kegagalan Tinggi – Penilaian Detail
<i>Borescope</i>	<i>Borescope</i> dan NDT eksternal	NDT eksternal dan pemantauan korosi dan review proses
Atau	Atau	Atau
NDT eksternal	Full pengujian dari dalam dengan menggunakan <i>Intelligent pig</i>	Full pengujian dari dalam dengan menggunakan <i>Intelligent pig</i>
Atau	Atau	
Review Proses	Review proses & NDT eksternal	

Tabel 2.5. Metoda inspeksi NDT⁽³²⁾

Jenis Kegagalan	Mekanisme	Metoda NDT
Penipisan bagian dinding sebelah dalam	Korosi internal Erosi Kavitasi Korosi pengelasan	<i>Ultrasonic</i> <i>Radiography</i>
Penipisan bagian dinding sebelah luar	Korosi eksternal Korosi di bawah isolasi	Inspeksi visual <i>Radiography</i> <i>Thermography</i>
Retak (<i>cracking</i>)	- Kelelahan (<i>fatigue</i>) - Retak akibat korosi tegangan (SCC) - Retak akibat penggetasan hidrogen (<i>wet hydrogen cracking</i>)	<i>Ultrasonic</i> <i>Radiography</i> <i>Magnetic Particle</i> <i>Liquid Penetrant</i>
Yang lain	<i>Creep</i> <i>Hot hydrogen Damage</i> (Penggetasan suhu tinggi)	<i>Ultrasonic</i> <i>Radiography</i> <i>Magnetic Particle</i>

2.5. Sifat-Sifat Bahan Pipa Untuk Minyak dan Gas

Pemilihan bahan untuk tujuan pemipaan khususnya untuk pipa MIGAS adalah suatu proses yang memerlukan pertimbangan yang tepat untuk pelayanan yang diperlukan. Bahan yang dipilih harus benar-benar aman dan tahan terhadap kondisi operasi, suhu dan tekanan selama umur perancangan yang diinginkan. Kekuatan mekanik harus memadai untuk pelayanan jangka panjang, dan mampu menahan perubahan operasi yang diinginkan seperti misalnya siklus panas atau mekanis⁽⁴⁰⁾.

Selain itu lingkungan sekitar dimana sistem pemipaan dan komponennya beroperasi, juga harus dipertimbangkan. Perubahan sifat-sifat bahan atau hilangnya beban efektif yang merubah luas penampang dapat terjadi melalui korosi, erosi, atau kombinasi dari keduanya⁽⁴⁰⁾. Kemampuan fabrikasi dari bahan pipa terpilih harus juga dipertimbangkan. Kemampuan bahan yang dipilih untuk dibengkokkan atau dibentuk, kecocokannya untuk pengelasan atau metode penyambungan lainnya, kemudahan perlakuan panas, keseragaman atau homogenitas dan kestabilan dari struktur mikro dan sifat-sifat bahan memberikan andil pada kelayakan ekonomis dari pipa yang dipilih. Proses pemilihan harus menuju pada bahan-bahan yang paling ekonomis dan juga sesuai dengan standar yang digunakan⁽²⁾.

Standar-standar desain dan konstruksi seperti ASME (*The American Society of Mechanical Engineers*) *Boiler and Pressure Vessel Code* dan standar pipa bertekanan seperti ASME B 31.3 merekomendasikan bahan-

bahan yang dapat diterima untuk sistem pemipaan dalam yurisdiksinya. Standar-standar ini menetapkan aturan-aturan desain dan rancangan tegangan yang diijinkan bahan dan sifat-sifat lain yang diperlukan untuk memenuhi tugas disain⁽⁴¹⁾. Namun informasi yang diberikan pada umumnya hanya cukup untuk menjamin operasi yang aman di bawah kondisi panas dan mekanik yang diharapkan pada saat operasi yang tetap. Standar-standar ini tidak secara langsung dan eksplisit tertuju pada isu beberapa perusakan lingkungan dan bahan yang seharusnya dipertimbangkan oleh ahli-ahli material dan perancang sistem pemipaan⁽⁴¹⁾.

2.6. Standar dan Kriteria Penerimaan Sistem Pemipaan Produksi Minyak dan Gas

Semua komponen termasuk pipa-pipa pada sistem pemipaan di MIGAS, mengenai cara membuat, dan memasangnya diatur oleh suatu standar. Standar biasanya menerangkan persyaratan-persyaratan minimum untuk desain bahan, fabrikasi, konstruksi, tes/pengujian dan inspeksi dari komponen atau sistem pemipaan, sedangkan standar mengandung hukum-hukum desain dan konstruksi serta persyaratan untuk komponen atau pipa individu seperti misalnya *elbow*, *tee*, *flange*, katup-katup dan sebagainya. Kesesuaian dengan standar normalnya dipersyaratkan oleh peraturan-peraturan kode yang dipergunakan atau spesifikasi pembeli. Setiap standar mempunyai batas yurisdiksi yang didefinisikan secara tepat dalam standar.

Dengan cara yang sama, lingkup penggunaan untuk setiap standar didefinisikan dalam standar, oleh karena itu pemakai harus mengenal secara baik batas penggunaan standar sebelum menggunakannya dalam dokumen persyaratan desain dan konstruksi sistem pemipaan⁽⁴²⁾.

Standar ASME yang berkaitan dengan pemipaan minyak dan gas secara langsung adalah ASME B 31. 8 untuk sistem pemipaan pada pipa gas dan ASME B 31. 4 untuk pemipaan minyak, ASME B 31. 3 untuk rekayasa pemipaan, API 750 untuk manajemen keselamatan, API 570 untuk sistem pemipaan, API 653 untuk perbaikan dan inspeksi tangki penimbun, API BRD 581 hasil penelitian API sebagai referensi pelaksanaan RBI, API RP 580 rancangan untuk patokan pelaksanaan RBI, API 14 E standar untuk perhitungan tingkat erosi pada sistem pemipaan, modifikasi API 14E Salama Venkatesh untuk perhitungan tingkat erosi dalam pengujian RBI.

BAB – III

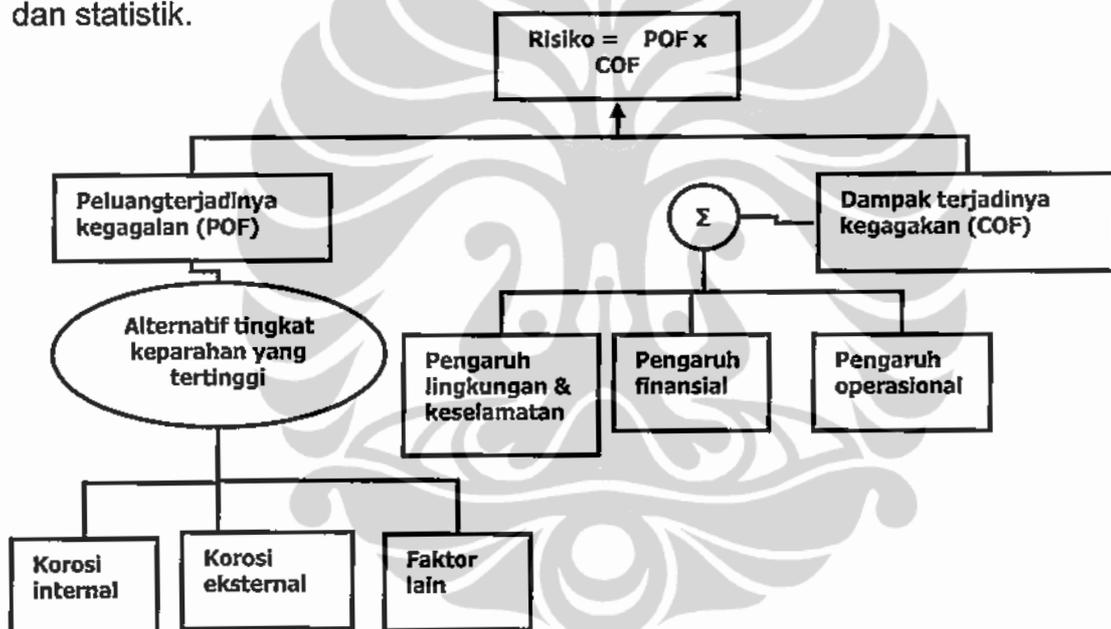
**LATAR BELAKANG TEKNIS, METODOLOGI PENELITIAN,
DAN PROSEDUR EKSPERIMENTAL**

3.1. Diagram Alir Penelitian

Penelitian ini menggunakan pendekatan metoda eksperimental di laboratorium dan pengamatan langsung dengan cara melakukan monitoring terhadap sistem pemipaan di lapangan produksi minyak dan gas. Di samping melakukan metoda studi literatur melalui buku-buku standar praktis yang digunakan sebagai pegangan di lapangan dari buku-buku teks, makalah, jurnal ilmiah, buletin, materi kuliah, dan sebagainya. Adapun prosedur penelitian diperlihatkan pada Gambar 3.1. Persiapan sampel uji dilakukan di laboratorium uji Lemigas Departemen Pertambangan dan Energi Kompleks Lemigas Cipulir dan di laboratorium korosi Departemen Metalurgi dan Material FTUI serta laboratorium Program Studi Ilmu Material Salemba. Material sampel uji yang digunakan dalam penelitian ini adalah pipa baja *carbon* dengan spesifikasi API 5L Grade B diameter 24 inchi dan pipa baja *carbon* jenis A 106 Grade B berdiameter 4 inchi baik yang diperoleh di lapangan maupun yang masih belum digunakan, dan juga ada beberapa material lain sebagai objek perbandingan dalam penelitian.

3.2. Prosedur Eksperimen dan Simulasi Pemodelan Tingkat Kekritisitas Berdasarkan Analisis Laju Korosi

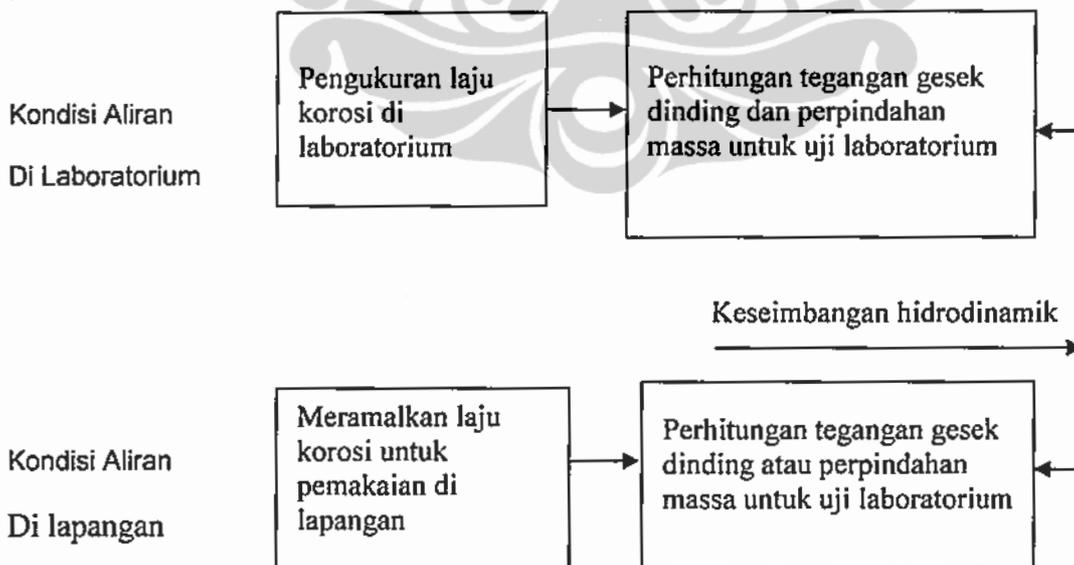
Diagram alir pemodelan ini digambarkan pada Gambar 3.2. Proses simulasi pemodelan guna mendapatkan hasil keluaran dari analisis laju korosi di lapangan suatu *plant* industri minyak dan gas (MIGAS) melalui proses simulasi menggunakan metoda RBI, perlu dilakukan *assessment* (penilaian) yang lebih kuantitatif secara terperinci sesuai dengan pemodelan matematis dan statistik.



Gambar 3.2. Model evaluasi untuk menentukan tingkat kekritisitas⁽³⁷⁾

Proses pemodelan ini sangat bermanfaat agar dalam penanganan dan strategi pemeliharaan terfokus kepada daerah dimana peluang terjadinya kegagalan yang memiliki tingkat kekritisitas paling tinggi. Dalam pemodelan ini perlu dilakukan uji laboratorium yang sangat terkait dengan kondisi lapangan

dimana *plant* produksi minyak dan gas berada. Data aktual hasil monitoring korosi di lapangan dianalisis kemudian dilakukan simulasi perangkat lunak tertentu untuk mendapatkan keluaran yang dapat diputuskan untuk menentukan laju korosi hasil monitoring kondisi produksi. Proses dasar untuk menghubungkan data korosi dari laboratorium dengan penerapannya di lapangan ditunjukkan dalam Gambar 3.3. Uji korosi di laboratorium dilaksanakan dengan suatu cara perhitungan hidrodinamika untuk mendapatkan τ_w (Tegangan Geser). Laju korosi dari laboratorium kemudian diterapkan di lapangan dengan nilai-nilai yang identik yang dihitung dari parameter-parameter ini. Asumsi pokok yang dipakai adalah bahwa parameter yang dihitung mempunyai kaitan dengan laju korosi, dan dipergunakannya skala untuk parameter tersebut dalam kaitannya dengan percepatan korosi.



Gambar 3.3. Proses untuk menentukan laju korosi di Lapangan dari data laboratorium berdasarkan keseimbangan hidrodinamik

Pengukuran hidrodinamika dan korosi dilakukan pada bagian yang beraliran sirkuler dari pipa. Sebuah saluran masuk dan *discharge flow stabilizing section* dipasang sebelum dan sesudah bagian yang diuji. Pengukuran tekanan yang berbeda memudahkan perhitungan laju aliran yang akurat serta perhitungan τ_w (Tegangan Geser) di daerah yang diuji. Secara skematis alur dari jalannya penelitian adalah seperti diagram alir pada Gambar 3.3.

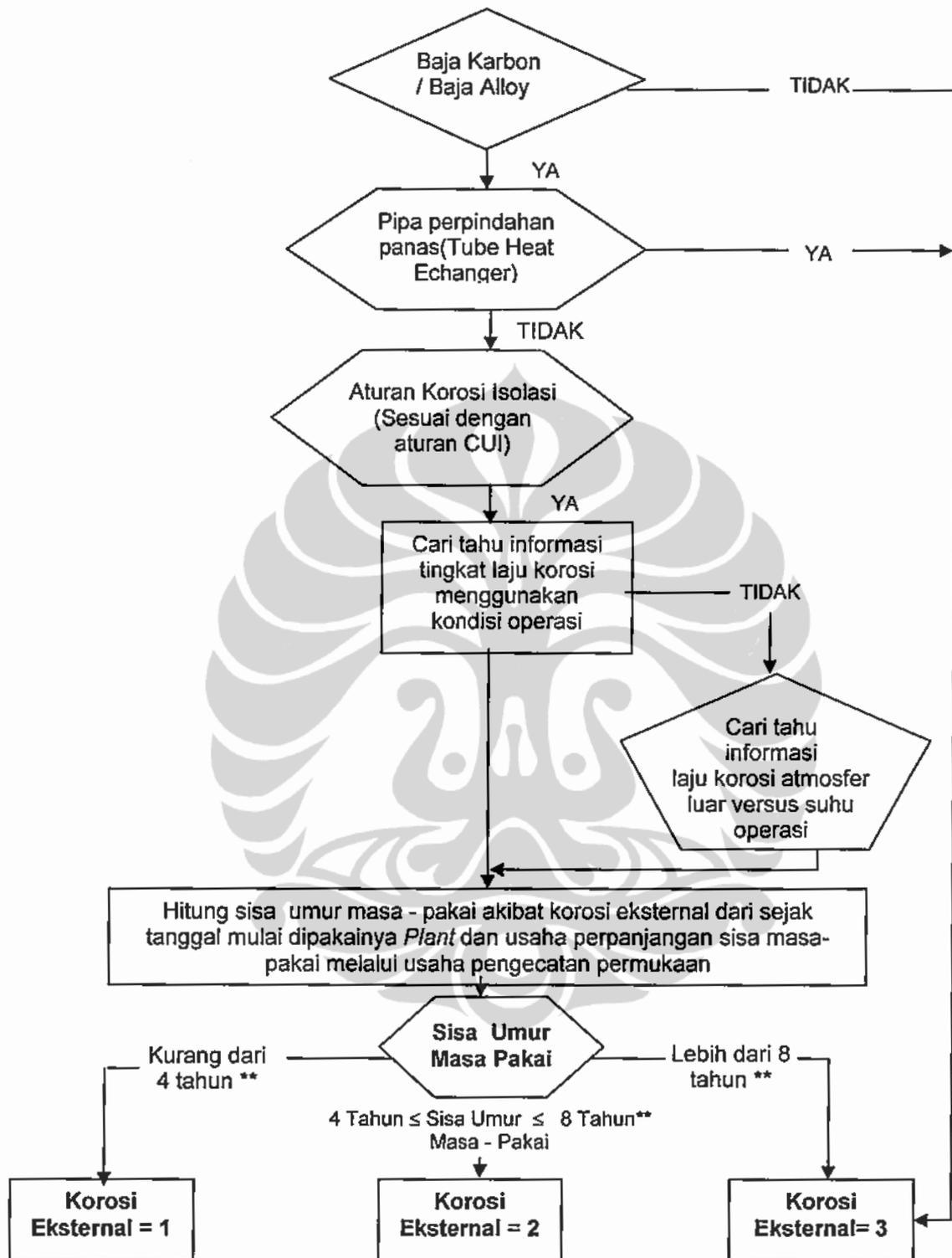
3.3. Prosedur Pengujian Material Pipa dan Analisis Permodelan Penilaian Peluang Terjadinya Kegagalan (POF) Karena Korosi

Pemodelan penilaian ini dilakukan berdasarkan rangking korosi eksternal disajikan seperti dalam Gambar 3.4. Dari *flow chart* ini terlihat bahwa untuk mendapatkan rangking peluang tingkat kegagalan karena korosi luar dilakukan prosedur pengujian melalui perhitungan kemungkinan kegagalan material.

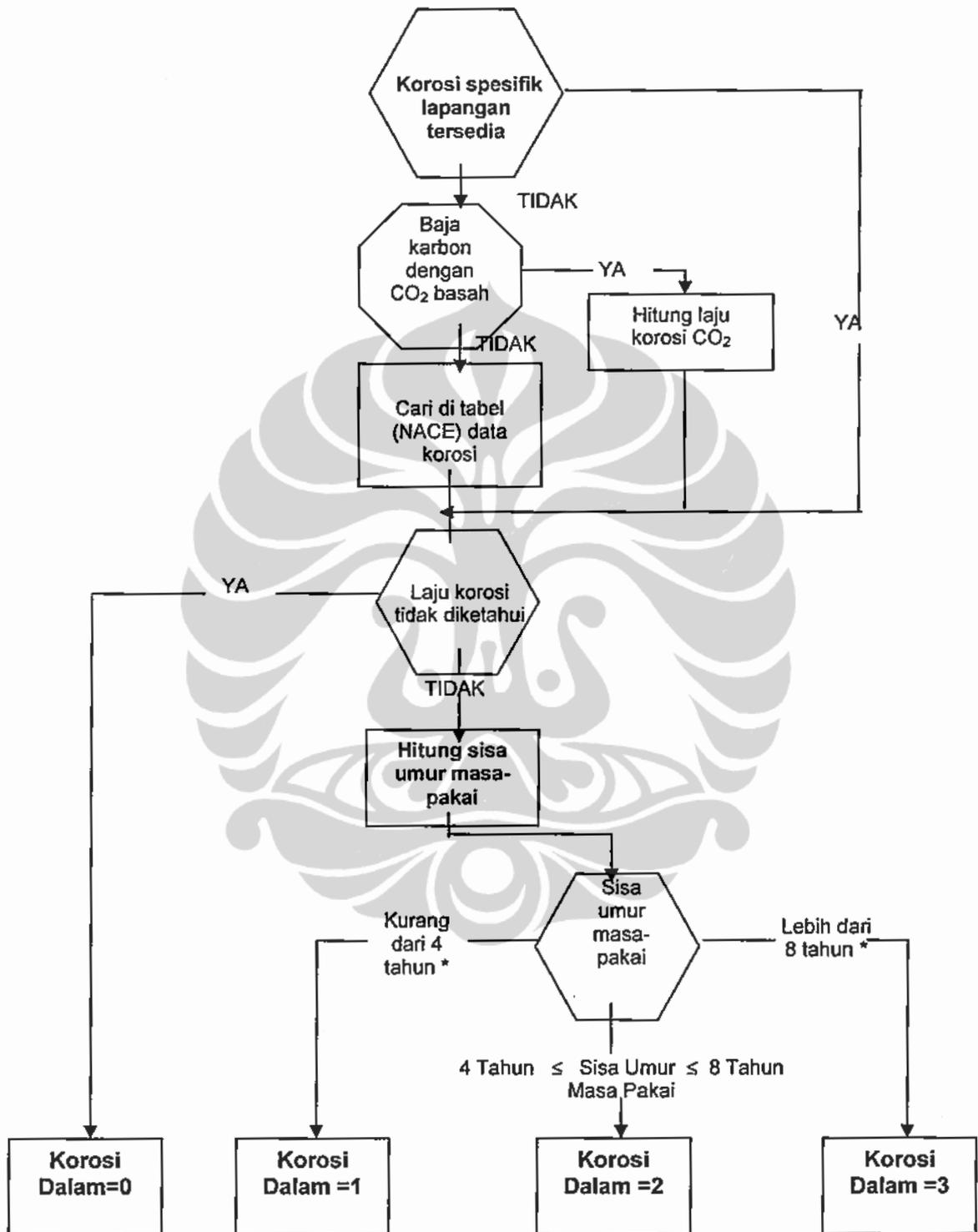
Flow chart aturan untuk mendapatkan rangking peluang tingkat kegagalan karena korosi internal ditunjukkan dalam Gambar 3.5. Dari *Flow chart* ini terlihat bahwa untuk mendapatkan rangking peluang tingkat kegagalan karena korosi internal dilakukan prosedur pengujian melalui mekanisme perhitungan nilai laju korosi yang didapat dari pengurangan ketebalan pipa yang datanya didapat melalui proses *direct assesment*.

Apabila nilai laju korosi telah didapat, maka langkah berikutnya adalah menghitung nilai *Remaining Life*/ R_L atau (sisa umur pakai) dengan memasukkan nilai laju korosi pada persamaan perhitungan sisa umur pakai sesuai persamaan 3.1. Bila didapat nilai $R_L \leq 4$ tahun, maka nilai korosi internal akan memberikan hasil 1; kemudian bila didapat nilai $4 \text{ tahun} \leq R_L \leq 8$ tahun, maka didapat angka korosi internal 2; selanjutnya apabila didapat nilai $R_L \geq 8$ tahun, maka didapat angka untuk korosi internal kategori 3. Jika tidak didapatkan hasilnya maka termasuk kategori tingkat peluang korosi internal sama dengan nol (tidak dapat dimasukkan ke dalam kategori korosi dimaksud).

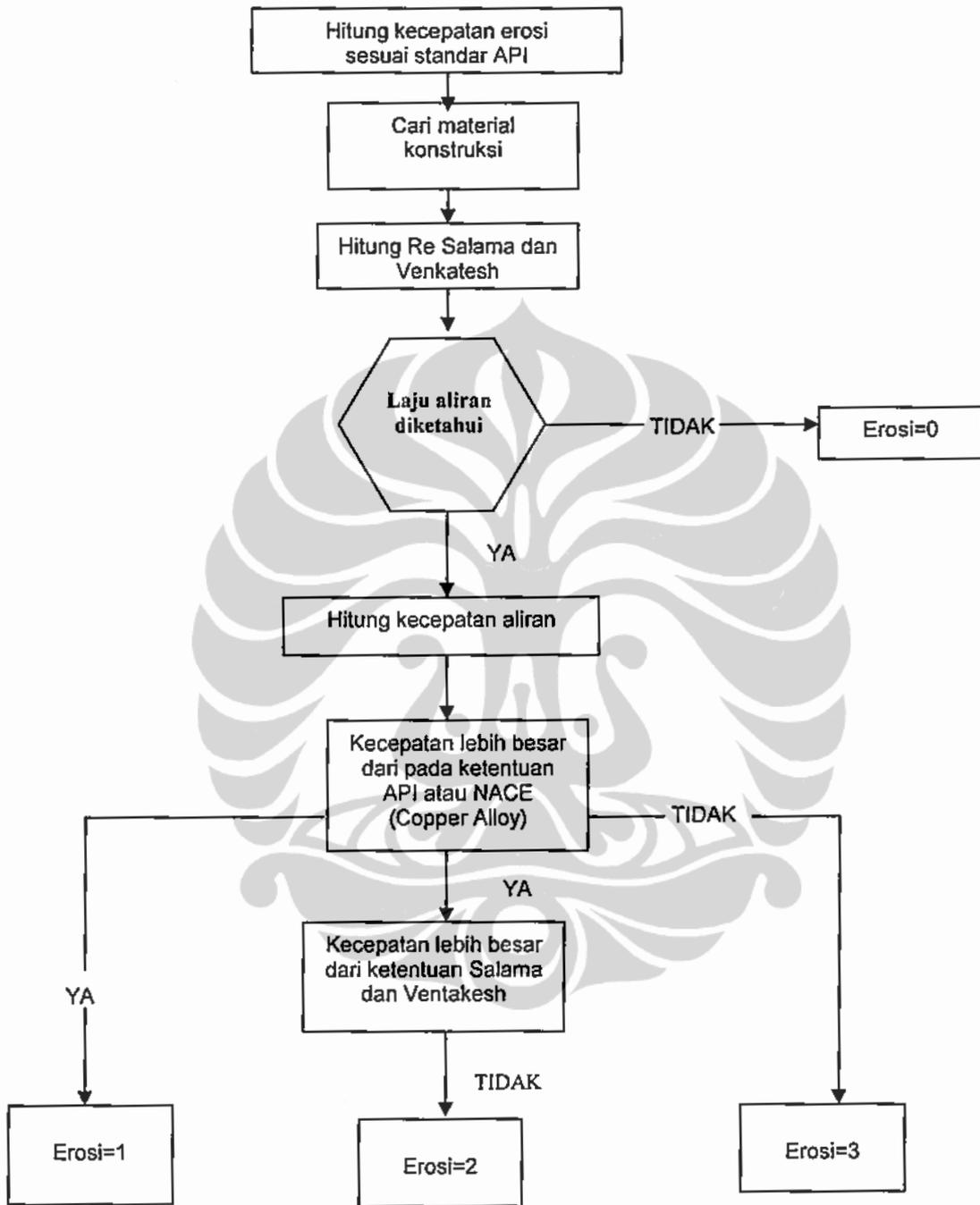
Flow chart aturan untuk mendapatkan rangking erosi ditunjukkan dalam Gambar 3.6. Dari *flow chart* ini terlihat bahwa untuk mendapatkan rangking peluang tingkat kegagalan karena erosi dilakukan prosedur pengujian melalui perhitungan kemungkinan kegagalan karena erosi.



Gambar 3.4. Flow chart prosedur pengujian pipa di Lapangan dan analisis permodelan korosi eksternal



Gambar 3.5. *Flow chart* prosedur pengujian dan analisis pemodelan korosi dalam (fluida minyak dan gas)



Gambar 3.6. Flow chart prosedur pengujian dan analisis pemodelan erosi pada pipa

3.3.1. Prosedur Pengujian dan Permodelan Akibat Kegagalan (COF)

Model konsekuensi *stand by availability* berikut adalah pengolahan data RBI dengan menggunakan *software* T-OCA 2.3 atas identifikasi akibat kegagalan yang menurut referensi internasional ada 5 macam, yakni dari *USA Consequences of Failure*, *UK Consequences of Failure*, *Australian and New Zealand Consequences of Failure*, *Gulf State Oil Producer Consequences of Failure*, dan *European Union Consequences of Failure*. Dari kelima referensi ini dipilih *USA Consequences of Failure* dikarenakan seluruh standar kalkulasi menggunakan *USA Standard*⁽³²⁾.

Flow Chart aturan untuk mendapatkan rangking konsekuensi kegagalan saat operasi digunakan perhitungan penilaian berdasarkan kesiapan keberadaan (*stand by availability*). *Rating* untuk menentukan konsekuensi tersebut jika terjadi kegagalan akan menyebabkan berhentinya area proses produksi secara total (*plant shutdown*) maka ratingnya adalah tinggi (1). Jika kegagalan yang diakibatkan oleh masalah operasi atau pengurangan produksi maka ratingnya adalah sedang (2). Apabila jalur pipa lain (*by-pass*) atau adanya alternatif aliran produksi sehingga tidak mengganggu produksi secara keseluruhan maka ratingnya adalah rendah (3).

1. Model Konsekuensi Finansial (*Financial*)

Model konsekuensi finansial adalah akibat dari biaya kegagalan pada suatu jalur. Hal ini termasuk di dalamnya biaya-biaya dari

perbaikan-perbaikan dan biaya akibat kehilangan produksi akibat kegagalan tersebut.

Harga aktual dari tinggi-rendahnya kehilangan / kerugian finansial harus ditentukan oleh pemakai akhir dimana apabila kehilangan produksi untuk tujuh hari produksi maka konsekuensinya adalah tinggi (1) atau apabila biaya lebih besar dari biaya kerugian selama 7 hari tersebut ratingnya adalah tinggi (1). Jika nilai kerugian sebesar 1 hari berhenti beroperasi, hal itu termasuk dalam konsekuensi rendah (1) atau kerugian biaya yang lebih kecil dari kehilangan produksi 1 hari memiliki rating konsekuensi rendah (3).

2. Model Konsekuensi Lokasi (*Location*)

Model konsekuensi lokasi di dalam *plant* merupakan penilaian kasar dari bahaya bagi manusia dan peralatan. Hampir seluruh jalur pipa dan peralatan di dalam area lokasi umum *plant* dapat dinilai/dievaluasi secara rutin. Hal ini ditetapkan termasuk dalam rating konsekuensi sedang (2). Beberapa lokasi mungkin menjadi daerah terisolasi, sehingga untuk mengunjunginya tanpa perjanjian khusus, maka hal ini ditetapkan mempunyai rating konsekuensi rendah (3). Lainnya, mungkin merupakan daerah tertutup, seperti rumah pompa, atau area dengan kepadatan lalu lintas operasi tinggi, maka rating konsekuensinya ditetapkan tinggi (1).

3. Model Konsekuensi Bahaya Fluida

Karakteristik petaka atau bahaya yang berasal dari fluida yang mengalir dalam Pipa Dia. 4 inchi atau 24 inchi dapat dibuat model penanggulangannya seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 3.7.

Inventarisasi atas bahaya/petaka yang kemungkinannya menimpa fluida didasarkan atas kapasitas sistem atau kapasitas 10 m^3 , jika tidak ada variabel volume sistem dimasukkan. Untuk peralatan atau agregat yang statis sifatnya, kapasitas individual agregat akan dipakai jika suatu perhitungan menyangkut nilai dimasukkan. Pemodelan inventarisasi bahaya fluida ditunjukkan dalam Gambar 3.8.

Pemodelan tekanan yang dapat terjadi pada bahaya yang ditimbulkan oleh fluida dapat dibuat seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 3.9.

4. Model Konsekuensi Lingkungan

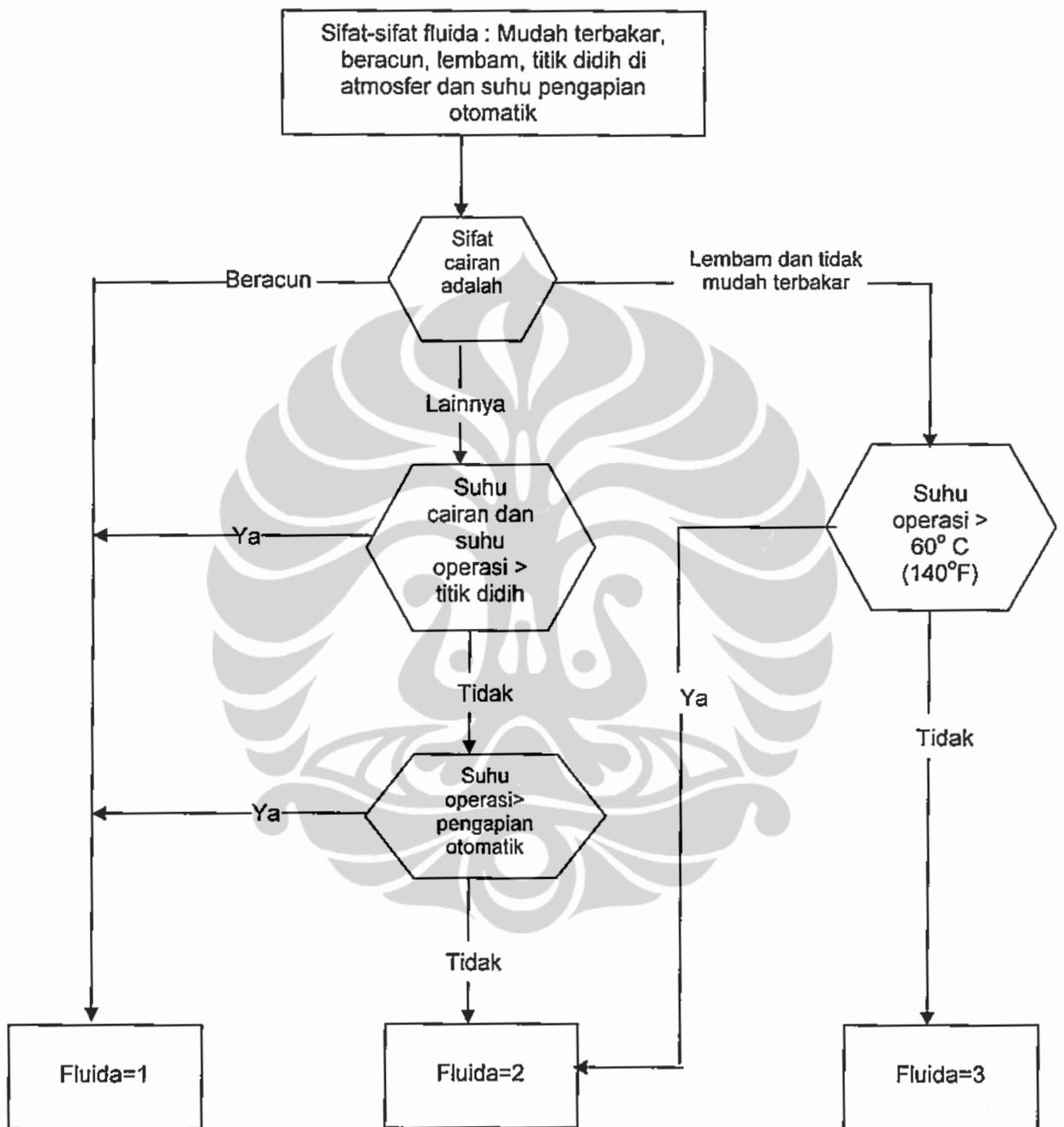
Konsekuensi/akibat pengaruh lingkungan dimana *plant* berada (habitat) merupakan suatu ukuran dari bahaya akibat polusi (*pollution hazard*) yang bisa jadi dihasilkan dari adanya suatu kegagalan. Rating/peringkat 1 ditetapkan jika kegagalan dapat mengakibatkan polusi atmosfer (udara) atau air tanah pada tingkatan yang harus diberikan laporannya ke otoritas setempat atau nasional. Peringkat 2 ditetapkan apabila kegagalan dapat

mengakibatkan polusi di dalam batas-batas lingkungan *plant* tetapi tidak cukup memadai skalanya untuk menghindarkan *plant* dari bahaya polusi tersebut. Peringkat 3 ditetapkan pada fluida-fluida yang sifatnya tak menimbulkan racun dan tidak berbahaya yang tidak mendatangkan bahaya-bahaya lingkungan.

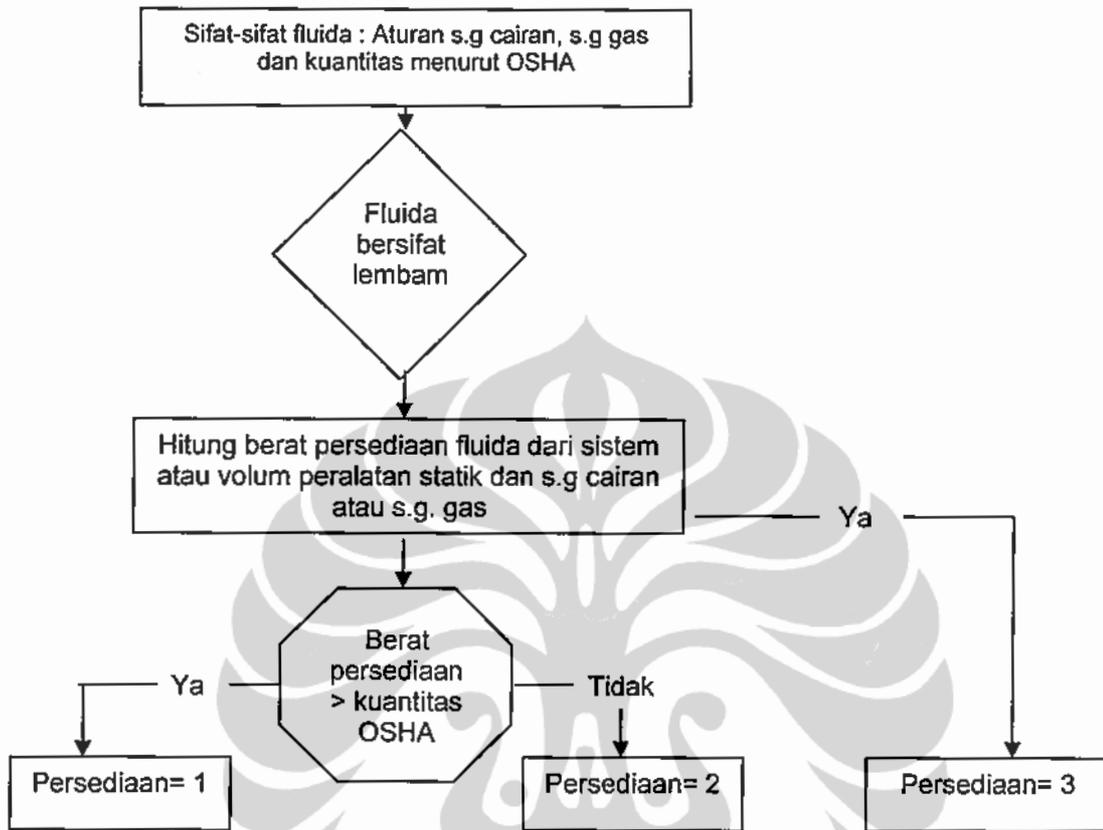
Pemodelan pengaruh lingkungan seperti yang ditunjukkan Gambar 3.10.

5. Model Konsekuensi Populasi

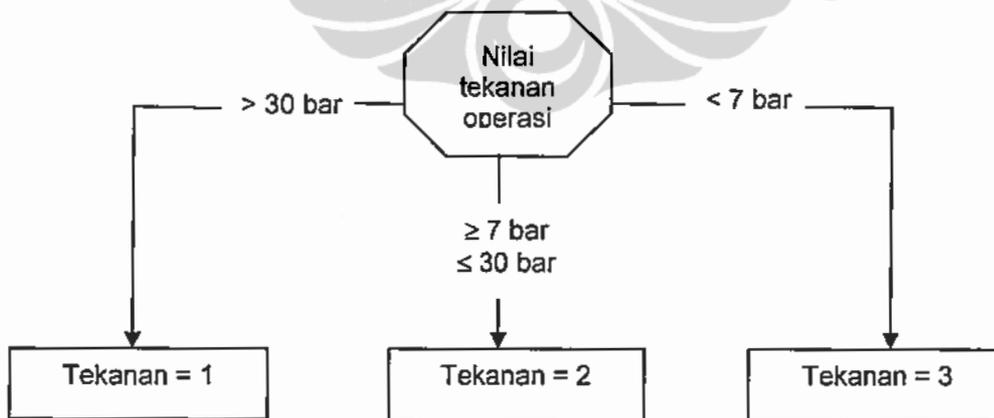
Bahaya bagi penduduk dimaksudkan suatu ukuran bahaya pada penduduk sekitar di luar *plant*. Tingkat bahaya bagi penduduk dalam kaitannya dengan *plant* dapat dibuat modelnya seperti yang ditunjukkan Gambar 3.11.



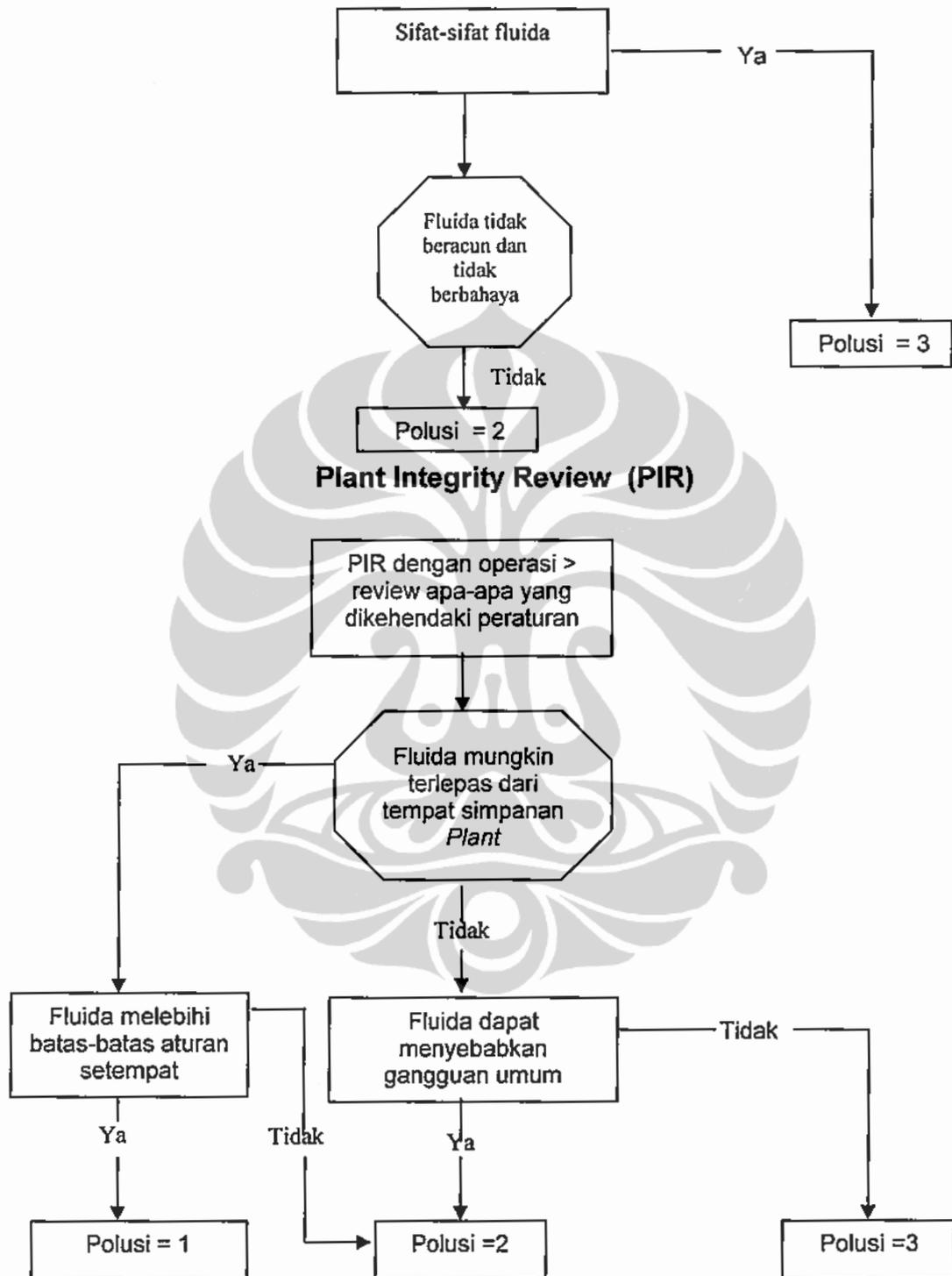
Gambar 3.7. Prosedur pengujian dan analisis pemodelan konsekuensi dan peluang terjadinya kegagalan akibat fluida



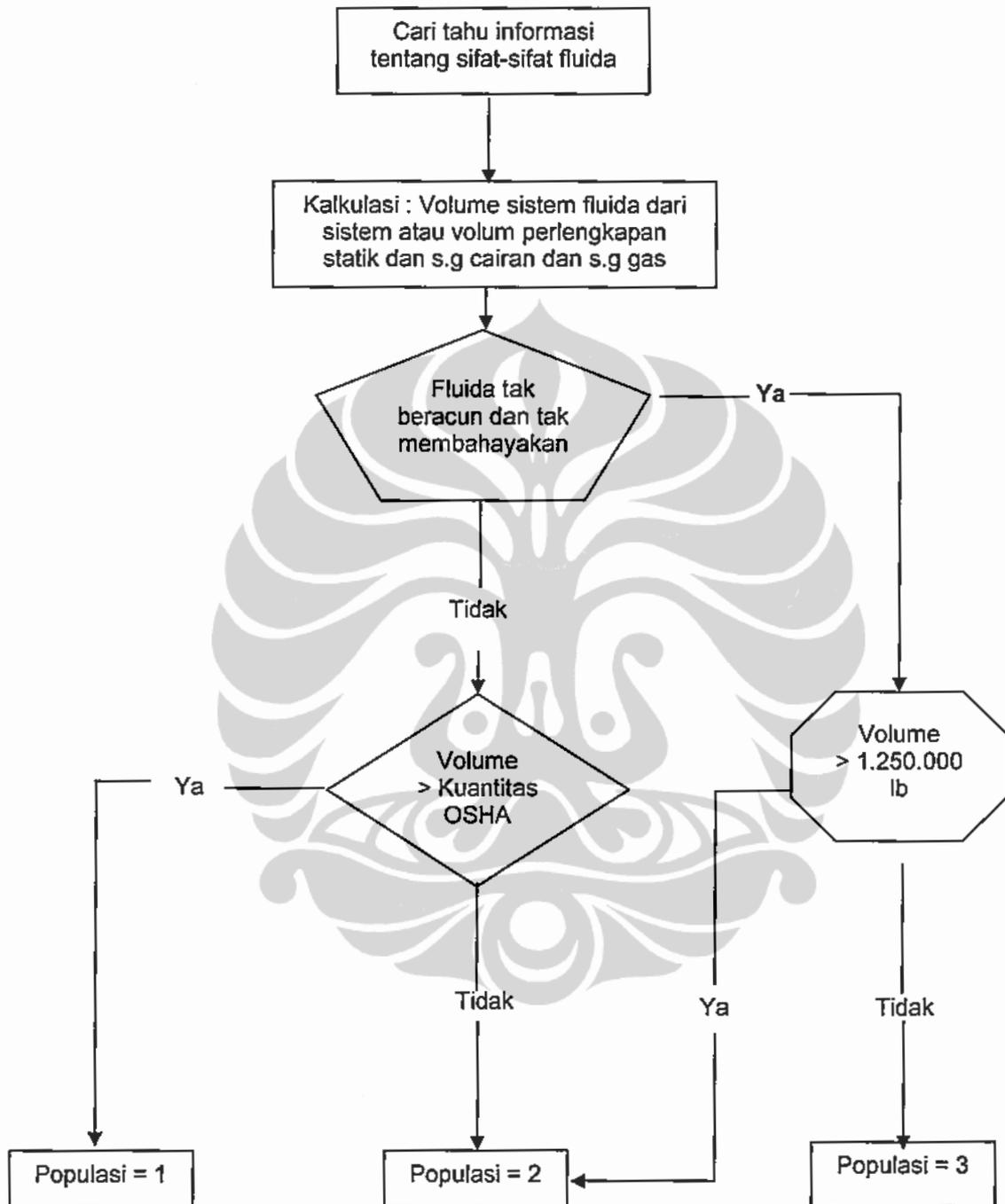
Gambar 3.8. Prosedur pengujian dan analisis pemodelan konsekuensi dan peluang kegagalan akibat bahaya oleh persediaan fluida



Gambar 3.9. Prosedur pengujian dan analisis pemodelan tekanan operasi fluida dengan konsekuensi dan peluang yang dapat mendatangkan kegagalan



Gambar 3.10. Prosedur pengujian pemodelan konsekuensi dan peluang kegagalan pada lingkungan sekitar *Plant* dan *Review Integritas Plant*



Gambar 3.11. Prosedur pengujian dan analisis pemodelan konsekuensi terjadinya kegagalan terhadap penduduk di sekitar *plant*

3.4. Peralatan dan Prosedur Pengujian Serta Analisis Laju Korosi Di Lapangan MIGAS Dengan Menggunakan Alat Uji Ultrasonik

Pengujian tak merusak ultrasonik bertujuan untuk mendeteksi ada tidaknya cacat pada spesimen uji sebelum dilakukan serangkaian pengujian. Cacat ini bisa berbentuk retakan (*crack*), porositas (*blow hole*), laminasi (cacat bawaan dari pabrik yang diakibatkan oleh kegagalan pada saat pengecoran yang kemudian di-*roll* untuk pembuatan pipa) atau penetrasi yang tidak sempurna pada proses pengelasan pipa. Prinsip kerja pengujian dengan ultrasonik adalah dengan perambatan gelombang ultrasonik. Perambatan gelombang ultrasonik ini dihasilkan oleh pengirim sinyal (*transmitter*) yang diarahkan pada bagian tertentu spesimen yang akan diperiksa dan gelombang elektromagnetik ini dipantulkan kembali oleh bagian tertentu dari spesimen ini yang ditangkap oleh penerima sinyal (*receiver*).

Prosedur deteksi cacat ultrasonik sistem *pulse echo* secara garis besar adalah sebagai berikut :

- a. Persiapan sampel uji yang akan diteliti cacatnya ditunjukkan dalam Gambar 3.12.
- b. Melakukan kalibrasi peralatan yang akan digunakan disesuaikan dengan ketebalan spesimen yang akan diukur, kemudian mengatur skala yang dikehendaki.

- c. Menentukan *probe* yang digunakan :
 - Jenis *probe* miring dengan sudut tertentu atau datar.
 - Sudut tembak yang dipilih.
 - Frekuensi yang digunakan (MHz).
- d. Penentuan posisi cacat dalam spesimen dan perhitungan dalam penentuan jarak atau ruang tembak *probe*.
- e. Pemberian lapisan *couplant* pada permukaan spesimen sesuai kebutuhan.
- f. Pengaturan pulsa pada layar CRT (*Cathode Ray Tube*) sesuai kebutuhan.
- g. Melakukan perambatan gelombang pada bagian tertentu spesimen sesuai ruang tembak *probe*, sambil mengamati layar CRT.

Salah satu jenis pesawat untrasonik yang menggunakan layar CRT sebagai *display*, dimana indikasi yang timbul akibat pantulan gelombang akan menginformasikan jarak/lokasi permukaan pemantul sebagai obyek sasaran berupa cacat, direpresentasikan oleh skala pada sumbu horizontal, sedangkan amplitudo intensitas gelombang direpresentasikan oleh skala pada sumbu vertikal. Presentasi data semacam itu dinamakan *scan A*.

Dari presentasi *scan A* dapat pula digabungkan dengan sistem lain, sehingga dapat mengamati letak cacat pada suatu penampang melintang spesimen uji. Presentasi ini disebut *scan B*.

Apabila *scan A* digabungkan dengan posisi *probe* di seluruh permukaan spesimen uji, maka diperoleh lokasi cacat dilihat dari permukaan atas (*plant view*). Presentasi ini dinamakan *scan C*. Uji UT dilakukan di laboratorium PT. Radiant Utama Inerinsco Tbk., Jakarta.

3.4.1. Prosedur Pengujian dan Pemodelan Analisis Laju Korosi Menggunakan Alat Uji Ultrasonik (UT) Di Lapangan

Pemodelan analisis laju korosi ini berdasarkan data-data ketebalan sistem pemipaan yang ada di area produksi minyak dan gas, yang dimonitor secara berkala di lokasi dan posisi yang sama. Hal ini digunakan untuk mengetahui kemunduran dan tingkat keparahan bahan pipa. Monitoring ini digunakan metoda inspeksi UT yang meliputi serangkaian aktivitas berikut ini :

- Menganalisis laju korosi dan ketebalan dinding pipa aktual menggunakan peralatan UT dan peralatannya sebagaimana yang terlihat dalam Gambar 3.13.
- Penentuan letak atau lokasi inspeksi sesuai dengan tingkat kekritisannya.

- Mengimplementasikan metoda inspeksi UT *scanning* tipe A dan atau B yang akan dilakukan apabila dalam hal pengukuran ketebalan dinding (pipa) tidak sesuai dengan spesifikasi yang ada hal ini disebut verifikasi ketebalan.
- Mengimplementasikan alat UT Panametrik EPOCH III bila ditemukan adanya cacat laminasi.
- Melakukan perhitungan laju korosi dengan menggunakan persamaan NBIC sebagai berikut :

$$\text{Laju korosi (mm/tahun)} = \frac{t_a \text{ awal} - t_a \text{ akhir}}{\Delta T} \dots\dots\dots(3.1)$$

dimana,

t_a awal = Ketebalan dalam Inchi atau (milimeter) diukur pada waktu inspeksi berlangsung pada bagian terbatas, untuk menentukan ketebalan minimum yang diijinkan.

t_a akhir = Ketebalan minimum yang diijinkan dalam Inchi atau (milimeter), untuk bagian atau zona terbatas.

ΔT = Masa-pakai (tahun)

Melakukan evaluasi atas data hasil-hasil inspeksi sebelumnya atas jaringan pemipaan menggunakan persamaan (3.2)⁽⁴²⁾ :

$$t_r = \frac{PD}{2SFET} \dots\dots\dots(3.2)$$

dimana,

P = MAWP (psig)

- t_r = Ketebalan dinding pipa (inchi)
- S = Kekuatan mulur minimum
- F = Faktor desain lokasi
- E = Faktor sambungan arah memanjang pipa
= 1.0 (API 5 L pipa tanpa lipatan)
- T = Faktor *derating* suhu
= 1.0 (suhu desain kurang dari 250^o F)
- D = Diameter luar nominal pipa

Terkait dengan sisa umur masa-pakai dan laju korosi di lokasi tertentu pada sistem pemipaan maka harus dihitung berdasarkan rumus berikut ini⁽³⁶⁾:

$$\text{Sisa umur masa pakai (Tahun)} = \frac{t_a - t_r}{C_r} \dots\dots\dots (3.3)$$

Dimana,

- t_a = Ketebalan minimum aktual, dalam inchi (milimeter), ditentukan pada waktu inspeksi seperti dispesifikasikan dalam 3.6.1
- t_r = Ketebalan minimum yang diijinkan, dalam Inchi (milimeter), untuk bagian atau zona terbatas
- C_r = Nilai laju korosi dalam mm/tahun

Laju korosi jangka panjang dari jaringan pipa dihitung dari rumus (3.4):

$$C_r = \frac{t_{a\text{ awal}} - t_{a\text{ akhir}}}{\Delta T} \dots\dots\dots (3.4)$$

Dimana,

ΔT = waktu (tahun) antara inspeksi-inspeksi terakhir dan awal

Laju korosi jangka pendek dari jaringan pipa harus dihitung dari rumus berikut ini :

$$C_r = \frac{t_{(a-1)} - t_a}{\Delta T} \dots\dots\dots (3.4)$$

Dimana,

t_a = ketebalan aktual yang diukur pada saat ini

t_{a-1} = ketebalan aktual yang diukur satu tahun sebelum pengukuran saat ini

ΔT = waktu (tahun) antara inspeksi-inspeksi terakhir dan sebelumnya

Untuk perhitungan sistem pemipaan pada proses piping sesuai dengan persamaan⁽⁴¹⁾:

$$t = \frac{PD}{2(SE + PY)} \dots\dots\dots (3.6)$$

Dimana,

t = Ketebalan disain, dalam inchi (milimeter)

P = Tekanan disain pipa

D = Diameter luar pipa

S = Nilai stress pipa

E = Faktor kualitas bahan

Y = Faktor suhu

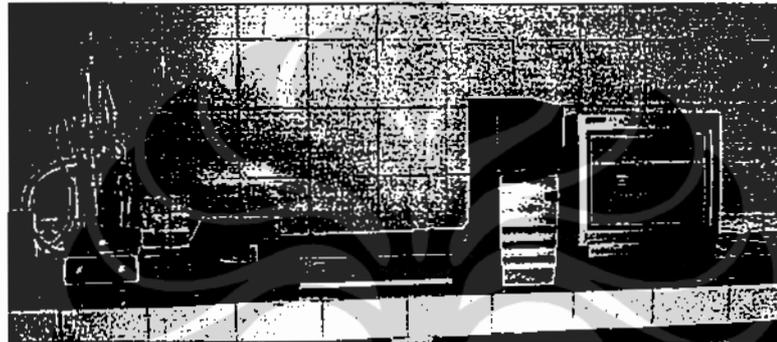
3.5. Peralatan dan Prosedur Eksperimental

3.5.1. Peralatan Untuk Simulasi Test Erosi

Bahan yang digunakan untuk melakukan uji korosi adalah baja carbon tipe A 106 B. Permukaan yang terpapar dari semua sampel uji diampelas dengan 600-grit silicon carbide (SiC) metallurgical paper, degreased (lapisan lemaknya dihilangkan), dibilas dengan etanol, dan langsung dikeringkan dengan udara sebelum terpapar. Seluruh eksperimen dilakukan pada suhu kontrol $50^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$. Pengukuran polarisasi linear dilakukan untuk menentukan laju korosi. Percobaan polarisasi linear dilakukan dengan pergeseran maksimum sebesar 15-mV potensial bebas korosi, lalu anoda dan katoda di-scan dengan laju scan sebesar 10 mV/menit.

Larutan yang digunakan untuk semua eksperimen adalah larutan 3.0% sodium klorida (NaCl) + 1000 ppm bikarbonate (HCO_3) sebagai bicarbonate sodium (NaHCO_3) di bawah tekanan gas CO_2 (karbon dioksida) sebesar 1,3 bar (~ 130 kPa). HCO_3 ditambahkan untuk *buffer* larutan tersebut sehingga memberikan pH yang stabil sekitar 6,0. Kandungan udara dalam larutan uji dikeluarkan dengan menginjeksikan CO_2 selama kurang lebih 12 jam. Kemudian larutan diinjeksikan dengan larutan 10% *hydroxine chloride* pada konsentrasi *bulk solution* sebesar 10 ppm sebelum tes dimulai. Konsentrasi oksigen terlarut (O_2) dan ion besi (Fe^{++}) dianalisa dengan menggunakan teknik kalorimetrik, dengan kisaran analisis 0 ppb hingga 40 ppb untuk O_2

dan 100 ppb hingga 10 ppm untuk Fe^{++} . Konsentrasi O_2 terlarut dipertahankan <40 ppb selama percobaan, dan umumnya berkisar antara 20 ppb dan 30 ppb. Konsentrasi Fe^{++} dipantau secara periodik selama setiap percobaan. Percobaan dihentikan dan larutan diganti jika konsentrasi $\text{Fe}^{++} > 40$ ppb.



Gambar 3.12. Peralatan korosi dan erosi di Laboratorium

Peralatan (Gambar 3.14.) dirancang untuk memudahkan dilakukannya eksperimen secara bersamaan. Pengaturan percobaan seperti ini mengurangi pengaruh variabel lingkungan pada hasil eksperimen dan memberikan perbandingan langsung dan nyata terhadap ketiga metode tes. Perhatian harus diberikan pada rancangan dan konstruksi setiap bagian alat percobaan untuk mendapatkan aplikasi yang akurat dari hasil dengan menggunakan perhitungan hidrodinamika dengan menghilangkan semua sumber turbulensi yang tidak perlu.

BAB – IV

HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

4.1. Penentuan Tingkat Kekritisan Sistem Pemipaan

Tahapan-tahapan inspeksi dan pengujian menghasilkan informasi kunci untuk melaksanakan analisis terhadap laju korosi sistem pemipaan yang menjadi objek penelitian. Pengujian sampel sistem pemipaan di area lapangan minyak dan gas dilakukan dengan beberapa tahapan sebagai berikut :

Tahapan awal dilakukan verifikasi keakuratan data dan pemilihan sampel penelitian ditentukan berdasarkan pemeringkatan kekritisannya (*criticality*) dengan menggunakan metoda RBI. Sesuai dengan hasil kalkulasi POF (kemungkinan kegagalan) dan COF (dampak kegagalan) pipa tersebut, hasilnya disajikan dalam Tabel 4.1. Dimana hasil kalkulasi POF yang dinyatakan kritis (peringkat 1) sampel no. 2 (diameter 4 inchi material ASTM A106 grade B) dan sampel no. 10 (diameter 24 inchi material API 5L grade B) dengan hasil COF berbeda yaitu peringkat menengah untuk sampel nomor 2 , berarti dilakukan inspeksinya parsial sedangkan untuk sampel nomor 10 hasilnya peringkat tinggi berarti area inspeksinya harus keseluruhan (100 %) hal ini ditunjukkan pada Tabel 4.2.

Tahapan kedua dilakukan dengan cara penilaian langsung (*direct assessment*) terhadap pipa yang dinyatakan POF-nya paling kritis (peringkat 1) sebagai prioritas pertama. Dengan melaksanakan pengujian metode NDT (pengujian tidak merusak) UT (*Ultrasonic Testing*) terhadap ketebalan dinding pipa pada setiap titik lokasi dan posisi yang rawan, seperti daerah belokan

dimana kemungkinan terjadi kegagalan erosi dan atau daerah yang memiliki kontur naik turun karena rawan pengendapan membentuk produk korosi.

Tahapan ketiga melakukan penilaian terhadap konsekuensi kegagalan pipa yang dinyatakan COF-nya memiliki rangking paling tinggi (peringkat 1) sebagai prioritas pertama, hal ini dinyatakan sebagai luasan area inspeksinya 100% (penuh). COF yang memiliki rangking menengah (peringkat 2) luasan area inspeksinya adalah parsial, dan yang memiliki COF-nya rendah (peringkat 3) maka luasan inspeksinya acak (parsial kecil), hal ini secara terperinci disajikan dalam Tabel 4.2.

Tahapan keempat adalah menentukan frekuensi inspeksi, berdasarkan matrik tingkat kekritisian (pada Tabel 2.1 pada halaman 42) dan matrik interval inspeksi pada tabel 2.2 halama 46. Dimana tingkat keyakinan (*grade of inspections*) dengan hasil kalkulasi tingkat kekritisian dapat mengetahui kapan akan dilakukan pengujian ataupun inspeksi dilaksanakan serta melakukan strategi pemeliharannya. Matrik ini terkandung didalamnya mekanisme kegagalan (*damage mechanism*), yang merupakan kronologis terjadinya kegagalan yang dapat dimonitor secara berkala artinya terjadinya perubahan berdasarkan waktu ,hal ini merupakan dasar model dari perencanaan inspeksi.

Tahapan kelima melakukan analisis kerusakan dan pemilihan material terhadap sampel sistem pemipaan diameter 4 inchi dan 24 inchi., karena terjadinya kegagalan pada dinding pipa . Hal ini dimaksudkan untuk mengetahui secara detail kondisi material yang terkena dampak erosi atau produk korosi, dan

hal tersebut dibandingkan dengan pengujian-pengujian terhadap material yang utuh (belum terkena operasional).

Tabel 4.1 Hasil kalkulasi laju korosi dari tingkat kekritisan pipa

No. Sampel	Nomor Jalur	Laju Korosi (ipy)	Kemungkinan Kegagalan	Konsekuensi Kegagalan (COF)			COF Final	Criticality
			(POF)	Pengaruh operasional (STB)	Pengaruh komersial (FIN)	Pengaruh Safety (LOC)		
1	02-0015-4"-F1	0.02444	2	1	1	2	2	3
2	02-0023-4"-F	0.02559	1	2	1	2	2	2
3	02-0023-4"-F1	0.0064	2	2	1	2	1	2
4	02-0016-A-8"-F1-H	0.00066	3	1	1	2	1	3
5	02-0015-8"-F1	0.00066	3	1	1	2	1	3
6	02-0018-8"-F1	0.00164	3	1	1	2	1	3
7	02-0027-8"-D-P	0.00262	3	1	1	1	1	3
8	G-0028-8"-D	0.00394	3	1	1	2	1	3
9	G-0029-8"-D	0.00098	3	1	1	2	1	3
10	02-0001-24"-A1	0.00564	1	1	1	2	1	1

Pada Tabel 4.1. di atas menunjukkan bahwa hasil perhitungan laju korosi dan sisa umur pakai yang diperoleh dari dasar perhitungan pengurangan ketebalan dinding pipa (*wall loss*) dan laju korosi tertentu. Hal ini disebabkan oleh mekanisme korosi erosi yang diukur dengan cara memonitor ketebalan dinding pipa pada lokasi dan posisi yang sama secara berkala.

Pada Tabel 4.2. dibawah ini menunjukkan bahwa luasan area inspeksi berdasarkan dari COF dan metode inspeksi berdasarkan dari POF, dan frekuensi inspeksi dikalkulasikan berdasarkan hasil kalkulasi tingkat kekritisan (*criticality*) dan tingkat inspeksi/tingkat keyakinan (GOI). Hasil ini menunjukkan bahwa prioritas pertama untuk dilakukan penilaian yang lebih detail dan integritas

adalah sistem pemipaan yang menunjukkan tingkat kekritisannya tinggi yaitu 1(satu).

Tabel 4.2. Hasil uji tingkat kekritisan pipa, metoda inspeksi, frekuensi inspeksi dan luas area inspeksi untuk tipe kegagalan korosi internal dan erosi

Kemungkinan Kegagalan (POF)	Konsekuensi Kegagalan (COF)	Tingkat Kekritisan Pipa (Crit)	Tingkat Inspeksi (GOI)	Metoda Inspeksi	Frekuensi Inspeksi	Luasan Area Inspeksi
Tinggi (1)	Tinggi (1)	1	0	U.T/MFL	12 Bulan	Penuh (100%)
Tinggi (1)	Sedang (2)	2	0	U.T	14 Bulan	Parsial
Tinggi (1)	Rendah (3)	3	0	U.T	36 Bulan	Kecil
Sedang (2)	Tinggi (1)	2	1	U.T/MFL	24 Bulan	Penuh (100%)
Sedang (2)	Sedang (2)	3	1	U.T	72 Bulan	Parsial
Sedang (2)	Rendah (3)	4	1	U.T	96 Bulan	Kecil
Sedang (2)	Tinggi (1)	2	2	U.T/MFL	72 Bulan	Penuh (100%)
Sedang (2)	Sedang (2)	3	2	U.T	108 Bulan	Parsial
Sedang (2)	Rendah (3)	4	2	U.T	144 Bulan	Kecil

Dari hasil uji tingkat kekritisan yang disajikan pada Tabel 4.2. menunjukkan bahwa pada pipa gas diameter 24 inchi material API 5L grade B menunjukkan luasan inspeksi yang penuh dikarenakan pipa tersebut menunjukkan konsekuensi yang tinggi sehingga tingkat area inspeksinya penuh. Pelaksanaan inspeksinya harus dilakukan internal dengan menggunakan MFL *intelligent pig*, sedangkan pipa minyak diameter 4 inchi menunjukkan luasan area yang parsial dimana pelaksanaan inspeksinya cukup dengan random di tempat-tempat dan lokasi yang dinyatakan kritis. Kedua tingkat kemungkinan terjadinya

kegagalan yaitu POF dan COF menentukan tingkat kekritisn sistem pemipaan (*criticality*).

Tabel 4.3. Data hasil verifikasi keakuratan data sistem pemipaan

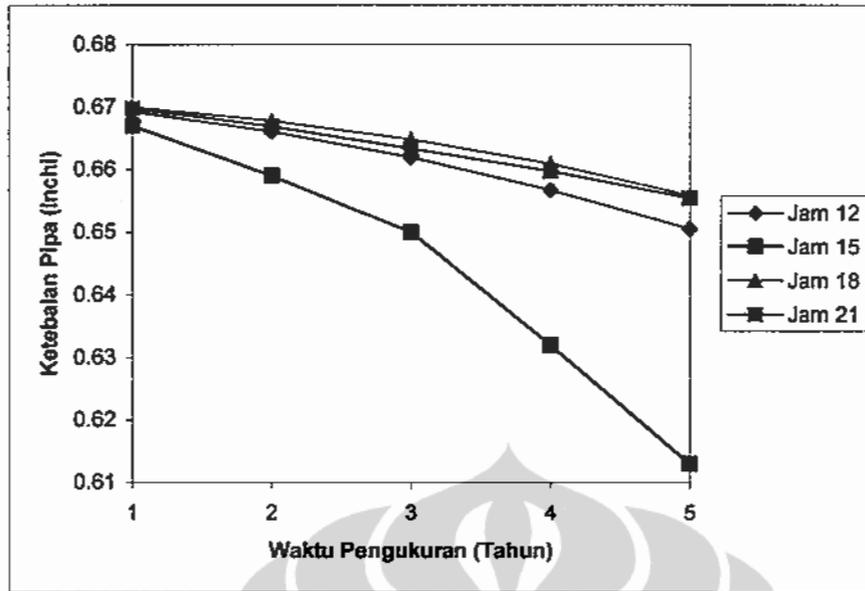
No.	DATA HASIL PIPA								CA
	Nomor Jalur	Gambaran Visualisasi Luar	Diameter nominal (D) (Inchi)	Diameter nominal (D) (mm)	Tebal dinding Nominal (tn)		Tebal dinding Minimum (ta)		
					(mm)	(inch)	(mm)	(inch)	
1	02-0015-4"-F1	Baik	4.5	114.3	8.55	0.337	5.1	0.201	0.05
2	02-0023-4"-F	Baik	4.5	114.3	13.4	0.528	5.6	0.220	0.05
3	02-0023-4"-F1	Kurang Baik	4.5	114.3	8.55	0.337	6.6	0.26	0.05
4	02-0016-A-8"-F1-H	Baik	8.625	219.075	12.7	0.500	12.5	0.492	0.05
5	02-0015-8"-F1	Baik	8.625	219.075	12.7	0.500	12.5	0.492	0.05
6	02-0018-8"-F1	Baik	8.625	219.075	12.7	0.500	12.2	0.480	0.05
7	02-0027-8"-D-P	Baik	8.625	219.075	12.7	0.500	11.9	0.469	0.05
8	G-0028-8"-D	Baik	8.625	219.075	12.7	0.500	11.5	0.453	0.05
9	G-0029-8"-D	Baik	8.625	219.075	12.7	0.500	12.4	0.488	0.05
10	02-0001-24"-A1	Baik	24	609.6	17.04	0.671	11.4	0.449	0.05

Pada Tabel 4.3. disajikan data hasil inspeksi. Data yang tersedia dari sistem pemipaan pada industri migas secara visual di lapangan, keseluruhan pipa jelas terlihat dalam kondisi baik, kecuali pipa pada jalur nomor 02-0023-4"-F1. Telah terjadi pengurangan ketebalan (fakta) pada Tabel 4.3. dimana berdasarkan data yang terjadi, ketebalan pipa sebenarnya diukur setelah kurun waktu 9 tahun. Berdasarkan data pengurangan ketebalan pipa dalam kurun waktu tersebut, laju korosi pipa dihitung berdasarkan persamaan 3.4. Adapun nilai tingkat kekritisn dan POF, dievaluasi sesuai dengan prosedur dengan ditunjukkan oleh Gambar 3.4. Demikian juga tingkat kekritisn COF dievaluasi

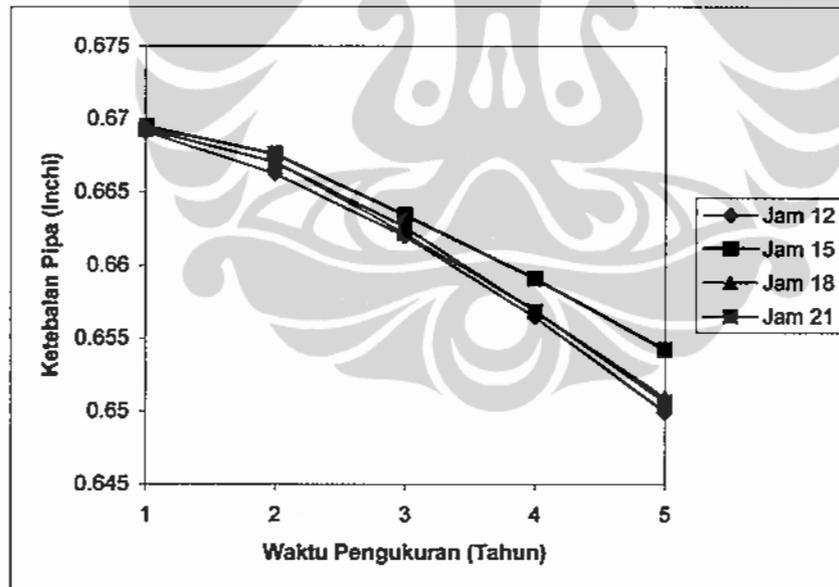
melalui prosedur dari Gambar 3.7. Untuk parameter COF diperlihatkan data-data STB, FIN, LOC yang diperoleh dari masing-masing gambar proses, biaya pemeliharaan ketika terjadi kebocoran dan keamanan lingkungan.

4.2. Analisis Laju Korosi Pipa Gas API 5L Grade B

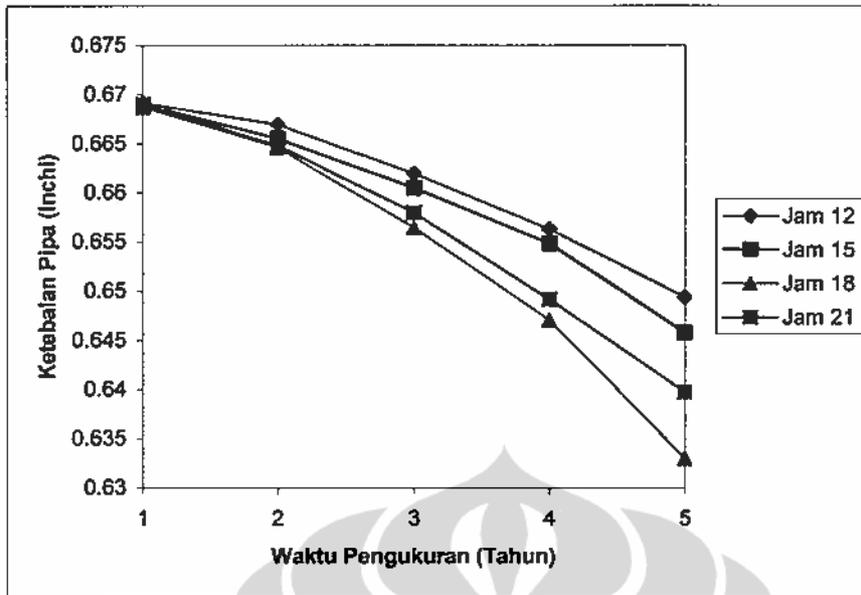
Hasil uji dan analisis laju korosi serta pengaruhnya terhadap parameter-parameter penyebab korosi erosi pada sistem pemipaan produksi gas sangat terkait terhadap jenis kandungan gas di dalamnya, laju alir gas, kerapatan fluida gas dan tingkat kekasaran permukaan material dinding pipa tersebut. Hasil pengujian mencakup data ketebalan pipa yang dilakukan dengan pengukuran *ultrasonic* di lapangan produksi gas secara berkala di lokasi A,B,C dan posisi sesuai arah jarum jam (jam 12, jam 15, jam 18 dan jam 21) seperti terlihat pada gambar 4.4 dan juga dilakukan pengujian *Magnetic Flux Leakage* pada seluruh dinding pipa. Pada Gambar 4.1. hingga 4.3. diperlihatkan ketebalan pipa (API 5L Grade B) hasil evaluasi monitoring ketebalan dalam kurun waktu 5 tahun. Secara umum, ketebalan pipa untuk ketiga lokasi pengukuran tidak terlalu menunjukkan perubahan yang signifikan dalam waktu 5 tahun, meskipun terdapat kecenderungan terjadi *wall loss*. Kecenderungan *wall loss* pada lokasi C terlihat lebih besar dibandingkan dengan lokasi B untuk semua posisi. Tidak demikian halnya pada lokasi A, dimana terdapat kecenderungan perubahan tebal pipa yang cukup signifikan pada posisi jam 15.



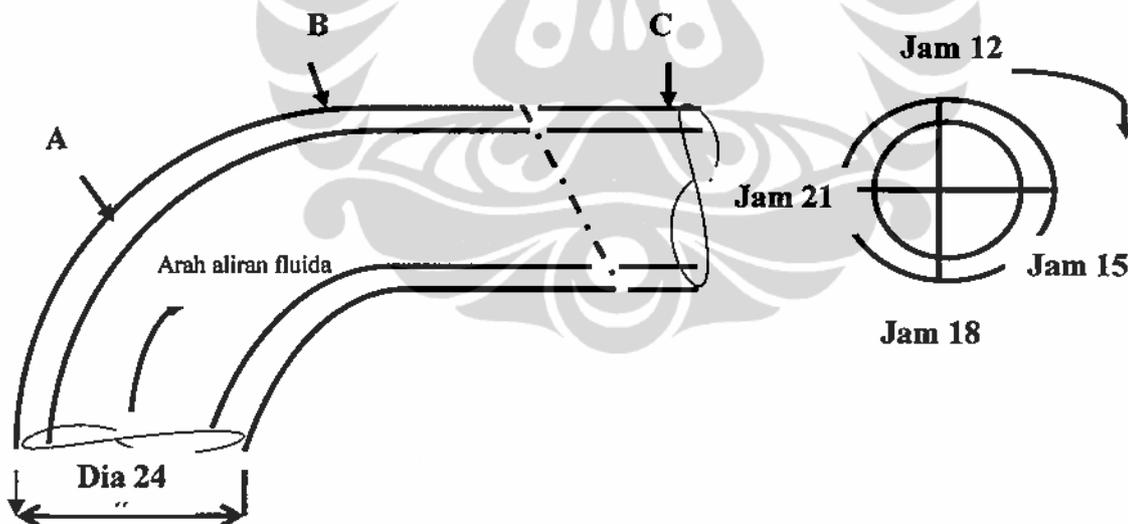
Gambar 4.1. Hasil ketebalan pipa gas 24 inci material API 5L Grade B tahun ke-1 sampai tahun ke-5 di lokasi A semua posisi



Gambar 4.2. Hasil ketebalan pipa gas 24 inci material API 5L Grade B tahun ke-1 sampai tahun ke-5 di lokasi B semua posisi



Gambar 4.3. Hasil ketebalan pipa gas 24 inci material API 5L Grade B tahun ke-1 sampai tahun ke-5 di lokasi C semua posisi



Gambar 4.4. Sketsa pengambilan sampel ketebalan pipa 24 ” berdasarkan arah jam 12,15,18,dan 21

Kalkulasi sisa umur pakai pada pipa gas ini dilakukan dengan cara mereview seluruh data teknis yang ada sesuai dengan P&ID (*Process and Instrument Diagram*), dengan beberapa tahapan sebagai berikut.

1. Tahapan mereview data teknis.
2. Review P&ID/PFD.

Pipa gas API 5L Grade B memiliki data teknis sebagai berikut :

- Line number : 02-0001-24"-A1
- Kandungan fluida : gas
- Jenis penggunaan : *pipeline*
- Tekanan operasi : 140 psig
- Temperatur operasi : 85°F / 29.4°C
- Tekanan disain : 738 psig
- Diameter luar pipa (D) : 24 inchi
- Tipe konstruksi : ERW
- Faktor disain (F) : 0,72
- Faktor sambungan : longitudinal (E) = 1
- Ketebalan nominal (t_n) : 0,6710 inchi
- Ketebalan aktual min. (t_a) : 0,4499 inchi
- Faktor suhu (T) : 1
- Pengurangan ketebalan (dari nominal) 0,221 inchi

- Kedalaman pitting lokal (d) 0 inchi (tidak ada data pengukuran kedalaman lokasi pitting).
- Panjang perluasan korosi (L) 0 inchi (tidak ada data pengukuran kedalaman lokasi pitting).

Berdasarkan standar ASME B31.8 (2003), tegangan maksimum yang diizinkan dalam keadaan operasional adalah 35.000 psi.

Berdasarkan data teknis tersebut dapat ditentukan tingkat kekritisan pipa sebagai berikut :

- Ketebalan disain pipa

Untuk mendapatkan ketebalan desain (t_r), formulanya adalah sebagai berikut:

$$t_r = \frac{P \times D}{2 \times S \times E \times F \times T} = \frac{738 \times 24}{50400} = 0,351 \text{ inch.}$$

- Tegangan kerja maksimum yang diizinkan (MAWP)

Dan perhitungan mengenai tekanan kerja maksimum yang diizinkan (MAWP) berdasarkan ketebalan nominal (t_n), sebagai berikut.

$$P = \frac{2 \times S \times t_n \times E \times F \times T}{D} = \frac{2 \times 35000 \times 0,671 \times 1 \times 0,72 \times 1}{24} = 1409,100 \text{ psig.}$$

Penentuan kedalaman korosi (d) yaitu $d \leq 10\%t$, maka material pipa masih dinyatakan layak operasi karena masih di bawah *Maximum Allowable Operating Pressure* (MAOP).

$$A = \frac{0,893L}{(D \times t_n)^{0,5}} = \frac{0,893 \times 0,5}{(24 \times 0,671)^{0,5}} = 0,111.$$

- Tegangan kerja maksimum yang diizinkan (MAWP) berdasarkan ketebalan aktual minimum (t_a)

Perhitungan MAWP berdasarkan ketebalan aktual minimum adalah:

$$P = \frac{2 \times S \times t_a \times E \times F \times T}{D} = \frac{2 \times 35000 \times 0,4499 \times 1 \times 0,72 \times 1}{24} = 944,79 \text{ psig.}$$

Untuk $A \leq 4.0$ (menurut ASME 31.8) penentuan tekanan aman maksimum bagi luasan tertentu yang terkena korosi.

- Laju korosi

Perhitungan laju korosi (C_r) berdasarkan data ketebalan aktual adalah sebagai berikut:

$$C_r = \frac{t_n - t_a}{lifetime} = \frac{0,671 - 0,4499}{9} = 0,0246 \text{ inch pertahun.}$$

- Sisa umur pipa

$$SisaUmur = \frac{t_a - t_r}{C_r} = \frac{0,4499 - 0,3514}{0,0246} = 3,956 \text{ tahun} = 4 \text{ tahun.}$$

Berdasarkan hasil kalkulasi di atas terlihat bahwa tekanan maksimum yang diizinkan adalah 944,79 psig. Sedangkan tekanan operasi 140 psig dan tekanan disain 738 psig. Hal ini berarti dari sisi tekanan kerja pipa masih relatif memenuhi tingkat keamanan. Penilaian uji kekritisitas *pipeline* tersebut termasuk ke dalam kategori tingkat kemungkinan kerusakan (1), karena termasuk ke

dalam model sisa umur masa pakai ≤ 4 tahun yaitu sesuai dengan *flowchart* pada Gambar 3.5.

Hasil uji *Magnetic Fluck Leakage* (MFL) terhadap pipa memperlihatkan terjadinya pengurangan ketebalan akibat korosi pada daerah tertentu sepanjang jarak Km. Tabel 4.4. merangkum pengurangan ketebalan pipa dari jumlah titik yang mengalami korosi.

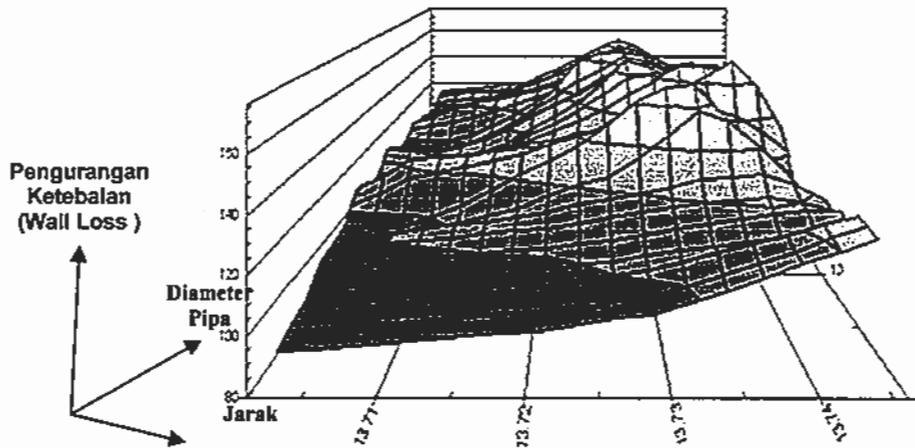
Tabel 4.4. Persentase pengurangan ketebalan hasil uji MFL

Pengurangan ketebalan (%)	Posisi permukaan dalam		Posisi permukaan luar		Jumlah Total	
	Jumlah Titik	%	Jumlah Titik	%	Jumlah Titik	%
5 – 19	171	82	18	8	189	90
20 – 29	18	8	2	1	20	9
30 – 39	1	0.5	1	0.5	2	1
Total	190	90.5	21	9.5	211	100

Dari data pada Tabel 4.4. diketahui bahwa sistem pemipaan yang mengalami pengurangan ketebalan signifikan di atas 30 % ada 2 titik dari sejumlah 211 titik yang mengalami korosi, yaitu pada daerah Km 13 dan pada daerah Km 40 sebagaimana diperlihatkan pada Gambar 4.5. dan Gambar 4.6.

Menurut standar ASME B.31.G kedalaman $d > 10\% t$ material dinyatakan

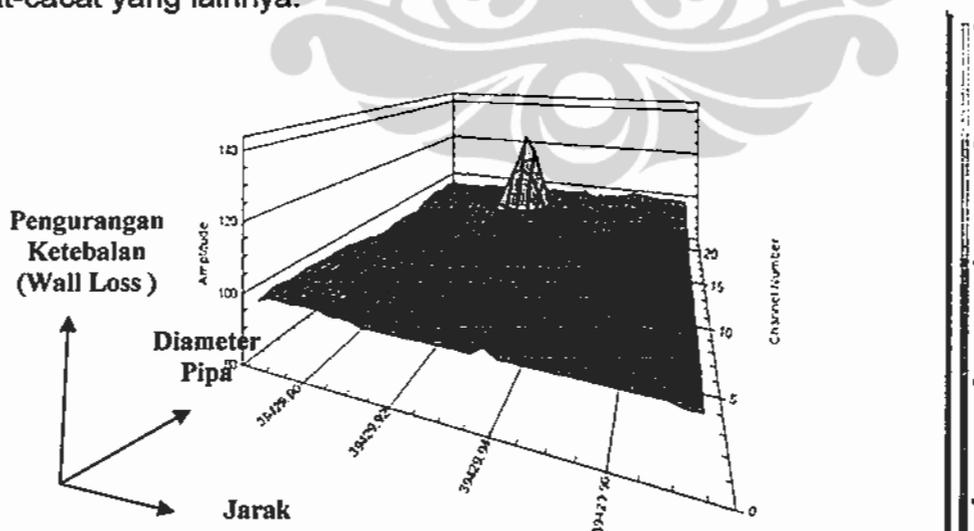
layak operasi dengan
$$A = \frac{0.893L}{\sqrt{Dt}} \dots\dots\dots(4.1)$$



Gambar 4.5. Pengurangan ketebalan akibat korosi erosi (30%) pada daerah Km 13 pada penampakan 3 dimensi

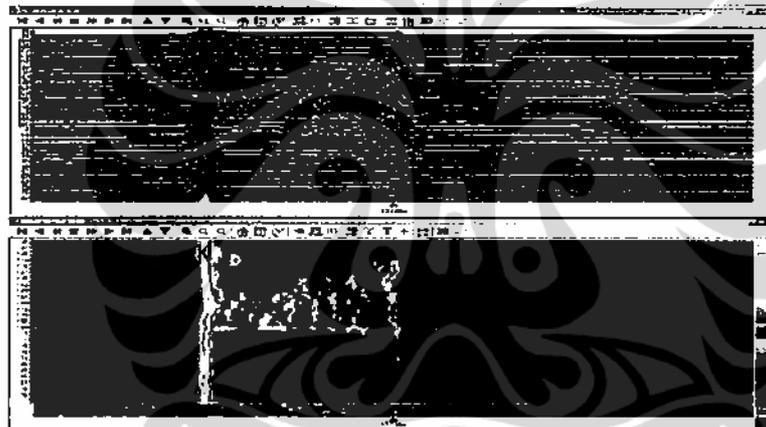
Pengurangan ketebalan di atas 30 % menurut standar sistem pemipaan maupun standar lainnya diharuskan untuk diperbaiki. Demikian juga berdasarkan kaidah *Risk Based Inspection*, pengukuran ketebalan masuk kategori tingkat kekritisan tinggi.

Pada Gambar 4.6. juga terlihat salah satu puncak tertingginya adalah sebesar 33 % menunjukkan tingkat kekritisan yang tinggi dibandingkan dengan cacat-cacat yang lainnya.

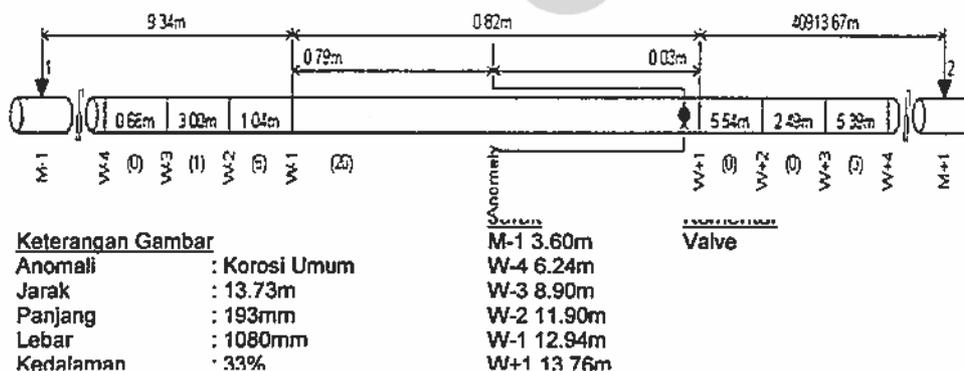


Gambar 4.6. Pengurangan ketebalan akibat korosi pada posisi di permukaan dalam (33 %) lokasi Km 40 pada penampakan 3 dimensi

Pada Gambar 4.7. diperlihatkan kontur pengurangan ketebalan pada daerah Km 13, dapat diprediksi cacat karena korosi dan erosi yang berkesinambungan. Hal ini karena cacat korosi erosi tersebut terjadi pada daerah dimana terdapat lekukan atau *elbow* yang menyebabkan laju erosinya tinggi, sehingga produk korosinya juga kadang terjadi di bawah dinding pipa. Sehingga sisa umur masa pakai sistem pemipaan material API 5L Grade B ini di posisi kritis tersebut bisa saja pendek, karena sangat rawan untuk terjadi kegagalan, terutama pada daerah dimana terjadinya produk korosi dan erosi di daerah kritis tersebut.



Gambar 4.7. Penampakan pengurangan ketebalan karena korosi pada lokasi Km 13



Gambar 4.8. Gambar detail daerah pipa yang pengurangan ketebalannya di atas 30% pada lokasi 39.429,93 M

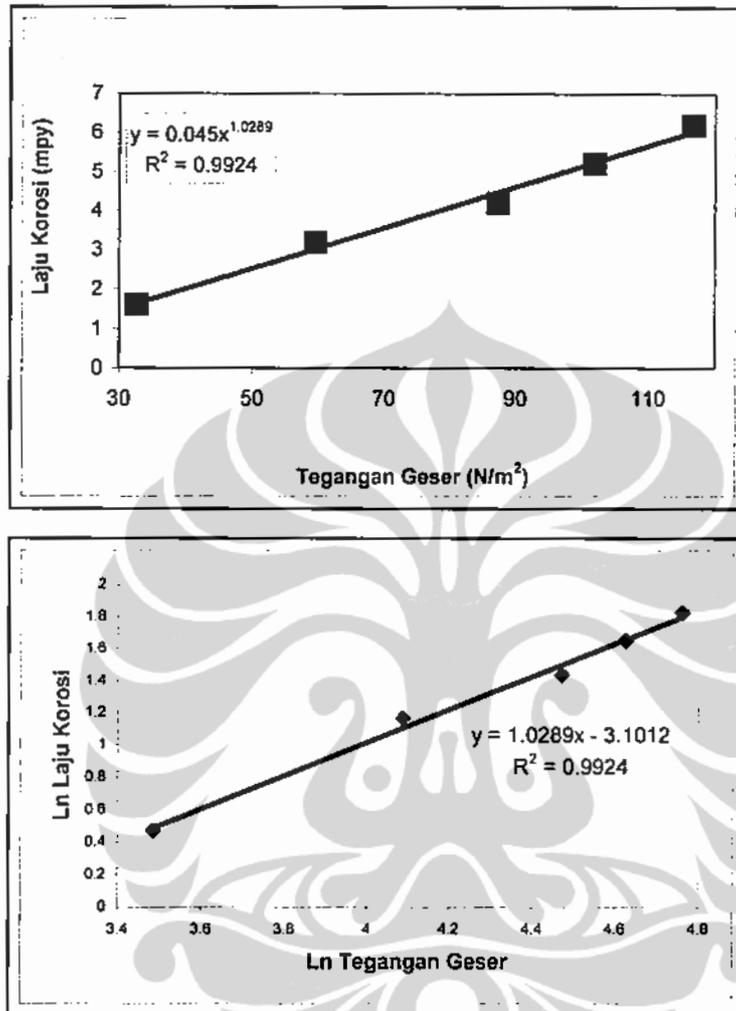
4.2.1. Pengaruh Tegangan Geser Terhadap Laju Korosi

Pada Subbab 4.2.1 ini dilakukan kajian mengenai dampak dari tegangan geser yang berpengaruh sangat signifikan pada kenaikan laju korosi. Sampel pipa produksi gas 24 inch jenis material API 5L dikaji pada lokasi A, B, dan C pada 4 posisi pengujian. Pipa yang mengalirkan gas ini dapat mengalami erosi pada posisi jam 12, jam 15, dan jam 18, yang diakibatkan oleh tingginya kecepatan aliran gas. Kemudian operasi yang mengalirkan gas dengan rentang kecepatan alir yang mendadak naik dan mendadak turun dalam aktivitas produksi juga turut menimbulkan dampak pada meningkatnya tegangan geser.

Pada posisi jam 12 ini sangat rawan akan erosi yang diakibatkan oleh laju aliran fluida pada posisi *elbow*, hal ini dibuktikan oleh nilai korelasi pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi yang sangat signifikan, dengan nilai R^2 adalah 0.992, nilai a yang didapat adalah 0.045 mpy dan konstanta b adalah 1.028. Plot grafik antara tegangan geser dengan laju korosi pada posisi jam 12 ditunjukkan oleh Gambar 4.9.

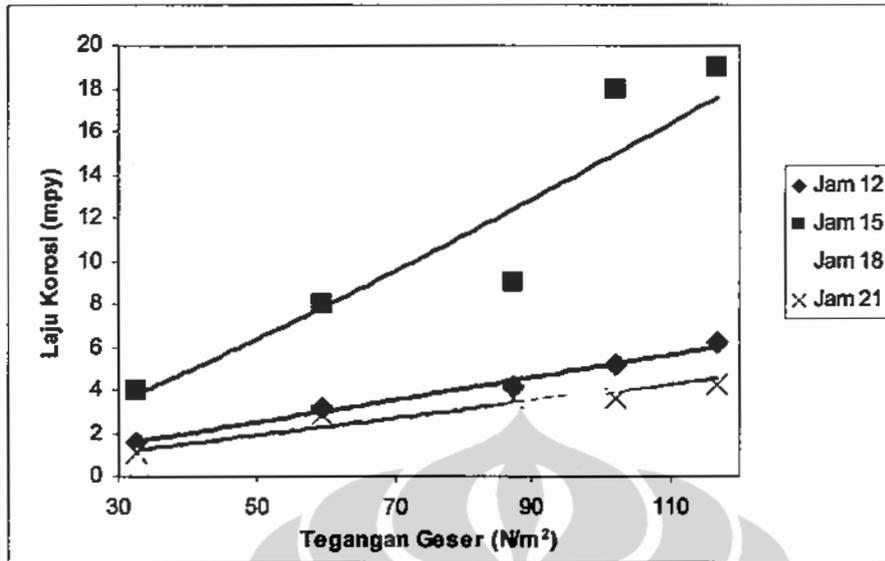
Grafik-grafik di bawah ini terdiri atas dua buah grafik untuk masing-masing posisi pengukuran (Grafik yang disajikan pada posisi A adalah yang mewakili daerah dengan nilai korelasi tertinggi, Grafik selengkapnya ada pada Lampiran F). Grafik yang pertama adalah diplot antara tegangan geser dengan nilai laju korosi menurut persamaan $C_r = a\tau_w^b$. Sedangkan untuk grafik kedua diplot menurut persamaan $\ln C_r = b \ln[\tau_w] + \ln a$. Nilai a dan b yang didapat dari kedua grafik tentulah sama, yang membedakan hanya metoda pencariannya saja

dimana pada plot grafik dengan persamaan $C_r = a \tau_w^b$ adalah dengan pendekatan eksponensial, dan persamaan $\ln C_r = b \ln[\tau_w] + \ln a$ dengan pendekatan linear.



Gambar 4.9. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi A pada posisi Jam 12

Nilai koefisien a dan eksponen b adalah merupakan fungsi dari kondisi sistem pemipaan produksi gas dimana berhubungan dengan lingkungan fluida sebagai percepatan laju korosi erosi (yang mengandung diantaranya tekanan parsial CO_2 , kekuatan ion-ion, pH, Fe^{++} , dan HCO_3^- , serta lapisan korosi yang terbentuk, nilai τ_w tersebut termasuk kepada semua parameter aliran fluida, seperti berat jenis fluida, kekentalan, dan kekasaran permukaan.



Gambar 4.10. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi A pada posisi jam 12, 15, 18, dan 21

Tabel 4.5. berikut ini menyajikan ringkasan hasil kalkulasi nilai konstanta a dan b berikut nilai regresinya pada empat posisi pengukuran pada lokasi A. Nilai regresi yang paling signifikan pada lokasi A sebesar 0.9920 diukur pada posisi jam 12. Kemudian nilai percepatan laju korosi yang didapat sebesar 0.045 dan konstanta b sebesar 1.028.

Tabel 4.5. Hasil regresi fungsi kekuatan untuk variasi laju korosi material pipa API 5L grade B pada lokasi A dengan tegangan gesekan (τ_w)

Posisi Jam	Konstanta		Persamaan Laju Korosi	R ²
	a	b		
12	0.045	1.028	$C_R=0.045 \tau_w^{1.028}$	0.9920
15	0.058	1.198	$C_R=0.058 \tau_w^{1.198}$	0.9114
18	0.010	1.297	$C_R=0.010 \tau_w^{1.297}$	0.9875
21	0.035	1.021	$C_R=0.035 \tau_w^{1.021}$	0.9272

Kajian selanjutnya dilakukan pada lokasi B yaitu pada empat posisi pengujian jam 12, jam 15, jam 18, dan jam 21. Laju korosi yang cukup signifikan terjadi pada posisi jam 12. Pada posisi jam 12 ini nilai korelasi pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi sangat signifikan dengan nilai R^2 0.984, nilai a yang didapat 0.052 mpy dan konstanta b 1.001. Nilai korelasi pada jam 12 ini merupakan nilai yang terbesar di antara 3 nilai korelasi yang dihasilkan oleh 3 posisi lainnya.

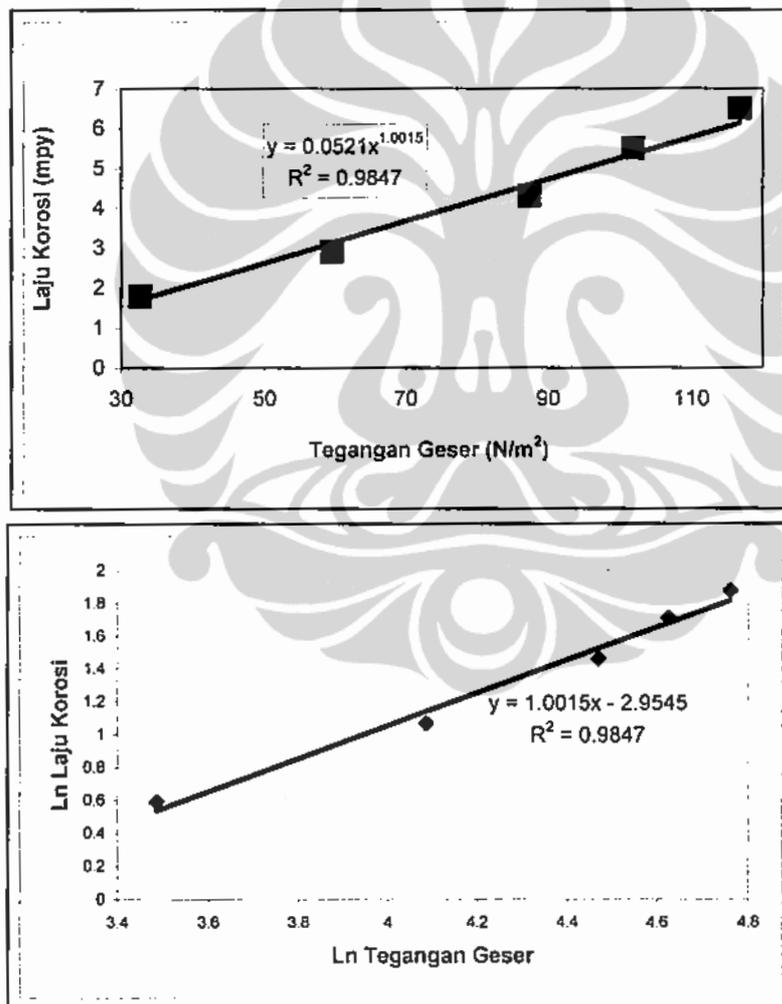
Gambar 4.11. menampilkan grafik antara laju korosi dengan tegangan geser dari lokasi B pada posisi pengukuran jam 12. Sedangkan pada Gambar 4.12. merupakan menampilkan grafik dari keempat posisi pengujian yang dirangkum menjadi satu, terlihat bahwa gradien laju korosi pada posisi jam 12 lebih besar dari ketiga posisi pengujian lainnya.

Hal ini menandakan pada lokasi tersebut memiliki erosi yang lebih besar dibandingkan posisi yang lain. Kemudian faktor kandungan gas seperti SO_2 maupun SO_3 juga turut memperbesar laju korosi. Kemudian karena adanya H_2O (kondensat), kekuatan ion pH (derajat keasaman).

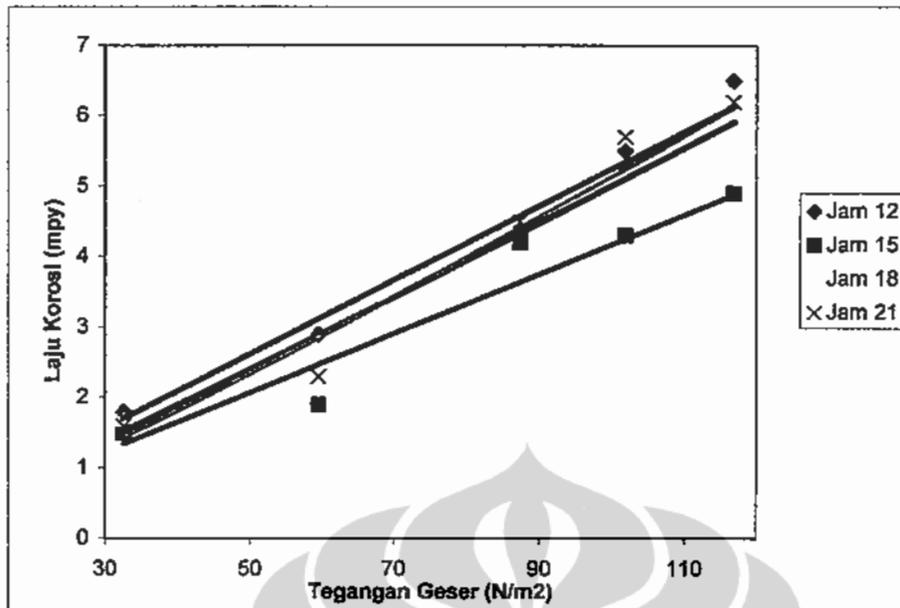
Tabel 4.6. berikut ini menyajikan nilai regresi yang paling signifikan pada Lokasi B sebesar 0.9840 diukur pada posisi jam 12, artinya bahwa laju korosi sebesar 98.4% diakibatkan oleh tegangan geser atau τ_w , sisanya 1.6% berasal dari variabel korosi yang lainnya. Kemudian nilai percepatan laju korosi yang didapat sebesar 0.052 dengan konstanta b sebesar 1.001.

Tabel 4.6. Hasil regresi fungsi kekuatan untuk variasi laju korosi material pipa API 5L grade B pada lokasi B dengan tegangan gesekan (τ_w)

Posisi Jam	Konstanta		Persamaan Laju Korosi	R^2
	a	b		
12	0.052	1.001	$C_R=0.052 \tau_w^{1.001}$	0.9840
15	0.040	1.008	$C_R=0.040 \tau_w^{1.008}$	0.9130
18	0.037	1.064	$C_R=0.037 \tau_w^{1.064}$	0.9210
21	0.027	1.132	$C_R=0.027 \tau_w^{1.132}$	0.9540



Gambar 4.11. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi B pada posisi jam 12



Gambar 4.12. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi B pada posisi jam 12, 15, 18, dan 21

Terakhir untuk pengukuran pada lokasi C didapatkan data bahwa pada posisi jam 21 nilai korelasi terbesar didapat yaitu sebesar 0.996. Kemudian nilai a 0.021 mpy dan nilai konstanta b 1.291. Besarnya korelasi ini juga disebabkan oleh tingginya kerapatan fluida, adanya konsentrat H₂O, dan juga kelajuan fluida yang memicu teroksidanya besi menjadi karat (Fe₂O₃), seperti dijelaskan dalam Gambar 4.13.

Gambar 4.14. menampilkan grafik antara laju korosi dengan tegangan geser dari empat posisi pengujian, terlihat bahwa nilai laju korosi pada posisi jam 21 lebih besar dari ketiga posisi pengujian lainnya. Hal ini menandakan pada lokasi tersebut memiliki erosi yang lebih besar dibandingkan posisi yang lain. Kemudian faktor kandungan gas seperti SO₂ maupun SO₃ juga turut

memperbesar laju korosi, karena kandungan sulfur dapat meningkatkan derajat keasaman sesuai dengan reaksi :



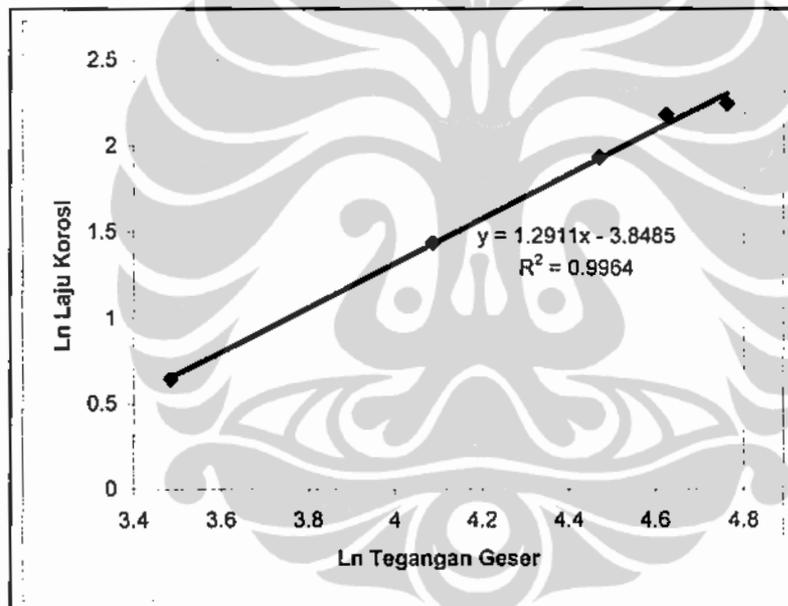
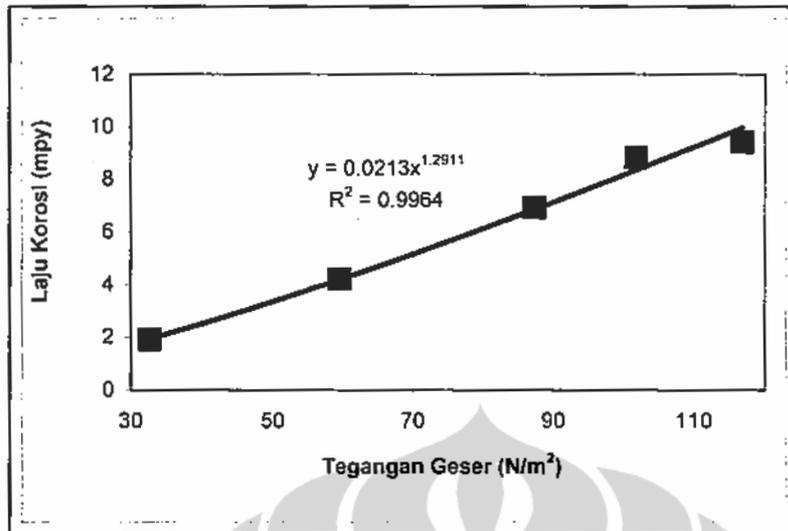
* Catatan : Pada pipa penyalur gas, kandungan air (H₂O) berbentuk partikel kondensat.

Kemudian besarnya nilai a pada lokasi C jam 21 ini, yang didapat merupakan suatu *slope* yang besarnya juga dipengaruhi oleh percepatan korosi erosi, faktor laju aliran fluida yang mengandung H₂S, CO₂, O₂, H₂O (kondensat), kekuatan ion pH (derajat keasaman), adanya ion Fe⁺⁺, dan HCO₃ untuk fluida gas.

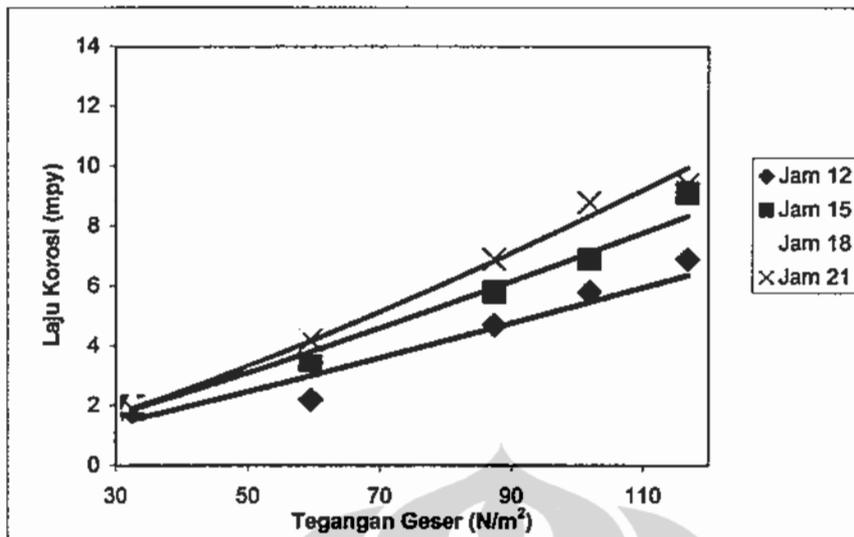
Tabel 4.7. berikut ini menyajikan nilai regresi yang paling signifikan pada Lokasi C sebesar 0.9960 diukur pada posisi jam 21, artinya bahwa laju korosi sebesar 99.6% diakibatkan oleh tegangan geser atau τ_w , sisanya 0.4% berasal dari variabel korosi yang lainnya. Kemudian nilai percepatan laju korosi yang didapat sebesar 0.021 dengan konstanta b sebesar 1.291.

Tabel 4.7. Hasil regresi fungsi kekuatan untuk variasi laju korosi material pipa API 5L grade B pada lokasi C dengan tegangan gesekan (τ_w)

Posisi Jam	Konstanta		Persamaan Laju Korosi	R ²
	a	b		
12	0.031	1.113	$C_R=0,031 \tau_w^{1,113}$	0.907
15	0.032	1.163	$C_R=0,032 \tau_w^{1,163}$	0.986
18	0.019	1.335	$C_R=0,019 \tau_w^{1,335}$	0.987
21	0.021	1.291	$C_R=0,021 \tau_w^{1,291}$	0.996



Gambar 4.13. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi C pada posisi jam 21



Gambar 4.14. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi C pada posisi jam 12, 15, 18, dan 21

4.2.2. Perbandingan Pengaruh Tegangan Geser Terhadap Laju Korosi Pada Material Uji API 5L

Dari hasil uji pipa gas diameter 24 inchi material API 5L grade B pada lokasi pengukuran A posisi jam 12, B posisi jam 12, dan C posisi jam 21 menunjukkan bahwa koefisien determinasi tertinggi $R^2 = 0.9960$. Artinya akan terjadi peningkatan laju korosi sebesar 99.6% berkorelasi dengan tegangan geser pada dinding pipa yang dialiri fluida gas terhadap kekasaran permukaan, sedangkan sisanya 0.4% adalah sumbangan faktor lain seperti produk korosi, dll. Sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 4.8. di bawah ini.

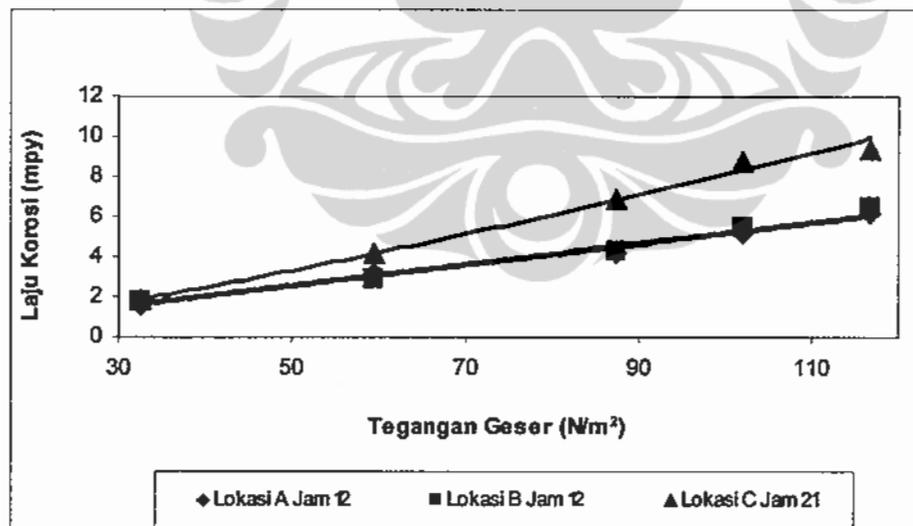
Tabel 4.8. Rangkuman hasil uji pengukuran pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi pada material pipa gas API 5L Grade B

Lokasi Pengukuran	Posisi Pengukuran	R^2	a (mpy)	b
A	Jam 12	0.9920	0.045	1.028
B	Jam 12	0.9840	0.052	1.001
C	Jam 21	0.9960	0.021	1.291

Tabel 4.8. menyajikan rangkuman mengenai nilai yang signifikan dari tiap-tiap lokasi pengujian, yaitu lokasi A diwakili oleh posisi jam 12, kemudian pada lokasi B juga diwakili oleh posisi jam 12, dan pada lokasi C diwakili oleh posisi jam 21.

Tingginya korelasi tegangan geser terhadap laju korosi pada posisi jam 12 pada lokasi A dan B secara garis besar disebabkan oleh tingginya laju korosi dan tegangan geser. Kemudian pada lokasi C pada posisi jam 21 yang memiliki tingkat korelasi tertinggi jika dibandingkan dengan kedua lokasi A dan B karena disebabkan oleh tingginya nilai laju korosi yang diakibatkan oleh tegangan geser itu lebih besar dari kedua lokasi yang lain.

Gambar 4.15. menunjukkan perbandingan dari tiap grafik yang paling signifikan dari tiap-tiap lokasi.



Gambar 4.15. Gambar perbandingan pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi antara posisi A, B, dan C pada material pipa gas API 5L Grade B

4.2.3. Perbandingan Korelasi Laju Korosi dan Tegangan Geser Antara Hasil Percobaan dengan Beberapa Parameter Uji Validasi

Tabel 4.9. Rangkuman nilai konstanta a dan b dari beberapa parameter uji Validasi

Validasi	Hasil	
	a	b
Salama Venkatesh	0.0921	0.35
API 14E	0.0517	0.8617
Polarisasi	0.0158	1

Korelasi terhadap percepatan laju korosi yang diakibatkan oleh fluida gas sebagai fungsi dari tegangan geser dinding (*wall shear stress*) untuk percobaan yang dilakukan oleh penulis dan dibandingkan dengan laju korosi berdasarkan peningkatan laju korosi erosi yang dilakukan oleh beberapa parameter uji validasi seperti yang diperlihatkan pada Gambar 4.16. (Grafik selengkapnya dari semua posisi pengujian ada pada Lampiran I) menunjukkan bahwa peningkatan laju korosi yang signifikan pada lokasi C posisi jam 21 dengan nilai a 0.0213 dan b 1.2911 dan korelasi $R^2 = 0.996$, berada di dalam grafik di tengah-tengah diantara grafik API 14E dan Salama Venkatesh. Dari hasil percobaan laboratorium, grafik hasil percobaan berada pula di atas grafik uji Polarisasi. Hal ini dikarenakan faktor tegangan geser yang dipengaruhi oleh aliran fluida pada API 14E dengan faktor kandungan pasir tertentu tanpa melihat kondisi aktual di lapangan. Hal ini disederhanakan oleh Salama Venkatesh sehingga menurunkan slope yang terjadi.

Tabel 4.10. Rangkuman nilai konstanta a dan b dari pipa gas pada Lokasi A

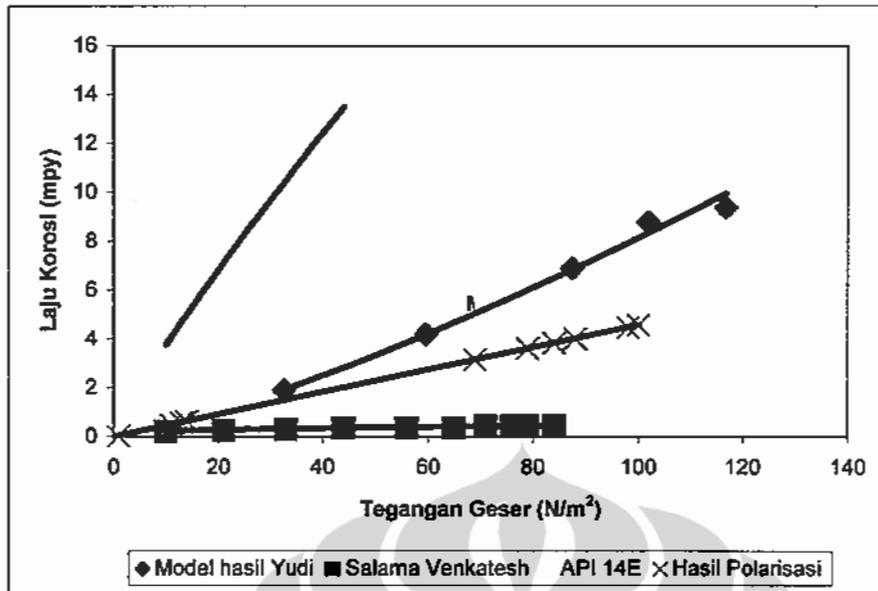
Lokasi A Posisi Jam	Hasil Eksperimen	
	a	b
12	0,045	1,028
15	0,058	1,198
18	0,010	1,297
21	0,035	1,021

Tabel 4.11. Rangkuman nilai konstanta a dan b dari pipa gas pada Lokasi B

Lokasi B Posisi Jam	Hasil Eksperimen	
	a	b
12	0.052	1.001
15	0.04	1.008
18	0.037	1.064
21	0.027	1.132

Tabel 4.12. Rangkuman nilai konstanta a dan b dari pipa gas pada Lokasi C

Lokasi C Posisi Jam	Hasil Eksperimen	
	a	b
12	0,045	1,028
15	0,058	1,198
18	0,010	1,297
21	0,035	1,021



Gambar 4.16. Perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai

T_w

Keadaan yang sama terjadi pada pipa diameter 4 inchi dengan fluida minyak yang keadaanya yang relatif sama seperti uji validasi pada pipa gas 24 inchi, hal ini dibuktikan pada Lampiran I.

4.3. Data Periodik Ketebalan Dinding Pemipaan Minyak Diameter 4 Inchi A106B

Pengujian ketebalan pipa ini didasari atas kebutuhan untuk mengetahui kondisi sistem pemipaan yang melatarbelakangi atas strategi pemeliharaan yang didahului dengan pembatasan kemampuan material pada posisi material pipa tersebut untuk dilakukan pengujian. Adapun hasil pengujian di lapangan ditunjukkan dalam Tabel 4.3. Analisis hasil pengujian laju korosi ini berdasarkan kepada data hasil monitoring ketebalan pipa di area produksi minyak, dimana diambil dari data ketebalan aktual minimum dari seluruh pengujian di lokasi yang

dianggap paling kritis, sesuai dengan kondisi dan pengalaman selama beroperasi. Hal ini dihitung berdasarkan data ketebalan nominal dan pengurangan ketebalan sesuai dengan ketebalan aktual minimumnya, serta berbanding terbalik dengan periode pengujian ketebalan tersebut.

Hasil data periodik ketebalan dinding pipa minyak diameter 4 Inchi dengan material A 106 B didapatkan dari hasil pengujian *ultrasonic* secara periodik di lapangan produksi minyak, dan terlebih dahulu dilakukan uji verifikasi data yang selanjutnya dilakukan kalkulasi laju korosi dan analisis uji validasi data dengan standar API 14E.

Verifikasi data ini sebagaimana yang juga dilakukan pada subbab 4.2. adalah melakukan verifikasi dengan mereview seluruh data yang ada sesuai dengan P&ID (*Proses and Instrumen Diagram*), line number 02-0023-4"-F, dan beberapa tahapan sebagai berikut :

1. Tahapan mereview data teknis, seperti : *operating pressure*, *operating temperature*, *design pressure*, ketebalan nominal, dan lain-lain.
3. Review P&ID di mana terdapat di dalamnya line number 02-0023-4"-F
4. Melakukan kalkulasi terhadap tekanan desain atau ketebalan yang disyaratkan sesuai dengan standar ASME B.31.3 edisi tahun 2002, *MAMP (Maximum Allowable Working Pressure)*, laju korosi dan sisa umur pakai.

Pipa minyak A 106 Grade B memiliki data teknis sebagai berikut :

- Line number : 02-0023-4"-F
- Kandungan fluida : minyak mentah (*crude oil*)

- Jenis penggunaan : pipa proses produksi minyak
- Tekanan operasi : 710 psig
- Temperatur operasi : 170 °F / 76.6 °C
- Tekanan disain : 1550 psig
- Diameter luar pipa (D) : 4,5 inch
- Tipe konstruksi : ERW
- Faktor disain (F) : 0,72
- Faktor sambungan : longitudinal (E) = 1
- Ketebalan nominal (t_n) : 0,528 inch (13,4 mm)
- Ketebalan aktual min. (t_a) : 0,220 inchi (5,6 mm)
- Faktor suhu (y) : 0,4 diambil dari tabel standar ASME
- Pengurangan ketebalan (dari nominal) 0,308 inchi
- Kedalaman pitting lokal (d) 0 inchi (tidak ada data pengukuran kedalaman lokasi pitting).
- Panjang perluasan korosi (L) 0,5 inchi.
- Berdasarkan standar ASME B31.3 (2003), tegangan maksimum yang diijinkan dalam keadaan operasional adalah 20.000 psi.

Berdasarkan data teknis tersebut dapat ditentukan tingkat kekritisn pipa sebagai berikut :

- Ketebalan disain pipa

Untuk mendapatkan ketebalan disain (t_d), formulanya adalah sebagai berikut:

$$t_d = \frac{P \times D}{2 \times (SE + PY)} = \frac{750 \times 4,5}{2 \times (20000 \times 1 + 750 \times 0,4)} = 0,15 \text{ inch.}$$

- Tegangan kerja maksimum yang diizinkan (MAWP)

Dan perhitungan mengenai tekanan kerja maksimum yang diizinkan (MAWP) berdasarkan ketebalan nominal (t_n), sebagai berikut :

$$P = \frac{2 \times S \times t_n}{D} = \frac{2 \times 20000 \times 0,528}{4,5} = 4693 \text{ psig.}$$

$$A = \frac{0,893L}{(D \times t_n)^{0,5}} = \frac{0,893 \times 0,5}{(4,5 \times 0,528)^{0,5}} = 0,3267.$$

- Tegangan kerja maksimum yang diizinkan (MAWP) berdasarkan ketebalan aktual minimum (t_a)

Perhitungan MAWP berdasarkan ketebalan aktual minimum adalah:

$$P = \frac{2 \times S \times t_a}{D} = \frac{2 \times 20000 \times 0,22}{4,5} = 873 \text{ psig.}$$

- Laju korosi

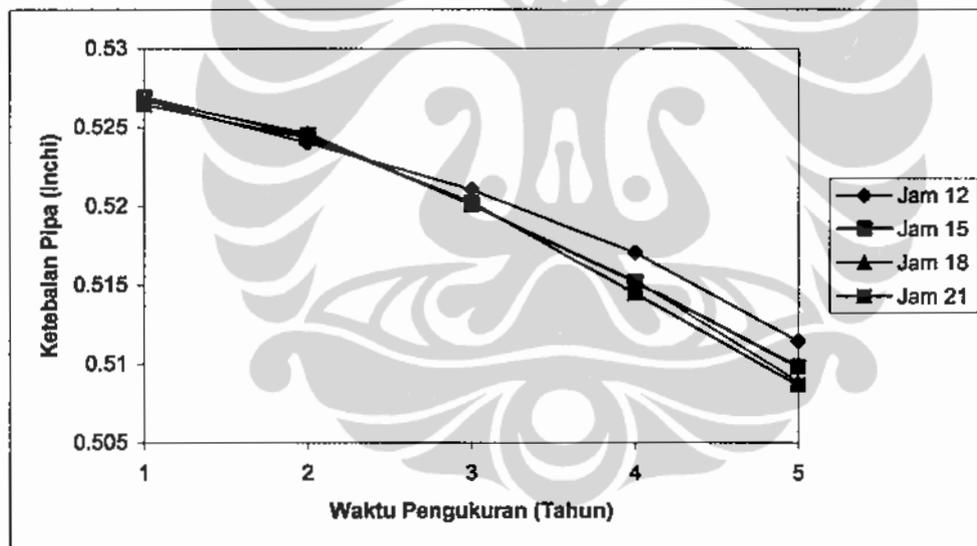
Perhitungan laju korosi (C_r) berdasarkan data ketebalan aktual adalah sebagai berikut:

$$C_r = \frac{t_n - t_a}{lifetime} = \frac{0,528 - 0,22}{5} = 0,062 \text{ inch pertahun.}$$

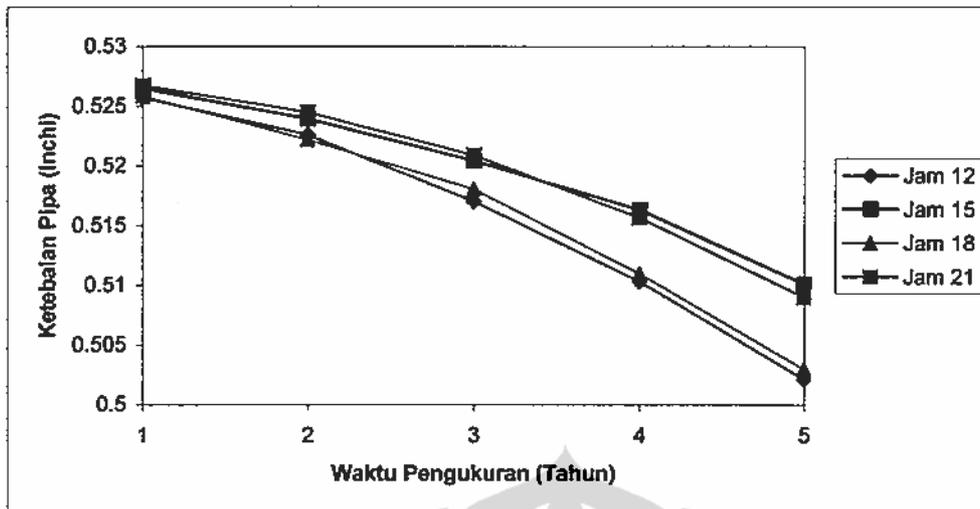
- Sisa umur pipa

$$SisaUmur = \frac{t_a - t_r}{Cr} = \frac{0,22 - 0,15}{0,062} = 1,12 \text{ tahun} = 1 \text{ tahun.}$$

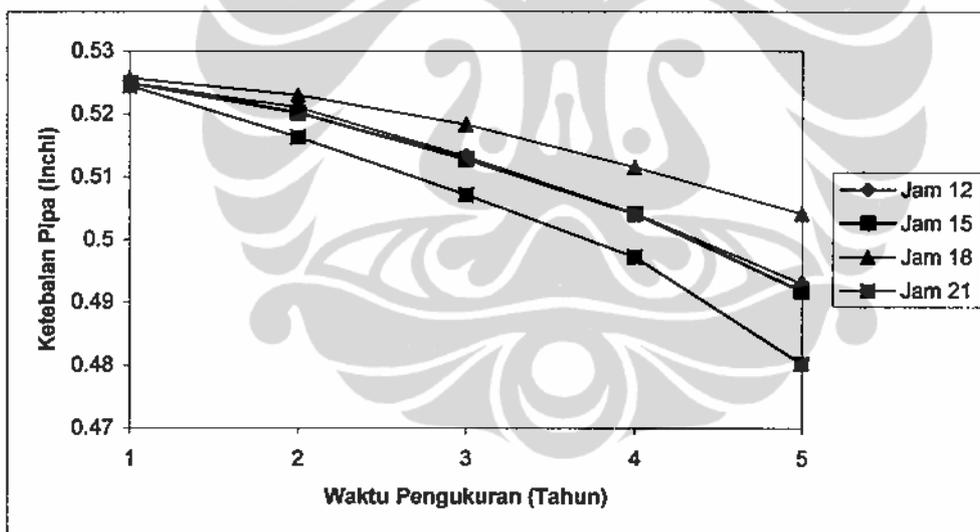
Berdasarkan hasil kalkulasi di atas maka tekanan maksimum yang diizinkan adalah 873 psig, dimana tekanan operasi 710 psig dan tekanan desain 1550 psig, dan berdasarkan penilaian uji kekritisan pada pipeline termasuk ke dalam tingkat kemungkinan kerusakan tinggi (1), karena termasuk ke dalam model sisa umur masa pakai ≤ 4 tahun. Sesuai dengan *flowchart* pada Gambar 3.5.



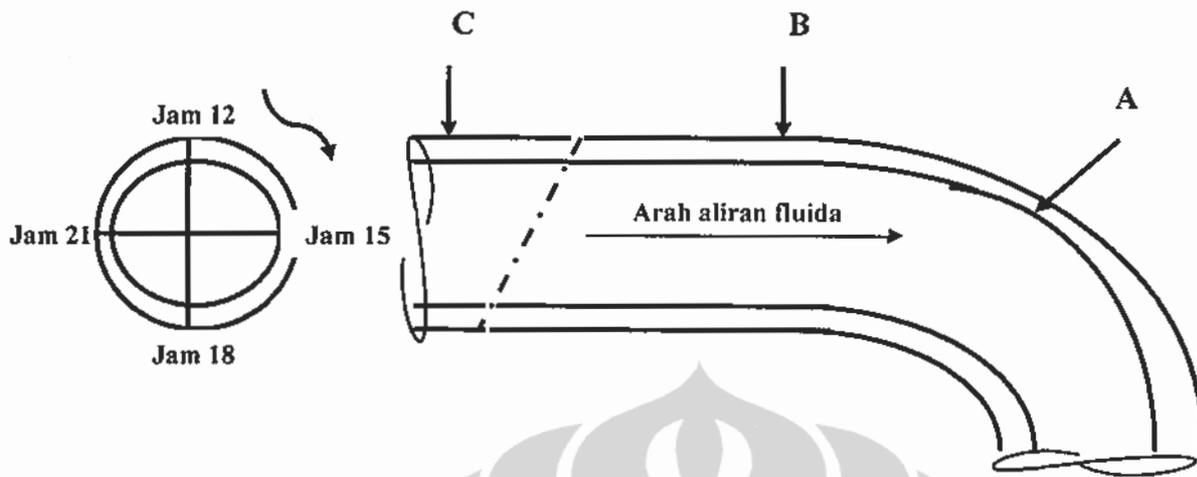
Gambar 4.17. Hasil ketebalan pipa minyak 4 inchi material A 106 B tahun ke-1 sampai tahun ke-5 di lokasi A semua posisi



Gambar 4.18. Hasil ketebalan pipa minyak 4 inchi material A 106 B tahun ke-1 sampai tahun ke-5 di lokasi B semua posisi



Gambar 4.19. Hasil ketebalan pipa minyak 4 inchi material A 106 B tahun ke-1 sampai tahun ke-5 di lokasi C semua posisi



Gambar 4.20. Sketsa pengambilan sampel ketebalan pipa 4 " berdasarkan arah jam 12,15,18,dan 21

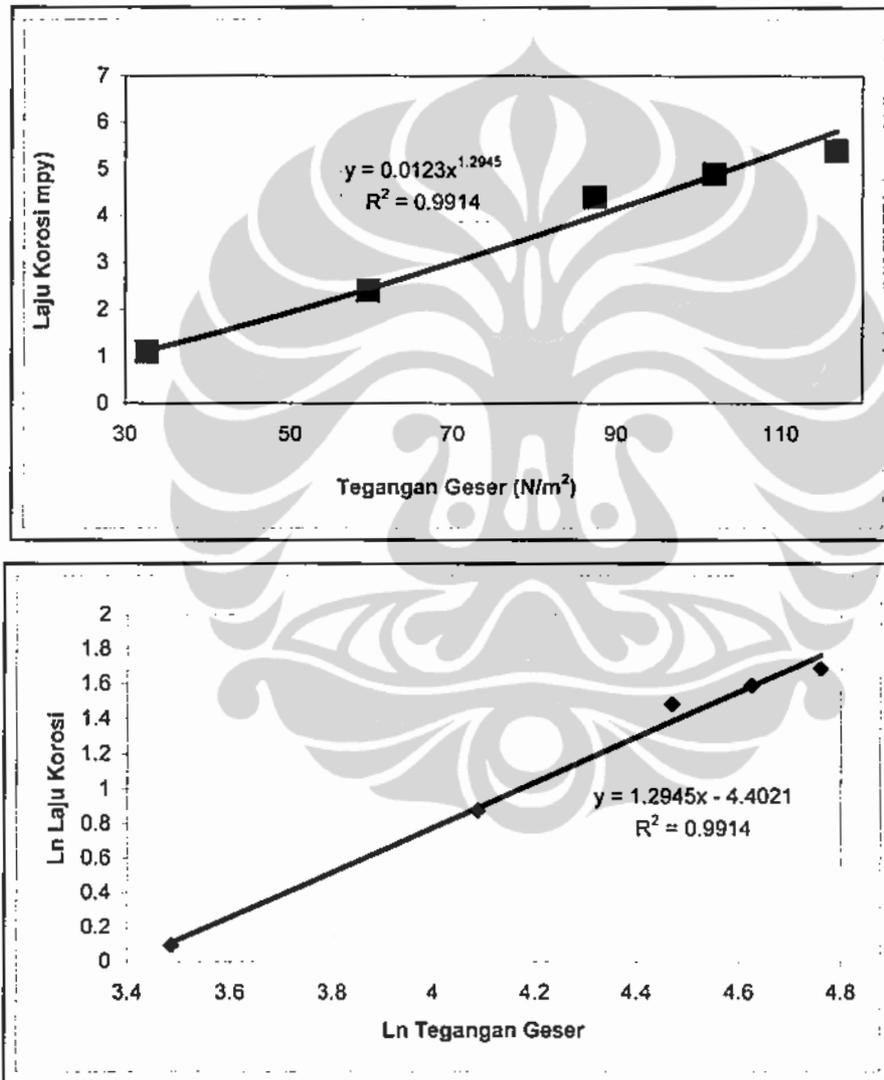
4.3.1. Hasil Laju Korosi Pipa Minyak Diameter 4 Inch Material A 106 B

Hasil uji laju korosi di laboratorium dilakukan dengan metode test *Polarization (Tafel Scan)*, solusi test melalui *Synthetic Brine Water*, temperatur $83,8^{\circ}\text{C}$ untuk sampel A, $96,7^{\circ}\text{C}$ untuk sampel B, C, D dan E, dan tegangan geser untuk sampel A $59,57 \text{ N/m}^2$, untuk sampel B $32,67 \text{ N/m}^2$, untuk sampel C $87,36 \text{ N/m}^2$. untuk sampel D $101,9 \text{ N/m}^2$, dan untuk sampel E $116,8 \text{ N/m}^2$.

Pada Subbab 4.3.1. ini dilakukan kajian mengenai dampak dari tegangan geser yang berpengaruh sangat signifikan pada kenaikan laju korosi. Sampel pipa produksi minyak 4 inchi jenis material A 106 B dikaji pada lokasi A pada 4 posisi pengujian. Pipa yang mengalirkan minyak ini dapat mengalami erosi pada posisi jam 12, jam 15, dan jam 18, yang diakibatkan oleh tingginya kecepatan aliran minyak. Kemudian operasi yang mengalirkan minyak dengan rentang

kecepatan alir yang mendadak naik dan mendadak turun dalam aktivitas produksi juga turut menimbulkan dampak pada meningkatnya tegangan geser.

Dari 4 buah posisi pengujian pada posisi A , didapat nilai signifikansi pada data posisi jam 15. Pada titik ini didapat nilai R^2 sebesar 0.991 dengan konstanta a 0.012 mpy dan koefisien b 1.294 seperti yang terlihat pada Gambar 4.21.

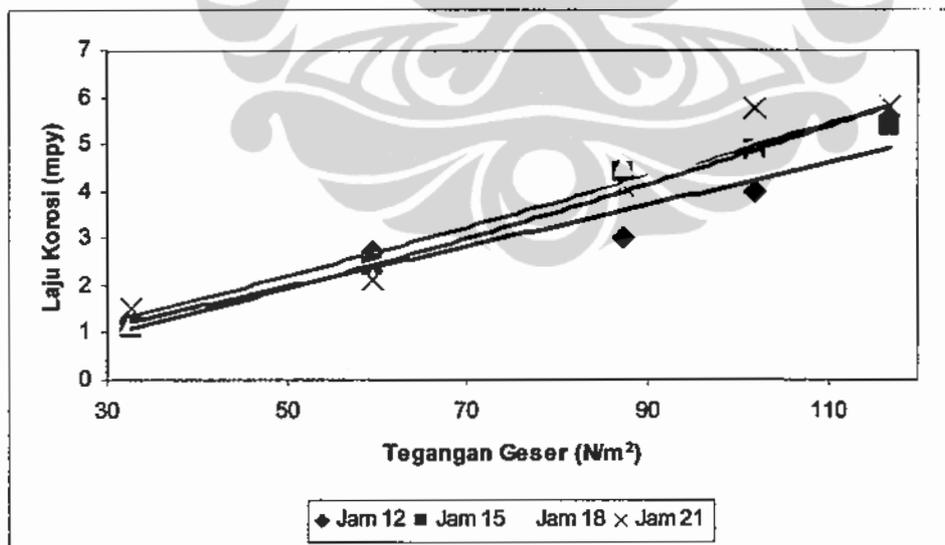


Gambar 4.21. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi A pada posisi jam 15

Tabel 4.13. berikut ini menyajikan nilai regresi yang paling signifikan pada Lokasi A sebesar 0.9910 diukur pada posisi jam 15, artinya bahwa laju korosi sebesar 99.1% diakibatkan oleh tegangan geser atau τ_w , sisanya 0.9% berasal dari variabel korosi yang lainnya. Kemudian nilai percepatan laju korosi yang didapat sebesar 0.012 dengan konstanta b sebesar 1.294.

Tabel 4.13. Hasil regresi fungsi kekuatan untuk variasi laju korosi material pipa A 106 grade B pada lokasi A dengan tegangan gesekan (τ_w)

Posisi Jam	Konstanta		Persamaan Laju Korosi	R ²
	a	b		
12	0.029	1.071	$C_R=0.029 \tau_w^{1.071}$	0.945
15	0.012	1.294	$C_R=0.012 \tau_w^{1.294}$	0.991
18	0.011	1.321	$C_R=0.011 \tau_w^{1.321}$	0.975
21	0.024	1.147	$C_R=0.024 \tau_w^{1.147}$	0.934



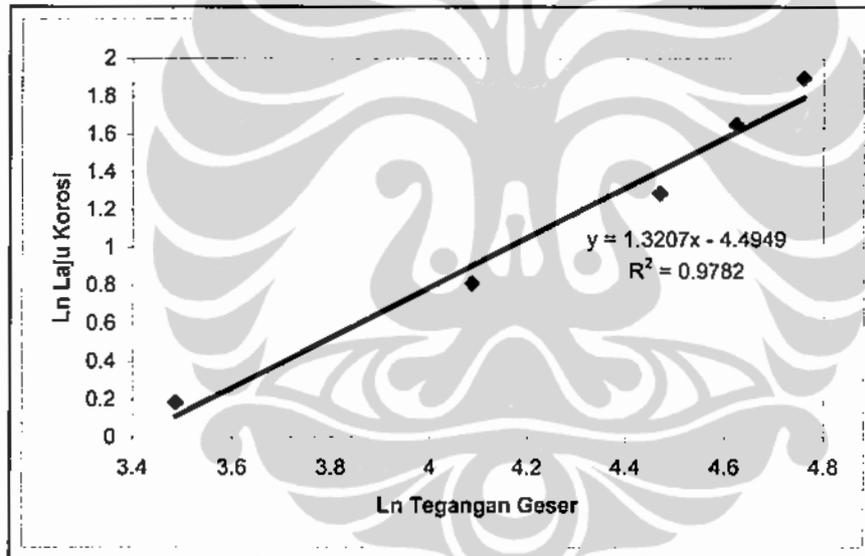
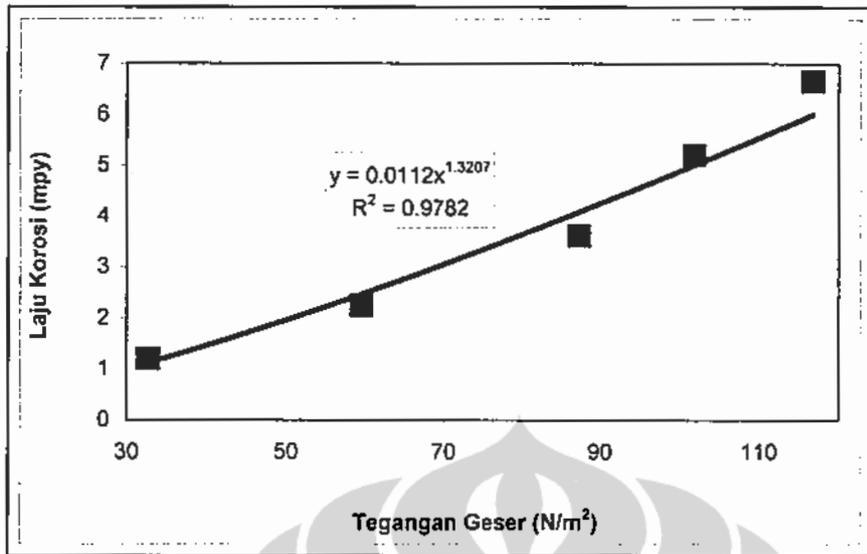
Gambar 4.22. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi A pada posisi jam 12, 15, 18, dan 21

Pada Gambar 4.22. dimana ditampilkan grafik antara laju korosi dengan tegangan geser dari empat posisi pengujian, terlihat bahwa nilai laju korosi pada posisi jam 15 lebih besar dari ketiga posisi pengujian lainnya. Hal ini menandakan pada lokasi tersebut memiliki erosi yang lebih besar dibandingkan posisi yang lain. Kemudian faktor kandungan minyak seperti SO_2 maupun SO_3 juga turut memperbesar laju korosi. Hal ini juga disebabkan oleh kerapatan fluida karena adanya pasir, mikroba, adanya gas O_2 , dan lain-lain.

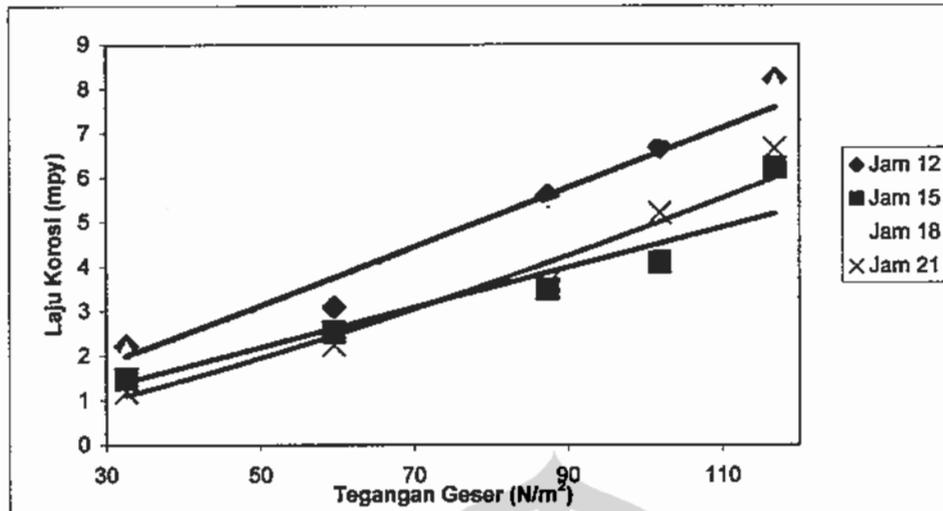
Pada Tabel 4.14. berikut ini menyajikan nilai regresi yang paling signifikan pada Lokasi B sebesar 0.9780 diukur pada posisi jam 21, artinya bahwa laju korosi sebesar 97.8% diakibatkan oleh tegangan geser atau τ_w , sisanya 2.2% berasal dari variabel korosi yang lainnya. Kemudian nilai percepatan laju korosi yang didapat sebesar 0.011 dengan konstanta b sebesar 1.320.

Tabel 4.14. Hasil regresi fungsi kekuatan untuk variasi laju korosi material pipa A 106 grade B pada lokasi B dengan tegangan gesekan (τ_w)

Posisi Jam	Konstanta		Persamaan Laju Korosi	R^2
	a	b		
12	0.053	1.040	$C_R=0.053 \tau_w^{1.040}$	0.954
15	0.041	1.014	$C_R=0.041 \tau_w^{1.014}$	0.951
18	0.058	1.014	$C_R=0.058 \tau_w^{1.014}$	0.916
21	0.011	1.320	$C_R=0.011 \tau_w^{1.320}$	0.978



Gambar 4.23. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi B pada posisi jam 21

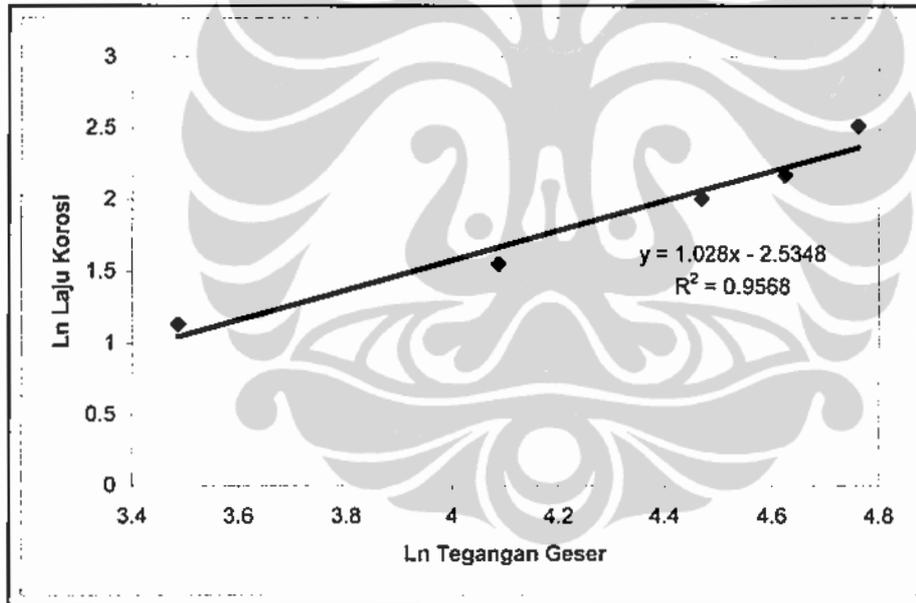
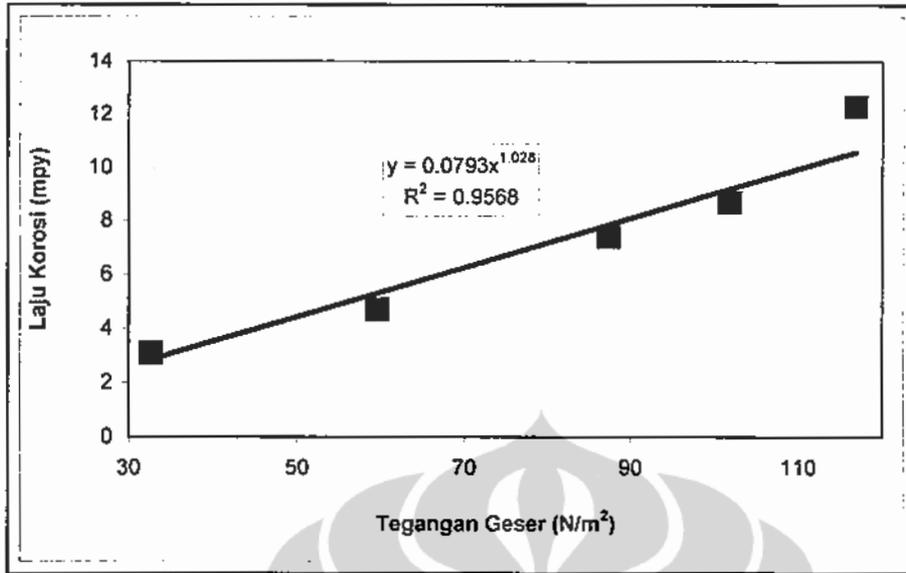


Gambar 4.24. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi B pada posisi jam 12, 15, 18, dan 21

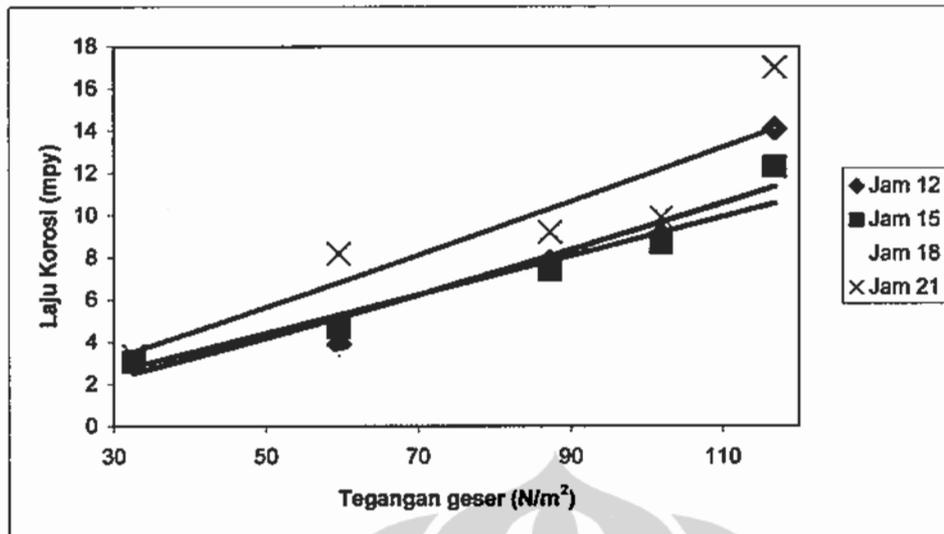
Kemudian untuk lokasi C, pada Gambar 4.26. dimana ditampilkan grafik antara laju korosi dengan tegangan geser dari empat titik pengujian, terlihat bahwa nilai laju korosi pada posisi jam 21 lebih besar dari ketiga posisi pengujian lainnya. Tabel 4.11. menyajikan ringkasan hasil kalkulasi nilai konstanta a dan b berikut nilai regresinya.

Tabel 4.15. Hasil regresi fungsi kekuatan untuk variasi laju korosi material pipa A 106 grade B pada lokasi C dengan tegangan gesekan (τ_w)

Posisi Jam	Konstanta		Persamaan Laju Korosi	R ²
	a	b		
12	0,045	1,028	$C_R=0,045 \tau_w^{1,028}$	0,992
15	0,058	1,198	$C_R=0,058 \tau_w^{1,198}$	0,9114
18	0,010	1,297	$C_R=0,010 \tau_w^{1,297}$	0,9875
21	0,035	1,021	$C_R=0,035 \tau_w^{1,021}$	0,9272



Gambar 4.25. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi C pada posisi jam 15



Gambar 4.26. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi C pada posisi jam 12, 15, 18, dan 21

Nilai a yang didapat merupakan suatu *slope* yang besarnya dipengaruhi oleh percepatan korosi erosi, faktor laju aliran fluida yang mengandung H_2S , CO_2 , O_2 , H_2O (kondensat), kekuatan ion pH (derajat keasaman), adanya ion Fe^{++} , dan HCO_3 untuk fluida gas. Sedangkan untuk minyak dipengaruhi oleh kerapatan fluida karena adanya pasir, mikroba, lekukan pipa, dan lain-lain.

4.3.2. Perbandingan Pengaruh Tegangan Geser Terhadap Laju Korosi Pada Material Uji A 106 B

Dari hasil uji Pipa Minyak diameter 4 inchi material A 106 B pada posisi pengukuran yang berbeda lokasi A, B, dan C terlihat pada posisi jam 15 lokasi A, signifikansi korelasi antara laju korosi dengan tegangan geser sangat tinggi dikarenakan nilai regresinya paling mendekati 1 yaitu 0.9914 sebagaimana

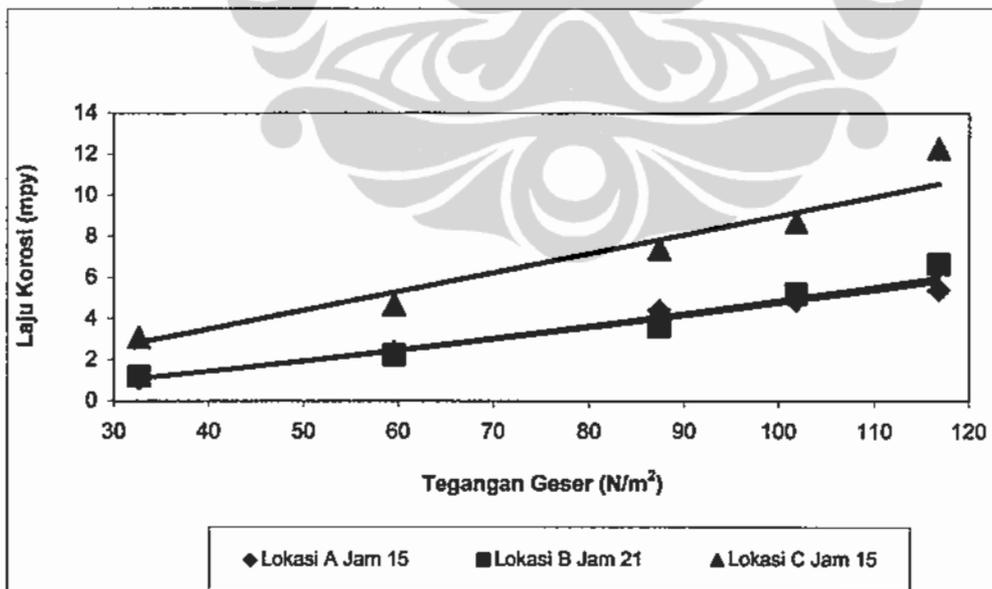
diperlihatkan pada Tabel 4.16. di bawah ini . Artinya dengan nilai regresi tersebut menunjukkan percepatan korosi dengan nilai slope a sebesar 0.012 mpy.

Tabel 4.16. Rangkuman hasil uji pengukuran pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi pada material pipa minyak A 106 B grade B

Lokasi Pengukuran	Posisi Pengukuran	R ²	a (mpy)	b
A	Jam 15	0.991	0.012	1.294
B	Jam 21	0.978	0.011	1.32
C	Jam 15	0.956	0.079	1.028

Tabel 4.16. di atas menyajikan rangkuman mengenai nilai yang signifikan dari tiap-tiap lokasi pengujian, yaitu lokasi A diwakili oleh posisi jam 15, kemudian pada lokasi B diwakili oleh posisi jam 21, dan pada lokasi C diwakili oleh posisi jam 15.

Gambar 4.27. menunjukkan perbandingan dari tiap grafik yang paling signifikan dari tiap-tiap lokasi.



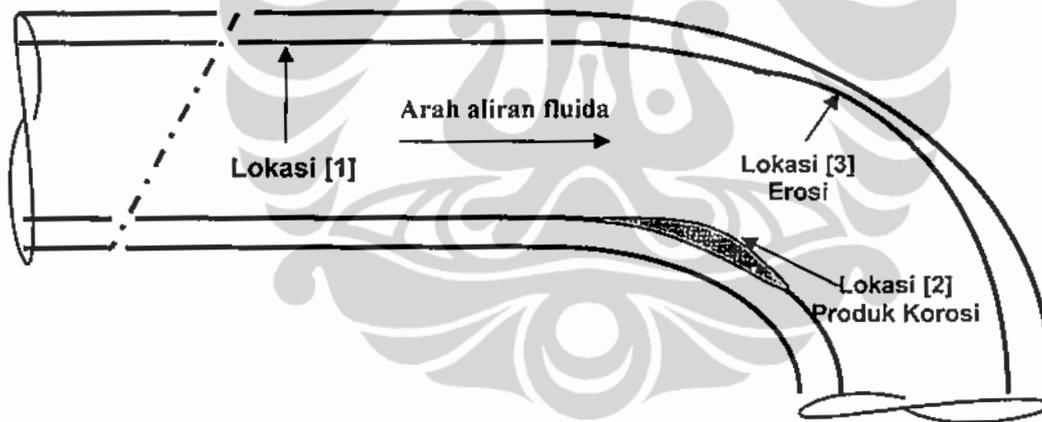
Gambar 4.27. Gambar perbandingan pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi antara posisi A, B, dan C pada material pipa minyak A 106 B

4.4. Kasus Kerusakan Pipa Minyak dan Pipa Gas Berdasarkan Analisis Laju Korosi dan Tingkat Kekritisannya

Kasus kerusakan ini terjadi jauh di bawah sisa umur teknisnya yang telah didesain sebelumnya dan diluar perkiraan teoritis laju korosi serta hasil monitoring ketebalan di lokasi lain secara periodik. Hal ini disebabkan oleh prediksi laju korosi yang tidak normal dikarenakan turbulensi tekanan terhadap belokan, dimana pada belokan tersebut terdapat akumulasi tekanan yang bertumpu pada satu titik lokasi pada permukaan material yang tingkat kekasarannya tinggi. Sehingga menimbulkan tekanan aliran yang menggerus kepada posisi tertentu sehingga menyebabkan terjadinya tumbukan beruntun terhadap dinding pipa di belokan (*jet flow impingement*).

Fenomena korosi erosi tersebut yang terjadi di permukaan dimana fluida yang korosif saling bersentuhan dengan benda padat dalam hal ini permukaan pipa. Hal ini diakibatkan pula oleh pengaruh aliran fluida dalam proses korosi erosi dari proses hubungan yang kompleks di sekitar dinding pipa yang terjadi momentum hidrodinamika dimana tegangan gesek dinding (*wall shear stress*) merupakan parameter pokok yang tidak bergantung pada geometri. Oleh karena itu dalam penelitian ini tegangan geser di permukaan tersebut digunakan sebagai parameter pengaruh aliran terhadap laju korosi. Pengaruhnya terhadap uji visual ini seperti yang terlihat pada Gambar 4.29. menunjukkan adanya kebocoran pada pipa tersebut dimana hasil uji visual/makroskopis dilakukan dengan melihat dengan menggunakan mata telanjang terhadap bahan uji.

Gambar/foto pengamatan visual sampel uji berupa potongan pipa 4 inci di lokasi *elbow* dan bagian penampang melintang pipa pada lokasi sama yang mengalami penipisan dinding serta kondisi kegagalan pada *elbow* juga disajikan dalam Gambar 4.29. Pada Gambar tersebut terlihat adanya bagian pipa yang bocor selain ditemukan pula bagian cat yang terkelupas sehingga tampak jelas mulai tumbuhnya sedikit cacat korosi di bagian permukaan. Pada Gambar 4.29. tersebut juga terlihat adanya penipisan pada sebagian dinding pipa dan tidak tampak produk korosi yang signifikan, pengamatan pada bagian yang mengalami penipisan pada dinding pipa dan kondisi kegagalan pada bagian lekukan (*elbow*).



Gambar 4.28. Sketsa pengambilan sampel metalografi



Gambar 4.29. Penampang melintang bagian lekukan pipa 4 inci yang mengalami penipisan dan kebocoran

Pengaruh visualisasi fisik material yang diperlihatkan pada Gambar 4.29. adalah lebih dikarenakan adanya penipisan dan produk korosi. Hal ini ditunjukkan dengan SEM yang diperbesar 20x kemudian dilakukan uji struktur mikro pada permukaan tersebut dimana struktur mikro pada suatu material merupakan fungsi dari komposisi kimia dan proses perlakuan yang akan mempengaruhi sifat mekanis dan ketahanan korosinya. Dari hasil analisis tampak bahwa pada Gambar 4.30.(a) Terlihat bahwa baja karbon Material A106 grade B tersebut struktur mikronya terdiri dari warna terang (*ferite*) dan warna gelap (*pearlite*). Dan area ferite lebih luas dibandingkan dengan pearlite sehingga material baja karbon tersebut bersifat lebih lunak daripada yang seharusnya sesuai dengan komposisi kimianya. Oleh karena itu material tersebut lebih rentan untuk terjadi korosi erosi.

Pengaruh lain dari meningkatnya laju korosi adalah faktor kekuatan (*strength*) dan kekerasan (*hardness*) material dimana merupakan fungsi dari komposisi kimia, struktur mikro, dan proses perlakuan lainnya. Unsur kimia yang signifikan berpengaruh pada ketahanan laju korosi adalah jumlah persentase karbon dimana unsur ini sangat berperan pada peningkatan kekuatan dan kekerasan.

Dari hasil uji material yang dilakukan terhadap sampel dari lapangan yang telah mengalami degradasi atau bocor dan bila dibandingkan dengan material yang utuh, terlihat bahwa faktor material cukup berpengaruh terhadap percepatan laju korosi erosi yang menyebabkan kebocoran pada sistem pemipaan tersebut. Ditambah pengaruh dari laju erosi yang cukup tinggi pada permukaan sistem pemipaan yang berbentuk belokan. Hal ini dibuktikan dengan hasil pengujian mikrostruktur (Gambar 4.30 a dan b), kekerasan dan pengujian komposisi kimia yang dapat dilihat pada Lampiran J.

Tabel 4.17. berikut ini menampilkan komposisi kimia material benda uji pada material pipa A 106 B :

**Tabel 4.17. Komposisi kimia material benda uji pipa A 106 B
*carbon steel***

Benda Uji	Komposisi Kimia, w %									
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Cu	W	Ti	Fe
A 106 B	0.15	0.16	1.01	0.025	0.15	0.00	0.019	0.001	0.00	98.23

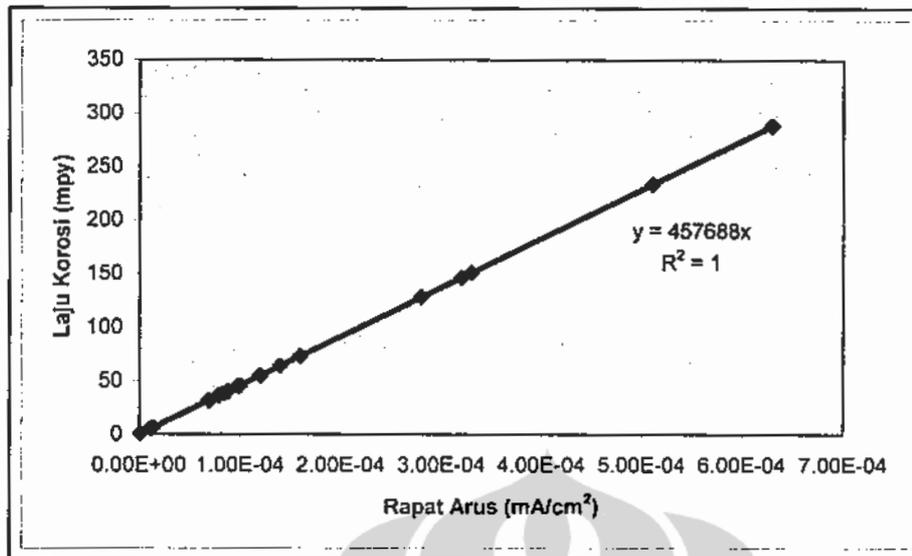
4.5. Analisis Hasil Uji Material Pipa Baru di Laboratorium

Hasil uji material pipa yang belum dioperasikan atau belum terkena operasi fluida di laboratorium, yang ditampilkan di dalam Tabel 4.18. hasil

pengujian laju korosi dengan metoda polarisasi pada suhu 28° C dari data tersebut, secara umum menunjukkan bahwa fluida gas tersebut mengandung O₂, H₂S, dan CO₂. Pada kondisi fluida gas yang mengandung ion Cl⁻ 20,000 ppm yang dialiri gas CO₂ pada tekanan 10 bar dan gas H₂S selama 10 menit pada temperatur 28° C menunjukkan kecenderungan laju korosi yang bervariasi bergantung jenis materialnya. Pada keadaan Cl20p dalam kondisi H₂S dan CO₂ memiliki laju korosi terbesar 288.3175 mpy. Hal ini menunjukkan bahwa percepatan laju korosi dipengaruhi oleh senyawa gas H₂S dan CO₂.

Tabel 4.18. Hasil pengujian laju korosi dengan metoda polarisasi pada *carbon steel* di berbagai lingkungan korosif pada suhu 28° C

Kondisi	Rapat Arus	Laju Korosi (mpy)
O ₂	1.00E-06	0.4576
H ₂ S	1.30E-05	5.9494
CO ₂	1.10E-05	5.0341
H ₂ S,CO ₂	1.40E-05	6.4071
Cl5p	7.90E-05	36.1541
Cl5p,H ₂ S	8.40E-05	38.4423
Cl5p,CO ₂	1.20E-04	54.9176
Cl5p,H ₂ S,CO ₂	8.80E-05	40.2729
Cl10p	1.20E-04	54.9176
Cl10p,H ₂ S	3.30E-04	151.0234
Cl10p,CO ₂	1.60E-04	73.2235
Cl10p,H ₂ S,CO ₂	5.10E-04	233.3998
Cl15p	1.00E-04	45.7647
Cl15p,H ₂ S	2.80E-04	128.1411
Cl15p,CO ₂	6.90E-05	31.5776
Cl15p,H ₂ S,CO ₂	3.20E-04	146.447
Cl20	6.90E-05	31.5776
Cl20p,H ₂ S	1.40E-04	64.0705
Cl20p,CO ₂	9.80E-05	44.8494
Cl20p,H ₂ S,CO ₂	6.30E-04	288.3175

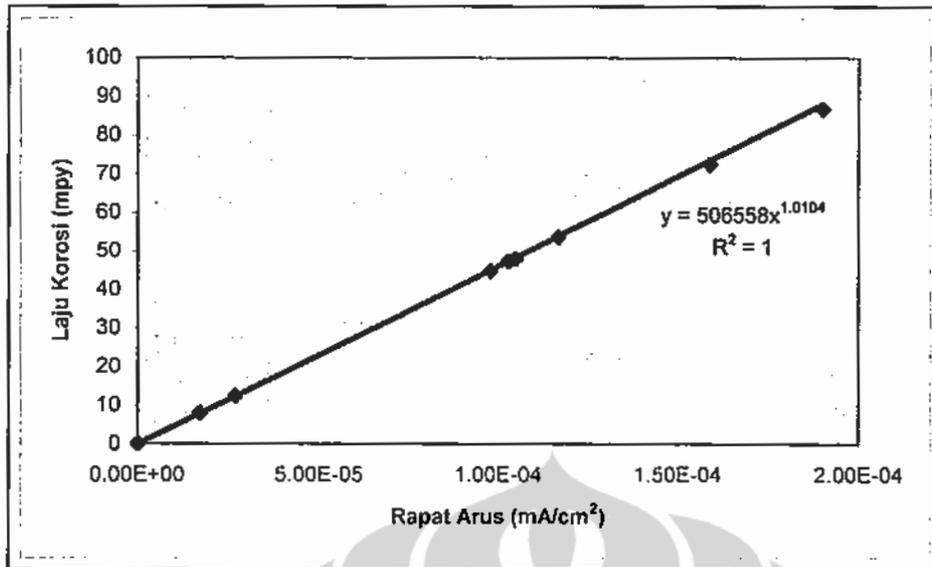


Gambar 4.31. Hubungan antara rapat arus dan laju korosi pada material *carbon steel* dalam suhu 28^oC

Tabel 4.19. Hasil pengujian laju korosi dengan metoda polarisasi pada *carbon steel* di berbagai lingkungan korosif pada suhu 60^oC

Kondisi	Rapat Arus	Laju Korosi (mpy)
O ₂	2.60E-10	0.0001
CO ₂	6.55E-08	0.0300
Cl5p	2.70E-05	12.3656
Cl5p,CO ₂	1.73E-05	7.9236
Cl10p	1.90E-04	86.8156
Cl10p,CO ₂	9.80E-05	44.8265
Cl15p	1.03E-04	47.3207
Cl15p,CO ₂	1.05E-04	47.9614
Cl20	1.17E-04	53.5447
Cl20p,CO ₂	1.59E-04	72.5370

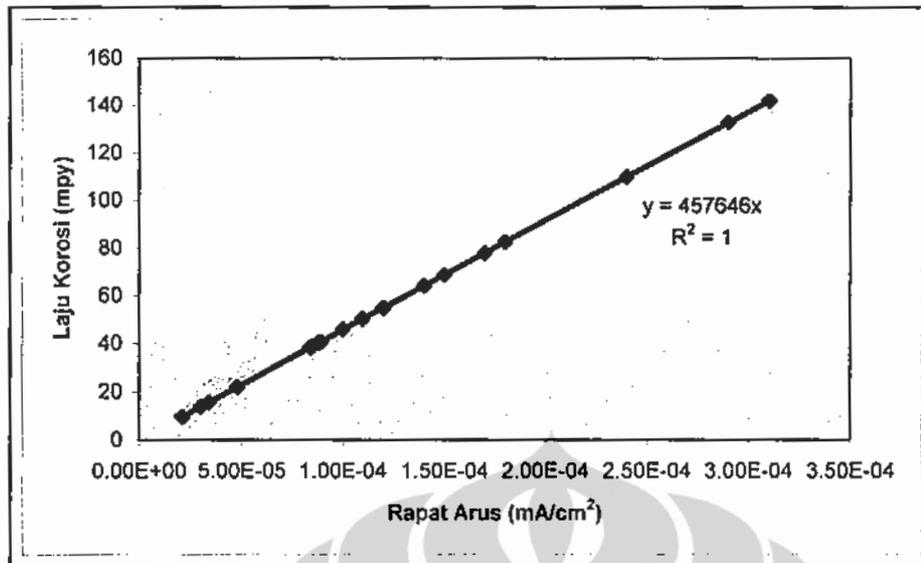
Tabel 4.19. di atas menampilkan hasil pengujian laju korosi pada material *carbon steel* untuk variasi kondisi gas. Pengujian dilakukan pada temperatur 60^o C. Hasil laju korosi terbesar ada pada suasana gas Chlor sebesar 10 ppm dengan rapat arus 1.90E-4 yaitu sebesar 86.8156 mpy, dan terendah pada suasana gas O₂ dengan rapat arus 2.60E-10 dengan nilai laju korosi 0.0001 mpy.



Gambar 4.32. Hubungan antara rapat arus dan laju korosi pada material *carbon steel* dalam suhu 60°C

Tabel 4.20. Hasil pengujian laju korosi dengan metoda polarisasi pada *carbon steel* di berbagai lingkungan korosif pada suhu 100°C

Kondisi	Rapat Arus	Laju Korosi
O ₂	2.10E-05	9.6106
H ₂ S	8.90E-05	40.7306
CO ₂	3.00E-05	13.7294
Cl5p	1.10E-04	50.3411
Cl5p,H ₂ S	1.50E-04	68.6470
Cl5p,CO ₂	1.00E-04	45.7647
Cl5p,H ₂ S,CO ₂	1.70E-04	77.7999
Cl10p	3.40E-05	15.5600
Cl10p,H ₂ S	8.40E-05	38.4423
Cl10p,CO ₂	3.10E-04	141.8705
Cl10p,H ₂ S,CO ₂	2.90E-04	132.7176
Cl15p	1.00E-04	45.7647
Cl15p,H ₂ S	1.20E-04	54.9176
Cl15p,CO ₂	8.50E-05	38.9000
Cl15p,H ₂ S,CO ₂	8.80E-05	40.2729
Cl20	4.80E-05	21.9670
Cl20p,H ₂ S	1.80E-04	82.3764
Cl20p,CO ₂	1.40E-04	64.0705
Cl20p,H ₂ S,CO ₂	2.40E-04	109.8352



Gambar 4.33. Hubungan antara rapat arus dan laju korosi pada material *carbon steel* dalam suhu 100°C

Tabel 4.21. Variasi laju korosi material *carbon steel*, *stainless steel*, dan *alloy 825* pada suhu 29°, 50°, 75°, dan 90° C

JENIS BENDA UJI	Laju Korosi, mpy (mm/y)							
	Temp. 29°C		Temp. 50°C		Temp. 75°C		Temp. 90°C	
API 5L Grade B	37.90	(0.96)	41.19	(1.05)	45.63	(1.16)	56.12	(1.43)
SS 316L	0.60	(0.02)	1.18	(0.03)	1.80	(0.05)	3.03	(0.08)
Alloy 825	1.24	(0.03)	1.84	(0.05)	1.15	(0.03)	3.25	(0.08)

Kecenderungan laju korosi dari tiga buah material uji yaitu API 5L Grade B, *Stainless Steel* SS 316 L, dan juga *Alloy 825* akan meningkat dengan meningkatnya suhu atau temperatur kerja pada material yang diuji tersebut. Hal tersebut mengacu pada hasil laboratorium yang memvariasikan besar temperatur yaitu; 29° C, 50° C, 75° C, dan 90° C seperti yang disajikan pada Tabel 4.21. di atas.

Pada Tabel 4.21. menunjukkan bahwa dengan adanya peningkatan suhu, maka nilai laju korosinya juga meningkat. Pada suhu 29° C material SS 316 L memiliki nilai laju korosi yang terendah bila dibandingkan material lainnya dengan nilai 0.6 mpy dan laju korosi tertinggi yaitu material API 5L Grade B pada suhu 90° C yaitu dengan nilai 56.12 mpy. Hasil laboratorium tersebut menunjukkan bahwa kondisi fluida di area produksi minyak dan gas sangat tinggi laju korosinya, sehingga memerlukan peralatan untuk menyalurkannya yang dikenal dengan sistem pemipaan dengan material yang ekonomis.

Hal ini cenderung untuk material yang tahan korosi, seperti *stainless steel* dan alloy. Namun demikian, dari metode pemilihan material yang ekonomis tersebut terdapat pada material *carbon steel* maka di lapangan lebih banyak menggunakan material *carbon steel*, dengan kemampuan menahan laju korosi berikut rekayasa pencegahannya seperti dengan menggunakan sistem proteksi katodik dan inhibitor.

Dalam pemilihan material, untuk fasilitas peralatan operasi produksi minyak dan gas khususnya pemipaan korosi merata merupakan dasar dalam penentuan sisa umur pakai dan tingkat kekritisannya. Pemilihan masing-masing material dijelaskan pada subbab berikutnya.

Tabel 4.22. Laju korosi variasi komposisi gas pada variasi material benda uji pada Temperature 28^oC

KOMPOSISI GAS	Laju Korosi (mpy)		
	316	825	API 5L Gr B
O ₂	0.1768	0.1294	0.4576
H ₂ S	1.2336	0.0005	5.9494
CO ₂	1.3569	0.7280	5.0341
H ₂ S CO ₂	0.6579	0.0005	6.4071
Cl5p	0.3989	0.2305	36.1541
Cl5p, H ₂ S	0.3660	0.0005	38.4423
Cl5p, CO ₂	4.1119	0.8493	54.9176
Cl5p, H ₂ S, CO ₂	16.8587	4.4488	40.2729
Cl10p	0.1563	0.1416	54.9176
Cl10p, H ₂ S	0.3084	0.0023	151.0234
Cl10p, CO ₂	4.5231	0.2669	73.2235
Cl10p, H ₂ S, CO ₂	21.9244	12.5374	233.3998
Cl15p	0.5345	0.9706	45.7647
Cl15p, H ₂ S	17.2699	0.0027	128.1411
Cl15p, CO ₂	0.6168	0.3114	31.5776
Cl15p, H ₂ S, CO ₂	65.7900	6.4709	146.4470
Cl20	0.4934	0.2710	31.5776
Cl20p, H ₂ S	0.7401	0.0647	64.0705
Cl20p, CO ₂	9.0461	3.8017	44.8494
Cl20p, H ₂ S, CO ₂	13.9804	2.8715	288.3175

Sesuai dengan data pada tabel 4.22. di atas dilakukan pengujian laju korosi di laboratorium dengan memvariasikan jumlah komposisi gas pada beberapa material uji yaitu *Stainless Steel* SS 316 L, *Alloy* 825, dan *Carbon Steel* API 5I Grade B. Dari data tersebut terlihat bahwa material yang memiliki laju korosi yang terendah adalah material *Alloy* 825, kemudian *Stainless Steel* 316 L, dan terakhir material API 5L Grade B.

Tabel 4.23. Laju korosi variasi komposisi gas pada variasi material benda uji pada Temperature 60°C

KOMPOSISI GAS	Laju Korosi (mpy)		
	316	825	API 5L Gr B
O ₂	0.0002	0.0001	0.0001
CO ₂	0.0007	0.0004	0.0300
C5p	0.0048	0.0007	12.3656
C5p, CO ₂	0.2724	0.0008	7.9236
Cl10p	0.4407	0.4283	86.8156
Cl10p, CO ₂	0.4996	0.2874	44.8265
Cl15p	3.2402	1.0385	47.3207
Cl15p, CO ₂	1.3454	1.0115	47.9614
Cl20p	3.3323	59.4516	53.5447
Cl20p, CO ₂	13.4664	10.9743	72.5370

Kemudian data mengenai laju korosi dari ketiga material uji yaitu *Stainless Steel* SS 316 L, *Alloy* 825, dan *Carbon Steel* API 5l Grade B dengan berbagai kondisi komposisi gas, dilakukan pada suhu 60° C di laboratorium. Sesuai dengan data pada tabel 4.23. di atas komposisi gas divariasikan pertama hanya mengandung gas O₂ ataupun gas CO₂ saja. Pada kondisi ini didapat laju korosi yang sangat kecil pada ketiga material uji tersebut. Yaitu hanya berkisar pada 0.0001 mpy hingga 0.0300 mpy. Kemudian pengujian dilanjutkan dengan memvariasikan komposisi gas dengan kandungan Chlor. Sesuai data pada tabel, diketahui dengan meningkatnya kandungan gas Chlor, maka laju korosi dari ketiga material tersebut juga turut meningkat. Hasil laju korosi yang meningkat

dengan sangat signifikan pada material SS 316L dan Alloy 825 adalah ketika kandungan gas Chlor digabungkan dengan gas CO₂.

Laju korosi yang meningkat secara signifikan dengan penambahan CO₂ terjadi CO₂ merupakan senyawa yang korosif apabila terlarut dalam air. CO₂ ini banyak terkandung dalam gas alam, *crude oil*, *condensate*, dan *produced water*. Secara teoritis, CO₂ merupakan persenyawaan atom Karbon dan dua atom Oksigen, apabila terlarut dalam air, akan menghasilkan asam karbonat (H₂CO₃). Asam karbonat ini lebih lanjut akan menurunkan pH air dan menyebabkan korosi pada besi/baja apabila terjadi kontak. Hasil korosi tersebut akan menghasilkan besi karbonat (FeCO₃), dimana besi karbonat ini mempunyai karakteristik fisik yang lebih rendah dibandingkan dengan material asalnya sebagai logam besi/baja. Kerusakan yang terjadi pada sumur-sumur minyak yang disebabkan oleh korosi CO₂ ini diantaranya adalah timbulnya pitting pada *sucker rods* dan pembentukan retak rambut (*hairline cracks*).

Namun hal ini berbeda dengan yang dialami oleh material API 5L grade B yang memiliki laju korosi tertinggi pada kondisi kandungan gas Chlor sebesar 10 ppm yaitu sebesar 86.8156 mpy. Penambahan kandungan gas Chlor maupun pencampurannya dengan gas CO₂ ternyata justru memperkecil laju korosi pada material API 5L tersebut.

Tabel 4.24. Laju korosi variasi komposisi gas pada variasi material benda uji pada Temperature 100°C

KOMPOSISI GAS	Laju Korosi (mpy)		
	316	825	API 5L Gr B
O ₂	0.0013	0.0008	9.6106
H ₂ S	0.0169	0.0018	40.7306
CO ₂	0.4523	0.0014	13.7294
Cl5p	3.2134	0.4296	50.3411
Cl5p, H ₂ S	0.9869	0.5662	68.6470
Cl5p, CO ₂	0.0064	2.7501	45.7647
Cl5p, H ₂ S, CO ₂	0.1824	0.0001	77.7999
Cl10p	0.9457	0.6875	15.5600
Cl10p, H ₂ S	4.5231	0.7684	38.4423
Cl10p, CO ₂	3.0428	0.1577	141.8705
Cl10p, H ₂ S, CO ₂	23.4377	1.7391	132.7176
Cl15p	3.4951	1.6177	45.7647
Cl15p, H ₂ S	3.9474	0.4044	54.9176
Cl15p, CO ₂	0.4523	2.8715	38.9000
Cl15p, H ₂ S, CO ₂	27.5496	24.2659	40.2729
Cl20	6.5790	1.3346	21.9670
Cl20p, H ₂ S	6.9902	2.3457	82.3764
Cl20p, CO ₂	3.0428	0.5662	64.0705
Cl20p, H ₂ S, CO ₂	106.9088	29.1191	109.8352

Pada tabel 4.24. disajikan data mengenai laju korosi dari tiga material uji yaitu *Stainless Steel SS 316 L*, *Alloy 825*, dan *Carbon Steel API 5I Grade B* pada berbagai kombinasi komposisi gas dengan temperatur uji 100° C.

Untuk material uji SS 316L pada kondisi gas tunggal O₂, H₂S, maupun CO₂ saja, laju korosi terbesar ada pada suasana gas CO₂. Hal ini dapat dilihat pada nilai laju korosi untuk masing-masing suasana yaitu 0.0013 mpy, 0.0169 mpy, dan 0.4523 mpy. Laju korosi terbesar dari material SS 316L ini yaitu

sebesar 106.9088 mpy didapat pada suasana gas Chlor 20 ppm, ditambah gas H₂S, dan Gas CO₂.

Kemudian pada material uji Alloy 825 untuk suasana pengujian dengan komposisi gas O₂, atau H₂S, ataupun CO₂ saja tidak berpengaruh yang cukup signifikan pada nilai laju korosi material tersebut. Hal ini ditandai oleh nilai laju korosi yang besarnya masing-masing 0.0008 mpy, 0.0018 mpy, dan 0.0014 mpy. Sama halnya dengan material uji SS 316L, material uji Alloy 825 akan mengalami peningkatan laju korosi yang cukup signifikan pada suasana gas Chlor, ditambah dengan gas H₂S dan gas CO₂. Laju korosi terbesar dari material Alloy 825 ini yaitu sebesar 29.1191 mpy didapat pada suasana gas Chlor 20 ppm, ditambah gas H₂S, dan Gas CO₂.

Pada material Alloy terdapat sedikit perbedaan pada ketua material lainnya untuk suasana pengujian dengan kandungan gas O₂, atau H₂S, ataupun CO₂ saja. Pada suasana tersebut, laju korosi terbesar berturut-turut adalah 40.7306 mpy pada suasana gas H₂S saja, 13.7294 mpy untuk suasana CO₂ saja, dan terakhir sebesar 9.6106 mpy untuk suasana O₂ saja.

Dari semua sumur minyak yang ada, diperkirakan 40%-nya terdapat kandungan H₂S. Semakin tua umur suatu sumur minyak, kecenderungannya semakin tinggi pula kandungan H₂S dalam sumur tersebut. H₂S yang terlarut dalam air akan membentuk H₂SO₄ (asam sulfat) yang mempunyai sifat korosifitas sangat tinggi terhadap besi/baja. Korosi yang terjadi akibat pengaruh asam sulfat ini sering disebut sebagai *sour corrosion*. Karena H₂S ini sangat

mudah bereaksi dengan air, maka korosi jenis ini umumnya menyerang komponen-komponen yang letaknya di bawah level air.

Kemudian pada suasana gas Chlor, ditambah dengan gas H₂S dan gas CO₂, material uji API 5L Grade B juga terdapat sedikit perbedaan dengan material lainnya. Pada kondisi pengujian tersebut, material ini mengalami laju korosi terbesar justru pada suasana gas Chlor 10 ppm, ditambah gas H₂S, dan Gas CO₂ yaitu sebesar 132.7176 mpy.

4.5.1. Analisis Pemilihan Material dan Pengaruhnya Terhadap Kandungan Fluida Gas Pada Tekanan Tertentu

Analisis pemilihan material ini merupakan hasil dari percobaan-percobaan dan aplikasi di lapangan produksi minyak dan gas, serta situasi dan kondisi pabrikaan, menunjukkan bahwa kecenderungan untuk menggunakan sistem pemipaan dengan material *carbon steel*. Hal ini dibuktikan dengan performance yang cukup baik dari *carbon steel*, *fabricability* yang relatif lebih mudah, resistensi terhadap laju korosi yang bisa diantisipasi dengan rekayasa pencegahan yang relatif ekonomis, aplikasi dalam rekayasa sistem pemipaan dengan keberadaan di pasaran yang cukup mudah, serta biaya yang relatif rendah dibandingkan dengan jenis material lainnya seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.34.

Pada kondisi fluida gas yang mengandung ion Cl⁻ 20.000 ppm yang dialiri gas CO₂ pada tekanan tertentu dan gas H₂S selama 10 menit dengan temperatur 28° C dengan menggunakan elektrokimia (polarisasi ASTM G 5) menunjukkan kecenderungan laju korosi yang bervariasi bergantung jenis materialnya. Laju

korosi yang meningkat sesuai dengan naiknya temperatur seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.21, laju korosi sampel uji material API 5L Grade B, *Stainless Steel* 316L, dan *Alloy* 825; memiliki laju korosi tertinggi pada material API 5L Grade B pada suhu 90° C dengan nilai laju korosi 58.12 mpy dan yang terendah laju korosinya pada material *Stainless Steel* 316L dengan nilai laju korosi 0.6 mpy, yang terjadi pada suhu 29° C.

Dalam pemilihan material pada sistem pemipaan produksi minyak dan gas bumi, umumnya bersandarkan pada aspek-aspek seperti ketahanan korosi erosi, sifat mekanis material seperti; kekuatan, ketangguhan, dan kekerasan. Material yang memiliki sifat mekanis baik sangat diperlukan tambahan unsur paduan tertentu guna menahan laju korosi, meningkatkan sifat mekanis logam, dimana peningkatan sifat mekanis seperti kekuatan dan kekerasan akan menurunkan ketahanan korosi dan ketangguhannya. Jadi solusi yang umumnya diambil adalah bagaimana 3 faktor tadi yaitu kekuatan, ketangguhan, dan kekerasan adalah harus terpola dengan baik.

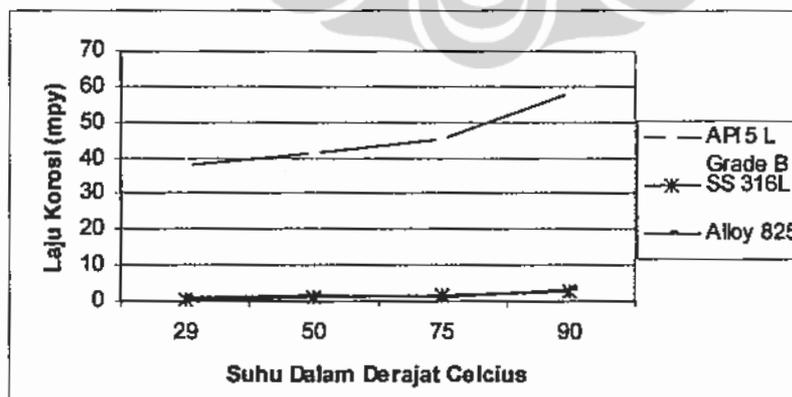
Dari pemilihan material sampel D dengan tekanan desain 200 psi dapat dilihat hasil material yang disarankan pada tabel 4.28. Pada kondisi gas H₂S 0.32%, CO₂ 2.73% dan Cl⁻ berkisar antara 10.000 – 18.000 ppm maka berdasarkan perangkat lunak disarankan dengan material *Stainless Steel* SS 304.

Tabel 4.25. Pemilihan material sampel D (P = 200 PSI) (diambil dari Well Blok Station)

No	Jalur Flowline	H ₂ S=0.32%	CO ₂ =2.73%	Cl ⁻	Material yg disarankan
		PSI		Ppm	
1	P-01	0.64	5.46	10K - 18K	SS 316L
2	P-01	0.64	5.46	10K - 18K	SS 316L
3	P-02	0.12	3.48	10K - 18K	SS 316L
4	P-02	0.12	3.48	10K - 18K	SS 316L
5	P-03	0.44	6.22	10K - 18K	SS 316L
6	P-03	0.44	6.22	10K - 18K	SS 316L
7	P-A	0.64	5.46	10K - 18K	SS 316L
8	P-A	0.64	5.46	10K - 18K	SS 316L
9	P-B	0.12	3.48	10K - 18K	SS 316L
10	P-B	0.12	3.48	10K - 18K	SS 316L
11	P-C	0.64	5.46	10K - 18K	SS 316L
12	P-C	0.64	5.46	10K - 18K	SS 316L
13	P-D	0.64	5.46	10K - 18K	SS 316L
14	P-D	0.64	5.46	10K - 18K	SS 316L
15	SC-1	0.46	5.00	10K - 18K	SS 316L

Tabel 4.26. Laju korosi benda uji beberapa material

Jenis Benda Uji	Laju Korosi (mpy)			
	Temp 29°C	Temp 50°C	Temp 75°C	Temp 90°C
API 5 L Grade B	37.9	41.19	45.63	58.12
SS 316L	0.6	1.18	1.8	3.03
Alloy 825	1.24	1.84	1.15	3.25



Gambar 4.34. Laju korosi benda uji beberapa material pada perubahan suhu

- **API 5L Grade B**

Sistem pemipaan material API 5L Grade B merupakan material pipa yang umum dipakai sebagai pipa produksi minyak dan gas, sebagai penyalur minyak dan gas dari kepala sumur (sistem pemipaan *trunk line*) sampai ke *gathering station*. Kemudian dari *gathering station* mengalirkan minyak dan gas ke stasiun pengumpul, sistem pemipaan tersebut dikenal dengan istilah *flowline*. Dan dari stasiun pengumpul ke kilang pengolahan, system pemipaan tersebut dikenal dengan istilah *pipeline*. Material ini mempunyai sifat mekanis yang relatif memenuhi persyaratan yang diperlukan di dalam pemasangan sistem pemipaan, dimana biaya relatif murah dan kekuatan material ini relative tinggi, namun ketahanan korosi merata dan korosi erosi material ini rendah, sehingga harus dilakukan peningkatan kemampuan dengan rekayasa material seperti memasang *cathodic protection system* untuk di luar pemipaan sebagai perlindungan dan untuk di dalam pemipaan yang turut ikut dengan aliran fluida ditambahkan dengan *inhibitor*. Dengan ketebalan sistem pemipaan diameter 24 inchi, material ini memiliki ketebalan nominal (t_n) 0.671 inchi (17,0434 mm), tanpa inhibitor sisa umur pakainya kurang dari 5 tahun. Namun dengan memberikan inhibitor korosi dan sistem proteksi katodik yang sesuai, maka ketahanan korosi menjadi meningkat sehingga sisa umur pakai menjadi di atas 20 tahun. Dalam pengujian tidak terukur adanya korosi pitting. Namun, dalam aplikasi di lapangan serangan korosi pitting bisa terjadi jika ada deposit atau kerak yang menempel pada permukaan bagian dalam dan luar pipa, terutama lekukan-lekukan di sekitar las-lasan. Material ini juga digunakan pada pemipaan di stasiun proses produksi

dengan kriteria penerimaan sambungan lasan dan rekayasanya menggunakan standar ASME B31.3.

- ***Stainless Steel SS 316L***

Material *Stainless Steel SS 316L* ini merupakan baja tahan karat austenit yang juga sering digunakan sebagai alternatif pada sistem pemipaan produksi minyak dan gas yang memiliki laju korosi sangat tinggi, dimana tidak bisa diantisipasi oleh pipa *carbon steel*. Ketahanan korosi merata dan korosi erosi material ini sangat baik, ketahanan pittingnya cukup baik, namun sifat mekanisnya kurang memenuhi persyaratan yang diperlukan dan disyaratkan dalam standar sistem pemipaan, namun hal demikian masih sering digunakan pada proses pipa produksi di lokasi *Central Processing Plant*. Karena harganya relatif lebih mahal dibandingkan dengan baja karbon, material ini akan lebih ekonomis jika digunakan sebagai cladd metal, pada sistem pemipaan produksi minyak dan gas. Sebagaimana terlihat pada Tabel 4.25. hasil pengujian pemilihan material, dengan menggunakan perangkat lunak yang menunjukkan alternatif material dengan menggunakan material ini pada sistem pemipaan dengan tekanan 200 psi.

- ***Alloy 825***

Jenis material ini dengan kandungan unsur kimia *Nickel-Irion-Chromium Alloy*, memiliki ketahanan korosi merata, korosi erosi, dan korosi pitting yang sangat baik. Seperti halnya *Stainless Steel SS 316L* sifat mekanis material ini kurang disarankan untuk digunakan sebagai material sistem pemipaan, kecuali

sebagai alternatif dari penggunaan *carbon steel*. Hal ini masih sering digunakan pada sistem pemipaan di dalam proses produksi minyak dan gas di *Central Processing Plant*. Harga material ini lebih mahal dari Duplex 22 Cr, namun demikian material ini lebih ekonomis jika digunakan sebagai *cladd metal tubing* dan pipa produksi pada lingkungan yang laju korosinya sangat agresif. Hal ini dibuktikan pada Tabel 4.21. material ini memiliki laju korosi yang paling rendah pada suhu 75° C yaitu sebesar 1.15 mpy, lebih kecil bila dibandingkan dengan laju korosi pada material API 5L Grade B dan *Stainless Steel* SS 316L yang masing-masing besarnya 45.63 mpy dan 1.8 mpy. Hasil dari nilai laju korosi ditampilkan pada Gambar 4.34., terlihat bahwa terdapat perbedaan yang sangat signifikan antara *Alloy* dan *Stainless Steel* dibandingkan dengan *Carbon Steel* API 5L Grade B, pada kondisi suhu yang sama.

4.6. Aplikasi RBI Untuk Penentuan Tingkat Kekritisian

Dari hasil pengujian dan analisis laju korosi yang dilakukan dengan metode tingkat kekritisian terlebih dahulu, telah dilakukan tahapan-tahapan sesuai dengan prosedur yang telah ditetapkan sebelumnya. Tahapan-tahapan tersebut melalui pemeringkatan tingkat kekritisian dengan metode RBI guna mendapatkan keluaran tingkat kekritisian sebagai prioritas untuk melakukan pengambilan sampel penelitian. Prioritas pengambilan sampel tersebut, yang telah dilakukan terhadap *line number* 02-0023-4"-F untuk diameter 4 inchi material A 106 grade B dan sistem pemipaan dengan *line number* 02-0001-24"-A1 untuk diameter 24 inchi material API 5L grade B seperti yang tertuang pada

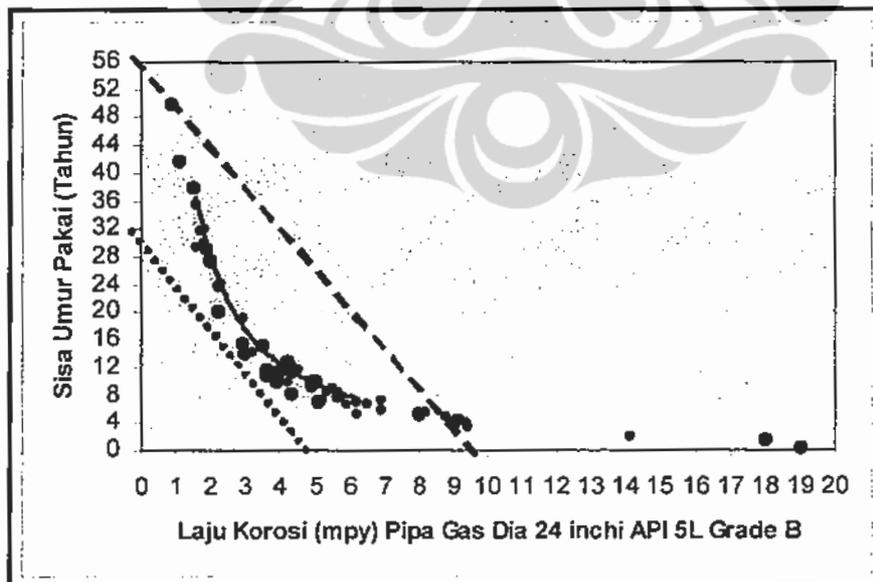
Tabel 4.1. Dari hasil uji tersebut menunjukkan bahwa tingkat kemungkinan kegagalan (POF) yang paling tinggi adalah pipa diameter 24 inchi dan pipa diameter 4 inchi dengan line number tersebut. Secara umum dari hasil pengujian tahapan-tahapan tersebut adalah tingkat penurunan kemampuan material dikarenakan laju korosi erosi yang dipengaruhi oleh tegangan geser menunjukkan bahwa signifikansi kemungkinan kegagalan korosi erosi tersebut disebabkan oleh faktor aliran fluida, pengaruh tekanan operasi, dan pengaruh suhu.

Aplikasi RBI dalam penelitian ini dilakukan guna membuat sistem penilaian dan evaluasi secara kuantitatif terhadap kemungkinan terjadinya kegagalan yang dievaluasi berdasarkan kalkulasi sisa umur pakai. Dari hasil pengujian ketebalan dengan menggunakan NDT ultrasonik disimpulkan bahwa ketebalan diameter 24 inchi dan 4 inchi mengalami penurunan ketebalan yang signifikan selama periode 5 tahun. Analisis laju korosi dengan tingkat kekritisan berdasarkan nilai laju korosi berbanding dengan waktu, akan mendapatkan nilai sisa umur yang selanjutnya akan mendapatkan frekuensi inspeksi yang terencana sesuai dengan tingkat inspeksi, metode pengujian, dan luasan area pengujian.

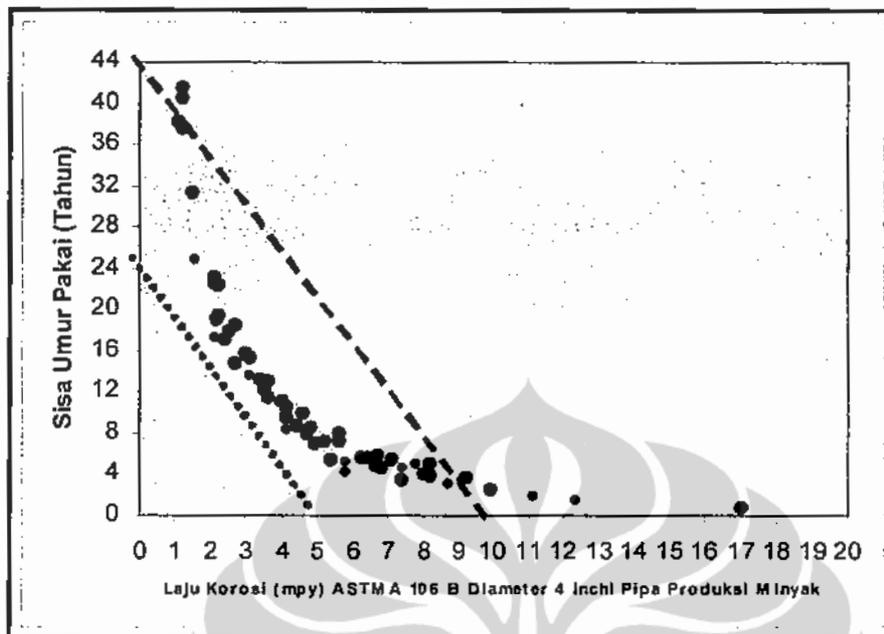
4.6.1. Hubungan Laju Korosi dan Sisa Umur Pakai Pipa Gas 24 Inchi dan Pipa Minyak 4 Inchi

Dari hasil pengujian laju korosi pada pipa gas 24 inchi material API 5L Grade B dan pipa minyak 4 inchi material A 106 Grade B yang menunjukkan bahwa peningkatan setiap tahunnya secara periodik menunjukkan bahwa laju

erosi dan produk korosi yang disebabkan oleh kandungan fluida secara internal sangat berperan, hal ini juga dimungkinkan oleh umur dan ketebalan kandungan asal dari luar pipa yang disebabkan oleh parameter-parameter laju korosi dikarenakan lingkungan seperti udara bebas (O_2) yang disebut *atmospheric corrosion*. Faktor penyebab laju korosi dari luar juga disebabkan oleh lingkungan yang bersifat asam terutama sistem pemipaan yang melewati jalur pipa tanah yang tingkat keasamannya (pH) di bawah 6 dan/atau pHnya di atas 8 (basa), karena pada nilai pH tersebut material tidak stabil sehingga laju korosinya meningkat. Faktor lain yang menyebabkan korosi eksternal juga disebabkan oleh faktor lingkungan yang mengandung garam terutama lingkungan perumahan yang air buangan rumah meresap ke dalam lingkungan tanah sistem pemipaan. Dan faktor-faktor lain yang juga mempengaruhi laju korosi yang terkait dengan suhu dan tekanan dan pengaruh kandungan gas yang memiliki potensial terhadap laju korosi.



Gambar 4.35. Laju korosi dan sisa umur pakai pipa gas 24 inchi API 5L Grade B



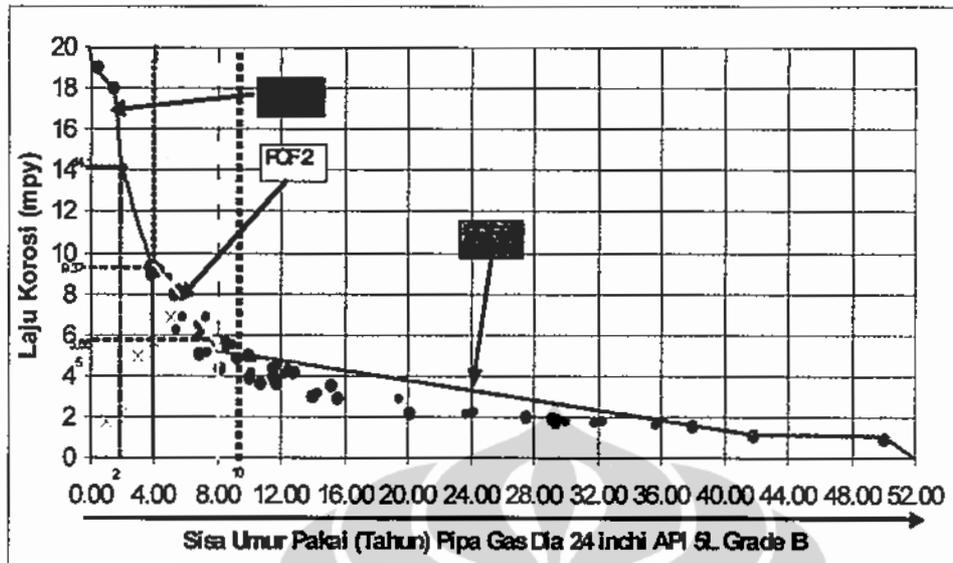
Gambar 4.36. Laju korosi dan sisa umur pakai pipa minyak 4 inchi ASTM A 106 B

Di dalam Gambar 4.35. dan 4.36. tersebut adalah titik-titik laju korosi dan sisa umur pakainya yang termasuk ke dalam rangking sisa umur pakai yang dianggap sebagai ideal di dalam memformulasikan sisa umur pakai yang akan dihubungkan dengan tingkat kekritisannya. Baik pada Gambar 4.35. yang mewakili pipa gas 24 inchi maupun Gambar 4.36. yang mewakili pipa minyak 4 inchi terlihat ada beberapa titik yang memiliki laju korosi yang cukup besar yaitu masing-masing 19 mpy untuk pipa gas dan 17 mpy. Dari kedua grafik juga terlihat jelas bahwa dengan nilai laju korosi tersebut, kedua pipa dapat dinyatakan dalam keadaan kritis karena memiliki sisa umur pakai kurang dari 4 tahun.

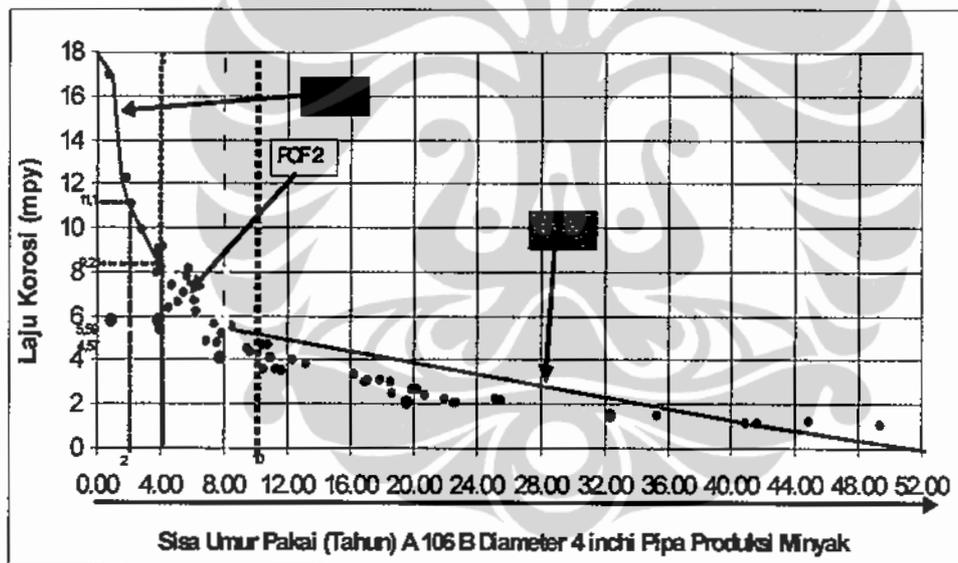
4.6.2. Hubungan Laju Korosi dan Tingkat Kekritisan Pipa Gas 24 Inchi dan Pipa Minyak 4 Inchi

Hubungan antara laju korosi dan tingkat kekritisan diawali dengan hubungan laju korosi dan sisa umur pakai seperti yang terlihat di dalam Gambar 4.37.(a) dan 4.37.(b), yang berturut-turut merupakan grafik hubungan antara laju korosi dan sisa umur pakai pipa gas diameter 24 inchi dan pipa minyak diameter 4 inchi. Dalam setiap grafik tersebut juga ada pengelompokan sesuai dengan kriteria pengelompokan tingkat kekritisan yang telah diterangkan di dalam Bab 3 mengenai model sisa umur pakai, dimana rangking *probability of failure* (1) adalah untuk sisa umur pakai ($R_L \leq 4$ tahun).

Dengan kriteria sisa umur pakai 4 tahun dan untuk kriteria yang paling kritis dimana nilai *probability of failure* (1), maka sisa umur pakai untuk dilakukan pengujian ulang adalah selama 2 tahun dengan laju korosi 14.1 mpy untuk pipa 24 inchi dan 11 mpy untuk pipa 4 inchi . Kemudian yang *probability*-nya pada tingkat medium atau (2) sisa umur pakainya 4 tahun $\leq R_L \leq 8$ tahun, dimana laju korosinya masing-masing 5.66 mpy dan 5.59 mpy untuk pipa 24 inchi dan 4 inchi dengan nilai sisa umurnya 8 tahun. Untuk pemeringkatan POF yang rendah (3) dibatasi di atas sisa umur pakai 8 tahun ($R_L \geq 8$ tahun) seperti yang terlihat di dalam Gambar 4.38.(a) dan 4.38.(b) tersebut, hal ini menunjukkan bahwa lokasi dan posisi pipa yang memiliki laju korosi $\geq 9,37$ mpy untuk pipa 24 inchi dan $\geq 9,2$ mpy untuk pipa 4 inchi adalah masuk dalam kelompok POF yang kritis. Pemeringkatan POF menengah (2) berkisar antara laju korosinya adalah $5.66 \text{ mpy} \leq C_r \leq 9.37 \text{ mpy}$ dan $5.59 \text{ mpy} \leq C_r \leq 9.2 \text{ mpy}$ masing-masing untuk pipa 24 inchi dan pipa 4 inchi.



(a)



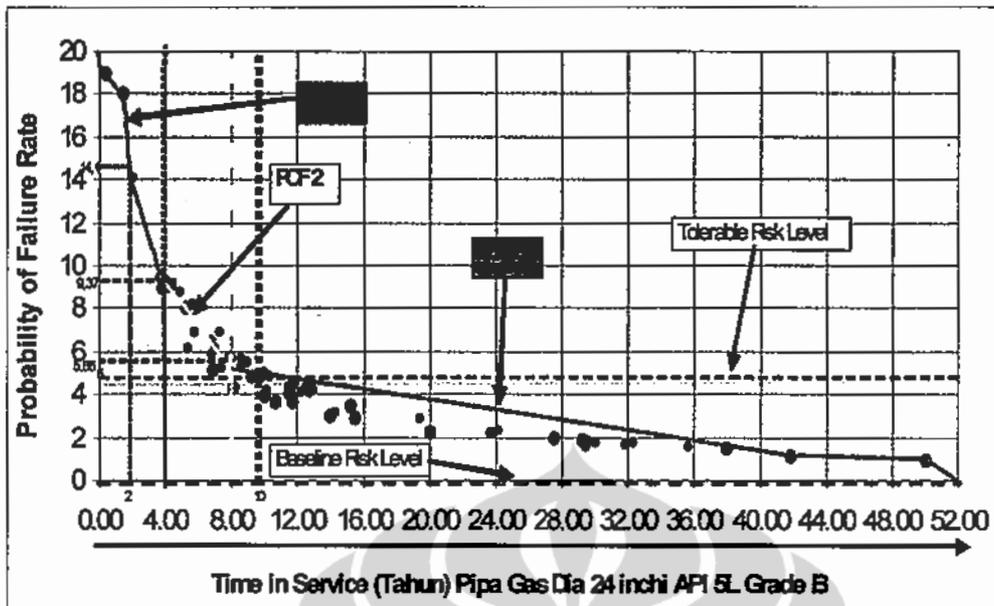
(b)

Gambar 4.37. Hubungan antara laju korosi dan sisa umur pakai; (a) pipa gas diameter 24 inchi API 5 L Grade B, (b) pipa minyak diameter 4 inchi A 106 B

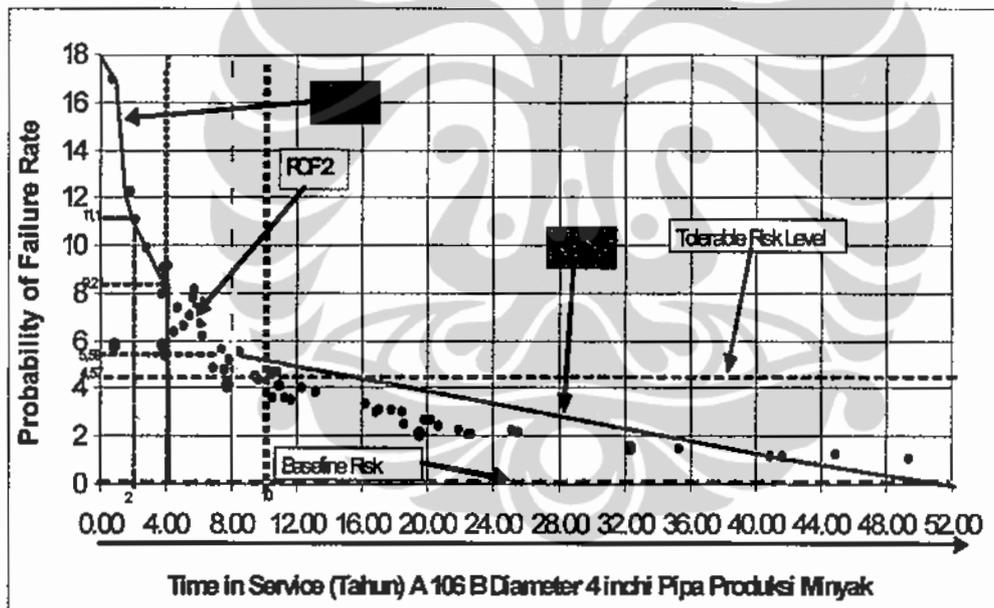
Perencanaan inspeksi dan strategi pemeliharaan pada pipa gas diameter 24 inchi material API 5L Grade B tersebut yang memiliki POFnya 1 (tinggi) harus segera diinspeksi sebagai prioritas pertama (yang memiliki laju korosi di atas

9.37 mpy ($C_r \geq 9.37$ mpy dan sisa umur pakainya (R_L) ≤ 4 tahun. Kemudian prioritas berikutnya adalah yang PoFnya medium (2), yaitu yang memiliki laju korosi 5.66 mpy $\leq C_r \leq 9.37$ mpy. Prioritas terakhir yang memiliki POF 3 dengan laju korosi di bawah 5.66 mpy. Sedangkan perencanaan inspeksi dan strategi pemeliharaan pada pipa gas diameter 4 inchi material A 106 B tersebut yang memiliki tingkat PoF tinggi (1), harus segera diinspeksi sebagai prioritas pertama (yang memiliki laju korosi di atas 9.2 mpy ($C_r \geq 9.2$ mpy) dan sisa umur pakainya 4 tahun ($R_L \geq 4$ tahun). Kemudian prioritas berikutnya adalah yang PoFnya medium (2), yaitu yang memiliki laju korosi 5.59 mpy $\leq C_r \leq 9.2$ mpy. Prioritas terakhir yang memiliki POF (3) dengan laju korosi di bawah 5.59 mpy.

Batasan yang diijinkan untuk memulai strategi pemeliharaan secara umum diproduksi minyak dan gas adalah setengah dari umur desain yaitu level resiko yang diijinkan memiliki sisa umur 10 tahun, jadi dalam hal ini posisi dan lokasi pipa gas 24 inchi yang bernilai laju korosi 5 mpy serta pipa minyak 4 inchi yang bernilai laju korosi 4,57 mpy adalah batasan maksimum laju korosi yang diijinkan sehingga semua titik lokasi yang memiliki nilai tersebut harus segera dilakukan perbaikan-perbaikan, untuk menghindari peningkatan resiko selanjutnya. Berdasarkan data-data awal saat membuat data baseline sebagai tingkatan resiko awal. Sebagaimana yang diperlihatkan di dalam Gambar 4.38.(a) dan 4.38.(b) hubungan antara POF dan waktu operasi di dalam pipa gas 24 inchi dan pipa minyak 4 inchi.

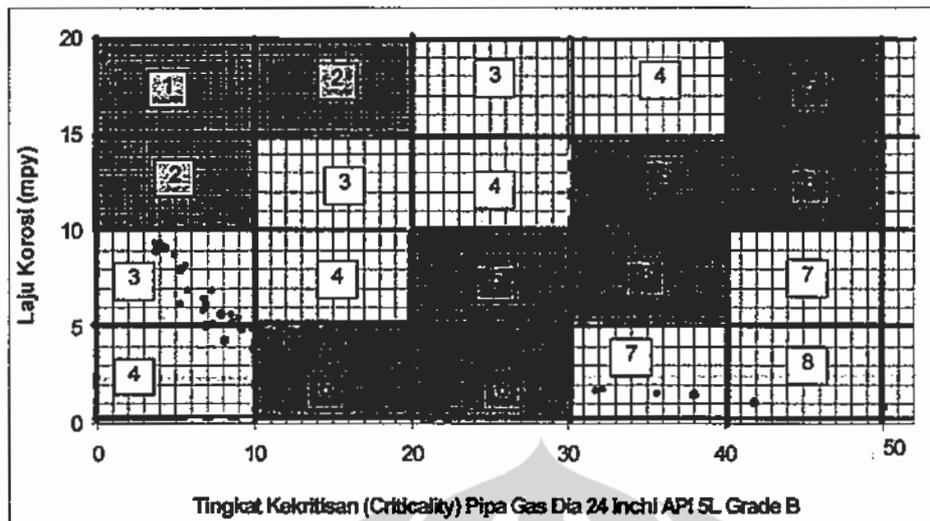


(a)

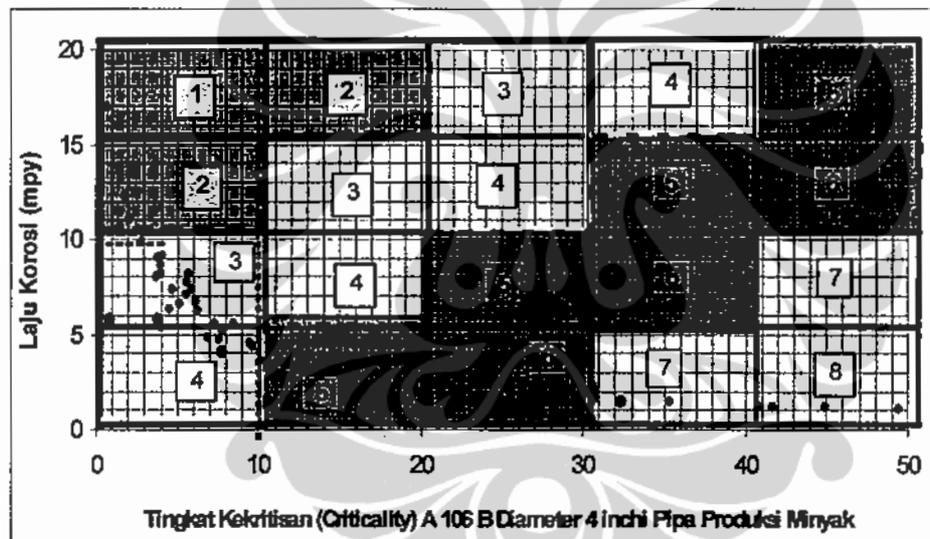


(b)

Gambar 4.38. Hubungan antara *Probability of Failure* dan waktu operasi pada; (a) pipa gas diameter 24 inchi API 5L B , (b) pipa minyak diameter 4 inchi A 106 B



(a)



(b)

Keterangan Gambar	
	Tingkat Kekritisian 1 = Tinggi
	Tingkat Kekritisian 2 = Menengah
	Tingkat Kekritisian 3 = Sedang

Gambar 4.39. Grafik tingkat kekritisian ; (a)pipa gas diameter 24 inchi API 5L Grade B, (b) pipa minyak 4 inchi

Pada Gambar 4.39.(a) dan 4.39.(b) menunjukkan bahwa grafik hubungan antara laju korosi dan tingkat kekritisan pipa gas 24 inchi dan pipa minyak 4 inchi menunjukkan bahwa pemeringkatan tingkat kekritisan yang tinggi (1) pada daerah yang memiliki laju korosi masing-masing di atas 9.37 mpy dan 9.2 mpy, tingkat kekritisan ini adalah berasal dari POF dan COF sesuai dengan metodologi pemeringkatan di dalam Bab 3. Pemeringkatan tingkat kekritisan bertujuan untuk memetakan lokasi-lokasi jalur pipa yang disebut dengan segmentasi pipa untuk dilakukan monitoring dan dilakukan kajian khusus terhadap laju korosi dan perilaku material serta hubungannya terhadap fluida gas untuk mendapatkan data-data yang lebih mendalam yang dihubungkan dengan pendataan periodik ketebalan pipa. Terutama di posisi yang dinyatakan laju korosinya tinggi harus dilakukan pengujian dengan menggunakan alat uji *ultrasonic flow detector* untuk mengetahui posisi dan ketebalan yang lebih kuantitatif. Seperti yang diperlihatkan pada gambar 4.39.(a) dan 4.39.(b). pemeringkatan kekritisan ini juga dimaksudkan untuk membuat perencanaan inspeksi atau program inspeksi yang lebih detail.

4.6.3. Analisis Fungsi Kekuatan Regresi Laju Korosi (C_r) Dan Tegangan Geser (τ_w)

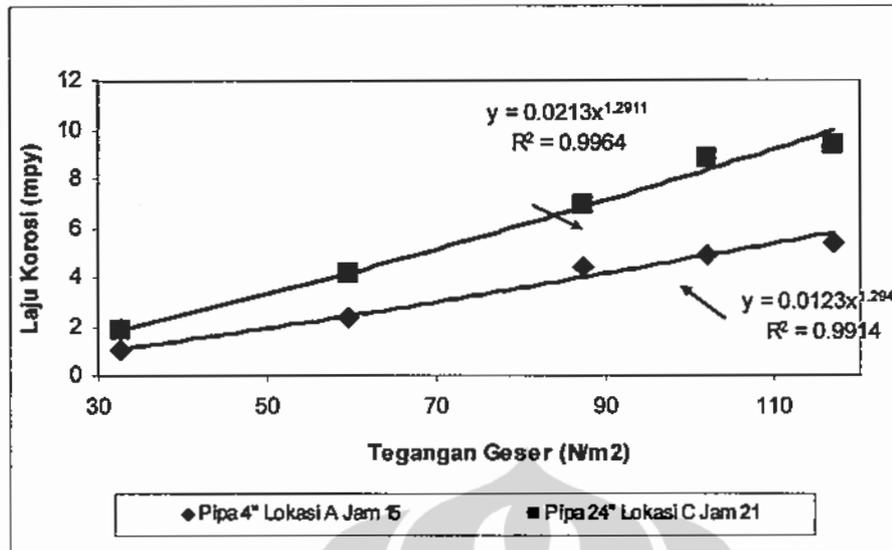
Dari hasil uji laju korosi dan tingkat kekritisannya terhadap pipa diameter 24 inchi material API 5L grade B maka dirangkum ke dalam tabel 4.27 dimana pipa diameter 24 inchi dengan nilai regresi yang paling tinggi yaitu 0.9964 terletak pada lokasi C dan posisi jam 21 dengan nilai slope a adalah 0.0213 dan

konstanta b nilainya 1.2911. Dan nilai regresi 0.9914 serta slope a nilainya 0.0123 serta konstanta b nilainya 1.2945 untuk pipa diameter 4 inchi material A 106 grade B. Berarti bahwa pada masing-masing pipa tersebut memiliki nilai determinasi R^2 yang mendekati 1. Hal ini menunjukkan kekuatan pengaruh fungsi laju korosi erosi (Y) dan variabel x tegangan geser laju alir fluida pada dinding pipa yang mengakibatkan pengurangan ketebalannya. Korosi erosi tersebut disebabkan bukan hanya karena percepatan aliran yang melalui dinding pipa tetapi kemungkinan adanya produk korosi yang mengendap pada dinding sebelah bawah. Laju korosi erosi meningkat dengan adanya tegangan geser (τ_w) sebagai fungsi kekuatan yang ditandai dengan hubungan linear pada peta logaritma lengkap. Pipa berdiameter lebih besar (24 inchi) diuji untuk memastikan tidak adanya faktor-faktor hidrodinamika berlebihan di dalam pipa yang diameternya lebih kecil yang dapat mempengaruhi perhitungan τ_w . Dari masing-masing pipa pada lokasi dan posisi tersebut menunjukkan bahwa hasil pengujian yang dilakukan dengan cara pengukuran ketebalan secara periodik di lapangan dan dihubungkan dengan hasil laju korosi yang disimulasikan di laboratorium dapat menentukan fungsi kekuatan regresi laju korosi dan tegangan geser yang signifikan, sehingga mendapatkan angka yang kuantitatif guna menentukan tingkat laju korosi yang spesifik pada area proses produksi di lapangan minyak dan gas. Hal ini akan sangat mempengaruhi pemilihan material dan ekonomisnya pembangunan kontruksi dalam tahap pengembangan di masa yang akan datang. Dengan adanya peningkatan laju korosi pada periode 5 tahun ini, menunjukkan bahwa trend peningkatan laju korosi berdasarkan periode

tersebut yang selanjutnya dapat diprediksi sisa umur dan perencanaan sistem inspeksi serta strategi pemeliharaan yang sesuai dengan kondisi sistem pemipaan di lokasi dimana area tersebut ditempatkan. Nilai koefisien determinasi $R^2 = 0.9964$ pada pipa 24 inchi berarti fungsi laju korosi sebesar 99.64% disebabkan oleh variabel erosi karena pengaruh tegangan geser pada dinding pipa, sisanya sebesar 0.36% disebabkan oleh faktor produk korosi dan lainnya. Hal yang sama terjadi pada pipa diameter 4 inchi dengan kandungan minyak mentah (*crude oil*) dengan nilai koefisien determinasi R^2 sebesar 0.9914 berarti angka ini menunjukkan besarnya sumbangan variabel tegangan geser terhadap laju korosi erosi sebesar 99.14%, sedangkan sisanya sebesar 0.86% adalah sumbangan faktor lain seperti produk korosi, dan sebagainya. Percepatan korosi erosi lebih disebabkan kepada keadaan aliran berupa fluida minyak dan gas, aliran dua fase dengan partikel-partikel padatan seperti kandungan pasir, kondensat, dll. Pada kasus fluida yang mengalir dalam sebuah pipa dihalangi oleh kondisi adanya perubahan arah secara lokal (komponen kecepatan normal yang tegak lurus pada dinding pipa) hasilnya akan muncul tumbukan yang berulang-ulang pada dinding pipa.

Tabel 4.27. Fungsi kekuatan regresi laju korosi dan tegangan geser (τ_w) pipa gas diameter 24 inchi API 5L B dan pipa minyak diameter 4 inchi A 106 B

Jenis Pipa	R^2	a (mpy)	b
Pipa 4" Lokasi A Jam 15	0.9914	0.0123	1.2945
Pipa 24" Lokasi C Jam 21	0.9964	0.0213	1.2911



Gambar 4.40. Rangkuman hasil analisis laju korosi dan tegangan geser pipa gas API 5L B dan pipa minyak A 106 B

Tabel 4.27. dan Gambar 4.40. di atas menampilkan data mengenai pengaruh kenaikan tegangan geser terhadap laju korosi yang berbanding lurus. Dari dua sample pipa yang memiliki tingkat kekritisannya tinggi, yaitu sistem pemipaan gas 24 diameter inci material API 5L grade B dan sistem pemipaan minyak diameter 4 inch material ASTM 106 grade B, didapatkan satu nilai dari masing-masing pipa yang mewakili keadaan dengan tingkat korelasi tertinggi. Tingkat korelasi yang tinggi ini ditandai dengan nilai determinasi R^2 sebesar 0.9964. Dari Gambar 4.40. di atas terlihat bahwa nilai laju korosi pada pipa penyalur gas 24 inci memiliki laju korosi yang lebih besar dari pipa penyalur minyak 4 inci untuk nilai tegangan geser yang sama. Hal ini dipengaruhi oleh nilai tegangan geser yang lebih besar yang terjadi pada pipa tersebut.

4.6.4. Memformulasikan Model Tingkat Kekritisian dan Pengaruhnya Terhadap Laju Korosi

Berdasarkan persamaan : $Risk = f(POF, COF)$ pada subbab 2.3., berarti resiko merupakan fungsi dari kedua parameter tersebut. Hasil identifikasi POF berdasarkan hasil pengujian dari beberapa mekanisme kegagalan, yaitu terdapat 3 faktor untuk modelnya :

1. Mekanisme kegagalan merambah tak tercegah (*exposure*) sesuai dengan fungsi waktu
2. Mengalami mekanisme penurunan (*mitigation*).
3. Dan mekanisme menahan terhadap kegagalan (*resistance*).

Jadi dalam permodelan kemungkinan terjadinya kerusakan atau *probability of damage* adalah mengikuti fungsi sebagai berikut

$$POD = f(exposure, mitigation),$$

$$\text{dimana : } probability\ of\ failure\ (POF) = f(POD, resistance),$$

POD= laju korosi erosi sebagai keterbukaan dalam percepatan terjadinya kerusakan pipa.

Maka model laju korosi Erosi disimulasikan dengan:

$$C_r = f(P_{CO_2}, pH, T, \tau_w, Q) \dots\dots\dots (4.2)$$

Perhitungan nilai laju korosi (C_r) dihitung berdasarkan variasi nilai tekanan parsial dari CO_2 biasanya berkisar 0.05 sampai 1 Mpa dan pH berkisar dari 3.5 hingga 6, temperatur, dan tegangan geser. Besar tegangan geser yang dapat turut memperbesar nilai laju korosi dipengaruhi oleh berbagai faktor seperti laju aliran fluida (*flow rate*), kandungan mikroba dalam minyak, kandungan sulfur,

kandungan air (H₂O) termasuk kondensat , kandungan oksigen (O₂), dan kandungan CO₂ pada fluida gas ,kejadian erosi ini sering terjadi pada lekukan pipa (*elbow*), maupun produk korosi yang sering terjadi pengendapan pada keadaan kontur pipa.

Data pada tabel 4.27. di atas diambil berdasarkan tingkat kelinearan yang paling tinggi, dengan ditandai oleh nilai R² yang mendekati 1. Hal ini bertujuan untuk mendapatkan nilai laju korosi yang dapat mewakili seluruh jalur pipa. Sehingga dapat diambil sebagai kebijakan yang memiliki tingkat akurasi yang baik.

Dari nilai regresi terbesar senilai 0,9964 maka secara signifikan laju korosi pada jalur pipa produksi minyak dan gas tersebut secara spesifik pada pipa diameter 24 inchi pada lokasi C posisi jam 21 dengan percepatan korosi 0,0213 dan konstantanya 1.2911 karena seluruh persamaan regresi dari seluruh posisi dan lokasi memiliki kecenderungan nilai yang sama sehingga model laju korosi yang diakibatkan tegangan geser akan membentuk persamaan :

$$C_r = 0.0213 \cdot \tau_w^{1.2911} \dots\dots\dots (4.3)$$

Maka dari perhitungan nilai laju korosi tersebut dibentuklah suatu model persamaan

$$C_r = a \cdot \tau_w^b \dots\dots\dots (4.4)$$

sehingga didapat nilai a yaitu percepatan laju korosi sebesar 0.0123 untuk pipa 4 inchi dan 0.0213 untuk pipa 24 inchi, kemudian didapat pula nilai b yaitu konstanta sebesar 1.2945 untuk pipa 4 inchi dan 1.2911 untuk pipa 24 inchi sesuai yang disajikan pada tabel 4.27.

Nilai a yang didapat merupakan suatu *slope* yang besarnya dipengaruhi oleh percepatan korosi erosi, faktor laju aliran fluida yang mengandung H_2S , CO_2 , O_2 , H_2O (kondensat), kekuatan ion pH (derajat keasaman), adanya ion Fe^{++} , dan HCO_3 untuk fluida gas. Sedangkan untuk minyak dipengaruhi oleh kerapatan fluida karena adanya pasir, mikroba, lekukan pipa, dan lain-lain.

Sedangkan nilai b yang merupakan suatu konstanta, besarnya dipengaruhi oleh beberapa faktor yaitu kerusakan yang ditimbulkan oleh pihak ketiga dilingkungan pipa berada, cacat laminasi dimana cacat ini adalah bawaan yang terjadi saat difabrikasi pengerolan pembuatan pipa di pabrik pembuat, cacat yang ditimbulkan oleh pergerakan tanah (longsor), cacat material, lebih terperinci dapat dilihat pada tabel 4.28 berikut ini.

Tabel 4.28. Tingkat kegagalan dan mekanisme kegagalan

Mekanisme Kegagalan (<i>Failure Mechanism</i>)	Mekanisme Kejadian	Kecenderungan Tingkat Kegagalan
Korosi Erosi	Bergantung Waktu	Meningkat
Retak	Bergantung Waktu	Meningkat
Rusak Akibat Pihak Ke-3	Random	Konstan
Laminasi	Random	Konstan
Longsor	Random	Konstan
Degradasi Material	Bergantung Waktu	Meningkat
Cacat Material	Random	Konstan

Dari tabel 4.28. tersebut di atas menunjukkan bahwa tingkat kegagalan dan mekanisme kegagalan yang bergantung waktu salah satunya adalah karena korosi erosi yang cenderung meningkat. Hal ini menjadikan faktor variabel laju korosi dari aspek τ_w (tegangan geser), produk korosi, dll. Sedangkan yang membentuk konstanta (b) adalah beberapa faktor yaitu karena pengaruh rusak akibat pihak ke-tiga, laminasi, pergeseran tanah longsor, dan cacat material.

Dari nilai a dan b yang didapatkan berdasarkan eksperimen di lapangan maupun hasil simulasi dilaboratorium terhadap sampel pipa yang memiliki tingkat kekritisannya tinggi yaitu jalur pipa gas diameter 24 inchi material API 5L grade B dengan nomor jalur 02-0001-24"-A1 dan jalur pipa minyak diameter 4 inchi material A 106 Grade B dengan nomor jalur 02-0023-4"-F, maka dapat dibuat suatu pemodelan mengenai besar nilai a dan b serta faktor-faktor apa saja yang dapat secara khusus diklasifikasi sebagai penyebab yang dapat mempengaruhi besar nilai a dan b.

Dari formulasi tingkat kekritisannya di atas belum terpengaruh oleh faktor COF, dimana COF dipengaruhi oleh faktor tingkat keyakinan terhadap kondisi sistem pemipaan di area produksi minyak dan gas. Faktor tingkat keyakinan tertinggi adalah yang memiliki ranking COF tinggi (tingkatan 1) memiliki faktor keyakinan 0.5. Berarti sistem pemipaan tersebut memiliki tingkat keamanan tingkat 2 (dua), hal ini menjadikan tingkat toleransi yang diijinkan (*tolerable level*) seperti yang terlihat pada Gambar 4.37.(a) dan 4.37.(b).

Dengan faktor signifikan tinggi (mendekati angka 1) dan faktor keamanan 2 berarti toleransi maksimum inspeksi yang diijinkan tersebut memiliki nilai

setengah dari sisa umur ($\frac{1}{2}$ RL), maka nilai COF-nya akan bervariasi sesuai dengan signifikansinya. Bagi yang memiliki signifikansi atau tingkat keyakinannya 3 (tiga) atau sangat yakin sekali (sepaimana yang diuraikan dalam bab 3 mengenai prosedur tingkat keyakinan/*grade of inspection*), faktor perkaliannya 0,5, berarti memiliki tingkat inspeksi yang kritis (paling lambat yang wajib dilakukan), seperti pada umumnya *design life* sistem pemipaan 20 tahun, perencanaan inspeksinya dilakukan paling lambat 10 tahun. Perencanaan inspeksi dan strategi pemeliharaan terhadap sistem pemipaan tersebut harus dilengkapi dengan dokumen data-data ketebalan hasil-hasil inspeksi sebelumnya minimum selama 3 tahun berturut-turut dan datanya dinyatakan akurat. Dan dari data-data tersebut tidak terdapat cacat-cacat sama sekali (mulus). Grade inspeksi 2 (dua) nilai faktornya adalah 0,4 artinya tingkat keamanannya adalah 1,6 untuk sistem pemipaan produksi migas tersebut yang berarti memiliki dokumen-dokumen yang didukung oleh data-data yang lebih lengkap dan akurasinya baik tetapi masih ada cacat yang dinyatakan diterima oleh sebuah standar kriteria layak operasi. Grade 1 dokumennya hanya didukung oleh satu kali pengukuran ketebalan atau pengujian lainnya dan memiliki faktor 0,3 sehingga faktor tingkat keamanannya adalah 1,2. Grade 0 adalah yang tidak memiliki tingkat keyakinan sama sekali faktornya adalah 0,1 sehingga memiliki tingkat keamanan 0,4. Maka fungsi dari tingkat kekritisitas terhadap fungsi probabilitas dan fungsi konsekuensi yang memiliki tingkat keyakinan yang signifikan yaitu COF-nya adalah 0,5 diformulasikan sebagai berikut :

$$\text{Risk}_{\text{crit}} = 0,5 \times \text{POF} \dots\dots\dots (4.5)$$

Kemudian POF tersebut yang berasal dari laju erosi karena tegangan geser (τ_w) yang berhubungan dengan sisa umur pakai (RL) diformulasikan sebagai berikut :

$$RL = \frac{walloss}{lajukorosi} = \frac{t_a - t_r}{Cr} \dots\dots\dots (4.6)$$

Sesuai dengan *flow chart* pemodelan bab 3 Gambar 3.4. mengenai aturan pemodelan korosi eksternal dimana korosi eksternal POF=1 berasal dari aturan sisa umur pakai sebesar ≤ 4 tahun, dan peringkat POF-nya 2 artinya korosi eksternal yang memiliki sisa umur pakai $4 < RL < 8$ tahun serta POF= 3 adalah yang memiliki sisa umur pakainya lebih dari 8 tahun. Maka formulasinya menjadi:

$$POF_{crit} = \frac{la_{crit} - tr}{Cr_{crit}} = RL_{crit} \dots\dots\dots (4.7)$$

Pada sisa umur pakai yang kritis (RL_{crit}) adalah 4 tahun maka POF_{crit} adalah rangking 1 dan COF_{crit} adalah 0,5 maka $Risk_{crit} = 0,5 \times RL_{crit} = 2$ tahun, artinya perencanaan inspeksi dan strategi pemeliharaan yang harus dilakukan secara periodik selama setiap 2 tahun.

Dari persamaan-persamaan tersebut diatas dapat disimpulkan bahwa tingkat kekritisan yang dipengaruhi oleh tingkat probabilitas yang kritis (POF_{crit}) dikarenakan sisa umur pakainya yang kritis (RL_{crit}), maka sistem pemipaan tersebut adalah sangat korosif dan tingkat erosinya tinggi yang lebih banyak dikarenakan oleh adanya tegangan geser (τ_w). Dimana dengan ketebalan aktual yang sangat kritis (ta_{crit}), maka berdasarkan persamaan-persamaan POF diatas dan COF yang kritis dengan nilai faktornya adalah 0.5 persamaan tingkat

kekritisian sistem pemipaan produksi minyak dan gas diformulasikan sebagai berikut :

$$\text{Crit} = 0.5 \left(\frac{ta_{crit} - tr}{a\tau_w^h} \right) \dots\dots\dots (4.8)$$

Model ini diaplikasikan guna menentukan tingkat kekritisian sistem pemipaan dengan batas toleransi resiko yang diijinkan berdasarkan batasan nilai umur desain 20 tahun. Pengurangan ketebalan kritis (*wall loss*) akibat terjadinya laju korosi yang terus menerus pada sistem pemipaan produksi minyak dan gas, berdampak pada tingkat kekritisian dari sistem pemipaan tersebut. Hal ini sangat mempengaruhi terhadap perencanaan inspeksi dan strategi pemeliharaan karena dampak dan kemungkinan kegagalan dapat diidentifikasi dengan semi empiris yang digunakan oleh pengguna, dalam mengkaji laju korosi erosi yang diakibatkan oleh faktor mekanis yang secara spesifik pada sistem pemipaan di area proses produksi minyak dan gas.

BAB - V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Dari hasil penelitian dan analisis data-data hasil percobaan yang telah di lakukan di lapangan dan laboratorium terhadap sistem pemipaan pada area produksi minyak dan gas di beberapa lokasi disimpulkan sebagai berikut:

1. Karakteristik kandungan fluida minyak mentah (*crude oil*) dan gas sistem pemipaan pada area proses produksi minyak dan gas memungkinkan terjadinya peluang penipisan akibat erosi dan korosi internal.
2. Persamaan kecepatan erosi berdasarkan standar dari *American Petroleum Institute (API) RP 14E* adalah amat konservatif untuk kondisi-kondisi produksi yang bebas pasir, dan sistem pemipaan yang berlokasi di *onshore* (daratan).
3. Solusi dalam pemilihan material baja karbon memang bukan solusi yang paling aman dalam tingkat kekritisian, sebagaimana hasil pengujian polarisasi terhadap produk korosi dari berbagai jenis material yang diuji ternyata memang baja *carbon* memiliki nilai laju korosi yang paling tinggi dibandingkan dengan material lainnya.

4. Pemodelan erosi dan korosi pada persamaan yang digunakan dalam desain atas erosi yang bebas pasir dan yang menghasilkan pasir, yang terlebih dahulu dilakukan uji laboratorium disimpulkan dengan formula dasar $a\tau_w^b$.

5. Persamaan dasar untuk menghitung efek tegangan geser dinding (*wall shear stress*) pada *flow-accelerated corrosion* sistem pemipaan dengan material baja *Carbon* adalah sebagai berikut:

$$C_{crit} = 0.0213 \cdot \tau_w^{1.2911}$$

6. C_{crit} adalah laju korosi yang paling kritis pada sistem pemipaan baja *Carbon* dalam mm/tahun dan τ_w adalah tegangan geser dinding yang dihitung berdasarkan pengaruh aliran fluida kecepatan fluida, tekanan operasi, jenis material dan tingkat kekasaran permukaan, tingkat kerapatan fluida dan jenis kandungan fluida, serta suhu dan faktor desain dari pipa tersebut. Untuk lingkungan yang diuji, koefisien a adalah 0,0213.

7. Nilai a tersebut juga merupakan fungsi dari lingkungan dan larutan kimia tertentu, seperti tekanan parsial CO_2 , kekuatan ion, pH, ion Fe^{++} , senyawa HCO_3 , dan lapisan korosi yang terbentuk dan memerlukan definisi. Parameter fluida di dasar, seperti berat jenis fluida, kekentalan, dan kekasaran permukaan, termasuk dalam perhitungan τ_w .

8. Faktor konstanta b yang bernilai berkisar 1.2911 tersebut berasal dari konstanta karena pengaruh material, misalnya cacat laminasi karena pengaruh pabrikasi yang dinilai ukuran cacatnya diterima atau sesuai dengan kriteria dalam standar sistem pemipaan saat dipabrikasi, juga akibat dari terjadinya kerusakan pipa akibat pihak ke tiga dalam hal ini pihak lain yang tidak terkait dengan kondisi jalur pipa, juga diakibatkan pergerakan tanah (longsor), serta cacat material lain.
9. Mekanisme kegagalan dari sistem pemipaan tersebut dengan mekanisme terbentuknya kerusakan dengan adanya nilai a tersebut diatas maka kecenderungan tingkat kegagalannya adalah meningkat, dan kecenderungan konstanta cenderung konstan.
10. Tingkat kekritisian yang di pengaruhi tingkat probality yang kritis (POF_{crit}) dengan sisa umur pakainya yang kritis (RL_{crit}) dimana sistem pemipaan yang sangat korosif dan tingkat erosinya tinggi terutama karena tegangan geser (τ_w), sehingga memiliki ketebalan aktual yang sangat kritis ($t_{a,crit}$) maka tingkat kekritisian system pemipaan produksi minyak dan gas diformulasikan dengan sebagai berikut:

$$Crit = 0.5 \left(\frac{t_{a,crit} - t_r}{a \tau_w^b} \right)$$

5.2. Saran-Saran

Dari kesimpulan tersebut diatas maka disarankan untuk dilakukan penelitian yang lebih komprehensif dan terintegrasi yang mengarah kepada *Reliability* (kehandalan), *Availability* (keberadaan), serta *Profitability*, terhadap sistem pemipaan pada produksi minyak dan gas yang dikenal dengan metoda AIM (*Asset Integrity Management*) dan PIM (*Pipeline Integrity Management*), dimana didalamnya terdapat kajian yang komprehensif terhadap seluruh peralatan yang terkait terhadap proses produksi minyak dan gas. Usaha-usaha yang dapat dilakukan agar menahan laju erosi pada produksi minyak dan gas diantaranya adalah:

1. Dengan memperbesar radius *elbow*, pada daerah-daerah yang dinyatakan kritis.
2. Mengurangi kecepatan fluida, dan mengkaji lebih mendalam sebelum dilakukan pengurangan kecepatan tersebut.
3. Menambahkan inhibitor dan mengkaji lebih mendalam dalam terhadap fluidanya.
4. Melakukan monitoring terus menerus secara periodik dengan uji NDT.
5. Segera melakukan pemasangan pipa sisipan (*casing*) pada pipa yang mengalami penipisan yang signifikan, dan mengkaji lebih mendalam bila memungkinkan melakukan pelapisan yang aman dan efisien dengan non logam.

6. Dan bahan pipa yang terdapat cacat laminasi segera dilakukan analisis kegagalan untuk menghindari timbulnya cacat baru (*crack*) akibat adanya beban eksternal. Karena laminasi merupakan cacat bawaan dari produsen maka untuk menghindari cacat tersebut sampai ke lapangan perlu diadakan pemeriksaan yang lebih ketat dengan melakukan uji NDT secara penuh pada saat di fabrikasi.



DAFTAR ACUAN

1. ASM Handbook, **Formerly Ninth Edition, Metals Handbook, Volume 13 Corrosion**, USA, Sixth Printing, April 1998.
2. Norsok Standard, **Material Selection**, Norwegian Technology Center Norway, Nov 2002.
3. Baboian, R., **Corrosion Tests And Standards: Application and Interpretation, 2nd Edition**, ASTM Stock Number, West Conshohocken USA , January 2005.
4. ASME B31.4-, **“Code for Pressure Piping, Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids”**, USA, 2002.
5. Subramanya, K. , **1000 Solved Problems In Fluid Mechanics (Includes Hydraulic Mechanics)**, Tata McGraw-Hill, New Delhi, 2005.
6. Som, S.K., Biswas, G., **Introduction to Fluid Mechanics and Fluid Machines, Second Edition**, Tata McGraw-Hill, New Delhi, 2004.
7. Nordsveen, M., Nesic, S., Nyborg, R., and Stangeland, A., **A mechanistic model for carbon dioxide corrosion of mild steel in the presen of protective iron carbonate films – part 1 : Theory and verification**, journal of corrosion vol.59 No.5, May 2003.
8. Nordsveen, M., Nesic, S., Nyborg, R., and Stangeland, A., **A mechanistic model for carbon dioxide corrosion of mild steel in the present of protective iron carbonate films – part 2 : a numerical experiment**, journal of corrosion vol.59 No.6, Nov. 2003.
9. API Recommended Practice 14E, **“Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platforms Piping System”**, Fifth Edition, Washington DC, Oct, 1998.
10. Peabody, A.W., **Control of Pipeline Corrosion**, NACE, USA 1995.
11. Johnsen, R., **Corrosion of Carbon Steel In Hydrocarbon Environments**, Inst. Of Engineering Design and Materials, Trondheim, June 2004.
12. Masduky S.,Y., Wahyuadi S., J., **Corrosion Rate In Correlation With Material Selection And Criticality Ranking Of The Piping System In The Oil And Gas Plant**, Paper Work Of The International NDT and Corrosion Conference Petromin Kuala Lumpur, October 2005.

13. **ASME B31 G, Code For Pressure Piping Manual For Determining The Remaining Strength of Corroded Pipelines**, New York, USA, 2002.
14. **David, C., and Mike, A., Data systems and optimal material selection a structured approach to information engineering allows diverse resources to be exploited fully**, journal advanced materials and processes, June. 2003.
15. **Masduky S., Y., Analisis umur sistem pemipaan produksi minyak dan gas dengan metode RBI**, edisi pertama, UI Press, Jakarta 2003.
16. **Salama and Venkatesh, "Evaluation of API RP 14E Erosional Velocity Limitations for Offshore Gas Wells"**, Journal Offshore Technology Conference ke-15, Houston, Texas, May-1983.
17. **Masduki S., Y., Risk Analisis dan Pencegahannya Terhadap Bahaya Yang Timbul Pada Bejana Tekan dan Pemipaan Di Sektor Industri**, Jurnal Ilmiah Universitas Krisnadwipayana, Kalpika Volume 1, Nomor 3, Maret 2005.
18. **Philip, P., Choosing a neutralizing amine corrosion inhibitor a review of physical and chemical properties of commonly used amine-based corrosion inhibitor**, Journal Petroleum Technology Autumn, 2004.
19. **Johnsen, R., Corrosion of Carbon Steel In Hydrocarbon Environments**, Inst. Of Engineering Design and Materials, Trondheim, June 2004.
20. **Eckert, R.B., Cookingham, B., Bensman, L., Optimizing Internal Corrosion Monitoring And Response Through Integration Of Direct And Indirect Data**, Paper No.06307, 61st Annual Conference & Exposition, Corrosion Nacexpo 2006.
21. **Masduki S., Y., Wahyuadi S., J., and Manaf, A., Corrosion Rate Analysis of The Criticality Piping System In The Gas Production Plant And Economically Based On Corrosion Rate Model**, Proceeding of 2nd NDT & Corrosion Management Asia International Conference, Singapore, 8 December, 2006.
22. **Masduki S., Y., Wahyuadi S., J., and Manaf, A., Quantitative Risk Analysis Of The Piping System In The Oil And Gas Production Plant In Increasing Safety, Reliability And Economically Based On Corrosion Rate Model**, Proceeding of IMTCE International Conference, Kuala Lumpur, 2006.

23. Kremmer, L.N., **Crude Oil And Quality Variations And Assessment Of The Impact Of Crude On Operational And Product Quality With Affects Production**, Journal Petroleum Technology Autumn, 2004.
24. Arturo, G., **Maximizing Plant Availability With A Growing Demand In The Petrochemical Industry For Extended Plant Availability**, Journal Petroleum Technology Autumn, 2004.
25. Effird, K.D, Wright, E.J, Boros, and Halley, T.G, **Correlation of steel corrosion in pipe flow with jet impingement and rotating cylinder test**, journal NACE International of corrosion, Des. 2001.
26. Masduky S., Y., **"T-Rex – An Alternative Approach To Risk Based Inspection And Maintenance"**, Makalah Seminar International Refinery Technical Conference, ARTC Reliability, Kuala Lumpur, 2001.
27. Masduky S., Y., **Aplikasi Atas Inspeksi Berdasarkan Resiko (RBI) Terhadap Suatu Plant**, Makalah Seminar Temu Ilmiah DIRJEN MIGAS, Bandung, Oktober 2002.
28. Krstin, L., Hewson, R., and Stanier, D., **Managing integrity risks of aged assets (A practical approach to asset integrity management is provided along with an insight into a suitable methodology of how this can best be achieved. This includes all essential aspects of operations)**, Petroleum Technology Quarterly (PTQ) Journal, Q2 (Apr, May, Jun), UK, 2008.
29. API Recommended Practice 580, **"Risk Based Inspection"**, First Edition, American Petroleum Institute, Washington DC, May 2002.
30. T-OCA 2.3 , **"Technical Manual: Calculated of Consequences And Probability of Failure"**, Version 2.3., March 2005.
31. ASME B31.8S-, **Managing System Integrity of Gas Pipelines**, The American Society of Mechanical Engineers, New York, 2004.
32. T-OCA 2.3, **RBI User Manual Operational Handbook**, Version 2.3, January 2005.
33. Anthony, G., Roger, B., Kesh, K., **Oil and gas drilling materials**, Journal Advanced Materials and Processes, June. 2003.
34. Munikoti, V., Brekow, G., Tessaro, U., and Erhard, A., **Ultrasonic testing for transverse discontinuities in dissimilar welds: theoretical and experimental results**, Journal Material Evaluation, Nov.2004.

35. Lukasiwicz, S.A., Sun, C., Czyz, J.A., And Adeeb, S., **Calculation of Strains In Dents Based On High Resolution In-Line Caliper Survey**, Proceedings of IPC2006 6th International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, September 25-29, 2006.
36. API 570-Piping Inspection Code, **"Inspection, Repair, Alteration, And Rerating of In-Service, Piping System"**, Second Edition, API Publishing Service, Washington DC, 2002.
37. Muhlbauer, W. Kent, **Pipeline Risk Management Manual, Ideas, Technique, and Resources, Third Edition**, USA, 2004.
38. An American National Standard, **"National Board Inspection Code"**, Nineteenth Edition, The National Board of Boiler and Pressure Vessel Inspectors, Ohio, USA, 2001 Edition.
39. Weatherill, T.K., **Comprehensive Piping Inspection Program Establishment**, The 6th Asian-Pacific Corrosion Control Conference, Singapore, 18-22 September, 1989.
40. Annual Book of ASTM Standard, Vol. 01.01 Section 1, **"Steel-Piping, Tubing, Fitting"**, USA, 1993 Edition.
41. ASME B31.3-, **"Code for Pressure Piping, Process Piping"**, USA, 2002 Edition.
42. ASME B31.8-, **"Code for Process Piping, Gas, Transmission and Distribution Piping Systems"**, USA, 2002 Edition.




```

37 FOUND FLASH_PT THAT IS LOWER: -202
38 LOOPING: MORE DATA FOUND IN CHEMICAL PROPERTIES. Substance FOUND = /METHANE/
39 FOUND AUTO_IG THAT IS LOWER: 649
40 LOOPING: MORE DATA FOUND IN CHEMICAL PROPERTIES. Substance FOUND = /PROPANE/
41 FOUND GAS_SG THAT IS GREATER: 1.52
42 Toxic = N Flamm = Y Inert = N A_dgc = 2.1 adg_rank = 2
43 Boil_pt = -258 Flash_pt = -368 Auto_ig = 649 Lig_sg = 0.58 Gas_sg = 1.52
44 Fluid Hazard = 1 If Toxic = Y: **NOT TRUE**
45 Fluid Hazard = 3 If Flamm <> Y and inert = Y AND optemp [85] is <= 140 **NOT TRUE**
46 Fluid Hazard = 2 If Flamm <> Y and inert = Y AND optemp [85] is > 140 **NOT TRUE**
47 Fluid Hazard = 1 If Flamm = Y and Phase contains 'L' AND optemp [85] is > -258 boil_pt **NOT TRUE**
48 Fluid Hazard = 1 If Flamm = Y and optemp [85] is > 649 auto_ig **NOT TRUE**
49 Fluid Hazard = 2 If Flamm = Y **True**
50 *****
51 >>>>> CALCULATE INVENTORY <<<<<<<<
52 Since psys_vol was 0: Setting psys_vol to 353.1
53 PSYS_VOL / 35.31 because tyvolume = cu.ft.
54 calculate: PSYS_VOL * gas_sg * 0.0013 * (OPPRESB + 1)
55 Phase = 'V' oppresb = 6.17241379310345 inv weight = 0.141726896551724
56 psys_vol = 10 Inert = N inv weight = 0.141726896551724 LOCATION = 2 SET the inventory = 2
57 *****
58 >>>>> CALCULATE PRESSURE <<<<<<<<
59 Oppres = 75 lo_pres = 100 oppres < lo_pres so SET the pressure = 3 psig
60 *****
61 >>>>> CALCULATE POLLUTION <<<<<<<<
62 Inert = N SET the pollution = 2
63 *****
64 >>>>> CALCULATE POPULATION <<<<<<<<
65 Inert = N inv weight = 0.141726896551724 cimah = 50 SET the population = 2
66
67 ===== PROBABILITY GENERATE =====
68
69 ++++++++ SET THE Probability RULES ++++++++
70 oppres = 75 oppresb = 6.17241379310345 presbar = 5.17241379310345
71 Optemp = 85 Oppres = 75 Velocity = 66.29
72 select * from [Materials Properties] where matspec = 'ASTM A53-GRB'
73 *** FOUND mat_class = CST lo_temp = -20 hi_temp = 801 creep_temp = 752
74 select * from [aafuidx] where unit_code = 'ECOM' and contents = 'FEED GAS'
75 And stream variable is found anywhere in the system 505-001
76 The real fluid matched on Stream = 505
77 The real fluid is:
78 /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/
79 WATER = 0
80 select * from [AACHEMS]

```

```

81 And substance variable is found anywhere in the real_fluid:
82 /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/
83 NO DATA FOUND IN AACHEMS. LOOK in CHEMICAL PROPERTIES.
84 select * from [Chemical Properties]
85 And substance variable is found anywhere in the real_fluid:
86 /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/
87 DATA FOUND IN CHEMICAL PROPERTIES: SUBSTANCE = /BUTANE/
88 LOOPING: MORE DATA FOUND IN CHEMICAL PROPERTIES. Substance FOUND = /ETHANE/
89 FOUND FLASH_PT THAT IS LOWER: -202
90 LOOPING: MORE DATA FOUND IN CHEMICAL PROPERTIES. Substance FOUND = /METHANE/
91 FOUND AUTO_IG THAT IS LOWER: 649
92 LOOPING: MORE DATA FOUND IN CHEMICAL PROPERTIES. Substance FOUND = /PROPANE/
93 FOUND GAS_SG THAT IS GREATER: 1.52
94 Toxic = N Flamm = Y Inert = N A_dgc = 2.1
95 Boil_pt = -258 Flash_pt = -368 Auto_ig = 649 Lig_sg = 0.58 Gas_sg = 1.52
96 ##### CALCULATE INTERNAL CORROSION FOR OIL & GAS #####
97 select * from [aapltcox] where unit_code = 'ECOM' and contents = 'FEED GAS'
98 and material = 'CARBON STEEL' and max_temp > 85
99 --NOT FOUND SO TRY WITH UNIT_CODE BLANK
100 NO DATA FOUND IN AAPLTCOX.
101 select * from [Dry Corrosion Data] where mat_class = 'CST' and tempf >= 85
102 LOOPING: MORE DATA FOUND IN DRY CORR. Substance = /BUTANE/ COR_RATE = 2
103 RE-SETTING THE INC_RATE = 2
104 LOOPING: MORE DATA FOUND IN DRY CORR. Substance = /ETHANE/ COR_RATE = 2
105 LOOPING: MORE DATA FOUND IN DRY CORR. Substance = /METHANE/ COR_RATE = 2
106 LOOPING: MORE DATA FOUND IN DRY CORR. Substance = /PROPANE/ COR_RATE = 2
107 Rem_life = -11.5 ((1000 * hmaxloss) / hinc_rate) - (HYEARNOW - HYEARBUILT)
108 LO_LIFE = 8 HI_LIFE = 4
109 IN_CORR = 2 REM_LIFE < LO_LIFE
110 IN_CORR = 1 REM_LIFE < HI_LIFE
111 #COMPLETE# FINAL VALUE IN_CORR = 1
112 ##### CALCULATE INTERNAL SCC #####
113 Look in SCC Data with increased optemp. by 36
114 select * from [SCC Data] where mat_class = 'CST' and tempf < 121 order by tempf desc
115 Data Found with Substance = /DIGLYCOLAMINE/ and temp = 0
116 Check if Substance found is contained in Real_fluid = /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/
117 Not contained in Real_fluid. Check more records from SCC Data table
118 No more records from SCC Data table
119 select * from [SCC Data] where mat_class = 'CST' and tempf < 85 order by tempf desc
120 Data Found with Substance = /DIGLYCOLAMINE/ and temp = 0
121 Check if Substance found is contained in Real_fluid = /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/
122 Not contained in Real_fluid. Check more records from SCC Data table
123 No more records from SCC Data table
124 In_scc = 0 No data found for fluids /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/

```

```

125 ##### CALCULATE EXTERNAL CORROSION #####
126 Lookup inscode = select * from [LkuInscore] where inscode = '-'
127 -FOUND but cuimodel field is null in LkuInscore so set CUImodel = 'N'
128 CUImodel = 'N' so call aaexcorx for rate
129 select * from [aaexcorx] where tempf < 85 order by tempf desc;
130 -FOUND IN AAEXCORX EXC_RATE = 4
131 Lookup Extend life = select * from [aapaintx] where unit_code = 'ECOM'
132 -NO Extension found
133 Rem_life = ((1000 * maxloss) / exc_rate) - (YEARNOW - YEARBUILT) + extend
134 YEARBUILT = 1973 MAXLOSS = 0.047 YEARNOW = 2008
135 Rem_life = -23.25
136 LO_LIFE = 8 HI_LIFE = 4
137 ex_CORR = 2 REM_LIFE < LO_LIFE
138 ex_CORR = 1 REM_LIFE < HI_LIFE
139 #COMPLETE# FINAL VALUE EX_CORR = 1
140 ##### CALCULATE EXTERNAL SCC #####
141 Lookup inscode = select * from [LkuInscore] where inscode = '-'
142 -FOUND but cuimodel field is null in LkuInscore so set CUImodel = 'N'
143 If (Mat_class = 'A20' Or Mat_class = 'A30' or 'A31' or 'S20') AND hcuimodel = 'Y' ** Not True** Ex_scc =
144 #COMPLETE# FINAL VALUE EX_SCC = 3
145 ##### CALCULATE EROSION FOR OIL & GAS #####
146 PHASE = 'V' AND VL_RATIO = 0 SO SET TVL_RATIO TO 1000000
147 ((12409*hliq_sg*(hoppres + 14.5))+2.7*(Tvl_ratio*hgas_sg*(hoppres+14.5)))
148 / ((198.7*(hoppres+14.5))+(Tvl_ratio*(HOPTMP+459)))
149 After running above big equation: API_ERV = 121.59
150 MAT_CLASS IS 'CST' HSALAMA = 364.77
151 FLOWUNIT = MMSCF/DAY THE PHASE = V
152 TOTAL FLOW WAS CALCULATED TO = 5.56646400346891
153 select * from [B36_10 Diameters] where sizei = 24
154 Found: using METRIC ASIZEM = 610
155 CALCULATED WALL = 7.9248 RADIUS = 0.2970752 VELOCITY = 66.2873870972133
156 VELOCITY < APE_ERV SET EROSION = 3
157 #COMPLETE# FINAL VALUE EROSION = 3
158 ##### CALCULATE FATIGUE FOR PIPING #####
159 Diameter thickness calc: ratio = 76.9230769230769 set the value to = HIGH
160 CHECKED: velocity = 66.2873870972133 phase = V set flow energy = MEDIUM
161 FLOWEN = 'MEDIUM' And DTNAME = 'HIGH' Set FATIGUE = 1
162 #COMPLETE# FINAL VALUE FATIGUE = 1
163 ##### CALCULATE THERMAL FATIGUE #####
164 Fatigue = 1 no need to calculate Thermal Fatigue
165 #COMPLETE# FINAL VALUE FATIGUE = 1
166 ##### CALCULATE WET H2S #####
167 HEATREAT = -
168 H2S = 0 ppm, pp H2S = 0 psia

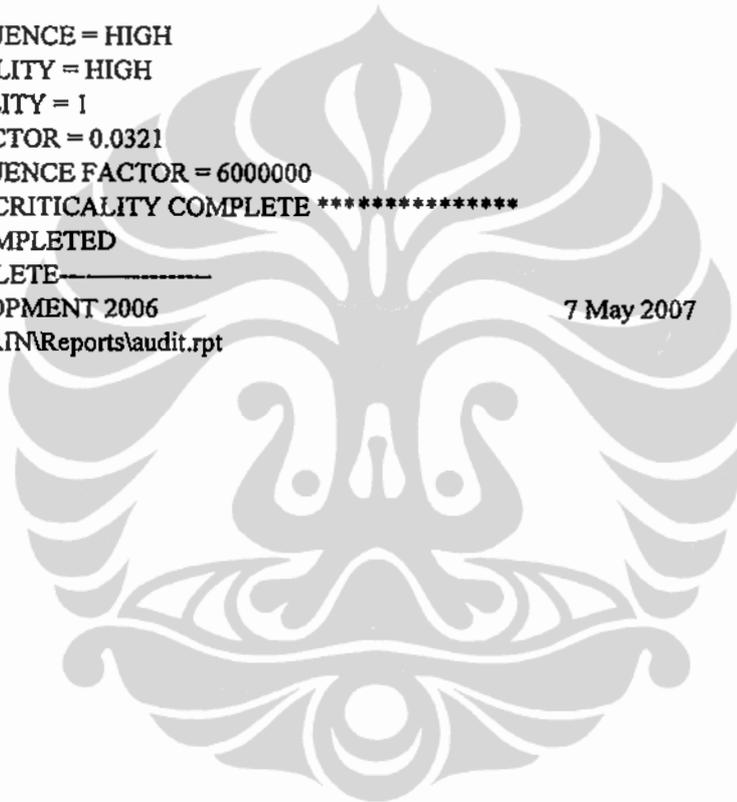
```

```
169 If pp H2S < 0.05 psia **True** wet_h2 = 3
170 #COMPLETE# FINAL VALUE WET_H2 = 3
171
172 ===== CRITICALITY GENERATE =====
173 One of these (Standby, location, financial) are not 0: average all consequences.
174 Add consequences factors except financial, Total = 14
175 The Average Consequence = MEDIUM
176 Financial = 1 so set the consequences to HIGH
177 At least 1 probability > 0 so set temp = 4 to start
178 In_corr less then temp so set temp to it's value 1
179 ***** CRITICALITY COMPLETE *****
180 ***** temp = 1
181 ***** tempc = 1
182 ***** CONSEQUENCE = HIGH
183 ***** PROBABILITY = HIGH
184 ***** CRITICALITY = 1
185 ***** PROB FACTOR = 0.0321
186 ***** CONSEQUENCE FACTOR = 6000000
187 ***** CRITICALITY COMPLETE *****
188 PROCESSING COMPLETED
189 -----COMPLETE-----
```

© TR SYSTEMS DEVELOPMENT 2006

7 May 2007

c:\Program Files\TOCAMAIN\Reports\audit.rpt



T-OCA V 2.3

CRITGEN PROCESS AUDIT REPORT

```
1 -----Begin Calculations
2 The main db path is y:\All Database TOCA-mod\TOCA-PHASE-II\NEW of Echo T-OCA
  After PIR-2\T-OCA Data.mdb
3 The reference db path is c:\Program Files\TOCAMAIN\T-OCA References.mdb
4 THE CONSEQUENCES RULES FOLLOWED ARE UK.
5 PROBABILITIES RULES ARE OIL & GAS
6 Temperature type = F
7 Pressure type = P
8 Size type = I
9 Thickness type = I
10 Corrosion rate type = I
11 [[[[[[[[[[[[ PIR RECORD ]]]]]]]]]]]
12 [[[[[[ This Record will not be updated here. ]]]]]]
13 [[[[[[ It is verified. Must use ADMIN TOOL ]]]]]]
14 [[[[[[[[[[[[ PIR RECORD ]]]]]]]]]]]
15 *****
16 PROCESSING FOR USERTAG = 02-23-4"-F 1
17 ===== CONSEQUENCES GENERATE =====
18 System is 504-001 It has psys_vol = 0
19 *****
20 *****
21 >>>>> CALCULATE FLUID HAZARD <<<<<<<
22 oppres = 700 oppresb = 49.2758620689655 presbar = 48.2758620689655
23 select * from [aafluidx] where unit_code = 'ECOM' and contents = 'WET GAS 4'
24 And stream variable is found anywhere in the system 504-001
25 The real fluid matched on Stream = 504
26 The real fluid is:
27 /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/
28 select * from [AACHEMS]
29 And substance variable is found anywhere in the real_fluid:
30 /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/
31 NO DATA FOUND IN AACHEMS. LOOK in CHEMICAL PROPERTIES.
32 select * from [Chemical Properties]
33 And substance variable is found anywhere in the real_fluid:
34 /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/
35 DATA FOUND IN CHEMICAL PROPERTIES: SUBSTANCE = /BUTANE/
36 LOOPING: MORE DATA FOUND IN CHEMICAL PROPERTIES. Substance FOUND = /ETHANE/
```

```

37 FOUND FLASH_PT THAT IS LOWER: -202
38 LOOPING: MORE DATA FOUND IN CHEMICAL PROPERTIES. Substance FOUND = /METHANE/
39 FOUND AUTO_IG THAT IS LOWER: 649
40 LOOPING: MORE DATA FOUND IN CHEMICAL PROPERTIES. Substance FOUND = /PROPANE/
41 FOUND GAS_SG THAT IS GREATER: 1.52
42 Toxic = N Flamm = Y Inert = N A_dgc = 2.1 adg_rank = 2
43 Boil_pt = -258 Flash_pt = -368 Auto_ig = 649 Lig_sg = 0.58 Gas_sg = 1.52
44 Fluid Hazard = 1 If Toxic = Y: **NOT TRUE**
45 Fluid Hazard = 3 If Flamm <> Y and inert = Y AND optemp [90] is <= 140 **NOT TRUE**
46 Fluid Hazard = 2 If Flamm <> Y and inert = Y AND optemp [90] is > 140 **NOT TRUE**
47 Fluid Hazard = 1 If Flamm = Y and Phase contains 'L' AND optemp [90] is > -258 boil_pt
**NOT TRUE**
48 Fluid Hazard = 1 If Flamm = Y and optemp [90] is > 649 auto_ig **NOT TRUE**
49 Fluid Hazard = 2 If Flamm = Y **True**
50 *****
51 >>>>> CALCULATE INVENTORY <<<<<<<<
52 Since psys_vol was 0: Setting psys_vol to 353.1
53 PSYS_VOL / 35.31 because tyvolume = cu.ft.
54 calculate: PSYS_VOL * gas_sg * 0.0013 * (OPPRESB + 1)
55 Phase = 'V' oppresb = 49.2758620689655 inv weight = 0.993451034482759
56 psys_vol = 10 Inert = N inv weight = 0.993451034482759 LOCATION = 2 SET the inventory = 1
57 *****
58 >>>>> CALCULATE PRESSURE <<<<<<<<
59 Oppres = 700 hi_pres = 500 oppres > hi_pres so SET the pressure = 1 psig
60 *****
61 >>>>> CALCULATE POLLUTION <<<<<<<<
62 Inert = N SET the pollution = 2
63 *****
64 >>>>> CALCULATE POPULATION <<<<<<<<
65 Inert = N inv weight = 0.993451034482759 cimah = 50 SET the population = 2
66
67 ----- PROBABILITY GENERATE -----
68
69 ++++++ SET THE Probability RULES ++++++
70 oppres = 700 oppresb = 49.2758620689655 presbar = 48.2758620689655
71 Optemp = 90 Oppres = 700 Velocity = 0
72 select * from [Materials Properties] where matspec = 'ASTM A106-GRB'
73 *** FOUND mat_class = CST lo_temp = -20 hi_temp = 801 creep_temp = 752
74 select * from [aafluidx] where unit_code = 'ECOM' and contents = 'WET GAS 4'
75 And stream variable is found anywhere in the system 504-001
76 The real fluid matched on Stream = 504
77 The real fluid is:
78 /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/
79 WATER = 0.1

```

```

80 select * from [AACHEMS]
81   And substance variable is found anywhere in the real_fluid:
82   /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/
83 NO DATA FOUND IN AACHEMS. LOOK in CHEMICAL PROPERTIES.
84 select * from [Chemical Properties]
85   And substance variable is found anywhere in the real_fluid:
86   /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/
87 DATA FOUND IN CHEMICAL PROPERTIES: SUBSTANCE = /BUTANE/
88 LOOPING: MORE DATA FOUND IN CHEMICAL PROPERTIES. Substance FOUND = /ETHANE/
89 FOUND FLASH_PT THAT IS LOWER: -202
90 LOOPING: MORE DATA FOUND IN CHEMICAL PROPERTIES. Substance FOUND = /METHANE/
91 FOUND AUTO_IG THAT IS LOWER: 649
92 LOOPING: MORE DATA FOUND IN CHEMICAL PROPERTIES. Substance FOUND = /PROPANE/
93 FOUND GAS_SG THAT IS GREATER: 1.52
94 Toxic = N Flamm = Y Inert = N A_dgc = 2.1
95 Boil_pt = -258 Flash_pt = -368 Auto_ig = 649 Lig_sg = 0.58 Gas_sg = 1.52
96 ##### CALCULATE INTERNAL CORROSION FOR OIL & GAS #####
97 select * from [aapltcox] where unit_code = 'ECOM' and contents = 'WET GAS 4'
98   and material = 'CARBON STEEL' and max_temp > 90
99 -NOT FOUND SO TRY WITH UNIT_CODE BLANK
100 NO DATA FOUND IN AAPLTCOX.
101 ***Mat_class = CST and water = 0.1 and co2 = 14.37
102   tempc2 = 305.222222222222 and presbar = 48.2758620689655
103   Factor1 = 5.8 - (1710 / tempc2) + (0.67 * Log(0.01 * hco2 * (1 + hpresbar))) / 2.301
104 After running equation: factor1 = 0.767477895846471
105 Inc_rate IS 10 ^ FACTOR1: inc_rate = 5.85433938910003
106 Tyrate is inches so adjust by 39.37 : inc_rate = 230.485341748868
107 Rem_life = -36.0022329326769 ((1000 * hmaxloss) / hinc_rate) - (HYEARNOW - HYEARBUILT)
108 LO_LIFE = 8 HI_LIFE = 4
109 IN_CORR = 2 REM_LIFE < LO_LIFE
110 IN_CORR = 1 REM_LIFE < HI_LIFE
111 #COMPLETE# FINAL VALUE IN_CORR = 1
112 ##### CALCULATE INTERNAL SCC #####
113 Look in SCC Data with increased optemp. by 36
114 select * from [SCC Data] where mat_class = 'CST' and tempf < 126 order by tempf desc
115 Data Found with Substance = /DIGLYCOLAMINE/ and temp = 0
116 Check if Substance found is contained in Real_fluid = /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/
117 Not contained in Real_fluid. Check more records from SCC Data table
118 No more records from SCC Data table
119 select * from [SCC Data] where mat_class = 'CST' and tempf < 90 order by tempf desc
120 Data Found with Substance = /DIGLYCOLAMINE/ and temp = 0
121 Check if Substance found is contained in Real_fluid = /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/
122 Not contained in Real_fluid. Check more records from SCC Data table
123 No more records from SCC Data table

```

```

124 In_scc = 0 No data found for fluids /METHANE//ETHANE//PROPANE//BUTANE/
125 ##### CALCULATE EXTERNAL CORROSION #####
126 Lookup inscode = select * from [LkuInscore] where inscode = '.'
127 -FOUND but cuimodel field is null in LkuInscore so set CUImodel = 'N'
128 CUImodel = 'N' so call aaexcork for rate
129 select * from [aaexcork] where tempf < 90 order by tempf desc;
130 -FOUND IN AAEXCORX EXC_RATE = 4
131 Lookup Extend life = select * from [aapaintx] where unit_code = 'ECOM'
132 -NO Extension found
133 Rem_life = ((1000 * maxloss) / exc_rate) - (YEARNOW - YEARBUILT) + extend
134 YEARBUILT = 1973 MAXLOSS = -0.231 YEARNOW = 2008
135 Rem_life = -92.75
136 LO_LIFE = 8 HI_LIFE = 4
137 ex_CORR = 2 REM_LIFE < LO_LIFE
138 ex_CORR = 1 REM_LIFE < HI_LIFE
139 #COMPLETE# FINAL VALUE EX_CORR = 1
140 ##### CALCULATE EXTERNAL SCC #####
141 Lookup inscode = select * from [LkuInscore] where inscode = '.'
142 -FOUND but cuimodel field is null in LkuInscore so set CUImodel = 'N'
143 If (Mat_class = 'A20' Or Mat_class = 'A30' or 'A31' or 'S20') AND hcuimodel = 'Y' ** Not True**
Ex_scc = 3
144 #COMPLETE# FINAL VALUE EX_SCC = 3
145 ##### CALCULATE EROSION FOR OIL & GAS #####
146 PHASE = 'V' AND VL_RATIO = 0 SO SET TVL_RATIO TO 1000000
147 ((12409*hliq_sg*(hoppres + 14.5))+2.7*(Tvl_ratio*hgas_sg*(hoppres+14.5)))
148 / ((198.7*(hoppres+14.5))+(Tvl_ratio*(hOPTEMP+459)))
149 After running above big equation: API_ERV = 43.24
150 MAT_CLASS IS 'CST' HSALAMA = 129.72
151 FLOWRATE = 0 SO SET EROSION TO 0 AND EXIT SUB
152 ##### CALCULATE FATIGUE FOR PIPING #####
153 Diameter thickness calc: ratio = 7.53295668549906 set the value to = LOW
154 select * from [Fatigue] where unit_code = 'ECOM' and psys_no = '504-001'
155 -NOT FOUND SO TRY WITH USERTAG INSTEAD OF PSYS_NO
156 NO DATA FOUND IN FATIGUE.
157 #COMPLETE# FINAL VALUE FATIGUE = 0
158 ##### CALCULATE THERMAL FATIGUE #####
159 select * from [Cyclic Service] where unit_code = 'ECOM' and USER_tag = '02-23-4"-F 1'
160 -NOT FOUND SO TRY WITH PSYS_NO INSTEAD OF USER_TAG
161 select * from [Cyclic Service] where unit_code = 'ECOM' AND psys_no = '504-001'
162 NO DATA FOUND IN Cyclic Service.
163 #COMPLETE# FINAL VALUE FATIGUE = 0
164 ##### CALCULATE WET H2S #####
165 HEATREAT = -
166 H2S = 0 ppm, pp H2S = 0 psia

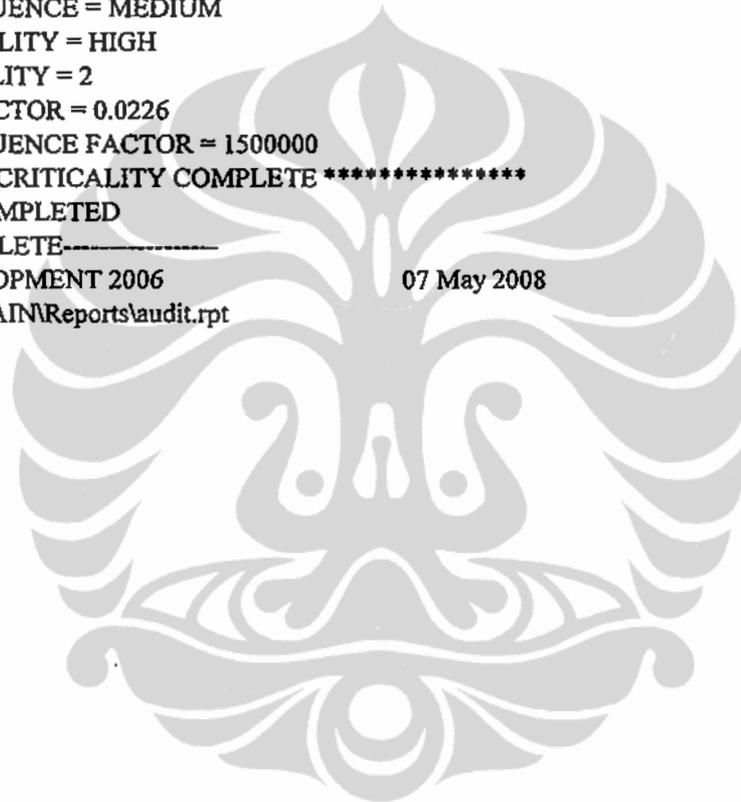
```

```
167 If pp H2S < 0.05 psia **True** wet_h2 = 3
168 #COMPLETE# FINAL VALUE WET_H2 = 3
169
170 ===== CRITICALITY GENERATE =====
171 One of these (Standby, location, financial) are not 0: average all consequences.
172 Add consequences factors except financial, Total = 12
173 The Average Consequence = MEDIUM
174 At least 1 probability > 0 so set tempp = 4 to start
175 In_corr less then tempp so set tempp to it's value 1
176 ***** CRITICALITY COMPLETE *****
177 ***** tempp = 1
178 ***** tempc = 2
179 ***** CONSEQUENCE = MEDIUM
180 ***** PROBABILITY = HIGH
181 ***** CRITICALITY = 2
182 ***** PROB FACTOR = 0.0226
183 ***** CONSEQUENCE FACTOR = 1500000
184 ***** CRITICALITY COMPLETE *****
185 PROCESSING COMPLETED
186 -----COMPLETE-----
```

© TR SYSTEMS DEVELOPMENT 2006

07 May 2008

c:\Program Files\TOCAMAIN\Reports\audit.rpt





LAMPIRAN B

Perhitungan MAWP, Laju Korosi, dan Sisa Umur Pakai Diameter 24 Inchi Pipa
Gas Material API 5L Grade B

Perhitungan MAWP, Laju Korosi, dan Sisa Umur Pakai Diameter 24 Inchi Pipa Gas Material API 5L Grade B

Berdasarkan data-data sistem pemipaan produksi gas, khususnya pipa gas dengan diameter 24 inchi kriteria API 5L grade B, maka data dihitung dengan formulasi sebagai berikut ini:

Line Number	: 02-0001-24"-A1
Kandungan Fluida	: GAS
Jenis Penggunaan Pipa	: PIPELINE
Tekanan Operasi	: 140 psig
Temperatur Operasi	: 85 °F / 29.4 °C
Tekanan Desain	: 738 psig
Diameter Nominal Pipa	: 24 inch
Diameter Luar Pipa (D)	: 24 inch
Tipe Konstruksi	: ERW
Faktor Disain (F)	: 0,72
Spesifikasi Material	: API Std 5L Grade B
Faktor Sambungan Longitudinal (E)	: 1
Ketebalan Nominal (t_n)	: 0,6710 inchi / (17.0434 mm)
Ketebalan Aktual Minimum (t_a)	: 0,4499 inchi / (11.4275 mm)
Kedalaman Pitting Lokal (d)	: 0 inch (tidak ada data pengukuran kedalaman lokasi pitting)
Pengurangan Ketebalan (Dari Nominal)	: 0,221 inchi

Ketebalan Sisa (t_a)	: 0,4499 inchi
Panjang Perluasan Korosi (L)	: 0 inch (tidak ada data pengukuran kedalaman lokasi pitting)
Faktor Suhu (T)	: 1

Maksimum tegangan yang diizinkan adalah 35000 psig (lihat pada Appendix D standard ASME B31.8 edisi tahun 2003 untuk material yang dalam keadaan operasional).

Untuk mendapatkan ketebalan desain (t_d), formulanya adalah sebagai berikut:

$$t_r = \frac{P \times D}{2 \times S \times E \times F \times T} = \frac{738 \times 24}{50400} = 0,351 \text{ inch.}$$

Dan perhitungan mengenai tekanan kerja maksimum yang diizinkan (MAWP) berdasarkan ketebalan nominal (t_n), sebagai berikut.

$$P = \frac{2 \times S \times t_n \times E \times F \times T}{D} = \frac{2 \times 35000 \times 0,671 \times 1 \times 0,72 \times 1}{24} = 1409,100 \text{ psig.}$$

Penentuan kedalaman korosi (d) yaitu $d \leq 10\%t$, maka material pipa masih dinyatakan layak operasi karena masih di bawah *Maximum Allowable Operating Pressure (MAOP)*. 4.013

$$A = \frac{0,893L}{(D \times t_n)^{0,5}} = \frac{0,893 \times 0,5}{(24 \times 0,671)^{0,5}} = 0,111$$

Perhitungan MAWP berdasarkan ketebalan aktual minimum adalah:

$$P = \frac{2 \times S \times t_a \times E \times F \times T}{D} = \frac{2 \times 35000 \times 0,4499 \times 1 \times 0,72 \times 1}{24} = 944,79 \text{ psig.}$$

Untuk $A \leq 4.0$ (menurut ASME 31.8) penentuan tekanan aman maksimum bagi luasan tertentu yang terkena korosi.

Perhitungan laju korosi (C_r) berdasarkan data ketebalan aktual adalah sebagai berikut:

$$C_r = \frac{t_n - t_a}{lifetime} = \frac{0,671 - 0,4499}{9} = 0,0246 \text{ inch pertahun.}$$

Prediksi Sisa Umur

$$SisaUmur = \frac{t_a - t_r}{C_r} = \frac{0,4499 - 0,351429}{0,0246} = 3,956 \text{ tahun} = 4 \text{ tahun.}$$



LAMPIRAN C

**Perhitungan MAWP, Laju Korosi, dan Sisa Umur Pakai Diameter 4 Inchi Pipa
Minyak Material ASTM 106 B**

Perhitungan MAWP, Laju Korosi, dan Sisa Umur Pakai Diameter 4 Inchi Pipa Minyak Material ASTM 106 B

Berdasarkan data-data sistem pemipaan produksi minyak, khususnya pipa minyak dengan diameter 4 inchi kriteria A 106 grade B, maka data dihitung dengan formulasi sebagai berikut ini:

Line Number	: 02-0023-4"-F
Kandungan Fluida	: Minyak mentah (<i>crude oil</i>)
Jenis Penggunaan Pipa	: Proses Produksi Minyak
Tekanan Operasi	: 710 psig
Temperatur Operasi	: 170 °F / 76.6 °C
Tekanan Desain	: 1550 psig
Diameter Nominal Pipa	: 4 inchi
Diameter Luar Pipa (D)	: 4.5 inchi
Tipe Konstruksi	: ERW
Spesifikasi Material	: A 106 Grade B
Faktor Sambungan Longitudinal (E)	: 1
Ketebalan Nominal (t_n)	: 0,528 inchi / (13.4 mm)
Ketebalan Aktual Minimum (t_a)	: 0,220 inchi / (5.6 mm)
Kedalaman Pitting Lokal (d)	: 0 inch (tidak ada data pengukuran kedalaman lokasi pitting)
Pengurangan Ketebalan (Dari Nominal)	: 0,308 inchi
Ketebalan Sisa (t_a)	: 0,22 inchi

Panjang Perluasan Korosi (L)	: 0 inch (tidak ada data pengukuran kedalaman lokasi pitting)
Faktor Suhu (Y)	: 0.4

Maksimum tegangan yang diizinkan adalah 20000 psig (lihat pada Appendix A Tabel A-1 standard ASME B31.3 edisi tahun 2002 untuk material yang dalam keadaan operasional).

Untuk mendapatkan ketebalan tekanan disain (t_d), formulanya adalah sebagai berikut:

$$t_r = \frac{P \times D}{2 \times (SE + PY)} = \frac{750 \times 4,5}{2 \times (20000 \times 1 + 750 \times 0,4)} = 0,15 \text{ inch.}$$

Dan perhitungan mengenai tekanan kerja maksimum yang diizinkan (MAWP) berdasarkan ketebalan nominal (t_n), adalah:

$$P = \frac{2 \times S \times t_n}{D} = \frac{2 \times 20000 \times 0,528}{4,5} = 4693 \text{ psig.}$$

$$A = \frac{0,893L}{(D \times t_n)^{0,5}} = \frac{0,893 \times 0,5}{(4,5 \times 0,528)^{0,5}} = 0,3267.$$

Perhitungan MAWP berdasarkan ketebalan aktual minimum adalah:

$$P = \frac{2 \times S \times t_a}{D} = \frac{2 \times 20000 \times 0,22}{4,5} = 873 \text{ psig.}$$

Perhitungan laju korosi (Cr) berdasarkan data ketebalan aktual adalah:

$$\text{Laju Korosi Jangka Pendek } Cr = \frac{t_n - t_a}{lifetime} = \frac{0,528 - 0,3}{1} = 0,308 \text{ inch pertahun.}$$

$$\text{Prediksi Sisa Umurnya, } SisaUmur = \frac{t_a - t_r}{Cr} = \frac{0,22 - 0,15}{0,308} = 0,22 \text{ tahun} = 1 \text{ tahun.}$$

$$\text{Laju Korosi Jangka Panjang } Cr = \frac{t_n - t_a}{lifetime} = \frac{0,528 - 0,22}{5} = 0,062 \text{ inch pertahun.}$$

$$\text{Prediksi Sisa Umurnya, } SisaUmur = \frac{t_a - t_r}{Cr} = \frac{0,22 - 0,15}{0,062} = 1,12 \text{ tahun} = 1 \text{ tahun.}$$





LAMPIRAN D

Data Ketebalan Hasil Pengujian Dengan Menggunakan *Ultrasonic* Pipa Diameter
24 Inchi Pipa Gas Material API 5L Grade B

Data Ketebalan Hasil Pengujian Dengan Menggunakan Ultrasonic Pipa Diameter 24 Inchi Pipa Gas Material API 5L Grade B

Tabel L.D.1. Data Ketebalan Hasil Pengukuran Dengan Menggunakan UT Pada Jalur 02-0001-24"-A1 Tahun Ke-1 Hingga Tahun Ke-5

Pada Posisi Jam	tn (inch)	Lokasi A (ta) tahun ke				
		I	II	III	IV	V
12	0.671	0.6694	0.6662	0.662	0.6568	0.6506
15	0.671	0.667	0.659	0.65	0.632	0.613
18	0.671	0.6701	0.6679	0.6649	0.661	0.6559
21	0.671	0.6699	0.667	0.6634	0.6598	0.6555

Pada Posisi Jam	tn (inch)	Lokasi B (tb) tahun ke				
		I	II	III	IV	V
12	0.671	0.6692	0.6663	0.662	0.6565	0.65
15	0.671	0.6695	0.6676	0.6634	0.6591	0.6542
18	0.671	0.6693	0.6671	0.6622	0.6569	0.651
21	0.671	0.6694	0.6671	0.6626	0.6569	0.6507

Pada Posisi Jam	tn (inch)	Lokasi C (tc) tahun ke				
		I	II	III	IV	V
12	0.671	0.6692	0.667	0.662	0.65634	0.64944
15	0.671	0.669	0.6655	0.6605	0.65484	0.64573
18	0.671	0.6688	0.6647	0.6565	0.64713	0.63303
21	0.671	0.6691	0.6649	0.658	0.6492	0.6398



LAMPIRAN E

Data Ketebalan Hasil Pengujian Dengan Menggunakan *Ultrasonic* Pipa Minyak
Material ASTM 106 B

Data Ketebalan Hasil Pengujian Dengan Menggunakan Ultrasonic Pipa Minyak Material ASTM 106 B

Tabel L.E.1. Data Ketebalan Hasil Pengukuran Dengan Menggunakan UT Pada Jalur 02-0023-4"-F Tahun Ke-1 Hingga Tahun ke-5

Pada Posisi Jam	tn (inch)	Lokasi A (ta) tahun ke-				
		I	II	III	IV	V
12	0.528	0.52677	0.52407	0.52107	0.51707	0.51147
15	0.528	0.5269	0.5245	0.5201	0.5152	0.5098
18	0.528	0.52679	0.52468	0.52011	0.51531	0.50891
21	0.528	0.52648	0.52438	0.52028	0.5145	0.5087

Pada Posisi Jam	tn (inch)	Lokasi B (ta) tahun ke-				
		I	II	III	IV	V
12	0.528	0.52577	0.52267	0.51708	0.51039	0.50218
15	0.528	0.5265	0.52395	0.52045	0.51634	0.510119
18	0.528	0.52589	0.52227	0.51812	0.51102	0.50302
21	0.528	0.5268	0.52455	0.52093	0.51572	0.50906

Pada Posisi Jam	tn (inch)	Lokasi C (ta) tahun ke-				
		I	II	III	IV	V
12	0.528	0.525	0.5211	0.5133	0.5042	0.4931
15	0.528	0.5249	0.5202	0.5128	0.5041	0.4918
18	0.528	0.5258	0.5231	0.5184	0.5116	0.5042
21	0.528	0.5246	0.5164	0.5072	0.4973	0.4803



LAMPIRAN F

Data Hasil Laju Korosi Pipa Diameter 24 Inchi Pipa Gas Material API 5L Grade B

Data Hasil Laju Korosi Pipa Diameter 24 Inchi Pipa Gas Material API 5L Grade B

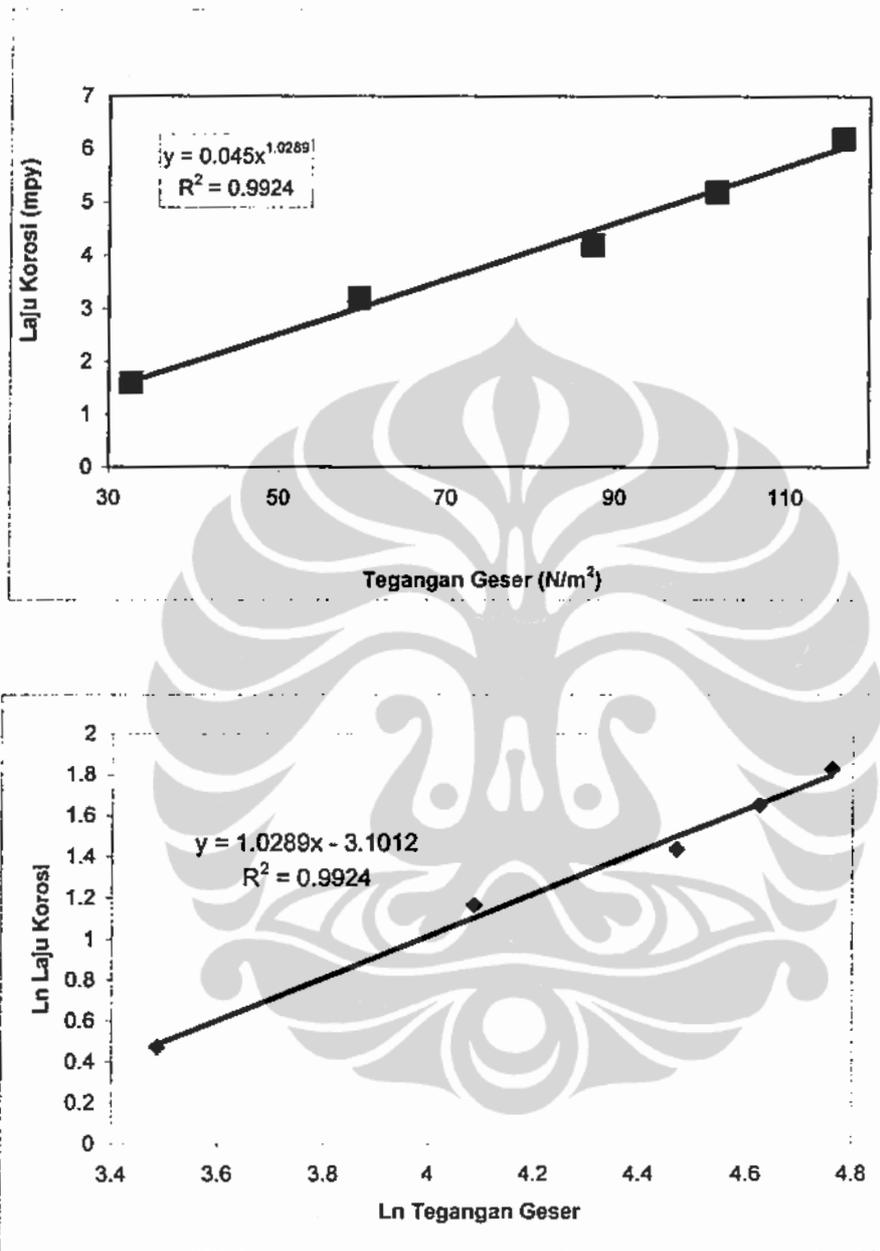
Tabel L.F.1. Data Hasil Perhitungan Laju Korosi Pada Jalur 02-0001-24"-A1 Tahun Ke-1 Hingga Tahun Ke-5

Pada Posisi Jam	tn (inch)	Laju Korosi Pada Lokasi A tahun ke- (dalam ipy)				
		I	II	III	IV	V
12	0.671	0.0016	0.0032	0.0042	0.0052	0.0062
15	0.671	0.004	0.008	0.009	0.018	0.019
18	0.671	0.0009	0.0022	0.003	0.0039	0.0051
21	0.671	0.0011	0.0029	0.0036	0.0036	0.0043

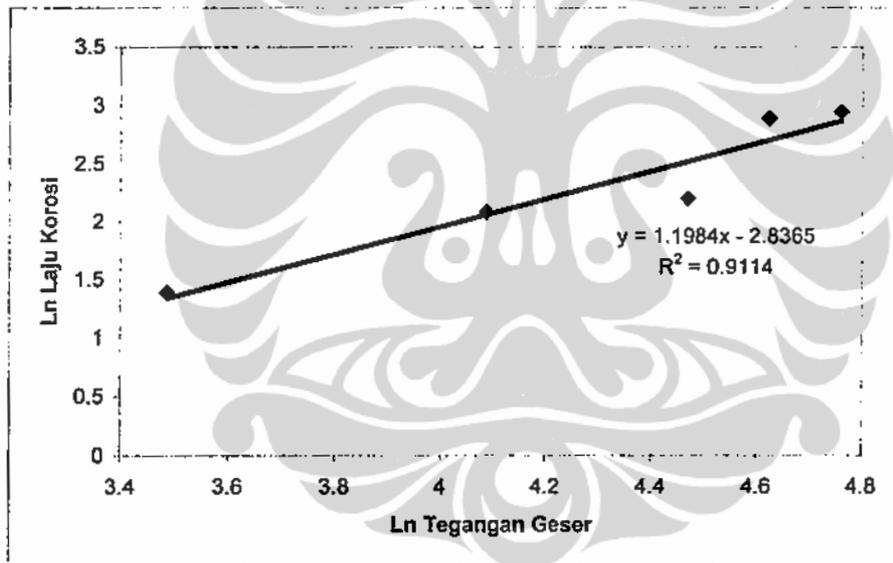
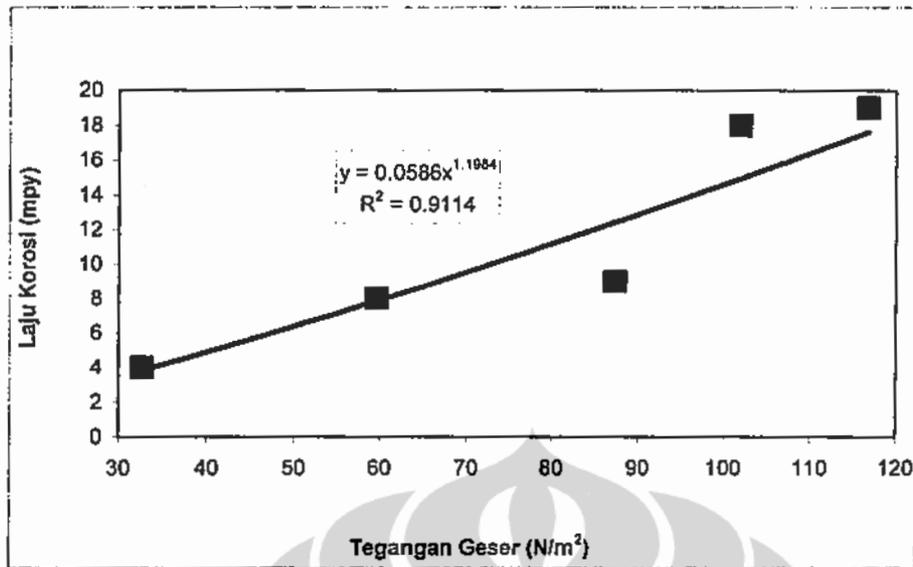
Pada Posisi Jam	tn (inch)	Laju Korosi Pada Lokasi B tahun ke- (dalam ipy)				
		I	II	III	IV	V
12	0.671	0.0018	0.0029	0.0043	0.0055	0.0065
15	0.671	0.0015	0.0019	0.0042	0.0043	0.0049
18	0.671	0.0017	0.0022	0.0049	0.0053	0.0059
21	0.671	0.0016	0.0023	0.0045	0.0057	0.0062

Pada Posisi Jam	tn (inch)	Laju Korosi Pada Lokasi C tahun ke- (dalam ipy)				
		I	II	III	IV	V
12	0.671	0.0018	0.0022	0.005	0.00566	0.0069
15	0.671	0.002	0.0035	0.005	0.00566	0.00911
18	0.671	0.0022	0.0041	0.0082	0.00937	0.0141
21	0.671	0.0019	0.0042	0.0069	0.0088	0.0094

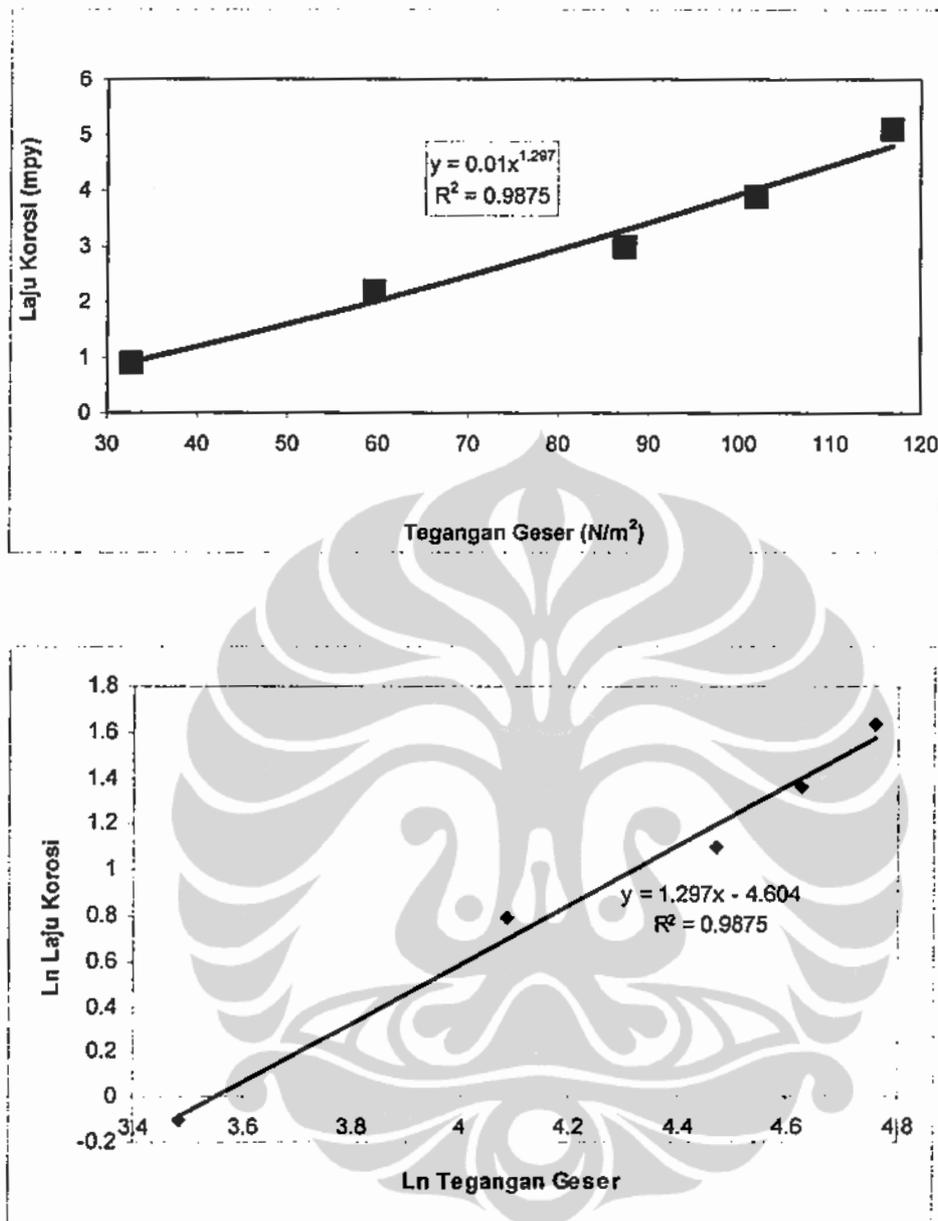
Grafik Laju Korosi Terhadap Tegangan Geser Pipa Gas 24 Inchi



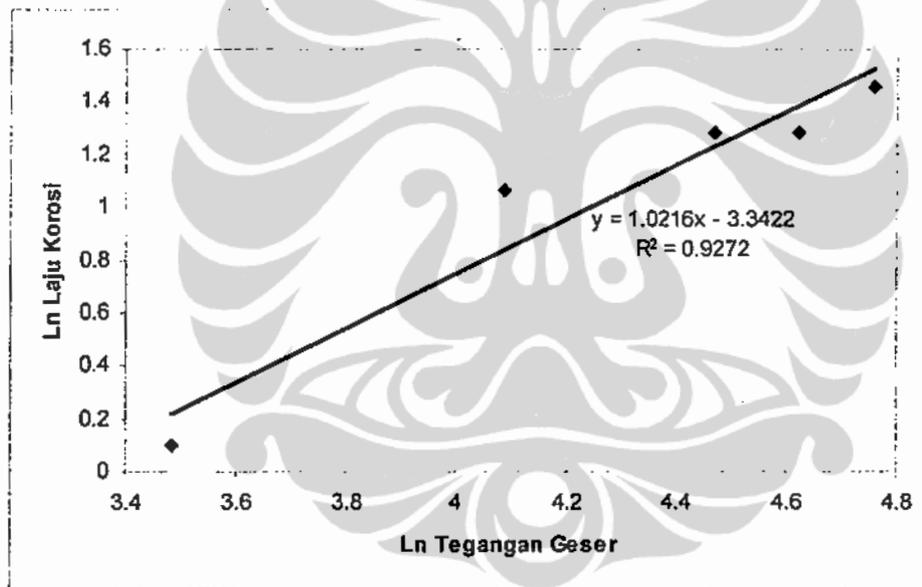
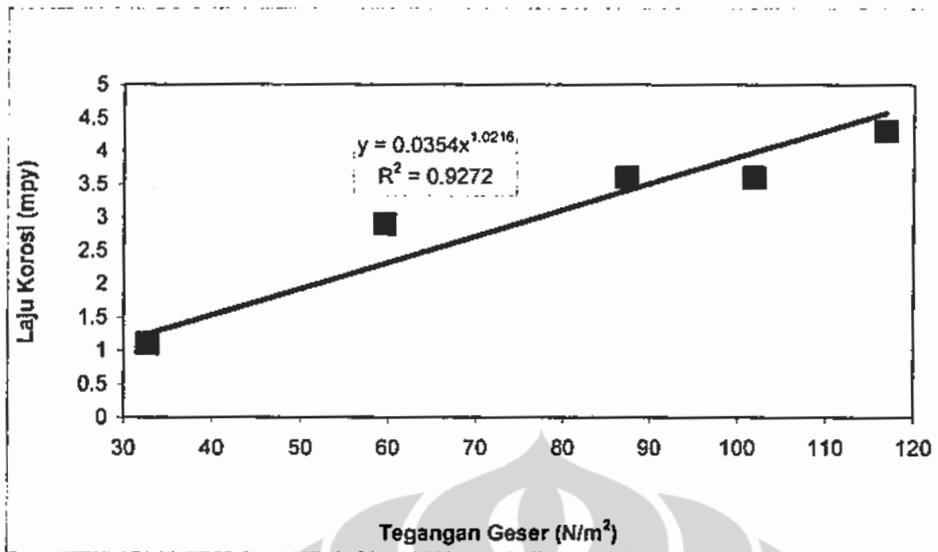
Gambar L.F.1. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi A pada posisi Jam 12



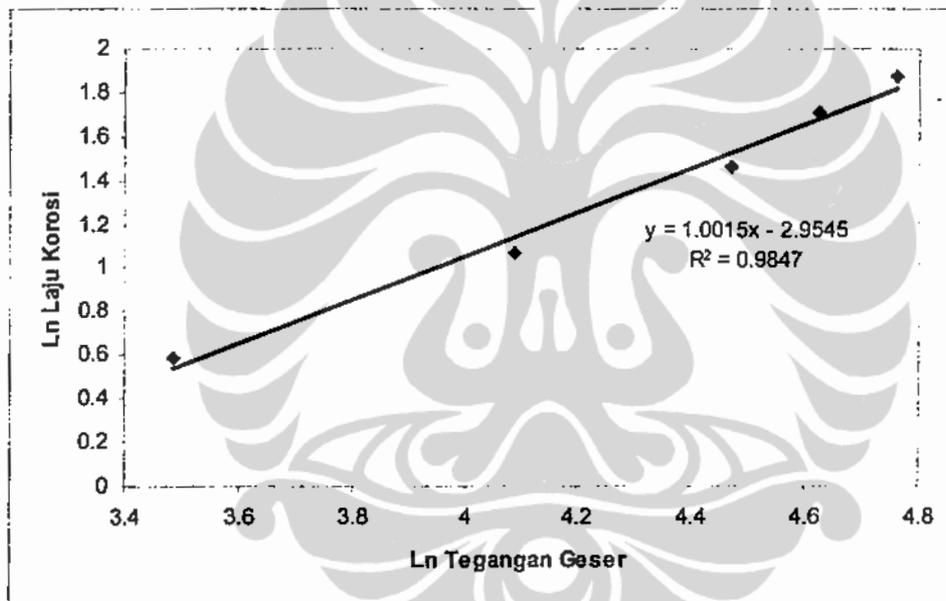
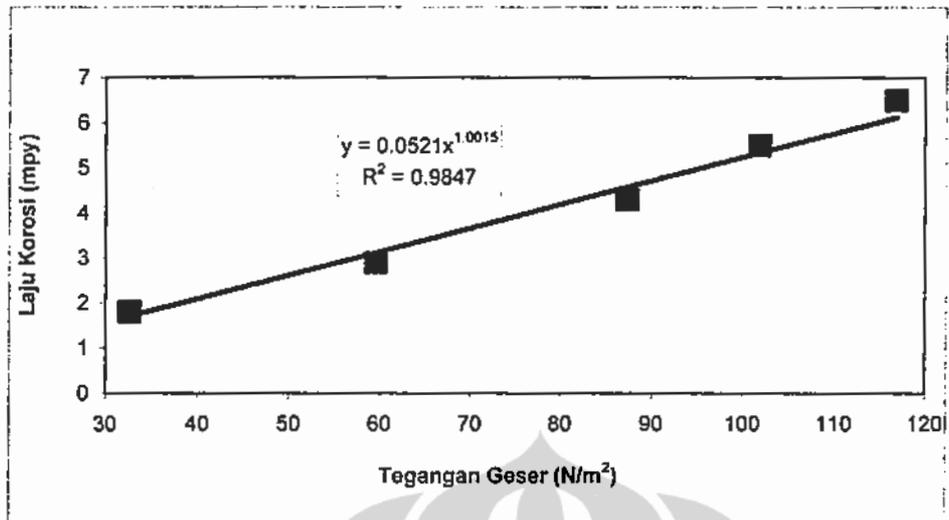
Gambar L.F.2. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi A pada posisi Jam 15



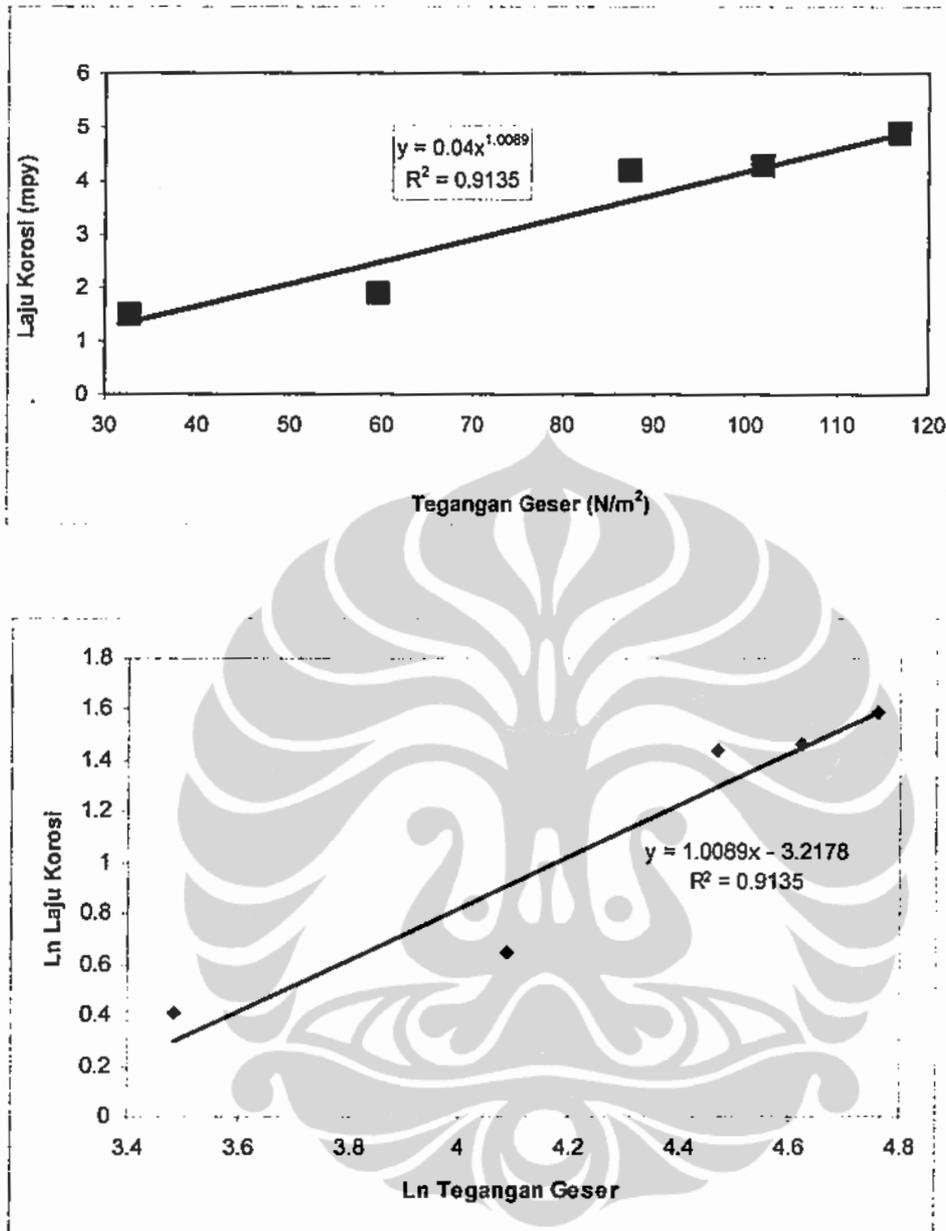
Gambar L.F.3. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi A pada posisi Jam 18



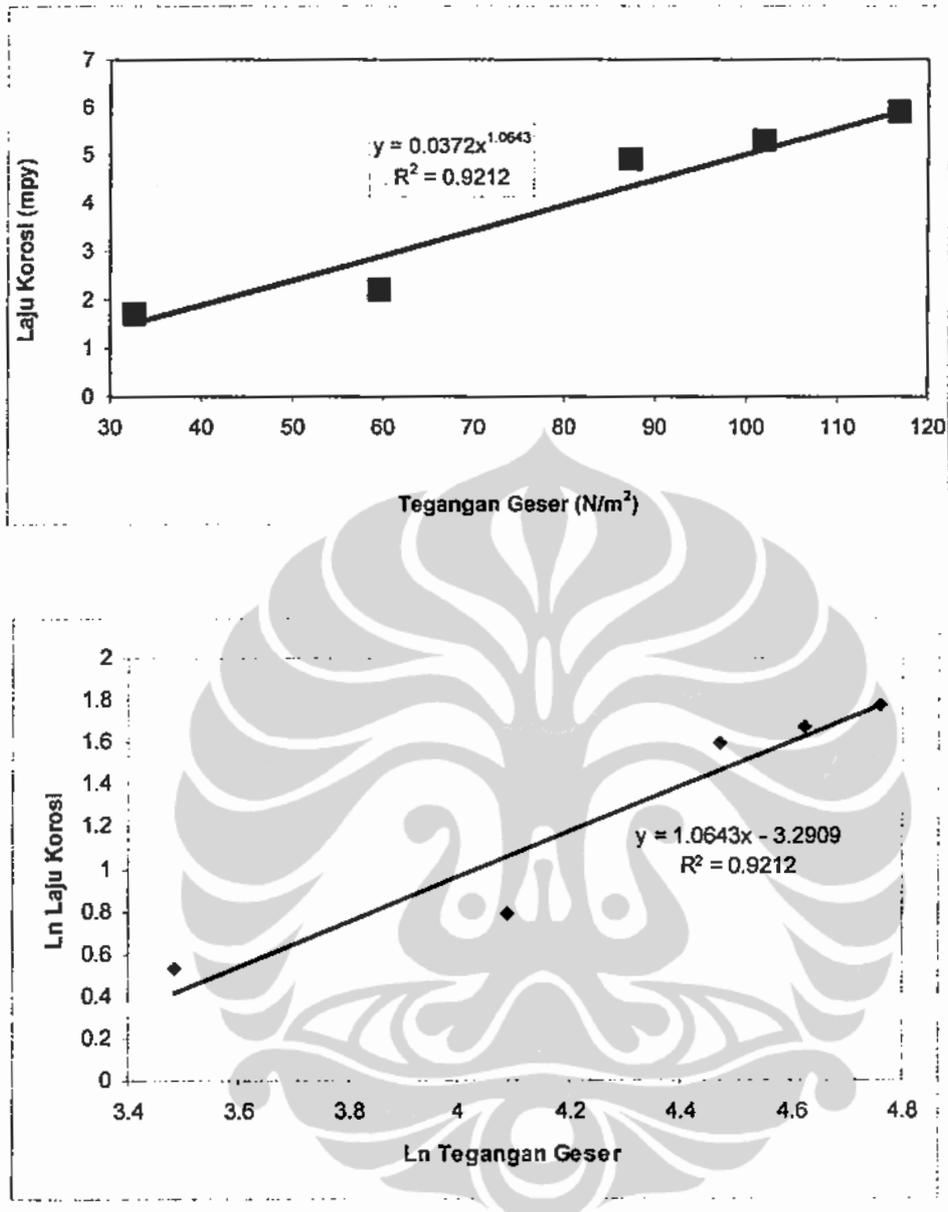
Gambar L.F.4. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi A pada posisi Jam 21



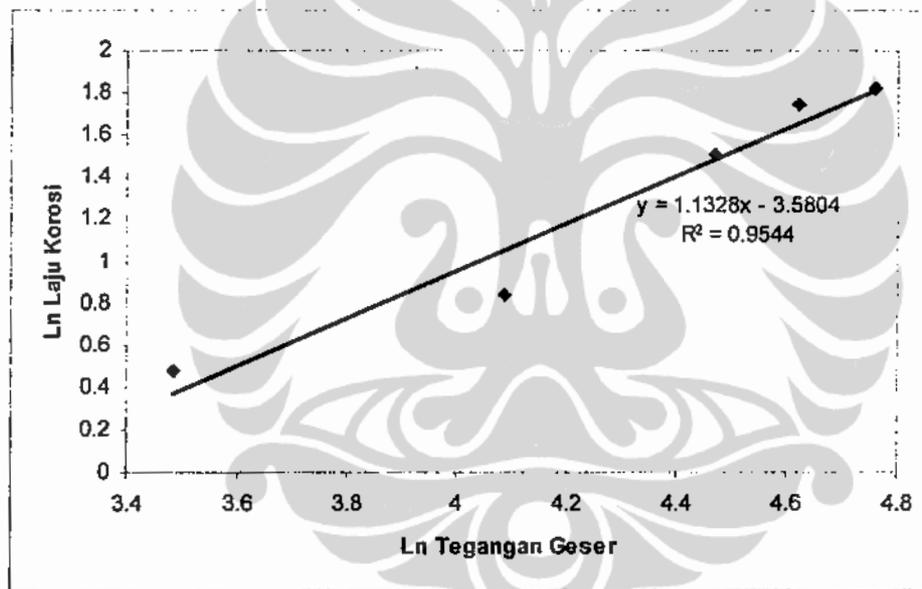
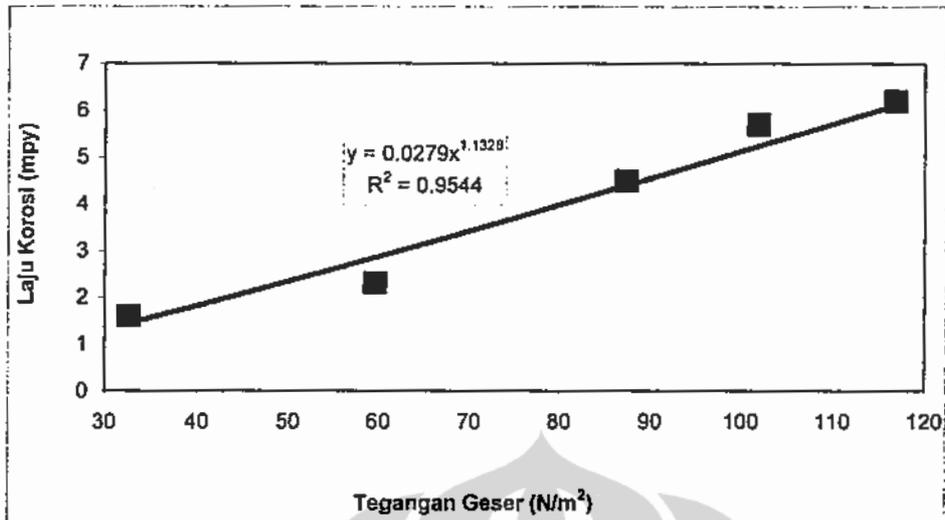
Gambar L.F.5. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi B pada posisi Jam 12



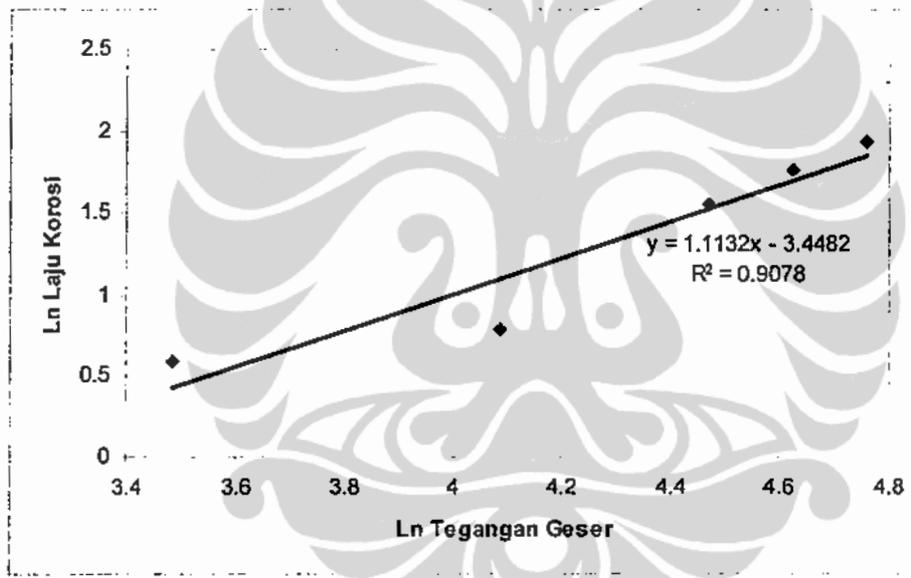
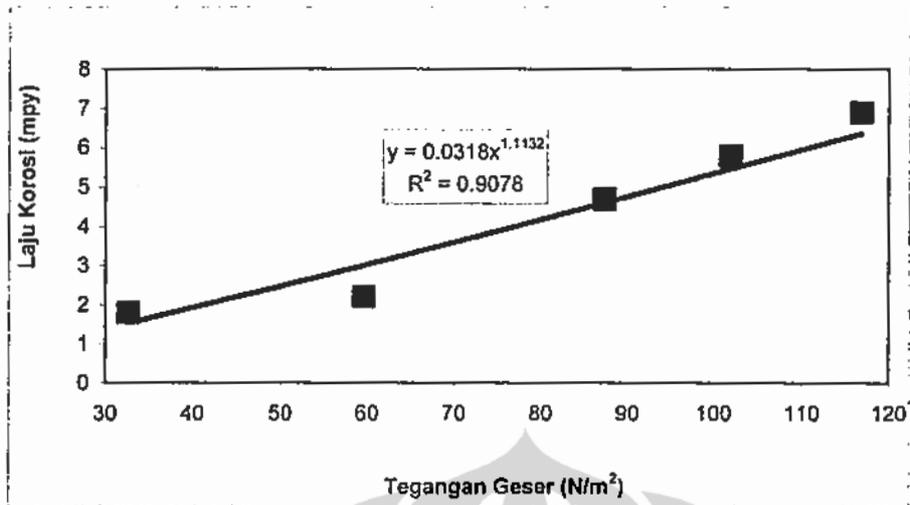
Gambar L.F.6. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi B pada posisi Jam 15



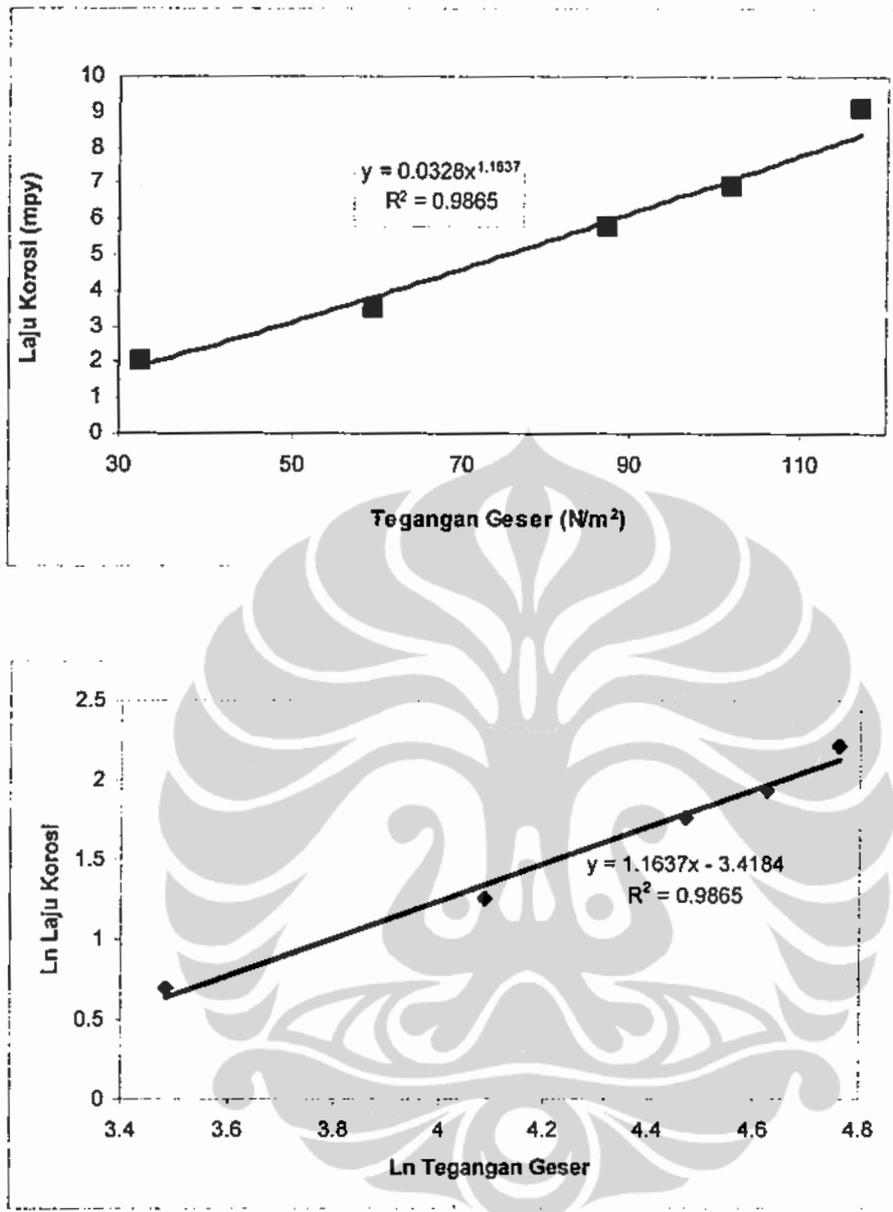
Gambar L.F.7. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi B pada posisi Jam 18



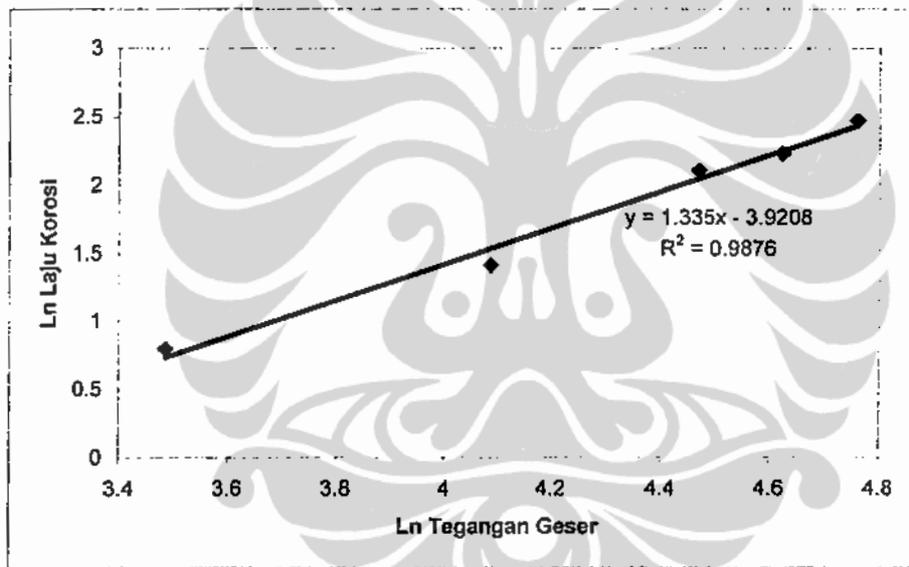
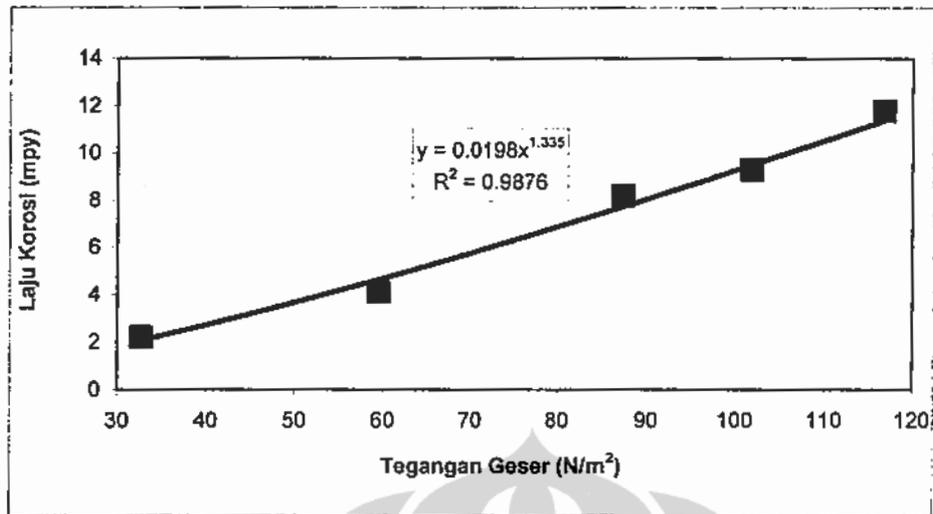
Gambar L.F.8. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi B pada posisi Jam 21



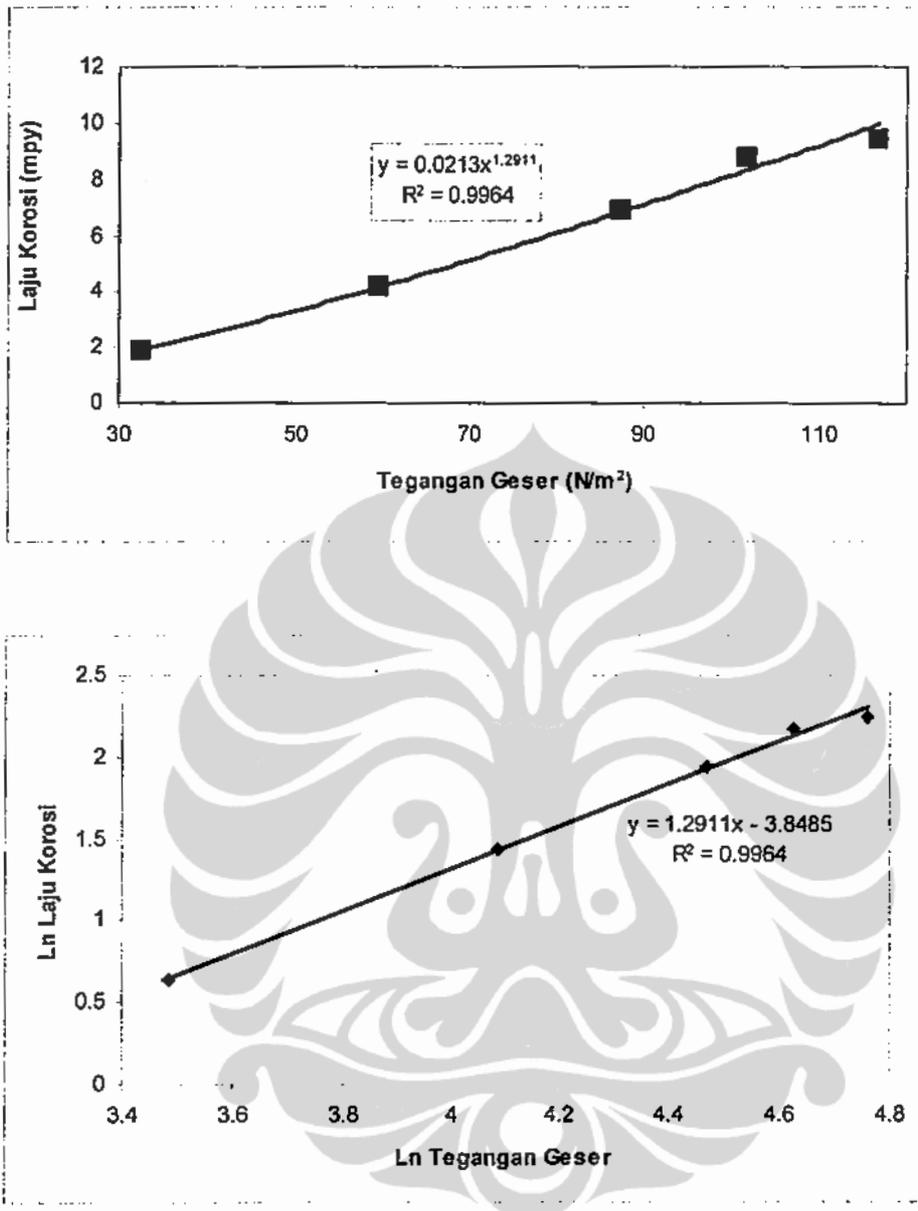
Gambar L.F.9. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi C pada posisi Jam 12



Gambar L.F.10. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi C pada posisi Jam 15



Gambar L.F.11. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi C pada posisi Jam 18



Gambar L.F.12. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa gas API 5L B di lokasi C pada posisi Jam 21



LAMPIRAN G

Data Hasil Laju Korosi Pipa Minyak Material ASTM 106 B

Data Hasil Laju Korosi Pipa Minyak Material ASTM 106 B

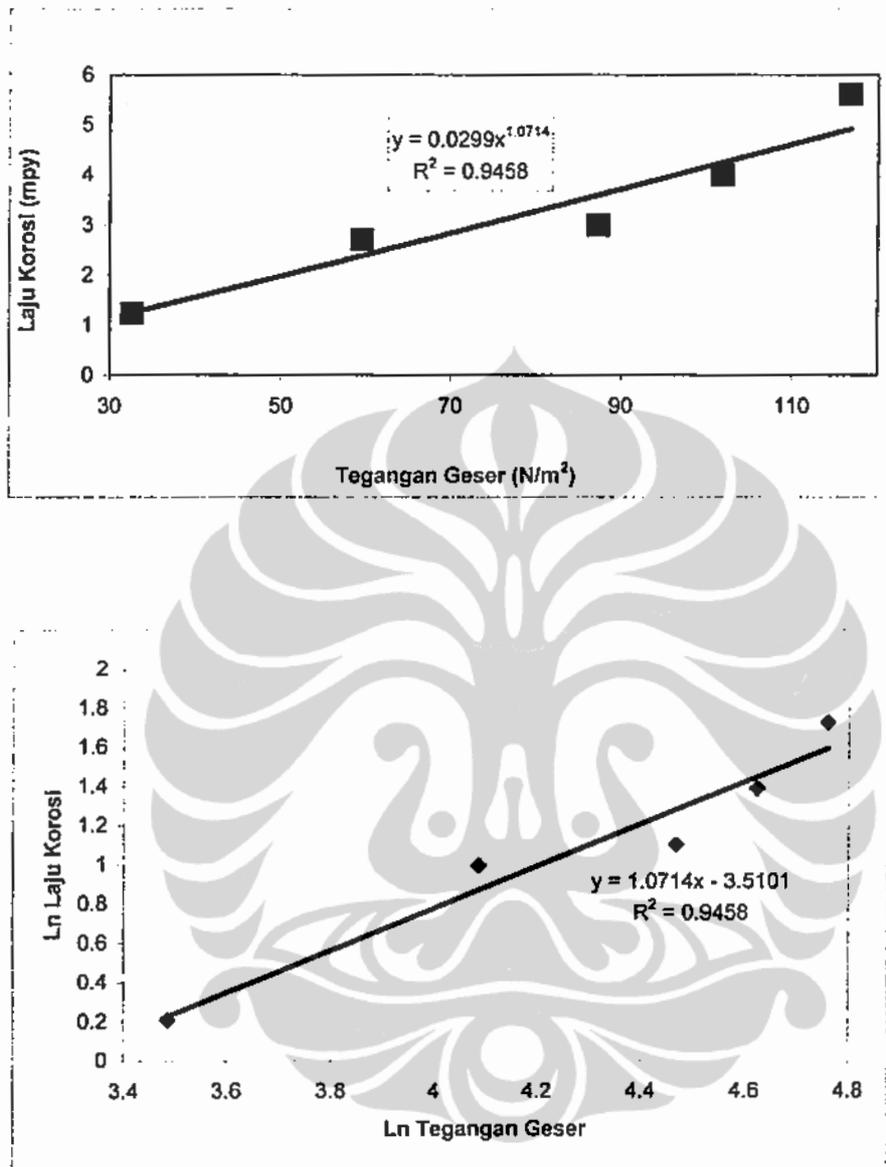
Tabel L.G.1. Data Hasil Perhitungan Laju Korosi Pada Jalur 02-0023-4"-F Tahun Ke-1 Hingga Tahun Ke-5

Pada Posisi Jam	tn (Inch)	Laju Korosi Pada Lokasi A tahun ke- (dalam ipy)				
		I	II	III	IV	V
12	0.337	0.00123	0.0027	0.003	0.004	0.0056
15	0.337	0.0011	0.0024	0.0044	0.0049	0.0054
18	0.337	0.00121	0.00211	0.00457	0.0048	0.0064
21	0.337	0.00152	0.0021	0.0041	0.00578	0.0058

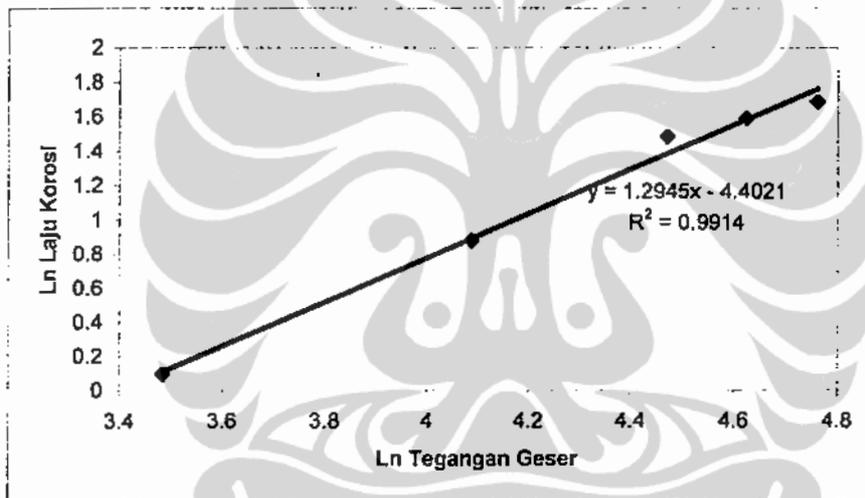
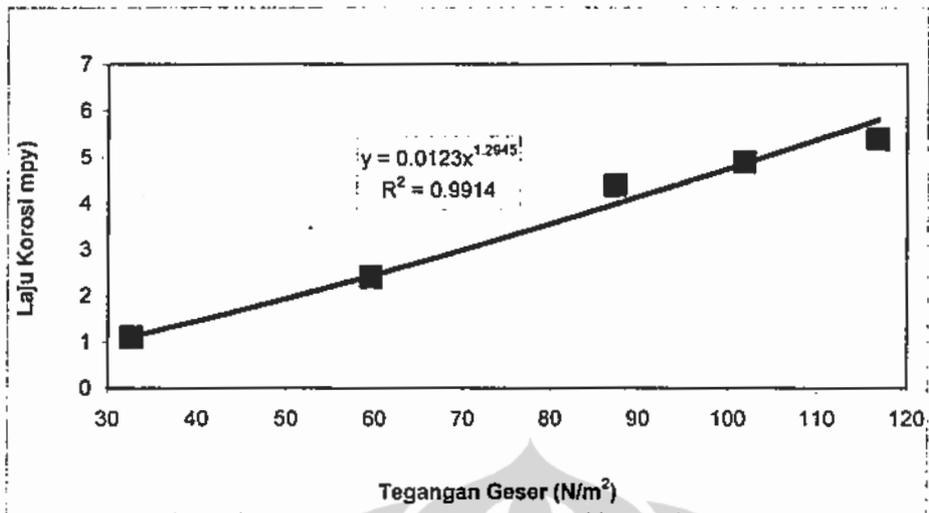
Pada Posisi Jam	tn (Inch)	Laju Korosi Pada Lokasi B tahun ke- (dalam ipy)				
		I	II	III	IV	V
12	0.337	0.00223	0.0031	0.00559	0.00669	0.00821
15	0.337	0.0015	0.00255	0.0035	0.00411	0.006221
18	0.337	0.00211	0.00362	0.00415	0.0071	0.008
21	0.337	0.0012	0.00225	0.00362	0.00521	0.00666

Pada Posisi Jam	tn (Inch)	Laju Korosi Pada Lokasi C tahun ke- (dalam ipy)				
		I	II	III	IV	V
12	0.337	0.003	0.0039	0.0078	0.0091	0.0111
15	0.337	0.0031	0.0047	0.0074	0.0087	0.0123
18	0.337	0.0022	0.0027	0.0047	0.0068	0.0074
21	0.337	0.0034	0.0082	0.0092	0.0099	0.017

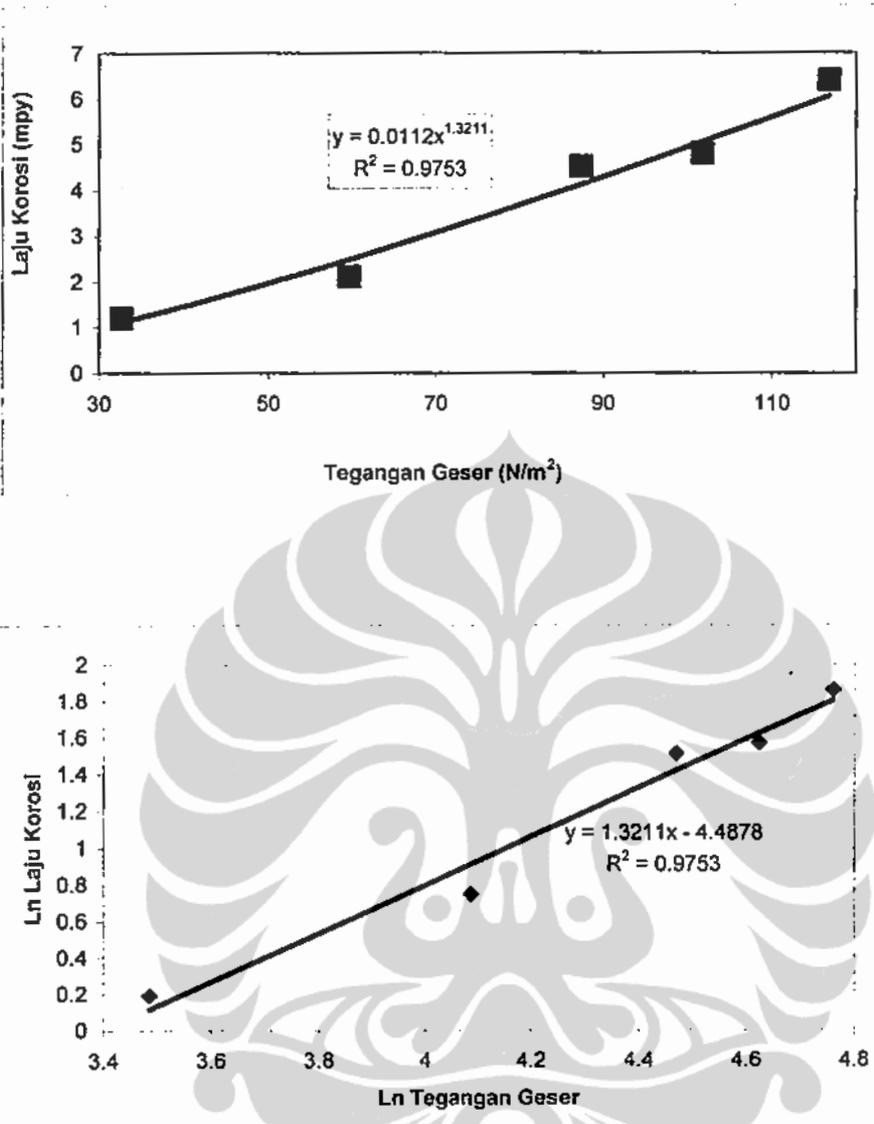
Grafik Laju Korosi Terhadap Tegangan Geser Pipa Minyak 4 Inchi



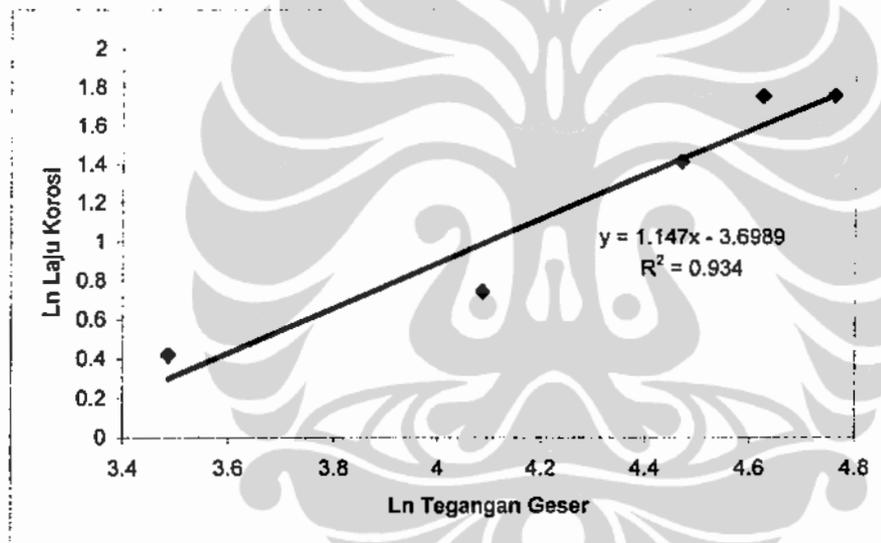
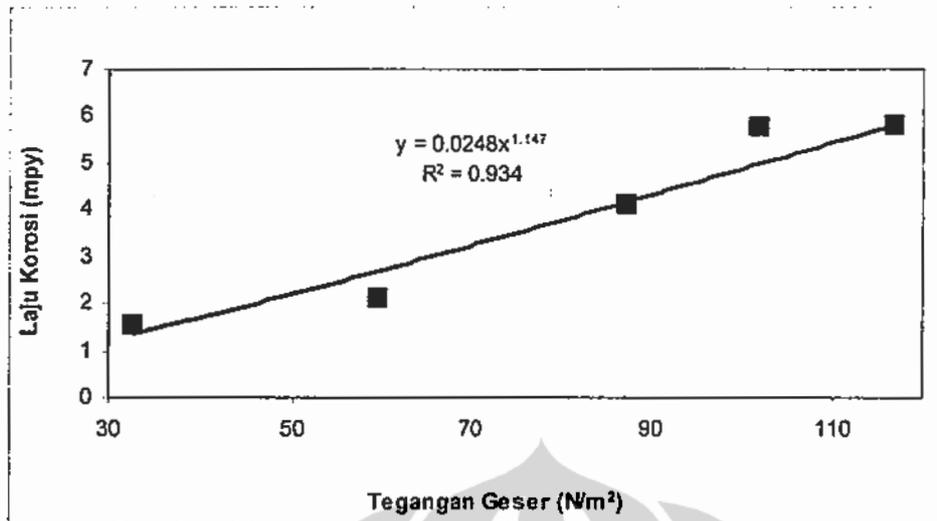
Gambar L.G.1. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi A pada posisi Jam 12



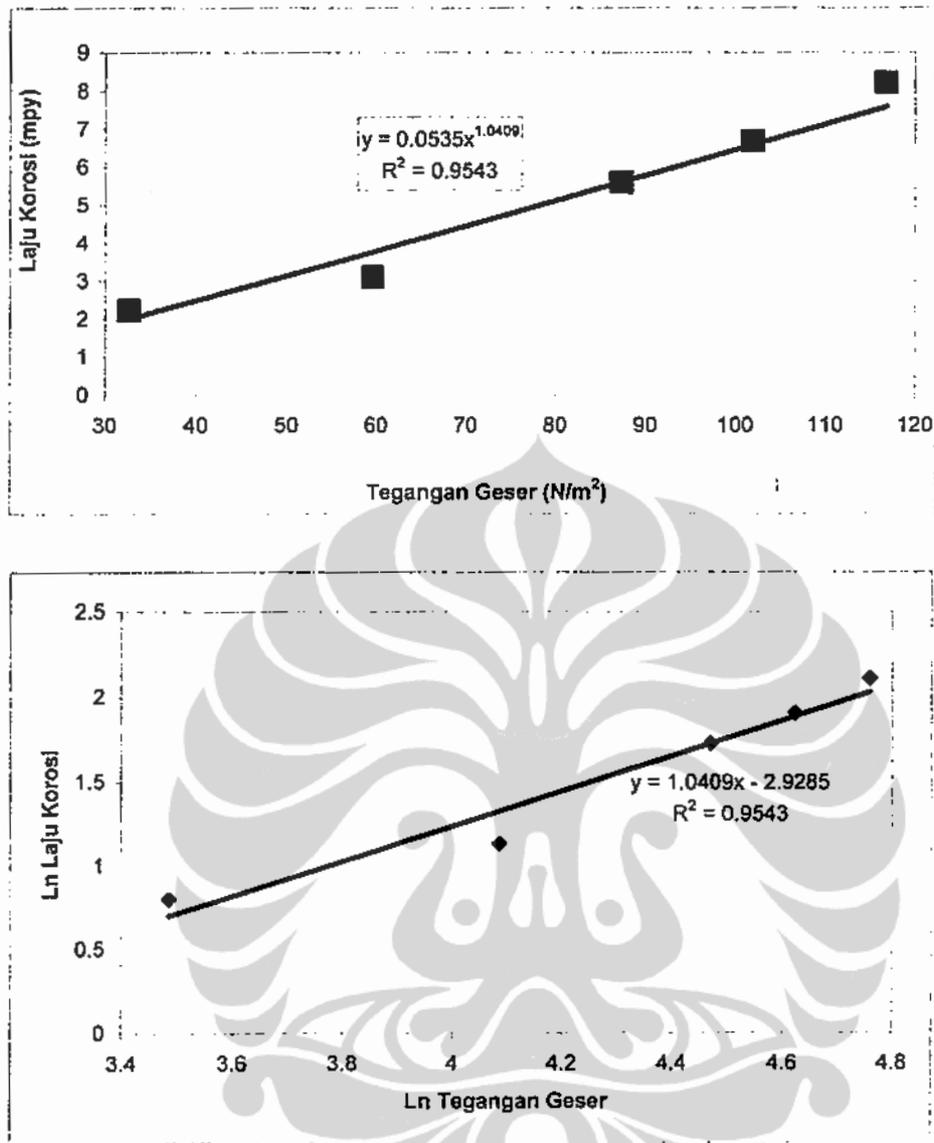
Gambar L.G.2. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi A pada posisi Jam 15



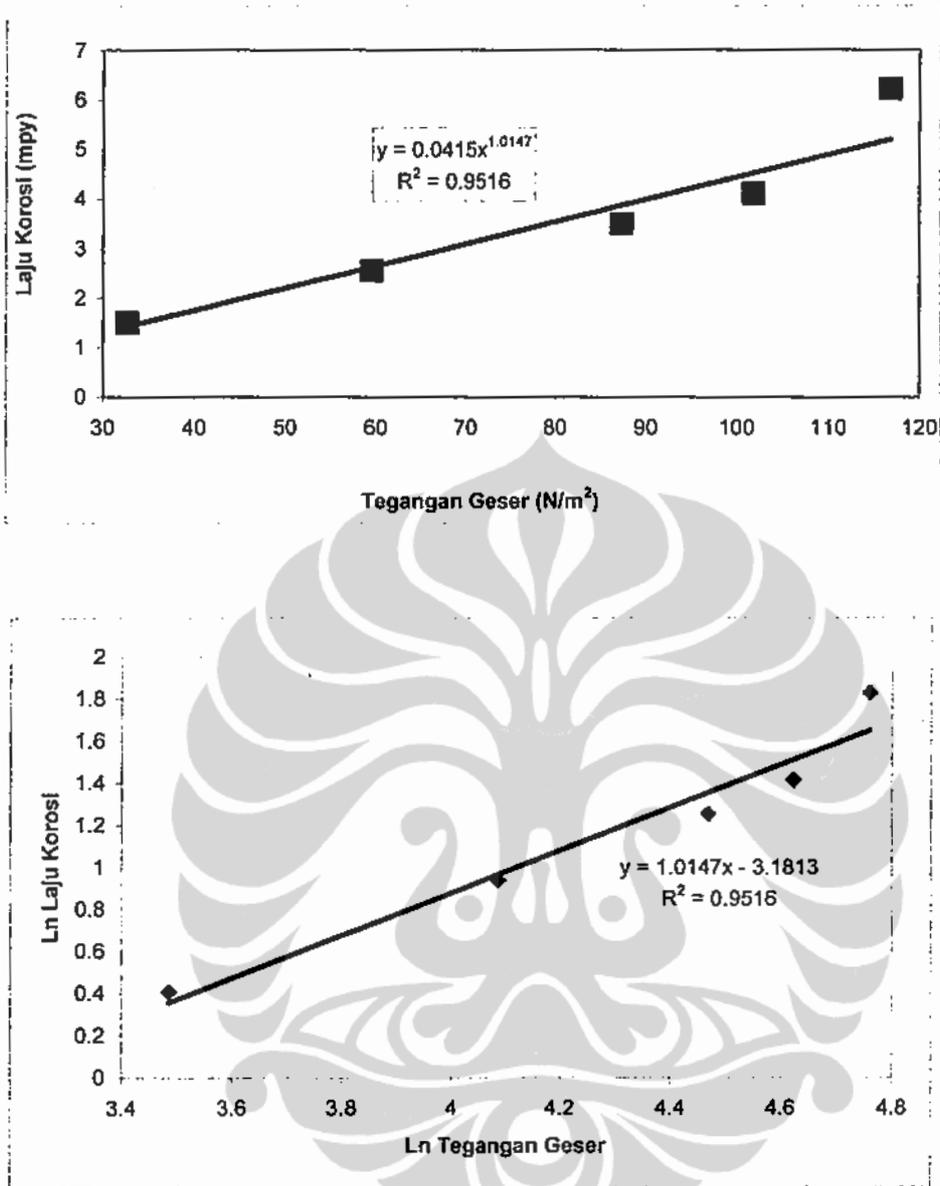
Gambar L.G.3. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi A pada posisi Jam 18



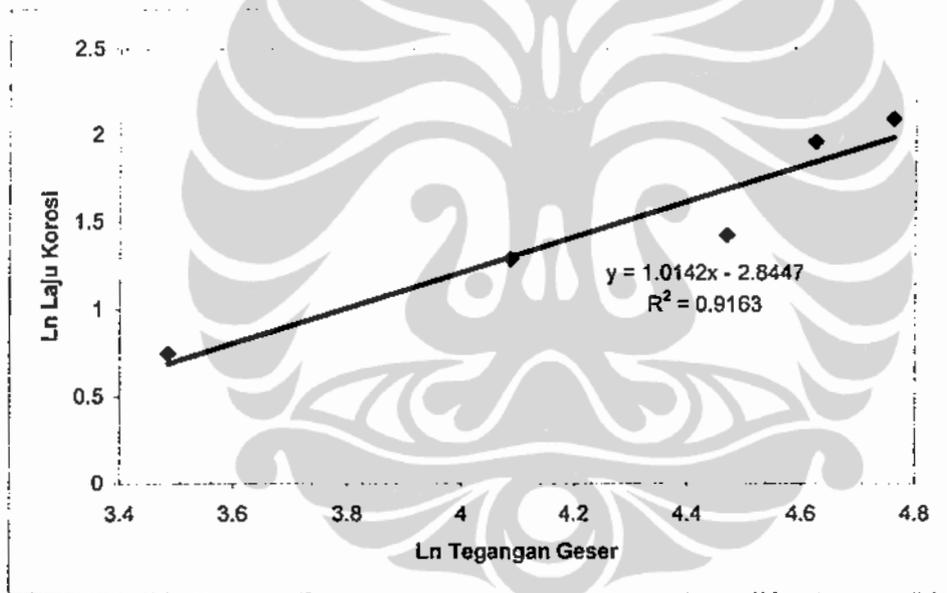
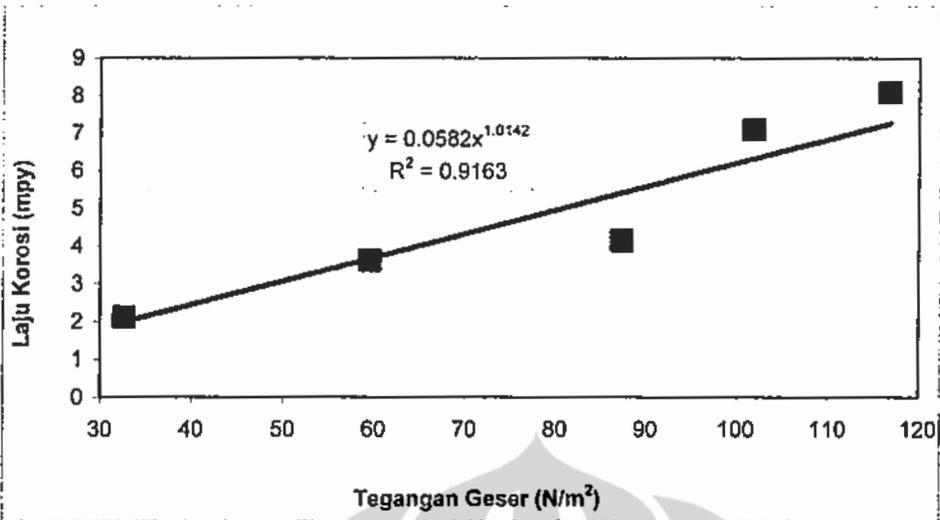
Gambar L.G.4. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi A pada posisi Jam 21



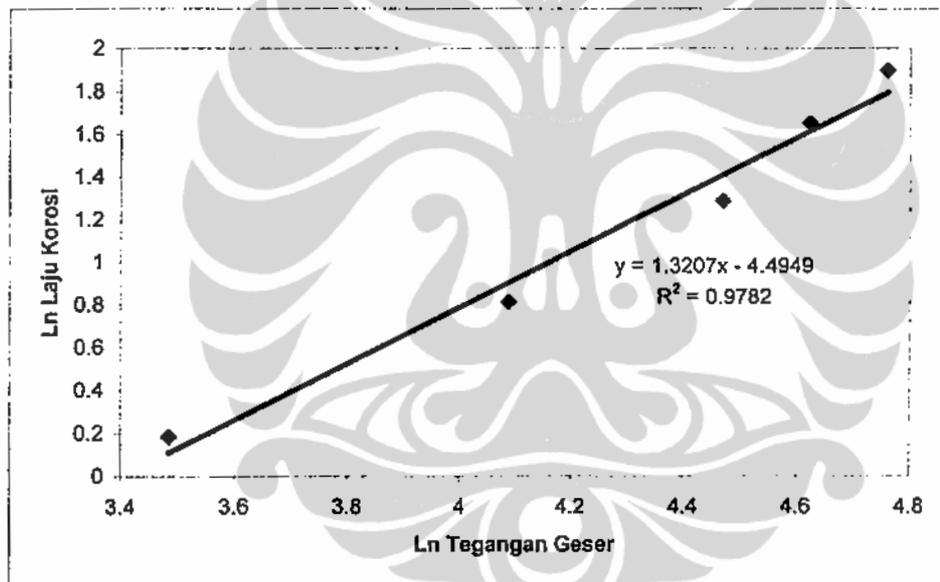
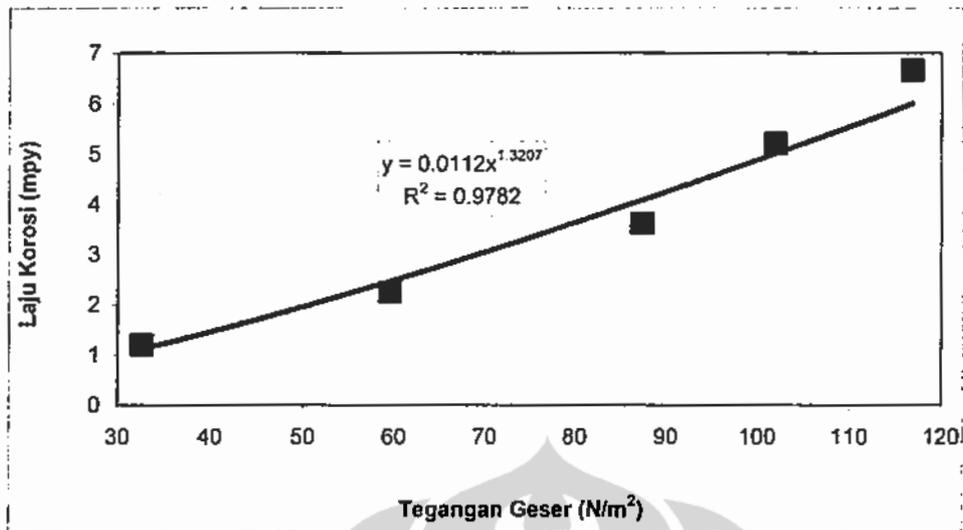
Gambar L.G.5. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi B pada posisi Jam 12



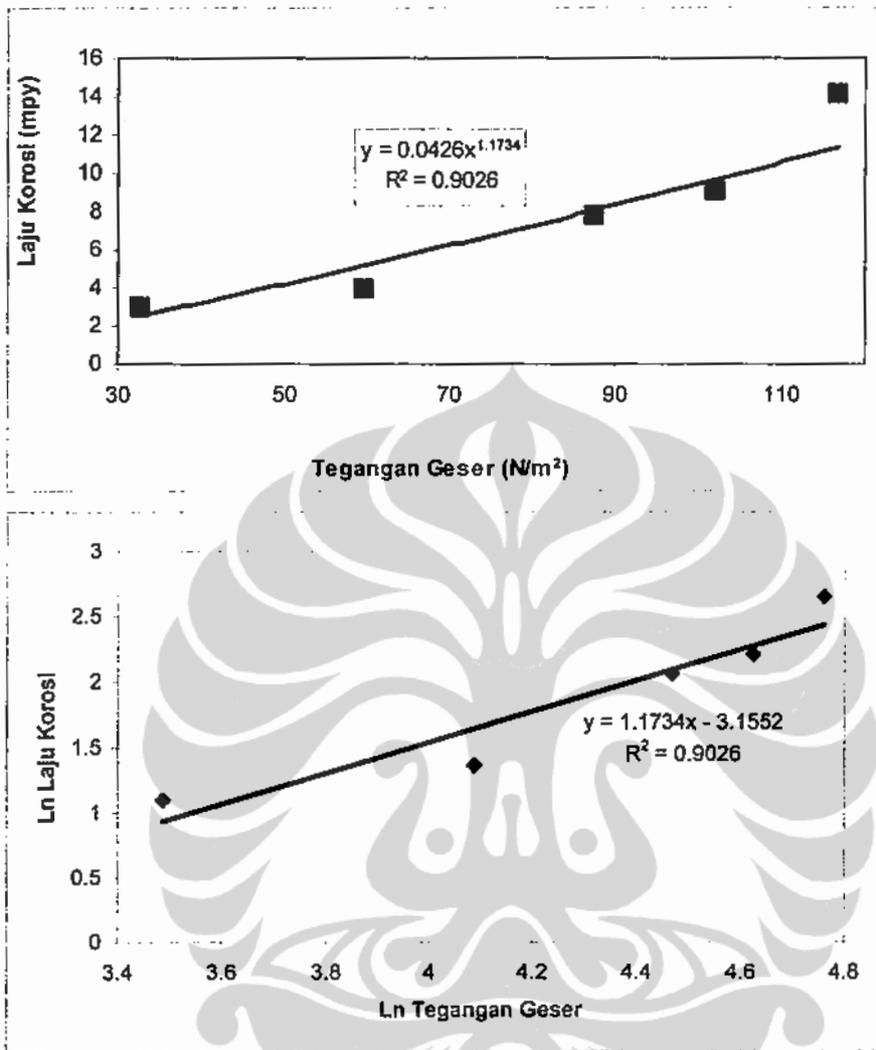
Gambar L.G.6. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi B pada posisi Jam 15



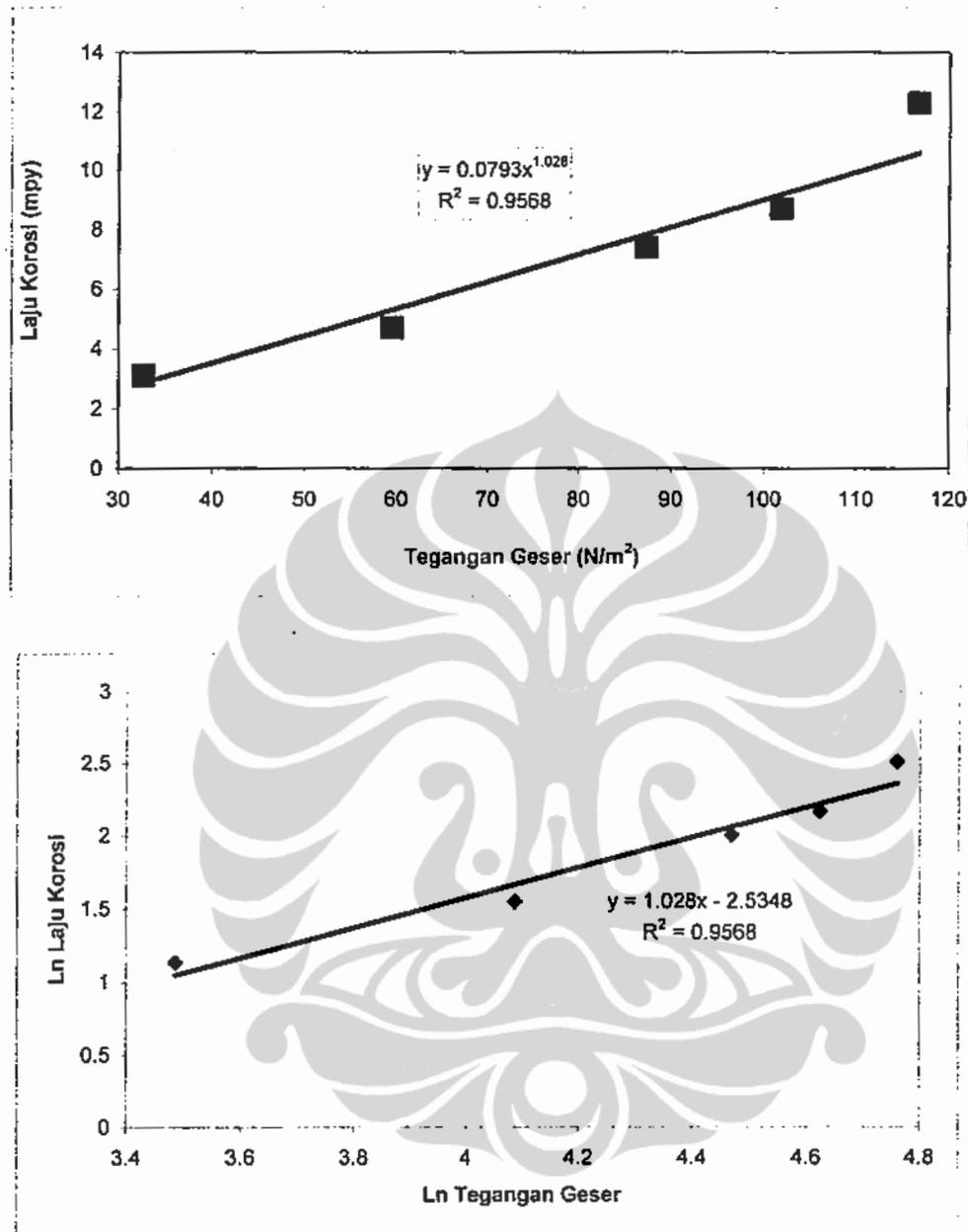
Gambar L.G.7. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi B pada posisi Jam 18



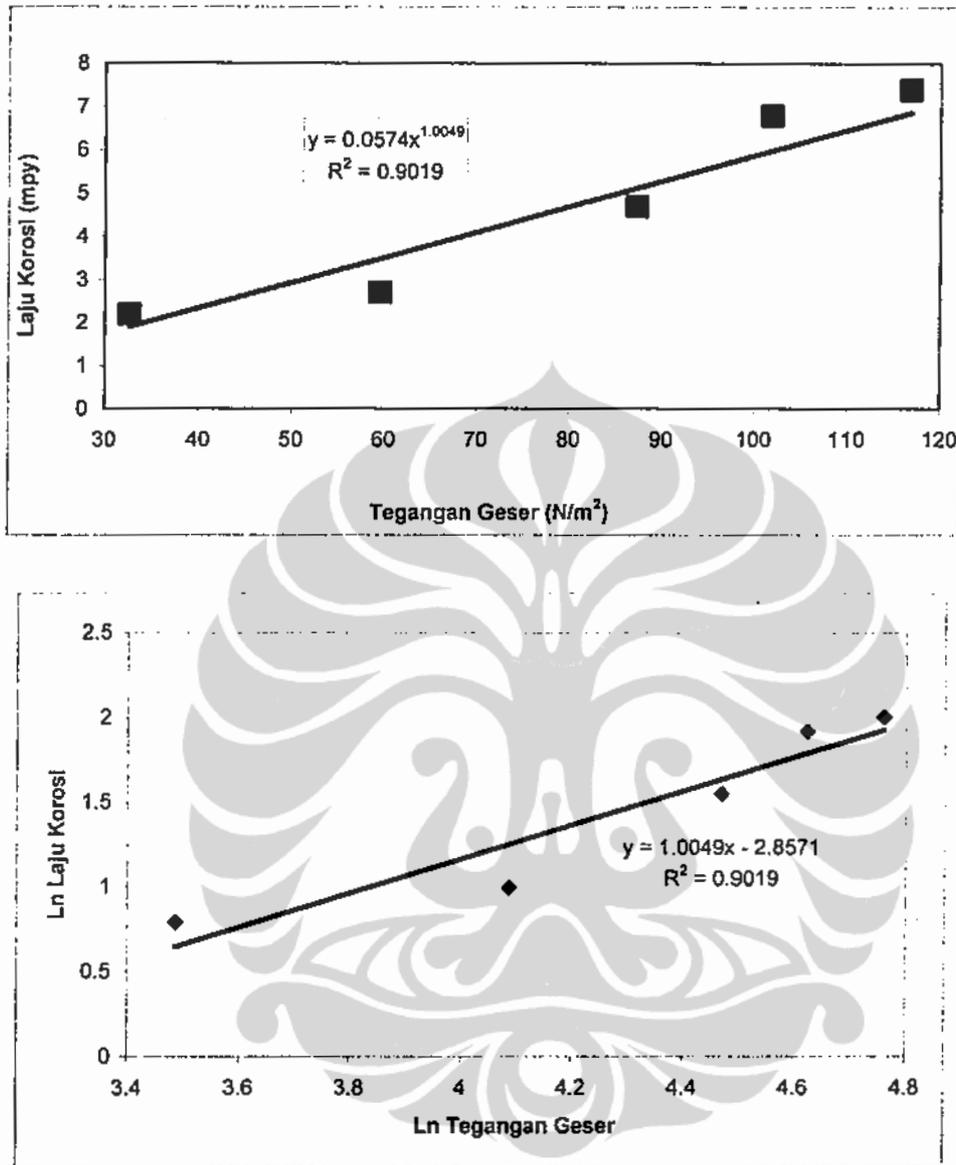
Gambar L.G.8. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi B pada posisi Jam 21



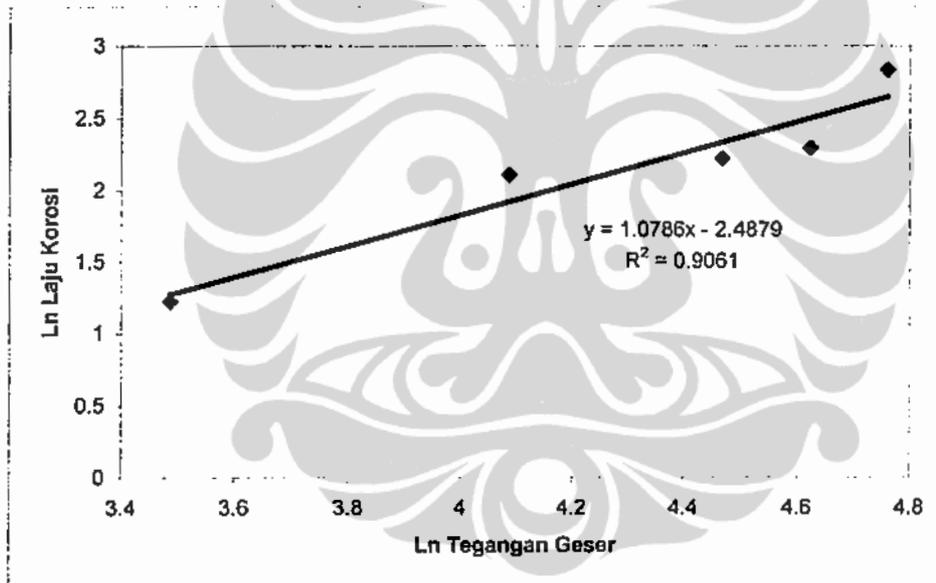
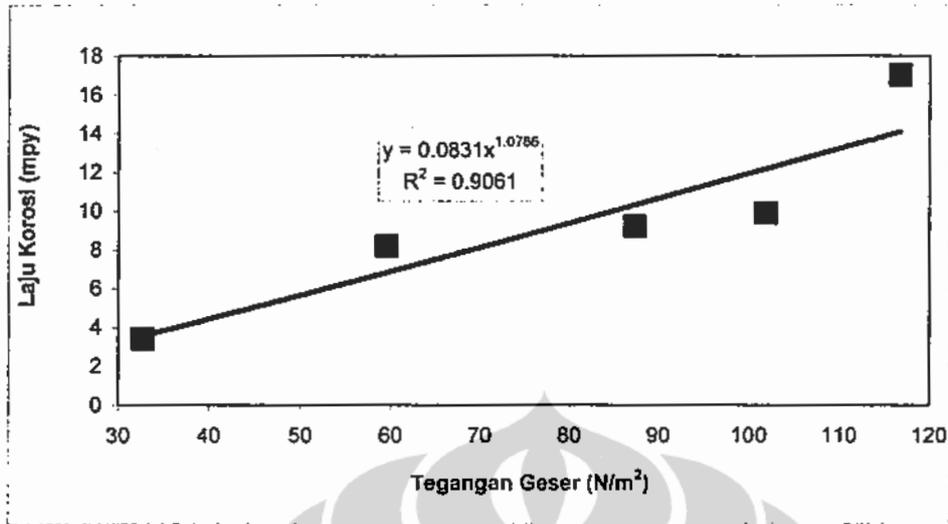
Gambar L.G.9. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi C pada posisi Jam 12



Gambar L.G.10. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi C pada posisi Jam 15



Gambar L.G.11. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi C pada posisi Jam 18

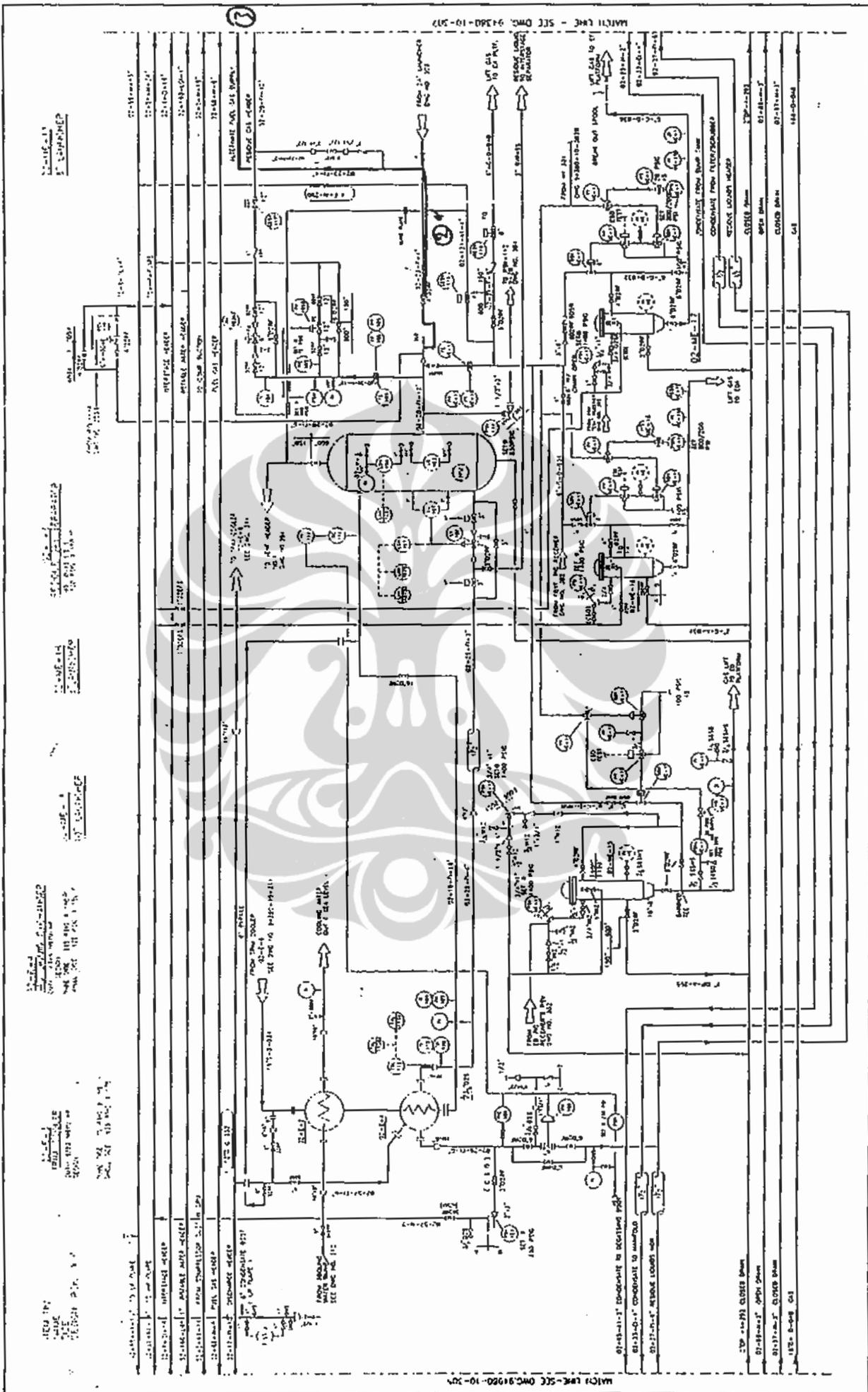


Gambar L.G.12. Pengaruh tegangan geser terhadap laju korosi material pipa minyak A 106 B di lokasi C pada posisi Jam 21



LAMPIRAN H

Gambar Process and Instrument Diagram (P&ID) Nomer Jalur – jalur sebagai berikut : 02-0015-4"-F1, 02-0023-4"-F, 02-0023-4"-F1, 02-0001-24"-A1.

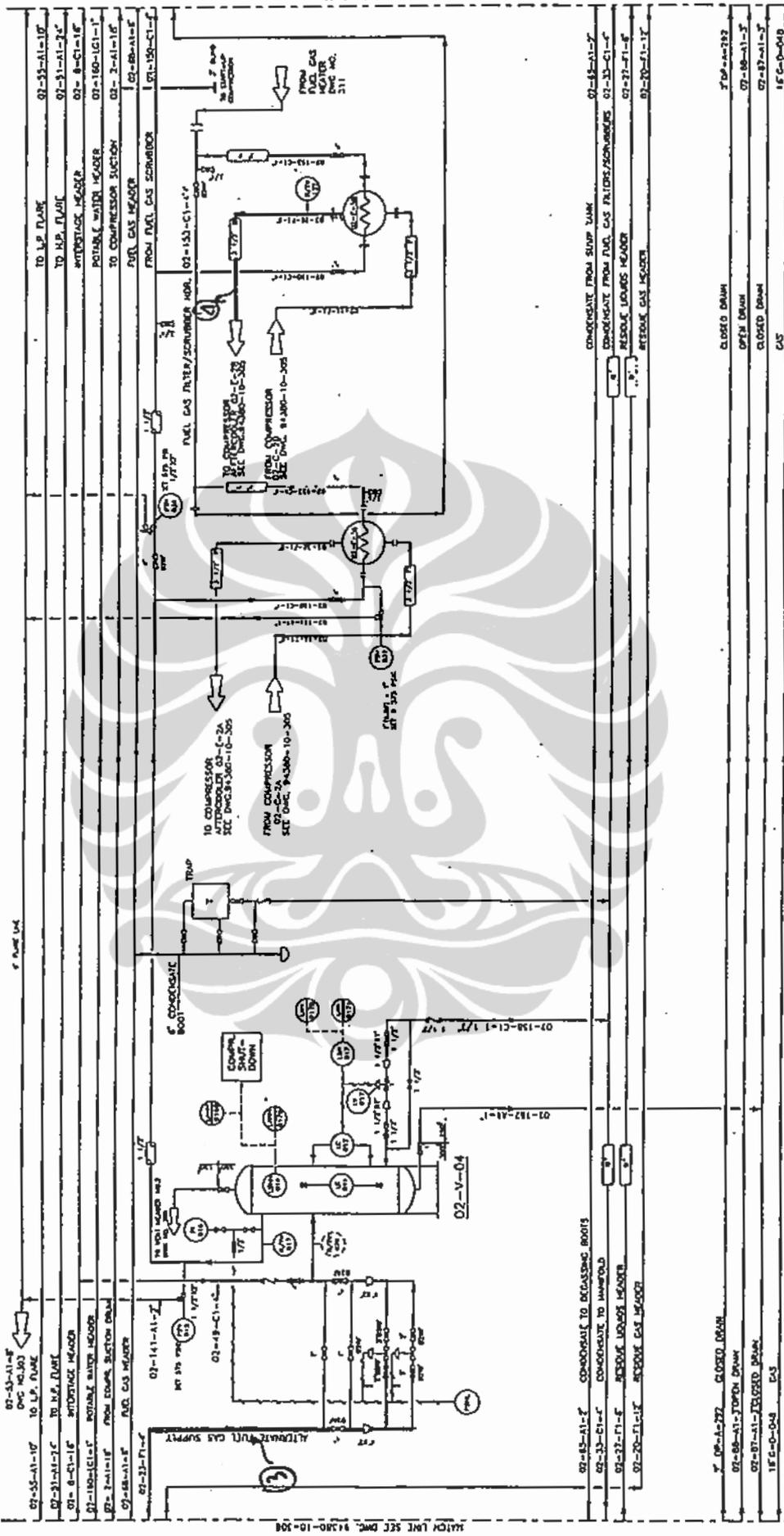


ITEM NO :
 NAME :
 SIZE :
 QUANTITY :
 DESIGN :

02-53-A1-E
 DMC HEATER
 187,200 BTU/Hr
 TUBE : 575 PSC @ 300F
 SHELL : 850 PSC @ 300F

02-53-A1-E
 DMC HEATER
 187,200 BTU/Hr
 TUBE : 575 PSC @ 300F
 SHELL : 850 PSC @ 300F

02-53-A1-E
 DMC HEATER
 187,200 BTU/Hr
 TUBE : 575 PSC @ 300F
 SHELL : 850 PSC @ 300F



WATCH LINE SEC DMC 94380-10-508

WATCH LINE SEC DMC 94380-10-508

02-53-A1-E
 DMC HEATER
 187,200 BTU/Hr
 TUBE : 575 PSC @ 300F
 SHELL : 850 PSC @ 300F

02-53-A1-E
 DMC HEATER
 187,200 BTU/Hr
 TUBE : 575 PSC @ 300F
 SHELL : 850 PSC @ 300F

02-53-A1-E
 DMC HEATER
 187,200 BTU/Hr
 TUBE : 575 PSC @ 300F
 SHELL : 850 PSC @ 300F

02-53-A1-E
 DMC HEATER
 187,200 BTU/Hr
 TUBE : 575 PSC @ 300F
 SHELL : 850 PSC @ 300F

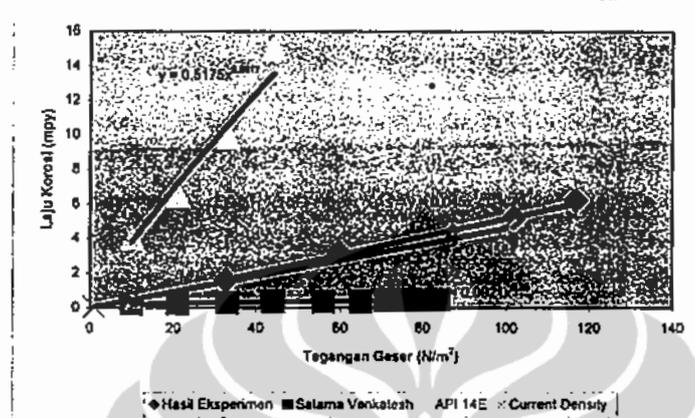


LAMPIRAN I

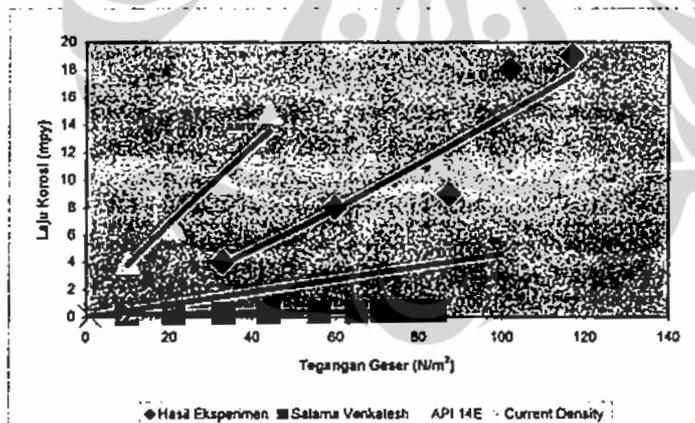
Gambar perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w

Gambar perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w

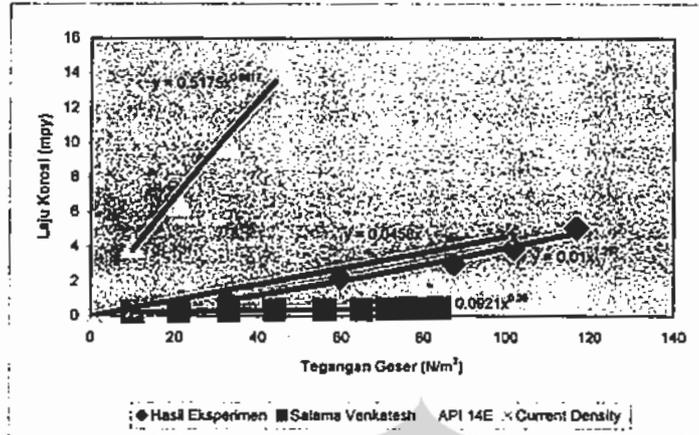
Pipa diameter 24 Inchi



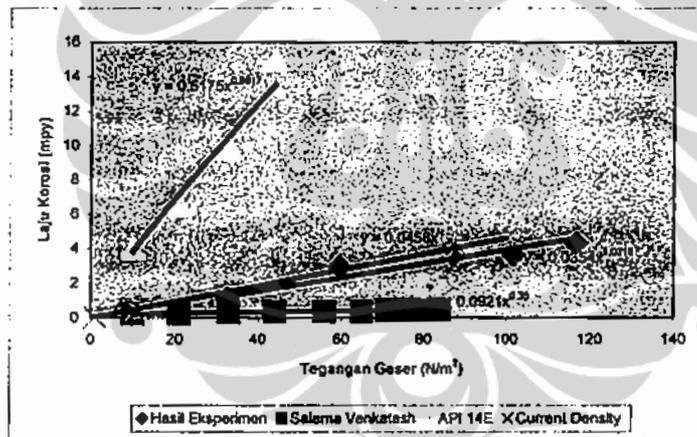
Gambar L.I.1. Perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi A posisi jam 12



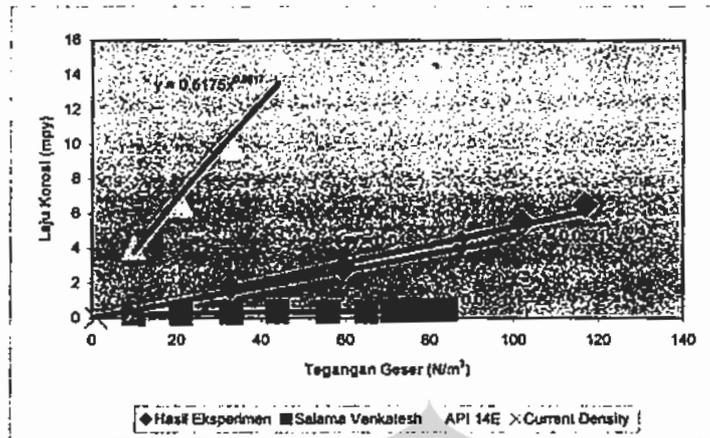
Gambar L.I.2. Perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi A posisi jam 15



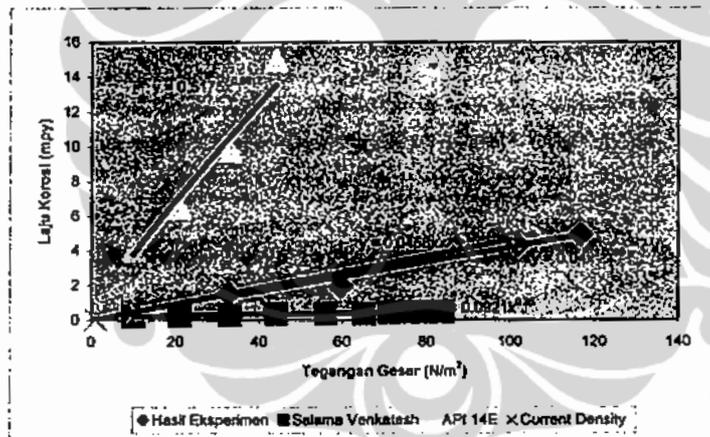
Gambar L.I.3. Perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi A posisi jam 18



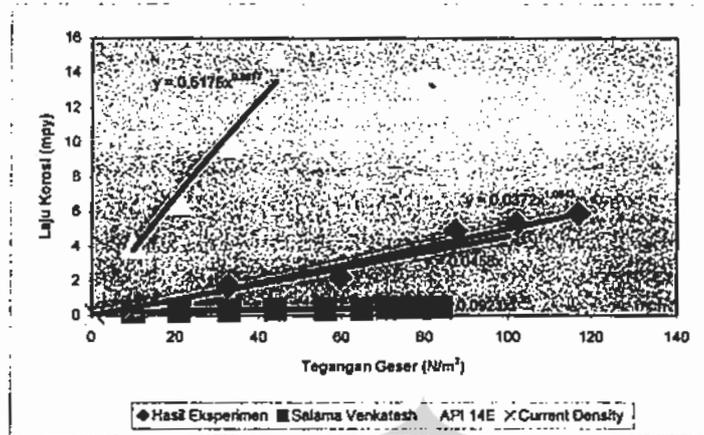
Gambar L.I.4. Perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi A posisi jam 21



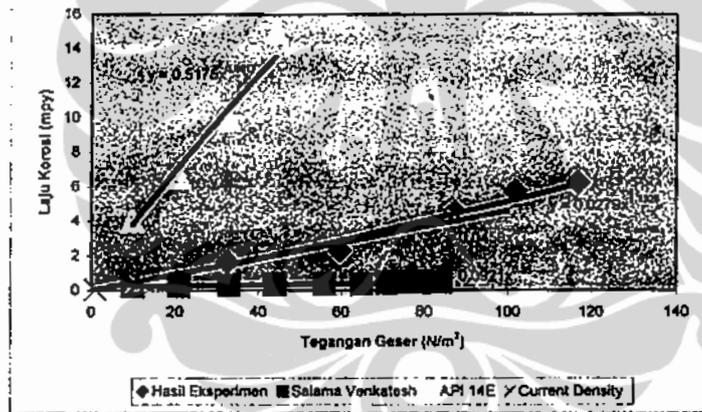
Gambar L.I.5. Perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi B posisi jam 12



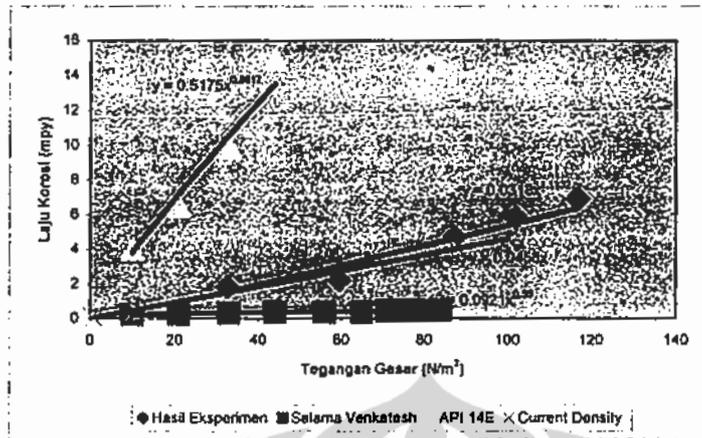
Gambar L.I.6. Perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi B posisi jam 15



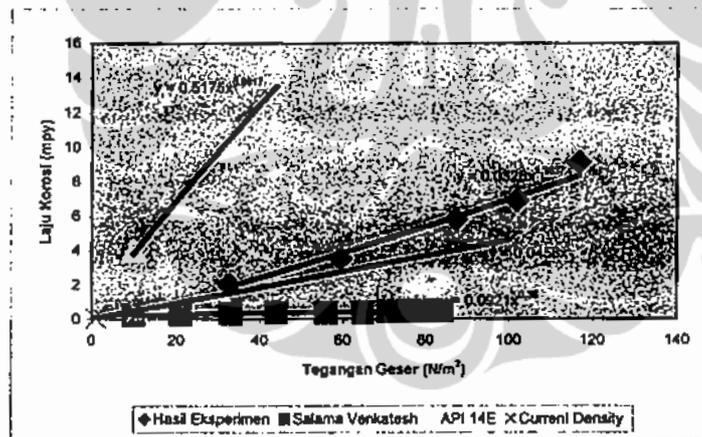
Gambar L.I.7. Perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi B posisi jam 18



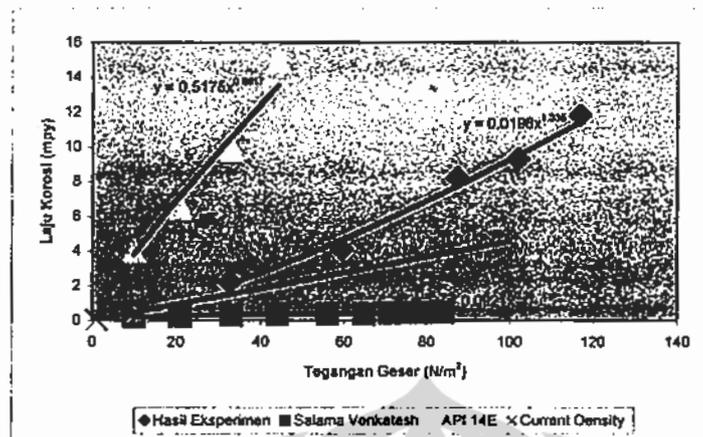
Gambar L.I.8. Perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi B posisi jam 21



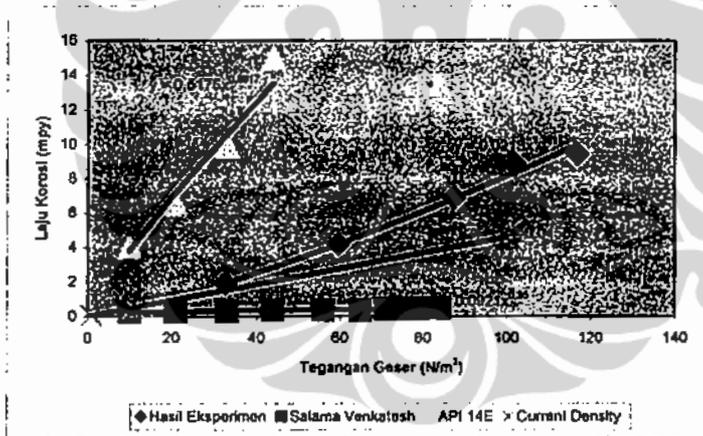
Gambar L.I.9. Perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi C posisi jam 12



Gambar L.I.10. Perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi C posisi jam 15

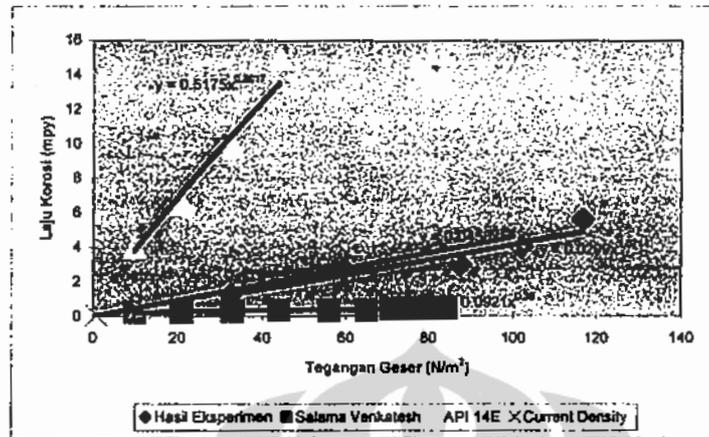


Gambar L.I.11. Perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi C posisi jam 18

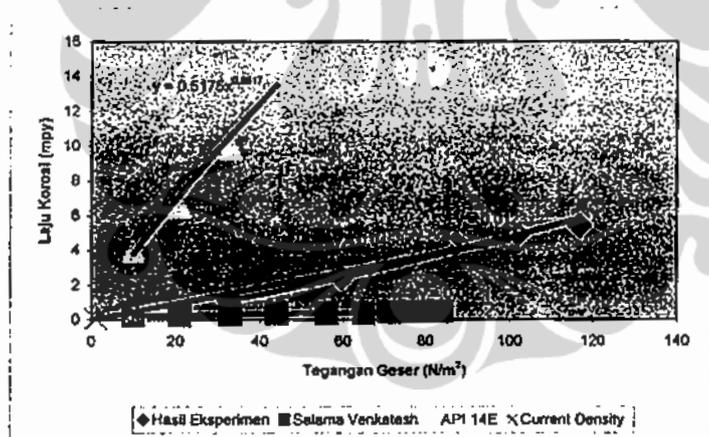


Gambar L.I.12. Perbandingan laju korosi antara material API 5L Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi C posisi jam 21

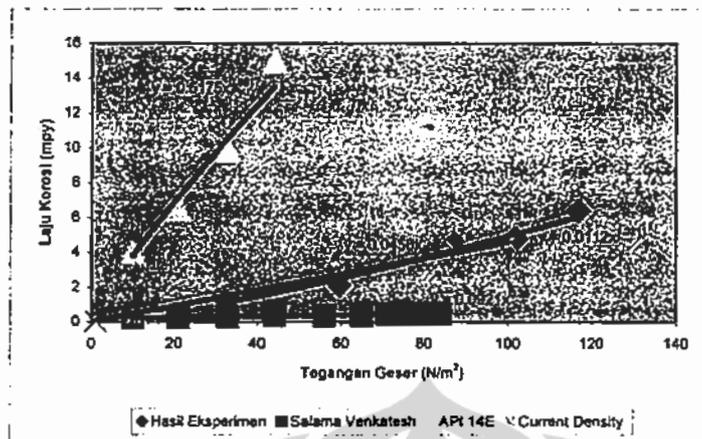
Pipa diameter 4 Inchi



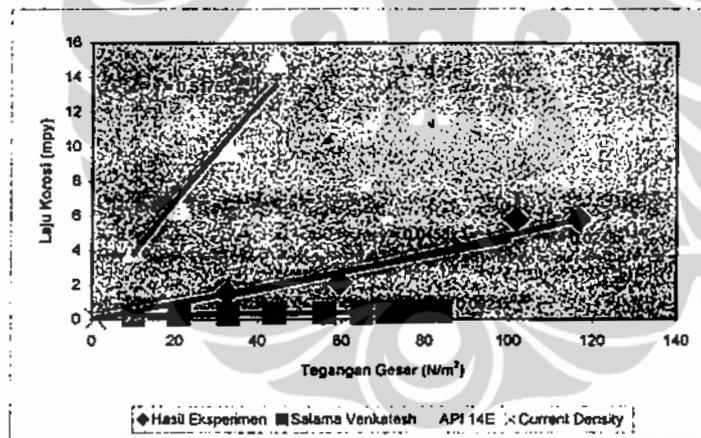
Gambar L.I.13. Perbandingan laju korosi antara material A 106 Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi A posisi jam 12



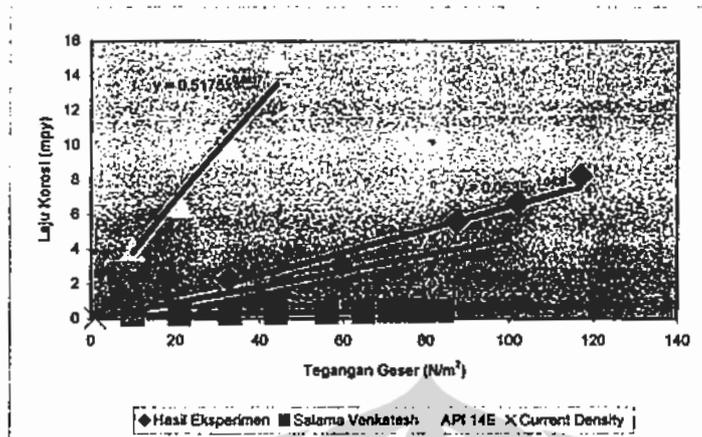
Gambar L.I.14. Perbandingan laju korosi antara material A 106 Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi A posisi jam 15



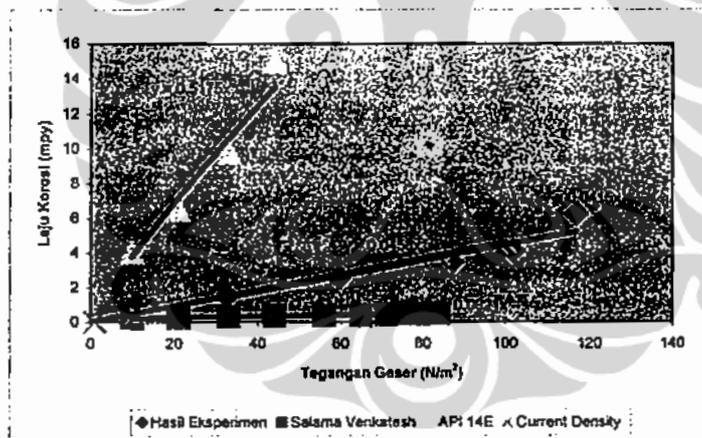
Gambar L.I.15. Perbandingan laju korosi antara material A 106 Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi A posisi jam 18



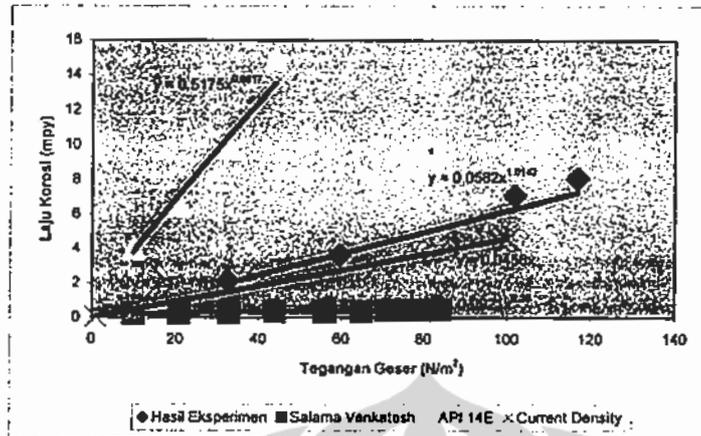
Gambar L.I.16. Perbandingan laju korosi antara material A 106 Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi A posisi jam 21



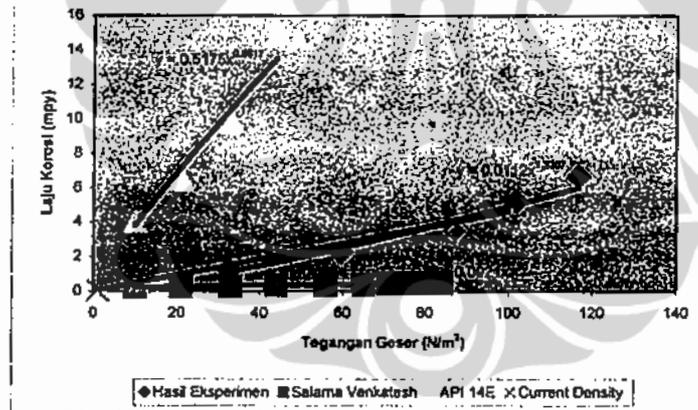
Gambar L.I.17. Perbandingan laju korosi antara material A 106 Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi B posisi jam 12



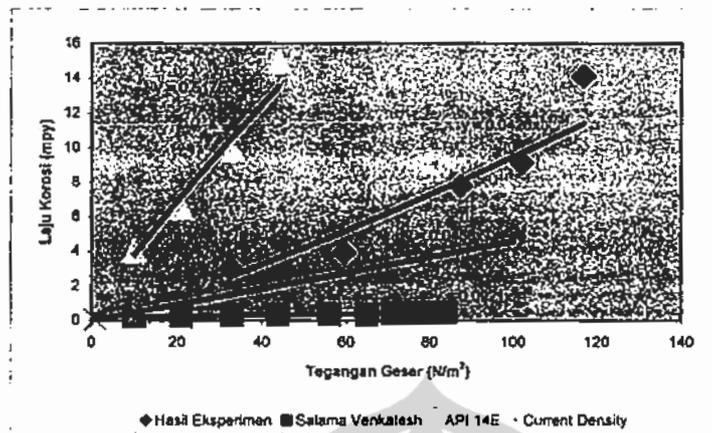
Gambar L.I.18. Perbandingan laju korosi antara material A 106 Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi B posisi jam 15



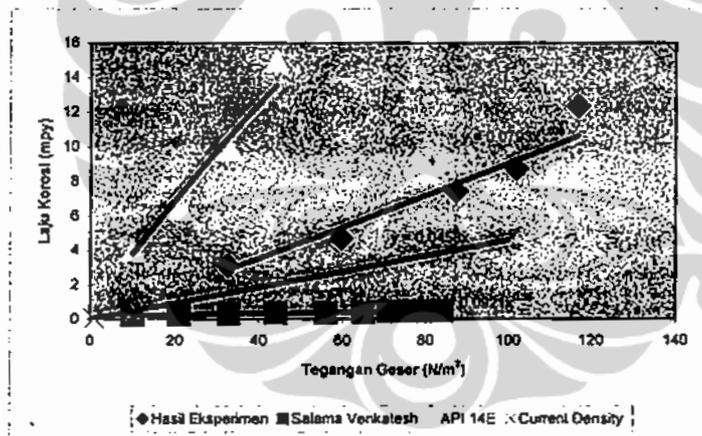
Gambar L.I.19. Perbandingan laju korosi antara material A 106 Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi B posisi jam 18



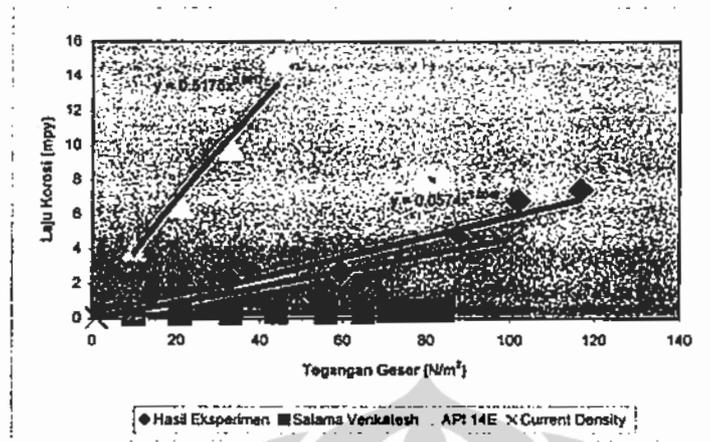
Gambar L.I.20. Perbandingan laju korosi antara material A 106 Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi B posisi jam 21



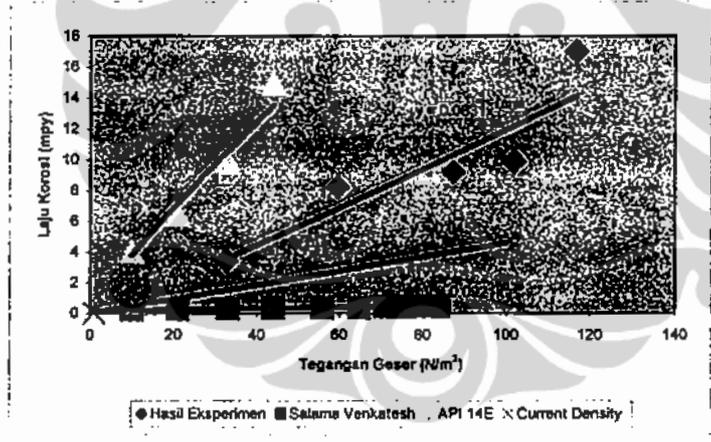
Gambar L.I.21. Perbandingan laju korosi antara material A 106 Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi C posisi jam 12



Gambar L.I.22. Perbandingan laju korosi antara material A 106 Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi C posisi jam 15



Gambar L.I.23. Perbandingan laju korosi antara material A 106 Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi C posisi jam 18



Gambar L.I.24. Perbandingan laju korosi antara material A 106 Grade B terhadap model-model lainnya sebagai fungsi nilai τ_w pada lokasi C posisi jam 21



LAMPIRAN J

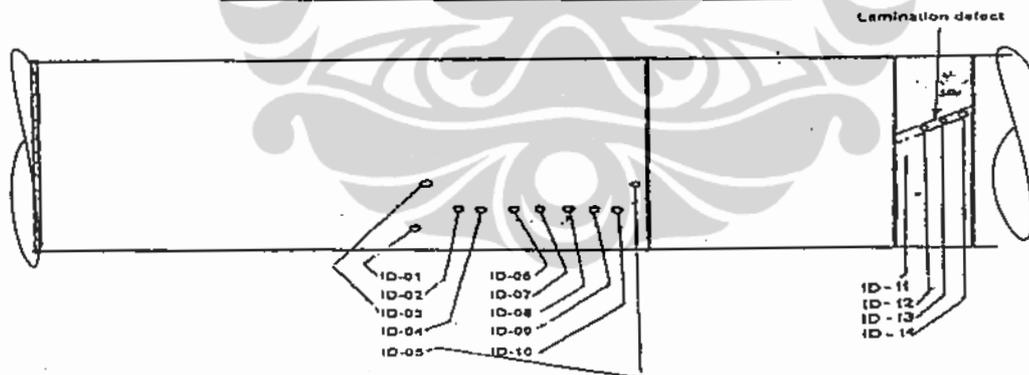
Hasil pengujian ultrasonik, komposisi kimia, kekerasan bahan, dan *chromatography* Pipa Gas 24 Inchi

Hasil pengujian ultrasonik, komposisi kimia, kekerasan bahan, dan chromatography Pipa Gas 24 Inchi

Hasil uji ultrasonik dilakukan di lapangan dengan menggunakan alat uji ultrasonik tipe EPOCH III dengan hasil seperti yang ditunjukkan Gambar 4.128.

Tabel J.1. Hasil uji ultrasonik dengan menggunakan EPOCH III

Posisi	EPOCH-III Detektor Aliran		
	Ident	Lebar	Dalam
Base Metal	ID-01		0.690
Discontinuity	ID-02	2 inch	0.340
Base Metal	ID-03		0.680
Discontinuity	ID-04	2 inch	0.310
Base Metal	ID-05	2 inch	0.310
Discontinuity	ID-06	2 inch	0.310
Discontinuity	ID-07	2 inch	0.310
Discontinuity	ID-08	2 inch	0.310
Discontinuity	ID-09	2 inch	0.310
Discontinuity	ID-10	2 inch	0.310
Base Metal			
Discontinuity			
Discontinuity			
Discontinuity			



Gambar J.1. Sketsa lokasi pengujian pada pipa dia. 24 inchi menggunakan ultrasonik Epoch III

Tabel J.2. Komposisi kimia dalam persen berat pipa dia. 24 inchi

Unsur	Base Metal (Persen Berat)	Lasan Pipa (Persen Berat)
Fe	Sisanya	sisanya
C	0,154	0,1452
Mn	0,9657	0,9145
P	0	0
S	0,0034	0,0030
Cr	0	0
Mo	0	0
Ni	0,0199	0,0073
Cu	0,0349	0,033
V	0	0
Ti	0	0
Pb	0	0
W	0,0130	0,0128

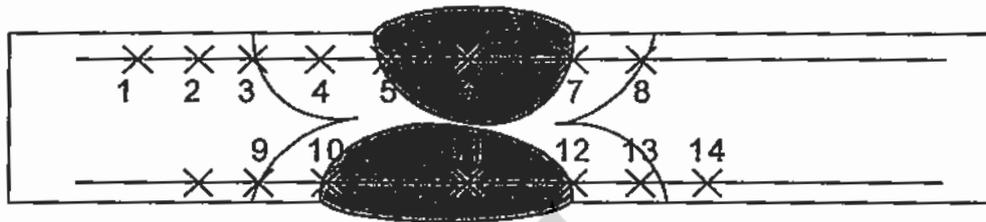
Tabel J.3. Data hasil uji tarik bahan dasar (Base Metal) pipa dia. 24 inchi

Batang Uji	Hasil Uji Tarik Bahan		Hasil Uji Tarik Bahan Rata- Rata
	Melintang (D)	Memanjang (L)	
Luas Penampang, $[A_0]$ (mm ²)	379,20	381,12	
Panjang Awal, $[L_0]$ (mm ²)	50,80	50,80	
Beban Luluh, $[P_y]$ (kgf/mm ²)	12.400	13.100	
Kekuatan Luluh, $[\sigma_y]$ (kgf/mm ²)	32,95	34,48	33,71
Beban Maksimum, $[P_u]$ (kgf)	18.300	18.500	
Kuat Tarik Maksimum, $[\sigma_u]$ (kgf/mm ²)	48,35	48,65	48,50
Panjang Setelah Patah, $[L]$ (mm)	70	71	
Elongasi, $[e]$ (%)	38	40	39

Tabel J.4. Data hasil uji tarik bahan lasan pipa dia. 24 inchi

Batang Uji	Hasil Uji Tarik Lasan		Hasil Uji Tarik Bahan Lasan Rata-Rata
	Melintang (D)	Memanjang (L)	
Luas Penampang, $[A_0]$ (mm ²)	377,28	378,24	
Beban Luluh, $[P_y]$ (kgf/ mm ²)	12.700	12.200	
Kekuatan Luluh, $[\sigma_y]$ (kgf/ mm ²)	36,21	35,80	36
Beban Maksimum, $[P_u]$ (kgf)	19.100	18.900	
Kuat Tarik Maksimum, $[\sigma_u]$ (kgf/mm ²)	51,41	52,43	50,30
Lokasi Patah	Diluar Lasan	Diluar Lasan	

Pengujian kekerasan dalam hal ini digunakan metoda Vickers dengan beban 5 kgf/mm² pada lokasi-lokasi uji sesuai Gambar 4.110, yang hasil ujinya diperlihatkan dalam Tabel 4.14.



Gambar 4.124. Lokasi uji kekerasan Vickers

Tabel J.5. Hasil Uji Kekerasan Bahan Dengan Lasan

Contoh	Uji Ke	Nilai Keras Vickers Hv Garis 1
Pipa No. D-4245	1	183
Heat No. 916169	2	177
(normal)	3	172
	4	169
	5	178
	6	175
	7	201
	8	168
	9	171
	10	169
	11	180
	12	172
	13	167
	14	175
	15	172

Tabel J.6. Hasil analisis proses gas

Sample Point	Stabilizer Feed Surge Drum V-1100	Stabilizer Over Heads Vapor V-1101	Fuel Generator	HP Flare	V-9101	V-9201	
Sample date	4-Aug-05	4-Aug-05	11-Aug-05	19-Aug-05	15-Aug-05	15-Aug-05	
Sample time	10:30	10:45	10:15	8:10	9:50	10:20	
Gas Composition :							
Methane	Mol %	74.68	67.37	85.10	62.20	88.71	89.55
Ethane	Mol %	8.05	10.52	4.44	4.46	3.12	3.05
Carbon Dioxide	Mol %	3.71	4.37	2.69	2.57	2.39	2.34
Propane	Mol %	7.69	10.23	3.78	4.23	2.12	2.00
Nitrogen	Mol %	0.39	0.27	1.09	23.81	1.30	1.33
N-Butane	Mol %	1.83	2.40	0.90	0.97	0.53	0.46
I-Butane	Mol %	1.41	1.86	0.70	0.80	0.39	0.35
I-Pentane	Mol %	0.85	1.10	0.44	0.42	0.33	0.25
N-Pentane	Mol %	0.53	0.77	0.29	0.22	0.24	0.18
Hexanes Plus	Mol %	0.85	1.10	0.58	0.31	0.87	0.48
GHV , BTU / Ideal CF		1294.45	1393.40	1143.62	912.85	1101.42	1077.04
GHV , BTU / Real CF		1301.17	1402.45	1147.75	915.26	1105.34	1080.31
Sp Gr		0.8011	0.8742	0.6950	0.7860	0.6653	0.6490
Comp. Factor @14.7 psi, 60 °F		0.9948	0.9935	0.9964	0.9974	0.9965	0.9970

Tabel J.7. Hasil analisis *Cromatography* fluida gas

Sampel Number	CO ₂	O ₂
0000	5.420	0.000
	3.530	0.000
	3.312	0.000
	3.307	0.000
0001	5.420	0.000
	5.493	0.000
	5.577	0.000
0002	5.460	0.000
	5.370	0.000
	5.600	0.000
0003	5.357	0.000
	5.945	0.000
0100	15.886	0.000
	16.191	0.000
	13.287	0.000
	53.855	0.000
0300	3.229	0.000
	7.056	0.000
	7.011	0.000
	7.898	0.000
0700	2.285	0.000
	3.138	0.000
	5.259	0.000
0900	15.886	0.000
	16.253	0.000
	13.439	0.000
1200	5.371	0.000
	6.000	0.000
1500	3.258	0.000
	9.056	0.000
	7.245	0.000
	7.003	0.000
1900	2.285	0.000
	3.176	0.000
2359	11.752	0.000
	4.023	0.000
	4.400	0.000
	3.007	0.000
	2.355	0.000
	5.355	0.000
1900	3.258	0.000